

METODOLOGIA PER L'ANALISI DI RISCHIO DEGLI OLEODOTTI

Romano Alfredo, R.A.1, Perrone P.F.2, Romano Giovanni, R.G.3 e Gotti Mauro, G.M.4

1 TRR S.r.l., Via Saore, 25 Osio Sotto (BG), 24046, Italia

2 TRR S.r.l., Via Saore, 25 Osio Sotto (BG), 24046, Italia

3 TRR S.r.l., Via Saore, 25 Osio Sotto (BG), 24046, Italia

4 TRR S.r.l., Via Saore, 25 Osio Sotto (BG), 24046, Italia

SOMMARIO

Lo scopo del presente articolo è quello di mostrare l'approccio metodologico utilizzato per effettuare l'analisi di rischio su oleodotti che trasportano sostanze infiammabili e che coinvolgono diverse località. L'oleodotto esaminato è relativo al trasporto di fluidi liquidi, ma la metodologia proposta è applicabile anche agli oleodotti che trasportano fluidi gassosi. L'analisi di rischio è stata sviluppata considerando diverse tipologie di rotture statistico-storiche, utilizzando come criteri di riferimento la banca dati del CONCAWE per la determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali. Gli scenari incidentali determinati hanno considerato inoltre l'efficacia dei sistemi di rilevamento delle perdite, agendo sulla definizione dei tempi di intervento e di riparazione del danno provocato a seguito del rilascio. Lo studio ha esaminato due configurazioni: la prima consiste nell'analisi di rischio senza considerare l'azione del sistema informatico di rilevamento perdite, mentre la seconda considera la presenza e l'efficacia del sistema di rilevamento perdite. I risultati ottenuti mostrano una riduzione delle conseguenze degli scenari incidentali esaminati, vista la riduzione del tempo d'intervento e quindi la quantità di fluido pericoloso rilasciato. I risultati dell'analisi di rischio hanno consentito di determinare una distanza di sicurezza che occorre rispettare al fine di poter dare l'autorizzazione da parte delle Autorità locali alla costruzione di edifici, palazzi, abitazioni, zone commerciali ecc.

1.0 INTRODUZIONE

Gli oleodotti non risultano normati da un punto di vista dei rischi di incidenti rilevanti e della prevenzione incendi. Non risultano quindi definite delle distanze di rispetto o di sicurezza tra l'oleodotto generalmente interrato e gli edifici circostanti.

Lo scopo del presente articolo consiste nel definire una metodologia da applicare comunemente a tutti gli oleodotti trasportanti sostanze pericolose, che attraverso l'analisi di rischio sia in grado di fornire informazioni e strumenti utili alle Autorità per controllare lo sviluppo urbano e lo sviluppo di infrastrutture in zone limitrofe al passaggio degli oleodotti.

L'oleodotto esaminato è relativo al trasporto di fluidi liquidi, ma la metodologia proposta è applicabile anche agli oleodotti che trasportano fluidi gassosi.

2.0 DESCRIZIONE DELL'OLEODOTTO

2.1 Dati Generali

L'oleodotto in esame è principalmente è adibito al trasporto di benzina ma è utilizzato anche per trasportare gasolio.

Il percorso dell'oleodotto interessa anche attraversamenti fluviali e ferroviari e in tali punti risulta caratterizzato da spessori più elevati, rivestimenti speciali e protezioni idonee per evitare fenomeni di interferenze.

L'oleodotto è caratterizzato da una stazione di pompaggio che consente di raggiungere una pressione massima di circa 100 bar. L'oleodotto risulta protetto dalla corrosione attraverso un sistema di protezione catodica.

2.2 Sistemi di Controllo e di Sicurezza

Il sistema di controllo comprende la strumentazione locale e il quadro con la strumentazione di controllo a distanza installato nella sala controllo.

La strumentazione sul quadro della sala controllo di spedizione è costituita da:

- registratori di portata e di pressione;
- allarmi con segnalazione acustica e luminosa per:
 - alta e altissima portata oleodotto,
 - bassa e bassissima portata oleodotto,
 - alta e altissima pressione oleodotto,
 - bassa e bassissima pressione oleodotto,
 - confronto portata partenza/arrivo;
- sistemi di blocco, comportanti l'arresto del trasferimento, per:
 - bassissima portata oleodotto,
 - altissima portata oleodotto,
 - bassissima pressione oleodotto,
 - altissima pressione oleodotto;
- blocco automatico di sicurezza oleodotto (indipendente) per altissima pressione;
- lampade di segnalazione di pompe ferme o in marcia;
- pulsante per arresto pompe.

