

УДК 622.276.65:621.1

А.Р. Абдул Хусейн, магістр,
В.П. Кравченко, д-р техн. наук, проф.,
Одес. нац. политехн. ун-т

ВЫБОР СХЕМЫ И ДИАМЕТРОВ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ ДЛЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Р. Абдул Хусейн, В.П. Кравченко. Вибір схеми та діаметрів трубопроводів теплової мережі для нафтового родовища. Розглядається теплова мережа для транспорту гарячої води до нагнітальних свердловин родовища нафти. Проаналізовано розташування ТЕЦ відносно родовища та проведено оптимізацію діаметрів трубопроводів за критерієм річних розрахункових витрат.

Ключові слова: теплова мережа, техніко-економічна оптимізація, діаметри трубопроводів.

А.Р. Абдул Хусейн, В.П. Кравченко. Выбор схемы и диаметров трубопроводов тепловой сети для нефтяного месторождения. Рассматривается тепловая сеть для транспорта горячей воды к нагнетательным скважинам нефтяного месторождения. Проанализировано расположение ТЭЦ относительно месторождения и проведена оптимизация диаметров трубопроводов по критерию годовых расчетных затрат.

Ключевые слова: тепловая сеть, технико-экономическая оптимизация, диаметры трубопроводов.

A.R. Abdul Husien, V.P. Kravchenko. Choosing the scheme and diameters of thermal network pipelines for an oilfield. Thermal network for transporting hot water to the oilfield injection wells is considered. The location of cogeneration heat plant relative to the oilfield is analyzed, and optimization of pipes diameters by the annual estimated costs criterion is carried out.

Keywords: thermal network, techno-economic optimization, pipelines diameters.

Наиболее простым и эффективным способом повышения коэффициента нефтеотдачи месторождений является термический метод: закачка в скважины горячей воды или пара [1]. В середине прошлого века в Украине проводились соответствующие промышленные эксперименты, которые дали положительные результаты [2]. В настоящее время в Канаде строится АЭС для получения теплоносителя, направляемого на месторождение нефти. После завершения проекта Канада собирается стать одним из ведущих экспортеров нефти в мире.

Транспорт теплоносителя к скважинам от источника энергии обеспечивается посредством теплосети. Целью работы является отработка методики расчета и оптимизации основных параметров теплосети, обеспечивающей горячей водой месторождение нефти.

Нагнетание воды может осуществляться по разным схемам: законтурное, внутриконтурное, смешанное. Рассмотрим законтурное заводнение, т.е. нагнетательные скважины располагаются вокруг месторождения. При расходе горячей воды 80 кг/с, что соответствует использованию судового ядерной энергетической установки типа КЛТ-40С, будет закачиваться $288 \text{ м}^3/\text{ч} = 6912 \text{ м}^3/\text{сут}$. При удельном расходе закачиваемой воды 5 м^3 на 1 м^3 нефти это будет соответствовать $6912/5 = 1382,4 \text{ м}^3$ нефти в сутки. При среднем дебите скважин $18 \text{ м}^3/\text{сут}$ (Ахтырка-нефтегаз) это будет соответствовать $1382/18 = 77$ скважинам. Примем форму месторождения, соответствующую сетке добывающих скважин 7×11 с шагом 2 км. Эта площадь $(7-1) \cdot 2 \cdot (11-1) \cdot 2 = 240 \text{ км}^2$ по периметру окружается нагнетательными скважинами. Длина периметра месторождения 64 км. Число нагнетательных скважин $64/2 = 32$ шт., расход воды в одну скважину $288/32 = 9 \text{ м}^3/\text{ч} = 2,5 \text{ кг/с}$. Тепловая сеть состоит из двух симметричных участков (верхнего и нижнего) (рис. 1), каждый из которых имеет левую (8 скважин) и правую (7 скважин) ветки. ТЭЦ расположена в центре. От ТЭЦ вода двумя насосами подается на две части теплосети. Расход воды после первой скважины в левую ветку равен $2,5 \cdot 8 = 20 \text{ кг/с}$, в правую ветку — $2,5 \cdot 7 = 17,5 \text{ кг/с}$.

Проведем расчет тепловой сети, включающий определение:

— диаметров и стоимости трубопроводов;

- числа, мощности насосов, а также их стоимости;
- стоимости теплоизоляции;
- расхода энергии на прокачку теплоносителя.

