

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой»

А.Г. Кульбей

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

для студентов специальности 1-70 05 01
«Проектирование, сооружение и эксплуатация
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

для слушателей ИПК специальности 1 70 05 74 «Проектирование,
сооружение и ремонт нефтепроводов, газопроводов и газонефтехранилищ»

Новополоцк
ПГУ

Оглавление

1. Основные задачи технологического расчета нефтепроводов	3
2. Исходные данные для технологического расчета параметров трубопровода	3
3. Основные формулы для гидравлического расчета трубопровода	8
4. Коэффициент гидравлического сопротивления	10
5. Обобщенная формула Л.С. Лейбензона	13
6. Гидравлический уклон	15
7. Характеристика трубопровода	17
8. Характеристика насоса и насосной станции	18
9. Уравнение баланса напоров	19
10. Совмещенные характеристики	21
11. Определение числа нефтеперекачивающих станций	23
12. Расстановка нефтеперекачивающих станций (метод Шухова).	25
13. Причины снижения пропускной способности и способы его устранения	30
14. Очистка трубопровода от отложений	35
15. Изменение насосных характеристик изменением диаметра рабочего колеса	37
16. Изменение насосных характеристик изменением числа оборотов ротора нагнетателя	39
17. Увеличение пропускной способности трубопровода	46
К основным способам увеличения пропускной способности трубопровода относятся:	46
18. Увеличение пропускной способности путем удвоения числа насосных станций	47
19. Увеличение пропускной способности путем прокладки дополнительных лупингов	47
20. Применение депрессорных присадок при трубопроводном транспорте высокопарафинистых нефтей	51

1. Основные задачи технологического расчета нефтепроводов

В технологический расчет нефтепровода входит решение следующих основных задач:

1. Определение экономически наиболее выгодных параметров нефтепровода:
 - диаметр трубопровода;
 - давление на нефтеперекачивающих станциях;
 - толщина стенки трубопровода;
 - число нефтеперекачивающих станций.
2. Определение местонахождения станций на трассе нефтепровода.
3. Расчет режимов эксплуатации нефтепровода.

При нескольких значениях диаметра выполняются гидравлический и механический расчеты, определяющие (для каждого варианта) число нефтеперекачивающих станций и толщину стенки трубопровода. Наилучший вариант находят по приведенным затратам, т.е. экономическим расчетом.

Расположение нефтеперекачивающих станций определяют графически на сжатом профиле трассы.

В расчет режимов эксплуатации входит:

- определение давлений на станциях;
- подпоры перед ними;
- производительности нефтепровода при условиях перекачки, отличающихся от расчетных;
- решается вопрос о регулировании работы нефтепровода.

2. Исходные данные для технологического расчета параметров трубопровода

Для расчета параметров трубопровода необходимы следующие данные:

1. Пропускная способность (производительность);
2. Зависимость вязкости и плотности нефти от температуры;
3. Температура грунта на глубине заложения трубопровода;
4. Механические свойства материала труб;
5. Техничко-экономические показатели;
6. Чертеж сжатого профиля трассы.

Пропускная способность (производительность) нефтепровода дается в задании на проектирование (в $\text{млн}\cdot\text{т}/\text{год}$). Для расчетов она переводится в $\text{м}^3/\text{час}$ и $\text{м}^3/\text{сек}$ при расчетном значении плотности перекачиваемой жидкости.

При этом считается, что нефтепровод работает 350 дней (8400 часов) в году.

Пропускная способность – основной фактор, определяющий диаметр трубопровода и давление на станциях.

В нормах технологического проектирования даются следующие значения диаметра трубопровода и давления на нефтеперекачивающих станциях в зависимости от пропускной способности (табл. 3.1).

Плотность (ρ) и вязкость (ν) нефти определяются лабораторными анализами. Плотность определяют обычно при температуре 20 °С. При других температурах:

$$\rho_t = \rho_{20} - \xi(t_{\text{расч}} - 20), \quad (3.1)$$

где ρ_{20} – плотность нефтепродукта при 20 °С; ξ – температурная поправка, кг/м³·°С, $\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{20}$.

Таблица 3.1

Значения диаметра трубопровода и давления в зависимости от пропускной способности

Нефтепродуктопроводы			Нефтепроводы		
Наружный диаметр, мм	Давление, МПа	Производительность, млн. т/год	Наружный диаметр, мм	Давление, МПа	Производительность, млн. т/год
219	9 – 10	0,7 – 0,9	529	5,4 – 6,5	6 – 8
273	7,5 – 8,5	1,3 – 1,6	630	5,2 – 6,2	10 – 12
325	6,7 – 7,5	1,8 – 2,2	720	5 – 6	14 – 18
377	5,5 – 6,5	2,5 – 3,2	820	4,8 – 5,8	22 – 26
426	5,5 – 6,5	3,5 – 4,8	920	4,6 – 5,6	32 – 36
529	5,5 – 6,5	6,5 – 8,5	1020	4,6 – 5,6	42 – 50
			1220	4,4 – 5,4	70 – 78

Результаты лабораторных определений вязкости даются в виде вязкостно-температурной кривой.

При отсутствии этого графика кинематическую вязкость при нужной температуре можно найти по эмпирической формуле

$$\lg \lg(\nu - 0,8) = a - b \lg T, \quad (3.2)$$

где ν – вязкость в сантистоксах; T – абсолютная температура; a и b – постоянные, которые можно определить по этой же формуле, если известны значения вязкости при двух различных температурах.

Расчетной температурой считают наименьшую температуру, которую принимает поток нефти в трубопроводе. Эта температура определяется низшей температурой грунта на глубине заложения трубопровода с учётом самонагрева потока в результате трения. Температура грунта на глубине

заложения трубопровода определяется по материалам изысканий. Ее надо знать для определения расчетных значений плотности и вязкости перекачиваемой нефти.

Механические свойства материала труб указываются в ГОСТе. В зависимости от марки стали значения предела прочности и предела текучести находятся в диапазоне от 50 кГ/мм² и 35 кГ/мм² (14ХГС) до 60 кГ/мм² и 42 кГ/мм² (16Г2САФ).

Технико-экономические показатели необходимы для определения приведенных затрат.

В капитальные затраты на линейную часть входит как стоимость труб, так и стоимость всех работ по сооружению трубопровода (сварка, изоляция, рытье траншей и т.д.). В капитальные затраты на станции входит стоимость оборудования, трубопроводных коммуникаций, зданий и т.д., а для головных станций, кроме того, – стоимость резервуарного парка. На линейную часть приходится около 80 % суммарных капитальных затрат. Около 45 – 50 % от капитальных затрат на линейную часть составляет стоимость труб.

Эксплуатационные расходы состоят из следующих основных статей:

1. Отчисления на амортизацию (8,5 % от капитальных затрат на станции и 3,5 % от капитальных затрат на линейную часть);
2. Отчисления на текущий ремонт (1,3 % и 0,3 %);
3. Расходы на электроэнергию;
4. Расходы на смазку, воду, отопление, электроэнергию на собственные нужды;
5. Зарплата;
6. Содержание охраны, управления;
7. Прочие расходы.

Первые три статьи расходов – главные. На амортизацию и текущий ремонт приходится 30 – 40 % всех расходов. Затраты на электроэнергию оставляют 40 – 60 %.

Суммарные эксплуатационные расходы определяют себестоимость перекачки – важнейший показатель, характеризующий экономичность работы нефтепровода.

При определении эксплуатационных расходов для выбора экономически наиболее выгодного варианта можно идти обратным путем: вычислить их по себестоимости перекачки, указанной в нормах технологического проектирования:

$$\mathcal{E} = C \cdot Q \cdot L, \quad (3.3)$$

где C – себестоимость перекачки; Q – производительность; L –

протяженность нефтепровода.

Профиль трассы используется при определении расчетной длины трубопровода и разности геодезических высот, необходимых для гидравлического расчета. На профиле ведется расстановка перекачивающих станций.

Профиль – это чертеж, на котором отложены и соединены между собой характерные точки трассы. Расстояния от начального пункта и геодезические высоты этих точек – их координаты. Таким образом, расстояние между какими-либо двумя точками определяется не соединяющей их линией, а ее проекцией на ось абсцисс. Иными словами, расстояния на профиле откладываются по горизонтали. Это очень важно иметь в виду.

Профиль трассы вычерчивается сжатым: масштаб по вертикали крупнее, чем по горизонтали. Поэтому все возвышенности и впадины на трассе выступают резко, чертеж получается наглядным (рис. 3.1).

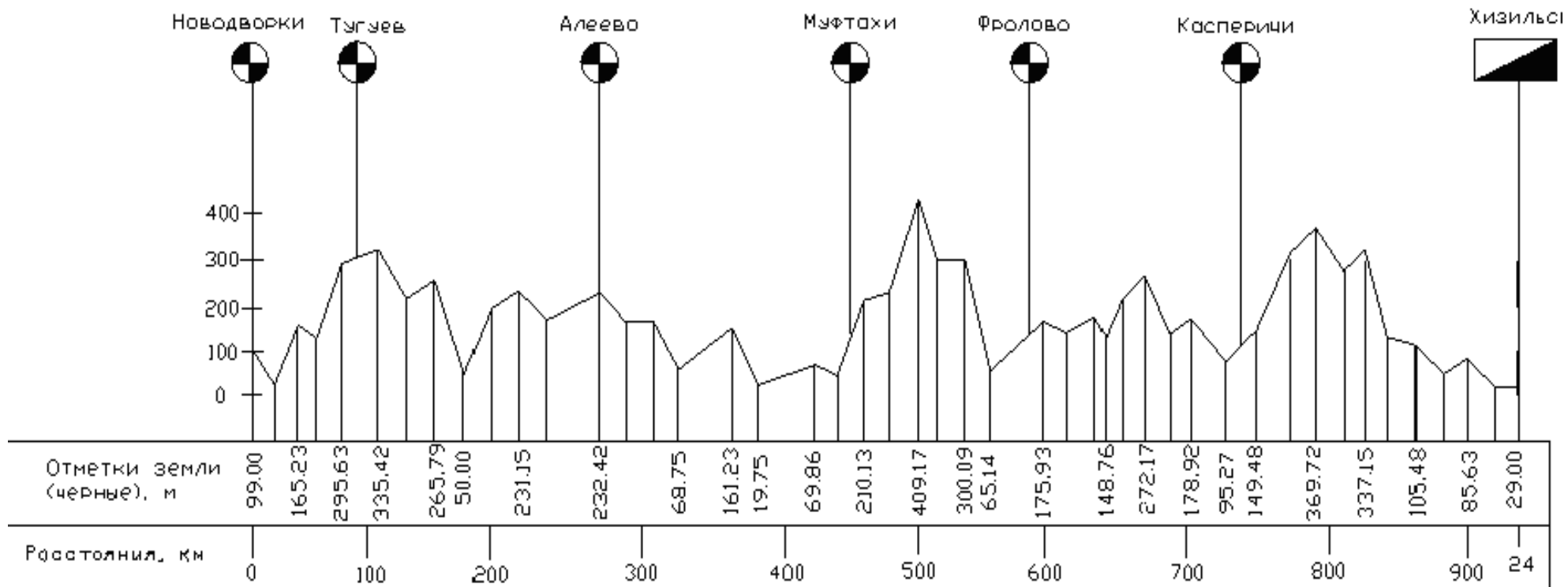


Рис. 3.1. Профиль трассы

3. Основные формулы для гидравлического расчета трубопровода

1. Гидростатика

Основной закон гидростатики:

$$z_1 + \frac{p_1}{\gamma} = z_2 + \frac{p_2}{\gamma} = \text{const}, \quad (3.4)$$

или

$$z_1 + h_1 = z_2 + h_2 = \text{const}. \quad (3.5)$$

2. Кинематика

В однопроводном трубопроводе:

$$Q_1 = Q_2 = \dots = Q_i = \dots = Q_n = \text{const}. \quad (3.6)$$

В параллельном трубопроводе:

$$Q = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_i + \dots + Q_n. \quad (3.7)$$

3. Динамика вязкой жидкости

Уравнение движения Эйлера:

$$\bar{F} - \frac{d\bar{w}}{dt} = \frac{1}{\rho} \text{grad } p. \quad (3.8)$$

Интеграл Бернулли:

$$d \frac{w^2}{2} + \frac{dp}{\rho} - U = 0. \quad (3.9)$$

Коэффициент гидравлического трения λ зависит от числа Re и относительной шероховатости $\varepsilon = \Delta / d$.

Гидравлический уклон:

$$i = \frac{h}{L}. \quad (3.10)$$

Установившееся движение жидкости в трубопроводе описывается уравнением:

$$\frac{dp}{\rho} + \lambda \frac{dx}{D} \frac{w^2}{2} + d \frac{w^2}{2} + g dz = 0, \quad (3.11)$$

где p – давление;

ρ – плотность жидкости;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

x – длина;

D – диаметр трубопровода;

w – средняя скорость движения жидкости;

g – ускорение свободного падения;

z – нивелирная высота.

Величина $\frac{dp}{\rho}$ представляет собой работу перемещения жидкости на участке dx , отнесенную к единице массы (единица измерения $\frac{H}{\text{м}^2} \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} = \frac{H \cdot \text{м}}{\text{кг}}$). Эта работа расходуется на преодоление сил трения $\lambda \frac{dx}{D} \frac{w^2}{2}$, на изменение кинетической энергии жидкости $\left(d \frac{w^2}{2} \right)$ и на подъем жидкости на высоту Δz . Учитывая, что $\rho = idem$ (капельная жидкость) и что в этом случае при постоянном диаметре трубопровода $d \frac{w^2}{2} = 0$, после интегрирования получаем:

$$\frac{p_1 - p_2}{\rho} = \lambda \frac{L}{d} \frac{w^2}{2} + g \Delta z, \quad (3.12)$$

где L – расстояние между точками 1 и 2, т.е. длина трубопровода; $\Delta z = z_2 - z_1$ – разность геодезических высот конца и начала трубопровода.

Разделим (3.12) на g :

$$\frac{p_1 - p_2}{\rho g} = \lambda \frac{L}{d} \frac{w^2}{2g} + \Delta z, \quad (3.13)$$

В последнем уравнении каждый член представляет собой работу, отнесенную уже не к единице массы, а к единице веса жидкости, т.е. высоте. Величина $\frac{p_1}{\rho g}$ (или для краткости $\frac{p_1}{\gamma}$, $\gamma = \rho g$ – удельный вес жидкости) представляет собой высоту H_1 , на которую жидкость поднимается в пьезометре под действием избыточного давления p_1 в начальной точке трубопровода; $\frac{p_2}{\rho g}$ – то же

для конечной точки. Величину $\frac{p}{\rho g}$ (или $\frac{p}{\gamma}$) называют напором: точное название – пьезометрический напор. Размерность $\frac{H}{\text{м}^2} \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} = \text{м}$.

Уравнение (3.13) можно написать иначе:

$$H = h_\tau + \Delta z. \quad (3.14)$$

Здесь $H = H_1 - H_2$ – разность напоров в начальной и конечной точках трубопровода:

$$h_\tau = \lambda \frac{L}{d} \frac{w^2}{2g}. \quad (3.15)$$

Величину H называют также общей или суммарной потерей напора. В общем случае в ее состав входят также потери напора на местные

сопротивления и на изменение скорости.

Очень часто пишут и говорят, что напор или потеря напора измеряется в метрах столба перекачиваемой жидкости. Это совершенно недопустимо. В метрах столба жидкости (например, в метрах водяного, ртутного, а в равной степени и нефтяного столба) может измеряться давление, а не напор. Последний (высота подъема жидкости в пьезометре) может быть измерен только в единицах длины (метрах), а не в единицах давления. Заметим также, что не следует говорить «потеря давления». Давление так же, как и температура, напряжение в цепи электрического тока, концентрация и т.п. не может быть потеряно или израсходовано. Правильнее говорить о падении, уменьшении или снижении давления, однако это не относится полностью к «потере напора»; такое словосочетание укоренилось.

4. Коэффициент гидравлического сопротивления

Формула (3.15) называется формулой Дарси – Вейсбаха. Входящий в нее коэффициент гидравлического сопротивления λ является функцией числа Рейнольдса Re и относительной шероховатости $\varepsilon = \frac{\Delta}{d}$.

$$Re = \frac{wd}{\nu} = \frac{4Q}{\pi d\nu}, \quad (3.16)$$

где ν – кинематическая вязкость перекачиваемой нефти;

Q – объемный расход;

Δ – абсолютная шероховатость стенок трубопровода.

