

ЕНЕРГЕТИКА

УДК 621.165.62-192

DOI <https://doi.org/10.32838/2663-5941/2021.5/25>**Беднарська І.С.**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**Риндюк Д.В.**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**Лементар С.Ю.**

Національний університет харчових технологій

МОДЕЛЮВАННЯ ГАЗОДИНАМІКИ ВОЛОГОЇ ПАРИ В ГОЛОВНИХ ПАРОПРОВОДАХ АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Стаття присвячена розробці комплексного підходу до вирішення питання збільшення терміну експлуатації основного обладнання електростанцій. Пролонгація експлуатації основного обладнання електростанцій є одним із найефективніших напрямів забезпечення окупності капіталовкладень в енергетичну галузь у світі. Особливо актуальними дослідження є для атомних електричних станцій, основне обладнання яких має надвисоку вартість. Досить важливим елементом обладнання на атомній електростанції є система паророзподілу. Термін експлуатації основного металу паропроводів взаємопов'язаний із напружено-деформованим станом, який залежить від газодинаміки потоку. Тому в статті докладно розглядається процес руху вологої пари по головних паропроводах атомної електричної станції з турбіною К-1000-60/3000, а саме система паропроводів «свіжої» пари, що призначена для транспортування насиченої пари від парогенератора до циліндра високого тиску турбіни й сепаратора-пароперегрівача. Вирішення такої задачі реалізовано шляхом створення математичної моделі руху вологої пари й проведення комплексу числових експериментів, спрямованих на дослідження структури течії пари по вказаних паропроводах. Числові експерименти проведено на базі сучасної інженерно-розрахункової системи ПК FlowVision 3.12.01, що призначена для розв'язування задач газодинаміки й теплообміну. Поставлена задача вирішена в 3-х мірній, стаціонарній постановці, із застосуванням моделі повністю стисливої рідини. У статті представлено результати проведення першого етапу комплексу числових експериментів. Отримано хороший збіг із даними контрольно-вимірювальних приладів, розташованих на паропроводах енергоблоку № 2 Хмельницької атомної електростанції. Результатом моделювання є 3-D газодинамічна структура потоку пари, розподіл швидкостей у потоці, температурні поля та розподіли тисків. Аналіз результатів чисельного моделювання дав можливість досить докладно оцінити вплив геометрії паропроводів на газодинамічні характеристики течії вологої пари. На основі отриманих даних побудовані графіки падіння тиску на кожному із чотирьох паропроводів по характерних точках на розрахункових схемах.

Ключові слова: атомна енергетика, паропроводи, газодинаміка, математичне моделювання.

Постановка проблеми. Атомна енергетика є основною альтернативою викопним видам палива – вугіллю, нафті й газу – в області отримання електроенергії, а також скорочення водночас викиду в атмосферу вуглекислого газу й, таким чином, парникового ефекту [1, с. 12].

За даними різних джерел останнім часом доля атомних електростанцій у виробленні електроенергії поступово зростає [1, с. 263]. Проте час-

тина блоків атомної електростанції (далі – АЕС) близькі до перевищення свого проєктного терміну експлуатації – 40 років [2, с. 48]. У таку складну ситуацію потрапляють блоки Запорізької АЕС 3, Рівненської АЕС 3, Запорізької АЕС 4, Хмельницької АЕС 1 України. Крім того, Сучасна об'єднана енергосистема у зв'язку зі збільшенням частки вироблення електроенергії на сонячних і вітряних електростанціях змушує великі

енергоблоки АЕС потужністю 1 000 МВт працювати не в розрахунковому базовому, а на змінних режимах зі збільшенням кількості пусків і зупинок, які за весь термін служби обмежені нормативними документами, що є додатковим навантаженням на обладнання. Робота на змінних режимах може привести до необхідності розгляду питання про передчасне виведення деяких атомних енергетичних блоків з експлуатації.

У зв'язку з наближенням закінчення терміну встановленого ресурсу обладнання енергоблоків АЕС стає актуальною проблема оцінки технічного стану обладнання, прогнозування залишкового ресурсу й продовження строків його подальшої експлуатації. Це означає, що необхідно розробити засоби й методи безперервної тривалої роботи елементів станції відповідно до вимог енергетичної системи, почати оцінку ресурсу обладнання та дати рекомендації з його подальшої роботи.

Усе це неминуче вимагає проведення комплексу заходів з аналізу стану основного обладнання (роторів і корпусів турбін, клапанів, основного металу паропроводів), вирішення питання про можливу їх подальшу експлуатацію, а також розробки заходів щодо продовження терміну експлуатації.

Продовження терміну експлуатації діючих атомних енергоблоків електростанцій є одним із найефективніших напрямів забезпечення окупності капіталовкладень в енергетичну галузь у світі.

