

О.Л. Пальченко

Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова, Україна

СЕДИМЕНТАЦІЯ В ТУРБІНАХ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

Седиментаційна ерозія компонентів гідротурбін є однією з фундаментальних проблем гідроенергетики. Основною причиною ерозійного зношування та втрат енергії є тертя. Цей тип ерозії залежить від характеристик потоку, поверхні, властивостей матеріалу, що еродує. У дослідженні розглядаються можливі способи виявлення та зниження відкладень. Представлено комплексні відомості про седиментацію, що спричиняє знос гідравлічних турбін.

Ключові слова: гідроенергетична турбіна, седиментаційна ерозія, обчислювальна гідродинаміка, взаємодія структур рідини.

Постановка проблеми

Основною причиною ерозійного зношування та втрат енергії є тертя, і повідомляється, що третина світових енергетичних ресурсів нині використовуються для подолання тертя кількома способами. Наявність відкладень у воді є поширеною проблемою в горбистих регіонах та на деяких українських гідроелектростанціях. Гідротурбіни під час роботи мають серйозні проблеми, пов'язані з ерозією відкладень. Ерозійне зношування, спричинене ударом твердої частинки об тверду поверхню. Поточне середовище містить частинки, швидкість яких є достатньою для руйнування металевої поверхні. Різні дослідники провели низку досліджень, щоб мінімізувати ефект ерозії відкладень у різних місцях компонентів турбін Френсіса (FT). З цією метою проводяться польові дослідження, експериментальні вимірювання, емпіричне моделювання, роботи з обчислювальної гідродинаміки (CFD) тощо. Для опису ерозійного зношування з погляду властивостей матеріалу та рідини використовувалися різні емпіричні моделі.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

П. Рао та Д. Баклі [1] представили довгострокову проблему ударної ерозії. Вони запропонували методи моделювання, які включають підхід апроксимації кривої та ступеневий закон. Встановлено, що для пластичних матеріалів максимальна ерозія виникає за кута падіння 30° , тоді як для крихких матеріалів – у діапазоні $80\text{--}90^\circ$.

Мета статті

Стаття має на меті проаналізувати новітні дослідження, проведені в цій області різними дослідниками для різних компонентів турбін гідроелектростанцій.

Виклад основного матеріалу

Експериментальні підходи.

У літературі для кількісної оцінки шламової ерозії використовуються різні експериментальні методи, зокрема апарат з диском, що обертається (RDA), випробування в шламовому баку, випробування на струминну ерозію, випробування на обертвовій трубі тощо.

Б. Райкарнікар та ін. [2] використовували устаткування RDA для аналізу ерозійного зносу лопатей робочого колеса турбіни Френсіса. Лезо зменшено до $1/4$, використаний матеріал – алюміній плюс 6 % міді та 4 % цинку, і вони зафіксовані у диску, що обертається. Було виявлено, що через мікроерозію, спричинену сильним обертальним рухом частинок піску, ерозія переважає у зовнішній ділянці. Експериментальне устаткування для цього дослідження показано на рис. 1.

С. Чітракар та ін. [3] встановили, що зрощений характер відкладень і кавітаційна ерозія посилюють вібрації, втому, втрати маси і, зрештою, вихід з ладу турбіни. Вони наголосили, що вивчення взаємозв'язку між цими двома явищами має важливе значення. У їхньому дослідженні наведено методи прогнозування та мінімізації комбінованого ефекту.

А. Генайє [4] розробив напівемпіричну модель ерозії для оцінки втрати маси та погіршення геометрії. Виявлено критичні області ерозійного зношування.

Р. Койрала та ін. [5] обговорювали гідравлічні та механічні ефекти, спричинені ерозією відкладень у напрямних апаратах та їх присутністю у FT. Система напрямних лопаток (GV) у FT, явище обтікання навколо неї та можливі заходи щодо виявлення ерозії в нормальних умовах – ось деякі з важливих виконаних робіт. Було проведено експериментальне дослідження з дисковим апаратом, що обертається,

для вибору відповідного профілю. Було виявлено, що несиметричні профілі напрямних лопаток ефек-

тивні щодо боротьби з ерозією, забезпечуючи цим сталість загальних характеристик турбіни.