A monte delle valvole di arrivo dell'oleodotto nel Deposito di ricevimento, al fine di proteggere l'oleodotto da eventuali sovrappressioni, sono installati, in serie, un disco di rottura e una valvola di sicurezza tarati ad una pressione di scatto di 10 bar che scarica nel serbatoio di ricezione.

2.3 Sistema di rilevamento perdite

L'attuale sistema di rilevamento perdite si basa sulla misurazione della pressione e della portata in corrispondenza in tre punti.

La misurazione di tali variabili è effettuata in modo continuativo e visualizzata in sala controllo.

Una marcata diminuzione della pressione di esercizio e contestualmente un aumento della portata di esercizio sono indicatori di una possibile perdita lungo il tracciato.

Per quanto riguarda la diminuzione della *pressione* la strumentazione di controllo prevede un allarme sonoro presso la Sala controllo qualora sia rilevata una pressione inferiore a 2 kg/cm^2 rispetto alla pressione di esercizio; il sistema di blocco è in grado di intervenire comandando l'arresto della mandata delle pompe qualora la differenza sia di 4 kg/cm^2 .

Per quanto riguarda la portata i criteri sono i seguenti:

- attivazione dell'allarme sonoro quando la portata misurata è superiore a $5 \text{ m}^3/\text{h}$ rispetto alla portata di esercizio;
- attivazione del sistema di blocco della mandata delle pompe qualora il valore misurato sia superiore a $10 \text{ m}^3/\text{h}$ rispetto alla portata di esercizio.

Una volta arrestate le pompe per bassa pressione/alta portata il sistema delle valvole di ritegno posizionate lungo l'oleodotto entra in funzione, le quali sezionano in media un tratto di circa 10 km. Le valvole di ritegno sono state dimensionate per consentire al massimo una perdita di 100 m³ di prodotto

Tale sistema comunque non consente una rilevazione esatta del punto di rilascio e quindi a fronte di uno sversamento occorre azionare la procedura di emergenza al fine di localizzare lungo il tracciato la sezione interessata dalla perdita, se non rilevabile da esterni o terzi.

La Società proprietaria dell'oleodotto prevede l'installazione di un nuovo sistema di rilevamento perdite che consentirà di ridurre i tempi di intervento, in quanto sarà in grado di rilevare la perdita e il punto in cui si è verificata la perdita entro 2 minuti. La massima quantità di liquido che non è in grado di essere rilevata come perdita consiste nel 3-4% della portata trasferita per un tempo massimo di 2 min.

L'individuazione del punto di perdita si basa su questo principio: in caso di perdita la caduta di pressione al variare della lunghezza dell'oleodotto (ovvero il gradiente di pressione) non è una funzione lineare.

Dal grafico sottostante (Fig. 1) è possibile notare che in caso di funzionamento senza perdita (without leak) il legame tra l'andamento della pressione e la lunghezza dell'oleodotto è di tipo proporzionale; in caso di perdita (with leak) esiste uno scostamento quantificato dalla derivata della pressione rispetto alla coordinata longitudinale.