Одним із важливих елементів обладнання на АЕС є система паророзподілу. Система паропроводів «свіжої» пари призначена для транспортування насиченої пари від парогенератора до циліндра високого тиску (далі – ЦВТ) турбіни й пароперегрівача (далі – СПП). Першим кроком до визначення стану паропроводів є дослідження газодинамічних властивостей середовища, яке рухається паропроводами.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Розглянемо ряд робіт, присвячених вищевказаній проблематиці, серед яких варто звернути увагу на [2–11].

У нормативних документах [2–4], які офіційно визнані в галузі, описані граничні умови теплообміну в елементах турбоустановок і методи їх розрахунку. Цими методами й вказівками керувались автори робіт [5–9] під час оцінки залишкового ресурсу й подовження експлуатації корпусів і роторів парових турбін, клапанів та інших деталей енергоблоків.

У роботі [5, с. 17] побудована геометрична модель ротора високого тиску турбоустановки Т-100-130 приватного акціонерного товариства (далі – ПАО) «Харківська ТЕЦ-5» з урахуван-

ням даних візуального контролю, отриманих під час планово-попереджувального ремонту. Розраховані граничні умови теплообміну для ротора під час пусків із холодного стану, з неостиглого й із гарячого стану, які змінюються в часі протягом усього періоду пуску. Граничні умови теплообміну розраховувались відповідно до [3, с. 57]. Також під час їх розрахунку авторами враховані зміни параметрів на змінних режимах роботи.

Робота [6, с. 26] присвячена проблемі продовження терміну експлуатації енергетичного обладнання. Предметом дослідження роботи були пошкоджувальність і залишковий ресурс автоматичних захисних клапанів циліндра середнього тиску парової турбіни К-200-130. Отримано дані з теплового й напружено-деформованого стану корпусів клапанів для різних режимів пуску. Визначено сумарну пошкоджувальність та індивідуальний залишковий ресурс. Розрахунки виконувались згідно з [2, с. 44; 3, с. 12].

Відповідно до методики, що регламентується нормативним документом [3, с. 12], авторами [7, с. 57] розраховано довготривалу міцність, яка базується на визначенні коефіцієнту запасу довготривалої міцності за значеннями еквівалентної напруги й границі довготривалої міцності за умови заданої температури й терміну служби. Основна складність застосування методики пов'язана з визначенням еквівалентної напруги, яка за розглянутий період повинна відтворювати ефект вичерпання довготривалої міцності матеріалу в разі зміни складного напруженого стану.

Отже, в роботах [5–7] була запропонована оцінка ресурсу деталей турбоустановок, описана методика розрахунку теплового стану цих деталей за умови характерних режимів роботи. Розраховувались граничні умови теплообміну в контрольних точках, що показані на розрахункових геометричних моделях, в яких визначались розмахи інтенсивності напружень за всі періоди пусків із різних теплових станів. Проте такий підхід до визначення ресурсу деталей турбоустановок містить людський фактор і, таким чином, потребує великих затрат часу на розрахунки граничних умов I–IV роду. Зауважимо, що з достатньою точністю неможливо визначити граничні умови I–IV роду для об'єктів, які мають складну геометричну форму. Також варто звернути увагу на конструктивні зміни в деталях турбоустановок, що виникли під час всього терміну експлуатації, які неможливо з достатньою точністю врахувати за допомогою методики, яка наведена в [5–7].

Постановка завдання. Детально проаналізувавши останні дослідження та публікації, було

зроблено висновок, що вищевказані методи й підходи до визначення ресурсу елементів турбін і клапанів є трудомісткими під час розрахунків граничних умов і недостатньо точними для об'єктів складної геометричної форми.

Метою роботи є розробка альтернативної методики визначення ресурсних показників високотемпературних елементів турбоустановок, що базується на заміні трудомісткого процесу розрахунку граничних умов теплообміну моделюванням газодинаміки течії вологої пари на прикладі головних паропроводів атомної електричної станції з турбіною К-1000-60/3000. Наведено підхід до визначення розподілів тисків, температур і швидкостей середовища за об'ємом досліджуваного об'єкта, що є необхідним для подальшого розрахунку напружено-деформованого стану й ресурсних показників.

Виклад основного матеріалу дослідження. Система паропроводів «свіжої» пари складається із чотирьох паралельних магістральних паропроводів «свіжої» пари. Кожен із магістральних паропроводів з'єднує парогенератор (далі – ПГ) зі своїм стопорно-регулюючим клапаном (далі – СРК) турбіни [9, с. 8]. Трасування паропроводів «свіжої» пари приведено на рис. 1.

Основні магістралі паропроводів виконані з труб $\varnothing 630 \times 25$, сталь 16ГС, і розташовані в гермозоні, приміщенні А-820 обстройки реакторного відділення та турбінному відділенні. На кожній магістралі послідовно встановлені:

- трійники підключення відгалужень до парового колектора (далі – ПК) і швидкодіючої редукційної установки скиду пари в атмосферу (далі – ШРУ-А) (відмітка 31,4);
- швидкодіючий запірновідсічний клапан (далі – ШЗВК) ТХ (50,60,70,80) S06 (відмітка 31,4);
- зворотний клапан ТХ (50,60,70,80) S07 (відмітка 31,4);
- трійник підключення парових напівколекторів (відмітка 21,3);
- головна парова засувка (ПІЗ) RA (11-14) S01 (відмітка 7,0).

