

Pec Direzione

Da: aziendagricolabmvg <aziendagricolabmvg@pec.it>
Inviato: venerdì 13 marzo 2015 13:02
A: dgsalvanguardia.ambientale@pec.minambiente.it
Oggetto: invio osservazioni al progetto di perforazione del pozzo esplorativo il cancello codice procedura 2924
Allegati: BMVG pratica pozzo il cancello.pdf

in allegato alla presente troverete le nostre osservazioni in merito al progetto di cui all'oggetto

saluti

Bmvg



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

U.prot DVA - 2015 - 0007176 del 16/03/2015





SAN MICHELE A RIPA
VIGNE DI RISPETTO

Spett. Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali
Divisione II Sistemi di Valutazione Ambientale
Via Cristoforo Colombo, 44 00147 Roma

PEC: dgsalvaguardia.ambientale@pec.minambiente.it o Fax 06/57223040

Oggetto: Invio OSSERVAZIONI al progetto di "Perforazione del pozzo esplorativo Il Cancellone 1 dir", nel territorio del Comune di Ripatransone, nell'ambito del permesso di ricerca Santa Maria Goretti - codice procedura 2924

A poche centinaia di metri in linea d'aria dal punto individuato per la Perforazione del pozzo esplorativo "Il Cancellone 1 dir" in località Ripatransone
sorge la nostra azienda: Azienda Agricola B.m.v.g. di Ceteroni Patrizia dalla doppia denominazione ovvero azienda agricola San Michele a Ripa in contrada san michele 24 sempre di Ripatransone.

Un'azienda con una storia recente ma che ha creduto su un territorio incontaminato e ha investito circa tre milioni di euro per l'acquisto del fondo, l'impianto di 5 ettari di vigneto e la realizzazione di una cantina totalmente interrata con bottaia, zona lavorazione e rimessa attrezzi, un punto vendita/sala degustazioni seminterrato e un'abitazione fuori terra con il recupero e restauro di una sorta di "torretta storica". Invitiamo a visionare le immagini dell'investimento sul nostro sito internet <http://www.sanmichelearipa.com/>.

L'investimento è stato effettuato con i materiali del territorio per rispettare l'ambiente che ci circonda e per la tipologia costruttiva è stata mantenuta la struttura dell'incasato colonico marchigiano.

La cantina a livello energetico è stata costruita in "classe a" e l'azienda viene condotta con il metodo dell'agricoltura biologica. In sintesi è stato effettuato un grande investimento nel cuore della viticoltura picena, nel totale rispetto dell'ambiente circostante e della storia del territorio. Il vino prodotto è di eccelsa qualità e ha già avuto riconoscimenti dalle riviste specializzate e la produzione 2013 è stata quasi tutta venduta a riprova del fatto che l'azienda e il territorio produce grande qualità ambientale.

Oltre alle altre osservazioni che troverete in maniera conseguenziale a tale prefazione è doveroso porre alla vs attenzione l'osservazione, la riflessione più grande in assoluto: la realizzazione del pozzo esplorativo ed un'eventuale conseguente attività estrattiva andrà inesorabilmente a deturpare la zona oggetto dei lavori e tutto l'ambiente circostante apportando degrado all'ambiente e conseguente svalutazione dei valori fondiari e immobiliari nelle zone circostanti.

L'azienda ha investito di recente una quantità ingente di denaro, la svalutazione dell'investimento come verrà compensata? L'osservazione dell'azienda San Michele a Ripa si concretizza che tutte le svalutazioni dei valori immobiliari verranno imputate all'attività programmata del pozzo "il cancellone" e l'azienda chiederà i danni della futura evidenza ai responsabili del deturpamento ambientale.

Azienda Agricola BMVG di Ceteroni Patrizia & C. S.a.s.

Produzione e commercializzazione di vini identificati con il marchio "SAN MICHELE A RIPA"

Sede legale: Largo Crivelli 2 - 63100 Ascoli Piceno - Italy - Vigneti e Cantina: Contrada San Michele 24 - 63065 Ripatransone (AP) - Italy

Iscritta al registro delle imprese di Ascoli Piceno al n. 01879910444 - REA n. 180936

Codice Fiscale e Partita IVA 01879910444

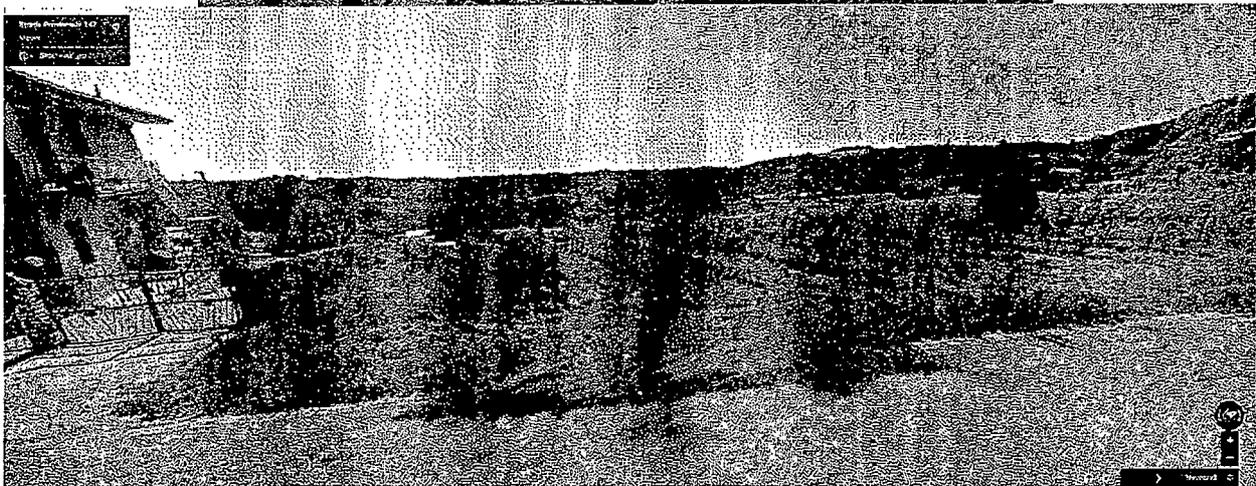
Tel. e Fax +39 0736 246756 - info@sanmichelearipa.com

