

Associazione **Acqua Bene Comune ONLUS**
Sede Legale: Via S.Ambrogio n°4 – 00186 Roma
C.F. 97738170584



Roma, 16/01/2017

INVIATA VIA PEC

Ministero dell'Ambiente – Direzione Valutazioni ambientali

dgsalvanguardia.ambientale@pec.minambiente.it

Regione Marche

regione.marche.valutazamb@emarche.it

Comune di Santa Maria Nuova

comune.santamarianuova@emarche.it

Comune di Jesi

protocollo.comune.jesi@legalmail.it

Comune di Filottrano

comune.filottrano@emarche.it

Comune di Osimo

comune.osimo@emarche.it

OGGETTO: *procedura di V.I.A. - concessione di coltivazione Santa maria nuova (AN) – progetto Gas Plus Messa in produzione del pozzo a gas Santa Maria Nuova 003 dir a – Comune di Santa Maria Nuova - opposizione*

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

PREMESSA

In primo luogo si manifesta una fortissima preoccupazione per la localizzazione del progetto, a 80 metri dalle prime case abitate, a 600 metri dal centro abitato di Santa Maria Nuova (An), a 1,2 km dal fiume Musone. 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.



L'immagine evidenzia 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 Santa Maria Nuova.

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: Filottrano (1,2 km); Jesi (1,5 km); Osimo (1,7 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 5-10 km. In letteratura, infatti, queste distanze sono considerate “normali” in caso di blow-out (a mero titolo di esempio si richiama la pubblicazione “*Oil Deposition Modeling For Surface Oil Well Blowouts*”. Ross, McClae, Chapple, 1998). Il peggior scenario incidentale, seppur raro, deve essere tenuto in considerazione come potenziale impatto.

b) in caso di attivazione di subsidenza, 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) in caso di sversamento di liquidi nel reticolo idrico superficiale, considerate le quantità di materiali in gioco, gli impatti potenziali sono da considerarsi lungo tutta le aste fluviali a valle almeno per alcuni chilometri con coinvolgimento, quindi, anche di comuni limitrofi;

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

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

2) CONTAMINAZIONE DELLE ACQUE SOTTERRANEE

In primo luogo riteniamo lo studio troppo superficiale nella descrizione della condizione della falda nell'area di studio. Mancano ricostruzioni piezometriche, analisi dei flussi principali e nel sito specifico di intervento, necessari anche per inquadrare eventuali responsabilità future in caso di contaminazione.

Per quanto riguarda il rischio di contaminazione il proponente assicura che le attività di esercizio e quelle post-chiusura del pozzo saranno eseguite in maniera tale da escludere del tutto ogni possibile contaminazione della falda grazie alla realizzazione di una camicia tra foro e roccia circostante. Idem per la gestione delle acque di strato che saranno stoccate in un tank e poi trasferite in ignoti siti di smaltimento.

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.

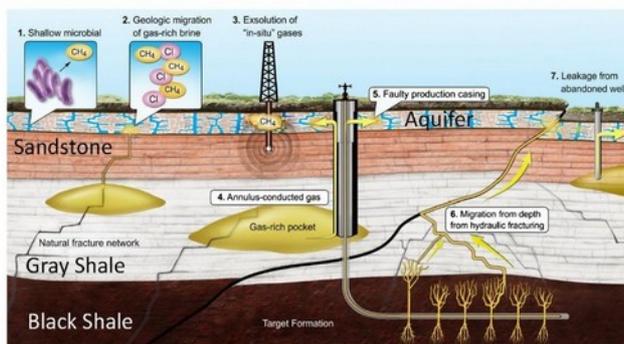
Ebbene, una recente ricerca (“***Noble gases identify the mechanisms of fugitive gas contamination in drinking-water wells overlying the marcellus and barnett shales***”) condotta dagli stessi autori e pubblicata sull'autorevole rivista scientifica “*Proceedings of the National Academy of Sciences of 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!**



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

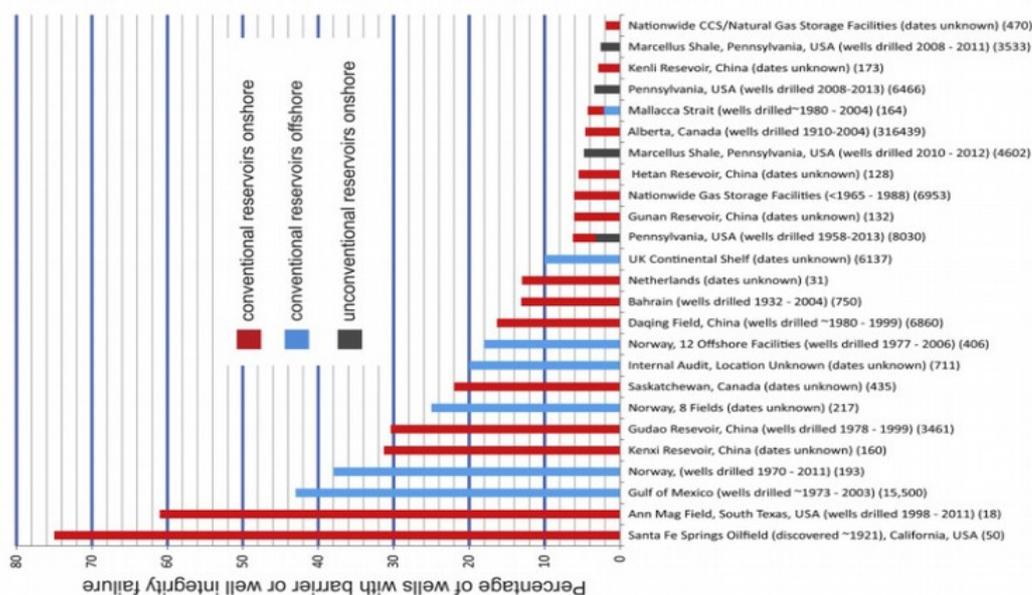
PNAS

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.

