

## Pec Direzione

---

**Da:** associazioneacquabenecomune <associazioneacquabenecomune@pec.it>  
**Inviato:** giovedì 7 maggio 2015 22:17  
**A:** dgsalvanguardia.ambientale@pec.minambiente.it  
**Oggetto:** Procedura di V.I.A. – concessione di coltivazione Masseria Verticchio – Adriatica Idrocarburi – Comune di Rotello (CB) – pozzo Torrente Tona 26dir – opposizione  
**Allegati:** Lettera\_Osservazioni\_Progetto\_Verticchio\_08\_05\_2015.pdf

Roma, 07/05/2015

Ministero dell'Ambiente – Direzione Valutazioni ambientali  
PEC: dgsalvanguardia.ambientale@pec.minambiente.it

**OGGETTO: procedura di V.I.A. – concessione di coltivazione Masseria Verticchio – Adriatica Idrocarburi – Comune di Rotello (CB) – pozzo Torrente Tona 26dir – opposizione**

In relazione all'intervento in oggetto si osserva quanto in allegato.

In considerazione di quanto esposto si chiede di esprimere parere negativo all'intervento.

Cordiali saluti

Il Presidente - Paolo Carsetti  
Il referente per la campagna - Augusto De Sanctis



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – D.G. Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali

E.prot DVA - 2015 - 0012460 del 11/05/2015





Roma, 07/05/2015

INVIATA VIA PEC

**Ministero dell'Ambiente – Direzione Valutazioni ambientali**  
PEC: [dgsalvanguardia.ambientale@pec.minambiente.it](mailto:dgsalvanguardia.ambientale@pec.minambiente.it)

**OGGETTO:** *procedura di V.I.A. – concessione di coltivazione Masseria Verticchio – Adriatica Idrocarburi – Comune di Rotello (CB) – pozzo Torrente Tona 26dir – opposizione*

In relazione all'intervento in oggetto si osserva quanto segue.

#### **PREMESSE**

In primo luogo si manifesta una fortissima preoccupazione per la localizzazione del progetto, a poco più di due chilometri dal centro abitato di Rotello. I progetti connessi agli idrocarburi presentano intrinseche criticità per incidenti la cui gravità può essere assolutamente rilevante e tale da determinare impatti importanti sulla salute e la sicurezza dei cittadini.

#### **DIFETTO DI PUBBLICAZIONE – MANCATO COINVOLGIMENTO DI ALTRI COMUNI**

In secondo luogo l'Art.23 comma 3 del D.lgs.152/2006 prescrive che il deposito dei documenti sia effettuato presso i “*comuni il cui territorio sia anche solo parzialmente interessato dal progetto o dagli impatti della sua attuazione.*”

In questo caso, secondo quanto riportato dagli annunci pubblicati sui quotidiani e secondo quanto indicato nel sito del Ministero, il proponente ha annunciato di aver depositato gli atti esclusivamente nel comune di Rotello (si rimanda agli avvisi pubblicati sui giornali).

Lo stesso sito del Ministero riporta alla data del 07/05/2015 il solo comune di Rotello come ente territorialmente interessato.

Successivamente, durante il decorso temporale per le osservazioni, pochi giorni prima della scadenza (del 10 maggio 2015), è comparso sul quotidiano Il Centro del 07/05/2015 (pagina regionale) – un quotidiano che per quanto è a nostra conoscenza non risulta essere distribuito in Molise – un secondo avviso relativo a questo progetto in cui si specifica di aver depositato il progetto anche nel comune limitrofo di Santa Croce di Magliano.

E' del tutto evidente che questo secondo avviso non può sanare il difetto di pubblicazione, determinando l'obbligo di attivare ex novo la procedura di pubblicazione.

**NOTA BENE: in considerazione del difetto di pubblicazione quelle che seguono devono essere considerate esclusivamente osservazioni preliminari in attesa della ripubblicazione del progetto al fine di poter presentare tutte le ulteriori indicazioni da parte degli scriventi.**

#### **1)PROTEZIONE DELLE FALDE ACQUIFERE**

Il 29% dei corpi idrici sotterranei italiani non rispetta gli obiettivi di qualità comunitari.

Nello Studio di Impatto Ambientale si dichiara testualmente “Nella prima fase della perforazione può verificarsi l'attraversamento di terreni e formazioni rocciose caratterizzati da elevata porosità o da un alto grado di fratturazione, spesso associati ad una rilevante circolazione idrica sotterranea.”

Peccato che nel resto della documentazione non vi sia alcun dato relativo alla presenza e alla qualità delle acque sotterranee!

L'Italia ha precisi obblighi per il raggiungimento degli standard ambientali fissati dalla Direttiva 60/2000/CEE per le acque superficiali e sotterranee. Nelle aree che già oggi non rispettano gli obiettivi di qualità non si può certo aumentare la pressione antropica su questa matrice.

Il proponente, in maniera auto-referenziale e senza alcun ricorso alla bibliografia scientifica disponibile, ritiene che sia possibile alcun impatto sulle acque sotterranee.



Inoltre l'area è interessata da attività mineraria da quasi cinquanta anni e non è riportato alcun dato di monitoraggio su tutta questa fase pregressa!

Tenendo conto della bibliografia scientifica disponibile in materia, lo scavo di un pozzo per l'estrazione di idrocarburi comporta gravi pericoli di contaminazione della falda sotto vari punti di vista:

- a) risalita di idrocarburi liquidi e/o gassosi (e di altri composti connessi a giacimenti di idrocarburi) in falda;
- b) dispersione di contaminanti in falda dai fanghi di perforazione durante le operazioni di scavo.

#### **a) Contaminazione derivante dallo scavo di pozzi**

Per quanto riguarda il primo punto il proponente assicura che lo scavo del pozzo sarà eseguito in maniera tale da escludere del tutto ogni possibile contaminazione della falda grazie alla realizzazione di una camicia tra foro e roccia circostante.

Negli ultimi anni i danni alle falde sono stati associati esclusivamente al “fracking” e il Ministero dello Sviluppo Economico ha più volte rassicurato sul fatto che tale tecnica estrattiva non è stata utilizzata in Italia.

Queste preoccupazioni sono scaturite dalla pubblicazione di un lavoro scientifico sulla contaminazione da metano di alcuni pozzi per l'acqua potabile negli Stati Uniti (*Methane Contamination of Drinking Water Accompanying Gas-Well Drilling and Hydraulic Fracturing* <https://nicholas.duke.edu/cgc/pnas2011.pdf>). Peccato che questa ricerca non chiariva qual era il meccanismo alla base della contaminazione.

Ebbene, una recentissima ricerca (“**Noble gases identify the mechanisms of fugitive gas contamination in drinking-water wells overlying the marcellus and barnett shales**”) condotta dagli stessi autori e pubblicata sull'autorevole rivista scientifica “*Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*”, una delle più importanti al mondo, **ha rivelato che non è il fracking ad aver causato problemi ma la tenuta dei pozzi stessi, anche tradizionali!**

Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America

CURRENT ISSUE // ARCHIVE // NEWS & MULTIMEDIA // FOR AUTHORS // ABOUT PNAS // COLLECTED ARTICLES // BRO

Current Issue > vol. 111 no. 39 > Thomas H. Darrah, 14076–14081, doi: 10.1073/pnas.1322107111

CrossMark

**Noble gases identify the mechanisms of fugitive gas contamination in drinking-water wells overlying the Marcellus and Barnett Shales**

Thomas H. Darrah<sup>a,b,1</sup>, Avner Vengosh<sup>a</sup>, Robert B. Jackson<sup>a,c</sup>, Nathaniel R. Warner<sup>a,d</sup>, and Robert J. Poreda<sup>e</sup>

Author Affiliations

<sup>a</sup>Division of Earth and Ocean Sciences, Nicholas School of the Environment, Duke University, Durham, NC 27708;  
<sup>b</sup>Divisions of Solid Earth Dynamics and Water, Climate and the Environment, School of Earth Sciences, The Ohio State University, Columbus, OH 43210;  
<sup>c</sup>Department of Environmental Earth System Science, School of Earth Sciences, Woods Institute for the Environment, and Precourt Institute for Energy, Stanford University, Stanford, CA 94305;  
<sup>d</sup>Department of Earth Sciences, Dartmouth College, Hanover, NH 03755; and  
<sup>e</sup>Department of Earth and Environmental Sciences, University of Rochester, Rochester, NY 14627

Edited by Thure E. Cerling, University of Utah, Salt Lake City, UT, and approved August 12, 2014 (received for review November 27, 2013)

