

## **IRMINIO s.r.l.**

### **Approntamento postazione sonda Case La Rocca C.da Carnesala - Ragusa**

**Cicli produttivi e Analisi degli Scenari Incidentali: Sistemi di  
Sicurezza della Postazione sonda Case La Rocca**

Ragusa, Giugno 2017

0	Emesso per presentazione	22/06/2017	Irminio	L.Iurato	L.Iurato
<b>Rev.</b>	<b>Descrizione</b>	<b>Data</b>	<b>Compil.</b>	<b>Cont.</b>	<b>Approv.</b>

## INDICE

<b>1. Scopo</b>	<b>4</b>
<b>2. Fisologia generale di sicurezza</b>	<b>4</b>
2.1 <i>Concetto di barriera</i>	4
2.2 <i>Filosofia della doppia barriera</i>	4
2.3 <i>Barriere di sicurezza per il controllo del pozzo e delle attrezzature di processo</i>	5
2.4 <i>Barriere di sicurezza contro un eventuale kick del pozzo</i>	5
<b>3. Misure ed analisi in pozzo durante la perforazione</b>	<b>8</b>
3.1 <i>Controllo dei parametri di perforazione e sorveglianza geologica</i>	8
<b>4. Completamento del pozzo</b>	<b>9</b>
4.1 <i>Tipi di completamento</i>	11
4.2 <i>Attrezzature per il completamento</i>	12
4.2.1 <i>Materiale tubolare</i>	12
4.2.2 <i>Completamento della testa di pozzo</i>	13
4.2.3 <i>Il packer di produzione</i>	13
4.2.4 <i>Valvole di sicurezza</i>	14
<b>5. Prove di spurgo e accertamento minerario</b>	<b>14</b>
5.1 <i>Riferimenti normativi</i>	14
5.2 <i>Descrizione delle prove di spurgo e accertamento minerario</i>	16
5.3 <i>Impianti di prova</i>	18
5.4 <i>Descrizione della prova</i>	19
5.5 <i>Sistemi di sicurezza e protezione del personale</i>	20
5.5.1 <i>Sistema ESD/PSD degli impianti</i>	20
5.5.2 <i>Monitoraggio per il rilevamento di incendio</i>	21
5.5.3 <i>Monitoraggio per il rilevamento di miscele esplosive e H<sub>2</sub>S</i>	21
5.5.4 <i>Protezione del personale</i>	22
5.6 <i>Sistema di protezione antincendio</i>	22
5.6.1 <i>Protezione dei serbatoi di stoccaggio olio</i>	23
5.6.2 <i>Presidi Antincendio</i>	24
<b>6. Calcolo delle frequenze di accadimento degli scenari incidentali</b>	<b>27</b>
6.1 <i>Tipologie degli scenari incidentali</i>	27

---

6.2	<i>Probabilità di diversi scenari incidentali</i>	28
6.3	<i>Tempi d'intervento</i>	30
6.4	<i>Matrice per la stima del rischio alle persone</i>	31
6.5	<i>Frequenza di accadimento</i>	32
6.6	<i>Conclusioni</i>	33

## **1. SCOPO**

La presente relazione ha lo scopo di descrivere i principali sistemi di sicurezza presenti in un cantiere di perforazione/accertamento minerario e di illustrare la frequenza di accadimento di eventi potenzialmente dannosi per l'uomo e l'ambiente circostante.

## **2. FISOLOFIA GENERALE DI SICUREZZA**

### **2.1 CONCETTO DI BARRIERA**

Il principale concetto di progettazione, per aumentare la sicurezza del luogo di lavoro, è quello di impedire la contemporaneità dei seguenti fattori:

- rilascio di idrocarburi;
- presenza di una fonte di innesco;
- presenza di comburente (Ossigeno).

Per impedire la contemporaneità di questi fattori viene utilizzata la cosiddetta "barriera di sicurezza" che impedisce che tali tre fattori siano presenti nello stesso luogo e nello stesso momento.

Una "barriera di sicurezza" è qualsiasi dispositivo (o insieme di dispositivi) atto a contrastare gli effetti di un evento incidentale e/o limitarne l'estensione.

L'analisi delle attività e, di conseguenza, delle possibili situazioni di potenziale pericolo, permette sia di implementare soluzioni progettuali ed operative, che di applicare idonee misure di prevenzione, riducendo quindi la probabilità che possa accadere un incidente eliminando o neutralizzando tutte le cause che lo possono determinare.

### **2.2 FILOSOFIA DELLA DOPPIA BARRIERA**

La filosofia di sicurezza che tutte le compagnie petrolifere adottano, per lo svolgimento in sicurezza delle attività, è che sia sempre e comunque rispettato il concetto della "doppia barriera".

Pertanto nel caso che un evento possa compromettere l'integrità o la perdita di una delle due barriere verranno attivate tutte le necessarie operazioni correttive per il ripristino delle funzionalità delle barriere adottate.

### **2.3 BARRIERE DI SICUREZZA PER IL CONTROLLO DEL POZZO E DELLE ATTREZZATURE DI PROCESSO**

Le barriere per il controllo del pozzo sono costituite da ogni dispositivo collaudato (o sistema di dispositivi), sia meccanico che idraulico, atto a prevenire un flusso incontrollato di fluido di formazione (kick), perdite e versamenti di fluidi nell'ambiente da un qualsiasi punto del sistema di processo.

### **2.4 BARRIERE DI SICUREZZA CONTRO UN EVENTUALE KICK DEL POZZO**

Le principali cause di kick sono:

- Perforazione di formazioni in sovrappressione;
- Perdite di circolazione durante la perforazione;
- Pistonaggio o riduzione della pressione in prossimità dello scalpello di perforazione;
- Minor colmataggio del pozzo durante la manovra di estrazione o mancato riempimento del pozzo

Per arginare un kick e quindi evitare una situazione di potenziale eruzione del pozzo vi sono diversi tipi di controlli o barriere:

- 1.** controllo primario;
- 2.** controllo secondario;
- 3.** controllo terziario.

Il *controllo primario* si ottiene mantenendo al fondo una pressione idrostatica sufficiente a bilanciare la pressione del fluido di formazione, ciò si ottiene mediante il peso del fango di perforazione.

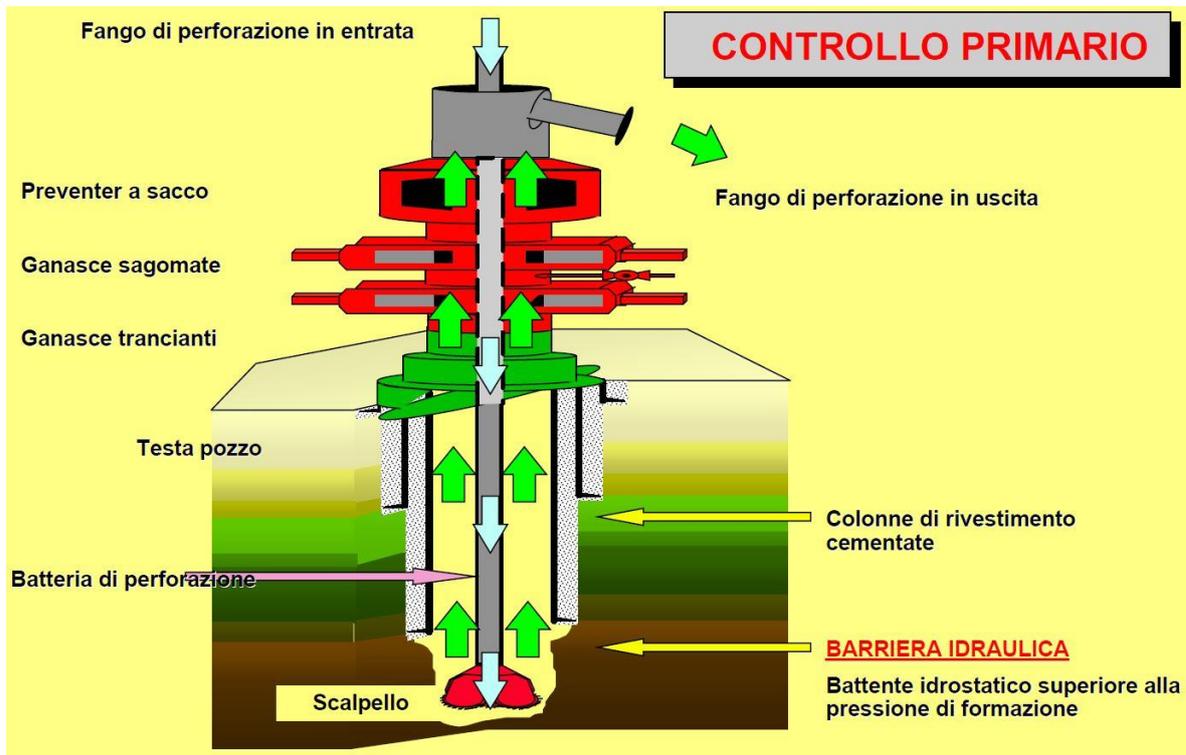


Figura 1 – Sistema di controllo primario

Il *controllo secondario* interviene quando è venuto a mancare il controllo primario. Il controllo secondario comporta, a seguito dell'immediata rilevazione del kick, la chiusura del pozzo, ed è costituito da una barriera meccanica (valvole-BOP) che impedisce la fuoriuscita incontrollata dei fluidi.

