



Test di pozzo di idrocarburi gassosi in area urbana

Le attività di “well test” da condurre in un’area nei pressi di Milano e in concomitanza con le operazioni di perforazione sono state progettate in modo da minimizzare i rischi e il potenziale impatto sulla comunità locale

Riccardo Masetti, Corporate HSE Manager, Sound Energy Plc
Massimo Manzoni, Project Manager, Crea Srl
Gianfranco Mangiapane, Direttore Operativo, Crea Srl



Il pozzo esplorativo di Moirago 1 Dir localizzato a circa 20 km a sud di Milano, nella zona industriale di Zibido San Giacomo; i pozzi di riferimento sono stati Lacchiarella 2 e San Giacomo 1

Questo articolo descrive i più importanti concetti progettuali per il test di prova di un pozzo di idrocarburi gassosi ad alta pressione, in presenza di condensati e in una località nei pressi di Milano. In particolare, descrive le condizioni messe in campo per minimizzare i rischi e il potenziale impatto in un'area a elevata concentrazione urbana.

Il pozzo esplorativo di Moirago 1 Dir è localizzato a circa 20 km a sud di Milano, nella zona industriale di Zibido San Giacomo; i pozzi di riferimento sono stati Lacchiarella 2 e San Giacomo 1.

L'obiettivo del pozzo era quello di penetrare la formazione della Dolomia a Conchodon (periodi primo Giurassico / tardo Triassico, stadi dell'Hettangiano / Retico) in una posizione di cresta della chiusura strutturale di Badile, per valutare l'eventuale presenza di idrocarburi gassosi. Il pozzo è stato perforato con un profilo di deviazione a "J" con una deviazione che partiva da sotto la scarpa del casing 9 5/8", all'inizio del foro da 8 1/2" con una kick off point a 3411 mMDRT (Measure Depth Rotary Table), per poi proseguire, fino alla fine del pozzo, a una profondità di 4472,5 mMD / 4405,8 mTVD (True Vertical Depth), in un foro da 5 3/4" con inclinazione di 22,42° (massima inclinazione del pozzo: 24,50° @ 4388 mMDRT), un azimut di 125,65° e una *horizontal displacement* di 348 m NE.

Il pozzo di Moirago 1 Dir è risultato essere un pozzo ad alta pressione come i pozzi che sono stati scelti come analoghi di riferimento, il Lacchiarella 2 e il San Genesis 1.

Tabella 1 - Composizione ipotizzata del gas alle condizioni stimate del giacimento (pressione = 910 bara, Tres = 125 °C)

Componente	mol/mol
N ₂	0,83
CO ₂	0,59
C	74,77
C ₂	6,27
C ₃	3,17
C _{4 (i+n)}	2,62
C _{5 (i+n)}	1,72
C ₆	1,84
C ₇	1,07
C ₈	1,48
C ₉	1,23
C ₁₀	0,75
C ₁₁	0,59
C ₁₂	0,51
C ₁₃₊	2,56
Totale	100,00

Ai fini della progettazione del *well test*, svolta in concomitanza con le operazioni di perforazione, sono state considerate le seguenti ipotesi costituenti lo scenario base.

Condizioni della testa pozzo:

- presenza di 2 fasi: gas e liquida, nello specifico condensati; la fase liquida, cioè i condensati, non è attesa alla testa pozzo poiché la pressione è superiore alla *dew point* in idrocarburi, ma al separatore;
- quantità del gas = 500 kSm³/giorno a FTHP (Flowing Tubing Head Pressure) = 690 bara;
- FTHT (temperatura dinamica di testa pozzo, Flowing Tubing Head Temperature) tra 80-100-125 °C; la ragione di tali valori è che prima dei risultati effettivi del test non è possibile quantificare l'effetto Joule-Thompson lungo il *tubing* (tra il giacimento e la testa pozzo) nel periodo di transizione in cui il pozzo non ha ancora raggiunto la massima temperatura;
- quantità di acqua = 2,5 m³/giorno (condensati WGR (Water to Gas Ratio) = 5 m³/MLN Sm³) (million).