Abstract Full Text Authors & Info Figures SI Metrics Related Content

**Significance**

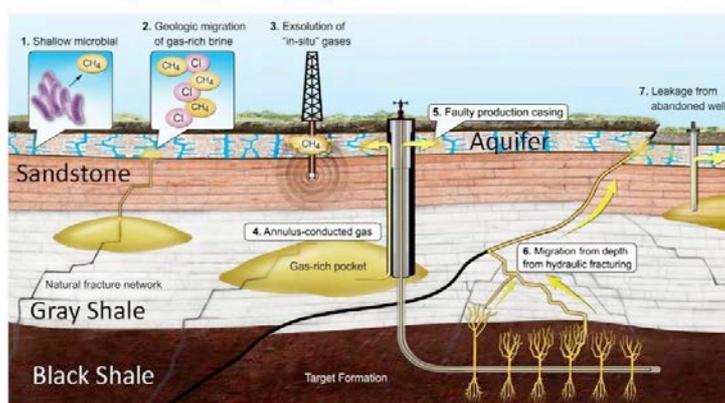
Hydrocarbon production from unconventional sources is growing rapidly, accompanied by concerns about drinking-water contamination and other environmental risks. Using noble gas and hydrocarbon tracers, we distinguish natural sources of methane from anthropogenic contamination and evaluate the mechanisms that cause elevated hydrocarbon concentrations in drinking water near natural-gas wells. We document fugitive gases in eight clusters of domestic water wells overlying the Marcellus and Barnett Shales, including declining water quality through time over the Barnett. Gas geochemistry data implicate leaks through annulus cement (four cases), production casings (three cases), and underground well failure (one case) rather than gas migration induced by hydraulic fracturing deep underground. Determining the mechanisms of contamination will improve the safety and economics of shale-gas extraction.

Riportiamo integralmente il paragrafo “SIGNIFICATO” (dello studio, ndr)  
“*Hydrocarbon production from unconventional sources is growing rapidly, accompanied by concerns about drinking-water contamination and other environmental risks. Using noble gas and hydrocarbon tracers, we*



*distinguish natural sources of methane from anthropogenic contamination and evaluate the mechanisms that cause elevated hydrocarbon concentrations in drinking water near natural-gas wells. We document fugitive gases in eight clusters of domestic water wells overlying the Marcellus and Barnett Shales, including declining water quality through time over the Barnett. Gas geochemistry data implicate leaks through annulus cement (four cases), production casings (three cases), and underground well failure (one case) rather than gas migration induced by hydraulic fracturing deep underground. Determining the mechanisms of contamination will improve the safety and economics of shale-gas extraction.”*

A diagram of seven scenarios that may account for the presence of elevated hydrocarbon gas levels in shallow aquifers (see discussion in text).



Darrah T H et al. PNAS 2014;111:14076-14081

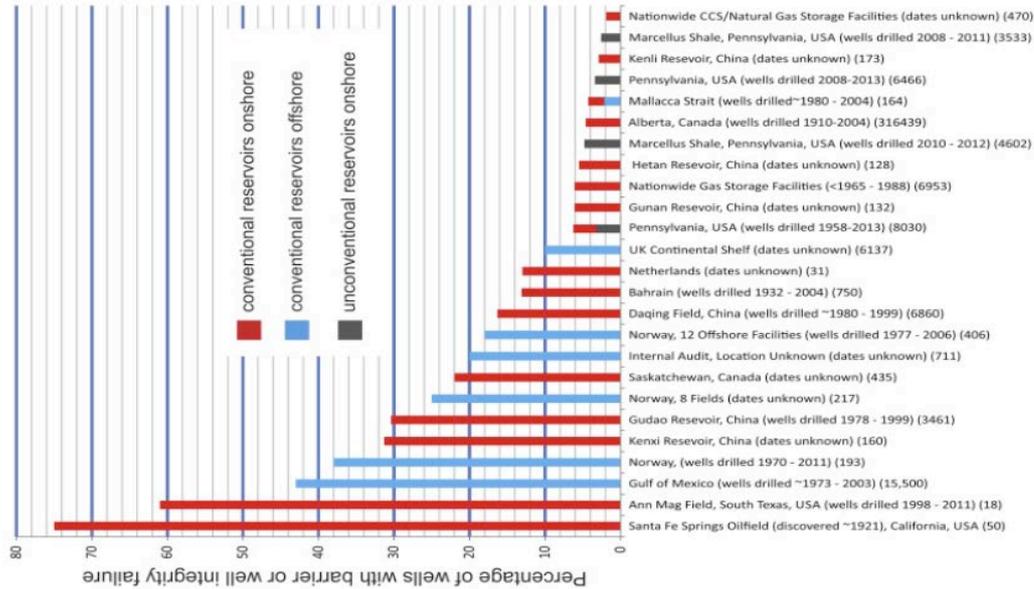
©2014 by National Academy of Sciences

PNAS

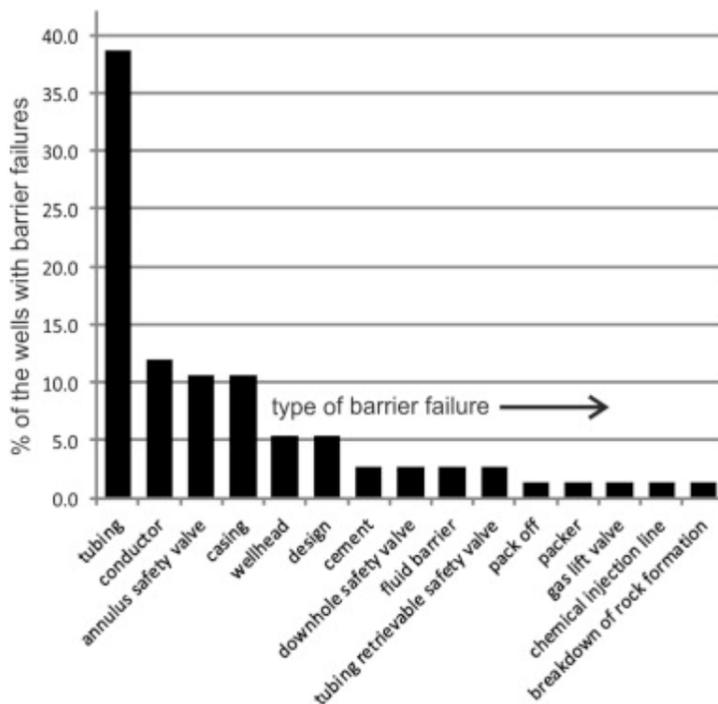
*Figura tratta dal lavoro pubblicato su PNAS che descrive le possibili fonti di contaminazione delle falde idropotabili. Alla fine lo studio identifica nelle perdite lungo i pozzi la causa della contaminazione.*

Lo studio può essere letto integralmente sul sito della PNAS al link <http://www.pnas.org/content/111/39/14076>

A tal proposito si richiama la recentissima ricerca, pubblicata sempre nel 2014, “**Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation**” pubblicata sulla rivista *Marine and Petroleum Geology* in cui si esaminano 17 studi da diversi paesi (esclusa l'Italia) riguardanti le perdite di idrocarburi lungo i pozzi a causa di cattivo e/o non efficace isolamento con conseguente contaminazione degli acquiferi. I risultati sono impressionanti: le perdite possono arrivare al 75% dei casi per i pozzi più antichi ma anche i casi più recenti mostrano percentuali assai rilevanti di pozzi che perdono sul totale di quelli campionati.



Le cause della perdita dell'integrità del pozzo sono diverse ma la maggior parte è relativa ai tubi introdotti e, cioè, al "cuore" dello scavo di un pozzo.



Un ultimo articolo scientifico recente sull'argomento, pubblicato sempre sulla rivista "Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America" dal titolo "Assessment and risk analysis of casing and cement impairment in oil and gas wells in Pennsylvania, 2000-2012" conferma tutte le criticità circa la capacità reale di isolamento del pozzo dalla falda circostante.



Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America

CURRENT ISSUE // ARCHIVE // NEWS & MULTIMEDIA // FOR AUTHORS // ABOUT PNAS // COLLECTED ARTICLES // BROU

Current Issue > vol. 111 no. 30 > Anthony R. Ingraffea, 10955–10960. doi:10.1073/pnas.1323422111

 CrossMark  
click for updates

Assessment and risk analysis of casing and cement impairment in oil and gas wells in Pennsylvania, 2000–2012

Anthony R. Ingraffea<sup>a,b,1</sup>, Martin T. Wells<sup>c</sup>, Renee L. Santoro<sup>d</sup>, and Seth B. C. Shonkoff<sup>d,e</sup>

Author Affiliations \*

Edited by William H. Schlesinger, Cary Institute of Ecosystem Studies, Millbrook, NY, and approved May 30, 2014 (received for review December 17, 2013)

Abstract Full Text Authors & Info Figures SI Metrics Related Content 

**Significance**

Previous research has demonstrated that proximity to unconventional gas development is associated with elevated concentrations of methane in groundwater aquifers in Pennsylvania. To date, the mechanism of this migration is poorly understood. Our study, which looks at more than 41,000 conventional and unconventional oil and gas wells, helps to explain one possible mechanism of methane migration: compromised structural integrity of casing and cement in oil and gas wells. Additionally, methane, being the primary constituent of natural gas, is a strong greenhouse gas. The identification of mechanisms through which methane may migrate to the atmosphere as fugitive emissions is important to understand the climate dimensions of oil and gas development.

### **b)Contaminazione delle acque di falda derivante dall'uso di fanghi di perforazione**

Per quanto riguarda il secondo punto, relativo al rischio di contaminazione delle falde a causa dell'utilizzo dei fanghi, richiamiamo alcuni lavori scientifici (*Underground Water Contamination by Drilling Mud*, Pakistan Journal of Nutrition 12 (1): 101-102, 2013; *A Review on Impacts of Drilling Mud Disposal on Environment and Underground Water Resources in South of Iran*, Middle East Drilling Technology Conference & Exhibition, 26-28 October, Manama, Bahrain) che descrivono le modalità di potenziale contaminazione delle falde attraverso l'uso delle varie miscele di fanghi.

Il proponente addirittura non specifica nello studio quali additivi saranno usati nei fanghi e nel cemento utilizzato per isolare il foro del pozzo rispetto alle rocce circostanti ma richiama genericamente l'uso di soluzioni acquose (per i fanghi) e di "additivi" per il cemento.

Tale indicazione è del tutto insufficiente e parziale! L'omissione di dati estremamente importanti quali le schede di sicurezza dei prodotti utilizzati aumenta la nostra preoccupazione sull'impatto di tali prodotti.

Infatti, per altri progetti di scavo di pozzi esplorativi attualmente in fase di V.I.A. (Apennine Energy a Zibido S. Giacomo; Apennine Energy a Ripatransone) sono segnalati, seppur in soluzione acquosa, l'uso di additivi le cui schede di sicurezza chiariscono essere addirittura nocivi per l'ambiente acquatico.

Inquieta, altresì, la totale assenza di riferimenti alle normative e agli articoli relativi alla tutela dei corpi idrici sotterranei destinati all'approvvigionamento idro-potabile contenuti nel D.lgs.152/2006. In particolare richiamiamo gli obblighi di cui all'Art.94 che stabilisce la priorità di mantenere e migliorare le caratteristiche delle falde destinate a produrre acqua a scopi idro-potabili.

Ovviamente deve essere considerata non solo la posizione dei pozzi usati attualmente ma anche la posizione della risorsa idrica utilizzabile potenzialmente per uso umano, come prescrive proprio il D.lgs.152/2006.

Ebbene, ne consegue che essa, secondo il dettato del D.lgs.152/2006, deve essere obbligatoriamente tutelata prevenendo qualsiasi, anche solo potenziale, rischio di compromissione in un contesto già pesantemente minacciato da fenomeni di inquinamento antropico.

Tra l'altro la sola esistenza di questi rischi comporterebbe, in caso di approvazione del progetto



Tutto ciò senza considerare i rischi per la qualità delle acque sotterranee in caso di incidente rilevante (rischio di blow-out; perdita dalla condotta di trasferimento ecc.) che, come detto, potrebbe comportare ricadute fino a diversi km di sostanze inquinanti e pericolose per gli ambienti acquatici, anche sotterranei.

**Di tutte le criticità sopra riportate fondate su ricerche scientifiche recentissime nello studio di impatto ambientale proposto dalla Ditta non vi è traccia!**

E' del tutto evidente, quindi, sia intrinsecamente sia per le specifiche modalità di progettazione, il rischio per la contaminazione delle falde connesso al progetto con l'aumento dello stress antropogenico su una matrice assai vulnerabile e di estremo valore non solo dal punto di vista ambientale ma anche per tutte le altre attività umane.

## **2)OPZIONE ZERO**

Il proponente liquida la questione della valutazione la cosiddetta Opzione Zero in quindici righe!

La valutazione dell'opzione zero è un caposaldo della normativa comunitaria in materia e deve ricevere l'adeguata attenzione nel S.I.A., con dati oggettivi e valutabili per un'analisi costi-benefici, possibilmente con l'uso di indicatori quantificabili e misurabili e il richiamo a fonti bibliografiche.

A mero titolo di esempio, quando si cita il numero di posti di lavoro, lo studio dovrebbe citare le ricerche disponibili che indicano come lo sviluppo delle fonti rinnovabili dal punto di vista del lavoro crea molta più occupazione rispetto alla produzione di idrocarburi a parità di investimento. Infatti il mondo degli idrocarburi è a bassissima intensità di lavoro. A mero titolo di esempio citiamo uno studio del 2014 dell'UK Energy Research Centre che ha stabilito che:

- l'elettricità da carbone e gas crea 0,1-0,2 posti di lavoro per Gwh;
- l'elettricità dal vento crea 0,05-0,5 posti di lavoro per Gwh;
- l'efficienza energetica crea 0,3-1,0 posti di lavoro per Gwh evitato;
- l'elettricità da celle solari crea 0,4-1,1 posti di lavoro per Gwh.

Non è possibile, quindi, che venga meno la previsione della direttiva comunitaria VIA. Pertanto l'errore in cui incorre il proponente determina che il S.I.A. è carente sul punto dell'analisi dell'opzione zero.

## **3)RISCHIO D'INCIDENTI**

Il proponente incredibilmente non affronta il tema degli incidenti connessi allo scavo e alla produzione! Le attività legate al mondo della produzione di idrocarburi presentano rischi che rimangono estremamente elevati. Incidenti gravi determinano conseguenze enormi come è facile rilevare scorrendo l'elenco delle vere e proprie tragedie ambientali e sanitarie più rilevanti accadute negli ultimi anni in questo settore sia in terraferma che off-shore.

Il proponente nella descrizione del progetto cita l'introduzione di meccanismi di prevenzione di eventuali blow-out, in particolare l'uso del "Blow-out preventer".

Sull'efficacia di questo apparato, basterà richiamare il fatto che recentemente la Commissione dell'Autorità Indipendente del Governo degli Stati Uniti chiamata a valutare le cause del più grave incidente della storia delle attività petrolifere, quello che ha coinvolto la piattaforma Deep-horizon nel Golfo del Messico, **ha individuato proprio nel BOP uno dei fattori chiave – in negativo – che hanno determinato l'eccezionalità dell'incidente!**

Consigliamo caldamente di leggere il report finale dell'Autorità (<http://www.csb.gov/macondo-blowout-and-explosion/>) e guardare anche la video-ricostruzione dell'incidente in cui il ruolo negativo del BOP emerge in tutta la sua chiarezza.



**CSB U.S. CHEMICAL SAFETY BOARD**  
 An independent federal agency investigating chemical accidents to protect workers, the public, and the environment.

**CSB Releases New Computer Animation of 2010 Deepwater Horizon Blowout**

Houston, Texas, June 5, 2014 - The CSB today released a narrated computer animation recreating the Deepwater Horizon blowout on April 20, 2010. The video depicts how high-pressure oil and gas from the Macondo well in the Gulf of Mexico caused an explosion on the drilling rig that killed 11 workers and seriously injured 17 others. The rig burned for two days, eventually sinking and triggering the largest oil spill in U.S. history.

The 11-minute animation illustrates how the Deepwater Horizon's blowout preventer failed to seal the well on the night of the accident because drill pipe buckled due to a mechanism known as "effective compression." The video shows that the blowout preventer's blind shear ram – an emergency hydraulic device with two sharp cutting blades meant to cut the drill pipe and seal the well – likely did activate on the night of the accident. However, because the drill pipe was buckled and off-center inside the blowout preventer, it was trapped and only partially cut. The video explains how this failure directly led to the massive oil spill and contributed to the severity of the incident on the drilling rig.

