

# L'eruzione del pozzo Macondo nel Golfo del Messico

## *Cause e conseguenze per l'industria petrolifera*

L'eruzione del Pozzo Macondo della British Petroleum, avvenuta nell'aprile del 2010 nelle acque del Golfo del Messico con devastanti conseguenze ambientali, ha prodotto una serie di conseguenze per l'industria petrolifera italiana, con l'avvio di azioni conoscitive e di verifica ed interventi volti a dare impulso allo sviluppo di opportune tecnologie per le attività in alti fondali

■ Antonio Martini, Eutizio Vittori

### Introduzione

Il 20 aprile 2010 il pozzo Macondo nel permesso MC252 della *British Petroleum* è andato in eruzione nel Golfo del Messico, provocando l'affondamento della piattaforma di perforazione *Deepwater Horizon*, la morte di 11 dei 126 membri dell'equipaggio e la più grave fuoriuscita di petrolio in mare della storia dell'industria petrolifera, prossima ai 5 milioni di barili.

L'impatto sull'ambiente naturale e sull'economia dell'area colpita è stato altissimo, con costi enormi in gran parte a carico delle società coinvolte. La profondità del fondale, superiore a 1.500 metri, insieme alle alte pressioni in foro, è stata invocata come il principale ostacolo alla ripresa del controllo del pozzo, riuscita solo dopo quasi tre mesi di tentativi più o meno fallimentari.

■ Antonio Martini

Ministero dello Sviluppo Economico, Dipartimento energia, Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche

■ Eutizio Vittori

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), Dipartimento Difesa del Suolo, Servizio Geologico d'Italia



[http://en.wikipedia.org/wiki/Deepwater\\_Horizon](http://en.wikipedia.org/wiki/Deepwater_Horizon)

## L'incidente

Appena avvenuto l'incidente, tutti gli operatori e gli enti di controllo si sono poste alcune basilari domande:

- 1) cosa è realmente accaduto? 2) Potrebbe capitare a noi?
- 3) C'è qualcosa da migliorare/cambiare nelle procedure e nelle tecnologie? 4) C'è qualcosa da rivedere nei piani di emergenza per situazioni di questo tipo?

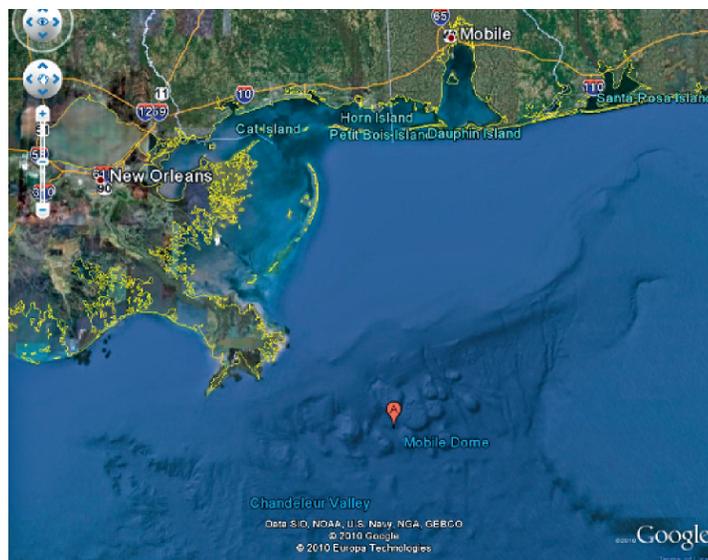
Per rispondere è necessaria innanzitutto una ricostruzione analitica della sequenza di eventi. Ad oggi, i fatti principali che hanno portato al disastro appaiono indiscutibili, documentati dalla stessa BP e dalle società di servizio (Transocean - proprietaria dell'impianto di perforazione, Halliburton, responsabile delle cementazioni), nonché dalle testimonianze dei tecnici fornite alle varie commissioni d'indagine. La ricostruzione ufficiale più documentata è oggi quella della Commissione tecnica istituita dal Presidente Obama, cui si rimanda per dettagli (<http://www.oilspillcommission.gov/final-report>).

