

PS-27 内航船における低硫黄燃料と排ガス脱硫の経済性比較

環境・動力系 * 安達 雅樹、村田 裕幸、春海 一佳

1. はじめに

IMOの排出規制海域（ECA）における硫黄酸化物の規制強化が2015年に、それ以外の全海域における規制強化が2020（又は2025）年に、それぞれ開始される予定であり、これをクリアするために、低硫黄燃料への切替、排ガス脱硫装置の設置、LNG（液化天然ガス）燃料への切替、のいずれかが必要である。

本報告では499GT内航船について低硫黄燃料と排ガス脱硫の経済性を解析した結果について報告する。

2. 経済性比較の評価法

低硫黄燃料と排ガス脱硫の経済性を比較評価する手順を図-1に示す。内航船に設置する脱硫装置は2014年現在、湿式（清水と中和剤を使った閉ループ式）、固定層乾式（脱硫剤粒子を使用）、流動層乾式（同）¹⁾が候補となっており、これらの実証試験データから装置の設置可能性を検討の上、製作と設置に要する初期コストと運転に要する運用コストを求める。以下に各方法のコスト評価の手段を示すが、船舶新造時に設置する初期コストは既存船に設置する改装時のその30%割引²⁾とした。

- ・ 湿式；既存船に載せての実証試験より改装時の初期コスト単価14,765円/kW²⁾（1\$=93.68円[平成25年2月現在、以下同じ]）、運用コスト単価468円/(MWh-年)³⁾がそれぞれ算定されており、これらを使った。
- ・ 固定層乾式；既存船に載せて実証試験された装置のデータ³⁾、則ち主機1,000kW、燃料のS分2.7%に対して装置体積56m³、初期コスト46,840千円、運用コスト4,075円/(kWh-年)、を基に、片道分の脱硫剤を搭載すると想定するとしてその必要量と装置

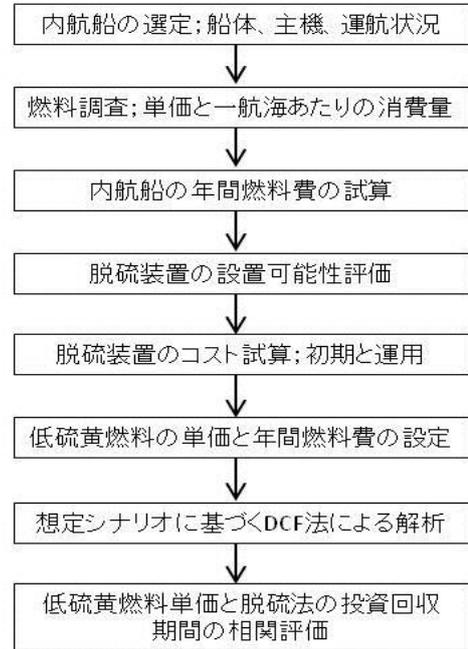


図-1 経済性比較評価の手順

体積を試算、初期コストは装置体積に関する0.6乗則⁴⁾と安全率2より、運用コストは前述の単価より、それぞれ求めた。

- ・ 流動層乾式；固定層乾式と同じ装置のデータを参考にS分を考慮して脱硫剤の必要量を求め、固定層乾式と同じ手法で初期コストと運用コストを求めた。
- 低硫黄燃料と排ガス脱硫の経済性を比較評価するための想定シナリオを図-2に示す。排ガス脱硫の投資効果を評価するために初期コストと運用コスト及び利益などから正味現在価値（NPV）を求めるディスカウントキャッシュフロー（DCF）法⁵⁾を使うが、本解析では

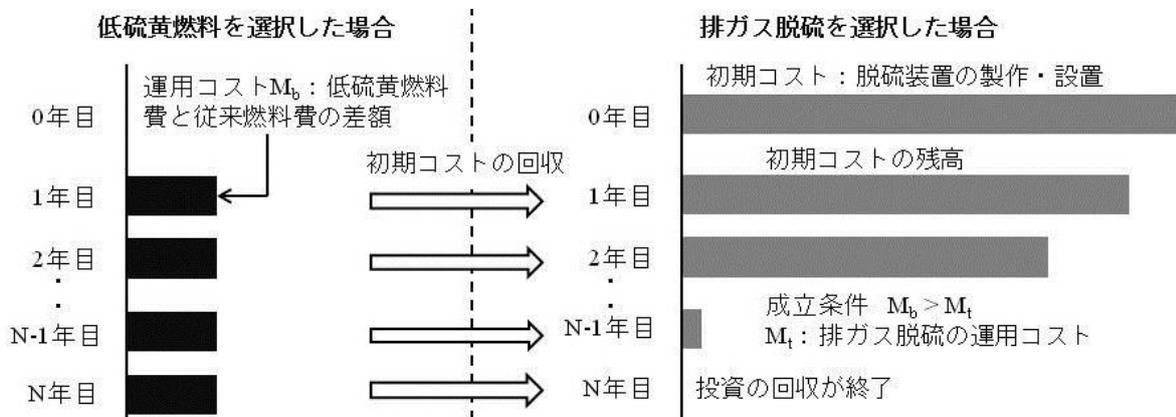


図-2 排ガス脱硫装置の導入に関する経済性の想定シナリオ

低硫黄燃料に替えた場合と従来の燃料を続けて使用する場合との年間燃料費差額をその利益に充てることにした。すなわち低硫黄燃料に替える場合はその燃料費差額を毎年追加負担することになるが、代わりに脱硫装置を設置すると従来の燃料が引き続き使用できるため、その年間燃料費差額を初期コストの回収に充てることのできるとした。DCF法においてNPVの初期値は負の値の初期コストとなるが、運用コストを上回る利益が確保されれば年単位でNPVは増加する。NPV=0となるまでの期間は投資回収期間と呼ばれるがこの投資回収期間は低硫黄燃料と従来燃料の単価差額との相関関係にあるため、経済性比較の目安となる。

