

GAS PLUS ITALIANA S.R.L.

**CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI
PRESENTATE AL MATTM, GENNAIO 2017**

**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PER LA MESSA IN
PRODUZIONE DEL POZZO GAS
S. MARIA NUOVA 003 DIR A**

15 Marzo 2017



Arcadis Italia Srl

SEDE LEGALE
via G. Galilei, 18
20090 Assago (MI)
Italia
SEDE OPERATIVA
via A. Albricci, 9
20122 Milano




T. +39 02 488 41 600

F. +39 02 488 49 056

info@arcadis.it

posta-certificata@pec.arcadis.it

www.arcadis.com

REV.	DESCRIZIONE	ARCADIS Italia Srl	Gas Plus Italiana Srl	Gas Plus Italiana Srl	
00	Controdeduzioni alle osservazioni presentate al MATTM, Gennaio 2017 Studio di Impatto Ambientale per la messa in produzione del pozzo gas S. Maria Nuova 003 DIR A	 M. Rametta	 M. Capelletti	 P. Vecchia	15.03.2017
		PREPARATO	VERIFICATO	APPROVATO	DATA

Progetto n.: 1210-11/20
15 Marzo 2017

Committente:



Gas Plus Italiana S.r.l.

Viale E. Forlanini, 17 – 20134 – Milano (MI)



Cap. Soc. € 62.000,00 i.v.
Reg. Impr. MI N. 01521770212
R.E.A. MI 1768971
P.IVA e Cod. Fisc. 01521770212

Indice

1 INTRODUZIONE	4
2 COMMENTI ALLE OSSERVAZIONI	5
2.1 OSSERVAZIONI DEL COMUNE DI SANTA MARIA NUOVA	5
2.2 OSSERVAZIONI DEL COMUNE DI JESI	8
2.3 OSSERVAZIONI DI ANGELO SANTICCHIA, ENZA AMICI ED ASSOCIAZIONE "ACQUA BENE COMUNE ONLUS"	9

Allegati

Allegato1: Testi delle osservazioni

Oggetto	Studio di Impatto Ambientale per la messa in produzione del pozzo Gas S. Maria Nuova 003 Dir A	Cod. Progetto:	931-10/17
Titolo Documento	CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI	Data:	15/03/17
Committente:	Gas Plus Italiana S.r.l.	File:	Controdeduzioni alle osservazioni presentate al MATTM_SMN3

1 INTRODUZIONE

Il presente documento è stato elaborato con l'obiettivo di fornire risposte e chiarimenti alle osservazioni avanzate da parte di Autorità e portatori di interesse nell'ambito della procedura autorizzativa per la messa in produzione del Pozzo a gas S. Maria Nuova 003DirA, ubicato nel Comune di Santa Maria Nuova (AN).

Come prevede la normativa, a seguito della presentazione dell'Istanza di avvio della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale del 09/11/2016, lo Studio di Impatto Ambientale e tutta la relativa documentazione allegata sono stati oggetto di una fase di consultazione pubblica, durante la quale i soggetti interessati hanno potuto presentare le proprie osservazioni relative al progetto stesso e alla valutazione degli impatti ad esso associati. I seguenti soggetti hanno presentato le proprie osservazioni pubblicate sul portale del MATTM (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare):

- Comune di Santa Maria Nuova, prot. n.560 in data 19/01/2017;
- Comune di Jesi, prot. n.3562 in data 20/01/2017;
- Sig. Angelo Santicchia, Consigliere comunale del Comune di Santa Maria Nuova, prot. DVA 0001181 in data 20/01/2017;
- Sig.ra Enza Amici per conto delle "Rete Trivelle Zero – Marche", prot. DVA 0001136 in data 19/01/2017;
- Associazione "Acqua Bene Comune ONLUS", prot. DVA 0000848 in data 16/01/2017.

Sulla base dei contenuti delle osservazioni presentate e riportate sul portale VIA del MATTM, è stato predisposto questo documento allo scopo di fornire al pubblico interessato una risposta per quanto più possibile esaustiva a tutti gli argomenti sollevati ed ai quesiti posti, fornendo una serie di informazioni di tipo tecnico e specialistico.

I testi delle osservazioni sono riportati integralmente in **Allegato 1**.

Oggetto	Studio di Impatto Ambientale per la messa in produzione del pozzo Gas S. Maria Nuova 003 Dir A	Cod. Progetto:	931-10/17
Titolo Documento	CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI	Data:	15/03/17
Committente:	Gas Plus Italiana S.r.l.	File:	Controdeduzioni alle osservazioni presentate al MATTM_SMN3

2 COMMENTI ALLE OSSERVAZIONI

2.1 OSSERVAZIONI DEL COMUNE DI SANTA MARIA NUOVA

Con riferimento all'Allegato 1 che riporta le Osservazioni del Comune di Santa Maria Nuova con protocollo n. 560 del 19/01/2017 (rif. MATTM, codice E.prot DVA 0001217 del 20/01/2017) si riporta quanto segue:

“...I dati relativi al Piano di Monitoraggio (PMA) attinenti sia le Polveri che il Clima Acustico, debbono, appena disponibili, essere comunicati e trasmessi al Comune di Santa Maria Nuova al fine di poterli rendere pubblici sul sito Web istituzionale del Comune...”

Commento

Come citato al Cap. 5.7 del SIA, i risultati del PMA previsto, che include il monitoraggio di polveri, di qualità dell'aria e del clima acustico durante le fasi previste dal progetto, saranno comunicati agli Enti competenti indicativamente entro 30 giorni dall'esecuzione dell'attività

“...Prima del prelievo e trasporto gas – metano, dovranno essere concordati con questo Comune, interventi di Manutenzione del tratto di strada Comunale interna oggetto di transito dei mezzi di trasporto...”

Commento

L'area pozzo SMN 003DirA si raggiunge dalla viabilità principale Via Francescona, percorrendo un breve strada di accesso che da quest'ultima porta al cancello di accesso all'area; tale tratto di strada risulta asfaltato nel tratto iniziale e in ghiaia in prossimità del cancello d'ingresso.

Come descritto nel SIA (Capitolo 3.3.1.1 Lavori civili) saranno effettuate attività minime di adeguamento e messa in sicurezza di questo tratto di strada, quali opere di spianatura e riprofilatura e stesura di stabilizzato. Come richiesto, sarà cura del Proponente concordare tali lavori con l'amministrazione comunale di Santa Maria Nuova, includendo eventuali prescrizioni da parte dell'autorità competente (es. MATTM, UNMIG etc..).

“Nella pratica in oggetto non è presente la Verifica Invarianza Idraulica (L.R. 22/2011 e relativi “Criteri” approvati con DGR 53/2014)”

Commento

Il DGR 53/2014 in approvazione alla L.R. 22/2011 “Norme in materia di riqualificazione urbana sostenibile e assetto idrogeologico e modifiche alle Leggi regionali 5 agosto 1992, n. 34 “Norme in materia urbanistica, paesaggistica e di assetto del territorio” e 8 ottobre 2009, n. 22 “Interventi della regione per il riavvio delle attività edilizie al fine di fronteggiare la crisi economica, difendere l'occupazione, migliorare la sicurezza degli edifici e promuovere tecniche di edilizia sostenibile” indica (Titolo III) che le disposizioni previste per la realizzazione della Verifica di Invarianza idraulica, in genere richiesta per trasformazioni del suolo che provochino una variazione di permeabilità superficiale, non si applicano in particolare:

- a) “ad attività di trasformazione non comportanti variazione di permeabilità superficiale (tale fattispecie deve essere adeguatamente giustificata nella documentazione tecnica del progetto de presentare al fine del rilascio del relativo titolo abilitativo);
- b) ad attività di trasformazione caratterizzate per loro natura da comportare una variazione in “positivo” della permeabilità superficiale (tale fattispecie deve essere

Oggetto	Studio di Impatto Ambientale per la messa in produzione del pozzo Gas S. Maria Nuova 003 Dir A	Cod. Progetto:	931-10/17
Titolo Documento	CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI	Data:	15/03/17
Committente:	Gas Plus Italiana S.r.l.	File:	Controdeduzioni alle osservazioni presentate al MATTM_SMN3

adeguatamente giustificata nella documentazione tecnica del progetto da presentare al fine del rilascio del relativo titolo autorizzativo)."

In tali casi, l'invarianza idraulica deve essere giustificata da opportuna documentazione tecnica.

Nel SIA (Sezione 3.1.2 del Quadro Progettuale) si specifica che l'attuale area pozzo si estende su una superficie pari a circa 12.090 m², di cui solo l'area centrale, attorno alla testa pozzo SMN 003DirA, risulta pavimentata per circa 5 m², mentre la restante superficie risulta coperta da uno strato erbaceo misto a ghiaino e con la porzione occidentale costituita da un pendio naturale in terra.

Nel SIA (Sezione 3 Quadro Progettuale) si descrive la realizzazione, attorno al pozzo SMN 003DirA, di una pavimentazione in c.a. che estenderà l'area pavimentata dagli attuali 5 m² a circa 23 m², oltre a limitati basamenti di servizio in calcestruzzo di 1 m per lato attorno agli impianti e/o singole apparecchiature. Tutta la restante superficie all'interno della recinzione sarà mantenuta non impermeabilizzata mediante stabilizzato e pietrisco.

In area "utilizzatore", sulla base del progetto "tipico" presentato, la superficie pavimentata si riferirà al solo piazzale di carico gas dei carri bombolai e ai basamenti per le apparecchiature. Anche qui la restante superficie sarà mantenuta non impermeabilizzata.

In sintesi, le operazioni prevedono un'impermeabilizzazione minima rispetto alla totale superficie dell'area, che non supererà il 3-4 % dell'area totale.

L'entità delle nuove impermeabilizzazioni (3-4% di 12.000 m²) può essere quindi considerata come non rilevante ai fini della variazione di permeabilità superficiale dell'area e in accordo con la normativa.

Secondo quanto riportato in dettaglio nel SIA e nel progetto presentato, e qui sintetizzato, si ritiene non necessario produrre una verifica di invarianza idraulica, essendo le opere riconducibili alle attività indicate al Titolo III, punto a) del DGR 53/2014.

"Nella determinazione dell'impatto sulla componente mobilità e traffico, la determinazione di impatto nullo non può ritenersi condivisibile, in particolare nella fase di esercizio con il trasporto gas a mezzo di carri bombolai."

Commento

L'impatto di questo flusso indotto dal progetto è stato considerato "nullo", specificando che "si può quindi considerare un'influenza praticamente nulla sul traffico locale".

Nel SIA (Sezione 5.4.8) si analizzano gli impatti sulla componente mobilità e traffico per le singole fasi di progetto (cantiere, esercizio e chiusura mineraria/ripristino ambientale) distinti per le differenti aree di progetto (Area Pozzo SMN003DirA e Area "utilizzatore").

La fase di produzione del pozzo comporterà il transito di 1-2 carri bombolai al giorno in base alle capacità di carico dei mezzi utilizzati. Tale minimo transito si innesterà sull'attuale flusso di traffico dell'area vasta, analizzato nel SIA. I dati di traffico rilevati sulla viabilità locale e riportati in Sezione 4.8 Mobilità e Traffico, Quadro Ambientale sono riassumibili in:

- mobilità interna al Comune di Santa Maria Nuova (961 persone al giorno);
- mobilità verso il Comune di Jesi (1030 persone al giorno).

Considerando che 2 transiti al giorno da e per l'area risultano irrilevanti dal punto di vista dei potenziali impatti sul traffico nell'area di influenza del progetto, si concorda sul fatto che gli impatti citati non possano essere considerati nulli, ovvero quantificabili come "0", ma sarebbe stato più corretto definirli come "trascurabili".

Oggetto	Studio di Impatto Ambientale per la messa in produzione del pozzo Gas S. Maria Nuova 003 Dir A	Cod. Progetto:	931-10/17
Titolo Documento	CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI	Data:	15/03/17
Committente:	Gas Plus Italiana S.r.l.	File:	Controdeduzioni alle osservazioni presentate al MATTM_SMN3

“Nello studio di impatto ambientale, non viene adeguatamente valutata la presenza sul territorio Comunale di un ulteriore pozzo già sfruttato e posto a ml 2.300 dal pozzo in esame.”

Commento

Secondo i dati riportati sul sito di UMMIG (Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia, <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/>) alla distanza indicata, in direzione Nordovest, nel 1985 la Total Mineraria perforò il pozzo esplorativo Santa Maria Nuova 001. Secondo quanto riportato nel “Verbale UNMIG-Roma del 4 maggio 2010” il pozzo “..dopo aver prodotto 9,071 MSm³ ha esaurito tutte le riserve ad esso associate ed è stato chiuso minerariamente e l’area pozzo è stata ripristinata”.

Trattandosi quindi di un pozzo ormai chiuso minerariamente, con tappi di cemento che isolano la superficie dal sottosuolo, e di un’area pozzo ripristinata allo stato originario da oramai più di 30 anni, si può facilmente escludere la significatività di ogni potenziale interferenza ambientale tra le attività in oggetto e il pozzo citato.

“L’accesso dell’area pozzo sulla strada Comunale denominata Via Francescona risulta assentito temporaneamente per uso cantiere come da concessione edilizia n.26/88 del 25/06/1988. Detto accesso per la messa in produzione del pozzo e relativo trasporto di Gas naturale dovrà essere autorizzato/regolarizzato qualora ne sussistano i presupposti ai sensi dell’art. 22 del Codice della Strada.”

Commento

Gas Plus Italiana provvederà a quanto richiesto per il tratto di strada in oggetto, secondo quanto previsto dalla normativa, prima dell’avvio dei lavori.

“In relazione alla vicinanza delle abitazioni residenziali dal pozzo e dall’area caricamento carri bombolai (circa 80 mt), si richiede ai competenti Uffici in materia di prevenzione incendi e sicurezza degli apparecchi a pressione, di valutare attentamente tale circostanza e conseguentemente richiedere ogni intervento e/o azione ritenuta utile al fine di garantire la sicurezza degli operatori e dei vicini residenti.”

Commento

La normativa prevede che il progetto venga assoggettato a quanto previsto in materia di prevenzione incendi (artt. 3 e 4 del DPR 151/2011), con la presentazione della relativa documentazione e di una SCIA al Comando provinciale dei VVF. Tale passaggio sarà eseguito a valle della VIA e prima dell’inizio dei lavori.

Oggetto	Studio di Impatto Ambientale per la messa in produzione del pozzo Gas S. Maria Nuova 003 Dir A	Cod. Progetto:	931-10/17
Titolo Documento	CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI	Data:	15/03/17
Committente:	Gas Plus Italiana S.r.l.	File:	Controdeduzioni alle osservazioni presentate al MATTM_SMN3

2.2 OSSERVAZIONI DEL COMUNE DI JESI

Con riferimento all'Allegato 1 che riporta le Osservazioni del Comune di Jesi, protocollo n.3562 del 20/01/2017, si riporta quanto segue.

“Visto l’art. 23 comma 3 del D. Lgs. 152/2006 che recita “la documentazione è depositata su supporto informatico ovvero, nei casi di particolare difficoltà di ordine tecnico, anche su supporto cartaceo, a seconda dei casi, presso gli uffici dell’autorità competente, delle regioni, delle province e dei comuni il cui territorio sia anche solo parzialmente interessato dal progetto o dagli impatti della sua attuazione.” si ritiene pertanto che, in qualità di comune confinante, il Comune di Jesi potrebbe essere anche solo parzialmente interessato dagli impatti dell’attuazione del progetto stesso e pertanto si chiede che venga previsto il deposito della documentazione ad esso relativa anche presso questa Amministrazione.