Una serie di incidenti aveva portato la perforazione ad essere in forte ritardo: l'8 marzo 2010 la *Deepwater Horizon* avrebbe dovuto iniziare un nuovo pozzo, ma solo il 9 aprile era stato raggiunto il fondo foro a -5.596 metri. Un orizzonte di arenarie mineralizzate ad olio era stato rinvenuto a 5.512-5.528 metri, con la pressione di giacimento prossima a 12.000 psi (827 bar). Registrati i logs elettrici, tra il 18 e 19 aprile era discesa la colonna di produzione a diametro variabile, cementata tra il 19 e il 20 aprile. Alle ore 12 del 20 aprile il test di chiusura delle *blind shear rams* nel BOP (*Blow Out Preventer*) stack a fondo mare aveva dato esito positivo. Si era proceduto quindi alla chiusura mineraria. Nonostante pressioni e flussi anomali durante lo spiazzamento del fango con acqua di mare, la manovra era continuata fino al precipitare della situazione. Alle 21:49 avviene il *blowout*: fango e gas e poi gas e olio eruttano violentemente dalle aste incendiandosi rapidamente; alle 21:56 viene ordinato l'abbandono della piattaforma e comandato l'avvio dell'EDS (*Emergency Disconnect System*), uno dei due sistemi di sicurezza sul BOP (l'altro è il *Deadman switch*). Purtroppo non si attivano entrambi, il primo forse per il danneggiamento del meccanismo a causa dell'eruzione, il secondo probabilmente per un'insufficiente manutenzione. La piattaforma, dopo aver bruciato per circa 36 ore, affonda il 22 aprile, adagiandosi sul fondale a circa 400 metri dal pozzo Macondo.

Verosimilmente, le cause dirette del *blowout* sono state:

- a) l'inadeguato completamento del pozzo con un casing a diametro variabile, cui si è aggiunta una carente realizzazione tecnica della cementazione e la sua mancata verifica tramite logs elettrici; b) lo spiazzamento del fango pesante che riempiva il pozzo con acqua di mare, che ha ridotto drammaticamente la contropressione esercitata sullo strato mineralizzato, non isolato dal cemento; c) la errata/mancata interpretazione degli andamenti delle pressioni nelle aste e dei flussi nelle vasche, che chiaramente denunciava l'imminente eruzione; d) il mancato funzionamento dei sistemi di sicurezza, una volta iniziata l'eruzione.

In sostanza, la volontà di minimizzare i costi ha indotto gravi errori nella progettazione prima e nell'esecuzione poi di alcune fasi chiave nel completamento del pozzo, seguiti da incomprensibili errori nell'interpretazione dei dati strumentali e nella gestione delle fasi immediatamente precedenti l'eruzione. A tutto ciò si sono aggiunte gravissime inefficienze della strumentazione tecnica. Nell'insieme, sono state disattese importanti procedure comunemente seguite dalle Compagnie petrolifere. Si è dimostrata insufficiente anche l'azione dell'ente di controllo federale statunitense: il Mineral Management Service (MMS) che infatti, subito dopo l'incidente, è stato sostituito dal BOEM (*Bureau of Ocean Energy Manage-*



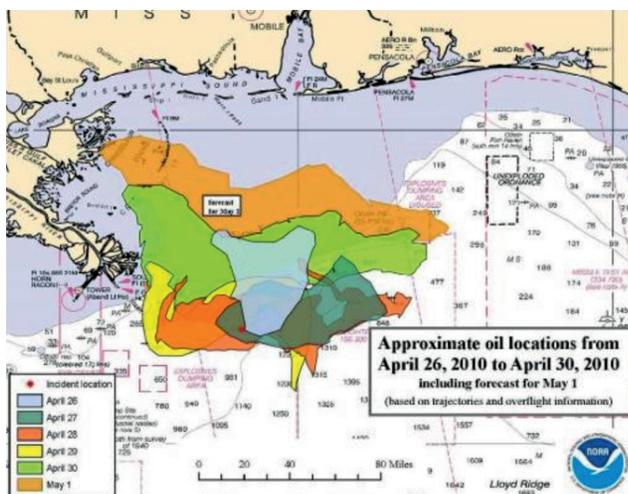
**FIGURA 1** Ubicazione del pozzo Macondo MC252 nell'*offshore* della Louisiana, a circa 70 chilometri dalla costa  
Fonte: immagine tratta da Internet