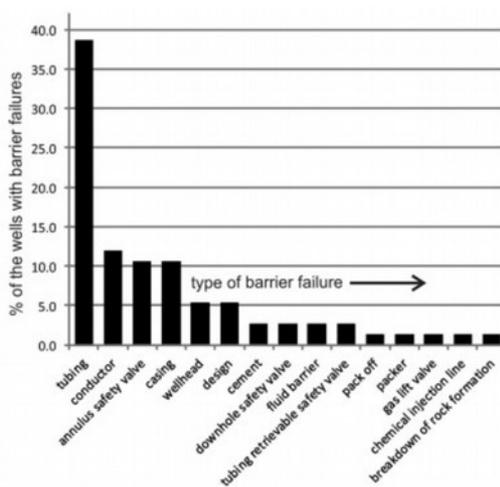


Lo studio può essere letto integralmente sul sito della PNAS al link <http://www.pnas.org/content/111/39/14076>

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 // BRO

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

CrossMark

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

Anthony R. Ingraffea^{a,b,1}, Martin T. Wells^c, Renee L. Santoro^b, and Seth B. C. Shonkoff^{d,e}

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 +SI

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.

Vogliamo evidenziare che il proponente non ha in alcun modo valutato, a 18 anni di distanza dalla perforazione del pozzo, lo stato dello stesso e l'eventuale contaminazione nell'area immediatamente circostante, limitandosi a riportare i dati, peraltro parziali in quanto non inclusivi del metano quale parametro ricercato, di un pozzo posto a diverse centinaia di metri.

Di tutte le criticità sopra riportate fondate su ricerche scientifiche recentissime nello studio di impatto ambientale proposto dalla Gas Plus 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.

Tra l'altro, dagli scarni dati citati, emerge che **le falde dell'area già oggi non rispettano gli standard di qualità ambientale**, risultando addirittura in peggioramento.

In tal senso riteniamo del tutto inaccettabile aggiungere un ulteriore elemento di pressione antropica che ha effetto sul ciclo delle acque, sia direttamente sia con gli impatti potenziali sopra ricordati.

3)OPZIONE ZERO/CAMBIAMENTI CLIMATICI

Il proponente praticamente non affronta la questione della valutazione della cosiddetta Opzione Zero perchè il pozzo sarebbe già esistente (par.3.1.1 "Per le suddette motivazioni, l'alternativa zero, ovvero la scelta di non procedere con la realizzazione del progetto è stata considerata non applicabile").

Tra l'altro nel paragrafo si fa incredibilmente riferimento al testo del cd Decreto Sblocca Italia nella versione in cui determinava la strettegicità del settore degli idrocarburi.



Peccato che tale testo sia stato emendato dal Parlamento nella legge di Stabilità e le attività di sfruttamento degli idrocarburi non siano più strategiche!

Tale assunto rispetto all'opzione zero è assolutamente superficiale e non accettabile in quanto una corretta analisi dovrebbe riguardare l'opzione di non estrarre gas dal sottosuolo in un'ottica di produzione energetica diversa. Ricordiamo che molti scienziati, preoccupati delle conseguenze dei cambiamenti climatici sulla vivibilità del Pianeta, condividono l'idea di lasciare nel sottosuolo almeno l'80% delle riserve conosciute.

Tale quantità è, infatti, quella che due scienziati, in un articolo scientifico pubblicato nel 2015 su Nature (Nature 517, 187–190), hanno valutato come necessaria per rimanere all'interno dei 2 gradi di crescita della temperatura media della superficie terrestre. L'articolo "*The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2°C*" di McGlade e Ekins rende evidente che la coltivazione di questo giacimento dovrebbe essere visto nella prospettiva per il nostro Paese di attuare concretamente l'accordo di Parigi 2015 sui cambiamenti climatici.

Scrivono i due autori parole inequivocabili: "*Our results suggest that, globally, a third of oil reserves, half of gas reserves and over 80 per cent of current coal reserves should remain unused from 2010 to 2050 in order to meet the target of 2°C. We show that development of resources in the Arctic and any increase in unconventional oil production are incommensurate with efforts to limit average global warming to 2°C. **Our results show that policy makers' instincts to exploit rapidly and completely their territorial fossil fuels are, in aggregate, inconsistent with their commitments to this temperature limit.***"

Ci attendiamo dalla Commissione V.I.A., nel caso voglia malauguratamente esprimere parere positivo, una precisa controdeduzione rispetto a tale pubblicazione scientifica di carattere mondiale, con una smentita di tipo scientifico. Non crediamo sia possibile.