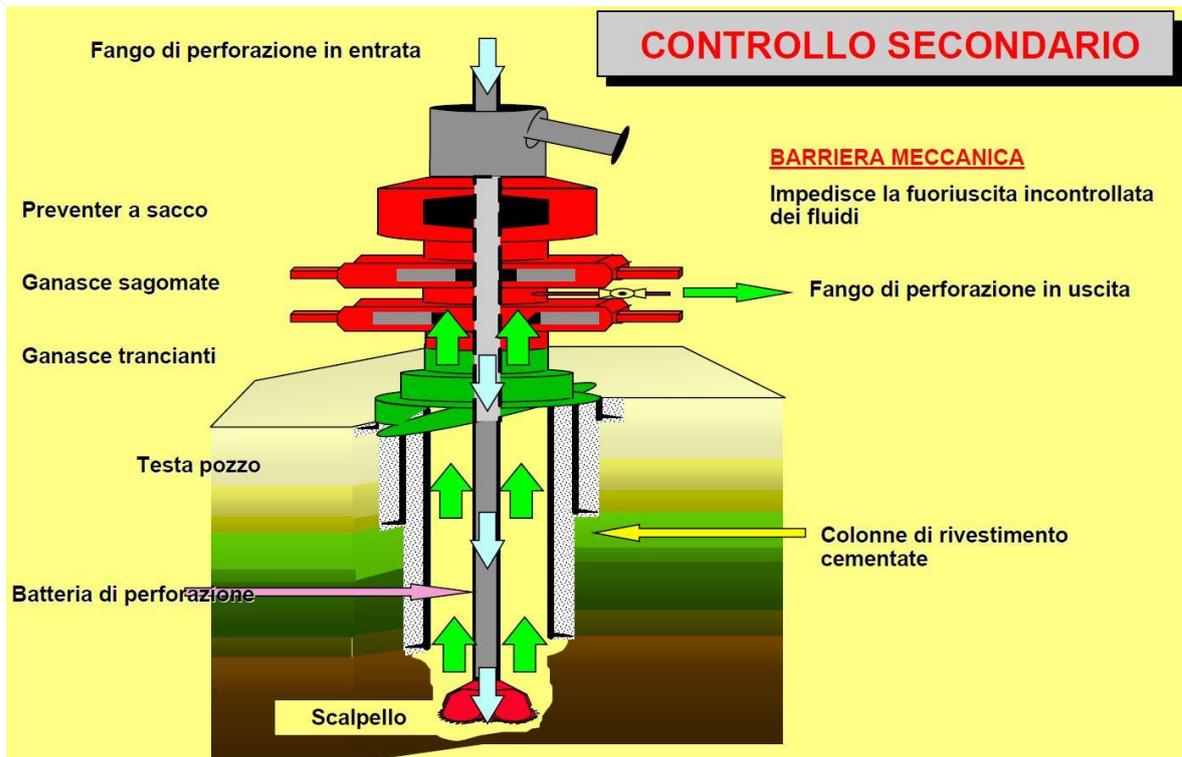


Figura 2 – Sistema di controllo secondario

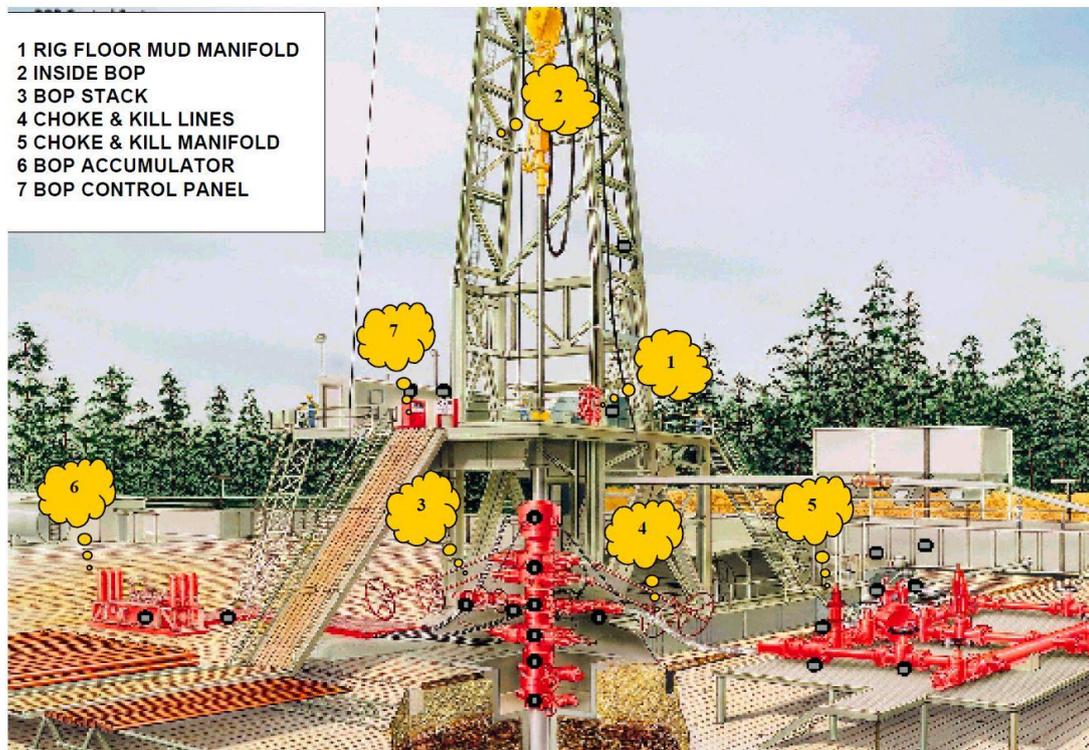


Figura 3 – Sistema di controllo terziario

Se il controllo secondario non può essere mantenuto a causa di guasti delle attrezzature e conseguente perdita del controllo del pozzo, si possono intraprendere

procedure di emergenza che possono essere classificate come *controllo terziario*, quali:

- tappi di barite;
- tappi di cemento.

Tali misure, da una parte evitano il rischio di blow-out (fuoriuscita incontrollata), dall'altra conducono ad una perdita parziale del pozzo.

### **3. MISURE ED ANALISI IN POZZO DURANTE LA PERFORAZIONE**

Gli ingegneri e i geologi che studiano e ricercano gli idrocarburi dispongono di numerose tecniche di misurazione e di analisi da effettuare nel pozzo per indagare le caratteristiche del sottosuolo, in particolare quelle relative agli strati che si ritengono sedi potenziali di giacimenti di queste sostanze. Alcune di queste tecniche sono di tipo diretto, per lo più impiegate nell'esame di campioni prelevati durante la perforazione (carote di fondo, carote di parete, detriti o frammenti di perforazione, fluidi, ecc.); altre, invece, sono di tipo indiretto, e vengono utilizzate nella registrazione in pozzo di parametri fisici, allo scopo di risalire, attraverso opportune correlazioni e tarature, alle stesse grandezze misurabili per via diretta.

In generale, le misurazioni fatte nei pozzi riguardano un'ampia varietà di grandezze che possono essere litologiche, paleontologiche, geometriche (profondità, spessore, inclinazione di strati, ecc.), oppure fisiche (pressione, temperatura, tipo di fluido, densità, viscosità, radioattività naturale e/o indotta, velocità delle onde sismiche, resistività elettrica, propagazione elettromagnetica, attenuazione acustica, rilassamento magnetico nucleare, ecc.). Queste misurazioni, che in molti casi richiedono l'applicazione di tecnologie avanzate, incidono in maniera sensibile sui costi totali e pertanto devono essere eseguite e interpretate con estrema attenzione, soprattutto se si sta operando in un pozzo di tipo esplorativo.

#### **3.1 CONTROLLO DEI PARAMETRI DI PERFORAZIONE E SORVEGLIANZA GEOLOGICA**

Le prime misurazioni eseguite in pozzo riguardano i parametri meccanici della perforazione e l'assistenza geologica. In ogni cantiere, infatti, viene espletato un servizio (usualmente svolto da una società a ciò preposta) di prelievo e di analisi dei detriti di perforazione (cuttings), di controllo dei fluidi di perforazione e di acquisizione

ed elaborazione dei parametri di perforazione. Questa attività di analisi continua, chiamata mud logging, consente di riconoscere in tempo reale gli eventuali idrocarburi presenti nello strato. Ciò permette agli operatori (mud loggers) di monitorare costantemente le condizioni operative all'interno del pozzo, dall'inizio della perforazione fino al raggiungimento della profondità prevista.