ment, Regulation and Enforcement), non più incaricato della raccolta delle *royalties*.

## L'emergenza nel golfo del Messico

Dopo aver inutilmente tentato con i ROV (*remotely operated vehicles*) di azionare le valvole di sicurezza a testa pozzo, gli sforzi si sono concentrati su: 1) intercettare il pozzo Macondo con pozzi obliqui (*relief wells*) per iniettare fango e cemento e contrastare così il flusso d'olio; 2) operare sulla testa pozzo per catturare l'olio in uscita e/o interromperne il flusso.

Mentre si procedeva con i *relief wells*, si sono succedute diverse manovre sul fondo marino, tutte fallimentari, fino a quando, rimosso con i ROV il vecchio riser, il 31 maggio è stato calato sulla testa pozzo un "cappello" fissato ad un tubo collegato alla superficie. Iniettandovi etanolo per evitare la formazione di idrati, questo sistema ha permesso di catturare circa un terzo dell'olio in uscita (circa 15.000 bpd - barili/giorno). Dal 16 giugno, altro olio (5-10.000 bpd) è stato estratto attraverso *choke* e *kill lines* e inviato ad una piattaforma di appoggio, per essere bruciato in fiaccola. Finalmente, il 10 luglio è stato ancorato un secondo BOP sulla testa del primo. Il 15 luglio è iniziato un test di tenuta chiudendo le ganasse (quindi bloccando la fuoriuscita dell'olio)



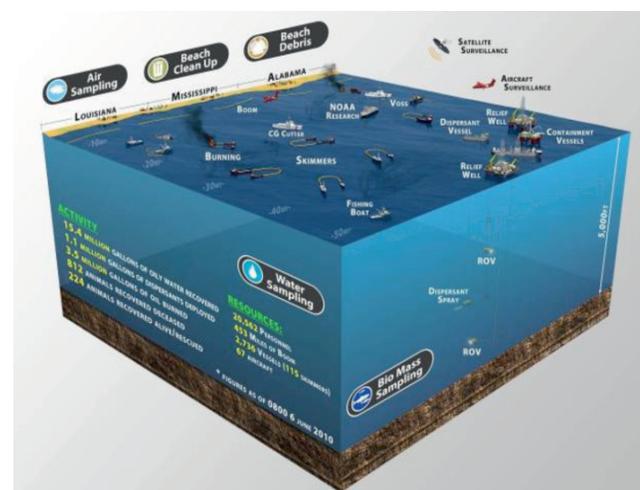
**FIGURA 2** Il progresso della marea nera nei primi giorni dopo l'incidente

Fonte: NOAA [http://response.restoration.noaa.gov/bookshelf/1891\\_TM-2010-04-30-1453.pdf](http://response.restoration.noaa.gov/bookshelf/1891_TM-2010-04-30-1453.pdf)

e monitorando l'andamento della pressione in pozzo. Il timore maggiore era che l'olio potesse trovare vie di fuga attraverso il fondo marino. Si è temuto anche per il passaggio dell'uragano *Bonnie*, che invece ha provocato solo una breve sospensione dei lavori. Il nuovo sistema ha tenuto, rendendo possibile la chiusura del pozzo dall'alto (operazione *static kill*) pompando fango pesante e quindi cemento (3-4 agosto). Dopo ben 106 giorni, la BP ha così potuto comunicare di essere riuscita a interrompere in modo sicuro e definitivo la dispersione di idrocarburi. A metà settembre, il primo dei due *relief wells* è penetrato nell'annulus del pozzo Macondo cementandolo e portando così a compimento anche l'operazione *bottom kill*.