Condizioni del separatore:

- presenza di tre fasi: gas, acqua di strato e condensato liquido;
- quantità di condensato = 381 m³/giorno = 2400 bbl/giorno (16 m³/h);
- quantità di acqua = 2,5 m³/giorno (stessa portata prevista alla testa pozzo).

Per quanto concerne il gas, la composizione ipotizzata alle condizioni stimate del giacimento (pressione = 910 bara, Tres = 125 °C) è visualizzata nella **tabella 1**.

Descrizione del processo

Innanzitutto si è previsto che il set up di prova, di tipo provvisorio, fosse composto da apparecchiature di tipo mobile, installate su skid e interconnesse mediante tubazioni con attacchi flangiati e di tipo weco. Queste apparecchiature, il cui utilizzo è caratteristico delle prove di produzione, hanno il vantaggio di poter essere installate e collegate in tempi rapidi senza necessità di realizzare infrastrutture permanenti. Esse sono generalmente collegate tra la testa pozzo di produzione e le *facilities* temporanee di produzione.

L'idrocarburo in uscita dalla testa pozzo viene erogato attraverso una valvola idraulica a doppio effetto comandata a distanza, installata direttamente sul braccio di erogazione e avente pressione nominale di 15.000 psi. Si è poi prevista come ulteriore misura di sicurezza l'installazione di una valvola idraulica automatica normalmente chiusa a valle di quella sopra citata.

Il fluido così erogato viene convogliato attraverso il *choke manifold* da 3" con pressione di lavoro nomi-

nale di 15.000 psi. Qui il gas / fluido passa attraverso una valvola di portata con diametro fisso (*duse*) che serve a controllare i parametri di pressione e temperatura in fase di erogazione. Dal *choke manifold* il gas / fluido passa attraverso lo *steam exchanger* per raffreddare o riscaldare il gas, in quest'ultimo caso riducendo il rischio di formazione di idrati.

L'idrocarburo viene quindi convogliato al separatore trifasico dove, per gravità, avviene la separazione fra gas, condensato e acqua. Le tre fasi in uscita dal separatore sono quindi trattate come segue:

- uscita dell'acqua convogliata alla *clean up water tank*;
- uscita dei condensati convogliati alle *condensate water tank*;
- uscita del gas convogliato ai termocombustori attraverso un *KO drum* per l'abbattimento di eventuali liquidi ancora presenti; il numero di termocombustori è stato dimensionato sulla base della massima portata di gas attesa, mentre due unità di regolazione (*gas flow control valve*) consentono poi di deviare il gas in eccesso alla fiaccola di emergenza (*vertical safety flare*).

Le sicurezze presenti all'ingresso del separatore per evitare una sovrappressione alle linee in aggiunta alle *safety valve* presenti sul serbatoio dello stesso, sono:

- una PSV (Pressure Safety Valve) con scarico in fiaccola tramite *KO drum*;
- una *surface safety valve* attuata dal pannello ESD (Emergency Shut Down) tramite un pressostato inserito in linea.

Per quanto riguarda il trattamento del condensato, quest'ultimo viene inviato mediante linee dedicate a quattro serbatoi da 120 m³ per essere stabilizzato prima del carico su autobotti e trasportato all'impianto di smaltimento.

Si prevede un ulteriore serbatoio da 46 m³, da impiegare per la raccolta del prodotto proveniente dalla linea acqua del separatore e per il contenimento di tutti i liquidi prodotti durante la fase di spurgo e l'eventuale acqua di formazione, sia di condensato sia dell'acquifero.

Parte dell'acqua di processo all'occorrenza può essere inviata ai serbatoi da 120 m³, che mediante un *manifold* dedicato hanno la flessibilità di stoccare condensati o acqua.

Le piccole quantità di gas residuo, provenienti dai serbatoi di stoccaggio e dall'operazione di carico delle autobotti, vengono bruciate in un bruciatore confinato, dopo aver attraversato un *KO drum* di BP, per la separazione della parte residuale di liquido, e una unità guardia idraulica (*liquid seal*).

Al fine di evitare la formazione di eccessive concentrazioni di vapori altamente infiammabili, durante l'operazione di caricamento del condensato viene introdotto nei serbatoi di stoccaggio un gas inerte (azoto), in quantità tale da rimpiazzare il volume di liquido evacuato.

