

КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
Институт геологии и нефтегазовых технологий
Кафедра геологии нефти и газа

Д.Г. Яраханова

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ
по выполнению практических занятий

по курсу
Сооружение и эксплуатация нефтегазопроводов
и нефтегазохранилищ

Казань

2014

УДК 550.8

*Печатается по решению
Учебно-методической комиссии Института геологии
и нефтегазовых технологий*

Протокол № 12 от « 11 » ноября 2014 г.

*Заседания кафедры геологии нефти и газа
Протокол № 08/2014 от « 22 » октября 2014 г.*

Автор-составитель

н.с., к.т.н., старший преподаватель **Д.Г. Яраханова**

Рецензенты:

доктор г.-м. наук, заведующая кафедрой
геологии нефти и газа **И.Н. Плотникова**;
кандидат ф.-м. наук, генеральный директор
ООО «ЦСМРнефть» **Ю.А. Волков**

Учебно-методическое пособие по выполнению практических занятий по курсу «Сооружение и эксплуатация нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ» / Д.Г. Яраханова. – Казань: Казан. ун-т, 2014. – 64 с.

Учебно-методическое пособие, составленное для студентов, обучающихся по специальностям: 21.04.01 «Нефтегазовое дело» уровень магистратуры, 21.03.01 «Нефтегазовое дело» уровень бакалавриата, позволит закрепить теоретические положения путём выработки практических навыков решения задач в области транспорта нефти, нефтепродуктов и целенаправленно подойти к освоению курса «Сооружение и эксплуатация нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ».

© Казанский университет, 2014

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1. Исходные данные, необходимые при проектировании и эксплуатации нефтепродуктопроводов.....	5
2. Расчёт трубопроводов на прочность и устойчивость.....	22
3. Трубопроводный транспорт маловязких нефтей.....	30
4. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов.....	41
5. Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов.....	46
6. Трубопроводный транспорт нестабильных жидкостей и эмульсий.....	51
Приложение 1. Терминология.....	55
Литература.....	63

К
Э
Ф
У

Введение

Транспортировка нефти и нефтепродуктов - доставка подготовленной к дальнейшему транспорту нефти от нефтепромыслов других пунктов переработки и потребления. Трубопроводный транспорт служит для перевозки больших количеств нефти, нефтепродуктов и сжиженных нефтяных газов в одном направлении. Его преимущества: кратчайшая трасса по сравнению с другими видами; возможность прокладки на любые расстояния между любыми объектами; непрерывность, обеспечивающая ритмичность поставок и бесперебойное снабжение потребителей без затрат на создание крупных хранилищ груза на концах трасс; минимальные потери нефти и нефтепродуктов; наибольшая механизация и автоматизация. К недостаткам трубопроводного транспорта можно отнести: большой расход металла и "жесткость" трассы перевозок. Доля трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов неуклонно растёт. К тому же имеется ряд нерешённых вопросов: сравнительно малый ассортимент перекачиваемых нефтепродуктов, повышенные их потери при последовательной перекачке из-за образования смеси нефтепродуктов и другие.

Данное учебно-методическое пособие предназначено для закрепления теоретических положений путём выработки практических навыков решения задач в области транспорта нефти и нефтепродуктов.

Приведены типовые задачи для расчёта:

- при проектировании и эксплуатации нефтепродуктопроводов;
- трубопроводов на прочность и устойчивость;
- трубопроводного транспорта маловязких нефтей;
- последовательной перекачки нефтей и нефтепродуктов;
- трубопроводного транспорта высоковязких высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов;
- трубопроводного транспорта нестабильных жидкостей и эмульсий.

Справочные терминологические данные находятся в приложении.

Тема 1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ, НЕОБХОДИМЫЕ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

Для гидравлического и теплового расчетов необходимо знать теплофизические характеристики нефтепродуктов, такие как вязкость, плотность, теплопроводность, теплоемкость и т.д.

Плотность нефтепродуктов ρ находится в пределах 700-1100 кг/м³. Изменение плотности вследствие изменения температуры T определяют по формуле Менделеева

$$\rho_T = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_\rho(T - 293)} \quad , \quad (1)$$

где ρ_T , ρ_{293} - плотность нефтепродукта соответственно при температурах T и 293 К ; β_ρ - коэффициент объемного расширения (табл. 1).

Довольно часто пользуются также линейной зависимостью

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi(293 - T) \quad , \quad (2)$$

где ξ - температурная поправка (см. табл.1); ориентировочно ее, можно рассчитать по формуле

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293} \quad ,$$

Плотность смесей из n нефтепродуктов с достаточной для практики точностью можно определить по формуле

$$\rho_{см} = \sum_{i=1}^n \rho_i a_i \quad , \quad (3)$$

где ρ_i - плотность i -го нефтепродукта; a_i - его объемная доля в смеси.

Расчетную плотность нефтепродукта для трубопровода большой протяженности, прокладываемого в нескольких климатических зонах, усредняют с учетом климатических поясов

Средние температурные поправки плотности и коэффициент объемного расширения

Плотность ρ_{293} , кг/м ³	Температурная поправка ξ , кг/(м ³ К)	Коэффициент Т объемного расширения β_p , 1/К	Плотность ρ_{293} , кг/м ³	Температурная поправка ξ , кг/(м ³ К)	Коэффициент объемного расширения β_p , 1/К
1	2	3	4	5	6
700-709	0,897	0,001263	890-899	0,647	0,000722
710-719	0,884	0,001227	900-909	0,638	0,000699
720-729	0,870	0,001193	910-919	0,620	0,000677
730-739	0,857	0,001160	920-929	0,607	0,000656
740-749	0,844	0,001128	930-939	0,594	0,000635
750-759	0,831	0,001098	940-949	0,581	0,000615
760-769	0,818	0,001068	950-959	0,567	0,000594
770-779	0,805	0,001039	960-969	0,554	0,000574
780-789	0,792	0,001010	970-979	0,541	0,000555
790-799	0,778	0,000981	980-989	0,528	0,000536
800-809	0,765	0,000952	990-999	0,515	0,000518
810-819	0,752	0,000924	1000-1009	0,502	0,000499
820-829	0,738	0,000896	1010-1019	0,489	0,000482
830-839	0,725	0,000868	1020-1029	0,476	0,000464
840-849	0,712	0,000841	1030-1039	0,463	0,000447
850-859	0,699	0,000818	1040-1049	0,450	0,000431
860-869	0,686	0,000793	1050-1059	0,437	0,000414
870-879	0,673	0,000769	1060-1069	0,424	0,000398
880-889	0,660	0,000746	1070-1079	0,411	0,000382

Здесь и далее под словом «нефтепродукты» подразумеваются и нефти, и нефтепродукты.

$$\rho_{см} = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^n \rho_i l_i, \quad (4)$$

где L - длина трубопровода, $L = \sum l_i$; ρ_i - плотность нефтепродукта на участке трубопровода длиной l_i с одинаковой температурой.

Удельная теплоемкость нефтепродуктов C_p изменяется в пределах 1600...2500 Дж/(кг*К). При расчетах часто пользуются средним значением $c = 2100$ Дж/(кг*К). При проведении уточненных расчетов C_p можно вычислять по формуле Крeго, справедливой для температур 273-673 К,

$$c_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39T), \quad (5)$$

где ρ_{293} - плотность нефтепродукта при 293 К, кг/м³.

Коэффициент теплопроводности нефтепродуктов λ_n изменяется в пределах 0,1...0,16 Вт/(м*К). Обычно при расчетах используют среднее значение $\lambda_n = 0,13$ Вт/(м*К). При проведении более точных расчетов применяют формулу Крeго-Смита, справедливую для температур 273-473 К

$$\lambda_n = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047T), \quad (6)$$

где ρ_{293} - приведена в тех же единицах измерения, что и в формуле (5).

Вязкость нефтепродукта - одна из наиболее важных характеристик, так как от нее в значительной степени зависит гидравлическое сопротивление трубопроводов. Вязкость существенно меняется с изменением температуры. В технических расчетах чаще всего используют кинематическую вязкость ν . При этом рекомендуется применять лабораторные данные, полученные для возможного диапазона изменения рабочих температур. Если лабораторных данных недостаточно, можно воспользоваться одной из расчетных зависимостей. Наибольшее применение получили формулы Вальтера (ASTM) и Рейнольдса-Филонова.

Формула Вальтера (ASTM) имеет вид

$$\lg \lg(\nu + 0,8) = a + b \lg T; \quad (7)$$

где ν - кинематическая вязкость, мм²/с; T - абсолютная температура, К. Эмпирические коэффициенты a и b в (7) находятся по формулам

$$a = \lg \lg(\nu_1 + 0,8) - b \lg T_1;$$

$$b = \frac{\lg[\lg(\nu_1 + 0,8)] / \lg(\nu_2 + 0,8)}{\lg \frac{T_1}{T_2}}, \quad (8)$$

Для определения постоянных a и b необходимо знать величины кинематической вязкости ν_1 и ν_2 при абсолютных температурах T_1 и T_2 соответственно.

Формула Рейнольдса-Филонова несколько проще

$$\nu = \nu_* \exp[-u(T - T_*)], \quad (9)$$

где u - коэффициент крутизны вискограммы, $1/K$; ν_* - кинематическая вязкость при известной (произвольной) температуре T_* .

Величина u находится следующим образом

$$u = \frac{1}{T_1 - T_2} \ln \frac{\nu_2}{\nu_1}, \quad (10)$$

Достаточная точность зависимости (9) во всем рабочем диапазоне температур обеспечивается при выполнении неравенства $T_2 < T < T_1$. В остальных случаях надо пользоваться формулой (7).

При изменении рабочих давлений в области до 10 МПа плотность, теплоемкость, коэффициент теплопроводности и кинематическая вязкость нефтепродуктов меняются несущественно, поэтому при расчетах его влияние на эти параметры не учитывается. Основные характеристики некоторых нефтей и нефтепродуктов приведены в табл. 2.

При температурах, близких к температурам застывания, высокопарафинистые нефтепродукты проявляют неньютоновские свойства, поэтому для определения их кинематической вязкости вышеперечисленные зависимости непригодны. Но так как в большинстве случаев рабочие диапазоны температур принимаются значительно выше температур застывания, то нефтепродукты в этих условиях ведут себя как ньютоновские жидкости и поэтому применение вышеприведенных зависимостей правомерно.

При технологических операциях условия теплообмена с окружающей средой меняются. Так, температура среды (грунта, воздуха), окружающей трубопроводы, в течение года меняется. Следовательно, изменяются и теплофизические характеристики перекачиваемого нефтепродукта, что влияет на технологические режимы работы трубопровода. Согласно нормам технологического проектирования заданная пропускная способность трубопровода должна обеспечиваться при самых неблагоприятных условиях,

т.е. при наименьшей температуре окружающей среды. При гидравлическом и тепловом расчетах трубопровода оперируют среднемесячными многолетними данными по температурам грунта и воздуха. Эти данные принимаются по климатологическим справочникам или по запросам метеостанций районов прохождения трассы трубопровода.

К
(Э)
Ф
У

Таблица 2

Теплофизические свойства некоторых нефтей и нефтепродуктов

Нефть и нефтепродукты	Плотность, кг/м ³	Кинематическая вязкость $[\nu(m/c^2) \cdot 10^4]$ при температуре, К										Температура застывания, К	Содержание, %	
		283	288	293	303	313	323	333	343	353	373		Серы	Парафина
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Нефть:														
узеньская	848	--	78,5	28,8	2,7	0,24	--	--	--	--	--	300	--	--
жетыбайская	851	53,5	--	16,4	0,65	0,17	--	--	--	--	--	300	--	--
Центрального	870	--	--	0,59	0,25	--	0,123	--	--	--	--	285	--	--
Небит-Дага														
Камышлджа	--	--	--	--	--	0,453	0,234	0,161	0,121	--	--	--	--	--
Кум-Дага	870	--	--	--	0,312	--	0,108	--	0,066	--	--	297	--	--
Котур-Тепе	869	--	--	0,403	0,194	--	0,084	--	0,053	--	--	292	--	--
Окарема	--	--	--	--	--	0,331	0,155	0,108	0,084	--	--	--	--	--
Озек-Суата	--	--	--	3,25	0,072	0,053	0,042	--	--	--	--	296	--	--
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
мухановская	840	--	--	0,0765	0,0565	0,0443	0,0346	--	--	--	--	265	0,6	4,5
бугурусланская	893	--	--	0,325	0,22	0,153	0,109	--	--	--	--	238	2,7	3,9
приволжская	823	0,238	--	0,0835	0,0509	0,0346	0,0269	--	--	--	--	275	0,47	8,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

жирновская	912	--	--	--	0,8463	0,5069	0,3389	--	--	--	--	237	0,79	1,8
западнотэбукская	849	0,18	--	0,1376	0,0963	0,0709	0,0572	--	--	--	--	259	0,7	3,75
яринская	824	--	--	0,0514	0,0428	0,0352	0,0287	--	--	--	--	250	0,69	6,55
воткинская	921	--	--	1,633	0,8167	0,5227	0,2821	--	--	--	--	262	3,44	5,7
арланская	892	0,684	--	0,397	0,26	0,176	0,135	--	--	--	--	257	3,04	3,4
ромашкинская	862	0,307	--	0,1422	0,12	0,09	0,059	--	--	--	--	273	1,61	5,1
Керосин	780	0,05	--	0,0328	--	0,0250	--	--	--	--	--	213	0,5	
Дизельное топливо:												253	0,5	--
ДЗ	845	0,07	--	0,05	0,031	--	--	--	--	--	--			
ДЛ	835	0,08	--	0,06	0,050	0,045	0,042	--	--	--	--			
ДА	830	0,05	--	0,03	0,027	0,025	0,024	--	--	--	--			
Мазут:														
Флотский Ф-5	872	--	--	--	--	--	--	--	--	0,05	0,035	267	0,45	--
Флотский Ф-12	867	--	--	--	--	--	--	--	--	0,0443	0,0304	265	0,41	--
М-40	970	--	--	--	8,5	4	2	1,2	0,7	0,577	0,300	288	3,4	--
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
М-100	990	--	--	--	--	15	7	3,6	1,6	1,205	0,451	293-298	3,6	--
М-200	1000	--	--	--	--	30	12	5,8	3	1,629	0,618	301-308	4,5	--
Бензин авиационный														
Б-70	785	0,0085	--	0,007	--	0,0056	--	0,0046	--	--	--	--	--	--
Бензины автомобильные:														
А-72 (л)	730	0,0067	--	0,0061	0,0055	0,0051	--	--	--	--	--	--	--	--
А- 76(л)	780	0,0064	--	0,0058	0,0052	0,0047	--	--	--	--	--	--	--	--
АИ-93	760	0,0070	--	0,0063	0,0057	0,0053	--	--	--	--	--	--	--	--
Реактивное топливо:														
Т-1	800	0,0210	--	0,0183	--	0,0134	--	0,0105	--	0,0085		--	--	--

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТС-1	775	--	--	0,0125	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Т-2	755	--	--	0,0105	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Т-5	845	0,0503	--	0,0388	--	0,024. 5	--	0,0126	--	0,0126	--	--	--	--
Т-8	875	--	--	0,0145	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Котельное топливо	867	--	--	--	--	--	--	--	--	0,0443	0,0304	--	--	--
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Индустриальные масла:														
ИС-12	867	--	--	--	--	--	0,126	--	--	--	--	0,0364	--	--
ИС-20	900	--	--	0,7130	--	--	0,182	--	--	--	--	0,0484	--	--
ИС-45	875	--	--	2,2900	--	--	0,423	--	--	--	--	0,0812	--	--
ИС-20с	881	--	--	7,6000	--	--	1,524	--	--	--	--	0,2080	--	--
Трансформаторное	881	--	--	0,287	--	--	0,090	--	--	--	--	0,030	--	--
Для гидравлических систем														
(АГМ-10)	835,6	--	--	0,218	--	--	0,105	--	--	--	--	0,047	--	--
Веретенное АУ	848,6	--	--	0,4725	--	--	0,1276	0,0362	--	--	--	--	--	--
Турбинное 22 (л)	896,4	--	--	1,0000	--	--	0,218	0,0598	--	--	--	--	--	--
Турбинное 30 (УТ)	--	--	--	1,6100	--	--	0,300	0,0649	--	--	--	--	--	--
Масло моторное:														
МК-20	898	--	--	--	--	--	1,6100	--	--	--	--	0,2200	--	--
МС-20	899	--	--	13,000 0	--	--	1,5940	--	--	--	--	0,2160	--	--
АК-10	922,7	--	--	14,200 0	--	--	0,5500	--	--	--	--	0,1070	--	--
ДС-8	892	--	--	--	--	--	0,4200	--	--	--	--	0,0813	--	--

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Индустриальное:														
АС-9	885	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	0,1000		
АС-10	--	--	--	5,6000	--	--	--	--	--	--	--	--		
АКЗП-6	--	--	--	0,4110	--	--	0,2400	--	--	--	--	0,0600		
АКЗП-10	--	--	--	0,6800	--	--	0,4500	--	--	--	--	0,1000		
МС-14	--	--	--	7,5000	--	--	0,9310	--	--	--	--	0,1400		

В большинстве районов бывшего СССР самые низкие температуры грунта бывают в марте-апреле, а самые высокие — в августе-сентябре. Опыт проектирования и эксплуатации трубопроводов показывает, что глубина заложения 0,8 м до верхней образующей трубы обеспечивает устойчивые режимы перекачки в течение всего года и достаточна с точки зрения механической прочности и устойчивости трубопровода.

