



Chiusura mineraria

Pozzo Marciano 1 Dir st

VALUTAZIONE DEL RISCHIO MINERARIO

ed

INDIVIDUAZIONE INCIDENTE PIU' GRAVE

San Donato Milanese ottobre 2015

L'Amministratore Delegato

Dott. Leonardo Spicci

Sommario

1. Premessa.....	3
2. Analisi dei dati di reservoir del pozzo Marciano 1st	4
3. Profilo del pozzo Marciano 1st	6
4. Chiusura mineraria.....	7
4.1. Attività di cantiere previste	7
4.1.1. Operazioni Slickline.....	7
4.1.2. Operazioni di Coiled Tubing e slickline	7
4.1.3. Eventuali operazioni wireline di spari through tubing.....	8
4.1.4. Operazioni di cementazione	8
4.2. Definizione dei rischi associati alle singole attività.....	8
4.3. Definizione degli scenari	9
4.4. Scenari individuati.....	9
5. Perdita di piccoli volumi di gas senza incendio.....	9
6. Perdita in open flow senza incendio	9
7. Perdita di piccoli volumi di gas con incendio	10
8. Incidente più grave	10
8.1. Distruzione Testa Pozzo	10
8.2. Calcolo degli effetti dell'incidente più grave	11
8.3. Calcolo volume di irraggiamento	12
8.4. Analisi dei costi derivanti dall'incidente più grave	15
10 Conclusioni.....	17
Allegato 1 – Estratto Polizza Assicurativa n. EH045214 (pag. 6 di 111).....	18
Allegato 2 – Estratto “Norma API 521 “Pressure-relieving and Depressuring Systems” (Pagg.79-83).....	19

1. Premessa

Il presente documento identifica i rischi propri connessi alle attività minerarie di chiusura del pozzo Marciano 1 Dir st ubicato all'interno della concessione di coltivazione Fonte San Damiano nel comune di Ferrandina (MT).

Apennine Energy S.p.A. ha redatto la presente analisi atta a valutare i possibili scenari incidentali, individuarne il caso più grave e valutarne gli impatti.

Fra i vari casi incidentali possibili, è evidente che gli unici che possono generare un danno importante sono relativi alla possibilità di eruzione incontrollata del pozzo, per questo motivo l'analisi seguente tratterà solo alcuni scenari relativi a "blow-out" del pozzo con diverse modalità e conseguentemente diverse scale di gravità.

Elementi di riferimento e il contesto fisico di riferimento sono:

- Giacimento mineralizzato a gas naturale (99,7% metano, **assenza di H₂S e CO₂**);
- Assenza di idrocarburi liquidi associati;
- Giacimento *multilayer*: profondità massima livello più profondo pari a 1331 mTR;
- Medio/Basse permeabilità;
- Campo di pressione idrostatico depletato e ben conosciuto. Il cantiere è ubicato in area agricola distante dal centro abitato con presenza di cascinali isolati a distanze > 150 m.
- Altre infrastrutture quali arterie stradali, linee elettriche e metanodotti sono a distanze superiori ai limiti di legge.

Per i calcoli di valutazione delle portate di eruzione sono stati utilizzati i dati di produzione del pozzo Marciano 1 dir ST, seppur avendo ormai verificato il depletamento dei livelli produttivi mineralizzati che hanno prodotto diversi anni. Il caso di eruzione è quindi puramente teorico.

