



Eni S.p.A.
Divisione E&P

SPEO

UNITA' ORGANIZZATIVA

ATTIVITÀ

PROVENIENZA

TIPO

N. PROGR.

PAG. 1

DI 72

COMP

G

1

P

21126

TITOLO

**CAMPO DI RIPALTA
VALUTAZIONE DELLO STATO TENSIONALE DEI POZZI
MARZO 2008**

LISTA DI DISTRIBUZIONE

Società Stoccaggi Gas Italia S. p.A. (STOGIT)

p.c.
COMP
TEPE
STAP

Data di emissione: 20 Marzo 2008

②				
①				
③	Emissione	D. Taino	D. Taino	M. Noia
		W. Szemat	F. Bottazzi	N. De Col
		G. Nutricato		
	AGGIORNAMENTI	PREPARAZIONE	CONVALIDA	APPROVAZIONE



SOMMARIO

1. INTRODUZIONE	3
2. CONCLUSIONI	4
2.1. VERIFICA DEI CASING DI PRODUZIONE	4
2.2. VERIFICA DEL COMPLETAMENTO	5
2.3. VALUTAZIONE DELL'INVECCHIAMENTO	6
3. VERIFICA DEI CASING	7
3.1. IPOTESI DI LAVORO	7
3.2. INTERCAPEDINI IN PRESSIONE	8
3.3. VERIFICA POZZI TIPO 1	9
3.4. VERIFICA POZZI TIPO 2	9
3.5. VERIFICA POZZI TIPO 3	11
3.6. FIGURE 12	
GRADIENTI DI PRESSIONE	12
CASING DESIGN POZZO TIPO 1	13
BURST DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI	14
COLLAPSE DESIGN TABELLA DELLE PRESSIONI	15
CASING DESIGN POZZO TIPO 2 – 1	16
BURST DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI	17
COLLAPSE DESIGN TABELLA DELLE PRESSIONI	18
CASING DESIGN POZZO TIPO 2 – 2	19
BURST DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI	20
COLLAPSE DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI	21
CASING DESIGN POZZO TIPO 2 – 3	22
BURST DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI	23
COLLAPSE DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI	24
CASING DESIGN POZZO TIPO 3	25
BURST DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI - CSG. 7"	26
COLLAPSE DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI – CSG. 7"	27
BURST DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI – LNR. 5"	28
COLLAPSE DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI – LNR. 5"	29
4. VERIFICA DEL COMPLETAMENTO	30
4.1. DATI CONSIDERATI NEL CALCOLO	30
4.2. CONDIZIONI DI CARICO	31
4.2.1. COMPLETAMENTI CON TUBING 2-7/8" (POZZI SPIA)	31
4.2.2. COMPLETAMENTI CON TUBING 3-1/2"	32
4.2.3. COMPLETAMENTI CON TUBING 5"	33
4.2.4. RIPALTA 6. SMALTIMENTO ACQUA	35
4.3. RISULTATI DEL CALCOLO	37
4.4. TABELLE E FIGURE	39



1. INTRODUZIONE

Con la prospettiva di incrementare la Pressione di stoccaggio del campo di Ripalta del 20% circa rispetto alla Pressione originaria di giacimento, la Società STOGIT ha richiesto a PERF – Unità TEPE e COMP di verificare lo stato tensionale dei pozzi del campo.

Per la verifica della condizione operativa, nei calcoli sono stati utilizzati una Pressione al fondo pari a 217.7 bar (222 Kg/cm²), ed una Pressione di testa di 205.0 bar (209.0 Kg/cm²), al fine di avere un'indicazione della fattibilità di tale incremento per quanto riguarda l'integrità meccanica del pozzo.

Le Procedure aziendali utilizzate per completare la valutazione, sono quelle attualmente in vigore per gli Studi di Casing e Tubing design in Area Pozzo.

I principali aspetti esaminati nel presente Studio sono stati:

- Verifica della resistenza dei casing di produzione;
- Verifica della resistenza dei completamenti (Tubing, Connessioni e Packers);
- Studio sull'invecchiamento dei materiali (condotta da TEPE – TEMM).

 SPEO Eni S.p.A. Divisione E&P	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE		PAG 4 DI 72			
	COMP-G-1-P-21126		AGGIORNAMENTI			
			0			

2. CONCLUSIONI

2.1. VERIFICA DEI CASING DI PRODUZIONE

Lo studio è stato effettuato sui soli casing di produzione considerando tre diverse tipologia di pozzo rappresentative dei diversi profili di tubaggio presenti nel campo di Ripalta.

Per quanto riguarda i gradienti di pressione delle formazioni, sono stati considerati dei valori medi rappresentativi del campo, ricavati dalle informazioni disponibili nel Database SIDAP e da quelle fornite da Stogit.

In particolare è stata considerata la pressione di reservoir di 217.7 bar (222 Kg/cm²), corrispondente a quella originale di 181.3 bar (185 Kg/cm²) aumentata del 20% come indicato da Stogit.

Per le verifiche dei Casing di produzione è stata utilizzata una Pressione Massima di Iniezione di 205 Bar (209 Kg/cm²).

Le verifiche eseguite sono quelle prescritte dal Manuale di Casing Design (STAP-P-1-M-6110) e sono state calcolate con l'ausilio del software Stresscheck della Landmark selezionando le opzioni prescritte da STAP-P-1-N-13568.

Il risultato dei calcoli secondo i criteri sopra esposti è che tutti i casing ed i Liner di produzione risultano verificati. Il valore minimo del Safety Factor a burst è pari a **1.33** per il casing 6-5/8" (pozzi tipo 1) ed il valore minimo del Safety Factor a collasso è pari a **1.10** per il Liner 5" (pozzi tipo 3).

Va osservato comunque che nell'ipotesi di uno svuotamento totale del casing di produzione (come previsto dalle procedure aziendali di verifica a collasso), la contemporanea presenza nell'intercapedine casing di produzione – casing intermedio, di pressioni maggiori dei valori limiti indicati nello studio (variabili da 27 a 40 bar a seconda della tipologia di pozzo) porterebbe al collasso del casing di produzione in una sezione che va da 1200m a 1500 m circa. Pur nella remota improbabilità di questa evenienza, poiché attualmente alcuni dei pozzi del campo presentano nelle intercapedini casing di produzione- casing intermedio dei valori di pressione maggiori dei valori limite su indicati, si ritiene utile procedere ad una campagna di controllo e di scarico delle pressioni di tali intercapedini sotto i valori limite.

 Eni S.p.A. Divisione E&P	SPEO	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE COMP-G-1-P-21126	PAG 5 DI 72						
			AGGIORNAMENTI						
			0						

2.2. VERIFICA DEL COMPLETAMENTO

Lo Studio è stato effettuato analizzando individualmente i 39 pozzi del campo.

La Tubing Stress Analysis effettuata, ha preso in considerazione le differenti dimensioni dei Tubing, dei diversi tipi di Packer, le Densità dei brine di completamento, le deviazioni dei pozzi, l'effettiva procedura di Completamento e le Pressioni presenti nell'annulus tubing - casing di produzione di ogni pozzo del campo.

Sono state inoltre considerate le Temperature dei valori di reologia dei fluidi, la Pressione dei Pori, quella di Fatturazione della formazione, la Permeabilità del layer e i Safety Factors di ogni pozzo.

I carichi considerati sono i più conservativi in tutto il ciclo di lavoro del completamento e sono stati concordati con STOGIT, considerando il limite di lavoro delle Teste pozzo (3.000 psi WP).

Le verifiche sono state eseguite con il programma Wellcat della Landmark (software aziendale) e hanno tenuto in considerazione quanto prescritto dal "Completion Design Manual" documento STAP P-1-M-7100.

Sono stati analizzati i carichi dovuti a

- Produzione
- Shut-in
- Iniezione
- Iniezione transitoria iniziale

Inoltre sono stati considerati i seguenti carichi di malfunzionamento:

- Perdita di gas durante l'iniezione
- Svuotamento della string

Le portate di produzione considerate sono 750.000 Nm³/g per i pozzi con Tubing 2-7/8" e 3-1/2" ed 1.500.000 Nm³/g per i Tubing 5".

Le portate di iniezione considerate sono 400.000 Nm³/g per i pozzi con Tubing 2-7/8"; 550.000 Nm³/g per i pozzi con Tubing 3-1/2" e 1.600.000 Nm³/g per i pozzi con Tubing 5".

Dove applicabile, per tutte le condizioni di produzione e di iniezione gas si è considerata al fondo la pressione massima pari a 217.7 bar circa (corrispondente a quella originale di 185 bar aumentata del 20% circa), tenendo come limite la massima Pressione di lavoro delle teste pozzo di 205 bar in superficie.

Pertanto, in fase di Iniezione gas, come pressione di testa si è considerata per i pozzi con Tubing 2-7/8" e 3-1/2" la massima pressione possibile, ossia la Working Pressure delle teste pozzo pari a 205 bar (le portate considerate sono quelle per cui si è ottenuto tale valore con la simulazione con il programma di calcolo) e per i pozzi con Tubing 5" il valore ottenuto con la simulazione WellCAT imputando una Pressione di 217.7 bar al fondo.

Per il pozzo 6, adibito allo smaltimento acqua, si è ipotizzata e verificata l'operazione di iniezione acqua con una portata di 15 m³/g.

Per tutte le condizioni di carico sono stati calcolati i Safety Factors triassiali, il Safety Factor a collasso secondo le norme API 5C3, le reazioni vincolari sul Packer o gli accorciamenti delle string e sono stati riportati nelle tabelle da 4 a 42.

Dall'esame dell'analisi così eseguita, risulta che tutti i Safety Factor Triassiali sono accettabili per le condizioni di carico esaminate e le reazioni Tubing-Packer sono minori di quelle

 Eni S.p.A. Divisione E&P	SPEO	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE COMP-G-1-P-21126	PAG 6 DI 72						
			AGGIORNAMENTI						
			0						

ammissibili, per cui si può concludere che i completamenti del campo di Ripalta sono verificati per le condizioni di carico esaminate.

2.3. VALUTAZIONE DELL'INVECCHIAMENTO.

Lo Studio di corrosione, Documento CORM nr A01975 K0204 relativo alle conclusioni e raccomandazioni conseguenti alla valutazione dell'invecchiamento è da considerarsi ancora valido ai fini del presente Studio.

 SPEO Eni S.p.A. Divisione E&P	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE COMP-G-1-P-21126	PAG 7 DI 72					
		AGGIORNAMENTI					
		0					

3. VERIFICA DEI CASING

3.1. IPOTESI DI LAVORO

Lo studio è stato effettuato sui soli casing di produzione. La motivazione di questa scelta è che i casing precedenti andrebbero verificati secondo criteri che simulano delle condizioni di perforazione che non sono più applicabili a questi pozzi ormai completati.

Visto il notevole numero di pozzi è stato deciso di effettuare la verifica su un numero limitato di “pozzi tipo”, rappresentativi dei diversi profili di tubaggio presenti tra i pozzi del campo di Ripalta. A tale fine sono stati individuati tre diversi tipi di pozzo, in base al casing di produzione adottato. I tre tipi di pozzo così individuati sono :

- Tipo 1 : con casing di produzione 6 5/8”
- Tipo 2 : con casing di produzione 7”
- Tipo 3 : con casing di produzione 7” e liner 5”

Anche i pozzi appartenenti ad una determinata tipologia, presentano comunque delle differenze tra di loro (p.es. nel grado dell'acciaio, nello spessore del casing oppure nella profondità finale). Gruppo per gruppo è stato identificato un pozzo tipo avente i gradi/spessori più leggeri ed i casing più profondi realizzando così il caso peggiore per ogni tipo di pozzo. La verifica di questo caso (anche se a volte non corrisponde esattamente a nessuno dei pozzi reali) implica che tutti i pozzi appartenenti a quella categoria siano verificati positivamente.

Il fatto che alcuni pozzi siano deviati, mentre altri sono verticali, non è stato preso in considerazione, visto che le sollecitazioni che sono state verificate dipendono dalle profondità verticali, e la sollecitazione dovuta alla deviazione è in questi casi di un ordine di grandezza inferiore, quindi trascurabile. Di conseguenza i pozzi sono stati schematizzati tutti come verticali.

Per quanto riguarda i gradienti di pressione delle formazioni, sono stati presi dei valori medi rappresentativi del campo, ricavati dalle informazioni disponibili nel Database SIDAP e da quelle fornite da Stogit.

Al punto 3.6 è riportato l'andamento dei gradienti di pressione considerati per le verifiche dei casing, in cui viene evidenziata la presenza dei livelli depletati (non interessati dalla iniezione di gas) e dei livelli “A1 + A2” in cui è stata considerata la pressione di 217.7 bar (222 Kg/cm²), corrispondente a quella originale 181.3 bar (185 Kg/cm²) aumentata del 20% come indicato da Stogit.

La Pressione Massima di Iniezione utilizzata per le verifiche è stata 205 Bar (209 Kg/cm²).

Le verifiche eseguite sono quelle prescritte dal Manuale di Casing Design (STAP-P-1-M-6110) e sono state calcolate con l'ausilio del software Stresscheck della Landmark selezionando le opzioni prescritte da STAP-P-1-N-13568.

Le verifiche svolte sono state le seguenti:

- Verifica a squarciamento (Burst): questa verifica prevede il caso di rottura o perdita del tubing di produzione a quota testa pozzo, con il conseguente trasferimento al casing della pressione statica di testa pozzo o (come nel nostro caso) della pressione di iniezione. Il casing viene verificato a questa pressione maggiorata dell'idrostatica del fluido di completamento (dipendente dalla profondità) e tenuto conto della pressione esterna dei pori (in open hole) e dell'idrostatica del fango di tubaggio (in cased hole).
- Verifica a schiacciamento (Collapse): questa verifica prevede il caso estremo dello svuotamento del pozzo. Il casing viene quindi verificato alla pressione dei pori (in open hole) e

 Eni S.p.A. Divisione E&P	SPEO	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 8 DI 72			
		COMP-G-1-P-21126	AGGIORNAMENTI			
			0			

dell'idrostatica del fango di tubaggio (in cased hole), tenendo conto di una pressione interna pari a quella atmosferica.

Nei grafici riportati per ciascuna tipologia di pozzo vengono evidenziati, oltre al profilo del pozzo stesso, i diagrammi riportanti le pressioni interne e esterne, e le relative pressioni differenziali (che tengono conto anche del fattore di sicurezza richiesto) raffrontate alle resistenze dei tubi.

3.2. INTERCAPEDINI IN PRESSIONE

Come accennato in precedenza, in alcuni pozzi sono state rilevate delle pressioni all'intercapedine tra il casing di produzione e quello precedente.

In linea generale è opportuno segnalare che queste pressioni non creano problemi durante l'esercizio normale dei pozzi, ma possono provocare il collasso dei casing in caso di incidenti che ne comportino lo svuotamento totale o parziale.

Tuttavia, non essendo questa situazione contemplata nelle procedure aziendali di casing design, il primo livello di verifica è stato eseguito secondo le procedure standard non considerando la pressione delle intercapedini. Il risultato di questa verifica è che tutti i pozzi sono in linea con le procedure standard di design.

In seguito, per ogni tipologia di pozzo, sono state sviluppate delle considerazioni addizionali sull'effetto di queste pressioni sulla sicurezza di esercizio dei pozzi interessati.

Per ogni tipologia di pozzo è stata calcolata la massima pressione ammissibile all'intercapedine, che comunque consente al casing di non essere schiacciato in caso di svuotamento totale e conservando un fattore di sicurezza pari a 1.1, così come richiesto dalle procedure aziendali.

I pozzi la cui pressione non eccede questo limite sono da considerarsi in sicurezza, senza bisogno di ulteriori verifiche.

Per i pozzi in cui la pressione è maggiore del limite indicato, si raccomanda di scaricare queste pressioni e di mantenerle (dove possibile) al di sotto di tale limite, campionando allo stesso tempo il fluido presente all'intercapedine e monitorando la risalita di pressione nel tempo.

Nell'impossibilità di mantenere la pressione al di sotto dei valori indicati (ad esempio in caso di risalita molto veloce) andranno attuate delle azione correttive da valutare caso per caso.



3.3. VERIFICA POZZI TIPO 1

I pozzi appartenenti a questa tipologia sono caratterizzati da casing di produzione di 6 5/8". In particolare si tratta dei pozzi n° : 05, 06, 07, 09, 10, 18, 20, 23, 24.