При ламинарном течении, а также и при турбулентном в зоне сравнительно небольших числах Re , выступы шероховатости плавно обтекаются потоком жидкости, шероховатость не влияет на потерю напора и коэффициент гидравлического сопротивления зависит только от числа Рейнольдса. С увеличением Re коэффициент λ уменьшается.

Область, в которой $\lambda = \lambda(Re)$, называется областью гладкого трения.

Увеличение числа Рейнольдса приводит к тому, что от бугорков шероховатости начинают отрываться вихри. Это явление наступает тем раньше, чем больше шероховатость. Теперь сопротивление течению жидкости зависит не только от числа Рейнольдса, но и от шероховатости.

Область, в которой $\lambda = \lambda(Re, \varepsilon)$, называется областью смешанного трения. Здесь с увеличением Re его влияние на λ постепенно уменьшается, а влияние ε – возрастает (увеличивается интенсивность вихреобразования у выступов шероховатости).

При больших числах Рейнольдса коэффициент λ перестает зависеть от Re .

Область, в которой $\lambda = \lambda(Re)$, называется областью совершенно шероховатого трения или областью квадратичного режима движения, так как здесь λ – постоянная величина, и потеря напора прямо пропорциональна квадрату скорости.

При ламинарном течении ($Re < 2000$) коэффициент гидравлического сопротивления находят по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (3.17)$$

Ламинарный режим бывает при перекачке вязких нефтей. Для вычисления λ при турбулентном режиме ($Re > 3000$) в зоне гладкого трения служит эмпирическая формула Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (3.18)$$

Обычно этой формулой пользуются при расчете нефтепроводов для нефти средней вязкости.

В зоне квадратичного трения коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Никурадзе:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg \frac{1}{\varepsilon} + 1,74. \quad (3.19)$$

Альтшуль рекомендует пользоваться формулой Шифринсона:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}. \quad (3.20)$$

В формуле Никурадзе и во всех остальных приведенных ниже формулах величину ε следует определять по эквивалентной шероховатости:

$$\varepsilon = \frac{2\Delta}{d}. \quad (3.21)$$

Квадратичного режима в нефтепроводах как правило не бывает. Лишь приближенно иногда считают, что при квадратичном режиме могут перекачиваться *светлые нефтепродукты*. Квадратичный закон трения возможен лишь в *магистральных газопроводах*.

Для определения коэффициента гидравлического сопротивления в зоне смешанного трения применяются «универсальные» формулы. Их структура такова, что при малых числах Рейнольдса они обращаются в формулы $\lambda = \lambda(Re)$, а при больших – переходят в формулы $\lambda = \lambda(\varepsilon)$. Впервые такого типа формула была предложена Кольбруком и Уайтом:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left[\frac{\varepsilon}{7,4} + \frac{2,51}{Re\sqrt{\lambda}} \right]. \quad (3.22)$$

Если здесь пренебречь стоящим в скобках вторым членом, то останется формула Никурадзе для квадратичного закона трения. Если же пренебречь первым членом, получим формулу Прандтля для режима гладкого трения:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg Re \sqrt{\lambda} - 0,8. \quad (3.23)$$

Результаты вычислений λ по формуле Кольбука и Уайта хорошо совпадают с опытными данными, полученными на технических трубопроводах. Но эта формула имеет существенный недостаток: при вычислении λ необходимо прибегать к *методу итерации* (метод последовательных приближений). От этого недостатка свободны аналогичные формулы (дающие практически такие же результаты), предложенные Френкелем:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left[\frac{\varepsilon}{7,4} + \left(\frac{6,81}{Re} \right)^{0,9} \right]; \quad (3.24)$$

Исаевым:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,8 \lg \left[\left(\frac{K}{3,7d} \right)^{1,11} + \frac{6,8}{Re} \right]. \quad (3.25)$$

Особой простотой отличается формула Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}. \quad (3.26)$$

При $Re \frac{\Delta}{d} < 10$ она практически совпадает с формулой Блазиуса, а при $Re \frac{\Delta}{d} > 500$ – с формулой Шифринсона; $Re \frac{\Delta}{d} = 10$ можно считать границей между областями гладкого и смешанного трения, $Re \frac{\Delta}{d} = 500$ – границей между областями смешанного и совершенно шероховатого трения.

Альтшуль рекомендует следующие значения эквивалентной шероховатости (табл. 3.2)

Таблица 3.2.

Значения эквивалентной шероховатости по Альтшулю

Материал и вид трубы	Состояние трубы	Δ
Бесшовные стальные трубы	Новые и чистые	$\frac{0,01 - 0,02}{0,014}$
	После нескольких лет эксплуатации	$\frac{0,15 - 0,3}{0,2}$

Окончание табл. 3.2

Сварные стальные трубы	Новые и чистые	$\frac{0,03 - 0,12}{0,05}$
	С незначительной коррозией после чистки	$\frac{0,1 - 0,2}{0,15}$
	Умеренно заржавленные	$\frac{0,3 - 0,7}{0,5}$
	Старые заржавленные	$\frac{0,8 - 1,5}{0,5}$

		1,0
	Сильно заржавленные или с большими отложениями	$\frac{2,0-4,0}{3,0}$

Вопрос 16. Обобщенная формула Л.С.Лейбензона. Гидравлический уклон трубопровода (по Лейбензону).

5. Обобщенная формула Л.С. Лейбензона

Формулы Стокса, Блазиуса и Никурадзе (а также и Шифринсона) имеют следующий общий вид:

$$\lambda = \frac{A}{Re^m}, \quad (3.27)$$

где A и m – постоянные величины; m – показатель режима движения жидкости.

Подставив (3.27) в уравнение Дарси – Вейсбаха (3.15) и учитывая $Re = \frac{4Q}{\pi d v}$, получим обобщенную формулу Лейбензона:

$$h_\tau = \beta \frac{Q^{2-m}}{d^{5-m}} L, \quad (3.28)$$

где $\beta = \frac{8A}{4^m \pi^{2-m} g}$.

Проведём подробные преобразования, которые приводят к формуле Лейбензона. В формулу $h_\tau = \lambda \frac{L}{d} \frac{v^2}{2g}$ подставим значение $\lambda = \frac{A}{Re^m}$ и получим:

$$\lambda = \frac{A}{Re^m} \frac{L}{d} \frac{v^2}{2g}. \quad (3.29)$$

Введём в это выражение значение $Re = \frac{4Q}{\pi d v}$ и запишем, после простых преобразований, формулу Лейбензона:

$$\begin{aligned} h_\tau &= \frac{A}{\left(\frac{4Q}{\pi d v}\right)^m} \frac{L}{d} \frac{v^2}{2g} = \frac{A}{\left(\frac{4Q}{\pi d v}\right)^m} \frac{L}{d} \frac{16Q^2}{2g\pi^2 d^4} = \frac{A(\pi d v)^m L}{(4Q)^m} \frac{8Q^2}{d g \pi^2 d^4} = \\ &= \frac{8A}{4^m \pi^{2-m} g} \frac{Q^{2-m} v^m}{d^{5-m}}. \end{aligned} \quad (3.30)$$

Формула Лейбензона широко применяется в тех случаях, когда зависимость h_τ от Q должна быть выражена в явном виде. Величины m , A и β имеют следующие значения (табл. 3.3).

Таблица 3.3

Значения коэффициентов m , A и β

Режим течения	m	A	$\beta, \text{с}^2/\text{м}$
Ламинарный	1	64	$\frac{128}{\pi \cdot g} = 4,15$
Турбулентный: – зона гидравлически гладких труб	0,25	0,3164	$\frac{0,242}{g} = 0,0247$
– переходная зона	0,123		$0,0802 \cdot 10^{\left(0,127 \cdot \frac{\lambda}{a} \right)^{27}}$
– зона квадратичного трения	0	λ	$\frac{8 \cdot \lambda}{\pi^2 \cdot g} = 0,0826 \cdot \lambda$

На графике (рис. 3.2) $\lg \lambda = f(\lg Re)$ зависимость (3.27) для указанных в таблице режимов течения выглядит в виде прямых линий, тангенс угла наклона которых к оси $\lg Re$ равен m . В области смешанного трения, где λ зависит не только от Re , но и от относительной шероховатости ε , линия $\lg \lambda = f(\lg Re)$ оказывается плавной кривой. Показатель режима течения m в этой области – переменная величина.

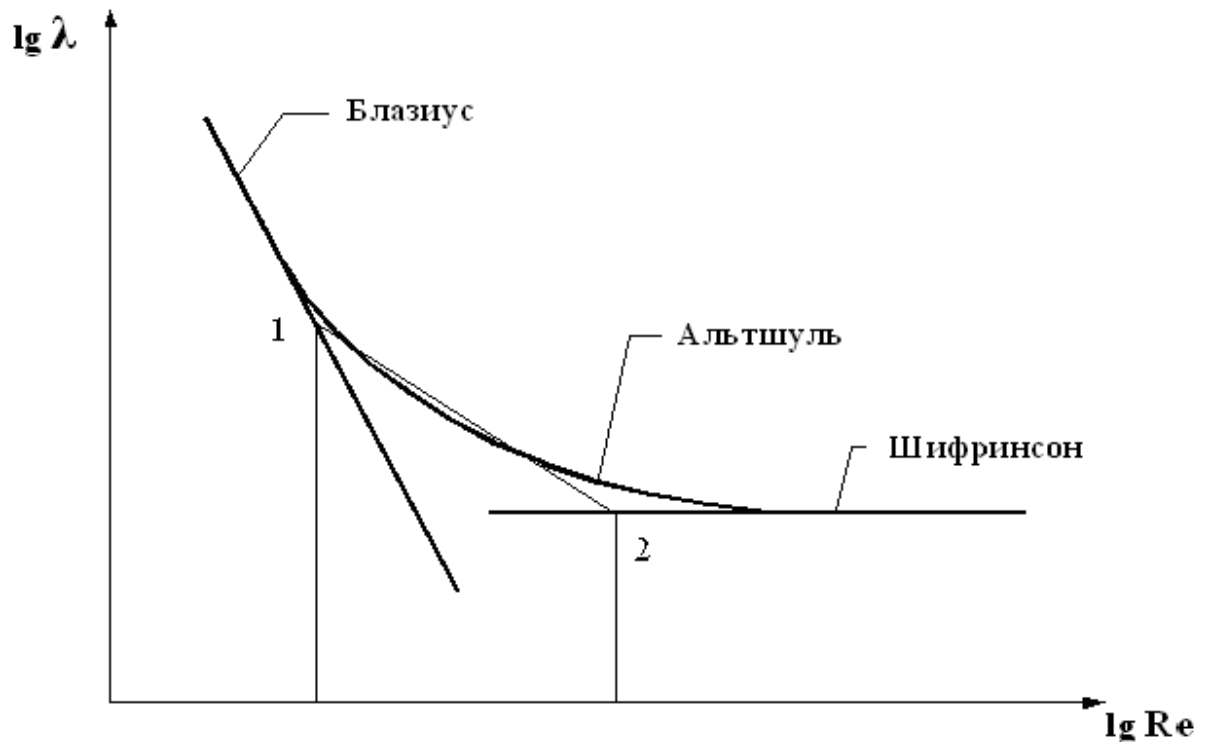


Рис. 3.2. Замена кривой $\lg \lambda = f(\lg Re)$ прямой линией

Последнее обстоятельство исключает возможность использования формулы Лейбензона в области смешанного трения. Это большой недостаток, так как область смешанного трения охватывает широкий интервал чисел Рейнольдса, при которых обычно ведутся перекачки маловязких нефтей и светлых нефтепродуктов. Однако ценой некоторой потери в точности расчетов этот недостаток может быть устранен.

Отметим на графике $\lg \lambda = f(\lg Re)$ цифрой 1 точку на прямой Блазиуса, где

$Re_1 = 10 \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{-1}$, цифрой 2 точку на прямой Шифринсона, где $Re_2 = 500 \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{-1}$ (границы области смешанного трения). Подставив Re_1 в формулу Блазиуса, а Re_2 в формулу Шифринсона, найдем $\lg \lambda_1$ и $\lg \lambda_2$ – ординаты точек 1 и 2. Теперь проведем через точки 1 и 2 прямую. Ее уравнение приводится к виду:

$$\lg \lambda = 0,127 \lg \frac{\Delta}{d} - 0,627 - 0,123 \lg Re. \quad (3.31)$$

Приняв $10^{0,127 \lg \frac{\Delta}{d} - 0,627} = A$, получим:

$$\lambda = \frac{A}{Re^{0,123}}. \quad (3.32)$$

Очевидно, замена кривой $\lg \lambda = f(\lg Re)$ прямой 1 – 2 равносильна замене формулы Альтшуля формулой (3.32). Это дает возможность распространить формулу Лейбензона и на область смешанного трения. Для этой области в соответствии с (3.32) $m = 0,123$. Коэффициент β будет зависеть от $\frac{\Delta}{d}$ (так как от $\frac{\Delta}{d}$ зависит A). Но это не вызовет существенных неудобств при практических расчетах: величину β при заданном значении $\frac{\Delta}{d}$ можно найти в табл. 3.4, полученной на основании приведенных выше формул.

Таблица 3.4

Зависимость коэффициента β (сек²/м) от $\frac{\Delta}{d}$

$\frac{\Delta}{d}$ β	0,00001 0,00437	0,00002 0,00477	0,00003 0,00502	0,00004 0,00521	0,00005 0,00536	0,00006 0,00548	0,00007 0,00559	0,00008 0,00569
$\frac{\Delta}{d}$ β	0,0001 0,00585	0,0002 0,00639	0,0003 0,00673	0,0004 0,00698	0,0005 0,00718	0,0006 0,00735	0,0007 0,00750	0,0008 0,00763
$\frac{\Delta}{d}$ β	0,001 0,00785	0,002 0,00857	0,003 0,00903	0,004 0,00936	0,006 0,00985	0,008 0,0102	0,01 0,0105	0,02 0,0115
$\frac{\Delta}{d}$ β	0,03 0,0121	0,05 0,0129	–	–	–	–	–	–

6. Гидравлический уклон

Отложим от начальной и конечной точек профиля трассы напоры (рис. 3.3):

$$H_2 = \frac{p_2}{\gamma} \text{ и } H_1 = \frac{p_1}{\gamma}.$$

Предполагается, что диаметр трубопровода – одинаковый по всей длине,

местных сопротивлений нет, расход по длине не изменяется. Концы полученных отрезков H_1 и H_2 соединим прямой. Эта прямая называется линией падения напора или линией гидравлического уклона. Она показывает распределение напора по длине трубопровода. Тангенс угла наклона этой прямой называется гидравлическим уклоном i .

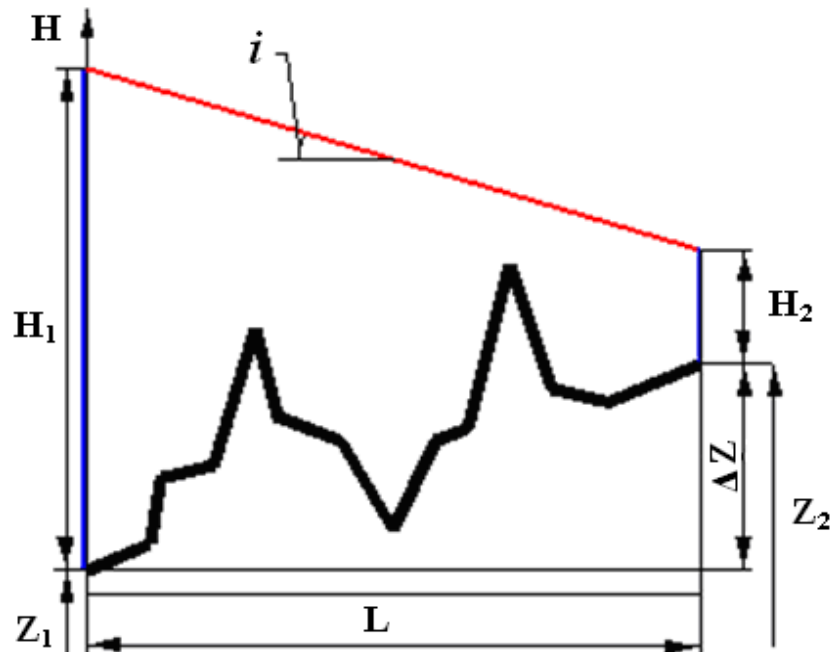


Рис. 3.3. Определение гидравлического уклона

Из чертежа видно, что

$$i = \frac{H_1 - H_2 - \Delta z}{L}. \quad (3.33)$$

Но в соответствии с (3.14): $H_1 - H_2 - \Delta z = h$, следовательно, физический смысл гидравлического уклона – потеря напора на трение, приходящаяся на единицу длины трубопровода:

$$i = \lambda \frac{1}{d} \frac{v^2}{2g}; \quad (3.34)$$

или по Лейбензону:

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{d^{5-m}}. \quad (3.35)$$

Удобно пользоваться следующей компактной формулой:

$$i = f Q^{2-m}. \quad (3.36)$$

где $f = \beta \frac{v^m}{D^{5-m}}$ – гидравлический уклон при $Q = 1$.