Нумерація магістралей паропроводів відповідає номерам парогенераторів. Номінальні параметри пари в системі паропроводів «свіжої» пари під час роботи енергоблоку з номінальним навантаженням [10, с. 11] представлені в табл. 1.

У разі оснащення системи паропроводів свіжої пари контрольно-вимірювальним обладнанням за місцем встановлено мінімальну кількість приладів.

Таблиця 1

Номінальні параметри «свіжої» пари

Назва параметру	Значення
Тиск пари після ПГ (абс.), МПа	6,3
Тиск пари перед СРК ЦВТ (абс.), МПа	5,88
Температура пари перед СРК ЦВТ, °С (К)	274 (547)
Вологість пари перед турбіною, %	0,5
Витрата пари від ПГ, т / год:	5 870
в тому ж числі на СПП, т / год	510

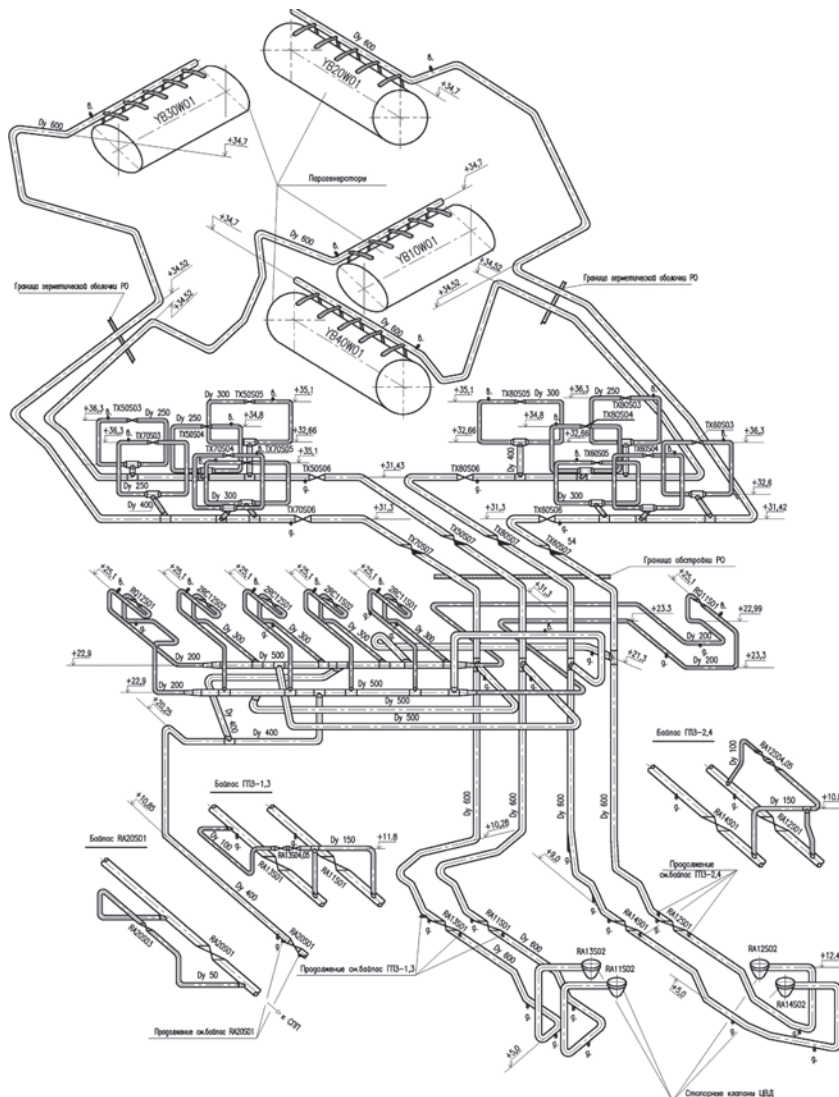


Рис. 1. Трасування паропроводів «свіжої» пари [9, с. 11]

Перелік контрольованих параметрів роботи системи наведено в табл. 2 [10, с. 13]. Перелік параметрів буде використаний для верифікації отриманих даних.

Як видно з наведеного вище переліку контрольованих параметрів (табл. 2), контроль газодинаміки руху пари в паропроводах здійснюється тільки в трьох точках, що явно недостатньо для розуміння «повної картини» процесів, які в них відбуваються. Оскільки непроєктне оснащення системи паропроводів АЕС контрольно-вимірювальними приладами контролюється відповідними нормативними документами, втручання на фізичному рівні в конструкцію паропроводу неможливо. Тому доцільно для подальшого визначення стану металу паропроводів та арматури попередньо провести комплекс чисельних експериментів, заснованих на моделюванні течії вологої пари в системі паророзподілу атомної електростанції з турбіною К-1000-60/3000.