Il pozzo tipo che è stato oggetto della verifica ha le seguenti caratteristiche:

- Casing di produzione: [6 5/8", 24 lbm/ft, J55 da 0m a 19m] + [6 5/8", 20 lbm/ft, J55 da 19m a 1209m] + [6 5/8", 20 lbm/ft, J55 da 1209m a 1600m]
- Fango di tubaggio densità : 1,40 Kg/l
- Packer a m : 1445
- Spari a m : 1470
- Fluido di completamento densità : 1,22 Kg/l

In base alle verifiche svolte, si riporta la tabella dei minimi Design Factors calcolati:

String	OD/Weight/Grade	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)			
				Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Production Casing	6 5/8", 24.00 lbm/ft, J-55	0.0-19.0	5.796	1.70	+ 100	2.90	2.11
	6 5/8", 20.00 lbm/ft, J-55	19.0-1209.0	5.924	1.36	1.23	2.38	1.69
	6 5/8", 24.00 lbm/ft, J-55	1209.0-1600.0	5.796	1.33	1.42	7.79	1.64

La conclusione è che i pozzi sono in sicurezza con un design factor minimo pari a 1.33 (burst) e 1.23 (collapse), nelle condizioni standard di verifica.

Per il burst è stata considerata la pressione di iniezione.

Dal grafico relativo alla verifica a schiacciamento (vedi allegato) si nota che esiste un margine di circa 22 Bar tra la *load line* e la resistenza del casing: quindi, in presenza di pressione all'intercapedine tra csg da 6 5/8" e 9 5/8", i pozzi sono ancora in sicurezza (*Safety Factor* > 1.1) nel caso di totale svuotamento del casing fino alla pressione massima di **20 Bar**.

3.4. VERIFICA POZZI TIPO 2

I pozzi appartenenti a questa tipologia sono caratterizzati da casing di produzione di 7".

Si tratta del gruppo più numeroso, che comprende 27 pozzi: nn da 34dir a 41dir, e da 43dir a 60dir.

All'interno di questo gruppo sono stati individuati tre sottogruppi:

1° sottogruppo: pozzi 34dir, 39dir, 40dir, 41dir

- Casing di produzione: [7", 23 lbm/ft, N80 da 0m a 300m] + [7", 23 lbm/ft, J55 da 300m a 1250m] + [7", N80, 23 lbm/ft da 1250m a 1560m]
- Fango di tubaggio densità : 1,35 Kg/l
- Packer a m : 1442
- Spari a m : 1470
- Fluido di completamento densità : 1,15 Kg/l

In base alle verifiche svolte, si riporta la tabella dei minimi Design Factors calcolati:

String	OD/Weight/Grade	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)			
				Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Production Casing	7", 23.00 lbm/ft, N-80	0.0-300.0	6.250 A	2.08	6.60	5.37	2.62
	7", 23.00 lbm/ft, J-55	300.0-1250.0	6.250 A	1.47	1.34	4.57	1.85
	7", 23.00 lbm/ft, N-80	1250.0-1560.0	6.250 A	2.36	1.27	22.42	2.54

A Alternate Drift



La conclusione è che i pozzi sono in sicurezza con un design factor minimo pari a 1.47 (burst) e 1.27 (collapse), nelle condizioni standard di verifica.

Per il burst è stata considerata la pressione di iniezione.

Visto il margine di circa 45 bar presente tra la *load line* e la resistenza del casing (vedi allegati), i pozzi sono ancora in sicurezza (*Safety Factor* > 1.1) nel caso svuotamento totale e concomitante pressione all'intercapedine tra csg da 9 5/8" e 7" fino a **40 Bar**.

2° sottogruppo : pozzi 35dir, 36dir, 37dir, 38dir

- Casing di produzione: [7", 23 lbm/ft, N80 da 0m a 1566m]
- Fango di tubaggio densità : 1,38 Kg/l
- Packer a m : 1442
- Spari a m : 1540
- Fluido di completamento densità : 1,15 Kg/l

In base alle verifiche svolte, si riporta la tabella dei minimi Design Factors calcolati:

String	OD/Weight/Grade	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)			
				Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Production Casing	7", 23.00 lbm/ft, N-80	0.0-1566.0	6.250 A	1.70	1.24	5.38	2.09

A Alternate Drift

La conclusione è che i pozzi sono in sicurezza con un design factor minimo pari a 1.70 (burst) e 1.24 (collapse), nelle condizioni standard di verifica.

Per il burst è stata considerata la pressione di iniezione.

Visto il margine di circa 33 bar presente tra la *load line* e la resistenza del casing (vedi allegati), i pozzi sono ancora in sicurezza (*Safety Factor* > 1.1) nel caso svuotamento totale e concomitante pressione all'intercapedine tra csg da 9 5/8" e 7" fino a **30 Bar**.

3° sottogruppo: pozzi da 43dir a 60dir.

- Casing di produzione: [7", 23 lbm/ft, N80 da 0m a 1539m]
- Fango di tubaggio densità : 1,36 Kg/l
- Packer a m : 1442
- Completamento in Open Hole. Fondo pozzo a m 1560
- Fluido di completamento densità : 1,15 Kg/l

In base alle verifiche svolte, si riporta la tabella dei minimi Design Factors calcolati:

String	OD/Weight/Grade	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)			
				Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Production Casing	7", 23.00 lbm/ft, N-80	0.0-1539.0	6.250 A	1.70	1.28	5.45	2.06

A Alternate Drift

La conclusione è che i pozzi sono in sicurezza con un design factor minimo pari a 1.70 (burst) e 1.28 (collapse), nelle condizioni standard di verifica.

Per il burst è stata considerata la pressione di iniezione.

 Eni S.p.A. Divisione E&P	SPEO	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 11 DI 72			
			COMP-G-1-P-21126	AGGIORNAMENTI		
				0		

Visto il margine di circa 40 bar presente tra la *load line* e la resistenza del casing (vedi allegati), i pozzi sono ancora in sicurezza (*Safety Factor* > 1.1) nel caso svuotamento totale e concomitante pressione all'intercapedine tra csg da 9 5/8" e 7" fino a **36 Bar**.

3.5. VERIFICA POZZI TIPO 3

I pozzi appartenenti a questa tipologia sono caratterizzati da casing di produzione di 7" e liner da 5". In particolare si tratta dei pozzi n° : 31, 32, 33.

Il pozzo tipo che è stato oggetto della verifica ha le seguenti caratteristiche:

- Casing di produzione: [7", 23 lbm/ft, N80 da 0m a 299m] + [7", 23 lbm/ft, J55 da 299m a 1433m]
- Liner di produzione: [5", 11.5 lbm/ft, J55 da 1328m a 1601m]
- Fango di tubaggio densità : 1,22 Kg/l
- Packer a m : 1313
- Spari a m : 1470
- Fluido di completamento densità : 1,15 Kg/l

In base alle verifiche svolte, si riporta la tabella dei minimi Design Factors calcolati:

String	OD/Weight/Grade	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)			
				Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Production Casing	7", 23.00 lbm/ft, N-80	0.0-299.0	6.250 A	2.10	6.41	3.66	2.65
	7", 23.00 lbm/ft, J-55	299.0-1433.0	6.250 A	1.40	1.14	2.97	1.73
Production Liner	5", 11.50 lbm/ft, J-55	1328.0-1601.0	4.435	2.66	1.1	5.87	1.72

A Alternate Drift

La conclusione è che i pozzi sono in sicurezza con un design factor minimi per il casing da 7" pari a 1.40 (burst) e 1.14 (collapse), e per il liner da 5" pari a 2.66 (burst) e 1.1 (collapse). nelle condizioni standard di verifica.

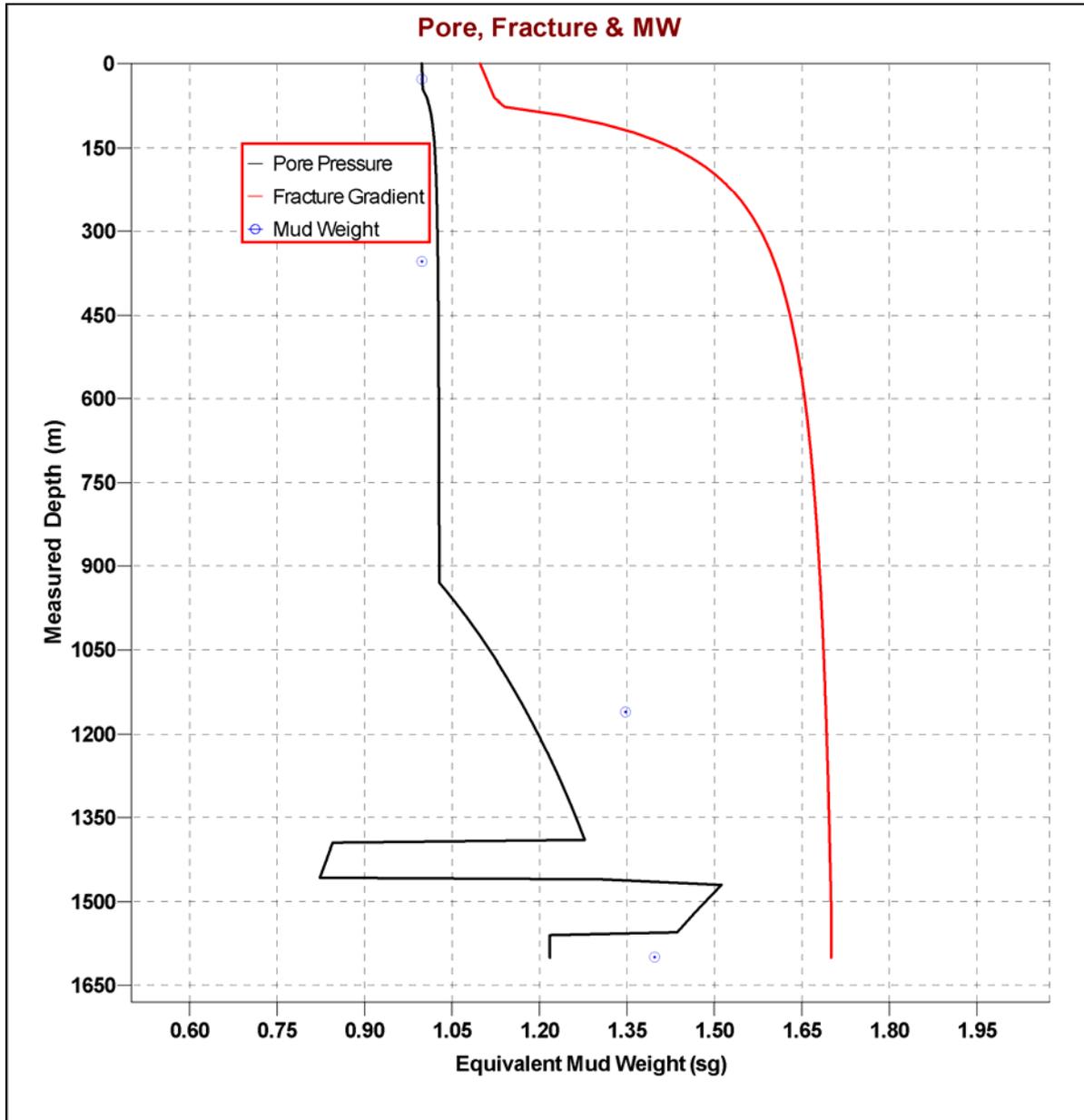
Per il burst è stata considerata la pressione di iniezione.

Visto il margine di circa 26 bar presente tra la *load line* e la resistenza del casing alla quota della testa liner (vedi allegati), i pozzi sono ancora in sicurezza (*Safety Factor* > 1.1) nel caso svuotamento totale e concomitante pressione all'intercapedine tra csg da 9 5/8" e 7" fino a **24 Bar**.



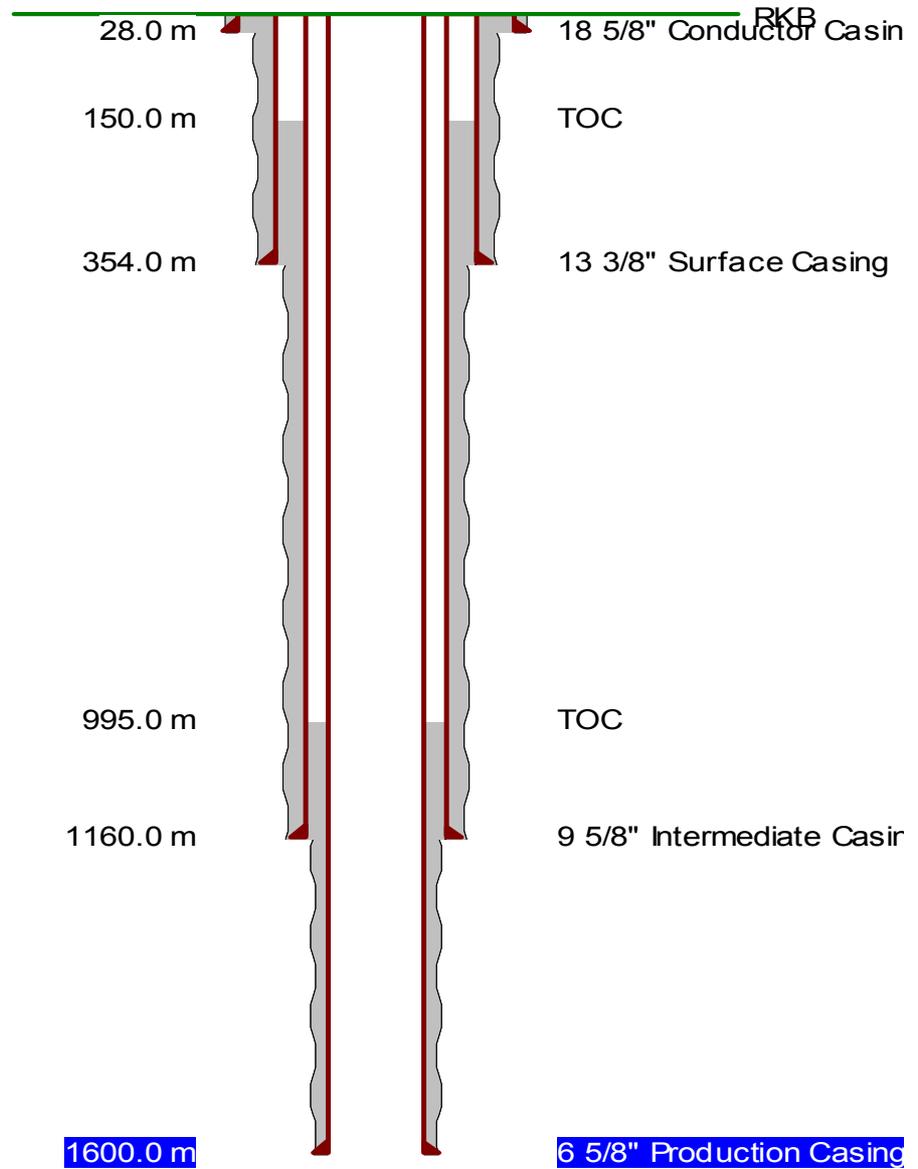
3.6. FIGURE

GRADIENTI DI PRESSIONE





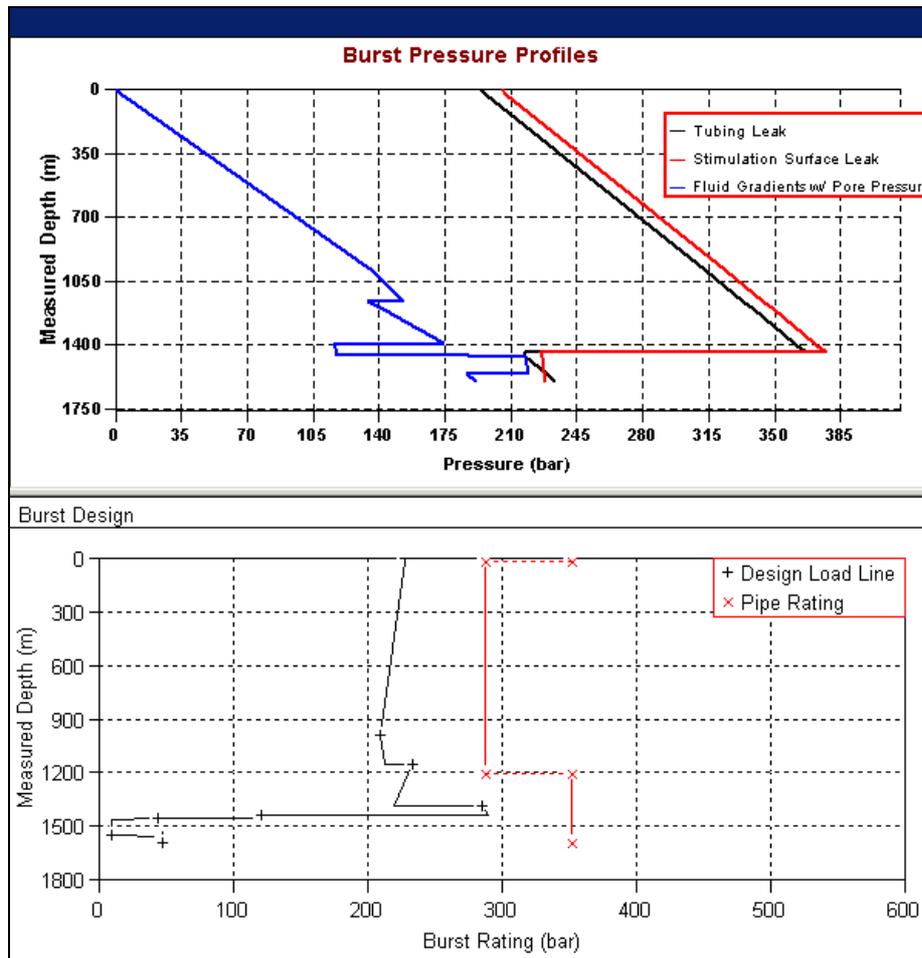
CASING DESIGN POZZO TIPO 1





BURST DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI

Profondità (MD) (m)	Pressioni interne		Pressione esterna
	Perdita al tubing in produzione (bar)	Perdita al tubing in iniezione (bar)	Gradiente del fango / pressione dei pori in open hole (bar)
0.00	194.059	205.000	0.000
19.00	196.331	207.273	2.603
19.00	196.332	207.274	2.604
995.00	313.101	324.042	136.354
995.00	313.102	324.043	136.355
1160.00	332.842	343.783	152.505
1160.00	332.843	343.784	133.962
1209.00	338.704	349.646	142.524
1209.00	338.705	349.646	142.525
1390.00	360.360	371.301	174.158
1395.00	360.958	371.899	115.661
1445.00	366.940	377.881	117.273
1445.00	217.572	226.217	117.273
1457.00	217.777	226.393	117.661
1460.00	217.829	226.437	187.213
1470.00	217.999	226.584	217.999
1555.00	228.169	227.832	219.000
1560.00	228.767	227.905	186.296
1600.00	233.553	228.492	191.072