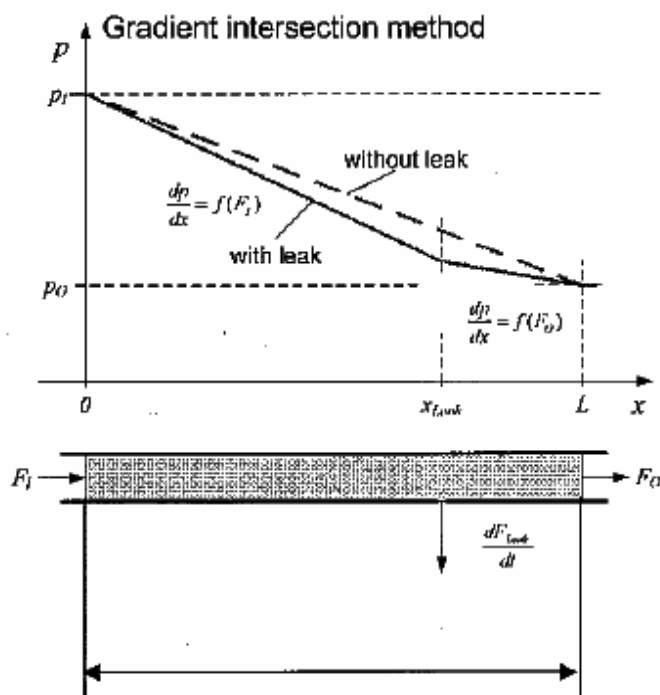


Figura 1. Variazione del gradiente di pressione in caso di perdita da oleodotto

Noto l'andamento della pressione lungo il tracciato in condizioni di funzionamento senza perdita, l'algoritmo di calcolo del nuovo sistema di rilevamento perdite provvede all'identificazione del punto di perdita associando il punto in cui si verifica lo scostamento dalla linea retta alla coordinata x (posizione lungo il tracciato).

3.0 ANALISI DIRISCHIO

3.1 Analisi dei dati storico statistici

L'indagine storico statistica riguarda l'analisi dei dati forniti dallo studio CONCAWE [1].

Il CONCAWE Oil Pipelines Management Group (OPMG) ha registrato, a partire dagli anni '70, le performance della rete pipeline europea occidentale; i dati coprono il periodo storico 1970-2000.

La rete pipeline, a cui lo studio fa riferimento, negli anni '70 aveva una lunghezza complessiva di 12800 km per un totale di 360 106 m³ di prodotti trasportati; nel 2000 la rete complessivamente era di 30000 km per un totale di 672 106 m³ trasportati.

Nell'anno 2000, come riporta lo studio CONCAWE, il 42% delle tubazioni ha più di 35 anni di servizio.

Lo studio CONCAWE suddivide le cause di versamento di prodotto dalla pipeline in cinque categorie:

- Corrosione (Corrosion)
- Danni Esterni (Third Party)
- Errore Operativo (Operational)
- Eventi Naturali (Natural Hazard)
- Guasto meccanico (Mechanical Failure).

La ripartizione dei 379 versamenti analizzati in base alla causa è riportata nel grafico successivo (Fig. 2):