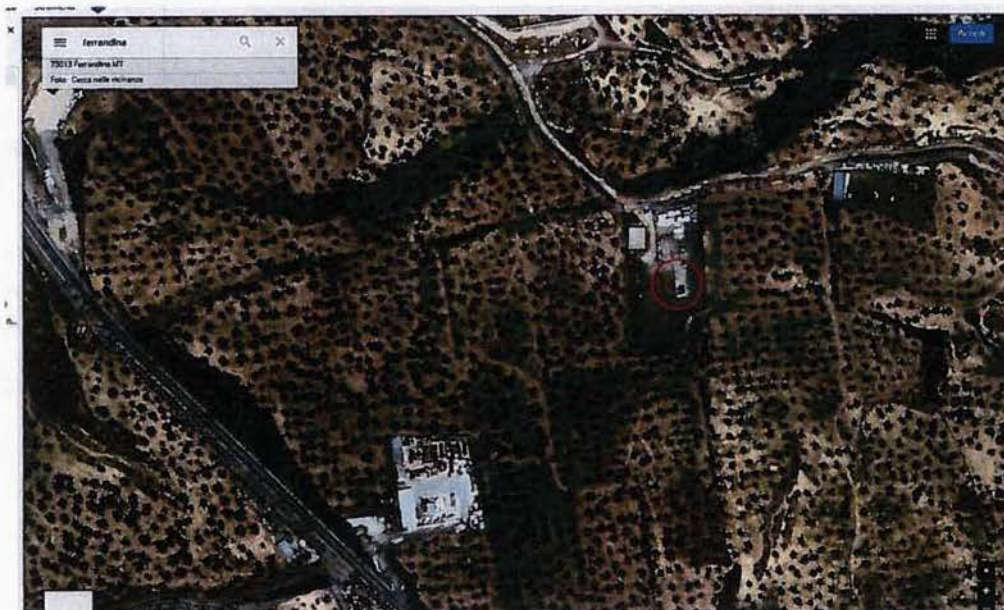


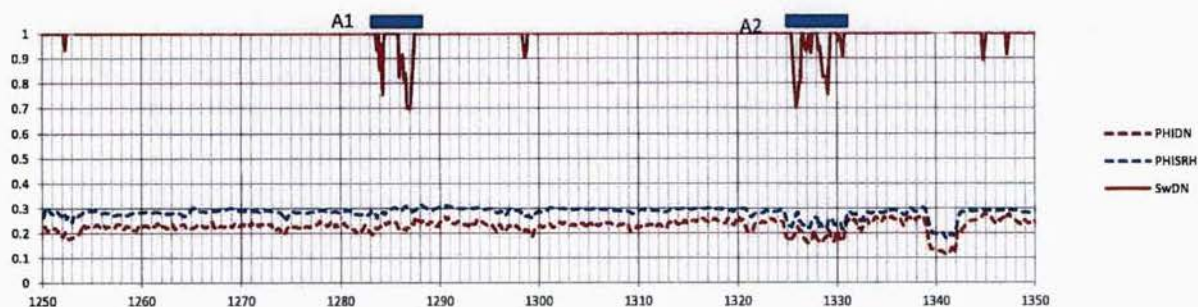
Figura 1 – ubicazione della testa pozzo

2. Analisi dei dati di reservoir del pozzo Marciano 1 dir ST

Il pozzo Marciano 1 dir ST è un *side track* del pozzo Marciano 1 perforato nell'anno 2007.

Gli obiettivi principali del pozzo erano i *lead* T e B e i livelli MAR 1-2-4.

Contrariamente alle previsioni sono stati incontrati solo due livelli mineralizzati di modesto spessore (A1 e A2) che non sono stati identificati con i suddetti obiettivi.



Il livello A2 dopo lo spurgo non ha prodotto.

Il livello A1 ha prodotto gas dopo lo spurgo ($47.000 \text{ Sm}^3/\text{g}$ su duse da $\frac{1}{2}$ " e FWHP= 31,7 bar) ma la prova effettuata successivamente ha evidenziato un significativo depletamento.

Il valore di pressione finale (70bar) registrato al termine della risalita di pressione, risultava inferiore al valore della pressione vergine (77 bar). L'interpretazione del test mediante plot delle derivate di pressione porta a definire un volume chiuso di dimensioni ridotte (150x300

metri circa). Il volume in posto di gas sviluppato dal pozzo risulta quindi molto piccolo (160KSm^3) e di significato economico nullo.

Il gradiente di pressione è regolare e ben conosciuto, attestato dal pozzo Marciano 1 e dal successivo *side track*.

Nel pozzo sono state effettuate 5 prove di strato in colonna ed una prova di produzione. I principali risultati sono riportati nella seguente tabella:

Livello		Intervallo perforato		Pressione		Risultati	Portata Nm3/g
				Flowing	Statica		
DST1		1242	1238	52.9	85.3	Acqua salata+gas	Non misurabile
		1230	1229				
		1224	1223				
DST2		1108	1105	80.8	81.9	Prova secca	
		1118	1114				
DST2bis		1108	1105	47.3	77.7	Acqua salata+gas	Non misurabile
		1118	1114				
DST3		1066	1065	7.1	7.7	Gas senza pressione	Non misurabile
DST4	MAR-3	811	813	54.9	55.0	Gas	24000
		814	817				
DST5	MAR-2	704	706	50.7	55.1	Gas	14000
	Livello	Intervallo perforato		duse	BHP (kg/cm2)	DP (%)	Qg (Nm3/g)
PP1	MAR-3	811	813	1/8	55.6	1.0	6300
				3/16	52.9	5.8	15300
				1/4	48.7	13.4	25600
				5/16	43.5	22.5	34200

Per definire lo scenario incidentale è stato definito il possibile flusso di gas in funzione della produttività del livello A1 mineralizzato basandosi sui dati delle prove di produzione del pozzo Marciano 1 e Marciano 1 Dir st, che definiscono la legge di produzione ed i parametri dell'equazione di flusso a testa pozzo.



3. Profilo del pozzo Marciano 1st

Il pozzo è completato su due livelli in singolo selettivo, con tubing da 2 3/8". I due livelli sono separati da packer. Il tubing di produzione ha scarpa a 1305 m MD. La colonna di casing di produzione da 7" ha scarpa a 1654 m MD e risulta cementata sino a circa 500 m MD. La colonna di casing da 9 5/8" ha scarpa a 399 m MD cementata sino a giorno. Il pozzo presenta doppie barriere di sicurezza:

1. Fluido di completamento (barriera primaria)
2. Testa pozzo, valvole, casings, cementazioni e BOP(durante operazioni di Coiled Tubing).

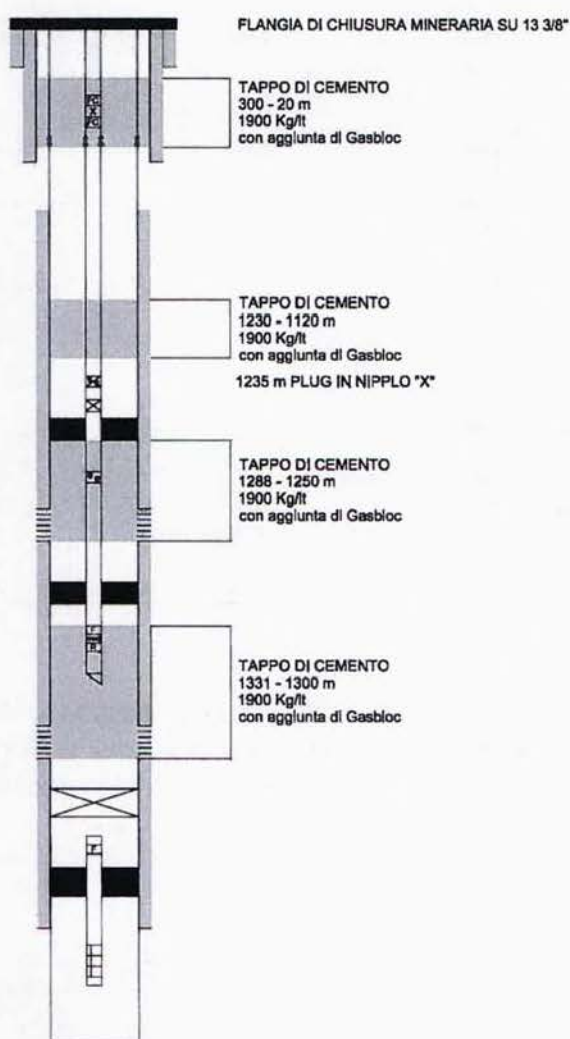


Figura 2 Schema di chiusura mineraria

4. Chiusura mineraria

Poiché il pozzo non ha presentato una mineralizzazione tale da costituire una scoperta economicamente significativa, deve essere abbandonato con una procedura di chiusura mineraria ai sensi dell'art.39 del D.D.15 luglio 2015.