Для дослідження газодинаміки в паропроводах застосовувався програмний комплекс FlowVision 3.12.01. Геометрична модель створена в системі 3D-моделювання SolidWorks (рис. 2).

У математичну модель входять закони збереження енергії, маси, імпульсу, рівняння стану рідини або газу, різноманітні замикаючі співвідношення, граничні й початкові умови [12]. Вирішення вищезазначених рівнянь засноване

на методі кінцевих об'ємів [13, с. 78; 14, с. 17], який передбачає їх інтегрування за об'ємами комірок розрахункової сітки. За теоремою Гауса для довільної векторної або тензорної величини:

$$\int_{\Omega} (\nabla \cdot F) d\Omega = \sum_{i=\text{faces}} (F_i \cdot n_i) \cdot \Delta S_i,$$

Ω – об'єм комірки

ΔS_i – площа i -ї грані комірки

Таким чином, під час інтегрування розв'язуваних рівнянь у комірках проводиться підсумовування потоків маси, імпульсу, енергії та турбулентних величин, обчислених на гранях комірок.

Як вихідні і граничні умови приймалися параметри, отримані на енергоблоці № 2 Хмельницької АЕС: температура вологої пари $t = 274,3$ °С; тиск пара після ПГ $P = 6,3$ МПа; ступінь сухості пари $x = 0,995$; витрата пари від усіх ПГ $G = 5870$ т / год; шорсткість для досліджуваних труб 10^{-4} м.

У задачі потрібно визначити розподіл швидкостей, температур і тисків. Поставлене завдання вирішувалося в 3-х мірній, стаціонарній постановці, із застосуванням моделі повністю стисливої рідини. У ході пробних розрахунків були уточнені параметри розрахункової моделі (часовий крок, умови адаптації розрахункової сітки), які дозволили оптимізувати розрахунок та дістати хороший збіг з експериментальними даними, отриманими безпосередньо на станції. Були здобуті дані 3-D газодинамічної структури потоку, розподіл швидкостей у потоці, температурних полях, розподіли тисків. Аналіз результатів чисельного моделювання дав можливість досить докладно вивчити газодинамічні характеристики течії вологої пари паропроводами. Чисельне моделювання дозволило оцінити вплив геометрії паропроводів на газодинаміку потоку.

З огляду на високі вимоги до потужностей електронних обчислювальних машин і значну тривалість

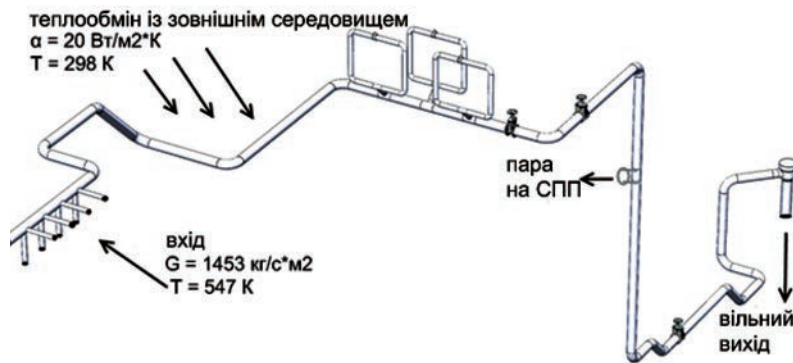


Рис. 2. Розрахункова схема паропроводу YB20W01 від парогенератора № 2

Таблиця 2

Перелік контрольованих параметрів

Назва параметру	Номінальне значення	Місце виведення інформації	Позиція датчика
Тиск пари після ПГ (абс.), МПа	6,3	Блочний щит керування	TX(51,61,71,81)P01 TX(52,62,72,82)P01 TX(53,63,73,83)P01
Тиск пари перед ГПЗ (абс.), МПа	6,27	По місцю	RA(11-14)P01
Тиск пари після ГПЗ (абс.), МПа	6,27	По місцю	RA(11-14)P02

розрахунків, було прийнято рішення досліджувати тільки окремі ділянки одного паропроводу, які однаково присутні на кожному із чотирьох. Вжитий захід дав можливість не тільки скоротити час і ресурси, що витрачаються на дослідження повної задачі, але і є досить надійним методом прогнозування зміни тиску на схожих ділянках паропроводів. Також було враховано лінійну зміну параметрів пари на прямих ділянках паропроводів.

У результаті проведених чисельних експериментів отримані розподіли температур, тисків і швидкостей пари в разі руху досліджуваними ділянками паропроводів. Для прикладу, на рис. 3

(а–з) зображені розподіли тисків на характерних ділянках паропроводу.