www.sanmichelearipa.com

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

PREMESSA

In primo luogo si manifesta una fortissima preoccupazione per la localizzazione del progetto, in una zona densamente abitata, a 500 metri dal centro abitato di Ripatransone, a 250 da un convento e case sparse. 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.



Le immagini evidenziano chiaramente la vicinanza tra l'area del pozzo e le aree urbane.

Ciò premesso si osserva quanto segue.

1) DIFETTO DI PUBBLICAZIONE – MANCATO COINVOLGIMENTO DI ALTRI COMUNI

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 depositato esclusivamente gli atti nel comune di Ripatransone.

A nostro avviso tale modalità di presentazione dell'istanza ne inficia la validità in quanto è evidente che sono diversi i comuni coinvolti.

Qui si elenca la distanza tra l'area di cantiere e il confine dei comuni limitrofi: Montefiore dell'Asso (2,2 km); Massignano (3,7 km), Cupra marittima (4,2 km), Carassai (4,6 km), Cassignano (4,7 km), Grottammare (4,8 km), Offida (5,0 km)

I comuni contermini sono interessati da questi potenziali impatti (qui si farà una breve trattazione per

dimostrare la fondatezza del punto; si rimanda ai singoli paragrafi per gli approfondimenti):

a) in caso di blow-out le distanze che i materiali espulsi (e le ricadute dei fumi in caso di incendio) possono essere anche di 5 km, come dichiarato dalla stessa Apennine Energy nel caso della procedura di V.I.A. in corso per il pozzo esplorativo a Zibido S.Giacomo in Lombardia. In letteratura queste distanze sono considerate "normali" in caso di blow-out. Il peggior scenario incidentale, seppur raro, deve essere tenuto in considerazione come potenziale impatto.

b) in caso di attivazione di subsidenza, qualora la procedura porti alla reale produzione, la deformazione potrebbe interessare aree vaste diversi kmq, innescando impatti quali il peggioramento delle condizioni di rischio frane, l'alterazione dei processi erosivi ecc.

c) l'intervento determina un incontrovertibile impatto paesaggistico su un'unità paesaggistica riconosciuta di pregio assoluto dal Piano paesistico regionale delle Marche, complesso che comprende diversi comuni. Alla scala territoriale degli impatti paesaggistici, che certo non può essere locale, è evidente l'interessamento dei comuni inseriti all'interno dell'unità paesaggistica considerata;

d) in caso di sversamento di liquidi nel reticolo idrico superficiale, considerate le quantità di materiali in gioco pari a migliaia di tonnellate, gli impatti potenziali sono da considerarsi lungo tutta l'asta fluviale a valle almeno per alcuni chilometri con coinvolgimento, quindi, anche di comuni limitrofi;

e) l'incremento di traffico veicolare determinato dal progetto (basti pensare ai mezzi collegati allo smaltimento dei rifiuti) e relative emissioni coinvolgerà i comuni limitrofi percorsi dalle strade utilizzate dai mezzi verso i siti di smaltimento;

f) l'area del titolo minerario è vasta migliaia di ettari e coinvolge diversi comuni.

2) PROTEZIONE DELLE FALDE ACQUIFERE

Il 29% dei corpi idrici sotterranei italiani non rispetta gli obiettivi di qualità comunitari. Fortunatamente, tenendo conto dell'area vasta, la condizione della fascia collinare marchigiana appare essere favorevole da questo punto di vista, probabilmente grazie alla mancanza di impatti antropici rilevanti.

L'Italia ha precisi obblighi per il raggiungimento degli standard ambientali fissati dalla Direttiva 60/2000/CEE per le acque superficiali e sotterranee.

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 metano (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.

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

111(11):14076-14081, June 3, 2014 • 14076-14081 • www.pnas.org

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

Thomas H. Darrah^{1,2,3}, Ananthavignos⁴, Robert B. Jackson^{5,6}, Nathaniel R. Winter^{4,6}, and Robert S. Porras⁴

Author Affiliations

¹Department of Earth and Ocean Sciences, MITCHELL School of the Environment, Duke University, Durham, NC 27708

²Department of Geological Engineering and Sciences, Center for the Environment, School of Earth Sciences, The Ohio State University, Columbus, OH 43210

³Department of Earth and Ocean Sciences, School of Earth Sciences, Woods Hole Oceanographic Institution, 288 Wood Street, Woods Hole, MA 02543

⁴Department of Geological Engineering and Sciences, School of Earth Sciences, The Ohio State University, Columbus, OH 43210