The video notes that although effective compression has previously been identified as a hazard in other drilling operations, it has never

**INVESTIGATION**  
 ▶ Macondo Blowout and Explosion

**RELATED NEWS**  
 Statement from Chairperson Rafael Moure-Eraso on Decision from the US Court of Appeals for the Fifth Circuit Affirming CSB Authority to Investigate the April 2010 Blowout and Explosion in the Gulf of Mexico  
 9/19/2014

Il Volume n.2 dedicato all'analisi delle cause del disastro è quasi interamente dedicato al, testuale, "BOP TECHNICAL FAILURE ANALYSIS"

**U.S. CHEMICAL SAFETY AND HAZARD INVESTIGATION BOARD**

**INVESTIGATION REPORT  
 VOLUME 2**

**EXPLOSION AND FIRE AT THE MACONDO WELL**  
 (11 Fatalities, 17 Injured, and Serious Environmental Damage)

**DEEPWATER HORIZON RIG**  
 MISSISSIPPI CANYON BLOCK #252, GULF OF MEXICO  
 APRIL 20, 2010

**KEY ISSUES IN VOLUME 2**

- BOP TECHNICAL FAILURE ANALYSIS
- BARRIER MANAGEMENT AT MACONDO
- SAFETY CRITICAL ELEMENTS

REPORT NO. 2010-10-I-OS  
 6/5/2014

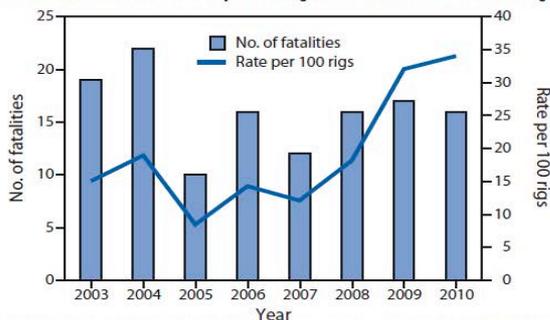


Infatti, nonostante tutte queste assicurazioni (prive di elementi numerici e fattuali) e l'utilizzo di nuove tecnologie:

a) l'industria petrolifera continua ad avere altissimi tassi di incidentalità, anche sette volte quello della media dei lavoratori degli altri settori. Nel comunicato stampa del Centro per la prevenzione delle malattie sul lavoro del Governo statunitense si può leggere *“During 2003–2010, the U.S. oil and gas extraction industry (onshore and offshore, combined) had a collective fatality rate seven times higher than for all U.S. workers (27.1 versus 3.8 deaths per 100,000 workers)*. LINK: <http://www.cdc.gov/mmwr/preview/mmwrhtml/mm6216a2.htm>.

b) negli Stati Uniti il numero di incidenti fatali ogni 100 pozzi è in aumento in maniera statisticamente significativa tra il 2003 e il 2010.

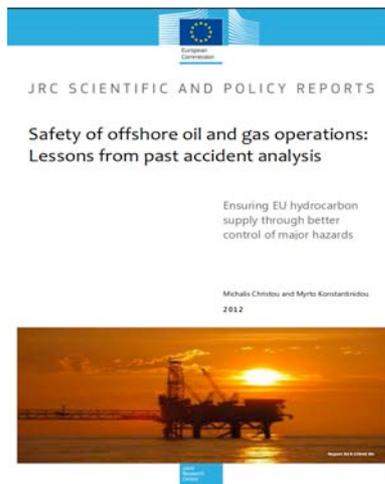
FIGURE. Number and rate of fatal injuries among workers involved in offshore oil and gas operations (N = 128), by year — United States, 2003–2010\*



Sources: U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics, Census of Fatal Occupational Injuries. Baker Hughes, Inc., North America Rotary Rig Count.

\* Significant increase in fatality rate during 2003–2010 (linear regression  $\chi^2 = 20.66$ ;  $p < 0.01$ ). Fatality rate calculated per 100 active drilling rigs, which include fixed semisubmersible drilling rigs, mobile offshore drilling units, and drillships, but exclude producing platforms.

Anche in Europa, sempre per i pozzi off-shore, il numero di incidenti è in chiaro aumento, secondo quanto riportato dal Joint Research center della Commissione Europea in un documento di fondamentale importanza per quanto riguarda la sicurezza nel settore petrolifero (il link per scaricarlo è: <http://euoag.jrc.ec.europa.eu/system/files/public/page/offshore-accident-analysis-draft-final-report-dec-2012-rev7-print.pdf>).





Il seguente grafico riportato in questa pubblicazione dimostra chiaramente come l'evoluzione tecnologica non è riuscita a controllare i rischi connessi all'attività di ricerca ed estrazione.

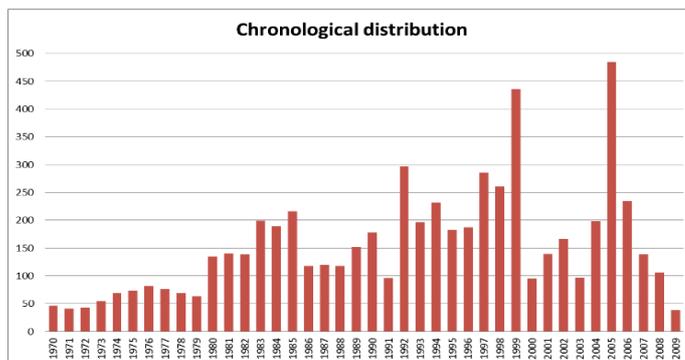
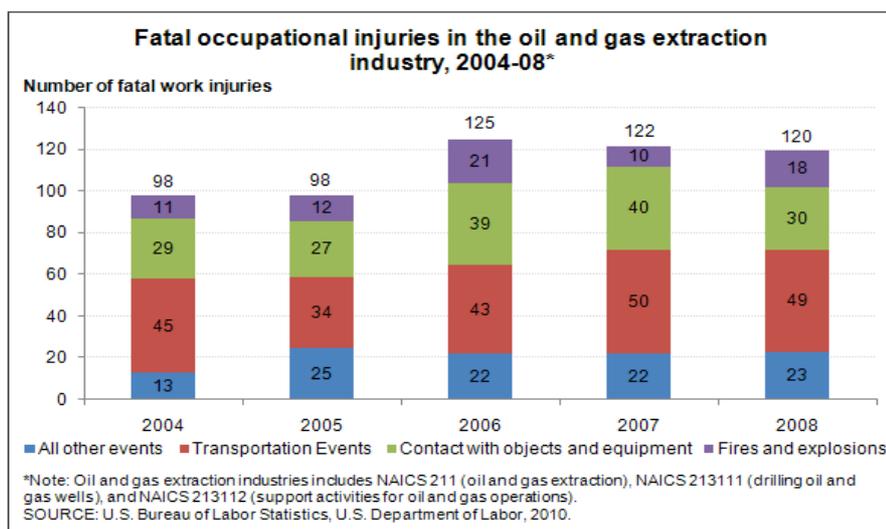


Figure 3. Chronological distribution of accidents in the WOAD database

Sia negli Stati Uniti sia in Europa una parte consistente degli incidenti è riferibile ad esplosioni ed incendi (tra il 10 e il 20% del totale degli incidenti che vengono registrati).

Qui sotto il grafico mostra la ripartizione degli incidenti fatali negli Stati Uniti per tipologia di incidente.



Qui sotto il grafico mostra la ripartizione degli incidenti in Europa per tipologia di incidente (tratta dal testo già citato del JRC).



| Event in Chain                 | Fixed Units | Mobile Units | Other |
|--------------------------------|-------------|--------------|-------|
| Anchor/mooring failure         | 3           | 196          | 22    |
| Blowout                        | 159         | 196          | 4     |
| Breakage or fatigue            | 233         | 326          | 200   |
| Capsizing, overturn, toppling  | 164         | 107          | 14    |
| Collision, not offshore units  | 111         | 76           | 64    |
| Collision, offshore units      | 98          | 204          | 76    |
| Crane accident                 | 303         | 325          | 22    |
| Explosion                      | 120         | 58           | 14    |
| Falling load / Dropped object  | 538         | 547          | 27    |
| Fire                           | 732         | 252          | 46    |
| Grounding                      | 0           | 67           | 17    |
| Helicopter accident            | 37          | 18           | 4     |
| Leakage into hull              | 7           | 68           | 9     |
| List, uncontrolled inclination | 12          | 101          | 4     |
| Loss of buoyancy or sinking    | 37          | 97           | 132   |
| Machinery/propulsion failure   | 0           | 27           | 6     |
| Other                          | 116         | 92           | 238   |
| Out of position, adrift        | 1           | 221          | 32    |
| Release of fluid or gas        | 1314        | 299          | 280   |
| Towline failure/rupture        | 1           | 94           | 15    |
| Well problem, no blowout       | 253         | 299          | 4     |

Table 5 gives the accidental events for Mobile and for Fixed Units. The dominant event, occurring most frequently is the release of fluid or gas, especially for fixed units, followed by fires and falling objects. For Mobile Units, the occupational incidents (falling objects, crane accidents) are dominant event, followed by fatigue and releases of liquids/gases.

