

SMAROWANIE TURBIN



17.1 Turbiny

Turbiny są to silniki przepływowe, w których energia czynnika roboczego (pary wodnej, gazów spalinowych, wody) jest przetwarzana na energię wału obrotowego za pośrednictwem wirnika. Ze względu na czynnik roboczy wyróżnia się następujące, podstawowe typy turbin:

- parowe, w których czynnikiem roboczym jest para wodna,
- gazowe, w których czynnikiem roboczym są spaliny,
- hydrauliczne (wodne), w których czynnikiem roboczym jest woda.

Niekiedy turbiny parowe i gazowe są klasyfikowane jako turbiny ciepłone. Ze względu na zastosowanie i specjalne warunki pracy wyróżnia się turbinowe silniki lotnicze, będące odmianą turbin gazowych.

17.2 Turbiny parowe

17.2.1 Budowa i zasada działania

Turbiny parowe są to silniki, które przetwarzają część entalpii pary wodnej na energię kinetyczną poprzez rozprężanie, a następnie w pracę mechaniczną pokonywania oporów własnych turbiny i napędzanej maszyny. Turbiny parowe wykorzystują zarówno spadek ciśnienia jak i prędkości pary (inaczej niż silniki parowe, które wykorzystują faktycznie tylko spadek ciśnienia). Jest to realizowane przez skierowanie strumienia sprężonej pary wodnej na łopatkę turbiny, osadzone na obwodzie wirnika turbiny.

Turbiny parowe mogą być:

- jednostopniowe, gdy jest tylko jedno koło wirnika i jeden wieńiec kierownicy,
- wielostopniowe, gdzie para przechodzi kolejno przez kilka kół wirnika; pierścienie dysz rozprężające lub kierujące strumieniem pary są usytuowane pomiędzy każdym ze stopni turbiny.

Schemat układu turbiny parowej i jej podstawowe zespoły przedstawia rys. 17.1. Podstawowymi elementami jednostopniowej turbiny są:

- wirnik z kompletem łopatek, osadzonych na jego obwodzie. Wirnik jest osadzony klinowo na wale turbiny, obracającym się na łożyskach. Naciski wzdłużne są przenoszone przez łożyska wzdłużne, a naciski osiowe przez łożyska poprzeczne osadzone na podporach łożyskowych,
- wieńiec kierownicy statora, który tworzy dysze wylotowe względem kanałów uformowanych przez łopatki wirnika,
- obudowa wirnika, są do niej przymocowane: wlot pary i rury odlotowe.

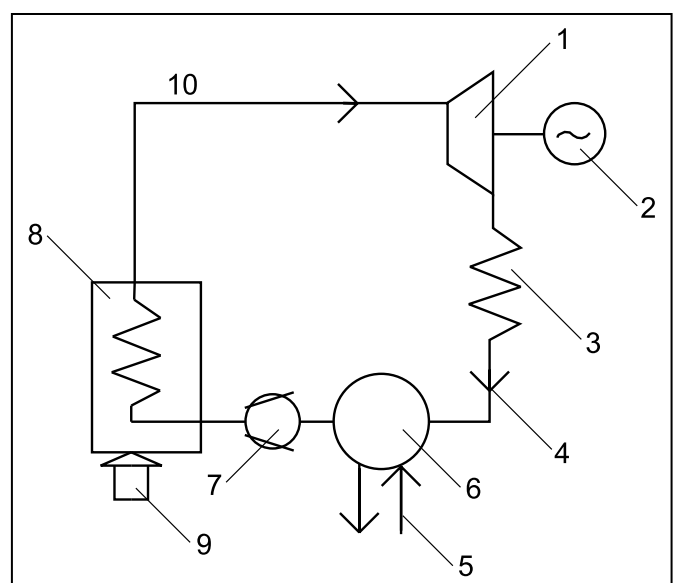
Wyróżnia się dwa podstawowe typy turbin parowych: akcyjne i reakcyjne.

- **Turbiny akcyjne:** gdzie wykorzystywana jest tylko energia kinetyczna pary, opuszczającej dyszę i łopatki kierownicy. Ciśnienie po drugiej stronie wirnika danego stopnia jest takie same jak przed, gdyż rozprężanie na łopatkach wirnika nie zachodzi. W tym typie turbiny przekrój poprzeczny kanałów utworzonych przez dwie najbliższe łopatki jest stały.

Stopnie w wielostopniowej turbinie akcyjnej są „stopniami prędkości”, tj. strumień pary opuszczający łopatki, w każdym ze stopni wirnika, zmienia kierunek na łopatkach statora (dysze kierujące), w ten sposób strumień jest kierowany na łopatki następnego stopnia wirnika, które wykorzystują pozostałą część prędkości strumienia pary. Łopatki w turbinach akcyjnych są montowane na tarczach przymocowanych do wału. Turbiny akcyjne dzielą się na turbiny wtrysku częściowego lub całkowitego.

- **Turbiny reakcyjne:** para, która rozpręża się w dyszach kierownicy, kontynuuje rozprężanie się na łopatkach wirnika. Rozprężanie się wypływającej pary generuje siłę reakcji na łopatkach wirnika. W tym typie turbiny, przekrój poprzeczny kanału tworzonego przez dwie sąsiednie łopatki, rozszerza się od wlotu do wylotu. Przez to para uzyskuje większą prędkość podczas rozprężania.

W praktyce, w turbinach wielostopniowych para przepływa najpierw przez zestaw łopatek statora a następnie wirnika, gdzie przy wlocie się rozpręża, przez co uzyskuje większą prędkość. W rezultacie powstają zarówno siły akcji jak i reakcji. Siły te sumują się



Rys. 17.1 Podstawowe zespoły i schemat działania turbiny parowej
1 – turbina, 2 – generator, 3 – zewnętrzny odbiornik ciepła, 4 – para zużyta, 5 – woda chłodząca, 6 – kondensator, 7 – pompa zasilająca, 8 – podgrzewacz, 9 – ciepło, 10 – żywa para

i powodują obracanie się wirnika w kierunku akcji oraz w kierunku przeciwnym do siły wynikającej z rozprężania.

Większość turbin parowych jest typu kombinowanego, tj.:

- para pod wysokim ciśnieniem przechodzi przez zestaw stopni akcyjnych lub reakcyjnych (turbina „wysoko ciśnieniowa”),
- następnie para o średnim ciśnieniu przechodzi przez zestaw stopni reakcyjnych lub akcyjnych, gdzie następuje kolejne obniżenie ciśnienia (turbina „średnio ciśnieniowa”),
- na koniec para o niskim ciśnieniu przechodzi przez kolejny zespół stopni wirnika (turbina „nisko ciśnieniowa”), skąd jako para zużyta ulatuje do atmosfery lub odpływa do skraplacza (kondensatora). Ze względu na kierunek przepływu pary, można wyróżnić dwa typy turbin:

- osiowe, w których przepływ pary jest zasadniczo równoległy do osi symetrii wału wirnika,
- promieniowe (typu Ljungstroma), w których strumień pary jest prostopadły do osi symetrii wału wirnika.