⁵Department of Earth and Ocean Sciences, School of Earth Sciences, The Ohio State University, Columbus, OH 43210

⁶Department of Earth and Ocean Sciences, School of Earth Sciences, The Ohio State University, Columbus, OH 43210

Contributed by Thomas H. Darrah, University of Michigan, Ann Arbor, MI, and approved August 12, 2014 (received for review November 27, 2013)

Abstract | **INTRODUCTION** | **RESULTS** | **DISCUSSION** | **CONCLUSIONS** | **REFERENCES** | **FIGURES** | **TABLES** | **Supplemental Materials** | **Related Content** | **Open Peer Review on PNAS**

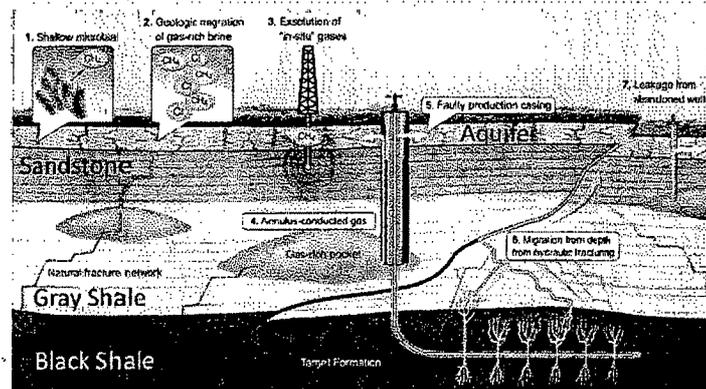
Significance

Hydrocarbon production from unconventional natural gas wells 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 declines in 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 TH et al., PNAS 2014;111:14076-14081

©2014 by National Academy of Sciences

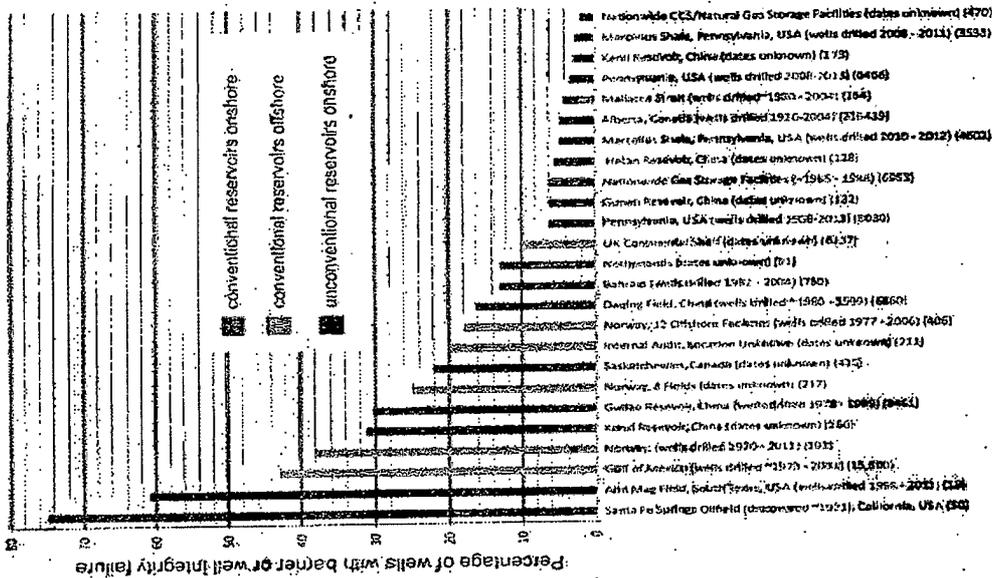
PNAS

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.

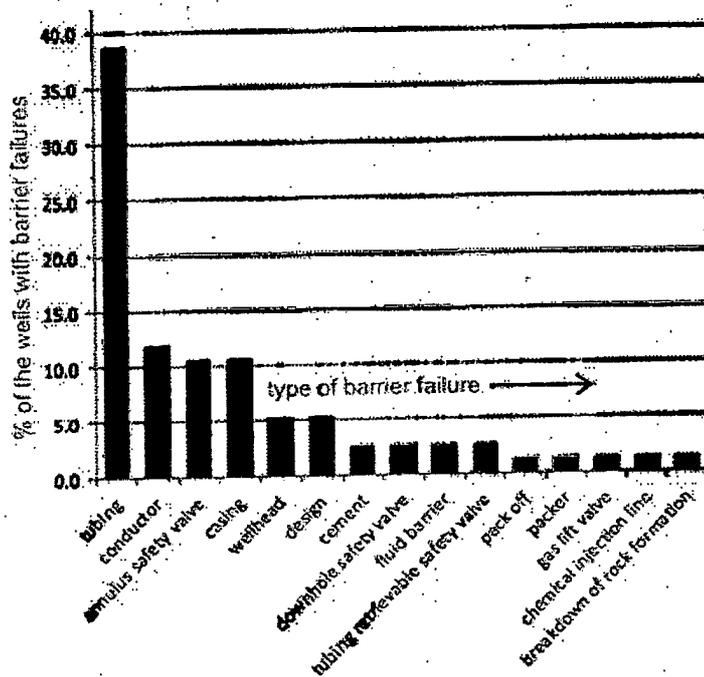
Lo studio può essere letto integralmente sul sito della PNAS al link <http://www.pnas.org/content/111/39/14076>

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.