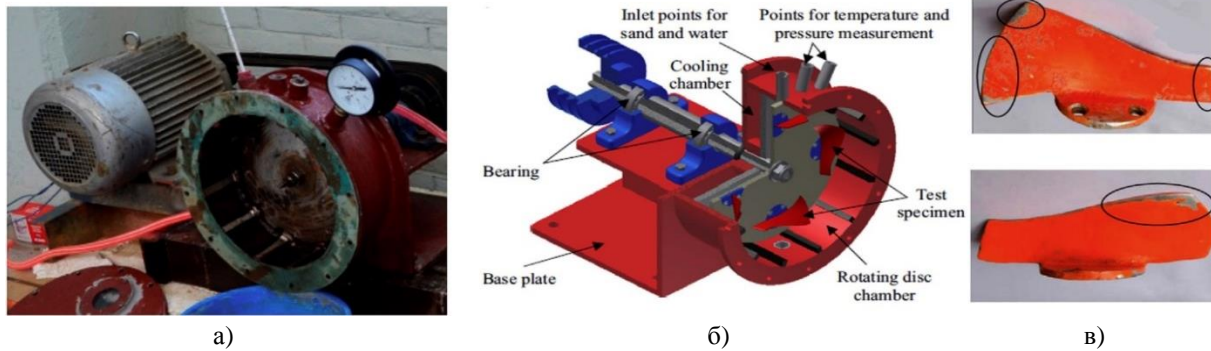


Рис. 1. Експериментальне устаткування: а) апарат з диском, що обертається (RDA); б) компоненти апарата; в) поведінка ерозії, що спостерігається на лезі [3]

Трикутник швидкостей на вході GV, що використовується в цьому дослідженні, показаний на рис. 2.

Design Case	
U_1	44.013
C_1	43.744
C_{U1}	43.115
C_{m1}	7.389
W_1	7.443

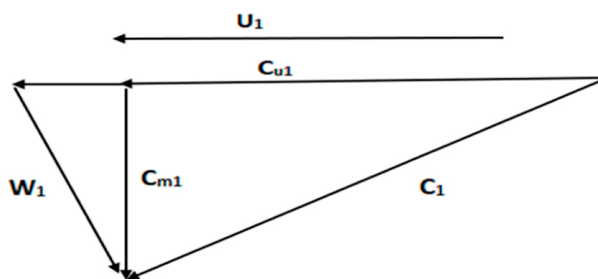


Рис. 2. Трикутник швидкості на вході до точки найкращої ефективності (БЕР) [5]

В. Джавахері та ін. [6] проаналізували літературу за деякими основними параметрами, що є причинами шламової ерозії сталей, приділяючи особливу увагу параметрам, розробленим для застосування в трубопроводах. Вони обговорили випробувальні стенди для ерозії, задіяний механізм та різну поведінку мікроструктури в умовах шламової ерозії.

Роботи з обчислювальної гідродинаміки (CFD).

CFD став новим та корисним інструментом моделювання потоку відкладень під час проходження води через турбіну Френсіса. А. Нун і М. Кім [7]

провели CFD-аналіз для прогнозування ерозійного зношування та, отже, зниження ефективності компонентів FT, особливо робочого колеса. Поступове видалення основного матеріалу змінило профіль двох компонентів: напрямних лопаток та робочих лопаток турбіни – як показано на рис. 3 та 4. Унаслідок цієї деградації конструкція турбіни стає слабкою. На рис. 5 показано результати ККД на проєкті гідроелектростанції Тарбела (TDHP) протягом 12 тижнів мусонного періоду (сезону дощів) для кількісної оцінки впливу ерозійного зношування.

