HOKKAIDO UNIVERSITY

Title	洋上資源開発における海洋環境の保全 : Montara油井事故とDeepwater Horizon号事故を教訓とした立法提案
Author(s)	小塚, 荘一郎; 梅村, 悠
Citation	新世代法政策学研究, 18, 1-44
Issue Date	2012-11
Doc URL	https://hdl.handle.net/2115/51523
Type	departmental bulletin paper
File Information	HJNGLP018_001.pdf

Hokkaido University Collection of Scholarly and Academic Papers : HUSCAP

GCOE 全体研究会

洋上資源開発における海洋環境の保全
――Montara 油井事故と Deepwater Horizon 号事故を教訓とした立法提案

小　塚　荘一郎 ・ 梅　村　　悠

Ⅰ．研究の背景

１．本研究の目的

大規模な災害は、さまざまな法律上の問題を提起する。そこでは、発生した損害の填補や補償、処理に要した費用の負担などをめぐって、関係者の利害を調整する必要が生ずるとともに、災害そのものの発生を未然に防ぎ、また防ぐことができない災害についても被害を最小限にとどめるための制度設計という政策的な観点も要請される。災害の影響が国境を越え、他国にも及ぶ可能性まで考えると、各国の国内法の調和や統一、さらには国際法の適用関係についても、考察が求められよう。その意味で、大規模災害にかかわる法律問題は、多元的かつ法政策学的な分析の対象であると言うことができる。

本研究は、そうした課題の一つとして、海底油田・ガス田等の洋上資源開発における事故から生ずる海洋汚染の問題を取り上げ、制度設計のあり方について検討を加えるものである。海底油田に起因する海洋汚染としては、2010年４月にメキシコ湾の米国領海内で発生した掘削船 Deepwater Horizon の事故（Macondo 油井の暴噴事故）が、広く注目を集めた。これに先立つ2009年８月にも、オーストラリア北部のティモール海で試掘中の Montara 油田に、かなり大規模な事故が発生している。後者の事故は、一般にはあまり知られなかったが、IMO（国際海事機関）に対して、国際条

約による枠組みの必要性が提起される契機となった。本研究は、そうした問題提起に対する回答を提供するという実践的な目的も持っている。

２．国際的な議論の動向

IMOに対する問題の提起は、Montara油田事故により領域内に被害が発生したと主張するインドネシア政府によって行われた[1]。IMOの法律委員会では、正式な作業課題として取り上げるべきか否かを検討するため、さしあたり、関心を表明した有志国による協議の場を立ち上げ[2]、関係する制度の調査等が行われたが[3]、IMO理事会において、この課題は海運の問題を所掌するIMOの権限に含まれないとの見解が強く主張された模様であり[4]、法律委員会に対して、議題として取り上げることの当否をさらに検討するよう指示がなされた。これを受けたIMO法律委員会では、国際条約の作成よりも、2国間条約・地域的条約による解決を促進するためのモデル条項の策定に関心が移りつつあるようである[5]。

その間に、インドネシア政府は、論点の整理等を目的とする国際コンファレンスを2011年9月にバリ島で開催した。そこでは、Montara油田事故をめぐる補償交渉の現状、同事故が近隣地域の環境や社会・経済活動に与えた影響、この問題に関する既存の法的枠組、国際法にもとづく国家の責任、IMOにおける議論の状況、考えられる制度設計の概要、といった論点について報告がなされたと伝えられる[6]。今後のIMO等における議論の中

[1] LEG 97/14/1 (10 September 2010).

[2] LEG 97/15 (1 December 2010), para.14.13.

[3] 事務局による関係条約等の調査結果はLEG 98/13 (18 February 2011)に、インドネシアによる有志国協議の結果報告はLEG 98/13/1 (18 February 2011) に、それぞれ掲載されている。

[4] Richard Shaw, *Trans-Boundary Oil Pollution Damage Arising from Exploration and Exploitation of Offshore Oil: Do We Need an International Compensation Convention?*, CMI NEWSLETTER 2011-3, p.18, at p.19.

[5] LEG 99/14 (24 April 2012), paras. 13.14-13.17.

[6] Shaw, *supra* note 4, pp.19-22. 報告者は、順にMasnellyarti Hilman（インドネシア環境省）、Youna Lyons（シンガポール国立大学）、Richard Shaw（英国サザンプトン大学・万国海法会）、Guenther Handl（米国テュレイン大学）、Bebeb Djundjunan（インドネシア外務省）、Steven Rares（オーストラリア連邦裁判所判事）であった。

では、このコンファレンスの成果も作業の基盤となっていくであろう。

３．検討の順序

以上のような背景および問題意識にもとづいて、本研究は、次の順序で問題を検討する。まず、前提として、資源開発活動をめぐる法律関係を整理する。主な内容は、資源開発に関する制度枠組と当事者間の契約や保険取引の実態、および汚染損害に対する責任を定めた既存の国内法や条約の内容である（Ⅱ）。次に、Montara油田およびDeepwater Horizon（以下「DH」とする）の事故について、事実経過、環境に対する影響、および関係国が行った制度改正等について紹介する（Ⅲ）。その上で、この問題に対する制度設計のあり方を、船舶起因の海洋汚染に関する制度との比較、および関係者の行動に対する影響の機能的分析の観点から検討する（Ⅳ）。最後に、以上の議論をまとめ、この問題が今後検討される際に必要になると考えられる点を述べたい（Ⅴ）。

Ⅱ．洋上資源開発をめぐる法律関係

制度設計を考えるための前提として、資源開発をめぐる規制や契約等の法律関係を正確に把握することが必要であろう。本節では、海運業との違いをも意識しつつ、事業活動に対する規制（1）、当事者間の契約関係（2）、汚染損害に対する既存の制度（3）、を順に概観する。

１．資源開発活動の規制

資源開発活動に関する法制度の最も大きな特徴は、資源開発が、各国で規制の対象となっているという点である。

日本の法制の下では、石油や天然ガスは、鉱業法に定める「鉱物」にあたり（鉱業法3条）、同法に従って鉱業権の設定を受けなければ掘採する

ことができない（鉱業法７条）。鉱業権の設定は、従来は単純な先願主義であったが（平成23年改正前鉱業法29条）、平成23年の法改正により、開発主体の適格性が鉱業権の設定を受けるための要件として定められたほか（鉱業法29条）、石油、天然ガス等の国民経済上重要な鉱物は、「特定鉱物」（鉱業法６条の２）として、経済産業大臣が、開発を最も適切に行うことができる者を選定し、その者に鉱業権を設定するという制度に改められた（鉱業法40条）。

鉱業権とは、鉱区において登録を受けた鉱物を掘採し、取得する権利である（鉱業法５条）。この規定によって、鉱業権者は、掘採して土地から分離した鉱物の所有権を取得する[7]。現行の鉱業法は、掘採前の鉱物については所有権の対象とはしない前提で、それを掘採し、取得する権利を与える「権能」を国が有すると定めている（鉱業法２条）[8]。

比較法的に見ると、未採掘の鉱物は国の所有権に服すると定める例も少なくない。ノルウェーの石油法1－1条[9]はその例である。これは、天然資源に対する恒久主権を謳った1962年の国連総会決議[10]および国家の経済的権利及び義務の憲章に関する国連総会決議[11]にもとづくものと説明される

[7] 大判大正5・3・7民録22輯516頁参照。なお、鉱業権を持たない者によって鉱区内の鉱物が掘採され、土地から分離されたときは、その鉱区の鉱業権者（他人の鉱区内で掘採を行う租鉱権者が存在する場合は租鉱権者）が所有権を取得する（鉱業法８条）。

[8] 昭和25年に現行鉱業法が制定される前の明治38年法律45号鉱業法（昭和25年廃止）３条は、未掘採の鉱物は国の所有に属すると定めていた。大判大正5・3・7〔前掲・註７〕は、この規定を民法上の所有権について定めたものと判示したが、これに対しては、現行の鉱業法と同様に、埋蔵された鉱物について採掘権を設定する権能を国が持つという意味であったと述べる文献もある（我妻榮＝豊島陞『鉱業法』66頁〔1958年〕）。

[9] ノルウェー石油法（Act 29 November 1996 No.72 relating to petroleum activities）の英訳は、ノルウェー政府石油局のウェブサイト上で見ることができる。< http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleum-activities-act/ >

[10] United Nations General Assembly Resolution 1803 (XVII) of 1962 Permanent Sovereignty Over Natural Resources (1962).

[11] United Nations General Assembly Resolution 3281 (XXIX) Charter of Economic Rights and Duties of States.

ことがある[12]。そのような場合にも、国によって採掘の権利（licence）が与えられると、その採掘権者が鉱物を土地から分離した時点で、所有権が採掘権者に移転する。石油や天然ガスの開発であれば、油井・ガス井の出口で所有権の移転が発生するわけである[13]。

資源開発に関する制度としては、以上のような国家による採掘権の付与という形態が最も標準的なものであるが、それとは異なる仕組みが採用されている場合もある。第一に、コンセッション（concession）と呼ばれる形態は、歴史的には、長期にわたり広い範囲について、未採掘の鉱物に対する所有権をすべて事業者に与えて開発させることを意味したと言われる[14]。このとき、国は、事業者からロイヤルティを受け取るだけである。しかし、現在ではコンセッションが付与される場合にも、採掘前の鉱物は埋蔵国の所有に属すると解されており、採掘権（licence）との相違は相対化している[15]。

第二に、事業者に対して収益分配契約（PSA: Profit sharing agreement）の締結を求める国がある。これは、鉱物に対する所有権は国に属するという前提に立ちつつ、その開発を事業者に請け負わせ、請負の報酬として、採掘された鉱物の一定割合を事業者に引き渡すという内容の契約を言う。機能的に見れば、採掘権の付与に際して、採掘された鉱物の一部を国に納付させる義務を課したものであるとも言えるが、制度の建前としては、資源開発の主体は国である。そのため、産出設備は国の所有物となること等が

[12] Tina Hinter, *Comparative Law as an Instrument in Transnational Law: the example of petroleum regulation*, 21(3) BOND L REV 48 (2009).

[13] Jubilee Easo, *Licences, consessions, production sharing agreements and service contracts*, in: GEOFFREY PICTON-TURBERVILL (ed.), OIL AND GAS, p.29 (Globe Law and Business, 2009).

[14] Easo, *supra* note 13, p.33.

[15] 国が事業者に対してロイヤルティの支払いを課す点に、コンセッションの特徴を認める文献もある（田中達生『石油および天然ガスの開発システム』４頁〔2003年〕）。しかし、たとえば採掘権の制度をとるノルウェーでも、生産段階に入った採掘権者は、鉱区の大きさに応じた権利料（area fee）及び生産高に応じた生産活動料（production fee）の支払い義務を負うとされており（ノルウェー石油法4－10条）、大きな相違は見られない。

契約の内容として定められる場合が多い[16]。

第三に、国が全面的に開発の主体となり、事業者とサービス提供契約（service contract）を締結して操業を委任するという形態もある。事業者に事業リスクを負担させるために成功報酬型の契約とするケースや、資金の潤沢な産油国が自らすべての事業リスクを負担するケースなどがあると言う[17]。

なお、採掘権方式の場合に、その条件として、事業者に保険の手配を義務づけることがある[18]。たとえば、ノルウェーの石油法規則[19]では、採掘権を得た事業者は、活動期間中、①設備の損傷、②第三者に対する汚染損害等の賠償責任、③事故時の残骸物除去および清掃の費用、④従業員の損害を補償する保険を維持しなければならないと定められている（同規則73条）。

２．資源開発にかかわる契約関係

石油や天然ガスの開発は大規模なリスクを伴い、また多額の資金と専門的な技術を必要とすることから、そこには多くの当事者が関与する。そして、それらの当事者間の関係は、契約によって規律される。

(1) 共同事業契約／共同操業契約

まず、開発事業の主体としては、通常、複数の企業が関与しており、それらの企業の間では、共同事業契約（JVA: Joint Venture Agreement）ないし共同操業契約（JOA: Joint Operating Agreement）が締結される。これらの契約の目的は、開発事業から生ずる収益とリスクを一定の割合で当事者間に分配することである。複数の事業者が国に対して負う責任は、1 に述べた

