

TEA REPORT 16-043
Rev.3
Via Ponte a Piglieri, 8
56122 Pisa

telephone: + 39 050
6396101
telefax: + 39 050
6396110
e-mail: info@tea-group.com
www.tea-group.com



TEASISTEMI
ENERGY AND ENVIRONMENT TECHNOLOGIES



Cert. n. 9175.TEAS
ISO 9001:2008



Cert. n. 9191.TEAS
ISO 14001:2004

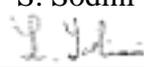


Achilles JQS
empowered by Achilles

Mod. 7.3.02-Rev3

Studio di dimensionamento idraulico e meccanico del gasdotto tra i pozzi del giacimento Colle Santo e l'area impianto

S. Coltelli
S. Sodini

TEA SISTEMI SPA CENTRO PER LE TECNOLOGIE ENERGETICHE ED AMBIENTALI					
OLIMAR			DOC.N° 16-043 Rev.3		
PROGETTO PROJECT		O16/TGEN/A11 (VIA_Bomba_support)			
DISTRIBUZIONE DISTRIBUTION					
TITOLO TITLE		Studio di dimensionamento idraulico e meccanico del gasdotto tra i pozzi del giacimento Colle Santo e l'area impianto			
SOMMARIO ABSTRACT		Il presente studio riguarda il dimensionamento idraulico e meccanico del gasdotto che collega l'area pozzo "Monte Pallano" e l'impianto per il trattamento del gas nella zona industriale di Atessa-Paglieta distante circa 20 km.			
PAROLE CHIAVE KEY WORDS					
NOTE REMARKS					
3	15/04/2016	Emissione per enti	S. Coltelli 	S. Sodini 	
REV. REV.	DATA DATE	DESCRIZIONE DESCRIPTION	REDATTO PREPARED	CONTROLLATO CHECKED	APPROVATO APPROVED

File : Allegato-1_StudiodiFlowAssurance_15-04

INDICE

1	INTRODUZIONE	4
2	DATI DI BASE	5
2.1	CARATTERISTICHE DELLA TESTA POZZO	5
2.2	UBICAZIONE DELL'IMPIANTO DI TRATTAMENTO DEL GAS PER LO STUDIO DI FATTIBILITÀ.....	5
2.3	PROFILO DI PRODUZIONE E PRESSIONI PREVISTE.....	5
2.4	COMPOSIZIONE DEL GAS	7
2.5	CARATTERISTICHE DELLA LINEA.....	8
2.6	CONDIZIONI AL CONTORNO	9
3	METODOLOGIA	10
4	DIMENSIONAMENTO MECCANICO	11
5	ANALISI STAZIONARIA	12
5.1	CONDIZIONI OPERATIVE CON PRODUZIONE NOMINALE.....	12
5.1	INIBITORE DI FORMAZIONE DEGLI IDRATI.....	23
6	ANALISI DEI TRANSITORI OPERATIVI	28
6.1	RAMP DOWN E RAMP UP	28
6.2	SHUT DOWN E RESTART.....	41
7	CORROSIONE E SELEZIONE DEL MATERIALE	50
7.1	METODOLOGIA PER LA VALUTAZIONE DELLA CORROSIONE	50
7.2	CASI CORROSIONE ACIDA (SOUR)	51
7.3	SOUR SERVICE.....	52
7.4	RISULTATI DELLA VALUTAZIONE DELLA CORROSIONE	52
7.5	RISULTATI DELLA VALUTAZIONE SOUR SERVICE	53
7.6	CONCLUSIONI DELLA VALUTAZIONE DI CORROSIONE	55
8	CONCLUSIONI	56
9	BIBLIOGRAFIA	57

1 INTRODUZIONE

Il presente studio si inserisce nel progetto di sviluppo del giacimento Colle Santo che prevede la perforazione e la messa in produzione di cinque pozzi, di cui due pozzi già perforati, e la realizzazione di un gasdotto di connessione e di un impianto per il trattamento del gas estratto necessario a portare il fluido alle specifiche richieste per l'immissione nel gasdotto di "SNAM rete gas".

Il fluido di giacimento estratto dai pozzi deve essere trasportato, per mezzo di una linea multifase, dalla testa pozzo all'impianto di trattamento situato a circa 20 km di distanza.

Il diametro ottimale della linea è 8 pollici con una pressione di consegna alla centrale di trattamento di 41.7 bara; tale diametro è stato determinato nel corso di un'analisi preliminare (Ref.[1]).

Scopo del presente studio è la valutazione in condizioni di flusso stazionario dei seguenti parametri lungo la linea:

- Pressione;
- Temperatura;
- Accumulo di liquido;
- Velocità della fase liquida e della fase gassosa;
- Velocità erosionale;
- Formazione di idrati ed eventualmente scelta dell'inibitore migliore;
- Rateo di corrosione e sovrassessore di corrosione.

E' stato inoltre analizzato il comportamento del sistema durante transitori operativi quali riduzioni ed aumento di portata, fermate e ripartenze della produzione.

2 DATI DI BASE

2.1 CARATTERISTICHE DELLA TESTA POZZO

Lo studio si è basato sulle seguenti caratteristiche della testa pozzo:

- Ubicazione teste pozzo Bomba (CH)
- Altitudine teste pozzo +312 m.s.l.
- Numero di pozzi in produzione 5
- STHP (pressione statica di testa pozzo) 125 kg/cm² a
- WTH (temperatura di esercizio di testa pozzo) 20÷25 °C
- CGR (Condensato/Gas) 59 STB / MM Sm³
- Massima portata prodotta 650000 Sm³/g.

2.2 UBICAZIONE DELL'IMPIANTO DI TRATTAMENTO DEL GAS PER LO STUDIO DI FATTIBILITÀ

L'impianto di trattamento del gas è situato nell'area industriale di Atesa/Paglieta.

2.3 PROFILO DI PRODUZIONE E PRESSIONI PREVISTE

In Tabella 2-1 è riportato il profilo di produzione previsto espresso in termini di portate di gas di giacimento, condensato, acqua, e pressioni a testa pozzo FTP (Flowing Tubing Head Pressure) e fondo pozzo BHP (Bottom Hole Pressure).

Non sono disponibili analisi chimiche che forniscano le caratteristiche del condensato prodotto durante il test di produzione del pozzo MP-1.

Le condizioni statiche di giacimento durante il test di produzione sono state di 141.3 kg/cm²a e 51°C.

Production Profile "Most Likely Case" (4 wells)

Year	BHP		gas/ day		gas/yr		FTP		Cond/yr	Cond/day	Yield	water		
	Kg/cm2a	psi	(Sm3/d)	MMCFD	(MSm3)	BCF	(Kg/cm2a)	(psi)	(KSTB)	BCPD	BBL/MMCF	(l/d)	(bwpd)	bw/yr
0	141.4	2010												
1	131.9	1876	448.442	15.0	155.5	5.5	122.50	1742	9.2	25	1.7	18	0.1	42
2	125.8	1789	448.442	15.0	155.5	5.5	116.60	1658	9.2	25	1.7	24	0.2	55
3	117.4	1669	646.742	21.7	224.3	7.9	108.40	1542	13.2	36	1.7	68	0.4	157
4	110.0	1564	646.742	21.7	224.3	7.9	101.20	1439	13.2	36	1.7	132	0.8	305
5	102.8	1462	646.742	21.7	224.3	7.9	94.30	1341	13.2	36	1.7	874	5.5	2019
6	95.2	1354	646.742	21.7	224.3	7.9	86.80	1235	13.2	36	1.7	3135	19.8	7242
7	88.6	1260	646.742	21.7	224.3	7.9	80.30	1142	13.2	36	1.7	5332	33.7	12318
8	80.7	1148	546.742	18.3	189.6	6.7	72.50	1031	11.2	31	1.7	2014	12.7	4653
9	74.6	1061	546.742	18.3	189.6	6.7	66.40	944	11.2	31	1.7	6444	40.8	14886
10	72.7	1034	198.300	6.7	68.8	2.4	65.00	924	4.1	11	1.7	8	0.1	18
11	69.1	982	198.300	6.7	68.8	2.4	62.20	885	4.1	11	1.7	7	0.0	16
12	62.4	887	198.300	6.7	68.8	2.4	55.60	791	4.1	11	1.7	12	0.1	28
13	51.1	727	198.300	6.7	68.8	2.4	40.40	575	4.1	11	1.7	2011	12.7	4646
14	65.4	930	198.300	6.7	68.8	2.4	37.60	535	4.1	11	1.7	3215	20.3	7427
					2155.7	76.1			127.0					53812.1

DEPLETION PLAN: MP-1 shut-in after 7 years
 Drill wells 3 & 4 in 2nd year and place on production in 3rd year
 MP-2 & 4 shut-in after 9 years
 MP-3 shut-in after 14 years

Tabella 2-1: Profilo di Produzione

2.4 COMPOSIZIONE DEL GAS

La composizione molare del gas di giacimento è riportata in Tabella 2-2.

Componenti	Moli
(Secco)	(%)
Elio	0.1099%
Azoto	21.8664%
Anidride Carbonica	0.6725%
Acido Solfidrico	0.2763%
Metano	69.2191%
Etano	4.4845%
Propano	2.1659%
Butano	0.6963%
Pentano	0.3068%
Altri Esani	0.1210%
N-Esano	0.0281%
Benzene	0.0063%
Eptano	0.0131%
Toluene	0.0054%
Trimetil Pentano	0.0051%
Etil Benzene	0.0003%
Xyleni	0.0014%
Ottano*	0.0108%
Nonano*	0.0072%
Decano*	0.0037%

Tabella 2-2: Composizione del gas di giacimento

Helium	0,1099%
Nitrogen	21,8664%
Carbon Dioxide	0,6725%
Hydrogen Sulfide	0,2763%
Methane	69,2191%
Ethane	4,4845%
Propane	2,1659%
Butane	0,6963%
Pentane	0,3068%
Other Hexanes	0,1210%
N-Hexane	0,0281%
Benzene	0,0063%
Heptane	0,0131%
Toluene	0,0054%
Trimethyl Pentane	0,0051%
Ethylbenzene	0,0003%
Xylenes	0,0014%
Others	0,0217%

2.5 CARATTERISTICHE DELLA LINEA

L'altimetria della linea è mostrata in Figura 2-1.

La pressione di progetto è assunta pari alla pressione statica di testa pozzo (125 kg/cm²a).

Si ipotizza che la linea sia interrata e non isolata termicamente e la temperatura media del suolo sia 20 °C in condizioni estive e 10 °C in condizioni invernali.

Il diametro ottimale della linea è stato determinato nel corso di un'analisi preliminare e risulta essere 8 inch. Lo spessore è stato valutato considerando un acciaio X52 e facendo riferimento alla schedula XXS.

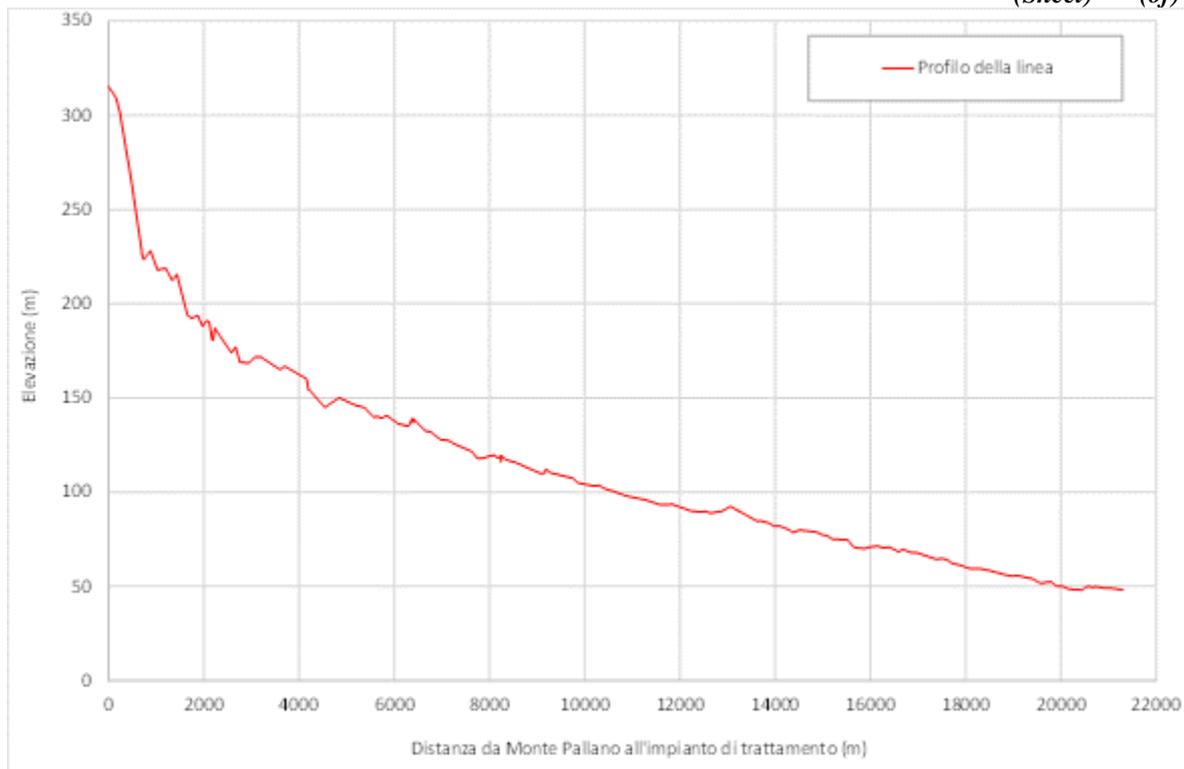


Figura 2-1: Profilo della linea

2.6 CONDIZIONI AL CONTORNO

La pressione di consegna all'impianto di trattamento è 41.7 bara (605 psia - 42.5 kgf/cm²).

3 METODOLOGIA

La linea multifase è stata simulata sulla base delle seguenti ipotesi:

- Condizioni di ingresso (testa pozzo): temperatura e portata imposte;
- Condizioni di uscita (centrale di trattamento): pressione di arrivo fissata a 41.7 bara;
- Composizione del fluido: la composizione del gas è stata adattata al CGR fornito (59 STB / MM Sm³) ed il fluido è stato saturato in acqua alle condizioni di giacimento.

Gli scenari selezionati sono:

- ✓ anno 1: massima pressione prevista a testa pozzo;
- ✓ anno 3: massima pressione prevista a testa pozzo negli anni in cui è massima la portata di gas prodotto;
- ✓ anno 7: minima pressione prevista a testa pozzo negli anni in cui è massima la portata di gas prodotto;
- ✓ anno 9: massima portata di acqua prodotta;
- ✓ anno 12: minima portata di gas prodotto.

Sono state analizzate sia le condizioni ambientali estive (temperatura media del suolo 20 °C, temperatura di testa pozzo 25 °C) che quelle invernali (temperatura media del suolo sia 10 °C, temperatura di testa pozzo 20 °C).

Le simulazioni sono state eseguite per mezzo del codice OLGA (Ref.[2]) e le tabelle dei fluidi sono state realizzate utilizzando il software PVTsim (Ref.[3]).

4 DIMENSIONAMENTO MECCANICO

Per il dimensionamento del gasdotto (Ref. [5]) che connette i pozzi del giacimento Colle Santo e l'area industriale di Atessa-Paglieta è stata considerata una pressione di progetto pari alla massima pressione statica a testa pozzo ($125 \text{ kg/cm}^2\text{a}$), in modo che la linea possa sopportare a livello meccanico la pressione che si avrebbe in caso di impaccamento (chiusura della valvola in impianto senza chiusura dei pozzi).

Considerando un acciaio X52 (52000 psia di tensione di snervamento) lo spessore minimo della linea risulta di 6.57 mm come riportato in Tabella 4-1. A tale spessore minimo va poi aggiunto il sovraspessore richiesto per gestire le problematiche di corrosione (vedi sezione 7).

Diametro	Spessore minimo
inch	mm
8	6.57

Tabella 4-1: Spessore minimo teorico gasdotto

5 ANALISI STAZIONARIA

Di seguito sono riportati i risultati ottenuti dalle simulazioni relative alle condizioni di produzione nominale per gli scenari selezionati: anno 1, anno 3, anno 7, anno 9 e anno 12. I risultati sono riportati sia per condizioni ambientali estive sia invernali.

5.1 CONDIZIONI OPERATIVE CON PRODUZIONE NOMINALE

Le condizioni operative relative alla produzione nominale sono riportate in termini di:

- Profili di pressione, temperatura, velocità e distribuzione del liquido lungo la linea;
- Identificazione di fenomeni di erosione;
- Valutazione del rischio di formazione idrati.

I risultati principali sono riassunti in Tabella 5-1 e Tabella 5-2 dove sono indicate pressioni e temperature in varie sezioni del sistema (testa pozzo, ingresso e uscita della linea) e in Tabella 5-3 e Tabella 5-4 in cui sono indicate le portate di gas e liquido in ingresso all'impianto di trattamento, il contenuto di liquido in linea e il regime di flusso.

I profili dei parametri principali lungo la linea ottenuti dalle simulazioni (pressione, temperatura, hold-up, velocità di gas e liquido, rapporto di velocità erosionale e regime di flusso) sono illustrati dalla Figura 5-1 alla Figura 5-14.

In Figura 5-15 e Figura 5-16 è riportato il confronto tra la curva di formazione idrati e le condizioni operative del sistema rappresentate dal profilo pressione/temperatura lungo la linea. Quando le condizioni operative della linea sono a sinistra della curva di formazione idrati è possibile dal punto di vista termodinamico la formazione di questi composti in linea.

In base ai risultati ottenuti possono essere tratte le seguenti conclusioni:

- In ogni scenario analizzato è possibile trasportare la produzione prevista con choking a testa pozzo che varia tra 11 bar (nell'anno 12) e 72 bar (nell'anno 1);
- Il regime di flusso osservato lungo l'intera linea in tutti gli scenari analizzati è di tipo stratificato, con l'eccezione dell'anno 12 in cui si hanno zone caratterizzate da slug idrodinamico;
- Il contenuto di liquido totale in linea varia tra 2 m³ e 7.2 m³ in condizioni estive e tra 2.4 m³ e 9.6 m³ in condizioni invernali;

- La massima velocità del gas negli scenari analizzati risulta di 7 m/s, mentre la massima velocità del liquido è di 1.2 m/s;
- Non risultano problematiche relative ad erosione in quanto il massimo rapporto di velocità erosionale (rapporto tra velocità effettiva del fluido e valore di soglia della velocità di erosione) è 0.36. La velocità erosionale di soglia è stata calcolata in base a quanto previsto dalle API RP 14E con un valore “C” scelto in modo conservativo pari al minimo tra quelli indicati nella normativa (122 in unità del sistema internazionale (Ref.[4]));
- Negli anni 7, 9 e 12 in condizioni estive non si evidenziano rischi di formazione idrati e il margine tra le condizioni operative del sistema e la curva di formazione idrati è 1.7 °C nell’anno 7, 6.9 °C nell’anno 9 e 7.6 °C nell’anno 12. In tutti gli altri scenari analizzati la linea presenta condizioni termodinamiche che si trovano all’interno della zona di formazione degli idrati. Per quanto riguarda gli anni 1 e 3, sia in condizioni estive sia invernali, ciò è dovuto all’espansione del gas attraverso la choke di testa pozzo che causa un forte raffreddamento del fluido che di conseguenza entra in linea a bassa temperatura. Per quanto riguarda gli anni 7, 9 e 12, si ha formazione di idrati sono in condizioni invernali; in questi scenari la formazione di idrati è dovuta al progressivo raffreddamento legato all’espansione del gas che scorre all’interno del sistema e allo scambio termico con il terreno circostante.

Anno	Pressione di testa pozzo	Temperatura di testa pozzo	Pressione di ingresso linea	Temperatura di ingresso linea	Pressione di ingresso all'impianto	Temperatura di ingresso all'impianto
-	bara	°C	bara	°C	bara	°C
1	120.1	25	48.2	4.8	41.7	19.6
3	106.3		54.9	8.0		18.7
7	78.8		55.1	16.1		18.7
9	65.1		51.6	19.8		19.2
12	54.6		42.9	20.0		20.0

Tabella 5-1: Pressioni e temperature ricavate in stazionario e condizioni ambientali estive

Anno	Pressione di testa pozzo	Temperatura di testa pozzo	Pressione di ingresso linea	Temperatura di ingresso linea	Pressione di ingresso all'impianto	Temperatura di ingresso all'impianto
-	bara	°C	bara	°C	bara	°C
1	120.1	20	47.8	-1.0	41.7	9.6
3	106.3		54.3	2.1		8.6
7	78.8		54.5	10.5		8.7
9	65.1		51.1	14.4		9.2
12	54.6		43.0	14.9		10.0

Tabella 5-2: Pressioni e temperature ricavate in stazionario e condizioni ambientali invernali

Anno	Portata di liquido in uscita	Portata di gas in uscita	Contenuto totale di liquido in linea	Regime di flusso
-	m ³ /h	m ³ /h	m ³	-
1	0.3	417.2	2.4	Stratificato
3	0.4	599.2	2.0	Stratificato
7	0.7	599.4	3.3	Stratificato
9	0.6	508.0	3.9	Stratificato
12	0.1	184.7	7.2	Stratificato - Slug

Tabella 5-3: Risultati di stazionario ottenuti in condizioni ambientali estive

Anno	Portata di liquido in uscita	Portata di gas in uscita	Contenuto totale di liquido in linea	Regime di flusso
-	m ³ /h	m ³ /h	m ³	-
1	0.3	397.6	2.8	Stratificato
3	0.5	570.8	2.4	Stratificato
7	0.7	571.0	3.8	Stratificato
9	0.7	482.4	4.3	Stratificato
12	0.2	176.2	9.6	Stratificato - Slug

Tabella 5-4: Risultati di stazionario ottenuti in condizioni ambientali invernali