Subito dopo l'incidente si è messa in moto anche una vasta azione di contenimento della marea nera (figure 2 e 3), utilizzando soprattutto panne per circoscrivere le chiazze di greggio, che veniva poi incendiato, aspirato a bordo di speciali navi (*skimmers*) o trattato con disperdenti. Sulla costa, sono state realizzate berme per limitare la diffusione degli idrocarburi sulle spiagge e nelle aree umide interne; numerosi specialisti e volontari hanno contribuito a ripulire le spiagge e intervenire sulla fauna marina e costiera. Sono stati interessati da queste operazioni la Louisiana, l'Alabama e la Florida.

Una volta interrotto il flusso di greggio dal fondo marino



**FIGURA 3** Le azioni di contenimento della marea nera

Fonte: [http://www.deepwaterhorizonresponse.com/posted/2931\\_CG\\_Illustration\\_6d\\_large.598679.jpg](http://www.deepwaterhorizonresponse.com/posted/2931_CG_Illustration_6d_large.598679.jpg)

(15 luglio), il petrolio a mare è rapidamente scomparso. Le valutazioni ufficiali più recenti stimano la fuoriuscita di circa 4,9 milioni di barili di greggio, con un margine di errore del 10%. Si consideri che nei 40 anni precedenti, solo 277.000 barili di greggio erano fuoriusciti per incidenti da piattaforme petrolifere nei mari circostanti gli Stati Uniti. Dei 4,9 milioni di barili, 1,2 milioni sono stati catturati o direttamente dalla testa pozzo o in mare, soprattutto dagli *skimmers*. Si tratta solo di un quarto del totale: dove è andato il resto dell'olio? Si ritiene che porzioni significative siano evaporate o state digerite da batteri, molto diffusi in quel settore di mare. Molto olio potrebbe essere rimasto intrappolato nei fondali e resta da valutare anche l'impatto ambientale, tutto ancora da definire, dei prodotti chimici usati come disperdenti.

### Le prime azioni del Ministero dello Sviluppo Economico

Subito dopo l'incidente, il Ministero, tramite la Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche, ha disposto la sospensione temporanea delle autorizzazioni alla perforazione di nuovi pozzi esplorativi in mare ed eseguito visite ispettive straordinarie sugli impianti di produzione offshore, con i propri uffici territoriali di vigilanza (UNMIG). Inoltre, anche attraverso il Gruppo di Lavoro costituito in seno alla CIRM (Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie), ha avviato alcune iniziative conoscitive e di verifica, le principali delle quali sono state:

- a. **acquisizione di tutte le informazioni** disponibili sull'incidente occorso; è stata colta inoltre l'occasione per una **rilettura tecnica e procedurale di precedenti casi di *blow out*** accaduti nel mondo;
- b. **verifica**, con l'esame **dei manuali tecnici** e con **audizioni** effettuate con gli operatori interessati (Eni, Edison, Shell), dell'effettiva **adeguatezza delle procedure operative** a prevenire/fronteggiare i rischi reali;
- c. **verifica dell'adeguatezza delle leggi/normative vigenti in Italia** rispetto a quanto avvenuto nel Golfo del Messico;
- d. **verifica dell'esistenza di situazioni di potenziale pericolo per permessi/concessioni già rilasciati in Italia.**