Turbiny są stosowane do napędzania różnych maszyn (alternatory/generatory, wentylatory, kompresory). Maszyny te mogą być połączone bezpośrednio do wału turbiny albo pośrednio, przez przekładnię redukcyjną.

Ze względu na moc wyróżnia się turbiny:

- małej mocy (napęd procesowy i mechaniczny): < 2MW
- średniej mocy (przemysłowe): 2... 300 MW
- dużej mocy (atomowe): 300 MW... 1500 MW.

Ze względu na sposób wykorzystania pary wychodzącej z turbiny, są one dzielone na:

- kondensacyjne, w których całość pary z turbiny jest przepuszczana przez kondensator, celem poprawienia wydajności;
- przeciwprężne, w których cała para o niskim ciśnieniu opuszczająca turbinę jest wykorzystywana w fabryce. Turbiny takie nie są wyposażone w kondensator;
- upustowe, w których część pary o niskim ciśnieniu jest zużywana na potrzeby zakładu, pozostała część zasila kondensator.

17.2.2 Smarowanie turbin parowych

W turbinach parowych smarowaniu podlegają:

- łożyska wzdłużne i poprzeczne,
- systemy regulacji i dostarczania oleju do skojarzeń trących,
- przekładnia (skrzynia biegów),
- tuleje łączące,
- akcesoria, urządzenia pomocnicze (np. pompy, itp.).

Do smarowania turbin średniej i dużej mocy, zawsze stosuje się smarowanie z wymuszonym obiegiem oleju. Ten sam olej służy jednocześnie do:

- smarowania łożysk i skrzyni biegów, jeśli taka jest stosowana,
- zasilania systemów hydraulicznych i systemów dostarczania oleju do skojarzeń trących.

Oprócz wymienionych, istnieją jeszcze następujące rodzaje turbin parowych:

- małe turbiny poziome (do 300 kW), w których łożyska są smarowane pierścieniowo,
- turbiny o bardzo małej mocy (poniżej 100 kW), w których łożyska wału są smarowane smarem plastycznym.

Układ olejowy turbiny parowej jest to zespół urządzeń zawierający: zbiornik, system oczyszczania (separator wirówkowy), chłodzenia (chłodnica powietrzna lub wodna), pompowania (pompa lub zespół pomp) oraz transportowania oleju (przewody olejowe). W układach olejowych turbin parowych wyróżnia się:

- układ olejowy niskiego ciśnienia, do smarowania łożysk,
- układ olejowy podwyższonego ciśnienia, do poruszania serwo mechanizmów układu regulacji turbiny oraz podnoszenia wirnika przy użyciu obracarki.

Zalecane jest, aby zbiornik oleju miał dostatecznie dużą pojemność, co sprzyja separacji wody i zanieczyszczeń stałych.

Zadaniem środka smarnego w turbinach parowych jest:

- smarowanie łożysk turbiny i łożysk oporowych,

- smarowanie skrzyni biegów, jeśli występuje,
- zapewnienie działania układów hydraulicznego i dostarczania oleju do skojarzeń trących tego układu,
- ochrona powierzchni przed korozją,
- odprowadzenie ciepła,
- odprowadzanie produktów zużycia.

Środki smarne do turbin parowych, muszą mieć następujące właściwości:

- odporność na utlenienie; turbina musi pracować z tym samym olejem przez dziesiątki tysięcy godzin,
- właściwości deemułgujące; olej jest nieuchronnie zanieczyszczany przez wodę, która pochodzi z przecieków pary na uszczelnieniach (komory dławnic) i czasami przypadkowo pojawia się na skutek przeciekania zaworu,
- brak skłonności do pienienia,
- dobre właściwości przeciwkorozyjne i przeciwrdzewne,
- dobre właściwości przeciwzużyciowe; w przypadku turbin z przekładniami olej powinien posiadać właściwości będące kompromisem między właściwościami, wymaganymi przy smarowaniu turbiny i właściwościami wymaganymi przy smarowaniu przekładni.

Zwykle (tj. przy typowych rozmiarach skrzyń biegów), producenci dają pierwszeństwo właściwościom „turbiniowym”, tj. przeciwutleniającym, przeciwpieńnym i deemułgującym.

W niektórych wybranych przypadkach (np. turbiny okrętowe), wymagania skrzyni biegów mogą być dominujące i wtedy należy stosować olej o wysokiej wytrzymałości filmu olejowego, posiadający właściwości przeciwzużyciowe i odporność na „duże naciski” lub nawet na „naciski ekstremalne” (oleje EP). Często, podstawowe „turbiniowe” właściwości są poświęcane na korzyść uzyskania właściwości „przekładniowych”.

Przy wyborze oleju do smarowania turbin parowych, należy ściśle przestrzegać zaleceń producenta turbiny. Dotyczy to zwłaszcza lepkości oleju turbinowego. Do smarowania turbin parowych stosuje się oleje o zakresie lepkości od 32 do 100 mm²/s w temperaturze 40°C. Nie ma ogólnej reguły, stosowanej przy dobieraniu lepkości, ponieważ wchodzi tu w rachubę kilka przeciwstawnych czynników:

- prędkość obrotowa,
- temperatura,
- obecność lub brak skrzyni biegów.

W tabeli 17.1 przedstawiono wskazówki, którymi należy kierować się przy dobieraniu oleju do turbiny parowej.

Tabela 17.1 Zalecenia dotyczące stosowania środków smarnych do turbin parowych

Rodzaj turbiny	Zalecany środek smarny	
	Wymagane właściwości	Lepkość kinematyczna, mm ² /s w 40°C
Turbiny sprzężone bezpośrednio	Odporność na utlenienie	32...46
Turbiny z normalną skrzynią biegów	Deemułgacja	32...46 (68)
Turbiny z przekładniami o dużym stopniu redukcji	Właściwości przeciwpieńne Właściwości przeciwzużyciowe	32...46 (68...100)
Łożyska turbiny smarowane pierścieniowo	Właściwości przeciwrdzewne Przeciwkorozyjne	68
Turbiny okrętowe	Właściwości przeciwrdzewne Przeciwkorozyjne Film smarujący odporny na duże naciski lub nawet na naciski ekstremalne	46...68 (100)
Turbiny z łożyskami smarowanymi smarem plastycznym	Porównanie właściwości z właściwościami dotychczas stosowanego smaru plastycznego	

W turbinach parowych średniej i dużej mocy na ogół jest prowadzona kontrola jakości oleju podczas pracy. Jeśli producent nie poda szczegółowych wskazań, poza tymi jak postępować przy pierwszym uruchomieniu nowej turbiny parowej lub zaleceniami, dotyczącymi wymiany oleju, próbki należy pobierać po 500 h pracy, po 1000 h i następnie, co 1000 h aż do 6000 h. Następnie próbki należy pobierać co 3000 h. Próbkę oleju do badań należy pobierać zawsze w tym samym miejscu obiegu, o ile to możliwe przy wlocie do wirówki-separatora.

Jeśli wystąpią nagłe zmiany właściwości deemulgujących i liczby kwasowej z towarzyszącym powstaniem osadów olej musi być wymieniony.