Прямая, соединяющая концы отрезков H_1 и H_2 , называется линией гидравлического уклона. Она показывает распределение напоров (а, следовательно, и давлений) по длине трубопровода.

Вопрос 17. Совмещенная характеристика трубопровода и насосной станции. Уравнение баланса напоров.

7. Характеристика трубопровода

Характеристикой трубопровода называется зависимость потери напора от расхода. Уравнение

$$H = \beta \frac{Q^{2-m} \nu^m}{D^{5-m}} L + \Delta z \quad \text{или} \quad H = f Q^{2-m} L + \Delta z$$

есть аналитическое выражение этой зависимости.

Графическое изображение характеристики трубопровода показано на рис. 3.7.

Начальная точка характеристики – конец отрезка Δz , откладываемого по оси H вверх, если $z_2 > z_1$ или вниз, когда $z_2 < z_1$. Если трубопровод работает с противодавлением p_2 в конечной точке, то к Δz прибавляется p_2/γ .

Величины ν , L и D определяют крутизну характеристики. Чем больше вязкость перекачиваемой жидкости, протяженность трубопровода и чем меньше его диаметр, тем характеристика круче.

При малых расходах в зоне ламинарного течения зависимость H от Q линейная, в области турбулентного течения – параболическая. Однако в уравнении характеристики трубопровода переход от линейной части к параболической не отражен. Приняв, например, $m = 0,25$, получим параболическую кривую при любых значениях Q , в том числе и при соответствующих ламинарному течению.

При практических расчетах нет нужды вычерчивать характеристику от начальной точки, соответствующей $Q = 0$. Вполне достаточно построить характеристику трубопровода по трем или даже двум точкам, находящимся в узком диапазоне расходов, ожидаемых при эксплуатации рассчитываемого трубопровода.

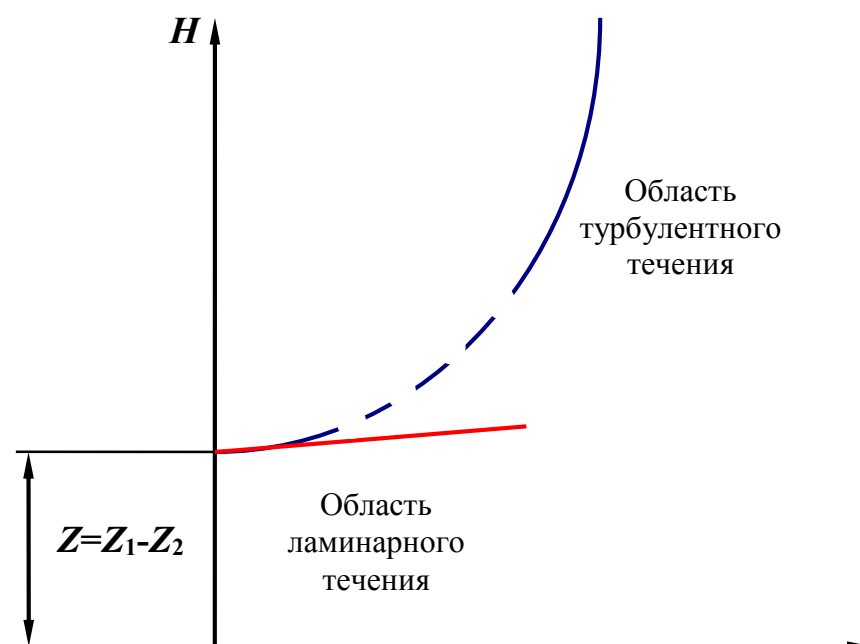


Рис. 3.7. Характеристика трубопровода

8. Характеристика насоса и насосной станции

Характеристикой насоса называется зависимость развиваемого им напора H от подачи Q . Для поршневых насосов характеристика Q - H имеет такой же вид, как и зависимость крутящего момента от частоты вращения для двигателя. В частном случае для насоса с приводом от синхронного электродвигателя характеристика представляет собой прямую, параллельную оси H .

Для центробежных насосов, применяемых на магистральных нефтепроводах, характеристики имеют вид полого падающих кривых. Участок характеристики, соответствующий наиболее высоким значениям КПД – рабочая область. Для этой области зависимость H от Q очень удачно аппроксимируется выражением

$$H = a - bQ^2. \quad (3.48)$$

Часто бывает необходимо совместно решать уравнения характеристик насоса (насосной станции) и трубопровода. В этих случаях вместо (3.48) целесообразно принять

$$H = a - bQ^{2-m}. \quad (3.49)$$

В формулах (3.48) и (3.49) a и b – постоянные величины, определяемые

обработкой координат точек, взятых в рабочей области характеристики. По смыслу в (3.12) или (3.13) a – напор при $Q = 0$ (напор при закрытой задвижке на нагнетании $H_{33} = a$); коэффициент b свидетельствует о крутизне характеристики. В формуле (3.13) величина m – коэффициент, зависящий от режима движения жидкости, та же, что и в формуле Лейбензона для потери напора в трубопроводе (При ламинарном течении $m = 1$; при турбулентном в зоне гидравлически гладкого трения $m = 0,25$; в зоне квадратичного трения $m = 0$).

Характеристики насосов получают опытным путем при работе на воде. При работе на нефти (вязкая жидкость) характеристика $Q-H$ снижается, становится более крутой. Методику пересчета характеристики «с воды на нефть» можно найти в специальных руководствах.

Плотность не влияет на характеристику $Q-H$: напор, развиваемый насосом, не изменяется при изменении плотности перекачиваемой жидкости.

Характеристику группы соединенных между собой насосов (суммарную характеристику) получают сложением характеристик насосов, входящих в эту группу.

При последовательном соединении складываются напоры при одинаковых расходах, а при параллельном – расходы при одинаковых напорах. Это показано на рис. 3.8.

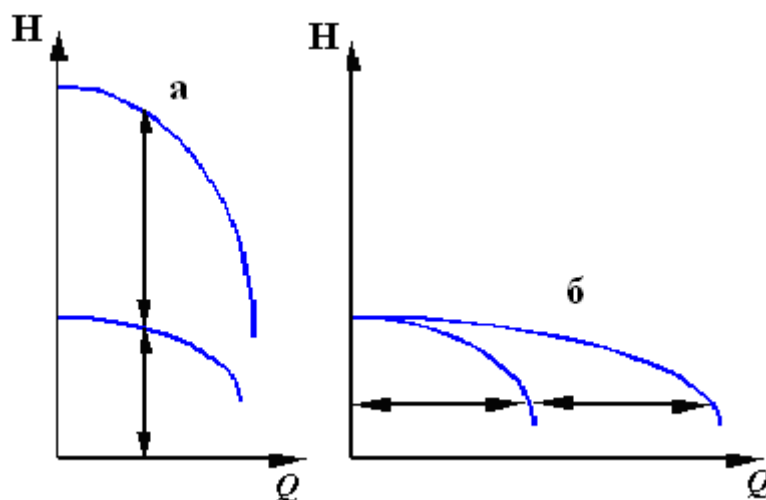


Рис. 3.8. Построение суммарной характеристики двух насосов, соединенных: а) последовательно, б) параллельно

Суммарная характеристика насосов, работающих на насосной станции, называется *характеристикой насосной станции*.

9. Уравнение баланса напоров

Если потоку жидкости в трубопроводе приходится не только преодолевать сопротивление, обусловленное трением и подъем на высоту Δz , но и совершать механическую работу, приводя в движение, например, турбину, то уравнение (3.12)

$$\frac{p_1 - p_2}{\rho} = \lambda \frac{L}{D} \frac{w^2}{2} + g\Delta z$$

должно быть дополнено слагаемым $\frac{N}{M}$, где N – мощность, M – массовый расход.

Если же на пути потока поставлена не турбина, а насос, то слагаемому $\frac{N}{M}$ должен быть присвоен знак «минус».

Итак, в том случае, когда рассматривается система, состоящая из трубопровода и насосной станции

$$\frac{p_1 - p_2}{\rho} = \lambda \frac{L}{D} \frac{w^2}{2} + g\Delta z - \frac{N}{M}.$$

Перейдя к напорам и учитывая, что:

$$M = Q\rho = Q \frac{\gamma}{g} N = QH_{CT},$$

где H_{CT} – напор, развиваемый насосной станцией, получим

$$\frac{p_1}{\gamma} + H_{CT} = h_{\tau} + \Delta z + \frac{p_2}{\gamma}. \quad (3.53)$$

Вывод выражения (3.53) осуществлён следующим образом.

Так как

$$\frac{N}{M} = \frac{QH_{CT}}{Q \frac{\gamma}{g}} = H_{CT}g,$$

то

$$\frac{p_1 - p_2}{\rho} = \lambda \frac{L}{D} \frac{w^2}{2} + g\Delta z - H_{CT}g.$$

Делим это выражение на g и получаем:

$$\frac{p_1 - p_2}{\gamma} = \lambda \frac{L}{D} \frac{w^2}{2g} + \Delta z - H_{CT} \quad \text{или} \quad \frac{p_1 - p_2}{\gamma} = h_{\tau} + \Delta z - H_{CT},$$

откуда $\frac{p_1 - p_2}{\gamma} = \lambda \frac{L}{D} \frac{w^2}{2g} + \Delta z - H_{CT}$.

На магистральных нефтепроводах напор p_1/γ создается специальной (**подпорной**) насосной станцией.

Если из p_1/γ вычесть потерю напора в системе трубопроводов на всасывающей стороне основной насосной станции ($h_{вс}$), т.е. в коммуникациях, соединяющих подпорную насосную с основной, получим напор во всасывающем патрубке первого основного насоса, называемый подпором ΔH_1 .

В состав h_{τ} входят потеря напора на трение в магистрали iL и в коммуникациях $nh_{ст}$ всех n перекачивающих станций. В свою очередь потеря напора в коммуникациях (одной) станции $h_{ст} = h_{вс} + h_{н}$, причем индекс «вс»

означает всасывающая сторона, а индекс «н» – нагнетательная сторона.

Напор в конечном пункте нефтепровода p_2/γ будет обозначать $h_{\text{кп}}$. Это потеря напора в коммуникациях конечного пункта, включая и высоту уровня в приемном резервуаре.

Для магистрального нефтепровода с n одинаковыми перекачивающими станциями уравнение (3.53) можно представить в следующем виде:

$$\Delta H_1 + nH_{\text{СТ}} = iL + \Delta z + nh_{\text{СТ}} + h_{\text{кп}}. \quad (3.54)$$

В дальнейшем для краткости не будем писать два последних члена:

$$\Delta H_1 + nH_{\text{СТ}} = iL + \Delta z. \quad (3.55)$$

Уравнения (3.53), (3.54), (3.55) называются *уравнениями баланса напоров*.

В левой части этих уравнений – напор, развиваемый насосными станциями, а в правой – потеря напора.

Смысл уравнений баланса напоров аналогичен смыслу третьего закона Ньютона.

Выразив напор, развиваемый одной станцией, в виде $H_{\text{СТ}} = a - bQ^{2-m}$ (3.49) и гидравлический уклон в виде $I = fQ^{2-m}$, получим уравнение баланса напоров в следующем виде:

$$\Delta H_1 + n(a - bQ^{2-m}) = fQ^{2-m}L + \Delta z. \quad (3.56)$$

Это уравнение с одним неизвестным. Здесь Q – конкретная величина.

Считая ΔH_1 постоянной величиной, получаем из (3.56):

$$Q = \sqrt[2-m]{\frac{\Delta H_1 + na - \Delta z}{nb + fL}}. \quad (3.57)$$

Определив Q , можно, вычислить напор, развиваемый станциями:

$$H = a - bQ^{2-m};$$

потери напора в трубопроводе:

$$H = fQ^{2-m}L + \Delta z.$$

Обе эти величины равны между собой (баланс напоров).

10. Совмещенные характеристики

Те же значения расхода и напора можно найти графически, построив на одном чертеже характеристики трубопровода и насосных станций (совмещенная характеристика, рис. 3.9).

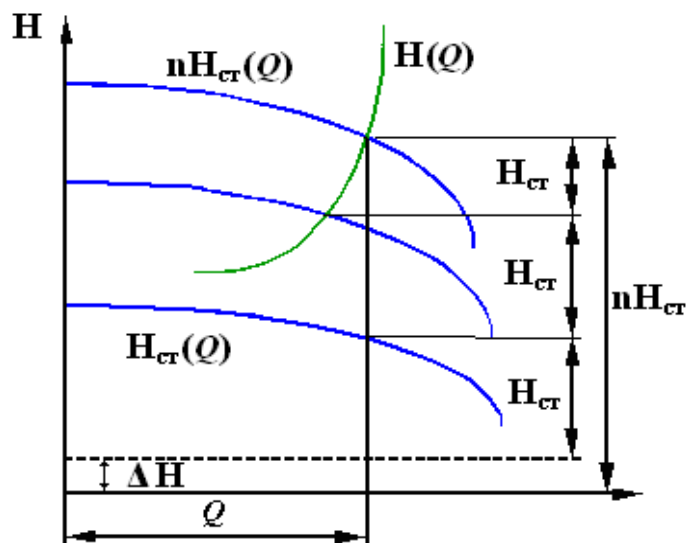


Рис. 3.9. Совмещенная характеристика трубопровода и насосных станций

Точка пересечения кривых $H(Q)$ на совмещенной характеристике называется *рабочей*. Координаты этой точки – расход в системе насосная станция – трубопровод и напор, развиваемый насосными станциями (потеря напора в трубопроводе).

На рис. 3.9 ось Q можно перенести вверх на величину ΔH_1 (пунктирная горизонтальная линия). В этом случае подпор перед головной станцией ΔH_1 должен быть учтен характеристикой трубопровода:

$$H = fQ^{2-m}L + \Delta z - \Delta H_1.$$

Совмещенные характеристики можно построить и для отдельных насосных станций с соответствующими участками трубопровода (перегонами). Для однотипных станций координаты рабочих точек этих характеристик будут одинаковыми, если подпоры перед станциями отнести к характеристикам перегонов. Иными словами, любая из расположенных на трассе насосных станций развивает один и тот же напор независимо от длины и разности отметок конца и начала сопряженного с ней перегона.

В отличие от этого напоры, развиваемые станциями с поршневыми насосами, зависят от длин и разностей высот конца и начала соответствующих перегонов. (Привод от синхронных электродвигателей, перекачка с подключенными резервуарами).

Баланс напоров и равенство подачи насосов расходу в трубопроводе (материальный баланс перекачки) дают основание для следующего важного вывода: трубопроводы и насосные станции составляют единую гидравлическую систему.

Это положение является исходным при решении любых вопросов перекачки нефти (нефтепродуктов) по магистральным трубопроводам. Изменение режима работы какой-либо одной насосной станции (например, отключение части

насосов) нарушит режим остальных станций и одновременно повлечет за собой изменение режима работы трубопровода.

Работу трубопровода и насосных станций всегда надо рассматривать как совместную.

Гидравлический расчет любого (не только магистрального) трубопровода нельзя считать законченным, если лишь вычислена потеря напора при заданном расходе и подобраны насосы. В результате расчета должен быть определен фактический расход, который установится в системе насос (насосные станции) – трубопровод, т.е. расход, соответствующий рабочей точке на совмещенной характеристике.