При надземной прокладке трубопроводов в расчете учитывают самые низкие температуры воздуха.

Для контроля в табл. 3 приведены основные рекомендуемые параметры магистральных трубопроводов при изотермической перекачке.

Таблица 3

Показатели трубопроводов

Нефтепроводы			Нефтепродуктопроводы		
Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, млн. т/год	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, млн. т/год
529(4-10)	5,4-6,5	6-8	219 (4-7)	9-10	0,7-0,9
630(5-12)	5,2-6,2	10-12	273 (4-8)	7,5-8,5	1,3-1,6
720(6-14)	5-6	14-18	325 (4-8)	6,7-7,5	1,8-2,2
820(7-16)	4,8-5,8	22-26	377 (4-9)	5,5-6,5	2,5-3,2
920(8-16)	4,6-5,6	32-36	426 (4-9)	5,5-6,5	3,5-4,8
1020(9-18)	4,6-5,6	42-50	529 (4-10)	5,5-6,5	6,5-8,5
1220(11-20)	4,4-5,4	70-78			

Примечания:

1. Оптимальные параметры определены для труб с пределом прочности 520 МПа.
2. Приведенные данные не исключают необходимости проверочного технико-экономического расчета трубопровода для заданной нагрузки с учетом конкретных условий его строительства и эксплуатации. Указанный расчет обязателен при выборе диаметре трубопровода, если заданная пропускная способность выходит за пределы рекомендуемых значений.
3. В скобках толщины стенок труб с шагом 1 мм (трубы с толщинами стенок, равными 13,15,17, и 19 мм, не изготавливают).

Исходной величиной при выборе диаметра является годовой план перекачки. Верхние пределы пропускной способности соответствуют меньшей кинематической вязкости, а рабочее давление определяется характеристикой насосов, их числом и способом соединения. Высоковязкие нефтепродукты перед перекачкой необходимо предварительно подогревать. Технич-

экономический расчет в этом случае является обязательным. Он проводится по различным вариантам (различные диаметры, температуры подогрева, рабочие давления). При тепловом и гидравлическом расчетах "горячих" трубопроводов необходимо знать теплофизические характеристики воздуха при надземной прокладке или грунтов при подземной прокладке (табл. 4, 5).

При значениях влажности и плотности грунтов, отличных от приведенных в табл. 5, их коэффициент теплопроводности может быть вычислен по формуле

$$\lambda_2 = 1,163 \cdot [\kappa_p (10^{-3} \rho_2 + 0,1\omega_2 - 1,1) - 0,1\omega_2], \quad (11)$$

где κ_δ - постоянный числовой коэффициент, равный: 1,5 - для песков; 1,4 - для супесей; 1,3 - для суглинков и глин; ρ_a - плотность грунта, кг/м³; ω_a - влажность грунта, %.

Так как по трассе трубопровода грунты по составу и влажности различны, то тепловой и гидравлический расчеты делают либо по участкам (с одинаковыми λ_{ai}), либо для всей длины трассы по среднему коэффициенту теплопроводности

$$\lambda_{ср.} = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^n \lambda_{ai} l_i, \quad (12)$$

где λ_i - коэффициент теплопроводности грунта на участке трубопровода длиной l_i ; n — число участков.

Таблица 4

Теплофизические характеристики воздуха

Абсолютная температура, К	Плотность, кг/м ³	Удельная теплоемкость, Дж/(кг*К)	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м*К)	Температуропроводность, (м/с)* 10 ⁻⁴	Кинематическая вязкость, (м ² /с)*10 ⁶	Параметр Прандтля
223	1,584	1013	0,0204	0,127	8,2	0,728
233	1,515	1013	0,0212	0,138	9,2	0,728
243	1,453	1013	0,0220	0,149	10,2	0,723
253	1,395	1009	0,0228	0,162	11,2	0,716
263	1,342	1009	0,0236	0,174	12,2	0,712
273	1,293	1005	0,0244	0,188	13,2	0,707
283	1,247	1005	0,0251	0,201	14,2	0,705
293	1,205	1005	0,0259	0,214	15,2	0,703
303	1,165	1005	0,0267	0,229	16,2	0,701
313	1,128	1005	0,0276	0,243	17,2	0,699
323	1,093	1005	0,0283	0,257	18,2	0,698

Теплофизические характеристики грунтов

Грунт	Влажность, % (по объему)	Средняя плотность, кг/м ³	Коэффициент тепло- провод- ности, Вт/(м*К)	Температуро- проводность, (м ² /с)* 10 ⁻⁶	Удельная теплоемкость, Дж/(кг*К)
Растительная почва	27	2000	2,3	--	--
Песок речной	0	1520	0,3-0,33	--	--
	11,3	1640	1,13	0,89	774
	28,3	2020	1,6-2,56	1,32	600-960
Песок глини-й	8	1300	0,58	0,4	1115
Глина	18	1400	0,85	0,42	1445
	27	1600	1,23	0,48	1600
	40	2100	2,15	0,56	1830
Торф	24,1	1370	0,81	0,23	2570
Грунт подзолистый	20	1835	1,42	0,67	1155
Суглинок	20	1960	1,49	0,67	1134

Аналогично (путем пропорционального сложения) с использованием данных табл. 6 определяют среднее удельное электросопротивление грунтов, необходимое при расчете средств защиты от коррозии.

$$r_{\text{Гср}} = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^n r_{\text{Г}i} l_i, \quad (13)$$

где $r_{\text{Г}i}$ удельное электросопротивление i -го типа грунта на трассе трубопровода. Надземные "горячие", а в последнее время и подземные трубопроводы строят со специальной тепловой изоляцией (табл.7). Ею покрывают также резервуары, теплообменники и другое оборудование "горячих" трубопроводов.

Для строительства магистральных трубопроводов применяют трубы из углеродистых сталей диаметром до 500 мм включительно и из спокойных и полуспокойных низколегированных сталей диаметром более 500 мм.

Таблица 6

Величина удельного электросопротивления грунтов, Ом·м

Вид грунта	При атмосферных осадках, мм/год	
	до 250	до 500
Чернозем	20...50	2...10
Глина	10...1000	5...20
Песок	1000	30...300
Известняк	1000	30...300
Гравий	1000	100...1000

Таблица 7

Характеристика теплоизоляционных материалов

Теплоизоляционный материал	Средняя плотность, кг/м ³	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м*К)	Стоимость теплоизоляционных материалов (цены 1980 г.), руб/кг
Диатомовые сегменты	600	$0,065+0,23 \cdot 10^{-3} T$	0,035
Вермикулит	175	$0,262 \cdot 10^{-3} T$	0,0314
Минеральная вата	150	0,046	0,035
Стекловата	150	0,046	0,117
Ячеистый бетон	600	0,145	0,32
Перлит	200	$0,0255+0,163 \cdot 10^{-3} T$	0,14
Пенопласт	100	0,058	2
Пенополиуретан ПУЭ	60	0,035	3,9
Пенополиуретан ППУ-30	130	0,052	3

Капиталовложения в трубопроводный транспорт $K_{\text{тр}}$ складываются из затрат на сооружение линейной части трубопровода $K_{\text{л}}$ и затрат на сооружение насосных станций $K_{\text{н.с.}}$. Капитальные затраты в линейную часть определяют по выражению

$$K_{\text{л}} = c_{\text{л}} L_{\text{ТР}}, \quad (14)$$

где $L_{\text{ТР}}$ - длина трубопровода; $c_{\text{л}}$ - затраты на сооружение 1 км линейной части трубопровода.

Капитальные затраты на сооружение насосных станций определяют по формуле

$$K_{\text{н.с.}} = c_{\text{Г.Н.С.}} + (n-1)c_{\text{П.Н.С.}} + V_p c_p, \quad (15)$$

где $c_{\text{Г.Н.С.}}$, $c_{\text{П.Н.С.}}$ - стоимость сооружения соответственно головной и промежуточной насосных станций; n - общее число насосных станций; V_p - необходимая вместимость резервуаров; c_p - стоимость 1 м³ установленной емкости.

Примечание: $c_{\text{луп}}$, - затраты на сооружение 1 км лупинга.

Стоимость емкости на головной насосной станции включена в стоимость головной станции. Стоимость 1 м³ емкости c для сопоставительных расчетов с учетом технологических трубопроводов и вспомогательных сооружений ориентировочно можно принимать равной 20 руб/м³. Число насосных станций n определяют из технологического расчета или оценивают ориентировочно из условия, что на каждые 100...150 км трубопровода приходится одна насосная станция.

Расчетное число дней перекачки при выборе способа транспорта для нефтепродуктопроводов принимается равным 350, а для нефтепроводов - по таблице (см. тему 3 таблицу 1).

В тех случаях, когда заданный объем перекачки не попадает в интервал пропускных способностей, указанных в табл. 3, оптимальный диаметр и число насосных станций определяют на основании технологического расчета. При наличии лупингов или вставок большего диаметра стоимость линейной части определяют по формуле

$$K_{\text{л}} = c_{\text{л}}(L_{\text{тр}} - X_{\text{луп}}) + X_{\text{луп}} c_{\text{луп}}, \quad (16)$$

где $X_{\text{луп}}$ - длина лупинга (вставки), расчет ведется для трех смежных диаметров. Если по пути проектируемого трубопровода имеются сбросы или подкачки, а также связанные с ним вновь проектируемые нефтебазы, наливные пункты и т.п., то возможно, что линейную часть будут сооружать из труб разных диаметров, а насосные станции снабжать различным оборудованием имеющим разные единичные стоимости. В этом случае технологический расчет ведут по участкам с различными диаметрами, приведенные затраты вычисляют в целом для всей системы с учетом участков. При этом расчет так же ведется минимум для трех смежных диаметров

Все единичные стоимости в ранее приведенных таблицах даны для равнинно-холмистой местности. В случае других условий прокладки на вычисленные капитальные затраты необходимо давать надбавку, учитывающую топографические условия (табл. 8).

Помимо этого необходимо учитывать дополнительные капитальные вложения, зависящие от района прохождения трассы (коэффициент учитывает степень освоенности района, его промышленный потенциал, поясные цены)

$$K_{\text{доп}} = \frac{1}{L} K \sum_{i=1}^n l_{pi} (K_{pi} - 1), \quad (17)$$

где $K = K_{\text{л}} + K_{\text{н.с.}}$; l_{pi} - протяженность участков трубопровода, проходящих по районам, на которые распространяется коэффициент K_{pi} (табл.9).

Таблица 8

Поправочный коэффициент K_T на топографические условия трассы

Топография трассы	Диаметр трубопровода, мм		
	до 426	529-829	1020-1420
1	2	3	4
Линейная часть			
Равнинно-холмистая	1,00	1,00	1,00
Пустынная	0,91	0,92	0,91
Гористая	1,45	1,19	1,17
Болотистая	1,4	1,43	1,45
Северная	2,68	2,16	2,08

1	2	3	4
Площадочные сооружения			
Равнинно-холмистая	1,00	1,00	1,00
Пустынная	1,00	1,00	1,02
Гористая	1,19	1,23	1,26
Болотистая	1,04	1,06	1,07
Северная	1,1	1,16	1,19
Трубопровод в целом			
Равнинно-холмистая	1,00	1,00	1,00
Пустынная	0,92	0,95	0,94
Гористая	1,43	1,21	1,19
Болотистая	1,38	1,34	1,38
Северная	2,64	1,97	1,96

Задача 1. Рассчитать кинематическую вязкость ромашкинской нефти при температуре 275 К.

Задача 2. Расчетное значение коэффициента теплопроводности грунта в естественном состоянии для трубопровода длиной 80 км, если известно, что преобладающими являются грунты: на 30 км - глины ($\rho_r = 1400 \text{ кг/м}^3$, $\omega = 18\%$); на 20 км - суглинки ($\rho_r = 1250 \text{ кг/м}^3$, $\omega = 15\%$); на 10 км - супеси ($\rho_s = 1200 \text{ кг/м}^3$, $\omega = 12\%$); на 20 км - песок ($\rho_r = 1600 \text{ кг/м}^3$, $\omega = 8\%$).

Задача 3. Определить целесообразный способ транспортировки 7 млн. т нефти Сургутского месторождения в год на нефтеперерабатывающие заводы г. Омска. Расчетная плотность нефти равна $0,842 \text{ т/м}^3$. Транспортировку можно осуществлять по рекам Обь и Иртыш, по железной дороге через Тобольск-Тюмень и по трубопроводу Сургут-Омск. Расстояние, на которое осуществляются перевозки по воде, равно 1500 км, по трубопроводу-700 км, по электрифицированной железной дороге-1200 км.