### La ricerca petrolifera nell'*offshore* italiano

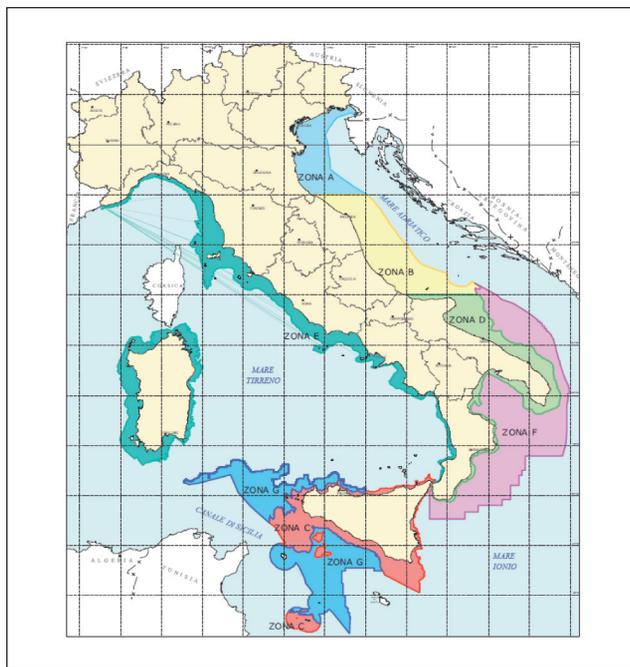
Pur non avendo un ruolo di primo piano, il settore della ricerca e coltivazione degli idrocarburi rimane comunque essenziale per l'economia del Paese, con i suoi 65.000 occupati, un fatturato di circa 15 miliardi di euro l'anno tra diretto in Italia e indotto dalle imprese italiane all'estero, e oltre 2 miliardi tra tasse e *royalties* versate dalle Società operatrici.

In Italia sono stati perforati sinora 7.000 pozzi. Attualmente sono in esercizio in mare circa 700 pozzi, di cui oltre 70 di petrolio, con 123 impianti di produzione *offshore* installati negli ultimi 40 anni, ubicati nel mare Adriatico, nello Ionio e nel Canale di Sicilia; gran parte di questi impianti produce gas metano, solo 9 di essi producono petrolio, in 6 diversi giacimenti. Non sono in corso attività di ricerca o produzione in acque profonde.

In Italia sono stati rarissimi gli incidenti con *oil spill* o eruzione di gas. Dopo l'emanazione della legge per l'*offshore* nel 1967 non si sono mai verificati incidenti rilevanti in mare. In terraferma, nel recente passato, sono avvenute un'eruzione di gas a Policoro in Basilicata circa 20 anni fa ed una fuoriuscita di petrolio a Trecate (Novara) nel 1994, rapidamente controllata; i terreni inquinati dall'olio (circa 13 ettari) furono subito bonificati dall'operatore.

Nell'*offshore* di giurisdizione italiana la profondità delle operazioni non supera alcune decine di metri nel mare Adriatico e nello Ionio, mentre nel Canale di Sicilia sfiora al massimo i 125 metri. Al momento è sospesa, per la sostituzione della nave di produzione e stoccaggio, la produzione del campo ad olio di Aquila con fondale di circa 850 m nel Canale di Otranto. Nei programmi di ricerca approvati negli ultimi anni sono previste perforazioni esplorative con fondali nell'ordine delle centinaia di metri nel mare Ionio e nel Canale di Sicilia.

Nell'*offshore* italiano le condizioni odierne sono molto diverse da quelle che hanno caratterizzato l'incidente nel Golfo del Messico: a) le ricerche e la produzione riguardano principalmente temi a gas; b) i campi sono per lo più in produzione da molti anni; c) gli ambienti geologici e le caratteristiche giacimentologiche sono ben conosciuti, grazie alle numerose indagini e ai pozzi già perforati; d) le condizioni di giacimento, in termini di pressione e temperatura, sono molto meno impegnative (le pressioni sono nell'ordine delle decine di bar a testa pozzo, ben lontane dagli oltre 800 bar del pozzo Macon-