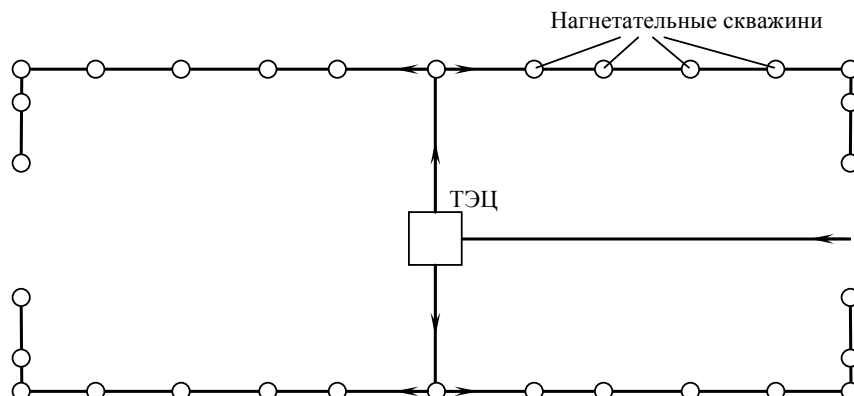


Рис.1. Схема тепловой сети нефтяного месторождения с законтурным заводнением и центральным расположением ГЭЦ

Определение диаметра трубопровода связано с его гидравлическим расчетом, в результате которого определяется гидравлическое сопротивление. Последнее должно быть приемлемым для использования насосов, имеющих определенную характеристику. Если обратиться к методике расчета трубопроводов теплосетей [3], то сталкиваемся с необходимостью использования итеративного расчета. Поэтому предлагается более простая методика, позволяющая просто корректировать полученные результаты.

Алгоритм гидравлического расчета:

- Задаемся внутренним диаметром трубопровода $d_{\text{вн}}$ и определяем скорость движения воды $w = G \cdot v / (\pi \cdot d_{\text{вн}}^2 / 4)$. (1)

- Коэффициент трения [3]

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \left(\frac{k_s}{d_{\text{вн}}} + \frac{68}{\text{Re}} \right), \quad (2)$$

где k_s — эквивалентная шероховатость, $k_s = 0,0005$ м;

$\text{Re} = wd/v$ — число Рейнольдса. Коэффициент кинематической вязкости при $P=2$ МПа и $t=150$ °С равен $v = 1,994 \cdot 10^{-7}$ м²/с.

- Доля местных сопротивлений принимается равной $\alpha=0,1$.

- Сопротивление участка трубопровода

$$\Delta P = \lambda_{\text{тр}} \frac{l(1 + \alpha) w^2}{d_{\text{вн}} 2v}. \quad (3)$$

- При превышении допустимого значения потери напора (0,4 МПа) следует увеличить диаметр трубопровода.

При расчете сети подбирались диаметры на каждом участке. Запас прочности стенки трубы позволяет выбирать минимальные толщины. В табл. 1 представлены характеристики участков трубопроводов и их гидравлические сопротивления.

Суммарное сопротивление левой ветки 1,82, а правой — 0,85 МПа.

Функция стоимости трубы в зависимости от наружного и внутреннего диаметров

$$Z_{\text{тр}} = \frac{\pi}{4} (d_{\text{нар}}^2 - d_{\text{вн}}^2) \cdot 7,5 \cdot 6000, \text{ грн/м}, \quad (4)$$

где $d_{\text{нар}}$, $d_{\text{вн}}$ — наружный и внутренний диаметры трубы, м.

Для определения стоимости насосного оборудования была выведена зависимость стоимости насосов от подачи. Для этого использованы данные для консольных насосов, перекачивающих воду при температуре до 85 °С [4]. При линейной аппроксимации полученных данных определена зависимость стоимости насосов от подачи (при коэффициенте корреляции $R^2=0,981$):

$$Z_{\text{нас}}(Q) = 60,71 \cdot Q + 1494, \text{ грн.} \quad (5)$$

где Q — подача, м³/ч.