I cuttings sono portati in superficie dal fluido o fango di perforazione, dal quale sono poi asportati nei vibrovagli per azione meccanica. L'analisi di questi detriti è molto importante poiché consente di riconoscere la natura delle rocce attraversate e talora può anche fornire indizi preziosi sulla loro mineralizzazione. Le informazioni fornite dai cuttings hanno il vantaggio di essere quasi immediate e quindi permettono di controllare la perforazione. Inoltre, nei casi in cui il carotaggio non sia tecnicamente o economicamente possibile, i cuttings portati in superficie dal fango diventano ancor più una fonte preziosa di informazioni: dal loro impiego, infatti, deriva un metodo di indagine diretta, sul quale è anche possibile tarare tutte le misure indirette eseguite nel foro durante o dopo la perforazione; inoltre, essi permettono l'esecuzione della maggior parte delle indagini micropaleontologiche. La quantità e la frequenza del prelievo sono regolate dal geologo di cantiere: il programma di campionamento è definito in base all'intervallo di campionamento (a sua volta fissato nel programma geologico di perforazione) e dal tipo e dalla quantità di campioni da prelevare.

Sempre nell'ambito del mud logging, particolare rilievo rivestono sia l'analisi degli idrocarburi (liquidi e gassosi) presenti nel fango, sia la valutazione della fluorescenza dei cuttings: si tratta di tecniche di impiego corrente importanti per valutare in tempo reale, durante la perforazione, l'esistenza o meno di potenziali giacimenti. L'osservazione diretta, infatti, consente di verificare la presenza di idrocarburi solo nel caso in cui il fango ne trasporti quantità sufficientemente elevate: il petrolio si manifesta attraverso le caratteristiche macchie iridescenti, mentre il gas attraverso bollicine infiammabili che si sviluppano in superficie, all'interno delle vasche per il fango.

#### **4. COMPLETAMENTO DEL POZZO**

Con il termine completamento di un pozzo petrolifero si definisce l'insieme delle operazioni necessarie, al termine della perforazione, per consentire la produzione in superficie di idrocarburi. Il completamento ha carattere prevalentemente permanente,

pertanto i parametri progettuali devono essere valutati attentamente e le possibili soluzioni sottoposte a una ottimizzazione tecnico-economica.

La progettazione di un completamento richiede la scelta e la disposizione delle attrezzature da utilizzare, la selezione dei materiali, il dimensionamento del tubing (tubini di produzione), la valutazione degli intervalli da porre in produzione e le modalità d'estrazione del fluido. Tale valutazione deve tener conto dell'evoluzione delle caratteristiche produttive del pozzo sulla base delle previsioni di produzione.

Infatti, le caratteristiche produttive di un pozzo dipendono dall'interazione tra il giacimento, il completamento e gli impianti di superficie. Questi macro elementi, tra loro interagenti, portano all'instaurarsi delle condizioni di produzione in relazione ai regimi di pressione e alla portata erogata alla testa pozzo.

Un elemento che ha una influenza basilare sulle condizioni fluidodinamiche che si instaurano durante la produzione è il fluido erogato. Questo può essere un liquido, un gas o una miscela di liquidi e gas. Pertanto, le caratteristiche chimico-fisiche del fluido erogato e la sua evoluzione nel tempo sono un elemento che deve essere noto al fine della progettazione del completamento. La conoscenza delle caratteristiche del fluido erogato è l'elemento di base per definire la pressione al separatore, che andrà a costituire il punto di chiusura del sistema fluidodinamico giacimento-pozzo-impianti di superficie e che costituisce il punto di partenza nella progettazione dell'impianto di produzione.

La capacità produttiva del pozzo viene determinata sia sulla base delle conoscenze del giacimento riguardanti la pressione di strato, la permeabilità e lo spessore della formazione mineralizzata attorno al pozzo, sia sui risultati delle prove di produzione eseguite preliminarmente che conducono alla determinazione dell'indice di produttività.

La presenza di componenti non idrocarburiche nella miscela prodotta condiziona la scelta dei materiali da impiegare. Infatti la frequente presenza di biossido di carbonio e/o di acido solfidrico nelle miscele di idrocarburi assieme ad acqua, sempre presente, comporta la formazione di soluzioni acide che aggrediscono i materiali costituenti i completamenti. Si adottano pertanto materiali con un elevato grado di resistenza alla corrosione o alla alterazione delle proprietà meccaniche quali acciai speciali, elastomeri, materiali compositi.

#### 4.1 TIPI DI COMPLETAMENTO

I completamenti dei pozzi si dividono in due grandi categorie: i completamenti in foro scoperto e quelli in foro tubato.

I completamenti in foro scoperto consistono nel lasciare la formazione mineralizzata senza disporre le colonne di rivestimento e cementarle. Questo tipo di completamenti viene realizzato mantenendo il foro aperto quando le formazioni interessate hanno una capacità di auto-sostegno oppure quando la formazione è così fortemente fratturata per cui la riuscita dell'operazione di cementazione non è assicurata. È una soluzione ottimale poiché mantiene tutta la superficie drenante disponibile alla produzione limitando fortemente le perdite di pressione. Inoltre l'assenza di rivestimenti è un fattore a favore degli interventi di stimolazione del pozzo. Viceversa, tale soluzione non consente di controllare l'ingresso di sabbie e acqua nel foro risultando quindi molto difficoltoso intervenire per procedere a isolamenti di livelli e alla relativa stabilizzazione.

I completamenti in foro tubato sono i più impiegati, soprattutto per ragioni tecniche relative alla stabilità del foro. Si tratta di realizzare un completamento in un pozzo che è stato rivestito e cementato su tutto il suo sviluppo. Per poter consentire la produzione è necessario procedere a ristabilire la comunicazione idraulica tra la formazione mineralizzata e il foro. Questa operazione viene realizzata attraverso procedure di perforazione dell'insieme rivestimento-cemento e formazione mineralizzata.

Il completamento singolo con una sola stringa di produzione e con isolamento idraulico si adotta ove l'orizzonte produttivo è omogeneo e non si riscontra una particolare necessità di differenziare la produzione su livelli. Consiste nell'impiego di una sola stringa di produzione che viene posta nel pozzo con un dispositivo di isolamento del tratto di formazione da mettere in produzione, il packer.

Il completamento con stringhe multiple di produzione consiste nell'impiego di due o al massimo tre (tubini di produzione) tubing che producono contemporaneamente da più livelli, isolati da packer. Questa soluzione è adatta al caso di giacimenti in cui sono presenti livelli con mineralizzazioni diverse, per esempio gas e olio o differenti tipi di olio, consentendo di produrre in maniera selettiva a seconda delle necessità, ma anche contemporaneamente dai diversi livelli produttivi.

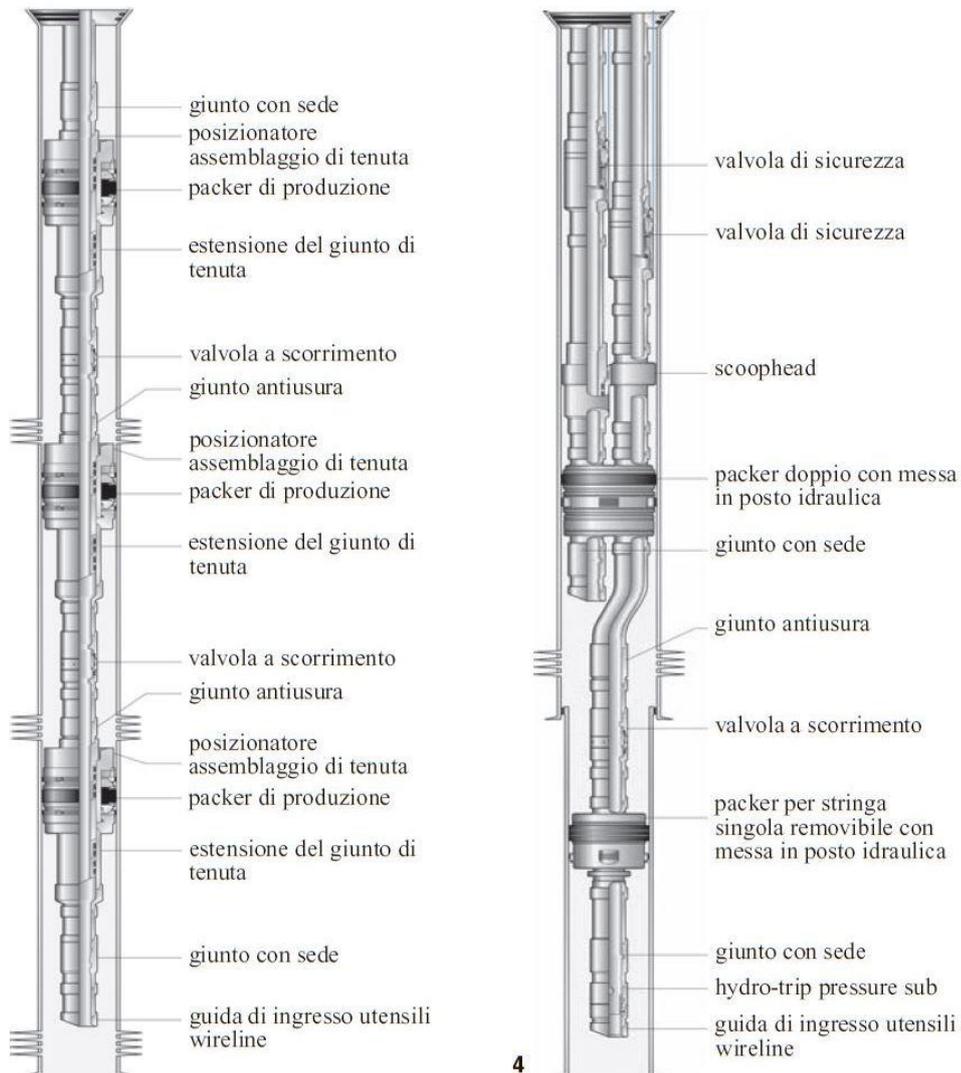


Figura 4 – Tipi di completamento

## 4.2 ATTREZZATURE PER IL COMPLETAMENTO

Le attrezzature che vengono impiegate nell'assemblare la batteria di completamento di un pozzo sono numerose e molto varie; di conseguenza vengono descritti soltanto i principali elementi.