**TAVOLA 1** Zone marine aperte alle attività idrocarburi  
Fonte: UNMIG

do), tanto che è generalmente necessario pompare l'olio per poterlo estrarre; e) le profondità dei fondali sono di gran lunga inferiori a quelle del pozzo della BP. I principi adottati dall'Italia per la regolamentazione della ricerca ed estrazione degli idrocarburi nella propria piattaforma continentale sono contenuti nella Legge 21 luglio 1967, n. 613. La normativa disciplina le condizioni per il rilascio dei permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione, stabilendo che il limite della piattaforma continentale italiana è costituito dalla isobata dei 200 m o, più oltre, da punti di maggiore profondità, qualora lo consenta la tecnica estrattiva. Sulla base di tale normativa, nel passato sono state aperte alle attività di ricerca e produzione di idrocarburi 7 diverse zone marine (tavola 1). Al 31 dicembre 2010 erano vigenti 117 permessi di ricerca (di cui 92 in terraferma e 25 in mare) e 198 concessioni di coltivazione (di cui 132 in terraferma e 66 in mare).

### La normativa di sicurezza italiana

La sicurezza delle attività minerarie e le azioni di polizia mineraria sono regolate con una normativa del 1959

(DPR 128/59), specializzate per le attività offshore nel 1979 (DPR 886/79) ed armonizzate con la legislazione comunitaria in materia nel 1996 (DLgs 624/96).

Le funzioni di verifica della compatibilità ambientale delle attività upstream sono state introdotte da uno specifico regolamento nel 1994, in attuazione della legge 9/91, e la materia è stata sistematizzata nel 2006 (DLgs 152/2006 e s.m.i.). Attualmente, queste verifiche sono svolte dal Ministero dell'ambiente per il mare, mentre per la terraferma la materia è di competenza regionale (DLgs 112/98).

Per quanto concerne il rischio eruzione durante la perforazione, la normativa pone in obbligo al titolare di valutare la possibilità del verificarsi delle eruzioni durante la perforazione e di adottare le adeguate misure e di disporre l'utilizzo delle relative attrezzature di sicurezza (art. 66 del DLgs 624/96). Lo stesso articolo detta criteri di carattere generale, secondo il principio base previsto per la gestione della sicurezza, per il quale il datore di lavoro deve applicare tutti i sistemi di protezione e di carattere organizzativo al fine di evitare o ridurre i rischi, adottando ulteriori misure di emergenza - nell'impossibilità di escludere totalmente il rischio - attraverso la redazione di un adeguato piano di emergenza per far fronte ad avvenute eruzioni di fluidi.

La corretta applicazione della legge è verificata attraverso ispezioni regolarmente effettuate dal personale tecnico dell'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse (UNMIG) del Ministero dello Sviluppo Economico.

La normativa nazionale di sicurezza mineraria è corrispondente alle esigenze attuali ed in linea con le più moderne normative internazionali, oltre che dell'Unione Europea, e tiene opportunamente conto delle problematiche relative alle attività in condizioni estreme, quali sono quelle in acque profonde, con responsabilità sempre chiaramente riconducibili all'operatore minerario.

### Le azioni di miglioramento

Sulla base degli elementi raccolti, ed anche in raccordo con gli approfondimenti ancora in corso da parte di un apposito gruppo di lavoro istituito presso la Direzione Energia della Commissione UE, gli eventuali interventi regolatori sono da modulare in ragione della natura degli idrocarburi (olio o gas) e delle condizioni ambientali

e giacimentologiche interessate dall'attività (alti fondali, giacimento ad alta pressione ed alta temperatura, temi di ricerca di frontiera).

Allo stesso tempo, dovrà essere dato maggiore impulso alle società petrolifere per lo sviluppo di opportune tecnologie per le attività ad olio in alti fondali, che dimostrino elevata affidabilità operativa, con tempi di ricerca e sviluppo (R&D) ed investimenti adeguati, principalmente riguardo alla fase di gestione dell'emergenza.

In ambito nazionale, il nuovo Disciplinare tipo per le attività petrolifere emanato recentemente (22 marzo u.s.) ha già introdotto delle prescrizioni aggiuntive alle ordinarie procedure di sicurezza per le perforazioni *offshore*. In particolare, queste riguardano la certificazione dei BOP, il miglioramento della preparazione tecnica/psicologica del personale, da sottoporre a verifica costante da parte dell'organo di vigilanza, e l'introduzione di un sistema di registrazione informatica inalterabile e protetta in ogni condizione dei dati relativi ai parametri di perforazione e di controllo del fango del pozzo, da rendere disponibile per le verifiche dell'organo di vigilanza.

