

Опитно изследване и диагностика на Пелтонови водни турбини

В. Обретенов, Г. Табаков

Experimental study and diagnostic of Pelton water turbines: The paper describes an experimental field test on turbines of Petrochan HPP before modernization of their stream part. The goal of the test is to determine the values of the turbine coefficient of efficiency at various operating conditions with openings for the guide vane and, respectively, at various power values. The measurement of the turbine coefficient of efficiency is carried out in compliance with the requirements set by Standard 41 of IEC through the thermodynamic method.

Key words: Pelton turbine, efficiency, characteristics, runner, nozzle, pressure, mode of operation.

ВЪВЕДЕНИЕ

ВЕЦ "Петрохан" е първото стъпало от каскадата „Петрохан“. Обект на изследването са двата хидроагрегата (ХГ), инсталирани в централата. Всеки от тях е съставен от хоризонтална водна турбина тип Пелтон с две дюзи и синхронен генератор. Турбините (с фабрични номера 2171 и 2172) са проектирани и произведени от фирмата Ganz (Унгария) през 1955г. Генераторите са синхронни с фабрични номера 291938 и 291941 и са произведени през 1955г. от същата фирма.

В работата са анализирани резултатите от направените полеви изследвания на водните турбини и необходимостта от модернизирани им.

СХЕМА НА ИЗСЛЕДВАНИЯТА

На фиг.1 е представена обща схема на една от турбините и на измервателната система, а в таблица 1 – основните параметри на турбините.

Таблица 1. Основни параметри

Параметър	Стойност
Напор (разчетен), m	520
Дебит (разчетен), m ³ /s	0.950
Честота на въртене, min ⁻¹	750
Мощност (разчетна), kW	3780
Основен диаметър, m	1.185

Целта на изследванията е определяне стойностите външните параметри на двете турбини (к.п.д., напор, дебит, мощност), както и мощността на хидроагрегатите за 7 режима на работа в диапазона (0.38 ÷ 1.0) от максималната мощност ($P_{g,max}$). Изследванията са направени при самостоятелна работа на двете турбини.

МЕРНИ ТОЧКИ И ИЗМЕРВАТЕЛНА АПАРАТУРА

1. Мерни точки

◆ Вход: Сечение, разположено на входа на колектора на турбините (т.10, т.11 - фиг.1);

• Начин на измерване: чрез отклоняване на водата през калориметъра К1, в който е монтиран първия термометър;

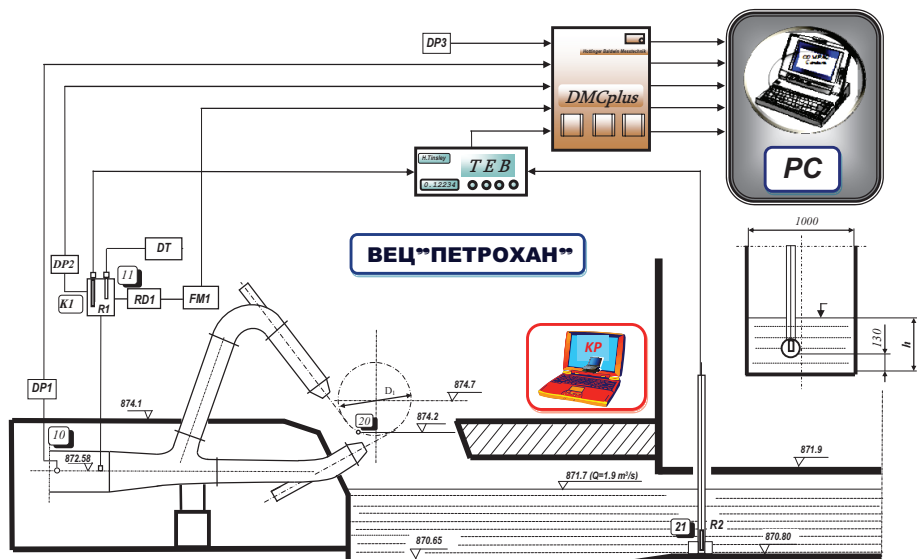
◆ Изход: Сечение, разположено в изтичалото на турбината (фиг.1);

• Начин на измерване: чрез специално конструирано устройство, което е потопено във водата и в което е монтиран втория термометър. Термометърът и проводниците са защитени с обсадна тръба.