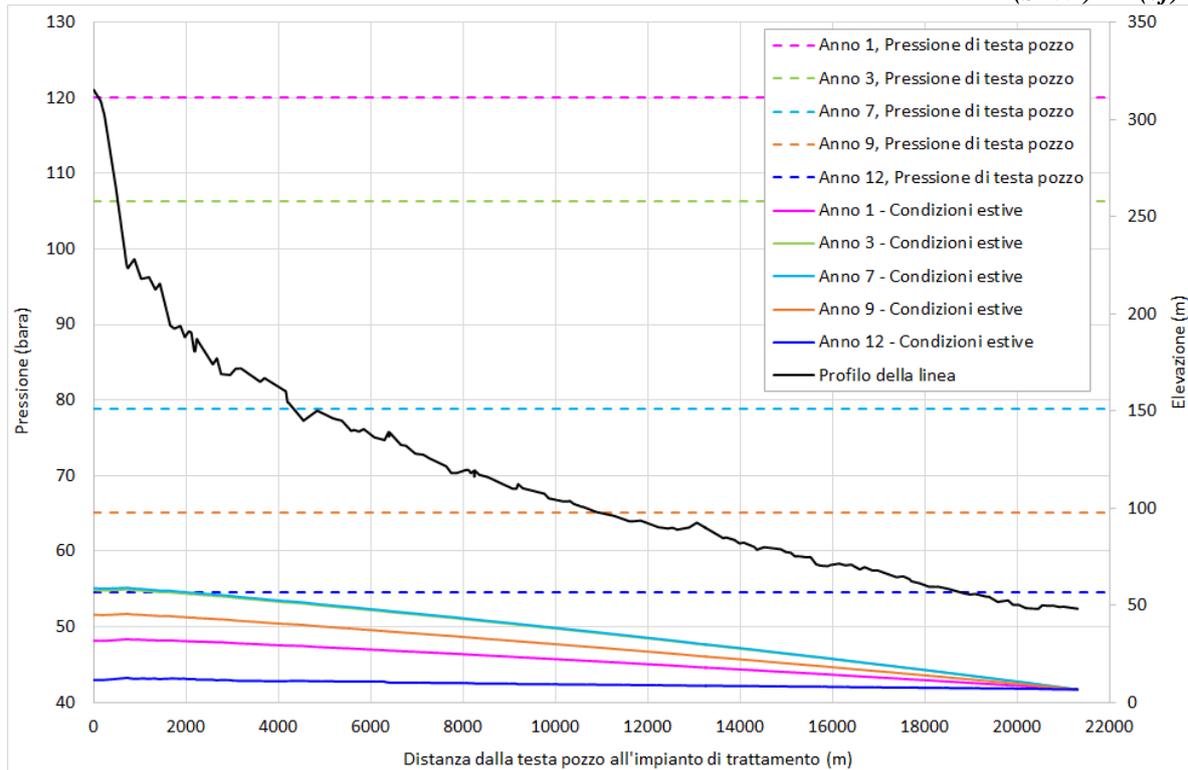


Figura 5-1: Profilo di pressione lungo la linea – Condizioni ambientali estive

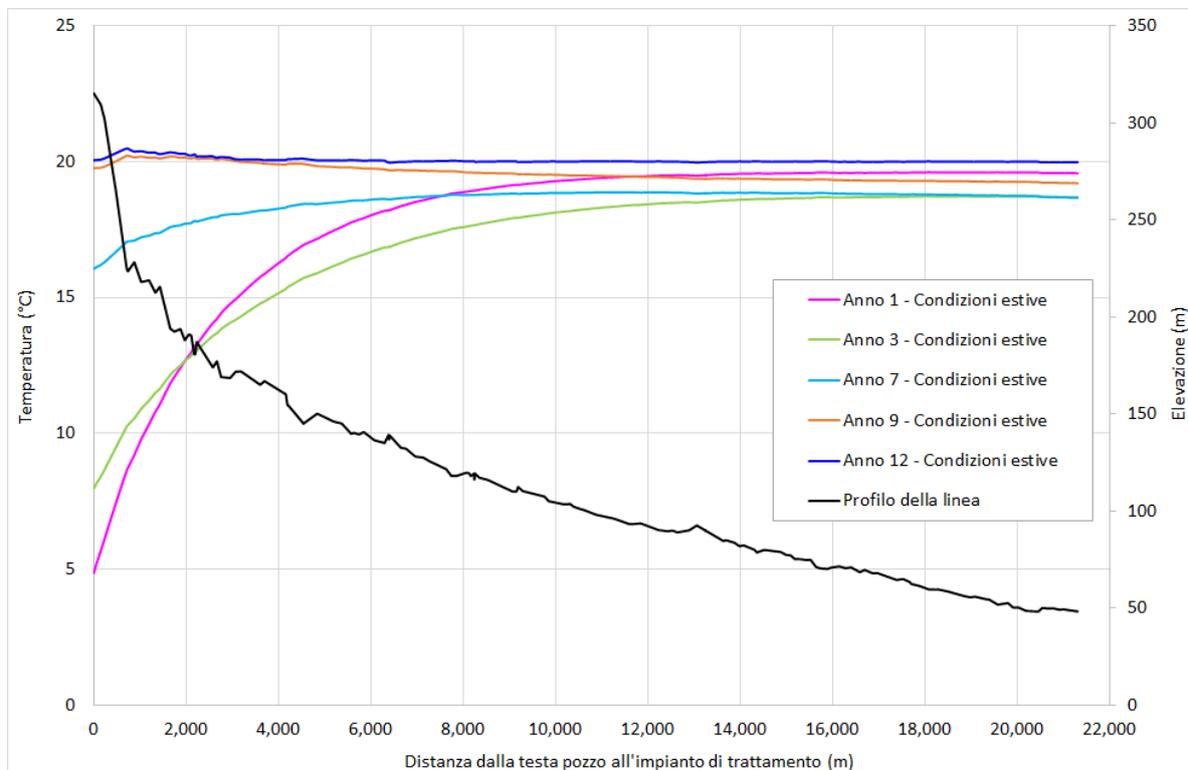


Figura 5-2: Profilo di temperatura lungo la linea – Condizioni ambientali estive

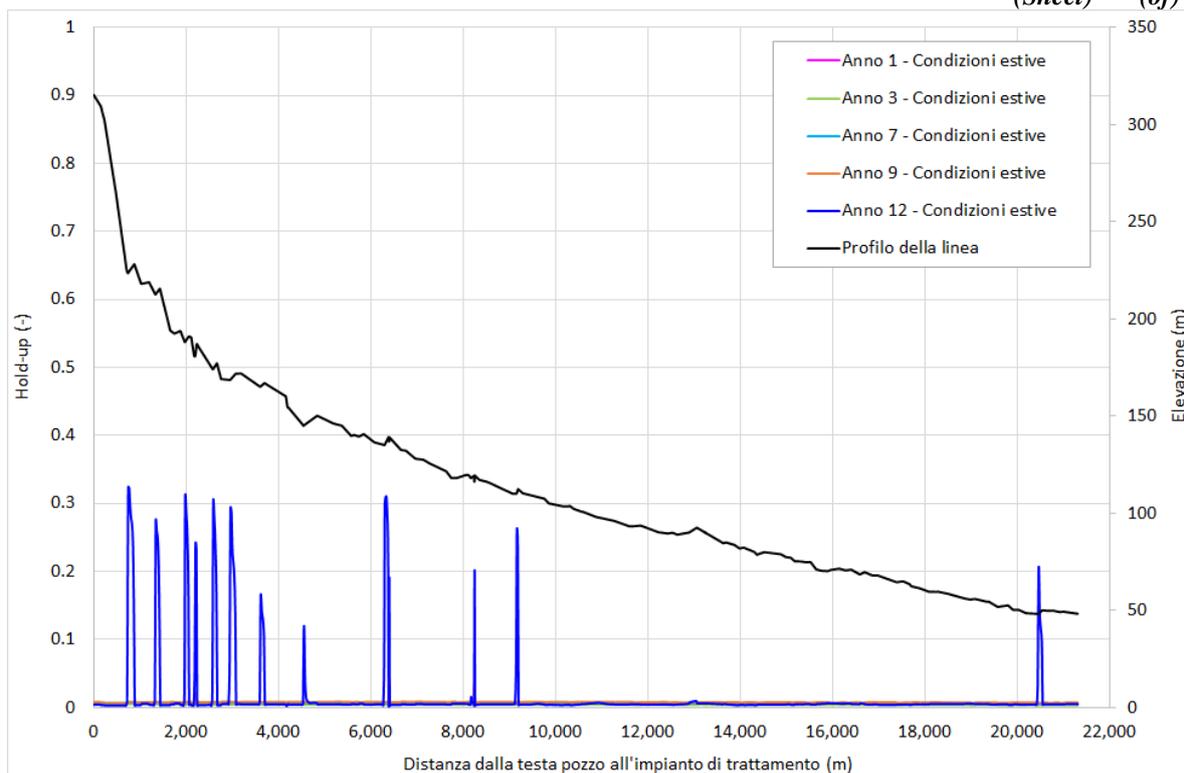


Figura 5-3: Profilo di hold-up lungo la linea – Condizioni ambientali estive

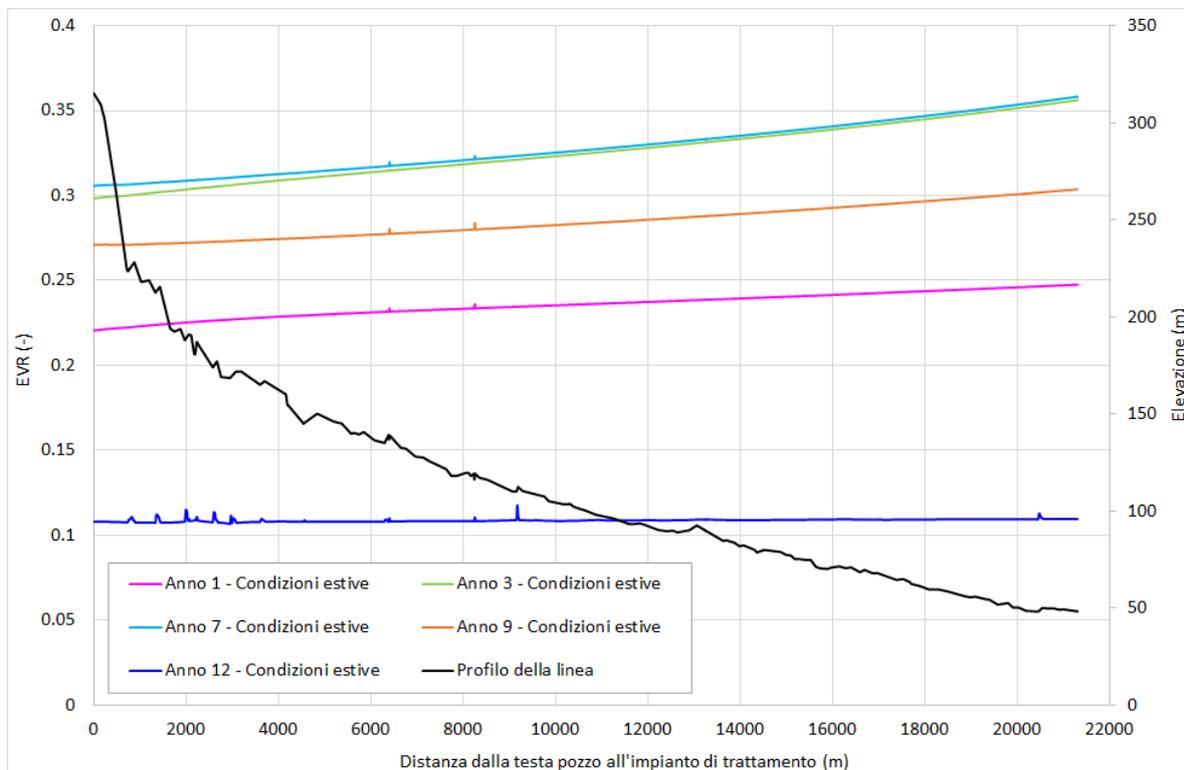


Figura 5-4: Profilo di EVR lungo la linea – Condizioni ambientali estive

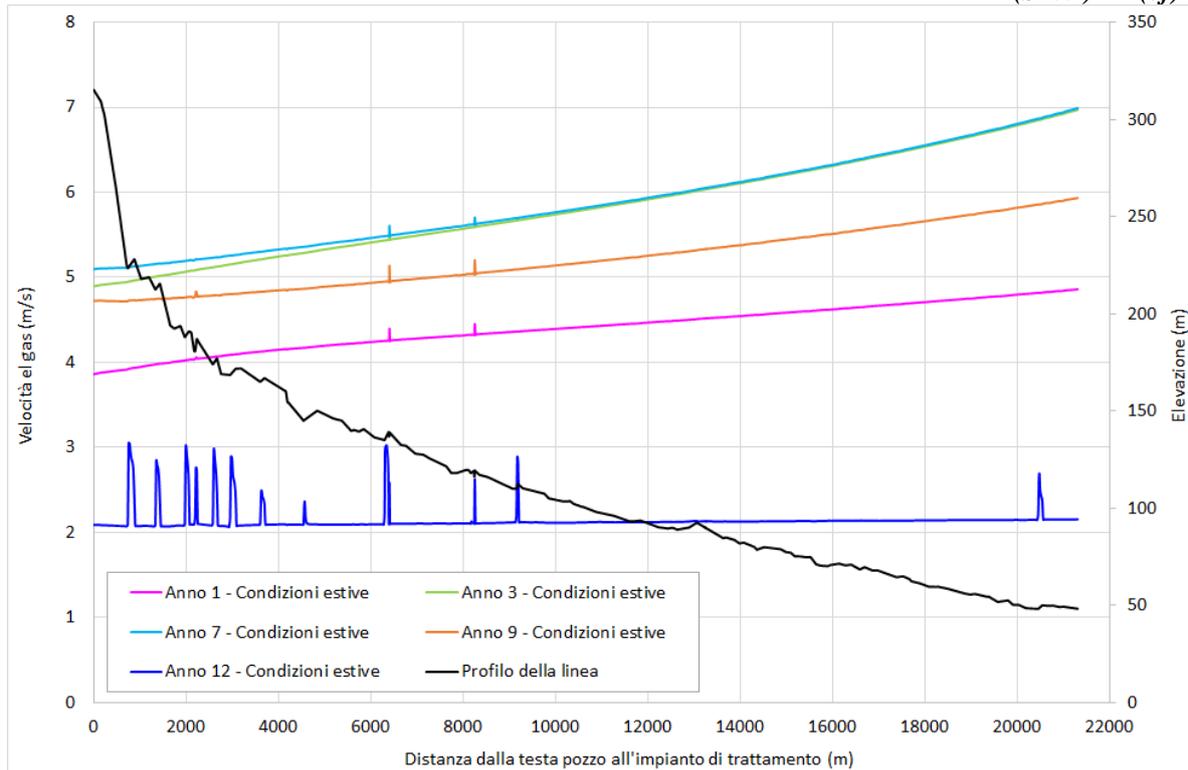


Figura 5-5: Profilo di velocità del gas lungo la linea – Condizioni ambientali estive

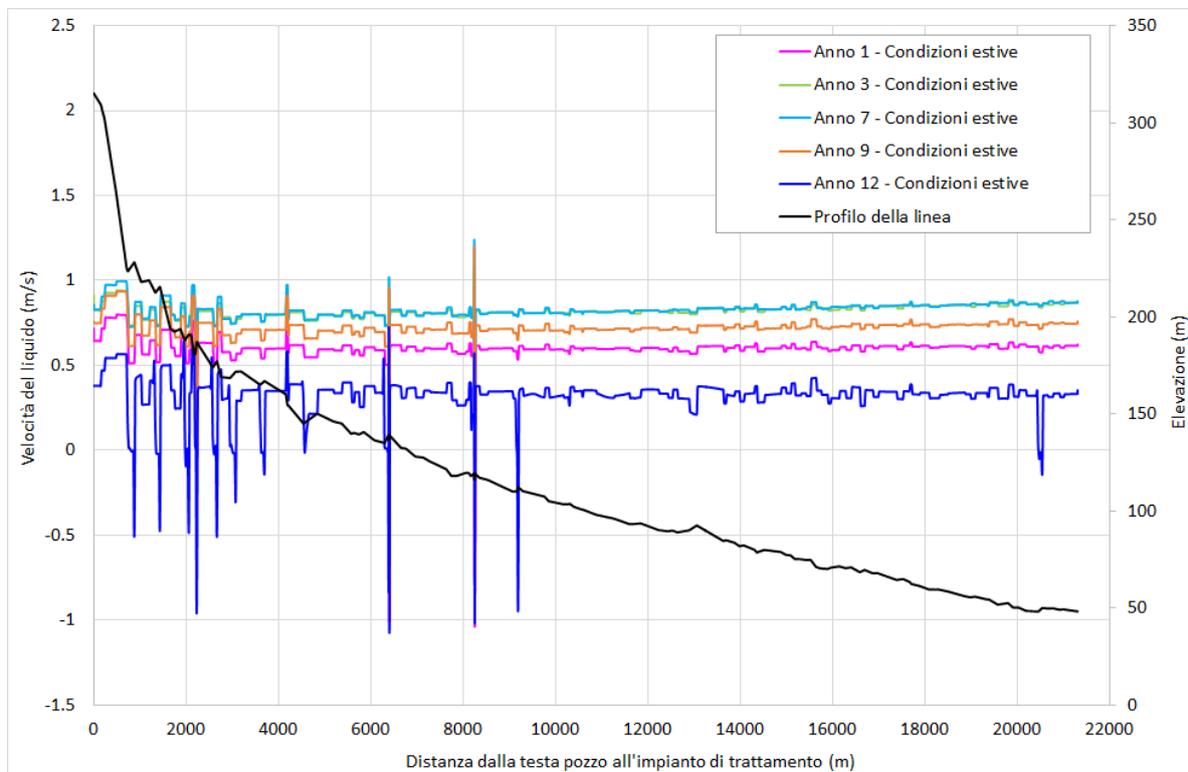


Figura 5-6: Profilo di velocità del liquido lungo la linea – Condizioni ambientali estive

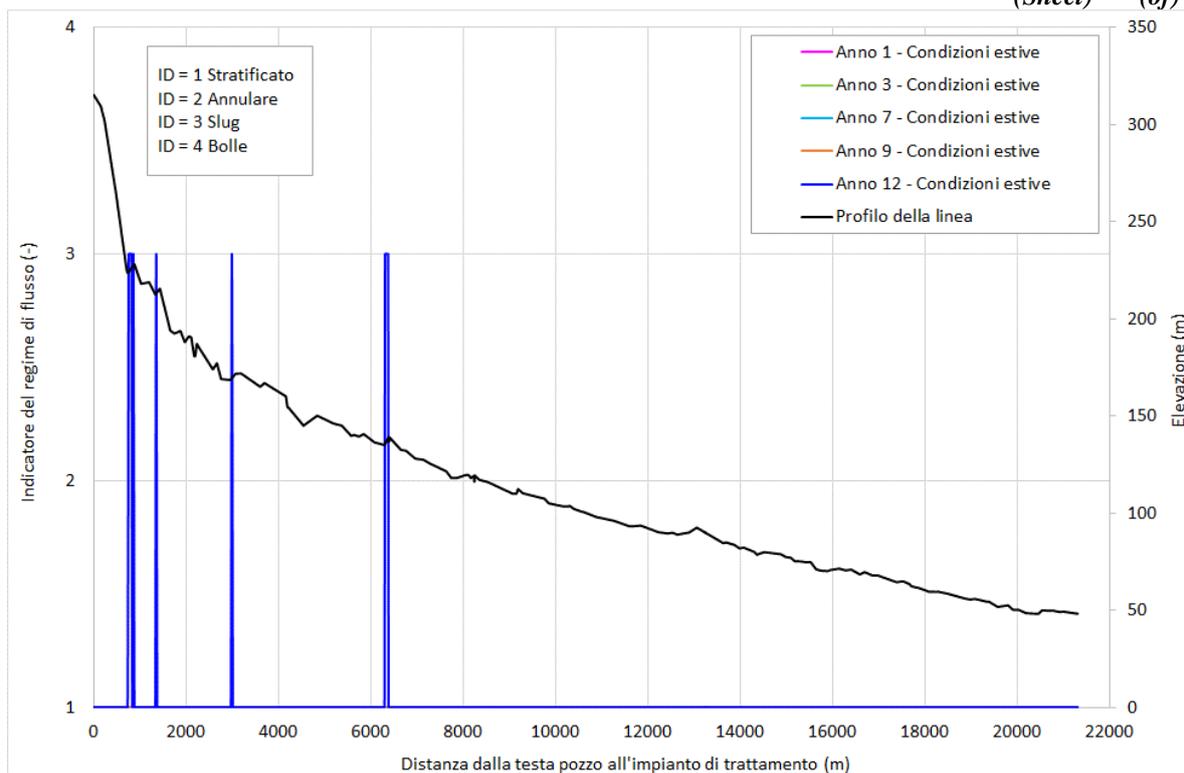


Figura 5-7: Profilo del regime di flusso lungo la linea – Condizioni ambientali estive

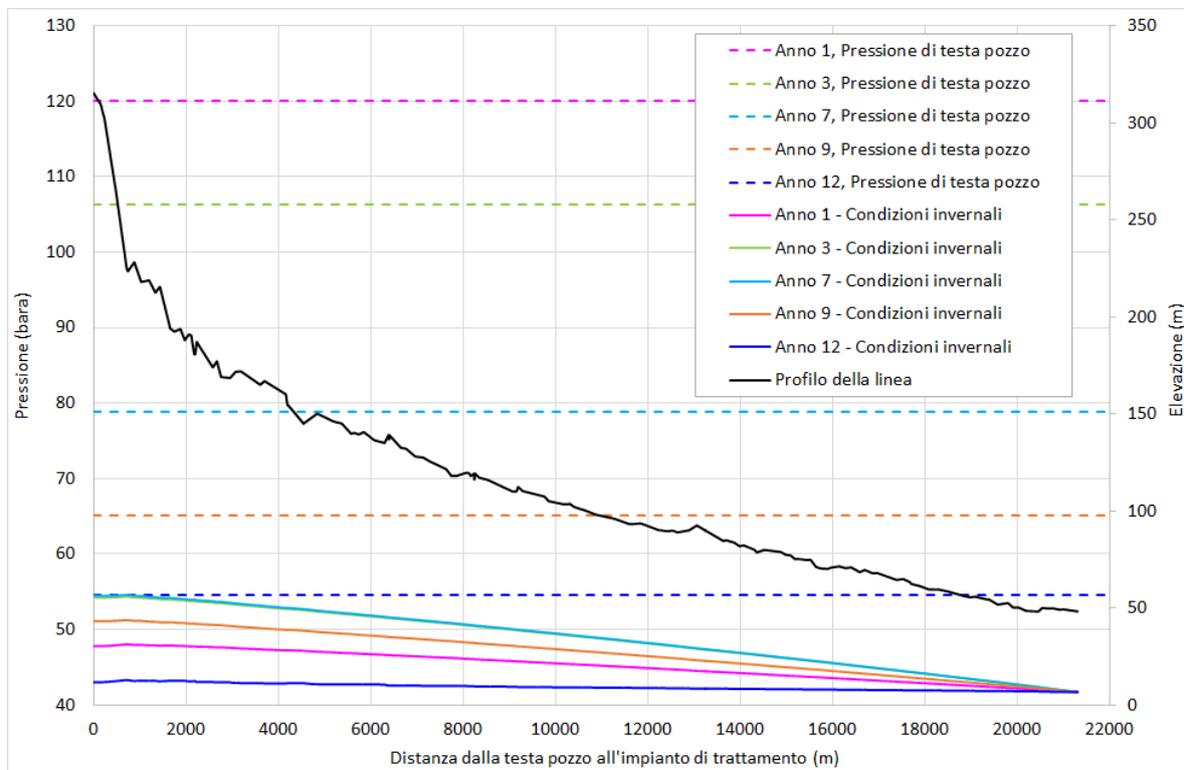


Figura 5-8: Profilo di pressione lungo la linea – Condizioni ambientali invernali

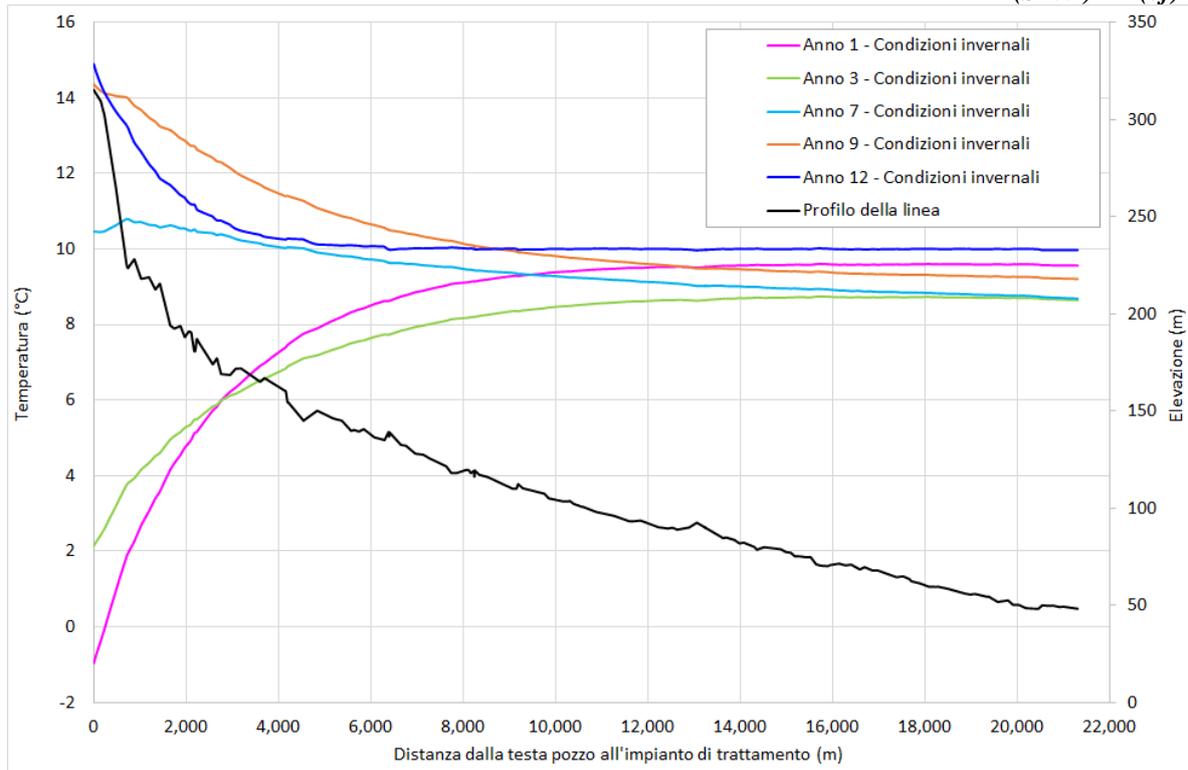


Figura 5-9: Profilo di temperatura lungo la linea – Condizioni ambientali invernali

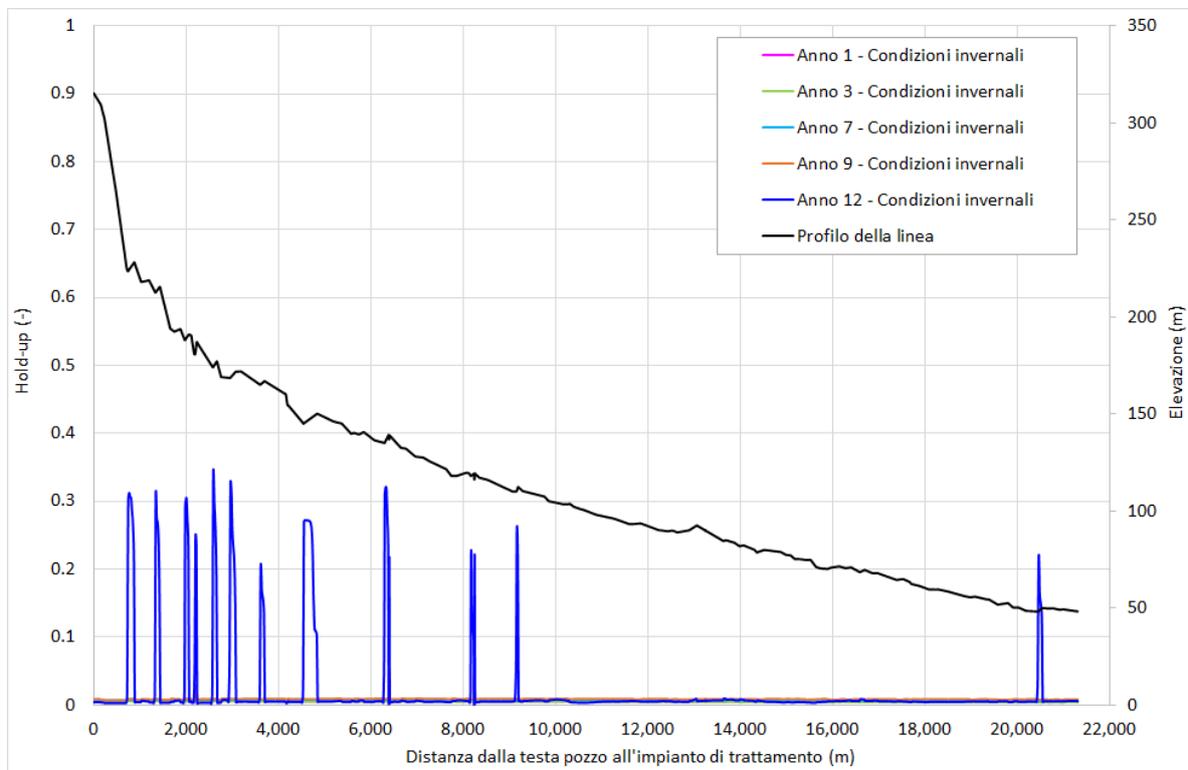


Figura 5-10: Profilo di hold-up lungo la linea – Condizioni ambientali invernali

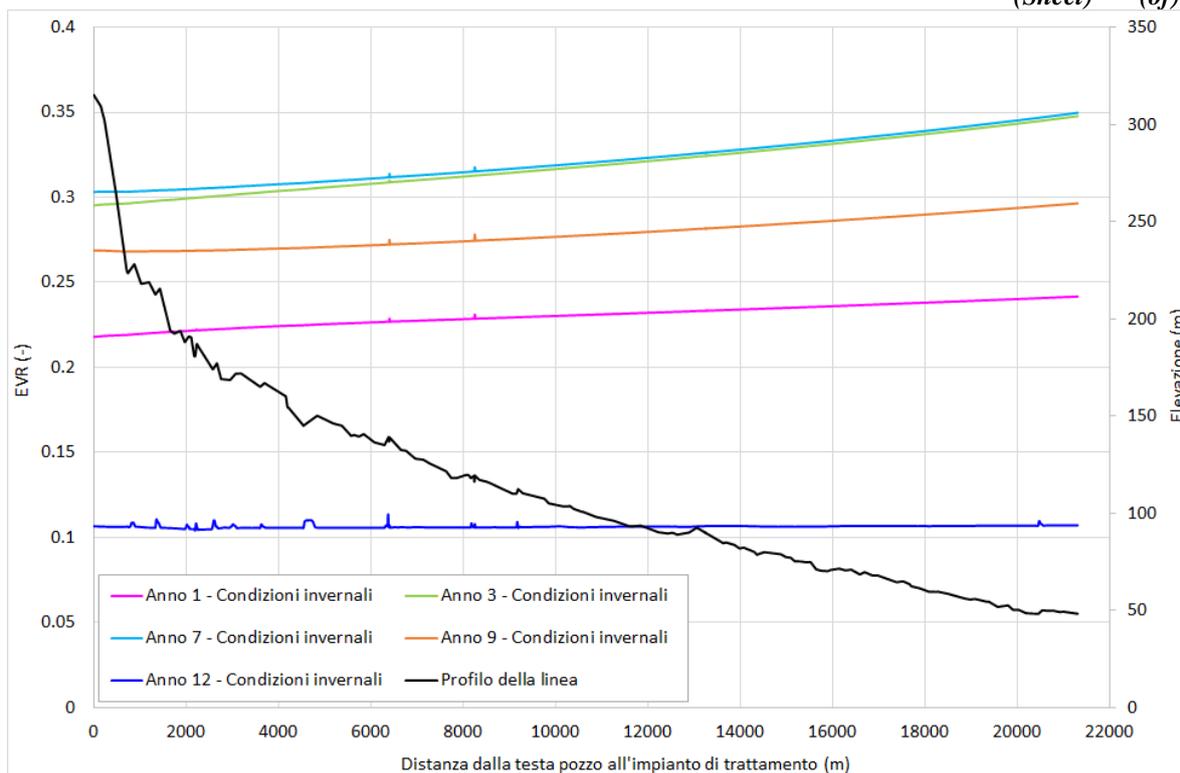


Figura 5-11: Profilo di EVR lungo la linea – Condizioni ambientali invernali

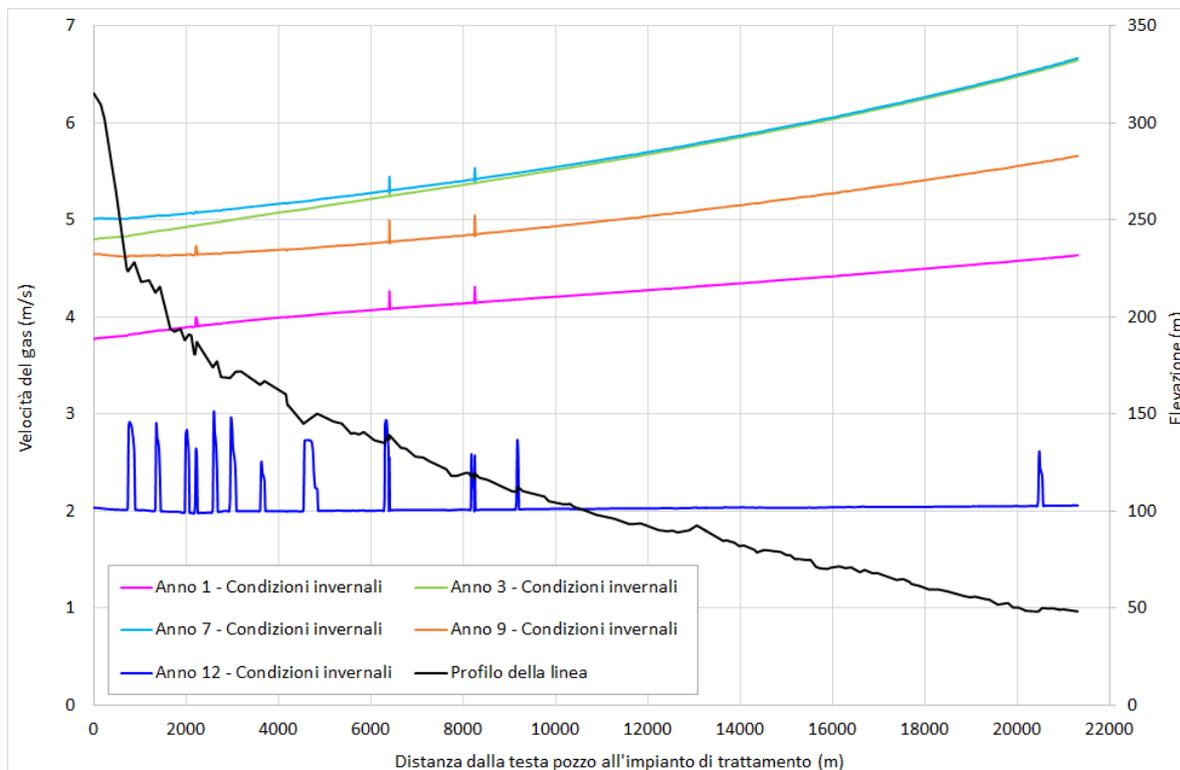


Figura 5-12: Profilo di velocità del gas lungo la linea – Condizioni ambientali invernali