16 Easo, *supra* note 13, p.37.

17 Easo, *supra* note 13, p.37-38.

18 収益分配契約や操業委任契約の場合にも、契約の内容として、同様の義務が課されることがあろう。

19 Regulations to Act relating to petroleum activities (Royal Decree 27 June 1997). 英訳は、< http://www.npd.no/en/regulations/regulations/petroleum-activities/ > で参照可能。

形態のうちいずれがとられる場合であっても連帯責任となるが、その責任も、JVA ないし JOA によって所定の割合で分配される[20]。

複数の企業が事業主体になるといっても、現実に操業を行う企業はそのうちの 1 社である。そこで、JVA ないし JOA では、この企業を操業者（operator）として、他の事業者との関係につき詳細に規定する。具体的には、一方で、対外的な関係において他の事業者を代表する権限が、操業者に与えられる。他方、内部関係については、操業者の判断にゆだねられる事項と運営委員会によって決定されるべき事項の区別、費用の支出や請負事業者の選定に関する操業者の権限とそれに対する制約、操業者に対する他の事業者の検査・監督権限などが主な内容として書き込まれるであろう[21]。

JVA ないし JOA は、開発活動の成否に大きな影響を及ぼす契約であるから、国によっては、採掘権の付与に際して、その成立が条件とされる（ノルウェー石油法3－3条）。契約内容の審査を通じて、開発活動を規制・監督するという目的である[22]。

(2) 請負契約

操業者は、探鉱や掘削の作業については、専門の事業者に請け負わせることが通常である。従って、掘削、セメンチング等の作業工程ごとに、操業者と請負事業者との間に請負契約が締結されることになる。

この請負契約の中では、作業から生ずる責任の分担が定められるが、石油・天然ガスの開発においては、意図的な非行（willful misconduct）等の場合を除いて、互いに免責を約することが一般的であると言われる[23]。言い換えれば、それぞれの管理領域において発生した機器の損害や従業員の死傷は、他の当事者に対する責任の追及が行われず、自己のリスクとして処

20 Charez Golvala, *Upstream joint ventures - bidding and operating agreements*, in: PICTON-TURBERVILLE (ed.), supra note 13, p.45.

21 Golvala, *supra* note 20, pp.46-48.

22 Hunter, *supra* note 12, p.65-66.

23 近藤洋「石油開発事業におけるリスクと保険（その３）」石油開発時報171号28頁以下〔2011年〕。

理される（knock for knock）。また、海洋汚染の発生などにより、開発事業者が第三者に対して責任を負担したときは、原因となった請負事業者がその責任を填補する（hold harmless）旨も、契約中に定められる。

（3）保険契約

リスクの分配に対応して、自らリスクを引き受けるだけの資力を持つ巨大事業者以外の事業者は、保険契約を手配する。

契約される保険の内容は、直接に損害を受ける当事者が被保険者となる保険（first party insurance）と、損害賠償責任の負担をカバーするための責任保険とに大別される。前者には、機器・施設の損傷リスクに対する物保険や、坑井が暴噴を起こした場合に対応する暴噴制御費用保険等が含まれる。後者は、従業員の死傷リスクに関する雇用者賠償責任保険・労働者災害保険と、油濁による海洋汚染を生じた場合の第三者責任についての第三者賠償責任保険である[24]。

３．汚染損害に対する既存の制度

鉱物資源開発に際して汚染を発生させた場合には、第三者の下で損害が生ずるから、不法行為責任の問題となる。この責任については、各国の国内法に特別な制度を定めた例があるほか、かつて注目を集めた地域的な条約が存在する。

（1）国内法

日本法の下では、鉱業法が、「鉱物の掘採のための土地の掘さく」等に起因する損害について、鉱業権者に無過失責任を課している（鉱業法109条）。洋上資源開発の場合にも、海底の土地を掘削するわけであるから、この規定が適用されることになろう[25]。日本の鉱業法の特徴は、免責事由が一切認められていない点にある。被害者の側に帰責事由があった場合や

[24] 田中・前掲書〔註15〕・93～94頁、近藤洋「石油開発事業におけるリスクと保険（その４）」石油開発時報172号26～33頁〔2012年〕参照。

[25] 徳本鎮『企業の不法行為責任の研究』28頁〔1974年〕参照。

天災その他の不可抗力が競合した場合にも、鉱業権者は免責されるのではなく、責任の成否及び範囲について裁判所が斟酌できるにすぎないのである（鉱業法113条）[26]。

日本法と同様に、無過失責任と責任集中の制度を定めた立法例として、ノルウェーの石油法7－3条・7－4条などがある。

（2）地域的国際条約

国際条約としては、1976年に、北西ヨーロッパ諸国[27]の間で、海底資源責任条約[28]（CLEE）が成立した[29]。この条約は、英国政府の提唱にもとづいて1973年から政府間で協議されたものであり、当事国の主権的権利が及ぶ海底の資源開発に用いられる施設に起因し、かつ、当事国の領域又は天然資源に対する主権的権利が及ぶ区域において発生した汚染損害についての責任制度を定めている（CLEE 2 条参照）。

責任主体は「操業者」（Operator）であるが、どの事業者がこれに該当するかは、管理国（施設が設置されている区域について主権的権利を行使する国。CLEE 1 条 4 項）が指定する（CLEE 1 条 3 項）[30]。責任集中の仕組みがとられ、事業者の被用者（servants or agents）の責任は排除されている

[26] この規定は、過失相殺の特則と解されている（我妻＝豊島・前掲書〔註８〕・289頁）。

[27] ベルギー、デンマーク、西ドイツ（当時）、フランス、アイルランド、オランダ、ノルウェー、スウェーデン、英国。当初は、カナダ、イタリア、マン島および日本がオブザーバーとして協議に参加していたようである。*Bernard A. Dubais, Compensation for Oil Pollution Damage Resulting from Exploration and Exploitation of Hydrocarbons in the Seabed*, 6 J. MAR. L. & COM. 549, p.572 (1975).

[28] Convention for Civil Liability for Oil Pollution Damage Resulting from Exploitation for and Exploration of Seabed Mineral Resources.

[29] CLEE については、Bernard A. Dubais, *The 1976 London Convention on Civil Liability for Oil Pollution Damage from Offshore Operations*, 9 J. MAR. L. & COM. 61 (1977); 山本草二『国際法における危険責任主義』143頁以下〔1982年〕、佐古田彰「海底石油資源開発の際の油流出事故により生じる損害についての国際賠償責任」『北東アジアーサハリン研究会調査研究報告書』134頁以下〔2002年〕参照。

[30] この規定ぶりは、原子力損害に関するウィーン条約と共通するという指摘がある（山本・前掲書〔註29〕・190頁）。

(CLEE 4 条)。責任の原則は無過失責任である。事業者は、汚染損害が不可抗力によって発生したこと、または被害者の行為・不作為・過失により発生したことを証明したときに限り、責任を免れる (CLEE 3 条)。

事業者の責任について、条約上は責任限度額が定められており、その金額は、1 施設・1 事故あたり4000万 SDR[31]となっている (CLEE 6 条)。ただし、当事国は、自国が管理国となる施設に起因する汚染損害について、責任限度額を排除し、または、より高い責任限度額を定めることができる (CLEE15条)。そして、この責任を担保するため、事業者は、当事国が3500万 SDR 以上[32]の水準で定める金額に相当する保険又は保証を手配しなければならない (CLEE 8 条)。

CLEE は、結局、どの国も批准することがなく、ついに発効しなかった。その原因は責任限度額の定めにあると指摘されている[33]。条約の作成過程を通じて、保険市場の引き受け能力を上限とする責任制限の導入を求めた英国と、自国の国内法が採用する無限責任の制度を維持しようとしたノルウェーの対立が解けず、最終的には、責任限度額を定めつつ、国内法によるこれよりも高い限度額の定めを許容するという妥協策が採用されたものの、それがいずれの側にも不満を残したためである[34]。

(3) 事業者間協定

CLEE に代わり、北海の洋上石油開発に起因する汚染損害への備えとして機能している仕組みが、沖合汚染責任協定 (Offshore Pollution Liability Agreement: OPOL) と称する事業者間の自主協定である[35]。この協定に加盟

[31] 署名開放の日 (1977年 5 月 1 日) から 5 年間は3000万 SDR。

[32] 署名開放の日から 5 年間は2200万 SDR 以上。

[33] R.R. CHURCHILL & A.V. LOWE, THE LAW OF THE SEA, Third edition, p.377 (Manchester University Press, 1999); 佐古田・前掲論文〔註29〕・137頁。

[34] 山本・前掲書〔註29〕・197～199頁参照。

[35] 現在の OPOL の条文は、協定加盟者によって組織される法人 (The Offshore Pollution Liability Association Ltd) のウェブサイトでみることができる <http://www.opol.org.uk/downloads/opol-agreement-oct10.pdf>。協定の内容について、Dubais, *supra* note 27, p.571; 山本・前掲書〔註29〕・176頁、佐古田・前掲論文〔註29〕・138～139頁参照。

している事業者は、自己が操業者 (Operator) として運営する沖合施設からの油濁に起因して当局がとった修復措置 (remedial measures) の費用及び第三者に発生した損害につき、補償を行う義務を負う。補償は 2 億5000万米ドルを限度とする (OPOL 4 条 1 項)。操業者は、油濁を発生させる事故が不可抗力、第三者の意図的な作為・不作為、当局の過失もしくは指示、又は請求者の意図的な若しくは過失による作為・不作為、のいずれかに起因する場合を除いて、この補償責任を免れない (OPOL 4 条 2 項)[36]。OPOL の適用対象は、英国、デンマーク、ドイツ、フランス、アイルランド、オランダ、ノルウェー、マン島、ファロー諸島及びグリーンランドの管轄下に設置された沖合施設からの油濁である (OPOL 前文・1 条 4 項)。

OPOL の加盟者は、協定にもとづく義務を果たすために金銭的責任を維持しなければならない (OPOL 2 条 C 項 1 号。すなわち、そのために十分な資産を維持するか、または保険を手配する義務を引き受ける)。しかし、万一、責任を負うべき操業者が支払いに応じられなかったときは、他の加盟者が補充的に責任を負う (OPOL 3 条 2 号)[37]。その意味で、OPOL の仕組みは相互保険に近い性質を持つ。すると、協定の実効性は新規加盟者の審査によって担保されることになろうが、それがどのように行われているかは、公にされていない[38]。

Ⅲ. 事故事例の法政策学的研究

1. Montara 油田事故

(1) 事故の経緯と対応

国際的な議論の契機となったティモール海での暴噴事故は、2009年 8 月31日の早朝に、Montara 油田の H 1 油井で発生した。予兆は、午前5：30頃に H 1 坑井で原油及びガスの小規模な流入 (キック) が発生したことであ

[36] 法にもとづく責任を前提としない自主協定であるから、そこに言う「義務」は他の契約当事者に対する契約上の義務である。

[37] 形式的には、加盟者からの拠出金を用いて法人が支払いを行うものとされている。

[38] Shaw, *supra* note 4, p.23.

った。気泡の発生が収まってから約 2 時間後の午前7：30頃、H 1 坑井で再度キックが発生して暴噴となり、原油およびガスがプラットフォームのトップデッキを突き抜けて、移動式掘削施設（リグ）West Atlas の底面にまで噴き上げた。その結果、大量の原油が海中へと流れ込むこととなった[39]。事故の収拾には、リリーフ井を掘って坑井を塞ぐ方策がとられたが、リリーフ井がH 1 油井に到達したのは2009年11月 1 日、そのリリーフ井からセメントを流し込んで完全に噴出を止めることができたのは、事故から135日目の2010年 1 月13日であった[40]。

この間、原油は海上に流出し続け、最大で 9 万平方キロに及ぶ海域を汚染した。流出した原油の量は、一日当たり400バレル、総計で29600バレルと推定されている[41]。これは、オーストラリアにおける海洋油濁事故として史上 3 番目の規模であり[42]、同国における油田の掘削による汚染としては最悪を記録した[43]。現場は、オーストラリア北西の海域であって、ウェスタンオーストラリア州の海岸まで137カイリ、ティモール沖合の Pulau Roti（インドネシア領）までは135カイリの距離しか離れていない[44]。

Montara 油田は、そもそも、Coogee Resources (Ashmore Cartier) Pty Ltd 社が一帯の賃借権を持ち、2007年 3 月に北部準州から採掘の許可を受けた油田である。その後、2009年 2 月に Coogee Resources 社はタイの石油開発会社である PTTEP 社の子会社によって買収され、PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd 社となった。Montara 油田にはH 1 から H 4 の四つの油井と

[39] Report of the Montara Commission of Inquiry (hereinafter “Report MCI”), paras. 5.1-5.7 (June 2010).