Conclusi i lavori di montaggio, e comunque prima

del loro utilizzo, tutte le attrezzature di prova, oltre a essere collegate alla rete di terra esistente, vengono testate idraulicamente in funzione della pressione d'esercizio o di prova e in accordo con il programma del test elaborato dalla Apennine Energy.

Sicurezze intrinseche di processo

In virtù delle elevate pressioni in gioco, è stato deciso di condurre tutta la fase di test con un completamento definitivo (*packer* e tubino di produzione) e non in modalità di DST (Drill-Stem Test). Nel completamento è installata una valvola di sicurezza (TRSV, Tubing Retrivable) a circa 50 m di profondità, che viene operata mediante apposita linea idraulica. Sul braccio di erogazione del pozzo è prevista una valvola (*fail safe*) per la chiusura di emergenza ESD azionata idraulicamente. La chiusura della valvola di emergenza è provocata dalla depressurizzazione della linea che alimentandola la mantiene aperta; tale depressurizzazione è attuabile da quattro postazioni di ESD posizionate in zone sicure e ben raggiungibili in ogni momento.

Due PSV sono previste sul separatore trifasico come sicurezza in caso di sovrappressione dei serbatoi in fase di utilizzo. È inoltre prevista una PSV prima dell'ingresso in *flow line* in caso di sovrappressione nella linea di erogazione. In diversi punti del sistema di processo sono anche previsti pressostati di alta e bassa in grado di attuare le *safety valve* a seconda delle anomalie che potrebbero verificarsi durante la prova.

In corrispondenza della baia di carico, per garantire la sicurezza durante le operazioni di caricamento delle autobotti, oltre alla progettazione dell'impianto in ciclo chiuso al fine di garantire sempre il recupero dei vapori, è stato sviluppato un sistema di controllo e blocco, che consente di bloccare le pompe di trasferimento dei condensati e di fornire al personale addetto una segnalazione di allarme.

Descrizione dell'iter tecnico

La trattazione che segue si pone lo scopo di illustrare sinteticamente il *case history* relativo all'iter tecnico seguito per ottenere le autorizzazioni all'esecuzione delle fasi di *clean up* e successive prove di produzione.

A ultimazione della fase di perforazione e completamento del pozzo, finalizzata dall'installazione della croce di produzione, il programma operativo prevedeva, nell'ordine:

- la conduzione delle operazioni di *clean up* del pozzo;
- l'esecuzione di un test produzione per un tempo stimato di circa 5 giorni, estendibile a seconda delle reali condizioni di pozzo e di giacimento.

Per lo sviluppo tecnico di tali operazioni, data an-

che l'incertezza tecnica del tipo di mineralizzazione presente, sono state previste una serie di attrezzature finalizzate all'esecuzione della fase di *well testing*. In particolare, erano previste le seguenti attrezzature di maggior criticità tecnica in termini di prevenzione incendi:

- condotte per il trasporto di gas e condensati;
- separatore trifasico per il trattamento preliminare dei prodotti estratti;
- *steam exchanger*;
- *KO drum* di alta e bassa pressione;
- serbatoi di stoccaggio per il contenimento e la stabilizzazione dei condensati;
- *loading bay* per il carico dei condensati su automezzi per l'allontanamento dei prodotti estratti verso siti abilitati al trattamento e smaltimento;
- sistemi di convogliamento a termodistruzione di tutti gli effluenti gassosi prodotti;
- area di termodistruzione per i prodotti gassosi;
- sistemi di sicurezza contro le possibili sovrappressioni del sistema (*safety flare*).

Tali *facilities* si andavano ad aggiungere a quelle di perforazione già installate.

Individuato lo schema dell'impianto finalizzato allo svolgimento delle prove di produzione, l'analisi tecnica condotta sull'impianto e finalizzata alle verifiche di sicurezza per ottenere le autorizzazioni, è stata sviluppata su quattro momenti sequenziali l'uno all'altro e gestita da un team dedicato con competenze multidisciplinari:

I Fase

Analisi degli scenari incidentali dove venivano riassunti i risultati emersi dalla valutazione quantitativa dei rischi (QRA, Q... Risk Analysis) condotta nell'ambito delle attività di *clean up* e prova di produzione.