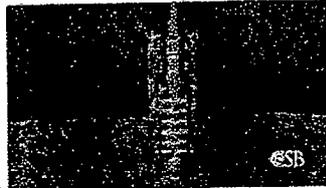


Un ultimo articolo scientifico recente sull'argomento, pubblicato sempre sulla rivista "Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America" dal titolo "Assessment and risk analysis of casing and cement impairment in oil and gas wells in Pennsylvania, 2000-2012" conferma tutte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



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 the 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

6/15/2014

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
MACONDO CANYON BLOCK 252, GULF OF MEXICO
APRIL 20, 2010

KEY ISSUES IN VOLUME 2

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

Report No. 2010-104-05
6/6/2014

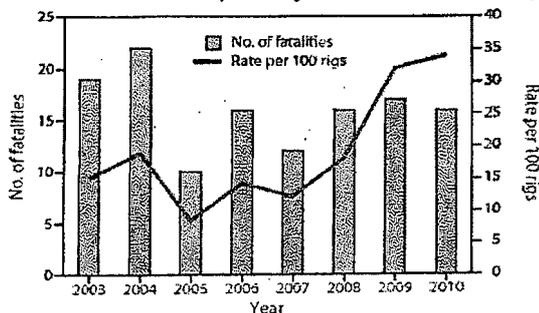
Infatti, nonostante tutte queste assicurazioni (prive di elementi numerici e fattuali) e l'utilizzo di nuove tecnologie:

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.

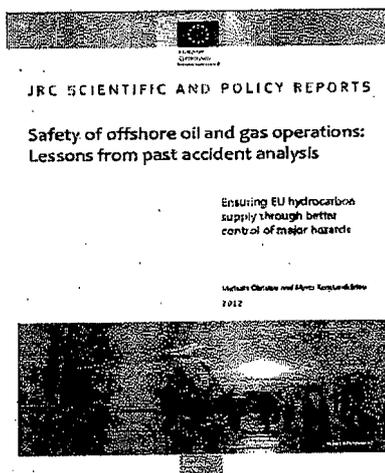
FIGURE. Number and rate of fatal injuries among workers involved in offshore oil and gas operations (N = 128), by year — United States, 2003–2010*



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 derrickships, 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.

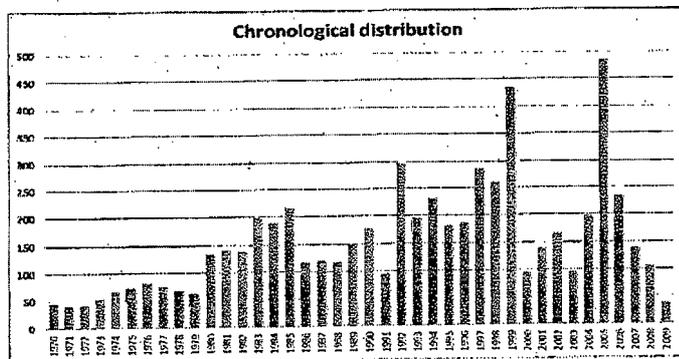
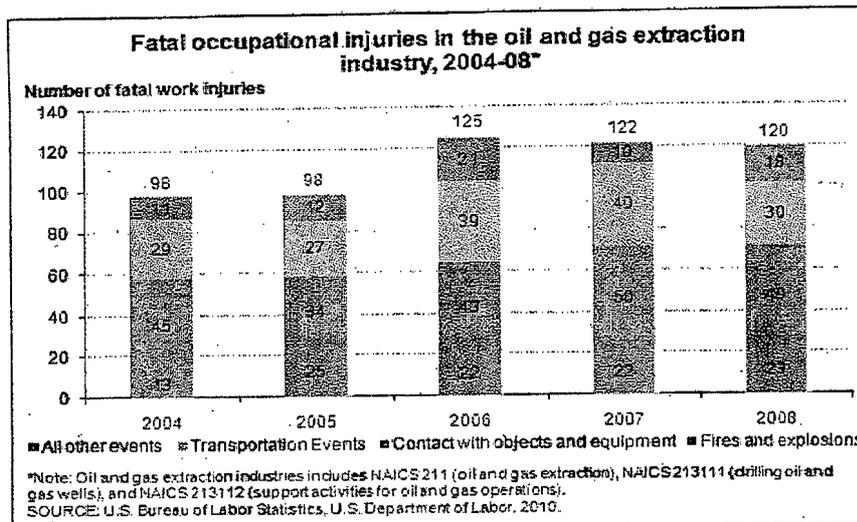


Figure 3. Chronological distribution of accidents in the WOAD database

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.



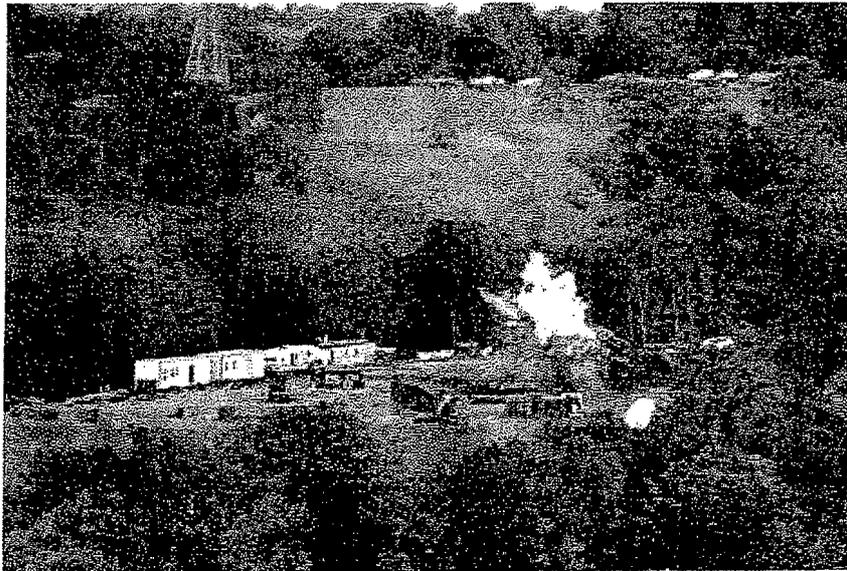
Qui sotto il grafico mostra la ripartizione degli incidenti in Europa per tipologia di incidente (tratta dal testo già citato del JRC).