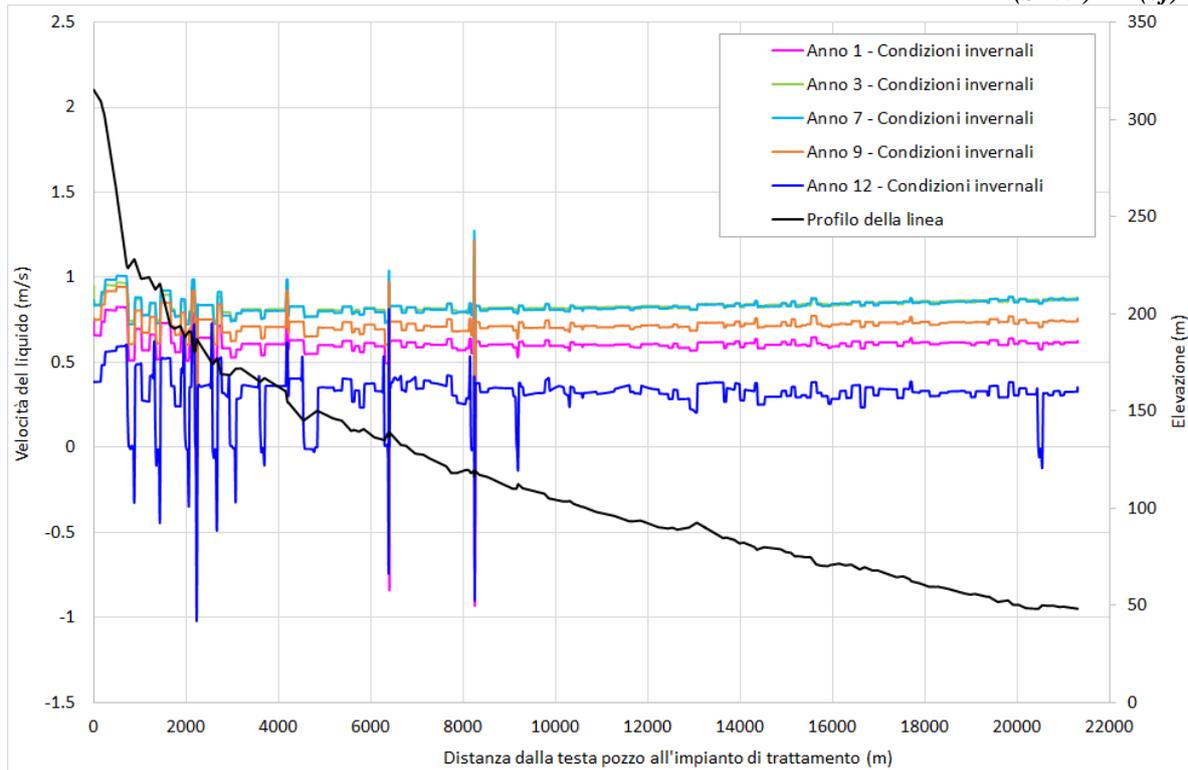


Figura 5-13: Profilo di velocità del liquido lungo la linea – Condizioni ambientali invernali

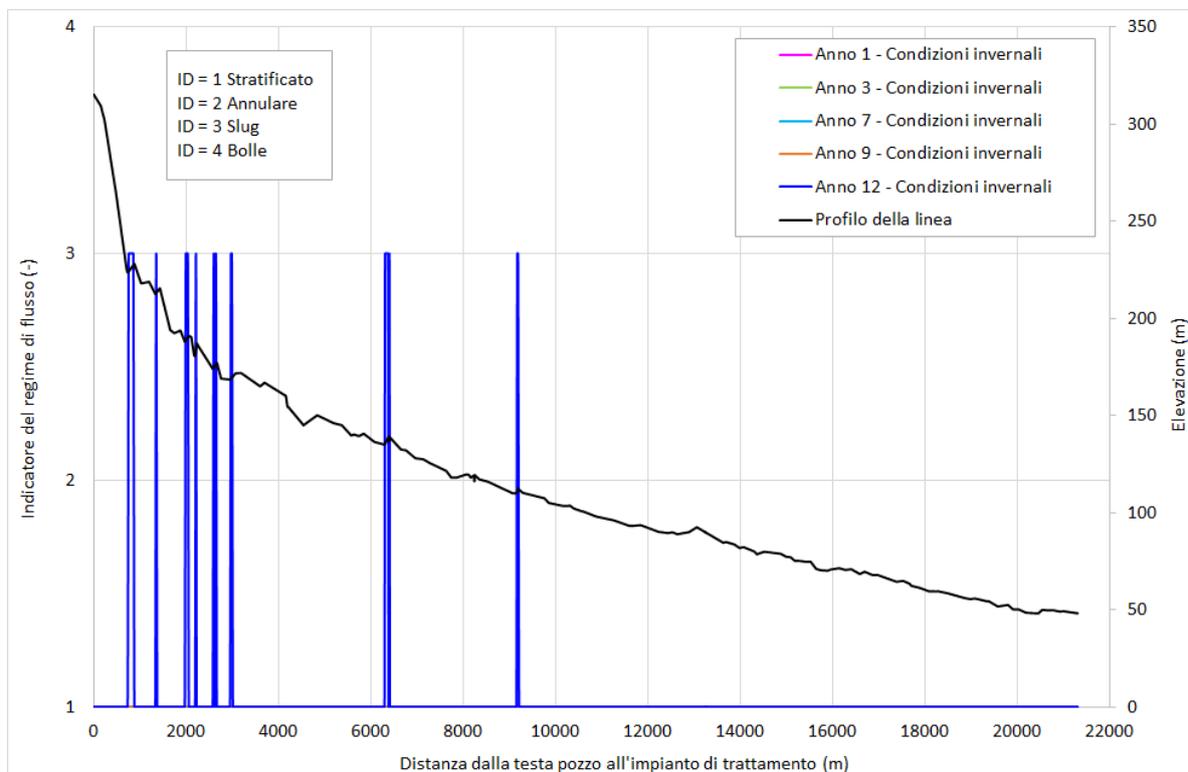


Figura 5-14: Profilo del regime di flusso lungo la linea – Condizioni ambientali invernali

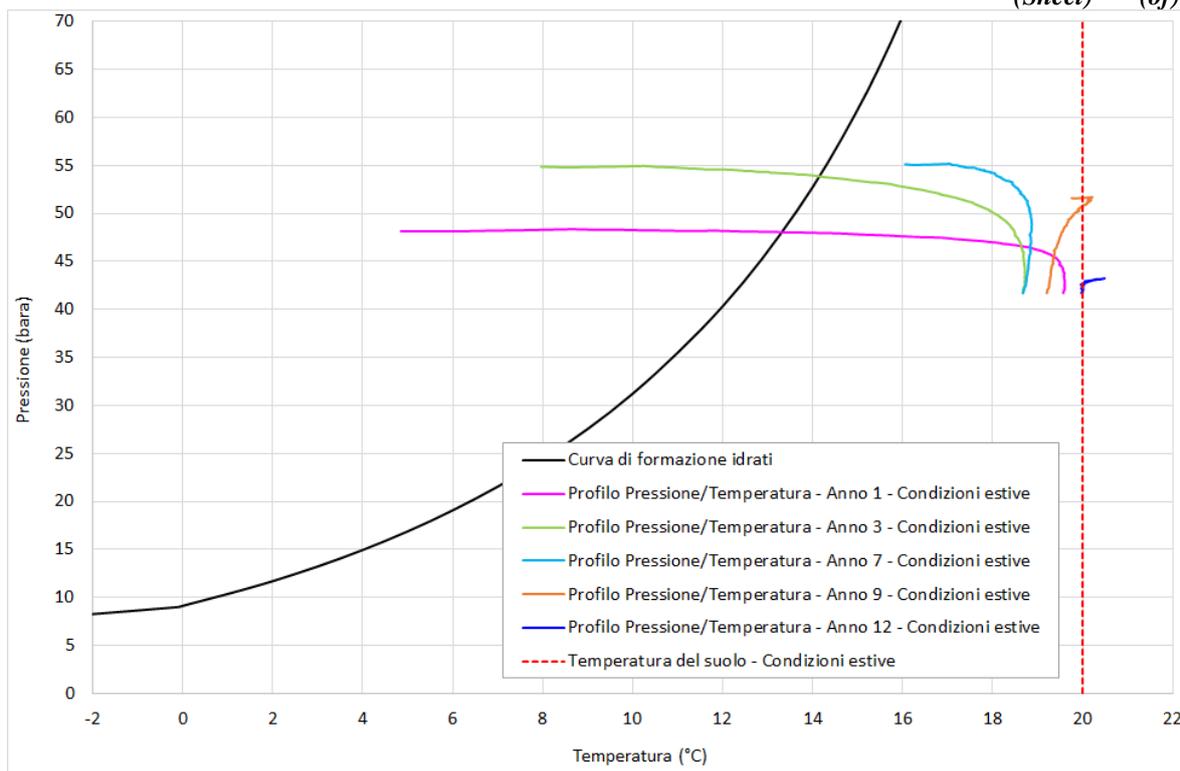


Figura 5-15: Confronto tra la curva di formazione idrati e le condizioni operative della linea – Condizioni ambientali estive

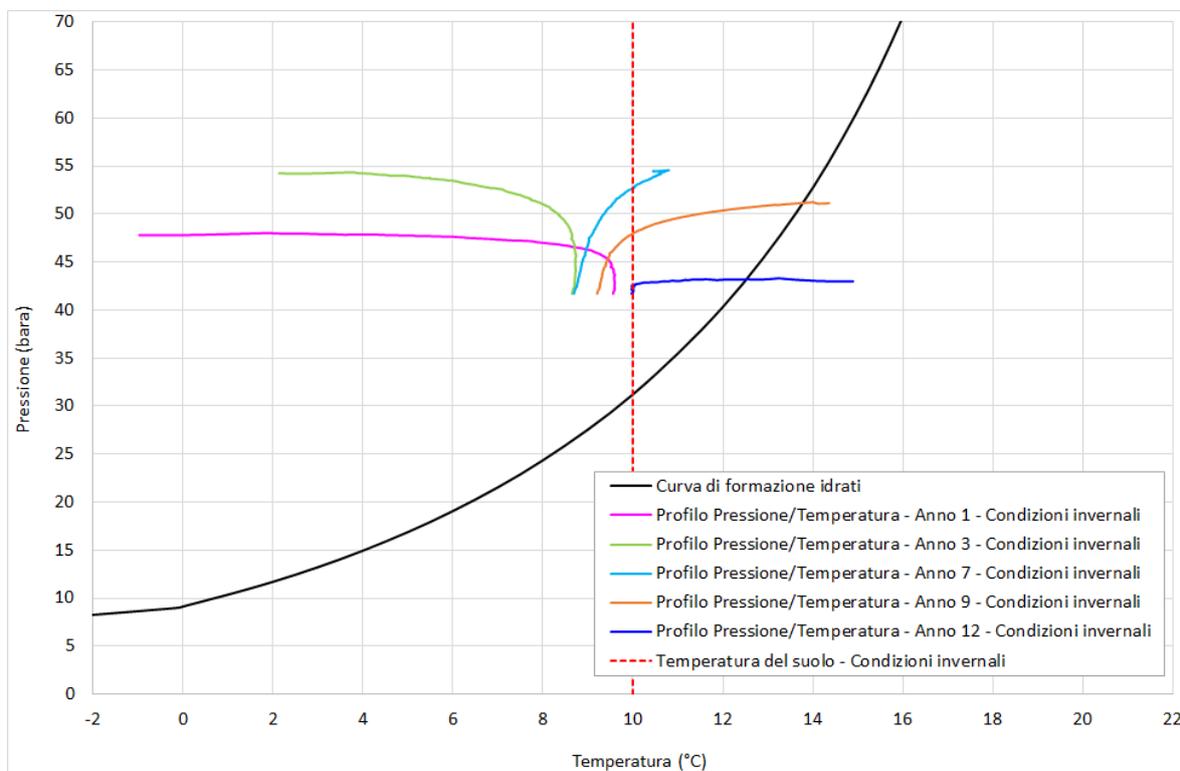


Figura 5-16: Confronto tra la curva di formazione idrati e le condizioni operative della linea – Condizioni ambientali invernali

5.1 INIBITORE DI FORMAZIONE DEGLI IDRATI

Analizzando i risultati ottenuti in condizioni di flusso stazionario emerge che la linea, in alcune sezioni o addirittura nella sua totalità, si trovi in molti scenari in condizioni di pressione e temperatura all'interno della zona di formazione di idrati. Risulta quindi necessaria l'iniezione in continuo di un inibitore che eviti la formazione dell'idrato dentro la linea.

La valutazione dei quantitativi da iniettare è stata fatta considerando tre inibitori: MEG, DEG e MeOH.

Le curve di formazione degli idrati ottenute ipotizzando diversi quantitativi di tali inibitori sono state messe a confronto con le condizioni operative della linea ed è stato ricavato il quantitativo (espresso come $\text{kg}_{\text{inibitore}}/\text{kg}_{\text{acqua}}$) necessario a mantenere la linea fuori dalla zona di formazione idrati.

Da Figura 5-17 a Figura 5-22 sono mostrati i grafici utilizzati e in Tabella 5-5 e in Tabella 5-6 sono riportate le quantità di inibitore calcolate nel caso in cui non si consideri alcun margine e nel caso in cui si assumano 5 °C di margine rispetto alla curva di formazione idrati. I valori più elevati sono relativi al primo anno di produzione perché presenta il valore di temperatura ad ingresso linea più basso.

Nota la portata di acqua presente in linea è possibile infine calcolare le portate di inibitore opportune per proteggere il sistema dalla formazione degli idrati. In Tabella 5-7 e Tabella 5-8 sono riportate le portate determinate ipotizzando di avere inibitore puro o in soluzione all'80% in peso.

Le portate di inibitore più elevate sono quelle relative all'anno 9 in cui si ha la massima portata di acqua prodotta.

I risultati evidenziano come il MEG risulti l'inibitore migliore dal momento che permette di utilizzare quantitativi inferiori a quelli richiesti da DEG e MeOH.

Assumendo che i serbatoi di stoccaggio siano riforniti su base settimanale, si possono valutare i seguenti volumi di stoccaggio di inibitore:

- 6.1, 8.8 e 13 m³, rispettivamente per MEG, DEG e MeOH puri nell'ipotesi di non avere alcun margine;
- 18.2, 23.4 e 29.5 m³, rispettivamente per MEG, DEG e MeOH puri nell'ipotesi di avere 5 °C di margine.

Anno	Condizioni estive			Condizioni invernali		
	MEG	DEG	MeOH	MEG	DEG	MeOH
-	kg _{in} /kg _{acqua}					
1	0.43	0.54	0.48	0.79	0.97	0.71
3	0.30	0.40	0.37	0.65	0.80	0.63
7	0	0	0	0.15	0.21	0.22
9	0	0	0	0.14	0.19	0.21
12	0	0	0	0.10	0.15	0.16

Tabella 5-5: Quantitativi di inibitore ricavati nell'ipotesi di non avere alcun margine

Anno	Condizioni estive			Condizioni invernali		
	MEG	DEG	MeOH	MEG	DEG	MeOH
-	kg _{in} /kg _{acqua}					
1	0.74	0.90	0.68	1.15	1.39	0.88
3	0.60	0.74	0.59	0.99	1.19	0.80
7	0.15	0.21	0.21	0.42	0.53	0.48
9	0	0	0	0.40	0.52	0.47
12	0	0	0	0.36	0.47	0.43

Tabella 5-6: Quantitativi di inibitore ricavati nell'ipotesi di avere 5 °C di margine

Anno	Condizioni estive						Condizioni invernali						
	MEG		DEG		MeOH		MEG		DEG		MeOH		
	100%	80%	100%	80%	100%	80%	100%	80%	100%	80%	100%	80%	
-	L/h	L/h	L/h	L/h	L/h	L/h	L/h	L/h	L/h	L/h	L/h	L/h	L/h
1	7.4	10.7	9.4	14.0	11.7	16.0	13.9	22.1	16.8	28.4	17.3	25.1	
3	8.6	11.9	11.4	16.2	14.9	19.7	18.5	28.3	22.7	36.4	24.9	35.4	
7	0	0	0	0	0	0	34.0	45.1	48.1	65.0	70.8	89.8	
9	0	0	0	0	0	0	36.6	48.5	52.1	70.1	77.3	97.7	
12	0	0	0	0	0	0	1.2	1.6	1.8	2.4	2.7	3.4	

Tabella 5-7: Portate di inibitore ricavate nell'ipotesi di non avere alcun di margine

Anno	Condizioni estive						Condizioni invernali						
	MEG		DEG		MeOH		MEG		DEG		MeOH		
	100%	80%	100%	80%	100%	80%	100%	80%	100%	80%	100%	80%	
-	L/h	L/h	L/h	L/h	L/h	L/h	L/h	L/h	L/h	L/h	L/h	L/h	L/h
1	12.9	20.3	15.7	26.0	16.6	23.9	20.0	35.9	24.2	47.3	21.5	33.0	
3	16.9	25.5	20.9	32.9	23.5	33.1	28.0	47.6	33.8	61.7	31.9	47.9	
7	33.3	44.2	47.4	64.0	67.9	86.0	96.0	137.1	122.4	180.8	153.5	209.0	
9	0	0	0	0	0	0	108.5	154.3	139.1	204.6	175.8	238.6	
12	0	0	0	0	0	0	4.4	6.1	5.7	8.2	7.4	9.9	

Tabella 5-8: Portate di inibitore ricavate nell'ipotesi di avere 5°C di margine

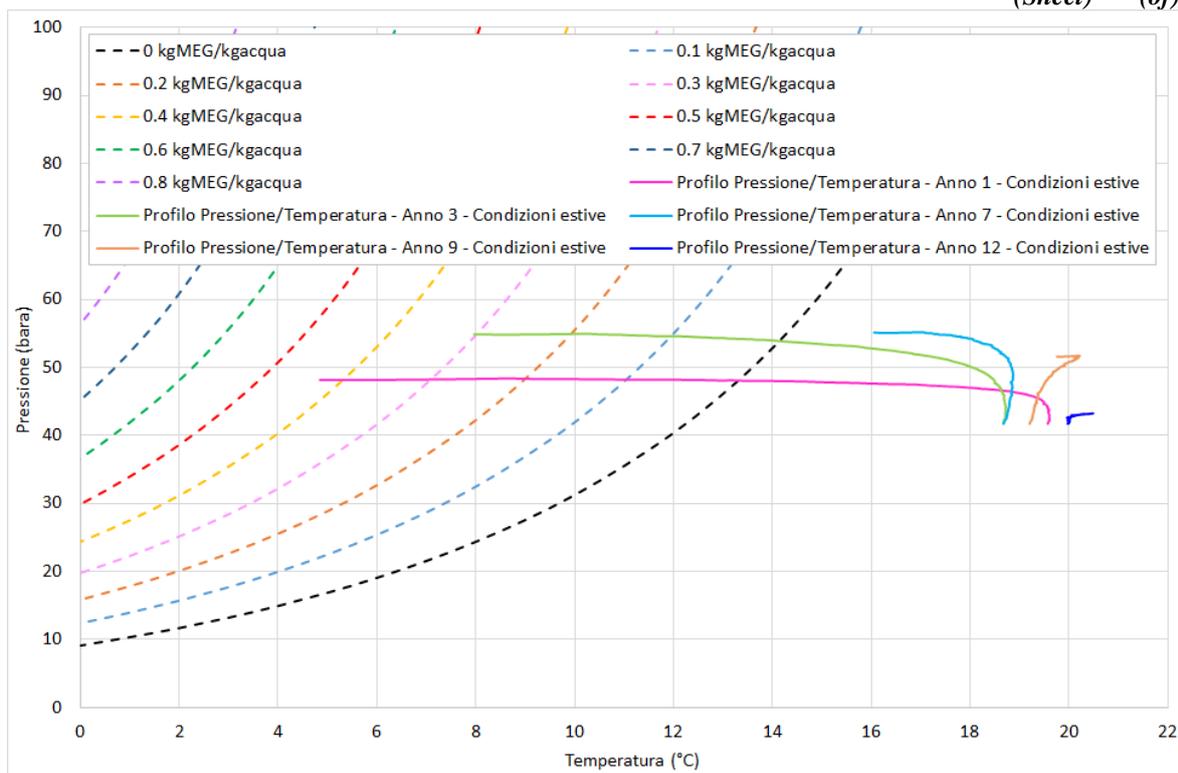


Figura 5-17: Confronto tra la curva di formazione idrati in caso di utilizzo di MEG e le condizioni operative della linea – Condizioni ambientali estive

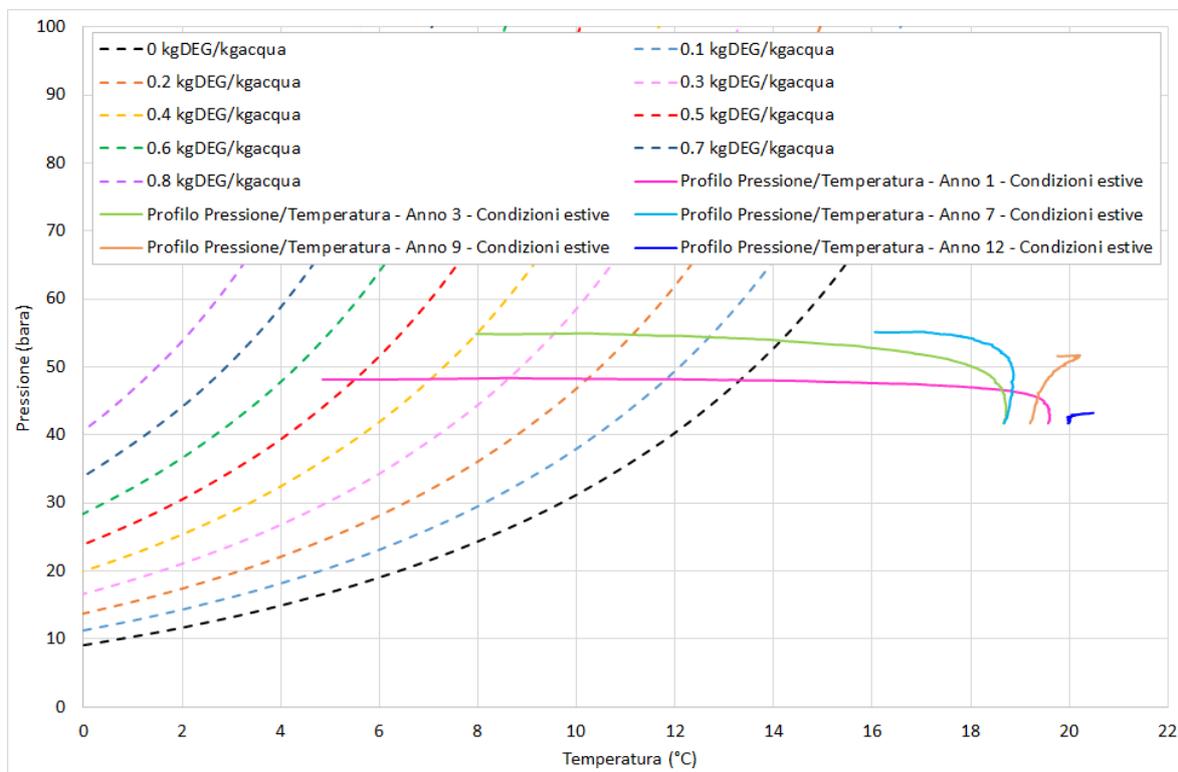


Figura 5-18: Confronto tra la curva di formazione idrati in caso di utilizzo di DEG e le condizioni operative della linea – Condizioni ambientali estive

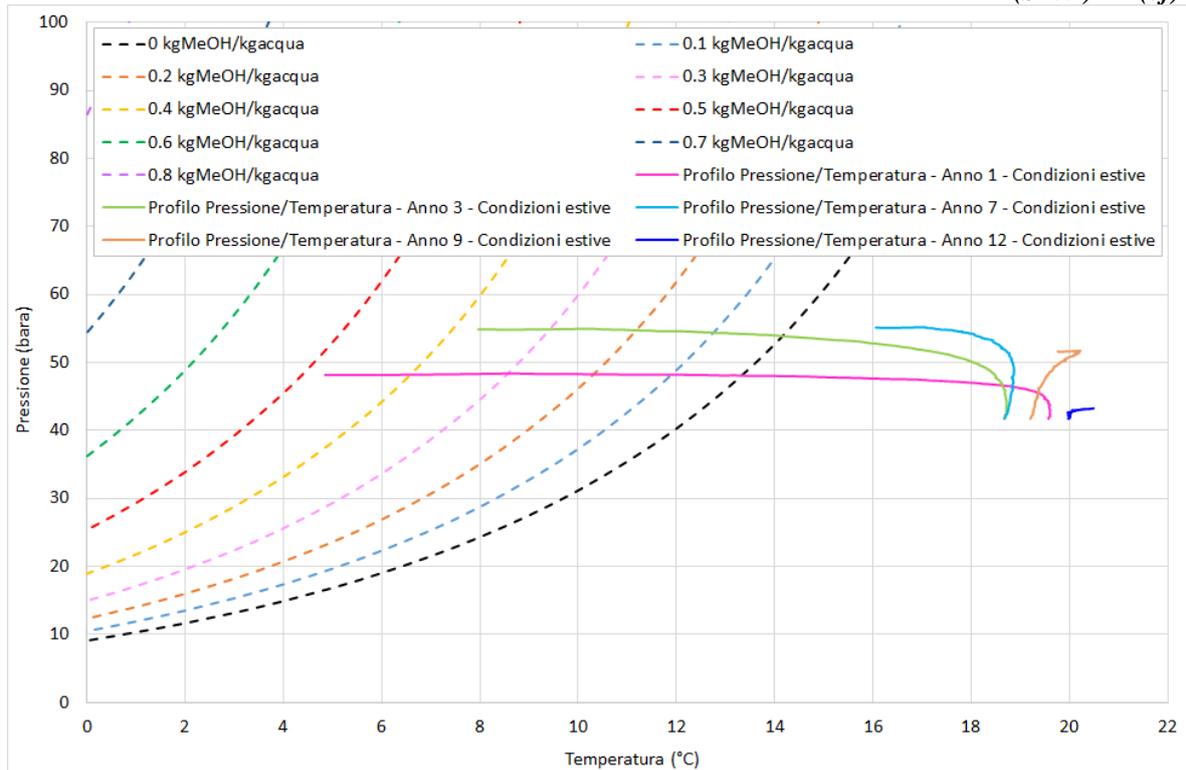


Figura 5-19: Confronto tra la curva di formazione idrati in caso di utilizzo di MeOH e le condizioni operative della linea – Condizioni ambientali estive