In tal caso dovrà essere rinnovata la pubblicazione a mezzo stampa sui quotidiani a diffusione nazionale e regionale, con conseguente riapertura quindi dei termini per una corretta informazione e partecipazione della popolazione, nonché per la successiva valutazione.”

Commento

Secondo le analisi dettagliate effettuate e riportate nello Studio di Impatto Ambientale è possibile escludere ogni potenziale interferenza con il territorio del Comune di Jesi, distante circa 1,5km dall’area di intervento.

Gli impatti derivanti dalle attività di progetto saranno circoscritti all’Area Pozzo SMN 003DirA e ad un limitato intorno ricadente interamente nel territorio comunale di Santa Maria Nuova, anche considerando l’impatto visivo, acustico e di traffico.

Inoltre, a seguito della Comunicazione del Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo (MIBACT) - Direzione Generale Archeologia, Belle Arti e Paesaggio, Servizio V-Tutela del Paesaggio (Prot. N. DG/ABAP/34.19.04/19531/2016) del 29/11/2016, è stata redatta una specifica Relazione Paesaggistica. Sulla base dei risultati dell’analisi di visibilità dell’opera in essa contenuta (Sezione 3.1.3) si evince che anche la percezione dell’opera e l’impatto visivo indotto saranno limitati al territorio comunale di Santa Maria Nuova.

Per i motivi suindicati la documentazione non è stata depositata presso il Comune di Jesi.

Oggetto	Studio di Impatto Ambientale per la messa in produzione del pozzo Gas S. Maria Nuova 003 Dir A	Cod. Progetto:	931-10/17
Titolo Documento	CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI	Data:	15/03/17
Committente:	Gas Plus Italiana S.r.l.	File:	Controdeduzioni alle osservazioni presentate al MATTM_SMN3

2.3 OSSERVAZIONI DI ANGELO SANTICCHIA, ENZA AMICI ED ASSOCIAZIONE “ACQUA BENE COMUNE ONLUS”

Con riferimento all’Allegato 1 che riporta le Osservazioni dei seguenti soggetti:

- Sig. Angelo Santicchia;
- Sig.ra Enza Amici;
- Associazione “Acqua Bene Comune ONLUS”.

si riporta quanto segue.

“..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)...”.

Commento

Si ribadisce quanto già espresso al punto 2.2 del presente documento.

“...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.”.

Commento

Si vuole cogliere l’occasione per richiamare quanto previsto dalla normativa. Il SIA, come previsto dall’art. 22 del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i., deve “... valutare i principali impatti sull’ambiente e sul patrimonio culturale che il progetto può produrre, sia in fase di realizzazione che in fase di esercizio”; inoltre l’Allegato VII punto 4 del medesimo decreto ne definisce i contenuti fra cui “Una descrizione dei probabili impatti rilevanti (diretti ed eventualmente indiretti, secondari, cumulativi, a breve, medio e lungo termine, permanenti e temporanei, positivi e negativi) del progetto proposto sull’ambiente:

- a) dovuti all’esistenza del progetto;
- b) dovuti all’utilizzazione delle risorse naturali;
- c) dovuti all’emissione di inquinanti, alla creazione di sostanze nocive e allo smaltimento dei rifiuti;”.

Come più volte evidenziato, il giacimento individuato con il pozzo SMN003DirA è un giacimento di gas naturale e non di petrolio (oil in inglese).

Nell’Allegato 11 – “Valutazione del rischio minerario” vengono analizzati i diversi scenari di rischio, ovvero i possibili eventi incidentali che possono avere luogo, inclusa la fuoriuscita incontrollata di fluidi, e vengono descritti i criteri di sicurezza adottati nella progettazione e nella realizzazione delle diverse componenti dell’impianto. Vengono inoltre evidenziate le contromisure adottate al fine di ridurre i rischi legate alle attività minerarie.

In ultimo, si vuole sottolineare che il riferimento bibliografico riportato come esempio non è applicabile al caso in oggetto: in tale articolo, infatti, viene considerata un’eruzione incontrollata di un pozzo di petrolio (oil) con una produzione di gas associato. In tale evento, il raggio di interferenza è dovuto all’espulsione di idrocarburo liquido che, più pesante dell’aria, ricade al suolo.

Oggetto	Studio di Impatto Ambientale per la messa in produzione del pozzo Gas S. Maria Nuova 003 Dir A	Cod. Progetto:	931-10/17
Titolo Documento	CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI	Data:	15/03/17
Committente:	Gas Plus Italiana S.r.l.	File:	Controdeduzioni alle osservazioni presentate al MATTM_SMN3

Si ritiene quindi che l'osservazione, così come formulata, non sia da considerare pertinente.

“.. 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.”.

Commento

In questa occasione è bene sottolineare che gli idrocarburi sono contenuti esclusivamente nei pori e nelle fratture presenti nei corpi rocciosi (porosità). La porosità media delle rocce quali quelle che costituiscono il giacimento di Santa Maria Nuova è di circa il 20%. Si tratta quindi di volumi di fluidi notevolmente più piccoli rispetto al volume di roccia che li contiene.

Nella Sezione 4.3.10 del SIA viene analizzato ed esposto il fenomeno della subsidenza naturale o indotta. Evidenziando la scarsità di dati disponibili per la Provincia di Ancona sui tassi attuali di subsidenza naturale ed antropica, si è fatto riferimento a quanto pubblicato da ARPA Emilia Romagna (“Analisi della subsidenza nelle zone costiere, relazione finale”, Bologna, 2010) per una zona costiera a Nord dell'area in esame, interessata da un giacimento di gas naturale e dalle connesse attività di produzione. Nelle conclusioni, lo studio sottolinea che, fra l'altro, “Si può quindi confermare quanto precedentemente espresso e ritenere l'intero areale come soggetto a subsidenza di tipo antropico e generata dalla sola estrazione di acqua dal sottosuolo”.

Vale la pena evidenziare in ultimo che i volumi prodotti e la tipologia di rocce che costituiscono il giacimento a cui si riferisce lo studio citato sono assolutamente comparabili con i volumi e le rocce del giacimento Santa Maria Nuova.

Per il pozzo SMN 003DirA e il giacimento Santa Maria Nuova, quindi, l'entità limitata di quantitativi di gas estratti e la tipologia di roccia costituente il giacimento stesso, inducono a considerare non rilevante il potenziale rischio di subsidenza legato allo sfruttamento di idrocarburi gassosi. Ciò anche in relazione al fatto che trattasi di intervento puntuale e non di campo esteso.

“...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”.

Commento

Non appare chiaro di quali *liquidi* sversati nel reticolo idrico superficiale e nelle aste fluviali si faccia menzione. Nel SIA è riportato chiaramente che il pozzo SMN 003DirA è un pozzo per la produzione di gas naturale e non è stata rinvenuta alcuna componente liquida.

In fase di cantiere e durante l'esercizio non si prevede la presenza e/o l'utilizzo di sostanze pericolose a base oleosa, fatta eccezione per il gasolio nei serbatoi delle automobili o dei camion eventualmente presenti nell'area e dei carri bombolai.

Quanto sopra riportato porta a ridurre al minimo il potenziale rischio di sversamento di sostanze oleose di contaminazione delle falde e dei corpi idrici superficiali, che appare quindi paragonabile ad un qualsiasi cantiere o attività antropica che preveda l'uso di automezzi.

 Oggetto	Studio di Impatto Ambientale per la messa in produzione del pozzo Gas S. Maria Nuova 003 Dir A	 Cod. Progetto:	931-10/17
 Titolo Documento	CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI	 Data:	15/03/17
 Committente:	Gas Plus Italiana S.r.l.	 File:	Controdeduzioni alle osservazioni presentate al MATTM_SMN3

“..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”.

Commento

Come indicato nel cap. 2.1 del presente documento, si ritiene che il transito di 1-2 carri bombolai al giorno previsti in fase di esercizio, possa essere considerato trascurabile nel contesto del traffico veicolare locale.

Si veda a tal proposito la Sezione 4.8 Mobilità e Traffico del Quadro Ambientale del SIA e i commenti sopra riportati alla analoga osservazione del Comune di Santa Maria Nuova.

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

Commento

La risorsa naturale è un bene indisponibile dello Stato, e il suo rinvenimento e successiva eventuale produzione vengono assegnati dallo Stato ad Operatori accreditati in regime Concessionario. Qualunque attività da effettuare all'interno del titolo minerario viene assoggettata a specifici iter procedurali in regime autorizzatorio. È quindi evidente che il conferimento di un titolo minerario non è da considerare come una sorta di “via libera” ad effettuare qualsiasi attività connessa, che deve invece seguire specifiche procedure di autorizzazione da parte di tutti gli Enti competenti.

L'osservazione non appare quindi un argomento pertinente ed esula dalle finalità del progetto, nel quale invece sono valutati gli effetti, gli impatti residui e le mitigazioni del progetto di messa in produzione del pozzo gas SMN003DirA.

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

Commento

Il SIA riporta (Sezione 4.3.5 Qualità delle acque sotterranee del SIA) i dati di qualità delle acque di falda disponibili più vicini all'area di progetto, rilevati da ARPAM in prossimità del Comune di Pradellona, a circa 850 m a Sudovest dell'Area Pozzo SMN003DirA (Pozzo privato utilizzato a uso irriguo, Cod. AN-12115).

La qualità di tali acque mostra valori conformi per tutti i parametri analizzati, ad eccezione di nitrati e triclorometano. Come riportato da ARPAM, le sorgenti di tale contaminazioni nell'area sono attribuibili alle pratiche agricole e produttive locali, che nulla hanno a che fare con l'attività in oggetto. Tale attività, come ribadito ampiamente in più Sezioni del SIA, non produrrà né utilizzerà sostanze pericolose od oleose in grado di interferire con la falda.

Si ribadisce che il progetto non prevede la perforazione di nuovi pozzi, ma la messa in esercizio di un pozzo esistente e non porta alcun ulteriore elemento di pressione antropica avente effetto sul ciclo delle acque, sia direttamente sia con gli impatti potenziali.

Non si effettuerà alcuna attività mineraria non convenzionale e quindi non sono assolutamente pertinenti al caso i riferimenti a *fracking* o *shale-gas extraction*.

 Oggetto	Studio di Impatto Ambientale per la messa in produzione del pozzo Gas S. Maria Nuova 003 Dir A	 Cod. Progetto:	931-10/17
 Titolo Documento	CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI	 Data:	15/03/17
 Committente:	Gas Plus Italiana S.r.l.	 File:	Controdeduzioni alle osservazioni presentate al MATTM_SMN3

Ugualmente, l'integrità e la tenuta di un pozzo, citati come ulteriori esempi di fonte di inquinamento delle falde, non si ritengono pertinenti al caso: la normativa italiana e la buona pratica adottata in Italia fanno sì che le condizioni di tenuta di un pozzo durante la perforazione, la sua messa in sicurezza in attesa dell'inizio della produzione e la produzione stessa siano attentamente controllate, sia attraverso la registrazione di un log denominato CBL (Cement Bond Log) sia attraverso il controllo di eventuali pressioni anomale alla testa pozzo.

“...Il proponente praticamente non affronta la questione della valutazione della cosiddetta Opzione Zero perché il pozzo sarebbe già esistente “.

Commento

L'alternativa zero, come previsto dall'Art. 21, comma b) del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i., è descritta e riportata in Sezione 3.1.1 Descrizione delle alternative progettuali e dell'alternativa zero del SIA.

In aggiunta a ciò, va considerato che la cosiddetta Opzione Zero, ovvero la mancata realizzazione dell'opera, deve essere analizzata inquadrandola nel più ampio scenario della dipendenza energetica del nostro Paese e delle conoscenze del nostro sottosuolo. In tale ottica, quindi, la mancata realizzazione dell'opera comporterebbe:

- nessun contributo alle conoscenze del sottosuolo e alle conoscenze delle risorse energetiche, disponibili e accessibili, dello Stato;
- nessun contributo alla riduzione della dipendenza e della sicurezza energetica e della sua flessibilità, ovvero alla potenziale riduzione della bolletta energetica;
- nessun contributo alle entrate fiscali sia a livello centrale che a livello locale.

Nell'ambito degli aspetti socio-economici e ambientali non sono state riscontrate potenziali ripercussioni negative sull'economia locale e nazionale derivanti dalla realizzazione del progetto, avendo peraltro mitigato al minimo i potenziali impatti sul territorio utilizzando le metodologie e le tecnologie più all'avanguardia.

“Il proponente affronta il tema degli incidenti in modo assolutorio ma, a nostro avviso superficiale e parziale.il progetto in esame, appare inoltre incompatibile con la presenza di case sparse l'idea di trasferire il gas tramite carri bombolai..... 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.”.

Commento

Si vuole cogliere l'occasione per richiamare quanto previsto dalla normativa. Il SIA, come previsto dall'art. 22 del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i., deve “... valutare i principali impatti sull'ambiente e sul patrimonio culturale che il progetto può produrre, sia in fase di realizzazione che in fase di esercizio”; inoltre l'Allegato VII punto 4 del medesimo decreto ne definisce i contenuti fra cui “Una descrizione dei probabili impatti rilevanti (diretti ed eventualmente indiretti, secondari, cumulativi, a breve, medio e lungo termine, permanenti e temporanei, positivi e negativi) del progetto proposto sull'ambiente:

- a) dovuti all'esistenza del progetto;
- b) dovuti all'utilizzazione delle risorse naturali;
- c) dovuti all'emissione di inquinanti, alla creazione di sostanze nocive e allo smaltimento dei rifiuti;”.

Nell'Allegato 11 “Valutazione del rischio minerario” vengono analizzati i diversi scenari di rischio, ovvero i possibili eventi incidentali che possono avere luogo, inclusa la fuoriuscita incontrollata di fluidi, e vengono descritti i criteri di sicurezza adottati nella progettazione e nella realizzazione delle diverse componenti dell'impianto. Vengono inoltre evidenziate le contromisure adottate al fine di ridurre i rischi legate alle attività minerarie.

Oggetto	Studio di Impatto Ambientale per la messa in produzione del pozzo Gas S. Maria Nuova 003 Dir A	Cod. Progetto:	931-10/17
Titolo Documento	CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI	Data:	15/03/17
Committente:	Gas Plus Italiana S.r.l.	File:	Controdeduzioni alle osservazioni presentate al MATTM_SMN3

Inoltre, la normativa prevede che il progetto venga assoggettato a quanto previsto in materia di prevenzione incendi (artt. 3 e 4 del DPR 151/2011), con la presentazione della relativa documentazione e di una SCIA al Comando provinciale dei VVF. Tale passaggio sarà eseguito a valle della VIA e prima dell'inizio dei lavori.

Si ribadisce che il progetto non prevede alcuna perforazione di nuovi pozzi e che verrà in ogni caso rispettata tutta la normativa italiana, inclusa quella in materia di prevenzione rischi e incidenti applicabile.

“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...”

Commento

In merito a TENORM e radiazioni ionizzanti, i luoghi di lavoro di Gas Plus Italiana sono sottoposti a monitoraggio triennali da parte di un Esperto Qualificato.

L'ultimo report triennale di monitoraggio è datato 2014, ed è stato effettuato su vari siti del proponente, inclusi quelli nella provincia di Ancona.