Tra l'altro, ogni giorno che passa gli scienziati sono sempre più preoccupati e probabilmente anche quella stima deve essere rivista al rialzo in quanto le conseguenze sul clima rischiano di essere talmente gravi che, secondo l'associazione dei meteorologi mondiali, è "*messa a rischio la vivibilità del Pianeta per le future generazioni*".

Pertanto una corretta procedura di V.I.A. dovrebbe prevedere un'attenta analisi di tutte le esternalità, visto che l'estrazione di circa 50 milioni di metano contribuirà ad esacerbare i cambiamenti climatici attraverso l'emissione, durante i processi di combustione, di migliaia di tonnellate di gas serra.

La produzione avverrebbe per circa 20 anni, cioè fino all'incirca al 2037-2038, ipotecendo gli sforzi di riduzione e, anzi, azzeramento, dell'uso delle fonti fossili a livello territoriale.

Tra l'altro il metano è un potentissimo gas clima-alterante e nel S.I.A. non vengono affrontate le questioni delle emissioni fugitive che sono sempre associate ad impianti di estrazione di metano.

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, possibilmente con l'uso di indicatori quantificabili e misurabili e il richiamo a fonti bibliografiche.

A mero titolo di esempio, per quanto riguarda gli aspetti sociali, 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.

L'assenza di un'analisi dell'opzione zero evidenzia quindi la violazione della direttiva comunitaria VIA.

4)RISCHIO D'INCIDENTI - DISTANZA DALLE ABITAZIONI

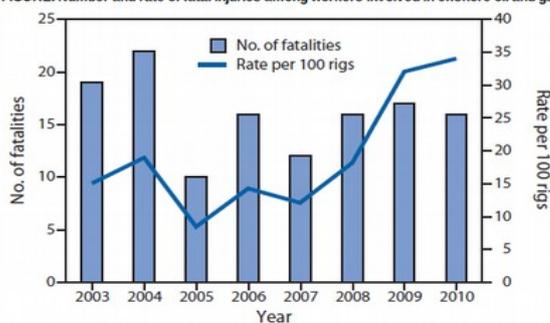
Il proponente affronta il tema degli incidenti in modo assolutorio ma, a nostro avviso superficiale e parziale. Le attività legate al mondo della produzione di idrocarburi presentano rischi che rimangono estremamente elevati. Incidenti gravi determinano conseguenze enormi come è facile rilevare scorrendo 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.

Infatti, nonostante le assicurazioni (prive di elementi numerici e fattuali quali statistiche, probabilità di rischio ecc.) e l'utilizzo di tecnologie di vario genere (notevole il riferimento al fatto che ci saranno gli estintori!):

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*



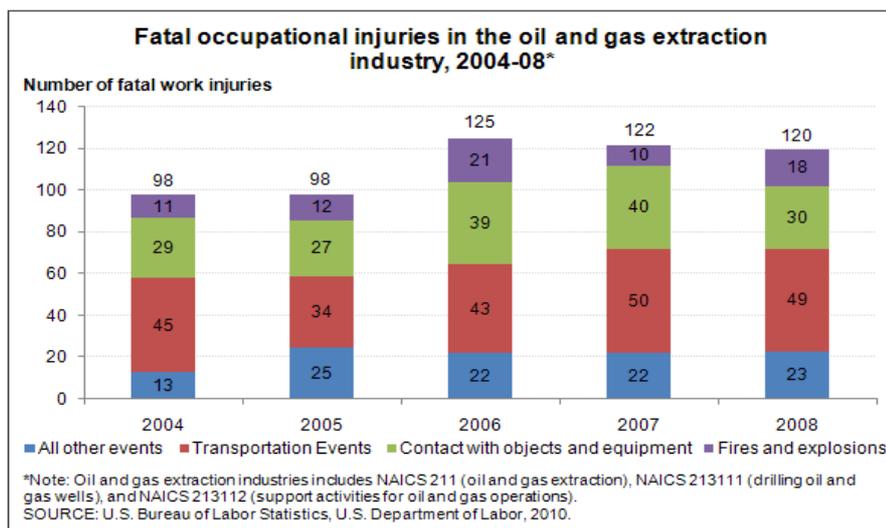
Sources: U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics, Census of Fatal Occupational Injuries. Baker Hughes, Inc., North America Rotary Rig Count.

* 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.

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

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.



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 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/repsol-exploratory-well-spills-alaska_n_1280952.html).



Per quanto sopra esposto ci pare del tutto evidente l'azzardo di attivare l'estrazione a soli 80 metri da case e vie di comunicazioni.