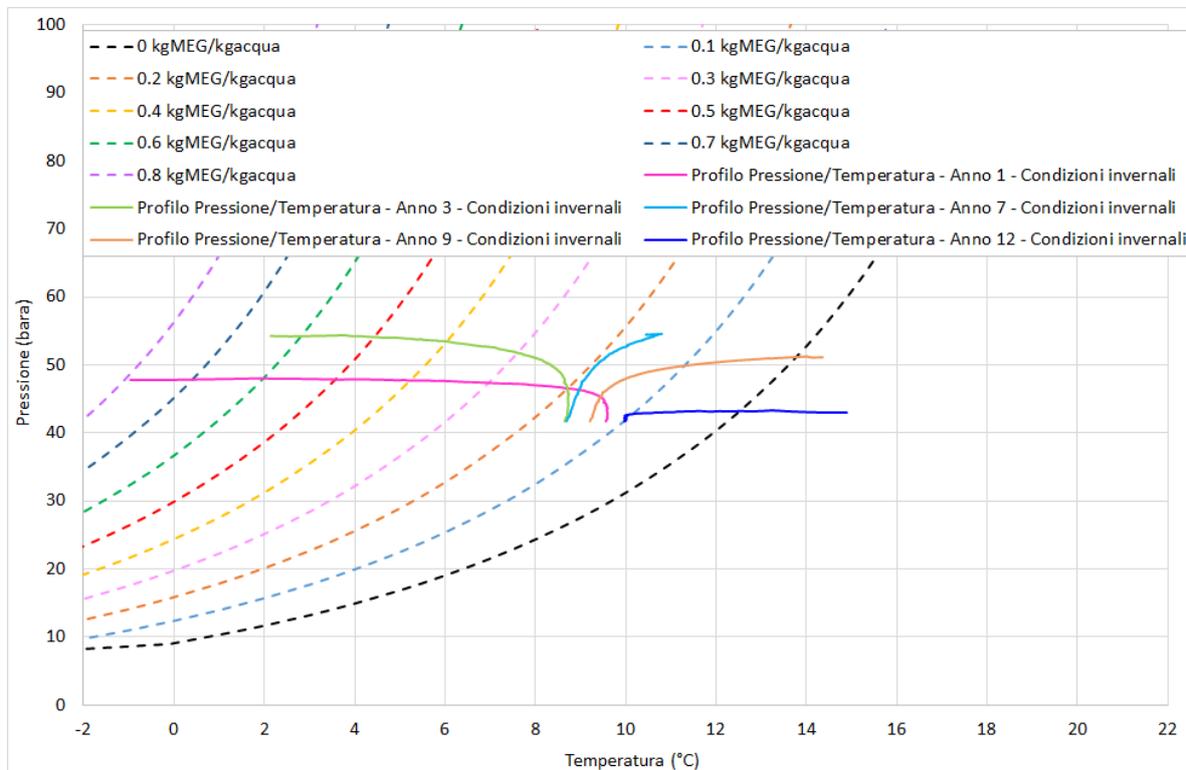


Figura 5-20: Confronto tra la curva di formazione idrati in caso di utilizzo di MEG e le condizioni operative della linea – Condizioni ambientali invernali

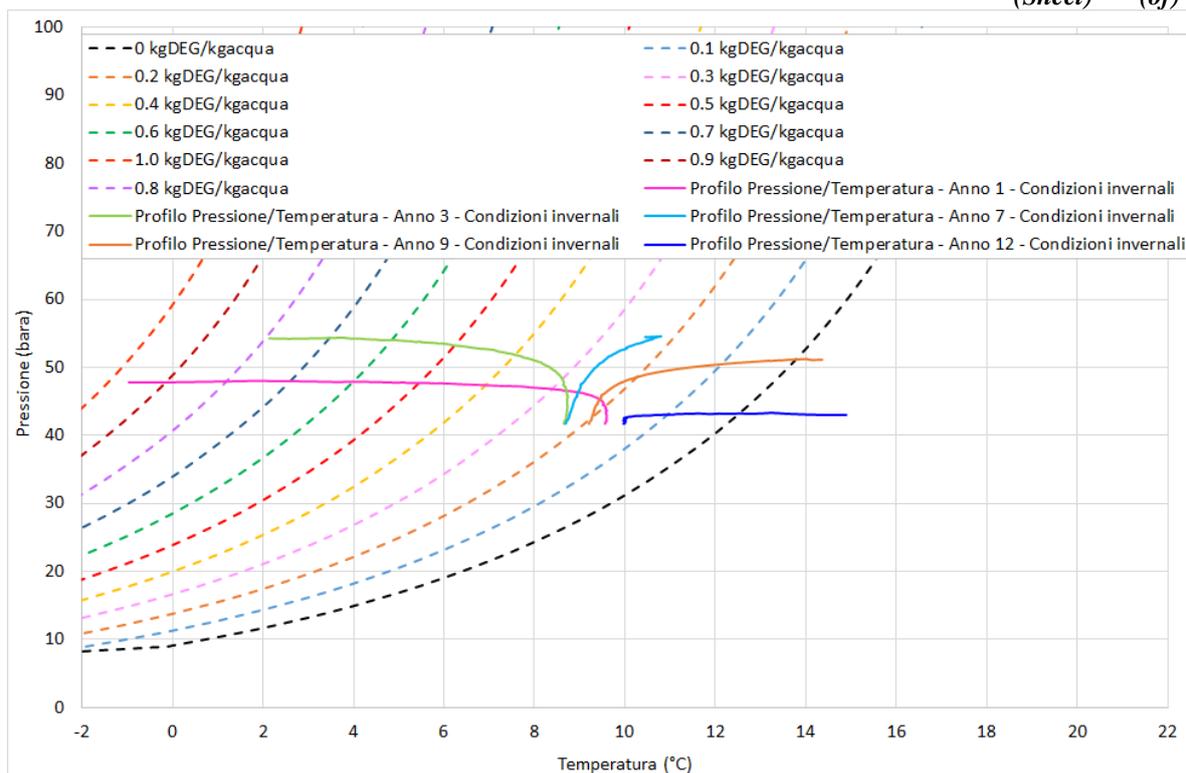


Figura 5-21: Confronto tra la curva di formazione idrati in caso di utilizzo di DEG e le condizioni operative della linea – Condizioni ambientali invernali

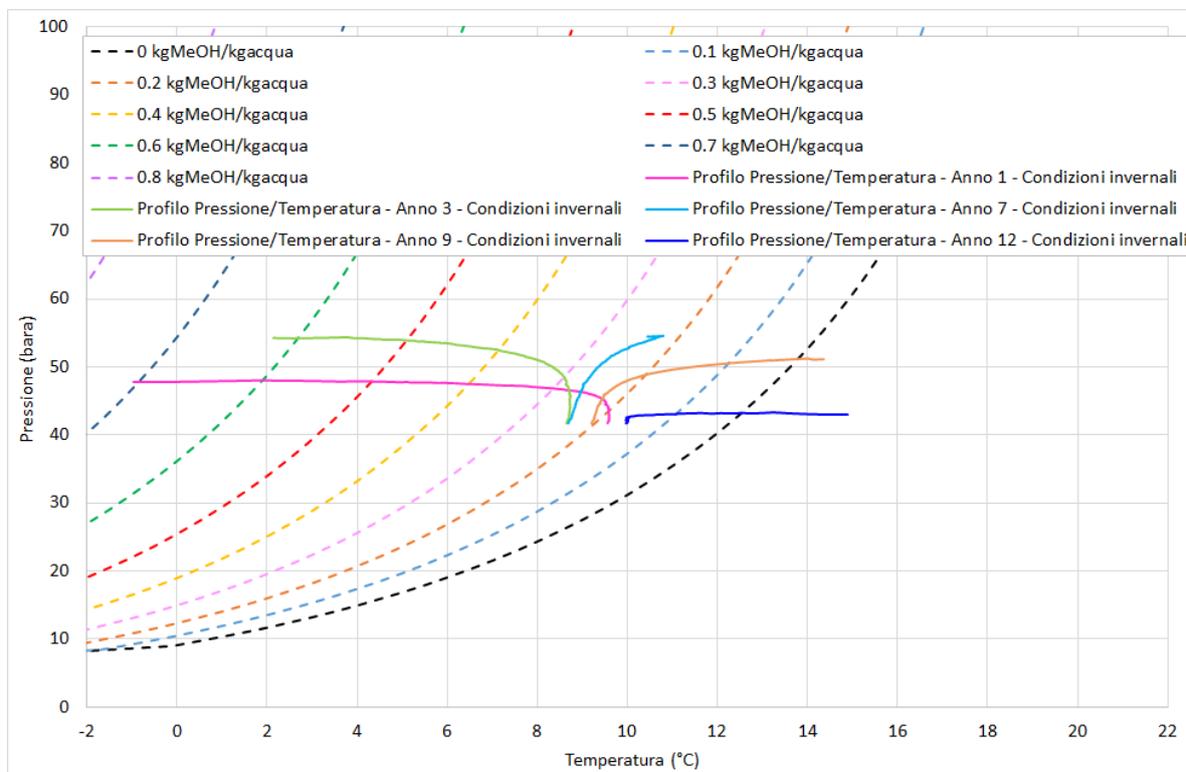


Figura 5-22: Confronto tra la curva di formazione idrati in caso di utilizzo di MeOH e le condizioni operative della linea – Condizioni ambientali invernali

6 ANALISI DEI TRANSITORI OPERATIVI

Nel seguente capitolo sono riportati i risultati ottenuti dalle analisi del sistema durante alcuni transitori operativi eseguite per l'anno 7 (anno di minima pressione prevista a testa pozzo negli anni in cui è massima la portata di gas prodotto) in condizioni ambientali sia estive che invernali.

I transitori esaminati sono:

- turn-down di produzione da 646742 Sm³/g corrispondenti a 4 pozzi in produzione a 100000 Sm³/g corrispondenti al solo pozzo MP-1 in produzione,
- ramp-up pressoché istantaneo di produzione dopo 2 giorni di produzione a bassa portata per ripristinare la produzione originaria,
- shut down della linea,
- restart di produzione a 646742 Sm³/g (4 pozzi) dopo 1 giorno di shut down.

6.1 RAMP DOWN E RAMP UP

Il turn down operativo è stato simulato considerando una riduzione pressoché istantanea della portata dal valore relativo all'anno 7 (646742 Sm³/g) a 100000 Sm³/g.

Per valutare il turn down operativo negli stessi termini in cui sono stati indagati gli scenari di stazionario è stato atteso il tempo necessario alla stabilizzazione del liquido in linea, quindi sono stati presi in considerazione i principali parametri ottenuti dall'analisi al fine di identificare le eventuali problematiche di flow assurance che si verificano in condizioni di produzione del solo pozzo MP-1.

I risultati principali ottenuti dopo la stabilizzazione del liquido in linea (circa 15 giorni di ramp down come riportato in Figura 6-1) sono riportati in Tabella 6-1 che riassume pressioni e temperature in varie sezioni del sistema (testa pozzo, ingresso e uscita della linea) e in Tabella 6-2 in cui sono indicate le portate di gas e liquido in ingresso all'impianto di trattamento e il contenuto di liquido e il regime di flusso della linea.

I profili dei parametri principali lungo la linea ricavati dalle simulazioni (pressione, temperatura, hold-up, velocità di gas e liquido, EVR e regime di flusso) sono illustrati dalla Figura 6-2 alla Figura 6-8.

In Figura 6-9 è presentato il confronto tra la curva di formazione idrati e le condizioni operative della linea in turn down rappresentate dal profilo pressione/temperatura lungo la linea.

Il confronto tra i profili di pressione, temperatura e hold-up ottenuti lungo la linea in turn down e quelli ricavati in stazionario è riportato da Figura 6-10 a Figura 6-15.

Il ramp-up è stato simulato dopo due giorni di ramp-down, senza attendere la stabilizzazione del liquido, ipotizzando un tempo di ripristino della produzione nominale.

Da Figura 6-16 a Figura 6-21 sono mostrati i trend di alcuni parametri durante due giorni di ramp down e il successivo ramp up: volume di liquido presente all'interno del sistema, pressione in ingresso alla linea e temperatura e portate di liquido e di gas in ingresso all'impianto di trattamento.

In Figura 6-22 e Figura 6-23 sono presentati gli andamenti del volume di surge indotto dalla ripartenza del sistema dopo due giorni di ramp down.

I risultati ottenuti dall'analisi rilevano come in condizioni di ramp up della produzione dopo due giorni di ramp-down a 100000 Sm³/g (corrispondenti al solo pozzo MP-1) fino a 646742 Sm³/g (corrispondenti a 4 pozzi), i volumi di surge associati al transitorio operativo risultano di 5 m³ e 5.4 m³ rispettivamente in condizioni estive e invernali.

Condizioni ambientali	Pressione di testa pozzo	Temperatura di testa pozzo	Pressione di ingresso linea	Temperatura di ingresso linea	Pressione di ingresso all'impianto	Temperatura di ingresso all'impianto
-	bara	°C	bara	°C	bara	°C
Estive	78.8	25	43.0	10.8	41.7	19.7
Invernali		20	42.9	5.2		9.7

Tabella 6-1: Pressioni e temperature ricavate in condizioni di turn down

Condizioni ambientali	Portata di liquido in uscita	Portata di gas in uscita	Contenuto totale di liquido in linea	Regime di flusso
-	m ³ /h	m ³ /h	m ³	-
Estive	0.1	93.5	35.9	Stratificato – Slug
Invernali	0.11	89.1	37.9	Stratificato – Slug

Tabella 6-2: Risultati di turn down

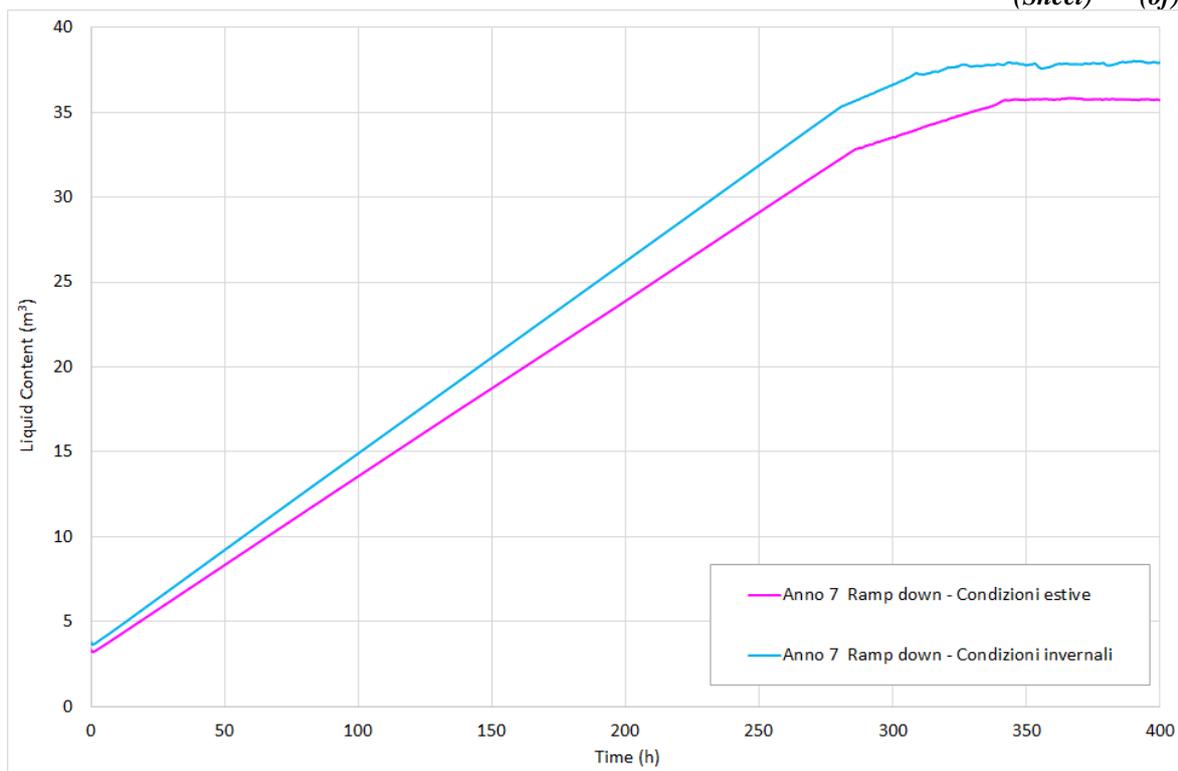


Figura 6-1: Variazione del contenuto di liquido in linea durante il ramp down

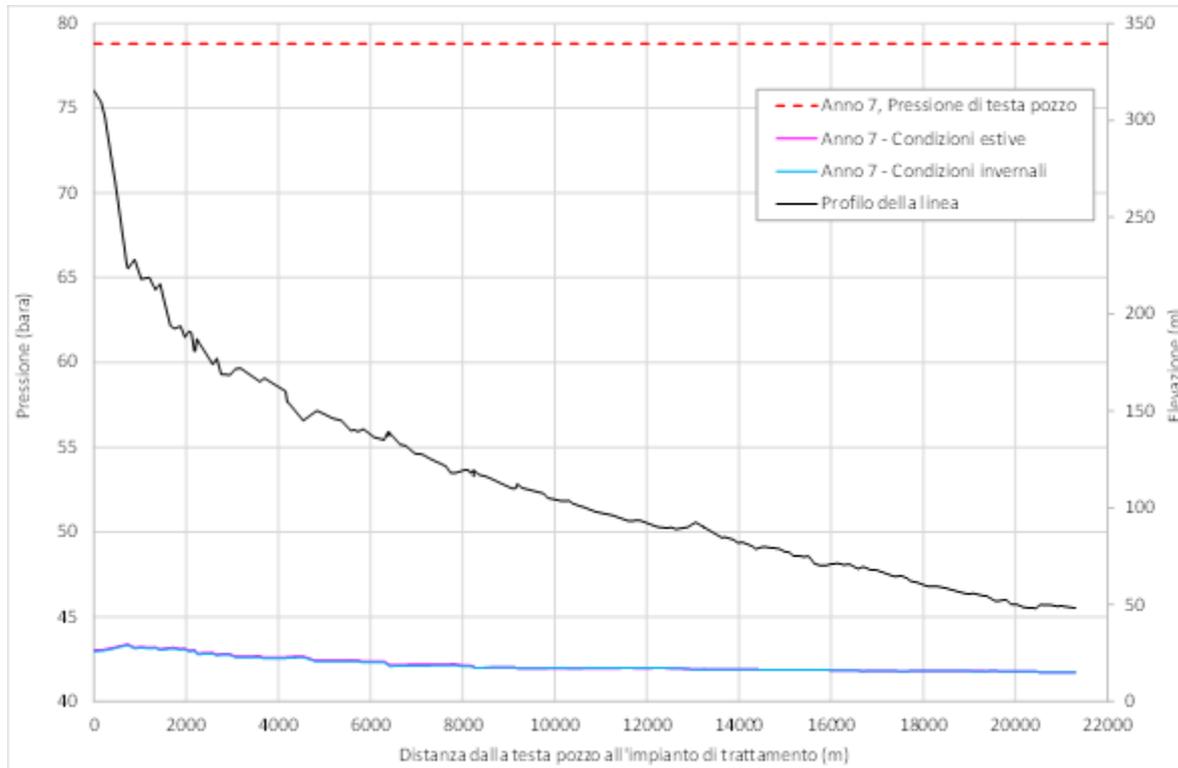


Figura 6-2: Profilo di pressione lungo la linea in condizioni di turn down

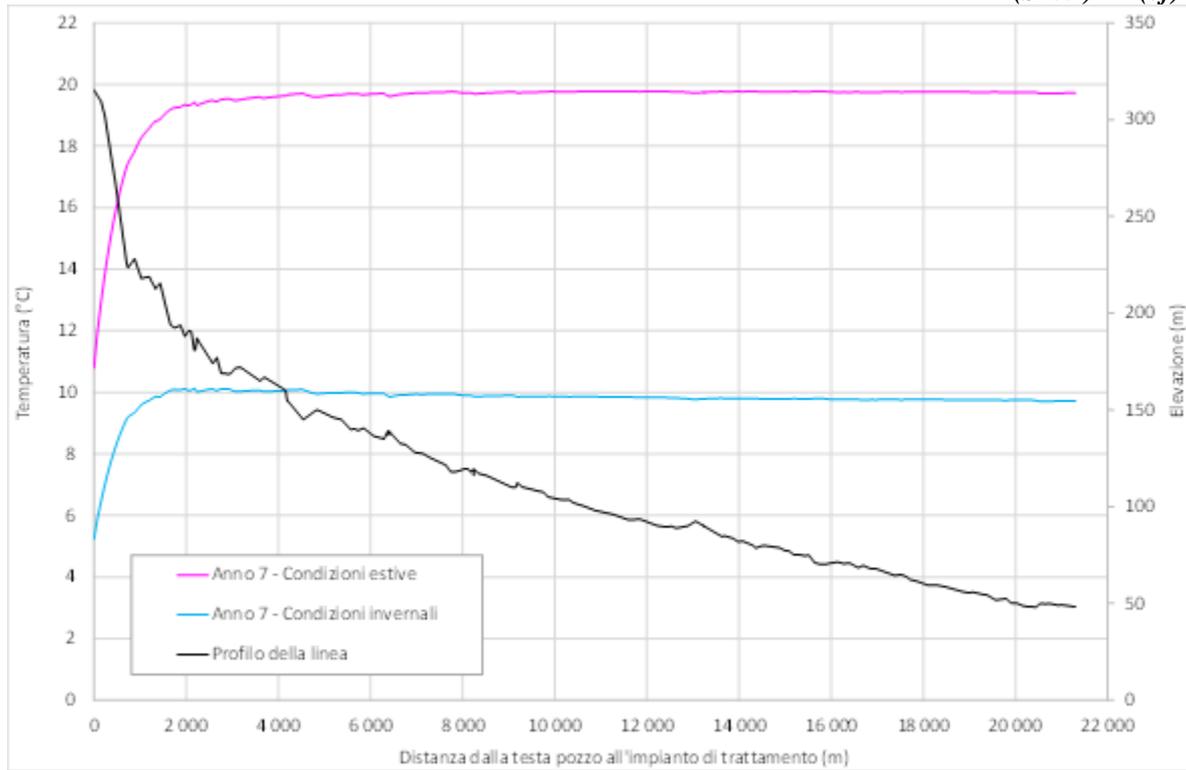


Figura 6-3: Profilo di temperatura lungo la linea in condizioni di turn down

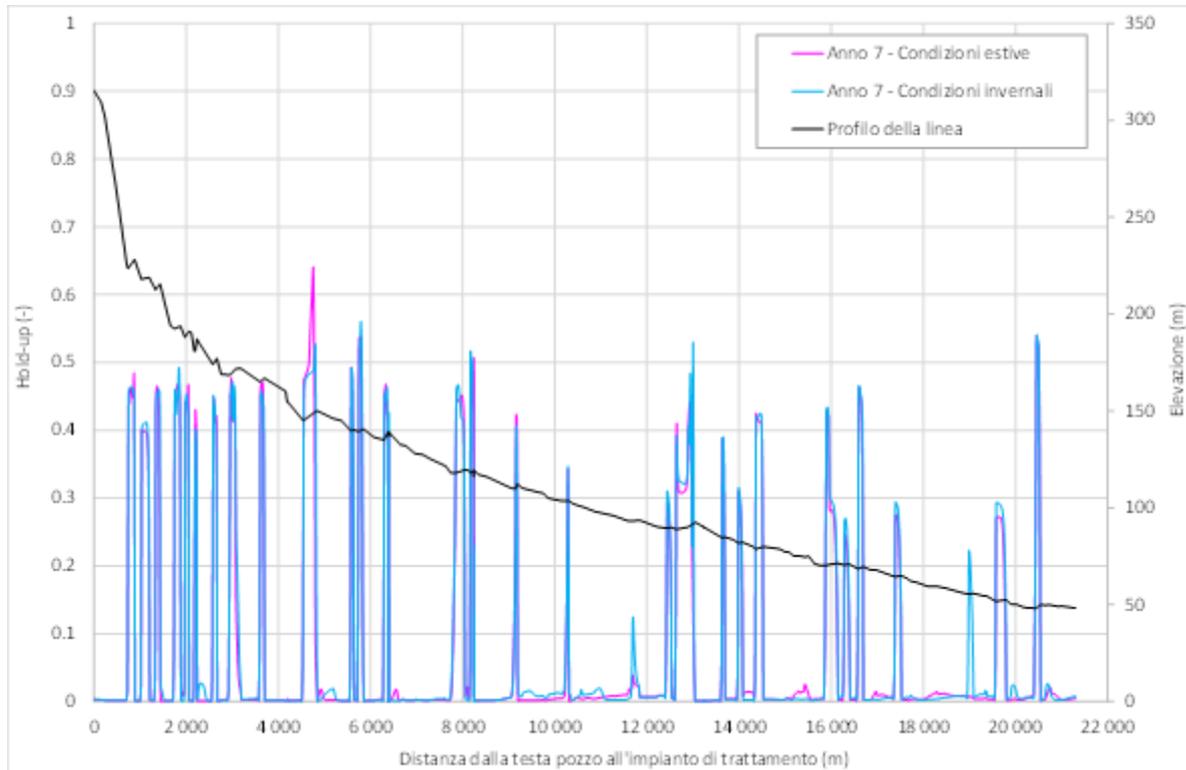


Figura 6-4: Profilo di hold-up lungo la linea in condizioni di turn down

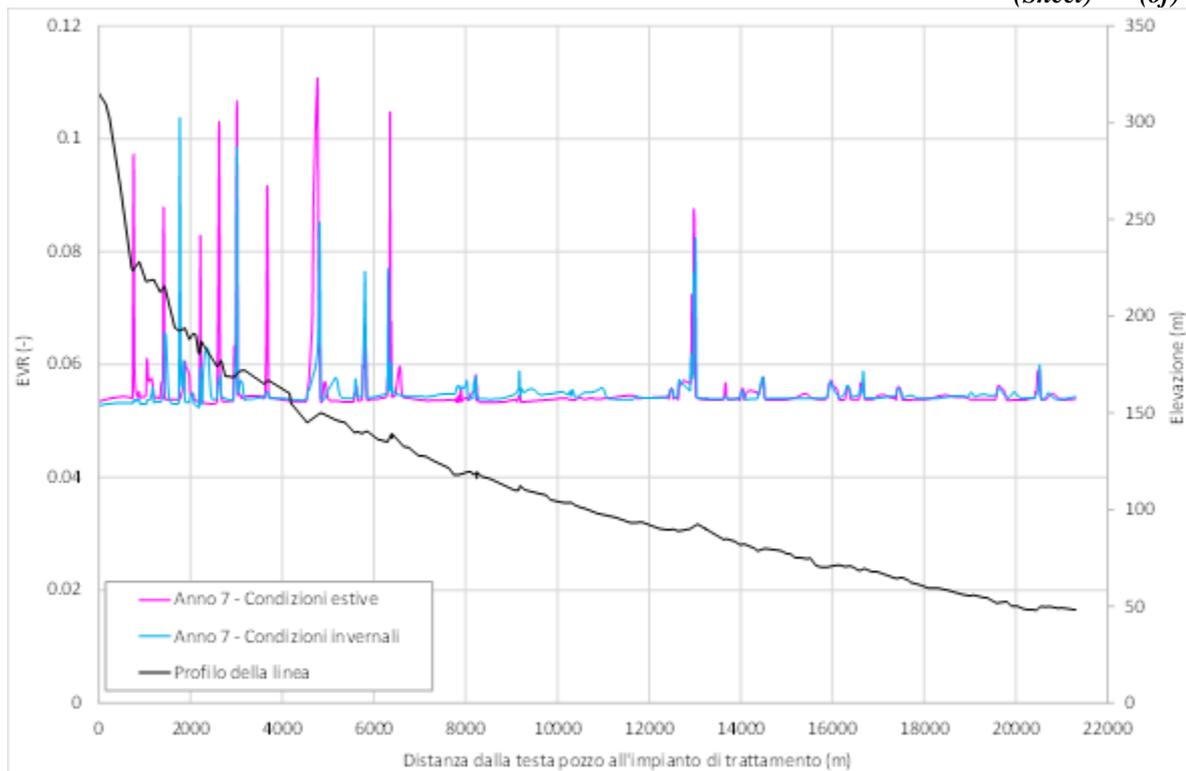


Figura 6-5: Profilo di EVR lungo la linea in condizioni di turn down

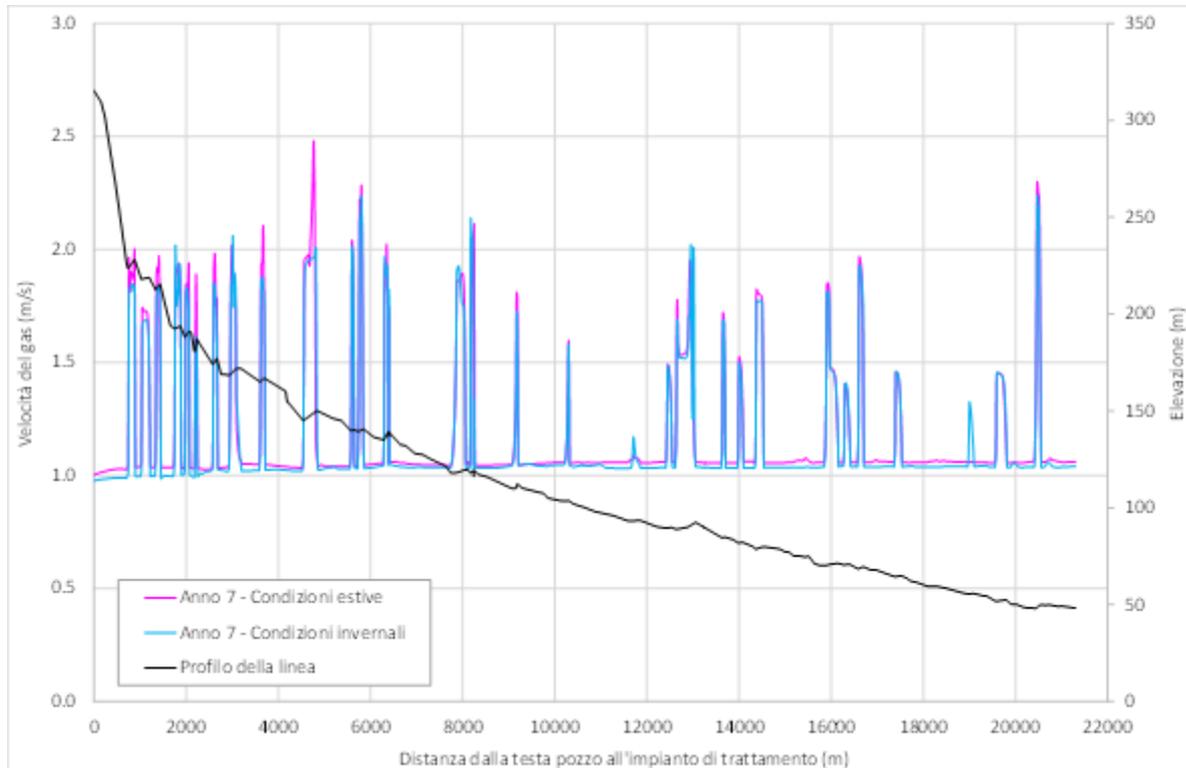


Figura 6-6: Profilo di velocità del gas lungo la linea in condizioni di turn down