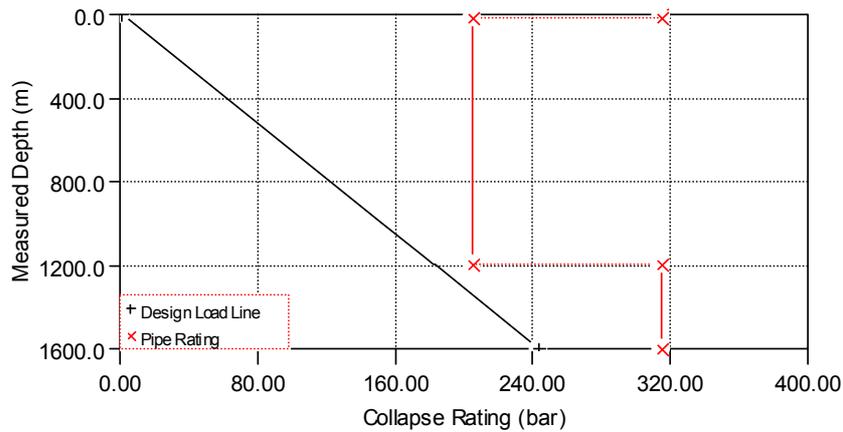
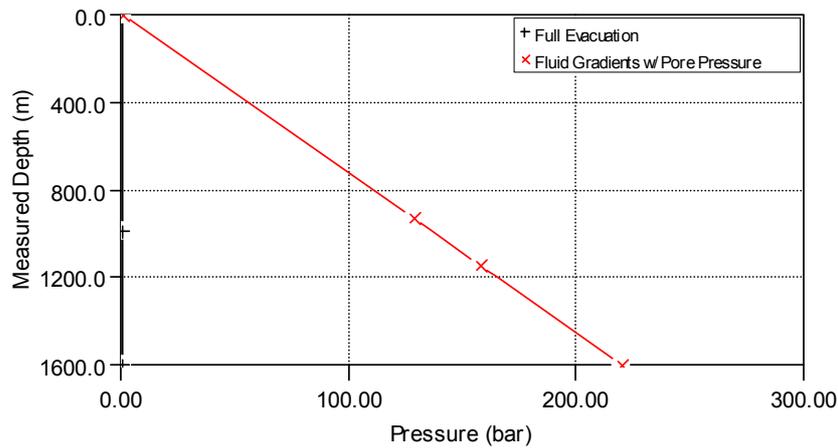


Nota: la "Design Load Line" è la differenziale tra pressione interna ed esterna, moltiplicata per il Design Factor di 1,1.



COLLAPSE DESIGN TABELLA DELLE PRESSIONI

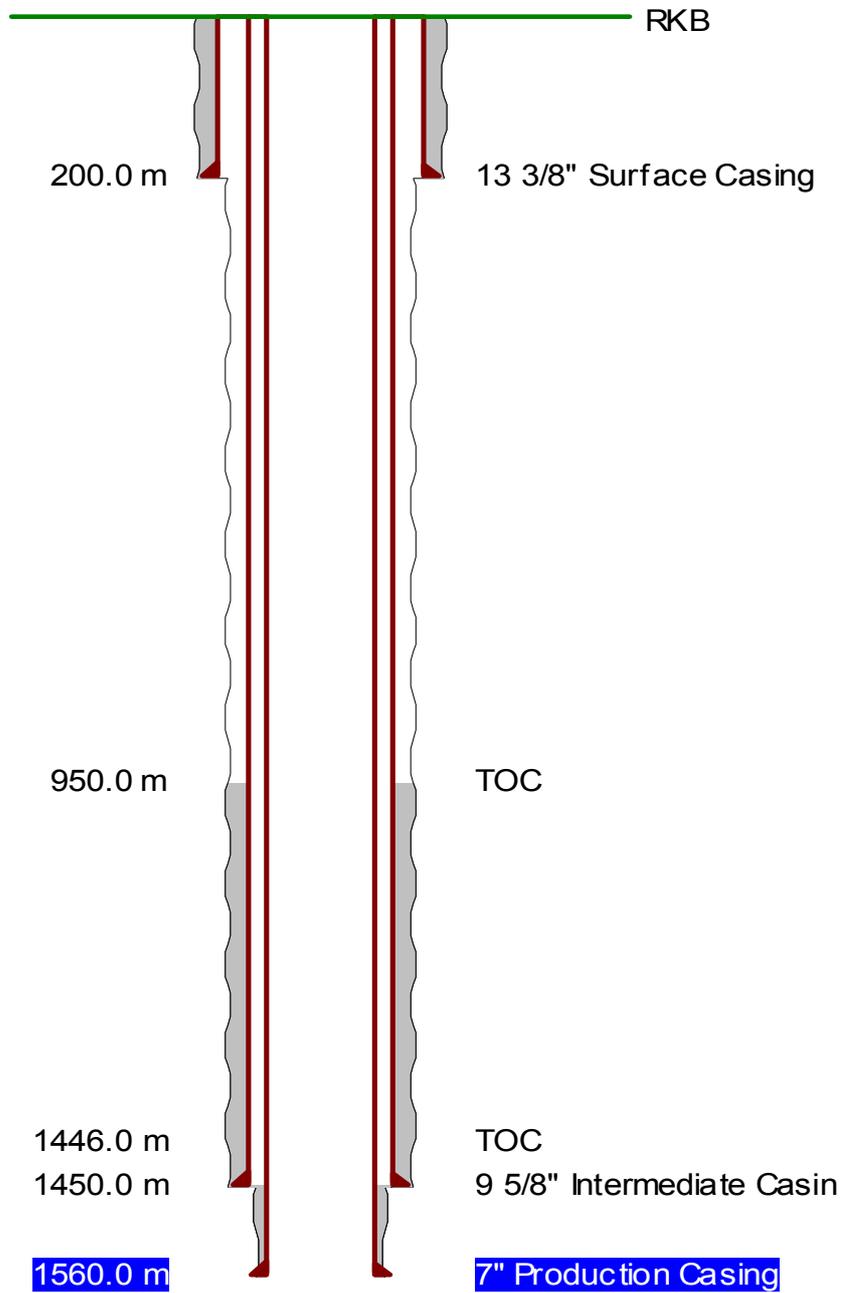
Profondità (MD) (m) (m)	Pressione interna	Pressione esterna
	Svuotamento tubing (bar) (bar)	Gradiente del fango (bar) (bar)
0.00	0.000	0.000
19.00	0.002	2.608
19.00	0.002	2.609
995.00	0.117	136.606
995.00	0.117	136.607
1160.00	0.137	159.259
1160.00	0.137	159.260
1209.00	0.144	165.987
1209.00	0.144	165.988
1445.00	0.174	198.388
1445.00	0.174	198.389
1470.00	0.177	201.821
1600.00	0.194	219.669



Nota: la "Design Load Line" è la differenziale tra pressione esterna ed interna, moltiplicata per il Design Factor di 1,1.



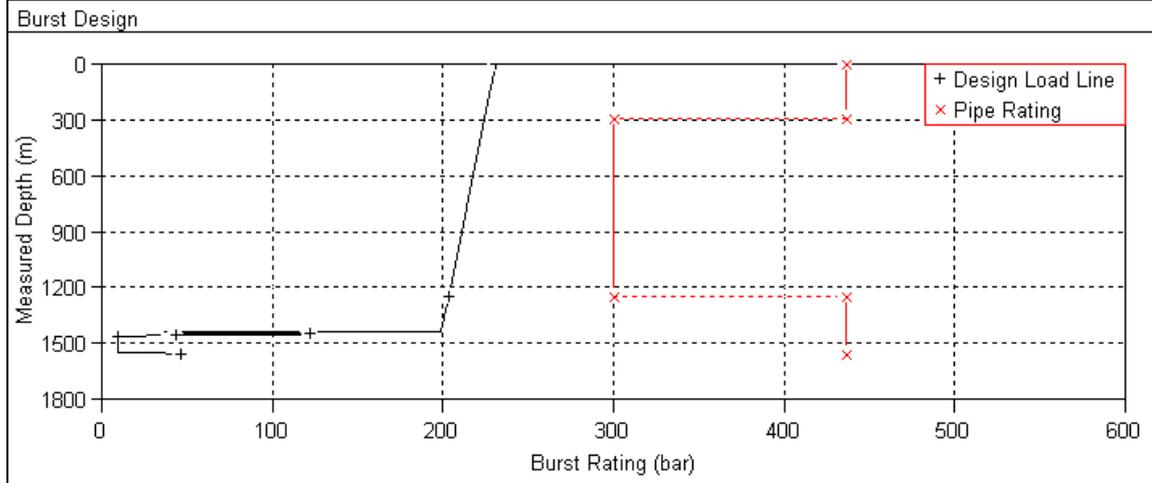
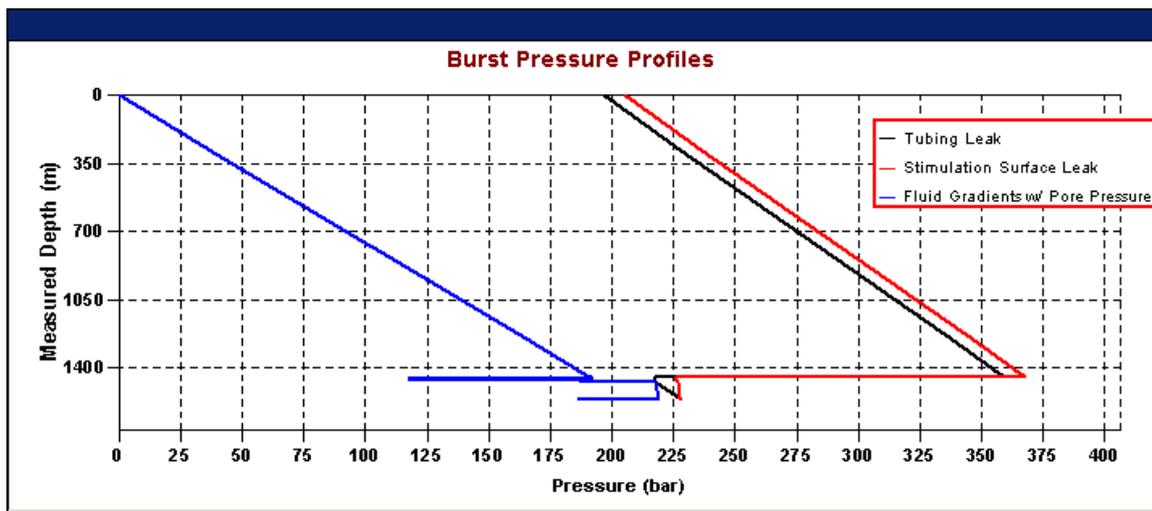
CASING DESIGN POZZO TIPO 2 - 1





BURST DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI

Profondità (MD) (m)	Pressioni interne		Pressione esterna
	Perdita al tubing in produzione (bar)	Perdita al tubing in iniezione (bar)	Gradiente del fango / pressione dei pori in open hole (bar)
0.00	196.437	205.000	0.000
300.00	230.270	238.833	39.716
300.00	230.270	238.833	39.717
1250.00	337.407	345.970	165.487
1250.00	337.408	345.971	165.488
1442.00	359.060	367.623	190.906
1442.00	217.570	226.173	190.906
1446.00	217.631	226.231	191.435
1446.00	217.631	226.231	191.436
1450.00	217.693	226.290	191.965
1450.00	217.693	226.290	117.435
1457.00	217.800	226.393	117.661
1460.00	217.846	226.437	187.213
1470.00	217.999	226.584	217.999
1555.00	227.585	227.832	219.000
1560.00	228.149	227.905	186.296

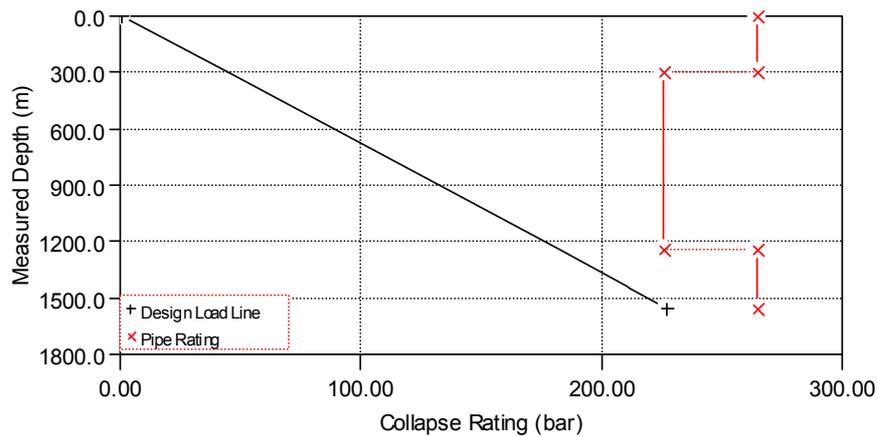
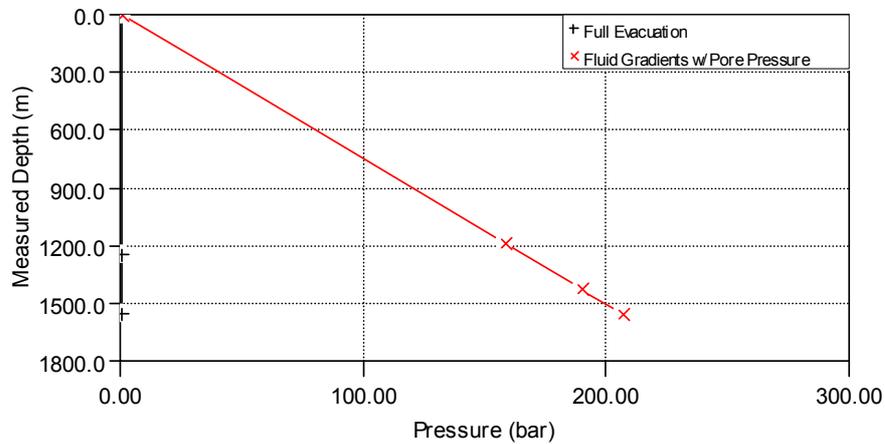


Nota: la "Design Load Line" è la differenziale tra pressione interna ed esterna, moltiplicata per il Design Factor di 1,1.