Территориальные районы России и территориальный коэффициент

Распределение территории России по районам	K_p
1	2
Брянская, Владимирская, Вологодская, Ивановская, Калининская, Калужская, Костромская, Ленинградская, Московская, Новгородская, Орловская, Псковская, Рязанская, Смоленская, Тульская, Ярославская области	1,0
Республики: Башкорстан, Марий-Эл, Мордовия, Татарстан, Чувашия, Горьковская, Куйбышевская, Пензенская, Саратовская, Ульяновская области	1,01
Республика Калмыкия, Астраханская, Белгородская, Волгоградская, Воронежская, Курская, Липецкая, Тамбовская области	1,01
Республики: Дагестан, Кабардино-Балкария, Северная Осетия, Чечня, Ингушетия; Краснодарский и Ставропольский края, Ростовская область	1,0
Республика Карелия, Архангельская область (южнее Полярного круга)	1,13
Республика Удмуртия, Пермская область (кроме Косинского, Кочевского, Кудымкарского, Юрминского и Юсьвинского районов Коми-Пермяцкого автономного округа)	1,1
Курганская, Оренбургская, Свердловская, Тюменская (южнее 60-й параллели), Челябинская области	1,1
Красноярский край (южнее 60-й параллели)	1,15
Республика Бурятия, Иркутская (южнее 60-й параллели), Читинская области	1,14
Приморский, Хабаровский (южнее 55-й параллели), Амурская область	1,24
Мурманская область	1,25
Республика Коми (южнее Полярного круга)	1,14
Алтайский край, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Томская (южнее 60-й параллели) области	1,11
Остальные районы территории России, не вошедшие в перечень территориальных районов (корректирующий коэффициент для них определен применительно к условиям Ямало-Ненецкого автономного округа)	1,26

Тема 2. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ

Для сооружения магистральных трубопроводов применяют стальные бесшовные горячекатаные трубы из углеродистых и легированных сталей, а также электросварные прямошовные или спирально-шовные сварные трубы из низколегированных сталей с более высокими механическими свойствами по сравнению с углеродистыми сталями, что позволяет уменьшить толщину стенок.

Таблица 1

Величины коэффициента K_1

Характеристика труб	Величина
1. Сварные из малоперлитной и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5% и прошедшие 100%-й контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами	1,34
2. Сварные из нормализованной, термически упрочненной стали и стали контролируемой прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100%-й контроль сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные из катаной или ковальной заготовки, прошедшие 100%-й контроль неразрушающими методами	1,40
3. Сварные из нормализованной или горячекатанной низколегированной стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100%-й контроль сварных соединений неразрушающими методами	1,47
4. Сварные из горячекатанной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты. Остальные бесшовные трубы.	1,55

Таблица 2

Категории участков магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов

Характеристика участков трубопроводов	Категории участков при способе прокладки		
	подзем ном	назем ном	надземном
1	2	3	4
<p>1. Переходы через водные преграды:</p> <p>а) судоходные — в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) при диаметре трубопровода:</p> <p>— 1000 мм и более</p> <p>— менее 1000 мм</p> <p>б) несудоходные шириной зеркала воды в межень 25 м и более — в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый при диаметре трубопровода:</p> <p>— 1000 мм и более</p> <p>— менее 1000мм</p> <p>в) несудоходные шириной зеркала воды в межень до 25 м — в русловой части, оросительные и деривационные каналы.</p> <p>г) горные потоки (реки)</p> <p>д) поймы рек по горизонту высоких вод 10%-й обеспеченности</p> <p>е) участок протяженностью 1000 м от границ горизонтальных высоких вод 10%-й обеспеченности</p>	<p>В</p> <p>І</p> <p>В</p> <p>І</p> <p>І</p> <p>І</p> <p>І</p> <p>І</p>	<p>--</p> <p>--</p> <p>--</p> <p>--</p> <p>--</p> <p>--</p> <p>--</p>	<p>В</p> <p>І</p> <p>В</p> <p>І</p> <p>І</p> <p>І</p> <p>ІІ</p>
<p>2. Переходы через болота</p> <p>а) I типа</p> <p>б) II типа</p> <p>в) III типа</p>	<p>II</p> <p>II</p> <p>В</p>	<p>II</p> <p>II</p> <p>В</p>	<p>II</p> <p>III</p> <p>I</p>
<p>3. Переходы через железные и автомобильные дороги:</p> <p>а) железные дороги общей сети, включая участки длиной 40 м каждый по обе стороны дороги от осей крайних путей, но менее 25 м от подошвы насыпи земляного полотна до дороги.</p> <p>б) подъездные железные дороги промышленных предприятий, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от осей крайних путей.</p> <p>в) автомобильные дороги I и II категорий, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги.</p> <p>г) участки трубопроводов, примыкающие к переходам (через все железные дороги и автомобильные дороги I и II категорий)</p>	<p>I</p> <p>II</p> <p>I</p> <p>III</p>	<p>--</p> <p>--</p> <p>--</p> <p>--</p>	<p>I</p> <p>II</p> <p>I</p> <p>II</p>
<p>4. Трубопроводы в горной местности:</p> <p>а) при укладке на полках</p> <p>б) при укладке в тоннелях</p>	<p>II</p> <p>--</p>	<p>II</p> <p>I</p>	<p>--</p> <p>I</p>

Для уточнения толщины стенки труб на участках I и II категорий необходимо определить границы этих участков на местности, по которой прокладывается нефтепродуктопровод.

1	2	3	4
5. Трубопроводы, прокладываемые по поливным и орошаемым землям хлопковых и рисовых плантаций	II	--	--
6. Трубопроводы, прокладываемые по территории распространения вечномёрзлых грунтов, имеющих при оттаивании осадку свыше 0,1 м	II	II	II
7. Переходы через селевые потоки и солончаковые грунты .	II	--	II
8. Углы пуска и приема очистных устройств, а также участки трубопроводов длиной 100 м, примыкающие к ним	I	I	I
9. Трубопроводы, расположенные внутри зданий и в пределах территории НПС	I	I	I
10. Трубопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям	II	II	II
11. Нефте- и нефтепродуктопроводы, прокладываемые вдоль рек шириной зеркала воды в межень 25 м и более, каналов, озер и других водоемов рыбохозяйственного значения, выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии от них до 300 м при диаметре труб 700 мм и менее, до 500 м при диаметре труб свыше 700 до 1000 мм включительно; до 1000 м при диаметре труб свыше 1000 мм	I	I	I

Коэффициент условий работы $m_0=0,75$ – для участков нефтепродуктопроводов I и II категории и $m_0 = 0,6$ – для участков категории В определяет необходимость создания повышенного запаса прочности нефтепровода по сравнению с участками III и IV категорий. А это, в свою очередь, ставит задачу сравнения рабочего давления на отдельных участках нефтепродуктопровода с разрешенным по условию создания требуемого запаса прочности материала труб.

Таблица 3

**Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов
средней полосы России**

Грунт	$C_{гр},$ кПа	$\Phi_{гр},$ градусы	$\gamma_{гр}, \frac{кН}{м^3}$
Гравелистый песок	0...2	36...40	25,5
Песок средней крупности	1...3	33...38	23,0
Мелкий песок	2...5	30...36	21,2
Пылеватый песок	2...7	28...34	20,5
Супеси	4...12	21...25	19,7
Суглинки	6...20	17...22	19,0
Глины	12...40	15...18	16,8
Торф	0,5...4	16...30	7,0

Таблица 4

Рекомендуемые величины заглубления трубопроводов

Условия прокладки, диаметр трубопровода	$h_o,$ м
При условном диаметре менее 1000 мм	0,8
При условном диаметре 1000 мм и более	1,0
На болотах или торфяных грунтах, подлежащих осушению	1,1
В песчаных барханах, считая от нижних отметок межбарханных оснований	1,0
В скальных грунтах, болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин	0,6
На пахотных и орошаемых землях	1,0
При пересечении оросительных и мелиоративных каналов	1,1

Некоторые сведения об изоляционных материалах

Тип, маркировка изоляционных материалов	Толщина δ , мм	Плотность ρ , кг/м ³
Отечественные изоляционные ленты		
Летняя ПИЛ (ТУ 19-103-78)	0,30	--
Зимняя ПВХ-БК (ТУ 102-166-82)	0,35	--
Зимняя ПВХ-Л (ТУ 102-320-86)	0,30	--
Лента полимерно-битумная	1,50	--
Отечественные обертки		
Пленка оберточная ПЭКом (ТУ 102-284-81)	0,60 0,05	880
Пленка оберточная ПДБ (ТУ 21-27-49-76)	0,55 0,05	1050
Пленка полимерная ПВХ (ТУ 102-123-78)	0,50 0,1	1268
Оберточный материал ПВХ (ТУ 102-123-78)	0,60 0,1	1175
Импортные изоляционные материалы		
Поликен 980-25 (США)	0,635	1046
Плайкофлекс 450-25 (США)	0,635	1046
Тек-Рап 240-25 (США)	0,635	1157
Нитто-53-635 (Япония)	0,635	1090
Фурукава Рапко НМ-2 (Япония)	0,640	1010
Альтене 100-25 (Италия)	0,635	1046
Пластизол (Югославия)	0,630	1040
Импортные обертки		
Поликен 955-25 (США)	0,635	1028
Плайкофлекс 650-25 (США)	0,635	1008
Тек-Рап 260-25 (США)	0,635	1071
Нитто 56 РА-4 (Япония)	0,635	1055
Фурукава Рапко РВ-2 (Япония)	0,640	989
Альтене 205-25 (Италия)	0,635	1028
Пластизол (Югославия)	0,635	1031

Величины коэффициента постели грунта при сжатии

Грунт	k_0 МН/м ³	Грунт	k_0 МН/м ³
Торф влажный	0,5...1,0	Песок слежавшийся	5...30
Плывун	1...5	Глина тугопластичная	5...50
Глина размягченная	1...5	Гравий	10...50
Песок свеженасыпанный	2...5		

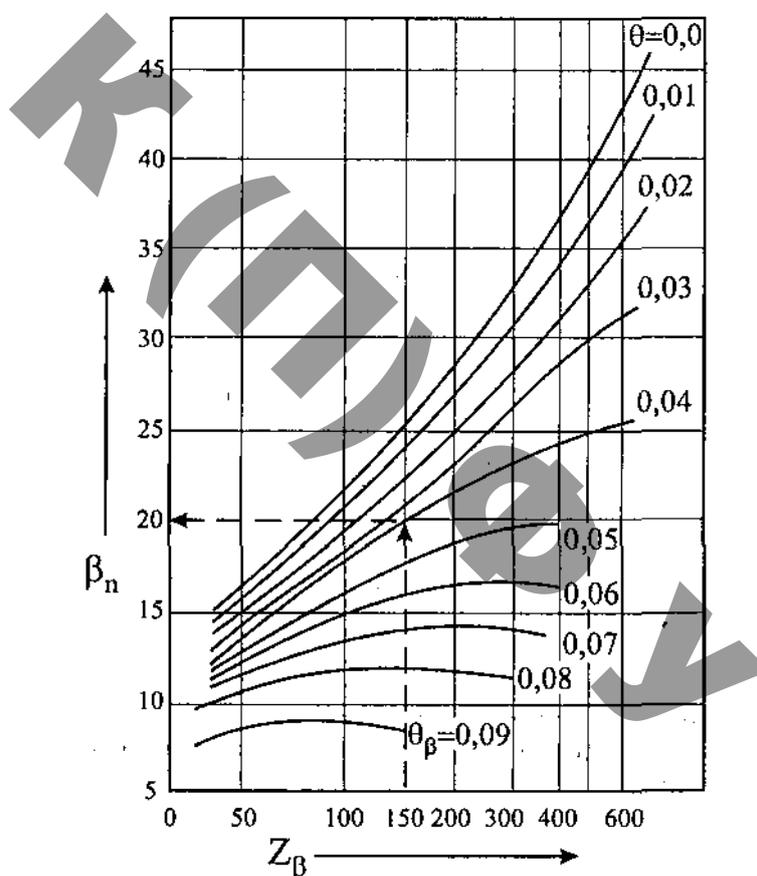


Рис. 1. Номограмма для определения коэффициента β_n при проверке устойчивости криволинейного трубопровода (стрелками показано, определяется $\beta_n=20$ при $Z_\beta=150$ и $\theta_\beta=0,04$),

где β_n — коэффициент определяемый по номограмме, в зависимости от параметров Z_β и θ_β (эти параметры показывают общую устойчивость криволинейных участков трубопроводов, выполненных с упругим изгибом).

Таблица 7

Величины коэффициента $k_{нв}$

Характеристика обводненного участка	$k_{нв}$
1. Нефте- и нефтепродуктопроводы, для которых возможно опорожнение и замещение продукта воздухом	1,03
2. Через болота, поймы, водоемы при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1%-ной обеспеченности	1,05
3. Русловые, через реки шириной до 200 м по среднему межженному уровню, включая прибрежные участки в границах производства подводно-технических работ	1,10
Через реки и водохранилища шириной свыше 200 м, а также горные реки	1,15

Таблица 8

Масса грузов, используемых для балластировки

Наружный диаметр трубопровода, мм	Масса одного груза, кг			
	Железобетонный седловидный	УБО	Кольцевые	
			Железобетонный	Чугунный
325	300	—	—	—
426	500	—	—	—
529	1500	1725	628	450
720	3000	3346	2024	1100
820	3000	3346	2300	1100
1020	3000	3346	4048	1100
1220	4000	4238	5658	2000

Таблица 9

Область применения винтовых анкеров

Диаметр лопасти анкера, м	0,2	0,3	0,4	0,45	0,5
Рекомендуемые диаметры трубопровода, мм	273...530	426...820	720...1020	1020...1220	1220

Таблица 10

Площадь лопастей раскрывающегося анкера

Тип анкера	AP-401	AP-401-2Л	AP-401-2Л-У	AP-401-2Л-УМ	AP-403	AP-403-Д	AP-403-М	AP-403-АМ	AP-403-А	AP-404
F _л , м ²	1,0	0,5	1,0	0,98	1,0	1,0	1,0	0,5	0,5	0,5

Таблица 11

Значения коэффициентов m_B

Тип грунтов, их вид и состояние	Величина m_B
Глинистые:	
твердые, полутвердые и тугопластичные	0,7
мягкопластичные	0,7
текучепластичные	0,6
Пески:	
маловажные	0,7
влажные	0,6
водонасыщенные	0,5
Супеси:	
твердые	0,7
пластичные	0,6
текучие	0,5

Величины коэффициентов А и В в формуле

Угол внутреннего трения, градусы	А	В	Угол внутреннего трения, градусы	А	В
10	6,2	2,1	24	13,5	7,0
12	6,6	2,4	26	16,8	9,2
14	7,1	2,8	28	21,2	12,3
16	7,7	3,2	30	26,9	16,5
18	8,6	3,8	32	34,4	22,5
20	9,6	4,5	34	44,5	31,0
22	11,1	5,5	36	59,6	44,4

Задача 1. Определить толщину стенки нефтепродуктопровода диаметром 530 мм и длиной 160 км без промежуточных насосных станций, рассчитанного на рабочее давление 6,4 МПа. Температура перекачиваемого нефтепродукта $T_3=282$ К. Нефтепродуктопровод предполагается изготовить из труб Челябинского трубопрокатного завода, изготовленных по ТУ 14-ЗР-03-94.

Задача 2. Выполнить расчет прочности и устойчивости нефтепродуктопровода, рассмотренного в задаче 1. Минимальный радиус изгиба R_{min} принять равным 1000 м. Трубопровод проложен в глинистом грунте с $\gamma_{гр} = 15,3$ кН/м³. По нефтепродуктопроводу, покрытому пленочной изоляцией, перекачивается дизтопливо плотностью $\rho_p=850$ кг/м³.

Задача 3. Используя данные задач 1, 2, рассчитать количество бетонных пригрузов участка нефтепродуктопровода длиной $l_T=5000$ м, прокладываемого через болото. Угол поворота оси трубопровода принять равным 10° , радиус кривизны рельефа дна траншеи $R = 1000$ м, толщину противокоррозионной битумной изоляции - 0,006 м, а толщину футеровки - 0,004 м.

Задача 4. Для условий примера 3 определить необходимое количество винтовых анкеров. Принять $\gamma_{гр}=15$ кН/м³; $h_\alpha = 1,5$ м; $C_{гр} = 8$ кПа; $\varphi_{гр}= 18$ град; $m_B= 0,5$.