### 4.2.1 MATERIALE TUBOLARE

L'elemento principale del completamento è il tubing, ovvero l'insieme di tubi che consente di mettere in connessione la zona del giacimento selezionata per la produzione e la superficie.

#### 4.2.2 COMPLETAMENTO DELLA TESTA DI POZZO

La stringa di produzione (tubing) è collegata in superficie alla testa pozzo per mezzo di una serie di elementi che vanno a costituire il completamento della testa pozzo.

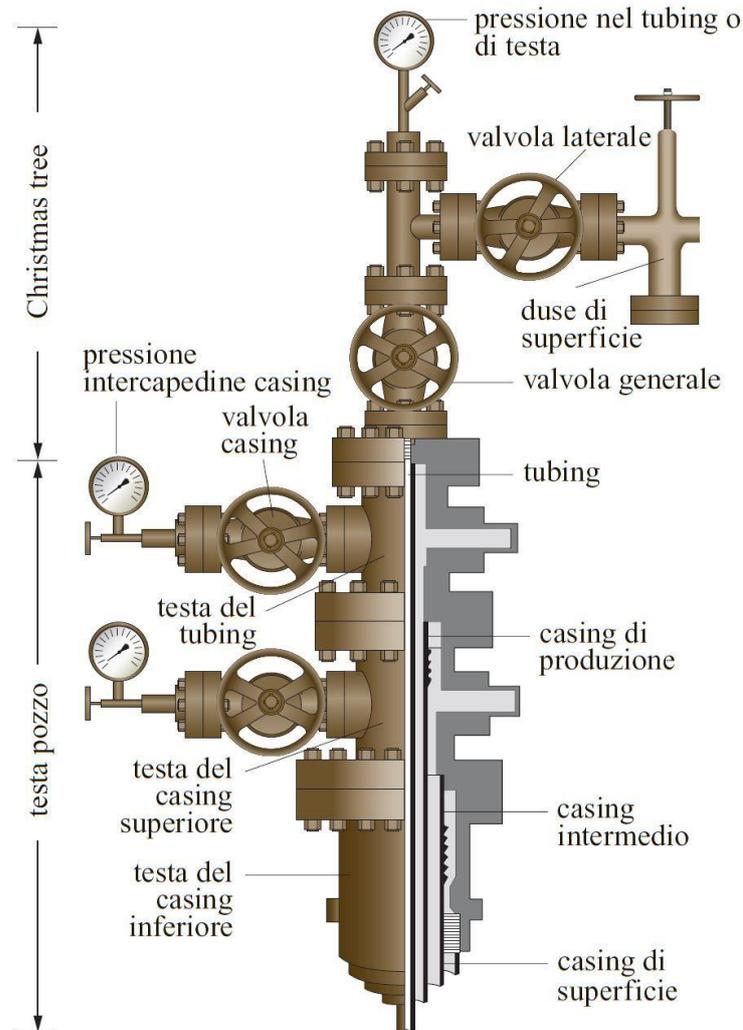


Figura 5 - Testa pozzo

#### 4.2.3 IL PACKER DI PRODUZIONE

La stringa di produzione, nella maggior parte dei casi, non ha un solo punto di ancoraggio, nella testa pozzo, ma anche un secondo punto posto nella parte inferiore in prossimità del livello da mettere in produzione. Questo è realizzato attraverso l'impiego di una attrezzatura, chiamata packer, che oltre a consentire la funzione di ancoraggio svolge il ruolo di separatore idraulico tra la zona in produzione e la parte restante del pozzo. I packer assolvono inoltre numerosi altri ruoli: si utilizzano per

proteggere il casing dalla pressione di formazione e dai fluidi prodotti, per isolare le perdite nei casing o nelle perforazioni danneggiate, per isolare orizzonti produttivi multipli, per mantenere i fluidi di completamento nell'annulus e per poter impiegare alcuni metodi di sollevamento artificiale.

#### **4.2.4 VALVOLE DI SICUREZZA**

Le valvole di sicurezza o Subsurface Safety Valves (SSV) sono dei dispositivi di controllo utilizzati per interrompere la produzione di un pozzo in caso di emergenza. L'apertura e la chiusura di una valvola di sicurezza possono essere attuate dalla superficie attraverso una linea idraulica di controllo oppure direttamente dalle condizioni nel pozzo.

Le valvole di sicurezza controllate dalla superficie sono costituite da un pistone su cui agisce la pressione esercitata attraverso la linea idraulica dalla superficie per mantenere aperto il dispositivo di chiusura. Una molla agisce in direzione opposta così da poter chiudere la valvola nel caso di mancanza di pressione. Nella maggior parte dei tipi di valvole di sicurezza controllate in superficie, la pressione nel pozzo viene fatta agire concordemente alla molla così da provvedere alla chiusura della valvola stessa.

Le valvole di sicurezza controllate nel pozzo sono comandate direttamente dalle pressioni del pozzo e non richiedono la presenza di una linea di controllo che raggiunga la superficie. Le valvole in questo caso vengono 'armate' in superficie prima dalla loro installazione. Mantengono la condizione di apertura finché le condizioni di flusso restano all'interno dei normali regimi di pressioni di produzione. In caso contrario si chiudono. L'assenza di controllo dalla superficie non consente di riarmare le valvole e quindi di riaprire la valvola stessa e ciò ne limita l'impiego a particolari applicazioni.

## **5. PROVE DI SPURGO E ACCERTAMENTO MINERARIO**

### **5.1 RIFERIMENTI NORMATIVI**

Eseguite le operazioni di perforazione del pozzo, necessita effettuare le prove di spurgo e di accertamento minerario, così come previsto dalle seguenti disposizioni normative.

#### **A. Legge regionale SICILIA 03-07-2000, n. 14**

***Disciplina della prospezione, della ricerca, della coltivazione, del trasporto e dello stoccaggio di idrocarburi liquidi e gassosi e delle risorse geotermiche nella Regione siciliana. Attuazione della direttiva 94/22.CE.***

*Obblighi del permissionario*

*Art. 23*

*g) astenersi da ogni attività di sfruttamento commerciale degli idrocarburi eventualmente rinvenuti, ad eccezione di quelli prodotti durante il periodo di accertamento della produzione mineraria.*

**B. DECRETO DELL'ASSESSORE PER L'INDUSTRIA 30 ottobre 2003.  
"Disciplinare Tipo"**

***Annullamento del decreto 15 settembre 2003 ed approvazione del disciplinare tipo per i permessi di prospezione, ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi nel territorio della Regione siciliana.***

*Art. 2*

*Ai sensi e per gli effetti dell'art. 8 della legge regionale 3 luglio 2000, n. 14, è approvato l'allegato disciplinare tipo per i permessi di prospezione, di ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi nel territorio della Regione, formante parte integrante del presente decreto.*

*Allegato*

*Disciplinare tipo dei permessi di prospezione, di ricerca, concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi ai sensi dell'art. 8 della Legge Regionale 3 luglio 2000, n. 14*

*Art. 2*

*Area ed esercizio del permesso di ricerca*

*16. In caso di rinvenimento di idrocarburi, il titolare del permesso si obbliga a darne immediata comunicazione all'U.R.I.G. Il titolare deve porre a disposizione dell'U.R.I.G., anche ai fini dell'eventuale riconoscimento del ritrovamento di idrocarburi liquidi e gassosi, la documentazione relativa alla ricerca effettuata nell'ambito del permesso e ai risultati ottenuti, nonché gli esiti delle prove di strato e di produzione effettuate, le copie dei Log e tutti i dati rilevati in pozzo e le proprie valutazioni sulle caratteristiche tecniche di produzione del pozzo stesso, incluse le informazioni e le relative interpretazioni sulle falde acquifere eventualmente rinvenute.*

**C. DECRETO DELL'ASSESSORE PER L'INDUSTRIA 20 ottobre 2004.**

***Modifica del decreto 30 ottobre 2003, relativo all'approvazione del disciplinare tipo per i permessi di prospezione, ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi nel territorio della Regione siciliana.***