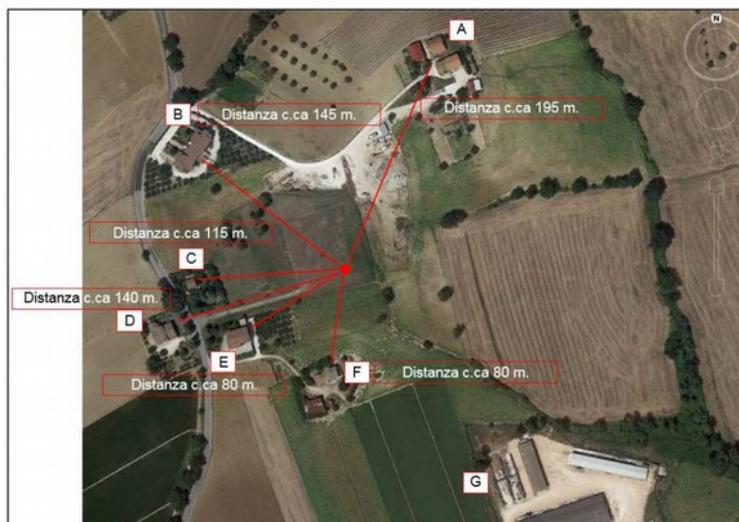


Figura 72: Area di interesse con indicazione delle distanze dai principali recettori e/o ulteriori sorgenti

Peraltro segnaliamo che in Italia ancora oggi Assomineraria non presenta dati complessivi sugli incidenti avvenuti nel nostro paese, dimenticando ad esempio numerosi blow-out e incendi nei pozzi avvenuti anche recentemente (ad esempio, Pozzo 1 a Policoro nel 1991 <http://basilicata.basilicata24.it/lopinione/interventi-commenti/incendio-pozzo-001-policoro-tavolo-pubblico-giornata-trasparenza-19298.php>).

Per quanto riguarda il progetto in esame, appare inoltre **incompatibile con la presenza di case sparse l'idea di trasferire il gas tramite carri bombolai.**

Se si ipotizzano due trasporti al giorno, si arriva alla cifra complessiva di 14.000 carichi in venti anni, con una evidente moltiplicazione dei rischi per le attività di carico che sono particolarmente rischiose. Esplosioni e flash-fire sono possibili in questi casi e possono interessare aree di centinaia di metri (non solo per temperatura o fiamme ma anche per oggetti scagliati a distanza).

Questi scenari di rischio connessi all'uso dei carri bombolai non sono stati neanche considerati nel S.I.A.

In ogni caso, dato il contesto territoriale con la presenza di case sparse a pochissima distanza o addirittura confinanti con l'area pozzo e il punto di carico dei carri, reputiamo l'intervento assolutamente incompatibile con la sicurezza dei cittadini nonché degli agricoltori che si trovassero a lavorare nei campi circostanti in caso di incidente.

5) RADIAZIONI IONIZZANTI

Nel S.I.A. si parla in maniera del tutto generica del rischio connesso alle radiazioni ionizzanti.

In primo luogo non si cita l'eventualità di utilizzo di sonde/marker con sorgenti radioattive.

In secondo luogo non si parla della qualità delle acque di strato e dell'eventuale presenza di radon associato alle attività di estrazione. Mancano completamente dati in tal senso mentre si citano incredibilmente i dati relativi alla superficie quando è noto che sono le attività estrattive a presentare profili di rischio di estrazione dal sottosuolo di materiali (di solito fluidi) con radioattività naturale (denominati TENORM), maggiore dei valori di fondo tipici della superficie.



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), 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>).

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

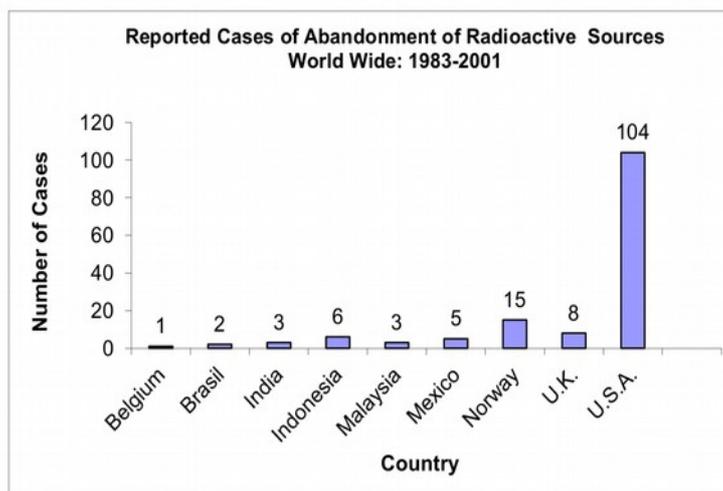


Fig 1: Reported Cases of Abandoned Radioactive Sources World Wide

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. Sherbini

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). Nello studio di impatto ambientale la problematica degli eventuali impatti di situazioni incidentali con materiali radioattivi (siano essi sorgenti o materiali estratti) non viene esaminata, nonostante quanto sopra riportato.

6)EFFETTO CUMULO

Lo Studio di Impatto non prende in alcun modo in considerazione l'effetto cumulo rispetto alle pressioni ambientali già esistenti, tenuto conto che per alcune matrici gli standard ambientali sono stati già superati (si veda il caso delle acque sotterranee).

Basta consultare la mappa dei titoli minerari dell'UNMIG per scoprire che la Concessione di Coltivazione "Santa Maria Nuova" 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.