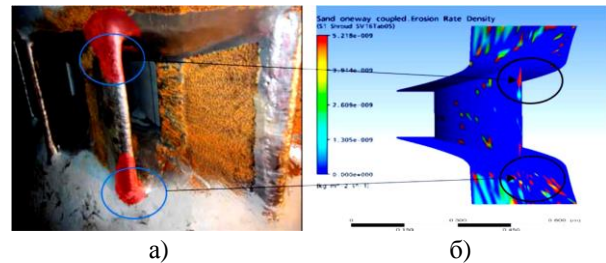


Рис. 3. Напрямні апарати з кришками: а) на реальному майданчику; б) профіль щільності швидкості ерозії [3]

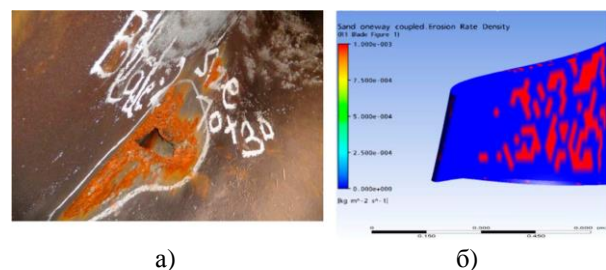


Рис. 4. Лоток на проєкті гідроелектростанції Тарбела (TDHP): а) на фактичному майданчику; б) профіль щільності швидкості ерозії [7]

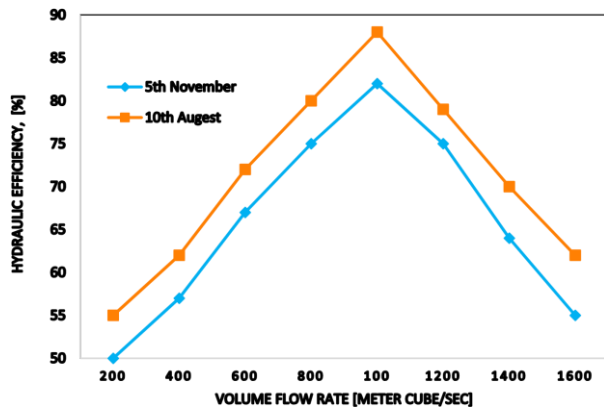


Рис. 5. Вимірювання ефективності турбіни на TDHP [7]

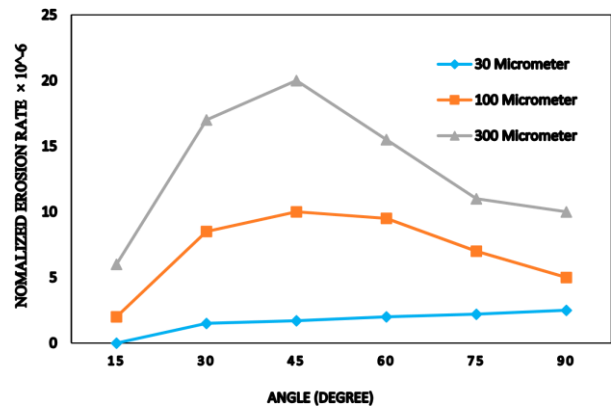


Рис. 6. Поведінка швидкості ерозії для частинок різного розміру [10]

А. Нун і М. Кім [7] виявили, що протягом робочого періоду одного сезону дощів середня втрата ефективності, зафіксована в точці найкращої ефективності (ВЕР), становить близько 4 %.

М. Елтвік [8] віддав перевагу моделі ерозії Табакова перед моделлю ерозії Фінні, оскільки вона вказує на тенденцію ерозії, яка є ближчою до реальності. Він виконав моделювання, яке можна використовувати для прогнозування місця сильної ерозії та визначення інтервалів технічного обслуговування.

Л. Альвейро та ін. [9] навели приклад невеликої гідроелектростанції Ріо Калі І в Колумбії, побудованої близько 100 років тому. ККД турбіни цієї електростанції за останні кілька років знизився через ерозію її компонентів. Аналіз CFD був виконаний для отримання покращеної геометрії, яка забезпечує підвищену ефективність у FT потужністю 500 кВт. Робота була поділена на два етапи: перший етап робіт полягав у фокусуванні кришок, стійок / напрямних апаратів та інших частин агрегата; другим етапом роботи було покращення профілю лопаті робочого колеса.

Р. Апонте та ін. [10] виконали CFD-аналіз для прогнозування ерозії твердими частинками. Вони використовували експериментальні дані визначення коефіцієнтів моделі ерозії Табакова–Гранта. Коефіцієнти моделі були перевірені щодо обчислювального дослідження з урахуванням впливу розміру частинок. На рис. 6 показано порівняння ерозійної поведінки частинок розміром 30, 100 та 300 мкм. Встановлено, що ефективний кут падіння на поверхню дрібних частинок менший, ніж кут падіння великих частинок.