Table 5. Events in Chain for different Types of Unit

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	32
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 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 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/repso-exploratory-well-spills-alaska_n_1280952.html).



Per quanto sopra esposto ci pare del tutto evidente l'azzardo nel localizzare un pozzo nei pressi di case e vie di comunicazioni rilevanti. 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.

Si richiama, per escludere la presenza di fluidi in pressione (che è il fattore scatenante un blow-out), l'esistenza dei dati dei pozzi limitrofi che escluderebbero l'esistenza di criticità in tal senso. Ammesso e non concesso che su distanze simili (km) e a 4 km di profondità, tenendo conto della complessità tettonica del pre-appennino, si possa escludere alcunché, l'approccio difetta di logicità in quanto se fosse giusto non si capirebbe la necessità di condurre ulteriori esplorazioni avendo già a disposizione i dati di questi pozzi.

Ad ulteriore conferma della superficialità dell'analisi, il proponente "dimentica" anche incidenti riconosciuti e certificati da enti pubblici quando analizza i problemi di fuoriuscita dal pozzo in superficie di idrocarburi (blow-out). 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).

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 Medoigas 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.*"

5)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 e del Piano di Sicurezza per quanto riguarda la gestione dei rischi.

Mancano completamente:

- uno studio delle aree potenzialmente interessate da fall-out da ricaduta di idrocarburi (non potendosi escludere a priori l'assenza di sacche di idrocarburi liquidi in pressione);
- 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, chiese con concentrazione di persone; strade percorse da autobus; case ecc.).

Le elaborazioni dei diversi scenari in caso di blow-out, presenti (seppur con un approccio non del tutto esaustivo) nello studio di impatto ambientale proposto dalla Apennine Energy per l'altro pozzo esplorativo a Zibido S. Giacomo in esame presso la Regione Lombardia, 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.

Addirittura nello studio di impatto mancano dati anemometrici fondamentali per poter ricostruire gli scenari di rischio in caso di blow-out.

6)RADIOATTIVITA'

Nel Piano della Sicurezza presentato dalla ditta, nell'elenco delle problematiche da affrontare è citata anche la radioattività.

Le Emergenze Rilevanti oggetto del Piano sono:

- Blow Out;
- Inquinamento (a mare ed a terra);
- Esplosione - Incendio;
- Emergenze Specifiche:
 - Evacuazione Sanitaria;
 - Mezzi Aerei;
 - Mezzi Navali;
 - Radioattività;
 - Operatori subacquei;

Nel resto della documentazione questo aspetto non viene ulteriormente approfondito.

Nell'industria petrolifera vengono prodotti rifiuti caratterizzati da radioattività, anche sopra i normali livelli ambientali.

Sono due le fonti:

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.

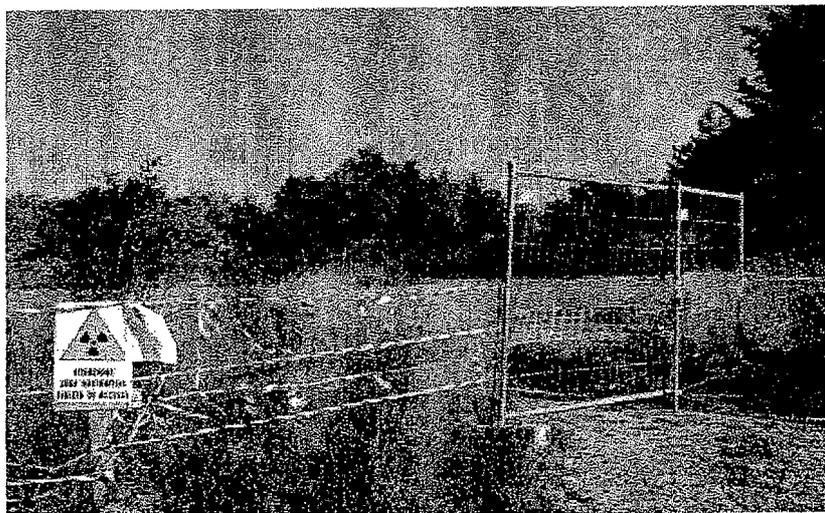
La questione non può certo essere trattata superficialmente (o, addirittura, non essere proprio trattata come fa il proponente).

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 può essere rilevante.

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), 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-attivita-estrattive-bolognetti-amici-dellabru>).

Nello studio di impatto ambientale questa problematica non viene esaminata, nonostante quanto sopra riportato.