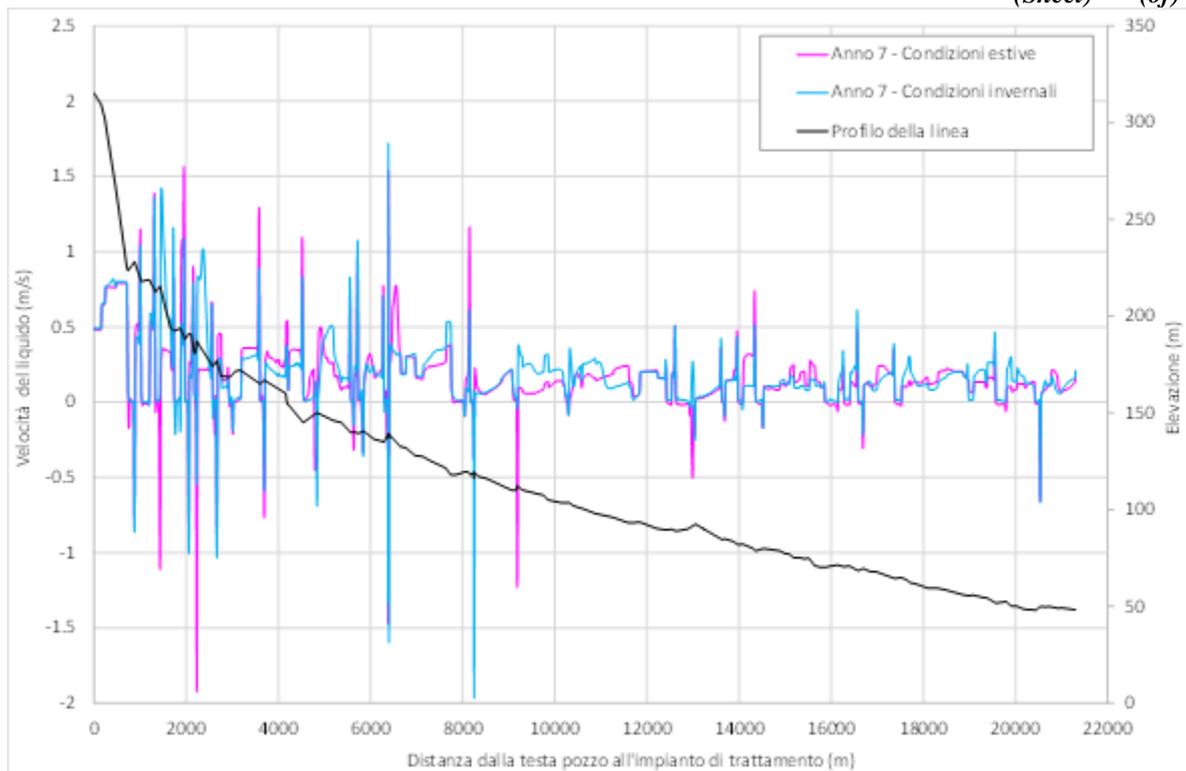


Figura 6-7: Profilo di velocità del liquido lungo la linea in condizioni di turn down

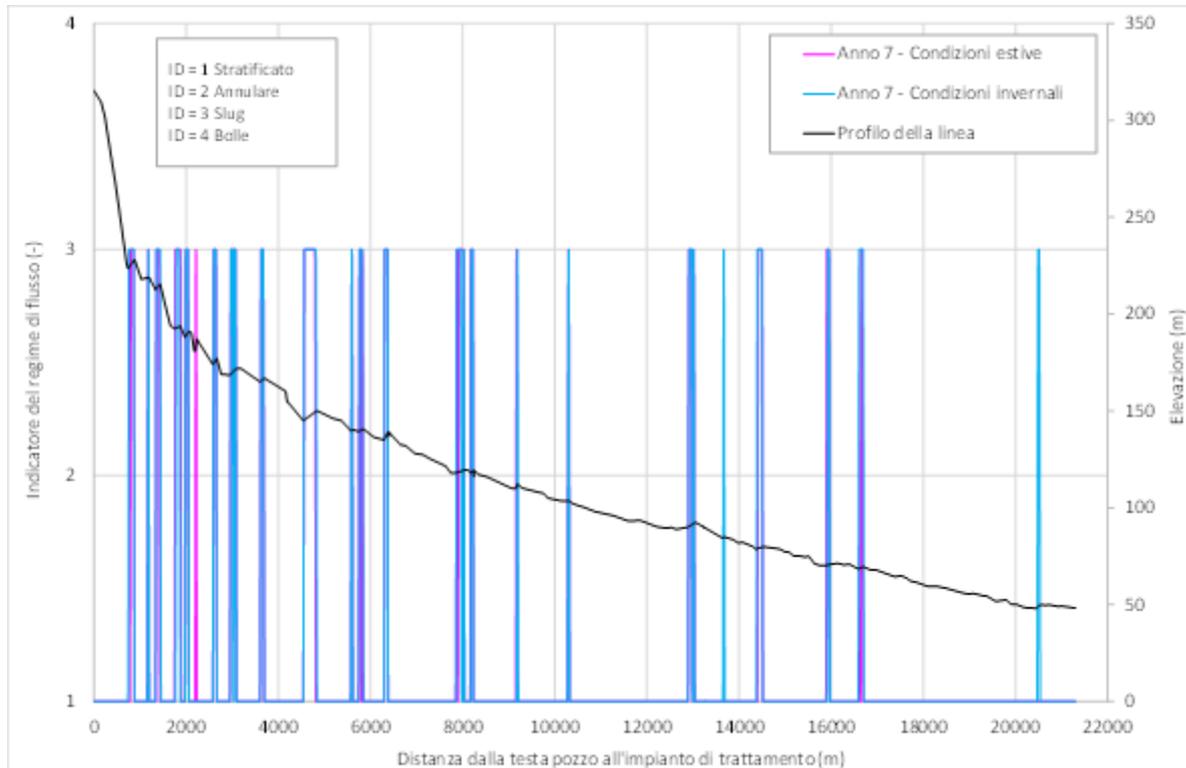


Figura 6-8: Profilo di regime di flusso lungo la linea in condizioni di turn down

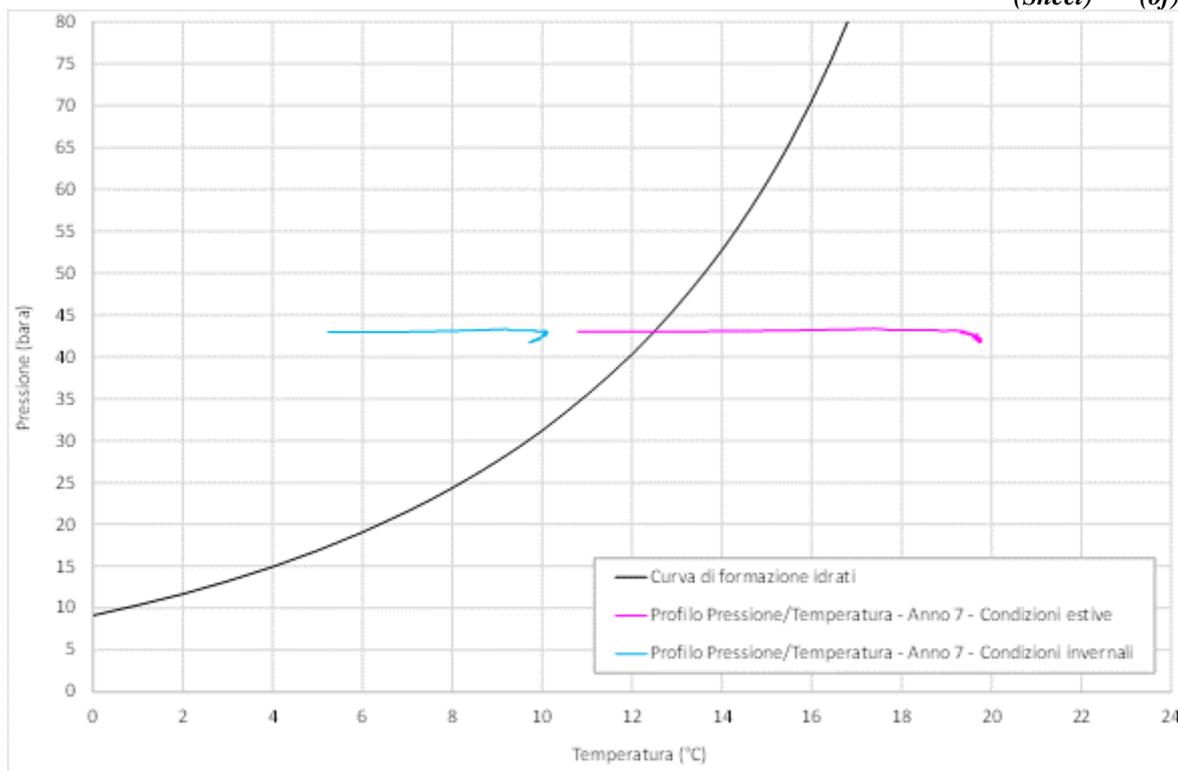


Figura 6-9: Confronto tra la curva di formazione idrati e le condizioni operative della linea in condizioni di turn down

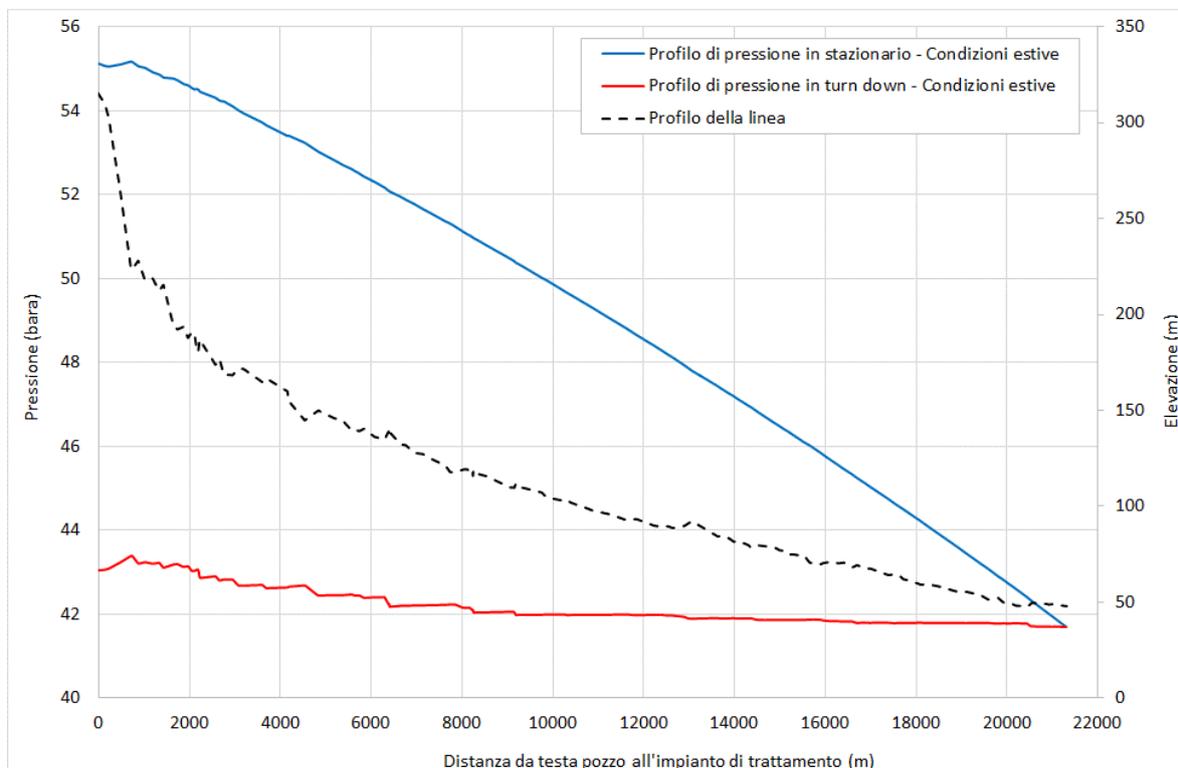


Figura 6-10: Profilo di pressione lungo la linea in stazionario e in turn down – Condizioni ambientali estive

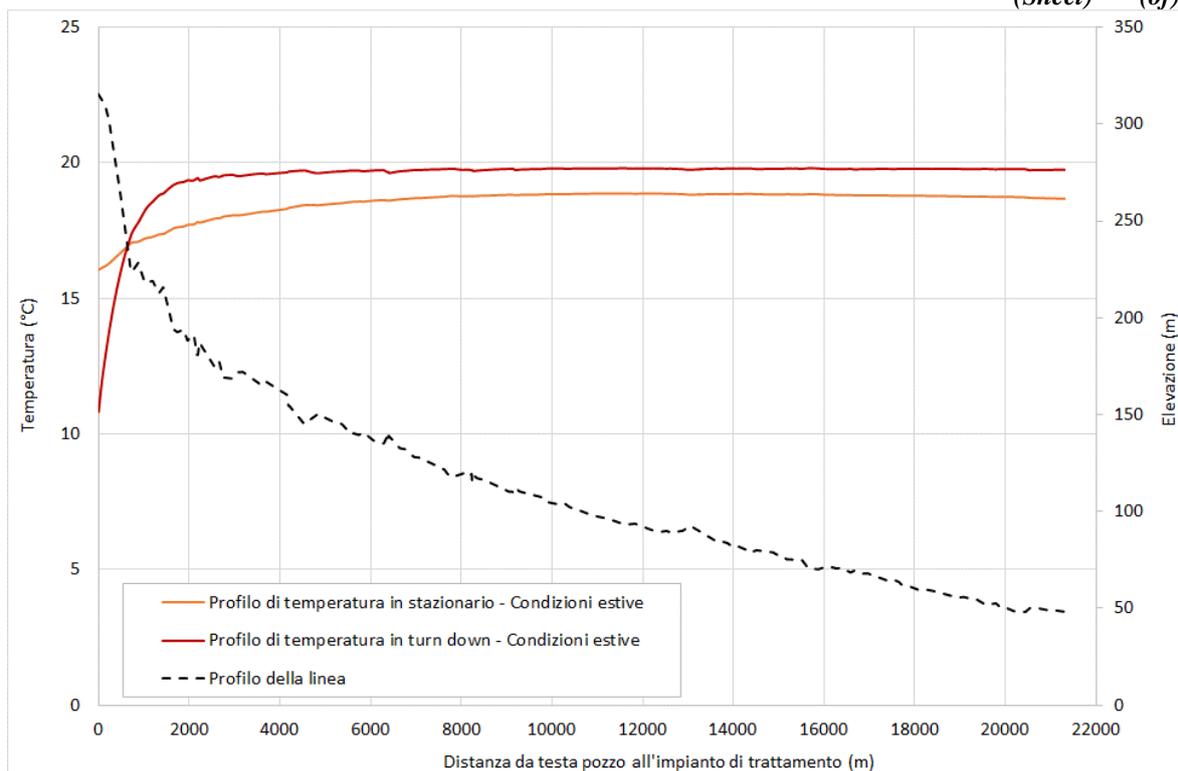


Figura 6-11: Profilo di temperatura lungo la linea in stazionario e in turn down – Condizioni ambientali estive

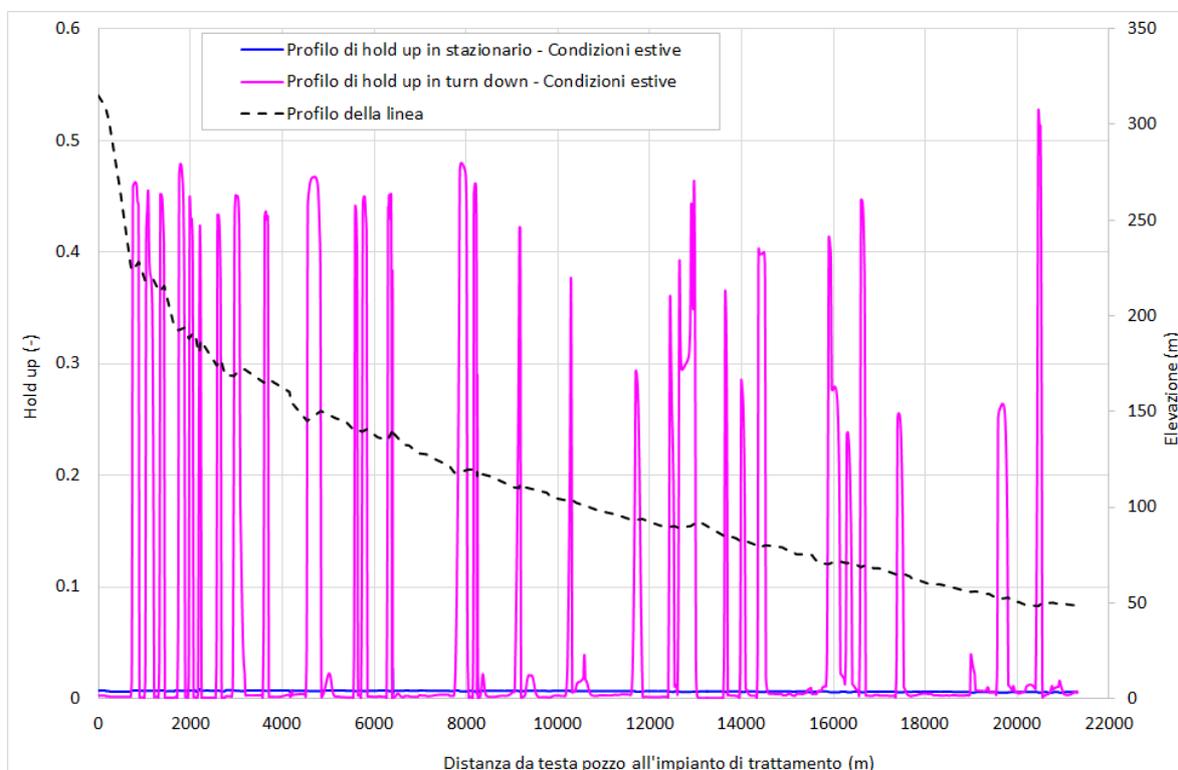


Figura 6-12: Profilo di hold-up lungo la linea in stazionario e in turn down – Condizioni ambientali estive

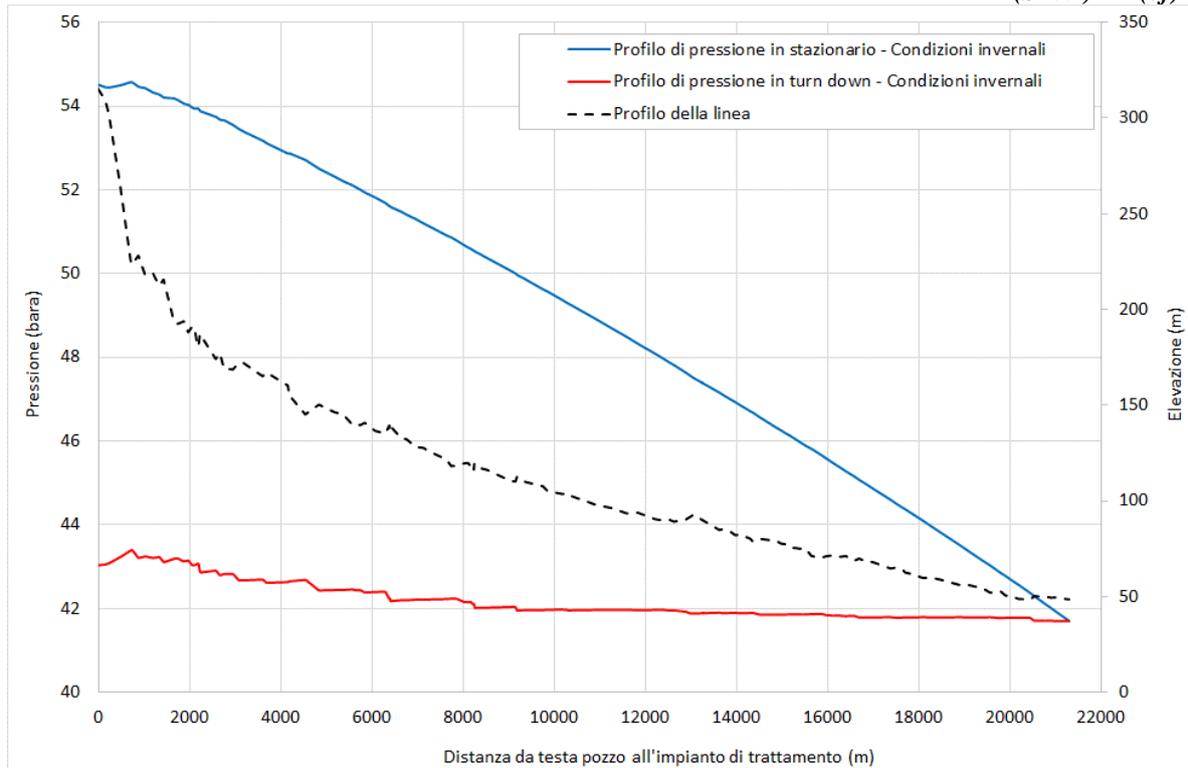


Figura 6-13: Profilo di pressione lungo la linea in stazionario e in turn down – Condizioni ambientali invernali

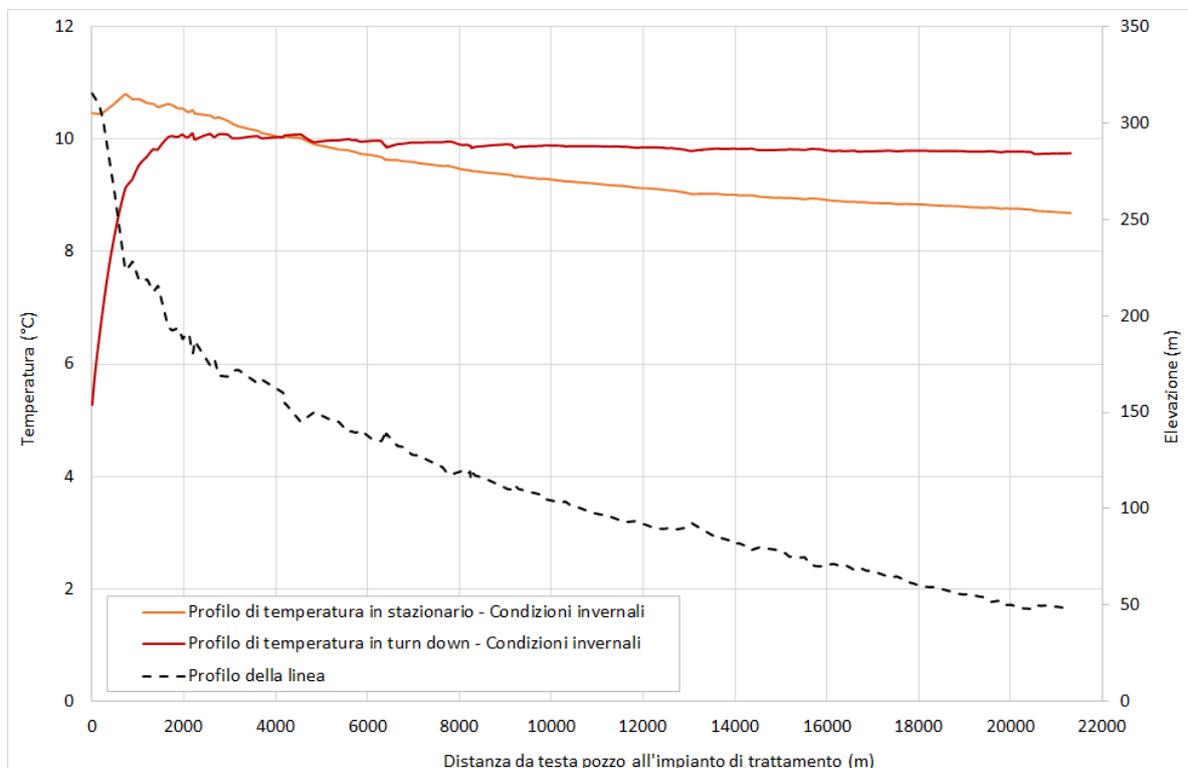


Figura 6-14: Profilo di temperatura lungo la linea in stazionario e in turn down – Condizioni ambientali invernali