***Art. 5***

*8. Il titolare ha l'obbligo di iniziare le prove di produttività, a seguito di ritrovamento di idrocarburi, salvo giustificati motivi, entro 2 mesi dall'ultimazione del pozzo, sia nell'ambito di permessi di ricerca, che nell'ambito di concessioni di coltivazione. Il programma delle prove deve essere comunicato dal titolare, prima del loro inizio, all'U.R.I.G. per l'approvazione. Trascorsi 15 giorni dalla data di spedizione del programma senza che l'U.R.I.G. abbia comunicato le proprie decisioni, lo stesso si intende approvato. Durante l'esecuzione delle prove, il titolare è tenuto a comunicare settimanalmente all'U.R.I.G. tutti i dati tecnici inerenti le prove. L'U.R.I.G., qualora risulti indispensabile, può ordinare la ripetizione delle prove a spese del titolare".*

**5.2 DESCRIZIONE DELLE PROVE DI SPURGO E ACCERTAMENTO MINERARIO**

Le prove di spurgo ed accertamento minerario sono misurazioni che vengono effettuate nei pozzi in condizione di erogazione, per determinare la natura del fluido presente e la capacità produttiva delle formazioni mineralizzate. Il principio base di funzionamento di una prova consiste nel sottrarre all'effetto della colonna di fango (sempre presente nel pozzo) la parte di formazione da esaminare, mettendola in comunicazione con la pressione atmosferica o con una pressione che non superi mai quella della formazione. Il pozzo può essere posto in varie condizioni di erogazione (rilevando con continuità temporale pressioni, temperature, portate, densità, ecc.) in base al tempo a disposizione e al tipo di informazioni che si rendono necessarie. In particolare, si può ricorrere a tre tipi di prove: la procedura di erogazione-chiusura, ossia una erogazione seguita da una chiusura del pozzo e conseguente risalita della pressione (*build-up*); la procedura della doppia chiusura, ossia una prima erogazione, in una prima risalita, una seconda erogazione e una risalita finale (che costituisce la fase più importante di tutta la prova); le prove isocrone (*multipoint*), ossia una serie di erogazioni e di build-up a diversi regimi di portata (richiedono tempi di esecuzione molto lunghi, ma permettono gli studi più approfonditi dei giacimenti).

L'esecuzione delle prove di produzione può avvenire secondo varie tecniche: calando nel pozzo strumenti attraverso un cavo (*wireline*), o attraverso la batteria di

perforazione (drilling stem testing, DST), oppure, in condizioni di pozzo completato, attraverso la colonna di produzione (tubing).

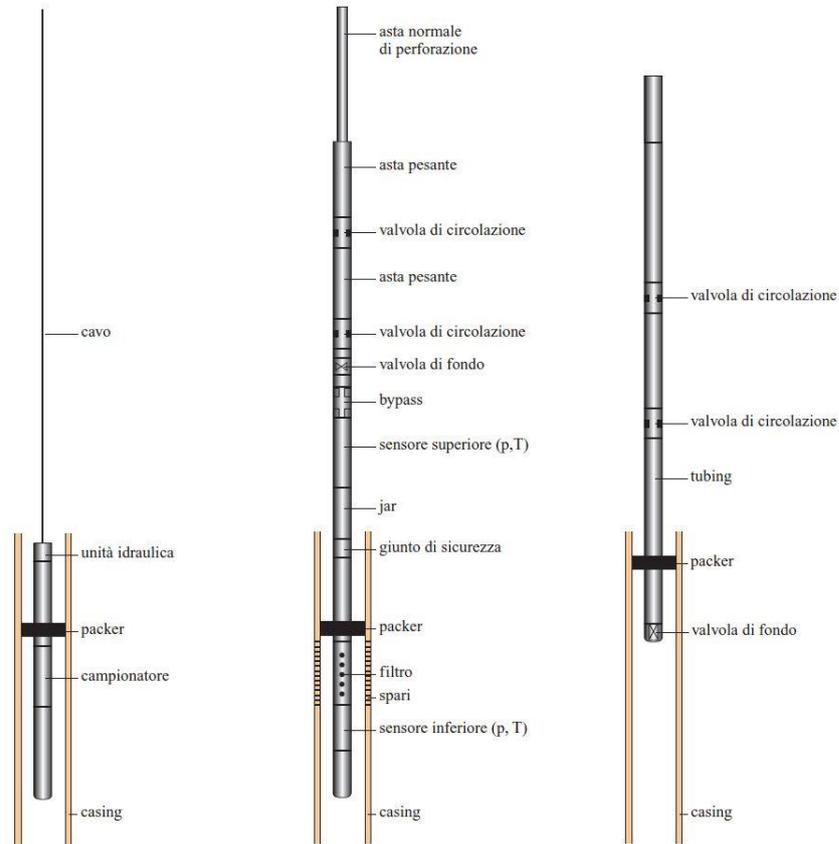


Figura 6 – Tecniche per la prova di produzione

Nell'ambito del permesso di ricerca per idrocarburi liquidi e gassosi denominato "Case la Rocca", la società Irminio s.r.l. intende, eseguire le prove di spurgo ed accertamento minerario, previa autorizzazione da parte dell'Ufficio Regionale Idrocarburi e Geotermia.

Lo sviluppo della prova, permetterebbe di ottenere importanti indicazioni necessarie alla finalizzazione del piano di sviluppo del campo e alla definizione della tipologia e schema di completamento del pozzo ancora da perforare.

La prova consentirà, qualora il pozzo risultasse produttivo, pertanto di monitorare il comportamento erogativo e raccogliere i parametri dinamici di giacimento al fine di:

- modellizzare il comportamento dinamico del campo e quindi prevedere l'eventuale produzione di acqua di giacimento e l'evoluzione del fenomeno;
- definire il corretto dimensionamento dell'unità di artificial lift;
- definire la portata ottimale di esercizio del pozzo;
- dimensionare correttamente le future facilities di trattamento e stoccaggio dell'olio greggio.

### **5.3 IMPIANTI DI PROVA**

Al fine di effettuare una prova di spurgo ed accertamento minerario, sarà necessario l'installazione di un impianto mobile temporaneo di estrazione e trattamento olio greggio.

L'impianto di superficie, composto da attrezzature mobili montate su skid, avrà il compito di provvedere all'estrazione dell'olio e al successivo trattamento, stoccaggio e caricamento in autobotti.

Le apparecchiature di separazione, la fiaccola confinata, i serbatoi di stoccaggio ed il sistema per il caricamento autobotti sono stati installati in un'area del cantiere predisposta secondo la metodologia delle prove di produzione e nel pieno rispetto delle distanze di sicurezza.

Nell'area "prova di spurgo ed accertamento minerario" verranno posizionate le seguenti apparecchiature mobili:

- n.1 sistema ESD/PSD;
- n. 1 separatore trifasico;
- n. 2 pompe di rilancio olio a caricamento;
- n. 4 serbatoi di stoccaggio olio da 46 mc cadauno;

- n. 1 serbatoio di stoccaggio acqua di strato;
  - n. 1 unità di caricamento;
  - n. 2 guardie idrauliche;
  - n. 1 pesa autobotti;
  - n. 1 fiaccola silenziata a fiamma occulta;
  - n. 3 knock-out drum verticali;
  - n. 1 pompa additivi chimici;
  - n. 1 unità azoto (pacco bombole);
  - n. 1 serbatoio di gasolio da 2000 lt;
  - n. 3 motopompe antincendio;
  - n. 1 gruppo di miscelazione schiumogeno da 1500 lt;
  - n.1 cabina spogliatoio/mensa;
  - n. 1 cabina dati/operatori;
  - n.1 cabina laboratorio;
  - n. 2 gruppi elettrogeni (uno di back-up all'altro);
  - n. 1 cabina officina, contenente i seguenti items:
    - n.1 unità produzione aria compressa;
    - n. 1 quadro Elettrico Generale;
  - n. 1 cabina Sorvegliante;
  - n. 1 cabina portineria;
  - n. 1 cabina ufficio Irminio;
  - n. 1 cabina servizi igienici;
  - linee di superficie;

Le attrezzature di cui sopra, sono di tipo mobile e/o montate su skid metallici, pertanto idonee per la movimentazione con gru e camion.

#### **5.4 DESCRIZIONE DELLA PROVA**

Il greggio, una volta estratto, se necessario, verrà additivato con specifici prodotti chimici quali: disemulsionante, antischiuma ed anticorrosivo. Successivamente, il greggio, passerà al separatore trifasico, dove grazie ai tempi di ritenzione, alla temperatura/pressione e agli eventuali additivi iniettati avverrà la separazione del gas e dell'acqua.

In uscita dal separatore l'olio degassato ed anidro verrà stoccato in serbatoi chiusi ed inertizzati con azoto.

Dai serbatoi, l'olio greggio ormai degassato, mediante pompe di trasferimento verrà inviato al sistema di caricamento autobotti per essere trasferito presso idonei centri di trattamento.

L'acqua separata dall'olio verrà inviata alle vasche di calibrazione per essere successivamente stoccata in apposito serbatoio dedicato, e infine smaltita, presso impianti autorizzati, tramite autobotti.

Il gas di separazione verrà inviato alla fiaccola confinata.

I serbatoi di stoccaggio olio greggio saranno ubicati all'interno di un bacino di contenimento in cemento della superficie di circa 210 mq.

Tutti i serbatoi o skids delle apparecchiature saranno connessi alla rete di terra, in modo da garantire un adeguato sistema di protezione contro i contatti indiretti, per limitare gli accumuli di cariche elettrostatiche e per limitare la tensione verso terra dei circuiti in caso di guasto a terra.