Il Forum Italiano dei Movimenti da quasi due anni ha chiesto al Ministero dell'Ambiente, all'ISPRA, alla Regione Marche e all'ARPAM, di conoscere l'esistenza di monitoraggi ambientali dei pozzi esistenti. Non vi è stata alcuna risposta, nonostante questi pozzi possano dare problematiche sia per le falde sia per le emissioni fuggitive in atmosfera, quando vi è una solida bibliografia che evidenzia queste problematiche (che riportiamo nelle presenti osservazioni).

In assenza di tali informazioni non capiamo come sia possibile comprendere gli effetti complessivi delle attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi su un dato territorio, considerando che nelle Marche il 25% della superficie regionale è interessato da titoli minerari.

7)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 ma non eroganti (come quello di Santa Maria Nuova) anche per calcolare l'entità delle emissioni dalle strutture marchigiane per confrontarle con le emissioni da altri settori.

Tra l'altro non solo il S.I.A. è carente di tali dati indispensabili per comprendere gli impatti sul territorio ma addirittura il Piano di Monitoraggio non contempla alcuna valutazione di tali problematiche!

8) 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.

9) 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!

10)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 nelle Marche di diverse concessioni di coltivazione e a fronte di una produzione di metano nel 2016 alla Regione Marche è stata assegnata una cifra di 97.000 euro, insignificante rispetto al valore reale della produzione (di una risorsa che teoricamente dovrebbe essere dei cittadini italiani) .

Poiché il pozzo in questione erogherebbe una quantità annua di 2,5 milioni di SMc la società GasPlus non verserebbe un euro di royalty essendo 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.

In tal senso non si comprende quale sarebbe il vantaggio rispetto a quanto prospettato dalla citata S.E.N. (tra l'altro strumento non previsto dalla normativa italiana in quanto la legge che istituiva la S.E.N. fu abrogata dal Referendum 2011 sul nucleare).

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 per quanto riguarda gli aspetti trattati nella parte "programmatica" del S.I.A., 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.

11)SUBSIDENZA

Il S.I.A. non presenta alcuna elaborazione sito-specifica sulla subsidenza che potrebbe essere innescata dall'estrazione in 20 anni, richiamando fatti in contesti completamente diversi e procedendo per analogia.

- *Effetti di subsidenza.*

Come meglio approfondito nella Sezione **4.3.10** del Quadro di Riferimento Ambientale, nonostante la carenza di dati sito specifici è stata considerata la potenziale subsidenza indotta dallo sfruttamento delle falde acquifere ed è stata effettuata un'analisi dei dati bibliografici disponibili da Arpa Emilia Romagna, al fine di poter valutare, per analogia, il potenziale effetto della subsidenza legata alla estrazione di gas da SMN 3.

In considerazione al substrato geologico caratterizzante il territorio nel quale si colloca l'area pozzo (Formazione delle Argille Azzurre), differente da quello del Fiume Musone, in corrispondenza del quale si colloca la falda freatica, della distanza dell'area pozzo SMN 3 da tale bacino (circa 1,2 km dal Fiume Musone) e dell'entità limitata dei quantitativi di gas estratti durante la vita produttiva del pozzo (con una portata iniziale stimata pari a circa 7.100 Sm³/g) si può presumibilmente supporre che il potenziale rischio di subsidenza legato allo sfruttamento di idrocarburi gassosi trascurabile.



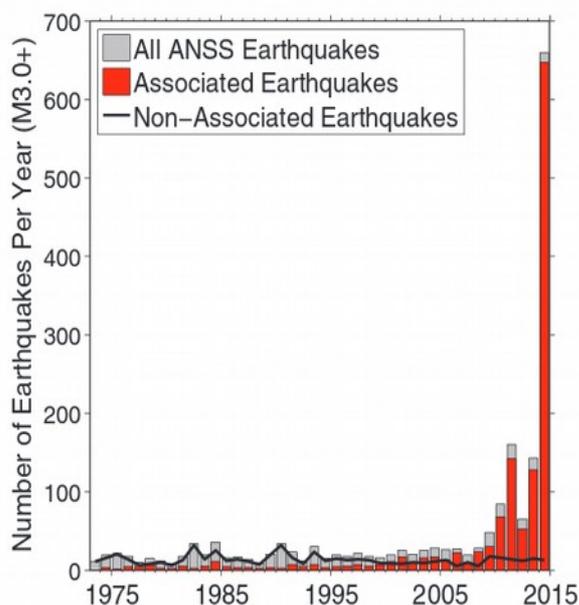
Tale modo di procedere è del tutto inaccettabile, tenendo conto sia degli impatti diretti che la subsidenza può comportare (effetti sulle case, sull'idrologia, sulle frane ecc.) sia quelli indiretti, come le questioni attinenti il rischio sismico.

12)RISCHIO SISMICITÀ INDOTTA/CARATTERISTICHE DEL GIACIMENTO

Il S.I.A. non presenta una descrizione del giacimento e di tutte gli elementi di interesse (faglie; sorgenti sismogenetiche attive ecc) presenti che possono essere utili ad identificare tutti i potenziali impatti derivanti dall'estrazione di metano.