[40] Report MCI, *supra* note 39, para. 5.64-5.81.

[41] もっとも、初期には 1 日1000〜1500バレルの原油が流出していたのではないかとも言われている。Report MCI, *supra* note 39, p.26.

[42] 1991年のタンカー Kirki 号の油濁事故および1975年のタンカー Princess Anne Marie 号の油濁事故に次ぐ規模とされる。Report MCI, *supra* note 39, p.5.

[43] 世界の油井暴噴事故としては、被害金額で DH 事故に次ぐ史上 2 番目の規模のようである（近藤・前掲論文〔註24〕・30頁）。

[44] オーストラリア海上保安庁のウェブサイト http://www.amsa.gov.au/Marine_Environment_Protection/Major_Oil_Spills_in_Australia/Montara_Wellhead/index.asp を参照。

ガス圧入井があり、また隣接する Skua 油田には二つの、Swift/Swallow 油田には三つの油井があるが、PTTEP Australasia 社の計画では、これらをすべて連結し、Montara 油田上のプラットフォームと浮体式生産貯蔵積出設備（FPSO）によって石油・ガス開発を行うことが予定されていた[45]。

PTTEP Australasia 社は、Montara 油田の油井について、シンガポールの Atlas 社に掘削を依頼し、同社は、2009年 1 月から 4 月まで、West Atlas というリグを使用して掘削を行った。その後、West Atlas は別の掘削作業のため Montara 油田を離れたが、同年 8 月に戻り、作業を再開した矢先の事故であった[46]。

事故の発生後、オーストラリア政府は、調査委員会を組織して、事故原因の究明と再発防止のための方策の検討を委ねた。同委員会の検証結果によれば、事故の発生に至る経緯は、以下のようなものであった。West Atlas 号が Montara 油田を離れた 3 月初めの段階で、H 1 油井には $9\,^{5}/_{8}$インチ口径のセメンチングされたケーシングシューがセットされていたが[47]、ケーシングの圧力テストに際して逆流が発生し、それを再度ケーシング内部に流し込むという動作が行われた結果、セメントで固められるべきケーシングシューの周囲に海水が入り込んでしまった[48]。さらに、ケーシングシューに対する圧力テストが行われなかった。このため、PTTEP Australasia 社

[45] Report MCI, *supra* note 39, paras. 1.16-1.17.

[46] Report MCI, *supra* note 39, para. 1.18.

[47] 井戸を掘った後は、地層が露出している抗壁の崩壊を防ぐため、ケーシングパイプという丈夫な鋼管で内枠を造り、さらにセメンチング（セメントで固定化して閉塞する作業）を施さなければならない。さらに、圧力を調整できるようにするために、ケーシングの天頂部（海底の井戸元）には BOP（暴噴防止装置：海底面の抗口に設置され、抗井を密閉する装置）が取り付けられる。ケーシングや BOP については、日本船舶海洋工学会海中技術研究委員会『海洋底掘削の基礎と応用』62頁以下〔2010年〕を参照。

[48] Report MCI, *supra* note 39, paras.3.53-3.61; see also World Wide Fund-Australia, Recommendations for Australian Government Commission of Inquiry Montara Wellhead Platform Uncontrolled Hydrocarbon Release (hereinafter “WWF Recommendations”), p.25 (June 23, 2010)

の幹部職員は、問題に気づかないままであった[49]。その上、元の計画ではセメントプラグが設置されるべきであったものを 2 個のコロージョンキャップによって代替することが決定され、しかも、現実にはそのうちの1個しか設置されなかった[50]。コロージョンキャップは、本来、外部から坑内への異物の混入を防ぐ装置であって、内部からの暴噴を防止する装置ではなく、また、当時の技術水準では適当なテストの方法がなかったことから、この代用措置は不適切であったとされている[51]。

2009年 8 月に West Atlas 号が Montara 油田に戻ってきた時、圧力キャップの一方（口径13 3/8インチのもの）が設置されていなかったために、口径13 3/8インチのケーシングに錆が発生してしまっていた。この錆を落とすため、口径 9 5/8インチのコロージョンキャップが取り外された結果、H 1 油井はケーシングシューのみを防護装置として、外気に曝された状態になった[52]。それにもかかわらず、West Atlas 号は H 4 油井と圧入井での作業のため H 1 油井を離れてしまった。暴噴が発生したのは、それから十数時間後のことである。圧力キャップが取り外されたために坑内の圧力が変化し、原油が上記のような不備があるケーシングシューを透過して坑内に流入したのだと説明されている[53]。

このように、PTTEP Australasia 社による Montara 油田の掘削は、いくつもの点で、石油開発業界の望ましい実務（sensible oilfield practice）に反していた。調査委員会は、事故を引き起こした要因として、以下の11項目が複合的に作用したと述べている。①そもそも H 1 油井の操作運営計画（Well Operations Management Plan）に問題があった。②PTTEP Australasia 社の幹部従業員にバッチ掘削、バッチ結合作業（batch tieback operations）の経験が乏しかった。③PTTEP Australasia 社の油井建設基準には不明確な点が数多くあった。④リグに関与する作業員の間で、基準の内容について理解の齟齬が存在した。⑤PTTEP Australasia 社の幹部従業員の意思決定や判断

[49] Report MCI, *supra* note 39, paras.3.149-3.154.

[50] Report MCI, supra note 39, paras.3.166-3.178.

[51] Report MCI, *supra* note 39, paras.3.218-3.223.

[52] Report MCI, *supra* note 39, paras.3.179-3.198.

[53] WWF Recommendations, *supra* note 48, p.24-25.

にも問題があった。⑥同社における記録や情報共有にも欠陥が発見された。⑦PTTEP Australasia 社と掘削事業者である Atlas 社の間の連絡にもシステミックな問題点が認められた。⑧リグの安全性について責任を持つべき当事者はリグ運用会社のはずであるが、実際には、油田開発業者である PTTEP Australasia 社が実権を握っていた。⑨PTTEP Australasia 社のシステミックな問題点は、陸上の経営・管理体制にも及んでいた。⑩同社は、コストの削減にこだわったわけではないとしても、期日の遅れを発生させないことを最優先にしていた。⑪同社と北部準州の規制当局との関係にも、問題が存在した。これだけの問題点が存在した以上、事故は起こるべくして起こったのであり、不幸な偶然の事故として済ませるわけにはいかない、と報告書は結論づけている[54]。

(2) 監督体制の再編

調査委員会が指摘したこれらの問題点は、洋上資源開発に対する監督の体制について、見直しの必要性を示唆するものであった。オーストラリアの国家体制は連邦制であるため、海洋活動にかかわる権限も、連邦と州の間で争いの対象となってきたが、1967年の「石油合意」[55]とそれを受けて制定された連邦および州の石油法（連邦では1967年石油法[56]、各州も同内容の法律をそれぞれ立法した）、および1979年の「オフショア憲法和解」[57]によって確定された。それを踏まえた最も新しい法制は、2006年オフショア石油・温暖化ガス貯蔵法[58]である。同法の下では、内水を除くすべての海洋について、本来、連邦が管轄権を持つことを前提に、低潮線から 3 カイリ（1967年当時の領海）までは州に対して管轄権を委譲し、それを超える外洋（排他的経済水域または大陸棚の限界まで）については連邦が管轄権を行使する。監督の具体的な枠組は、連邦と州の担当大臣が共同当局（Joint

[54] Report MCI, *supra* note 39, pp.9-11.

[55] Offshore Petroleum Agreement 1967.

[56] Petroleum (Submerged Land) Act 1967 (Cth).

[57] Offshore Constitutional Settlement 1979.

[58] Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006 (Cth). これは、Offshore Petroleum Act 2006 (Cth) が2008年の改正により名称変更されたものである。

Authority）として、開発対象地域の決定や免許の発給、免許条件の策定等の重要な決定について責任を持ち、その下で、州の担当大臣が指定当局（Designated Authority）として日常的な監督権限を行使するものとされた[59]。もっとも、Montara 油田のある海域は、「アシュモア島およびカルティエ島」と呼ばれる海外領土（External Territory）に属するので、連邦の担当大臣が単独で共同当局かつ指定当局とされた上で、指定当局としての権限行使を北部準州に委任するという形式がとられていた[60]。

暴噴事故が発生する前から、この監督体制については、規制の重複が存在し、非効率であるという不満が少なくなかった。その理由は、掘削施設等に対する規制権限は共同当局（連邦・州の資源開発担当大臣）が有していたものの、オフショア施設上における労働安全の問題については National Offshore Petroleum Safety Authority（NOPSA）が権限を有し、さらに、環境面からの規制は環境・水・遺産・芸術省（Department of the Environment, Water, Heritage and the Arts）によって行使されているというように、複数の監督機関に権限が分散していたためである。調査委員会の報告書は、これらすべての権限を単一の連邦機関に集中する一方で、その規制機関を、資源開発政策を担当する官庁から分離することを提言した[61]。

連邦政府はこの提言を受け入れた[62]。その結果、NOPSA は改組されて National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority（NOPSEMA）となり、ウェスタンオーストラリア州の沖合を除く海域において[63]、掘削施設の規制・労働安全規制及び環境規制の権限を一元的に行使することとなった。そして、従来は指定当局として監督機能をも担ってきた資源産業の所管官庁と監督機関との分離が実現した。

このように、事故を契機として規制組織の改編が実現したが、規制の手法まで改める必要があるか否かは、一つの論点であった。2004年以降、オーストラリアでは、開発計画の許可にあたって当局が具体的な遵守事項を明示する制度（prescriptive standards）から、「石油業界の妥当な慣行（good oilfield practice）」が遵守されているか否かを基準とする制度（goal-oriented standards）へと移行しており、とりわけ北部準州では、以前の制度の下で作られた遵守事項の一覧を重視しないようになっていた。このような制度は、実務界における技術の進歩が速く、規制当局の専門知識の方が産業界よりも遅れがちな場合に、最先端の技術を規制に反映させることを目的として採用されたものである。世界自然保護基金（WWF）は、調査委員会に対して提出した意見書の中で、そうした制度の趣旨自体には理解を示しつつ、「石油業界の妥当な慣行」を適切に特定することができなかった結果として、規制の実効性が損なわれていたと批判し、最低限守られるべき基本的な事項は法令中に明示するような制度に改めるべきだと主張した[64]。この主張は、調査委員会の報告書には採用されたものの[65]、規制当局が遵守事項を詳細に指示していた米国でDHの事故が発生したことも影響したか、オーストラリア政府は、「石油業界の妥当な慣行」を基準とする規制を改めることはしなかった[66]。

２．Deepwater Horizon事故

2010年４月20日の午後９時49分、米国ルイジアナ州、メキシコ湾の沖合、Macondo 油井において探鉱中であった移動式原油掘削施設「Deepwater Horizon」が爆発・炎上した。海底の油井からの原油流出を止めるための

[59] Report MCI, paras.4.13-4.14. 歴史的経緯については、see Michael White, *Australia's Offshore Legal Jurisdiction: Part 1 - History & Development*, (2011) 25 A & NZ MAR LJ 3, pp.3-12; Tina Hunter, *Australian Offshore Petroleum Regulation After the Varanus Island Explosion and the Montara Blowout - Drowning in a Sea of Federalism?*, (2011) 25 A & NZ MAR LJ 69, pp.70-71.

[60] Report MCI, *supra* note 39, paras. 4.25-4.31.

[61] Report MCI, *supra* note 39, Recommendation 73.

[62] Australian Government, Final Response to the Report of the Montara Commission of Inquiry (hereinafter "Government Final Response"), pp.11-12.