Тема 3. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ МАЛОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

В задачу технологического расчета трубопроводов входит определение оптимальных параметров трубопровода (диаметр трубопровода, давление нагнетания насосных станций, толщина стенки трубы, число насосных станций); расположение перекачивающих станций по трассе трубопровода; расчет режимов эксплуатации трубопровода.

Таблица 1

Расчетное число рабочих дней магистральных нефтепроводов

Протяженность, км	Диаметр нефтепровода, мм	
	до 820 включительно	свыше 820
до 250	357	355
свыше 250 до 500	356/355	353/351
свыше 500 до 700	354/352	351/349
свыше 700	352/350	349/350

Таблица 2

Эквивалентная шероховатость труб (данные А.Д. Альтшуля)

Вид трубы	Состояние трубы	K_{Σ} , мм
Бесшовные стальные	Новые чистые	<u>0,01...0,02</u>
		0,014
Сварные стальные	После нескольких лет эксплуатации	<u>0,15...0,3</u> 0,2
То же	Новые чистые	<u>0,03...0,12</u> 0,5
То же	С незначительной коррозией после очистки	<u>0,1...0,2</u> 0,15
То же	Умеренно заржавленные	<u>0,3...0,7</u> 0,5
То же	Старые заржавленные	<u>0,8...1,5</u> 1
То же	Сильно заржавленные или с большими отложениями	<u>2...4</u> 3
Примечание. В знаменателе указаны средние значения эквивалентной шероховатости		

Таблица 3

Величины коэффициентов Лейбензона

Режим течения	m	A_1	β , с ² /м
Ламинарный	1	64	4,15
Турбулентный:			
зона Блазиуса	0,25	0,3164	0,0246
зона смешанного трения	0,123	$10^{0,127/\lg e - 0,627}$	0,0802 A_1
зона квадратичного трения	0	λ	0,0827 λ

Таблица 4

Данные для построения совмещенной характеристики

Q, м ³ /ч	H=1.02iL+Δz+H _{кп} ,М	H=H ₂ +n _н h _{мн} при n _н			
		12	13	14	15
400	452,6	3230,1	3494,1	3758,1	4022,1
600	1018,8	3121,8	3377,0	3632,2	3887,4
800	1748,0	2970,5	3213,4	3456,3	3699,2
1000	2628,7	2776,1	3003,2	3230,3	3457,4
1200	3652,5	2538,7	2746,5	2954,3	3162,1
1400	4813,1	2258,2	2443,2	2628,2	2813,2

В конце трубопровода должен поддерживаться остаточный напор $H_{кп}$, необходимый для закачки нефти в резервуары.

L – длина трубопровода

ΔZ – разность геодезических отметок конца Z_2 и начала Z_1 трубопровода

$h_{мн}$, H_2 – напоры соответственно магистрального и подпорного насоса

n_n – число насосных станций

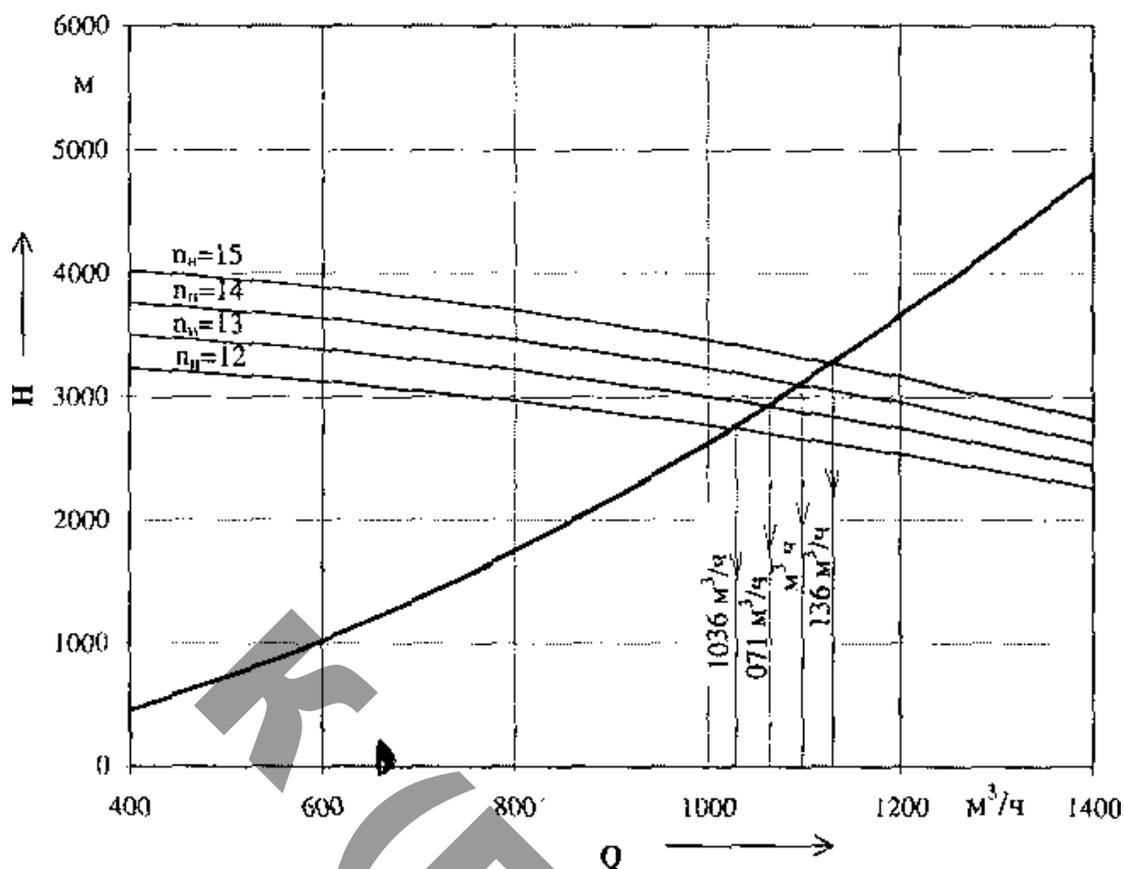


Рис.1. Совмещенная характеристика нефтепровода и насосных станций для условий задачи 1

Задача 1. Выполнить гидравлический расчет трубопровода для перекачки 8 млн. т. нефти в год. По гипсометрической карте и сжатому профилю трассы имеем следующие данные: оптимальная длина трассы 425 км, разность нивелирных отметок конца и начала трубопровода $\Delta z = -125,5$ м, перевальная точка отсутствует, глубина заложения трубопровода $H_0 = 1,6$ м до оси, минимальная температура грунта на глубине заложения трубопровода соответствует средней температуре марта и составляет 272 К, кинематическая вязкость нефти при этой температуре равна $0,997 \cdot 10^{-4}$ м²/с, плотность 878 кг/м³.

Трубопровод II категории.

Задача 2. Для условий предыдущей задачи рассчитать необходимую концентрацию противотурбулентной присадки обеспечивающую выполнение проектной производительности нефтепровода четырьмя насосными станциями. Длина последнего участка $l_n = 120$ км.

Задача 3. Выполнить расстановку насосных станций по трассе нефтепровода, рассмотренного в примере 1.

Задача 4. Определить все возможные режимы работы нефтепровода диаметром 512 мм и протяженностью 520 км для перекачки нефти, вязкостью

$0,997 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ и плотностью $855 \text{ кг}/\text{м}^3$. Пять насосных станций оборудованы основными насосами НМ 1250-260 с роторами диаметром 395 мм, а на головной насосной станции установлены подпорные насосы НПВ 1250-60 с роторами диаметром 445 мм. Сведения о нивелирных высотах мест расположения насосных станций и длине обслуживаемых ими участков таковы: $z_{\text{н}}=z_1=20\text{м}$; $l_1=105 \text{ км}$; $z_2=30\text{м}$; $l_2=107 \text{ км}$; $z_3=20\text{м}$; $l_3=104 \text{ км}$; $z_4=65\text{м}$; $l_4=105 \text{ км}$; $z_5=85\text{м}$; $l_5=100 \text{ км}$; $z_{\text{к}}=-30\text{м}$. Принять $H_{\text{кп}}=30\text{м}$.

Задача 5. Используя результаты расчетов в задаче 4, определить оптимальные режимы работы нефтепровода. В качестве привода основных насосов используются электродвигатели типа СТДП 1250-2УХЛ4 (мощность $N_{\text{номн}} = 1250 \text{ кВт}$), подпорных - ВАОВ500М – 4У1 ($N_{\text{ном2}} = 400 \text{ кВт}$).

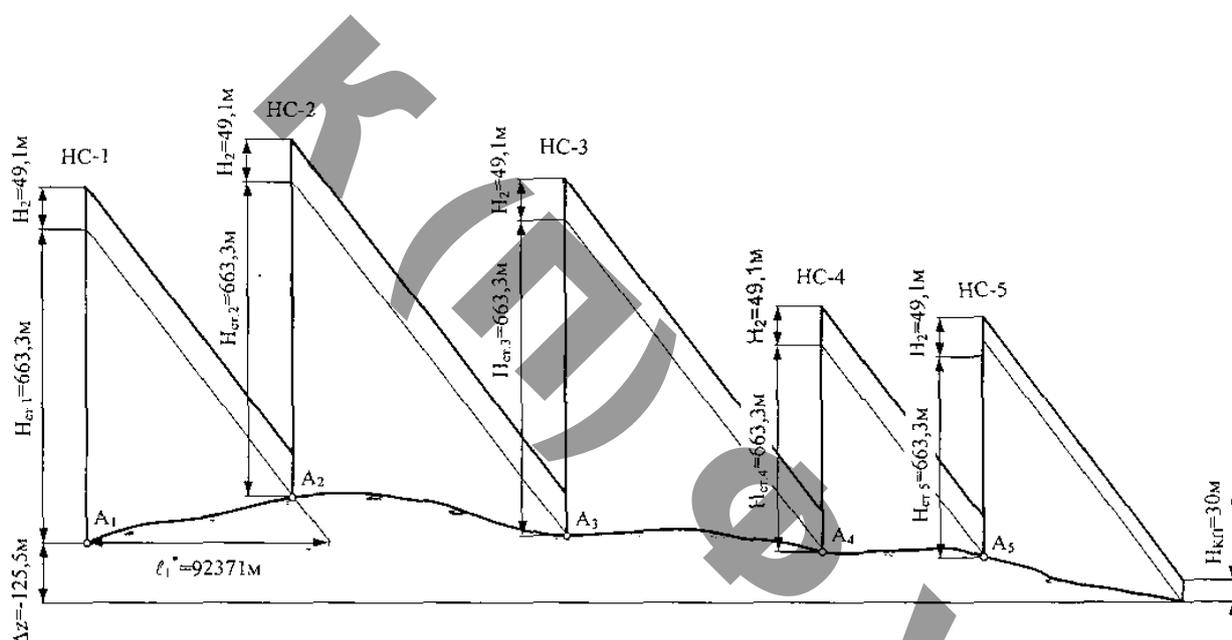


Рис. 2. Расстановка насосных станций по трассе нефтепровода для условий задачи 3

Таблица 5

Напоры и подпоры насосных станций при различных числах работающих насосов и комбинациях их включения

№ режима	Общее число работающих	Комбинация включения основных насосов на станциях	Q, м ³ /ч	$\Delta H_{1,м}$	H _{1,м}	$\Delta H_{2,м}$	H _{2,м}	$\Delta H_{3,м}$	H _{3,м}	$\Delta H_{4,м}$	H _{4,м}	$\Delta H_{5,м}$	H _{5,м}	E _{уд} , кВтч/т
1		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	14	3-3-3-3-2	990,0	51,2	735,2	64,0	748,0	74,2	758,2	68,3	752,3	71,2	527,2	11,1
2		3-3-3-2-3		51,2	735,2	64,0	748,0	74,2	758,2	68,3	752,3	-116,2	527,2	
3		3-2-3-3-3		51,2	735,2	64,0	507,5	-132,4	548,7	-152,4	528,7	-116,2	527,2	
4		3-3-2-3-3		51,2	735,2	64,0	748,0	74,2	548,7	-152,4	528,7	-116,2	527,2	
5	13	3-3-3-2-2	967,3	51,8	741,6	101,7	791,5	189,4	879,1	216,1	675,9	67,3	527,2	10,8
6		3-2-3-3-2	3	51,8	741,6	101,7	561,6	-40,6	649,2	-13,9	675,9	67,3	527,2	
7		3-3-2-3-2		51,8	741,6	101,7	791,5	189,4	649,2	-13,9	675,9	67,3	527,2	
8		3-2-3-2-3		51,8	741,6	101,7	561,6	-40,6	649,2	-13,9	446,0	-162,6	527,2	
9	12	3-3-2-2-2	932,0	52,7	751,3	151,3	849,9	286,5	752,2	128,3	594,1	22,7	488,4	10,2
10		3-2-3-2-2		52,7	751,3	151,3	617,1	53,6	752,2	128,3	594,1	22,7	488,4	
11		3-2-2-2-3		52,7	751,3	151,3	617,1		519,4	-104,6	361,2	-210,2	488,4	
12	11	3-2-2-2-2	894,7	53,6	761,2	202,2	673,9	150,3	622,0	38,3	510,0	-23,1	448,6	9,6

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
13	10	2-2-2-2-2	855,0	54,5	532,3	15,4	493,2	10,5	488,3	-54,2	423,7	-70,1	407,7	8,98
14	9	2-2-2-2-1	812,8	55,4	539,4	65,8	549,7	109,1	593,1	93,0	123,7	123,7	365,7	8,35
15		2-1-2-2-2		55,4	539,4	65,8	307,7	-132,9	351,1	-149,0	335,0	-118,3	365,7	
16		2-2-1-2-2		55,4	539,4	65,8	549,7	109,1	351,1	-149,0	335,0	-118,3	365,7	
17		2-2-2-1-2		55,4	539,4	65,8	549,7	109,1	593,1	93,0	335,0	-118,3	365,7	
18	8	2-2-2-1-1	767,6	56,4	546,7	117,4	607,7	210,2	700,5	244,0	489,2	77,4	322,5	7,70
19		2-1-2-2-1		56,4	546,7	117,4	362,5	-35,0	455,3	-1,1	489,2	77,4	322,5	
20		2-1-2-1-2		56,4	546,7	117,4	362,5	-35,0	455,3	-1,1	244,0	-167,8	322,5	
21		2-1-1-2-2		56,4	546,7	117,4	362,5	-35,0	210,2	-246,2	244,0	-167,8	322,5	
22	7	2-2-1-1-1	713,8	57,4	554,7	170,6	667,9	314,3	563,0	150,9	399,5	29,9	278,6	7,07
23		2-1-2-1-1		57,4	554,7	170,6	419,3	65,7	563,0	150,9	399,5	29,9	278,6	
24		2-1-1-2-1		57,4	554,7	170,6	419,3	65,7	314,3	-97,7	399,5	29,9	278,6	
25		2-1-1-1-2		57,4	554,7	170,6	419,3	65,7	314,3	-97,7	150,9	-218,7	278,6	
26	6	2-1-1-1-1	661,2	58,4	562,0	225,0	476,8	169,0	420,8	54,9	306,7	-19,0	232,9	6,39
27	5	1-1-1-1-1	603,6	59,4	314,4	25,7	280,7	19,8	274,8	-43,7	211,3	-69,1	185,9	5,68
28	4	1-1-1-1-0	539,8	60,30	318,5	79,5	337,7	125,1	383,3	113,5	371,7	137,6	137,6	4,93
29		1-0-1-1-1		60,30	318,5	79,5	79,5	-133,2	125,1	-144,7	113,5	-120,6	137,6	
30		1-1-0-1-1		60,30	318,5	79,5	337,7	125,1	125,1	-144,7	113,5	-120,6	137,6	
31		1-1-1-0-1		60,30	318,5	79,5	337,7	125,1	383,3	113,5	113,5	-120,6	137,6	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
32	3	1-1-1-0-0	467,6	61,3	322,7	134,6	396,0	232,9	494,3	274,5	274,5	88,1	88,1	4,14
33		1-0-1-0-1		61,3	322,7	134,6	134,6	-28,5	232,9	13,1	13,1	-173,3	88,1	
34		1-1-0-1-0		61,3	322,7	134,6	396,0	232,9	232,9	13,1	274,5	88,1	88,1	
35		1-1-0-0-1		61,3	322,7	134,6	396,0	232,9	232,9	13,1	13,1	-173,3	88,1	
36	2	1-1-0-0-0	467,6	62,3	326,8	191,0	455,5	343,3	343,3	174,8	174,8	37,3	37,3	3,27
37		1-0-1-0-0		62,3	326,8	191,0	191,0	78,7	343,3	174,8	174,8	37,3	37,3	
38		1-0-0-1-0		62,3	326,8	191,0	191,0	78,7	78,7	-89,7	-89,7	37,3	37,3	
39		1-0-0-0-1		62,3	326,8	191,0	191,0	78,7	78,7	-89,7	-89,7	-227,3	37,3	
40	1	1-0-0-0-0	340,6	62,7	318,6	283,1	283,1			178,7	178,7	125,5	125,5	2,02

*) Заведомо непроходные комбинации включения насосов с меньшим количеством работающих насосов на головной станции не рассматривались.