I livelli di equivalente di dose ambientale misurati e confermati dopo 6 anni sui vari siti sono nella norma e mostrano un elevato grado di omogeneità.

Non è previsto l'utilizzo di alcuna sonda o marker radioattivi; non sono state individuate sorgenti radioattive “orfane” della cui presenza il Committente avrebbe potuto essere inconsapevole; non sono stati individuati oggetti o punti di accumulo di radioattività NORM che possano provocare un aumento significativo del livello dell'esposizione dei lavoratori e della popolazione. Infine non sono stati individuati residui di produzione, residui di lavorazione, rifiuti o altri materiali per i quali sia necessario un approfondimento di indagine ovvero l'applicazione delle normative italiane in merito ai rifiuti radioattivi da NORM.

“Lo Studio di Impatto non prende in alcun modo in considerazione l'effetto cumulativo 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)...”

Commento

Come prevede l'Allegato VII del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i., gli impatti ambientali e sociali cumulativi sono stati trattati ampiamente nella Sezione 5-Stima degli impatti del SIA, considerando l'impatto potenziale dell'attività in oggetto e il suo effetto cumulativo sull'attuale stato ambientale e socioeconomico, considerando i futuri sviluppi e impatti ipotizzabili dell'area di interesse.

Il SIA quindi tratta l'effetto cumulativo dell'attività: a titolo di esempio, viene valutato l'impatto acustico delle attività in fase di esercizio in relazione all'attuale clima acustico ai recettori, caratterizzato dal rumore residuo attuale generato dal traffico veicolare e dalle altre sorgenti naturali ed antropiche presenti nell'area.

“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-feld-1.9982>) si da conto delle emissioni fuggitive di metano dai campi pozzi. ...non sono riportati dati circa i monitoraggi dei pozzi già esistenti ma non eroganti (come quello di Santa Maria Nuova) anche per calcolare

Oggetto	Studio di Impatto Ambientale per la messa in produzione del pozzo Gas S. Maria Nuova 003 Dir A	Cod. Progetto:	931-10/17
Titolo Documento	CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI	Data:	15/03/17
Committente:	Gas Plus Italiana S.r.l.	File:	Controdeduzioni alle osservazioni presentate al MATTM_SMN3

'entità delle emissioni dalle strutture marchigiane per confrontarle con le emissioni da altri settori.'

Commento

Le emissioni fuggitive non sono state incluse nella trattazione degli impatti in atmosfera in quanto la limitata quantità di apparecchiature in sito non è assolutamente rilevante e tale da far ipotizzare emissioni fuggitive rilevanti.

Relativamente alla presenza di pozzi limitrofi, si evidenzia nuovamente (vedi Cap. 2.1 del presente documento) che, secondo i dati riportati sul sito di UMMIG (Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia, <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/>) a circa 2 km a Nordovest del sito in questione, nel 1985 la Total Mineraria perforò il pozzo esplorativo Santa Maria Nuova 001. Secondo quanto riportato nel "Verbale UNMIG-Roma del 4 maggio 2010" il pozzo "...dopo aver prodotto 9,071 MSm³ ha esaurito tutte le riserve ad esso associate ed è stato chiuso minerariamente e l'area pozzo è stata ripristinata".

Si tratta quindi di un pozzo ormai chiuso minerariamente, con tappi di cemento che isolano la superficie dal sottosuolo, e di un'area pozzo ripristinata allo stato originario da oramai più di 30 anni. Non si ritiene rilevante valutare un'emissione fuggitiva di un pozzo chiuso minerariamente a chilometri di distanza dal sito in oggetto.

L'analisi ambientale di base riportata nel SIA ha analizzato i comparti ambientali interessati dall'opera nei quali eventuali potenziali criticità anche per il comparto atmosfera e qualità dell'aria. Sono quindi stati considerati eventuali impatti cumulativi sull'attuale stato di qualità dell'ambiente anche derivanti da altre fonti di emissione.

Sulla base di quanto sopra si ritiene di poter escludere la significatività delle emissioni fuggitive del progetto.

"...Poiché il pozzo in questione erogherebbe una quantità annua di 2,5 milioni di SMC la società Gas Plus 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."

Commento

Il progetto porterà alla valorizzazione di una risorsa nazionale. Inoltre, la Strategia Energetica Nazionale (SEN) citata nel SIA è stata approvata con Decreto Interministeriale (Ministeri dell'Ambiente e dello Sviluppo Economico) dell'8 marzo 2013 e tale Decreto non risulta abrogato.

A titolo informativo, si evidenzia che le risorse energetiche sono patrimonio indisponibile dello Stato. Come richiamato nel Rapporto Annuale del Ministero Sviluppo Economico (UNMIG, 2014), la ricerca e l'eventuale produzione di giacimenti di idrocarburi rientrano nella regolazione, anche economica, dei rapporti di un regime di tipo concessorio.

Oggetto	Studio di Impatto Ambientale per la messa in produzione del pozzo Gas S. Maria Nuova 003 Dir A	Cod. Progetto:	931-10/17
Titolo Documento	CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI	Data:	15/03/17
Committente:	Gas Plus Italiana S.r.l.	File:	Controdeduzioni alle osservazioni presentate al MATTM_SMN3

Il sistema di prelievo fiscale sull'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi combina:

- royalties;
- canoni d'esplorazione e produzione;
- tassazione specifica;
- imposte sul reddito della società.

La cosiddetta franchigia (quota annuale di produzione esente dal pagamento delle royalties) fu introdotta al fine di incentivare le attività di produzione delle risorse nazionali dai giacimenti con volumi limitati e quindi con minori margini di economicità.

Nel SIA sono stati valutati i costi ambientali indotti dal progetto in termini di utilizzo di materie prime, produzione di rifiuti/scarichi ed emissioni prodotte e di impatti ambientali indotti. Inoltre i benefici del progetto sono considerati nella Sezione 3.1.1 Descrizione delle alternative progettuali e dell'alternativa zero dello SIA.

“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..”..

Commento

Lo SIA tratta gli argomenti citati nel Cap. 4.3 – Suolo e Sottosuolo. In particolare, per quanto riguarda la geologia di superficie si fa riferimento al Par. 4.3.1 “Inquadramento geologico e geomorfologico” per quanto concerne le carte geologiche seguenti:

- Carta geologica d'Italia alla scala 1:50000 - foglio 292 Jesi
- Carta geologica regionale scala 1:10000 – Sezione S. Maria Nuova
- Carta geomorfologica regionale scala 1:10000 – Sezione S. Maria Nuova

La geologia di superficie è stata descritta con riferimento alla relazione geologica del Comune di Santa Maria Nuova (“Relazione sottosistema geologico e geomorfologico”, Variante al PRG 2015 del Comune di S. Maria Nuova) e alle note illustrative della Carta geologica d'Italia alla scala 1:50000 - foglio 292 Jesi.

Per quanto riguarda dati geologici di sottosuolo, al Par. 4.3.2. “Litologia e permeabilità” del SIA si descrive quanto disponibile relativamente alla stratigrafia dell'area, inclusiva della stratigrafia del pozzo in oggetto.

Per quanto concerne la presenza di sorgenti sismogeniche attive e di faglie, per una migliore trattazione si riporta di seguito una descrizione sommaria dell'assetto strutturale del bacino marchigiano esterno, nel quale si colloca l'area di progetto.

I dati geofisici riportati nella seguente Figura 1, pubblicati presso il portale del Progetto VIDEPI (Visibilità dei dati afferenti all'attività di esplorazione petrolifera in Italia) della Società Geologica Italiana, illustrano una complessa embricazione della crosta, causata da più sistemi di sovrascorrimenti profondi a vergenza orientale legati all'orogenesi appenninica, che si propagano nel Bacino periadriatico e che, in superficie, si presentano prevalentemente tramite blande pieghe antiformali.

I principali sistemi di sovrascorrimento e piegamento di tale assetto strutturale, costituenti una potenziale sorgente sismica con magnitudo superiore a 5,5, sono stati individuati dall'INGV (Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia) e catalogati nel database DISS (Database of Individual Seismogenic Sources). Tramite la consultazione del suddetto database è possibile notare come siano assenti sorgenti sismogeniche attive di rilevanza in un intorno di 6-7 km dall'area di interesse.

Inoltre, le carte geologiche sopra citate non evidenziano la presenza di faglie sismogenetiche nell'area di progetto né nelle immediate vicinanze.

Oggetto	Studio di Impatto Ambientale per la messa in produzione del pozzo Gas S. Maria Nuova 003 Dir A	Cod. Progetto:	931-10/17
Titolo Documento	CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI	Data:	15/03/17
Committente:	Gas Plus Italiana S.r.l.	File:	Controdeduzioni alle osservazioni presentate al MATTM_SMN3

Le faglie più prossime al pozzo Santa Maria Nuova 003 DirA, cartografate nella Carta geologica d'Italia, e riportate nel SIA in Figura 40 del Quadro Ambientale (Schema Tettonico della carta geologica d'Italia scala 1:50000 foglio 292 Jesi) corrispondono a n°2 faglie minori rispetto all'assetto strutturale precedentemente descritto, collocate rispettivamente a 1,1 km a sud e 2,7 km a nord dell'area di progetto.

È importante sottolineare che tali strutture non hanno generato eventi sismici rilevanti negli ultimi anni. Infatti, l'analisi storica degli eventi sismici effettuata sulla base dei dati INGV (Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia), e riportata in sintesi nel SIA (sez. 4.3.9 del Quadro Ambientale), non evidenzia alcun evento sismico superiore a magnitudo 3.1 in un intorno di 5 km dal sito negli ultimi 100 anni.

Oggetto	Studio di Impatto Ambientale per la messa in produzione del pozzo Gas S. Maria Nuova 003 Dir A	Cod. Progetto:	931-10/17
Titolo Documento	CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI	Data:	15/03/17
Committente:	Gas Plus Italiana S.r.l.	File:	Controdeduzioni alle osservazioni presentate al MATTM_SMN3

Ubicazione pozzo Santa Maria Nuova 003 Dir A

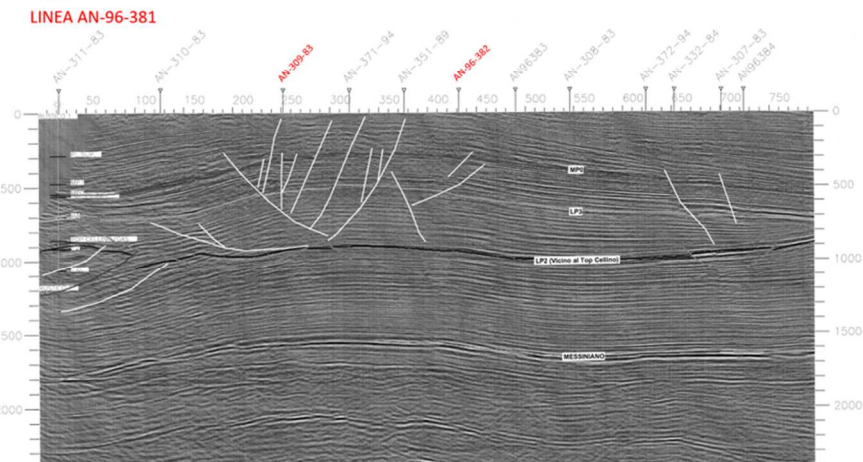
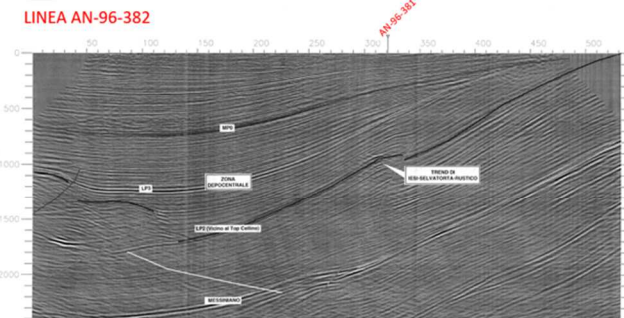
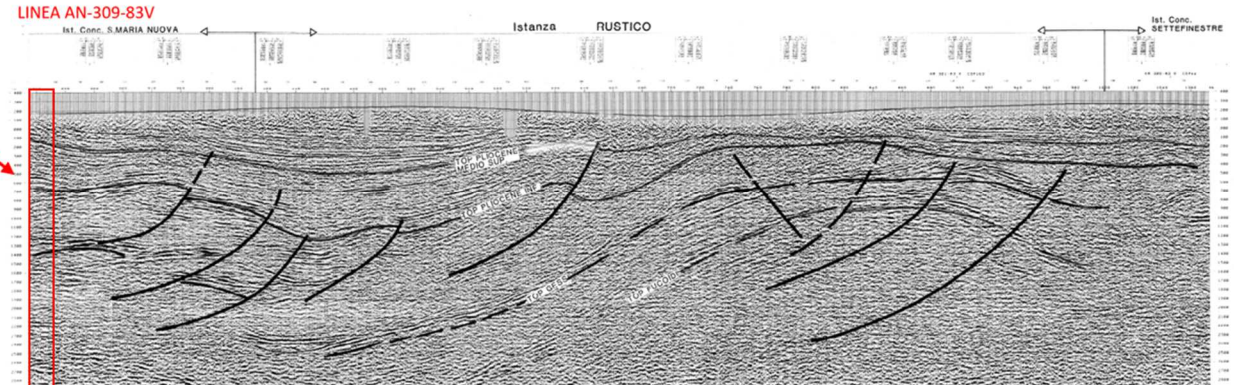
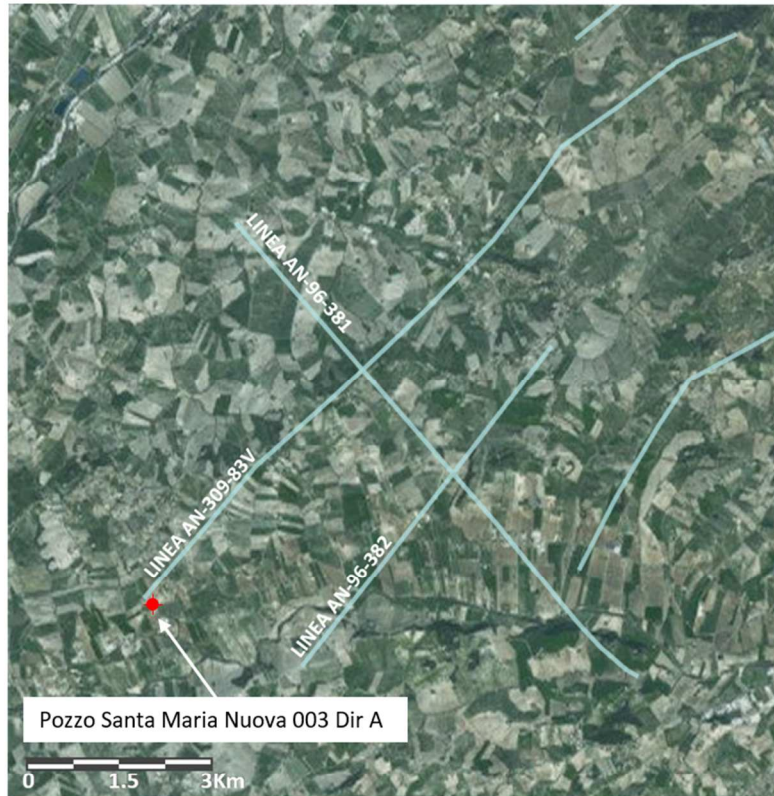


Figura 1: Dati geofisici più prossimi al sito di progetto (Fonte: progetto VIDEPI - Società Geologica Italiana).