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

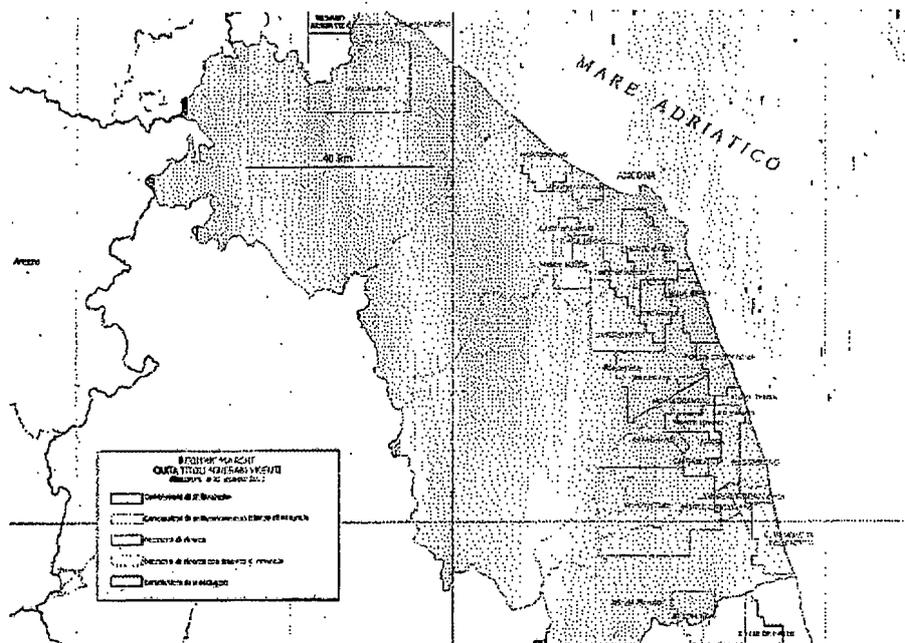
Il sito di scavo dista 1,6 km dal Sito di Interesse Comunitario più vicino ("Boschi tra Cupra marittima e Ripatransone", IT5340002). La Direttiva 43/92 "Habitat" obbliga la redazione di uno Studio di Incidenza Ambientale per tutti gli interventi che, anche solo potenzialmente, possono incidere sulla 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 l'area del SIC potrebbe essere interessata dalle ricadute di materiali e contaminanti; da ciò consegue l'obbligatorietà della realizzazione della procedura di V.I. integrata alla V.I.A. per questo progetto.

8) EFFETTO CUMULO

Lo Studio di Impatto non prende in alcun modo in considerazione l'effetto cumulo sia rispetto alle pressioni ambientali già esistenti sia per lo sviluppo di altri interventi, ivi compresi quelli relativi alle attività collegate alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi. Basta consultare la mappa dei titoli minerari dell'UNMIG per scoprire che il Permesso di Ricerca "S. Maria Goretti" confina addirittura con altri titoli minerari. 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 nelle Marche (fonte Unmig)

9) 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 delle colline marchigiane e in generale del versante adriatico della penisola.

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!

10)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.

11) 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.

12) 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!

13) AFFIDABILITA' FINANZIARIA DEL PROPONENTE IN CASO DI INCIDENTE

L'area interessata dal progetto è estremamente vulnerabile in caso di incidente: attività agricole; immobili di pregio sottoposti a tutela; vie di comunicazione; corsi d'acqua e falde di rilevante importanza; il centro urbano.

In caso di incidente, il proponente avrebbe le risorse finanziarie per garantire, come prescrive la legge, un pronto intervento sia in regime di emergenza sia per tutti i successivi adempimenti? Quale capitale sociale ha Apennine Energy? Da quanto si apprende da informazioni comparse sulla stampa (<http://tribunatreviso.gelocal.it/cronaca/2014/08/29/news/metano-il-primo-pozzo-attivo-entro-l-anno-1.9839650>) la società avrebbe un capitale sociale di 10 milioni di euro che non appare congruo rispetto ai potenziali danni derivanti da un grave incidente. Anche le risorse che la società risulta aver accantonato nel fondo rischi nel bilancio 2013 non appaiono sufficienti, soprattutto se si tiene conto del numero di titoli che le sono stati concessi e dei progetti in corso.

Quali garanzie esistono per assicurare un intervento completo, efficace e risolutivo in caso di disastro?

14) 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 a pag.18 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 nelle Marche di diverse concessioni di coltivazione e a fronte di una produzione annua di metano che si attesta su oltre 100 milioni di Smc, alla Regione Marche (e di conseguenza ai comuni marchigiani) è assegnata una cifra insignificante (circa 600.000 euro l'anno).

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.

15)CAMBIAMENTI CLIMATICI: COME PUO' UN NUOVO PROGETTO CHE PUNTA SUGLI IDROCARBURI CONTRIBUIRE AD AFFRONTARE I CAMBIAMENTI CLIMATICI IN ATTO?