Удельные энергозатраты на перекачку для условий задачи 5

№ режима	Производительность перекачки, м ³ /ч	Е _{уд} , кВт·ч/т	№ режима	Производительность перекачки, м ³ /ч	Е _{уд} , кВт·ч/т
1	990,0	11,1	28	539,8	4,93
10	855,0	10,2	32	467,6	4,14
14	812,8	8,35	35	383,5	3,27
18	767,6	7,70	36	383,5	3,27
22	713,8	7,07	39	340,6	2,02
23	713,8	7,07			

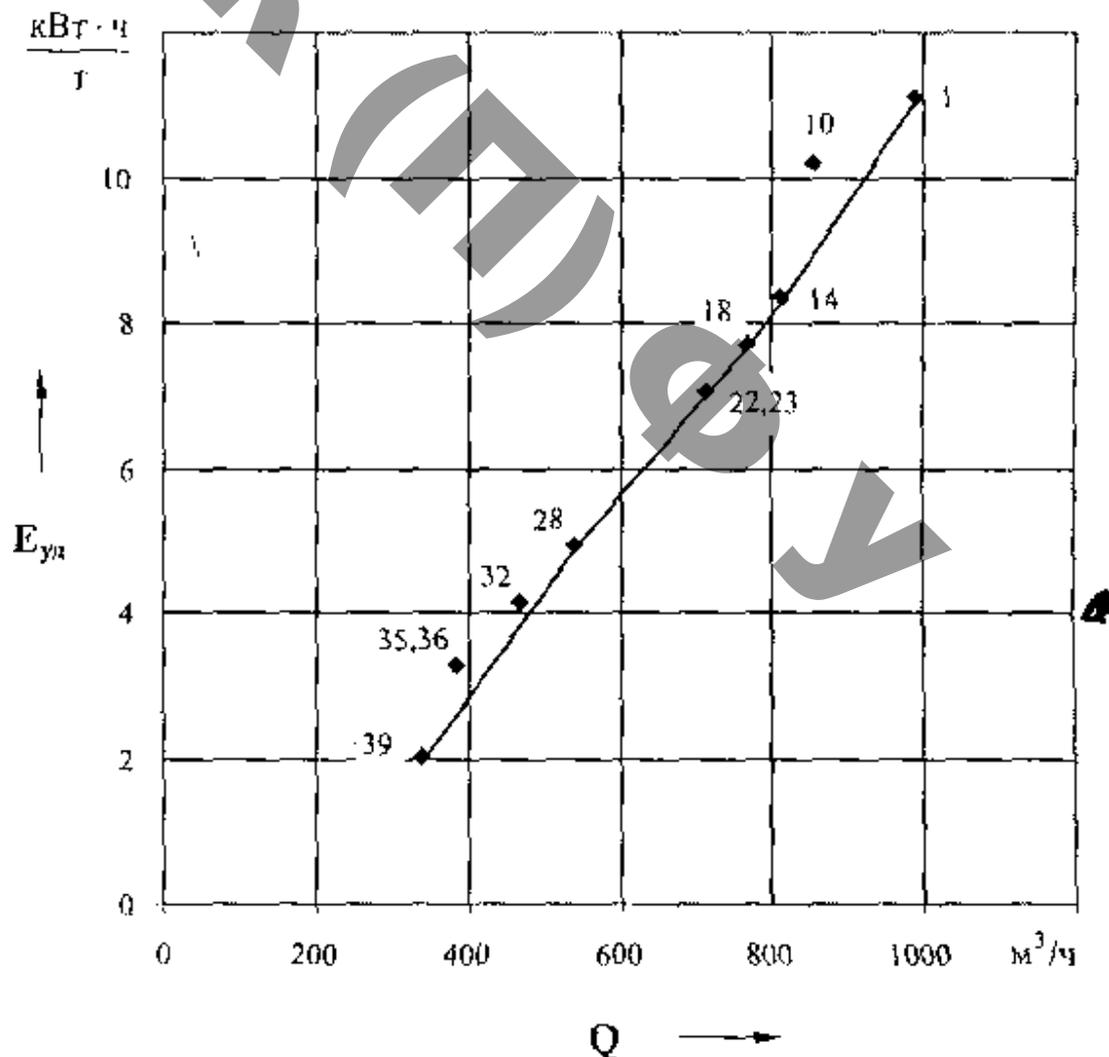


Рис. 3. Зависимость удельных энергозатрат на перекачку от производительности нефтепровода для условий задачи 5

Задача 6. Рассчитать давление на входе в первый по ходу подпорный насос для схемы перекачивающей станции, приведенной на рис.4. Перекачивается нефть, имеющая плотность 860 кг/м^3 и кинематическую вязкость $25 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, с расходом $1100 \text{ м}^3/\text{ч}$ насосами НПВ 1250-60. Принять, что наиболее удаленный резервуар находится на расстоянии 870 м от подпорного насоса, а остальные величины: $z_p = 5 \text{ м}$, $z_{\text{пн}} = -1,5 \text{ м}$, $k_p = 0,2 \text{ мм}$. Нефть, имеющая температуру начала кипения 315 К , перекачивается при температуре 293 К .

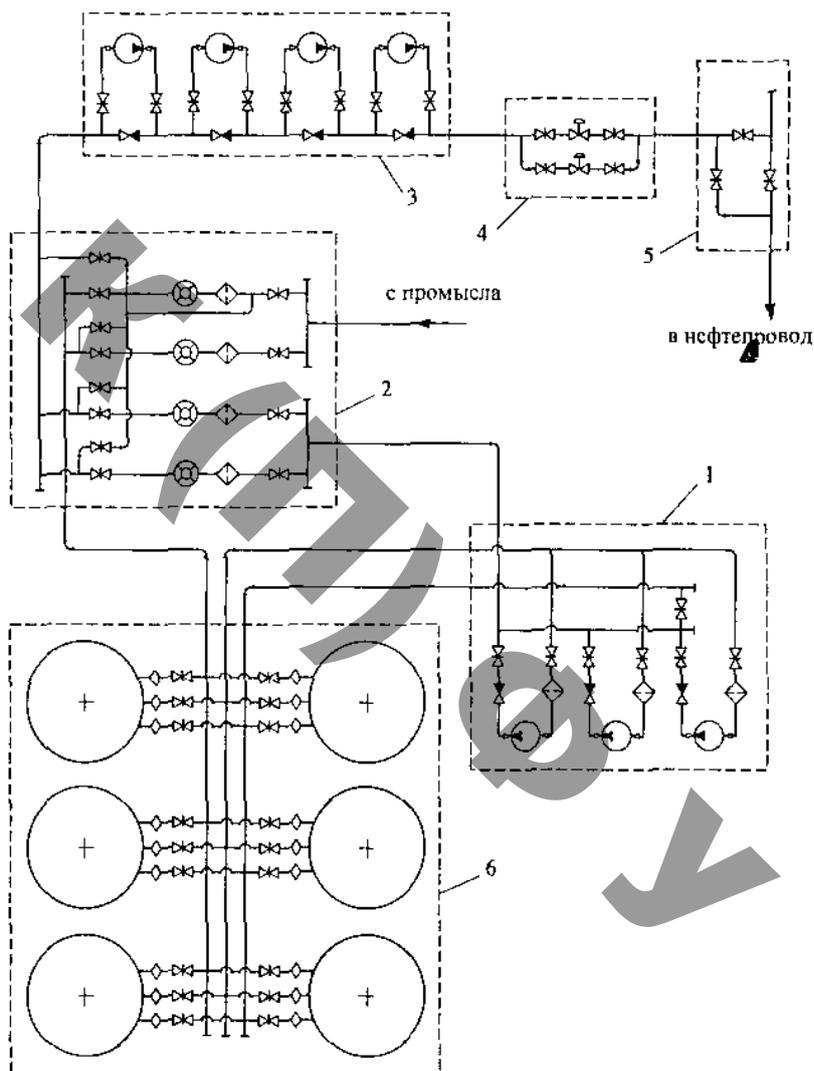


Рис.4 Технологическая схема головной насосной станции:

- 1 - площадка фильтров и счетчиков; 3 — основная насосная;
- 4 - площадка регуляторов; 5 - площадка запуска внутритрубных инспекционных снарядов; 6 — резервуарный парк

Задача 7. Рассчитать продолжительность полного удаления газовой фазы из участка нефтепродуктопровода длиной 18 км , с внутренним диаметром 355 мм при перекачке по нему бензина вязкостью $0,61 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ с расходом $354 \text{ м}^3/\text{ч}$. Принять поверхностное натяжение на границе газоее скопление - бензин

равным 0,022 Н/м. Расчетная схема нефтепродуктопровода приведена на рис. 5. Начальные объемы газовых скоплений в вершинах: № 1 – 10,2 м³; № 2- 1,7 м³; №3 – 9,3 м³; №4- 12,6 м; № 5 - 4,9 м³.

Таблица 7

Исходные данные и результаты расчетов по проверке возможности выноса паровоздушных скоплений в виде единой пробки

№ вершины с газовым скоплением	1	2	3	4	5
Угол наклона участка α , град	3,2	0,79	1,06	0,88	3,40
Fr_p	0,715	0,695	0,698	0,696	0,717

Задача 8. Проверить возможность выноса скоплений воды из нефтепровода целиком при условиях задачи 1 наибольший угол наклона восходящего участка к горизонту равен 15°.

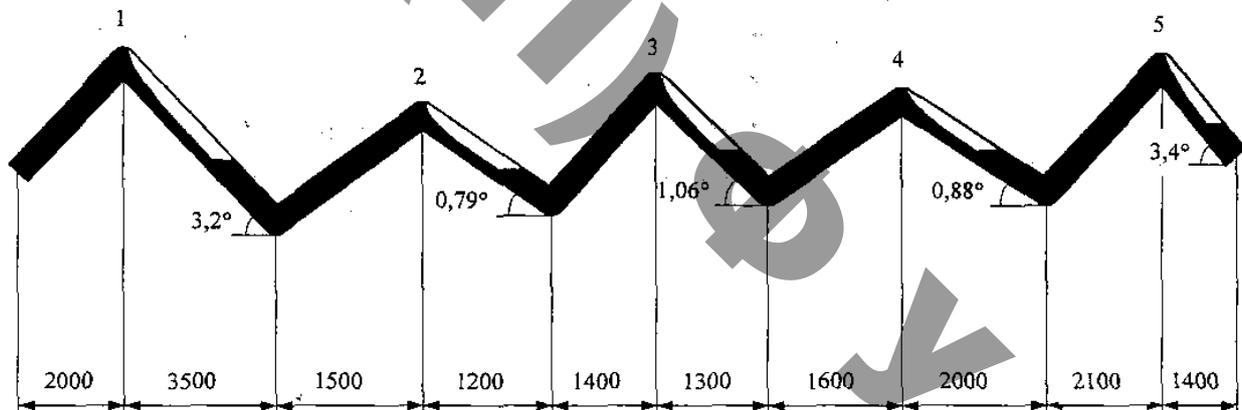


Рис. 5. Расчетная схема к задаче 7 об определении продолжительности полного удаления газовой фазы из трубопровода

Тема 4. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНАЯ ПЕРЕКАЧКА НЕФТЕЙ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Метод последовательной перекачки заключается в том, что различные по качеству углеводородные жидкости отдельными партиями определенных объемов перекачиваются по одному трубопроводу.

При последовательной перекачке достигается максимальное использование пропускной способности трубопровода, а другие виды транспорта освобождаются от параллельных перевозок нефтепродуктов. Однако в месте контакта последовательно движущихся жидкостей образуется смесь.

В ходе расчета последовательной перекачки решаются следующие задачи:

- определение числа насосных станций;
- определение объема смеси, образующейся при вытеснении одной жидкости другой;
- определение объема партий нефтепродуктов;
- определение числа циклов последовательной перекачки;
- определение диаметра отвода от магистрали и др.

Таблица 1

Ориентировочные предельно допустимые концентрации θ одних нефтепродуктов в других, %

Основной нефтепродукт	Примесь				
	Бензин А-76	Топливо ТС-1	Дизтопливо		Керосин тракторный
			летнее	зимнее	
Бензин А - 76	Любое количество	2,0	0,2	0,17	0,6
Топливо ТС-1	0,0	Любое количество	1,0	5,0	Любое количество
Дизтопливо летнее	0,2	1,0	Любое количество	0,5	0,5
Дизтопливо зимнее	0,35	5,0	До 50	Любое количество	10,0
Керосин тракторный	3,0	Любое количество	1,5	3,0	Любое количество

ДЛ-05-40	ДЛ-02-40	А-76	АИ-93	А-76	ДЛ-02-40	ДЛ-05-40	ДЛ-02-40	А-76
Цикл								

Рис.1. Схема цикла

Таблица 2

Величины эмпирических коэффициентов в формулах

C_A	0,05	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,95
C_B	0,95	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,95
K_γ	--	0,067	0,131	0,179	0,221	0,255	0,279	0,282	0,2	0,170	--
K_t	0,033	0,065	0,119	0,170	0,217	0,259	0,290	0,303	0,2	0,200	0,12

Таблица 3

Данные для построения совмещенной характеристики нефтепродуктопровода и насосных станций

Расход, м ³ /ч.	Полные потери напора при перекачке, м			Суммарный напор станций, м		
	ДТ	А-76	ТС-1	n"=6	n"=7	n"=8
500	1203	889	965	4796	5576	6356
600	1598	1186	1284	4707	5473	6238
700	2051	1536	1654	4602	5350	6099
800	2560	1937	2077	4481	5209	5938
900	3126	2389	2551	4343	5050	5756
1000	3747	2893	3078	4190	4871	5552
1100	4423	3448	3656	4020	4674	5327
1200	5153	4055	4285	3834	4458	5081
1300	5937	4713	4966	3632,	4233	4813
1400	6774	5422	5699	3414	3969	4524
1500	7666	6184	6483	3180	3697	4213

Задача. 1. Определить число насосных станций для последовательной перекачки 8 млн. т нефтепродуктов в год, в том числе: 40% дизельного топлива летнего (ДТЛ), 30% реактивного топлива ТС-1 и 30% автомобильного бензина А-76. Сведения о нефтепродуктопроводе: внутренний диаметр 512 мм, длина 900 км, разность нивелирных высот конца и начала трубопровода $\Delta Z = 150$ м, остаточный напор 30м, перевальных точек нет. Расчетная температура - 274К. Характеристика нефтепродуктов:

Дизтопливо летнее (ДТЛ) -

$$\rho_{293} = 835 \text{ кг/м}^3; \quad v_{273} = 11 \text{ мм}^2/\text{с}; \quad v_{293} = 6 \text{ мм}^2/\text{с};$$

Автобензин А – 76 –

$$\rho_{293} = 730 \text{ кг/м}^3,$$

$$V_{273} = 0,95 \text{ мм}^2/\text{с}; \quad V_{293} = 0,75 \text{ мм}^2/\text{с}$$

Реактивное топливо ТС1 –

$$N_{273} = 2,5 \text{ мм}^2/\text{с}; \quad V_{293} = 1,25 \text{ мм}^2/\text{с}$$

$$\rho_{293} = 800 \text{ кг/м}^3.$$

Задача.2. Рассчитать объемы смеси, образующейся в контактах нефтепродуктов ДТЛ-ТС-1 и ДТЛ-А-76 при условиях задачи 1.