[63] ウェスタンオーストラリア州は、従来から独自の規制体系を構築してきた経緯があり（Hunter, *supra* note 59, p.84-87）、NOPSEMA の設立後も、連邦に対して州の管轄権を委ねることを拒絶している。

[64] WWF Recommendations, *supra* note 48, pp.98-107.

[65] Report MCI, *supra* note 39, Recommendation 66.

[66] Government Final Response, *supra* note 62, pp.58-59.

作業は困難を極め、本事故は米国史上最悪の原油流出事故となった[67]。

(1) Deepwater Horizonについて

DHは、スイスのTransocean社が所有する、最大掘削能力8000フィート、最大収容人数130名、半潜水型のリグであり、鉱区のオペレーターであるBP社はこれを借り受けていた[68]。

当初、BP社はMacondo油井の探鉱のためにMarianasという掘削リグをTransocean社から借り受け、2009年10月より掘削に使用していたが、同リグは同年11月８日にハリケーンIdaによって大きな損傷を受けたため、DHへの変更がなされた。DHは、2010年２月９日より掘削を開始し、４月14日に所定の掘削深度まで到達した。同月17日には掘削作業を終了し、生産井に移行するため、最終ケーシングをセット後、仮廃坑作業を開始した[69]。

2010年４月20日、仮廃坑作業開始前に、最終ケーシングとセメントシールの健全性（抗井の健全性）を確認するため、「Positive Pressure Test（抗井内圧力を挙げ、地層へのリークがないことを確認するテスト）」及び「Negative Pressure Test（抗井内圧力を下げ、地層からの流入がないことを確認するテスト）」が実施された。テストの一部において坑井が健全でないことを示すデータが出ていたものの、テスト結果は良好と判断され、仮廃坑作業への移行がなされた。21時40分頃、抗井内の一部を泥水から海水に入れ替える作業中に暴噴（Blowout：抗井内の圧力よりも地層圧力の方が高くなり、地層内の流体が抗井に流入、制御不能となり、抗口から噴出すること）が発生し、油とガスが掘削リグに達して、引火・爆発が生じた。同月22日10時半頃、二度目の爆発を経て、DHは水深1500mに沈没するに至った[70]。

(2) 事故に対する対応

１）流出した原油に対する米国政府の対応

DHの事故以降、７月15日までの87日間、原油の噴出は続いた。流出した原油は、５月19日にルイジアナ州の湿地帯、７月中旬には同州570km、ミシシッピ州170km、アラバマ州110km、フロリダ州140kmの海岸に漂着した。かかる事態に対処すべく、米国政府は、USCG（米国沿岸警備隊）、NOAA（国務省大気海洋保全局）、EPA（環境保護庁）などを中心として、防除作業（回収船による洋上での油回収作業、油処理剤の散布、現場焼却、砂堤防の構築など）を実施した[71]。

油の流出量と回収量（Oil Budget）につき、政府は、2010年８月４日に推定値を公表したが[72]、同推定値は楽観的に過ぎるとして、公表後、直ちに科学者からの批判にさらされた[73]。これを受け、政府は、同年11月23日、ピアレビューのなされたTechnical Documentation[74]を公表した。同報告書に

---

[67] 事故については、事故調査委員会の報告書（NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, DEEP WATER –THE GULF OIL DISASTER AND THE FUTURE OF OFFSHORE DRILLING (United States Government printing, 2011) (hereinafter "DEEP WATER")）のほか、ANTONIA JUHASZ, BLACK TIDE (Wiley, 2011); JOEL ACHENBACH, A HOLE AT THE BOTTOM OF THE SEA (Simon & Schuster, 2011)などを参照。邦語の文献としては、日本経済新聞（2010年６月16日付け朝刊など）のほか、編集委員会「メキシコ湾における石油掘削施設爆発、沈没による大規模原油流出事故について」海上防災146号12頁〔2010年〕、「同（続報）」147号３頁〔2010年〕、「同（続々報）」148号６頁〔2011年〕、前田克也「メキシコ湾の原油流出事故について」KANRIN 35号２頁〔2011年〕などが詳しい。

[68] リース料は１日当たり100万ドルと報じられている。*See* DEEP WATER, *supra* note 67, p.2.

[69] DEEP WATER, *supra* note 67, p.92、前田・前掲論文〔註67〕・２頁参照。

[70] DEEP WATER, *supra* note 67, pp.1-19,105-115、前田・前掲論文〔註67〕・２－３頁参照。

[71] 編集委員会・前掲論文〔註67〕・海上防災147号４頁、藤田勇「海上油対応技術とメキシコ湾油流出事故」KANRIN 35号７頁〔2011年〕; DEEP WATER, *supra* note 67, at Chapter Five 参照。

[72] NOAA, *Federal Science Report Details Fate of Oil From BP Spill* (August 4, 2010) (*available at* <http://www.noaanews.noaa.gov/stories2010/20100804_oil.html>).

[73] David A. Fahrenthold, *"Scientists question government team's report of shrinking gulf oil spill"*, Washington Post August 5, 2010; Katie Howell, *"White House, Critics Reach Stalemate in Dispute Over Oil Budget in Gulf"*, New York Times, August 23, 2010.

[74] The Federal Interagency Solutions Group, Oil Budget Calculator Science and Engineering Team, *Oil Budget Calculator Deepwater Horizon --Technical Documentation* (November, 2010) (*available at* <http://www.restorethegulf.gov/sites/default/files/documents/pdf/OilBudgetCalc_Full_HQ-Print_111110.pdf>).

よれば、流出量490万バレル（78万kℓ）のうち、41％が人工的に回収・処理（直接回収17％、現場焼却５％、回収３％、油処理剤による分散16％）され、37％が自然に消失（自然分散13％、蒸発または溶解24％）し、残存している油は22％とされている。これにつき、Ramseurは、油の多くが効果的にメキシコ湾から除去されたものの、相当量が何らかの形で残存しており、その影響が懸念されると指摘している[75]。

２）BPによる対応

（A）暴噴への対応　　Macondo油井におけるオペレーターであるBP社は、暴噴に対処すべく、政府機関と協働して、下記(a)～(f)の対策を実施した[76]。

（a）BOP（Blow Out Preventer：暴噴防止装置）による抗井の閉鎖　　４月25日、ROV（遠隔操作ロボット）を使って、BOPを作動させることを試みたが、失敗した。

（b）回収ボックス（Cofferdam）の設置　　５月８日、漏油箇所に回収ボックスを設置し、油の回収を試みたが失敗した。

（c）Top Kill作戦及びJunk Shot作戦　　５月26日から、「Top Kill（BOPを介して重泥を高圧で抗井に注入して、上昇流の勢いをとめ、その後セメンチングで固めて流出を止める）作戦」及び「Junk Shot（Junk（タイヤのゴムやゴルフボール）をBOP下部に詰めて、液体の流出を止める）作戦」を試みるも、重泥は抗井内を降下せず、かえってBOPから逆流し、奏功しなかった。

（d）LMRP（Lower Marine Riser Package）作戦　　BOP上部にLMRPキャップを取り付け、パイプで海上まで流出油を吸い上げる作戦であり、６月４日より6/4より一定量の吸い上げに成功した（数千kℓ/日の流出は続いた）。

（e）シーリングキャップのセットとスタティック・キルの完了　　７月10日より、BOP上部に新たなキャップ取り付け、油の吸い上げから流出封印へ作業への移行が図られた。８月３日、抗井に抗口（キャップの上部）から重い流体とセメントを注入し、５日にスタティック・キルが完了した。

（f）油井の封鎖（ボトム・キルの完了）　　９月18日、事故直後から掘削を進めていたリリーフ井から重い流体とセメントを注入し、セメンチングを含む全作業が終了した。

（B）油濁被害者への対応　　本件事故に適用される米国油濁法（Oil Pollution Act of 1990）には、責任制限を認める規定があることから、事故の直後から、BPの法的責任の行方が注目された。BPの経営陣は、あらゆる「適法な請求（legitimate claims）」に対しては支払いをする旨を表明していたが[77]、議員の中には、BPの言う「適法な」という文言について懐疑的な（BPは責任限度額の範囲内で「適法な」支払をするつもりなのではないかと捉える）者も存在した[78]。かかる疑問に答えるべく、BPは、オバマ大統領との協議を経て、６月16日、本件事故のための補償財源として、４年間で総計200億ドル（１年間当たり50億ドル）を特別預託口座（escrow account）に拠出することに合意した[79]。同基金に対する請求は、Feinberg弁護士が管理する独立したクレーム処理機関「GCCF（Gulf Coast Claims Facility）」を通じて処理される[80]。

[75] Ramseurは、様々な要因によって、その正確性が妨げられることから、残存した油の行方について最終的な見積もりをすべきかどうかには議論の余地があり、今後は自然資源損害の評価プロセス等によって、その手掛かりが得られる可能性があるとしている。Jonathan L Ramseur, *Deepwater Horizon Oil Spill: The Fate of the Oil, in:* COLIN J. BRANWELL & ANNALISE C. FULTON (eds.), FATE OF THE OIL FROM THE DEEPWATER HORIZON SPILL, pp.1-20 (Nova Science Publishers, Inc., 2011).

[76] 伊原賢「メキシコ湾油流出事故の技術的考察」海上防災149号35頁〔2011年〕、前田・前掲論文〔註67〕・３頁、編集委員会・前掲論文〔註67〕海上防災147号４頁、DEEP WATER, *supra* note 67, at Chapter Five参照。

[77] *See, e.g., Testimony of Lamar McKay (Chairman & President, BP America) before the Senate Committee on Energy and Natural Resources* (May 11, 2010), *available at* <http://democrats.energycommerce.house.gov/Press_111/20100512/McKay.Testimony.05.12.2010.pdf>.

[78] Jonathan L. Ramseur, *Liability and Compensation Issues Raised by the 2010 Gulf Oil Spill, in:* CHRISTRINE R. WALSH & JAMES P. DUNCAN (eds.), GULF OIL SPILL OF 2010 –LIABILITY AND DAMAGE ISSUES, p.16 (Nova Science Publishers, Inc., 2012) (hereinafter "GULF OIL SPILL OF 2010").

[79] The White House Press Release, *FACT SHEET: Claims and Escrow* (June 16, 2010), *available at* <http://www.whitehouse.gov/the-press-office/fact-sheet-claims-and-escrow>.

[80] GCCFが損害賠償請求の窓口となったのは2010年８月23日以降である。窓口がGCCFに移管されるまでに、BPは３億９千９百万ドルの支払を行ったとされ（BP

(3) 事故の影響

メキシコ湾は、カニ、エビ、牡蠣、及び魚などの海産物に恵まれていたが、これら全てが原油により影響を受けた。5 月 2 日にメキシコ湾の 3 %のエリアが漁業閉鎖海域に指定され、7 月 2 日にはこれが37%に拡大するなど、漁業者の被害は大きく、ルイジアナ州の漁業者は集団訴訟を提起した。また、全米旅行産業協会は 3 年間で最大227億ドルに損害額が上ると試算するなど、観光客の激減によって、観光業者も大きな影響を受けた[81]。

野生生物に関しては、合衆国魚類・野生生物局（U.S.Fish and Wildlife Service: USFWS）によれば、2011年 4 月20日現在、鳥類については、救助数の総計8233匹のうち6147匹が死亡、海亀については、救助数1149匹のうち613匹が死亡、哺乳動物については、救助数170匹のうち、157匹が死亡したとされている[82]。以上のような目に見える野生生物への被害に加えて、本件事故において特徴的であるのは、深海におけるプルーム（deep-sea plume）の発生が、海洋生物に大きな打撃を与える恐れが生じていることである[83]。プルームについては、生物に有害なレベルには至っていないと結論する報告がある一方で[84]、プルームの水には、海洋生物に急性の毒性を与えるのに十分な PAH（多環式芳香族炭化水素）が含まれていたとする研究結果もあり[85]、最終的な野生生物への被害については不確定要素が大きく、さらなる調査が必要との指摘がなされている[86]。