## Il tavolo del Mediterraneo

Oltre alle azioni comunitarie e nazionali, appare poi indispensabile attivare un tavolo di confronto con tutti gli Sta-

ti mediterranei, al fine di armonizzare le diverse azioni di tutela ambientale e di sicurezza per le attività petrolifere offshore. In tale contesto potrebbe trovare applicazione anche la creazione di uno specifico Fondo Rischi per l'emergenza delle attività *upstream*, di natura mutualistica tra gli operatori, al fine di poter disporre di risorse finanziarie private adeguate e prontamente utilizzabili. Infatti, tenendo conto della morfologia del bacino Mediterraneo e della vicinanza di paesi, soprattutto nordafricani, con notevoli attività di ricerca e produzione, un'eventuale moratoria italiana delle attività di ricerca ad olio in alti fondali, richiesta da alcune parti, avrebbe senso solo se adottata a livello globale.

In tale ottica, è pertanto in corso la ratifica da parte italiana del "Protocollo per la protezione del Mar Mediterraneo dall'inquinamento risultante dall'attività di esplorazione e sfruttamento della piattaforma continentale, il fondale marino e il sottosuolo marino" (*Protocollo offshore*) della Convenzione di Barcellona. Tale protocollo, vincolante anche per i paesi della sponda sud del Mediterraneo, contiene norme relative a tutto il ciclo di vita degli impianti offshore (autorizzazione - costruzione - operazione - rimozione a fine vita), nonché di cooperazione fra le parti firmatarie e sarebbe dunque lo strumento elettivo per risolvere l'esigenza di coordinamento ed armonizzazione sopra indicata. ●

### Ma il Mediterraneo è più critico del Golfo del Messico?

La marea nera che ha colpito il Golfo del Messico ha riportato alla ribalta il problema degli incidenti con sversamento di idrocarburi anche nel mar Mediterraneo. Il 25% circa delle petroliere mondiali ed il 20% del traffico marittimo mondiale di petrolio interessano il Mediterraneo, che costituisce, però, solo lo 0,8% della superficie delle acque mondiali. L'elevato traffico delle petroliere aumenta il rischio di incidenti e, in caso di sversamento in mare di petrolio, i danni all'ambiente sarebbero più gravi che altrove a causa della conformazione chiusa del mar Mediterraneo, delle particolari caratteristiche degli ambienti marino costieri e della peculiarità dei sistemi ecologici marini mediterranei. Proprio a causa di queste criticità, su iniziativa dell'ASI (Agenzia Spaziale Italiana) è stato avviato il Progetto Pilota PRIM1, per la prevenzione e la gestione del rischio ambientale derivante dal rilascio di idrocarburi nei mari italiani. Al progetto collaborano enti di ricerca ed imprese, per lo sviluppo sia di un sistema di *early warning* per la sorveglianza del mare mediante osservazioni satellitari, sia di un sistema di analisi e previsione degli spostamenti del petrolio sversato in mare, in modo da fornire un efficace strumento di supporto agli interventi di riduzione dei rischi, ma anche di gestione delle emergenze e di prevenzione dei possibili danni. L'ENEA contribuisce al Progetto PRIM1 mediante la realizzazione di un sistema modellistico di previsione della circolazione marina mediterranea. Attualmente, è stato realizzato un modello di previsione ad altissima risoluzione spaziale, della circolazione del mar Tirreno che produce previsioni giornaliere a sette giorni della circolazione marina e di parametri oceanografici come velocità, temperatura e salinità delle acque. Il modello è anche disponibile on line sul sito web dell'ENEA (<http://clima.casaccia.enea.it/tirreno/>).

(Ernesto Napolitano, ENEA)