Oggetto	Studio di Impatto Ambientale per la messa in produzione del pozzo Gas S. Maria Nuova 003 Dir A	Cod. Progetto:	931-10/17
Titolo Documento	CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI	Data:	15/03/17
Committente:	Gas Plus Italiana S.r.l.	File:	Controdeduzioni alle osservazioni presentate al MATTM_SMN3

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

Commento

Il Piano di Monitoraggio Ambientale (PMA, Cap. 5.7 del SIA) è stato elaborato considerando quanto previsto dall'art. 28 e dall'Allegato VII del D. Lgs. 152/2006 sulla base delle “Linee Guida per la predisposizione del Progetto di Monitoraggio Ambientale (PMA) delle opere soggette a procedure di VIA” (ISPRA, 2014), con lo scopo di valutare e monitorare le eventuali variazioni qualitative e quantitative dello stato ante operam determinate dalle attività di progetto nella fase di cantiere e nella fase di esercizio dell'opera.

In riferimento a quanto osservato, data la tipologia di attività progettuali previste e la valutazione di potenziali impatti residui sulle diverse matrici, il PMA prevede:

- Monitoraggio polveri e qualità dell'aria

Il monitoraggio della matrice atmosfera, previsto durante le operazioni di cantiere, avrà lo scopo di verificare l'impatto del sollevamento di polveri e dell'emissione di inquinanti in atmosfera generato dalle attività, relativamente ai recettori residenziali nell'intorno all'area pozzo e lungo la via di accesso allo stesso. I parametri oggetto di monitoraggio sono di seguito riportati:

- Concentrazione di polveri in aria (PTS, PM₁₀, PM_{2.5});
- Parametri emissivi di qualità dell'aria (CO, NO, NO₂, NO_x, SO₂, O₃, COV, C₆H₆, Idrocarburi non metanici).

Verrà inoltre utilizzato un mezzo mobile con centralina meteorologica in grado di monitorare in continuo la qualità dell'aria per la ricerca dei seguenti parametri:

- Inquinanti in media oraria: monossido di carbonio (CO), ossidi di azoto (NO, NO₂, NO_x), biossido di zolfo (SO₂), idrocarburi totali ozono (O₃), idrocarburi non metanici;
- Inquinanti in media giornaliera: benzene (C₆H₆), composti organici volatili (COV);
- Polveri: Polveri Totali Sospese (PTS), polveri fini (PM₁₀, PM_{2.5});
- Parametri meteo per condizioni microclimatiche: velocità e direzione del vento, temperatura dell'aria, umidità dell'aria, pressione atmosferica, precipitazioni atmosferiche, radiazione solare globale, radiazione solare netta.

Il monitoraggio della qualità dell'aria verrà effettuato in conformità alle Linee Guida ISPRA già citate e farà riferimento agli Standard di Qualità Ambientale (SQA) per la qualità dell'aria definiti dal D. Lgs. n. 155/2010, in recepimento alla Direttiva Comunitaria 2008/50/CE.

“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.”

Oggetto	Studio di Impatto Ambientale per la messa in produzione del pozzo Gas S. Maria Nuova 003 Dir A	Cod. Progetto:	931-10/17
Titolo Documento	CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI	Data:	15/03/17
Committente:	Gas Plus Italiana S.r.l.	File:	Controdeduzioni alle osservazioni presentate al MATTM_SMN3

Commento

La presenza di una porzione di area coinvolta dalle attività previste all'interno dell'area citata nell'osservazione è riportata nel SIA nella Sezione 2.6.1 Variante al Piano Regolatore Comunale.

In particolare, si tratta di una porzione del confine occidentale dell'area pozzo SMN 003DirA e dell'esistente strada di accesso al sito, che ricadono parzialmente nell' "Ambito di tutela di crinali e versanti" (art. 16 delle Norme Tecniche del PRG), individuato nell'allegato cartografico del PRG del Comune di Santa Maria Nuova "Tavola P.2-Ambiti definitivi di tutela del PPAR", in adeguamento alle prescrizioni del Piano Paesistico Ambientale Regionale (PPAR) delle Marche.

La porzione dell'Area Pozzo SMN 003DirA inclusa in tale ambito non sarà interessata da alcuna delle attività citate; le opere previste lungo il tratto di strada esistente e tutelato saranno riconducibili alle sole opere di adeguamento e messa in sicurezza; nello specifico le attività che si eseguiranno sulla strada interna consisteranno in opere di pulitura e riprofilatura e comprenderanno necessariamente le opere attigue (canalette, scoli, pendii). Si ritiene pertanto che l'attività sia conforme alla pianificazione urbanistica.

Inoltre, a seguito della Comunicazione inviata dal Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo (MIBACT) - Direzione Generale Archeologia, Belle Arti e Paesaggio, Servizio V-Tutela del Paesaggio (Prot. N. DG/ABAP/34.19.04/19531/2016) in data 29/11/2016, è stata redatta la Relazione Paesaggistica datata 25/01/2017, dalla quale si evidenzia l'assenza di impatti indotti dalle attività previste al suddetto ambito di tutela.

Oggetto	Studio di Impatto Ambientale per la messa in produzione del pozzo Gas S. Maria Nuova 003 Dir A	Cod. Progetto:	931-10/17
Titolo Documento	CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI	Data:	15/03/17
Committente:	Gas Plus Italiana S.r.l.	File:	Controdeduzioni alle osservazioni presentate al MATTM_SMN3

ALLEGATO 1

Testi delle osservazioni





COMUNE DI SANTA MARIA NUOVA

Provincia di Ancona

Settore III - Gestione del Territorio

Prot. **560**

Santa Maria Nuova 19/01/2016

Alla REGIONE MARCHE
Servizio Infrastrutture e Trasporto
Posizione Valutazione ed
Autorizzazioni Ambientali
ANCONA

Pec

regione.marche.valutazamb@emarche.it

Oggetto: Procedimento VIA – proponente Società Gas Plus Italiana srl. Messa in produzione pozzo Santa Maria Nuova 003.

In relazione alla comunicazione di avvio del procedimento amministrativo e di indizione della conferenza di servizi istruttoria formulata con nota del 22/12/2016 si ritiene opportuno formulare le seguenti prescrizioni:

- I dati relativi al Piano di Monitoraggio (PMA) attinenti sia le Polveri che il Clima Acustico, debbono, appena disponibili, essere comunicati e trasmessi al Comune di Santa Maria Nuova al fine di poterli rendere pubblici sul sito Web istituzionale del Comune.
- Prima della prelievo e trasporto gas – metano, dovranno essere concordate con questo Comune, interventi di Manutenzione del tratto di strada Comunale interna oggetto di transito dei mezzi di trasporto.

Si rileva che:

1. Nella pratica in oggetto non è presente la Verifica Invarianza Idraulica (L.R. 22/2011 e relativi "Criteri" approvati con DGR 53/2014) –
2. Nella determinazione dell'impatto sulla componente mobilità e traffico, la determinazione di impatto nullo non può ritenersi condivisibile, in particolare nella fase di esercizio con il trasporto gas a mezzo di carri bombolai.
3. Nello studio di impatto ambientale, non viene adeguatamente valutata la presenza sul territorio Comunale di un ulteriore pozzo già sfruttato e posto a ml 2.300 dal pozzo in esame.
4. L'accesso dell'area pozzo sulla strada Comunale denominata Via Francescona risulta assentito temporaneamente per uso cantiere come da concessione edilizia n. 26/88 del 25/06/1988. Detto accesso per la messa in produzione del pozzo e relativo trasporto di Gas naturale dovrà essere autorizzato/regolarizzato qualora ne sussistano i presupposti ai sensi dell'art. 22 del Codice della Strada.
5. In relazione alla vicinanza delle abitazioni residenziali dal pozzo e dall'area caricamento carri bombolai (Circa 80 mt), si richiede ai competenti Uffici in materia di prevenzione incendi e sicurezza degli apparecchi a pressione, di valutare attentamente tale circostanza e conseguentemente richiedere ogni intervento e/o



COMUNE DI SANTA MARIA NUOVA

Provincia di Ancona

Settore III - Gestione del Territorio

azione ritenuta utile al fine di garantire la sicurezza degli operatori e dei vicini residenti.

Si allega inoltre per le opportune valutazioni la nota datata 16/01/2016 trasmessa via PEC anche a questo Comune dall'Associazione Acqua Bene Comune Onlus con sede in Roma .
Distinti Saluti

Il Responsabile del Settore III
Gestione del Territorio
Geom. Donato Carbonari

il Sindaco

Alfredo Cesariqi

m_ante.DVA.REGISTRO UFFICIALE.I.0001217.20-01-2017

In riferimento alla vs. nota del 22/12/2016 attinente il procedimento di VIA della proponente GAS PLUS Italiana srl, si trasmette in allegato nostra nota prot. 560 del 19/01/2017.

Distinti Saluti



COMUNE DI JESI

P.zza Indipendenza, 1 60035 Jesi (AN) - www.comune.jesi.an.it
Tel. 07315381 – Fax 0731538328 – C.F. e P.I. 00135880425

AREA SERVIZI TECNICI

Prot. n. 3562

del 20/01/2017

Spett.le Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e
del Mare
Direzione Generale per le Valutazioni Ambientale
Via C. Colombo 44
00147 Roma
DGSalvaguardia.Ambientale@PEC.minambiente.it

Oggetto: Procedura di Valutazione di impatto ambientale - Messa in produzione del pozzo a gas Santa Maria Nuova 003 dir nell'ambito della concessione di coltivazione idrocarburi "Santa Maria Nuova" - Comune di Santa Maria Nuova – Proponente: Gas Plus Italiana S.p.A.

In riferimento alla pratica di cui all'oggetto, si evidenzia che l'Area Servizi Tecnici del Comune di Jesi è venuta a conoscenza della procedura di V.I.A. in questione solo in data 18/01/2017, al momento della ricezione delle osservazioni presentate dall'Associazione Acqua Bene Comune Onlus del 16/01/2017.

A riguardo, si fa presente che il progetto in questione è stato depositato presso la Regione Marche, la Provincia di Ancona e solamente presso il Comune di Santa Maria Nuova, non coinvolgendo in alcun modo i comuni limitrofi, tra cui il Comune di Jesi.

Visto l'art. 23 comma 3 del D. Lgs. n. 152/2006 che recita: *"La documentazione è depositata su supporto informatico ovvero, nei casi di particolare difficoltà di ordine tecnico, anche su supporto cartaceo, a seconda dei casi, presso gli uffici dell'autorità competente, delle regioni, delle province e dei comuni il cui territorio sia anche solo parzialmente interessato dal progetto o dagli impatti della sua attuazione."*, si ritiene pertanto che, in qualità di comune confinante, il Comune di Jesi potrebbe essere anche solo parzialmente interessato dagli impatti dell'attuazione del progetto stesso e pertanto si chiede che venga previsto il deposito della documentazione ad esso relativa anche presso questa Amministrazione.

In tal caso dovrà essere rinnovata la pubblicazione a mezzo stampa sui quotidiani a diffusione nazionale e regionale, con conseguente riapertura quindi dei termini per un corretta informazione e partecipazione della popolazione, nonché per la successiva valutazione.

Infine, la scrivente Amministrazione si riserva la facoltà di inviare successivamente le proprie osservazioni.

Distinti saluti.

Jesi, 20/01/2017

Il Responsabile Ufficio Tutela Ambientale
Ing. Barbara Calcagni

P.O. Servizio Governo e Tutela del Territorio
Ing. Simone Messersì



Il Dirigente dell'Area Servizi Tecnici
(Arch. Francesca Sorbatti)

Mittente:
Angelo Santicchia

Consigliere comunale del Comune di Santa Maria Nuova (AN)
Gruppo Consiliare "Partecipazione e Trasparenza - Santa Maria Nuova 2016 – 2021"

Destinatario:
Ministero dell'Ambiente – Direzione Valutazioni ambientali
PEC: dgsalvaguardia.ambientale@pec.minambiente.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!**

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

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

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

CrossMark

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

Thomas H. Darrah^{a,b,1}, Avner Vengosh^a, Robert B. Jackson^{a,c}, Nathaniel R. Warner^{a,d}, and Robert J. Poreda^a

Author Affiliations

^aDivision of Earth and Ocean Sciences, Nicholas School of the Environment, Duke University, Durham, NC 27708; ^bDivisions of Solid Earth Dynamics and Water, Climate and the Environment, School of Earth Sciences, The Ohio State University, Columbus, OH 43210; ^cDepartment of Environmental Earth System Science, School of Earth Sciences, Woods Institute for the Environment, and Precourt Institute for Energy, Stanford University, Stanford, CA 94305; and ^dDepartment of Earth Sciences, Dartmouth College, Hanover, NH 03755; and ^eDepartment of Earth and Environmental Sciences, University of Rochester, Rochester, NY 14627

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

Abstract Full Text Authors & Info Figures SI Metrics Related Content

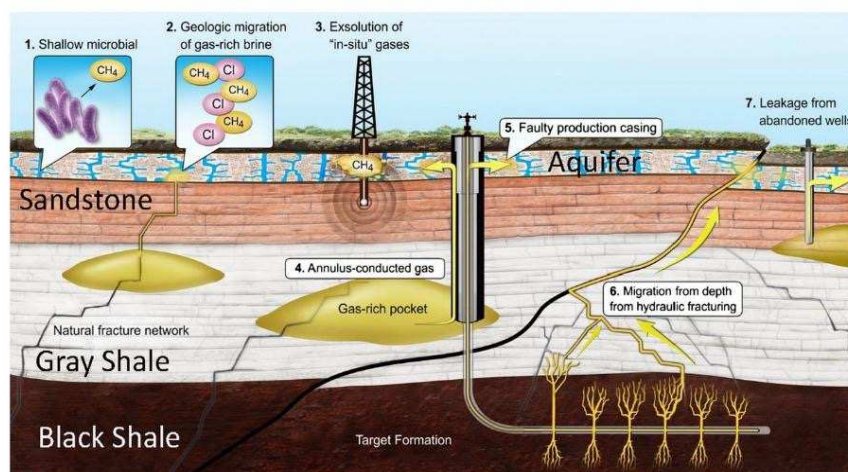
Significance

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

Riportiamo integralmente il paragrafo “SIGNIFICATO” (dello studio, ndr)