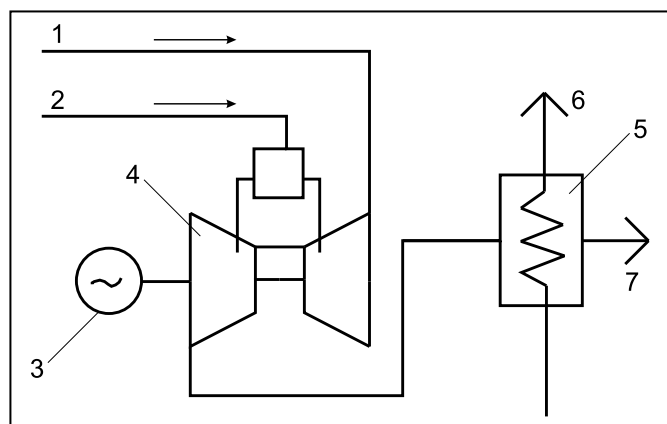
17.3 Turbiny gazowe

17.3.1 Budowa i zasada działania

Turbiny gazowe są to silniki, które część spadku entalpii spalin z procesu rozprężania przetwarzają w energię kinetyczną, a następnie, w pracę mechaniczną pokonywania oporów własnych turbiny i napędzanej maszyny. Turbina gazowa dostarcza mocy mechanicznej z prędkości i rozprężania strumienia gorącego gazu, uzyskanego ze spalania paliwa. Mieszanka pod ciśnieniem przechodzi poprzez łopatki turbiny, osadzone promieniowo na wirniku.

Turbiny gazowe napędzają generatory/alternatory lub wentylatory bezpośrednio albo poprzez przekładnię. Strumień gazu jest uzyskiwany z gazów spalinowych z wielkiego pieca (w przemyśle żelaza i stali) lub poprzez spalanie oleju opałowego, gazu ziemnego lub innego paliwa płynnego.

Prosta turbina składa się z kompresora/generatora i turbiny. Są one osadzone na tym samym wale. Strumień powietrza wpływa do sprężarki osiowej, gdzie ciśnienie jest zwiększane do kilku bar. Następnie przepływa do komory spalania, do której jest wtryskiwane paliwo. Spalanie podnosi temperaturę mieszanki gazu i powietrza, wskutek czego wzrasta ciśnienie. Następnie spaliny rozprężają się w turbinie, generując moc mechaniczną. Schemat układu turbiny gazowej i jej podstawowe zespoły, przedstawia rys. 17.2.



Rys. 17.2 Podstawowe zespoły i schemat działania turbiny gazowej
1 – powietrze, 2 – paliwo/gaz, 3 – generator, 4 – turbina gazowa, 5 – chłodnica, 6 – zewnętrzny odbiornik ciepła, 7 – wylot

Turbiny gazowe są często stosowane na okrętach lub w elektrowniach jako generatory „szczytowe”. Są one standardową częścią procesu z cyklem kombinowanym.

- maksymalna moc przemysłowych turbin gazowych: < 250 MW,
- typowe turbiny gazowe przemysłowe: 50...120 MW,
- turbiny małe: >20 kW.

17.3.2 Smarowanie turbin gazowych

Elementami turbin gazowych wymagającymi smarowania są:

- łożyska wzdłużne i poprzeczne,
- przekładnia,
- układy hydrauliczne,
- układy sterowania i kontroli.

Układy olejowe turbin gazowych są analogiczne jak w przypadku turbin parowych. Ten sam olej jest stosowany do smarowania łożysk wzdłużnych i łożysk poprzecznych, przekładni oraz do układów hydraulicznych i kontrolnych.

W turbinach gazowych środek smarny spełnia następujące zadania:

- smarowanie łożysk turbiny i łożysk poprzecznych,
- smarowanie przekładni, o ile występuje,
- zapewnienie działania układów kontroli hydraulicznej i smarowanie skojarzeń trących,
- ochrona powierzchni,
- odprowadzenie ciepła,
- odprowadzenie zanieczyszczeń.

Środkowi smarnemu (olejowi) do smarowania turbin gazowych, są stawiane następujące wymagania:

- odporność na utlenienie i długotrwała stabilność: ten sam olej musi pracować przez dziesiątki tysięcy godzin,
- brak skłonności do pienia,ni,
- dobre właściwości przeciwrdzewne i przeciwkorozyjne,
- brak reaktywności z gazem spalinowym.

Od olejów do turbin gazowych jest wymagana większa stabilność termiczna, niż od olejów do turbin parowych (temperatury łożysk mogą być o 10 do 15°C wyższe).

Aktualnie producenci turbin w instrukcjach obsługi zalecają oleje do turbin parowych o odpowiedniej lepkości. Należy wybierać spośród inhibitowanych olejów turbinowych oleje klasy lepkościowej ISO 46 lub o lepkości kinematycznej określonej przez producenta turbiny. Muszą one być odporne na utlenienie, odporne na pienie oraz mieć dobre właściwości przeciwkorozyjne i przeciwrdzewne.

Jeśli producent nie poda szczegółowych wskazań, poza zaleceniami dotyczącymi pierwszego uruchomienia nowej turbiny gazowej lub dotyczącymi wymiany oleju, próbki oleju do badań należy pobierać po 500 h pracy, po 1000 h i następnie co 1000 h aż do 6000 h. Następnie próbki należy pobierać co 3000 h. Próbkę oleju należy pobierać zawsze w tym samym miejscu obiegu. Olej powinien być wymieniany, jeśli wystąpią równocześnie nagłe zmiany liczby kwasowej ze zwiększeniem zawartości zanieczyszczeń (osadów).

Zalecane środki smarne do turbin parowych i gazowych przedstawia tabela 17. 2.

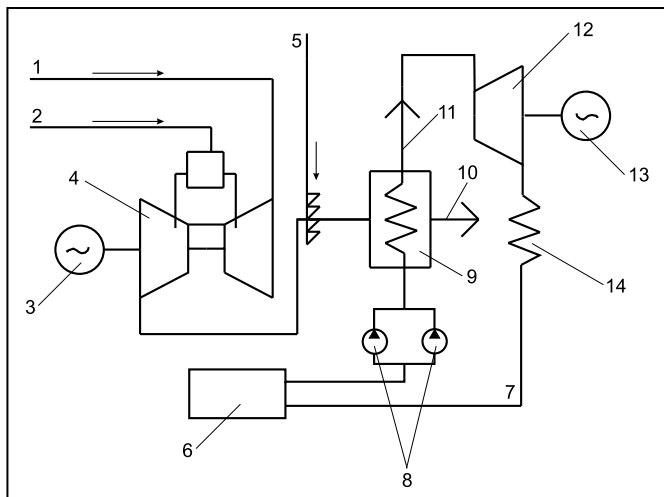
Tabela 17.2 Zalecane środki smarne do turbin parowych i gazowych