Як видно з рис. 3-а, де зображені патрубки подачі пари від парогенератора № 2 до паропроводу УВ20W01, максимальний тиск спостерігається в тупиковій частині паропроводу, який досягає 6,37 МПа, що відповідає законам газодинаміки. Спостерігаються різкі падіння тиску в місцях з'єднання патрубків подачі пари від парогенератора № 2 до центрального колектора паропроводу. Після останнього патрубка (по руху пари) тиск вирівнюється та складає 6,3 МПа. Як видно (рис. 1), у кінці ділянки встановлений манометр (табл. 2) на позиції TX61P01 [9, с. 13]. Розбіжність між

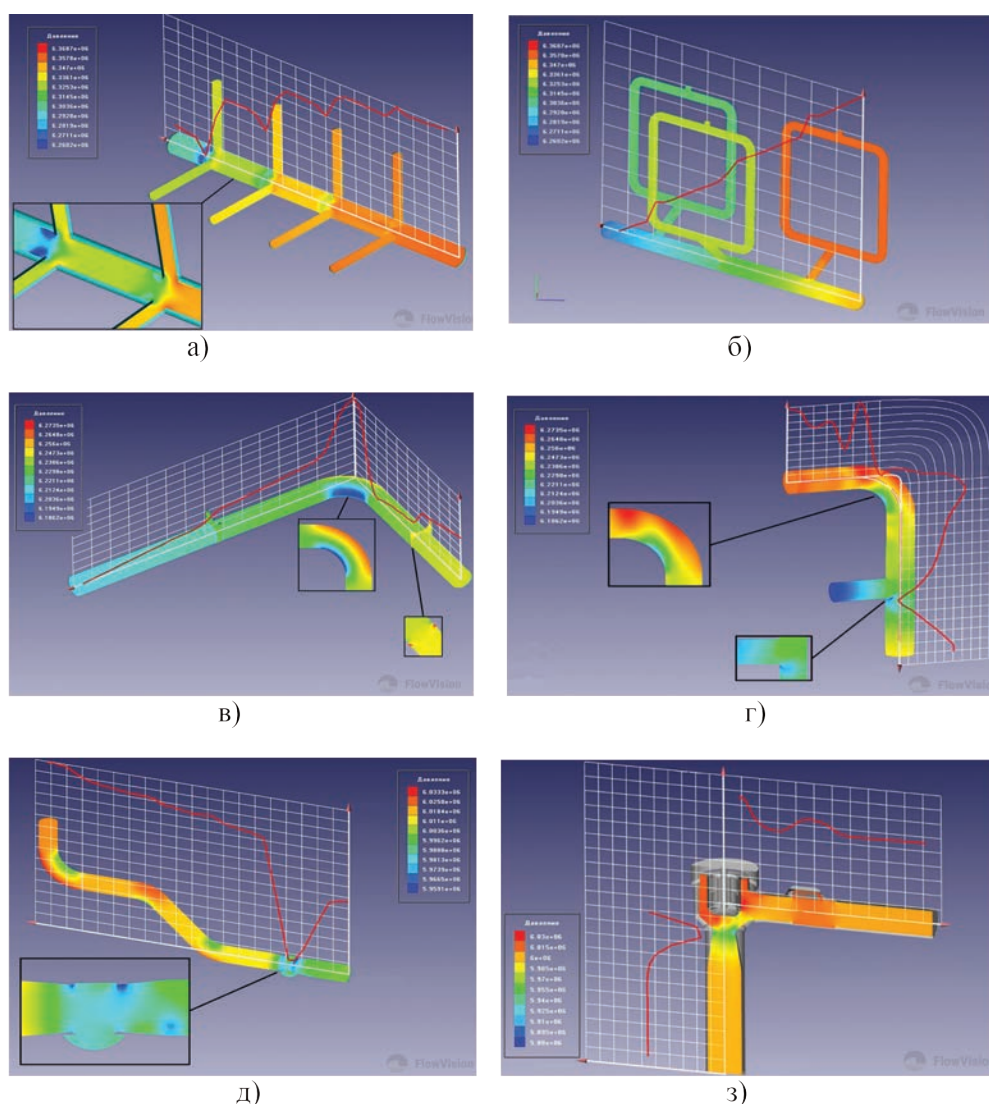


Рис. 3. Графіки падіння тиску на окремих ділянках паропроводу № 1:

- а) патрубку від парогенератора;
- б) трійники підключення відгалужень до ПК і БРУ-А;
- в) відсичний клапан БЗОК TX50S06 з поворотом і зворотним клапаном TX50S07;
- г) поворот паропроводу з трійником підключення парових напівколекторів;
- д) повороти паропроводів із головною паровою засувкою RA11S01;
- з) стопорно-регулюючий клапан

показниками датчика й отриманими результатами чисельного моделювання становить менше ніж 1%.

Ділянка паропроводу, яка зображена на рис. 3-б, має трійники підключення відгалужень до парогенератора й швидкодіючого редукційного пристрою, який скидає пару в атмосферу й у конденсатор в разі аварійних режимів. У разі закритих клапанів і за нормальної експлуатації пара все одно проходить через ті відгалуження, але повертається в головний паропровід. Така схема потоку теж вносить корективи в газодинаміку пари: спочатку тиск підіймається до 6,3 МПа, а потім падає до 6,27 МПа.