3. 499GT内航船についての経済性比較

経済性比較の例として、499GT内航船に脱硫装置を新造時に設置するケースについて解析する。499GT船の概要を表-1に示すが、この時のC重油のS分は2.5%とする。連続航行日数を170日/年として年間のC重油消費量と燃料費を算定した結果を表-2に示す。

この内航船に設置する脱硫装置の内、固定層乾式について片道分に必要な脱硫剤は878kgで容器体積3.28m³、流動層乾式について片道分に必要な脱硫剤は776kgで容器体積は3.30m³という結果となった。これを踏まえて見積もった各脱硫法の初期コストと運用コストを図-3に示す。よってDCF法における各脱硫法のNPV初期値は、湿式-19,195千円、固定層乾式-11,950千円、流動層乾式-13,313千円となる。そして低硫黄燃料とC重油との年間燃料費の差額を算定、これと運用コストとの差を利益としてNPVを求める。

図-4にNPVプロットから作成した、低硫黄燃料のC重油からの単価上昇分と各脱硫法の投資回収期間についてのプロットを示す。船の寿命を20年とすると、例えば湿式では低硫黄燃料の単価上昇分が4,700(低硫黄燃料単価58,700、以下同じ)円/tonで投資回収期間が船の寿命と同じになることから、この場合低硫黄燃料への切替の方が有利になる。低硫黄燃料の単価が上昇すると投資回収期間は短縮し、単価上昇分が9,600(63,600)円/tonで全脱硫法の投資回収期間は4年程度となる。また各脱硫法を比較すると、単価が低い段階では湿式が有利になるが、乾式は初期コストが低いことから単価が上昇すると徐々に湿式より有利になる。ただしNPVは年単位の離散的数値であることから、

表-1 評価対象の内航船：499GT船

往復航海 日数	主機			燃料	
	仕様	出力	航行負荷	航行用	片道消費量
日	-	kW	-	-	kg
3	低速	1,300	75%	C重油	6,845

表-2 499GT船の年間燃料消費量と燃料費

年間燃料消費量	重油単価	年間燃料コスト
ton	円/ton	千円/年
775.7	54,000	41,888

この場合単価上昇分が11,000(65,000)円/tonを越えると実際の投資回収期間の差は1~2年程度であることに注意する。投資回収期間を5年とするとこれに対する低硫黄燃料の単価上昇分は、湿式8,250(62,500)円/ton、固定層乾式と流動層乾式8,800(62,800)円/tonとなる。

4. まとめ

内航船における低硫黄燃料への切替と排ガス脱硫装置の導入の経済性を比較するため、各脱硫法の初期コストと運用コストを見積もり、DCF法を使った低硫黄燃料と従来燃料との単価上昇分と各脱硫法における投資回収期間との相関として評価した。そして499GT船についてこの方法を使った解析を行った。

参考文献

- 1) 春海他、海技研報告、Vol.9, No.4, pp.47-74, 2009.
- 2) Entec UK, Task-2c SO₂ Abatement Final Report, 2005.
- 3) Danish Ministry of the Environment, Environment Project No.1431, 2012
- 4) Max S. Peters, et al., ISBN 0-07-100871-3, McGraw Hill, pp.150-215, 1991.
- 5) Myers, Interfaces, Vol.14, No.1, pp.126-137, 1984.

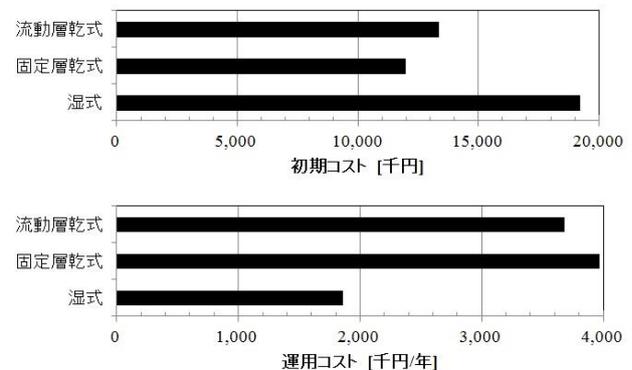


図-3 499GT船用脱硫装置の初期コストと運用コスト

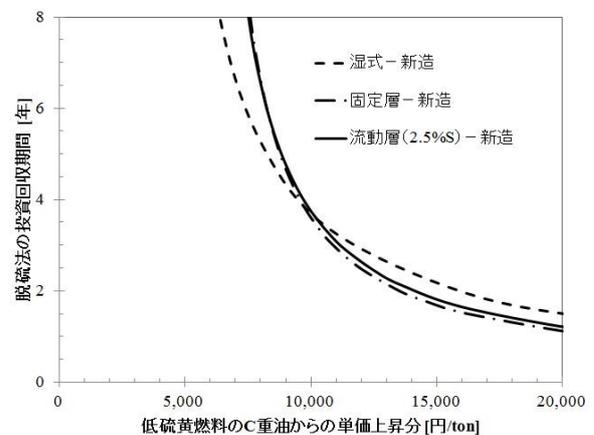


図-4 低硫黄燃料単価と脱硫装置の投資回収期間