Задача 3. Определить число циклов последовательной перекачки для условий задач 1,2. Принять, что смесь на конечном пункте делится пополам.

Задача 4. В процессе последовательной перекачки бензина А-76 и дизельного топлива летнего (ДТЛ) образовалась смесь объемом 222 м³. Произвести ее раскладку по резервуарам конечного пункта, если объем трубопровода составляет 26145 м³. Сведения о резервуарах конечного пункта под А-76 и ДТЛ, а также хранящихся в них нефтепродуктах приведены в табл. 4

Таблица 4

Сведения о резервуарах конечного пункта

Нефтепродукт	А-76	А-76	А-76	ДТЛ	ДТЛ	ДТЛ
Номер резервуара	4	6	7	10	13	16
Тип резервуара	РВСП 5000	РВСП 10000	РВСП 5000	РВС 5000	РВС 5000	РВС 5000
Номинальный объем резервуара, м ³	4380	9590	4380	4866	4866	4866
Объем нефтепродукта в резервуаре, м ³	2457	6381	3168	3721	3101	4026
Допустимая концентрация примеси, %	0,11	0,23	0,18	0,22	0,20	0,21

Задача 5. При последовательной перекачке автобензина А-76 и топлива ТС1 образовалась смесь объемом 305 м³. Произвести ее раскладку по резервуарам конечного пункта, если объем трубопровода составляет 31000 м³. Сведения о резервуарах для бензина, имеющегося на конечном пункте, приведены в таблице:

№ резервуара	3	4	5	9	10
Тип резервуара	РВСП 5000	РВСП 10000	РВСП 10000	РВСП 5000	РВСП 5000
Номинальный объем, м ³	4380	9590	9590	4380	4380
Объем нефтепродукта в резервуаре, м ³	3180	5640	6180	3020	2190
Допустимая концентрация примеси, %	1,8	2,0	2,1	1,9	1,7

Задача 6. Подобрать диаметр отвода для сброса на нефтебазу дизельного топлива в количестве 17,5 тыс. т/год из 5,09 млн.т, перекачиваемых по нефтепродуктопроводу с расходом 1135 м³/ч. В качестве основных насосов на МНПП используются НМ 1250-260 с ротором D₂ = 418 мм, включенные последовательно в количестве m_{мн} =3. Принять L₁=70 км; D₁=514 мм; L₂=40 км; D₂=514 мм; L₃= 35 км; α₀ = 2⁰; ΔZ= 45 м; Н_{кп}= 40 м; γ = 820 кг/м³; ν= 6 мм²/с.

Задача 7. Температура конца кипения бензина по ГОСТ равна 185°С, а фактическая - 180 °С. Определить предельно допустимую концентрацию дизтоплива плотностью 845 кг/м³ в этом бензине.

Задача 8. Температура вспышки дизтоплива по ГОСТ составляет 40°С, а фактическая - 48 °С. Определить предельно допустимую концентрацию бензина в нем.

Задача 9. Последовательной перекачке дизельных топлив Л-05-40 и Л-02-40 образовалась смесь. Определить, каким будет в ней содержание серы при различных способах раскладки, если фактически серы в них соответственно 0,47 % и 0,18 %.

Задача 10. Рассчитать параметры смеси дизельных топлив с параметрами:
 $\rho_A = 835 \text{ кг/м}^3$; $C_A = 0,35$; $\nu_A = 7,5 \text{ мм}^2/\text{с}$; $t_{вА} = 64^\circ\text{С}$; $\rho_B = 835 \text{ кг/м}^3$; $\nu_B = 6,7 \text{ мм}^2/\text{с}$; $t_{вБ} = 60^\circ\text{С}$.

Задача 11. Определить объем смеси бензина ($\rho_{\text{д}} = 735 \text{ кг/м}^3$) и дизельного топлива ($\rho_{\text{д}} = 845 \text{ кг/м}^3$) плотностью $\rho_{\text{см}} = 810 \text{ кг/м}^3$, который можно подмешать к дизельному топливу, имеющему температуру вспышки $68 \text{ }^\circ\text{C}$. Объем дизтоплива в резервуаре 4000 м^3 , температура его вспышки по ГОСТу должна быть не менее $62 \text{ }^\circ\text{C}$.

Задача 12. Смесь бензина и дизельного топлива, сведения о которой приведены в задаче 8, необходимо принять в резервуар, где хранится 7000 м^3 бензина с температурой конца кипения $180 \text{ }^\circ\text{C}$. По ГОСТ температура конца кипения не должна превышать $185 \text{ }^\circ\text{C}$. Определить, какое количество смеси может быть принято в резервуар без потери качества бензина.

Задача 13. В резервуаре с полезным объемом 4800 м^3 хранится 500 м^3 смеси дизельного топлива ($\rho_{\text{д}} = 845 \text{ кг/м}^3$) и бензина ($\rho_{\text{б}} = 735 \text{ кг/м}^3$) плотностью $\rho_{\text{см}} = 840 \text{ кг/м}^3$, с температурой вспышки $60 \text{ }^\circ\text{C}$. Определить, какое количество дизельного топлива с температурой вспышки $67 \text{ }^\circ\text{C}$ необходимо для исправления смеси ($[t_{\text{в}}] = 62 \text{ }^\circ\text{C}$).

Задача 14. Необходимо восстановить качество 400 м^3 «тяжелого бензина» плотностью $\rho_{\text{см}} = 739 \text{ кг/м}^3$ с температурой конца кипения $187 \text{ }^\circ\text{C}$. Плотности составляющих смеси принять по данным задачи 10, а допустимую температуру конца кипения бензина $[t_{\text{кк}}] = 185 \text{ }^\circ\text{C}$. Для исправления смеси используется бензин с температурой конца кипения $180 \text{ }^\circ\text{C}$.

Тема 5. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

При технологическом расчете перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов решаются те же задачи, что и при расчете обычных трубопроводов (определение оптимальных диаметра и толщины стенки трубы, числа перекачивающих станций, расчет режимов эксплуатации), а также находятся оптимальные толщина изоляции и температуры перекачки (при транспортировке с подогревом) или концентрация маловязкого разбавителя (при перекачке в смеси с маловязкой углеводородной жидкостью).

Таблица 1

Зависимость коэффициентов C и n от $Re_{\text{возд}}$ (для воздуха)

$Re_{\text{возд}}$	C	n
5-80	0,810	0,40
$80-5 \cdot 10^3$	0,625	0,46
$5 \cdot 10^3-5 \cdot 10^4$	0,970	0,60
Более $5 \cdot 10^4$	0,023	0,80

Задача 1. По трубопроводу перекачивается высоковязкая нефть с подогревом. Технические данные надземного трубопровода и характеристика нефти следующие:

$Q=0,0833 \text{ м}^3/\text{с}$; $D_H=426 \text{ мм}$; $\delta_{\text{ст}}=9 \text{ мм}$; $L=10 \text{ км}$; $T_H=353 \text{ К}$; $T_K=318 \text{ К}$;

$T_0=253 \text{ К}$; $\nu_{283}=0,0069 \text{ м}^2/\text{с}$; $u=0,08 \text{ 1/К}$; $\lambda_H=0,122 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$;

$C_p=1884 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$; $\rho_{293}=910 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\beta=657 \cdot 10^{-6} \text{ 1/К}$; $\lambda_{\text{ст}}=58,15 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$;

Задача 2 Построить характеристику $Q-H$, если $D_H=219 \text{ мм}$; $\delta_c=9 \text{ мм}$; $t=10 \text{ км}$; $\Delta z=0$; $\nu_0=0,006944 \text{ м}^2/\text{с}$; $u=0,11/\text{К}$; $\rho=950 \text{ кг}/\text{м}^3$; $C_p=2093 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$; $T_H=313 \text{ К}$; $T_0=273 \text{ К}$; $\alpha_{1T}=46,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$; $K_T=3,5 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$; $\alpha_{1л}=23,3 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$; $K_{л}=2,33 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$.

Задача 3. Рассчитать оптимальные условия перекачки вязкой нефти по трубопроводу диаметром $D_H=377 \text{ мм}$ ($\delta_{\text{ст}}=9 \text{ мм}$) на расстояние $\ell=30 \text{ км}$ с расходом $Q=0,139 \text{ м}^3/\text{с}$. Температура окружающей среды $T_0=273 \text{ К}$. Коэффициент теплопередачи на турбулентном участке $K_T=4,07 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$, на ламинарном $K_{л}=2,91 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$. Плотность нефти $\rho=950 \text{ кг}/\text{м}^3$, удельная теплоемкость нефти $C_p=2093,5 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$.

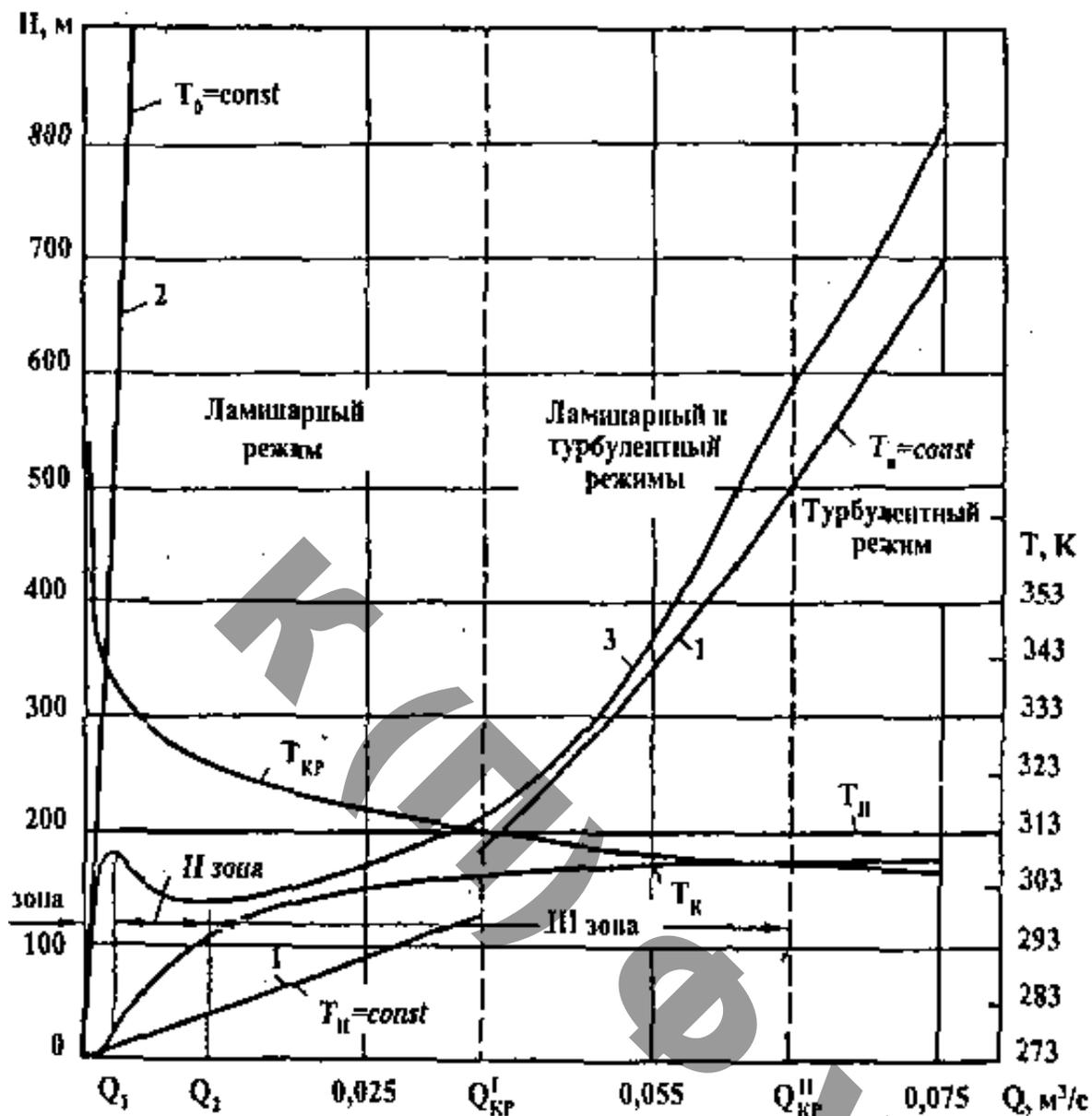


Рис.1. Характеристика горячего трубопровода:
 1 - при $T = T_H = const$; 2 - $T = T_0 = const$; 3 - $T = const$

Зависимость кинематической вязкости нефти от температуры:

T, K	$\nu \cdot 10^4, m^2/c$	T, K	$\nu \cdot 10^4, m^2/c$
298	37,55	343	1,61
303	26,5	353	0,8
313	13,2	363	0,396
323	6,5	373	0,137
333	3,24		

Стоимость единицы энергии, расходуемой на подогрев, $\sigma_T=1,8 \cdot 10^{-7}$ коп/Дж, стоимость единицы механической энергии $\sigma_M=2$ коп/(кВт·ч), общий к. п. д. теплосилового оборудования $\eta=0,66$, общий к.п.д. насосно-силового оборудования $\eta_M=0,79$.