**c)** anche recentemente sono stati registrati gravissimi incidenti in pozzi di olio e gas in terraferma, con diversi morti (basterà richiamare l'esplosione avvenuta in West Virginia nel 2010 in un pozzo di metano con 7 morti [http://www.pennlive.com/midstate/index.ssf/2010/06/natural\\_gas\\_well\\_explosion\\_bur.html](http://www.pennlive.com/midstate/index.ssf/2010/06/natural_gas_well_explosion_bur.html) a cui si riferisce l'immagine riportata). In un caso recentissimo (del 2012) il blow-out di un pozzo di esplorazione di metano in Alaska ha comportato l'espulsione di una notevole quantità di fanghi ([http://www.huffingtonpost.com/2012/02/16/repsolexploratory-well-spills-alaska\\_n\\_1280952.html](http://www.huffingtonpost.com/2012/02/16/repsolexploratory-well-spills-alaska_n_1280952.html)).

Per quanto sopra esposto ci pare del tutto evidente l'azzardo nel localizzare un pozzo nei pressi di centri abitati. Basterà ricordare quanto scrive a pag.41 il Joint Research Center nel documento già citato: *“Overall the accident analysis has shown the relevance of major accident hazards in the offshore oil and gas activities. Accidents do happen, and risks are present and need to be controlled. The events that require particular attention in this context, mainly fires, explosions and blowouts, have been reported to cause severe consequences. Particular attention needs to be given to low frequency-high consequences events, in other words the “tail” of the curve, whose frequency appears not to be negligible and uncertainty related to this estimation is very high.”*

Nelle conclusioni il Joint Research Center scrive *“Offshore accidents are not extremely rare events. In particular, blowouts with severe consequences may not be as rare as initially thought. Further investigation of these events is necessary.”*

Se, invece, fosse vero quanto affermato dal proponente (e, cioè che esistono tecnologie che azzerano i rischi), evidentemente dovremmo trarre le conseguenze che i governi inglesi, norvegesi, danesi ecc. non seguono le norme di sicurezza italiane visto quanto scrive il JRC sulla persistenza di incidenti anche gravi e di blow-out.

Peraltro segnaliamo che questi governi almeno elaborano le statistiche relative agli incidenti (tipologia, conseguenze ecc.) mentre per il nostro paese, pur essendo tra i maggiori produttori in Europa, questi dati non sono



disponibili, se non in forma estremamente succinta all'interno dei Rapporti della Direzione Generale RME del Ministero dello Sviluppo Economico. E' però interessante notare che l'Italia è in una situazione anche peggiore per quanto riguarda l'infortunistica nel settore petrolifero rispetto agli altri paesi. Infatti a pag.69 del Rapporto 2013 si può leggere che l'indice Lost Time Injury Frequency è il triplo di quello mondiale e maggiore di 1/3 di quello europeo (*"Confronto con dati (internazionali) OGP 2011- Settore Oil & Gas: l' OGP (International Oil & Gas Producers Association) ha calcolato per il 2011 un LTIF 2011 su scala mondiale pari a 0,43, un LTIF su scala europea pari a 1,08 e un LTIF per l'Italia di 1,55."*).

Infine, nella documentazione del proponente queste problematiche vengono minimizzate continuamente, in maniera del tutto autoreferenziale e senza dati numerici e riferimenti bibliografici. L'unico "mantra" è quello della sicurezza "intrinseca" del proprio progetto, senza indicare, però, alcuna informazione tecnica e scientifica a supporto ed evitando accuratamente tutto quanto da noi sopra riportato.

Tra l'altro il contesto geologico di questo pozzo appare aumentare le preoccupazioni circa l'esistenza delle condizioni fisiche che possono portare ad un blow-out.

Ad ulteriore conferma della superficialità dell'analisi, il proponente "dimentica" anche incidenti riconosciuti e certificati da enti pubblici. A mero titolo di esempio, non si richiama l'incidente più recente, quello avvenuto il 6 giugno 2002 a Grumento nuova nel Pozzo MONTE ALPI 1est, nonché gli altri incidenti che hanno interessato i pozzi lucani segnalati dalla popolazione (per un altro pozzo, il Monte Alpi 1ovest si hanno notizie riportate dal pubblico circa un possibile blow-out avvenuto a gennaio 2001).

Per gli incidenti meno recenti non si cita il caso di Trecate!

L'assoluta mancanza di dati relativi ai monitoraggi obbligatori di cui ai successivi capitoli evidenziano ancora di più l'impossibilità di garantire al 100% la sicurezza come vorrebbe attestare il proponente. Ciò è ancora più grave in considerazione della vicinanza di aree sensibili.

Infine, richiamiamo sul punto la recente Sentenza N. 01473/2014 del TAR Bari che ha confermato la decisione della Provincia di Foggia di rilasciare il parere negativo per lo scavo di un pozzo esplorativo della Società Medoiligas in quanto situato a 5 km dal centro abitato. Si può leggere nella sentenza *"Tali conclusioni sono evidentemente giustificate dai rischi per la sicurezza e l'ambiente (non accettabili e non tollerabili alla luce del menzionato principio di precauzione) derivanti dalla installazione del pozzo esplorativo a soli 5 km di distanza dal centro residenziale di Foggia."*

#### **4)PIANO DELLA SICUREZZA ESTERNO E ANALISI DELLE RICADUTE DELLE EMISSIONI**

Alla luce di quanto detto nel capitolo precedente si prendono in considerazione le gravi carenze del S.I.A. per quanto riguarda la stima degli impatti per quanto riguarda la gestione dei rischi.

Mancano completamente:

- uno studio delle aree potenzialmente interessate da fall-out di idrocarburi;
- uno studio delle aree potenzialmente interessate da ricadute di contaminanti in caso di incendio;
- uno studio degli scenari di rischio in caso di incendio, tenendo conto della vicinanza di potenziali bersagli sensibili (ad esempio, edifici con concentrazione di persone; strade percorse da autobus; case ecc.).

Le elaborazioni dei diversi scenari in caso di blow-out, presenti dovrebbero tra l'altro basarsi su dati di input per la previsione degli impatti relativi agli scenari peggiori (caso del *"worst case scenario"*) restituendo i dati dalle elaborazioni effettuate e le relative statistiche (mappe di ricaduta; concentrazioni al suolo nei vari punti e alle varie distanze; popolazione eventualmente interessata ecc.), indispensabili ai fini della verifica dei danni potenziali alla salute della popolazione e ai beni mobili ed immobili.

#### **5)RADIOATTIVITA'**

E' noto che le attività di ricerca e estrazione di idrocarburi possono comportare emissioni di radiazioni da fonti radioattive.



Nel S.I.A. tali emissioni vengono escluse, ma esclusivamente per la fase di scavo del pozzo. Nessun accenno viene fatto per la fase di produzione.

Dovremmo concludere che in questo campo non verranno mai utilizzate sorgenti radioattive come le varie tipologie di markers usate comunemente nell'industria petrolifera per il monitoraggio dei giacimenti.

Manca, però, qualsiasi riferimento all'estrazione di materiali con radioattività naturale.

Nell'industria petrolifera vengono prodotti, infatti, rifiuti caratterizzati da radioattività, anche sopra i normali livelli ambientali ricollegabili a due fattori:

- a) estrazione dal sottosuolo di materiali (di solito fluidi) con radioattività naturale (denominati TENORM), maggiore dei valori di fondo tipici della superficie;
- b) uso di sonde/marker da parte delle società petrolifere per la caratterizzazione del giacimento.

La problematica sta iniziando ad avere una certa eco nel settore della ricerca sugli impatti ambientali in quanto possono riscontrarsi:

- 1) casi di elevati valori di radioattività dei materiali estratti, anche con emissioni gassose (ad esempio, radon, in testa al pozzo);
- 2) incidenti nella gestione delle sonde e/o dei materiali estratti che presentano radioattività.

La questione non può certo essere trattata superficialmente (o, addirittura, non essere proprio trattata come fa il proponente).