Le operazioni verranno eseguite mediante ausilio di *Coiled Tubing*, che garantirà il posizionamento di 2 tappi di cemento a quota spari, e successivamente mediante l'esecuzione di ulteriori 2 tappi di cemento che interesseranno uno l'interno del tubing da 2 3/8" e del casing da 7", ed un altro l'interno del tubing da 2 3/8", del casing da 7" e del casing da 9 5/8".

Dopo aver rimosso la testa pozzo si procederà con saldatura della flangia di chiusura mineraria su casing da 13 3/8" a quota 2 m al di sotto del piano campagna.

4.1. Attività di cantiere previste

Per il dettaglio delle operazioni previste fare riferimento al programma di chiusura mineraria.

Prima dell'inizio delle operazioni saranno predisposte ed installate le seguenti attrezzature:

- Coiled Tubing,
- Slick line,
- Pompe e vasche di miscelazione.

Tutte le attrezzature dovranno essere collegate all'impianto di messa a terra e testate.

Le operazioni saranno le seguenti:

4.1.1. Operazioni Slickline

1. Monitoraggio pressioni a testa pozzo.
2. Installazione lubricator sulla X-Tree per procedere con il recupero della BPV e del tappo installato a -151 m. Prova di circolazione nell'annulus 7"X9 5/8" ed eventuale ricementazione dall'alto.

4.1.2. Operazioni di Coiled Tubing e slickline

3. Installazione BOP stack. Discesa Coiled Tubing al fondo, riempimento del tubing con brine e prove di iniettività.
4. Esecuzione 2 tappi di cemento e squeeze sui livelli completati. Verifica meccanica dei tappi con mazzetta wireline.
5. Discesa e fissaggio tappo meccanico con slickline a 1235 m. Puncer meccanico con slickline a m. 1230.
6. Fissaggio 3° tappo terzo tappo di cemento

4.1.3. Eventuali operazioni wireline di spari through tubing

7. Installazione attrezzatura di superficie e discesa cariche esplosivo, perforare tubing e casing 7" (Nel caso non fosse stato possibile eseguire lo squeeze dall'alto).

4.1.4. Operazioni di cementazione

8. Tappo di riempimento annulus 9 5/8"X7" e 7"X2 3/8".

4.2. Definizione dei rischi associati alle singole attività

E' stata condotta un'analisi di dettaglio per identificare rischi associati alle attività previste per le quali sono state individuate misure preventive di mitigazione dei rischi come riportato nella seguente tabella.

Descrizione del Rischio	Cause	Valutazione del Rischio			Misure preventive e azioni mitigatrici	Servizio Coinvolto	Rischio dopo azioni mitigatrici		
		Probabilità	Impatto	Livello di Rischio			Probabilità	Impatto	Rischio
Fuoriuscita di gas durante operazioni Slickline.	Rottura attrezzature Slickline di superficie o errata manovra	bassa	medio	basso	Verifica di conformità delle attrezzature. Barriere di sicurezza ridondante, 2 valvole master presenti. In caso di fuoriuscita gas si chiuderà una delle due valvole.	Slickline Service	bassa	basso	basso
Fuoriuscita di gas durante operazioni con CT.	Rottura attrezzature di superficie o errata manovra	bassa	medio	basso	Verifica di conformità delle attrezzature. Barriere di sicurezza ridondante, 2 valvole master presenti. In caso di fuoriuscita gas si chiuderà una delle due valvole.	Coiled Tubing Service	bassa	basso	basso
Possibile Pressione Annulus 7X 9 5/8"	Top cemento rilevato da CBL a circa 400 m.	alta	medio	alto	Monitoraggio e scarico in superficie pressione dell'annulus. Verifica d'ineffettività con acqua per eventuale cementazione dall'alto. Prevista eventuale cementazione annulus con apertura fori su tubing e casing 7".	Apennine	media	medio	medio
Problemi durante il Killing del pozzo	Assorbimenti o Kick di Gas	media	medio	medio	Non sono presenti sovrappressioni, i livelli depletati non hanno manifestato possibilità di assorbimento in perforazione. Saranno comunque resi disponibili in cantiere materiali (intasanti o agenti di appesantimento) da utilizzare per contrastare eventuali assorbimenti o manifestazioni di gas.	Apennine	bassa	medio	basso
Difficoltà di esecuzione dei tappi di cemento o senza integrità idraulica.	Possibilità di contaminazione del cemento con gas, bassa permeabilità della formazione.	media	medio	medio	Non si prevedono alte pressioni e quantitativi di gas elevati. Il pozzo sarà killato con brine a peso sufficiente per contrastare fuoriuscite di gas. I tappi saranno fissati sul livello in squeeze per ottenerne la migliore chiusura. Per la miscelazione della malta è previsto l'utilizzo di Gas-Block che riducono le possibilità di migrazione del gas. I tappi verranno testati dopo il WOC e nel caso di non corretta esecuzione saranno ripetuti.	Apennine	bassa	medio	basso
Difficoltà di circolazione in annulus 9 5/8"X7" e/o ricementazione	Ostruzione area di flusso Annulus	bassa	medio	basso	Ripetizione cementazione e se necessario degli spari più in alto di circa 20-30 m.	Apennine	bassa	medio	basso

I rischi individuati derivanti dalle operazioni rig-less di chiusura mineraria sono associate alle attività di: Slickline, Coiled Tubing, e Cementazione.