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

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



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

©2014 by National Academy of Sciences

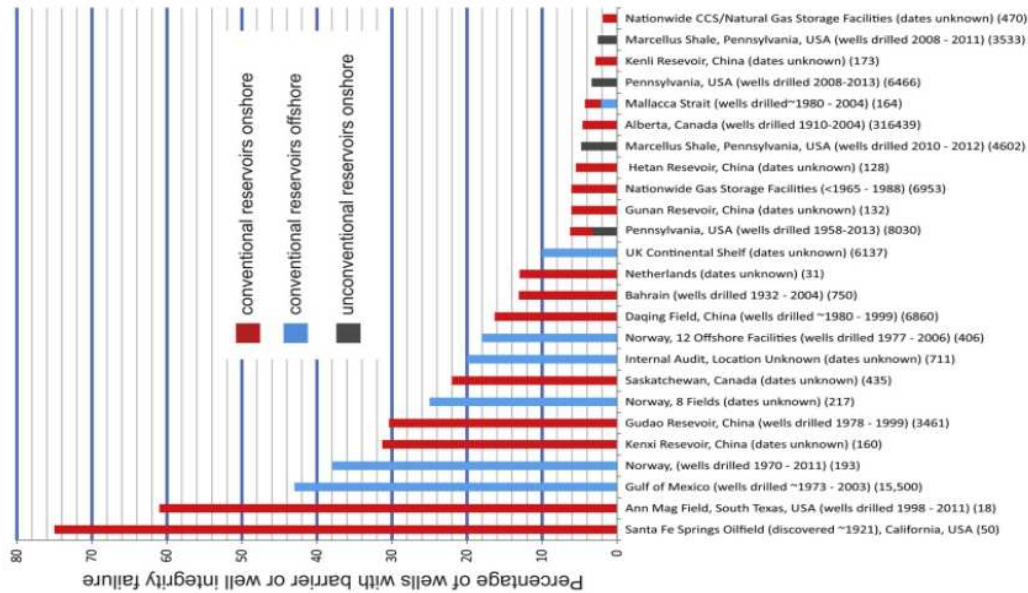
PNAS

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

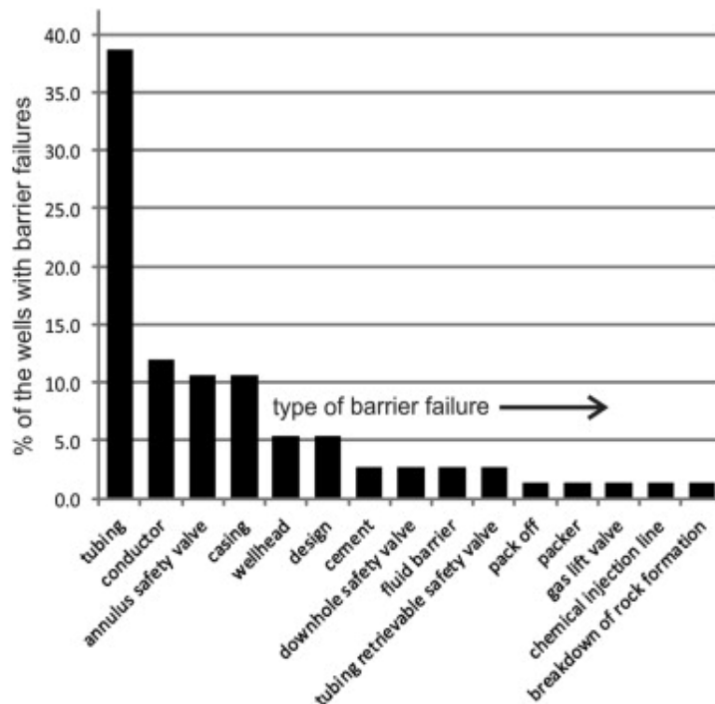
Lo studio può essere letto integralmente sul sito della PNAS al link

<http://www.pnas.org/content/111/39/14076>

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

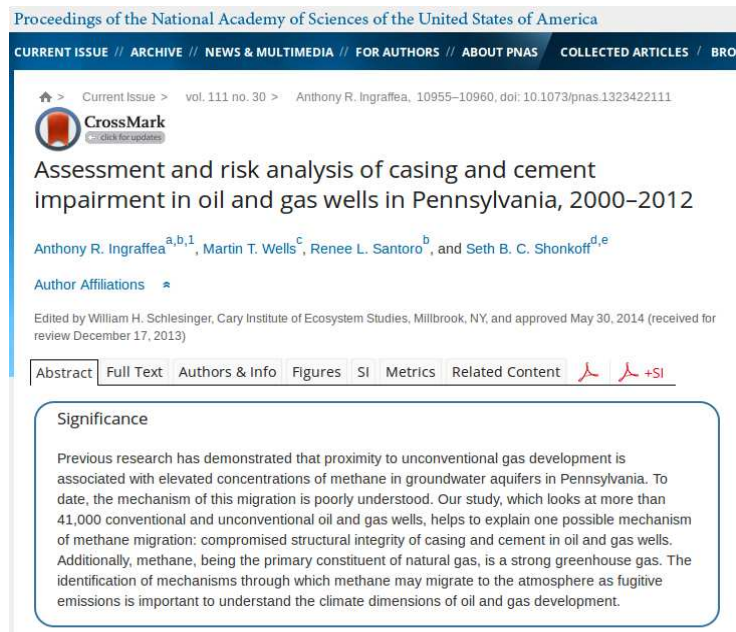


Le cause della perdita dell'integrità del pozzo sono diverse ma la maggior parte è relativa ai tubi introdotti e, cioè, al “cuore” dello scavo di un pozzo.



Un ultimo articolo scientifico recente sull'argomento, pubblicato sempre sulla rivista *“Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America”* dal titolo **“Assessment and risk analysis of casing and cement impairment in oil and gas wells in Pennsylvania, 2000-2012”** conferma tutte le

criticità circa la capacità reale di isolamento del pozzo dalla falda circostante.



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

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

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

CrossMark

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

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 strategicità 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 fuggitive 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.

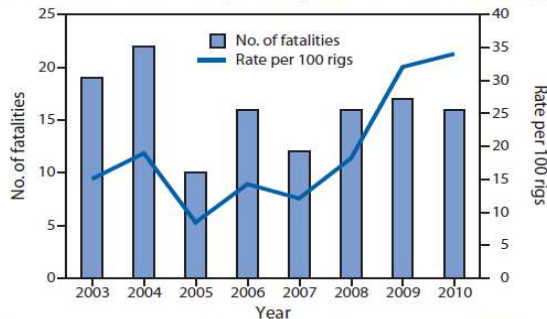
Infatti, nonostante le assicurazioni (prive di elementi numerici e fattuali quali statistiche, probabilità di rischio ecc.) e l'utilizzo di tecnologie di vario genere (notevole il riferimento al fatto che ci saranno gli estintori!):

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*



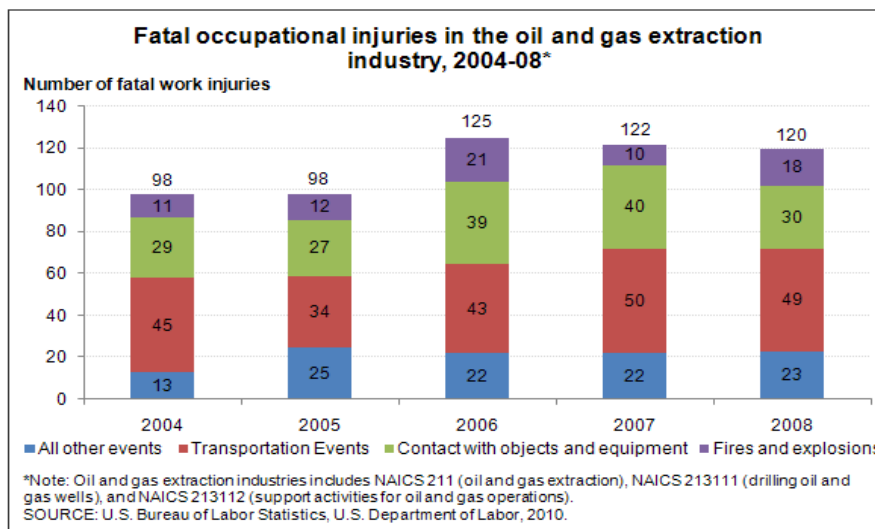
Sources: U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics, Census of Fatal Occupational Injuries, Baker Hughes, Inc., North America Rotary Rig Count.

* 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.



*Note: Oil and gas extraction industries includes NAICS 211 (oil and gas extraction), NAICS 213111 (drilling oil and gas wells), and NAICS 213112 (support activities for oil and gas operations).
SOURCE: U.S. Bureau of Labor Statistics, U.S. Department of Labor, 2010.

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/repso-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.**

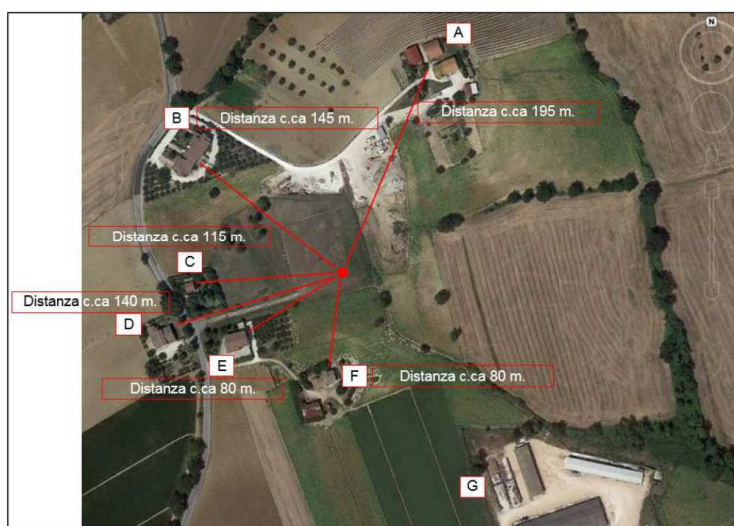


Figura 72: Area di interesse con indicazione delle distanze dai principali recettori e/o ulteriori sorgenti

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.

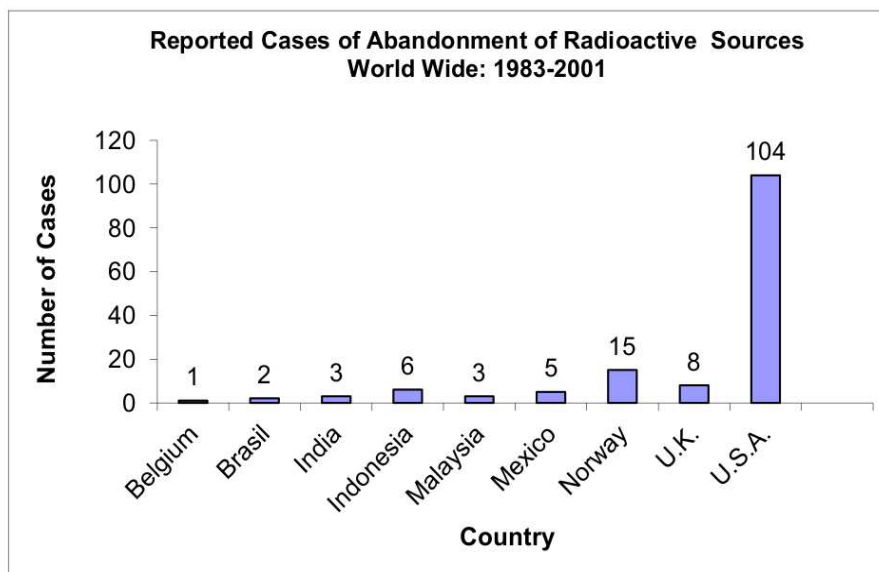


Fig 1: Reported Cases of Abandoned Radioactive Sources World Wide

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.

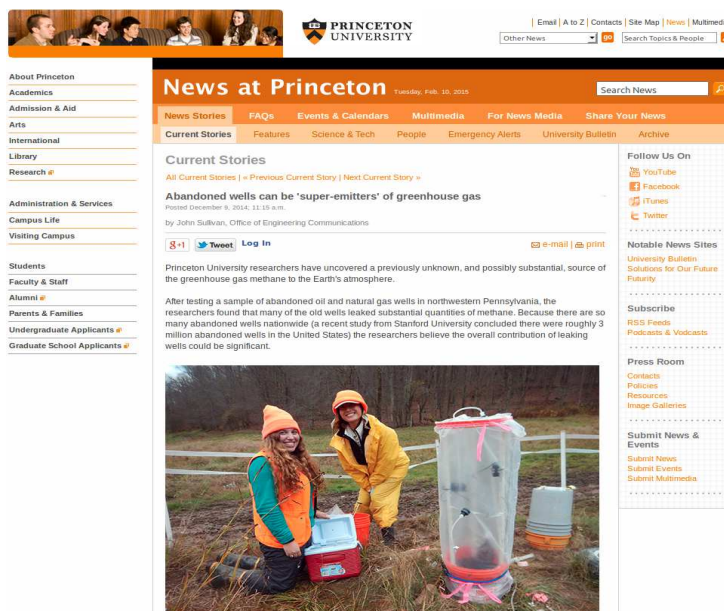
Il Forum Italiano dei Movimenti da quasi due anni ha chiesto al Ministero dell'Ambiente, all'ISPRA, alla Regione Marche e all'ARPAM, di conoscere l'esistenza di monitoraggi ambientali dei pozzi esistenti. Non vi è stata alcuna risposta, nonostante questi pozzi possano dare problematiche sia per le falde 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.



The image is a screenshot of the Princeton University News website. At the top, there is a navigation bar with the Princeton University logo and links for 'Email | A to Z | Contacts | Site Map | News | Multimedia'. Below this is a search bar and a 'Search Topics & People' button. The main content area features a header for 'News at Princeton' dated 'Tuesday, Feb. 10, 2015'. A sidebar on the left lists various university departments and services. The main article is titled 'Abandoned wells can be 'super-emitters' of greenhouse gas' by John Sullivan, Office of Engineering Communications, posted on December 9, 2014. The article text states: 'Princeton University researchers have uncovered a previously unknown, and possibly substantial, source of the greenhouse gas methane to the Earth's atmosphere. After testing a sample of abandoned oil and natural gas wells in northwestern Pennsylvania, the researchers found that many of the old wells leaked substantial quantities of methane. Because there are so many abandoned wells nationwide (a recent study from Stanford University concluded there were roughly 3 million abandoned wells in the United States) the researchers believe the overall contribution of leaking wells could be significant.' Below the text is a photograph of two researchers in orange and yellow protective gear working with a large clear plastic container and a red cooler in an outdoor setting. A sidebar on the right contains links for 'Follow Us On' (YouTube, Facebook, iTunes, Twitter), 'Notable News Sites', 'Subscribe' (RSS Feeds, Podcasts & Webcasts), and 'Press Room' (Contacts, Policies, Resources, Image Galleries).

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 suti 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.

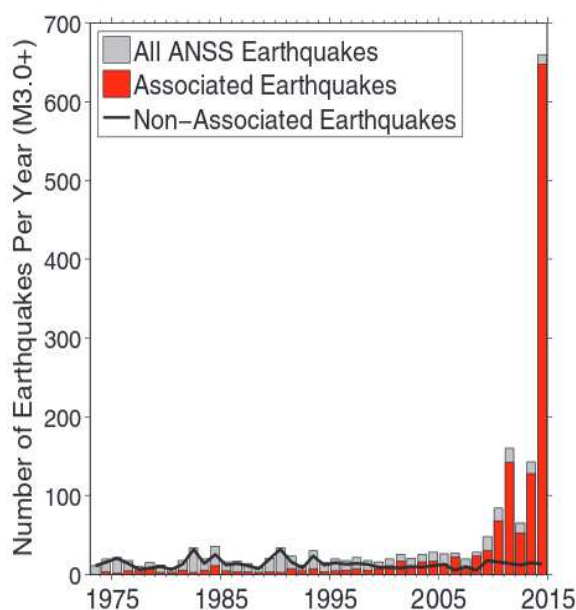
12) RISCHIO SISMICITÀ INDOTTA/CARATTERISTICHE DEL GIACIMENTO

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).