Після трійників досліджуваною ділянкою є частина паропроводу, де встановлений відсічний клапан із поворотом і зворотним клапаном (рис. 3-в). Після проходження через відсічний клапан тиск незначно падає, потім різко знижується в місці вигину біля внутрішньої його стінки, а біля зовнішньої стінки – сильно зростає. Після вигину тиск нормалізується, хоча й спостерігається його незначне падіння після зворотного клапана.

На рис. 3-г зображений вигин паропроводу, після якого встановлений трійник підключення парових напівколекторів, де, як ми бачимо, тиск досліджуваного середовища падає до величини

6,18 МПа, оскільки йде відбір робочого тіла на перегрів пари в сепараторі-пароперегрівачі й для власних потреб. Як видно (рис. 1), у кінці ділянки встановлений манометр (табл. 2) на позиції RA12P01 [9, с. 13]. Розбіжність між показниками датчика й отриманими результатами чисельного моделювання становить близько 2%.

Для ділянки паропроводу, який зображений на рис. 3-д, найважливішим елементом арматури, що впливає на газодинаміку, є головна парова засувка. Отримані результати показують різке падіння тиску в місці розташування головної парової засувки до величини в 5,96 МПа. Далі тиск зростає до 5,99 МПа. У кінці цієї ділянки відповідно до рис. 1 і табл. 2 встановлений манометр на позиції RA12P02 [9, с. 13]. Розбіжність між показниками датчика й отриманими результатами чисельного моделювання становить близько 5%.

Останньою розглянутою ділянкою є стопорно-регулюючий клапан, який зображений на рис. 3-з. Результати чисельного моделювання показують величину тиску на виході з ділянки 5,98 МПа. На жаль, у такому місці відсутні контрольно-вимірювальні прилади. Провести верифікацію отриманих результатів досить складно. Але, виходячи з даних, викладених в інструкції з експлуатації, технічного

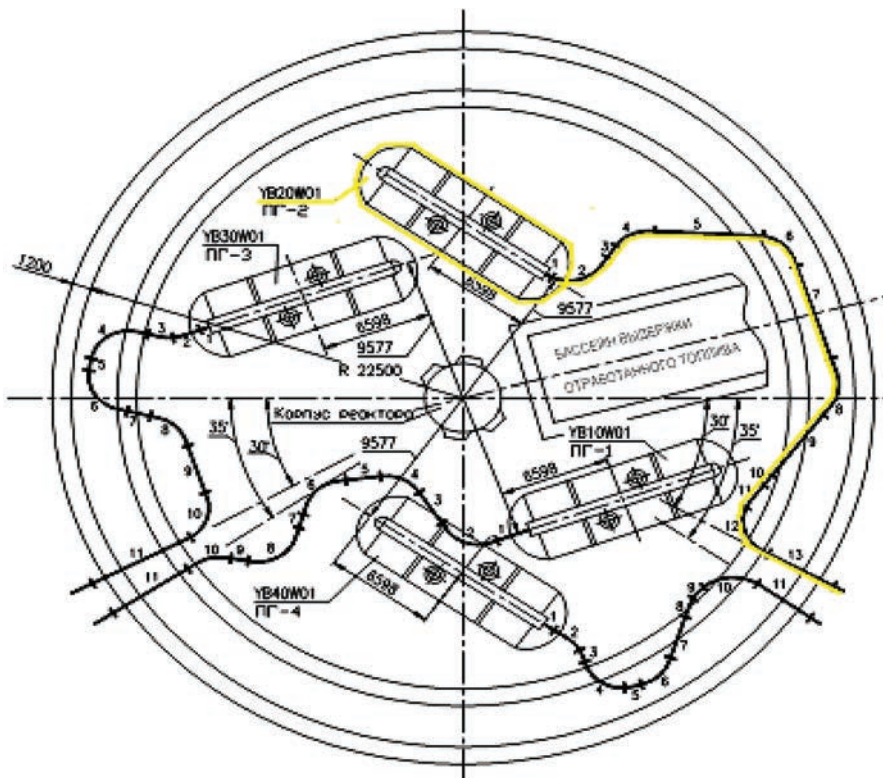


Рис. 4. Розрахункова схема паропроводів «свіжої» пари. Реакторне відділення

опису № 2ТЦ.0244.ТО-01 [11, с. 78], тиск у місці паропроводу повинен бути на рівні 5,88 МПа. Тобто розбіжність становить близько 2%.

Ґрунтуючись на проведених чисельних експериментах, були побудовані графіки падіння тиску

на кожному із чотирьох паропроводів по характерних точках (1-59) на розрахункових схемах із рис. 4 і 5.

На рис. 6 наведемо криву падіння тиску пари для паропроводу YB20W01 від парогенератора № 2.