Tutti i rischi identificati avrebbero la stessa conseguenza in termini di rischio mineraria, ossia la possibilità di incontrollata fuoriuscita di gas in superficie. Questo evento di per se ha bassa probabilità di accadimento dato che per manifestarsi si dovrebbe avere la contemporanea perdita delle barriere di sicurezza (ridondanti) installate sul pozzo. Va da se che l'accadimento di un simile evento sia molto remoto.

4.3. Definizione degli scenari

Trattandosi di un pozzo completato con barriere di sicurezza ridondanti ed un gradiente di pressione idrostatico, la possibilità di perdita incontrollata del pozzo dal livello mineralizzato superficiale (A1) può manifestarsi solo nel caso di perdita accidentale delle barriere di sicurezza e contemporanea perdita di integrità strutturale del pozzo.

Il verificarsi di queste situazioni evidentemente ha una probabilità di accadimento puramente teorico, tuttavia sono stati considerati i possibili scenari incidentali.

4.4. Scenari individuati

Sono ipotizzabili quattro differenti scenari incidentali:

1. perdita di piccoli volumi di gas senza incendio;
2. eruzione in open flow senza incendio;
3. perdita di piccoli volumi di gas con incendio;
4. eruzione in open flow con incendio (*worst case*).

5. Perdita di piccoli volumi di gas senza incendio

In questo caso grazie ai sistemi di monitoraggio portatili saranno attivate le procedure operative di emergenza per riportare sotto controllo il *leakage*. Il metano, più leggero dell'aria, si disperde rapidamente in atmosfera a patto che nella frangia di transizione, tra sovrasaturazione e sotto saturazione rispetto al limite di esplosività, non si verifichino inneschi.

In questa situazione il danno è nullo e il ripristino avviene con i normali mezzi a disposizione in cantiere.

6. Perdita in open flow senza incendio

Il caso di portata *open flow* senza incendio costituisce la massima portata di gas possibile in superficie ed è considerato poco realistico poiché la perdita della testa pozzo implica un evento incidentale che costituirebbe senza dubbio un innesco. In ogni caso l'eventualità di un'eruzione ad alta portata si avvicina alla condizione *open flow*. Il flusso di metano a getto favorisce l'allontanamento dal livello suolo del gas che inoltre sale in quota poiché più leggero dell'aria (non sono presenti condensati o frazioni più pesanti). Il raffreddamento dovuto ad espansione rapida porta il metano ad avere densità superiore a quella dell'aria, quindi a ricadere verso il suolo, solo con un salto di pressione superiore a 320 bar (come definito dalle schede di sicurezza basate sulle proprietà fisiche del gas metano), quindi nettamente



superiore al differenziale tra pressione statica fondo foro (70 bar) e pressione atmosferica; inoltre il gas ha una temperatura di giacimento di circa 40°C che compensa in parte il raffreddamento. La ricaduta per condensazione non è quindi uno scenario fisicamente plausibile.

L'attivazione del Piano Operativo di Emergenza consente la ripresa di controllo del pozzo per controllare la fuoriuscita di gas secondo le procedure stabilite con le Compagnie di Servizio.

7. Perdita di piccoli volumi di gas con incendio

L'eventualità di una piccola perdita con incendio è legata a possibili fuoriuscite in area fluidi o alla testa pozzo che siano immediatamente innescate. In questo caso l'incendio è limitato alle aree a rischio, ed è attivato il Piano Operativo di Emergenza. In queste condizioni è normalmente possibile attivare i dispositivi di sicurezza (BOP, avvio alla linea di scarico via manifold e chiusura valvole pozzo).

8. Incidente più grave.

Scopo della presente sezione è l'individuazione, ai sensi del D.D. 15 Luglio 2015, del più grave incidente che potrebbe avere luogo presso durante le operazioni di chiusura mineraria del pozzo "Marciano 1 dir ST" ed i possibili danni alle persone, ambiente e cose da esso provocati.

Le norme che attualmente regolano la prevenzione di incidenti connessi alla presenza ed allo stoccaggio di sostanze pericolose e la limitazione delle conseguenze alle persone, all'ambiente ed alle cose sono dettate dalla "Legge Seveso III" (D.lgs. 21 Settembre 2005, n.238).

La legge Seveso (come riportato all'Art.4 della D.lgs. in oggetto) non è applicabile agli impianti di estrazione gas nella cui categoria rientra il pozzo " Marciano 1 Dir st".

Tuttavia, rappresentando essa il punto di riferimento indiscusso per l'individuazione e lo studio dei casi ad incidente rilevante, nella seguente trattazione si è deciso di seguire l'approccio della "Legge Seveso III" ai fini della identificazione dell'incidente più grave e della determinazione dei suoi effetti sulle persone, sulle cose e sull'ambiente.

8.1. Distruzione Testa Pozzo

L'incidente più grave ipotizzabile è il verificarsi di un evento che possa provocare una fuga incontrollata di gas in pressione a condizioni di pozzo aperto (quindi massimo diametro disponibile) con contemporaneo innesco di fiamma del getto.

In generale, non esiste una diretta consequenzialità tra una fuga di gas e l'innesco di fiamma, in quanto per poter avviare l'innesco risulta necessaria la contemporanea presenza di una

sorgente di ignizione; per ragioni conservative, nella seguente trattazione verrà ipotizzato il verificarsi dell'innesco di fiamma in caso di fuoriuscita di gas.