11. Определение числа нефтеперекачивающих станций

Пренебрегая в уравнении баланса напоров

$$\Delta H_1 + nH_{ст} = iL + \Delta z$$

величиной H_1 , получим:

$$n_0 H_{ст} = iL + \Delta z. \quad (4.1)$$

По данному уравнению будем находить число станций n_0 :

$$n_0 = \frac{iL + \Delta z}{H_{ст}}. \quad (4.2)$$

Напор, развиваемый одной станцией ($H_{ст}$), логично брать соответствующим расчетному расходу по характеристике $Q-H$.

Число станций n_0 обычно оказывается смешанной дробью. Его округляют до целого числа n .

Производительность нефтепровода при округленном числе станций будем называть проектной.

Если n_0 округлено в большую сторону, то проектная производительность Q_6 будет больше расчетной Q_0 , и наоборот, при округлении n_0 в меньшую сторону, проектный расход Q_a окажется меньше расчетного. Это видно из формулы:

$$Q = 2^{-m} \sqrt{\frac{\Delta H_1 + na - \Delta z}{nb + fL}}$$

и из рис. 4.1.

Производительности Q_a и Q_6 устанавливаются в системе насосные станции – трубопровод автоматически. Однако можно проектную производительность оставить равной расчетной. Для этого необходимо, чтобы рабочая точка на совмещенной характеристике трубопровода и насосных станций находилась на отрезке ab (рис. 4.1).

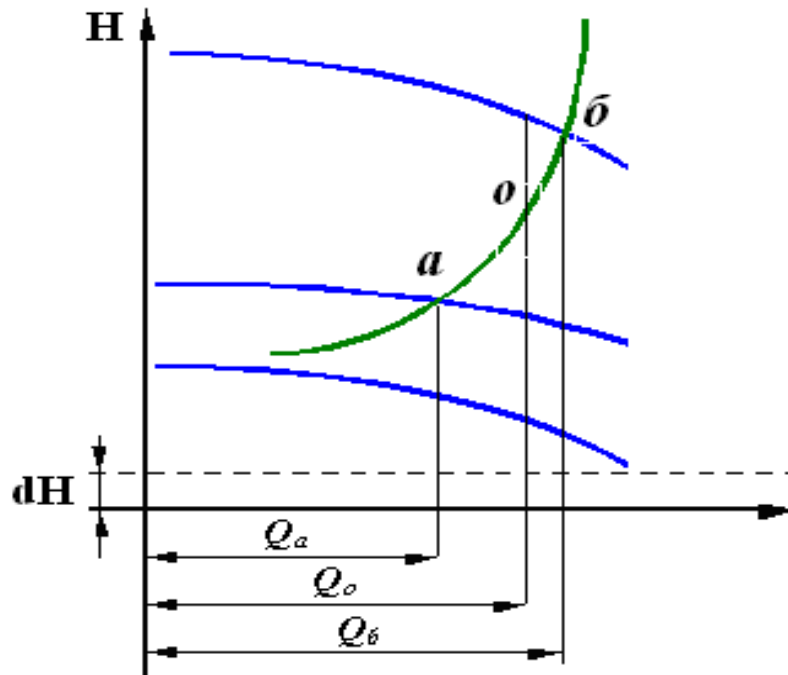


Рис. 4.1. Изменение производительности при округлении числа станций

При округлении n_0 в меньшую сторону характеристика трубопровода должна проходить через точку a , т.е. потеря напора в трубопроводе должна быть уменьшена на величину $Q_a = (n_0 - n) H_{ст}$. Это может быть осуществлено прокладкой лупинга (или вставки большего диаметра).

Лупинг длиной x уменьшает гидравлическое сопротивление на $ix - i_{л}x - ix(1 - \omega)$. Следовательно, длина лупинга, обеспечивающая сохранение расчетной производительности при округлении числа станций в меньшую сторону, может быть найдена из равенства

$$(n_0 - n)H_{ст} = ix(1 - \omega).$$

Можно также воспользоваться уравнениями

$$n_0 H_{ст} = iL + \Delta z \quad \text{и} \quad n H_{ст} = i[L - x(1 - \omega)] + \Delta z.$$

Результат будет такой же. Получим:

$$x = H_{ст} \frac{n_0 - n}{i(1 - \omega)}. \quad (4.3)$$

При округлении n_0 в большую сторону напор, развиваемый станциями при расчетном расходе Q_0 , будет больше необходимого (т.е. больше потери напора в трубопроводе) на величину H' .

Уравнение баланса напоров при округлении n_0 в большую сторону

$$n H_{ст} - H' = iL + \Delta z.$$

Очевидно, что $H' = (n_0 - n) H_{ст}$.

H' – величина, на которую должен быть уменьшен напор, развиваемый станциями.

Снижение напора может быть достигнуто уменьшением числа насосных агрегатов и обрезкой колес насосов.

После уменьшения числа насосных агрегатов характеристика насосных станций опустится, в результате чего разрыв между напором, развиваемым насосными станциями, и потерей напора в трубопроводе сократится.

Окончательно сбалансирование напоров можно получить обточкой колес насосов. Диаметр обточенного колеса можно найти по формуле

$$D_* = D \sqrt{\frac{H_* + bQ^2}{a}}.$$

Если после уменьшения числа насосных агрегатов характеристика насосных станций пройдет ниже точки 0, т.е. если при расходе Q напор, развиваемый насосными станциями, окажется меньше потери напора в трубопроводе, баланс напоров может быть восстановлен уменьшением крутизны характеристики трубопровода (лупинг, вставка большего диаметра).

12. Расстановка нефтеперекачивающих станций (метод Шухова).

Метод расстановки был предложен В. Г. Шуховым для нефтепроводов с поршневыми нефтеперекачивающими станциями. Расстановка ведется графически на профиле трассы.

От начальной точки трассы, где должна находиться головная станция, в масштабе высот профиля откладывается по вертикали напор $H_{ст}$, развиваемый станцией. Из конца полученного отрезка проводится линия гидравлического уклона. Точка пересечения ее с профилем трассы – место расположения второй станции. От этой точки вновь откладывается напор, развиваемый станцией, вновь проводится линия гидравлического уклона и т.д. Линия гидравлического уклона, идущая от последней станции, должна прийти к перевальной (или к конечной) точке трассы.

Размещение нефтеперекачивающих станций, выполненное описанным способом, не всегда следует считать строго обязательным. Расположение станций можно в некоторых пределах изменять.

Пусть найденное по расчету теоретическое число станций n_0 округлено в большую сторону. Тогда место расположения, например, второй станции (рис. 4.2) может быть отодвинуто вправо, т.е. вперед, на расстояние, при котором напор $H_{ст}$ достигнет допустимого значения $H_{д}$. При перемещении станции влево уменьшается напор, развиваемый предыдущей станцией. Но поскольку суммарный напор, развиваемый всеми станциями, должен оставаться неизменным, по крайней мере, одной из остальных станций придется работать с повышенным напором.

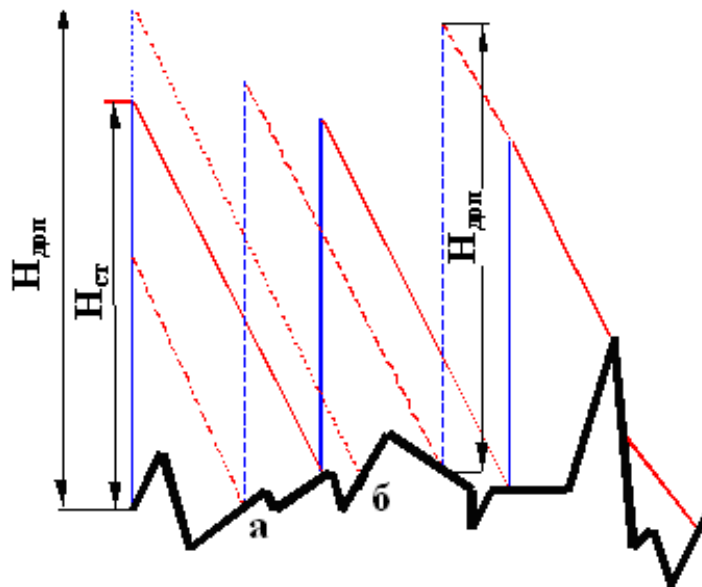


Рис. 4.2. Определение границ зоны возможного расположения НПС при округлении их числа в большую сторону

Положение станции, при котором она и все последующие станции вынуждены развивать предельно допустимый напор H_d , определяет границу, до которой ее можно перемещать влево. Граница справа определяется, как уже было сказано, допустимым напором H_d на предыдущей станции. На рис. 4.2 эти границы обозначены точками *а* и *б*. Участок трассы между точками *а* и *б* называется зоной возможного расположения нефтеперекачивающей станции.

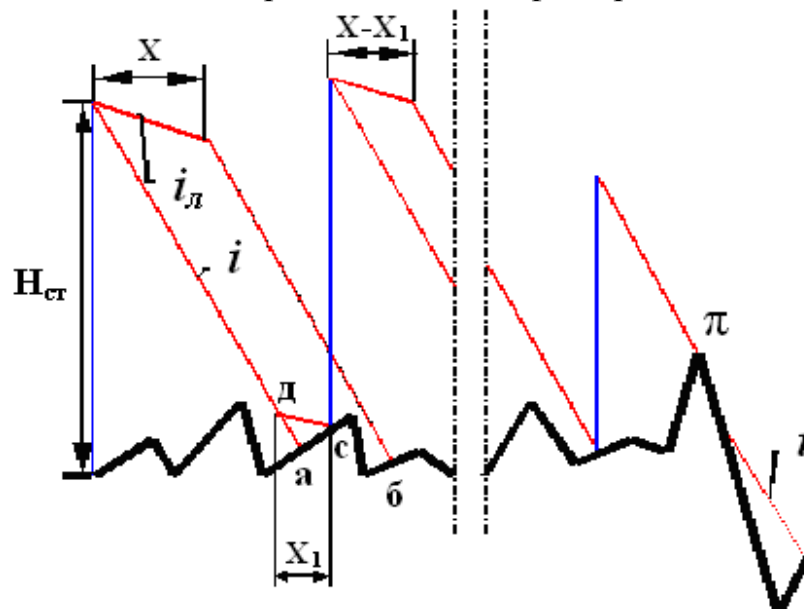


Рис. 4.3. Расстановка НПС при округлении их числа в меньшую сторону

В том случае, когда число станций округлено в меньшую сторону и, следовательно, расчетом предусматривается прокладка лупинга, из конца вертикального отрезка $H_{ст}$ проводятся две линии гидравлического уклона (рис. 4.3): магистрали i и лупинга i_l . Длина отрезка i_l соответствует длине лупинга x , полученной по расчету. Из конца отрезка i_l проводится вторая линия i . Точки пересечения линий гидравлического уклона с профилем *а* и *б*

определяют зону возможного расположения следующей станции. Между этими точками станцию можно поставить в любом месте.

Пусть удобным местом для второй станции будет точка c . Проведем из этой точки линию гидравлического уклона лупинга до пересечения с линией гидравлического уклона магистрали. Проекция полученного отрезка cd на горизонталь будет равна длине лупинга x_1 , использованного на перегоне между первой и второй станциями. Далее от точки c откладываем напор $H_{ст}$ и затем по-прежнему проводим линии $i_{л}$ и i ; длина отрезка $i_{л}$ здесь соответствует не использованной еще длине лупинга $x - x_1$. Линии i , идущие из концов отрезка $i_{л}$, пересекутся с профилем в новых точках a и b (на рис. 4.3 не показано). Между этими точками может быть выбрана новая точка c – место для третьей станции. Последующие построения ведутся аналогично.

Могут быть случаи, когда в зоне возможного расположения не окажется места, удобного для нефтеперекачивающей станции. Постановка станции вне зоны возможного расположения (точки e или f на рис. 4.4) приводит к необходимости прокладки дополнительного лупинга x^* и в то же время к недогрузке (работа с неполным напором), по крайней мере, одной из станций. Это видно на рис. 4.4.

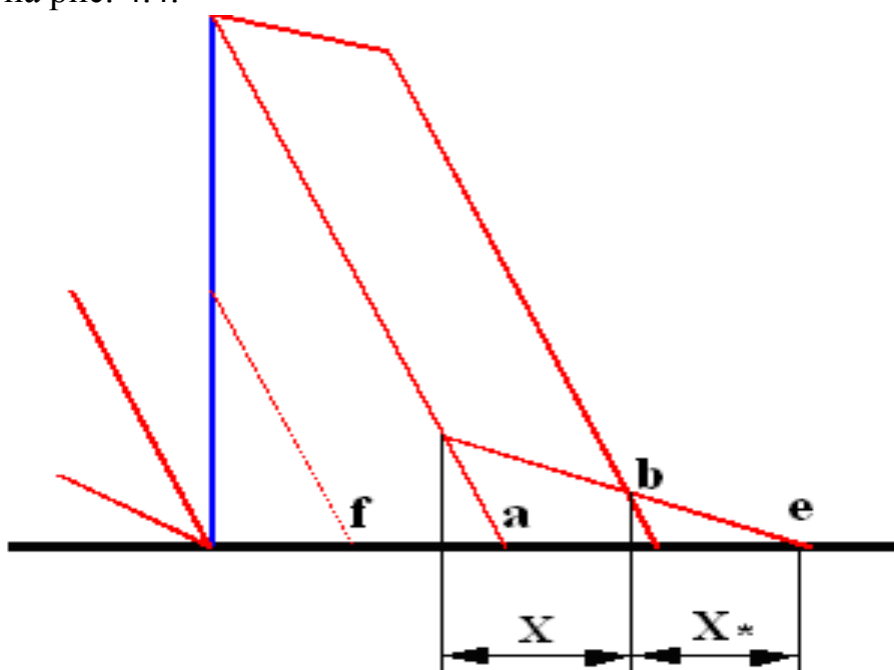


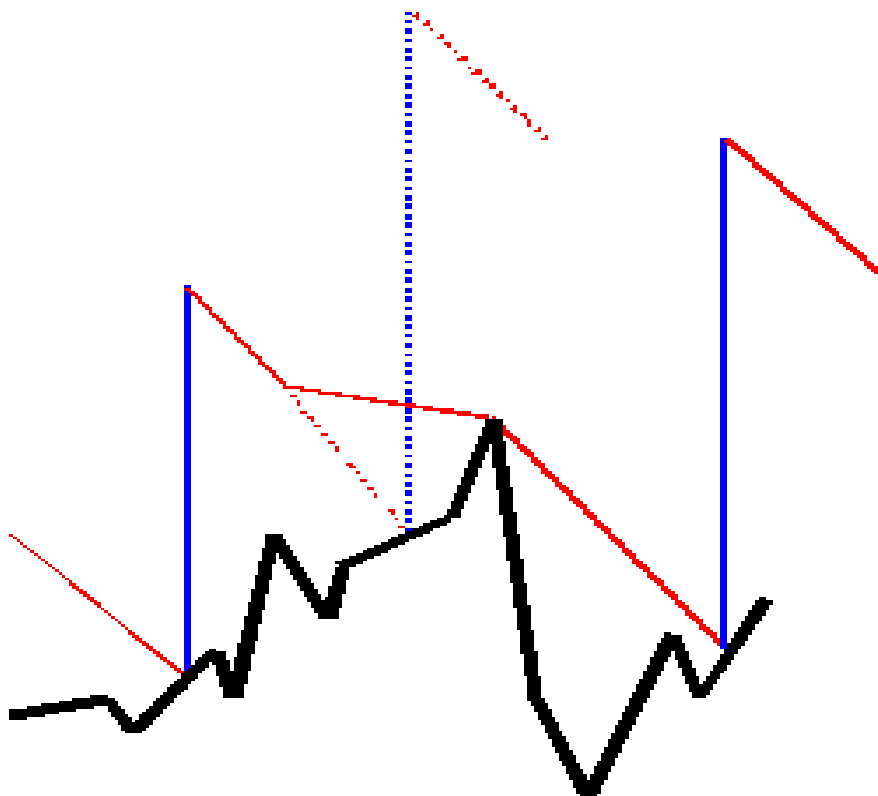
Рис. 4.4. Расстановка станции вне зоны возможного расположения

Лупинги на перегонах между станциями могут быть проложены где угодно: эффект от лупинга (уменьшение гидравлического сопротивления трубопровода), проложенного в начале, в середине или в конце перегона, один и тот же. Однако для уменьшения напряжений, возникающих в трубопроводе от давления нефти, лупинги целесообразно прокладывать в конце перегонов. Но в некоторых случаях уменьшение нагрузки на трубопровод может быть достигнуто прокладкой лупинга и в середине перегона. Это показано на рис.