При Пелтоновите турбини с две дюзи и хоризонтално разположение на вала за изходно сечение се счита хоризонталната равнина, в която лежи т.20 от изходящия ръб на работните лопатки (фиг.1). Височината ѝ се определя като средноаритметично от височините на точките, в които осите на двете струи тангират към окръжността, определена от основния диаметър на турбината.

2. Измервателна апаратура

Налягане: За измерване на налягането на входа на турбината се използва преобразувател за налягане (DP1 - фиг.1) тип P31AP/100B на фирмата Hottinger Baldwin Messtechnik (HBM) с обхват $0 \div 100$ Bar и с клас на точност 0.05.



Фиг.1. Схема на турбината и на измервателната апаратура

Преобразувателят е за абсолютно налягане. Измерването на налягането се извършва в сечение, разположено на входа на колектора (фиг.1). Мерната точка 10 се намира след сферичния затвор, близо до мястото, където се отклонява водата към calorиметъра K1. Налягането на водата в calorиметъра K1 (т.11) се измерва с преобразувател за налягане (DP2 - фиг.1) тип P31AP/100B. Стойностите на налягането се привеждат към котата на съответното сечение. Налягането в т.21 се определя от нивото на водата в шахтата и атмосферното налягане.

Атмосферното налягане се измерва от преобразувателя за налягане DP3, тип P8AP/20B, който е с обхват $0 \div 20$ bar и клас на точност 0.3.

Напорът на турбината се определя в съответствие със Стандарт 41 на IEC за хоризонтални Пелтонови турбини [2].

Температура: Измерването на температурната разлика в двете мерни сечения се извършва с платинови съпротивителни термометри (R1 и R2 - фиг.1) на фирмата Rosemount, свързани с променливотоков мост (TEB) на фирмата H.Tinsley. Мостът е с разрешителна способност 0.1mK и гарантирана точност 1mK.

Температурата на водата в сечение 11 се измерва с помощта на цифровия измервателен уред SD-730CT (DT - фиг.1) на фирмата SANWA с точност 10mK. Температурата на водата в сечение 20 се получава чрез сумиране на измерената температура в сечение 11 с температурната разлика, измерена с моста TEB. Температурата на въздуха в околността на calorиметъра K1 се измерва с помощта на лазерен пирометър за безконтактно измерване на температура TP6.

Дебит: Дебитът на водата, преминаваща през calorиметъра K1 се регулира с помощта на регулируемия дросел RD1 (фиг.1). Този дросел е иглен тип и е специално конструиран за регулиране на налягането, респ. дебита на водата и е

произведен от фирмата J.M.Voith. Дебитът на протичащата през калориметъра вода се измерва с магнитно-индуктивния дебитомер тип СОРА-ХЕ 10DX4311 (FM1 - фиг.1) на фирмата Fisher&Porter. Дебитомерът е с цифров и аналогов изход и клас на точност $\pm 0.3\%$.

Мощност: Допълнително към измервателните вериги на централата са включени два прецизни ватметъра METRA с клас на точност ± 0.1 , а също така контролни волтметър за линейно напрежение и амперметър за един фазен ток (с по-нисък клас на точност). Включването е индиректно - чрез измервателни трансформатори по схемата на Арон.

3. Метод на измерване

Измерването на стойностите на к.п.д. на турбините се извършва с помощта на термодинамичния метод, в съответствие на изискванията на IEC [2]. Стойността на напора на турбината е в препоръчаните от стандарта граници.