Таблица 1

Характеристики и гидравлический расчет трубопроводов

№ участка	Расход, G , кг/с	Длина, l , м	Скорость, w , м/с	Наружный диаметр труб, $d_{\text{нар}}$, м	Внутр. диаметр, $d_{\text{вн}}$, м	Коэфф. трения, $\lambda_{\text{тр}}$	Сопротивление, ΔP , кПа
Левая ветка							
1	40	4500	1,295	0,219	0,207	0,0245	451,5
2	20	2000	1,617	0,14	0,147	0,0275	553,5
3	17,5	2000	1,554	0,133	0,147	0,0278	542,1
4	15	2000	1,332	0,133	0,123	0,0278	398,6
5	12,5	2000	1,225	0,127	0,123	0,02826	358,5
6	10	2000	1,235	0,114	0,123	0,0290	421,2
7	7,5	2000	1,178	0,102	0,1	0,0299	445,3
8	5	2000	1,032	0,089	0,1	0,0309	405,7
9	2,5	2000	0,847	0,07	0,081	0,0330	373,1
Всего							3949,4
Правая ветка							
0*	80	10000	1,067	0,325	0,309	0,0226	459,1
2	17,5	2000	1,415	0,14	0,131	0,0275	424,0
3	15	2000	1,332	0,133	0,125	0,0278	398,6
4	12,5	2000	1,225	0,127	0,119	0,0282	358,5
5	10	2000	1,388	0,108	0,1	0,0294	571,5
6	7,5	2000	1,178	0,102	0,094	0,0299	445,3
7	5	2000	1,032	0,089	0,082	0,0309	405,7
8	2,5	2000	0,847	0,07	0,064	0,0330	373,1
Всего							2976,7

Анализ зависимости стоимости насоса от напора показал, что функции цены от напора при заданной подаче линейны и имеют одинаковый наклон. Тангенс угла наклона в среднем 114,5. Таким образом, зависимость цены насосов от подачи и напора имеет вид

$$Z_{\text{нас}} = 60,71 \cdot Q + 1494 + (H-30) \cdot 114,51, \text{ грн.} \quad (6)$$

где H — напор водяного столба, м.

Согласно полученному выражению стоимость насоса с $Q=500$ м³/ч, $H=70$ м водяного столба будет 36429 грн. Учитывая действительную стоимость сетевого насоса с такими характеристиками (работающего при температуре воды до 180 °С) 213200 грн, получим коэффициент перерасчета $213200/36429=5,85$. Окончательно, формула для определения стоимости сетевых насосов имеет вид

$$Z_{\text{нас}} = [60,71 \cdot Q + 1494 + (H-30) \cdot 114,51] \cdot 5,85, \text{ грн.} \quad (7)$$

Выбор диаметра трубопровода осуществляется с учетом гидравлического сопротивления, которое должно преодолеваться напором насоса.

* подводящий трубопровод холодной воды

Исходя из полученных сопротивлений участков, на каждый участок длиной 2 км следует ставить насос.

Стоимость тепловой изоляции при использовании пенополиэтилена оценивается [5] по формуле

$$Z_{из}=0,371 d - 11,06, \text{ грн/м.} \quad (8)$$

Мощность насоса определяется по формуле

$$N_{нас}=G \cdot \Delta h / \eta_{мех}, \text{ кВт,} \quad (9)$$

где G — расход воды, кг/с;

Δh — повышение энтальпии в насосе, кДж/кг,

$$\Delta h = v \cdot \Delta P / \eta_{ад}, \quad (10)$$

v — удельный объем перекачиваемой жидкости, $v = 0,001089 \text{ м}^3/\text{кг}$;

ΔP — напор насоса, сопротивление сети, кПа;

$\eta_{ад}$ — адиабатический КПД, $\eta_{ад} = 0,82$;

$\eta_{мех}$ — механический КПД насоса, $\eta_{мех} = 0,98$.

Результаты расчета стоимости оборудования (трубопроводов, насосов и теплоизоляции), а также необходимой мощности насосов приведены в табл. 2.