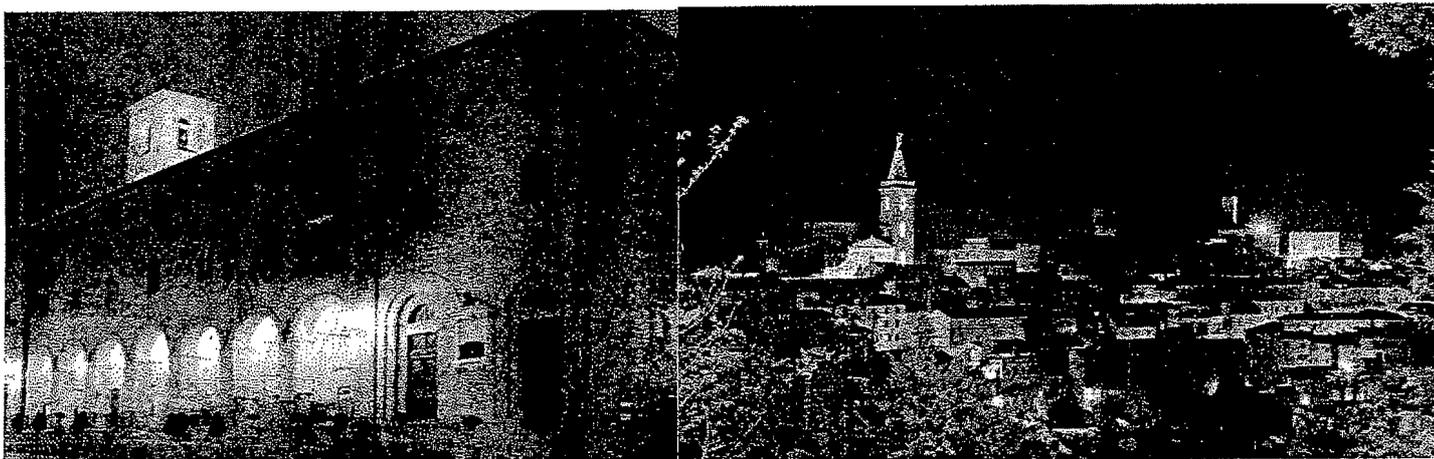
La valutazione del progetto non può esulare dall'esame delle conseguenze dei cambiamenti climatici in atto che rappresentano, secondo la maggior parte degli scienziati, una minaccia per l'esistenza stessa della vita umana sul pianeta. L'ultimo rapporto dell'IPCC lancia un ulteriore allarme sulla necessità di bloccare ulteriori emissioni di gas clima-alteranti. La stessa Regione Marche 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.

16)ASPETTI PAESAGGISTICI E TUTELA DEI BENI CULTURALI

Il sito è ad una distanza di soli 500 metri in linea d'aria dal centro abitato di Ripatransone (AP) che è caratterizzato da un grande concentrazione di beni architettonici e storici vincolati.

Quello di Ripatransone è il secondo centro storico per estensione della provincia di Ascoli Piceno. E' denominata Belvedere del Piceno per l'elevatissimo valore paesaggistico del territorio; ospita numerosi edifici vincolati essendo classificati di interesse architettonico e storico; è "bandiera arancione" del Touring Club nonché città del vino e città dell'olio.



*Il Palazzo del Podestà e un'immagine notturna del centro storico
(immagini tratte dal sito <http://www.bandierearancioni.it/comune/63>)*

Il cantiere sarebbe realizzato a 250 metri dal Monastero delle Suore Passioniste che è incluso nella lista del Ministero dei Beni Culturali con la scheda 1100060601, essendo, tra l'altro, di fondazione cinquecentesca.

L'intera area di cantiere è interna all'area vincolata dal Piano paesistico regionale delle Marche nell'ambito denominato "Paesaggio agrario di interesse storico-culturale Montefiore dell'Asso-Ripatransone".

Le caratteristiche del cantiere (propedeutico all'installazione di strutture per decenni in caso di prosecuzione del progetto) sono del tutto incompatibili con le finalità e gli obiettivi di conservazione, fruizione e valorizzazione di questi Beni culturali e paesaggistici che, ricordiamo, sono valori tutelati dalla nostra Costituzione.

Una fiaccola alta decine di metri; l'inquinamento acustico; la torre per la trivella; la cementificazione per migliaia di mq del terreno; l'aumento del traffico veicolare di camion; tutto ciò è l'esatto opposto di quanto necessario per la cura e la valorizzazione di un patrimonio culturale di estremo valore: il silenzio; la tutela percettiva del profilo della collina e degli immobili di pregio ecc.

Sinceramente ci pare incredibile doverci soffermare su questi aspetti che ci appaiono del tutto evidenti ed incontrovertibili. E' come dover spiegare perché dentro il Colosseo non si può posizionare una

discoteca. La coesistenza di una trivella e di una fiaccola degne di un petrolchimico con tali valori ambientali e culturali è del tutto impossibile, se non si vogliono sovvertire le regole basilari relative alla tutela e valorizzazione dei beni culturali e paesaggistici.

17) ASPETTI DELLA TUTELA DI PRODUZIONI DI QUALITÀ E DEL TURISMO

Il cantiere verrebbe realizzato in piena area di produzione vinicola del D.O.C. "Piceno e Piceno superiore", del D.O.C. "Falerio" e della D.O.C.G. "Offida". Prendendo in considerazione ad esempio la sola D.O.C. "Offida", i vini con questa denominazione sono stati disciplinati nel 2001 (D.P.R. 23 maggio 2001) e grazie alle ottime performance, qualitative e commerciali, a livello nazionale e internazionale, sono stati elevati ulteriormente a D.O.C.G. (D.M. 15 giugno 2011).

Naturalmente tutte le D.O. (denominazioni di origine) fanno capo al regolamento UE 510/2006.

Tali produzioni sono fondate anche sul rispetto e la cura delle matrici ambientali da cui scaturiscono e di cui sono parte integrante.