4. Схема на измерванията

Принципна схема на измервателната система, местата и начинът на свързване на уредите са показани на фиг.1. Сигналите от преобразувателите за температура в двете мерни сечения се преобразуват в електрически величини в термодинамичния мост ТЕВ и заедно със сигналите от преобразувателите за налягане и на дебит се подават на цифровия измервателен уред DMCplus. Преобразуваните в цифров код величини се следят и записват в реално време от персонален микрокомпютър. Компютърът обработва опитните данни с помощта на специализиран софтуер CATMAN[®], разработен от фирмата HBM за работа в среда на Windows. Данните се записват в продължение на 60s през интервал от 1s във файлове, които след това се обработват с помощта на програмната система ORIGIN. Получените по този начин данни, както и данните от останалите измервателни уреди се обработват чрез програмите EFTDME, версия V.05 и Eferr. Регистриращата апаратура е инсталирана до командния пункт (КР – фиг. 1) на кота 874.1m.

Измерванията на всеки хидроагрегат са направени за седем режима на работа, характеризиращи се с различни стойности на отварянето на направляващия апарат (респ. ефективни мощности).

РЕЗУЛТАТИ

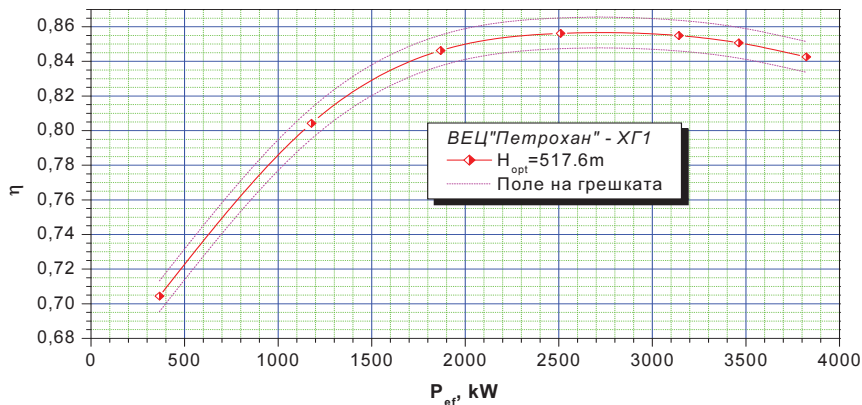
Основните резултати, получени след енергийното изпитване на турбините от двата хидроагрегата на ВЕЦ"Петрохан" могат да бъдат представени накратко по следния начин:

1. Измерените стойности на к.п.д. на двете водни турбини могат да бъдат оценени като ниски от гледна точка на съвременните изисквания към турбини от този тип и мощност. Максималната стойност на к.п.д. на турбината от ХГ2 при напор $H= 517.6m$ е $\eta=0.8648$, докато за турбината от ХГ1 максималната стойност на к.п.д. е $\eta=0.8562$ при напор $H= 519.5m$. Като се вземе предвид обстоятелството, че турбините са проектирани през 50-те години на миналия век и характеристиките на модела, използван за синтез на проточната им част (на амбициозна по това време и без особен опит, а впоследствие отпаднала от този специфичен пазар, фирма), както и дългия период на експлоатация, получените стойности за к.п.д. (като максимална стойност и характер на изменение) могат да бъдат оценени като приемливи. На фиг.2 е показана зависимостта на к.п.д. от ефективната мощност (P_{ef}) за турбината от ХГ1, а на фиг.3 - аналогична зависимост за турбината от ХГ2. На двете фигури е показано и полето, дефинирано от грешката при измерването на к.п.д. (определена е в съответствие с [2]).