4.5. В районе пункта *A* целесообразно проложить лупинг, а не сооружать там станцию, так как в этом случае давление на пониженном участке трассы будет значительно меньше.

Рис. 4.5. Случай целесообразной прокладки лупинга

Можно сделать вывод: при расстановке нефтеперекачивающих станций следует «прижимать» линии гидравлического уклона к профилю: это снижает



напряжения в трубопроводе.

Очевидно, что этот вывод не зависит от того, какими насосами оборудованы станции – поршневыми или центробежными. Не зависит от типа насосов и описанный выше принцип нахождения мест расположения нефтеперекачивающих станций. Однако расстановка станций с центробежными насосами имеет свои особенности, обусловленные следующими причинами:

а) Магистральные центробежные насосы могут нормально работать лишь с подпором, т.е. только тогда, когда всасывающий патрубок находится под давлением. Подпор перед станцией не должен быть меньше наименьшего допустимого значения ΔH_d , так как в противном случае работа насосной станции будет сопровождаться кавитацией.

б) Подпор складывается с напором $H_{ст}$, развиваемым насосной станцией. Их сумма (напор на нагнетательной стороне станции) не должна превышать допустимого значения H_d , определяемого прочностью насоса и трубопровода.

Для станций с центробежными насосами границы зоны возможного расположения определяются не точками пересечения линий гидравлического уклона с профилем, а допустимыми значениями подпоров. Правая граница

определяется наименьшим подпором ΔH_d , а левая – наибольшим подпором

$$\bar{H}_d = H_d - H_{ст}.$$

Это показано на рис. 4.6. Зона возможного расположения центробежной станции существует и в том случае, когда лупинга нет (правая часть рис. 4.6).

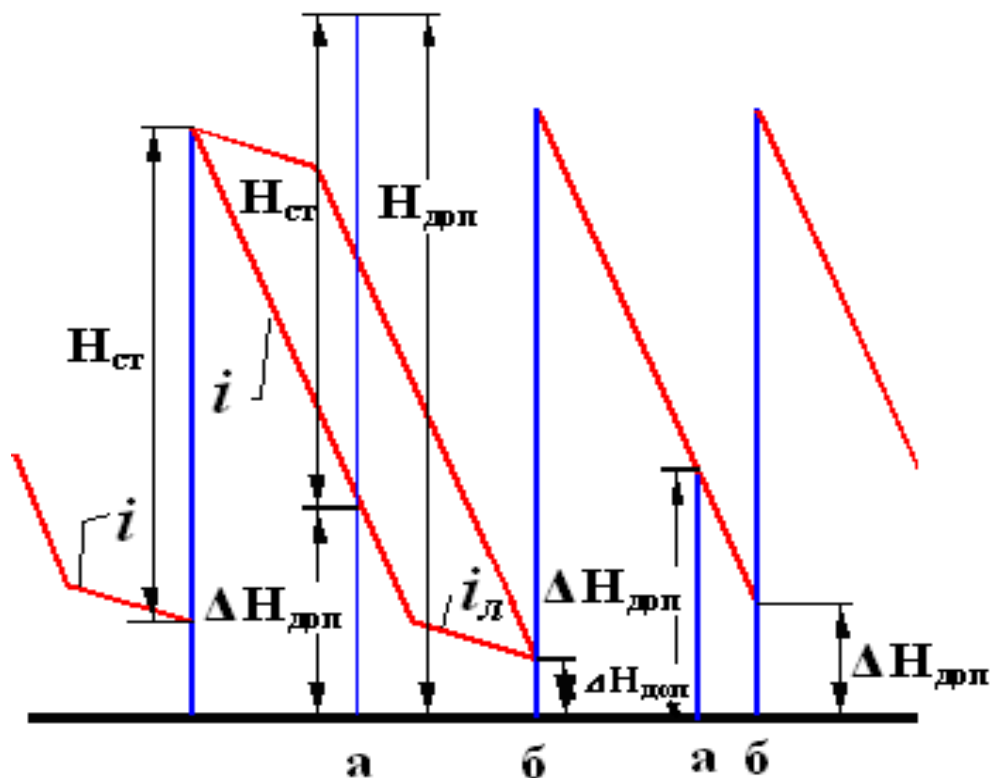


Рис. 4.6. Границы зоны возможного расположения станций, оборудованных центробежными насосами

Вопрос 19. Методы борьбы со снижением пропускной способности нефтепродуктов

13. Причины снижения пропускной способности и способы его устранения

Многие нефти (особенно нефти восточных районов) парафинистые. Так, нефти Поволжья содержат от 2 до 11 % парафина, нефти Туркмении до 16 %, озексуатская нефть (Ставропольский край) – 24 % и мангышлакские нефти (Казахстан) до 29 %.

В пластовых условиях парафин растворен в нефти. При подъеме на поверхность и при перекачке по нефтепроводам температура нефти снижается, раствор становится насыщенным и из него при определенных условиях выпадает парафин, отлагаясь на стенках нефтепровода. Отложения парафина уменьшают поперечное сечение труб и, следовательно, снижают пропускную способность. Так, запарафинивание некоторых нефтепроводов в Башкирской АССР снижало их пропускную способность до 50 %. Как показали исследования, отложения состоят из тугоплавких парафинов и цезерина (до 50 %), асфальто-смолистых веществ (до 20 %), механических примесей и масел.

Основными факторами, влияющими на отложение парафина, являются физико-химические свойства перекачиваемой нефти, изменение температурного режима (охлаждение) нефти во время ее перекачки по трубопроводу, изменение содержания растворенных газов, характер режима перекачки (изменение давления, остановки и др.). Парафин выделяется из нефти в виде кристаллов, которые, соединяясь между собой, образуют парафиновую массу. Она представляет собой пористый скелет, поры которого заполнены нефтью и водой. Температура плавления такой массы зависит от ее состава и колеблется от 40 до 50 °С. Вязкость и температура застывания парафинистой нефти зависят от количества находящегося в ней парафина и температуры. Чем больше содержание парафина и ниже температура нефти, тем больше увеличивается ее вязкость и тем меньше ее текучесть. Так, нефть с содержанием парафина 8 % уже при температуре около 273 К (0° С) теряет свою подвижность. Перекачка такой нефти в зимнее время по магистральным трубопроводам затруднительна, особенно если она проводится периодически. При охлаждении такой нефти увеличивается ее вязкость, а, следовательно, повышается давление перекачки или же понижается пропускная способность (при постоянном давлении). При дальнейшем охлаждении нефть может образовать парафиновые пробки и вызвать серьезное повреждение, в результате чего нефтепровод надолго выводится из строя. Освобождение нефтепровода от застывшей нефти – тяжелая операция, на выполнение которой требуются длительное время и

большие затраты труда.

Отложения располагаются вдоль нефтепровода неравномерно. На начальном участке нефтепровода, где температура выше температуры начала выпадения парафина, его отложения незначительны. Далее, где температура ниже, парафин интенсивно выделяется и отложения его существенны. Затем толщина отложений парафина по длине нефтепровода уменьшается, так как нефть движется уже с почти постоянной температурой, равной температуре грунта, а основная масса парафина, выпадающего при этой температуре, уже отложилась на предыдущем участке. Особенно интенсивное отложение парафина происходит в период остановки перекачки, когда нефть в трубопроводе начинает застывать. Процесс застывания начинается у стенок трубы и постепенно распространяется к центру, причем скорость образования застывшего слоя будет больше у верхней образующей трубы, т. е. наиболее холодной части. В период перекачки застывший слой парафина не смывается потоком нефти и остается в нефтепроводе до летнего сезона, когда температура трубы и перекачиваемой нефти повысится до величины, достаточной для размягчения и смывания застывшего слоя. В этот период нефтепровод очищается сам.

Отложение парафина по диаметру трубопровода также происходит неравномерно. Как показал опыт эксплуатации восточных магистральных нефтепроводов – в нижней части трубопровода парафина откладывается меньше, чем в верхней. Это объясняется тем, что пластовая вода, содержащаяся в нефтях, препятствует отложению парафина, а механические примеси (песок и глинистый раствор), попадающие в нефть, сдирают со стенок трубопровода отложившийся парафин.

Однако следует отметить, что как погодные условия, влияющие на температуру окружающего нефтепровод грунта, так и свойства нефти могут вносить существенные коррективы в описанную картину распределения отложений парафина в нефтепроводе.

Для поддержания пропускной способности нефтепровода на близком к проектному уровню необходимо очищать его от отложений парафина. Наиболее эффективным способом очистки внутренней поверхности нефтепровода является в настоящее время механическая очистка с помощью скребков. Разработано много конструкций металлических скребков, в которых чистящим элементом являются диски, ножи и проволочные щетки. Скребки разных конструкций различны по эффективности удаления отложений со стенок труб, по износостойкости и проходимости. Последнее качество очень важно для нефтепроводов, имеющих хотя бы незначительные препятствия во внутренней полости в виде подкладных колец, грата и сужений в запорной арматуре. При регулярной очистке нефтепровода металлические скребки могут без чрезмерного износа проходить до 100 км.

По мере движения скребка по трубопроводу на его частях налипает

парафин, поэтому трение ножей и щеток о стенки трубопровода становится слабее. Для облегчения контроля за продвижением скребка применяют переносный звукоуловитель, состоящий из микрофона, усилителя и наушников. Дежурный диспетчер следит за давлением перекачки и количеством откачанной нефти, чтобы обеспечить заданную скорость, необходимую для продвижения скребка. Она должна быть не менее 1,2 – 1,5 м/с. Хорошей проходимостью обладают резиновые шаровые разделители, которые могут использоваться и для очистки нефтепроводов от отложений парафина. Лучше применять резиновые шары, оплетенные металлической стальной цепью, или шаровой резиновый скребок (СШ), изготовленный из износостойчивой резиновой смеси с пластмассовыми и металлическими резцами круглой формы, запрессованными в его оболочку с внешней стороны.

Скребок имеет клапан, через который закачивают заданную порцию рабочей жидкости, в результате чего наружный диаметр соответственно увеличивается, и резцы несколько выступают над поверхностью. Резцы расположены так, что скребок, находящийся в любом положении в полости трубопровода, очищает всю его внутреннюю поверхность.

Оптимальная периодичность пропуска скребков (или шаровых разделителей) по нефтепроводу определяется исходя из следующих соображений. Запарафинивание нефтепровода вызывает снижение пропускной способности и соответствующие убытки; причем, чем больше интервал между пропусками скребков, тем больше будут эти убытки. С другой стороны, чем меньше интервал между пропусками скребков, тем больше затраты на скребки (а также убытки из-за остановок станций при пропуске мимо них скребков, если такие остановки требуются применяемой технологией очистки). Оптимальная периодичность пропуска скребков соответствует варианту, когда сумма убытков от запарафинивания нефтепровода

и приведенных затрат на пропуск скребков минимальна.

При эксплуатации трубопроводов, транспортирующих парафинистые нефти, необходимо проводить профилактические мероприятия по предотвращению образования отложений парафина. К важнейшим из них относятся:

- исключение закачки в трубопровод накопившейся в резервуарах парафинистой взвеси (шлака); в соответствии с ГОСТ 1510 – 84 металлические резервуары должны периодически подвергаться очистке (не менее двух раз в год для авиационных нефтепродуктов, не менее одного раза для светлых нефтепродуктов и не менее одного раза в два года для нефти и темных нефтепродуктов);
- термообработка высокопарафинистой нефти, которая заключается в подогреве нефти до определенной для каждого сорта температуры и

охлаждении. При этом термообработанную нефть для большего эффекта рекомендуется смешивать с маловязкой нефтью;

- механическое перемешивание и перекачка переохлажденной нефти. Они целесообразны, когда кристаллы парафина вместе с адсорбированными на них смолами теряют способность цементироваться друг с другом и прилипать к стенкам трубопровода и поэтому уносятся потоками нефти. При этом необходимо поддерживать критическую скорость перекачки, когда указанные частицы находятся в потоке нефти во взвешенном состоянии;
- разбавление парафинистой нефти малопарафинистой, как это практикуется при перекачке озексуатской парафинистой нефти, разбавленной малгобекской нефтью, или разбавление такой нефти газOLIном. При этом надо учитывать, что добавки, вводимые в перекачиваемые нефти для понижения их вязкости, не должны уменьшать долю транспортируемого нефтесырья в общей пропускной способности трубопровода, а также иметь в виду, что вводимые разбавители в некоторых случаях могут способствовать более интенсивному выпадению парафина;
- добавка к высокопарафинистой нефти специальных присадок, сжижающих нефть, т.е. уменьшающих вязкость и отложение парафина на стенках трубопровода.

Скопление воздуха в трубопроводе, засорение его песком, образование ледяной пробки, отложение парафина можно определить по излому фактической линии гидравлического уклона (рис. 7.1). Линия гидравлического уклона строится на профиле трубопровода по показаниям манометров, установленных в колодцах линейных задвижек. На участке трубопровода, где произошло засорение, гидравлический уклон имеет большую величину. На рис. 7.1, судя по излому линии гидравлического уклона i , засорение произошло между 64-м и 70-м километром и, вероятнее всего, в овраге. Воздух, скапливаясь в наиболее высоких местах трассы, суживает живое сечение трубопровода. В суженных местах создается большое сопротивление, на преодоление которого расходуется значительный напор, развиваемый насосами.

Рис. 7.1. Профиль трубопровода с нанесенной на нем линией гидравлического уклона. Если на перегоне между перекачивающими станциями много таких воздушных «мешков», то они могут погасить большую часть развиваемого насосного напора.

Иногда потери настолько велики, что на преодоление их не хватает давления насосов и нефть или нефтепродукт не поступает на соседнюю перекачивающую станцию. Для удаления воздуха из трубопровода на всех повышенных местах трассы в трубопровод обычно монтируют патрубки с кранами или вентилями, называемыми вантузами. Вантуз служит также для выпуска из трубопровода воды. Диаметр вантуза d зависит от диаметра трубопровода D , на котором он монтируется:

$$d = D\sqrt{mv/\omega}, \quad (7.1)$$

где m – коэффициент объема выпускаемого воздуха, равный 0,9 – 1;

v – скорость выдавливания воды;

ω – скорость воздуха, проходящего через вантуз.

Скопившийся воздух в трубопроводе можно удалить также путем создания определенной скорости перекачки жидкости, при которой пузырьки воздуха захватываются ею и уносятся на конечный пункт трубопровода – в резервуары. Выносную скорость потока жидкости, необходимую для удаления воздуха из трубопровода для средних его уклонов, равных примерно 40° на нисходящих участках, при турбулентном движении маловязких нефтепродуктов можно определить по формуле, предложенной В.К. Касперовичем:

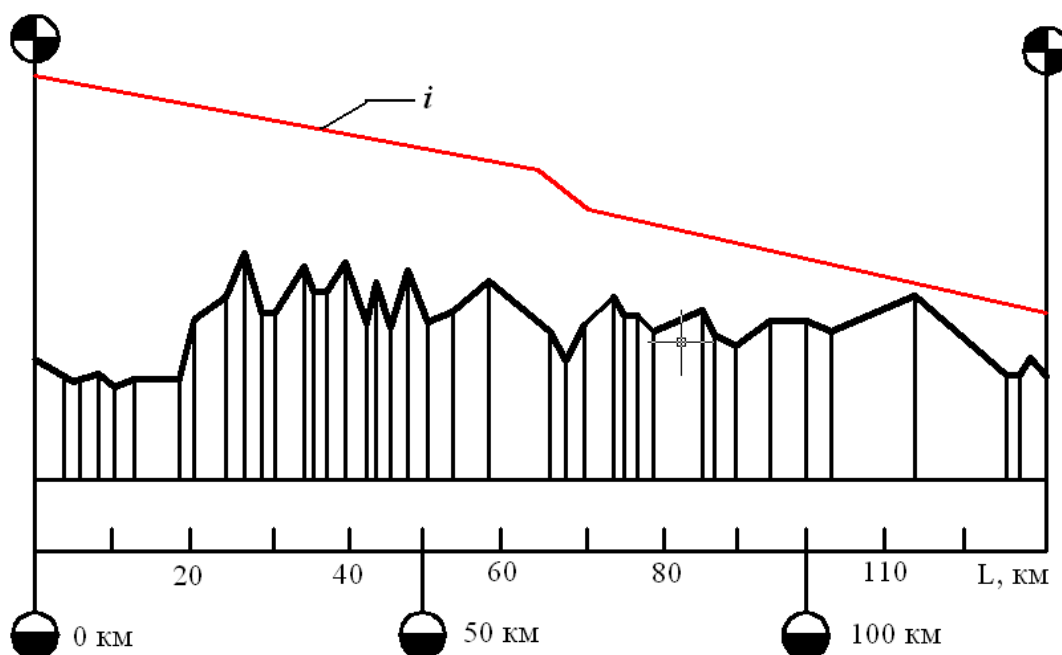
$$v_B = \sqrt{gD^{7/5}d_n^{7/5}}, \quad (7.2)$$

где g – ускорение свободного падения;

d_n – диаметр воздушного пузыря, равный примерно 0,2 см.