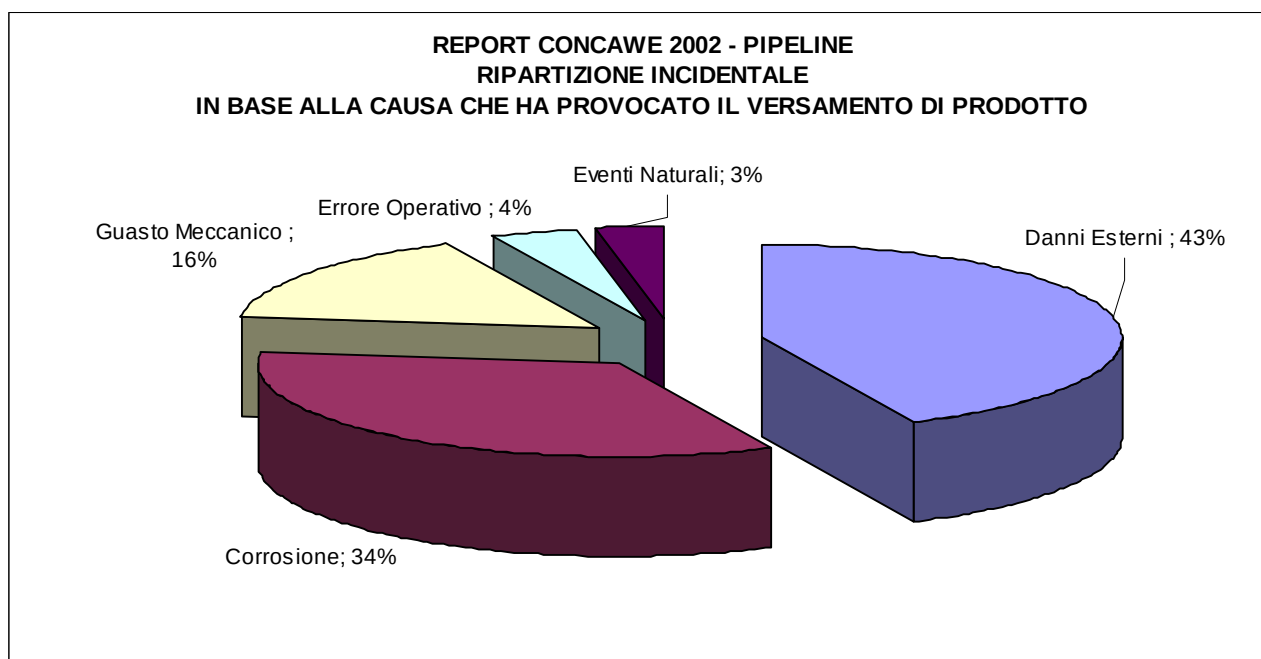


Figura 2. Ripartizione percentuale delle cause di perdita relative agli incidenti esaminati

Il grafico successivo mostra l'andamento dei versamenti negli ultimi 30 anni in base alle cause scatenanti (Fig. 3).

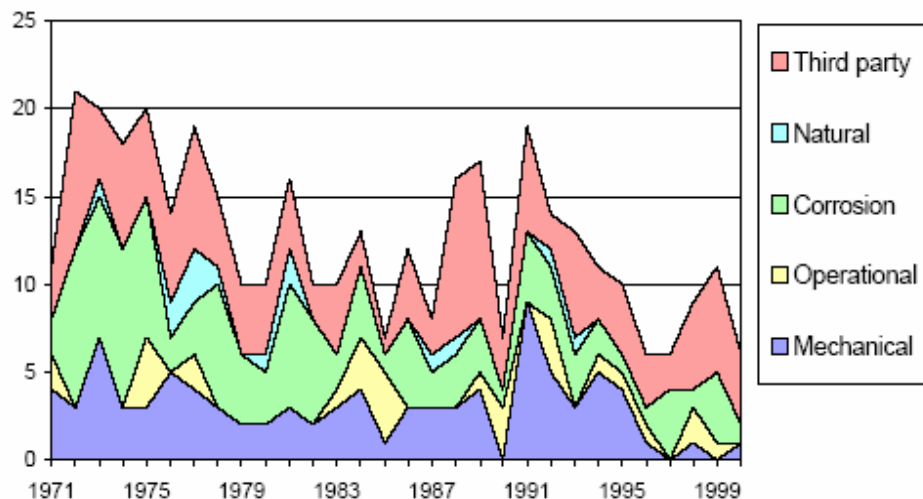


Figura 3. Andamento nel tempo delle diverse cause che hanno generato sversamenti

La tabella successiva (Tab. 1) è un estratto del Report CONCAWE in cui viene riportata, per vari sezioni dei fori di uscita del prodotto, la distribuzione della cause che lo hanno generato.

I casi analizzati dal CONCAWE da cui era possibile ricavare informazioni relative ai fori di uscita sono 176 (45 % del totale).

Tabella 1. Distribuzione percentuale della tipologia di perdite in funzione delle cause esaminate.

	Pinhole	Fissure	Hole	Split	Rupture	Overall
Number	20	21	58	27	50	176
%	12%	12%	34%	16%	29%	100%
Length x Width range (mm ²)	0.01 - 4	0.7 - 400	6 - 3600	20 - 81,000	4500 – 500,000	
Length x Width ave. (mm ²)	1	64	626	11,242	47,687	11,422
Hole Area/ Pipe cross section (%)	0.003%	0.08%	0.9%	12%	48%	15%
Gross spillage ave. (m ³)	59	205	169	174	363	220
Spillage/Hole area (m ³ /mm ²)	42	3	0.3	0.02	0.01	
Hole caused by (%)						
Mech. Failure	5%	19%	12%	22%	24%	17%
Operational	0%	5%	2%	11%	4%	4%
Corrosion	90%	33%	29%	30%	18%	34%
Natural hazard	0%	5%	2%	11%	2%	3%
Third party	5%	38%	55%	26%	52%	43%
Sizes of hole by cause (%)						
Mech. Failure	3%	13%	23%	20%	40%	100%
Operational	0%	14%	14%	43%	29%	100%
Corrosion	31%	12%	29%	14%	15%	100%
Natural hazard	0%	17%	17%	50%	17%	100%
Third party	1%	11%	43%	9%	35%	100%

Pinhole = less than 2 mm x 2 mm,

Fissure = 2+ mm up to 75 mm long x 10% max wide,

Hole = 2+ mm up to 75 mm long x 10% min wide,

Split = 75+ mm up to <1000 mm long x 10% max wide,

Rupture = >75 mm long x 10% min wide

In seguito all'analisi dei dati forniti dal CONCAWE le cause di rottura ritenute credibili per l'oleodotto in questione risultano essere:

- Corrosione
- Cause Esterne.