Rodzaj oleju	Typowe zastosowanie	Właściwości i uwagi
Mineralne oleje turbinowe	Turbiny gazowe i parowe, podłączone bezpośrednio lub poprzez przekładnię, typowe warunki eksploatacji	<ul style="list-style-type: none"> • Szybka, całkowita separacja wody • Bardzo dobra odporność na utlenienie • Klasy ISO 6743/5 TSA-TGA
Specjalne turbinowe oleje mineralne	Turbiny gazowe, podłączone bezpośrednio lub poprzez przekładnię, wyższa temperatura eksploatacji	<ul style="list-style-type: none"> • Wyższa odporność na utlenienie i temperaturę • Klasy ISO 6743/5 TGB
Specjalne turbinowe oleje mineralne	Turbiny gazowe i parowe, podłączone bezpośrednio lub poprzez przekładnię	Do turbin z większym obciążeniem skrzyni biegów
Oleje mineralne i syntetyczne, które spełniają normy wojskowe	Turbiny gazowe do których zalecane są oleje lotnicze	Spełniające normy lotnicze dla kodów: <ul style="list-style-type: none"> • NATO O-160 • NATO O-156 • NATO O-150

17.4 Obiegi kombinowane

17.4.1 Budowa i zasada działania

Turbiny gazowe i parowe łączy się w ten sposób, że do napędzania turbiny parowej jest wykorzystywana energia gazów wylotowych z turbiny gazowej. Turbina gazowa napędza turbinę parową, poprzez energią cieplną gazów wylotowych. Celem takiej konstrukcji jest uzyskanie maksimum energii z paliwa zasilającego (gaz ziemny, paliwo ciekłe) przy produkcji energii elektrycznej i ciepła. Schemat układu kombinowanego turbiny gazowej i parowej oraz jej podstawowe zespoły przedstawia rys. 17.3.



Rys. 17.3 Podstawowe zespoły i schemat działania turbiny kombinowanej
1 – powietrze, 2 – paliwo, 3 – generator, 4 – gazy odlotowe, 5 – turbina gazowa, 6 – kondensator, 7 – zużyta para, 8 – pompy zasilające, 9 – podgrzewacz, 10 – wylot, 11 – para żywa, 12 – turbina parowa, 13 – generator, 14 – zewnętrzny odbiornik ciepła

Turbiny gazowe produkują jednocześnie energię elektryczną i gorące gazy spalinowe (wylotowe). W pojedynczym cyklu gazy spalinowe nie są wykorzystywane. W procesie z obiegiem kombinowanym, gorący gaz jest przepuszczany przez podgrzewacz, gdzie z wody jest wytwarzana para wodna do napędzania turbiny parowej. Nawet wykorzystane spaliny i para mogą być ponownie utylizowane w innych procesach, które potrzebują ciepła, takich jak odsalanie lub suszenie. Proces z obiegiem kombinowanym jest dobrym rozwiązaniem w przypadku jednoczesnego zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło.

Liczba współpracujących turbin i zakres mocy turbin z kombinowanym obiegiem czynnika roboczego, mogą być bardzo różne. Może być na przykład tak, że 4 turbiny gazowe napędza jedną lub więcej turbin parowych. Całkowita zainstalowana moc tego typu turbin, waha się w granicach: 21 MW... 1 000 MW.

17.4.2 Smarowanie obiegów kombinowanych

Elementy podlegające smarowaniu są takie same jak w przypadku turbin parowych i gazowych. W większości przypadków, jest wymagany tylko jeden olej do smarowania zarówno turbiny gazowej jak i parowej. Funkcje środka smarowego w obiegach kombinowanych są analogiczne jak w przypadku turbin parowych i gazowych, odpowiednio dostosowane do smarowanej części układu.

Wskutek połączenia dwóch turbin, właściwości oleju również podlegają sumowaniu. Na przykład, nawet olej stosowany w turbinie gazowej powinien mieć dobre właściwości deemulgujące.

W przypadku doboru oleju należy postępować zgodnie z zaleceniami producenta turbiny. Wybór określonego gatunku oleju bardzo istotnie zależy od wymagań i zaleceń producenta i może to być jeden z całego zestawu olejów turbinowych.

17.5 Turbiny hydrauliczne

17.5.1 Budowa i zasada działania

Turbina hydrauliczna (turbina wodna) jest to silnik wirnikowy, którego wirnik powoduje zmianę krętu lub pędu strumienia, przepływającej przez niego wody i przejmując siły reakcji obraca się, przetwarzając energię kinetyczną wody w pracę użyteczną.

Podstawowym zastosowaniem turbin hydraulicznych jest napędzanie generatorów elektryczności w elektrowniach. Zakłady te są zwykle położone w miejscach odległych od konsumentów elektryczności. Turbiny hydrauliczne są wykorzystywane do zamiany energii kinetycznej wody w energię elektryczną. Energia kinetyczna jest uzyskiwana zarówno z energii potencjalnej z mniejszymi prędkościami przepływu, jak dzieje się to w górach jak i z mniejszej energii potencjalnej, ale z dużymi prędkościami przepływu. Następujące dane są charakterystyczne dla turbin hydraulicznych:

- zakres mocy wyjściowych: 1 kW... 1000 MW,
- sposób działania: jedno przejście, jeden kierunek (specjalne rozwiązanie: zwrotna pompa (turbina),
- wielkość spadu wody: 2... 2000 m,
- średnica wirnika turbiny: 0,3... 11 m.

Wyróżnia się dwa typy turbin hydraulicznych:

Turbiny akcyjne, w których ciśnienie statyczne przed wejściem i za nim oraz na wyjściu z czarek jest identyczne. Przykładem tego typu turbin, jest turbina Peltona. Wirnik tej turbiny jest wyposażony w łopatki zwane czarkami. Są one natryskiwane wodą z tzw. dyszy Peltona, która ma postać zaworu iglicowego i spełnia zadanie kierownicy turbiny. Regulacja odbywa się przez przesuw iglicy serwomechanizmem.

Turbiny reakcyjne lub ciśnieniowe (statyczna moc wody na wejściu do czarki jest wyższa niż na wyjściu, stąd nie jest możliwe żadne dostosowanie do zmiennego strumienia wody). Przykładem turbiny reakcyjnej jest turbina Kaplana, w której łopatki wirnika są nastawialne. Woda płynie promieniowo do środka ze spiralnej komory, przepływając przez łopatki kierownicy turbiny skąd jest kierowana osiowo na łopatki turbiny. Łopatki kierownicy są sterowane przez hydrauliczny serwomotor, znajdujący się na łopatkach wirnika albo przez serwomotor zainstalowany na wale. Ustawienie łopatek kierownicy i ustawienie wirnika jest synchronizowane tak, aby otrzymać optymalne ustawienie w każdych warunkach obciążenia i spadu wody.

17.5.2 Smarowanie turbin hydraulicznych

W turbinach hydraulicznych, smarowaniu olejem turbinowym podlegają ich główne części składowe:

- łożyska turbiny i generatora wraz z łożyskami poprzecznymi, stosowanymi w urządzeniach z wałami poziomymi, łożyska oporowe i łożyska kierownicy w urządzeniach z wałami pionowymi; w przypadku ekstremalnie ciężkich obracających się części, przy obciążeniach dochodzących do 2000 ton stosowane jest smarowanie obiegowe.
- łożyska łopatek kierownicy,
- zawór kontrolny,
- układy zarządzania systemem kontroli,
- sprzęgła.