Результаты расчетов

Q, М ³ /С	T _{кр} , К	T _к , К	ℓ _м , км	ℓ _д , км	H _т , м	H _л , м	h=h _т
0,0014	346,5	273,2	-	10,0	-	159,5	159,5
0,0025	339,5	275,8	-	10,0	-	183,0	183,0
0,004	335,0	279,9	-	10,0	-	169,0	169,0
0,005	332,7	283,7	-	10,0	-	154,5	154,5
0,008	328,8	289,6	-	10,0	-	139,7	139,7
0,011	325,8	293,7	-	10,0	-	135,6	135,6
0,014	323,6	296,7	-	10,0	-	137,0	137,0
0,016	321,8	299,7	-	10,0	-	142,0	142,0
0,025	315,6	303	-	10,0	-	172,3	172,3
0,038	313,0	306,1	0	10,0	0	211,5	211,5
0,044	311,8	306,5	1,28	8,72	33,5	218,5	252,0
0,05	310,2	306,8	3,23	6,77	108,6	193,0	301,6
0,055	309,0	306,8	5,32	4,68	213,0	160,0	373,0
0,061	308,0	306,9	7,38	2,62	353,0	103,5	456,5
0,068	307,1	307,1	10,0	0	597,0	0	597,0
0,075	305,6	308	10,0	-	825,0	-	825,0

Таблица 2

Затраты на перекачку при различных температурах

T, К	i	S _м	S _т	S=S _м +S _т , коп/(м·ч)
298	0,1304	0,4275	0,08	0,5075
303	0,092	0,3015	0,096	0,3975
313	0,0457	0,15	0,128	0,278
323	0,02265	0,0743	0,16	0,2343
333	0,01125	0,0369	0,192	0,2289
337	0,00855	0,0281	0,205	0,2331
337	0,01262	0,0414	0,287	0,3284
343	0,01136	0,0373	0,314	0,3515
353	0,00953	0,0317	0,3585	0,3902
363	0,008	0,0262	0,403	0,4292
373	0,00687	0,0225	0,448	0,4705

Задача 4. Определить число насосных и тепловых станций трубопровода для перекачки высоковязкой нефти с предварительным подогревом при следующих данных: $D_H = 426$ мм; $\delta_{CT} = 8$ мм; $\ell = 600$ км; $\Delta z = 300$ м; $Q = 0,139$ м³/с; $\rho_H = 950$ кг/м³; $C_p = 2093,5$ Дж/(кг·К) кинематические вязкости нефти при 263 и 353 К $\nu_{263} = 120 \cdot 10^{-4}$ м²/с; $\nu_{353} = 0,25 \cdot 10^{-4}$ м²/с. По условиям предупреждения закоксовывания теплообменников и сохранения легких фракций нефти температура подогрева должна быть не выше 343...348 К; для обеспечения нормальной работы насосов (всасывания) температура нефти на подходе к промежуточной насосной станции (на приеме насосов) должна быть не ниже 303...308 К. Расчет провести для периода года, когда температура грунта на глубине заложения трубопровода имеет наименьшее значение, а именно: $T_0 = 273$ К. Коэффициенты теплопередачи и теплоотдачи на турбулентном участке $K_T = 3,5$ Вт/(м²·К) и $\alpha_{1T} = 58,2$ Вт/(м²·К), а на ламинарном $K_L = 2,33$ Вт/(м²·К) и $\alpha_{1L} = 29,1$ Вт/(м²·К).

Задача 5. Рассчитать оптимальную толщину тепловой изоляции мазутопровода диаметром 426 мм ($\delta = 12$ мм), длиной 100 км, по которому должен перекачиваться мазут М100 в количестве 400 т/ч. Характеристики перекачиваемого мазута: $\rho_{293} = 972$ кг/м³, $C_p = 1926$ Дж/(кг·К). Остальные исходные данные принять следующими:

$\sigma_T = 500$ руб/м²; $\Delta p = 1,2$; $q_1 = 10^4$ Вт/м²; $\eta_T = 0,7$; $\epsilon_H = 0,15$ 1/год; $\xi_T = \xi_{из} = 0,11$ /год; $\rho_{из} = 400$ кг/м³; $\sigma_{из} = 100$ руб/м³; $\lambda_{из} = 0,062$ Вт/(м·К); $\lambda_{гр.сп} = 1,211$ Вт/(м·К); $\alpha_1 = 35$ Вт/(м·К); $\alpha_0 = 11,63$ Вт/(м²·К); $H = 1,2$ м; $T_H = 363$ К; $T_K = 323$ К; $T_0 = 273$; $A_i = 15000$ руб/год.

Задача 6. Определить толщину тепловой изоляции для резервуара РВС 5000 с мазутом М 100. Температура хранения мазута $T_{xp} = 343$ К. Температура окружающего воздуха $T_0 = 263$ К. Высота газового пространства $\delta_r = 1$ м. Эквивалентный коэффициент теплопроводности газового пространства $\lambda_{эkv} = 0,58$ Вт/(м·К). Данные о резервуаре и коэффициентах теплообмена: $D_p = 22,88$ м; $H_p = 11,74$ м; $\alpha_2 = \alpha_{20} = 12$ Вт/(м·К); $\alpha_3 = 4,7$ Вт/(м·К); $\alpha_{1c} = 5,8$ Вт/(м·К); $\alpha_{1k} = 3$ Вт/(м·К). Изоляцию выбираем из пенополиуретана с показателями $\rho_{из} = 80$ кг/м³; $\lambda_{из} = 0,035$ Вт/(м·К); $\sigma_{из} = 1,5$ руб/кг. В котельной установлены котлы типа ДКВР-4-13 с поверхностью нагрева $F_{кот} = 192$ м² и производительностью $q = 20$ (кг²м·ч). Пар имеет энтальпию $i_{п} = 2,692 \cdot 10^6$ Дж/кг. Энтальпия конденсата $i_k = 0,42 \cdot 10^6$ Дж/кг; к.п.д. подогрева $\eta_{п} = 0,7$. Нормативный коэффициент окупаемости принимаем одинаковым для всех объектов и равным 0,19 1/год. Амортизационные отчисления и отчисления на текущий ремонт $\zeta_k = \zeta_{из} = 0,082$ 1/год. Техничко-экономические показатели по котельной: $\sigma_k = 550$ руб/м², $\sigma_5 = 20000$ руб/год, $\sigma_6 = 200$ руб/(м²·год).

Задача 7. Определить оптимальные параметры «горячей» перекачки 10 млн. т. нефти по трубопроводу с наружным диаметром 530 мм, толщиной стенки 9

мм на расстояние 450 км при $\Delta z = 20$ м. Свойства перекачиваемой нефти: $\rho_{293} = 945$ кг/м³, $\nu_{293} = 670$ мм²/с, $\nu_{323} = 85,7$ мм²/с. Температура выкачки нефти из резервуаров 295 К. Максимально допустимая начальная температура нефти — 338 К, минимально допустимая конечная - 300 К. Температура грунта на глубине заложения нефтепровода - 275 К. Глубину заложения трубопровода, теплофизические свойства грунта и тепловой изоляции принять по условию задачи 5.

Задача 8. Для найденного в задаче 7 оптимального варианта «горячей» перекачки произвести расстановку насосных станций и пунктов подогрева, а также уточнить величины $T_{ни}$, $T_{ки}$ и $D_{изи}$.

Задача 9. Определить оптимальные параметры «горячей» перекачки по нефтепроводу длиной 100 км с только одной головной насосно-тепловой станцией. Остальные исходные данные принять по задаче 7.

Задача 10. Рассчитать кинематическую вязкость смеси нефти вязкостью 43,1 мм²/с и плотностью 850 кг/м³ с 10% об. с бензиновым отгоном вязкостью 1 мм²/с и плотностью 750 кг/м³.

Таблица 3

Влияние концентрации разбавителя на технико-экономические показатели нефтепровода

К	$\nu_{см}, \text{мм}^2/\text{с}$	$Q_{см}, \text{м}^3/\text{с}$	$h_{мнсм}, \text{м}$	$H_{2см}, \text{м}$	$N_{э}, \text{тыс. кВт}$	П, млн. руб/год
0	700,0	0,633	199,7	74,6	44,1	11242
0,01	659,2	0,639	199,9	74,6	44,0	10795
0,02	620,8	0,646	200,9	74,6	43,6	10280
0,03	584,7	0,653	200,1	74,6	41,4	9568
0,04	550,6	0,659	201,3	74,5	60,9	14560
0,05	518,6	0,666	201,0	74,4	60,6	14477
0,06	488,4	0,673	200,6	74,2	60,2	14457
0,07	459,9	0,681	200,5	74,1	59,8	14438
0,08	433,2	0,688	200,5	74,0	59,6	14417
0,09	407,9	0,696	200,4	73,8	59,5	14583
0,1	384,2	0,703	200,3	73,6	59,3	14832
0,2	210,8	0,791	197,6	69,8	66,8	15871

Задача 12. Определить продолжительность полного вытеснения нефти вязкостью 0,005 м²/с и плотностью 950 кг/м³ из участка трубопровода длиной 100 км, диаметром 0,513 м с $\Delta z = 20$ м. На насосной станции установлены подпорные насосы НПВ 2500-80 ($H_0 = 79,7$ м; $a = 0$; $v = 1 \cdot 10^{-6}$ ч²/м⁵) и основные

насосы НМ 2500-230 ($H_0=281,5\text{м}$; $a=0$; $v=8,32 \cdot 10^{-6}\text{ч}^2/\text{м}^5$), включенные последовательно. Максимально допустимое давление в нефтепроводе равно 6,4 МПа; остаточный напор равен 30 м. Вытеснение производится водой.

Тема 6. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕСТАБИЛЬНЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ЭМУЛЬСИЙ

При освоении нефтяных и газоконденсатных месторождений, удаленных от газоперерабатывающих заводов, возникает проблема утилизации тяжелых углеводородных газов, выделяющихся на последних ступенях сепарации продукции скважин. В этом случае становится целесообразным трубопроводный транспорт нефти в газонасыщенном состоянии или нестабильного газового конденсата, т.е. углеводородных жидкостей совместно с растворенным в них газом.

Первоочередными задачами в данном случае являются: расчет составов смесей, определение количества выделяющегося газа при сепарации, расчет сепараторов, прогнозирование основных параметров нестабильных жидкостей, методика технологического расчета трубопроводов для их перекачки.

В условиях промыслов по трубопроводам транспортируются водонефтяные эмульсии, а также трехфазные смеси (нефть-газ-вода). Ниже изложена методика гидравлического расчета промысловых трубопроводов.

Задача 1. Состав пластовой нефти задан в массовых долях: азот - 0,03; углекислота - 0,02; метан - 0,02; этан - 0,05; пропан - 0,03; изобутан - 0,01; н-бутан - 0,02; изопентан - 0,01; н-пентан - 0,015; гексан плюс высшие - 0,795. Рассчитать состав нефти в мольных долях, если её молярная масса равна 165 кг/кмоль.

Задача 2. Рассчитать составы и основные свойства фаз, получаемых при сепарации пластовой нефти Ефимовского месторождения (Оренбургская обл.) при давлении 0,7 МПа и температуре 293 К. Состав пластовой нефти таков (% мольн.): азот - 4,24; углекислота - 3,50; метан - 10,49; этан - 4,14; пропан - 7,84; изобутан - 2,52; н-бутан - 5,61; изопентан - 3,32; н-пентан - 3,24. Молярная масса смеси - 139 кг/кмоль.

Задача 3. Рассчитать основные параметры газонасыщенной нефти при 280 К, содержащей $15 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ растворенного газа плотностью $1,4 \text{ кг}/\text{м}^3$. Свойства дегазированной нефти таковы: плотность при 293 К равна $835 \text{ кг}/\text{м}^3$, кинематическая вязкость при 273 К - $35 \text{ мм}^2/\text{с}$, а при 293 К - $9 \text{ мм}^2/\text{с}$.

Задача 4. Используя данные задачи 3, выполнить технологический расчет перекачки в газонасыщенном состоянии 16 млн.т дегазированной нефти в год по трубопроводу диаметром 720мм с толщиной стенки 9мм на расстояние 550км. Эквивалентная шероховатость труб - 0,2мм. Разность нивелирных высот $\Delta Z = -20$ м.

Таблица 1

Некоторые параметры компонентов нефтегазовых и газоконденсатных смесей

КОМПОНЕНТ	Молярная масса M , кг/кмоль	Критические параметры		Свойства в жидкой фазе при стандартных условиях		Парахор P^{chi}	Вязкость газа при нормальных условиях μ_i , МПа·с
		Температура $T_{кри}$, К	Давление $P_{кри}$, МПа	Плотность ρ_i , кг/м ³	Вязкость μ , МПа·с		
N ₂	28,02	126,1	3,46	467	0,050	41,0	0,0170
CO ₂	44,01	304,2	7,50	578	0,100	78,0	0,0140
H ₂ S	34,08	373,6	9,00	783	-	-	0,0110
CH ₄	16,04	190,7	4,58	-	0,033	70,4	0,0104
C ₂ H ₆	30,07	306,0	4,68	-	0,055	110,4	0,0086
C ₃ H ₈	44,09	369,8	4,34	508	0,093	150,8	0,0075
i-C ₄ H ₁₀	58,12	407,2	3,72	563	0,174	181,5	0,0068
n-C ₄ H ₁₀	58,12	425,2	3,57	584	0,180	190,3	0,0068
i-C ₅ H ₁₀	72,15	461,0	3,28	625	0,224	229,8	0,0063
n-C ₅ H ₁₂	72,15	470,4	3,30	631	0,240	231,3	0,0063
C ₆ H ₁₄	86,18	507,6	3,03	664	0,306	478,4	0,0055

Величины коэффициентов в уравнении

Компонент	a_0	a_1	a_2
N ₂	541,940	2,048	-0,9223
CO ₂	51,990	3,054	-0,9567
H ₂ S	18,542	5,317	-0,9452
CH ₄	146,581	1,979	-0,9699
C ₂ H ₄	18,542	5,317	-0,9452
C ₃ H ₈	4,582	6,875	-0,9256
i-C ₄ H ₁₀	1,367	8,829	-0,8287
n-C ₄ H ₁₀	0,9678	9,024	-0,8612
i-C ₅ H ₁₂	0,3215	10,328	-0,8158
n-C ₅ H ₁₂	0,2157	12,159	-0,8192

Рекомендуемые величины b_i и T_{bi}

Компонент	b_i	T_{bi}, K	Компонент	b_i	T_{bi}, K
N ₂	261,1	60,6	i-C ₄ H ₁₀	1131,7	261,4
CO ₂	326,2	107,8	n-C ₄ H ₁₀	1196,1	272,7
H ₂ S	631,1	183,9	i-C ₅ H ₁₂	1315,5	301,2
CH ₄	166,7	52,2	n-C ₅ H ₁₂	1377,8	309,2
C ₂ H ₆	636,1	168,3	C ₆ +высшие	1468,7	514,0
C ₃ H ₈	999,4	230,8	-	-	-

Задача 5. Определить гидравлическое сопротивление трубопровода с внутренним диаметром 207 мм, длиной 10 км и $\Delta Z = -10$ м для перекачки смеси нефти и воды с расходами $Q_H = 0,025 \text{ м}^3/\text{с}$ и $Q_B = 0,01 \text{ м}^3/\text{с}$. Свойства составляющих смеси: $\mu_{ж} = 6 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$, $\rho_{ж} = 825 \text{ кг}/\text{м}^3$, $\mu_B = 1,1 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$, $\rho_B = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\sigma_{HB} = 0,039 \text{ н}/\text{м}$.

Задача 6. Выполнить гидравлический расчет перекачки газоземлюльсионной смеси по трубопроводу с внутренним диаметром 0,207 м на расстояние 5 км при $\Delta Z = 10$ м и при следующих исходных данных: $Q_{H0} = 0,025 \text{ м}^3/\text{с}$; $Q_B = 0,01 \text{ м}^3/\text{с}$; $K_p = 9 \text{ нм}^3/\text{м}^3$; $\Gamma_{п} = 45 \text{ нм}^3/\text{м}^3$; $V_k = 1,05$; $\Delta_r = 1,4 \cdot 10^{-3}$; $\rho_{ny} = 1,4 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\mu_s = 18 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$; $\mu_B = 1,1 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$; $T_{cp} = 298 \text{ K}$; $\rho_s = 819 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\rho_B = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\sigma_{Br} = 0,07 \text{ н}/\text{м}$; $\Delta z_{п} = 80 \text{ м}$; $\Delta z_c = 40 \text{ м}$; $\alpha_{cp} = 3^0$; $L_{п} = 4237 \text{ м}$; $L_c = 763 \text{ м}$; $P_{cp} = 2 \text{ МПа}$.