La possibilità che si verifichino condizioni di pericolo come arature, scavi profondi, ecc è da ritenersi significativa.

3.2 Determinazione della frequenza di rottura

Dallo studio CONCAWE si deduce che la frequenza di rottura (storica, senza tenere in considerazione protezioni specifiche o di sistemi di sicurezza) di un oleodotto è pari a:

$$2,5 * E - 4 \frac{occ}{anno * km}, \quad (1)$$

Le procedure di manutenzione e ispezione adottate dalla Società proprietaria dell'oleodotto consentono di migliorare il dato statistico fornito dal CONCAWE inerente alla frequenza di rottura di un oleodotto.

In particolare, tenuto conto delle seguenti misure impiantistiche/gestionali:

- protezione catodica;
- controlli effettuati tramite "Pig intelligente";
- programma di manutenzione adottato.

la presente analisi adotta un fattore migliorativo pari a 0,1 sulla frequenza di rilascio stimata dal CONCAWE. Tale fattore è assunto cautelativamente per dimostrare che una volta su 10 (0,1) i sistemi menzionati in precedenza possono fallire o non essere attivi e ciò causa la possibilità di ottenere un evento di rottura dell'oleodotto.

Tale fattore migliorativo tiene conto anche della profondità di interrimento della tubazione che risulta essere pari a 1,12 m.

La frequenza di rottura utilizzata per l'oleodotto in questione risulta essere pertanto pari a:

$$2,5 * E - 5 \frac{occ}{anno * km}, \quad (2)$$

3.3 Individuazione dei Diametri di Rottura dell'oleodotto e delle Relative Frequenze

Tenendo conto dell'analisi CONCAWE e dei criteri utilizzati nell'ambito delle analisi di rischio di incidenti rilevanti [2] sono state assunti i seguenti diametri di rottura per la modellazione dei rilasci di prodotto:

- D=3 mm corrispondente alla rottura dell'2% del diametro dell'oleodotto (principalmente imputabile a fenomeni di corrosione);
- D=20 mm corrispondente alla rottura del 15% della diametro dell'oleodotto (principalmente imputabile a eventi esterni, errore operativo o a eventi naturali);
- D=150 mm corrispondente alla rottura del 100% del diametro dell'oleodotto (principalmente imputabile a eventi esterni o a eventi naturali).

Le frequenze relative ai tre diametri di rottura sono state individuate in base della ripartizione effettuata dal CONCAWE, secondo cui la distribuzione degli incidenti per tipologia di foro di rilascio è la seguente:

- 12 % Pinhole (corrispondente allo 0,003% della sezione della tubazione);
- 11 % Fissure (corrispondente allo 0,08% della sezione della tubazione);
- 33 % Hole (corrispondente allo 0,9% della sezione della tubazione);
- 15 % Split (corrispondente al 12% della sezione della tubazione);
- 29 % Rupture (corrispondente al 48% della sezione della tubazione).

Ridistribuendo le percentuali CONCAWE su tre categorie le probabilità di occorrenza risultano essere le seguenti:

- la percentuale di rilasci caratterizzati da un diametro di rottura pari a
D = 3 mm è del 23 % (Pinhole + Fissure);
- la percentuale di rilasci caratterizzati da un diametro di rottura pari a
D = 20 mm è del 48 % (Hole + Split);
- la percentuale di rilasci caratterizzati da un diametro di rottura pari a
D = 150 mm è del 29 % (Rupture).

Tenuto conto del fattore correttivo applicato in precedenza, le frequenze relative ai tre diametri di rottura risultano indicate nella seguente tabella (Tab. 2):

Tabella 2. Frequenze di Accadimento delle Ipotesi Incidentali Individuate

Diametro rottura	Frequenza di accadimento [occ/ anno km]
3 mm	5,8 E-06
20 mm	1,2 E-05
150 mm	7,2 E-06

3.3 Individuazione degli Eventi Incidentali Ragionevolmente Prevedibili

La tabella successiva illustra i possibili scenari per le due sostanze trasportate (Tab. 3).