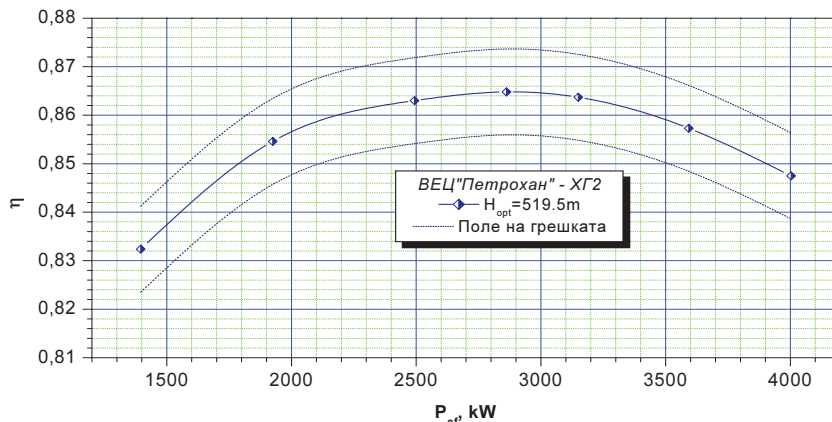
От характеристиките се вижда, че оптималният режим на работа за турбина №1 е при ефективна мощност около 2510 kW, а за турбина №2 - около 2860 kW.

Това до голяма степен е условно, доколкото двете машини запазват почти едни и същи нива на к.п.д. в много широка зона. От фиг.2 и 3 се вижда, че характерът на изменение на к.п.д. при различни товари отговаря на особеностите на работния процес при Пелтоновите турбини [1]. Това дава възможност те да работят ефективно в широк експлоатационен диапазон.

2. Измерените максимални стойности на активната мощност на двата хидроагрегата се различават забележимо при практически едно и също максимално отваряне на иглите. Различията в характеристиките на двете турбини, в т.ч. и в стойностите на максималната мощност могат да се обяснят с разликата в напорите и състоянието на проточните им части.



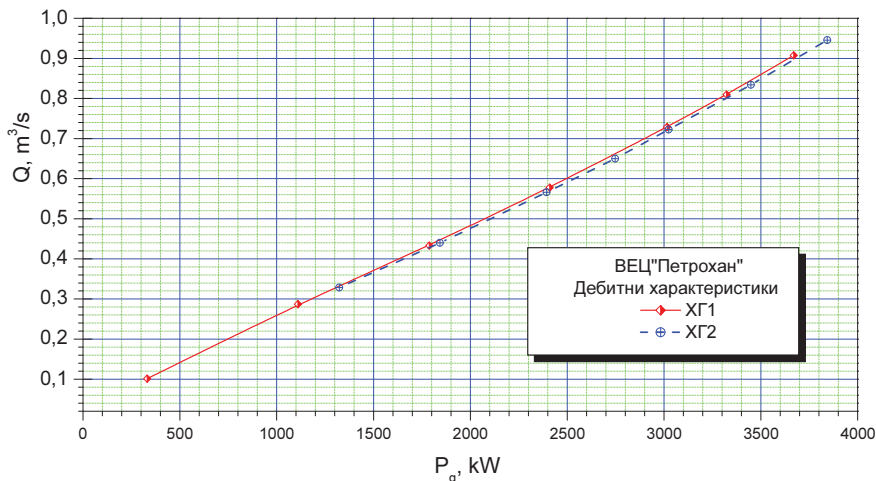
Фиг.2. Работна характеристика – турбина №1



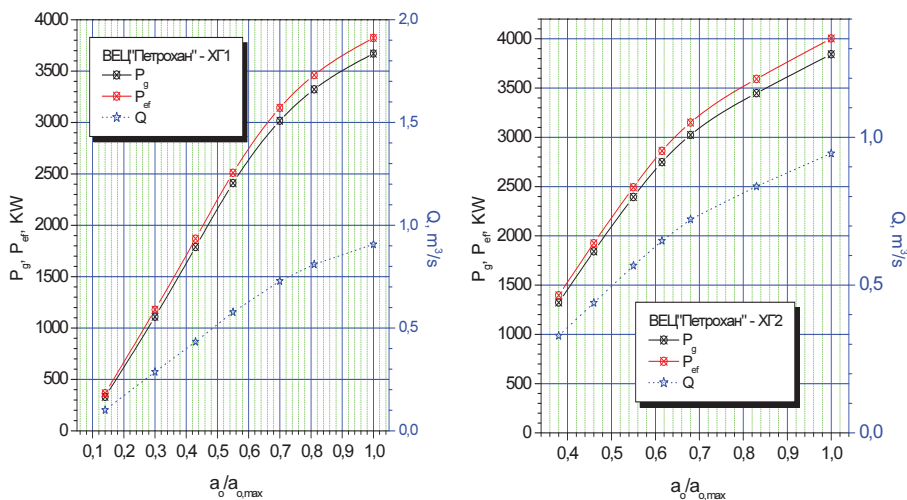
Фиг.3. Работна характеристика – турбина №2