Infatti, per la descrizione delle problematiche e delle criticità generali relative a questo tema, richiamiamo un articolo pubblicato a Febbraio 2014 sulla rivista Environment Health Perspective (<http://ehp.niehs.nih.gov/122-a50/>) dal titolo "Radionuclides in Fracking Wastewater: Managing a Toxic Blend" (nota bene: nell'articolo non ci si limita ad affrontare la questione in relazione esclusivamente al fracking ma si discute il problema in generale rispetto all'industria petrolifera).

Gli impatti ambientali della radioattività diffusa a causa delle attività petrolifere possono essere rilevanti.

Nell'articolo scientifico "**Evaluation of the radiation hazard indices in an oil mineral lease (oil block) in delta state, Nigeria**" pubblicato nel numero di Agosto 2013 della rivista International Journal of Engineering and Applied Sciences (integralmente disponibile a questo link <http://eaas-journal.org/survey/userfiles/files/v4i213%20Physics.pdf>) si riportano nelle zone interessate da estrazioni di idrocarburi valori di radioattività ambientale superiori rispetto a quelle non interessate dallo sviluppo di tali attività. Nell'abstract si può leggere: "Although, most of the calculated hazard indices in water were lower than the permissible limits, they were still higher than the values from non oil producing areas which shows that the oil and gas activities could have impacted negatively on the radiological status of the environment. It can be concluded that there is significant radiological hazards to the people in the areas from soil/sediment samples which can be attributed to the oil activities in the area."

In Italia, in Molise nel 2014 vi è stato un allarme radioattività per valori circa 10 volte quelli naturali in un sito usato nel passato per l'estrazione di idrocarburi (Cercemaggiore, proprio in provincia di Campobasso), allarme confermato dalle autorità dopo accurati monitoraggi. E' stata interdetta un'area di circa 2,5 ettari.



Per quanto riguarda l'uso di sorgenti radioattive a fini di monitoraggio da parte delle aziende petrolifere essa deve avvenire seguendo specifiche autorizzazioni. Recentemente è stato denunciato un incidente con l'uso di queste sonde in Basilicata (materiale radioattivo sarebbe stato abbandonato in profondità) presso il Pozzo Gorgoglione 2 ST quater (<http://www.radicali.it/comunicati/20150301/utilizzo-sorgenti-radioattive-nelle-attiv-estrazive-bolognetti-amici-dellabru>)

A tal proposito evidenziamo che in una recente ricerca “Risk Assessment of Abandoned Radioactive Logging Sources in Oil Wells in Nigeria” pubblicata nel 2013 sulla rivista Journal of Environment and Earth Science sono riportati gli incidenti con perdita di sonde radioattive nei pozzi petroliferi registrati nel periodo 1983-2001 in alcuni paesi, alcuni dei quali all'avanguardia nella gestione della sicurezza: solo negli Stati Uniti hanno “perso” e abbandonato nei pozzi ben 104 sonde radioattive; 15 nella sola Norvegia; 8 in Gran Bretagna.

Journal of Environment and Earth Science  
ISSN 2224-3216 (Paper) ISSN 2225-0948 (Online)  
Vol. 3, No.10, 2013

[www.iiste.org](http://www.iiste.org)

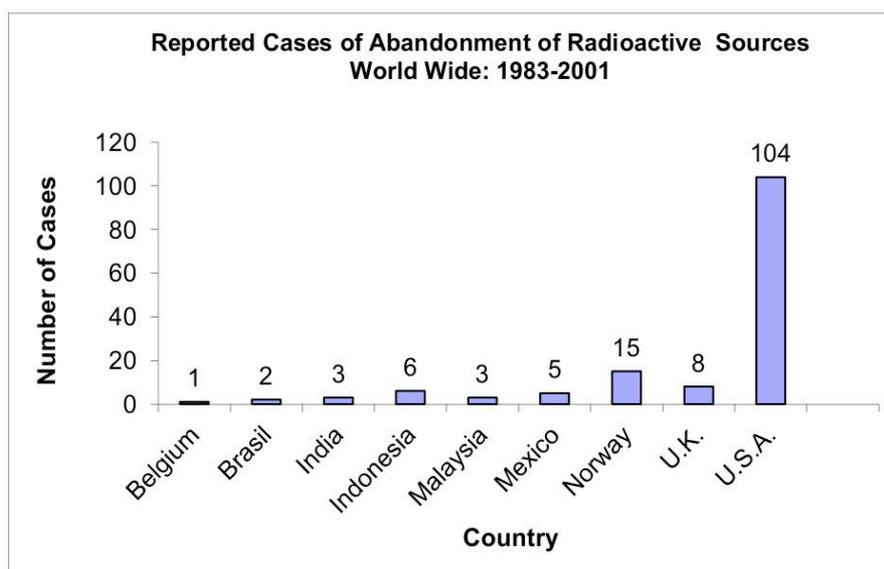


Fig 1: Reported Cases of Abandoned Radioactive Sources World Wide



Lo studio è anche interessante per la valutazione dell'impatto sanitario di questi incidenti, che appare essere maggiore dei siti di stoccaggio controllati in superficie.

Tra l'altro i pericoli non derivano "solo" dalla possibile perdita in profondità ma da incidenti in superficie. Paradigmatico quello avvenuto nel 2002 in Montana che ha portato alla contaminazione di 31 persone; il rapporto del NUREG descrive perfettamente gli errori che hanno portato all'incidente.

NUREG-1794

---

---

**Loss of Control of  
Cesium-137 Well Logging  
Source Resulting in  
Radiation Exposures to  
Members of the Public**

---

---

Manuscript Completed: April 2004  
Date Published: October 2004

Prepared by  
D. Boal, R. Brown, R. Leonardi,  
M. Shaffer, S. Sberbini

U.S. Nuclear Regulatory Commission  
Region IV  
611 Ryan Plaza Drive  
Arlington, TX 76011-4005

Ciò senza considerare gli incidenti durante il trasporto, con conseguenze quasi esilaranti – se non fosse un tema di una tale gravità – come l'indagine dell'FBI su tecnici della Halliburton, una delle maggiori società al mondo di servizi petroliferi, che nel 2012 persero una sonda durante il trasporto, poi ritrovata un mese dopo lungo un'autostrada ([http://www.huffingtonpost.com/2012/10/08/halliburton-radioactive-rod-texas-missing\\_n\\_1948962.html](http://www.huffingtonpost.com/2012/10/08/halliburton-radioactive-rod-texas-missing_n_1948962.html)).

Nello studio di impatto ambientale la problematica degli eventuali impatti di situazioni incidentali con materiali radioattivi non viene esaminata, nonostante quanto sopra riportato. Per l'uso di sorgenti radioattive dovremmo concludere che il proponente non intende usarle per l'intera durata del progetto (scavo + produzione) ma rimane la problematica per la qualità dei materiali estratti (sia olio sia altri fluidi).

#### **6)MANCANZA DELLA VALUTAZIONE DI INCIDENZA AMBIENTALE (V.I.) DI CUI AL D.P.R.357/1997 E SS.MM.II.**

Come recita il S.I.A. il sito di scavo dista "circa 3,5 km ad est insiste il sito sic IT7222266 – Boschi tra fiume Saccione e torrente Tona e a circa 3 km in direzione SE il sito sic IT222265 – Torrente Tona."

La Direttiva 43/92 "Habitat" obbliga la redazione di uno Studio di Incidenza Ambientale per tutti gli interventi che, anche solo potenzialmente, possono incidere sulla naturalità del Sito. Questo vale anche per progetti che si realizzano esternamente al territorio del S.I.C. (si veda a tal proposito TAR Umbria Sez. I - 14 giugno 2011, n. 171 oppure direttamente le linee guida comunitarie in materia di V.I.).

Ebbene, in caso di incidente le aree dei SIC potrebbero essere interessate dalle ricadute di materiali e contaminanti in caso di incidenti.

Inoltre questi SIC sono caratterizzati da specie che escono dai siti per alimentarsi nei territori circostanti (è il caso del Lanario, siti di alimentazione che possono essere gravemente impattati in caso di rilascio di inquinanti sia in atmosfera sia nelle acque).

Da ciò consegue l'obbligatorietà della realizzazione della procedura di V.I. integrata alla V.I.A. per questo progetto.