Е. Кочак та ін. [11] виконали аналітичні розрахунки та чисельне моделювання разом, щоб спроектувати лопать робочого колеса FT. Поодиноким лезом було розроблено з використанням підходу Bovef. Чистий напір та витрата для розрахункової точки були обрані такими, що дорівнюють 33,53 м та 1048 м³/с, відповідно.

Вплив шорсткості поверхні.

Через виробничі технології, що використовуються в процесах механічної обробки, оголена поверхня має деяку абсолютну шорсткість, яка збільшується під час роботи машини за рахунок стирання або ерозії. Отже, текстура поверхні призводить до збільшення втрат енергоефективності під час її експлуатації.

С. Лю та ін. [12] вивчали пошкодження робочого колеса турбіни через збільшення втрат енергії унаслідок тертя. Було запропоновано приділяти більшу увагу втратам на тертя, особливо в бігунах, де максимальна відносна швидкість. Досліджено гідравлічну енергетичну ефективність FT залежно від висоти шорсткості піщаних зерен та витрат. Встановлено, що втрати ККД збільшуються зі збільшенням шорсткості поверхні.

П. Маружевські та ін. [13] вивчили зазначені втрати у кожному компоненті FT, які були кількісно визначені за допомогою CFD-моделювання. Для отримання результатів використовували різну висоту шорсткості поверхні води.

К. Ханал та ін. [14] отримали оптимальну конструкцію лопаті з погляду швидкості ерозії та ефективності. Вони обговорили різні методи проектування робочої лопаті турбіни Френсіса, які включають оптимальний розподіл кута виходу та кута лопаті, щоб отримати мінімально можливу ерозію за заданих об'ємної витрати, напору та обертів за хвилину. Зроблено висновок, що оптимальною лопаттю є лопать з кривизною профілю 0,25. Хоча ефективність оптимізованої лопаті на 0,25 % менша, ніж у еталонної конструкції, спостерігається суттєве зниження швидкості ерозії; ерозія є в 31,5 раза меншою, ніж у еталонного леза, що є значним зниженням. Вони виявили, що, змінюючи параметри профілю робочих лопатей, можна значно покращити мінімізацію ерозії за збереження ефективності. Покращений профіль може збільшити термін служби робочого колеса.

FSI як мультифізичний підхід.

Взаємодія структур рідини (FSI) – це мультифізичний підхід, необхідний для отримання точних результатів. Однак у літературі зустрічається дуже мало досліджень, які вирішують проблеми відкладень та кавітаційної ерозії з використанням методології FSI.

С. Чітракар [15] провів дослідження з метою оцінки структурної цілісності конструкції турбіни з допомогою як одностороннього, так і двостороннього FSI. Було виявлено, що оптимізована конструкція дає найкращі результати з погляду структурної цілісності бігунка. Максимальне напруження було збільшено приблизно на 14 % проти базової конструкції та приблизно на 52 % для оптимізованої конструкції, як порівняти з одностороннім FSI, що показано на рис. 7.

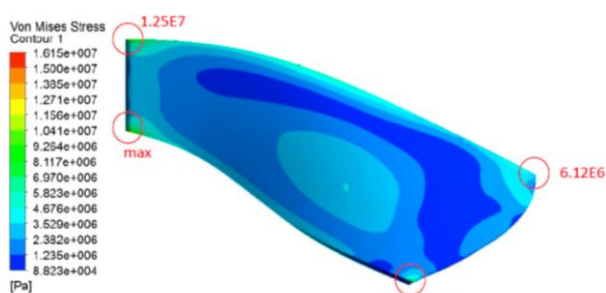


Рис. 7. Розподіл напружень на лопаті від двостороннього FSI [15]

А. Мюллер та ін. [16] працювали над полем двофазного потоку на виході з жолоба. Експериментальні методи, представлені Мюллером та ін., використовували лазерну доплерівську швидкість вимірювання (LDV) і високошвидкісну візуалізацію для вивчення нестабільних механізмів взаємодії рідини та структури між нестаціонарним потоком у трубі, що відсмоктує, і робочим валом. Крім того, цей підхід одночасно порівнювався з вимірними коливаннями тиску на стінці конуса витяжної труби і моментом, що крутить, на робочому валу.