COLLAPSE DESIGN TABELLA DELLE PRESSIONI

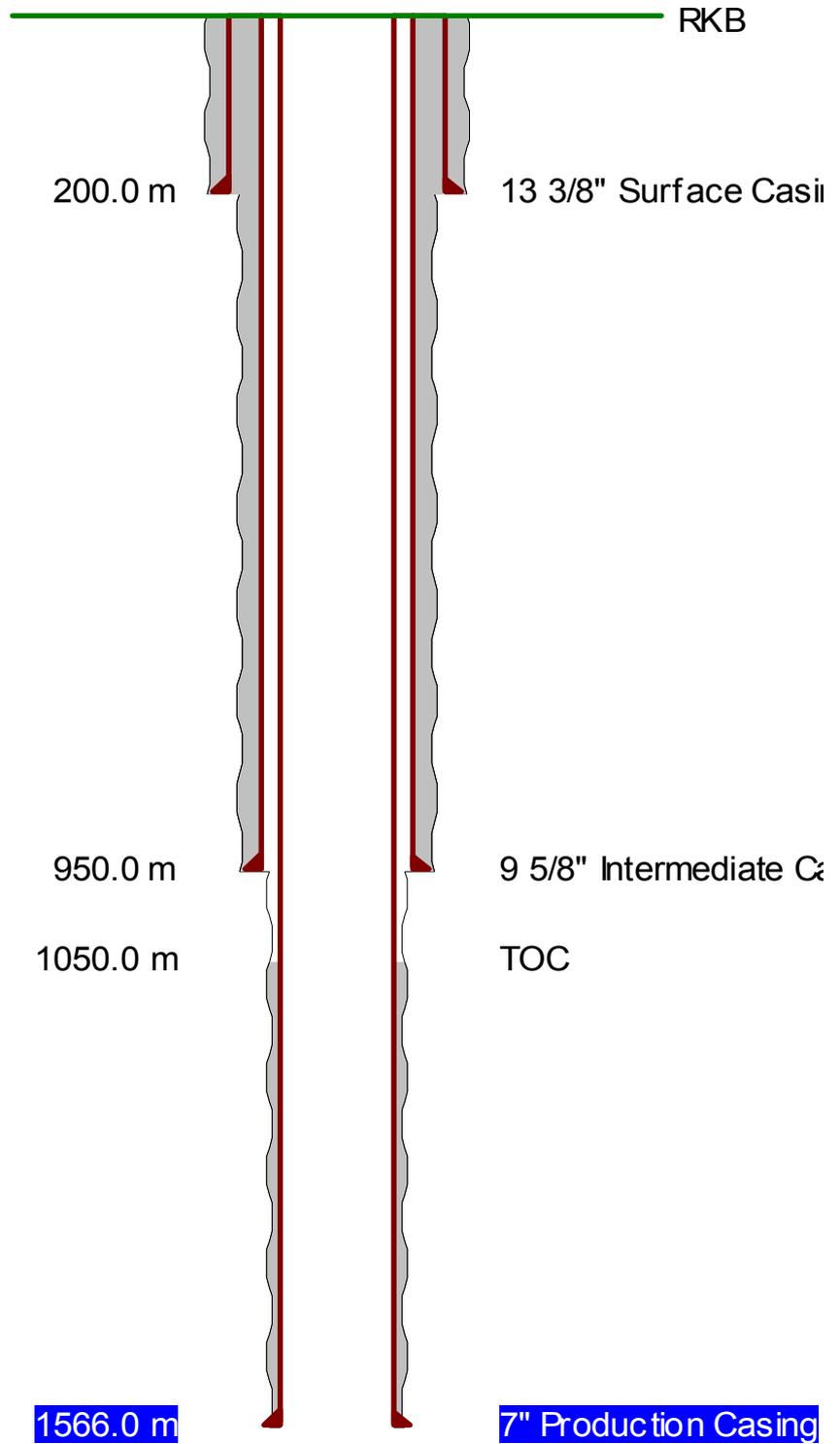
Profondità (MD) (m)	Pressione interna	Pressione esterna
	Svuotamento tubing (bar)	Gradiente del fango (bar)
0.00	0.000	0.000
300.00	0.032	39.716
300.00	0.032	39.717
1250.00	0.139	165.487
1250.00	0.139	165.488
1442.00	0.162	190.906
1446.00	0.162	191.435
1446.00	0.162	191.436
1450.00	0.163	191.965
1470.00	0.165	194.613
1560.00	0.176	206.528



Nota: la "Design Load Line" è la differenziale tra pressione esterna ed interna, moltiplicata per il Design Factor di 1,1.



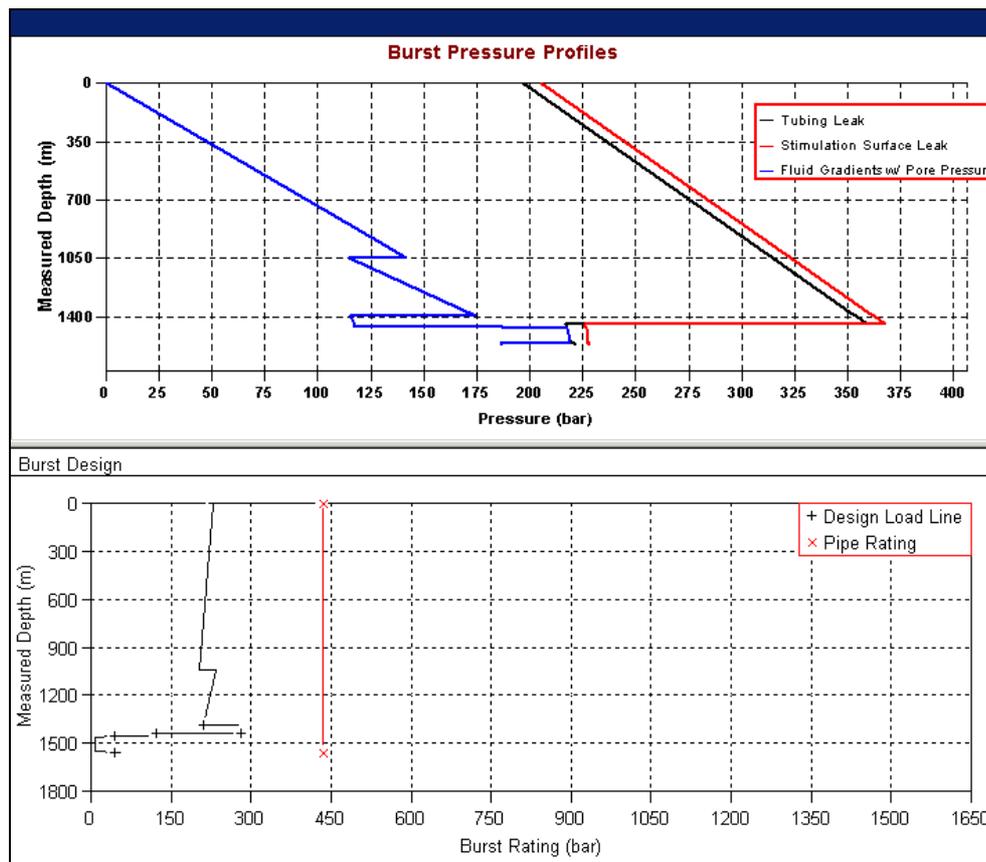
CASING DESIGN POZZO TIPO 2 - 2





BURST DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI

Profondità (MD) (m)	Pressioni interne		Pressione esterna
	Perdita al tubing in produzione (bar)	Perdita al tubing in iniezione (bar)	Gradiente del fango / pressione dei pori in open hole (bar)
0.00	196.429	205.000	0.000
950.00	303.566	312.137	128.327
950.00	303.567	312.138	128.328
1050.00	314.844	323.415	141.836
1050.00	314.844	323.416	114.737
1390.00	353.188	361.759	174.158
1395.00	353.752	362.323	115.661
1442.00	359.052	367.623	117.176
1442.00	217.334	226.173	117.176
1457.00	217.561	226.393	117.661
1460.00	217.607	226.437	187.213
1470.00	217.758	226.584	217.999
1540.00	218.824	227.612	218.824
1555.00	220.515	227.832	219.000
1560.00	221.079	227.905	186.296
1566.00	221.756	227.993	187.012

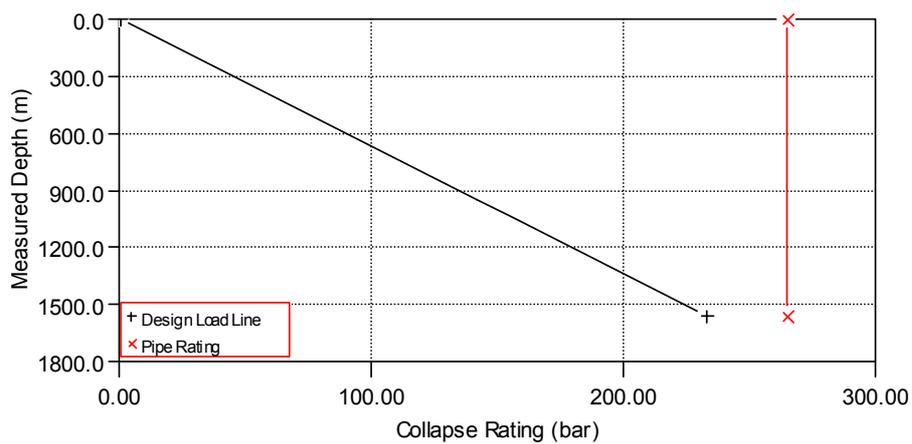
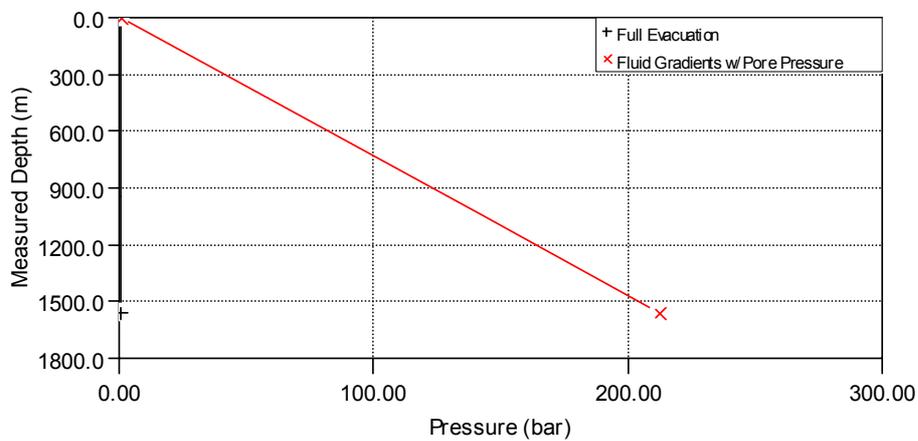


Nota: la "Design Load Line" è la differenziale tra pressione interna ed esterna, moltiplicata per il Design Factor di 1,1.



COLLAPSE DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI

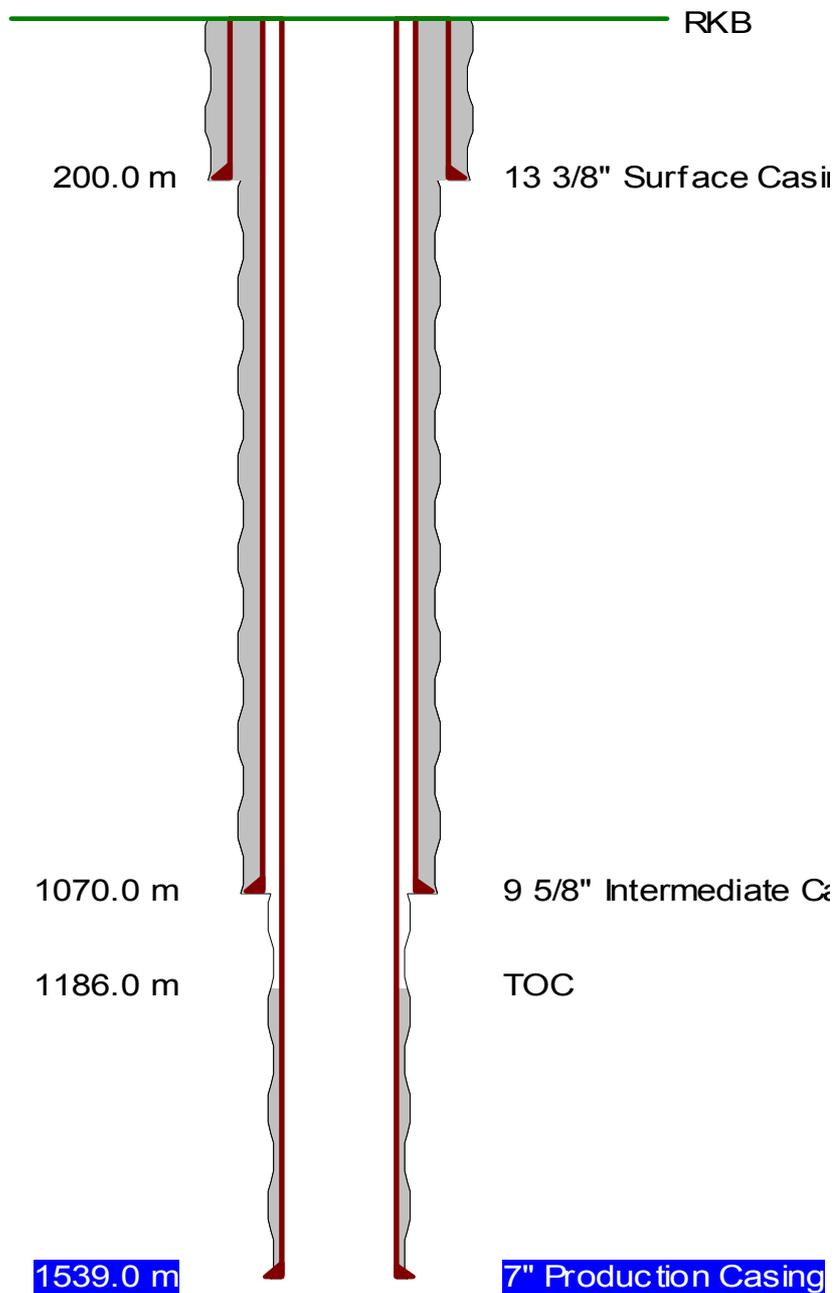
Profondità (MD) (m)	Pressione interna	Pressione esterna
	Svuotamento tubing (bar)	Gradiente del fango (bar)
0.00	0.000	0.000
950.00	0.103	128.565
950.00	0.103	128.566
1050.00	0.114	142.098
1050.00	0.114	142.099
1442.00	0.161	195.148
1442.00	0.161	195.149
1540.00	0.172	208.411
1566.00	0.175	211.929



Nota: la "Design Load Line" è la differenziale tra pressione esterna ed interna, moltiplicata per il Design Factor di 1,1.