II Fase

Relazione tecnica di classificazione delle aree pericolose ai sensi della direttiva Atex, volta all'individuazione delle zone di pericolo in termini di potenziale formazione di atmosfere esplosive e alla facilitazione della corretta scelta e installazione delle apparecchiature da impiegarsi con sicurezza in tali ambienti.

III Fase

Relazione tecnica di prevenzione incendi dove, in rapporto allo schema tecnico del cantiere finalizzato alle prove di produzione e delle attrezzature implementate e agli esiti delle analisi di cui alle Fasi I e II, venivano analizzati e illustrati i sistemi di sicurezza implementati in area e le modalità tecniche e operative con cui si prevedeva di condurre il lavoro al fine di poter garantire una corretta gestione dei possibili scenari d'emergenza legati alla prevenzione incendi. Scopo della fase del lavoro era, in questo caso, quello di ottenere un parere tecnico, per

la parte di prevenzione incendi, da parte del Comando provinciale dei Vigili del Fuoco e dell'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse (UNMIG) territorialmente competenti ai sensi della vigente norma di legge, con particolare riferimento all'iter tecnico indicato dal D. Lgs. 624/1996 e dal DPR 151/2011.

IV Fase

Progettazione e dimensionamento degli impianti di protezione attiva antincendio posti a protezione delle aree di intervento secondo quanto definito nella relazione tecnica della Fase III.

Nell'ordine si è quindi proceduto con lo sviluppo della Fase I attraverso una metodologia utile alla valutazione quantitativa dei rischi i cui punti cardine possono essere riassunti così:

- identificazione delle sorgenti di rilascio;
- determinazione delle frequenze di rilascio, con l'ausilio di banche dati specializzate;
- determinazione delle frequenze di accadimento dei diversi scenari incidentali associati a ogni pericolo identificato, con elaborazione di alberi degli eventi;
- valutazione delle conseguenze dei diversi scenari incidentali mediante l'utilizzo di un software di simulazione delle conseguenze;
- rappresentazione delle curve di danno conseguenti ai diversi scenari incidentali.

Per ogni ipotesi incidentale individuata è stata quindi associata una "classe di probabilità", secondo quanto desunto da letteratura specializzata ("General Guidance on Emergency Planning within the CIMAH Regulation for Chlorine Installation CIA"). I risultati ottenuti hanno dimostrato, in sintesi, che gli scenari incidentali individuati non superavano per gravità e estensione areale quello di ricaduta degli idrocarburi dovuta a un eventuale *blow out*, la cui simulazione era già stata trattata nel Programma di Perforazione e approvata nell'ambito del programma lavori autorizzato.

Parallelamente all'analisi di cui sopra, l'area di intervento è stata studiata anche relativamente alla classificazione delle aree pericolose in termini di potenziale presenza di atmosfere esplosive (Fase II). Gli esiti di tale analisi hanno permesso di identificare tipologia ed estensione spaziale delle aree pericolose producendo, oltre a una relazione tecnico-illustrativa, planimetrie delle aree con illustrazione grafica delle zone di pericolo.

Questi documenti sono risultati quindi utili alla corretta scelta e installazione delle apparecchiature da impiegarsi con sicurezza in tali ambienti. In particolare, al fine di fornire le massime garanzie in termini di sicurezza contro il rischio di esplosione accidentale, sono state identificate tutte le potenziali sorgenti d'emissione e sono state implementate, oltre alle normali misure di monitoraggio ambientale