Stosowane są następujące metody smarowania:

- łożyska samosmarujące,
- system centralnego obiegu oleju,
- kombinacja obu wymienionych sposobów.

W przypadku turbin o dużej prędkości obrotowej, w pobliżu łożysk lub w misce olejowej, mogą być zainstalowane spirale lub rurki chłodnicze.

Zadaniem oleju w turbinie hydraulicznej jest:

- smarowanie łożysk turbiny,
- zapewnienie działania układów kontroli hydraulicznej i systemów dostarczania oleju do skojarzeń trących,

- zmniejszenie zużycia skojarzeń trących,
- ochrona przeciwkorozyjna i przeciwrzeczna powierzchni będących w kontakcie z olejem.

Wszystkie te funkcje, muszą być realizowane w obecności (niekiedy słonej) wody.

Ponieważ hydroelektrownie są budowane z przeznaczeniem do pracy długookresowej bez przewidywanych przestojów, równie długookresowa praca jest wymagana od środków smarnych. W zakresie tym mieszczą się oleje klasy lepkościowej ISO VG 32... 100. Zastosowanie oleju o określonej lepkości zależy od: konstrukcji łożyska, jego prędkości, temperatury startu i temperatury pracy. Następujące cechy powinny wyróżniać oleje turbinowe do turbin hydraulicznych:

- deemulgacja i odporność na hydrolizę; wymagana jest doskonała separacja oleju od wody oraz chemiczna stabilność w obecności wody;
- właściwości przeciwpienne i zdolność do uwalniania powietrza, celem uniknięcia zjawiska ściśliwości oleju w mocno obciążonych łożyskach;
- właściwości przeciwkorozyjne i przeciwrzeczne, wymagane szczególnie w kontakcie ze słoną wodą;
- właściwości przeciwozyszczeniowe; turbiny bez zastosowania smarowania obiegowego wymagają dodatkowej ochrony przed zacieraniem, podczas startu i zatrzymania.

Do smarowania łożysk śmigieł, śmigieł motylkowych itp. są stosowane smary plastyczne. Smary muszą mieć dobrą odporność na wodę i zapewniać ochronę przez korozję. Przy stosowaniu centralnych systemów smarowania, mogą być postawione dodatkowe wymagania. Podczas doboru oleju turbinowego należy dokładnie przestrzegać zaleceń producenta.

17.6 Oleje turbinowe

Klasyfikacja, opisująca podstawowe zastosowania olejów turbinowych jest podana w normie ISO 6743-5 (tabela 17.3). Klasyfikacja ta zawiera krótki opis zastosowań, skład i właściwości odpowiadające symbolowi ISO-L-T... Litera T w symbolu klasyfikacyjnym – oznacza olej turbinowy, bezpośrednio za nią litera S – turbiny parowe litera G – turbiny gazowe itd, na trzecim miejscu podano symbol oznakowany literami od A do E, opisujący warunki eksploatacji (warunki normalne, wysokotemperaturowe, obciążenie itp.). Klasyfikacja ta daje orientację o zastosowaniach, ale nie precyzuje żadnych warunków i ograniczeń, które powinny być przestrzegane.

Według tej klasyfikacji oleje turbinowe są dzielone na:

- oleje do turbin parowych, oznakowane jako TS (steam turbines),
- oleje do turbin gazowych, oznakowane jako TG (gas turbines),
- oleje do turbin lotniczych, oznakowane jako TA (aircraft turbines),
- oleje do turbin hydraulicznych, oznakowane jako TH (hydraulic turbines),
- środki smarne do systemów regulacji turbin parowych, gazowych i hydraulicznych, w których system regulacji stanowi odrębny układ, nie połączony z systemem smarowania turbiny, oznakowane jako TC (turbine control system).

Klasyfikacja ISO 6743-5 w zasadzie dotyczy olejów typu: TS, TG, TC. Obszar środków smarnych do turbin hydraulicznych (TH) i lotniczych (TA) nie został szczegółowo sklasyfikowany, ze względu na specyficzne wymagania tego typu środków smarnych i ich ograniczone zastosowanie.

Oleje turbinowe sklasyfikowane jako: TSC, TGC mogą być produkowane na bazie syntetycznych węglowodorów. Oleje: TSC, TSD, TGC, TGD, TSC mogą nie tworzyć jednorodnej mieszaniny z olejami na bazie węglowodorowej, tzn. mogą z nimi nie być kompatybilne.

Jakość olejów turbinowych jest normowana przy pomocy metod i wymagań zawartych w normach krajowych i specyfikacjach producentów turbin. W praktyce są stosowane normy: AFNOR, ASTM, DIN, MIL-L, itp. W Polsce aktualnie obowiązującą normą jest PN-84/C-96059.

Jednakże jest wciąż dużo znaczących konstruktorów turbin, którzy definiują swoje specjalne oczekiwania, zgodnie ze swoimi własnymi specyfikacjami. W takim przypadku, każdy odpowiedzialny za smarowanie turbin powinien koniecznie pytać o specyfikację. Wszystkie gwarancje powinny nawiązywać do przyjętych specyfikacji.

Wielcy użytkownicy olejów turbinowych jak np. EDF, Chemical Companies, Hoechst, Bayer Leverkusen, Steel Plants, General Electric, ABB, Garret, Siemens, Turbomeca itp. również precyzują swoje specjalne oczekiwania co do jakości olejów turbinowych, publikując własne specyfikacje, które są brane pod uwagę przez producentów środków smarnych.

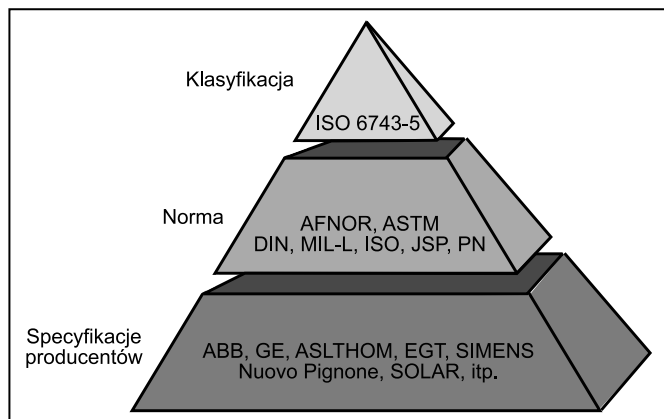
Schemat struktury wymagań na oleje turbinowe przedstawiono na rys. 17.4.

Podstawowe funkcje oleju turbinowego to:

- utworzenie stabilnego filmu w łożyskach i na współpracujących powierzchniach innych skojarzeń trących,
- odprowadzanie ciepła,

Tabela 17.3 Klasyfikacja olejów przemysłowych wg ISO 6743/5:1988. Rodzina T (turbiny).