L'aspetto forse più grave è, probabilmente, un altro. In un tale contesto su cui grava un tale rischio (infatti il Santa Maria Nuova è classificato in categoria 2 di rischio) non si fa neanche un accenno alla problematica della sismicità potenzialmente indotta proprio dall'attività proposta (nel termine comprendiamo anche quella innescata) nonostante siano ormai molteplici le prove scientifiche che collegano strettamente le attività connesse agli idrocarburi e la generazione di sismi, che possono raggiungere un'intensità tale da causare danni in superficie (si pensi a Groningen e all'Oklahoma) e svilupparsi anche a distanza di oltre 10 km dal luogo delle attività.

L'USGS degli Stati Uniti, dopo l'aumento esponenziale della sismicità nelle aree interessate da sfruttamento di idrocarburi, ha ormai deciso da un paio di anni di classificare i terremoti in indotti e naturali. Qui sotto il grafico dell'andamento dei terremoti di magnitudo oltre 3 negli Stato Uniti centrali. Crediamo non abbia bisogno di commenti visto l'andamento e la classificazione di quasi tutti gli eventi nella categoria dei terremoti indotti.



L'attività sismica può essere indotta da tutte le attività connesse alla produzione di idrocarburi:

-estrazione di gas (ad esempio, Groningen; a tal riguardo suggeriamo vivamente di vedere la presentazione sull'andamento temporale dei sismi indotti <http://www.dwarshuis.com/earthquakes-groningen-gas-field/visualisation/>);

-iniezione di gas;

-iniezione di liquidi;

-interazione delle precedenti attività.



L'aspetto più grave è che la sismicità indotta non solo può aumentare il rischio sismico in aree già interessate (attivando cioè sorgenti sismogenetiche attive), cosa che già sarebbe sufficiente ad escludere qualsiasi tipo di intervento in aree sismiche, ma può anche:

- a) creare le condizioni in aree non interessate precedentemente da faglie;
- b) riattivare faglie inattive da decine di milioni di anni.

Il caso **a)** è quello che si sta verificando a Groningen, con miliardi di euro di danni. È interessante notare che l'attività sismica, molto superficiale, è iniziata dopo decenni di sfruttamento in cui si sono ignorate le conseguenze ed è connessa alla subsidenza attivata dalle estrazioni. Attualmente il Governo Olandese ammette che, con le conoscenze attuali, non si può né controllare il fenomeno (comunque hanno ridotto della metà l'estrazione di gas, anche a seguito di restrizioni imposte dai giudici) né prevederne l'evoluzione (se non sostenendo che probabilmente peggiorerà!).

Il caso **b)** è esemplificato dalla riattivazione di alcune faglie negli Stati Uniti. Quella del "Wilzetta fault system" in Oklahoma ha generato un sisma di magnitudo di 5,8, con danni e feriti a ben 180 km dalla più vicina sorgente sismogenetica attiva nota.

Diversi lavori scientifici hanno approfondito tale situazione e a loro si rimanda (Keranen et al, 2013, *Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 M w 5.7 earthquake sequence*, Geology; McNamara et al. 2015 *Reactivated faulting near Cushing Oklahoma: increased potential for a triggered earthquake in an area of United States strategic infrastructure*, Geophysical Research Letters).

Tra questi vogliamo evidenziare quello pubblicato su Science nel Luglio 2014 dal gruppo di Keranen (Keranen et al. *Sharp increase in central Oklahoma seismicity since 2008 induced by massive wastewater injection*, Science 2014) perché contiene interessantissime indicazioni sugli effetti della variazione della pressione di poro sulla generazione dell'attività sismica. Gli autori concludono che **la riattivazione del sistema di faglie è collegato ad una perturbazione di soli 0,07 MPa nella pressione di poro** (a causa di un incremento legato sostanzialmente alla iniezione di fluidi).

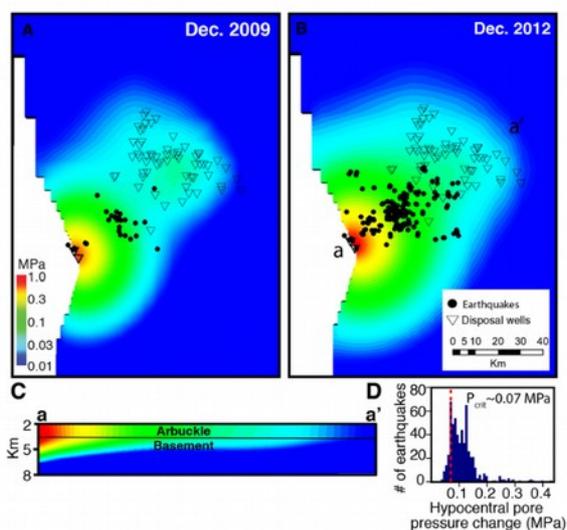
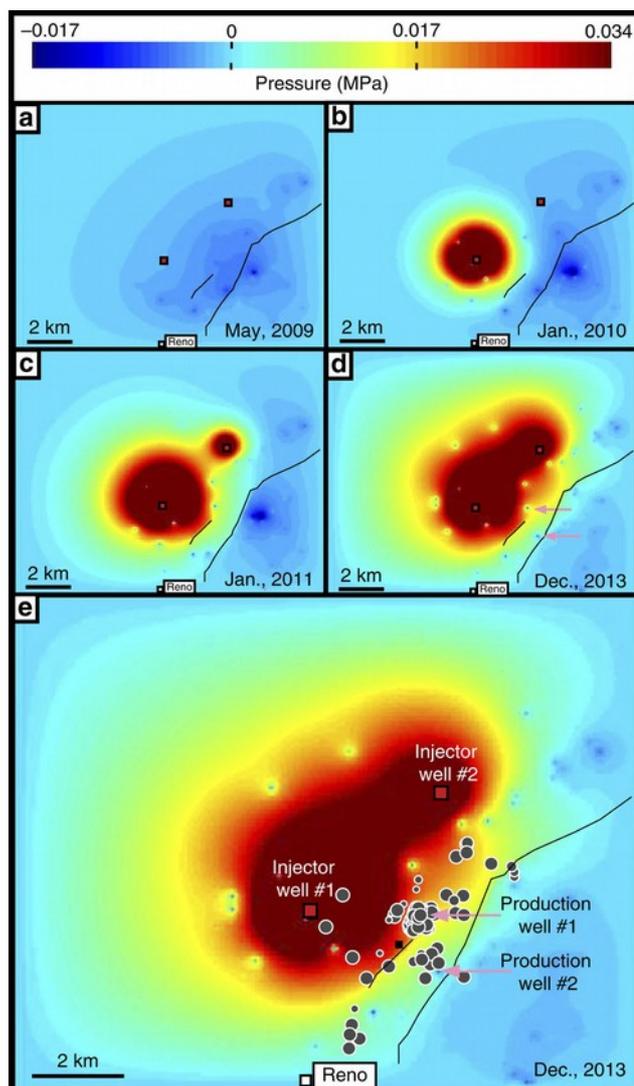