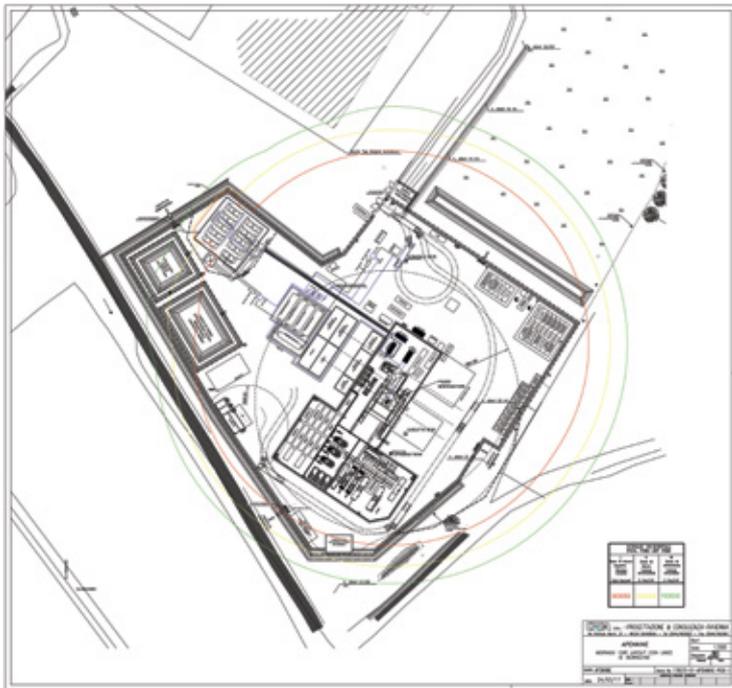


Fig. 1 - Estratto delle curve di isorischio pool fire / jet fire

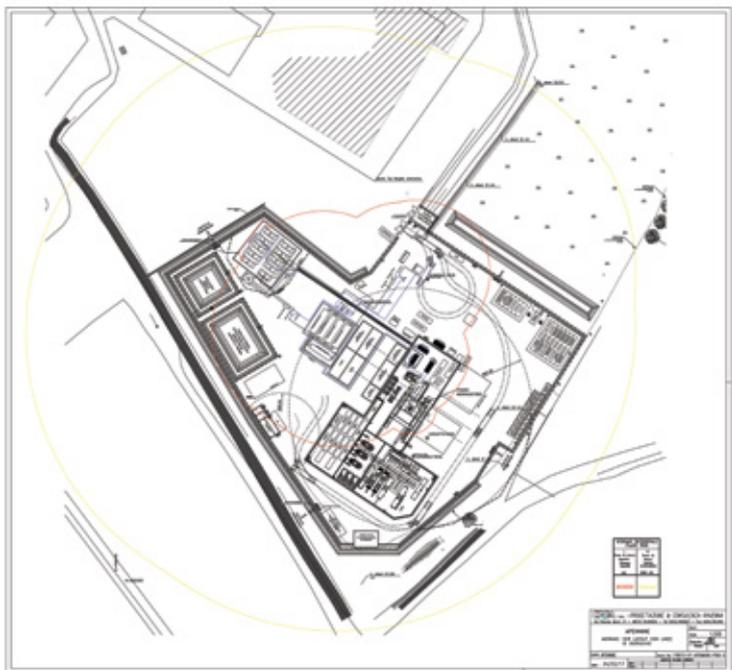


Fig. 2 - Estratto delle curve di isorischio flash fire

in termini di rivelazione di miscela esplosiva tipiche delle operazioni di *well testing*, una serie di sensori aggiuntivi per la rivelazione idrocarburi nell'area dei termocombustori. Tale misura integrativa garantiva infatti che i combustori non potessero aspirare, come aria comburente, un'atmosfera esplosiva legata a una potenziale

sorgente d'emissione e propagare così l'innescò all'esterno degli stessi.

Sono stati previsti 22 sensori aggiuntivi a tutela dei 18 termocombustori necessari alla termodistruzione dei prodotti gassosi che, al raggiungimento del 15% LEL (Lower Explosive Limit) di gas naturale, avrebbero fornito un segnale di preallarme e che, al raggiungimento del 30% LEL, avrebbero attivato sia la segnalazione di allarme che l'azione automatica di *switch*, costituita dalla deviazione a torcia delle PCV (Pressure Control Valve) che insistono sul gruppo di combustori controllati.

La realizzazione del sistema così studiato risultava in accordo, per quanto applicabile al caso specifico, con le indicazioni contenute al capitolo 7 della norma CEI 31-35 del 2012.

Sulla base anche degli esiti degli studi e dei documenti grafici di cui sopra, l'analisi tecnica si è potuta spostare su un ambito più legato alla prevenzione incendi (Fase III), con finalità di adempimento alla normativa nazionale di riferimento.