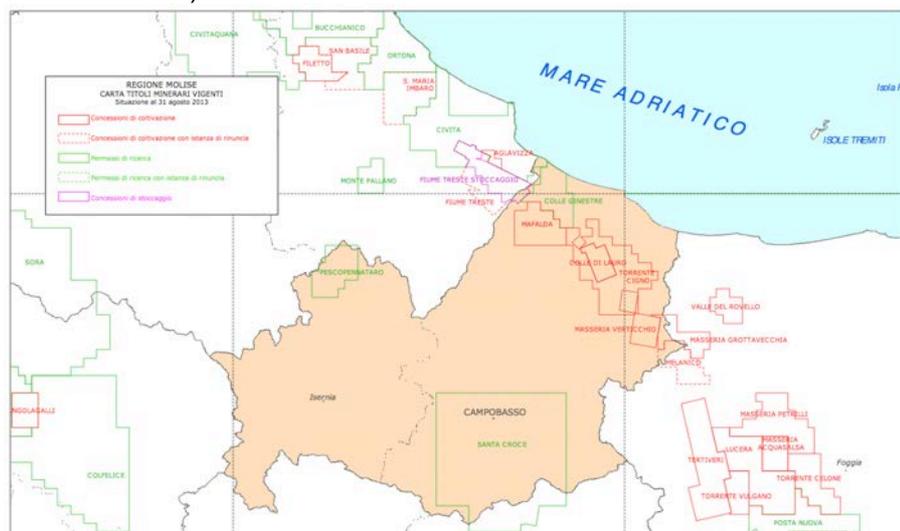
#### **7)EFFETTO CUMULO**

Lo Studio di Impatto non prende in alcun modo in considerazione l'effetto cumulo sia rispetto alle pressioni ambientali già esistenti per lo sviluppo di altri interventi, ivi compresi quelli relativi alle attività collegate alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi.

Inoltre esistono già alcuni pozzi proprio nell'area: a quale tipo di monitoraggio ambientale sono sottoposti?



A mero titolo di esempio, quali sono le conseguenze complessive dello sviluppo di tutti i progetti collegati agli idrocarburi sulla qualità delle acque sotterranee e superficiali? Sulle emissioni in atmosfera? Di tutto ciò non solo non vi è traccia, neanche della rappresentazione grafica dei titoli (nonostante la mappa sia facilmente reperibile sul sito dell'UNMIG).



*Concessioni di coltivazione e permessi di ricerca di idrocarburi in Molise (fonte Unmig)*

## 8)MANCANZA DI V.A.S.

Le aree da destinare allo sviluppo di tali interventi di ricerca e coltivazione di idrocarburi sono state identificate senza alcuna procedura di V.A.S. da parte dello Stato. La mancata attuazione della Direttiva 2001/42/CEE determina l'impossibilità di valutare il cosiddetto effetto cumulo dei vari interventi in contesti complessi come quello in esame (acqua sotterranea; aria-ambiente).

Interventi così complessi non possono certo essere affrontati in maniera frammentaria ma hanno bisogno di una valutazione generale, propria della procedura di VAS.

La questione dell'effetto cumulo e la necessità di assoggettare il complesso delle numerose istanze e concessioni ad una valutazione complessiva alla scala appropriata riguarda anche la tutela di specie ed habitat di cui alla Direttiva 43/1992/CEE "Habitat" da realizzarsi, in base al D.P.R.357/1997 e ss.mm.ii. attraverso una Valutazione di Incidenza Ambientale, che finora non è stata svolta neanche per la richiamata Strategia Energetica Nazionale.

In assenza dei dati che dovrebbero essere contenuti in una procedura di VAS e delle valutazioni che ne sarebbero dovute scaturire, appare impossibile stimare l'effettivo impatto ambientale del singolo progetto.

Tra l'altro sarebbe singolare che, se da un lato il Ministero dell'Ambiente continua a pretendere (<http://www.va.minambiente.it/it-IT/Comunicazione/DettaglioNotizia/313>), giustamente, di partecipare alle procedure di VAS transfrontaliere per la pianificazione delle estrazioni in Adriatico, si scegliesse di decidere su questo ed altri progetti senza aver effettuato sul proprio territorio questa procedura!

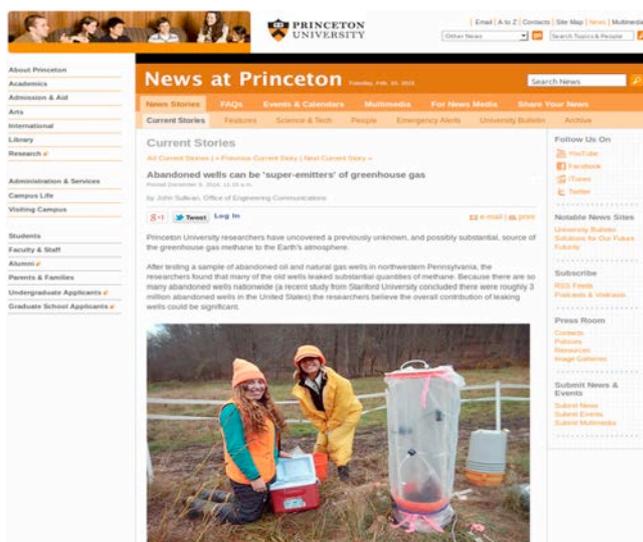
## 9)EMISSIONI IN ATMOSFERA

Le relazioni non tengono conto di un dato riportato in una pubblicazione estremamente importante presentata recentemente su Nature, la massima rivista scientifica planetaria. In questa ricerca (<http://www.nature.com/news/air-sampling-reveals-high-emissions-from-gas-field-1.9982>) si da conto delle emissioni fuggitive di metano dai campi pozzi.

Del calcolo di queste emissioni, secondo i parametri citati nello studio sopra richiamato, non vi è alcuna traccia nella documentazione progettuale.



A dicembre 2014 la ricerca **“Direct measurements of methane emissions from abandoned oil and gas wells in Pennsylvania”** pubblicata sulla rivista Proceedings of National Academy of Science e scaricabile integralmente da questo link (<http://www.pnas.org/content/111/51/18173.full.pdf+html>) ha invece accertato che una percentuale consistente di pozzi di olio e gas abbandonati sono responsabili di grandi quantità di emissioni di metano in atmosfera. I ricercatori hanno calcolato che in Pennsylvania tali emissioni potrebbero risultare essere pari al 10% delle emissioni dell'intero stato! Ricordiamo che il metano è uno dei più potenti gas clima-alteranti. Qui sotto un'immagine dell'articolo divulgativo sullo studio dal significativo titolo **“Abandoned wells can be 'super-emitters' of greenhouse gas”** comparso sul sito dell'Università di Princeton.



Ebbene, non sono riportati dati circa i monitoraggi dei pozzi già esistenti e non vengono indicati, al momento della chiusura del pozzo esplorativo, elementi di sorta per:

- a) comprendere come e con quali garanzie di breve, medio e lungo periodo sia assicurata la chiusura del pozzo;
- b) quali attività di monitoraggio nel breve, medio, lungo e lunghissimo periodo (decenni) sarebbe assicurato post-operam sul pozzo chiuso, anche se non produttivo.

#### 10) PUBBLICAZIONE DEI DATI

Il Ministero dell'Ambiente e le regioni italiane sono inadempienti rispetto agli obblighi di cui all'art.28 comma 2 del D.lgs.152/2006 relativo alla pubblicazione dei risultati dei monitoraggi dei progetti già approvati e realizzati.

In assenza di tali informazioni:

- a) i cittadini non possono formarsi un'idea completa dei rischi associati a progetti come quello in esame venendo meno uno dei capisaldi del diritto comunitario, quello del diritto all'informazione e alla scelta consapevole sullo sviluppo futuro del proprio territorio;
- b) non si capisce come la pubblica amministrazione possa agire, in assenza di tali informazioni, in maniera efficace ed efficiente per assicurare il raggiungimento degli obiettivi di qualità ambientale fissati a livello comunitario e, in particolare, il costante miglioramento delle condizioni delle matrici aria, acqua e suolo, valutando correttamente le nuove proposte e l'effetto cumulo;
- c) non si comprende come possa un'amministrazione che dimostra di non seguire i progetti approvati sotto la sua responsabilità decidere su ulteriori interventi.

#### 11) VERIFICA DELLO STATO DEI PROGETTI APPROVATI E REALIZZATI NEL SETTORE DEGLI IDROCARBURI

Inoltre il Ministero dell'Ambiente è inadempiente circa la verifica dell'ottemperanza delle prescrizioni per i progetti approvati. Una verifica effettuata nel giugno 2013 dal Ministero dell'Ambiente sull'ottemperanza delle prescrizioni dei progetti approvati tra il 1989 e il 2000 (sic!) ha evidenziato la completa incapacità del Ministero dell'Ambiente di



assicurare il rispetto dei Decreti di compatibilità ambientale. Su 175 progetti realizzati per 100 non si conosce il fato delle prescrizioni. Su oltre 1600 prescrizioni imposte ne risultano ottemperate poco più di 500.