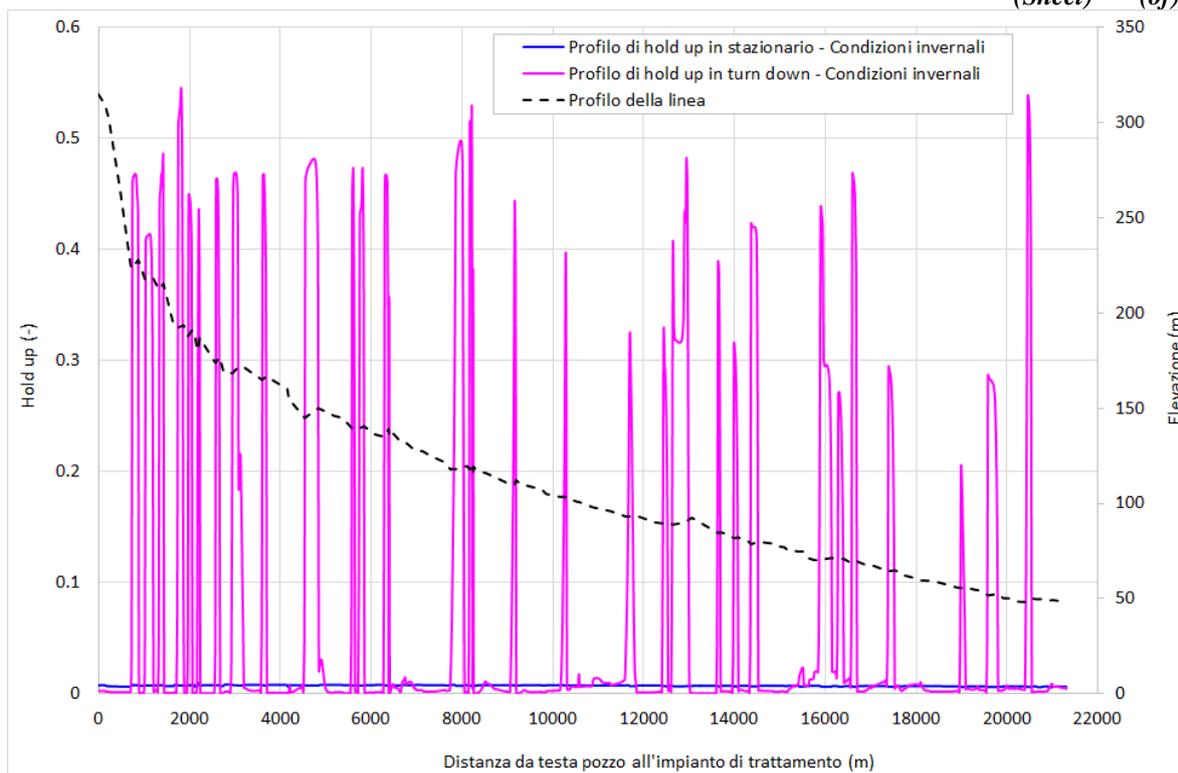


Figura 6-15: Profilo di hold-up lungo la linea in stazionario e in turn down – Condizioni ambientali invernali

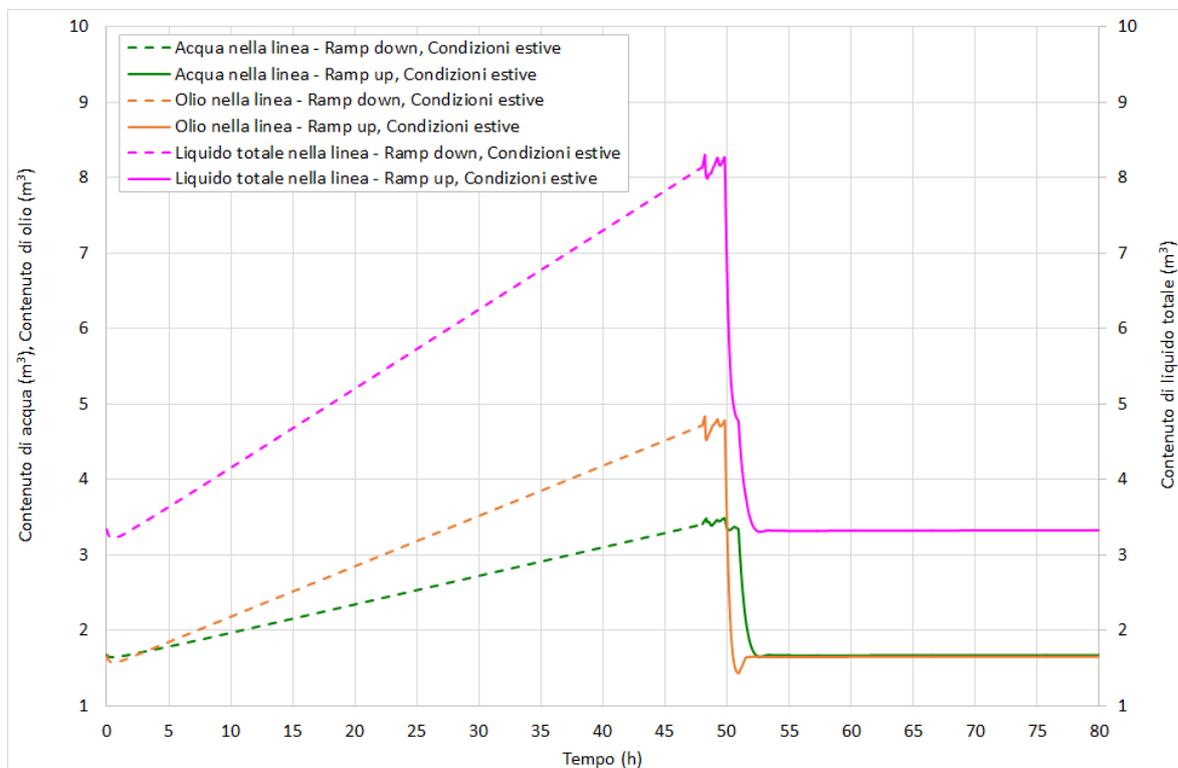


Figura 6-16: Variazione del contenuto di liquido in linea durante il ramp down e il successivo ramp up – Condizioni ambientali estive

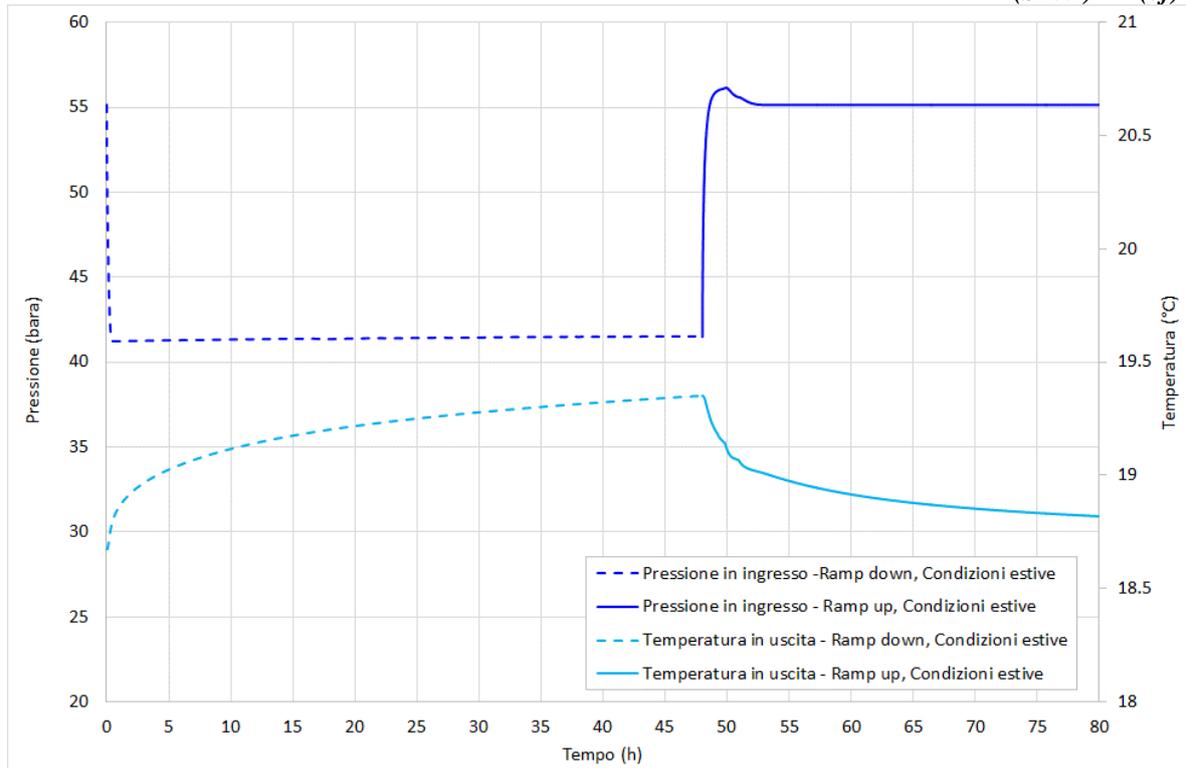


Figura 6-17: Variazione della pressione in ingresso e della temperatura in uscita dalla linea durante il ramp down e il successivo ramp up – Condizioni ambientali estive

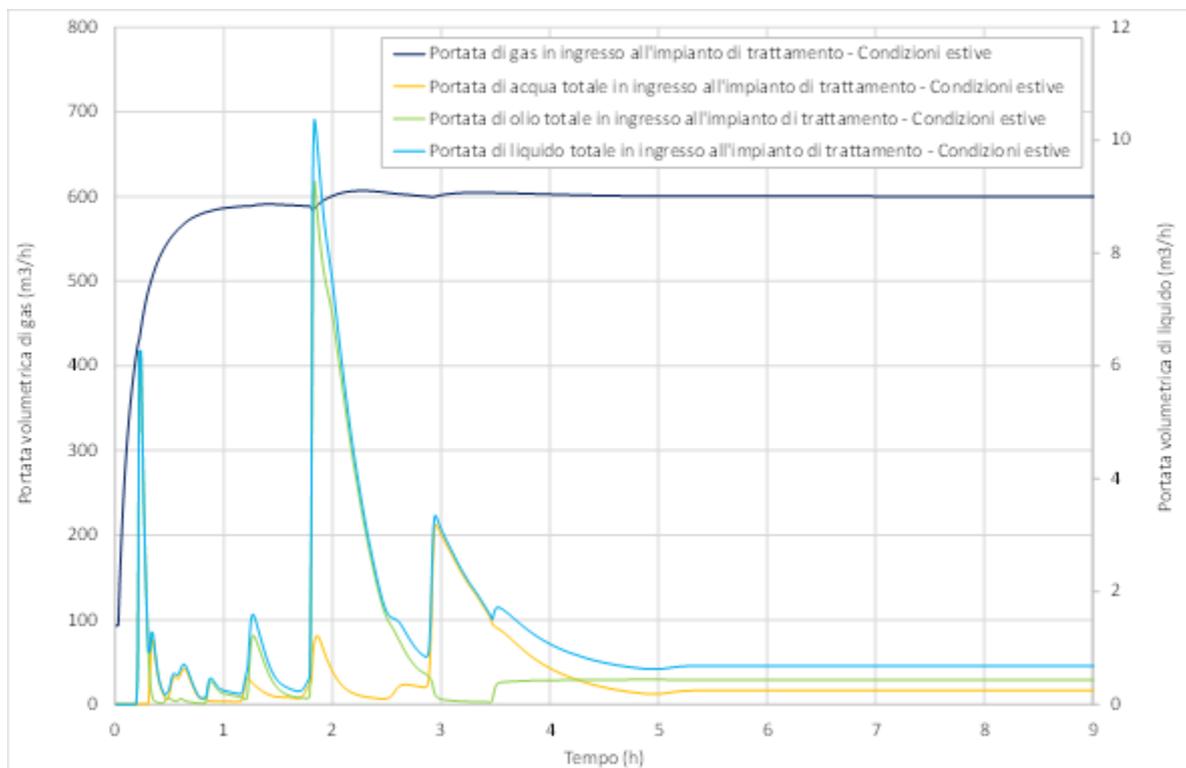


Figura 6-18: Portata di liquido e gas durante il ramp up dopo 2 giorni di ramp down – Condizioni ambientali estive

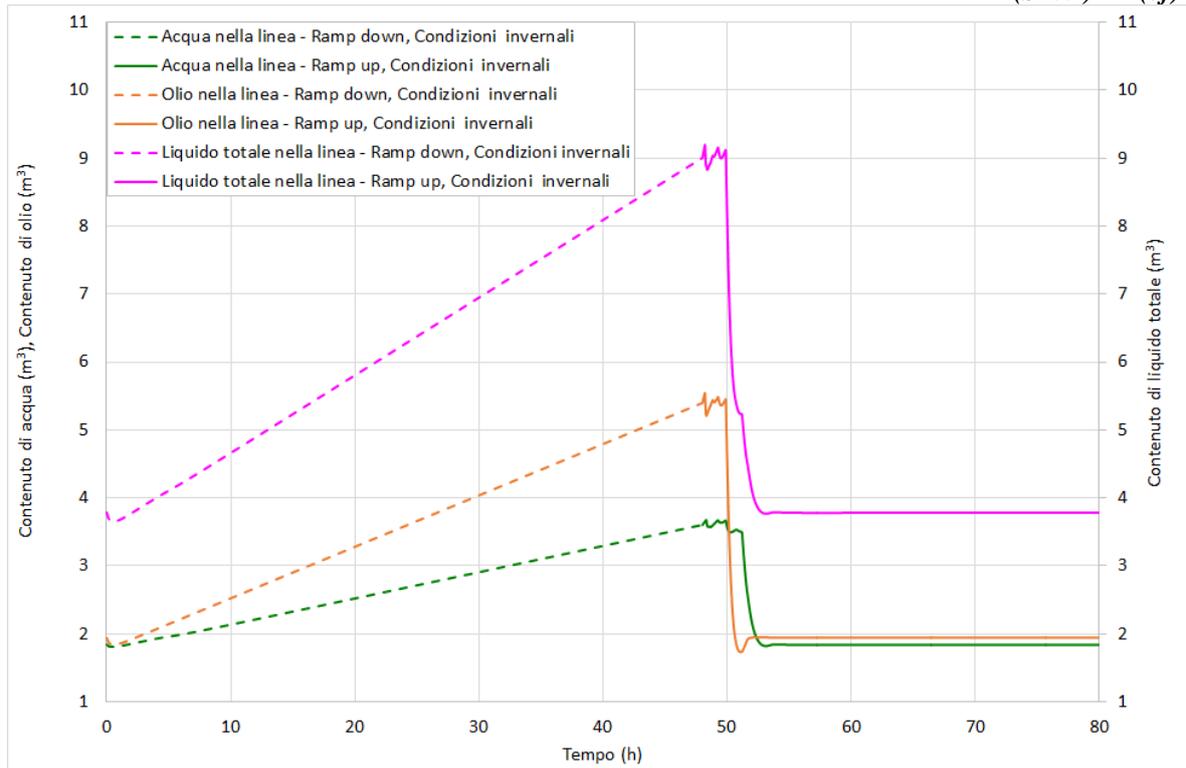


Figura 6-19: Variazione del contenuto di liquido in linea durante il ramp down e il successivo ramp up – Condizioni ambientali invernali

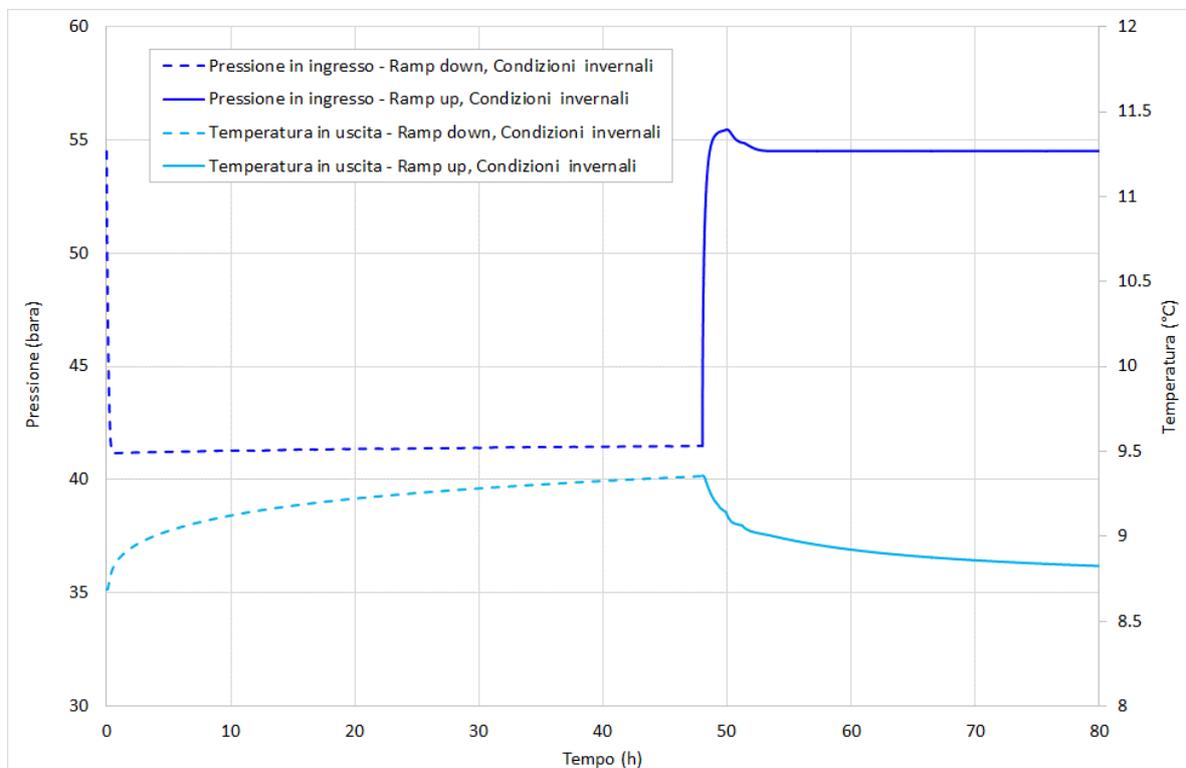


Figura 6-20: Variazione della pressione in ingresso e della temperatura in uscita dalla linea durante il ramp down e il successivo ramp up – Condizioni ambientali invernali

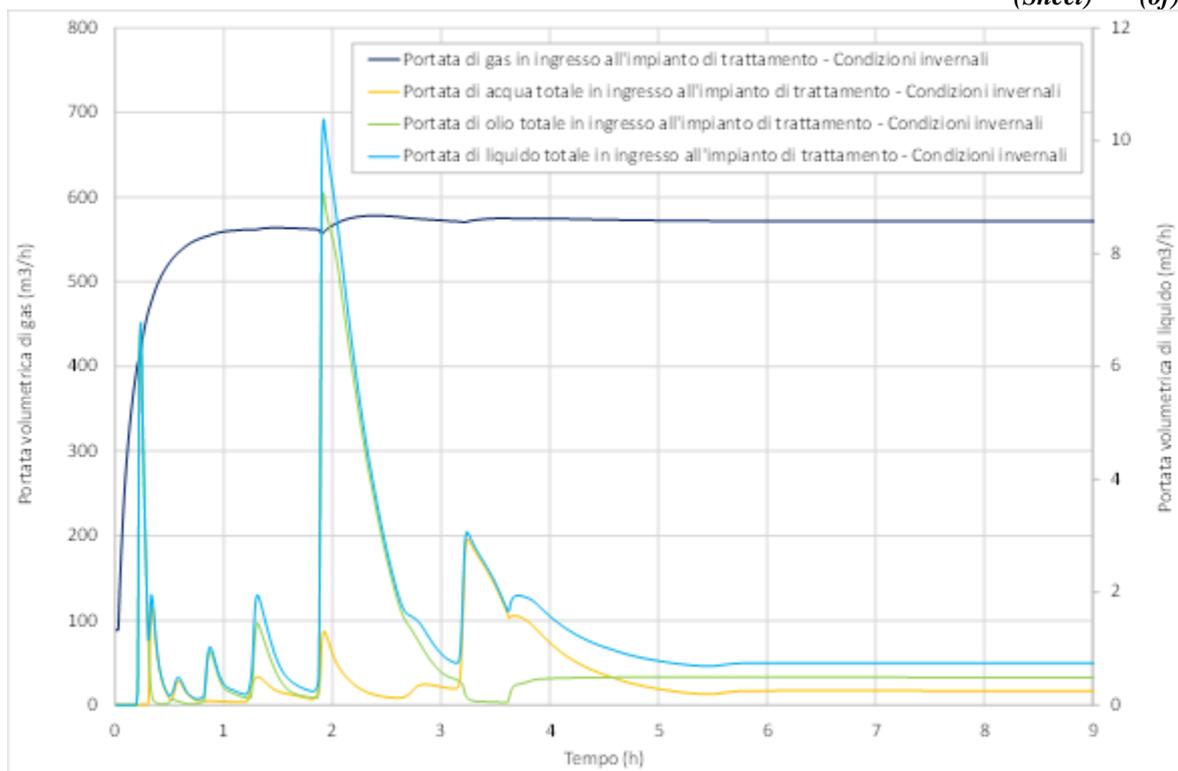


Figura 6-21: Portata di liquido e gas durante il ramp up dopo 2 giorni di ramp down- Condizioni ambientali invernali

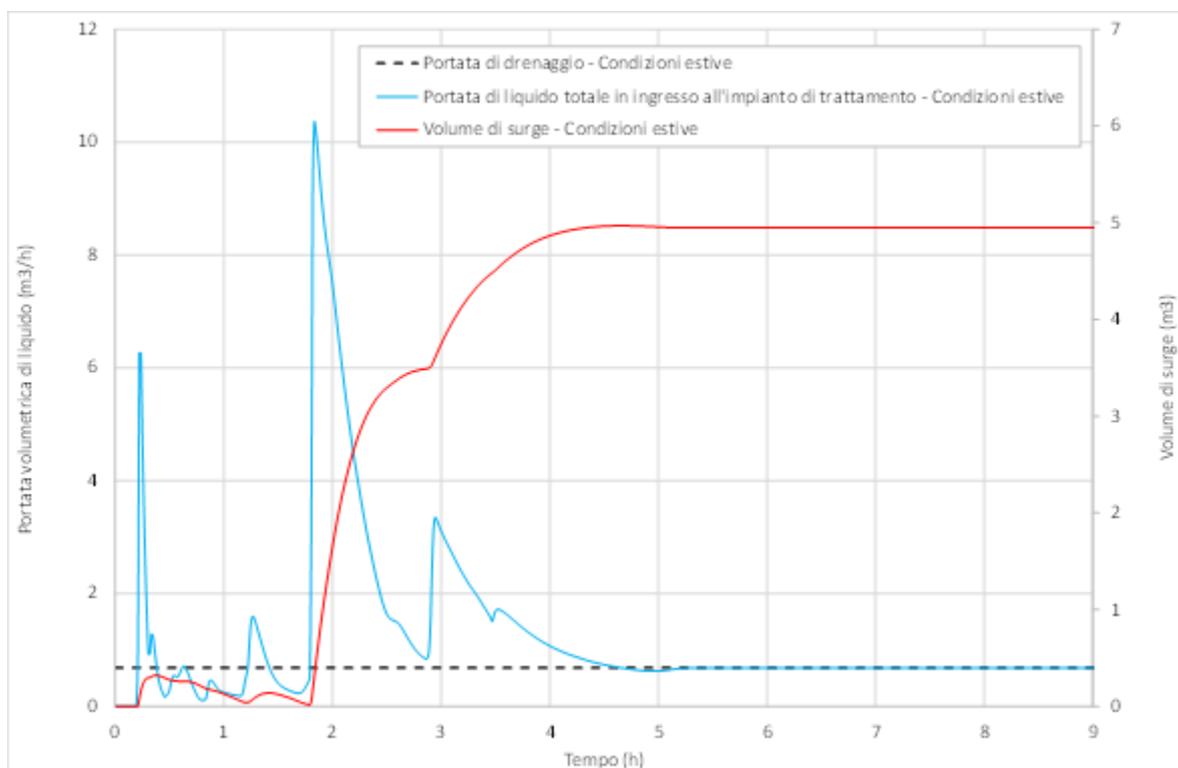


Figura 6-22: Portata di liquido e surge volume ricavato durante il ramp up dopo 2 giorni di ramp down- Condizioni ambientali estive

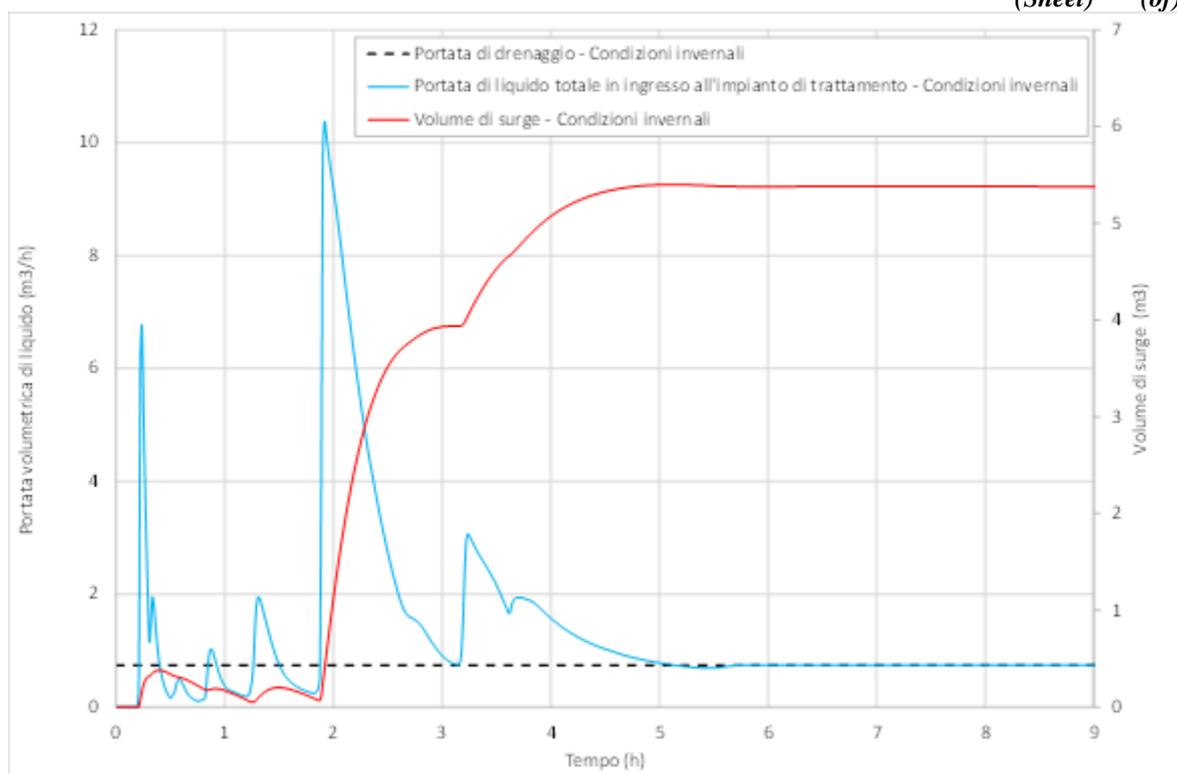


Figura 6-23: Portata di liquido e surge volume ricavato durante il ramp up dopo 2 giorni di ramp down– Condizioni ambientali invernali

6.2 SHUT DOWN E RESTART

Lo shut down del sistema è stato simulato isolando la linea per mezzo di valvole di intercettazione poste ad inizio e fine linea e permettendo quindi al sistema di portarsi in condizioni di equilibrio. Dopo 1 giorno di shut down le valvole di isolamento sono state riaperte e la linea è stata rimessa in produzione quasi istantaneamente.

Il confronto tra i profili di pressione, temperatura e hold-up ottenuti lungo la linea dopo 1 giorno di shut down e quelli ricavati in stazionario è riportato da Figura 6-24 a Figura 6-29.

Da Figura 6-30 a Figura 6-35 sono mostrati i trend di alcuni parametri durante lo shut down e il successivo restart: volume di liquido presente all'interno del sistema, pressione in ingresso alla linea e temperatura e portate di liquido e di gas in ingresso all'impianto di trattamento.

In Figura 6-36 e Figura 6-37 sono presentati gli andamenti del volume di surge indotto dalla ripartenza del sistema dopo lo shut down.

I risultati ottenuti dall'analisi evidenziano come in condizioni di ripartenza istantanea del sistema a 646742 Sm³/g successiva ad uno spegnimento della produzione di 1 giorno, i volumi di surge associati al transitorio operativo risultano di circa 0.2 m³.