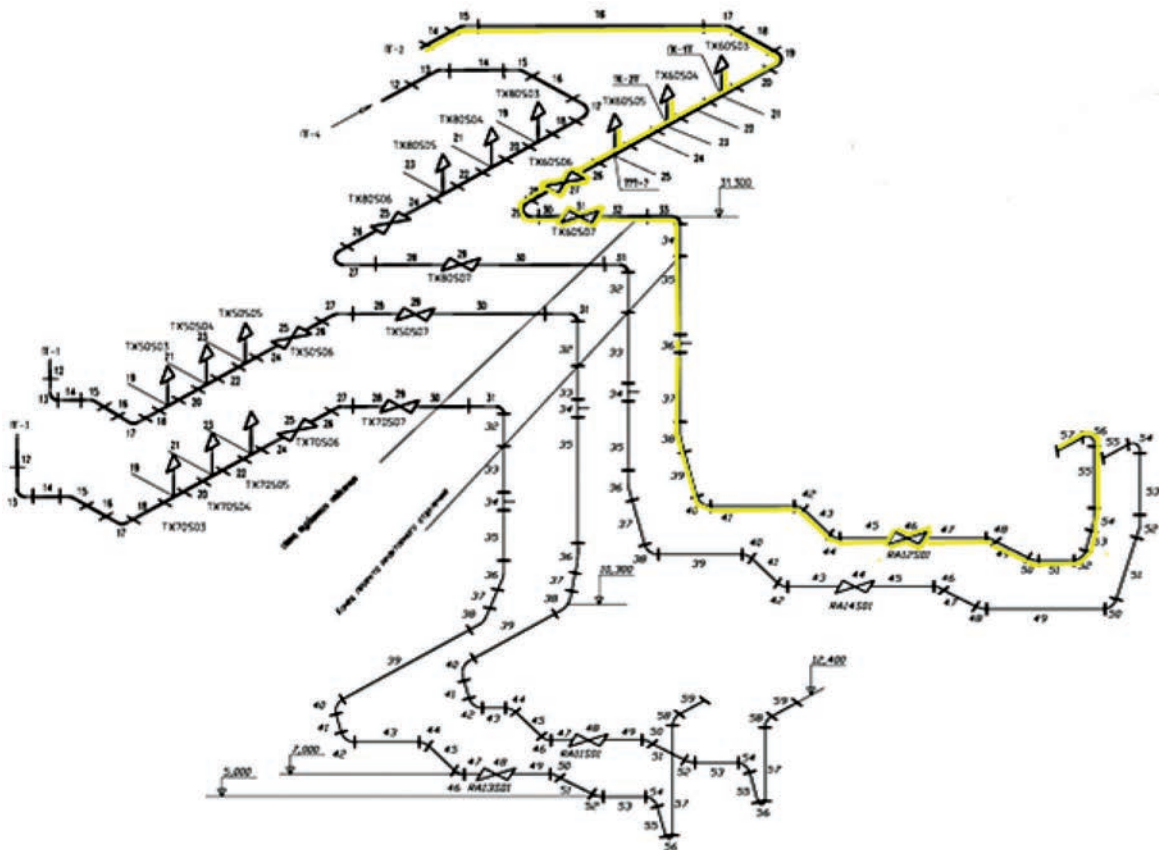


Рис. 5. Розрахункова схема паропроводів «свіжої» пари. Турбінне відділення



Рис. 6. Падіння тиску в паропроводі YB20W01 від парогенератора № 2

Як видно з рис. 6, показники датчиків збігаються з отриманими даними числових експериментів, виконаними на базі розробленої математичної моделі. Отже, розроблена математична модель газодинаміки течії вологої пари по об'єму досліджуваного паропроводу з достатньою адекватністю відбиває реальні характеристики теплоносія та може бути використана в подальших розрахунках для визначення напружено-деформованого стану високотемпературних елементів паророзподільчої системи турбіни й визначення довготривалої міцності й ресурсу металу.

Висновки. У результаті виконаного моделювання процесу течії вологої пари від парогенератора № 2 по паропроводах до стопорно-регулю-

ючого клапана на енергоблоці № 2 Хмельницької АЕС отримані дані щодо розподілу тисків, температур і швидкостей середовища за об'ємом паропроводу. Перевірка адекватності чисельної моделі й коректності моделювання була проведена шляхом порівняння розрахункових результатів із даними Хмельницької АЕС (табл. 2). Порівняння результатів дослідження та реальних даних дало задовільний збіг. Середня відносна похибка моделі становить близько 5%. Розроблена імітаційна модель є адекватною та може бути використана для розрахунку параметрів течії пари в паропроводах. Надалі отримані дані будуть використані для визначення залишкового ресурсу головних паропроводів АЕС.