Symbol ISO	Skład i właściwości	Zastosowania
Turbiny parowe przekazujące napęd bezpośrednio poprzez sprzęgła lub przekładnie zębate		
TSA	Głęboko rafinowany olej o dobrych właściwościach przeciwkorozyjnych i przeciwutleniających	Turbiny mocy i przemysłowe oraz układy związane, napędy morskie, tam gdzie nie jest wymagana poprawiona smarność
TSC	Ciecze syntetyczne, które nie są trudno palne (mogą nie mieszać się z produktami naftowymi)	Tak jak poprzednio do specjalnych zastosowań, gdzie wymagana jest szczególna odporność na utlenienie i niskie temperatur
TSD	Estry fosforanowe – ciecze trudno palne	Zastosowania wymagające stosowania cieczy trudno palnych
TSE	Głęboko rafinowane oleje naftowe z dodatkami poprawiającymi ochronę przed korozją, przeciwutleniającymi i właściwości smarne	Zastosowania wymagające stosowania olejów o poprawionych właściwościach smarnych
Turbiny gazowe przekazujące napęd bezpośrednio poprzez sprzęgła lub przekładnie zębate		
TGA	Głęboko rafinowany olej o dobrych właściwościach przeciwkorozyjnych i przeciwutleniających	Turbiny mocy i przemysłowe oraz układy związane, napędy morskie, tam gdzie nie jest wymagana poprawiona smarność
TGB	Głęboko rafinowany olej o dobrych właściwościach przeciwkorozyjnych i wzmacnionych przeciwutleniających	Turbiny mocy i przemysłowe oraz układy związane, napędy morskie, tam gdzie jest wymagana odporność na wysoką temperaturę
TGC	Ciecze syntetyczne, które nie są trudno palne (mogą nie mieszać się z produktami naftowymi)	Tak jak poprzednio do specjalnych zastosowań, gdzie wymagana jest szczególna odporność na utlenienie i niskie temperatur
TGD	Estry fosforanowe – ciecze trudno palne	Zastosowania wymagające stosowania cieczy trudno palnych
TGE	Głęboko rafinowane oleje naftowe z dodatkami poprawiającymi ochronę przed korozją, przeciwutleniającymi i właściwości smarne	Zastosowania wymagające stosowania olejów o poprawionych właściwościach smarnych
TCD	Estry fosforanowe – ciecze trudno palne, do układów kontroli	Do układów kontroli turbin gazowych, parowych i hydraulicznych, tam gdzie niezbędna jest ciecz niepalna



Rys 17.4 Schemat struktury wymagań na oleje turbinowe

- zasilanie układu regulacji hydraulicznej,
- uszczelnianie alternatora,
- odprowadzanie zanieczyszczeń,
- smarowanie zintegrowanych przekładni.

Aby olej turbinowy mógł spełnić wymienione podstawowe funkcje, musi mieć kilka podstawowych właściwości:

- odpowiednią lepkość w określonej temperaturze,
- odporność termiczną i oksydacyjną, aby nie tworzyły się osady,
- łatwość oddzielania się od wody,
- łatwość wydzielania powietrza,
- odporność na pienienie,
- ochrona metali przed korozją i rdzewieniem,
- ochrona przed zużyciem mocno obciążonych przekładni,
- kompatybilność z powłokami i materiałami uszczelnień.

Poszczególne właściwości olejów turbinowych są kontrolowane znormalizowanymi badaniami.

Lepkość jest oznaczana przy zastosowaniu znormalizowanych aparatów. Na podstawie lepkości w temperaturze 40°C, oleje są klasyfikowane według międzynarodowych klas lepkościowych oznaczanych jako ISO VG. W połączeniu z lepkością w 100°C, jest obliczany wskaźnik lepkości VI, który w przypadku olejów turbi-

Tabela 17.6 Metody oceny stabilności termooksydacyjnej olejów turbinowych

Metoda	TOST	RBOT	CIGRE	FTMS
Norma →	ASTM D 943	ASTM D 2272	IP 280/73	FTMS 791 C Metoda 5308
Objętość próbki olej	300 ml	50 g	50 g	200 ml
Ilość wody w teści	100 ml	5 g	-	-
Temperatura testu	95°C	150°C	120°C	175°C, 204°C
Czas trwania	Do określonego punktu	Do określonego punktu	164 h	72 h
Katalizatory	Fe + Cu (stałe)	Cu (stałe)	100 ppm Fe 100 ppm Cu (ciekłe)	Al, Cu, Cd, Mg, Fe (stałe) Ag, Ti – płytki
Kryterium oceny	Czas, jaki upływa do osiągnięcia TAN = 2 mg KOH/g	Czas jaki upływa do powstania spadku ciśnienia 25 psi	TAN, osady	Lepkość, TAN, osad
Odstępstwa		Przedmuchiwanie azotem i odniesienie do właściwości początkowych		

nowych zwykle wynosi 95 ... 110. W turbinach przemysłowych, są stosowane głównie oleje o lepkości podanej w tabeli 17.4.

Odstępstwo od konstruktorskich wymagań w stosunku do lepkości może powodować skutki opisane w tabeli 17.5.

Stabilność termooksydacyjna. Oleje turbinowe w gorących miejscach układu olejenia, ze względu na długi okres pracy (przez kilka lat), są narażone na działanie tlenu z powietrza. Kombinacja dwóch czynników destrukcyjnych: chemicznego (tlenu) i fizycznego (temperatury), prowadzi zarówno do rozkładu bazy olejowej jak i dodatków. Możliwie najdłuższa odporność na przedstawione powyżej czynniki, jest najważniejszą właściwością oleju

Tabela 17.4 Zalecana lepkość oleju do turbin przemysłowych

Rodzaj turbiny	Klasa lepkościowa, ISO VG
Turbina parowa	32, 46
Turbina gazowa	32 (46)
Turbina hydrauliczna (wodna)	68
Turbina lotnicza	Patrz kod NATO lub zalecenia producentów (oleje syntetyczne).
Urządzenia pomocnicze turbin, nie będące turbinami: • sprężarki rotacyjne, • mało obciążone przekładnie zębate, • typowe obiegi smarownicze	Patrz zalecenia producentów.

Tabela 17.5 Skutki stosowania oleju o lepkości różnej od zalecanej przez producenta turbiny

Przyczyna	Usterka
Lepkość za duża	W wyniku zbyt dużej lepkości oleju następują straty mocy, względem wyników obliczeń. Niewłaściwe funkcjonowanie systemu hydraulicznego. Przegrzewanie łożysk, powstawanie osadów.
Lepkość za mała	Ryzyko uszkodzenia łożysk.

turbinowego. Stabilność termooksydacyjna olejów turbinowych, w warunkach laboratoryjnych, jest badana przy zastosowaniu metod scharakteryzowanych w tabeli 17.6.

Właściwości powierzchniowe w aspekcie kontaktu międzyfazowego to: zdolność do deemułgacji i uwalniania powietrza oraz brak skłonności do pienia. Metody oceny tych właściwości przedstawiono w tabeli 17.7.

Podstawowe informacje o tych testach podano w tabeli 17.8.

Skutki zastosowania oleju turbinowego o złych właściwościach międzyfazowych podano w tabeli 17.9.