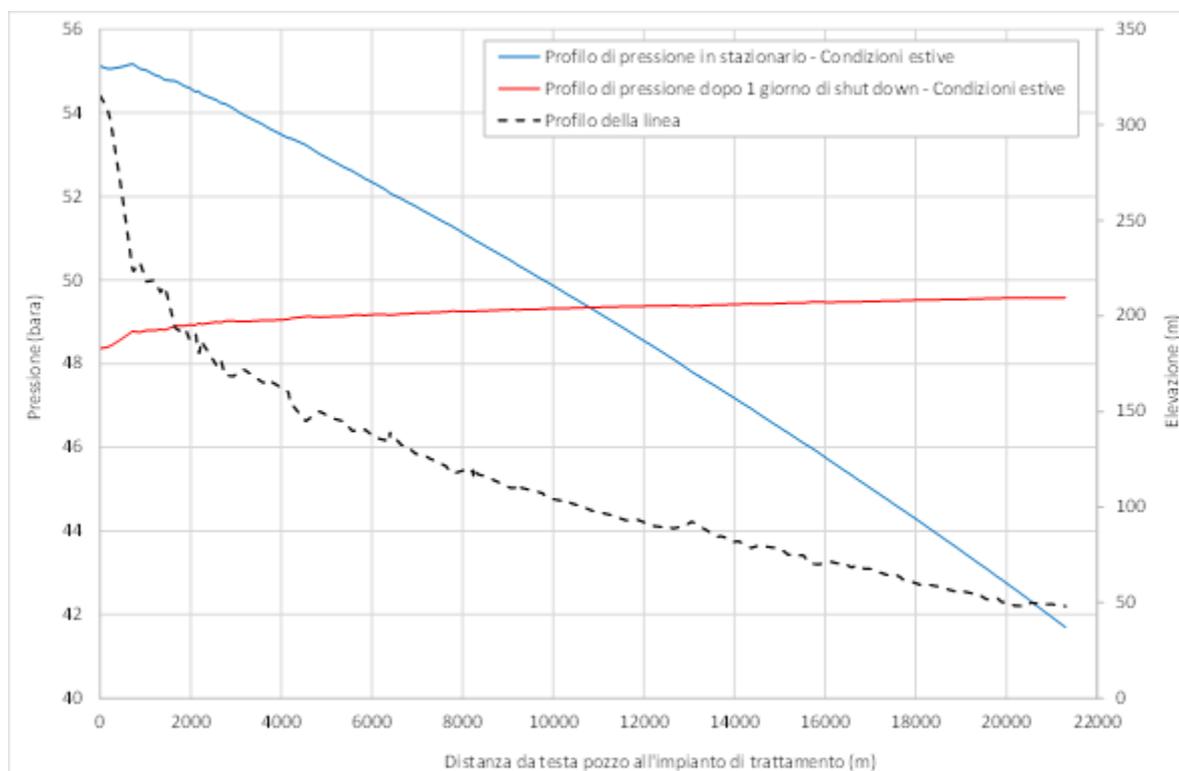


Figura 6-24: Profilo di pressione lungo la linea in stazionario e dopo 1 giorno di shut down – Condizioni ambientali estive

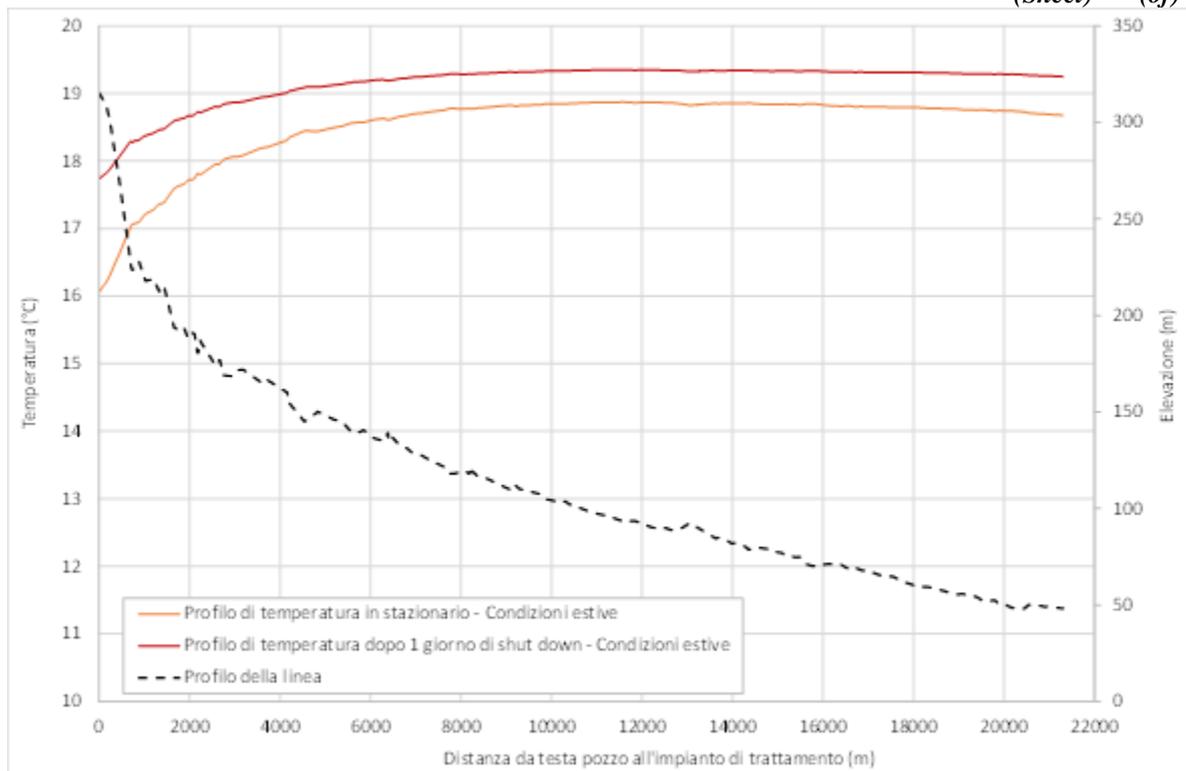


Figura 6-25: Profilo di temperatura lungo la linea in stazionario e dopo 1 giorno di shut down – Condizioni ambientali estive

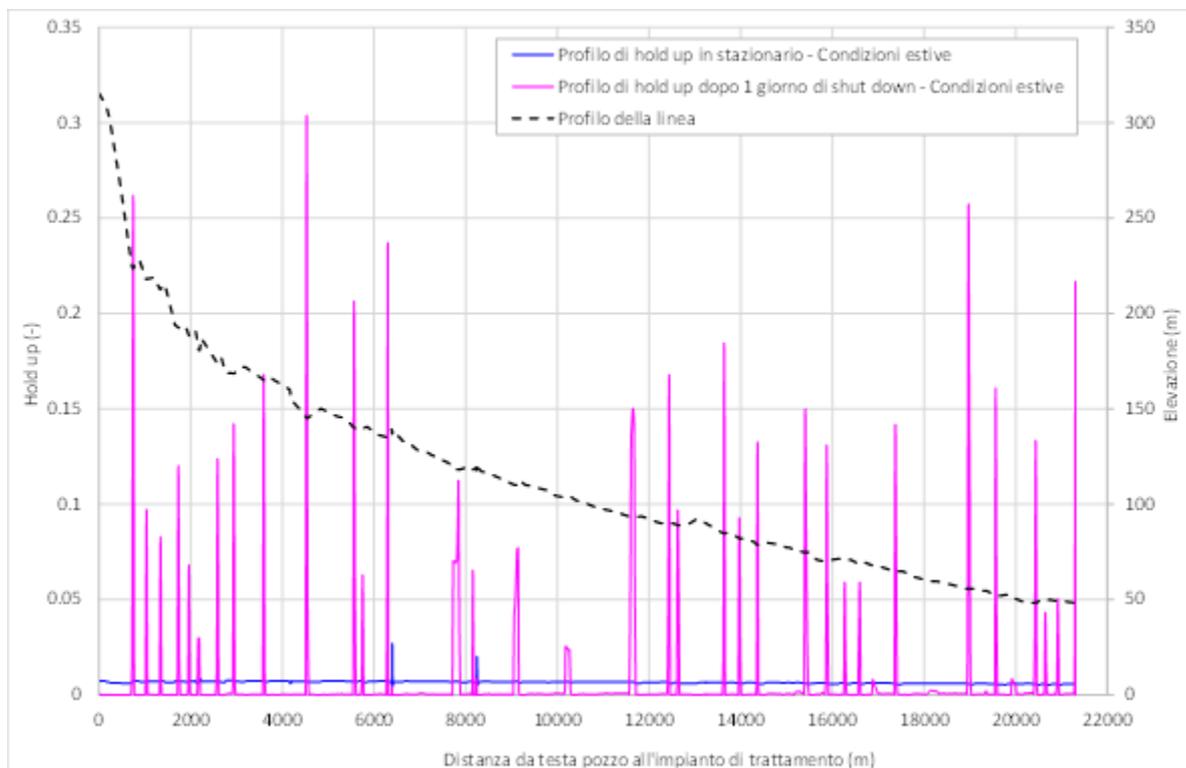


Figura 6-26: Profilo di hold-up lungo la linea in stazionario e dopo 1 giorno di shut down – Condizioni ambientali estive

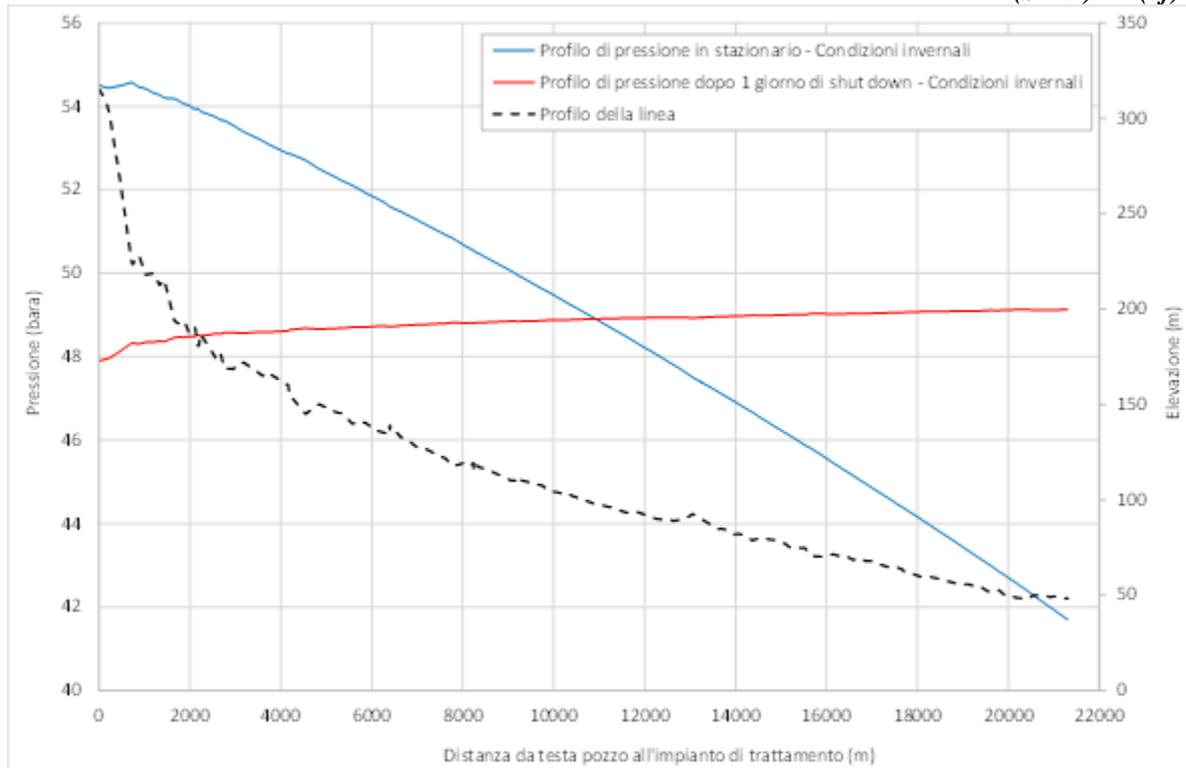


Figura 6-27: Profilo di pressione lungo la linea in stazionario e dopo 1 giorno di shut down – Condizioni ambientali invernali

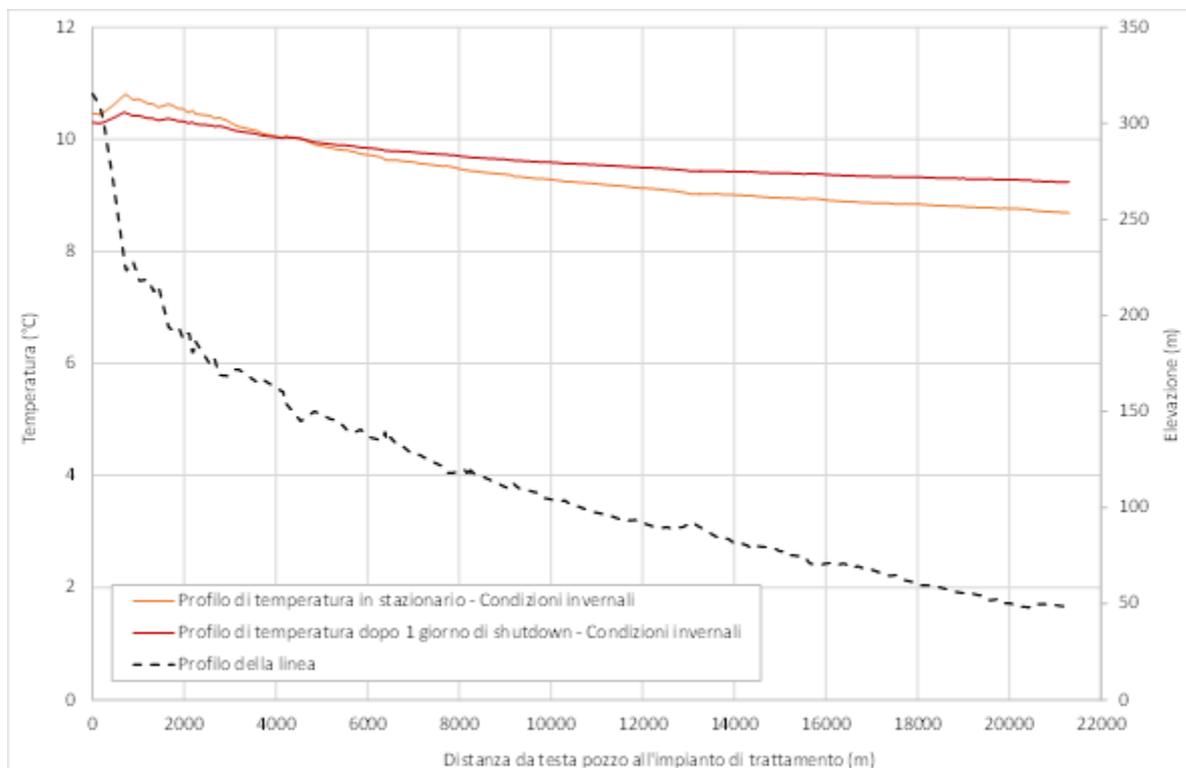


Figura 6-28: Profilo di temperatura lungo la linea in stazionario e dopo 1 giorno di shut down – Condizioni ambientali invernali

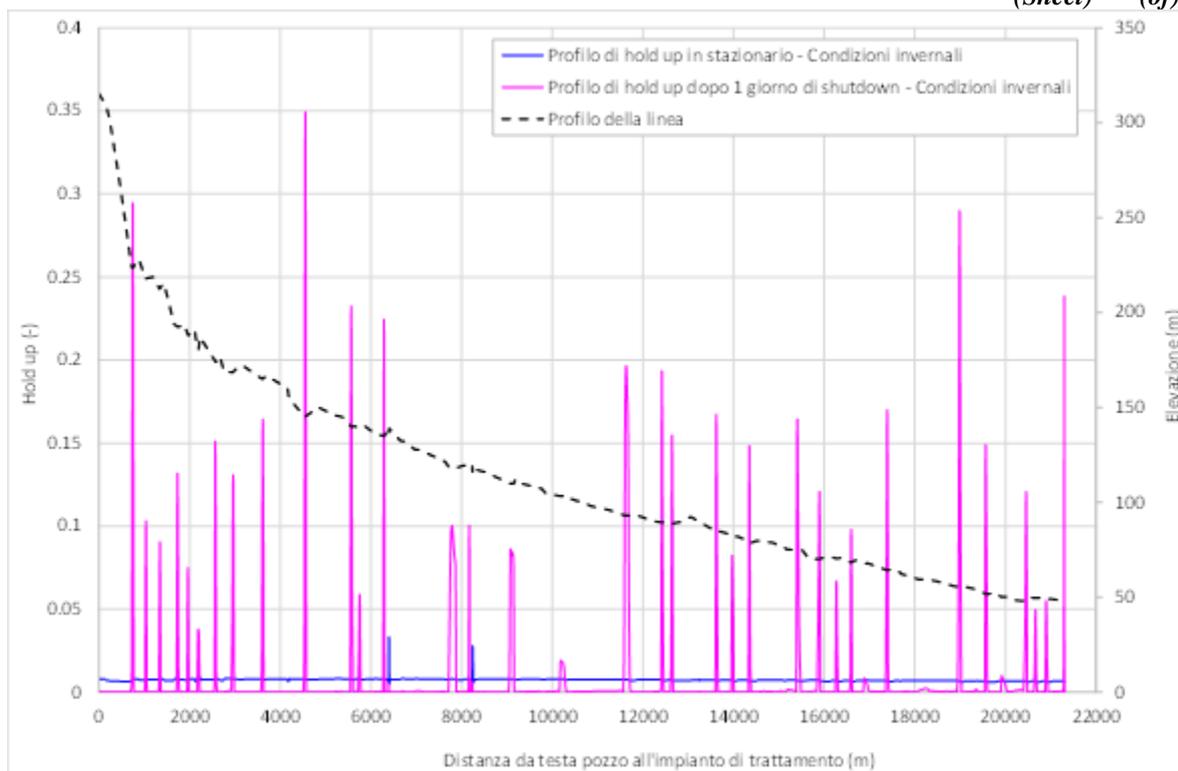


Figura 6-29: Profilo di hold-up lungo la linea in stazionario e dopo 1 giorno di shut down – Condizioni ambientali invernali

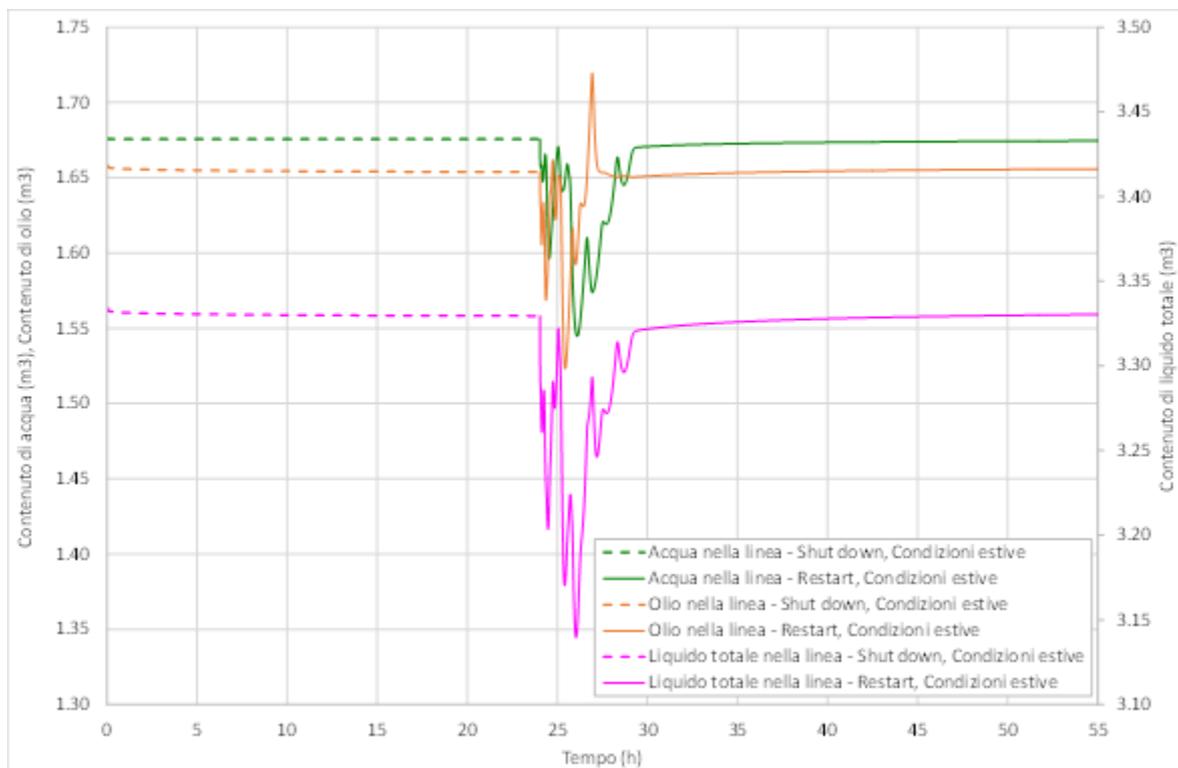


Figura 6-30: Variazione del contenuto di liquido in linea durante lo shut down e il successivo restart – Condizioni ambientali estive

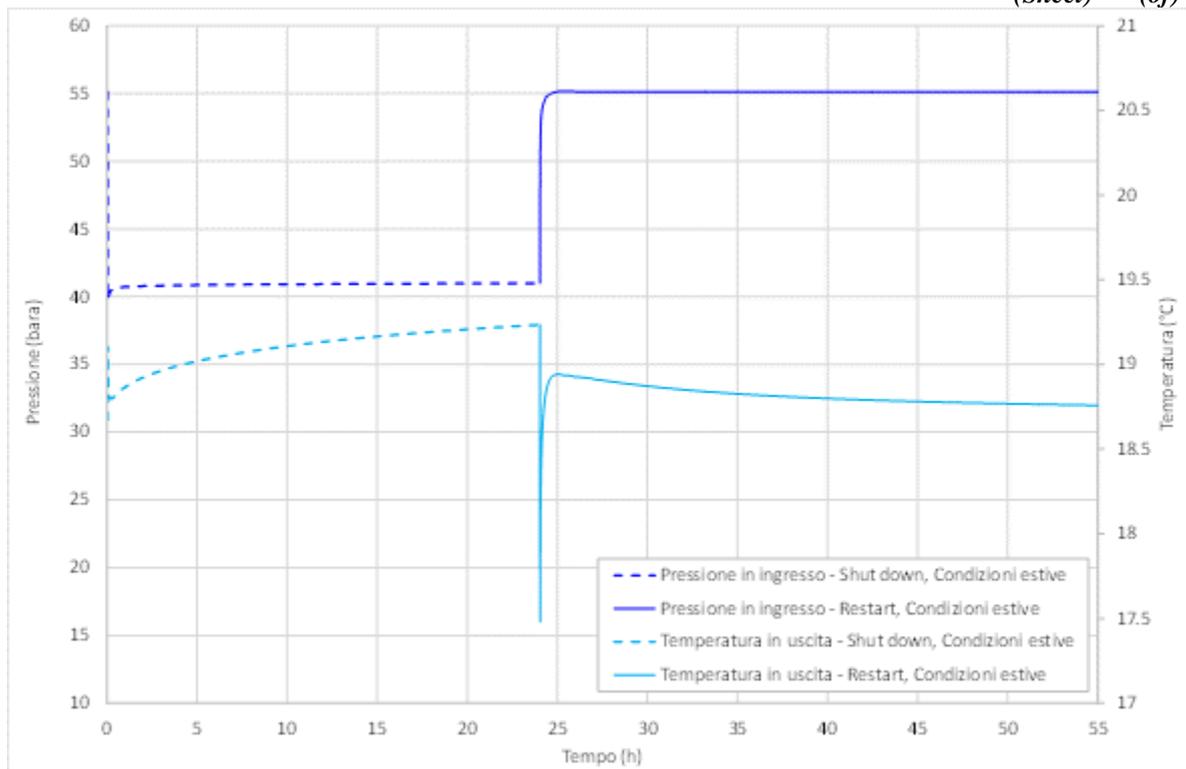


Figura 6-31: Variazione della pressione in ingresso e della temperatura in uscita dalla linea durante lo shut down e il successivo restart – Condizioni ambientali estive

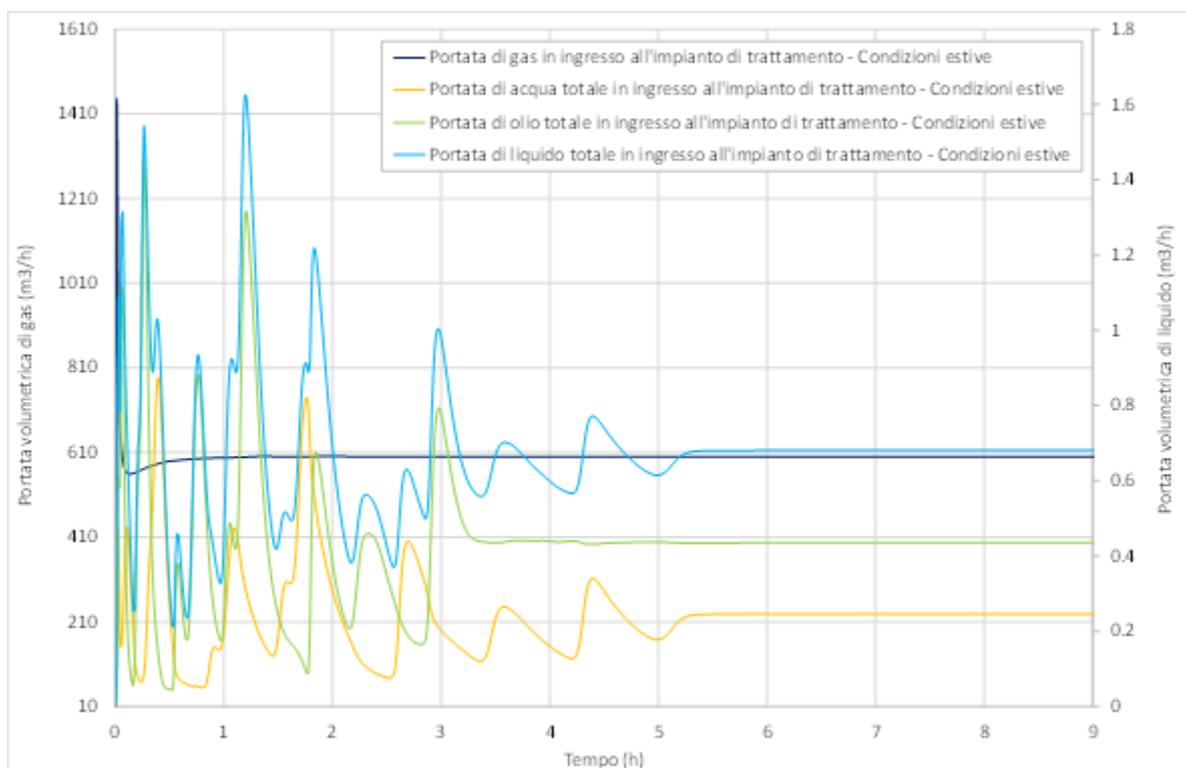


Figura 6-32: Portata di liquido e gas durante il restart dopo 1 giorno di shut down – Condizioni ambientali estive