Задача 7. Рассчитать перепад давления в нисходящем трубопроводе диаметром 207 мм и длиной 3 км при $\Delta Z = -157$ м, если $\omega_3 = 0,5$ м/с. Динамическая вязкость газовой фазы $\mu_f = 11,3 \cdot 10^{-6}$ Па·с. Остальные данные принять из предыдущей задачи.

Задача 8. Определить тип и количество сепараторов типа НГС для разделения при давлении 0,6 МПа и температуре 303 К двухфазной смеси, поступающей с расходом $5000 \text{ м}^3/\text{сут}$. Количество газа, выделяющегося из 1 м^3 нефти при условиях сепарации $\Gamma(P_{\text{сеп}}) = 5 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Обводненность смеси 5%.

К
(Э)
Ф
У

Терминология

Термин	Определение
ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ	
1. Разветвленный нефтепродуктопровод (РНПП)	Трубопроводная транспортная система, состоящая из перекачивающих станций, наливных пунктов и линейных сооружений, включающих магистральные, распределительные трубопроводы и отводы, предназначенные для обеспечения перекачки распределения нефтепродуктов по потребителям
2. Линейная часть разветвленного нефтепродуктопровода	Собственно трубопровод, состоящий из линейных участков, имеющих сложную гидравлическую структуру, определяемую наличием распределительных трубопроводов и отводов, а также линейных сооружений, обеспечивающих перекачку нефтепродукта. К линейным сооружениям относятся: устройства защиты трубопровода от коррозии, линии электропередач для собственных нужд, линии устройств связи и телемеханики, дороги, сооружения защиты окружающей среды
3. Перекачивающая станция разветвленного нефтепродуктопровода (ПС)	Комплекс сооружений, оборудования и устройств, обеспечивающих прием и закачку нефтепродуктов в трубопровод
4. Головная перекачивающая станция разветвленного нефтепродуктопровода (ГПС)	Комплекс сооружений, оборудования и устройств в начальной точке разветвленного нефтепродуктопровода, обеспечивающих прием, накопление и закачку нефтепродуктов в трубопровод
5. Промежуточная перекачивающая станция разветвленного нефтепродуктопровода (ППС)	Комплекс сооружений, оборудования и устройств в промежуточной точке разветвленного нефтепродуктопровода, обеспечивающих дальнейшую перекачку нефтепродуктов
6. Конечный пункт разветвленного нефтепродуктопровода (КП)	Конечным пунктом разветвленного нефтепродуктопровода (может быть несколько) являются перевалочная, распределительная, перевалочно-распределительная нефтебазы и наливные пункты

СОСТАВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ РАЗВЕТВЛЕННОГО НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДА

7. Магистральная часть разветвленного нефтепродуктопровода	Часть разветвленного нефтепродуктопровода, характеризующаяся наличием постоянного транзита нефтепродукта от головной перекачивающей станции (ГПС) до конечного пункта (КП). Если в некоторой точке магистральной части перекачка ведется непрерывно в двух и более направлениях то продолжением магистрали считается то направление, по которому годовое количество перекачиваемого нефтепродукта будет наибольшим. Магистраль разветвленного нефтепродуктопровода характеризуется - наличием резервуарных парков в головных и конечных пунктах, - наличием в трубопроводе постоянного транзита нефтепродукта, - непрерывным, круглосуточным в течение 350 суток в год режимом работы, - подключением к нему распределительных трубопроводов и отводов
8. Распределительный трубопровод разветвленного нефтепродуктопровода	Трубопровод предназначенный для транспортировки нефтепродуктов от магистрали разветвленного нефтепродуктопровода к предприятиям распределения или к районам потребления нефтепродуктов. Распределительный нефтепродуктопровод заканчивается резервуарным парком нефтебазы или наливного пункта. В начале распределительного трубопровода предусматривается соответствующая резервуарная емкость и собственная головная перекачивающая станция, т.е. в данном месте производится перевалка нефтепродуктов с одного трубопровода на другой. На распределительном трубопроводе при большой протяженности могут быть промежуточные насосные станции. Распределительный трубопровод является основным ответвлением и постоянно или длительное время в течение года подключен к магистрали

Термин	Определение
9. Сложный отвод разветвленного нефтепродуктопровода	Трубопровод подключаемый к распределительному трубопроводу (возможно подключение к магистрали) и характеризующийся наличием транзитных потоков. На сложном отводе насосная станция отсутствует, а в пункте подключения резервуарная емкость не предусматривается
10. Отвод разветвленного нефтепродуктопровода	Участок нефтепродуктопровода, служащий для подачи нефтепродуктов от сложного отвода, либо от распределительного трубопровода либо от магистрали непосредственно потребителям. Для отвода характерна периодичность и сезонность работы, небольшая протяженность, постоянные диаметры и расход по длине
11. Однотрубный отвод	Отвод, состоящий из одного трубопровода
12. Многотрубный отвод	Отвод, состоящий из двух, трех и более параллельных трубопроводов
13. Подводящий нефтепродуктопровод	Трубопровод, предназначенный для подачи одного или последовательно нескольких групп нефтепродуктов от нефтеперерабатывающего завода, либо от пунктов перевалки в резервуарный парк перекачивающей станции или непосредственно в разветвленный нефтепродуктопровод
14. Линейная производственно-диспетчерская служба (ЛПДС)	Производственное подразделение районного управления разветвленного нефтепродуктопровода, обеспечивающее бесперебойную работу и эксплуатацию оборудования, а также хозяйственную деятельность двух или более перекачивающих, станций и участков нефтепродуктопровода, закрепленных за ними

СОСТАВНЫЕ ЧАСТИ ПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ РАЗВЕТВЛЕННОГО НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДА

15. Насосный цех перекачивающей станции	Здания или открытые площадки, где размещены основные и подпорные насосы с электродвигателями, а также системы, обеспечивающие нормальную эксплуатацию насосных агрегатов
16. Резервуарный парк перекачивающей станции	Резервуарный парк - группа (группы) резервуаров, предназначенных для приема, хранения и выдачи нефтепродуктов, размещенных на территории.

Термин	Определение
17. Технологический нефтепродуктопровод перекачивающей станции	Ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах, противопожарными проездами - при подземных резервуарах и резервуарах, установленных в котлованах или выемках
18. Узел пуска и приема разделителей и очистных устройств	Нефтепродуктопровод, проложенный в пределах ПС и предназначенный для технологических операций
19. Узел переключения перекачивающей станции	Система технологических трубопроводов и запорной арматуры, предназначенная для обеспечения пуска, приема и пропуска разделителей, очистных устройств и т. п.
20. Узел учета и контроля качества нефтепродуктов перекачивающей станции	Система трубопроводов и запорной арматуры, предназначенная для подсоединения трубопроводов, резервуаров, насосов с целью осуществления технологических операций
21. Вспомогательная система инженерного обеспечения перекачивающей станции	Комплекс устройств для определения количества перекачиваемых нефтепродуктов и контроля их качественных показателей
22. Блокировочный трубопровод	Комплекс оборудования, позволяющий обеспечивать нормальное протекание основного технологического процесса к вспомогательным относятся системы маслоснабжения, вентиляции, водоснабжения, канализации, теплоснабжения, энергоснабжения и др.
23. Прием-сдача нефтепродуктов	Трубопровод, являющийся перемычкой между параллельными линейными участками, предназначенный для осуществления различных вариантов работы перекачивающих станций и участков нефтепродуктопроводов

ВИДЫ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

23. Прием-сдача нефтепродуктов	Процесс передачи нефтепродуктов между предприятиями, включающими в себя технологические операции и оформление документации в установленном порядке
24. Технологический режим перекачки	Совокупность значений расхода и давления, характеризующих работу разветвленного нефтепродуктопровода

Термин	Определение
25. Система перекачки нефтепродуктов «из насоса в насос» по разветвленному нефтепродуктопроводу	Организация процесса перекачки нефтепродуктов без использования резервуаров на промежуточных перекачивающих станциях
26. Система перекачки нефтепродуктов с подключенным резервуаром на промежуточных перекачивающих станциях	Организация процесса перекачки нефтепродуктов с периодически подключенными резервуарами на промежуточных перекачивающих станциях
27. Система перекачки нефтепродукта по разветвленному нефтепродуктопроводу из резервуара	Организация процесса перекачки насосами предыдущей перекачивающей станции в резервуары последующей перекачивающей станции
28. Комбинированная система перекачки нефтепродуктов	Организация процесса перекачки с применением одной или нескольких систем перекачки, указанных в пунктах 25, 26, и 27, с одновременным использованием отводов и распределительных трубопроводов
29. Последовательная перекачка нефтепродуктов по разветвленному нефтепродуктопроводу	Процесс непрерывной перекачки нескольких групп, марок нефтепродукта по разветвленному нефтепродуктопроводу отдельными партиями

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПЕРЕКАЧКИ

30. План поставки нефтепродуктов	Суммарное количество нефтепродукта каждой группы, марки, которое должно быть доставлено на пункты сдачи за месяц, квартал, год
31. Проектная пропускная способность разветвленного трубопровод или его отдельного участка при последовательной перекачке нефтепродукта в год	Количество последовательно перекачиваемых при оптимальном технологическом режиме перекачки нефтепродуктов, которое планируется на перспективу в указанном направлении при заданном количественном соотношении разных групп нефтепродуктов.
32. Расчетная пропускная способность (фактическая) разветвленного	Количество нефтепродукта, которое возможно последовательно перекачать по разветвленному трубопроводу или отдельным его участкам в

Термин	Определение
нефтепродуктопровода или его отдельных участков при последовательной перекачке нефтепродукта	оптимальном режиме с учетом фактических ограничений по техническому, конструктивному и технологическому состоянию (давлению, скорости потока, количеству подключаемых отводов), а также изменившимся в процессе эксплуатации количественному соотношению разных групп перекачиваемых нефтепродуктов за месяц, квартал, год
33. Расчетный (фактический) коэффициент загрузки разветвленного нефтепродуктопровода или отдельных его участков	Отношение расчетной (фактической) пропускной способности к проектной пропускной способности, характеризующее степень использования пропускной способности разветвленного нефтепродуктопровода за месяц, квартал, год
34. Отбор нефтепродуктов по отводам разветвленного нефтепродуктопровода	Отбор нефтепродуктов попутным потребителям через отводы разветвленного нефтепродуктопровода
35. Зона смеси нефтепродуктов при последовательной перекачке	Длина участка трубопровода, в пределах которого находится смесь нефтепродуктов
36. Цикл последовательной перекачки	Периодически повторяющаяся очередность следования нефтепродукта в трубопроводе
37. Продолжительность цикла последовательной перекачки	Промежуток времени, в течение которого осуществляется один цикл последовательной перекачки
38. Число циклов последовательной перекачки	Число, показывающее, сколько раз в году происходит смена последовательно закачиваемых нефтепродуктов в нефтепродуктопровод
Примечание. Число циклов, а следовательно, и продолжительность цикла последовательной перекачки могут быть различными для отдельных участков разветвленного нефтепродуктопровода.	

НЕФТЕПРОДУКТЫ

Нефтепродукт	Готовый продукт, полученный при переработке нефти
Физико-химическое свойство нефтепродукта	Составная часть эксплуатационного свойства нефтепродукта, характеризующая совокупность однородных явлений, определяемых в лабораторных условиях

Термин	Определение
Показатель качества нефтепродукта	Количественная характеристика одного или нескольких свойств нефтепродукта, входящих в ее качество, рассматриваемая применительно к определенным условиям ее создания и эксплуатации или потребления
Кондиционный нефтепродукт	Нефтепродукт, удовлетворяющей всем требованиям нормативно-технической документации (ГОСТ, ОСТ, ТУ)
Некондиционный нефтепродукт	Нефтепродукт, не удовлетворяющий требованиям нормативно-технической документации
Тип нефтепродукта	Совокупность нефтепродуктов одинакового функционального назначения (топливо, масло, смазка, кокс, битум, сжиженные нефтяные газы)
Группа нефтепродуктов	Совокупность нефтепродуктов, входящих в один тип и имеющих сходные свойства и область применения (бензин, дизельное топливо, печное топливо, керосин, топливо для реактивных двигателей)
Подгруппа нефтепродуктов	Совокупность нефтепродуктов, входящих в одну группу и имеющих сходные показатели качества и условия применения (бензин автомобильный, бензин авиационный, дизельное топливо для быстроходных дизелей и судовых газовых турбин, дизельное топливо для автотракторных тепловозных и судовых дизелей, топливо печное, топливо газотурбинное, керосин осветительный, топливо для реактивных двигателей с дозвуковой скоростью, топливо для реактивных двигателей со сверхзвуковой скоростью и т. д.)
Марка нефтепродукта	Индивидуальный нефтепродукт (название номерное или буквенное обозначение), состав и свойства которого регламентированы нормативно-технической документацией (бензин А-76, бензин АИ-93, дизельное топливо «Л», дизельное топливо «З», дизельное топливо «ДЛ», дизельное топливо «ДС»): керосин осветительный КО-30; керосин осветительный КО-25; топливо печное бытовое ТПБ; газотурбинное топливо ТГ и т. д.)

Термин	Определение
Вид нефтепродукта	Совокупность нефтепродуктов, входящих в одну марку, но имеющих разные значения, по одному из показателей качества Государственного стандарта (бензин летний, бензин зимний, дизельное топливо летнее, дизельное топливо зимнее, дизельное топливо специальное)
Сорт нефтепродукта	Градация нефтепродукта определенного вида по одному или нескольким показателям качества, установленная нормативной документацией в зависимости от значений, допускаемых отклонений показателей качества (бензин этилированный, бензин неэтилированный, летний бензин с давлением насыщенных паров 500 мм. рт. ст., зимний бензин с давлением насыщенных паров 700 мм. рт. ст., дизельное топливо с содержанием серы 0,2 %, дизельное топливо с содержанием серы 0,5 %; дизельное топливо вязкостью 3,5 сст, при 20 °С, то же, вязкостью 6,0 сст. и т. д.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.К.* Типовые расчёты при сооружении трубопроводов. – М.: Недра, 1995. – 246 с.
2. ВНТП 3-90 Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов
3. *Лурье М.В.* Сборник задач по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: ГАНГ, 1995. – 267 с.
4. *Лутюшкин Г.С., Дунюшкин И.И.* Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. – М.: Недра, 1985. – 135 с.
5. *Нечваль А.М.* Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001. – 165 с.
6. *Новосёлов В.Ф.* Трубопроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчёт нефтепродуктопроводов: Учебное пособие. – Уфа: Издательство Уфимского нефтяного института, 1986. – 93 с.
7. *Новосёлов В.Ф., Коршак А.А., Димитров В.Н.* Типовые расчёты противокоррозионной защиты металлических сооружений нефтегазопроводов и нефтебаз: Учебное пособие. – Уфа: издательство Уфимского нефтяного института, 1989. – 98 с.
8. *Тугунов П.И., Новосёлов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М.* Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа. – Уфа: ООО «Дизайн-Полиграфсервис», 2002. – 658 с.

К
Э
Ф
У

Подписано в печать 31.12.2014
Форм. бум. 60 × 84 1/16. Гарнитура «Таймс». Печать ризографическая.
Печ. л. 4,0. Тираж 70 экз. Заказ 274.

Отпечатано в полном соответствии с предоставленным оригинал-макетом
в лаборатории оперативной полиграфии Издательства КФУ
420012, Казань, ул. Бутлерова, д. 4
Тел. 291-13-88