З аналізу, проведеному в цій статті [1–16], ми можемо зробити висновок, що ерозія наносів серйозно ушкоджує компоненти гідроенергетичного обладнання гідроелектростанцій. Пошкодження поверхні та втрати ефективності досліджувалися різними дослідниками за допомогою експериментальних методів та методів CFD. Численні методи набирають популярності. Пропонується на початковому етапі аналізувати такі компоненти, як робоче колесо і напрямний апарат, відсмоктувальну трубу тощо окремо, а потім оцінювати вплив комбінованих компонентів для визначення ерозійного зношування та втрат ефективності.

Висновки

У статті проаналізовано як експериментальні, так і чисельні дослідження ерозії седиментації (ерозії відкладень). У деяких дослідженнях обговорюється сукупний ефект таких ерозійних явищ, як седиментація та кавітація.

Ерозія відкладень серйозно ушкоджує деталі турбін на гідроелектростанціях. Помічено, що розмір, форма та концентрація частинок наносів є важливими параметрами ерозії. Витрата і тиск води є суттєвими властивостями потоку. Поверхня ероданта є ще одним важливим параметром. Ерозія відкладень не лише погіршує поверхню компонентів турбіни, але також призводить до зниження ефективності та періодично потребує високих витрат на технічне обслуговування.

Технологічні досягнення сприяли широкому використанню обчислювальних інструментів для вирішення проблем ерозії відкладень.

Останнім десятиліттям чисельна методологія широко використовується як ефективний інструмент, що дає відчутні та достовірні результати.

Література

1. Rao, P.; Buckley, D.H. Predictive capability of long-term cavitation and liquid impingement erosion models. *Wear* 1984, 94, 259–274. [http://doi.org/10.1016/0043-1648\(84\)90131-5](http://doi.org/10.1016/0043-1648(84)90131-5)
2. Rajkarnikar, B.; Neopane, H.P.; Thapa, B.S. Development of rotating disc apparatus for test of sediment-induced erosion in Francis runner blades. *Wear* 2013, 306, 119–125. <http://doi.org/10.1016/j.wear.2013.07.011>
3. Chitrakar, S.; Neopane, H.P.; Dahlhaug, O.G. Study of the simultaneous effects of secondary flow and sediment erosion in Francis turbines. *Renew. Energy* 2016, 97, 881–891. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2016.06.007>
4. Ghenaiet, A. Prediction of Erosion Induced By Solid Particles in a Water Turbine. In *Proceedings of the 11th European Conference Turbomachinery Fluids Dynamics and Thermodynamics, Madrid, Spain, 23–27 March 2015*; pp. 1–13.
5. Koirala, R.; Prasad, H.; Shrestha, O.; Zhu, B.; Thapa, B. Selection of guide vane profile for erosion handling in Francis turbines. *Renew. Energy* 2017, 112, 328–336. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.033>
6. Javaheri, V.; Portera, D.; Kuokkalab, V.-T. Slurry erosion of steel—Review of tests, mechanisms and materials. *Wear* 2018, 408–409, 248–273. <http://doi.org/10.1016/j.wear.2018.05.010>
7. Noon, A.A.; Kim, M.-H. Erosion wear on Francis turbine components due to sediment flow. *Wear* 2017, 378–379, 126–135. <http://doi.org/10.1016/j.wear.2017.02.040>
8. Eltvik, M. *Sediment Erosion in Francis Turbines*. Ph.D. Thesis, NTNU, Trondheim, Norway, 2013.
9. Alveyro, L.; Jose, F.; Aida, S. Performance improvement of a 500-kW Francis turbine based on CFD. *Renew. Energy* 2016, 96, 977–992.
10. Aponte, R.; Teran, L.; Ladino, J.; Larrahondo, F.; Coronado, J.; Rodriguez, S. Computational study of the particle size effect on a jet erosion wear device. *Wear* 2017, 374–375, 97–103. <http://doi.org/10.1016/j.wear.2016.11.042>