Ochrona powierzchni metalowych przed korozją i rdzewieniem. W konstrukcjach turbin najczęściej stosowanymi metalami są: żelazo i jego stopy, cynk, ołów, miedź i jej stopy, rzadziej metale ciężkie takie jak kadm. Aby zapobiec utlenianiu metali, olej

Tabela 17.7 Metody oceny jakości olejów turbinowych pod względem kontaktu międzyfazowego

Fazy	Zjawisko	Metoda badania
Woda-olej	Deemułgacja	ISO 6614 ASTM D 1401
Olej-powietrze	Uwalniania powietrza	DIN 51 381
Powietrze-olej	Pienienia	ISO 6247 ASTM D 892

Tabela 17.8 Charakterystyki metod badań olejów turbinowych pod względem kontaktu międzyfazowego

Metoda	Deemulgacja	Uwalnianie powietrza	Pienienie
Norma	ASTM D 1401	DIN 51 381	ASTM D 892
Objętość olej	40 ml	180 ml	200 ml
Woda	40 ml wody destylowanej lub syntetycznej wody morskiej	–	–
Temperatura	54°C	50°C < 70 mm ² /s 75°C > 70 mm ² /s	Sek. 1: 24°C, Sek. 2: 93°C, Sek. 3: 24°C po badaniu w 93°C
Przygotowanie	Mieszanie mieszadłem łopatkowym przez 5 min z prędkością 1500 obr/min	Napowietrzanie przez 7 min przy stałym ciśnieniu (200 mbar)	Dyspergowanie powietrza przez bełkotkę przez 5 min z wydajnością 5,7 l/min
Wynik	Objętość oleju (ml) /objętość wody (ml) /objętość emulsji po czasie t (min)	Czas w (min) do momentu uwolnienia przez olej powietrza do poziomu ≤0,2% (V/V)	Objętość po zaprzestaniu przepuszczania powietrza (ml) /objętość piany po 10 min (ml)

Tabela 17.9 Skutki zastosowania oleju turbinowego o złych właściwościach międzyfazowych

Przyczyna	Usterka
Woda	– korozja, – para (jako medium ściśliwe), – kawitacja
Powietrze	– zmiana oleju w medium ściśliwe → uszkodzenie łożyska, – silniejsze utlenianie, – niewłaściwe funkcjonowanie łopatek regulacyjnych, – niewłaściwe funkcjonowanie pomp

turbinowy jest przystosowany do ochrony ich powierzchni. Do oceny poziomu ochrony są zwykle stosowane dwa testy: korozji na płytkach miedzianych oraz korozji na trzpieniach stalowych (patrz p. 4.9).

Właściwości przeciwzużyciowe. Ponieważ turbiny zwykle obracają się bardzo szybko przy niskim momencie, energia na wyjściu jest dostosowana do niższych obrotów przy wyższym momencie. Jest to realizowane przez bezpośrednio połączoną przekładnię zębatą. Obciążenie zębów przekładni wymaga stosowania w składzie oleju dodatków przeciwzużyciowych, przeciwdziałających zużyciu powierzchni zębów. Właściwość ta jest badana przy zastosowaniu metody FZG (patrz p. 4.7). Metoda ta modeluje warunki pracy oleju w przekładni. Stwierdzono, że degradacja dobrze zdefiniowanej powierzchni zęba jest w zależności funkcyjnej od zastosowanego obciążenia. Wyniki są podane w znormalizowanych obciążeniach, z uzupełnieniem czy przekładnia przeniosła dane obciążenie czy nie.

Oleje turbinowe pracują od 5 do 10 lat, przy prędkościach obrotowych smarowanych skojarzeń trących od małych do bardzo dużych. Olej turbinowy zawiera zwykle > 95% bazy olejowej, a tylko około 5% dodatków.

Baza oleju odgrywa podstawową rolę w odniesieniu do właściwości eksploatacyjnych oleju turbinowego. Jest to baza parafinowa, głęboko rafinowana, o bardzo małej zawartości siarki i węglowodorów aromatycznych. Do produkcji olejów o klasie lepkościowej ISO VG 32 stosuje się olej bazowy 150 SN, aby uzyskać wyższe klasy lepkości stosuje się bazy, aż do klasy 500 SN.

Jedną z podstawowych właściwości bazy olejowej jest zdolność do uwalniania powietrza. Uwalnianie powietrza przez olej nie może być poprawione dodatkami (ale łatwo może ulec pogorszeniu), czas uwalniania może być obniżony przy zestawianiu olejów.

Ogólnie oleje turbinowe są wrażliwe na dodatki zawierające związki cynku, które występują w olejach silnikowych i w klasycznych olejach hydraulicznych. Z tego względu, w składzie olejów turbinowych nie są stosowane dodatki typu ditiofosforanów cynku. Dodatki w mieszaninie mogą reagować dając osady, które blokują filtry i prowadzą do zatrzymania jednostki.

Aby uzyskać małą skłonność do pienienia, unika się wprowadzania do składu oleju silikonowych dodatków przeciwpiennych. Mają one bardzo negatywny wpływ na współczynnik uwalniania powietrza.

Procesy degradacji oleju. W trakcie eksploatacji olej w sposób naturalny ulega degradacji, następuje pogorszenie jego jakości. Jest to rezultatem procesów utleniania składników bazy oleju, degradacji dodatków i zanieczyszczenia produktami zużycia oleju oraz produktami zużycia smarowanych skojarzeń trących. Aby uniknąć nadmiernego zmniejszenia czasu życia, należy wziąć pod uwagę poniżej przedstawione względy, które należy uznać za najważniejsze:

System smarowania. Najbardziej gorącym miejscem układu smarowania jest łożysko. Wraz z temperaturą wzrasta obciążenie termiczne i utleniające. Ponieważ metale w łożysku są wrażliwe na działanie korodujące i procesy zużywania, dlatego jest istotne odprowadzenie energii termicznej. Aby to osiągnąć, potrzebny jest odpowiedni przepływ oleju, ale powinien on być w rozsądnej zależności od pojemności miski olejowej, innymi słowy: miska olejowa powinna mieć taką objętość, aby olej pozostawał w niej przez minimum 10 minut. Czas ten jest istotny ze względu na sedymentację, redukcję pienienia, uwalnianie powietrza i chłodzenie. Oczyszczanie oleju można realizować kilkoma metodami: filtracją, separacją i próżniowym odparowaniem wody. Systemy te powinny pracować stale i niezawodnie tak, aby nie wprowadzać cząstek stałych do obiegu. Cząstki te mogą mieć katalityczne działanie, co prowadzi do wcześniejszego starzenia oleju. Urządzenie do próżniowego usuwania wody powinno być ściśle nadzorowane, aby nie zostały usunięte lotne części dodatków. W przypadku turbin, w których stosuje się oleje turbinowe do układu hydraulicznego, bliski kontakt z układem pary może być traktowany jako dodatkowe obciążenie.