Non osiamo immaginare quale possa essere lo stato dell'ottemperanza delle prescrizioni a livello dei progetti vagliati dalle regioni.

Tra l'altro diversi progetti esaminati dal Ministero riguardavano proprio il settore degli idrocarburi.

Con questi dati e con queste omissioni riteniamo che il Ministero dell'Ambiente non sia nelle condizioni materiali di assicurare praticamente nulla in relazione ai progetti che deve valutare e di cui deve assicurare la corretta realizzazione; figurarsi poter approvare nuovi interventi!

## **12) RISCHI PER LE ACQUE SUPERFICIALI**

L'intervento insiste su un'area caratterizzata da un'idrologia complessa e di enorme valore, per la presenza del Torrento Tona e del Saccione, entrambi sottoposti a tutela a livello comunitario.

Purtroppo lo studio riporta dati vecchissimi, addirittura risalenti al 2004.

Secondo lo studio *“La qualità risultante può essere definita accettabile e risulta piuttosto stabile nel periodo considerato con un isolato scadimento in classe 4 nel 2002 per la stazione di valle.”*. La qualità segnalata è nella classe “sufficiente” (e un anno “scadente”).

Dobbiamo forse considerare che il redattore dello studio ignora che la Direttiva 60/2000/CE obbliga gli Stati Membri ad adoperarsi affinché tutti i corsi idrici superficiali siano nello stato “buono” e non in quello “sufficiente” entro il 2015!

Il progetto in esame comporta, come ampiamente dimostrato nei capitoli precedenti, gravi rischi di compromissione dell'ambiente soprattutto in caso di incidente con rilascio di sostanze inquinanti (per le acque superficiali non solo in caso di blow-out ma anche per altri incidenti, ad esempio quelli che possono coinvolgere i mezzi di trasporto che allontanano i rifiuti; il trasporto di prodotti petroliferi; la gestione dei rifiuti).

## **13) BENEFICI PER LA COMUNITA' – IL CASO DELLE ROYALTY**

Una Valutazione di Impatto Ambientale deve in qualche modo bilanciare i diversi interessi in gioco, ivi compresi quelli di carattere sociale.

Per questo il proponente prova a sostenere che esistono vantaggi per la comunità derivanti dalla realizzazione del progetto per la “valorizzazione” delle risorse energetiche nazionali.

Peccato che il proponente, che pure dovrebbe essere esperto del settore, dovrebbe sapere che in Italia, per quanto riguarda le royalty, esiste il sistema delle franchigie. Gran parte dei pozzi produttivi non versa alcuna royalty perché non supera un minimo di produzione annuo.

Infatti, basta consultare il sito dell'UNMIG per scoprire che, nonostante l'esistenza in Molise di diverse concessioni di coltivazione e a fronte di una produzione di metano (circa 66 milioni di Smc nel 2014) e olio (10.000 tonnellate) nel 2014 alla Regione Molise è assegnata una cifra insignificante (circa 900.000) rispetto al valore reale della produzione (di una risorsa che teoricamente dovrebbe essere dei cittadini italiani).

Qualora un pozzo produttivo sia sfruttato al di sotto della quota di franchigia praticamente non si tratterebbe di una valorizzazione ma di una vero esproprio di ricchezza dalla comunità verso il privato visto che gli idrocarburi sarebbero poi rivenduti a questi ultimi a prezzo di mercato.

Qui non si vuole discutere della normativa relativa alle royalty che esula da una V.I.A.; parliamo dell'analisi costi/benefici che invece è un tema centrale, soprattutto quando si vuole realizzare un pozzo in aree con immobili, produzioni e attività immateriali di grande rilevanza economica e che potrebbero essere danneggiate, direttamente o indirettamente, dall'intervento.

## **14) CAMBIAMENTI CLIMATICI**

La valutazione del progetto non può esulare dall'esame delle conseguenze dei cambiamenti climatici in atto che rappresentano, secondo la maggior parte degli scienziati, una minaccia per l'esistenza stessa della vita umana sul pianeta. L'ultimo rapporto dell'IPCC lancia un ulteriore allarme sulla necessità di bloccare ulteriori emissioni di gas clima-alteranti. La stessa Regione Molise è sottoposta alle dannose conseguenze di eventi climatici sempre più estremi e frequenti (basti pensare alle inondazioni dei fiumi!).

Ora riteniamo che per questo progetto, che spinge verso l'ulteriore consumo di fonti fossili con conseguenti emissioni, vada fino in fondo considerata non solo l'opzione zero ma anche le opzioni che riguardano la produzione



di energia da fonti rinnovabili come alternativa reale e già ampiamente praticabile con le tecnologie a nostra disposizione.

#### 15)PIANO DI MONITORAGGIO

In considerazione dei rilevanti impatti potenziali (molti dei quali sottaciuti dal proponente ma evidenti leggendo la bibliografia scientifica del settore idrocarburi) del progetto, appare del tutto scarna, superficiale e insufficiente il Piano di monitoraggio. Nessun riferimento a monitoraggi ante-operam su acque superficiali e sotterranee per avere il quadro di partenza dello stato dell'ambiente prima della realizzazione dell'intervento; alcun riferimento ai monitoraggi di specie sensibili ricordate nello studio (come ad esempio gli uccelli) ecc.

#### 16)RISCHIO SISMICO

Nel S.I.A. nella parte relativa alla descrizione del sito vi è un paragrafo concernente la classificazione sismica del territorio, che ricade nella classe 2 (rischio di terremoti forti). Nonostante questa caratteristica del territorio, non vi è alcuna traccia di un approfondimento relativo agli impatti potenziali rispetto a questa tematica.

Da decenni è noto, in ambiente scientifico, che l'estrazione di fluidi dal sottosuolo è causa e/o concausa di attività sismica anche rilevante (in Italia basti pensare al caso di Caviaga che già negli anni '50 del secolo scorso era stato ricondotto alle attività di estrazione di idrocarburi).

Recentemente diverse pubblicazioni scientifiche hanno ulteriormente validato il collegamento tra attività di estrazione e sismi (e.g. "Causal Factors for Seismicity near Azle, Texas," Nature Communications).

Il Governo olandese a febbraio di quest'anno ha ammesso che la sequenza sismica rilevata a Groningen (un'area naturalmente priva di rischio sismico), con oltre 100 terremoti nel biennio 2013-2014, è stata attivata dall'estrazione di grandi volumi di metano. Avendo ammesso di aver sottovalutato il problema al momento del rilascio delle autorizzazioni, ha chiesto scusa ai cittadini. Le due aziende coinvolte, la Shell e la Exxon, hanno dovuto rifondere 1,2 miliardi di euro ai cittadini per la ristrutturazione/riparazione di 30.000 abitazioni!

Con tali premesse, peraltro neanche citate nello Studio di Impatto Ambientale, ci si chiede come sia possibile accettare la realizzazione di un tale intervento.

#### 17)ORNITOLOGIA

Nella descrizione dell'area di studio si evidenzia la presenza di numerose specie tutelate a livello comunitario. Sintomatico del livello di approfondimento del S.I.A. è il modo con cui vengono riportati i nomi scientifici delle specie (leggiamo "*Falco eregrinus*" invece che "*Falco peregrinus*"; "*Pernis Apivorus*" invece che "*Pernis apivorus*"; "*Falco Biarmicus*" invece che "*Falco biarmicus*").

Si tratta di specie tutelate a livello comunitario (il Lanario addirittura è specie prioritaria!), per le quali non viene svolto alcun approfondimento sia per la descrizione del sito (numero di coppie/individui presenti; indici di utilizzo dell'area ecc.) sia per la stima degli impatti.

Questo S.I.A. per l'ennesima volta conferma tutte le criticità rilevate dalla procedura Pilot 6730/14/ENVI relativa alle procedure di Valutazione di Incidenza Ambientale, soprattutto per quanto riguarda l'assenza di studi specialistici per quanto riguarda specie e habitat di interesse comunitario.

**In considerazione di quanto sopra esposto si chiede di esprimere parere negativo all'intervento.**

Cordiali saluti  
Il Presidente  
Paolo Carsetti

Il referente per la campagna  
Augusto De Sanctis