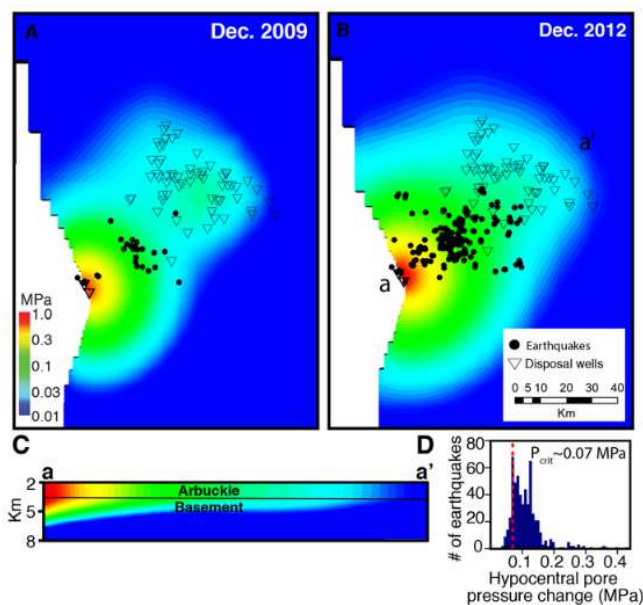
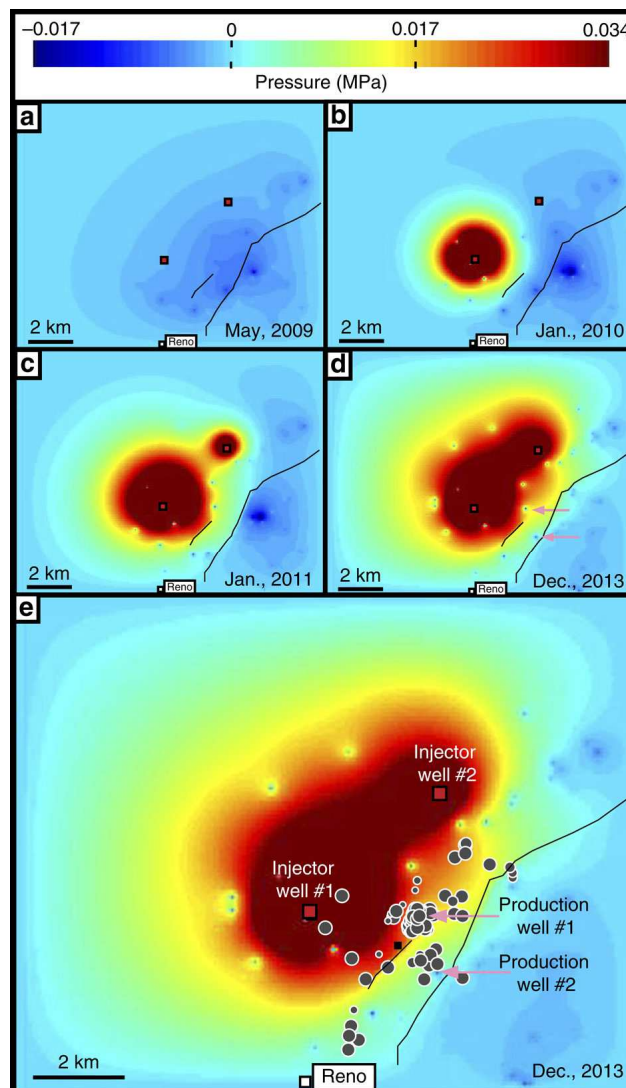


Fig. 4. Hydrogeologic model of pore pressure perturbation from injection wells. (A) Modeled pressure perturbation in December 2009 and (B) in December 2012 using a hydraulic diffusivity of $2 \text{ m}^2/\text{s}$ (14). The model includes the four high-rate SE OKC wells and 85 wells northeast of the 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 second

o 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.

15) INCOERENZA CON IL PIANO DI AZIONE PER L'ENERGIA SOSTENIBILE (PAES)

Nella sintesi non tecnica dello Studio di Impatto Ambientale viene asserito che *"il progetto risulta pienamente coerente anche con la normativa energetica regionale e comunale vigente analizzata nello SIA:*

- *Piano Energetico Ambientale della Regione Marche (PEAR), approvato dal Consiglio Regionale con deliberazione n. 175 del 16/02/2005;*
- *Strategia Regionale d'Azione Ambientale per la Sostenibilità (STRAS 2006-2010), approvata da Regione Marche con D.A.C.R. n. 44 del 30 Gennaio 2007;*
- *Piano di Azione per l'Energia Sostenibile (PAES) del Comune di Santa Maria Nuova, Giugno 2014.*

Lo sviluppo del progetto infatti contribuirebbe alla valorizzazione delle risorse energetiche nazionali, incrementerebbe la competitività del settore adottando le migliori tecnologie disponibili, nel rispetto dell'ambiente e concorrerebbe alla riduzione della dipendenza dell'Italia dagli approvvigionamenti provenienti dall'estero. Per tale motivo la messa in produzione del pozzo SMN 3 risulta pienamente coerente con gli obiettivi energetici definiti dai suddetti strumenti normativi di carattere strategico in ambito energetico."

Come si evince dal PAES del Comune di Santa Maria Nuova nel paragrafo 6.1 Azioni 6.1.1: Usi finali termici: "Nel 2010 i consumi per usi termici nel settore residenziale hanno rappresentato l'81% dei consumi complessivi del settore afferendo, in buona parte, al gas naturale. Entrando nel dettaglio degli usi finali, si evidenzia che: - l'83% circa di tali consumi (13.224 MWh) è annettibile alla sola climatizzazione invernale degli ambienti; - il 18% circa di tali consumi (2.985 MWh) è annettibile alla produzione di acqua calda sanitaria; - poco meno del 2% circa di tali consumi (259 MWh) è annettibile agli usi cucina. Per quanto attiene gli usi finali termici, il settore dell'edilizia si caratterizza per una sostituzione molto lenta delle tecnologie a fronte di un ciclo di vita molto lungo dei manufatti che esso produce... Diventa quindi evidente come qualsiasi decisione procrastinata relativamente al comportamento energetico degli edifici si ripercuoterà sul comportamento energetico di tutta la città per diversi decenni. Il raggiungimento di un obiettivo di contenimento dei consumi termici nel comparto edilizio deve naturalmente prevedere la realizzazione di nuove costruzioni con elevati standard energetici e, necessariamente, un parallelo aumento dell'efficienza nel del parco edilizio esistente. **L'introduzione di tecnologie alimentate da fonti energetiche rinnovabili consente, inoltre, di ridurre ulteriormente le emissioni collegate ai consumi energetici, pur senza intaccare direttamente il fabbisogno di energia primaria per la climatizzazione invernale degli edifici stessi.** Pochi interventi, ma applicati in maniera diffusa, possono determinare risultati importanti sul bilancio energetico complessivo. Anche il mercato della ristrutturazione deve quindi essere contagiato dalla riflessione sulle possibilità di intervento per la riduzione dei consumi. In altri termini, il raggiungimento di un obiettivo di riduzione complessiva delle emissioni di CO2 del comparto edilizio passa prioritariamente attraverso una strategia di riduzione dei consumi (e delle emissioni) dell'edificato esistente... La riqualificazione degli impianti esistenti e l'adozione di nuove tecnologie sono presupposti fondamentali per poter conseguire importanti risultati, sia in termini di risparmio energetico ed economico che di maggiore sostenibilità ambientale... L'approccio seguito per la definizione dello scenario obiettivo al 2020, per quanto riguarda il parco edilizio esistente, si è quindi sviluppato secondo la seguente sequenza di priorità: riduzione del fabbisogno termico (quindi delle dispersioni o degli sprechi, da qualunque parte essi arrivino); aumento dell'efficienza della fornitura di energia; **sostituzione delle fonti energetiche fossili con fonti energetiche rinnovabili.**"

Risulta evidente che il progetto presentato per lo Studio di Impatto Ambientale è incoerente con il Piano di Azione per l'Energia Sostenibile del Comune di Santa Maria Nuova.

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

Cordiali saluti

Santa Maria Nuova, 19 gennaio 2017

PER IL GRUPPO CONSILIARE
"PARTECIPAZIONE E TRASPARENZA –
SANTA MARIA NUOVA 2016 – 2021"
IL CONSIGLIERE COMUNALE

Angelo Santicchia


Mittente: Enza Amici

per conto delle "Rete Trivelle Zero – Marche"

PEC: paolo.cognini@pec-ordineavvocatiancona.it

Ministero dell'Ambiente – Direzione Valutazioni ambientali

PEC: dgsalvaguardia.ambientale@pec.minambiente.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!**

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

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

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

 CrossMark

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

Thomas H. Darrah^{a,b,1}, Avner Vengosh^a, Robert B. Jackson^{b,c}, Nathaniel R. Warner^d, and Robert J. Poreda^e

Author Affiliations *

^aDivision of Earth and Ocean Sciences, Nicholas School of the Environment, Duke University, Durham, NC 27708;


^bDivisions of Solid Earth Dynamics and Water, Climate and the Environment, School of Earth Sciences, The Ohio State University, Columbus, OH 43210;

^cDepartment of Environmental Earth System Science, School of Earth Sciences, Woods Institute for the Environment, and Precourt Institute for Energy, Stanford University, Stanford, CA 94305;

^dDepartment of Earth Sciences, Dartmouth College, Hanover, NH 03755; and

^eDepartment of Earth and Environmental Sciences, University of Rochester, Rochester, NY 14627

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

Abstract | Full Text | Authors & Info | Figures | SI | Metrics | Related Content | 

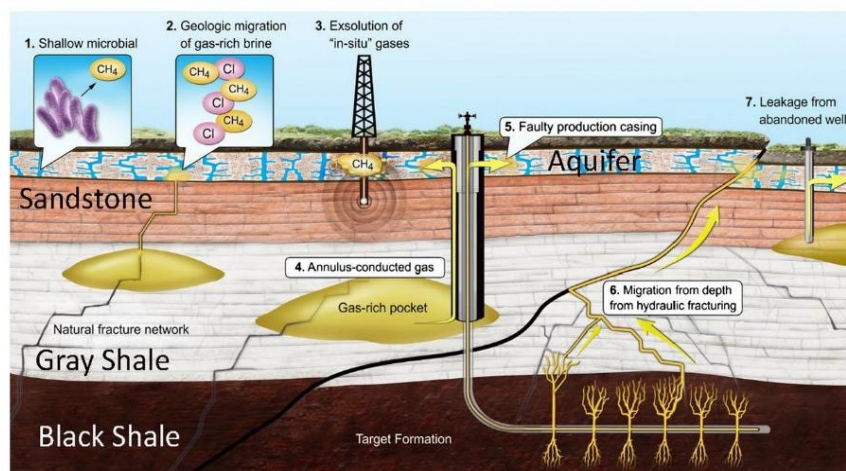
Significance

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

Riportiamo integralmente il paragrafo “SIGNIFICATO” (dello studio, ndr)

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

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



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

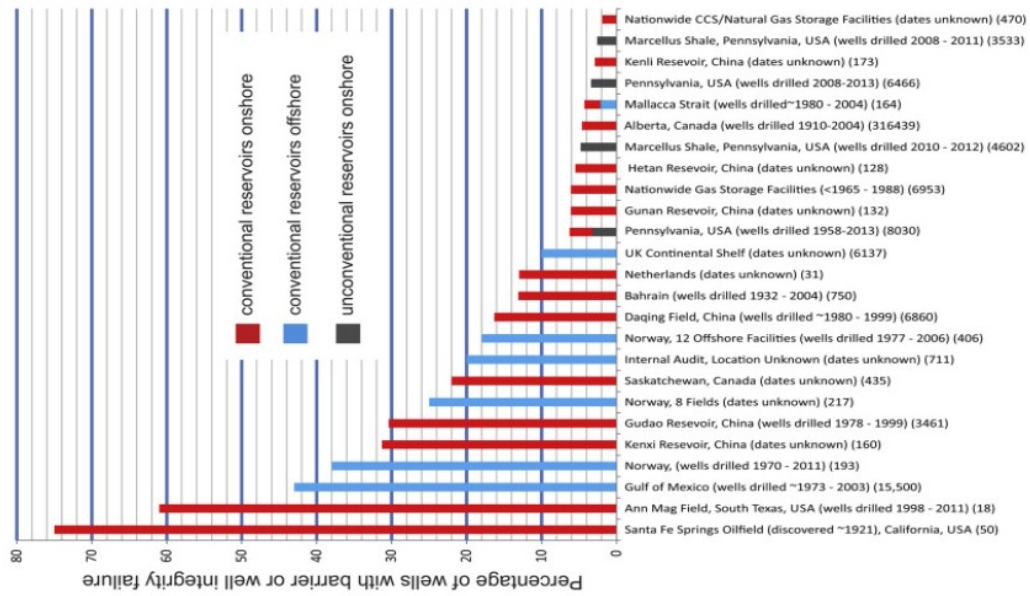
©2014 by National Academy of Sciences

PNAS

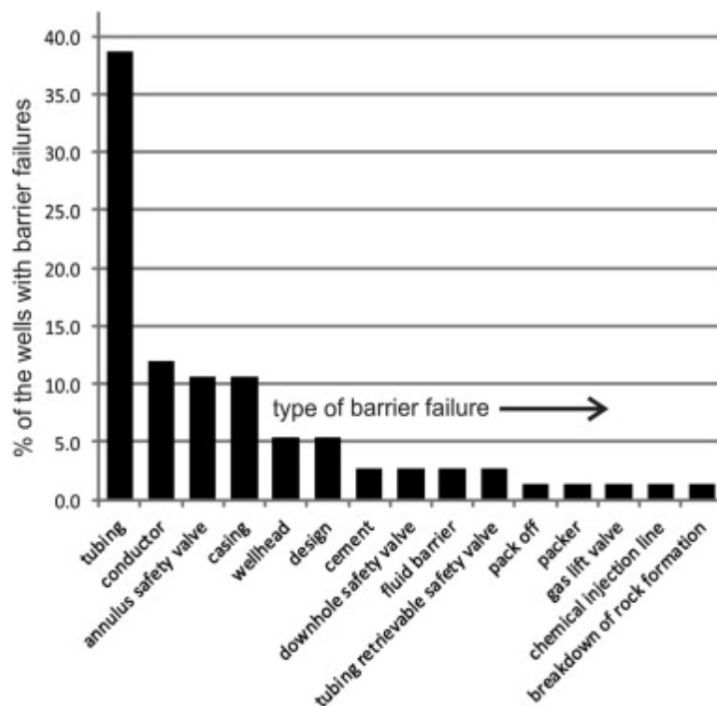
Figura tratta dal lavoro pubblicato su PNAS che descrive le possibili fonti di contaminazione delle falde idropotabili. Alla fine lo studio identifica nelle perdite lungo i pozzi la causa della contaminazione.