Scopo principale di questa terza fase del lavoro è stato quello di produrre la documentazione tecnica prevista dall'articolo 3 del DPR 151/2011 secondo le disposizioni di cui al D. Lgs. 624/1996 e al DM 07/08/2012 per l'ottenimento da parte dell'UNMIG territorialmente competente, le autorizzazioni di legge per l'esercizio delle attività soggette al controllo da parte dei Vigili del Fuoco, secondo l'iter tecnico indicato dal D. Lgs. 624/1996.

La relazione tecnico-illustrativa di prevenzione incendi si è sviluppata quindi con lo scopo principale di trattare i seguenti aspetti.

1. Individuazione e trattazione delle principali problematiche dell'area dal punto di vista antincendio:

- individuazione delle sostanze pericolose di maggiore criticità (idrocarburi gassosi e condensati);
- definizione dei loro quantitativi massimi previsti in area d'intervento;
- definizione delle relative modalità di stoccaggio, trattamento, movimentazione, trasporto e smaltimento;
- individuazione delle potenziali sorgenti d'innescò;
- definizione delle relative azioni di mitigazione del rischio implementate al fine di renderle inefficaci.

2. Individuazione delle attività soggette al controllo dei Vigili del Fuoco desunte dall'allegato I del DPR 151/2011, distinguendo tra attività principale (7.1.C) e secondarie (6.2.B, 10.2C, 74.3.C, 12.1.A).

3. Illustrazione dei principali sistemi di sicurezza da implementare in area per garantire una otti-

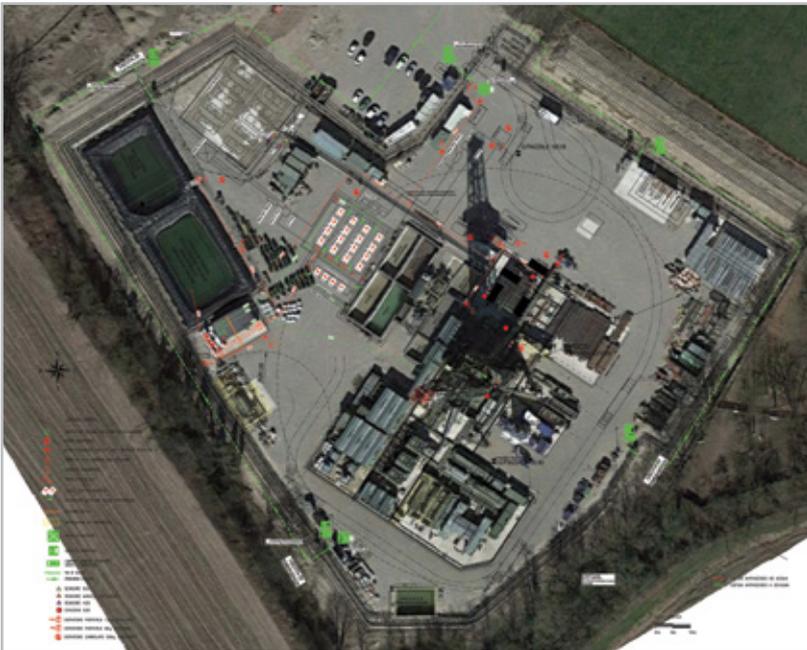


Fig. 3 - Estratto del layout dell'impiantistica antincendio con viabilità dei mezzi e vie di fuga

male azione di prevenzione e protezione in termini antincendio:

- impianto di protezione attiva a schiuma e idrico;
- elementi finalizzati alla protezione passiva antincendio;
- impianto di raffreddamento per serbatoi stoccaggio condensati con sistema a diluivio;
- impianto di rivelazione gas / atmosfere pericolose;
- dispositivi di controllo del processo (in particolare termostati e pressostati) in grado di generare allarme o blocco secondo logiche di sicurezza individuate nel diagramma di C/E (Causa / Effetto).

4. Illustrazione delle soluzioni tecniche e modalità operative (procedure di sicurezza) progettate al fine di garantire una corretta gestione degli scenari d'emergenza identificati che abbiano attinenza con la prevenzione incendi.

5. Definizione delle logiche di sicurezza poste a protezione dalla zona di lavoro secondo il diagramma di causa / effetti per individuare le azioni di tipo automatico e/o manuale in grado di salvaguardare persone e cose presenti.