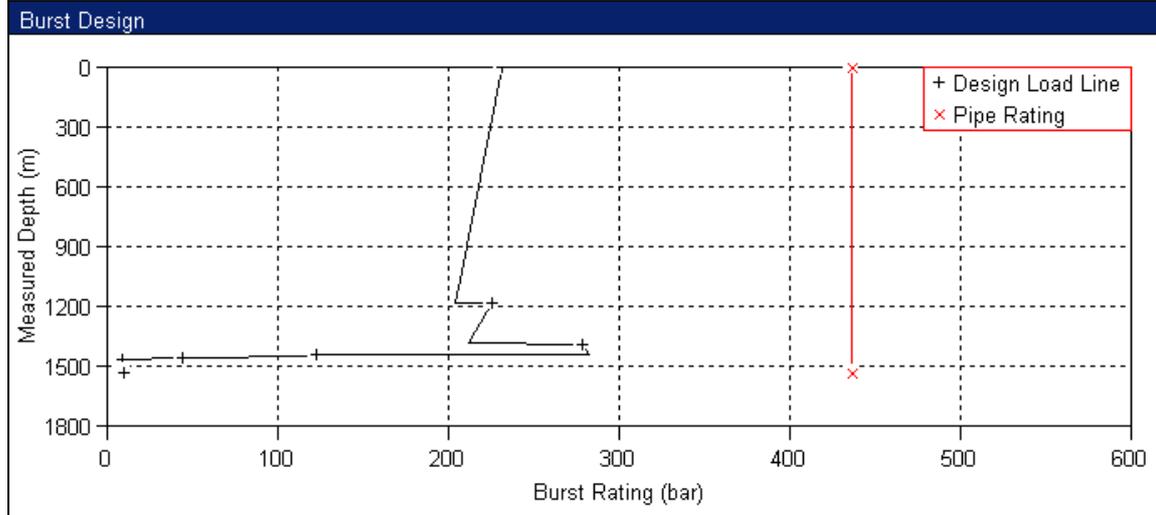
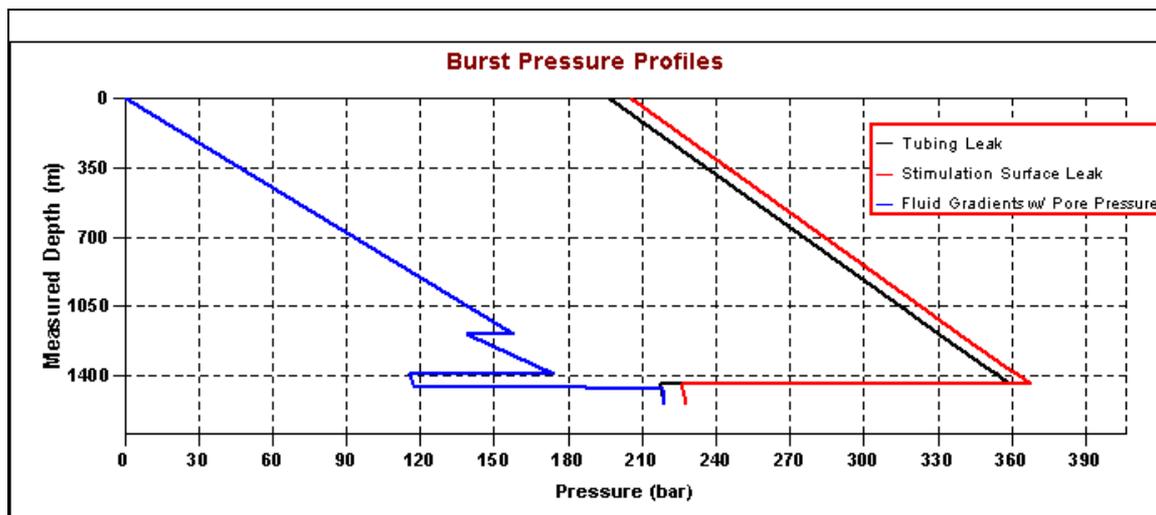
CASING DESIGN POZZO TIPO 2 – 3





BURST DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI

Profondità (MD) (m)	Pressioni interne		Pressione esterna
	Perdita al tubing in produzione (bar)	Perdita al tubing in iniezione (bar)	Gradiente del fango / pressione dei pori in open hole (bar)
0.00	196.429	205.000	0.000
1070.00	317.100	325.670	142.442
1070.00	317.100	325.671	142.443
1186.00	330.182	338.752	157.885
1186.00	330.182	338.753	138.506
1390.00	353.188	361.759	174.158
1395.00	353.752	362.323	115.661
1442.00	359.053	367.623	117.176
1442.00	217.337	226.173	117.176
1457.00	217.564	226.393	117.661
1460.00	217.610	226.437	187.213
1470.00	217.762	226.584	217.999
1539.00	218.812	227.597	218.812

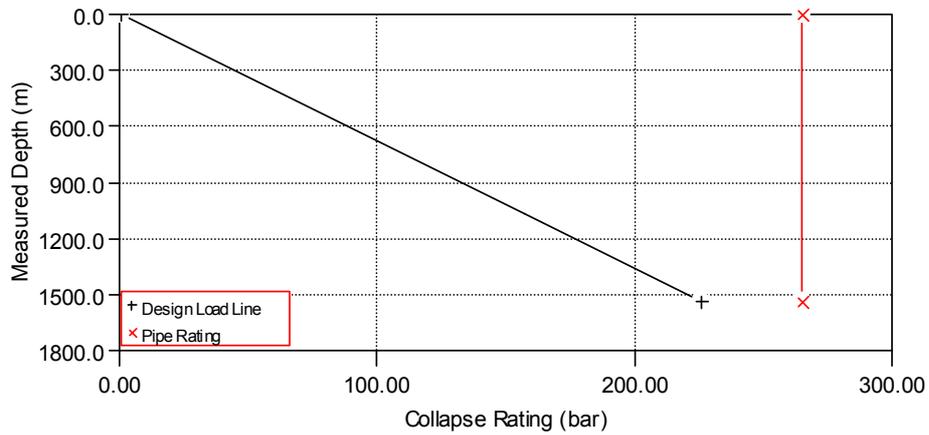
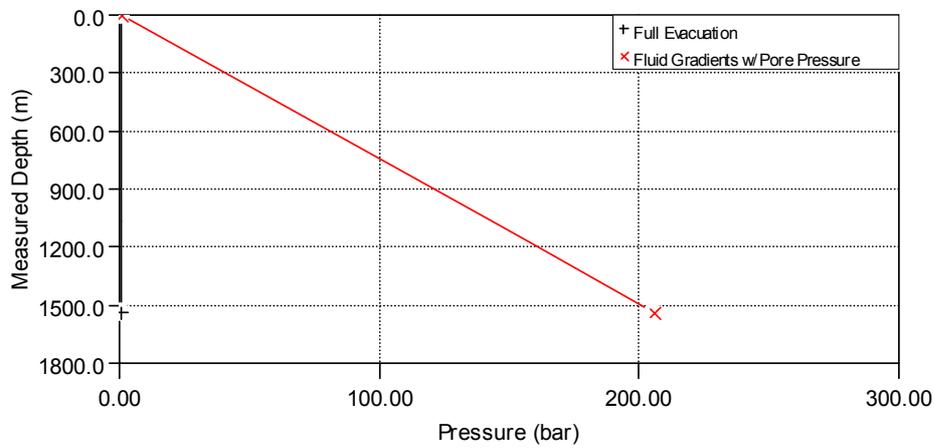


Nota: la "Design Load Line" è la differenziale tra pressione interna ed esterna, moltiplicata per il Design Factor di 1,1.



COLLAPSE DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI

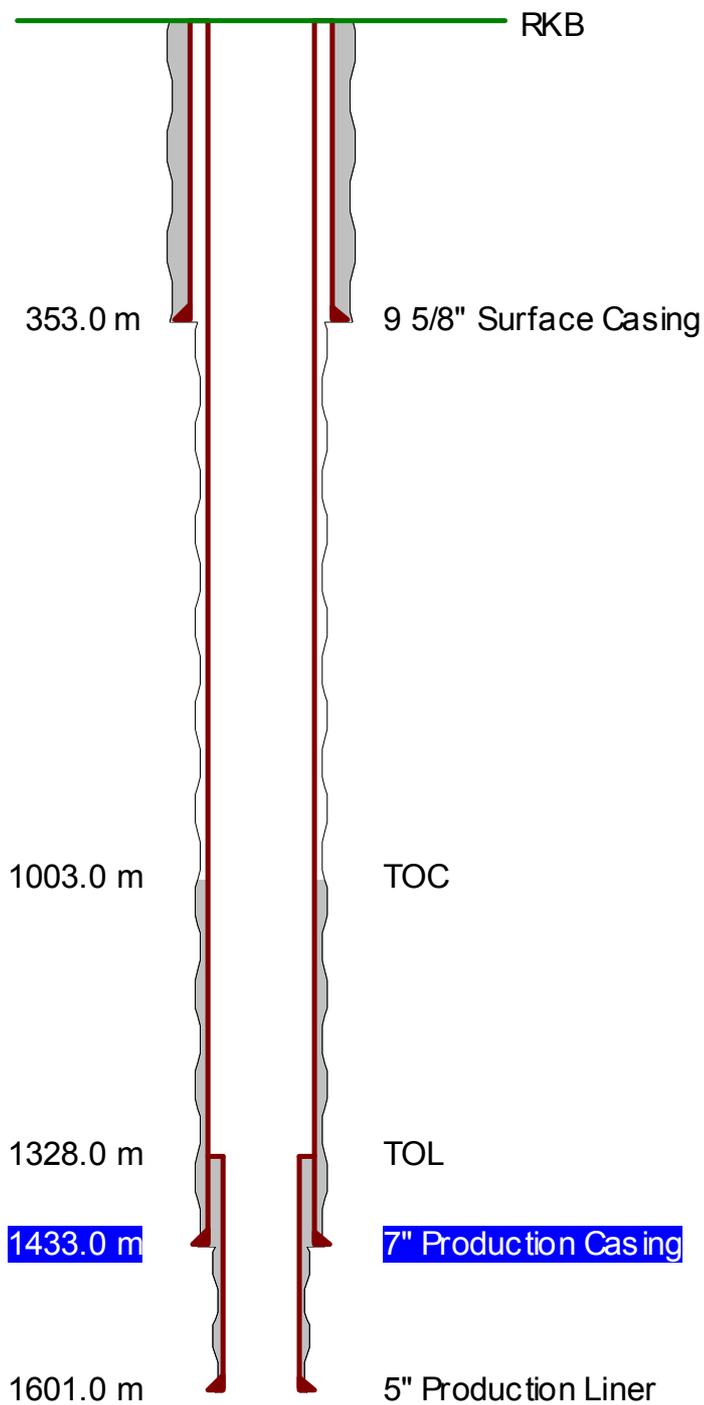
Profondità (MD) (m)	Pressione interna	Pressione esterna
	Svuotamento tubing (bar)	Gradiente del fango (bar)
0.00	0.000	0.000
1070.00	0.117	142.442
1070.00	0.117	142.443
1186.00	0.130	157.885
1186.00	0.130	157.886
1442.00	0.161	191.965
1539.00	0.172	204.878



Nota: la "Design Load Line" è la differenziale tra pressione esterna ed interna, moltiplicata per il Design Factor di 1,1.



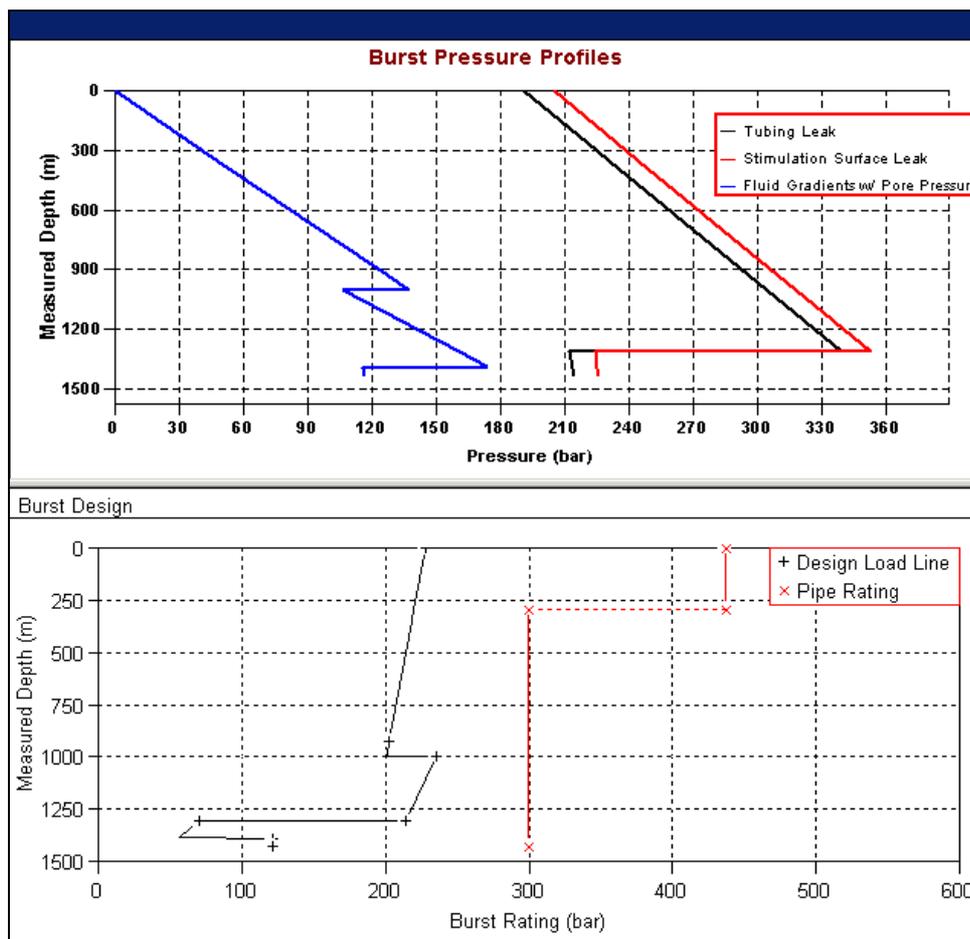
CASING DESIGN POZZO TIPO 3





BURST DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI - CSG. 7"

Profondità (MD) (m)	Pressioni interne		Pressione esterna
	Perdita al tubing in produzione (bar)	Perdita al tubing in iniezione (bar)	Gradiente del fango / pressione dei pori in open hole (bar)
0.00	191.287	205.000	0.000
299.00	225.007	238.720	40.974
299.00	225.007	238.720	40.975
353.00	231.097	244.810	48.375
930.00	296.169	309.882	127.447
1003.00	304.401	318.114	137.450
1003.00	304.402	318.115	106.523
1313.00	339.362	353.075	160.700
1313.00	212.301	224.279	160.701
1390.00	213.591	225.409	174.158
1395.00	213.675	225.483	115.688
1433.00	214.314	226.040	116.888

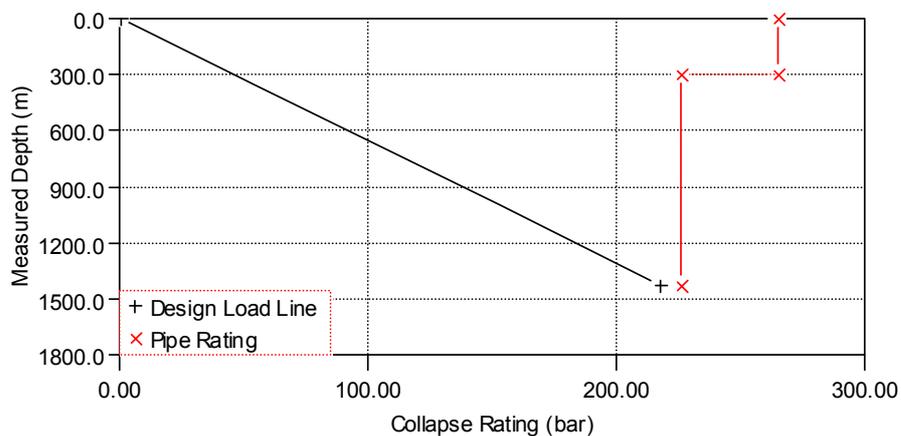
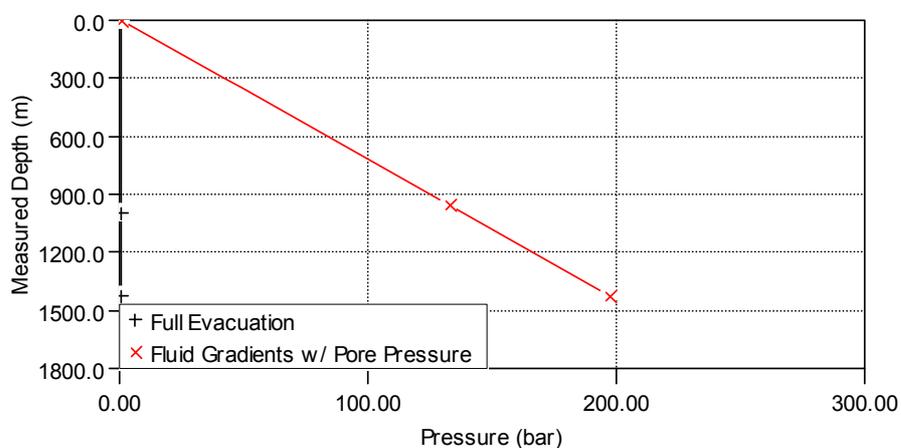


Nota: la "Design Load Line" è la differenziale tra pressione interna ed esterna, moltiplicata per il Design Factor di 1,1.