Basandosi sulle ipotesi di cui sopra il più grave incidente potrebbe originarsi in seguito all'accadimento di uno o più dei seguenti eventi:

a) distruzione della testa pozzo (e delle relative valvole e controlli di superficie ridondanti);

b) possibili esplosioni di apparecchiature di superficie: anche considerando i casi peggiori caratterizzati dai più elevati volumi di gas in pressione probabilmente non presenti in pozzo. Max pressione di esercizio in testa di 77 bar in statica e circa 47 sm³/g la massima portata di gas a 32 bar di FP a testa pozzo.

L'incidente più grave è pertanto da ricercarsi tra i possibili eventi di cui ai precedenti punti a) e b).

In considerazione alla "Classe di Pressione" adottata per la testa pozzo e le relative valvole è evidente che solo un evento estremo che si espliciti in un violentissimo urto meccanico di elevatissima intensità potrebbe determinarne la distruzione.

Come conseguenza, si avrebbe la successiva messa in comunicazione diretta e libera con l'atmosfera del tubino da 2"3/8 di collegamento tra il giacimento e la superficie con immediata fuoriuscita di gas in atmosfera in direzione verticale.

Da notare che le condizioni di incidente più grave sopra menzionato risultano inverosimili per il pozzo Marciano 1 dir St dato che è stato riscontrato un reservoir con scarsa capacità produttiva da cui potrebbero scaturire conseguenze incidentali meno critiche e di facile controllo.

8.2. Calcolo degli effetti dell'incidente più grave

Per l'elaborazione delle portate di eruzione si è assunto di considerare da subito il caso a maggior pressione e produttività del livello A1 e per questo si è calcolato l'equazione di flusso a testa pozzo.

Trattandosi di eventi eccezionali che potrebbero avere effetti gravi sulle persone, ambiente e cose, si è scelto di adottare un coefficiente di sicurezza pari a 2, portandosi quindi ad un valore di erogazione che il pozzo non sarà in grado di fornire in alcuna condizione.

Applicando quindi tale coefficiente di sicurezza 2 si ottiene una portata di circa 94.000 Sm³/g ad una pressione dinamica di 30 bar (pressione statica massima di testa pozzo è 77 bar).

Il potere calorifico inferiore (p.c.i.) è stato assunto pari a 8.120 kcal/Nm³ equivalente 47.537 kJ/kg.

8.3. Calcolo volume di irraggiamento

Ipotizzando la distruzione della testa pozzo con il conseguente flusso di gas verticale con una portata di 94.000 Sm³/g alla pressione di 30 bar e l'incendio del flusso stesso, si ha luogo ad una fiamma della quale di seguito se ne determinano la lunghezza e le dimensioni del relativo volume di irraggiamento.

La determinazione dell'estensione del volume di irraggiamento viene condotta seguendo le indicazioni riportate nella norma API 521, con particolare riferimento alle formule riportate nell'appendice C di suddetta norma.

La norma API 521 **"Pressure-relieving and Depressuring Systems"** ANSI/API STANDARD 521 FIFTH EDITION, JANUARY 2007 – **"ISO 23251 (Identical), Petroleum and natural gas Industries - Pressure-relieving and depressuring systems"** (della quale se ne allega un estratto - Allegato 2) utilizzata nel presente studio, è quella normalmente utilizzata per il dimensionamento delle apparecchiature di blow-down e per la valutazione degli effetti degli stessi.

La portata di gas q_m è quindi pari a 94.000 Sm³/g (calcolata come dettagliato sopra), corrispondente a 2.794 kg/h. (densità 0.7239 Kg/ Sm³)

La potenza termica rilasciata dalla fiamma calcolata utilizzando la formula indicata nell'Annex C.2.3 della norma API 521 è pari a:

$$Q = q_m * p.c.i. * (1 \text{ h} / 3.600 \text{ s}) = 36.894 \text{ kW}$$

Questo valore rappresenta la potenza termica rilasciata istantaneamente per irraggiamento da una fiamma scaturita da un flusso di gas naturale con potere calorifico pari a p.c.i. e portata q_m .

Per determinare l'effetto di questa potenza termica ad una determinata distanza si utilizza come riferimento la potenza corrispondente alla soglia del dolore umano che è definita pari a 4,73 kW/m² (definita dalla API 421).

Applicando la formula indicata nell'Annex C.2.5 della norma API 521 si definisce la distanza alla quale si realizzano le condizioni di sopportazione all'irraggiamento:

$$D = ((0,3 * Q) / (4 * \pi * K))^{0,5}$$

con K : soglia del dolore sopra definita

Il calcolo porta al seguente risultato:

D = 13,65 m → distanza minima rispetto all'asse della fiamma (entro la quale si hanno effetti di irraggiamento pericolosi per l'individuo umano)

Per calcolare la lunghezza della fiamma si può procedere in due modi:

a) la norma API 521 fornisce una stima della lunghezza fiamma basata sulla potenza termica sprigionata dalla fiamma (figura 7 a pag. 82, par. 6.4.2.3.3 della norma). La figura in questione mostra una serie di valori misurati utilizzando diversi combustibili; tali valori sono stati poi usati per estrapolare una dipendenza lineare (retta) tra la potenza (in Watt) e la lunghezza fiamma (in metri), entrambi espressi in scala logaritmica.

Dall'analisi della figura si desume che con una potenza termica pari a 36.894 kW si ottiene una lunghezza di fiamma stimata di circa **13,65 metri**.

b) Volendo effettuare un calcolo più preciso, sempre però tenendo conto che si tratta di una retta estrapolata, si può ricavare l'equazione della retta stessa partendo da due punti noti ed applicando una semplice formula di geometria analitica.