Tra le diverse azioni tecniche implementate per massimizzare la sicurezza d'area, sembra opportuno sottolineare che, sulla base degli sviluppi delle curve di isorischio identificate nella fase di analisi degli scenari incidentali, si è reputato necessario salvaguardare la stazione di pompaggio asservita

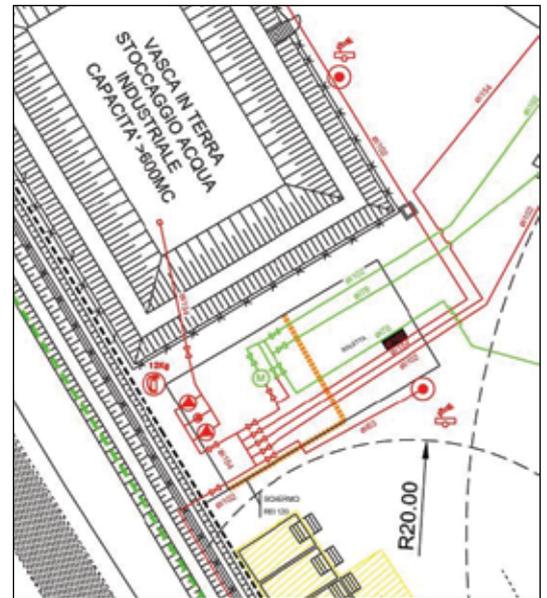


Fig. 4 - Particolare della stazione di pompaggio antincendio con schermo di protezione REI 120

all'impianto idrico/schiuma di protezione attiva antincendio attraverso la realizzazione di uno schermo di protezione con caratteristiche di resistenza al fuoco REI 120. Tale barriera fisica era infatti in grado di assolvere alla duplice funzione di tutelare il personale addetto alla lotta antincendio e le attrezzature di spinta contro possibili situazioni di pericolo dovute, in particolare, a irraggiamenti significativi in caso d'incendio.

Quanto stabilito in fase di progetto nella relazione tecnica illustrativa è stato poi ulteriormente elaborato nella trattazione di dettaglio dei sistemi fissi di protezione attiva antincendio, che si andavano ad affiancare alle dotazioni mobili e alle protezioni passive previste.

La suddetta progettazione, sviluppata anch'essa sia su documenti tecnico-illustrativi che su elaborati di calcolo corredati da planimetrie grafiche utili al dimensionamento e all'identificazione dell'ubicazione nello spazio degli impianti, ha finalizzato l'attività con il dimensionamento dei principali sistemi di protezione attiva previsti nel progetto di prevenzione incendi (Fase IV). In particolare, in questa sezione del progetto sono state individuate le seguenti caratteristiche tecniche e prestazionali minime da garantire.

1. Sistema di spinta acqua antincendio composto da:

- 2 motopompe centrifughe di servizio (una di riserva all'altra), con avviamento automatico comandato da pressostato, aventi ciascuna le seguenti caratteristiche: portata di 240 m³/h e prevalenza di 91 m col. H₂O;

- una elettropompa centrifuga *ausiliaria* di mantenimento della pressione (*jockey pump*) nella rete antincendio, avente le seguenti caratteristiche: portata di 4,2 m³/h e prevalenza di 32 m col. H₂O.
2. Impianto idrico di protezione attiva antincendio comprendente l'insieme delle tubazioni di distribuzione, gli idranti fuori terra e le relative dotazioni d'uso (dimensionata per livello di pericolosità 3 secondo indicazioni della norma UNI 10779:2014).
 3. Impianto a schiuma di protezione attiva antincendio (area bacini di contenimento *tank* di stoccaggio condensati) comprendente l'insieme delle tubazioni di distribuzione, le caratteristiche tecniche dei versatori, le proprietà tecniche e i quantitativi dei prodotti schiumogeni da implementare.
 4. Verifica della congruenza alle esigenze di progetto secondo norme tecniche internazionali della riserva idrica presente in area confinata entro apposite vasche in terra.
 5. Impianto idrico per raffreddamento mantelli *tank* condensati (area bacini di contenimento) comprendente l'insieme delle tubazioni di distribuzione, le caratteristiche tecniche degli ugelli di diffusione e il loro numero minimo per garantirne l'efficacia.
- Tutta la documentazione elaborata e brevemente descritta, è stata poi presentata secondo indicazioni del D. Lgs. 624 alla UNMIG territorialmente competente. Attraverso l'intervento del Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco competente per territorio, è quindi stato rilasciato un parere di conformità con prescrizioni che però non andavano a modificare la sostanza del progetto così come era stato originariamente studiato.