COLLAPSE DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI – CSG. 7”

Profondità (MD) (m)	Pressione interna		Pressione esterna	
	Svuotamento tubing (bar)		Gradiente del fango (bar)	
0.00	0.000		0.000	
299.00	0.034		40.974	
299.00	0.034		40.975	
353.00	0.040		48.375	
1003.00	0.118		137.450	
1003.00	0.118		137.451	
1313.00	0.157		179.933	
1433.00	0.173		196.378	

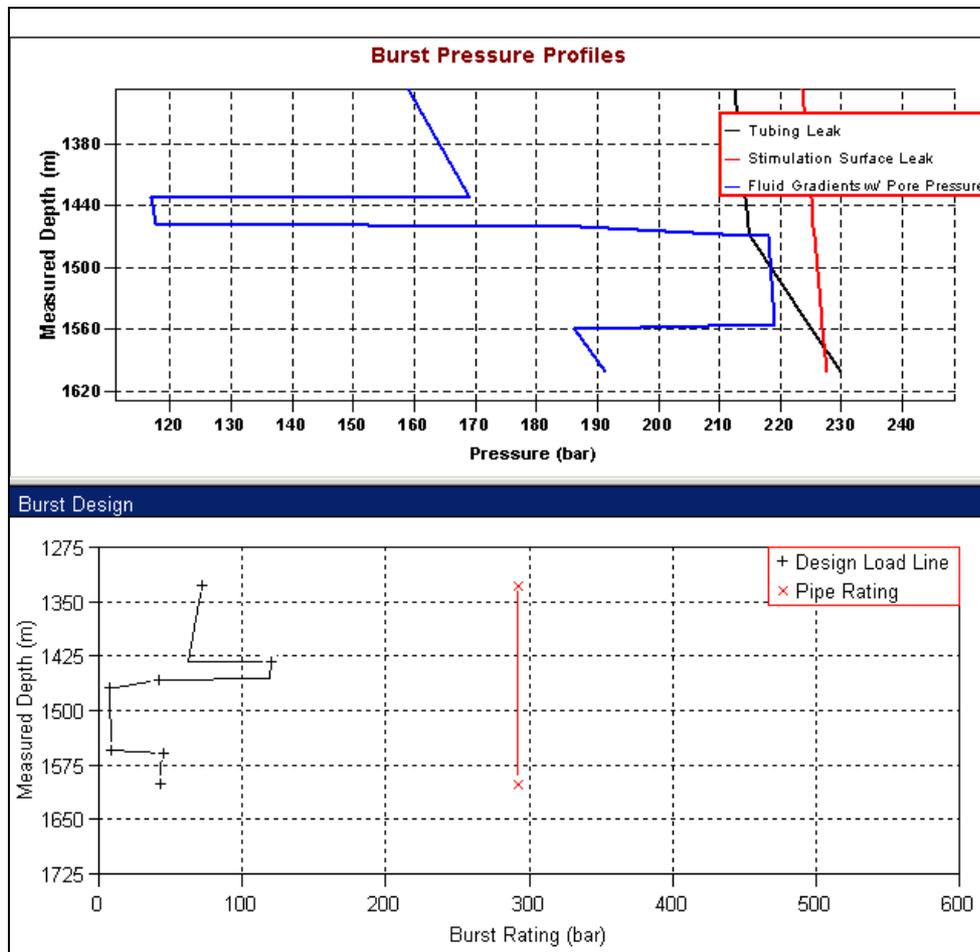


Nota: la "Design Load Line" è la differenziale tra pressione esterna ed interna, moltiplicata per il Design Factor di 1,1.



BURST DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI – LNR. 5”

Profondità (MD) (m)	Pressioni interne		Pressione esterna
	Perdita al tubing in produzione (bar)	Perdita al tubing in iniezione (bar)	Gradiente del fango / pressione dei pori in open hole (bar)
1328.00	212.552	223.486	158.883
1433.00	214.314	225.028	169.161
1433.00	214.314	225.028	116.888
1457.00	214.718	225.380	117.647
1460.00	214.769	225.424	187.213
1469.00	214.921	225.556	214.921
1470.00	215.033	225.571	217.999
1555.00	224.619	226.819	219.000
1560.00	225.183	226.892	186.296
1601.00	229.807	227.494	191.192

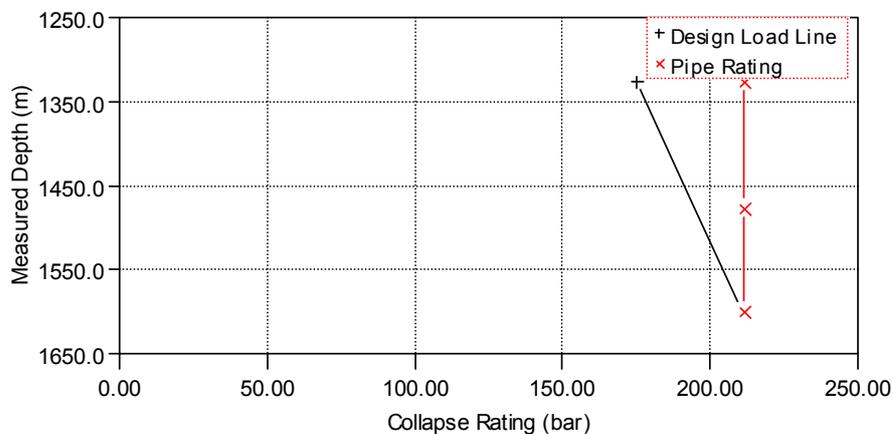
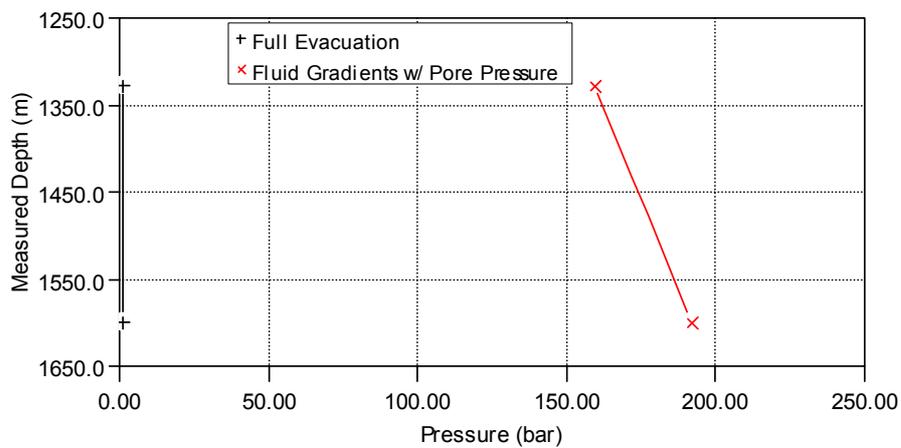


Nota: la "Design Load Line" è la differenziale tra pressione interna ed esterna, moltiplicata per il Design Factor di 1,1.



COLLAPSE DESIGN: TABELLA DELLE PRESSIONI – LNR. 5”

Profondità (MD) (m)	Pressione interna	Pressione esterna
	Svuotamento tubing (bar)	Gradiente del fango (bar)
1328.00	0.159	158.590
1433.00	0.173	171.129
1469.00	0.177	175.428
1601.00	0.194	191.192



Nota: la “Design Load Line” è la differenziale tra pressione esterna ed interna, moltiplicata per il Design Factor di 1,1.



4. VERIFICA DEL COMPLETAMENTO

I calcoli sono stati svolti analizzando individualmente i 39 pozzi del campo e sono stati pertanto tenuti in considerazione i dati relativi alle differenti dimensioni dei Tubing presenti nel campo, ai diversi tipi di Packer, ai fluidi, alla deviazione e alla effettiva procedura di completamento di ogni pozzo e alle Pressioni presenti nell'annulus Tubing – Casing di produzione.

Sono stati inoltre inseriti i Safety Factors (Triassiale, a scoppio, a collasso, a trazione, e compressione) di ciascun pozzo, in accordo a quanto stabilito dal "Completion Design Manual" Documento STAP P-1-M7100.

Le caratteristiche dei fluidi utilizzati nella simulazione con WellCAT sono riferiti ad una Temperatura di 20°C, è stata inserita una "permeable zone" alla quota del reservoir al fine di ottimizzare le prestazioni del Software e sono state considerate le Pressioni dei pori e i Gradienti di fatturazione del campo.

Le verifiche sono state eseguite con il programma WellCAT della Landmark (software aziendale).

4.1. DATI CONSIDERATI NEL CALCOLO

In fig 1 è riportato la schematizzazione di un pozzo di Ripalta.

I Tubing considerati sono:

Size 2"7/8 6.5 lbs/ft, grado J55

Size 3"1/2 9.3 lbs/ft, grado J55

Size 3"1/2 9.3 lbs/ft, grado N80

Size 5" 13 lbs/ft, grado J55

Size 5" 15 lbs/ft, grado N80

Casing di produzione presenti nel campo:

Size 7" 23 lbs /ft

Size 6"5/8 20-24 lbs /ft

I paker presenti nei completamenti sono essenzialmente di sei tipi come riportato nella tabella 3:

Baker SAB

Baker DAB

Baker FH

Baker SC-1L

OTIS RH

Schulmberger Quantum

La densità del brine di completamento varia nei vari pozzi da 1.12 a 1.25 Kg/l

 Eni S.p.A. Divisione E&P	SPEO	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 31 DI 72			
		COMP-G-1-P-21126	AGGIORNAMENTI			
			0			

Le temperature indisturbate considerate sono:

Temperatura indisturbata alla testa: 15 °C

Temperatura indisturbata al fondo: 48 °C

4.2. CONDIZIONI DI CARICO

Di seguito sono descritte le condizioni di carico esaminate per i pozzi del campo di Ripalta. Queste variano in funzione delle dimensioni del completamento. Nel campo sono presenti tre pozzi spia con tubing 2-7/8" mentre gli altri pozzi hanno tubing del diametro di 3"1/2 e 5".

I carichi considerati sono i più conservativi in tutto il ciclo di lavoro del completamento e sono stati concordati con la Società STOGIT, considerando la Pressione di reservoir di circa 217.7 bar, corrispondente a quella originale di 180 bar aumentata del 20% circa.

La massima Pressione in testa prevista durante le operazioni di Iniezione è di 205 bar, corrispondente alla massima Pressione di lavoro delle Teste Pozzo attualmente installate.

La pressione al casing di produzione considerata nei calcoli è quella effettivamente rilevata sul campo e riportata nella tabella n. 1 fornita da STOGIT.

Nelle fig. 2 – 29 sono riportati degli esempi, a titolo esemplificativo, di grafici di temperatura e pressione considerati nei calcoli.

4.2.1. COMPLETAMENTI CON TUBING 2-7/8" (POZZI SPIA)

4.2.1.1. SHUT IN

Si è considerata la condizione di shut in alla chiusura del pozzo con le Temperature della Produzione. I dati considerati sono i seguenti:

SBHP = 217.7 bar (Pressione massima statica del giacimento considerando un incremento del 20% rispetto alla pressione originaria)

STHP = 202 bar (massima Pressione statica rilevata con la simulazione Landmark)

SBHP = 48 °C

STHT = 15 °C

4.2.1.2. PERDITA DI GAS

Si è considerato il caso di perdita al top della string di tubing durante l'operazione di Iniezione.

4.2.1.3. SVUOTAMENTO DELLA STRING

Si è considerato inoltre il caso di svuotamento della string

Le temperature considerate sono quelle della produzione

 Eni S.p.A. Divisione E&P	SPEO	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE COMP-G-1-P-21126	PAG 32 DI 72			
			AGGIORNAMENTI			
			0			

4.2.2. COMPLETAMENTI CON TUBING 3-1/2"

4.2.2.1. PRODUZIONE

Per simulare il carico di Produzione si è presa in considerazione la massima Pressione statica prevista per il giacimento pari alla Pressione originaria incrementata del 20% circa.

Poiché la Pressione originaria è pari a 185 bar al datum di 1470 m s.s.l. la Pressione massima del giacimento sarà pari a 217.7 bar.

I dati considerati per simulare il caso di produzione sono i seguenti:

Portata = 750.000 Nm ³ /g	(valore indicato da STOGIT)
FTHP= 177.7 bar	(massimo valore di Pressione ottenuta dalla simulazione con Landmark)
FBHP= 217.7 bar	(massima Pressione prevista in giacimento)
FTHT= 36.7 °C	(temperatura ottenuta dalla simulazione con Landmark)
FBHT= 49 °C	(Temperatura di fondo pozzo ottenuta con simulazione Landmark)

4.2.2.2. INIEZIONE GAS

Per simulare l'Iniezione del gas alla massima Pressione si è dovuto tenere conto della massima Pressione di lavoro delle Teste Pozzo installate (3.000 psi WP). Oltre a tale limite, è stata considerata la massima Pressione richiesta al fondo (circa 217.7 bar), calcolando la relativa massima Portata ammissibile:

IBHP = 215.3-217.7 bar	(massima Pressione prevista in giacimento, pari alla Pressione originaria incrementata del 20% circa, calcolata con il software Landmark considerando Portata e ITHP come sotto riportato)
ITHP = 205 bar	(pari alla Working Pressure delle teste pozzo installate sul campo ed ottenuta dalla simulazione con il Landmark per la portata di 730.000 Nm ³ /g)
Q = 550.000 Nm ³ /g	(valore per il quale nella simulazione con il Landmark si ottiene una pressione di Iniezione pari alla Working Pressure delle teste pozzo)
ITHT = 28 °C	(Temperatura minima di iniezione indicata da STOGIT)
IBHT = 34.1 °C	(Temperatura al fondo pozzo in Iniezione calcolata dal Landmark con una portata pari a 550.000 Nm ³ /g)

 Eni S.p.A. Divisione E&P	SPEO	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE COMP-G-1-P-21126	PAG 33 DI 72			
			AGGIORNAMENTI			
			0			

4.2.2.3. INIEZIONE GAS– TRANSITORIO INIZIALE

La stessa operazione del punto 4.2.2.2 è stata considerata ma all'inizio del pompamento in condizioni di "Transient Condition" (primi minuti di pompamento simulati con Landmark). Ciò perché quando le Temperature sono a regime, parte della string viene riscaldata dal flusso e ciò si traduce in una variazione dei carichi sul Packer.

ITHT = 24.2 °C (Temperatura minima di iniezione simulata con Landmark.)
 IBHT = 47.2 °C (Temperatura ottenuta dalla simulazione con Landmark.)

4.2.2.4. SHUT IN

Si è considerata la condizione di Shut-in alla chiusura del pozzo con le Temperature della Produzione e la massima Pressione di lavoro della Testa pozzo. I dati considerati sono i seguenti:

SBHP = 229 bar (Pressione massima statica del giacimento simulata col software Landmark, ipotizzando una massima P alla testa di 205 bar)
 STHP = 205 bar (massima Pressione di lavoro delle Teste Pozzo)
 SBHT = 48.2 °C
 STHT = 36.2 °C

4.2.2.5. PERDITA DI GAS

Si è considerato il caso di perdita al top della string di tubing durante l'operazione di Iniezione.

4.2.2.6. SVUOTAMENTO DELLA STRING

Si sono inoltre considerati i carichi generati sul completamento nel caso di svuotamento completo della string di produzione.

Le Temperature considerate sono quelle della produzione a regime (in condizione di "steady state").

4.2.3. COMPLETAMENTI CON TUBING 5"

4.2.3.1. PRODUZIONE

Per simulare il carico di Produzione si è presa in considerazione la massima Pressione statica prevista per il giacimento pari alla pressione originaria incrementata del 20% circa.

Poiché la pressione originaria è pari a 185 bar al datum di 1470 m s.s.l. la Pressione massima del giacimento sarà pari a 217.7 bar.

I dati considerati per simulare il caso di produzione sono i seguenti:



Portata = 1.500.000 Nm³/g (valore indicato da STOGIT)
 FTHP= 194.5 bar (massima Pressione ottenuta dalla simulazione con Landmark)
 FBHP= 217.7 bar (massima Pressione prevista in giacimento)
 FTHT= 38.8°C (Temperatura ottenuta dalla simulazione con Landmark)
 FBHT= 48.4°C (Temperatura ottenuta dalla simulazione con Landmark)

4.2.3.2. INIEZIONE GAS

Per simulare l'Iniezione del gas alla massima Pressione si è dovuto tenere conto della massima Pressione di lavoro delle Teste Pozzo installate (3.000 psi WP) e della massima Pressione di giacimento richiesta da Stogit (217.7 bar).

I dati considerati e calcolati sono stati i seguenti:

Portata = 1.600.000 Nm³/g (valore indicato da STOGIT)
 IBHP = 214.7-217.7 bar (Pressione massima calcolata al fondo con Landmark)
 ITHP = 205 bar (Pressione massima di lavoro delle Teste Pozzo)
 ITHT = 28 °C (Temperatura di Iniezione indicata da Stogit)
 IBHT = 34.7 °C (temperatura al fondo pozzo in iniezione calcolata dal Landmark con una portata pai a 1.600.000 Nm³/g)

4.2.3.3. INIEZIONE GAS – TRANSITORIO INIZIALE

La stessa operazione del punto 4.2.2.2 è stata considerata ma all'inizio del pompamento in condizioni di "Transient Condition" (primi minuti di pompamento simulati con Landmark). Ciò perché quando le Temperature sono a regime, parte della string viene riscaldata dal flusso e ciò si traduce in una variazione dei carichi sul Packer.