Le connessioni a terra delle varie masse e masse estranee saranno eseguite mediante collettori equipotenziali in acciaio inox, connesse alle BTH esistenti tramite conduttori di terra isolati di sezione adeguata.

All'interno dell'area sarà eseguita una classificazione delle aree pericolose, seguendo i criteri previsti nelle norme CEI 31-35.

Tutte le apparecchiature elettriche ricadenti in aree classificate rispettano tutte le prescrizioni minime di sicurezza e funzionalità indicate nelle norme di riferimento per i luoghi classificati con pericolo di esplosione.

## **5.5 SISTEMI DI SICUREZZA E PROTEZIONE DEL PERSONALE**

### **5.5.1 SISTEMA ESD/PSD DEGLI IMPIANTI**

La gestione delle sicurezze sarà affidata ad una centralina pneumoidraulica di controllo.

La messa in sicurezza degli impianti è automatica a mezzo dei seguenti sistemi:

- **PSD** (*Process Shut Down*) - Sistema di blocco di processo con attivazione automatica tramite sensori, quali pressostati ed interruttori di livello;

- **ESD** (*Emergency Shut Down*) - Sistema di blocco di emergenza del processo con attivazione automatica tramite tappi fusibili e/o da sistemi locali ad azionamento manuale (pulsanti di emergenza), installati in posizioni strategiche.

Con l'attivazione di un **PSD** nella centralina pneumoidraulica si ha:

- la chiusura della valvola di superficie del pozzo (Wing).

Con l'attivazione di un **ESD** si ha:

- la messa in sicurezza del pozzo previa chiusura delle valvole di blocco in superficie (Wing), e a fondo pozzo (SSSV);

All'interno dell'area sono installati dei pulsanti di emergenza (ESD), in posizione facilmente raggiungibile ed adeguatamente segnalata:

- n. 1 in prossimità del choke manifold;
- n. 1 in prossimità della baracca laboratorio/quadri;
- n. 1 in prossimità dell'uscita di emergenza lato fiaccola.

### **5.5.2 MONITORAGGIO PER IL RILEVAMENTO DI INCENDIO**

Il circuito di sicurezza contro gli incendi, dell'impianto per la prova, consiste in una rete di tappi fusibili montata sopra le apparecchiature di prova e a testa pozzo.

Detta rete viene mantenuta in pressione da un compressore d'aria tramite linea dedicata.

I fusibili che si utilizzano hanno una temperatura di fusione di 75 °C, i quali, in caso di incendio fondono provocando la depressurizzazione della rete tappi fusibili e l'intervento di un dedicato pressostato che attiva il comando di ESD.

### **5.5.3 MONITORAGGIO PER IL RILEVAMENTO DI MISCELE ESPLOSIVE E H<sub>2</sub>S**

Il rilevamento di miscele esplosive e idrogeno solforato (H<sub>2</sub>S) sarà affidato a dei sensori dislocati all'interno dell'area, in prossimità delle apparecchiature di prova e dei serbatoi di stoccaggio.

I sistemi di allertamento ottico ed acustico saranno installati all'esterno della cabina dati, in posizione ben visibile ed udibile per tutta l'area.

Le soglie di intervento del sistema di rilevamento miscele esplosive saranno le seguenti:

- Preallarme: Concentrazione di idrocarburi gassosi nell'aria pari al 20% del L.I.E. - Segnale luminoso blu fisso e suono continuo
- Allarme: Concentrazione di idrocarburi gassosi nell'aria pari al 40% del L.I.E. - Segnale luminoso blu intermittente e suono politonale

Le soglie di intervento del sistema di rilevamento di idrogeno solforato sono le seguenti:

- Preallarme: Concentrazione di H<sub>2</sub>S nell'aria pari al 5 ppm - Segnale luminoso rosso fisso e suono continuo
- Allarme: Concentrazione di H<sub>2</sub>S nell'aria pari al 10 ppm - Segnale luminoso rosso intermittente e suono intermittente.

#### **5.5.4 PROTEZIONE DEL PERSONALE**

Per la protezione del personale presente in cantiere, i seguenti apparati sono sempre reperibili nelle dotazioni di sicurezza:

- maschera antigas a pieno facciale con relativa dotazione di filtri di scorta;
- autorespiratori con maschera a pieno facciale;
- cassetta di pronto soccorso;
- apparato telefonico di emergenza con elenco numeri per l'emergenza.

#### **5.6 SISTEMA DI PROTEZIONE ANTINCENDIO**

Le apparecchiature di processo conterranno quantità minime di olio per cui la protezione antincendio sarà realizzata mediante sia estintori portatili e carrellati a polvere in numero di:

- n. 8 estintori carrellati a polvere da 50 kg;
- n. 1 estintore portatile a polvere da 12 kg per ogni unità dotata di apparati elettrici e motori diesel;
- n. 1 estintori portatile a CO<sub>2</sub> per ogni quadri elettrici e gruppi elettrogeni;

sia tramite un apposito sistema idrico antincendio che è costituito dalle seguenti apparecchiature:

- vasca di acqua antincendio di circa 500 m<sup>3</sup>;

- pompe antincendio;
- pompa pilota;
- gruppo di miscelazione schiuma antincendio;
- monitori autoscillanti;
- versatori di schiuma;
- ugelli di raffreddamento.

La presenza continua di personale operativo addestrato ed a conoscenza delle norme di marcia e di sicurezza delle apparecchiature dell'impianto, permette un controllo costante ed interventi sempre tempestivi.

Il bacino di contenimento, in c.a., contenente i serbatoi di stoccaggio avrà una capacità totale di 103 m<sup>3</sup> (14,50x14,30x0,50) maggiore della metà di quella complessiva dei quattro serbatoi (46x4), secondo quanto prescritto all' Art. 54 punto 2 del D.M. del 31 Luglio 1934.

La protezione antincendio delle apparecchiature presenti nell'area di prova verrà effettuata tramite irrorazione di schiuma antincendio e raffreddamento con acqua. La schiuma sarà ottenuta miscelando liquido schiumogeno, fluoroproteico concentrato, con acqua e sarà versata a mezzo di monitori autoscillanti e versatori fissi; il raffreddamento ad acqua sarà effettuato tramite ugelli di raffreddamento.

#### **5.6.1 PROTEZIONE DEI SERBATOI DI STOCCAGGIO OLIO**

I serbatoi di stoccaggio olio sono posizionati all'interno di un bacino in muratura. La protezione dei serbatoi in caso di incendio sarà effettuata tramite irrorazione di schiuma antincendio per mezzo di versatori fissi; le superfici esposte all'irraggiamento saranno raffreddate con acqua per mezzo di monitori.

Il calcolo del fabbisogno idrico è stato effettuato ipotizzando incendio di greggio all'interno del bacino e quindi la necessità di soffocare l'incendio tramite schiuma. Il fabbisogno idrico quindi risulta:

##### Schiuma antincendio

Area occupata dal liquido all'interno del bacino	210 m <sup>2</sup>
Portata specifica soluzione schiumogena	4,1 l/min x m <sup>2</sup>
Portata totale richiesta	861,0 l/min
Autonomia richiesta	30 min
Stoccaggio minimo acqua antincendio	25,4 m <sup>3</sup>

Stoccaggio minimo liquido schiumogeno (6% dell'acqua) 1,52 m<sup>3</sup>

Acqua di raffreddamento

Area irraggiata (proiezione in pianta di 2 serbatoi) 60 m<sup>2</sup>

Portata specifica acqua di raffreddamento 10 l/min x m<sup>2</sup>

Portata totale richiesta 600 l/min

Autonomia richiesta 120 min

Stoccaggio minimo acqua di raffreddamento 72 m<sup>3</sup>

In definitiva il fabbisogno idrico antincendio risulta come segue:

**Portata massima teorica di acqua antincendio 97,4 m<sup>3</sup>/h**

**Riserva minima liquido schiumogeno 1,52 m<sup>3</sup>**

### 5.6.2 PRESIDI ANTINCENDIO

È previsto l'uso di:

- N.1 gruppo di miscelazione schiuma antincendio con serbatoio di liquido schiumogeno da 1500 l (per alimentazione dei versatori nei bacini di contenimento);
- N.6 lance schiuma a bassa espansione UNI 45 con portata 200 l/min (per la protezione dei bacini di contenimento)
- n. 2 monitore carrellato autoscillante ad acqua/schiuma (portata 1500 l/min) per raffreddamento serbatoi, intervento a schiuma su serbatoi e intervento su KO DRUM e guardie idrauliche;
- n. 1 monitore carrellato autoscillante ad acqua/schiuma (portata 1500 l/min) per raffreddamento e intervento a schiuma su unità caricamento;
- n. 2 cisternette da 1000 litri di liquido schiumogeno fluoroproteico universale a corredo dei monitori dislocati;
- n. 4 cisternette da 200 litri di liquido schiumogeno fluoroproteico universale a corredo dei monitori dislocati;
- N.8 ugelli sprinkler da 43 l/min (a 6 bar) montati su ogni serbatoio per raffreddamento dello stesso;
- n. 10 ugelli sprinkler da 45 l/min cadauno (a 4 bar) a servizio dell'unità di caricamento;

- N.3 pompe antincendio autoadescanti (una pompa di back-up), in grado di garantire la portata massima teorica di progetto alla prevalenza minima richiesta. Nel computo della portata totale, una motopompa non deve essere calcolata in quanto considerata di riserva.