Fig. 4. Hydrogeologic model of pore pressure perturbation from injection wells. (A) Modeled pressure perturbation in December 2009 and (B) in December 2012 using a hydraulic diffusivity of $2 \text{ m}^2/\text{s}$ (14). The model includes the four high-rate SE OKC wells and 85 wells northeast of the Jones swarm near the West Carney field. The modeled pressure perturbation is dominated by fluid injected at the high-rate SE OKC wells. Earthquakes are plotted from 2008-2009 (A) and 2008-2012 (B) (10). (C) Vertical cross-section through model results. Pore pressure rises in the Arbuckle Group and uppermost basement. (D) Pore pressure increase at the hypocenter of each earthquake in our local catalog. A pore pressure increase of $\sim 0.07 \text{ MPa}$ is the modeled triggering threshold. Modeled pore pressure rises throughout much of the swarm area for hydraulic diffusivity between $1 \text{ m}^2/\text{s}$ and $4 \text{ m}^2/\text{s}$ (fig. S7).



Un caso limitato? No. Un secondo studio, pubblicato su Nature Communication da Hornbach et al (*Causal factors for seismicity near Azle, Texas*, Nature Communications, 2015) ha dimostrato come la riattivazione della Newark East fault zone in Texas sia stata causata dalle attività di estrazione di acqua e reimmissione di liquidi. Scrivono gli autori "Modelled pressure changes on the faults typically range between **0.01 and 0.2 MPa**, depending on model parameters (see, for example, *Table 1*). Although uncertainty exists, the model-predicted pressure changes are consistent with values that are known to trigger earthquakes on critically stressed faults". Qui sotto una delle figure più esplicative del lavoro.



Tra l'altro gli autori ritengono che l'attività sismica sia indotta dall'estrazione di fluidi e non dall'iniezione. Scrivono, infatti: "*It is notable that **we observe earthquake swarms in the Ellenburger apparently associated with extraction**, not just injection, that is, they occur almost directly below the estimated subsurface location of two large brine production wells in the region, as indicated by TRC G-10 reports. On the basis of fault and well locations and the nature of permeability along faults, **it is likely that these two production wells remove fluids from sediments immediately adjacent to the fault**. Earthquakes caused by fluid extraction near faults are not a new phenomenon in the United States or even Texas Induced seismicity*



is often associated with subsurface pressure changes, and extensional stresses will concentrate on the boundary of the fluid draw-down region, promoting normal faulting." (abbiamo rimosso i riferimenti bibliografici citati, il lavoro può essere integralmente consultato via WEB (<http://www.nature.com/ncomms/2015/150421/ncomms7728/full/ncomms7728.html>)).

Tra l'altro il giacimento in questione è molto superficiale ed eventuale attività sismica indotta, anche di lieve magnitudo, potrebbe avere effetti consistenti in superficie.

In assenza di uno studio di dettaglio sulla subsidenza, sul giacimento e sull'esistenza di faglie, anche riattivabili, nell'area di interesse e potenzialmente influenzabile dall'estrazione, non si può valutare (quindi neanche escludere) alcunchè circa il rischio di sismicità indotta nell'area.

Ovviamente tutto ciò, in un comune già classificato in zona 2 per il rischio sismico, è del tutto inaccettabile **anche in considerazione non solo del Principio di precauzione ma anche del Principio di Prevenzione (Art.3ter del D.lgs.152/2006).**

Per altri progetti simili la Commissione V.I.A., il Ministero dell'Ambiente e il Mise hanno iniziato a ricondurre la gestione del rischio sismico al solo "monitoraggio" con un approccio piuttosto singolare e, soprattutto, anti-scientifico dal punto di vista della prevenzione del rischio.