Warunki startu; po zmontowaniu różnych jednostek podstawowych, takich jak: turbina, alternator, kompresor, pompy, filtry, miska olejowa, zawory, przewody itp., instalacja nie jest jeszcze gotowa do pracy. Zespoły muszą być jeszcze dodatkowo przygotowane, muszą one być możliwie najdokładniej oczyszczone. Przed pierwszym wprowadzeniem oleju, konstruktor i/ lub inżynier zalecają działania, które należy dokładnie przeprowadzić, wymieniono je poniżej:

- przygotować olej do pierwszego napełnienia oraz do umycia układu (około 25 – 50% objętości nominalnej),
- skontrolować układ obiegu oleju np. czy jest zamknięty itp.,
- wlać olej stosowany do mycia, jeśli trzeba ominąć układ filtracyjny,
- ogrzać i cyrkulować olej (bez obracania turbiny),
- skontrolować system,
- po ustaleniu się stanu zanieczyszczenia oleju, spuścić olej, umyć miskę olejową, filtry, przepłukać układ,
- napełnić układ świeżym olejem,
- próbki oleju należy pobierać:
 - ze zbiornika oleju świeżego,
 - po pierwszym napełnieniu układu,
 - podczas fazy czyszczącej, o ile jest wymagana,
 - do analizy „punktu zerowego”, po zakończeniu pierwszego napełnienia.

Utrzymanie układu smarowania i oleju w odpowiednim stanie

Tabela 17.10 Zmiany jakości oleju turbinowego podczas eksploatacji oraz przyczyny obserwowanych zmian

Obserwacja	Usterka	Uwagi
Lepkość: <ul style="list-style-type: none"> ● zwiększenie, ● zmniejszenie. 	Początek utleniania oleju Odparowanie części frakcji oleju Zanieczyszczenie innym olejem Rozkład niektórych frakcji oleju	Rzadko obserwowane
Liczba kwasowa: <ul style="list-style-type: none"> ● zmniejszenie, ● zwiększenie. 	Normalne zużycie dodatków Początek utleniania oleju Może wystąpić korozja powierzchni metal	
Pienienie oleju.	Pompy mogą niewłaściwie zasiląć łożyska Zanieczyszczenie oleju substancjami powierzchniowo czynnymi	
Uwalnianie powietrza przez olej.	Występuje źródło powietrza w układzie olejowym	
Obecność cząstek stałych (zanieczyszczeń mechanicznych).	Ścier z łożysk Niesprawność zaworów hydraulicznych Nadmierne pienienie Nie uwalnianie powietrza Powstanie emulsji Utlenianie	Filtracja musi być właściwie nadorowana
Zawartość dodatków: <ul style="list-style-type: none"> ● zmniejszenie, ● zwiększenie. 	Powolne normalne zużycie Rozkład Absorpcja na filtrze (ziemia bieląca) Zewnętrzne zanieczyszczenie	

technicznym należy uważać za niezmiernie ważne. Okresowemu przemianowi, kontroli, naprawom, itp. należy poświęcić należytą uwagę i przeprowadzać je zgodnie z zaleceniami instrukcji obsługi.

Do kontroli jakości olejów turbinowych podczas pracy jest bardzo przydatny system kontroli jakości LUBIANA (patrz rozdział 23). Dla potrzeb tego systemu, w miejscach odpowiednio reprezentatywnych dla jakości oleju, muszą być regularnie pobierane próbki. Próbkę oleju powinna być pobierana co 2000... 2500 h przy zespołach pracujących w sposób ciągły, przy zespołach pracujących sezonowo, przed włączeniem (podczas pracy jeśli zachodzi potrzeba) i po zakończeniu. W przypadku badań oleju w systemie LUBIANA, komentarz wyników wskaże na ewentualne zagrożenia.

Wyjściowa jakość oleju jest jednym z najważniejszych czynników startowych. Nowy olej powinien co najmniej spełniać wymagania konstruktora. Zdecydowanie jest zalecany duży zapas bezpieczeństwa. Oznacza to, że olej o wymaganej jakości musi dotrzeć do użytkowników w najlepszym stanie. Dlatego muszą być zachowane środki ostrożności podczas produkcji, składowania, przelewania, transportu i podczas pierwszego napełnienia. Należy przestrzegać: zaleceń konstruktorów, procedur oraz czystości podczas dostawy.

Podczas pierwszych godzin po uruchomieniu turbiny należy pobrać próbki, które są uważane za „punkt zerowy” lub punkt odniesienia do następnych analiz. Należy z dużą ostrożnością podchodzić do dolewek olejów innych producentów i gatunków. W takim przypadku, badania laboratoryjne powinny wykluczyć pogorszenie właściwości eksploatacyjnych lub interakcję dodatków.

Gorące punkty układu, takie jak: łożyska, miejsca stykające się z parą lub gazem oraz zaworami regulacji, powodują utlenienie i termiczny rozkład oleju. Generalnie produkty starzenia tworzą osady i nagary. Częściowo są one usuwane z układu, ale warstwa nagaru pozostaje na gorących powierzchniach. Prowadzi to do utraty właściwości eksploatacyjnych zespołu.

Zanieczyszczenia oleju pochodzą z wielu źródeł. Zanieczyszczenia ze źródeł zewnętrznych mogą przedostawać się do układu przez obudowy łożysk, przypadkowo poprzez miskę olejową, gdzie powietrze stanowi mieszaninę wilgoci i tlenu i poprzez niewłaściwy olej zastosowany na dolewkę. Z drugiej strony woda z układu chłodzenia, cząstki z zużycia metali, produkty reakcji rozkładu oleju, cząstki elastomerów, szczeliw itp. oraz rdza mogą być uważane jako zanieczyszczenie wewnętrzne. Cząstki metaliczne mogą pochodzić z łożysk przekładni, pompy lub wentylatora. Oczywiście dobra filtracja usunie te zanieczyszczenia.

Jakość oleju zmienia się podczas eksploatacji. Dolewanie świeżego oleju poprawia proporcjonalnie właściwości oleju w układzie. Przy dobrze utrzymywanej instalacji, uzupełnianie świeżym olejem

stanowi około 2... 5%. W przypadku zainstalowanych w układzie sprzężarek rotacyjnych, gdy olej spełnia również funkcję uszczelnienia między gazem procesowym i atmosferą, występują większe straty, a przez to wymagane są większe uzupełnienia. W tabeli 17.10, podano najczęściej występujące zmiany jakości oleju oraz ewentualne przyczyny obserwowanych zmian.

Ze względu na wysokie temperatury i duże naciski w układach regulacji turbin parowych i gazowych często są stosowane oleje syntetyczne, głównie na bazie estrów fosforanowych (patrz p. 2).

17.7 Turbinowe silniki lotnicze

Specjalnymi konstrukcjami turbin gazowych są turbinowe silniki lotnicze: odrzutowe, turbośmigłowe i śmigłowcowe. Do smarowania skojarzy trących współczesnych lotniczych silników turbinowych (odrzutowych, turbośmigłowych, śmigłowcowych) gdzie występują ekstremalne różnice temperatur (–50°C na wysokości 20 000 metrów i +150 do +200°C w punktach smarowania) oleje mineralne są nieodpowiednie. W tych zastosowaniach najczęściej są stosowane oleje syntetyczne na bazie węglowodorowej lub estrowej. Ze względu na odmienną problematykę techniczną problemy smarownicze, występujące w turbinowych silnikach lotniczych, wymagają odrębnego traktowania.