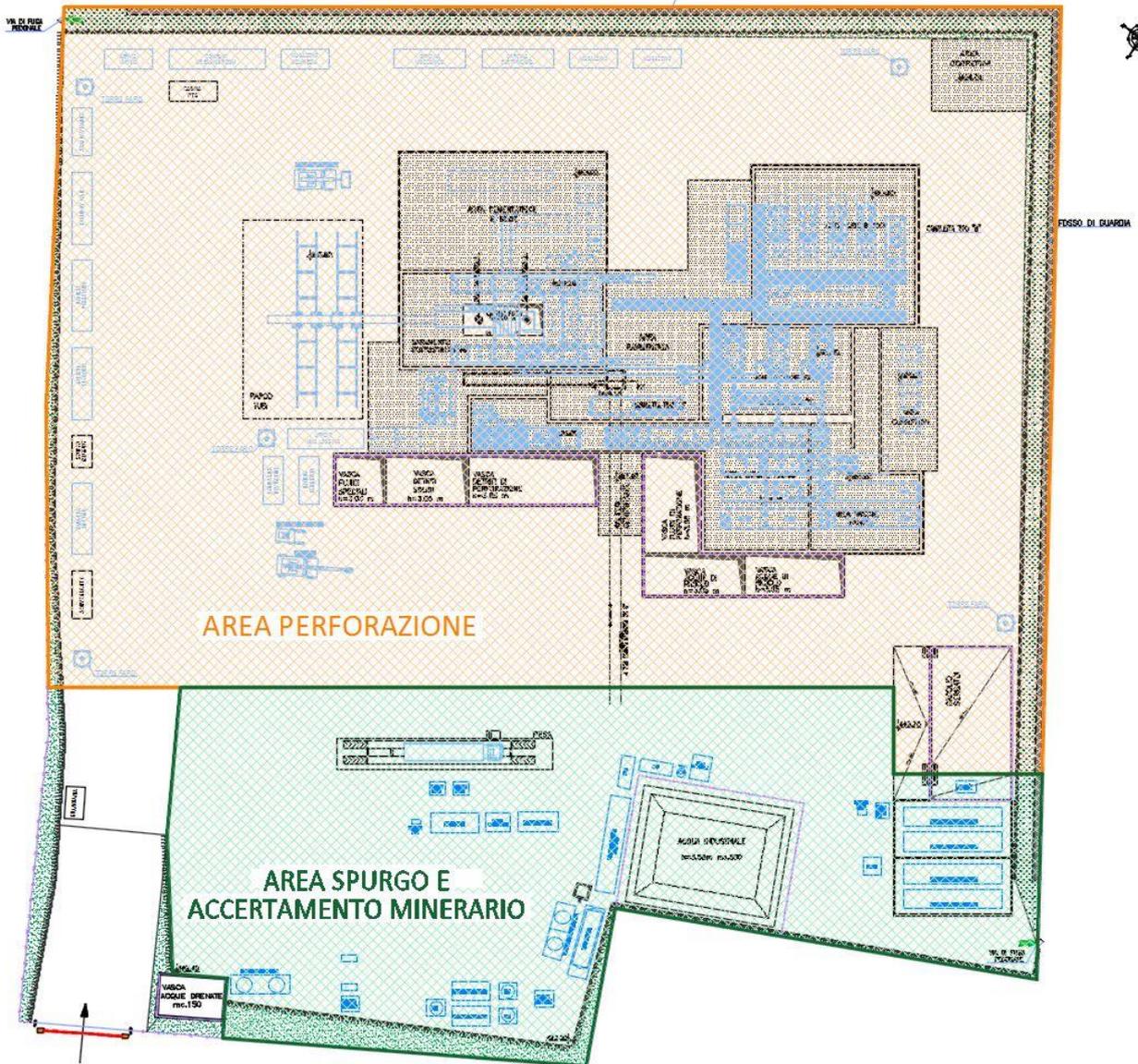


Figura 7 – Individuazione aree di cantiere



## 6. CALCOLO DELLE FREQUENZE DI ACCADIMENTO DEGLI SCENARI INCIDENTALI

### 6.1 TIPOLOGIE DEGLI SCENARI INCIDENTALI

Le tipologie di scenario attese conseguenti alle varie cause incidentali sono qui di seguito descritte:

1. **DISPERSIONE**: Rilascio di sostanze tossiche o pericolose per l'ambiente o infiammabili non seguito da incendio.
  - IDHL (Immediately Dangerous to Life or Health): Concentrazione massima ammissibile per un'esposizione di 30 minuti senza che le persone esposte subiscano danni irreversibili). Tale parametro, tipicamente utilizzato per la predisposizione dei piani di emergenza, definisce un'area di rispetto, all'interno della quale potrebbero sopravvenire danni alla salute delle persone a seguito dell'esposizione agli effetti di un prodotto tossico.
  - LC50 (Lethal Concentration - 50%): Concentrazione di sostanza tossica, letale per inalazione nel 50% dei soggetti esposti per 30 minuti.
2. **POOLFIRE**: Incendio di una pozza di liquido infiammabile al suolo.
3. **JETFIRE**: Incendio di un getto gassoso turbolento infiammabile, effluente da un componente impiantistico in pressione o dal pozzo; può causare danni alle strutture e/o alle persone in relazione all'entità dell'irraggiamento che si sviluppa.
4. **FLASHFIRE**: Incendio in massa di una nube di vapore infiammabile con effetto non esplosivo; Tale fenomeno ha una durata molto limitata e pertanto comporta effetti letali soltanto per le persone che si venissero a trovare all'interno della nube. Non sono da attendersi danni per le strutture e per le persone che dovessero trovarsi all'interno delle strutture.
5. **UVCE Unconfined Vapour Cloud Explosion**: Esplosione non confinata di una nube di vapore infiammabile; può causare danni alle strutture e/o alle persone in relazione all'entità delle onde di sovrappressione che si sviluppano. L'effetto sulle persone all'interno di strutture è indotto dai danneggiamenti provocati dal fenomeno sulle strutture stesse.
6. **BLEVE Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion**: Evento di rottura duttile

delle lamiere di un serbatoio sottoposte contemporaneamente alla pressione interna del fluido e ad un riscaldamento che ne attenua la resistenza meccanica. In tal caso si ha il cedimento del serbatoio con brusca espansione del fluido contenuto e proiezione di frammenti di lamiera a notevoli distanze. Il fluido rilasciato comporta la formazione di una sfera di gas infuocato (fireball) che si dilata e si eleva nell'aria irraggiando calore.

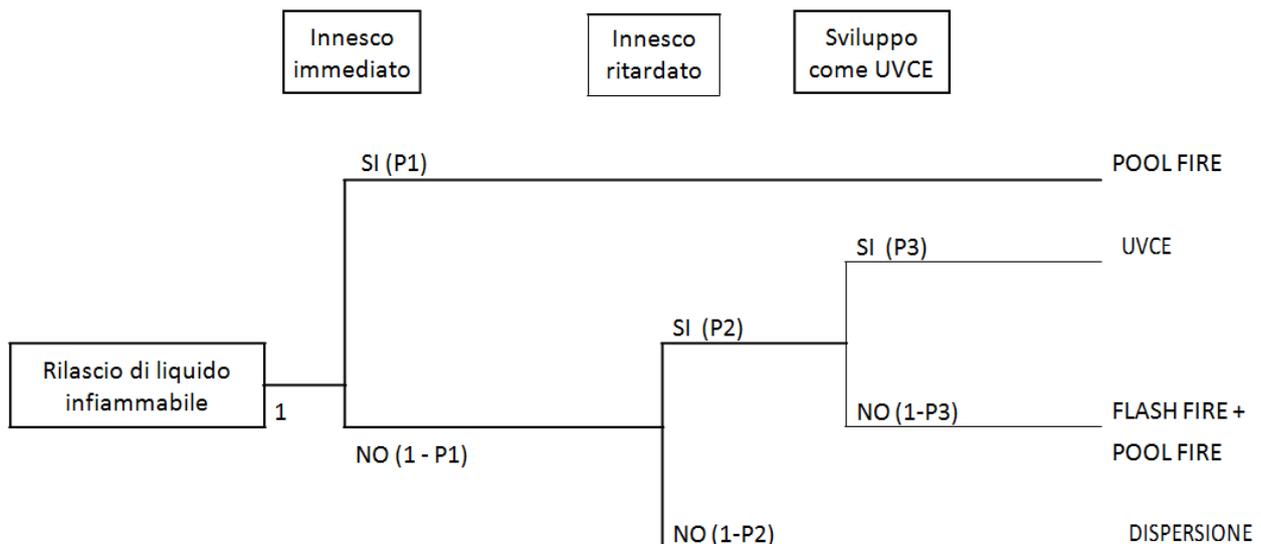
Per quanto riguarda il BLEVE e il conseguente fire ball (l'incendio assume la forma di una sfera di fuoco; può causare danni alle strutture e/o alle persone in relazione all'entità dell'irraggiamento che si sviluppa) si precisa che non è un evento determinato dal solo innesco di una perdita ma, perché abbia luogo, si deve verificare una concatenazione di cause ed effetti protratti per un certo tempo.