11. Kocak, E.; Karaaslan, S.; Yucel, N.; Arundas, F. A Numerical Case Study: Bovet Approach to Design a Francis Turbine Runner. *Energy Procedia* 2017, 111, 885–894.
<http://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.251>
12. Liu, X.; Luo, Y.; Karney, B.W.; Wang, W. A selected literature review of efficiency improvements in hydraulic turbines. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 51, 18–28.
<http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.023>
13. Maruzewski, P.; Hasmatuchi, V.; Mombelli, H.-P.; Burggraeve, D.; Iosfin, J.; Finnegan, P.; Avellan, F. Surface Roughness Impact on Francis Turbine Performances and Prediction of Efficiency Step Up. *Int. J. Fluid Mach. Syst.* 2009, 2, 353–362.
<http://doi.org/10.5293/IJFMS.2009.2.4.353>
14. Khanal, K.; Neopane, H.P.; Rai, S.; Thapa, M.; Bhatt, S.; Shrestha, R. A methodology for designing Francis runner blade to find minimum sediment erosion using CFD. *Renew. Energy* 2016, 87, 307–316.
<http://doi.org/10.1016/j.renene.2015.10.023>
15. Chitrakar, S. FSI Analysis of Francis Turbines Exposed to Sediment Erosion FSI Analysis of Francis Turbines Exposed to Sediment Erosion. Master's Thesis, KTH, Stockholm, Sweden, July 2013.
16. Müller, A.; Favrel, A.; Landry, C.; Avellan, F. Fluid–structure interaction mechanisms leading to dangerous power swings in Francis turbines at full load. *J. Fluids Struct.* 2017, 69, 56–71.
<http://doi.org/10.1016/j.jfluidstructs.2016.11.018>

References

1. Rao, P.; Buckley, D.H. Predictive capability of long-term cavitation and liquid impingement erosion models. *Wear* 1984, 94, 259–274.
[http://doi.org/10.1016/0043-1648\(84\)90131-5](http://doi.org/10.1016/0043-1648(84)90131-5)
2. Rajkarnikar, B.; Neopane, H.P.; Thapa, B.S. Development of rotating disc apparatus for test of sediment-induced erosion in francis runner blades. *Wear* 2013, 306, 119–125.
<http://doi.org/10.1016/j.wear.2013.07.011>
3. Chitrakar, S.; Neopane, H.P.; Dahlhaug, O.G. Study of the simultaneous effects of secondary flow and sediment erosion in Francis turbines. *Renew. Energy* 2016, 97, 881–891.
<http://doi.org/10.1016/j.renene.2016.06.007>
4. Ghenaïet, A. Prediction of Erosion Induced By Solid Particles in a Water Turbine. In Proceedings of the 11th European Conference Turbomachinery Fluids Dynamics and Thermodynamics, Madrid, Spain, 23–27 March 2015; pp. 1–13.
5. Koirala, R.; Prasad, H.; Shrestha, O.; Zhu, B.; Thapa, B. Selection of guide vane profile for erosion handling in Francis turbines. *Renew. Energy* 2017, 112, 328–336.
<http://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.033>
6. Javaheri, V.; Portera, D.; Kuokkalab, V.-T. Slurry erosion of steel—Review of tests, mechanisms and materials. *Wear* 2018, 408–409, 248–273.
<http://doi.org/10.1016/j.wear.2018.05.010>
7. Noon, A.A.; Kim, M.-H. Erosion wear on Francis turbine