Testing an HP Well in Urban Environment

How to Properly Design the Test in order to Minimize Risks and Potential Impacts on Local Communities

The awareness of drilling first and testing later an high pressure exploration well close to the city of Milan, an Italian metropolis with more than 1.3 million of people, the growing skepticism of the local communities against oil&gas operations and the strong commitment by the executive team to minimize risk have been key drivers to a completely innovative design of the well test. The objective of this paper is to describe the design concepts introduced by Apennine Energy SpA in order to reduce operational risks and consequently potential impacts on local communities.

In particular, the design was developed, in collaboration with the potential contractors involved and the consultancy firm Crea Srl according a workflow based on different phases:

- identification of the proper technical design taking into account well parameters, equipment availability in the country and regulations in force; during this phase, activity design and planning were carried out in strict collaboration with the service companies;
- verification of the main test architecture based on the analysis of the main emergency scenarios and their potential probabilities and the evaluation of the worst-case scenario; for each scenario dimensions and configuration of the affected area were calculated;
- design of the fire fighting system to be integrated in the overall test equipment. Set up of standards for storage and loading of condensates;
- review of the initial design in order to address the outcomes of the risk analysis. Final approval by the Fire Brigade of the city of Milan, the one competent on the territory of Zibido S. Giacomo (the municipality where well "Moirago 1 Dir" was located).

Thanks to the innovations introduced through the described design, the required authorizations were granted by the various competent authorities (UNMIG, Fire Brigade). The result achieved turns "Moirago 1 Dir" as reference case for Well Test Operation of an HP well in urban environments.



Riccardo Masetti

Laureato in Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio presso l'Università degli Studi di Bologna, ha poi conseguito un Master in Energy & Utilities Management e sta attualmente completando un Executive MBA presso il MIP – Politecnico di Milano. Dopo aver completato il NEBOSH International General Certificate, ha ottenuto la qualifica di IOSH Technical Member.

Ha una vasta esperienza nell'ambito della gestione HSE di progetti di construction nel settore sia

dell'oil&gas, upstream e midstream, sia nel power. Ha ricoperto funzioni di responsabilità e coordinamento prima in Rosetti Marino SpA, in qualità di HSE Manager della BU O&G, poi in Techint Engineering & Construction, in qualità di Direttore HSSE – Area EMEA. In Apennine Energy SpA svolge il ruolo di HSE Manager, con delega di RSPP, e ricopre il ruolo di Corporate HSE Manager della capogruppo Sound Energy Plc.



Massimo Manzoni

Laureato in Ingegneria Meccanica presso l'Università degli Studi di Bologna, collabora dal 2006 con la società Crea Srl di Ravenna, dal 2016 entrata a far parte del Gruppo Igeam. Ha una pluriennale esperienza nell'ambito del risk assessment in ambito industriale con particolare riferimento al settore oil&gas, upstream (on shore e off shore), midstream e downstream. All'interno di Crea Srl ricopre il

ruolo di Project Manager per la gestione risorse interne e elaborazione di progetti con particolare propensione per le tematiche di cantiere, attrezzature di lavoro e prevenzione incendi. Tra le sue competenze certificate vi è anche quella di professionista antincendio ai sensi della legislazione italiana con iscrizione negli elenchi del Ministero dell'Interno.



Gianfranco Mangiapane

Direttore Operativo di Crea Srl, del Gruppo Igeam, con oltre 39 anni di esperienza nel settore oil & gas, gestisce l'ufficio di Crea in Ravenna. La sua esperienza include vent'anni di ricerca

petrolifera sia a livello nazionale che internazionale. In aziende quali Schlumberger e Halliburton, dove ha ricoperto funzioni di responsabilità e coordinamento.