Для трубопровода диаметром 250 мм $v_B = 78$ см/с, диаметром 500 мм – 86 см/с и диаметром 1000 мм – 95 см/с.

В настоящее время для удаления из трубопровода одновременно воды,



механических примесей и воздуха перед закачкой нефти и нефтепродукта по трубопроводу пропускают механический разделитель в виде поршня или шара из бензостойкой резины. Резиновые шаровые разделители и поршни изнашиваются, пройдя примерно 80 – 120 км в зависимости от шероховатости внутренней поверхности трубопровода.

Ориентировочно местонахождение поршня l можно оценить, зная объем нефти V_3 , закачиваемой в трубопровод после пуска скребка:

$$l = V_3 / V = Q\Delta t D / V, \quad (7.3)$$

где V – объем нефти в единице длины трубопровода;

Q – пропускная способность трубопровода;

Δt – отрезок времени после запуска поршня.

14. Очистка трубопровода от отложений

В перекачиваемых нефтях и нефтепродуктах в малых количествах содержатся механические примеси, растворенный или в кристаллах парафин, асфальто-смолистые вещества, церезин, кербены, карбоиды. При перекачке по трубопроводу перечисленные вещества при определенных условиях осаждаются на стенках труб. Частицы парафина, смешиваясь с асфальто-смолистыми веществами, церезинами, механическими примесями, водой, содержащейся в нефти, образуют отложения. По составу это сложная многокомпонентная среда, включающая жидкую и твердую фазы. Для многих нефтепроводов содержание компонентов (в % по массе) следующие: парафин 10 – 60, асфальтены 1 – 20, смолы 5 – 35, механические примеси до 5, вода до 20. Данные отложения представляют собой плотную ($\rho = 0,92 \div 1,14 \text{ т/м}^3$), прочную, трудно смываемую массу, осевшую на внутренних стенках трубопроводов, что естественно уменьшает его живое сечение и приводит к снижению пропускной способности трубопровода или значительному повышению энергозатрат на перекачку. Даже у продуктопроводов (перекачка дизельного топлива, реактивного топлива, керосина и т.д.) при их длительной эксплуатации наблюдается снижение пропускной способности из-за засорения трубопровода механическими примесями, как правило, продуктами коррозии оборудования и труб.

Для восстановления пропускной способности трубопровода периодически необходимо очищать его внутреннюю полость от отложений. Для этой цели применяют механические скребки различной конструкции. Очистные устройства (скребки) должны:

- сохранять эффективность при прохождении больших расстояний по трубопроводу, т.е. быть износостойкими;
- обладать хорошей проходимостью через задвижки, колена, косые стыки;
- должны быть просты по конструкции и дешевы.

Скребок для очистки трубопроводов (рис. 7.2) состоит из узла прижатия щеток к стенкам трубы, узла крепления манжет и вала. Щетки 3 скребка прижимаются к внутренней стенке трубы пружиной 2 через систему рычагов, куда входят опорная шайба и щеткодержатели 1, шарнирно соединенные между собой при помощи болтов. Узел крепления манжет состоит из двух конусных дисков, к которым присоединяются манжеты. Диаметр манжет превышает внутренний диаметр трубы на 35 – 40 мм, что обеспечивает плотное прижатие их к стенке трубы и компенсирует износ. Щетки устанавливают в несколько рядов и изготавливают из стальной проволоки. Последующие ряды щеток повернуты относительно предшествующих рядов таким образом, чтобы перекрыть свободные участки периметра трубопровода предыдущего ряда.

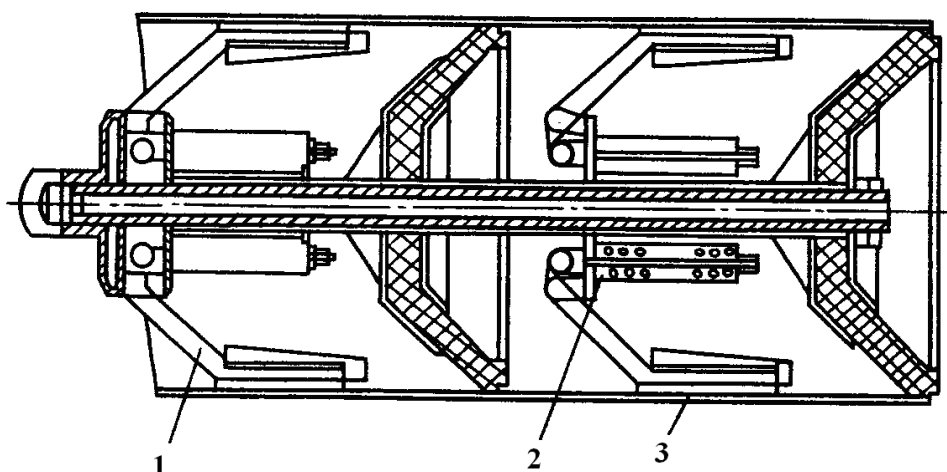


Рис. 7.2. Конструктивная схема скребка: 1 – щеткодержатель; 2 – пружина; 3 – щетка

Манжеты и щеткодержатели могут сжиматься при прохождении через сужения трубопровода и различные препятствия, что обеспечивает высокую проходимость скребка. Манжеты изготавливают такой формы, чтобы предотвращалось их выворачивание при большом перепаде давления.

При движении скребка по трубопроводу перед ним накапливается значительное количество срезанных отложений. Если расстояние между насосными станциями велико и на стенках труб имеется значительное количество отложений, то скребок с грязью может и не дойти до следующей станции из-за резкого увеличения сопротивления. Для предупреждения таких остановок можно проводить частичный сброс грязепарафиновых отложений в специальные котловины на участке между станциями. При регулярном спуске скребков они, как правило, проходят без остановок весь перегон между насосными станциями.

Конструкции скребков следующие: поршневые, дисковые, манжетные, шаровые, комбинированные и др.

Для приема и пуска скребка на перекачивающих станциях сооружают специальные камеры, конструктивно схожие с камерами приема и запуска разделителей. Так как скребок гонит перед собой большое количество грязи и отложений, то объемы приемных камер делаются существенно больше в сравнении с последовательной перекачкой.

Вопрос 20. Регулирование режимов работы нефтепровода (обточка колес, изменение частоты вращения, разные роторы, лупинг, вставка, присадки)

15. Изменение насосных характеристик изменением диаметра рабочего колеса

При замене рабочего колеса центробежного нагнетателя характеристика Q-H насоса изменяется. Если первоначальный диаметр рабочего колеса был D_0 , а характеристика имела вид $H=\varphi(Q)$, то после замены рабочего колеса на колесо с диаметром D_1 , его характеристика будет иметь вид:

$$H = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^2 f\left(Q \frac{D_1}{D_0}\right),$$

т.е. график характеристики Q-H насоса растягивается вдоль оси напоров в $\left(\frac{D_1}{D_0}\right)^2$ раз и вдоль оси расходов - в $\left(\frac{D_1}{D_0}\right)$ раз. В частности, если $H = a - bQ^2$ то после замены рабочего колеса, его рабочая характеристика будет иметь вид

$$H_1 = a\left(\frac{D_1}{D_0}\right)^2 - b_1Q^2,$$

Исходя из теории подобия центробежных насосов, о том, что для небольших изменений внешнего диаметра рабочего колеса для пересчета характеристик насоса могут быть использованы приближенные формулы, которые похожи на формулы подобия:

$$\frac{Q_1}{Q} = \frac{D_1}{D_0} = \varepsilon; \quad \frac{H_1}{H} = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^2 = \varepsilon^2; \quad \frac{N_1}{N} = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^3 = \varepsilon^3; \quad (2.38)$$

Используя формулы (2.22) и (2.38), можно определить диаметр обточенного колеса

$$D_1 = D_0 \sqrt{\frac{H_1 + bQ_1^2}{a}}, \quad (2.39)$$

После обточки колеса насоса, имея характеристику насоса с не обточенным колесом можно получить математическую модель напорной характеристики насоса с обточенным колесом:

$$H_1 = a_1 - b_1 Q^{2-m}, \quad (2.40)$$

где $b_1 = b$ и $a_1 = a\varepsilon^2 = a\left(\frac{D_1}{D_0}\right)^2$

Определить параметры насоса в зависимости от коэффициента быстроходности можно по следующим уравнениям:

$$n_s=70\dots125 \quad \frac{Q_1}{Q_0} = \frac{D_1}{D_0} = \varepsilon; \quad \frac{H_1}{H_0} = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^2 = \varepsilon^2;$$

$$n_s=125\dots175 \quad \frac{H_1}{H_0} = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^{2.2} = \varepsilon^{2.2}; \quad \frac{Q_1}{Q_0} = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^{1.3} = \varepsilon^{1.3};$$

$$n_s=175\dots230 \quad \frac{H_1}{H_0} = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^{2.35} = \varepsilon^{2.35}; \quad \frac{Q_1}{Q_0} = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^{1.85} = \varepsilon^{1.85}$$

Таблица 2.8.

Зависимость допустимой степени обточки рабочих колес нефтяных насосов от n_s .

Коэфф. быстроходности n_s	Допустимая степень обточки от диаметра колеса, %	Снижение КПД на каждые 10 % обточки.
70-125	20-15	1-1,5
125-175	15-11	1,5-2,5
175-220	11-5	2,5-3,5

16. Изменение насосных характеристик изменением числа оборотов ротора нагнетателя

При изменении частоты вращения рабочего колеса центробежного нагнетателя (Q-H)- характеристика насоса тоже изменяется. Если номинальная частота вращения ротора n_0 об/мин, а измененная частота вращения n_1 об/мин, то новая рабочая характеристика насоса имеет вид: $H = \left(\frac{n_1}{n_0}\right)^2 \left(Q \frac{n_1}{n_0}\right)$ т.е. график

растягивается вдоль оси напоров в $\left(\frac{n_1}{n_0}\right)^2$ раз, а вдоль оси расходов в $\left(\frac{n_1}{n_0}\right)$ раз.

В частности, если характеристика насоса имела вид, $H = a - bQ^2$ то после изменения частоты вращения

$$H = a \left(\frac{n_1}{n_0}\right)^2 - b_1 Q^2, b_1 = b; a \left(\frac{n_1}{n_0}\right)^2 = a_1$$

В соответствии с теорией подобия, основные параметры насоса можно пересчитать по следующим уравнениям:

$$\frac{Q_1}{Q_0} = \frac{n_1}{n_0}; \frac{H_1}{H_0} = \left(\frac{n_1}{n_0}\right)^2; \frac{N_1}{N_0} = \left(\frac{n_1}{n_0}\right)^3 \quad (2.41)$$

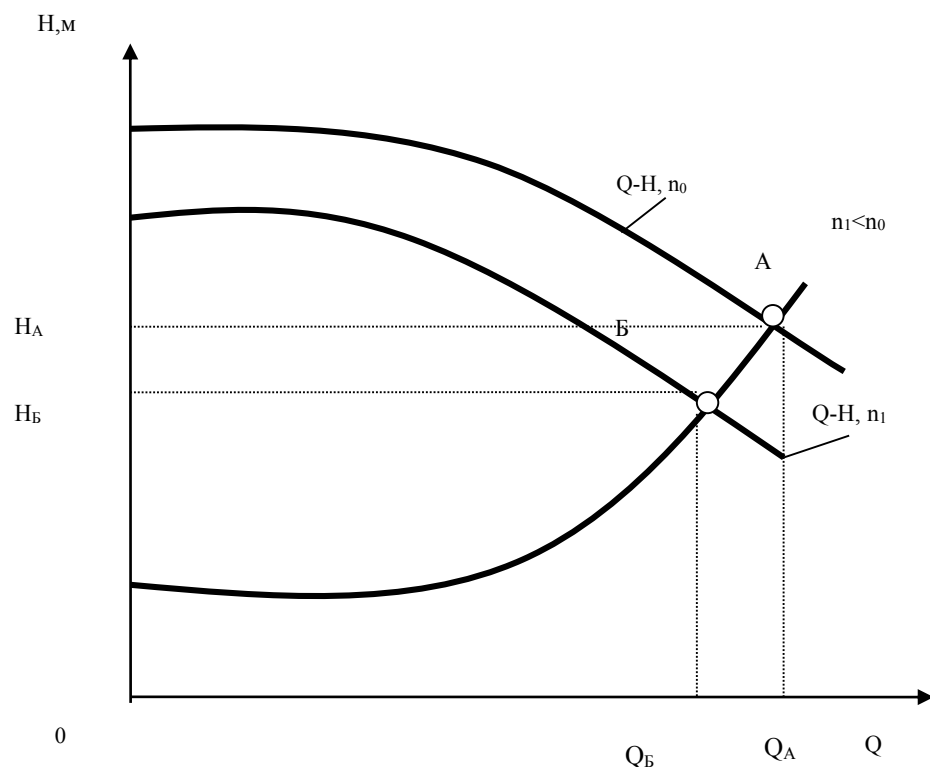


Рис.2.11. Изменение напорной характеристики при изменении числа оборотов ротора нагнетателя

Изменение частоты вращения ротора насоса может производиться:

- изменением частоты вращения вала привода;
- изменением частоты вращения вала насоса.

Изменение диаметра колеса насоса D , а также частоты вращения n изменяют характеристику. Известно, что

$$\frac{D_*}{D} = \frac{Q_*}{Q}, \quad \frac{D_*}{D} = \sqrt{\frac{H_*}{H}}. \quad (3.50)$$

При изменении частоты вращения равенства аналогичны. Звездочкой обозначены новые, измененные условия. При обточке колес ($D_* < D$) или при уменьшении частоты вращения ($n_* < n$) характеристика Q - H снижается.

Характеристика насоса после обточки колеса до диаметра D_* может быть получена на основании прежней характеристики при помощи формул (3.50). При этом нельзя перестраивать характеристику, пользуясь лишь одной из этих формул.

Если необходимо, чтобы характеристика насоса проходила через точку с координатами Q_* , H_* находящуюся под характеристикой, соответствующей диаметру колеса D , то диаметр колеса после обточки может быть найден по формуле:

$$D_* = D \sqrt{\frac{H_* + bQ_*^2}{a}}. \quad (3.51)$$

Эта формула выводится из (3.48) и (3.50). Входящие в нее a и b должны быть вычислены по формуле (3.48) по данным характеристики Q - H при диаметре D .