Inoltre, la comunità europea, attraverso il REGOLAMENTO UE 1257/99 e successivi regolamenti fino al REGOLAMENTO 1306/2013 e al REGOLAMENTO 1308/2013, che si concluderanno nel 2020, denominato Piano di Sviluppo Rurale, ha finanziato lo sviluppo e il mercato del settore agricolo. Solo per citare la provincia di Ascoli Piceno per il periodo 2000-2020 sono stati approvati e finanziati, e in parte già spesi, oltre 400 milioni di euro che sono stati utilizzati, o lo saranno a breve, in interventi atti ad aumentare il valore delle aziende.

A mero titolo di esempio citiamo l'Azienda Le Caniette: è posta a 200 metri dall'area di cantiere. Costituita da sedici ettari di vigneti in regime di BIOLOGICO (LEGGE REGIONALE 76 del 29/12/1997 trasformato poi in REG. CE 834/2007), tutti nelle immediate vicinanze, con cantina all'avanguardia nell'utilizzo di energie rinnovabili, di recente si è dotata di strutture per l'ospitalità, con un flusso costante di ospiti e visitatori, perlopiù internazionali, che ne apprezzano certamente i prodotti, ma anche la sua unicità in termini di paesaggio fruibile.

È stata più volte citata sulle testate specializzate del turismo e dell'enologia (Dove, Bell'Italia, Sette del Corriere della sera, Il Venerdì di Repubblica, Il gambero rosso, tanto per ricordare le più conosciute; inoltre è stata descritta da svariate altre testate straniere).

Essa è collocata in un contesto naturale e architettonico, come la vista su un monastero di grande valore storico e artistico (anch'esso a non più di 200 m dal cantiere), di rilevanza assoluta (riscontrabile sul sito www.lecaniette.com), proprio di un'eccellenza italiana.



Esistono numerose altre aziende che qui producono olio e uve per le Cooperative del territorio che da questa zona traggono le migliori partite di prodotti, per la maggior parte con le denominazioni D.O. e BIOLOGICO.





SAN MICHELE A RIPA
VIGNE DI RISPETTO

L'impianto in esame, sia in condizioni di emissioni "normali", sia in caso di incidente, è incompatibile con le aziende ed i loro prodotti e lo è ancora di più con il sistema di accoglienza (case vacanza, bed & breakfast, agriturismi etc.) che faticosamente è stato creato e finanziato ed ha raggiunto finalmente uno sviluppo soddisfacente.

E' possibile immaginare l'accoglienza di visitatori e vacanzieri, importatori e commercianti di prodotti BIO provenienti da tutto il mondo, in un'area dominata da una fiaccola alta decine di metri e dal rumore assordante della trivella in azione?

Tra l'altro non viene valutato il deprezzamento degli immobili e delle attività, con dati oggettivi (a tal proposito, a mero titolo di esempio, si richiamano due delle ricerche che hanno confermato un impatto negativo sul valore delle proprietà in prossimità con attività petrolifere e di stoccaggio gas; "A review of hydro - fracking and its potential effect on real estate" pubblicato sulla rivista Journal of Real Estate Literature, 2013; "Quantifying the Effects of Underground Natural Gas Storage on Nearby Residents", Agricultural and Resource Economics Review, 2014).

18) INQUINAMENTO ACUSTICO

In merito alla valutazione previsionale di impatto acustico, il punto 6.2.2 - "Livelli sonori generati dall'impianto di perforazione" - recita testualmente: "I produttori delle sorgenti sonore succitate non forniscono alcun dato acustico relativo a tali impianti". Tale insufficienza di riscontro comporta l'assoluta imprevedibilità degli impatti sul territorio.

In assenza di parametri certi è impossibile, quindi, procedere con una valutazione appropriata degli impatti.

E' da notare inoltre, che essendo la zona particolarmente silenziosa, l'attività di allestimento e perforazione comporterebbe sicuramente una percezione notevole.

Nella relazione si adombra la possibilità di ricorrere all'esercizio del cantiere in deroga ai limiti normativi (punto 14 della Valutazione previsionale di impatto acustico), consentito nel caso di attività temporanee. La durata delle lavorazioni e la rumorosità di alcuni macchinari a nostro avviso rende problematica la concessione di tale possibilità. Dall'osservazione dei dati riportati nella documentazione emerge, infatti, che l'impatto della fase di cantiere potrebbe essere consistente, anche se concentrato in poche aree critiche, e potrebbe riguardare lunghi periodi di tempo, vista la durata prevista delle fasi di cantiere.

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

Cordiali saluti

Ripatransone, 13/03/2015

Pec: aziendaagricolabmvg@pec.it responsabile pec Alfonzi Marco

Azienda Agricola BMVG
di Ceteroni Patrizia & C. S.a.s.
63100 ASCOLI PICENO
Partita IVA: 01879910444

Azienda Agricola BMVG di Ceteroni Patrizia & C. S.a.s.

Produzione e commercializzazione di vini identificati con il marchio "SAN MICHELE A RIPA"

Sede legale: Largo Crivelli 2 - 63100 Ascoli Piceno - Italy - Vigneti e Cantina: Contrada San Michele 24 - 63065 Ripatransone (AP) - Italy

Iscritta al registro delle imprese di Ascoli Piceno al n. 01879910444 - REA n. 180936

Codice Fiscale e Partita IVA 01879910444

Tel. e Fax +39 0736 246756 - info@sanmichelearipa.com

www.sanmichelearipa.com