Список літератури:

1. Энергетика: история, настоящее и будущее. Т 3. Развитие тепловой и атомной энергетики / Е.Т. Базеев, Б.Д. Билека, Е.П. Васильев и др. Киев : ООО «Редакция издания», 2008. 528 с.
2. СОУ-Н МПЕ 40.17.401:2004. НД МПЕ України. Контроль металу і продовження терміну експлуатації основних елементів котлів, турбін і трубопроводів теплових електростанцій. Офіц. вид. Київ : ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2005. 76 с.
3. РТМ 24.020.16-73. № ВК-002/3209. Турбины паровые стационарные. Расчёт температурных полей роторов и цилиндров паровых турбин методом электро моделирования. Москва, 1973. 104 с.
4. РД 34.17.440-96. Методические указания о порядке проведения работ при оценке индивидуального ресурса паровых турбин и продлении срока их эксплуатации сверх паркового ресурса. Москва, 1996. 98 с.
5. Геометрическая модель и граничные условия теплообмена ротора высокого давления турбоустановки Т-100-130 ПАО «Харьковская ТЭЦ-5» / О. Ю. Черноусенко, Л.С. Бутовский, В.А. Пешко, О.С. Мороз. *Вісник НТУ «ХПІ»*. Серія: *Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування*. Харків : НТУ «ХПІ», 2017. № 11 (1233). С. 16–23.
6. Оценка индивидуального ресурса литых корпусов автоматических защитных клапанов энергоблоков мощностью 200 МВт / О.Ю. Черноусенко, Д.В. Риндюк, В.А. Пешко, В.Ю. Горяженко. *Вісник НТУ «ХПІ»*. Серія: *Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування*. 2018. № 13 (1289). С. 26–32.
7. Комплексна схема оцінювання залишкового ресурсу роторів парових турбін великої потужності / О.Ю. Черноусенко, Т.В. Нікуленкова. *Вісник НТУ «ХПІ»*. Серія: *Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування*. Харків : НТУ «ХПІ», 2013. № 14 (988). С. 54–61.
8. Аналіз підходів до оцінки теплового та напружено-деформованого стану елементів паропроводів АЕС / І.С. Беднарська, Д.В. Риндюк. *Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського*. Серія: *технічні науки*. 2019. Том 30 (69). Ч. 2. № 2. С. 12–16.
9. 43-923.203.007.БД.05 Хмельницька АЕС. Енергоблок № 2. База даних ЯПВУ. Частина 5. Технологічні системи другого контуру.
10. Хмельницька АЕС. Енергоблок № 2. Система паропроводів свіжої пари (ТХ, РА). Технічний опис. № 2. ТЦ.0245.ТО-01.
11. Турбіна парова К-1000-60/3000. Інструкція з експлуатації. Технічний опис. № 2ТЦ.0244.ТО-01.
12. FlowVision. Версія 3.09.04. Керівництво користувача. URL: <https://flowvision.ru/index.php/public-downloads/category/8dokumentatsiyaflowvision?download=112:3-09-04-pdf-enu>.
13. Андерсон Д., Таннехилл Дж., Плетчер Р. Обчислювальна гідромеханіка та теплообмін. Москва : Мир, 1990. Т. 1–2.
14. Флетчер К. Обчислювальні методи в динаміці рідин. Москва : Мир, 1991. Т. 1–2.

Bednarska I.S., Rindyuk D.V., Lementar S.Yu. SIMULATION OF WET STEAM GAS DYNAMICS IN MAIN STEEL PIPELINES

The article is devoted to the development of a comprehensive approach to solving the problem of increasing the service life of the main equipment of power plants. Prolongation of operation of the main equipment of power plants is one of the most effective ways to ensure a return on investment in the energy sector in the world. The research data are especially relevant for nuclear power plants, the basic equipment of which has a

very high cost. A very important element of equipment at nuclear power plants is the steam distribution system. The service life of the base metal of steam pipes is interrelated with the stress-strain state, which depends on the gas dynamics of the flow. Therefore, the article examines in detail the process of movement of wet steam along the main steam pipelines of a nuclear power plant with a turbine K-1000-60/3000. Namely, the system of steam pipes of "fresh" steam, which is designed to transport saturated steam from the steam generator to the high-pressure cylinder of the turbine and the heater. The solution of this problem is realized by creation of mathematical model of movement of damp steam and carrying out of a complex of numerical experiments directed on research of structure of a stream of steam on the specified steam pipelines. Numerical experiments were performed on the basis of a modern engineering and calculation system PC FlowVision 3.12.01, which is designed to solve problems of gas dynamics and heat transfer. The problem is solved in a 3-dimensional, stationary setting, using a model of fully compressible fluid. The article presents the results of the first stage of a set of numerical experiments. A good coincidence was obtained with the data of control and measuring devices located on the steam pipelines of power unit № 2 of Khmelnsky nuclear power plant. The result of the simulation is a 3-D gas-dynamic structure of steam flow, flow velocity distribution, temperature fields and pressure distributions. Analysis of the results of numerical simulations made it possible to assess in detail the influence of the geometry of steam pipelines on the gas-dynamic characteristics of the flow of wet steam. On the basis of the received data graphs of pressure drop on each of four steam pipelines on characteristic points on settlement schemes are constructed.

Key words: nuclear energy, steam pipelines, gas dynamics, mathematical modeling.