Технические характеристики насосов серии НМ

Типоразмер насоса	Насос											Электродвигатель			
	Номинальный режим					Параметры насоса			Коэффициенты		n _s	Масса, кг	Тип	Мощность, кВт	Масса, кг
	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения	Доп.кавит	К.п.д., %	b ₂	D _{вх}	D ₂	a, м	b · 10 ⁶ , ч ² /м ⁵					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
НМ 125*-550	125	550	2980	4,0	72	16	198	266	623,2	5120	60	1950	BAO2-450LA-2Y2		2835
НМ 125-550	125	550	2980	4,0	72	16	198	240	504,7	4760	72	1950	BAO2-450LA-2Y2		2835
НМ 125-550*	125	550	3000	4,0	72	16	200	260*	639,4	6461	64	1950	2АРМП1-400/6000У4 2А3МП1-400/6000У4	400	2230 2230
НМ 180-500	180	500	2980	4,0	74	16	198	270	645,9	4400	77	1950	BAO2-450LB-2Y2		3255
НМ 180-500	180	500	2980	4,0	74	16	198	243	518,3	4460	99	1950	BAO2-450LB-2Y2		3255
НМ 180-500*	180	500	3000	4,0	72	16	200	272*	631,1	4104	73	1950	2АРМП1-400/6000У4 2А3МП1-400/6000У4	400	2230 2230
НМ 250-475	250	475	2980	4,5	77	16	246	305	553,4	1320	80	3100	2А3МВ1-500/6000У5		4190

HM 250-475	250	475	2980	4,5	77	16	246	274,5	464,5	1570	97	3100	2A3MB1-500/6000Y5		4190
HM 250-475*	250	475	2980	4,0	75	16	250	300*	526,1	982	88	3100	2APMΠ1-500/6000Y4 2A3MΠ1-500/6000Y4	500	2350 2390
HM 360-460	360	460	2980	4,5	80	16	246	300	535,8	420	79	3200	2A3MB1-500/6000Y5		4100
HM 360-460	360	460	2980	4,5	80	16	246	290	501,0	670	86	3200	2A3MB1-500/6000Y5		4100
HM 360-460	360	460	2980	4,5	80	16	246	240	438,5	630	95	3200	2A3MB1-500/6000Y5		4100
HM 360-460*	360	460	3000	4,5	78	24	300	300*	557,7	659	80	3200	2APMΠ1-630/6000Y4 2A3MΠ1-630/6000Y4	630	4190 4190
HM 500-300	500	300	2980	4,5	80	24	284	300	350,2	210	128	2800	2A3MB1-500/6000Y5		4740
HM 500-300	500	300	2980	4,5	80	24	284	285	318	230	143	2800	2A3MB1-500/6000Y5		4740
HM 500-300	500	300	2980	4,5	80	24	284	270	277,7	150	154	2800	2A3MB1-500/6000Y5		4740
HM 500-300*	500	300	3000	4,5	80	28	300	300*	407,2	427	123	2800	2APMΠ1-500/6000Y4 2A3MΠ1-500/6000Y4	500	2350 2350
HM 710-280	710	280	2980	6,0	80	28	284	312	309,8	96	161	2920	2A3MB1-800/6000Y5		7005
HM 710-280	710	280	2980	6,0	80	28	284	285	305,5	180	207	2920	2A3MB1-800/6000Y5		7005

HM 710-280*		710	280	3000	6,0	80	28	300	315*	393,4	226	151	2920	2АРМП1-500/6000У4 2А3МП1-500/6000У4	800	3370 3470
HM 1250-260*	1	1250	260	3000	20	80	26	353	440*	318,8	38,7	73	2800	СТДП1250-2 УХЛ 4	1250	7030
	0,7	1250	260	3000	20	80	26	353	418*	283,0	35,4	59	2800	СТДП1250-2 УХЛ 4	1250	7030
HM 1250-260	0,7	1250	260	3000	20	80		353	418	216,4	40,9	62	2800	СТДП1250-2 УХЛ 4	1250	7030
	1	1250	260	3000	20	80		353	460	316,8	41,9	71	2800	СТДП1250-2 УХЛ 4	1250	
		1250	260	3000	20	80		353	418	289,8	34,8	77	2800			
		1250	260	3000	20	80		353	395	271,0	43,9	89	2800			СТДП1600-2 УХЛ4
1,25	1250	260	3000	20	80		353	450	327,4	25,0	79	2800	СТДП1600-2 УХЛ4			
HM 1800-240*	1	1800	240	3000	25	83		512	440*	298,7	17,8	90	3500	СТДП1600-2 УХЛ4	1600	7630
HM 2500-230*	1	2500	230	3000	32	86	36,2	512	430*	287,9	9,47	109	3920	СТДП2000-2 УХЛ4	2000	8030
	0,7	2500	230	3000	32	86	38	512	405*	246,8	7,18	95	3920	СТДП2000-2 УХЛ4	2000	8030
	0,5	2500	230	3000	32	86	26	512	425*	248,0	16,3	79	3920	СТДП2000-2 УХЛ4	2000	8030
HM 2500-230	0,5	2500	230	3000	32	86		512	425	246,7	16,8	77	3920	СТДП2000-2 УХЛ4 СТДП2500-2 УХЛ4	2000 2500	
	0,7	2500	230	3000	32	86		512	405	248,7	7,61	93	3920			
	1	2500	230	3000	32	86		512	440	281,5	7,84	109	3920			
		2500	230	3000	32	86		512	405	258,8	8,59	117	3920			
		2500	230	3000	32	86		512	385	235,9	8,32	129	3920			

	1,25	2500	230	3000	32	86		512	450	371,0	14,9	123	3920			
HM 3600- 230*	1	3600	230	3000	40	87	41	512	450*	325,6	7,36	127	4490	СТДП2500- 2 УХЛ4	2500	11150
	0,7	3600	230	3000	40	87	43	512	450*	269,6	7,24	104	4490	СТДП2500- 2 УХЛ4	2500	
	0,5	3600	230	3000	40	87	29	512	450*	272,8	13,1	93	4490	СТДП2500- 2 УХЛ4	2500	
HM 3600- 230	0,5	3600	230	3000	38	87		512	450	279	16,3	93	4490	СТДП2500- 2 УХЛ4 СТДП3150- 2 УХЛ4	2500 3150	
	0,7	3600	230	3000	38	87		512	430	270,3	6,7	109	4490			
	1	3600	230	3000	38	87		512	460	307,3	7,57	131	4490			
		3600	230	3000	38	87		512	425	276,8	7,1	143	4490			
		3600	230	3000	38	87		512	415	246,3	6,92	154	4490			
	1,25	3600	230	3000	38	87		512	470	319,1	5,43	147	4490			
HM 5000- 210*	1	5000	210	3000	42	88	70	610	450*	227,9	2,81	165	4600	СТДП3150- 2 УХЛ4	3150	12350
	0,7	5000	210	3000	42	88	72	610	470*	284,5	5,31	134	4600	СТДП3150- 2 УХЛ4	3150	
	0,5	5000	210	3000	42	88	70	610	430*	133,9	5,85	117	4600	СТДП3150- 2 УХЛ4	3150	
HM 7000- 210*	1	7000	210	3000	52	89	61	610	475*	300,1	1,89	196	6125	СТДП5000- 2 УХЛ4	5000	14750
	0,7	7000	210	3000	52	89	49	610	475*	283,1	3,11	168	6125	СТДП5000- 2 УХЛ4	5000	
	0,5	7000	210	3000	52	89	52	610	467*	243,7	3,29	138	6125	СТДП5000- 2 УХЛ4	5000	
HM 7000- 210	0,5	7000	210	3000	52	89		610	450	232,9	2,13	138	6125	СТДП4000- 2 УХЛ4	4000	14750
	0,7	7000	210	3000	52	89		610	475	281,8	2,84	165	6125		5000	
	1	7000	210	3000	52	89		610	475	296,6	1,87	196	6125		6300	

		7000	210	3000	52	89		610	450	270,7	1,95	211	6125	СТДП5000-2 УХЛ4		
		7000	210	3000	52	89		610	430	238,4	1,51	265	6125			
	1,25	7000	210	3000	52	89		610	490	323,6	1,43	219	6125		СТДП6300-2 УХЛ4	
HM 10000-210*	1,25	10000	210	3000	65	89		610	530*	377,6	1,06	193	9795	СТДП6300-2 УХЛ4	6300	21600
	1	10000	210	3000	65	89	66	610	495*	297,4	0,89	234	9795	СТДП6300-2 УХЛ4	6300	
	0,7	10000	210	3000	65	89	57	610	505*	321,2	2,44	203	9795	СТДП6300-2 УХЛ4	6300	
	0,5	10000	210	3000	65	89	58	610	475*	267,8	2,03	165	9795	СТДП6300-2 УХЛ4	6300	
HM 10000-210	0,5	10000	210	3000	65	89		990	465	251,3	1,72	165	9795	СТДП5000-2 УХЛ4 СТДП6300-2 БУХЛ4 СТДП8000-2 БУХЛ4	5000 6300 8000	21600
	0,7	10000	210	3000	65	89		990	496	304	2,08	196	9795			
	1	10000	210	3000	65	89		990	500	291,8	0,86	234	9795			
		10000	210	3000	65	89		990	480	279,9	0,85	249	9795			
		10000	210	3000	65	89		990	465	263,1	0,83	263	9795			
	1,25	10000	210	3000	65	89		990	530	360,5	0,93	262	9795			
		10000	210	3000	65	89		990	520	346,8	0,99	282	9795			
		10000	210	3000	65	89		990	515	339,8	0,98	294	9795			

При округлении n_0 в меньшую сторону характеристика трубопровода должна проходить через точку a , т.е. потеря напора в трубопроводе должна быть уменьшена на величину $Q_a = (n_0 - n) H_{ст}$. Это может быть осуществлено прокладкой лупинга (или вставки большего диаметра).

Лупинг длиной x уменьшает гидравлическое сопротивление на $ix - i_{л}x - ix(1 - \omega)$. Следовательно, длина лупинга, обеспечивающая сохранение расчетной производительности при округлении числа станций в меньшую сторону, может быть найдена из равенства

$$(n_0 - n)H_{ст} = ix(1 - \omega).$$

Можно также воспользоваться уравнениями

$$n_0 H_{ст} = iL + \Delta z \quad \text{и} \quad n H_{ст} = i[L - x(1 - \omega)] + \Delta z.$$

17. Увеличение пропускной способности трубопровода

Цель работы

- ознакомиться с методами увеличения пропускной способности трубопровода Q .
- определить пропускную способность трубопровода Q .
- по заданию преподавателя увеличить пропускную способность трубопровода Q .

Основные сведения

К основным способам увеличения пропускной способности трубопровода относятся:

1. Сооружение дополнительных станций на перегонах между существующими (удвоение числа нефтеперекачивающих станций)
2. Прокладка лупингов
3. Использование противотурбулентных присадок.

Очевидно, что коэффициент увеличения пропускной способности χ при удвоении числа НПС есть фиксированная величина, а при прокладке лупингов коэффициент χ может иметь различные значения в зависимости от длины и диаметра лупинга. В обоих случаях напор на выходе из станции уменьшается ($H_{ст*} < H_{ст}$). Поэтому несущая способность трубопровода окажется недоиспользованной. Эффективность удвоения числа НПС или прокладки лупингов увеличится, если давление будет поднято до величины, близкой к допускаемой по условию прочности. Это может быть осуществлено подбором

диаметров колес насосов, заменой существующих насосов на другие, параметры которых ближе к необходимым, установкой дополнительных подпорных насосов или даже сооружением на той же площадке второй магистральной насосной, включаемой параллельно.

18. Увеличение пропускной способности путем удвоения числа насосных станций

При удвоении числа станций получается фиксированное значение коэффициента увеличения пропускной способности χ .

Уравнение баланса напоров в данном случае следующее:

$$\Delta H_1 + n \cdot (a - b \cdot Q^{2-m}) = f \cdot Q^{2-m} L + \Delta z, \quad (4.55)$$

$$\Delta H_1 + 2n \cdot (a - b \cdot Q_*^{2-m}) = f \cdot Q_*^{2-m} L + \Delta z. \quad (4.56)$$

Совместное решение этих двух уравнений дает формулу для определения коэффициента увеличения пропускной способности χ , $\chi = Q^*/Q$:

$$\chi = 2^{\frac{1}{2-m}} \left(1 - \frac{1}{2 + \frac{f \cdot L}{n \cdot b}} \right)^{\frac{1}{2-m}}. \quad (4.57)$$

На совмещенной характеристике $H = H(Q)$ (рис. 4.19) увеличение пропускной способности после удвоения числа насосных станций означает перемещение рабочей точки вправо.

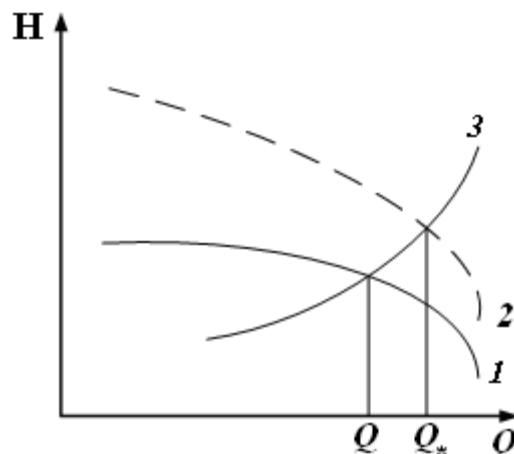


Рис. 4.19. Увеличение пропускной способности после удвоения числа насосных станций:
1 – характеристика насосных станций; 2 – характеристика насосных станций после удвоения насосных станций; 3 – характеристика трубопровода

19. Увеличение пропускной способности путем прокладки дополнительных лупингов

Лупингом (от англ. «loop» – петля) называется дополнительный

трубопровод, проложенный параллельно основной магистрали и соединенный с ней в двух сечениях: начальном и конечном.

Обычно на нефтепроводах лупинги прокладываются как резервные нитки магистрали или для увеличения пропускной способности рассматриваемого участка.

Длина лупингов « x » может быть определена из уравнения баланса напоров (4.58) и (4.59).

$$\Delta H_1 + n \cdot (a - b \cdot Q^{2-m}) = f \cdot Q^{2-m} L + \Delta z \quad (4.58)$$

и

$$\Delta H_1 + n \cdot (a - b \cdot Q_*^{2-m}) = f \cdot Q_*^{2-m} [L - x(1 - \omega)] + \Delta z. \quad (4.59)$$

Совместное решение этих уравнений дает формулу, определяющую длину лупинга, необходимого для увеличения производительности в χ раз:

$$x = \frac{L}{1 - \omega} \left(1 - \frac{1}{\chi^{2-m}} \right) \cdot \left(1 + \frac{n \cdot b}{f \cdot L} \right), \quad (4.60)$$

где L – протяженность участка, м;

$$\omega - \text{коэффициент, } \omega = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_{\text{Л}}}{D} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}};$$

n – число нефтеперекачивающих станций;

b – коэффициент режима работы насосной станции;

$\chi = \frac{Q^*}{Q}$ – коэффициент увеличения пропускной способности

трубопровода, где Q^* – производительность после прокладки лупинга, Q – производительность до прокладки лупинга;

f – коэффициент сопротивления, $f = \beta \frac{v^m}{D^{5-m}}$;

m – коэффициент, зависящий от режима движения.

На совмещенной характеристике $H = H(Q)$ (рис. 4.20) увеличение пропускной способности после прокладки лупинга означает перемещение рабочей точки вправо.

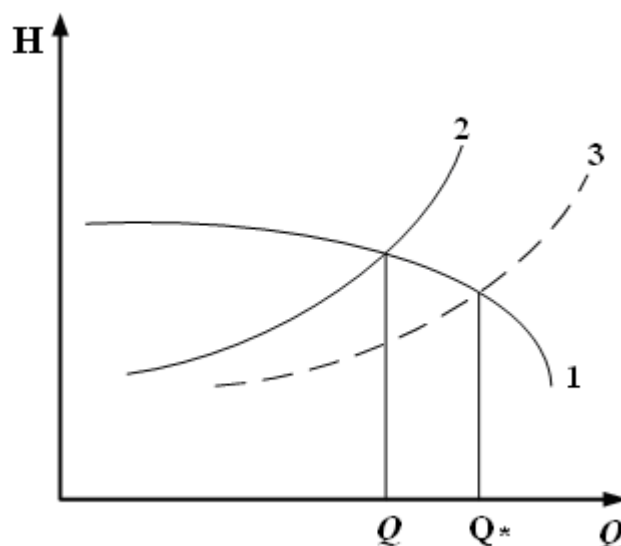


Рис. 4.20. Увеличение пропускной способности после прокладки лупинга:
 1 – характеристика насосных станций; 2 – характеристика трубопровода; 3 – характеристика трубопровода после прокладки лупинга

Очевидно, что коэффициент увеличения пропускной способности $\chi = Q^*/Q$ (отношение увеличенной пропускной способности к прежней) при прокладке лупингов может иметь различные значения в зависимости от длины и диаметра лупинга.

Напор на выходе из станции уменьшится $H_{СТ}^* < H_{СТ}$.

Полная потеря напора для трубопровода с лупингом определяется формулой:

$$h_{\tau} = i[L - x(1 - \omega)] + \Delta z. \quad (4.61)$$

Увеличение пропускной способности при использовании противотурбулентных присадок

Одним из эффективных способов увеличения производительности трубопроводов является введение в турбулентный поток перекачиваемой жидкости специальных высокомолекулярных присадок, снижающих гидравлическое сопротивление.