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

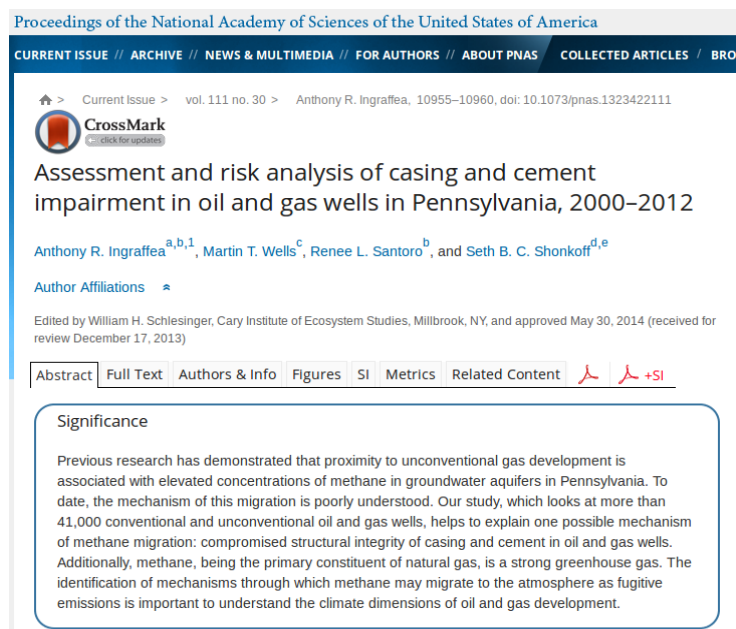
A tal proposito si richiama la recentissima ricerca, pubblicata sempre nel 2014, “**Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation**” pubblicata sulla rivista *Marine and Petroleum Geology* in cui si esaminano 17 studi da diversi paesi (esclusa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



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




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



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

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

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


 CrossMark
[click for updates](#)

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

Anthony R. Ingraffea^{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](#) 

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 strettezza 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 fuggitive 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

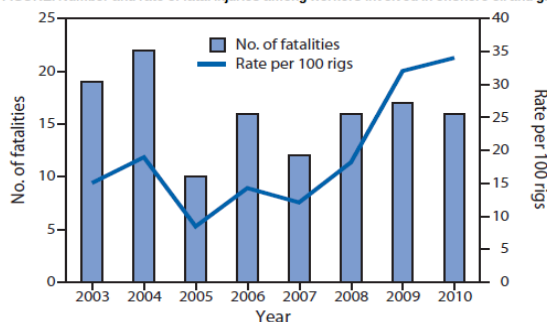
parziale. Le attività legate al mondo della produzione di idrocarburi presentano rischi che rimangono estremamente elevati. Incidenti gravi determinano conseguenze enormi come è facile rilevare scorrendo l'elenco delle vere e proprie tragedie ambientali e sanitarie più rilevanti accadute negli ultimi 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*



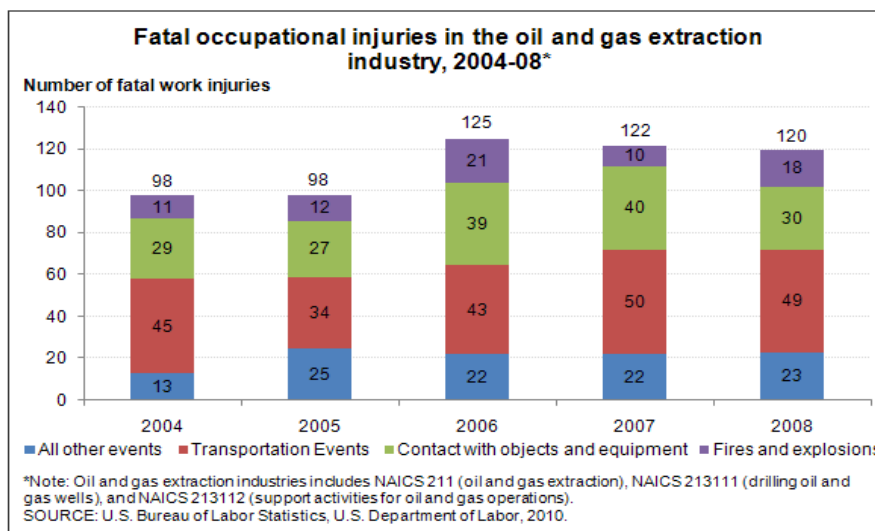
Sources: U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics, Census of Fatal Occupational Injuries, Baker Hughes, Inc., North America Rotary Rig Count.

* 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.



*Note: Oil and gas extraction industries includes NAICS 211 (oil and gas extraction), NAICS 213111 (drilling oil and gas wells), and NAICS 213112 (support activities for oil and gas operations).
SOURCE: U.S. Bureau of Labor Statistics, U.S. Department of Labor, 2010.

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.**

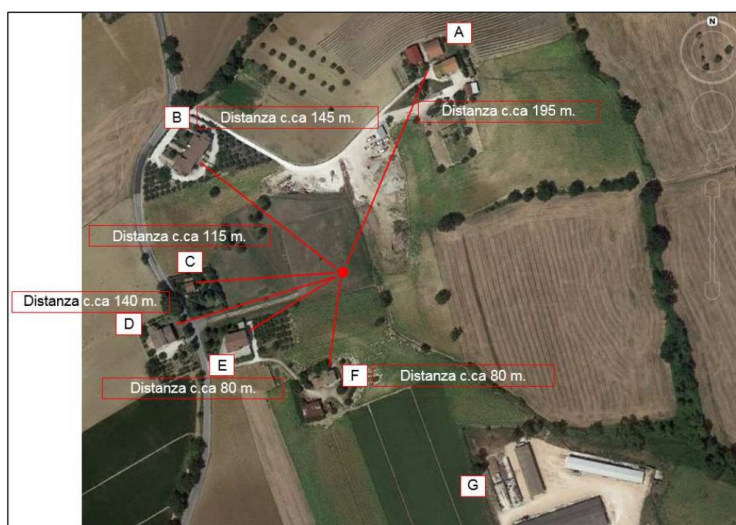


Figura 72: Area di interesse con indicazione delle distanze dai principali recettori e/o ulteriori sorgenti

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-attiv-estrazive-bolognetti-amici-dellabru>).

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

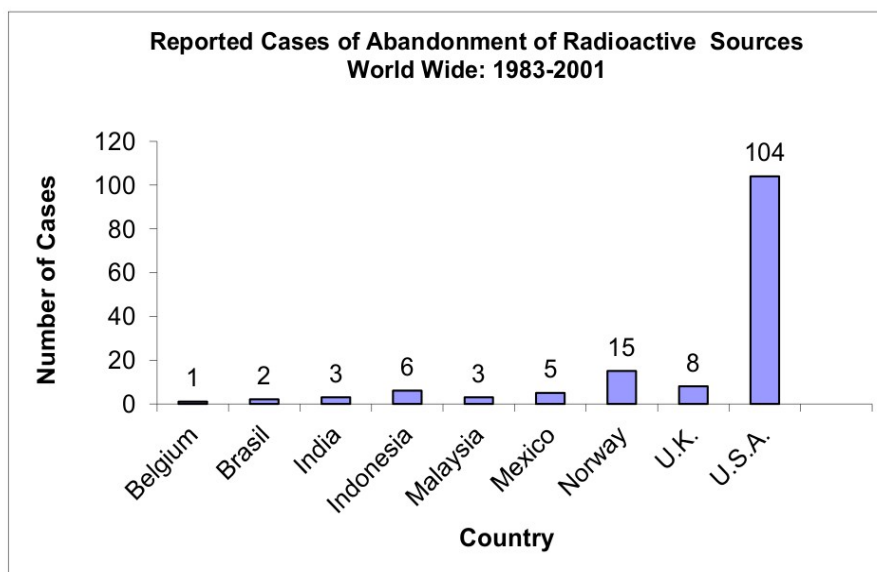


Fig 1: Reported Cases of Abandoned Radioactive Sources World Wide

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.



The image is a screenshot of the Princeton University News website. At the top, there is a navigation bar with the Princeton University logo and links for 'Email | A to Z | Contacts | Site Map | News | Multimedia'. Below this is a search bar and a 'Search Topics & People' button. The main content area features a header for 'News at Princeton' with a date of 'Tuesday, Feb. 10, 2015'. A secondary navigation bar includes links for 'News Stories', 'FAQs', 'Events & Calendars', 'Multimedia', 'For News Media', and 'Share Your News'. The article 'Abandoned wells can be 'super-emitters' of greenhouse gas' is highlighted, with a sub-header 'Current Stories'. The article text begins with 'Princeton University researchers have uncovered a previously unknown, and possibly substantial, source of the greenhouse gas methane to the Earth's atmosphere.' Below the text is a photograph of two researchers in orange and yellow rain gear working with equipment in a field. To the right of the article is a sidebar with various utility links such as 'Follow Us On' (YouTube, Facebook, iTunes, Twitter), 'Notable News Sites', 'Subscribe', 'RSS Feeds', 'Podcasts & Podcasts', 'Press Room', 'Submit News & Events', and 'Submit News'.

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 suti 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.

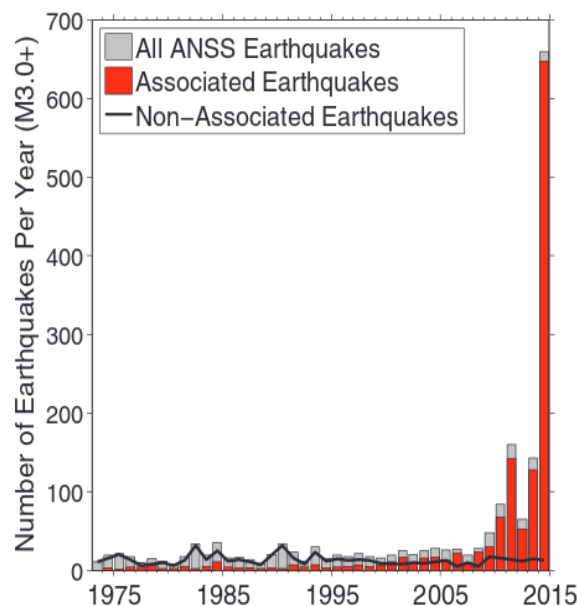
Tale modo di procedere è del tutto inaccettabile, tenendo conto sia degli impatti diretti che la subsidenza può comportare (effetti sulle case, sull'idrologia, sulle frane ecc.) sia quelli indiretti, come le questioni attinenti il rischio sismico.

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 Mw 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).

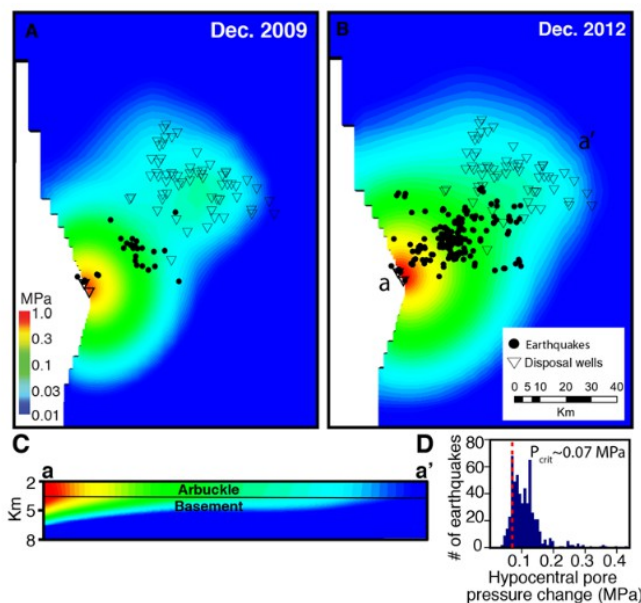
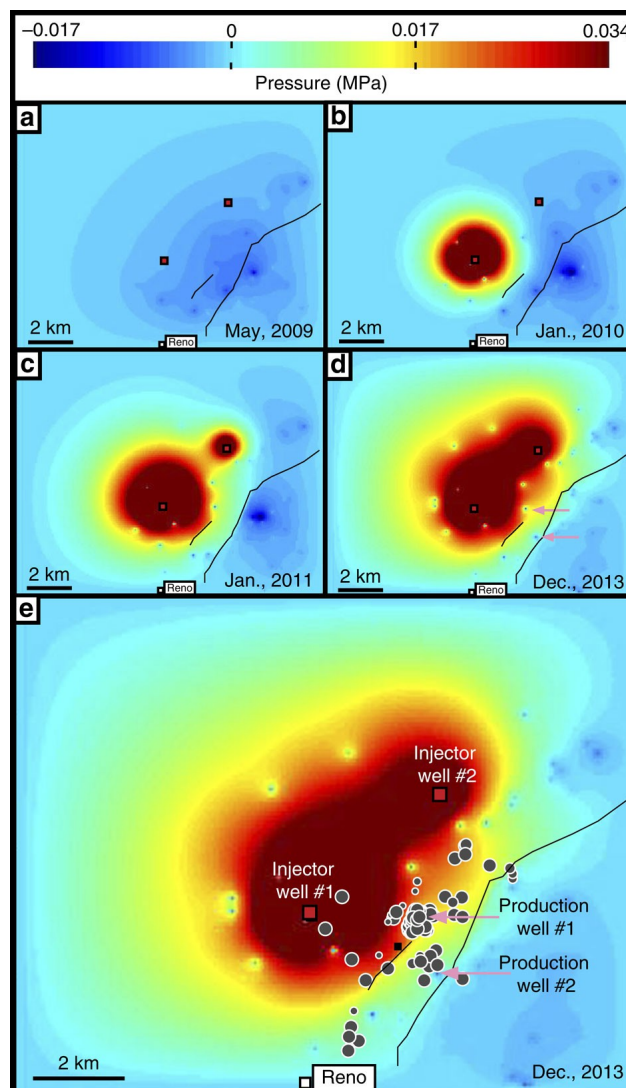


Fig. 4. Hydrogeologic model of pore pressure perturbation from injection wells. (A) Modeled pressure perturbation in December 2009 and (B) in December 2012 using a hydraulic diffusivity of $2 \text{ m}^2/\text{s}$ (14). The model includes the four high-rate SE OKC wells and 85 wells northeast of the 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 ~ 0.07 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 considerazione di quanto sopra esposto si chiede di esprimere parere negativo all'intervento.

Cordiali saluti

Enza Amici
per conto di "Rete Trivelle Zero - Marche"

Jesi, li 19/01/2017

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

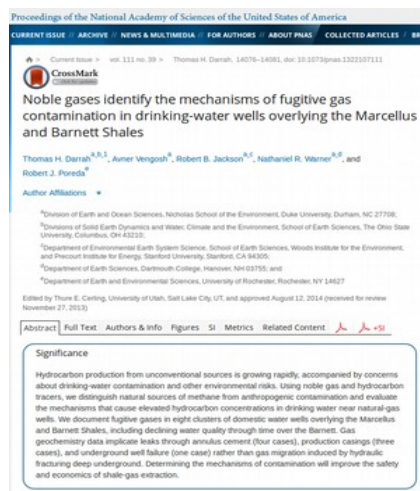
In primo luogo riteniamo lo studio troppo superficiale nella descrizione della condizione della falda nell'area di studio. Mancano ricostruzioni piezometriche, analisi dei flussi principali e nel sito specifico di intervento, necessari anche per inquadrare eventuali responsabilità future in caso di contaminazione.

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.