ITHT = 24 °C (Temperatura ottenuta dalla simulazione con Landmark con una temperatura del gas di iniezione pari a 28 °C ossia la Temperatura minima di iniezione indicata da STOGIT)
 IBHT = 45 °C (Temperatura ottenuta dalla simulazione con Landmark)

4.2.3.4. SHUT IN

Si è considerata la condizione di Shut-in alla chiusura del pozzo con le Temperature della Produzione e la massima Pressione di lavoro della Testa pozzo. I dati considerati sono i seguenti:



SBHP = 225.5 bar (Pressione massima statica del giacimento simulata col software Landmark, ipotizzando una massima P alla testa di 205 bar)

STHP = 205 bar (massima Pressione di lavoro delle Teste Pozzo)

SBHT = 48°C

STHT = 38°C

4.2.3.5. PERDITA DI GAS

Si è considerato il caso di perdita al top della string di tubing durante l'operazione di Iniezione.

4.2.3.6. SVUOTAMENTO DELLA STRING

Si sono inoltre considerati i carichi generati sul completamento nel caso di svuotamento completo della string di Produzione.

Le Temperature considerate sono quelle della Produzione a regime (in condizione di "steady state").

4.2.4. RIPALTA 6. SMALTIMENTO ACQUA

Per il pozzo Ripalta 6 adibito allo smaltimento dell'acqua si sono considerati i seguenti dati:

4.2.4.1. INIEZIONE ACQUA

Portata = 15 m³/g (valore fornito da STOGIT)

IBHP = 217.7 bar (Pressione massima prevista in giacimento, pari alla pressione originaria incrementata del 20% circa)

ITHP= 60 bar (Pressione ottenuta dalla simulazione con Landmark con una portata pari a 15 m³/g)

ITHT = 7 °C (Temperatura di iniezione a regime calcolata con Landmark)

IBHT = 41 °C (Temperatura al fondo pozzo in iniezione calcolata dal Landmark con una portata pari a 15 m³/g)

4.2.4.2. SHUT IN

Si è considerata la condizione di Shut-in susseguente alla operazione di Iniezione a 60 bar in testa e con le relative Temperature. I dati considerati sono i seguenti:

SBHP = 217.2 bar

STHP = 60 bar

STHT = 7 °C

SBHT = 41 °C

 Eni S.p.A. Divisione E&P	SPEO SIGLA DI IDENTIFICAZIONE COMP-G-1-P-21126	PAG 36 DI 72					
		AGGIORNAMENTI					
		0					

4.2.4.3. PERDITA

Si è considerato il caso di perdita al top della string di Tubing durante l'operazione di Iniezione acqua.

4.2.4.4. SVUOTAMENTO DELLA STRING

Si sono inoltre considerati i carichi generati sul completamento nel caso di svuotamento completo della string di produzione.

Le Temperature considerate sono quelle della produzione a regime (in condizione di "steady state").

 Eni S.p.A. Divisione E&P	SPEO	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE COMP-G-1-P-21126	PAG 37 DI 72			
			AGGIORNAMENTI			
			0			

4.3. RISULTATI DEL CALCOLO

Nella Tabelle dal n 4 al n 42 sono riportati i risultati del calcolo di Stress Analysis eseguiti col software WellCAT per ogni singolo pozzo del campo.

Tali Tabelle illustrano i valori minimi di Safety Factor triassiali che si verificano per ogni condizione di carico e i carichi, espressi in Libbre, esercitati dalla String sul Packer durante le principali condizioni.

I valori limite sono stati evidenziati con sfondo giallo.

I Safety Factor ricavati vanno confrontati con i valori ammissibili come richiesto dal "Completion Design Manual" documento STAP P-1-M-7100:

Safety Factor triassiale: 1.25

Dall' esame delle Tabelle sopra citate, risulta che tutti i Safety Factor triassiali sono accettabili per le operazioni di Produzione, Iniezione, Iniezione iniziale, Shut-in e per i casi di malfunzionamento dovuti a perdita di gas alla testa Pozzo durante l'Iniezione e lo svuotamento della String.

Il minor valore di Safety Factor triassiale, pari a 2.03, per altro accettabile, si riscontrano nei casi di Shut-in del pozzo Ripalta 55, completato con un Tubing da 5" 13 lbs/ft J55, per il quale, al pari degli altri pozzi, è stata simulata una massima Pressione in testa pari a quella di lavoro della testa Pozzo installata (205 bar). Tale situazione è peraltro molto simile ad altri pozzi analoghi completati con lo stesso profilo e che presentano valori minimi di Safety factor triassiali intorno a valori di 2.04-2.05 per operazioni di Iniezione e Shut-in, che prevedono una Pressioni in testa di 205 bar (pozzi 46, 47, 56, 57, 59 e 60).

Per il carico di Produzione il minore Safety Factor triassiale è pari a 2.23 e si riscontra nel pozzo nr 55, ma valori appena superiori sono stati verificati per i pozzi accennati sopra.

Anche per i casi di Iniezione, i valori minimi di Safety Factor triassiali si verificano per i pozzi nr 46, 47, 55, 56, 57, 59 e 60 completati con Tubing da 5", per i quali si è riscontrato un valore tra 2.04 e 2.05.

I casi peggiori per i malfunzionamenti dovuti a Svuotamento della string e perdita durante l'Iniezione si verificano invece, rispettivamente, sui pozzi nr 37 (2.18 S.F. triassiale) e nr 41 (2.44 S.F. triassiale), entrambi completati con Tubing da 3"1/2 9.3 lbs/ft gradi J55 e N80.

Possiamo quindi concludere che tutti i pozzi del campo di Ripalta oggetto del presente Studio, sono verificati ai carichi assiali previsti durante la loro vita operativa.

Le Tabelle riportano inoltre la forza o l'accorciamento al Packer: nel caso di Tubing ancorato al Packer, il valore di Trazione o Compressione si trasmette tramite il vincolo; nel caso di accoppiamento con Locator Seal assembly le Tabelle forniscono i valori di accorciamento o di Compressione scaricata sul Packer.

Per i pozzi con vincolo ancorato, completati con il Packer Baker SAB o DAB ed Anchor K-22 80DA40 o 80SA40 (pozzi n. 5, 7, 9, 10, 18, 27, 31, 32, 33, 34, 36, 37, 38, 39, 40 e 41) il valore massimo calcolato per la Trazione che il Tubing esercita sul Packer è di 20042 lbs per il caso di "Iniezione gas transitorio iniziale" nel pozzo Ripalta 31. Tale valore è ben al di sotto della trazione massima indicata da Baker per gli anchor su menzionati che è pari a 72.000 lbs.

I pozzi 20, 23 e 24 sono completati con Paker OTIS RH che ha nella configurazione standard una forza di Trazione a rilascio di 18000 lbs. Considerando la tolleranza del +/- 10% si ottiene un valore

 Eni S.p.A. Divisione E&P	SPEO	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE COMP-G-1-P-21126	PAG 38 DI 72						
			AGGIORNAMENTI						
			0						

minimo accettabile pari a 16200 lbs. Il valore di Trazione massimo calcolato per questi tre pozzi si ha nel caso di "Iniezione – transitorio iniziale" nel pozzo 20 ed è pari a 11556 lbs.

Il pozzo 35 è stato completato con il Packer Schulmberger Quantum e collegato con un Locator ed uno Snap latch al Tubing. Il tiro necessario per rendere il collegamento libero è 15000 lbs. Il tiro massimo calcolato è pari a 14020 lbs per il caso di "Iniezione – transitorio iniziale".

Anche se in seguito ad una operazione il vincolo divenisse disancorato , i circa 4 m di Seal presenti nel Locator garantirebbero ampiamente il massimo accorciamento calcolato nel caso "Iniezione – transitorio iniziale" di 0.139 m.

Il pozzo 6, adibito allo smaltimento dell'acqua è completato con due Packer Baker FH, con un valore limite nominale di Trazione pari a 30000 lbs, che con una tolleranza del +/-5% comporta un limite ai valori di Trazione di 28500 lbs. Il valore di Trazione massimo calcolato per questo pozzo è pari a 10843 lbs.

I pozzi 43, 44,,45,46,47,48,49, 50, 51, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60 completati con Packer Baker SC-1L realizzano un completamento con vincolo libero tramite il Locator GBH-22 o S-22.

Il valore massimo di accorciamento calcolato è pari a m 0.208 per il caso di "Iniezione – transitorio iniziale" per il pozzo Ripalta 55 ampiamente minore delle lunghezze dei Seal assembly.

Il Locator GBH 22 size 80 -40 nella configurazione con 2 Seals unit ha una corsa utile di 0.41 m ed il Locator seal assembly S-22 size 80-40 con 2 Seals ha una corsa utile di 0.35 m, inoltre nel campo di Ripalta dai dati a disposizione sono stati usati Locator dotati di 4 Seals unit, portando la corsa utile a 0.88 m per il Locator GBH 22 e 0.82 m per il Locator S-22.