(4) 事故の原因と政府組織の改編

事故調査委員会の報告書によれば、暴噴事故の直接的な原因は、油井坑内の圧力を維持するための 3 つの防壁―油井底部のセメント、油井及びライザーにおけるマッド（油井掘穿中に穴に流し込む懸濁液）、並びにBOP―について、それぞれのリスクの評価を誤り、怠ったこととされており、とくに「非常に重要」とされる Negative Pressure Test の結果の解釈を誤ったことが主たる要因として指摘されている[87]。

Press Release, *BP Reports Nearly $400 Million in Claims Payments as Program Transitions to GCCF* (23 August, 2010), *avilable at* < http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=2012968&contentId=7064597 >）、GCCF は、2012年 4 月13日現在、63億1645万余ドルを支払ったと公表している（Gulf Coast Claims Facility, *Overall Program Statistics* (Status Report as of April 13, 2012), *available at* < http://www. gulfcoastclaimsfacility.com/ GCCF_Overall_Status_Report.pdf >）。

[81] 編集委員会・前掲論文〔註67〕・海上防災147号 9 頁、DEEP WATER, *supra* note 67, at Chapter Five 参照。

2012年 3 月 3日、BP は、漁業関係者やホテル、不動産会社など10万以上の個人や企業から構成さ れる原告団との和解した旨を公表した。和解金は約78億ドルであり、同金額は基金に拠出した200億ドルから支払われる。BP Press Release, *BP announces settlement with PSC, subject to final written agreement, to resolve economic loss and medical claims from Deepwater Horizon accident and oil spill* (3 March, 2012), *available at* < http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=2012968&contentId=7073667 >; 日本経済新聞朝刊 3 月 4 日付参照。

なお、Macondo 油井に10%の権益を有していた MOEX Offshore（三井石油開発の米国子会社）は10. 65億ドルで BP と和解し（三井物産プレスリリース（2011年 5 月20日付））、9000万ドルで米国政府と和解した（三井物産プレスリリース（2012年 2 月18日付）、日本経済新聞夕刊2012年 2 月18日付）。同油井に25%の権益を有していた Anadarko は40億ドルで、BP との和解が成立している（BP Press Release, BP Announces Settlement with Anadarko Petroleum Company of Claims Related to Deepwater Horizon Accident (17 October, 2011), *available at* < http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=2012968&contentId=7071823 >）。

[82] U.S.Fish and Wildlife Service, Deepwater Horizon Response Consolidated Fish and Wildlife Collection Report (April 20, 2011), *available at* < http://www.fws.gov/home/dhoilspill /pdfs/ConsolidatedWildlifeTable042011.pdf >.

[83] *See e.g.*, Mark Schrope, *Oil cruise finds deep-sea plume*, NATURE 465, pp.274-275 (2010), *available at* < http://www.nature.com/news/2010/100518/full/465274a.html >.

[84] Joint Analysis Group (JAG), *Review of Preliminary Data to Examine Oxygen Levels In the Vicinity of MC252#1 (May 8 to August 9, 2010)*, *available at* < http://www.noaa.gov/sciencemissions/PDFs/JAG_Oxygen_Report%20%28FINAL%20090410%29.pdf >.

[85] David L. Valentine et al., *Propane Respiration Jump-Starts Microbial Response to a Deep Oil Spill*, SCIENCE vol.330 no.6001 pp. 208-211 (2010).

[86] National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, Staff Working Paper No.17, *Natural Resource Damage Assessment: Evolution, Current Practice, and Preliminary Findings Related to the Deepwater Horizon Oil Spill*, in GULF OIL SPILL OF 2010 , p.109.

[87] DEEP WATER, *supra* note 67, pp.115-122.

さらに、かかる深刻な状況を招来した根本的な原因（root causes）として、同報告書が指摘するのが、事業者の「経営管理上の失敗（management failures）」と政府による「規制の失敗（regulatory failures）」である[88]。

経営管理上の失敗は、マコンド油井における最も重大な問題点とされる。すなわち、BP及び他の事業者（リグのコントラクターであるTransocean社やセメンチング工事を実施したHalliburton社）における意思決定プロセスがより適切に管理され、コミュニケーションがより図られ、そして、重要な工学技術について有効な訓練がなされていれば、暴噴は防げていたであろうから、経営管理上の失敗が暴噴の根本的な原因であることは明白とされる[89]。

また、政府も民間企業の杜撰な経営管理を正すために必要な監督をしていなかったとされる。すなわち、当時の所轄監督官庁であった内務省鉱物資源管理局（MMS）の規則は深海掘削のリスクに対処するために不十分（例えば、暴噴の主たる要因とされたNegative Pressure Testについて、何ら要件を定めていない）であったとされる[90]。その背景としてMMSが掘削における安全確保や環境保全を図るための監督権限とともに、油井から得られるリース料やロイヤリティなどの徴収権限を有していたことが指摘されており、事故後、MMSは即時に解体され、計画部門、監督部門、徴収部門の3つの局から構成されるBOEMRE（Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement）への改組がなされた[91]。

[88] DEEP WATER, *supra* note 67, p.122.

[89] ハリケーン等により、4月20日の時点において、工期は約6週間遅延しており、予算を5800万ドル以上オーバーしていた。問題は、時間や費用を節約しようとしたことではなく、BPの意思決定プロセスにおいて、包括的かつシステマチックなリスク評価、ピアレビュー及び変更管理（management of change）がなされなかったことにあると指摘されている。DEEP WATER, *supra* note 67, p.2, pp.122-126.

[90] DEEP WATER, *supra* note 67, pp.126-127.

[91] *See* DEEP WATER, *supra* note 67, at Chapter Three. なお、BOEMREは、2011年10月1日、BOEM (Bureau of Ocean Energy Management) と BSEE (Bureau of Safety and Environmental Enforcement) とに改組されている。

（5）米国油濁法についての改正提案

1989年3月のエクソン・バルディーズ号事故を契機に制定された油濁法は、当時の国際条約（CLC・FC）に比して、極めて高い賠償・補償水準を定めるとともに、責任当事者が広く、賠償・補償の範囲も広いという特徴を有しているが[92]、米国史上最大規模とされるDHの事故は、同法における様々な規定―とりわけ、責任制限や基金のあり方などについて―問題を提起することとなり[93]、議会において複数の改正法案が提出されている。

1）責任制限

現行法の下、DHのような沖合施設の場合、責任当事者には、1事故あたり「全ての除去費用＋7500万ドル」の責任制限が認められている[94]。

DHの事故後に開かれた第111期の議会では、多くの議員から洋上施設の責任限度額に対する懸念が表明され、責任限度額の大幅な引き上げまたは撤廃が提案された。2010年7月、下院は洋上施設の責任限度額を撤廃する法案を可決し[95]、上院も同様の法案を2010年同月末に提案したが[96]、可決には至らなかった[97]。

[92] 油濁法については、谷川久（監修）『アメリカ合衆国油濁法の解説』〔1993年〕、落合誠一「油濁事故損害賠償・補償のあり方への基本的考察」『日本海法会100年記念論文集第1輯』153頁〔2001年〕、COLIN DE LA RUE & CHARLES B. ANDERSON, SHIPPING AND THE ENVIRONMENT: LAW AND PRACTICE (2nd ed. Informa Maritime & Transport, 2009) などを参照。とくに、本件事故を素材として論じた論考として、小林寛「1990年油濁法（the Oil Pollution Act of 1990）の下での責任制度―メキシコ湾原油流出事故を素材として―」海事法研究会誌209号2頁〔2010年〕、大塚直「福島第一原発事故による損害とメキシコ湾油濁による損害」淡路剛久ほか（編）『公害環境訴訟の新たな展開―権利救済から政策形成へ』209頁〔2012年〕参照。

[93] Ramseur, *supra* note 75, pp.10-11.

[94] 33 U.S.C. §2704(a)(3). 但し、故意・重過失、連邦規則違反等の場合は適用されない（33 U.S.C. §2704(c)）。

[95] H.R. 3534 (111th), Consolidated Land, Energy, and Aquatic Resources Act (hereinafter "CLEAR Act"), passed July30, 2010.

[96] S.3663 (111th), Clean Energy Jobs and Oil Company Accountability Act of 2010.

[97] Ramseur, *supra* note 75, p.11; National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, *Staff Working Paper No.10, Liability and Compensation Re-*

責任限度額の引き上げ（ないし撤廃）を支持する見解は、それにより事故による財務的なリスクが高まることから、当該企業による安全性確保のインセンティブが向上するであろうことを論拠としている[98]。すなわち、現行法が規定する低い責任限度額は、費用の内部化という観点において、事業者による安全性確保のインセンティブをゆがめているとされる[99]。かかる見解は油濁法の限度額についてレビューをした多くの経済学者によって支持されており[100]、Greenstone も、議会において、500万ドルの責任制限は、石油会社が流出事故の責任を完全に負担しないことによる、古典的なモラルハザードの問題を生ぜしめており、費用便益分析に基づいてなされるべき掘削の決定を「不可避的にゆがめて」いると証言している[101]。

他方、これに反対する見解は、①責任限度額の引き上げ（ないし撤廃）に伴って、賠償資力要件が厳格化すると、保険の付保可能性が低下すること[102]、②自家保険をかけることができない小規模な会社が市場から排除されてしまうことを論拠として挙げるが、後者に対しては、その事業活動に伴う潜在的なコストを拠出できない会社は、事業を行うべきではないという再反論がなされている[103]。

quirements under the Oil Pollution Act, *in* GULF OIL SPILL OF 2010, p.64.

98 Mark A. Cohen et al., *Deepwater Drilling: Law, Policy, and Economics of Firm Organization and Safety*, 64 VANDERBILT LAW REVIEW 1853, 1903-1904 (2011).

99 Thomas W. Merrill, *Insurance and Safety Incentives (National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, Working Paper)*, p.6 (*available at* < http://www.oilspillcommission.gov/sites/default/files/documents/Merrill%20Paper%20Final.pdf >).

100 Ishan Nath, *Economists' Perspectives on Liability Caps and Insurance for the Offshore Oil and Gas Industry in the Wake of Macondo Blowout (National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, Working Paper)*, pp.5-8.

101 Testimony of Michael Greenstone before the House Transportation and Infrastructure Committee (June 9, 2010), *available at* < http://web.mit.edu/ceepr/www/publications/workingpapers/2011-009.pdf >.

102 Robert P. Hartwig (Insurance Information Institute), *Testimony before the House Committee on Transportation and. Infrastructure* (June 9, 2010).

103 *See e.g.* Merrill, *supra* note 99; Ramseur, *supra* note 75, p.13. ①の論点については２）で扱う。

２）賠償資力責任の証明

油濁法の責任限度額をめぐる議論は、責任限度額自体を引き上げるか撤廃するかに焦点があてられているが、責任限度額の引き上げまたは撤廃は、賠償資力証明が同一の基準で求められない限り、実務において安全性を確保させ、被害者への完全な賠償を確保するためのインセンティブを与えるという望ましい効果をもたらさないであろうことに注意する必要がある[104]。賠償資力責任額を増加させることなしに、責任限度額を増加させることは、会社が賠償資力責任の要件を満たしつつ、事故に起因する少額の賠償金さえ支払うことなしに、破産しうることを意味するからである[105]。

したがって、沖合施設の賠償資力責任要件につき３億ドルへの引き上げを提案する下院法案[106]は重要な意義を有するが、賠償資力要件の厳格化に対しては「意図せざる結果をもたらす」との議会証言がなされるなど[107]、保険業界によって懸念が示されている。

この点、議会調査局（CRS）の分析によると、保険市場に生じる可能性のある悪影響としては、保険料の高騰、填補範囲の限定、不確定のリスク引受への躊躇が挙げられる一方で、代替的手段（「CAT ボンド」や「再保険サイドカー」など）の活用によってリスクを分散したり、（会社ではなく）当該掘削施設に対して保険証券を発行したりすることによって、新たな責任レジームに適合できる可能性もあるとされている[108]。これらを踏まえて、DH 事故調査委スタッフの Working Paper は、市場への影響は明らかではないので、段階的な導入が望ましいと指摘している[109]。

また、小規模会社への影響の緩和策として、上院では、事業者間相互扶

104 Cohen et al., *supra* note 98, p.1912.

105 Cohen et al., *supra* note 98, p.1912; Ramseur, *supra* note 75, p.12; National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, Staff Working Paper No.10, *supra* note 97, p.65.