Il risultato fornisce la seguente equazione (valori approssimati) con la quale si definisce la lunghezza di fiamma:

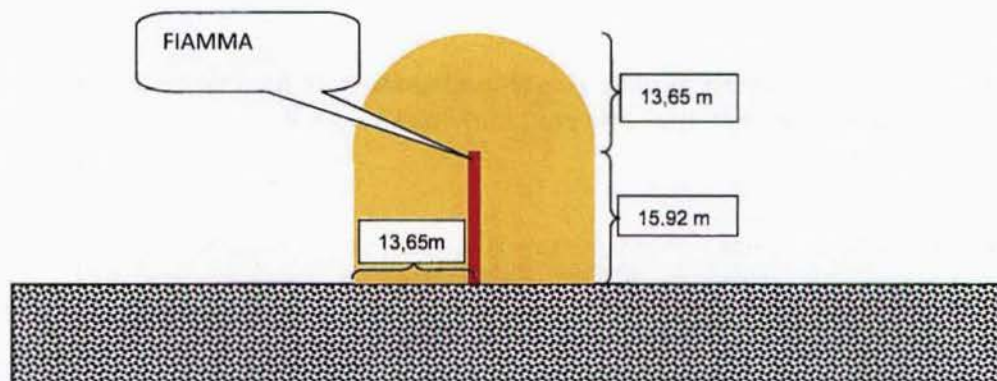
$$L = (6,8181 \cdot 10^{-8}) Q + 15,91$$

con Q: potenza termica in [Watt]

si ottiene **L = 15,92 m → lunghezza della fiamma prevista.**

La norma citata afferma che la distanza minima **D** da tenere rispetto al massimo sviluppo della fiamma dovrebbe essere misurata dal centro della fiamma. Applicando anche in questo caso la filosofia conservativa volta a favorire la sicurezza, consideriamo tale distanza **D** misurata a partire dalla fine della fiamma.

Possiamo quindi affermare che il volume di irraggiamento è un cilindro verticale alto 15,92 m e con raggio pari a 13,65 m sormontato da un emisfero di ugual raggio (di seguito si riporta la sezione):



Sezione volume irraggiamento caso distruzione testa pozzo

Tale volume, all'interno del quale la potenza termica risulta superiore alla soglia del dolore umano (come detto definita pari a $4,73 \text{ kW/m}^2$), determina un'area proiettata al suolo pari ad una circonferenza di raggio di 13,65 m totalmente ricadente all'interno dell'area mineraria.

- le fiamme risultano sempre interamente confinate all'interno dell'area mineraria;
- la zona di irraggiamento pericolosa per l'essere umano risulta essere anch'essa interna all'area mineraria e con valori di potenza termica di poco superiore alla soglia del dolore umano non sufficienti quindi per l'innesco di incendi esterni all'area mineraria (come mostrato sopra in figura);

Non sussistendo i presupposti di un danno esteso all'esterno dell'area mineraria, la dimensione economica del danno a seguito del peggiore scenario corrisponde alla perdita delle attrezzature impiegate in superficie.

L'intero valore è coperto dalla polizza assicurativa della Compagnia di Servizio.

Quindi i possibili recettori sensibili: abitazione, linee elettriche, metanodotti sono al di fuori di ogni possibile interferenza anche in caso di peggiore scenario possibile.

L'eventuale messa in sicurezza del pozzo sarà attuata con interventi di superficie mirati a controllare la fuoriuscita di eventuale gas.

Pertanto, i costi derivanti dal più grave incidente nei diversi scenari ipotizzati sono relativi:

- al ripristino dei danni alle cose nell'area in cui si svolge l'attività: tali costi risultano coperti dalla polizza assicurativa rif.num. EH045214 stipulata da "Sound Oil PLC", società controllante di Apennine Energy SpA, con Marsh LTD attualmente fino ad un massimale di **500'000€**;
- ad eventuali ulteriori danni nei confronti di terze parti (cose e persone): la polizza assicurativa rif.num. EH045214 stipulata da "Sound Oil PLC", società controllante di Apennine Energy SpA, con Marsh LTD prevede una copertura massima di **100 M €**.
- alle attività di messa in sicurezza del pozzo, tali costi sono interamente coperti dalla polizza assicurativa rif.num. EH045214 stipulata da "Sound Oil PLC" (della quale si allega un estratto in Allegato 1), società controllante di Apennine Energy SpA, con Marsh LTD fino ad un massimale di **2 M €**;

10 Conclusioni

Lo studio volto alla individuazione del più grave incidente che potrebbe avere luogo presso l'area mineraria del pozzo "Marciano 1 Dir st" ed i possibili danni alle persone, ambiente e cose da esso provocati, condotto sulla base delle linee guida previste dalla "Legge Seveso III", ha consentito di determinare che esso potrebbe avere luogo solo al verificarsi delle seguenti condizioni:

- a) la causa scatenante è di potenza elevatissima e catastrofica (ad es. caduta di velivolo, meteorite, atto terroristico);
- b) sia presente una fonte di innesco affinché abbia origine la fiamma;
- c) tutti i sistemi e barriere di sicurezza installati siano non funzionanti (si noti che sulla testa pozzo saranno installati BOP e valvole di controllo ridondanti).
- d) Perdita della barriera primaria di sicurezza del pozzo (brine di completamento)

Dai calcoli effettuati sulla base delle formule indicate dalla norma API 521 e considerando una serie di fattori peggiorativi in favore della sicurezza, è emerso che l'incidente più grave avvenga in seguito alla distruzione della testa pozzo.

Si è dimostrato che anche in tal caso non si hanno fiamme che potrebbero interessare l'esterno dell'area mineraria ed il volume di irraggiamento esaurirebbe la propria pericolosità per la conservazione della salute umana al massimo entro 10 m dall'area mineraria rimanendo in ogni caso contenuta all'interno della proprietà privata ad uso del titolare della Concessione mineraria.