Il caso di Groningen (ma non solo) dimostra che, una volta attivato, attualmente non è possibile controllare il fenomeno che si vuole osservare e, cioè, gli eventi sismici indotti con danni anche miliardari (si stima che solo in Olanda circa 150.000 case debbano essere ristrutturate a causa delle sismicità indotta). **Il monitoraggio, infatti, osserva un fenomeno, non lo controlla!** A tal proposito richiamiamo le notevoli note del Ministro dell'Energia olandese inviate al Parlamento in cui si ammette l'impossibilità di manipolare l'attività sismica ormai indotta: <http://www.government.nl/documents-and-publications/parliamentary-documents/2013/01/25/natural-gas-extraction-in-groningen.html> e <http://www.government.nl/documents-and-publications/parliamentary-documents/2014/01/17/gas-extraction-in-groningen.html>), per definizione e, in questo caso, è un fenomeno che può addirittura causare morti.

L'attivazione (o riattivazione di una faglia) con generazione di sismi violenti e capaci di generare danni in superficie non è detto sia preceduta da fenomeni precursori (ad esempio, microsismicità), ammesso e non concesso che qualora questi si verificassero siano correttamente interpretati e valutati, con tutti i limiti scientifici che conosciamo per quanto riguarda la possibilità di comprendere in forma deterministica l'evoluzione di fenomeni così complessi. In ogni caso, il fenomeno non è certamente controllabile.

Al massimo, quindi, leggeremo i traccianti della rete di monitoraggio a fenomeno ormai concluso e magari con qualche morto sotto le macerie (o anche solo di infarto che, ricordiamo, è causa di mortalità anche per scosse di magnitudo 3,5-4,5). Come sappiamo i danni dei sismi possono essere irreversibili (morte ecc.) per cui il ricorso al monitoraggio è semplicemente una follia (non troviamo altri termini) dal punto di vista della prevenzione del rischio, ad esclusivo vantaggio delle società di estrazione di idrocarburi.

13)PIANO DI MONITORAGGIO

Come detto il piano di monitoraggio è estremamente carente, sotto l'aspetto del monitoraggio delle emissioni in atmosfera e delle acque sotterranee.

14)INCOMPATIBILITÀ URBANISTICA

Parte dell'intervento ricade all'interno di una fascia strettamente vincolata, quella dei crinali. Le NTA del Piano Regolatore impongono tutta una serie di limiti che, secondo il proponente, non sarebbero di ostacolo. Le attività in area vincolata sono riconducibili all'impermeabilizzazione e al livellamento del suolo (strada). In primo luogo riteniamo che gli elementi introdotti in area vincolata siano comunque riconducibili al complesso dell'attività



estrattiva comunque vietata nell'area vincolata. Il progetto deve essere visto come un unicum non spezzabile essendo la strada a servizio dell'impianto e parte integrante di esso.

In secondo luogo le stesse attività che verrebbero realizzate (impermeabilizzazione; livellamento) a nostro avviso non sono autorizzabili nell'area vincolata. Pertanto riteniamo questi interventi incompatibili con l'attuale destinazione data all'area dal PRG di Santa Maria nuova.

In ultimo, giusto per evidenziare il livello dell'analisi faunistica, facciamo sommessamente notare che nel relativo capitolo si usa una terminologia, diciamo così, approssimativa (per non dire altro).

In merito alla componente avicola della fauna, risulta nidificante l'aquila reale (*Aquila chrysaetos*), il falco pellegrino (*Falco peregrinus*), la poiana (*Buteo buteo*) ed il gheppio (*Falco tinnunculus*). Fra gli strigiformi è accertata la presenza del gufo reale (*Bubo bubo*), oltre che del barbagianni (*Tyto alba*), del gufo comune (*Asio otus*), dell'assiolo (*Otus scops*) e della civetta (*Athene noctua*). Significativa è inoltre l'esistenza della coturnice meridionale (*Alectoris graeca graeca*), che è in estrema rarefazione in tutta la regione, di alcuni picchi, fra cui quello rosso mezzano (*Picoides medius*) e quello muraiolo (*Tichodroma muraria*). Fra gli anfibi ed i rettili è interessante ricordare l'inconfondibile ululone a ventre giallo (*Bombina variegata pachipus*), il rospo comune (*Bufo bufo*), il colubro verde e giallo (*Coluber viridiflavus*), il mite cervone (*Elaphe quatorlineata*) e la vipera dell'Ursini (*Vipera ursinii*).

Poichè secondo la Treccani il termine "avicolo" si riferisce a:

TRECCANI, LA CULTURA ITALIANA    LA NOSTRA STORIA

 **VOCABOLARIO ON LINE**

Cerca in treccani

avicolo
Vocabolario on line

     CREA UN EBOOK CON QUESTA VOCE  SCARICALO ORA (0)

avicolo agg. [comp. di avi- e -colo]. – Che concerne l'avicoltura: *stabilimento avicolo*.

riteniamo piuttosto improbabile che nel sito vi siano allevamenti di aquile reali, poiane, falchi pellegrini. Al massimo tacchini e similari.

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

Il Presidente
Paolo Carsetti

Il referente per la campagna
Augusto De Sanctis