Tabella 3. Individuazione degli Eventi Incidentali Ragionevolmente Prevedibili.

TIPOLOGIA DI SCENARIO INCIDENTALE	CARATTERIZZAZIONE DIAMETRI DI RILASCIO [mm]	GASOLIO	BENZINA
Danno ambientale perdurante (non rilevabile in tempi brevi)	3	SI	SI
Danno ambientale (rilevabile in tempi ragionevoli)	20 150	SI	SI
POOL-FIRE Incendio di una pozza di liquido infiammabile al suolo	20 150	NO	SI

TIPOLOGIA DI SCENARIO INCIDENTALE	CARATTERIZZAZIONE DIAMETRI DI RILASCIO [mm]	GASOLIO	BENZINA
FLASH-FIRE Incendio in massa di una nuvola di vapore infiammabile con effetto non esplosivo.	20 150	NO	SI
UVCE Unconfined Vapour Cloud Explosion - Esplosione non confinata di una nuvola di vapore infiammabile	20 150	NO	SI

I dati statistici sulle probabilità d'innesco immediato sono ricavati dal TNO "Purple Book" ed. 2005 [4]; i dati statistici sulle probabilità d'innesco ritardato sono ricavati DA B.J. WIEKEMA - TNO "Analysis of Vapour Cloud Accidents".

3.4 Stima delle Conseguenze

Il calcolo delle conseguenze è stato effettuato considerando n.2 situazioni:

- Situazione attuale;
- Situazione futura.

Situazione attuale

La situazione attuale consiste nella possibilità che la Società proprietaria dell'oleodotto sia in grado di rilevare una perdita di notevole entità con l'attuale sistema informatizzato, descritto nei paragrafi in precedenza.

Questo significa che a fronte di una perdita che implica una variazione di portata superiore a 5 m³/h l'operatore in circa 5 min è in grado di accertare la presenza di una perdita dopo aver compiuto i seguenti steps:

- valutazione dell'allarme acustico/visivo riportato in sala controllo;
- accertamento dell'allarme attraverso mezzo telefonico al deposito ricevente e alla stazione di pompaggio;
- azionamento del blocco delle pompe di trasferimento.

Successivamente una volta bloccate le pompe di trasferimento, la fuoriuscita del liquido sarà caratterizzata esclusivamente dal battente di liquido.

La presenza delle valvole di ritegno consentono di sezionare il tratto per un massimo di 100 m³ di hold up. Si è considerato un dislivello massimo di 40 m relativo al tronco sezionato, a fronte dell'intervento delle valvole di intercettazione.

A questo punto la localizzazione del punto di rilascio risulta il discriminante per il calcolo del tempo di rilascio e quindi di intervento. Si ipotizza un tempo massimo di 6 h per la determinazione del punto di rilascio e intervento da parte della squadra di emergenza specializzata per il contenimento del rilascio.

Situazione futura

La situazione futura consiste nel permettere alla Società proprietaria dell'oleodotto di localizzare esattamente la posizione della perdita attraverso l'utilizzo di un sistema informatizzato in fase di allestimento.

Tale sistema consente attraverso i criteri riportati nei paragrafi precedenti di indicare esattamente il punto della perdita. Questo significa che il tempo d'intervento può essere di molto inferiore a quello stimato per la situazione attuale.

In maniera cautelativa si stima il tempo per la fermata delle pompe uguale a quello indicato per la situazione attuale (5 minuti) visto che l'operatore deve sincerarsi che l'anomalia sia dovuto esattamente ad una perdita anziché da altri fattori.

Una volta accertata la possibilità di una perdita la squadra di emergenza specializzata è in grado di raggiungere il luogo in cui è avvenuto il rilascio e provvedere al contenimento della perdita entro un massimo di 3 ore. Le perdite analizzate sono state divise per categorie di rilascio ed entità:

- 3 mm (2% del Diametro nominale);
- 20 mm (15% del Diametro nominale);
- 150 mm (100% del Diametro nominale).

Per la definizione delle conseguenze generate dagli scenari incidentali si sono considerate le condizioni operative più cautelative, al fine di stimare le massime distanze di danno generabili dalla situazione di emergenza.