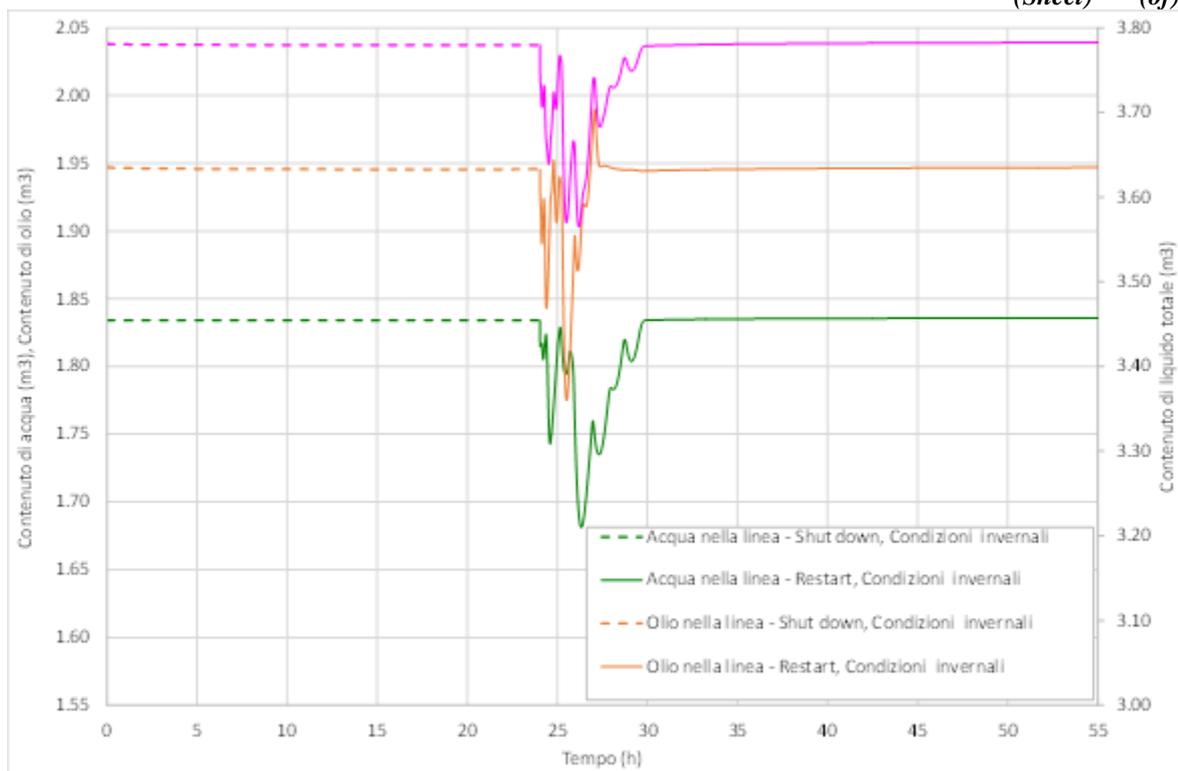


Figura 6-33: Variazione del contenuto di liquido in linea durante lo shut down e il successivo restart – Condizioni ambientali invernali

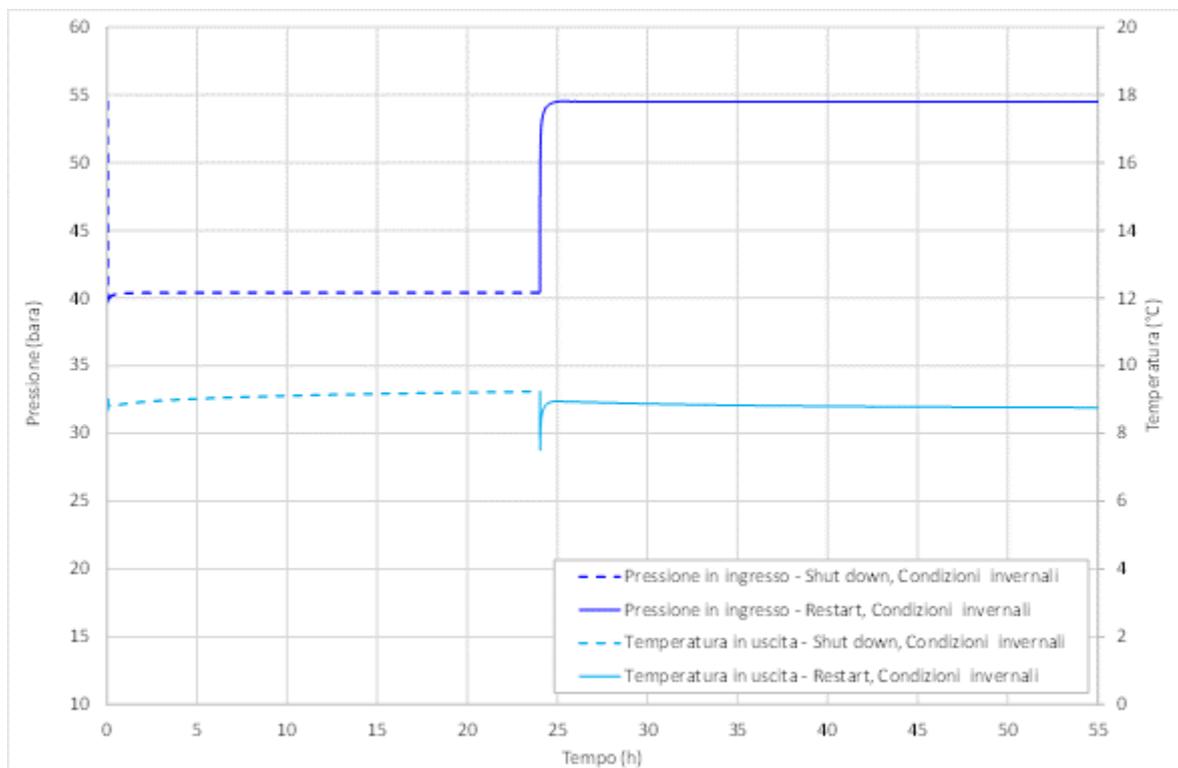


Figura 6-34: Variazione della pressione in ingresso e della temperatura in uscita dalla linea durante lo shut down e il successivo restart – Condizioni ambientali invernali

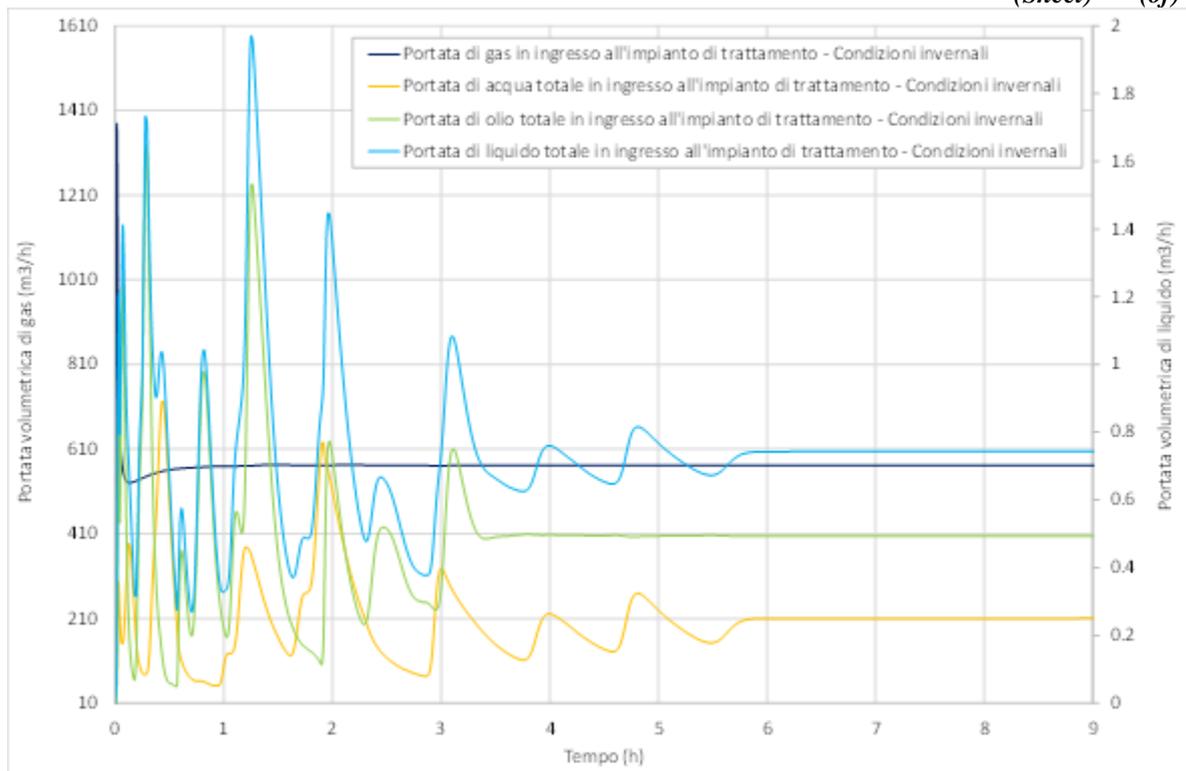


Figura 6-35: Portata di liquido e gas durante il restart dopo 1 giorno di shut down– Condizioni ambientali invernali

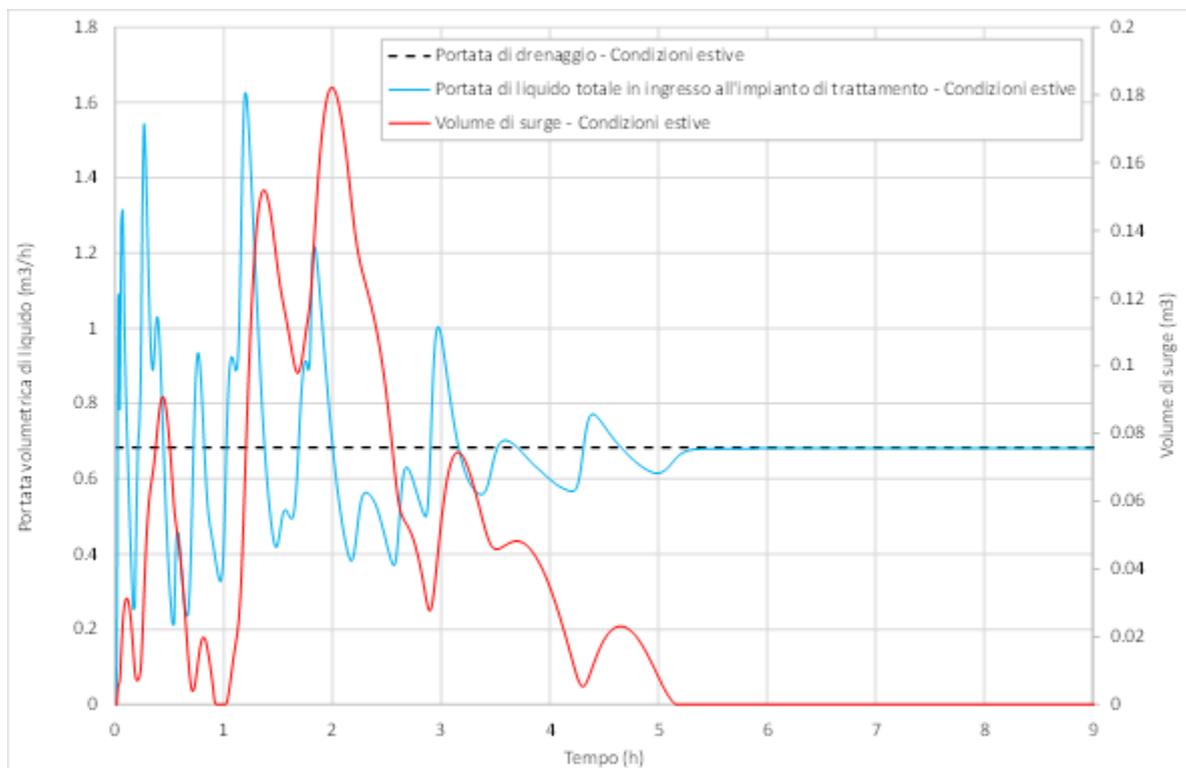


Figura 6-36: Portata di liquido e surge volume ricavato durante il restart dopo 1 giorno di shut down– Condizioni ambientali estive

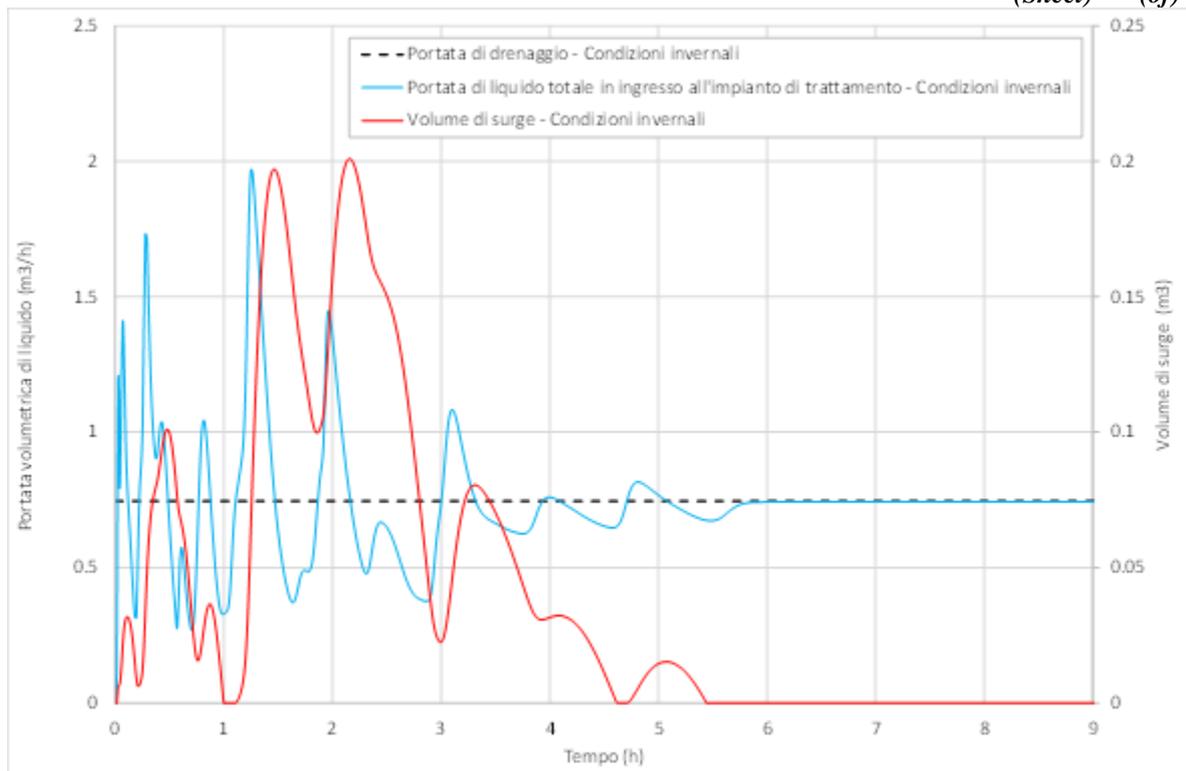


Figura 6-37: Portata di liquido e surge volume ricavato durante il restart dopo 1 giorno di shut down– Condizioni ambientali invernali

7 CORROSIONE E SELEZIONE DEL MATERIALE

Poiché nella composizione sono presenti in quantità non trascurabili CO₂ e H₂S che possono interagire con l'acqua liquida e corrodere la tubazione, è stata svolta una valutazione della corrosione per supportare la scelta del materiale e la strategia di gestione per garantire l'integrità della linea.

7.1 METODOLOGIA PER LA VALUTAZIONE DELLA CORROSIONE

La corrosione da CO₂ può presentarsi quando è presente acqua libera che può interagire con la CO₂. E' un fenomeno elettro-chimico che danneggia gli acciai al carbonio con perdita distribuita o localizzata di materiale.

La velocità di corrosione è stata valutata considerando:

- frazione molare di CO₂ e H₂S nella composizione del gas
- condizioni operative: in termini di pressione, temperatura e sforzo di taglio alla parete interna della tubazione
- velocità della fase liquida
- pH dell'acqua considerandola satura in ioni Fe²⁺, dato che non sono a disposizione informazioni sulla composizione dell'acqua di formazione

La corrosione da CO₂ nella parte bassa della tubazione (BOL=Bottom Of Line) si sviluppa se l'acqua liquida non è intrappolata all'interno di una emulsione a base oleosa e se non è presente un film continuo di olio alla parete della tubazione.

De Waard & Milliams (Shell 1995) BOL è un modello semiempirico che valuta la velocità della corrosione nella parte bassa della tubazione per acciai al carbonio ed è basato su un modello di resistenza che combina:

- il contributo della cinetica indipendente dal flusso della reazione di corrosione
- il contributo dello scambio di massa della CO₂ disciolta, influenzata dalla velocità del fluido

La velocità di corrosione ottenuta dal modello deWaard & Milliams BOL è corretta moltiplicandola per dei coefficienti che tengono conto di: protezione per deposizione sali, bagnamento della parete da parte dell'olio, presenza di glicoli, presenza di inibitore di corrosione e variazioni di pH.

Norsok M-506 BOL è un modello empirico di corrosione ottenuto correlando dati sperimentali ottenuti per tubazioni in acciaio al carbonio contenenti acqua libera a diverse temperatura, pH, fugacità di CO₂ e sforzo di taglio alla parete.

La velocità di corrosione inibita può essere calcolata a partire dalla disponibilità e dall'efficienza dell'inibitore di corrosione. Tale valore può essere calcolato con la seguente formula:

$$CR = A \times CR_i + (1-A) \times CR_u$$

dove

CR = velocità di corrosione (corrosion rate)

A = disponibilità (availability)

CR_i = velocità di corrosione inibita = CR_u x E (efficienza)

CR_u = velocità di corrosione non inibita

Sia per l'efficienza che per la disponibilità può essere utilizzato come valore di riferimento il 90%.

Deve essere notato come la scelta del tipo di inibitore e il dosaggio possono essere determinati solamente da test di laboratorio a partire da campioni specifici del fluido, svolti da fornitori dedicati.

7.2 CASI CORROSIONE ACIDA (SOUR)

Nel caso in cui il rapporto tra le frazioni molari di CO₂ e H₂S sia inferiore a 20 si parla di gas acidi (sour). Come conseguenza, il danno generato dalla presenza di H₂S si evidenzia in forma di corrosione localizzata o distribuita a seconda del tipo e della natura dei prodotti di corrosione.

La presenza di H₂S nella composizione del gas può:

- aumentare la corrosione, promuovendo la corrosione localizzata a velocità più grandi di quella legata alla corrosione da CO₂
- diminuire il rateo di corrosione, generando uno strato protettivo combinato di solfato e carbonato di ferro

Deve essere considerato che la riduzione della velocità di corrosione a causa della presenza del solfato di ferro pone una sfida ai modelli di valutazione della velocità della corrosione. La formazione del solfuro di ferro è una delle principali caratteristiche della corrosione acida (sour), anche a temperature relativamente basse ed è la spiegazione della bassa corrosione di cui spesso vi è evidenza in campo.

Basandosi su recenti ricerche di letteratura, l'impatto della presenza di H₂S è di ridurre la corrosione, poiché le condizioni operative presenti nel sistema portano alla formazione di uno strato di solfuro di ferro che protegge parzialmente la condotta (Ref. [6]).

7.3 SOUR SERVICE

La presenza di H₂S con una pressione parziale maggiore di 0.3 kPa richiede di selezionare materiali adatti per le condizioni di trasporto acido (sour service). I materiali devono essere resistenti alla fessurazione legata alla corrosione sotto sforzo legato al solfuro (sulphide stress corrosion cracking: SSC) ed altre forme di fessurazioni locali legate alla presenza di ioni idrogeno. Il materiale deve essere selezionato in accordo con i requisiti della norma ISO-15156 per sour service.

7.4 RISULTATI DELLA VALUTAZIONE DELLA CORROSIONE

Per ogni scenario di stazionario analizzato (5 casi), è stata svolta la valutazione della corrosione da CO₂. I risultati delle simulazioni di stazionario sono stati considerati per ogni scenario come dati in ingresso insieme ai parametri della corrosione.

La velocità di corrosione è stata valutata considerando:

- frazione molare di CO₂ e H₂S nella composizione del gas
- condizioni operative: in termini di pressione, temperatura e sforzo di taglio alla parete interna della tubazione
- velocità della fase liquida
- pH dell'acqua considerandola satura in ioni Fe²⁺, dato che non sono a disposizione informazioni sulla composizione dell'acqua
- un sovrappessore preliminare di corrosione relativo alla parete della condotta di 3mm
- i modelli Norsok and deWaard (Shell 95) sono stati utilizzati per valutare la corrosione da CO₂ relativa alla parte inferiore della condotta (BOL)

Poiché il rapporto tra le frazioni molari di CO₂ e H₂S è inferiore a 20 nel fluido di riferimento, devono essere considerati anche gli effetti legati ai gas acidi (sour).

Per quanta riguarda il calcolo del pH, le informazioni relative ai sali disciolti in acqua sono fondamentali, ma in questa fase del progetto non sono disponibili. Considerare l'acqua dolce (solo acqua condensata dalla fase gassosa) potrebbe risultare troppo conservativo, quindi è stato assunto che l'acqua sia satura in ioni ferro, legati a corrosione in atto, che fa aumentare il pH rispetto al caso di sola acqua dolce.

La stima preliminare della corrosione da CO₂ è stata svolta senza considerare l'iniezione di inibitore. In Tabella 6-1 sono riportati i principali risultati.

A causa dell'alta corrosività del fluido, che è anche funzione della pressione, il sovrappessore di corrosione di 3 mm inizialmente previsto è superato dopo pochi anni dall'inizio della produzione. Tenendo invece conto che la tubazione ha una schedula di progetto XXS, quindi circa 15 mm di sovrappessore di corrosione, anche considerando la massima velocità di corrosione, la vita utile della linea (14 anni) è rispettata.

Anno	Norsok.corr (mm/a)	deWaard 95.corr (mm/a)	Durata del sovrappessore di corrosione considerando	
			Norsok.corr	deWaard 95.corr
1	0.63	0.51	24 anni	30 anni
3	0.61	0.53	25 anni	29 anni
7	0.75	0.65	20 anni	24 anni
9	0.79	0.60	19 anni	26 anni
12	0.60	0.34	26 anni	44 anni

Tabella 7-1: Valutazione della corrosione

7.5 RISULTATI DELLA VALUTAZIONE SOUR SERVICE

L'analisi è stata svolta seguendo la norma ISO 15156-2: questa regola individua quattro regioni di severità dell'ambiente (da 0 a 3). La severità dell'ambiente acido aumenta al crescere del numero relativo alla regione. Per ognuna questa normativa individua alcuni suggerimenti da tenere in conto

per la selezione del materiale. La valutazione di SSC è stata svolta considerando la zona con la più alta pressione parziale di H₂S, e valutando il pH per acqua di condensa.

Come può essere osservato in Figura 7-1, la regione SSC predominante per il gasdotto in progetto è la terza. Gli acciai possono essere selezionati a partire dalla sezione A.2 della norma ISO 15156-2, Altri materiali possono essere utilizzati, ma devono essere qualificati considerando l'appendice B della stessa normativa. Questo standard, ISO, è anche conosciuto come NACE MR-0175; quindi, tutti i materiali relativi alla terza regione NACE possono essere utilizzati (Tabella 7-2).

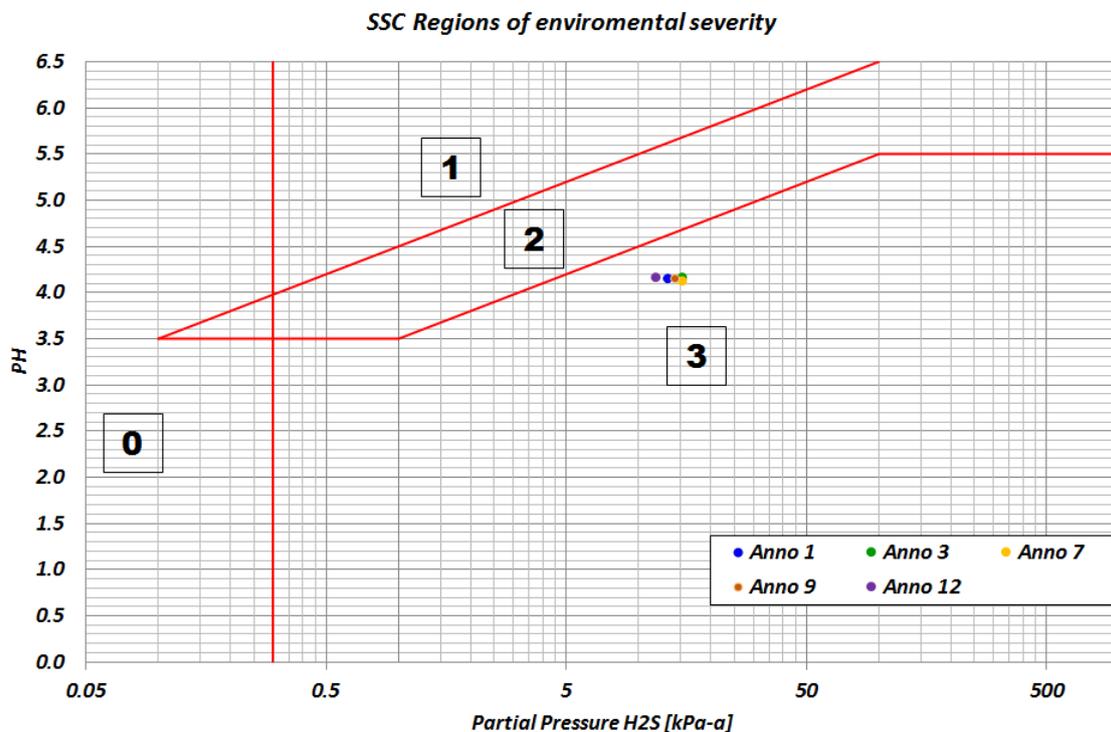


Figura 7-1: SSC regioni

ISO specifications and grades	Other designations
ISO 3183-3 grades: L245 through L450	API Specification 5L grades: A and B and X-42 through X-65
	ASTM A 53
	ASTM A 106 grades A, B and C
	ASTM A 333 grades 1 and 6
	ASTM A 524 grades 1 and 2
	ASTM A 381 class 1, Y35 to Y65

Tabella 7-2: Esempi di materiali che rispettano la A.2.1 della ISO 15156-2

7.6 CONCLUSIONI DELLA VALUTAZIONE DI CORROSIONE

La corrosione legata alla presenza di CO₂ e H₂S nel fluido di produzione è una seria problematica. A partire dalle valutazioni preliminari è stata selezionata l'opzione di aumentare il sovrappessore di corrosione e di non iniettare inibitore di corrosione: prendendo a riferimento una tubazione da 8" con materiale di tipo X52 e uno spessore totale di 22.2 mm (XXS standard), il sovrappessore di corrosione è di circa 15 mm. Di conseguenza la vita operativa della linea aumenta al minimo fino a 19 anni, maggiore della vita utile (14 anni).

8 CONCLUSIONI

Il presente studio si inserisce nel progetto di sviluppo del giacimento Colle Santo che prevede la perforazione e la messa in produzione di cinque pozzi, di cui due pozzi già perforati, e la realizzazione di un gasdotto di collegamento e di un impianto per il trattamento del gas estratto necessario a portare il fluido alle specifiche richieste per l'immissione nel gasdotto di "SNAM rete gas".

Il fluido di giacimento estratto dal pozzo deve essere trasportato, per mezzo di una linea multifase, dalla testa pozzo all'impianto di trattamento situato a circa 20 km di distanza.

Dallo studio svolto di dimensionamento meccanico e idraulico della linea si evince quanto segue:

- Il diametro selezionato di 8 pollici permette di trasportare la produzione prevista con choking a testa pozzo compresi tra 11 e 72 bar;
- Lo spessore selezionato (scheda XXS) permette di sopportare la pressione di design della linea e garantisce una vita operativa della linea di almeno 19 anni sulla base del massimo rateo di corrosione calcolato (contro una vita prevista del campo di 14 anni);
- Il massimo volume di slug atteso al separatore in impianto è di 5 m³;
- Per buona parte della vita produttiva, le sezioni a valle della choke, il manifold e la linea si trovano all'interno della zona formazione idrati. E' pertanto necessario l'iniezione in continuo di inibitore. Sulla base dei ratei calcolati, è stato scelto di iniettare MEG. Il rateo massimo da iniettare risulta di circa 40 lt/h (senza considerare margini sulla formazione idrati) o di circa 100 lt/h considerando 5 gradi di margine tra condizioni operative e temperatura di formazione idrati. Ipotizzando di rifornire su base settimanale il serbatoio di stoccaggio del MEG, è richiesto un volume di stoccaggio pari a 6 o 18 m³ a seconda che vengano considerati o meno margini sulla temperatura di formazione idrati.

9 BIBLIOGRAFIA

- [1] TEA15-297Rev2_VIA_Bomba_preliminary_FA
- [2] OLGA versione 5.3.2, by SPT
- [3] PVTsim software versione 16.0 by CALSEP
- [4] API-RP14E, “Recommended practice for design and installation of offshore production platform piping system”
- [5] Gasdotto di collegamento. Area pozzi Monte Pallano 1/2. Nuova centrale di trattamento. Relazione tecnica. Ediltop. 015.RT.0001
- [6] A New Updated Model of CO₂/H₂S Corrosion in Multiphase Flow. Paper number 08535. NACE international. Corrosion 2008. Conference & Expo. S. Nešić, S. Wang, H. Fang, W. Sun and J. K-L. Lee.