## 6.2 PROBABILITÀ DI DIVERSI SCENARI INCIDENTALI

Questa fase è sviluppata con l'ausilio della tecnica dell'Albero degli eventi.

Questo strumento consente di identificare e quantificare le frequenze associate a ciascuno dei possibili scenari incidentali che possono svilupparsi a partire da un evento iniziale.

Un esempio è riportato nella figura che segue.



Partendo dalla frequenza dell'evento iniziale ed associando un valore di probabilità a ciascuno dei percorsi identificati, è possibile stimare la frequenza finale associata a ciascuno scenario incidentale.

La caratterizzazione degli scenari incidentali plausibili per l'ipotesi incidentale di volta in volta esaminata viene effettuata valutando la presenza di vari fattori. Tali fattori sono riconducibili alla presenza o meno di innesco immediato o ritardato, all'azionamento di sistemi, preventivi e/o protettivi, tali da ridurre la frequenza di accadimento o il rilascio della sostanza pericolosa, all'azionamento di sistemi di raffreddamento, di confinamento, ecc.

L'assegnazione, sulla base di dati statistici o ingegneristici, di un valore probabilistico ai fattori citati rende possibile la quantificazione, in termini di frequenza, degli scenari incidentali.

La scelta delle probabilità dei diversi percorsi possibili, è stata approfondita e dettagliata con considerazioni in merito alla effettiva possibilità di innesco basate sulle dimensioni del rilascio e l'ubicazione delle fonti di innesco rispetto alla zona di rilascio.

Nel seguito vengono riportate due tabelle che mostrano rispettivamente come i valori della probabilità di innesco immediato, presi a riferimento nei vari scenari di incendio, dipendano dalla portata del rilascio, mentre i valori della probabilità di innesco ritardato dipendano dalla quantità totale rilasciata; i dati statistici sulle probabilità d'innesco riportati nella tabella seguente sono ricavati da B.J. WIEKEMA - TNO "Analysis of Vapour Cloud Accidents".

PROBABILITÀ DI INNESCO IMMEDIATO	
portata di rilascio	innesco immediato
Consistente (> 10 kg/s)	0,1
Rilevante (1 - 10 kg/s)	0,05
Lieve (< 1 kg/s)	0,02

PROBABILITÀ DI INNESCO RITARDATO	
entità del rilascio totale	innesco ritardato
Q < 100 kg	0,001
100 kg < Q < 1000 kg	0,01
Q > 1000 kg	0,1

In caso di innesco ritardato, il fenomeno risultante può essere una UVCE o un Flash Fire.

A partire dal criterio di credibilità di UVCE per situazioni non particolarmente congestionate, che prevede la non possibilità di UVCE per masse in zona di infiammabilità inferiori ai 1500 kg, la tabella seguente propone valori di probabilità di UVCE e Flash Fire dato l'innesco ritardato.

<b>Probabilità di evoluzione come UVCE</b>		
Massa Infiammabile (kg)	Probabilità di Esplosione se innescata	Probabilità di Flash Fire se innescata
< 1500	0	1
≥ 1500	0,099	0,901

### 6.3 TEMPI D'INTERVENTO

Per il calcolo del quantitativo totale rilasciato è necessaria la valutazione del tempo di durata del rilascio, coincidente con il tempo di intervento necessario per eliminare la perdita.

I tempi assunti per il rilascio di sostanze sono descritti di seguito.

<b>Tempo di intervento</b>	<b>Situazione</b>
20 - 40 s	in presenza di valvole motorizzate ad azionamento automatico
1 - 3 min	in presenza di valvole motorizzate con allarme ad azionamento a mezzo di pulsanti di emergenza installati in più punti dell'impianto
3 - 5 min	in presenza di valvole motorizzate ad azionamento remoto manuale da un solo punto
10 -30 min	in presenza di valvole manuali

I tempi per il rilascio di liquidi infiammabili e tossici sono descritti di seguito.

<b>Tempo di intervento</b>	<b>Situazione</b>
1 - 3 min	in presenza di sistema di rilevamento di fluidi pericolosi, ovvero nel caso di operazioni presidiate in continuo, con allarme e pulsanti di emergenza per chiusura valvole installati in più punti dell'impianto;
10 - 15 min	in presenza di sistemi di rilevamento di fluidi pericolosi con allarme, ovvero nel caso di operazioni presidiate in continuo, e in presenza di valvole manuali;
20 - 30 min	negli altri casi.



IRMINIO S.r.l.

N° Elaborato: IRM-0217-PCR-RT-01		Rev. 00
Data 30/05/2017	Redatto Irminio	Fg./di 31 / 33

## 6.4 MATRICE PER LA STIMA DEL RISCHIO ALLE PERSONE

Gravità	RISCHIO PER LE PERSONE / ATTIVITÀ E&P	0	A	B	C	D	E
		<10 <sup>-6</sup> occ/anno	10 <sup>-6</sup> a 10 <sup>-4</sup> occ/anno	10 <sup>-4</sup> a 10 <sup>-3</sup> occ/anno	10 <sup>-3</sup> a 10 <sup>-1</sup> occ/anno	10 <sup>-1</sup> a 1 occ/anno	>1 occ/anno
		Potrebbe verificarsi nell'industria E&P	Registrato nell'industria E&P	Accaduto almeno una volta nella Compagnia	Accaduto diverse volte nella Compagnia	Accaduto diverse volte/anno nella Compagnia	Accaduto diverse volte/anno in un sito
1	Effetto sulla salute/infortunio lieve						
2	Effetto sulla salute/infortunio minore						
3	Effetto sulla salute/infortunio significativo						
4	Disabilità permanente o singolo decesso (ridotta popolazione esposta)						
5	Decessi multipli (gruppi esposti)	Pool Fire Flash Fire UVCE Dispersione fase 5	Dispersione fasi 1 e 3				

## 6.5 FREQUENZA DI ACCADIMENTO

I Top Event analizzati presentano una frequenza di accadimento pari a:

- 1,66E-06 eventi/anno per la Fase 1
- 1,50E-06 eventi/anno per la Fase 3
- 9.20E-07 eventi/anno per la Fase 5.

Gli scenari incidentali che ne derivano hanno probabilità di accadimento che oscillano da  $10^{-6}$  a  $10^{-8}$ .

A queste frequenze sono state associate "classi di probabilità", secondo quanto indicato nella seguente tabella tratta da "General Guidance on Emergency Planning within the CIMAH regulation for Chlorine installation CIA".

CLASSE DELL'EVENTO	FREQUENZA (occ/anno)
PROBABLE (probabile)	$>10^{-1}$
FAIRLY PROBABLE (abbastanza probabile)	$10^{-2} \div 10^{-1}$
SOMEWHAT UNLIKELY (abbastanza improbabile)	$10^{-3} \div 10^{-2}$
QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)	$10^{-4} \div 10^{-3}$
UNLIKELY (improbabile)	$10^{-5} \div 10^{-4}$
VERY UNLIKELY (molto improbabile)	$10^{-6} \div 10^{-5}$
EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)	$<10^{-6}$

La classe di probabilità associata è **estremamente improbabile** per gli scenari di Pool fire, Flash fire e UVCE e **molto improbabile** per lo scenario di dispersione senza innesco; con riferimento alla classificazione qualitativa, utilizzata con una estensione come da tabella seguente.

FREQUENZA	CLASSE
Maggiore di 1 volta ogni 10 anni	Molto alta
Tra 10 e 100 anni	Alta
Tra 100 e 1000 anni	Media
Tra 1000 e 10000 anni	Bassa
Minore di 1 volta ogni 10000 anni	Molto Bassa

Quindi gli eventi sono inseriti in una classe definita **Molto Bassa**.

Dove le classi "Bassa, Media e Alta" assumono il seguente significato:

- **BASSA**: improbabile durante la vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito separato;

- **MEDIA:** possibile durante la vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito separato;
- **ALTA:** evento che si può verificare almeno una volta nella vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito separato.

## 6.6 CONCLUSIONI

A fronte di quanto esposto e fermo restando l'implementazione di tutti i sistemi di prevenzione e protezione previsti e prescritti in questa relazione, si può affermare che le attività analizzate possono essere effettuate con margine di sicurezza.

In particolare dai risultati dell'analisi probabilistica effettuata relativamente ai TOP EVENT considerati, si evince che l'occorrenza degli scenari incidentali analizzati ricade nell'area della matrice di riferimento a campitura gialla (incrocio 0-5 per Pool fire, Flash fire, UVCE e dispersioni Fasi 1 e 3, incrocio A-5 per dispersione fase 5 senza innesco) con valori di probabilità di accadimento tollerabili.

Per quanto specificatamente riguarda lo scenario di tipo Pool Fire (incendio pozza bacini di contenimento serbatoi di stoccaggio), l'allegato n 02-b riporta la simulazione di tale scenario con riferimento ai possibili effetti in caso di accadimento.