Таблица 2

Расчет стоимости оборудования и мощности насосов тепловой сети

Номер участка, N	Стоим. труб, $Z_{тр}$, грн	Подача, Q , $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор, H , м в.с.	Стоим. насосов, $Z_{нас}$, грн	Стоим. изоляц., $Z_{из}$, грн	Мощность насосов, $N_{нас}$, кВт
Левая ветка						
1	812616	144	45,15	70029	313420	24,48
2	172315	72	55,35	51292	80680	15,01
3	145821	63	54,21	47334	75486	12,86
4	145822	54	39,86	34522	75486	8,10
5	139039	45	35,85	28642	71034	6,07
6	124344	36	42,12	29641	61388	5,71
7	110779	27	44,53	28059	52484	4,53
8	845685	18	40,57	22211	42838	2,75
9	56803	9	37,31	16831	28740	1,26
Всего	1792108			328561	801556	80,78
Правая ветка						
2	1723155	63	42,4	39423	80680	10,06
3	145822	54	39,9	34522	75486	8,10
4	139039	45	35,9	28642	71034	6,07
5	117562	36	57,2	39713	56936	7,75
6	110779	27	44,5	28059	52484	4,53
7	84568	18	40,6	22211	42838	2,75
8	56803	9	37,3	16831	28740	1,26
Всего	826888			209401	408198	40,53
Подводящий трубопровод						
0	3583368	288	45,9	121680	1089750	49,78

Стоимость оборудования тепловой сети определится как удвоенная сумма стоимостей левой и правой веток плюс стоимость подводящего трубопровода

$$(1792108+328561,4+801556,5+826888+209401+408198) \cdot 2 + 3583368 + 121680 + 1089750 = 13,525 \cdot 10^6 \text{ грн.}$$

Стоимость монтажа оценим в 20 % от стоимости оборудования: $2,705 \cdot 10^6$ грн.

Общая стоимость оборудования с монтажом $16,23 \cdot 10^6$ грн.

Суммарная мощность насосов: $(80,78+40,53) \cdot 2 + 49,78 = 292,39$ кВт.

Годовой расход электроэнергии на прокачку $2,105 \cdot 10^6$ кВт ч.

Стоимость этой энергии за год (7200 ч) при цене 1 грн/кВт·ч: $2,105 \cdot 10^6$ грн.

Оптимизация параметров тепловых сетей предполагает сопоставление по годовым приведенным затратам [4]:

$$Z_{\text{пр}} = a \cdot Z_{\text{сум}} + \text{Э}, \quad (11)$$

где a — уровень эффективности затрат, приемлемый для инвесторов, плюс затраты на ремонт. (принято $a = 0,15 + 0,1 = 0,25$);

$Z_{\text{сум}}$ — стоимость тепловой сети с монтажом;

Э — годовые эксплуатационные затраты.

Экологическая составляющая при сопоставлении считается одинаковой.

Таким образом, годовые приведенные затраты в рассмотренную тепловую сеть составят $Z_{\text{пр}} = 6,16 \cdot 10^6$ грн.

Оптимизация диаметров трубопроводов привела к снижению расчетных затрат до $4,918 \cdot 10^6$ грн; т.е. на 20 %. Подводящий трубопровод холодной воды оказалось оптимальным разбить на два участка. Полученные значения диаметров труб на участках приведены в табл. 3. Оптимизация проводилась перебором диаметров трубопроводов согласно ГОСТ 8732-78.

Таблица 3

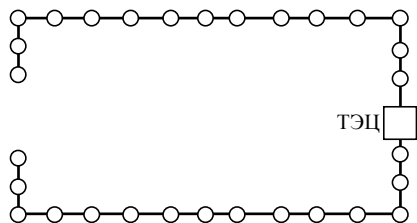


Рис. 2. Схема тепловой сети с ТЭЦ на краю месторождения

Оптимальные внутренние диаметры трубопроводов на участках тепловой сети, м

№ участка	Левая ветка	Правая ветка
0		325×8
1	245×7	
2	194×5,5	159×5
3	194×5,5	152×4,5
4	152×4,5	140×4,5
5	152×4,5	133×4
6	133×4	127×4
7	127×4	108×4
8	102×4	76×3
9	76×3	—

Рассмотрим другую возможную схему тепловой сети: ТЭЦ располагается на краю месторождения и подает воду по двум веткам (рис. 2).

В результате оптимизации диаметров трубопроводов на каждом участке получилось, что приведенные затраты в эту схему составили $4,042 \cdot 10^6$ грн, что на 17,8 % меньше, чем в первую схему. Поэтому можно утверждать, что ТЭЦ для нагрева воды, закачиваемой в скважины, целесообразно размещать на краю месторождения.