106 CLEAR Act, at § 703.

107 Hartwig, *supra* note 102.

108 Rawle O. King, *Deepwater Horizon Oil Spill Disaster: Risk, Recovery, and Insurance Implications* (July 12, 2010), *available at* < http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R41320.pdf >.

109 National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, Staff Working Paper No.10, *supra* note 97, pp.67-68.

助制度（ミューチュアルファンドへの加入義務付けによるリスクのプーリング）が提案された[110]。相互責任プールは、個別企業が有する安全性改善のためのインセンティブが減少するという欠点を有するが、これは保険料のレベルを財務的及び安全性のリスクに連動させることで対処可能と指摘されている[111]。

3）油濁基金

現行法において、税金を主たる財源とする油濁漏出責任信託基金（Oil Spill Liability Trust Fund: OSLTF）からの補償は、1事故につき10億（自然資源損害は5億）ドルが限度とされているところ[112]、111〜112期の議会において、限度額や税率の引き上げに関する法案が複数提出された[113]。

2010年6月の時点で基金の残高は約15億ドルであり、1事故あたり10億ドルの拠出限度額では、大規模事故に対応できないおそれがある[114]。油濁基金の事故あたりの上限額が引き上げられる場合、当該費用は石油製造活動の受益者によって負担されるため、事業者によるリスク低減のインセンティブには資することがないが、被害者への完全な補償を提供するためには拡充が必要との指摘がある[115]。

[110] S. 3763 (111th) § 32 (2010) (“RESPOND Act” or “Landrieu bill”).

[111] 上記法案は内務省長官に保険料の決定権限を付与している。National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, Staff Working Paper No.10, *supra* note 97, p.69.

[112] 26 U.S.C. § 9509(c)(2)(A).

[113] *See* e.g., S. 3793 (111th); Ramseur, *supra* note 75, pp.13-15.

[114] Ramseur, *supra* note 75, p.13.

[115] 事故あたりの限度額を引き上げる場合、基金が成長し続けるようにすべきであるとともに、基金に再び保有上限を課す場合（2005年から2008年まで、基金の最大保有額を27億ドルとするキャップが存在していた）、キャップは事故あたりの拠出額よりもはるかに高く設定すべきとされている。National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, Staff Working Paper No.10, *supra* note 97, p.71.

4）請求のプロセス

油濁法の下、被害者は、第一に責任当事者に請求をすることが求められ[116]、責任当事者が責任を否定し、または90日以内に解決がなされない場合に、責任当事者に対して訴訟を提起するか基金に直接請求をすることが認められている[117]

請求のプロセスに関する提案としては、現行法において責任当事者のクレーム処理に対する連邦政府の監督または監査権限についての定めがないことから、これに関する規定を設けるものや[118]、請求プロセスにおける期間を90日から45日に短縮するものがある[119]。

また、油濁法上の規定に基づいて設立された機関ではないが、DHの事故ではGCCFが損害賠償請求の窓口となっているところ、GCCFに対しては、適時に適切な損害額の支払いがなされないという懸念が示されたほか[120]、その支払基準が油濁法の規定と矛盾しているとの批判もなされている[121]。

5）リスク評価の主体及び基準

前述のとおり、事故の原因の1つとして、当局（MMS）の規制が不十分であったことが挙げられている。この点につき、DH事故調査委員会スタッフのWorking Paperは、規制当局がリスク管理を徹底し、厳格な基準を導入することで不適格な会社を排除することが望ましいと指摘している[122]。

[116] 33 U.S.C. § 2713(a).

[117] 33 U.S.C. § 2713(c).

[118] *See e.g.*, H.R. 6016 and H.R. 3534.

[119] *See e.g.*, H.R.5629 and H.R.3534.

[120] *See e.g.*, Letter from Thomas Perrelli (U.S. Associate Attorney General) to Kenneth Feinberg (GCCF Administrator) (September 17, 2010).

[121] *See e.g.*, Letter from Bill McCollum (Attorney General of Florida) to Kenneth Feinberg (GCCF Administrator) (August 20, 2010). これを受け、Feinbergは、GCCFの支払基準から“geographic test”と称される近接条項（proximate clause）を削除した。Ramseur, *supra* note 75, p.19.

[122] National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, Staff Working Paper No.10, *supra* note 97, p.69.

これに関連する法案として、賠償資力要件を上限 3 億ドルとしつつ、一定の基準を満たした場合に要件の緩和を認める下院法案[123]や、沖合施設の責任限度額を一定の基準に基づいて規制者が設定することを認める上院法案[124]がある[125]。

Ⅳ．制度設計の視点

１．被害救済のための国際的枠組

Montara 油田の暴噴事故を契機として、オーストラリア連邦裁判所の Rares 判事は、洋上掘削施設の汚染損害について、船舶に起因する海洋汚染の制度をモデルとした国際的な枠組の創設を提唱した[126]。船舶に起因す

[123] 当該基準として、①保険証券を発行するための保険業界の市場キャパシティ、②流出事故の操業上のリスク及び当該環境及び地域に対する流出事故の影響、③責任当事者によって探索され、掘削され、産出されまたは輸送される石油・ガスの量及び場所、④沖合施設の所有者が有する資産価値、⑤最悪の想定の下で所有者が法的責任を負う可能性がある全除去費用と損害賠償額、⑥当該沖合施設の安全性に関する履歴、⑦その他大統領が考慮するのが適切なあらゆる要素が挙げられている。CLEAR Act, § 703.

[124] 当該基準として、①リースの場所の水深、②予測される井戸の深さ、③リースの場所と石油・ガス緊急対応設備及び施設との近接性、④海氷に衝突する可能性、⑤賃借人の連邦法違反の履歴、⑥炭化水素の埋蔵量、⑦予測される井戸の圧力、⑧油濁基金の利用可能性、⑨その他の救済方法、⑩沿岸域における非エネルギー資源の経済的価値、⑪海底または水面における暴噴防止装置の有無、⑫業界による支払の可能性が挙げられている。S.3542 (111th): Oil Spill Compensation Act of 2010, §301(e).

[125] さらに、リスク評価に関しては、リスクテイクを監視し、リスクを低減するための財務的インセンティブと資源の両方を有する保険会社の役割も重要とされる。Cohen et al., *supra* note 98, p.1913; National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, Staff Working Paper No.10, *supra* note 97, pp.70-71.

なお、石油開発事業に関する保険については、Ⅱ．２(3)で前述したところを参照。

[126] Steven Rares, *The Need for an International Convention to Deal with Off-shore Hydrocarbon Leaks?*, (2012) 26 A & NZ MAR LJ 10. 前述（Ⅰ．２）のバリ島におけるコンファレンスでの講演もほぼ同一の内容のようである。

る海洋汚染については、沿岸国に発生する被害の救済等を目的として、二つの国際枠組が存在する。第一に、一般の船舶において使用される燃料油（バンカー油）の流出から海洋汚染が発生した場合については、船舶の所有者（裸傭船者や船舶の運航者を広く含む）に厳格責任を負わせるとともに責任保険契約の締結を義務づける条約（いわゆるバンカー条約[127]）が作られている。この条約は、2001年に採択されたものであるが、欧州を中心として批准が進み、2008年に発効した。なお、バンカー条約自体は責任の限度額を定めていないが、船舶所有者の責任については、船舶のトン数を基準として一定の金額を上限とする制度が、国際的に受け入れられている[128]。第二に、タンカーに起因する海洋汚染については、輸送する原油等が流出するときわめて大規模な海洋汚染が発生することから、特別の条約による制度が存在する。一方では、登録上の船舶所有者に厳格責任を課すとともに他の関係者の責任を排除した上で、登録上の船舶所有者の責任限度額を原則的な金額の 2 倍程度に引き上げ、かつ、その限度額に対応する金額の責任保険契約の締結が義務づけられる（1992年の油による汚染損害についての民事責任に関する国際条約（CLC）[129]）。他方で、CLC の限度額をも超える損害を補償するために国際基金が設立され、締約国で海上輸送原油を受け取った者（輸入業者等）が、受け取り量に比例した金額を拠出している（1992年の油による汚染損害の補償のための国際基金の設立に関

[127] International Convention on Civil Liability for Bunker Oil Pollution Damage, 2001. 邦語訳は、公益財団法人日本海事センター編『船舶油濁損害賠償保障関係法令・条約集』（以下、『法令・条約集』とする）318頁以下。この条約については、井口俊明「バンカー油濁損害に関する補償条約の採択について」海運886号100頁〔2001年〕、井口俊明「『2001年バンカー油による汚染損害の賠償に関する条約』について」海事法研究会誌176号 2 頁〔2003年〕参照。

[128] いわゆる船主責任制限条約にもとづく制度である。ただし、これには1957年の条約、1976年の条約および1976年条約の限度額を引き上げた1996年の議定書があるので、限度額の大きさや責任制限を受けない債権の種類等は、各国で同じではない。

[129] International Convention on Civil Liability for Oil Pollution Damage, 1992. 邦語訳は、『法令・条約集』〔前掲・註127〕・60頁以下。

する国際条約（FC）[130]。

Rares 判事の構想は、この二つの仕組みを折衷し、洋上掘削施設に適合させたものである。すなわち、洋上掘削施設を所有・管理・運用するリグ管理者（rig controller）を責任主体とする国際的な責任制度を条約によって確立する（厳格責任とするか否か等は、条約作成過程で交渉されるべき事項とされている）。そして、リグ管理者には責任保険契約の締結を義務づけるとともに、その責任額を保険金額と同額に制限する。その上で、限度額を超える損害の補償に応ずるため、国際的な基金を設立し、洋上掘削施設で生産された石油及びガスを輸入した輸入者とすべてのリグ管理者に補償の原資を拠出させる、というものである[131]。

このような内容の国際条約は、結局のところ、かつての CLEE を全世界的な規模に拡大したものにも見える。しかし、それを CLEE と比較すると、相違点もいくつか見出される。その第一は、Rares 判事の構想では、責任主体が「リグ管理者」と表現されている点である。この表現は、厳密な意味でリグの運転を行う掘削業者のみを指すわけではなく、洋上資源開発にかかわる事業者を広く含む趣旨で用いられているようである。洋上資源開発に起因する海洋汚染は、掘削段階でのみ発生するわけではなく、掘削の完了後、石油やガスの生産が開始された後にも、生産設備で事故が発生し、海洋汚染を惹起する危険性は十分に存在する。従って、責任主体に関する議論を深めていけば、CLEE と同じ「操業者」に落ち着く可能性は高いように思われる。

第二の、きわめて重要な相違点は、責任限度額を超えて発生した損害を補償するために、国際基金の設立を提唱している点である。CLEE が関係国に受け入れられずに終わった原因は、責任制限制度が不可欠であるとする保険市場と、それでは損害の填補が不十分になると考える一部の国との対立を解決できなかったところにあった。Rares 判事は、おそらくその点

[130] International Convention on the Establishment of an International Fund for Compensation for Oil Pollution Damage, 1992. 邦語訳は、『法令・条約集』〔前掲・註〕・112頁以下。なお、CLC および FC については、藤田友敬「海洋環境汚染」落合誠一＝江頭憲治郎編『海法大系』77頁〔2003年〕参照。

[131] Rares, *supra* note 126, pp.17-22.