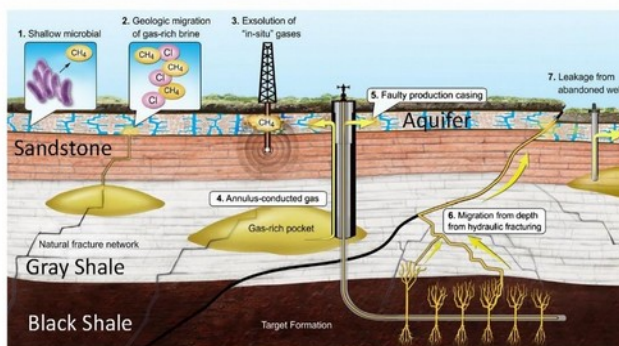
Ebbene, una recente ricerca (“***Noble gases identify the mechanisms of fugitive gas contamination in drinking-water wells overlying the marcellus and barnett shales***”) condotta dagli stessi autori e pubblicata sull'autorevole rivista scientifica “*Proceedings of the National Academy of Sciences of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

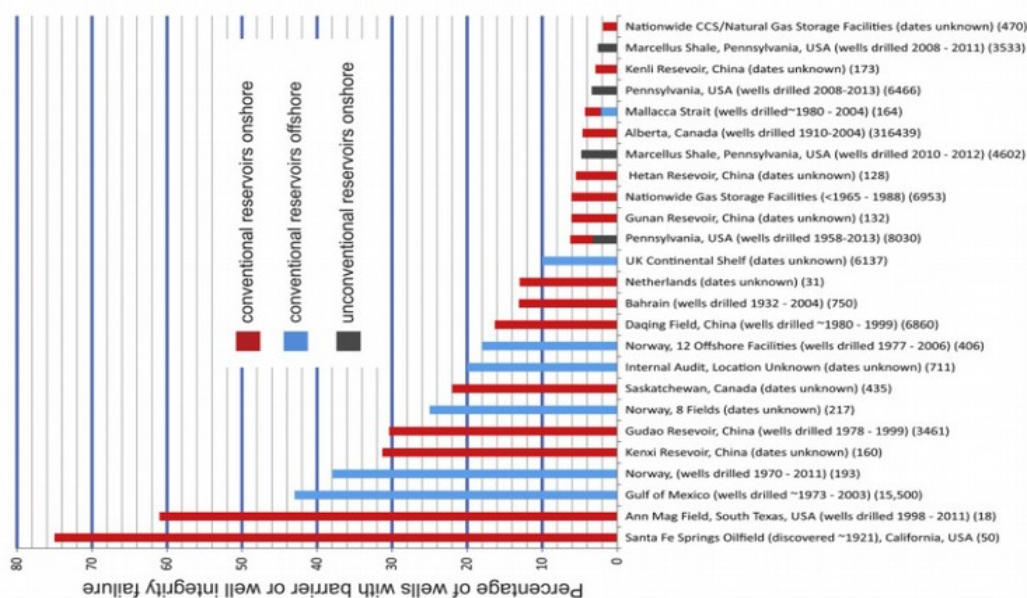
PNAS

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.

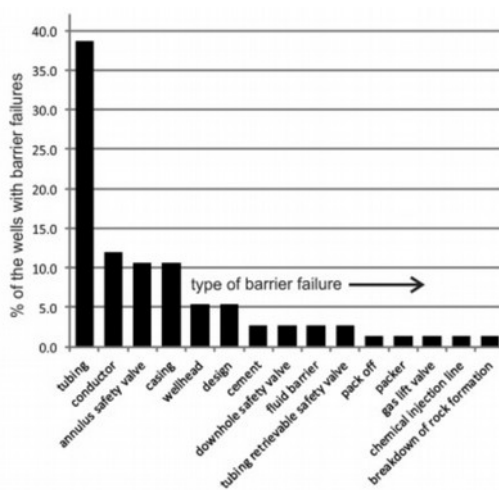


Lo studio può essere letto integralmente sul sito della PNAS al link <http://www.pnas.org/content/111/39/14076>

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
click for updates

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

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

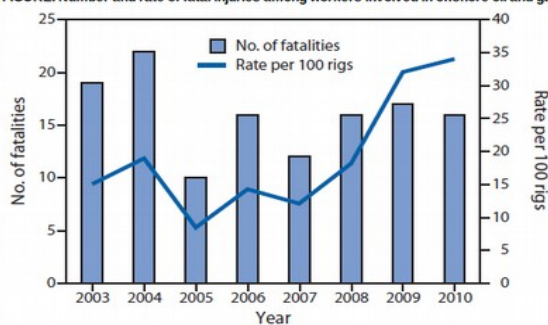
Il proponente affronta il tema degli incidenti in modo assolutorio ma, a nostro avviso superficiale e parziale. Le attività legate al mondo della produzione di idrocarburi presentano rischi che rimangono estremamente elevati. Incidenti gravi determinano conseguenze enormi come è facile rilevare scorrendo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



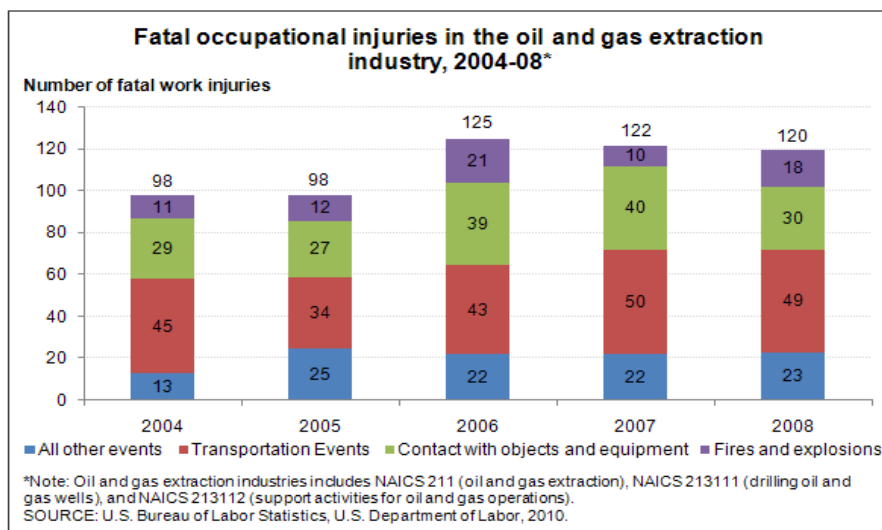
Sources: U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics, Census of Fatal Occupational Injuries. Baker Hughes, Inc., North America Rotary Rig Count.

* 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.

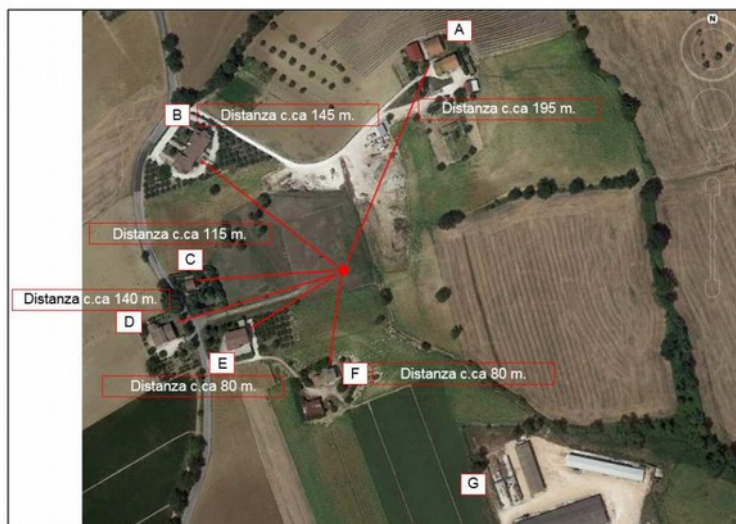


Figura 72: Area di interesse con indicazione delle distanze dai principali recettori e/o ulteriori sorgenti

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

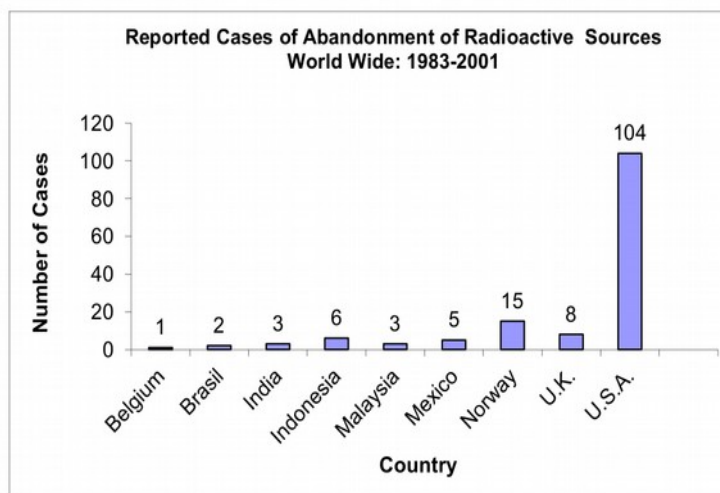


Fig 1: Reported Cases of Abandoned Radioactive Sources World Wide

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.

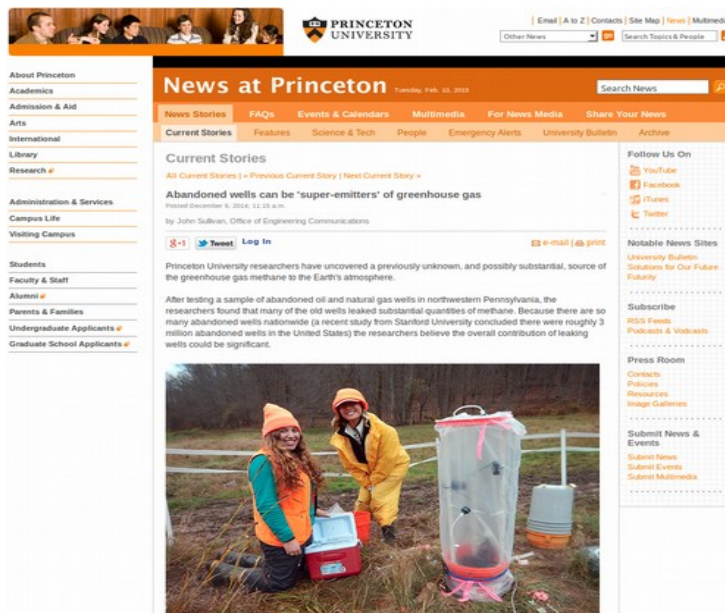
Il Forum Italiano dei Movimenti da quasi due anni ha chiesto al Ministero dell'Ambiente, all'ISPRA, alla Regione Marche e all'ARPAM, di conoscere l'esistenza di monitoraggi ambientali dei pozzi esistenti. Non vi è stata alcuna risposta, nonostante questi pozzi possano dare problematiche sia per le falde 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 suti 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.



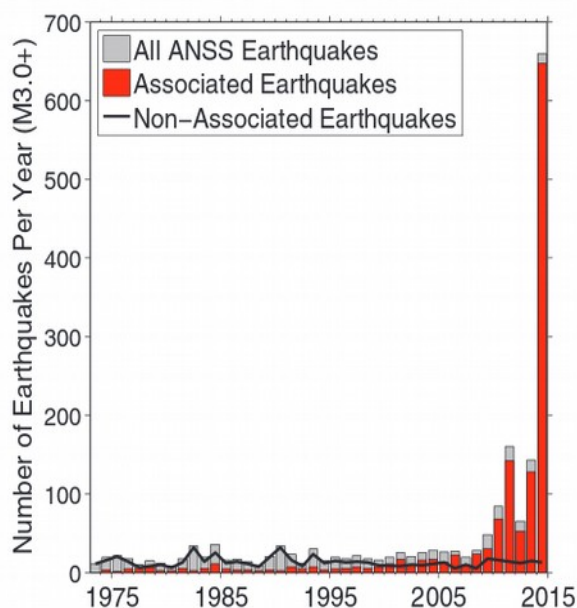
Tale modo di procedere è del tutto inaccettabile, tenendo conto sia degli impatti diretti che la subsidenza può comportare (effetti sulle case, sull'idrologia, sulle frane ecc.) sia quelli indiretti, come le questioni attinenti il rischio sismico.

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).

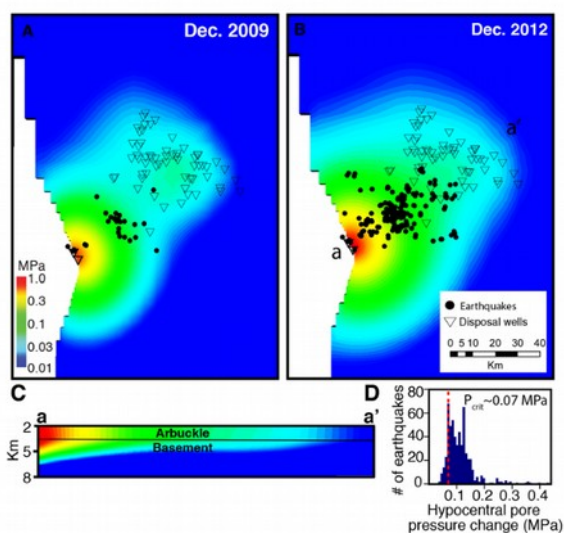
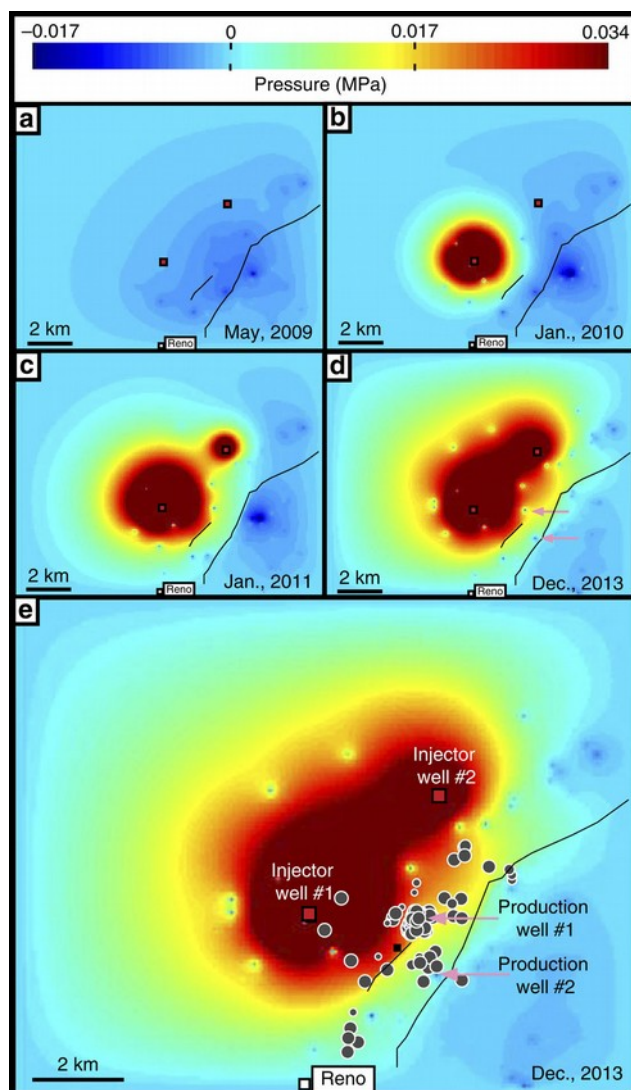


Fig. 4. Hydrogeologic model of pore pressure perturbation from injection wells. (A) Modeled pressure perturbation in December 2009 and (B) in December 2012 using a hydraulic diffusivity of $2 \text{ m}^2/\text{s}$ (14). The model includes the four high-rate SE OKC wells and 85 wells northeast of the 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

Arcadis Italia Srl

SEDE LEGALE

via G. Galilei, 16
20090 Assago (MI)
Italia

SEDE OPERATIVA

via A. Albricci, 9
20122 Milano

T. +39 02 488 41 600

F. +39 02 488 49 056

info@arcadis.it

www.arcadis.com