Le tipologie di scenari incidentali esaminati sono state differenziate in funzione dell'entità della perdita. Gli scenari di irraggiamento sono stati valutati in termini di pool fire e flash fire. Le simulazioni hanno tenuto inoltre conto della possibilità o meno che il prodotto fuoriuscito possa venire a contatto con l'atmosfera, considerando le diverse tipologie di cause.

Gli scenari ambientali di percolamento nel sottosuolo sono stati valutati considerando le caratteristiche sotterranee del tracciato dell'oleodotto e la tipologia di fluido impiegato.

I calcoli relativi agli effetti di penetrazione nel suolo e sottosuolo del liquido rilasciato sono stati effettuati dal software HSSM [3]. I calcoli relativi agli scenari di irraggiamento (Pool Fire e Flash Fire) sono stati effettuati utilizzando il modello EFFECTS del TNO.

3.5 Risultati

Lo scenario di Flash Fire è stato analizzato anche nel caso ci sia una interferenza esterna (operazioni di scavo) che permette una esposizione notevole del fluido rilasciato.

Lo scenario di percolamento nel sottosuolo è stato sviluppato considerando due diverse profondità della falda: 4 e 6 m.

Di seguito si riportano i risultati ottenuti utilizzando la metodologia di lavoro proposta (Tab. 4) solo per lo scenario relativo alla perdita più gravosa di Benzina (150 mm - 100% del Diametro nominale), in caso di interferenze esterne. Le condizioni corrispondono al caso più gravoso in termini di:

- area della pozza originata
- possibilità che la pozza venga a contatto con l'atmosfera (operazioni di scavo-interferenze esterne)
- vento 2 m/s per le condizioni più sfavorevoli del Flash Fire
- vento 5 m/s per le condizioni più sfavorevoli del Pool Fire.

Come è riportato nella tabella il caso futuro, con l'utilizzo del sistema di leak detection ha consentito una riduzione delle distanze di danno in termini di Pool Fire, di Flash Fire e ha incrementato il tempo di raggiungimento della falda del prodotto pericoloso.

Tutto ciò è spiegato dal fatto che il sistema di leak detection consente una riduzione del tempo di intervento e quindi la possibilità che si rilasci una quantità inferiore di sostanza pericolosa e quindi anche una limitazione dell'area della pozza sversata.

Tabella 4. Risultati ottenuti per lo scenario di rottura più gravosa di Benzina.

Situazione	Distanze di danno (m)						Tempo di percolamento nel sottosuolo e raggiungimento falda (giorni)	
	Pool Fire (kW/m ²) vento 5 m/s				Flash Fire condiz. meteo: F2			
	12,5	7	5	3	LFL	½ LFL	Prof. 4 m	Prof. 6 m
Attuale	16	25	27	35	24	44	2,5	14
Futura	15	22	25	30	20	35	3	15

4.0 CONCLUSIONI

A fronte degli scenari incidentali esaminati sono state definite le procedure di emergenza che devono essere attivate per contrastare l'evoluzione della situazione pericolosa. Diverse funzioni sono state definite per la localizzazione della perdita e il contenimento della stessa.

I risultati dell'analisi di rischio hanno consentito di determinare una distanza di sicurezza che occorre rispettare al fine di poter dare l'autorizzazione da parte delle Autorità locali alla costruzione di edifici, palazzi, abitazioni, zone commerciali ecc.

Lo studio risulta estremamente utile per garantire consapevolezza a chi gestisce l'oleodotto e a chi possiede delle proprietà in vicinanza dello stesso a rispettare le distanze di sicurezza e ai problemi che l'oleodotto può generare alla proprietà in caso di emergenza; lo stesso dicasi per eventuali problemi relativi alle attività di costruzione nei pressi dell'oleodotto.

RIFERIMENTI

- [1] CONCAWE Report 1/02 "Western European cross-country oil pipelines 30-year performance statistics", Febbraio 2002.
- [2] Ministero dell'Interno-Direzione Generale della Protezione Civile e dei Servizi Antincendi- Attività a Rischio di Incidente Rilevante.
- [3] HSSM - Hydrocarbon Spill Screening Model, US EPA
- [4] TNO Purple Book Ed. 2005 - Guidelines for quantitative risk assessment