を踏まえ、国際基金による補償の仕組みによって、この矛盾する要請を両立させようと考えたのであろう。もっとも、仮に国際的な補償基金を設立するとしても、それに対する拠出額を生産された石油・ガスの輸出量によって定めることは、合理的ではないと思われる。FC 条約にもとづく国際基金への拠出が、海上輸送によって輸入される原油の受け取り量を基準として定められる理由は、タンカーを用いて原油の海上輸送を行う行為が海洋汚染の危険を高めているところにあるが、洋上資源開発の場合には、開発行為自体がそうした危険性を内包する行為なのであり、それが海上輸送によって輸出されるか否かは、海洋汚染の危険性と関係を持たないはずだからである。

２．事故抑止・実務改善のための制度設計

（a）民事責任の事故抑止効果

米国では、過去に CLC および FC の批准を拒絶して油濁法を制定した経緯があるため[132]、DH の事故が発生して以降も、条約による国際的な制度設計に対する関心は、ほとんど見られない。しかし、既に見たとおり、油濁法について多数の改正法案が議会に提出されており、理論的にも、望ましい民事責任法制はどのようなものか、という点をめぐって多くの議論が交わされている。

これらの議論においては、提案されている法制度が、事故による海洋汚染損害の発生を抑止し、海洋における資源開発活動を適切な水準にコントロールできるか否かという基準で評価される場合が多い。窮極的な制度目的は海洋環境の保全であると考えるならば、事故が発生した後に賠償・補償がなされること以上に、そもそも大規模な環境汚染を発生させないことが重要であろう。そうだとすれば、制度の設計にあたっては、当事者の行動に対する影響を十分に分析し、事故の発生を適切に抑止するような効果の有無を検討することが重要であると思われる[133]。

[132] この間の事情については、谷川久「油濁損害の賠償・補償制度について」損害保険研究59巻 2 号289～290頁〔1997年〕参照。

[133] Fayette によれば、環境そのものへの損害に対する責任制度の目的は、損害の填

1）責任の制限

多くの改正提案は、油濁法が定める責任制限の制度を問題とする。現実には、BP社は事故後の早い段階で限度額を援用しないことを決定しており（前述Ⅲ．2 (2) 2））、しかも、すべての賠償請求に応じる資力を有していたが、将来、同じような事故が発生した場合に備えて、制度的にも、責任限度額を撤廃すべきであるという考え方は強い。しかし、当事者の行動に対する影響を考えると、制度上は責任限度額がなくなったとしても、賠償義務者の資力を損害額が超えてしまえば、損害賠償責任に伴う抑止効果は完全には発揮されない。さらに、賠償主体となる開発事業者は、通常、株式会社であるから、株主の責任が有限責任とされていることによるインセンティブのゆがみも発生する。

このとき、想定され得る損害額を保険によってカバーすれば、事業者の無資力リスクの問題は回避できる。しかし、それをすべての事業者に義務付けると保険市場の供給能力を超えてしまうのではないかという懸念は大きく、また、仮に供給自体は可能であるとしても、保険料の水準は、事業者にとって購入が難しいほどに高くなってしまう可能性が大きいと言われている[134]。

この問題を解決するために、事業者の支払い能力を超える損害が発生するリスクをあらかじめ数値化し、事前に課税するという制度が提案されて

補よりも抑止にあるとされる（Louise Angélique de La Fayette, *New Approaches for Addressing Damage to the Marine Environment*, 20 INT'L J. MARINE & COASTAL L. 167, pp.222-224 (2005)）。この点に関して、森田 果＝小塚荘一郎「不法行為法の目的―『損害填補』は主要な制度目的か」NBL 874号10頁〔2008年〕参照。

[134] See Cohen, *supra* note 98, p.1901. 保険市場の供給能力については、専門家の間でも見解が一致しているわけではない。2010年９月に、大手保険会社であるMunich RE社は、事業者単位で保険契約を締結する現在の取引形態を改めて、坑井ごとにリスクを評価し、保険契約を締結することにすれば、一件あたり100～200億ドルまでの保険が供給可能であるとの見解を公表した（Munich RE, Press Release: Munich Re develops new insurance solution for oil catastrophes (12 September 2010), available at http://www.munichre.com/en/media_relations/press_releases/2010/2010_09_12_press_release.aspx）。もっとも、この見解では保険料の水準が示されていないので、それが操業者にとって購入可能な商品であるか否かは、明らかではない。

いる。事業者の支払能力を超える規模の損害を発生させる事故の確率は、きわめて小さい。従って、その場合に支払能力を超える部分（外部効果として事業者から社会に対して転嫁されるコスト）も、事前の期待値として評価すれば十分に小さな金額となり、事業者に負担させて内部化することができる、というアイディアである[135]。もっとも、これに対しては、むしろ課税額が小さくなりすぎて、事業者の行動に与えるインセンティブとして意味を持たないのではないか、という批判が向けられている[136]。

2）安全性の評価

油濁法の改正を論ずる上で、いま一つの大きな問題は、事業者の掘削活動の安全性を誰が、どのように評価するかという点である。資源開発のように先端的な技術が利用される分野では、最も新しい情報は事業者に集中する。規制当局や保険者には、専門的な人材が置かれるとしても、開発を自ら手掛ける事業者に較べれば、情報の収集能力にはかなりの開きがあると言われる。仮に、そのような事情によって事業者ごとの安全性が適切に評価されなければ、責任保険や無資力リスクの課税化を導入してみたところで、適切なインセンティブとして機能するような保険料や課税額を呈示することはできない。その場合、事業者に対するインセンティブ効果は、油田開発を行うか否かの決定についてのみ発生し、安全対策や設備を最適な水準に設定するインセンティブは、働かないことになる[137]。

そこで、一種の相互保険の仕組みを導入し、事故による海洋汚染が発生した場合に、損害額が一定の金額を超えれば、相互保険からの支払がなされるという仕組みが提案されている。商業保険ではなく、相互保険の形態をとることによって、同業の開発事業者が他の事業者の安全性を評価する

[135] W. Kip Viscusi & Richard J. Zeckhauser, *Deterring and Compensating Oil-Spill Catastrophes: The Need for Strict and Two-Tier Liability*, 64 VANDERBILT LAW REVIEW 1717, 1723 (2011).

[136] Kenneth S. Abraham, *Catastrophic Oil Spills and the Problem of Insurance*, 64 VANDERBILT LAW REVIEW 1769, 1789 (2011).

[137] Abraham, *supra* note 136, p.1791.

ことになり、事業者の持つ専門的情報を活用することが目的である[138]。これは、結局のところ、北海におけるOPOLの仕組みを米国にも（さらには全世界的に）拡大することになるであろう。

（b）米国油濁法における自然資源損害評価

民事責任制度のインセンティブ効果は、以上のような責任の発生原因や担保方法だけではなく、海洋汚染が発生した場合に事業者が負担する損害の範囲や内容にも依存する。米国の油濁法において、責任当事者は、自然資源（natural resources）[139]に対する損害についても賠償責任を負っている。後述するように、これによって、責任当事者には、環境を適時に適切な方法によって修復するインセンティブが生じると評価されてきたが、DHの事故によって新たな課題も提起されている。以下では、油濁法における自然資源損害評価（Natural Resource Damage Assessment: NRDA）について、事故抑止のための制度設計という観点から検討する。

1）油濁法における規定の概要

自然資源損害は、「損害評価の合理的な費用を含む、自然資源の損傷、破壊、損失、または利用の喪失についての損害賠償額であり、合衆国受託者、州受託者およびインディアン部族受託者、または外国の受託者によって回収されるべきもの」[140]と定義される[141]。

損害賠償額の算定基準は、①損害を受けた自然資源の修復、回復、代替または同等物の取得費用、②修復の間に生じた自然資源の価値の減少、および③それらの損害賠償額を評価する合理的費用とされ[142]、同基準及び規則に従って算定された額は反証可能な推定（rebuttable presumption）の効力を有する[143]。

回収された損害賠償金は、他に充当することなく、自然資源に関して負担した費用の補填または支払にのみに使用される[144]。なお、自然資源損害は、除去費用ではなく損害賠償額（damages）に分類されるので、責任制限（沖合施設の場合7500万ドル）の対象となる[145]。

2）自然資源損害評価（NRDA）ルール（NOAA規則）と機能分析

大統領は、自然資源の損害賠償額算定のための規則を油濁法施行後、2年以内に公布するものとされたが[146]、環境の評価手法の一つであるCVMの利用の可否を中心とした大論議が巻き起こったため、規則の内容は変遷を重ね[147]、1996年1月5日に最終規則が公表された[148]。

最終規則の特徴は損害を受けた自然資源の「修復（restoration）」[149]を目的としていることにあり[150]、「修復」には、損傷を受けた自然資源・サービスを基礎状態に戻すための、自然回復を含むあらゆる措置を意味する「基本的（primary）修復」と、事故の日から回復までの間に発生する、自然資

138 Joseph E. Aldy, *Real-Time Economic Analysis and Policy Development During the BP Deepwater Horizon Oil Spill*, 64 VANDERBILT LAW REVIEW 1795, 1812-1815.

139「（排他的経済水域の資源を含む）合衆国、あらゆる州・地方公共団体、またはインディアン部族、もしくはあらゆる外国政府に、所属し、運営され、受託され、帰属し、または他の方法によって支配される、土地、魚、野生生物、生物相、大気、水、地下水、飲料水源、およびその他の資源」と定義される。33 U.S.C.§2701(20)

140 33 U.S.C.§2702(b)(2)(A).

141 かかる規定のルーツは公共信託理論（public trust doctrine）とされている（*See* Laura Rowley, NRD Trustees: *To What Extent Are They Truly Trustees?*, 28 B.C. ENVTL. AFF. L. REV. 459, 470 (2001); Kevin R. Murray et al., *Natural Resource Damage Trustees: Whose Side Are They Really On?*, 5 ENVTL. LAW 407, 422 (1999).

142 33 U.S.C.§2706 (d)(1).

143 33 U.S.C.§2706 (e)(2).

144 33 U.S.C.§2706 (f).

145 Kristina Alexander, *The 2010 Oil Spill: Natural Resource Damage Assessment under the Oil Pollution Act, in* GULF OIL SPILL OF 2010, p.83.

146 33 U.S.C.§2706 (f) (e)(1).

147 詳細は、梅村悠「油濁汚染と自然資源損害に対する責任－米国油濁法と国際条約との比較を通して－」流経法学9巻2号55頁以下〔2010年〕（2010）を参照。

148 61 Fed. Reg. 440 (1996).

149「損害を受けた自然資源・サービスの修復、回復、代替、または同等物の取得のための、あらゆる行為、または行為の組み合わせ」と定義されている（15 C.F.R. §990.30）。

150 EDWARD H.P. BRANS, LIABILITY FOR DAMAGE TO PUBLIC NATURAL RESOURCES, p.128 (Kluwer Law International, 2001); DE LA RUE & ANDERSON, *supra* note 92, p.517.

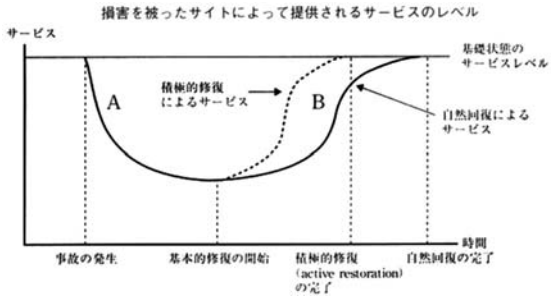
源・サービスの当座の（暫定的）損失（interim losses）を填補するためにとられるあらゆる措置を意味する「填補的（compensatory）修復」とが含まれる[151]。

下記の図（註152参照）によって示されているように、損傷を受けた自然資源の回復を促進させる基本的修復措置がとられた場合、当該自然資源の修復中に失われたＡの部分の価値が、修復中の当座の損失として、損害賠償の対象となる。これに対して、基本的修復措置が行われず、当該自然資源が自然回復を目的として放置された場合、当該回復が完了するまでに失われた価値、すなわちＡとＢの部分を合わせた部分が損害賠償の対象となる[152]。

NOAA 規則が「当座の損失」を填補の対象としていることに対しては異論もあるが[153]、これは以下のような論拠によって正当化されよう。すなわち、法と経済学の観点からは、企業に環境損害を防止するための措置をとらせるために十分なインセンティブを与えるには、責任当事者に対して、単なる財産上の損失のみならず、事故に関する社会的費用をすべて課すべ

[151] 15 C.F.R. §990.30.　規則が定める損害評価プロセスの詳細については、梅村・前掲論文〔註147〕・64頁以下参照。

[152] BRANS, *supra* note 150, p.131.



（BRANS, *supra* note 150, p.132 を参照して作成）

[153] *See e.g.* DE LA RUE & ANDERSON, *supra* note 92, p.531; Richard B. Stewart et al., *Evaluating the Present Natural Resource Damages Regime: The Lawer's Perspective, in:* RICHARD B. STEWART (ed.), NATURAL RESOURCE DAMAGES: A LEGAL, ECONOMIC, AND POLICY ANALYSIS, p.153 (National Legal Center for the Public Interest, 1995).