Come mostrato nel precedente paragrafo 9, tutti i costi derivanti dall'intervento di messa in sicurezza dell'impianto in cui si svolge l'attività, i costi di ripristino e bonifica e i costi relativi ai danni alle persone e alle cose che potrebbero essere provocati dall'incidente più grave, sono economicamente garantiti mediante polizza assicurativa rif.num. EH045214 stipulata da "Sound Oil PLC", società controllante di Apennine Energy SpA, con Marsh LTD.



Second Oil • Energy Package 31st December 2014 - 31st December 2015
Premium Worksheet- E1045214

[illegible]

Existing Wells	Platform / Offshore	Well Type	Level - Gross (1000)	Fractured (1000)	Oil (1000)	Gas (1000)	Total Gas (1000)	Total Vertical Depth (ft)	Net Interest (Share %)	Estimated Reserves (1000)
Supergrasso	Onshore	Producing	17,000,000	150,000	Gas	No	8,204	8,204	100%	0.428
84 Andesa - 1	Onshore	Plugged	150,000	150,000	Gas	No	7,146	6,604	100%	0.321
Merciano	Onshore	Producing	2,090,000	79,000	Gas	No	5,792	5,131	100%	0.188
Casa Tiboni (Mentana mine)	Onshore	Producing	75,000	75,000	Gas	No	2,348	2,348	100%	0.165

50% doesn't premium due inception.
Indicated rates for well. Review when rec'd of updated information on firm exits, Overster, Well First. Premium prior to Spud

AML
2001

18



Another factor to be considered regarding thermal radiation levels is that clothing provides shielding, allowing only a small part of the body to be exposed to full intensity. In the case of radiation emanating from an elevated point, standard personnel protective measures, such as wearing of a hard hat, can reduce thermal exposure.

There are practical differences between laboratory tests and full-scale field exposure [70], [94]. Heat radiation is frequently the controlling factor in the spacing of equipment such as elevated and ground flares. Table 9 presents recommended design total radiation levels for personnel at grade or on adjacent platforms. The extent and use of personal protective equipment can be considered as a practical way of extending the times of exposure beyond those listed.

The effects of thermal radiation on the general public, who can be exposed at or beyond the plant boundaries, should be considered.

Each company may select the radiation level to which personnel can be exposed, either for a short duration or continuously. Table 9 is provided to guide companies in making this decision. However, many factors can influence the radiation levels to which personnel may be continuously exposed. The following are some of these factors:

- a) environmental: Wind and ambient temperature can influence the amount of radiation a person can withstand.
- b) design: Factors such as orientation of the work place with respect to the flare and shielding can both impact on personnel radiation exposure.
- c) training: Properly trained workers wear appropriate clothing and know how to react to changing situations. For example, it can be safe to work with the wind blowing in a certain direction but unsafe if there is a drastic wind shift.

It is expected that each company evaluate the impact of these factors to determine a safe level of radiation exposure for their personnel.

6.4.2.3.2 In most cases, equipment can safely tolerate higher degrees of heat density than those defined for personnel. However, if any items vulnerable to overheating problems are involved, such as construction materials that have low melting points (e.g. aluminium or plastic), heat-sensitive streams, flammable vapour spaces and electronic or electrical equipment, then the effect of radiant heat on them might need to be evaluated. If an evaluation is necessary, a heat balance can be performed to determine the resulting surface temperature for comparison with acceptable temperatures for the equipment [94].

6.4.2.3.3 A common approach to determining the flame radiation to a point of interest is to consider the flame to have a single radiant epicentre and to use the following empirical equation by Hajek and Ludwig [95]. Equation (24) may be used for both subsonic and sonic flares, provided the correct F factor is used.

$$D = \sqrt{\frac{r \cdot F \cdot Q}{4\pi K}} \quad (24)$$

where

D is the minimum distance from the epicentre of the flame to the object being considered, expressed in metres (feet);

r is the fraction of the radiated heat transmitted through the atmosphere;

NOTE Refer to C.3.6.3 for further information on the use of r .

F is the fraction of heat radiated;

Q is the heat release (lower heating value), expressed in kW (Btu/h);

K is the radiant heat intensity, expressed in kW/m² (Btu/h-ft²).

A discussion of the single-epicentre equation, Equation (24), and its terms together with a review and comparison of a number of interpretations of the method can be found in reference [88].

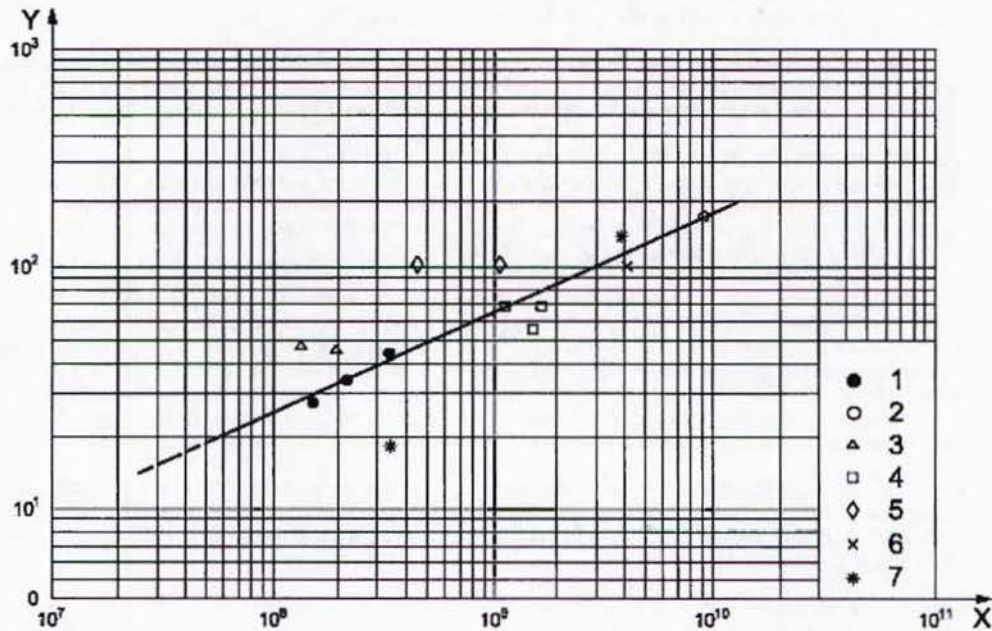
The F factor allows for the fact that not all the heat released in a flame can be transferred by radiation. Measurements of radiation from flames indicate that the fraction of heat radiated (radiant energy per total heat of combustion) increases toward a limit, similar to the increase in the burning rate with increasing flame diameter.