- components due to sediment flow. *Wear* 2017, 378–379, 126–135.
<http://doi.org/10.1016/j.wear.2017.02.040>
8. Eltvik, M. Sediment Erosion in Francis Turbines. Ph.D. Thesis, NTNU, Trondheim, Norway, 2013.
9. Alveyro, L.; Jose, F.; Aida, S. Performance improvement of a 500-kW Francis turbine based on CFD. *Renew. Energy* 2016, 96, 977–992.
10. Aponte, R.; Teran, L.; Ladino, J.; Larrahondo, F.; Coronado, J.; Rodríguez, S. Computational study of the particle size effect on a jet erosion wear device. *Wear* 2017, 374–375, 97–103.
<http://doi.org/10.1016/j.wear.2016.11.042>
11. Kocak, E.; Karaaslan, S.; Yucel, N.; Arundas, F. A Numerical Case Study: Bovet Approach to Design a Francis Turbine Runner. *Energy Procedia* 2017, 111, 885–894.
<http://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.251>
12. Liu, X.; Luo, Y.; Karney, B.W.; Wang, W. A selected literature review of efficiency improvements in hydraulic turbines. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 51, 18–28.
<http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.023>
13. Maruzewski, P.; Hasmatuchi, V.; Mombelli, H.-P.; Burggraeve, D.; Iosfin, J.; Finnegan, P.; Avellan, F. Surface Roughness Impact on Francis Turbine Performances and Prediction of Efficiency Step Up. *Int. J. Fluid Mach. Syst.* 2009, 2, 353–362.
<http://doi.org/10.5293/IJFMS.2009.2.4.353>
14. Khanal, K.; Neopane, H.P.; Rai, S.; Thapa, M.; Bhatt, S.; Shrestha, R. A methodology for designing Francis runner blade to find minimum sediment erosion using CFD. *Renew. Energy* 2016, 87, 307–316.
<http://doi.org/10.1016/j.renene.2015.10.023>
15. Chitrakar, S. FSI Analysis of Francis Turbines Exposed to Sediment Erosion FSI Analysis of Francis Turbines Exposed to Sediment Erosion. Master's Thesis, KTH, Stockholm, Sweden, July 2013.
16. Müller, A.; Favrel, A.; Landry, C.; Avellan, F. Fluid–structure interaction mechanisms leading to dangerous power swings in Francis turbines at full load. *J. Fluids Struct.* 2017, 69, 56–71.
<http://doi.org/10.1016/j.jfluidstructs.2016.11.018>

Рецензент: д-р техн. наук, проф., головний радник голови правління О.І. Вайнберг, ПРАТ «УКРГІДРОПРОЕКТ», Україна.

Автор: ПАЛЬЧЕНКО Олег Леонідович
кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри геотехніки, підземних споруд та гідротехнічного будівництва
Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова
E-mail – Oleg.Palchenko@kname.edu.ua
ID ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3809-3148>

SEDIMENTATION IN HYDROELECTRIC POWER TURBINES

O. Palchenko

O.M. Beketov National University of Urban Economy in Kharkiv, Ukraine

The primary cause of erosive wear and energy loss is friction, and reportedly, one-third of the world's energy resources go to overcome friction by several methods. The presence of deposits in water is a common problem in mountainous regions and some Ukrainian hydroelectric power stations. Hydro turbines face serious issues related to erosion from deposits during operation. Erosive wear occurs due to the impact of solid particles against a solid surface. The current environment contains particles whose velocity is sufficient to damage metal surfaces.

Various researchers have conducted numerous studies to minimise the effect of deposit erosion in multiple locations of Francis turbine components (FT). For this purpose, they performed field investigations, experimental measurements, empirical modelling, computational fluid dynamics (CFD) work, and other methods. Various empirical models have been used to describe erosive wear in terms of material and fluid properties. They established that, for ductile materials, maximum erosion occurs at an impact angle of 30°, whereas for brittle materials, it occurs in the range of 80–90°.

In the literature, various experimental methods are available to quantitatively assess slurry erosion, such as the rotating disk apparatus (RDA), slurry tank testing, jet erosion testing, and rotating drum testing.

Due to manufacturing technologies used in mechanical processing processes, the exposed surface has a certain absolute roughness that increases during machine operation due to abrasion or erosion. Therefore, surface texture leads to increased energy efficiency losses during operation.

Technological advancements have facilitated the widespread use of computational tools to address deposit erosion issues. In recent decades, numerical methodology has been a widely used and effective tool, yielding tangible and reliable results.

This study examines potential methods for detecting and reducing deposits. This type of erosion depends on flow characteristics, surface properties, and properties of the eroding material. The article provides comprehensive information on sedimentation (deposits) causing wear in hydraulic turbines.

Keywords: *hydroelectric turbine, sedimentation erosion, computational fluid dynamics, fluid-structure interaction.*