きであるとされている[154]。「社会的費用」には、修復費用のみならず、当該資源が損害を受けた時から完全に回復するまでに、社会の各メンバーが被った社会的な損失に対する補償も含まれることから[155]、「当座の損失」を補償の対象としない限り、外部不経済の内部化が不十分なものとなってしまう[156]。さらに、「当座の損失」について責任当事者に責任を課すことによって、修復措置を適時（in a timely manner）に実施するためのインセンティブが責任当事者に生じることとなる。なぜなら、修復が遅れれば遅れるほど「当座の損失」は増加するからである[157]。すなわち、修復費用と当座の損失の評価額とはトレード・オフの関係にあるため、複数の修復選択肢のうち、最も費用のかからない修復措置（自然回復）を選択したとしても、損害賠償額の総計は必ずしも最低にならない[158]。

以上のように、合理的な修復選択肢を適時に実施するためのインセンテ

[154] Carol Adaire Jones, *Compensation for natural resource damages from oil spills: a comparison of US law and international convenitons*, 11 Int. J. Environment and Pollution 1, 92(1999); *See e.g.* STEVEN SHAVELL, ECONOMIC ANALYSIS OF ACCIDENT LAW (Harvard University Press, 1987).

[155] Jones, *supra* note 154, p.92.

[156] なお、前掲〔註133〕参照。

[157] Jones, *supra* note 154, p.92.

[158] 以下の例のように、最も低額な修復選択措置（Ⅰ）をとっても、損害賠償額の総額は必ずしも、最低とはならない（BRANS, *supra* note 150, p.123を参照して作成）。

修復選択肢	当該自然資源が基礎状態に戻るまでに要する期間	修復費用	当座の損失の評価額	損害賠償額の総計
Ⅰ損害を受けた自然資源について積極的な修復措置が全くとられなかった場合	12年	50万ドル（監視・防護費用）	1200万ドル	1250万ドル
Ⅱ500万ドルを要する修復措置が実施された場合	7年	500万ドル	700万ドル	1200万ドル
Ⅲ600万ドルを要する修復措置が実施された場合	4.5年	600万ドル	450万ドル	1050万ドル
Ⅳ1300万ドルを要する修復措置が実施された場合	3年	1300万ドル	300万ドル	1600万ドル

ィブを責任当事者に付与するためには「当座の損失」の概念が不可欠と考えられよう[159]。

3）DH 事故が提起する課題

従来、NRDA プロセスは成功を収めてきたと評価されているが[160]、DH のような規模を有する事故への適用は初めてのことである。すなわち、従来の事故に比して、より多量の原油が流出し、より広範な地域が影響を受け、より多くの受託者が関わることになるため、新たな問題が提起される可能性がある[161]。

この点、Alexander は、油濁法において、同一の事故及び自然資源について二重の回収（double recovery）は禁じられているものの[162]、受託者間で統一した修復計画を作成すべき規定がないことから[163]、複数の独立した NRDA プロセスが実施される可能性を指摘する。受託者の間で損害が明確に分割出来る限り、これは問題にならないかもしれないが、自然資源は政治的な境界を有するわけではないので、複数の受託者が同一の資源について損害賠償請求を行うおそれは否定できないとされる。さらに、Alexander は、ある受託者が修復計画を作成し終える前に、別の受託者が同一の自然資源につい修復を作成して賠償金を得てしまう可能性があるため、受託者がそれぞれ別々に行動するという状況は責任当事者との和解競争を招来するかもしれないとしている[164]。

[159] 環境損害の評価にあたり、同様の概念を取り入れた立法例として、EU の「環境損害の予防および修復に係る環境責任に関する指令（環境責任指令）」がある。詳細は、梅村・前掲論文〔註147〕・71頁以下参照。

[160] BRANS, *supra* note 150, pp.142-143.

[161] Alexander, *supra* note 145, p.91.

[162] 33 U.S.C.§2706 (d)(3).

[163] 33 U.S.C.§2706 (c) は、各受託者に対して、それぞれが管轄する自然資源の修復計画を作成すべき責務を定めている。NOAA規則も、NRDAを分割して実施することが合理的である場合、受託者は別個に行動することができると規定している（15 C.F.R.§990.14(2)）。

[164] 議会において、NRDA の問題は明示的に扱われていないが、下院法案（H.R.3534）の一部（メキシコ湾修復計画の作成に関する提案）は NRDA と重複する。これが

以上のような、受託者間の協働に関する「法の欠缺」については、適切なかたちで（油濁法自体に規定を盛り込むか、NOAA 規則を改正することによって）これに対処すべきであり、油濁法をベースとして、NRDA に関する望ましい制度設計を検討する際には手当てが必要な課題の 1 つと考えられよう。

NOAA の Charlie Henry が「DH 事故への対処及び影響評価は、短距離走ではなく、マラソンになるであろう」と言及したように[165]、現在もなお、NRDA プロセスは、修復計画を作成するためのアセスメントが実施されている段階にある[166]。本件事故に対して現行の NRDA ルールが実効的に機能するかどうかの結論が出されるのは、何年（何十年）も先になるが[167]、とりわけ、上述した責任当事者のインセンティブの確保という観点からは、「当座の損失」を填補するためにとられる修復措置（填補的修復措置）としていかなるプランが検討されるかにつき、今後の動向が注目されよう。

（c）政府のインセンティブと責任

バリ島で開催されたコンファレンスでは、Handl 教授が、掘削施設の事故による海洋汚染が近隣の国の領海または排他的経済水域に及んだ場合に、原因となった行為が行われた国が補充的に損害賠償責任を負担するという考え方を呈示したと伝えられる[168]。この観点は、従来、正面から論じられてこなかったが、今後掘り下げて検討する価値があるように思われる。船舶起因の海洋汚染と比較したとき、洋上資源開発においては、政府が大きく関与しているからである。タンカーをはじめとする外航海運は、歴史

NRDA に専占するのか、併存するシステムを提供するものかどうかは不明確であるが、後者の場合、冗長（redundant）と指摘されている。Alexander, *supra* note 145, p.80.

[165] National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, Staff Working Paper No.17, *supra* note 86, p.96.

[166] NRDA プロセスは、プリアセスメント・フェーズ、修復計画フェーズ、修復実行フェーズの 3 つの段階から構成される（15 C.F.R. §990.12.）。修復計画に関する進捗状況は、< http://www.gulfspillrestoration.noaa.gov/ > から入手できる。

[167] National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, Staff Working Paper No.17, *supra* note 86, p.96.

[168] Shaw, *supra* note 4, p.20-21.

的に「海運自由の原則」を享受し、許認可等による規制を免れてきたが、資源開発の場合は、許認可やコンセッションの付与という形で政府が関与する。資源開発の形態が収益分配契約（PSA）や操業委任であれば、さらに進んで、政府自身が事業主体であるとも言える。このとき、事故の抑止に向けた法制度の設計としては、国家の損害賠償責任を通じて、政府に対し、適切な規制と監督を行うインセンティブを与えることも重要であろう。

Handl 教授は、最近の国際海洋裁判所の判決を引用しつつ、現状では、汚染源を領海・排他的経済水域内に有する国が補充的な責任を負うとする根拠を一般国際法上に求めることは難しいと認める。しかし同時に、今後の国際法の発展によって、そうした考え方が認められるようになる可能性は、まったく排除されていないと論じた[169]。国連国際法委員会においても、越境環境損害を防止する義務を国家に負わせた条文草案[170]が採択されるといった動きもあり、少なくとも立法論として考えた場合には、ここで国家の責任を論ずること自体は、決して唐突な考え方ではないと思われる。ただし、企業と異なり、政府は経済的な利益の実現のみを目的として行動するわけではないから、経済的なインセンティブが政府の行動に対して与える効果は、企業の場合と同じではないかもしれない。そこで、政府に対して適切なインセンティブを与える制度とはどのようなものかを慎重に検討し、設計しなければならない。

改めて考えると、政府が金銭的な負担を負った場合に、それを租税に転嫁しようとすれば、少なくとも民主国家においては、政治プロセスを通じて統制が働くであろう。他方、政府は自国の産業を保護し、その利益を増進することについて利益を見出すと考えられるから、金銭的な利益を自国の産業に還元する仕組みは、規制や監督を適切に行うインセンティブになるとも考えられる。そこで、具体的な仕組みとして、資源開発に対して許可を発給した政府は、事故による海洋汚染損害を修復するための国際基金

169 Shaw, *supra* note 4, p.21.

170 Prevention of Transboundary Harm from Hazardous Activities. 邦訳として、臼杵知史「『危険活動から生じる越境損害の防止』に関する条文案」同志社法学60巻 5 号497頁〔2008年〕。条文案の意義について、児矢野マリ「越境損害防止」『山田中正大使傘寿・変革期の国際法委員会』239頁〔2011年〕参照。

に対して一定の金額を拠出し、一定の期間内に事故が発生しなければ、拠出した政府に対してこの拠出金を払い戻すという制度は考えられないであろうか。このような制度を、OPOL のような相互保険の仕組みと比較すると、相対的に資力が乏しい事業者や安全技術が最高水準とは認められていない事業者は、相互保険に受け入れられない可能性があり、その場合には、国際的な競争において不利益を蒙るが、政府の拠出による国際基金の仕組みは、そうした不利益を政府が補うことと実質的に等しい。従って、後発の事業者や中小規模の事業者を擁する国の政府にとっては、一種の産業政策として機能するわけである[171]。

Ⅴ．結　語

洋上資源開発に起因する海洋汚染の法律問題は、これまで、断片的にしか論じられてこなかった。その理由の一端は、タンカー事故による油濁損害に比較すると、大規模な汚染を発生させる事故が少なかったことにもあろう。しかし、2009年の Montara 油田暴噴と、翌2010年に発生したメキシコ湾の DH 事故によって、国際的には、状況が一変しつつある。そして、サハリン島における石油・ガスの開発にわが国企業が関与している中で[172]、

171 ここで、米国で指摘されているように技術に関する情報が開発事業者に集中しているとき、政府には適切な規制を行う能力が備わっているかという問題も考えておく必要があるかもしれない。この問題については、一方で、Montara 油田の事故に関連して指摘されているような最低限守られるべき基準をあらかじめ明示し、その遵守状況を監督する体制が必要となるのではないか。そこに言う基準は、すでに確立され、遵守されるべきことについておよそ争いがないようなものであるから（WWF Recommendations, *supra* note 48, p.6）、政府と事業者の間の情報の格差は問題とならない。他方、先端的な技術や安全設備については、それぞれの事業者が有する知見を、同業者間および監督当局の間で共有していくことが有益であろう。そうした情報を交換・共有するための場を設定することも、政府の任務であると考えられる。現実にも、Montara 油田の暴噴及び Deepwater Horizon 号の事故に対する反省から、米国とオーストラリアの政府が官民協議会合を開催し、世界の石油開発業界が一体となって安全性を向上させる取り組みを支援している。

172 小田博「『持続可能な開発』と環境法――資源開発プロジェクトとロシア環境

わが国も、この問題に対して無関心であるわけにはいかないように思われる。

その際に、広く知られている船舶に起因した海洋汚染の法制度をそのまま移し替えて条約化することは、一見すると容易に見えるが、資源開発に特有の事情を反映せず、結果的には、受け入れがたい制度を作ってしまうおそれがあるように思われる。真に有益な制度を構築するためには、不幸にして発生してしまった事故例の詳細な分析を出発点として、従来の主たる関心対象であった被害の補償・救済に加え、事故の発生を抑止するようなインセンティブの設計、さらには、領域を超えて損害が拡大する可能性を踏まえた国際法と国内法との擦り合わせなど、多元的な分析にもとづいて、最も適切と思われる制度を設計していくという政策学的なアプローチが求められよう。本稿では、このようなアプローチから、制度設計に際して有益と考えられる視点を整理してみた。そうした視点を総合して具体的な制度を提案することは、別の機会に行いたいと考えている。

法――」『加藤一郎先生追悼論文集・変動する日本社会と法』659頁〔2011年〕参照。