3. Резултатите от направените полеви изследвания позволяват да бъдат определени и т.нар. дебитни характеристики, т.е. изменението на дебита на турбините в различните режими на работа. При експлоатацията на всяка водна турбина тази характеристика има важно значение от гледна точка на определянето на т.нар. специфичен разход [1]. На фиг.4 са показани дебитните характеристики на

двете турбини. Уместно е да се отбележи, че стойностите на дебита са определени косвено. Дебитните характеристики позволяват да бъдат определени стойностите на дебита с достатъчна за практиката точност при различни режими на работа. Това е важно и от гледна точка на настройката на регулаторите.



Фиг.4. Дебитни характеристики



Фиг.5. Работни характеристики

5. От казаното по-горе е очевидна необходимостта от модернизация на проточната част на двете турбини. Резултатите от модернизацията на една водна турбина могат да бъдат оценени най-бързо, като се направи сравнение между стойностите на външните параметри на старата и модернизираната турбина (на тези от тях, чието измерване не създава големи затруднения). В този смисъл е удобно сравнението да бъде направено според отварянето на направляващия апарат. За

тази цел са построени зависимостите на активната мощност на генератора (P_g), ефективната мощност на турбината и дебита (Q) от относителното $a_0^* = a_0 / a_{0\max}$ отваряне на направляващия апарат за двата хидроагрегата - фиг.5).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

От резултатите, получени след направените натурни изследвания на Пелтоновите водни турбини от ВЕЦ "Петрохан" следват няколко основни извода:

1. Определени са стойностите на к.п.д., напора, дебита и мощността на турбините при различни режими на работа, характерни за тяхната експлоатация.

2. Анализът на резултатите от изпитванията показва, че енергийните характеристики на двете турбини могат да бъдат оценени като незадоволителни от гледна точка на съвременните изисквания към Пелтоновите турбини с подобна бързоходност и мощност. Двете турбини се намират в експлоатация над 50 години и следва да се планира тяхната модернизация. Монтирането на нови работни колела ще повиши ефективността на работния процес поне с 3-4%. Паралелно с това може да се направи рехабилитация и на направляващите апарати на двете турбини.

3. Регулаторите на турбините са в много лошо състояние и далеч от съвременните изисквания към тези съоръжения. Модернизирането им ще даде възможност за още по-ефективно оползотворяване на разполагаемия хидроенергиен потенциал.

4. Дефинирани са оптималните зони за експлоатация на двата хидроагрегата от гледна точка на ефективността на работния процес. Измерванията показват разлика в стойностите на максималната мощност на двата хидроагрегата (по-висока за хидроагрегат №2). Това дава основание да се препоръча при товари до 3840 kW да се експлоатира именно този хидроагрегат. При по-големи товари разпределението им между двата хидроагрегата няма особено значение предвид типа на турбините и особеностите на техните енергийни характеристики.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Обретенов В. Водни турбини. Екопрогрес, С., 2008.
- [2] Field acceptance tests to determine the hydraulic performance of hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines. Standard 41 of IEC, Geneva, 1991.

За контакти:

Проф. д-р Валентин Славов Обретенов - ТУ – София, кат."ХАД и хидравлични машини", E-mail: v_obretenov@tu-sofia.bg Тел.: +359 02 965 2333

Маг. инж. Георги Богданов Табаков - Енерго-Про България АД, E-mail: g.tabakov@energo-pro.com, Тел.: +359 088 915 666

Докладът е рецензиран.