F factor data from the U.S. Bureau of Mines [96] for radiation from gaseous-supported diffusion flames are given in Table 10. These data apply only to the radiation from a flame from subsonic flares. If liquid droplets of hydrocarbon larger than $150\text{ }\mu\text{m}$ in size are present in the flame, the values in Table 10 should be somewhat increased. If the flame is not entirely smokeless, the effective overall F -factor can be less than the values in Table 10. Exit velocity and flare-tip design can also influence the F -factor.

Two methods are presented in Annex C for considering radiation levels. The example in C.2 is the simple approach that has been used for many years. It uses Figures 7 and 8 to determine an estimated flame length. The wind tilts the flame in the direction the wind is blowing. The wind effect is obtained from Figure 9, which relates horizontal and vertical displacement of the flame to the ratio of lateral wind velocity to stack velocity. A wind velocity of 9 m/s (20 mph) is a common assumption for most radiation calculations. The flame radiation epicentre is located at the centre of a straight line drawn between the flare tip and the end of the flame. Figures 7 through 9 should be used only for subsonic flares and the flare manufacturer should be consulted for sonic flares.

The methods presented here assume that a flame can be modelled by a single point source for radiation. The radiation flux that is modelled should comply with this assumption when determining spacing and radiation exposure. If the point of interest is too close to the flame for the single point assumption, more complex radiation analysis should be employed.

The location of the flame centre is quite significant when radiation levels are examined. Flame length varies with emission velocity and heat release. Information on this subject is limited and is usually based on visual observations in connection with emergency discharges to flares. Figures 7 and 8 were developed from some plant-scale experimental work on flame lengths covering relatively high release rates of various mixtures of hydrogen and hydrocarbons.



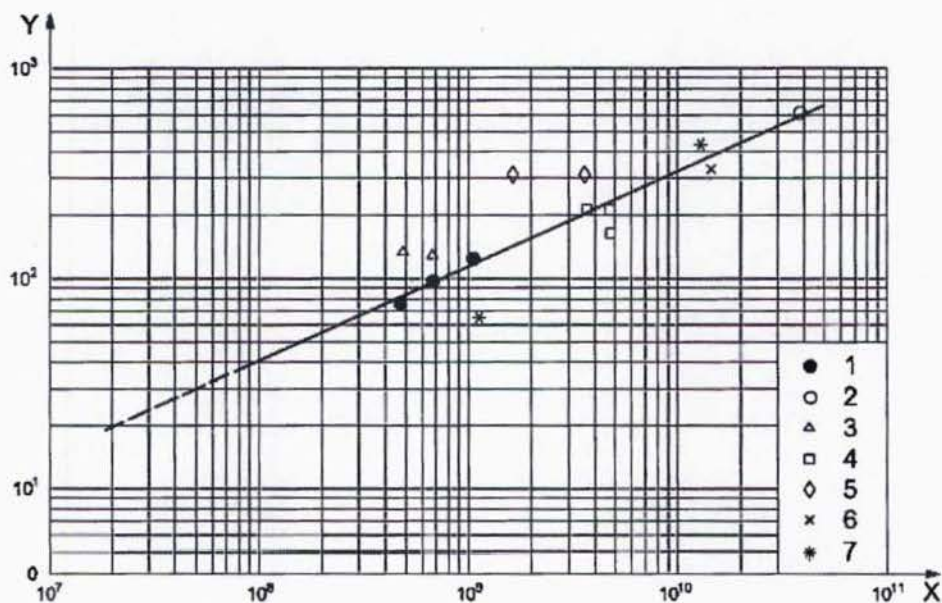
Key

- X heat release, expressed in watts
- Y flame length (including any lift-off), expressed in metres
- 1 fuel gas (508-mm stack)
- 2 Algerian gas well
- 3 catalytic reformer — recycle gas (610-mm stack)
- 4 catalytic reformer — reactor effluent gas (610-mm stack)
- 5 dehydrogenation unit (305-mm stack)
- 6 hydrogen (787-mm stack)
- 7 hydrogen (762-mm stack)

NOTE 1 This figure was converted from Figure 8.

NOTE 2 Multiple points indicate separate observations or different assumptions of heat content.

Figure 7 — Flame length versus heat release — Industrial sizes and releases (SI units)



Key

- X heat release, expressed in British thermal units per hour
Y flame length (including any lift-off), expressed in feet
- 1 fuel gas (20-inch stack)
 - 2 Algerian gas well
 - 3 catalytic reformer — recycle gas (24-inch stack)
 - 4 catalytic reformer — reactor effluent gas (24-inch stack)
 - 5 dehydrogenation unit (12-inch stack)
 - 6 hydrogen (31-inch stack)
 - 7 hydrogen (30-inch stack)

NOTE Multiple points indicate separate observations or different assumptions of heat content.

Figure 8 — Flame length versus heat release — Industrial sizes and releases (USC units)