Эффект снижения сопротивления начинает проявляться в очень слабых растворах – при массовых долях полимера $C = 10^{-6} - 10^{-5}$. Максимальное снижение сопротивления достигает 60 – 80 %.

Полимерные добавки практически не влияют на величину критического числа Рейнольдса, при котором происходит переход к турбулентному режиму течения.

В присутствии полимерных молекул отмечается расширение диапазона чисел Рейнольдса (Re), в котором шероховатая поверхность является гидравлически гладкой. В переходном режиме относительное снижение трения добавками выше, чем в режиме гидравлически гладких труб. Полимерные молекулы «затягивают» выход в режим с полным проявлением шероховатости, в котором добавки уже не влияют на сопротивление.

Противотурбулентные присадки не должны менять физико-химические

характеристики нефти и нефтепродуктов, содержать поверхностно-активные вещества (ПАВ) и поэтому не должны адсорбироваться на поверхности трубопроводов и другого оборудования, не должны оказывать негативного влияния на работу автомобильных двигателей и печей. Они должны применяться совместно с ингибиторами коррозии и парафинообразования, депрессорными и антистатическими присадками, а также противоокислителями. Присадки эффективны только в турбулентном потоке, то есть при числах Рейнольдса, больших критического.

За счет гашения пристеночной турбулентности происходит снижение гидравлического сопротивления потоку жидкости в трубопроводе и, как следствие, либо увеличение производительности перекачки (при сохранении перепада давлений), либо снижение давления на перекачивающих станциях (при сохранении производительности перекачки). Эффект снижения гидравлического сопротивления, а, следовательно, и расхода электроэнергии может составлять от 20 до 60 %.

Наиболее известными из зарубежных антитурбулентных присадок к нефтепродуктам являются присадки «CDR» американской фирмы Dupon-Copoco и «NECCAD-447» финской фирмы Neste. Обе присадки, созданные на углеводородной основе, прошли промышленные испытания на отечественных трубопроводах. Для дизельных топлив, главным образом, рекомендуется присадка «NECCAD-447», которая представляет собой раствор сополимера, полученный на основе альфаолефинов растительного масла. Противотурбулентная присадка «NECCAD-447» относится к суспензионным и характеризуется повышенным соотношением гидравлически активного сополимера. Основные физико-химические характеристики присадки «NECCAD-447» приведены в табл. 4.7.

Таблица 4.7

Физико-химические характеристики присадки «NECCAD-447»

Показатели	Величина
Внешний вид	Желтая вязкая суспензия
Плотность при 20 °С, кг/м ³	от 840 до 900
Вязкость по Брукфильду (20 °С, 20 об.мин/ <i>rpm</i> , сП/сР)	от 30 000 до 40 000
Температура вспышки, °С	не ниже 61
Зольность, %, w/w	не более 0,1
Растворимость в воде	не растворяется

Все антитурбулентные присадки снижают значение коэффициента гидравлического сопротивления (λ). Применение присадок особенно эффективно в тех случаях, когда перекачка ведется в области гидравлически гладких труб, то есть при таких режимах, в которых шероховатость внутренней полости трубопровода практически не сказывается на значениях коэффициента λ .

Для определения эффективности противотурбулентной присадки вводится безразмерный комплекс A , который можно определить по формуле,

зная необходимую концентрацию присадки:

$$A = 4340 \cdot C^{1,13} \cdot \varepsilon^{-0,74}, \quad (4.62)$$

где ε – значение относительной шероховатости для эксплуатируемых длительное время трубопроводов.

Гидравлическая эффективность присадки рассчитывается по формуле

$$\varphi = 1 - (A + 1)^{-0,2}. \quad (4.63)$$

В данной формуле выражена зависимость безразмерного комплекса A от гидравлической эффективности присадки. Коэффициент A , входящий в формулу, отражает условия взаимодействия турбулентного потока со стенкой трубы. Эта зависимость определена экспериментальным путём. Она показывает, что коэффициент λ_1 зависит не только от концентрации присадки C , но и от шероховатости труб ε .

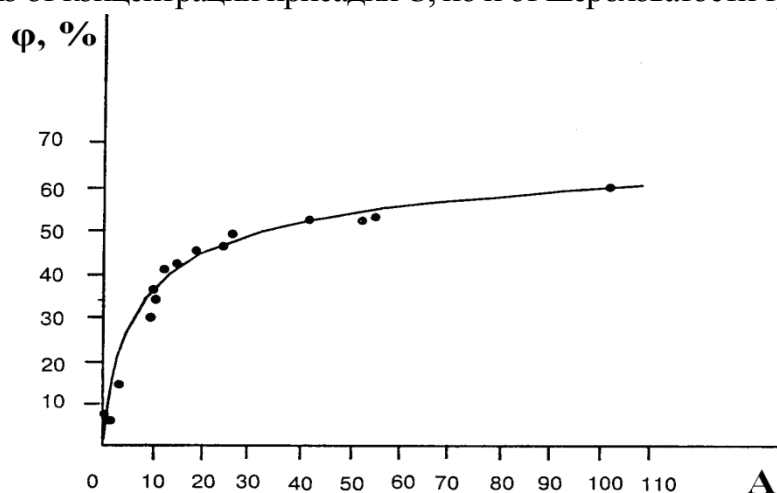


Рис. 4.21. Зависимость гидравлической эффективности присадки φ от безразмерного комплекса A .

Эффективность присадки φ можно найти по формуле:

$$\varphi = (1 - (\lambda_1 / \lambda_0)) \times 100, \% = (1 - (Q_0^2 / Q_1^2)) \times 100, \% \quad (4.64)$$

где Q_1, Q_0 – расходы при перекачке с присадкой и без нее соответственно, ($м^3/час$).

По известному значению эффективности присадки определяется значение расхода при перекачке нефтепродукта с присадкой:

$$Q_1 = \sqrt{\frac{Q_0^2}{1 - \varphi}}. \quad (4.65)$$

20. Применение депрессорных присадок при трубопроводном транспорте высокопарафинистых нефтей

Перспективным способом перекачки по трубопроводам высокопарафинистых нефтей является их обработка депрессорными присадками, незначительное количество которых существенно улучшает реологические свойства этих нефтей. В настоящее время известен ряд соединений, в той или иной степени снижающих температуру застывания и

улучшающих реологические свойства высоkozастывающих нефтяных систем. Это природные асфальтосмолистые вещества, некоторые углеводороды и полимерные соединения. Наибольшей депрессорной активностью обладают полимеры с высокой молекулярной массой.

Лидирующее положение среди депрессорных присадок занимают добавки на основе сополимеров этилена, имеющие молекулярную массу 20000 – 22000 при содержании звеньев винилацетата 25 – 27 %, которые являются доступным и дешевым нефтехимическим сырьем.

Товарные формы депрессорных присадок, как правило, представляют собой 20 – 30 %-ные растворы сополимеров в углеводородных растворителях, например, толуоле, газойле каталитического крекинга, дизельном топливе и т.д.

Кроме сополимеров этилена, основой промышленно выпускаемых депрессоров для нефтей служат сополимеры алкил(мет)акрилатов. На базе этих соединений созданы присадки, используемые на нефтепроводах нашей страны: ДН-1 (Россия) и ЕСА-4242 (ЭССО ХЕМИКАЛ).

Депрессорные присадки не являются растворителями кристаллического парафина, поэтому они практически не меняют температуру кристаллизации и количество парафина, выпадающего при снижении температуры нефти.

Механизм действия депрессорной присадки, приводящий к заметному снижению температуры застывания (почти на 20 °С), состоит в том, что присадка изменяет размеры, форму и строение частиц дисперсной фазы высоkozастывающей нефти таким образом, что возникающая при низких температурах структура оказывается менее прочной и не мешает течению подвижной части нефти.

Степень снижения температуры застывания и улучшения реологических свойств (статического и предельного напряжений сдвига) нефтей зависит от концентрации депрессора, содержания в нефти естественных поверхностно активных веществ (ПАВ) – смол и асфальтенов; парафиновых углеводородов и их молекулярной массы.

Наибольший эффект от обработки нефти присадкой наблюдается там, где соотношение процентных содержаний смол к парафинам меньше двух. Для обеспечения работы магистрального трубопровода при перекачке высокопарафинистой нефти достаточно обработать депрессорной присадкой ее объем один раз, например, на головной насосной станции.

Депрессорные присадки должны вводиться в высоkozастывающую нефть, нагретую выше температуры начала кристаллизации парафинов (60 – 70 °С). В месте ввода нагретой нефти в трубопровод режим течения должен быть турбулентным, что создает благоприятные условия для равномерного перемешивания присадки и нефти. Присадка подается в нефтепровод через форсунку с помощью насоса-дозатора.

Технологическая схема установки для подготовки депрессорной присадки к вводу ее в магистральный нефтепровод зависит от товарной формы присадки, и здесь возможны различные варианты. Депрессорная присадка

поставляется в виде пасты с содержанием сополимера (активной части присадки) 20 – 30 % в таре (например, в 200-литровых бочках). В этом случае депрессор перед подачей в трубопровод растворяют в перекачиваемой нефти на специальной установке расположенной в непосредственной близости от места ввода. В ее состав входят: два резервуара-смесителя для получения раствора присадки в нефти с устройствами для подъема бочек на крыши и их опорожнения, насосы для заполнения этих емкостей с нефтью и ее перемешивания, емкость-накопитель для хранения концентрата, насосы-дозаторы для его подачи в нефтепровод. Все резервуары установки оборудованы секционными подогревателями.

Процесс приготовления раствора происходит при температуре 50 – 60 °С и циркуляционном перемешивании в резервуарах-смесителях, которое осуществляется путем подачи нефти через сопла, установленные на дне резервуаров. Резервуары работают поочередно: в одном из них готовится раствор, а из другого в это время ведутся его дозировка и впрыск в поток нефти. Затем резервуары меняются ролями.

Активная часть депрессорной присадки может поставляться в виде гранул. В этом случае необходимо растворить полученный сополимер в выбранном углеводородном растворителе и получить присадку – жидкость заданного состава и качества, которая затем вводится в трубопровод с нефтью через форсунку. В этом случае узел приготовления и ввода присадки в нефтепровод состоит из следующих элементов:

- смесители (аппараты с рамными перемешивающими устройствами и терморубашками);
- помещение с насосными агрегатами;
- операторная;
- обогреваемые емкости с растворителем;
- холодный склад для хранения сополимера.

Типичное оборудование узла приготовления и ввода депрессорной присадки в нефтепровод делится на основное (технологическое) и вспомогательное. К основному относится оборудование растворения сополимера и подачи присадки в нефтепровод, а к вспомогательному – система обеспечения и распределения теплофикационной воды с начальной температурой 130 °С при давлении 3,5 – 4,0 кг/см².

Рассмотрим технологические операции при приготовлении и вводе депрессорной присадки в нефтепровод (рис. 6.7).

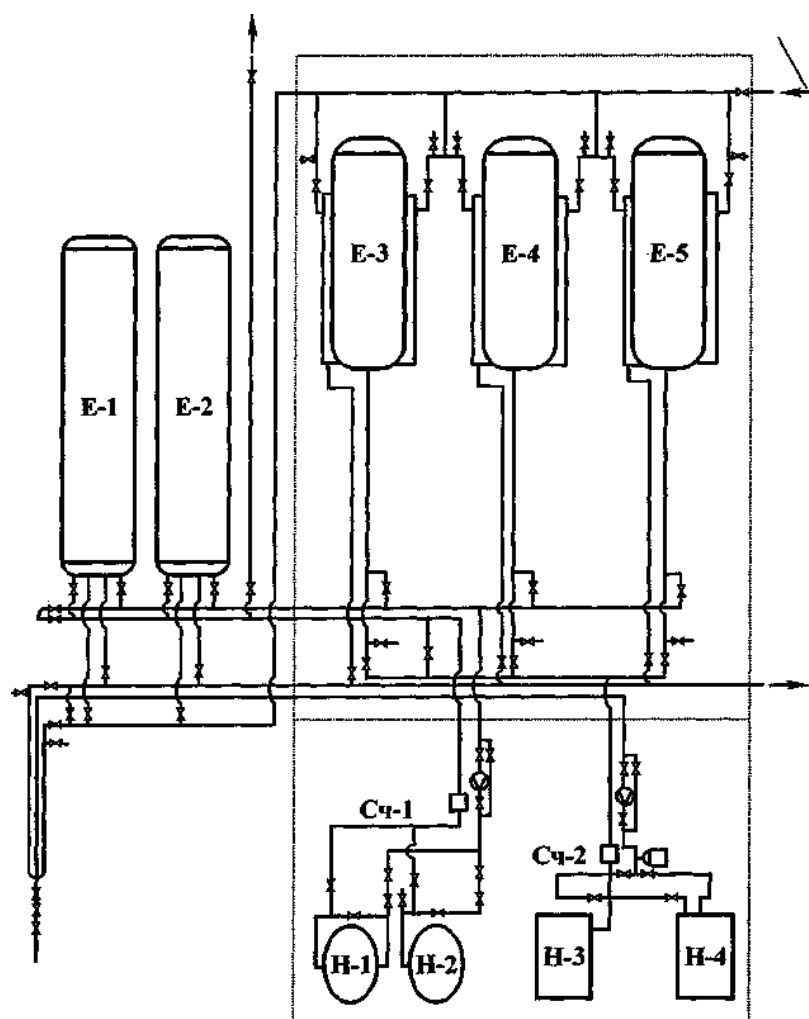


Рис. 6.7. Принципиальная технологическая схема узла приготовления и ввода депрессорной присадки в трубопровод: E-1, E-2 – обогреваемые емкости с растворителем; E-3, E-4, E-5 – аппараты с рубашкой с рамным перемешивающим устройством; Н-1, Н-2 – насосы для подачи растворителя в аппараты с рамным перемешивающим устройством; Н-3, Н-4 – плунжерные насосы-дозаторы для подачи готовой присадки в нефтепровод; Сч-1 – расходомер на линии подачи растворителя; Сч-2 – расходомер на линии подачи присадки

Дизельное топливо из емкости E-1 (E-2) шестеренным насосом Н-1 (Н-2) подается поочередно в один из смесителей (E-3, E-4, E-5), в котором нагревается до температуры не менее 80 °С путем подачи в его терморубашку максимального количества теплоносителя. Соплимер из упаковочных мешков засыпается в смеситель E-3 (E-4, E-5). При этом продолжается максимальная подача теплоносителя в рубашку смесителя до тех пор, пока температура в аппарате не достигнет необходимого для растворения сополимера значения.

Затем количество подаваемого теплоносителя уменьшается до значения, компенсирующего тепловые потери.

По завершению процесса растворения готовая присадка из смесителей поступает на насос-дозатор Н-3 (Н-4) и затем в трубопровод через форсунку. По мере расходования готовой присадки из первого аппарата начинается приготовление ее во втором аппарате, затем в третьем и т.д. Расход растворителя и количество вводимой присадки в нефтепровод контролируются

расходомерами Сч-1 и Сч-2 соответственно.

Концентрация вводимого депрессора зависит от цели, с которой он применяется. Для обеспечения перекачки высокопарафинистой нефти по магистральному трубопроводу нефть достаточно обработать 0,05 – 0,2 % присадки (по массе). Для уменьшения парафинизации внутренней поверхности оборудования и исключения ручной зачистки резервуаров, танкеров и других объектов в нефть достаточно ввести присадку в количестве 0,02 – 0,05 % (по массе).

В местах, где возникает ламинарный режим течения высокозастывающей нефти, присадку следует вводить только в пристенный слой жидкости, нагретый до нужной температуры. Разогрев кольцевого слоя нефти может осуществляться как с помощью паровой рубашки, смонтированной вокруг трубы, так и гибкими (ленточными) электрическими нагревателями. Такая технология применения депрессорной присадки позволяет в 7 – 10 раз сократить ее расход при той же гидравлической эффективности и снизить энергозатраты на нагрев нефти. Однако она эффективна на трубопроводах с одной насосной станцией. На трубопроводах с несколькими насосными станциями присадку необходимо вводить после каждой из них, так как при прохождении насосных агрегатов пристенный слой нефти с депрессором разрушается.