Литература

1. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. — М.: Недра, 1988. — 422 с.
2. Никитина, Л.А. Увеличение нефтеотдачи пластов с помощью термических методов / Л.А. Никитина. — М.: ВНИИОЭНГ, 1967. — 131 с.
3. Соколов, Е.Я. Теплоснабжение и тепловые сети / Е.Я. Соколов. — М.: Изд-во МЭИ, 2001. — 472 с.
4. Центробежные консольные насосы для воды типа К. [Электронный ресурс] — Химки: НПП «Римос», 2012. — <http://www.rimos.ru/catalog/group/695>. — 10.09.2012.
5. Изоляция для труб. [Электронный ресурс] — Днепропетровск: НПП «Акваленд», 2012. — http://akvalend.ua/catalogue/fid_19/?gclid=CPf8wv2s4a8CFcVN3godDF2Pjw. — 10.09.2012.

Reference

1. Burzhe, Zh. Termicheskie metody povysheniya nefteotdachi plastov [Thermal methods of oil recovery enhancement] / Zh. Burzhe, P. Surio, M. Kombarnu. — Moscow, 1988. — 422 pp.
2. Nikitina, L.A. Uvelichenie nefteotdachi plastov s pomoshch'yu termicheskikh metodov [Increase of oil recovery of layers by thermal methods] / L.A. Nikitina. — Moscow, 1967. — 131 pp.
3. Sokolov, E.Ya. Teplosnabzhenie i teplovye seti [Heat supply and thermal networks] / E.Ya. Sokolov. — Moscow, 2001. — 471 pp.
4. Tsentrobezhnye konsolnye nasosy dlya vody tipa K. [Centrifugal cantilever pumps for water type K]. [Electronny resurs] — Chimki, 2012. — <http://www.rimos.ru/catalog/group/695>. — 10.09.2012.
5. Izolyatsiya dlya trub [Insulation for pipes]. [Electronny resurs] — Dnepropetrovsk, 2012. — http://akvalend.ua/catalogue/fid_19/?gclid=CPf8wv2s4a8CFcVN3godDF2Pjw. — 10.09.2012.

Рецензент д-р техн. наук, проф. Одес. нац. политехн. ун-та Воинов А.П.

Поступила в редакцию 15 октября 2012 г.

УДК 665.63

М.В. Максимов, д-р техн. наук, проф.,
В.І. Кривда, магістр,
Одес. нац. політехн. ун-т

УДОСКОНАЛЕННЯ РЕКУПЕРАТИВНОГО ТЕПЛООБМІНУ В УСТАНОВКАХ ПЕРВИННОЇ ПЕРЕРОБКИ НАФТИ

М.В. Максимов, В.І. Кривда. Удосконалення рекуперативного теплообміну в установках первинної переробки нафти. В технологічну схему установки первинної переробки нафти впроваджено компресорні установки, що дозволило підвищити температурний потенціал та використати рекуперативну теплоту.

Ключові слова: температурний напір; пінч-аналіз; рекуперативний теплообмінник.

М.В. Максимов, В.І. Кривда. Усовершенствование рекуперативного теплообмена в установках первичной переработки нефти. В технологическую схему установки первичной переработки нефти внедрены компрессорные установки, что позволило повысить температурный потенциал и использовать рекуперативную теплоту.

Ключевые слова: температурный напор; пинч-анализ; рекуперативный теплообменник.

M.V. Maksimov, V.I. Kryvda. Improvement of recuperative heat exchange in installations of primary petroleum refining. In the flow diagram of an installation for primary petroleum refining the compressor plants are introduced. It allowed to increase temperature potential, as well as to use recuperative heat.

Keywords: temperature pressure; pinch-analysis; recuperative heat exchanger.

Ефективне використання теплової та електричної енергії є запорукою мінімізації витрат будь-якого промислового підприємства, зокрема нафтопереробного заводу. Застосування рекуперативного теплообміну є одним з напрямків оптимізації виробництва первинної перегонки нафти на установці електрознесолювання (ЕЛОУ) — атмосферно-вакуумній трубчатці (АВТ).

Передбачається в існуючу схему установки ЕЛОУ-АВТ впровадити компресори [1]. Це дозволить використати рекуперативну теплоту в діючому технологічному процесі, яка раніше відводилася в навколишнє середовище.