4.4. TABELLE E FIGURE

Figura 1. Esempio schema pozzo

Well Schematic

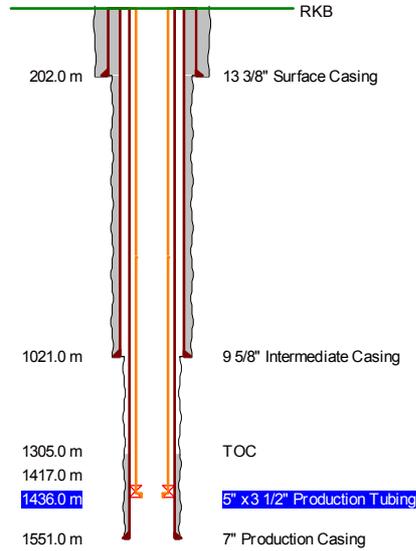


Figura 2. Pressioni Tubing 2-7/8 –Ripalta 20 Produzione

Pressures - prod max - 2 7/8" Production Tubing

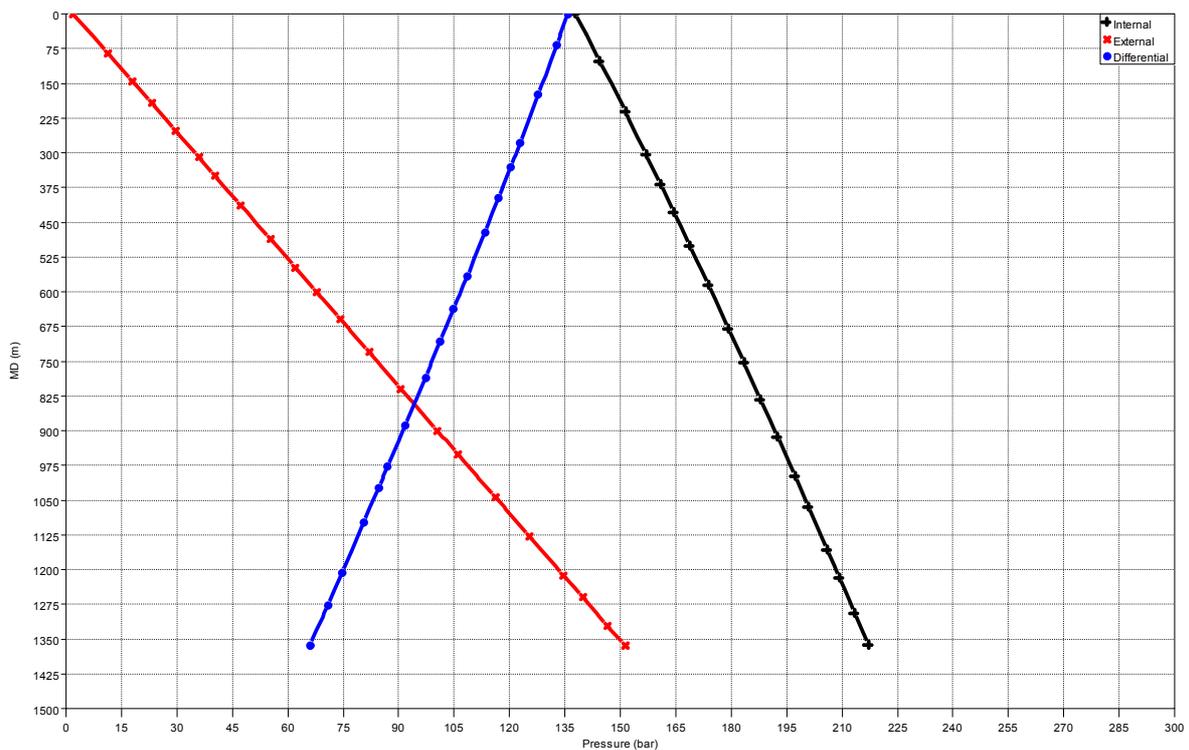




Figura 3. Pressioni tubing 2-7/8 – Ripalta 20 iniezione gas

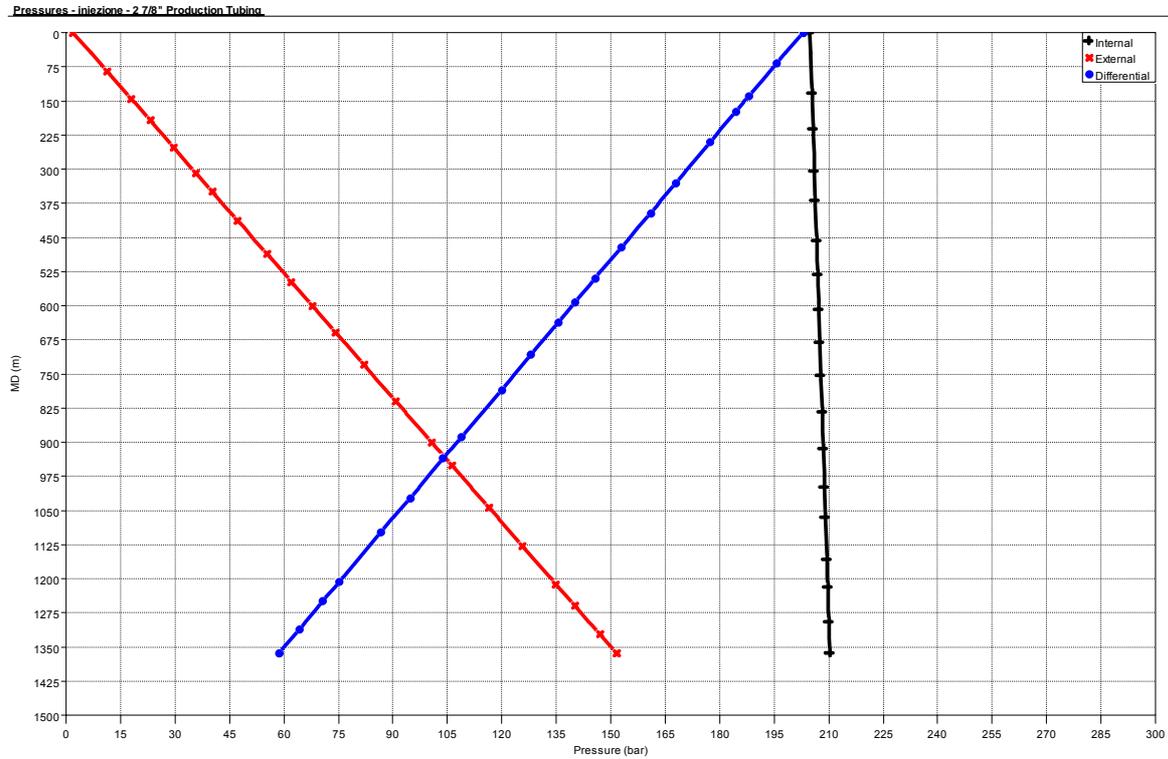


Figura 4. Pressioni Tubing 2-7/8 – Ripalta 20 perdita in Iniezione

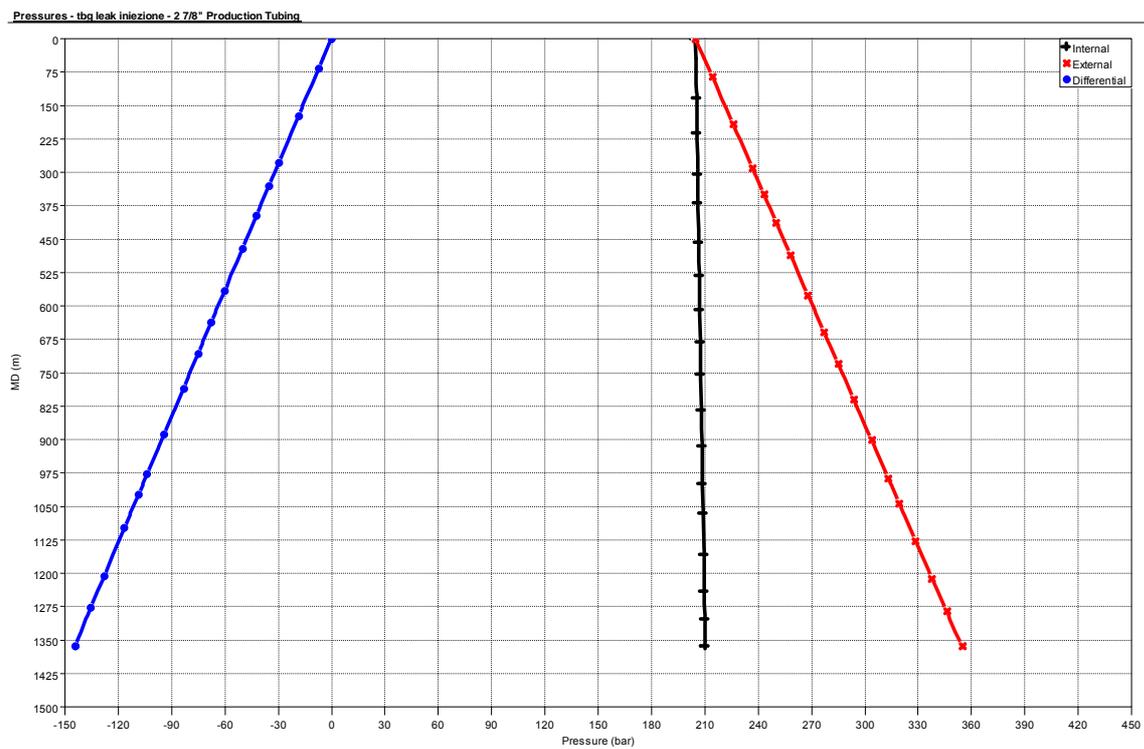




Figura 5. Pressioni tubing 2-7/8 – Ripalta 20 Svotamento string

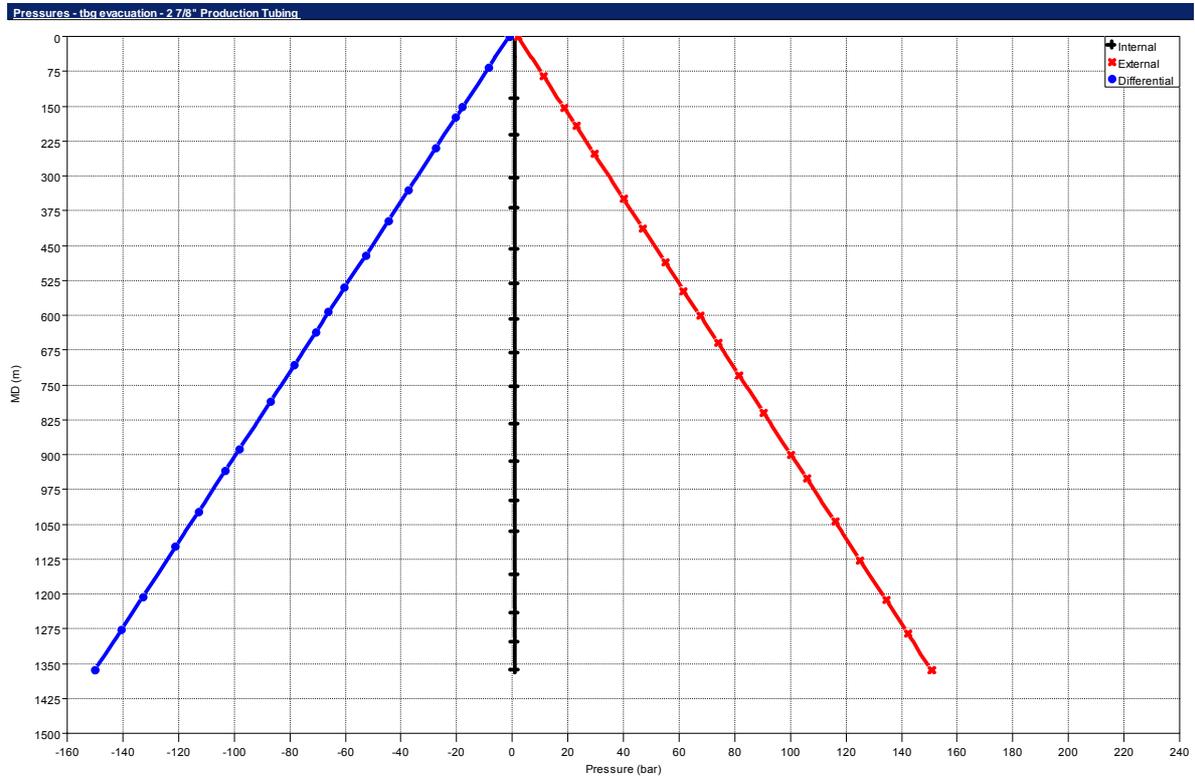


Figura 6. Temperature con Tubing 2-7/8 durante i casi di Produzione, Shut-in e svuotamento String – Ripalta 20

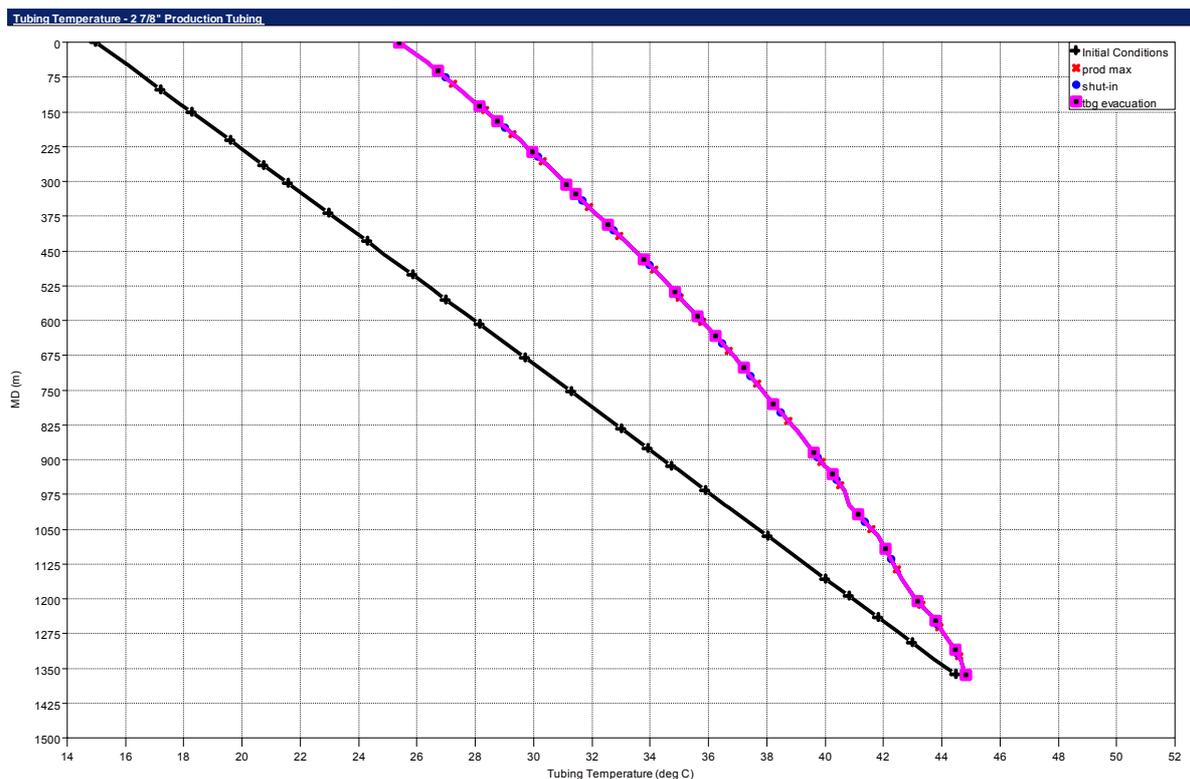




Figura 7. Temperature per i casi di Iniezione gas e di perdita gas con Tubing 2-7/8 – Ripalta 20



Figura 8. Temperature Iniezione gas - transitorio iniziale con Tubing 2-7/8 – Ripalta 20

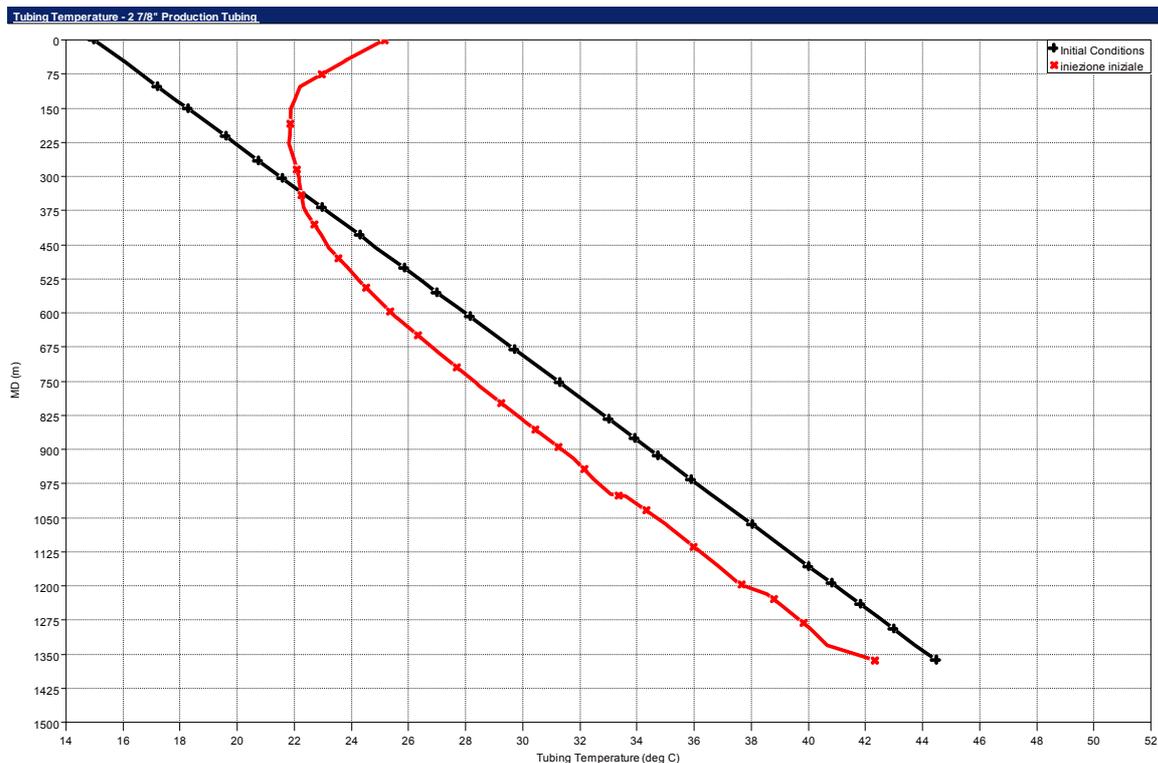




Figura 9. Pressioni Tubing 3-1/2" – Produzione Ripalta 41

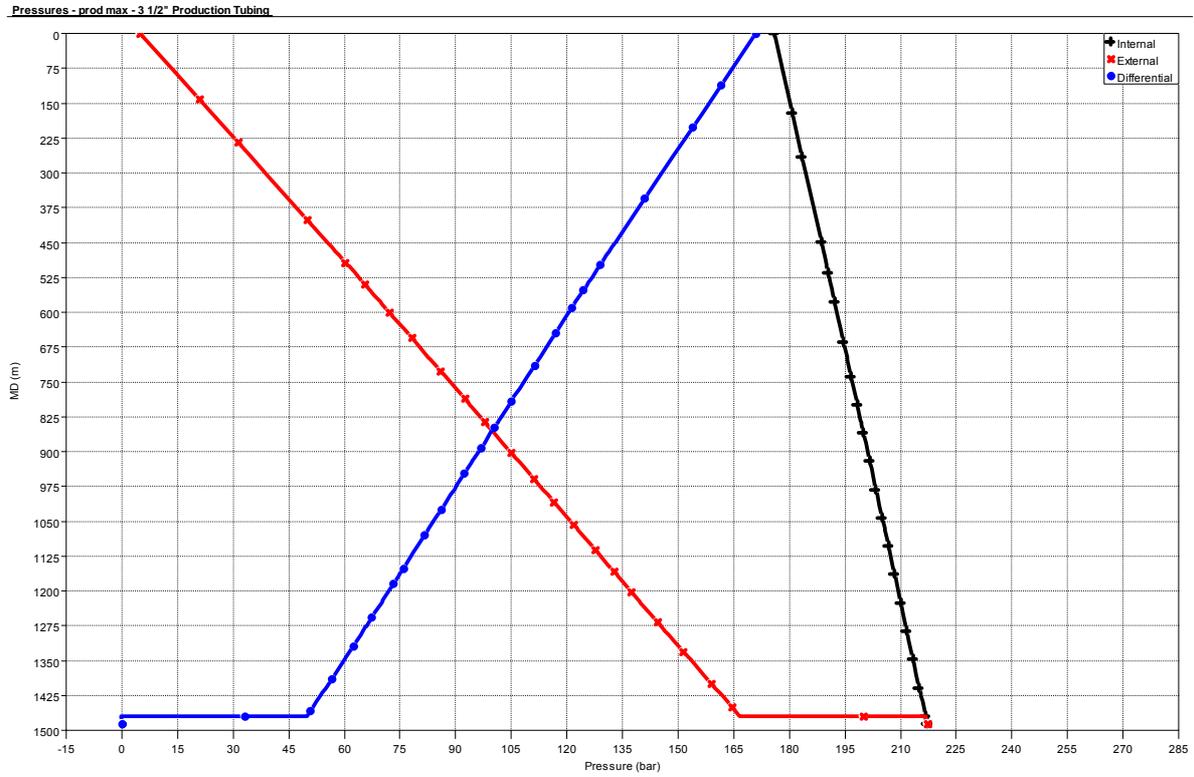


Figura 10. Pressioni tubing 3-1/2" – Iniezione gas. Ripalta 41

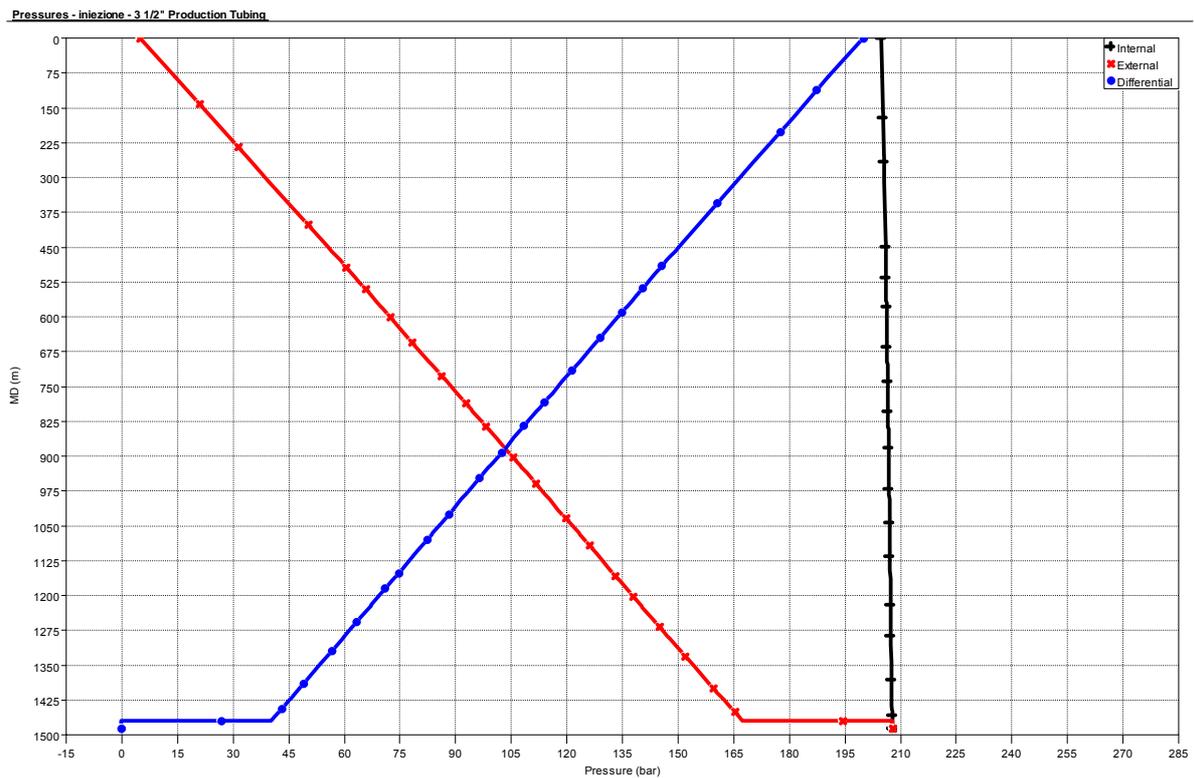




Figura 11. Pressioni Tubing 3-1/2" – Perdita in Iniezione. Ripalta 41

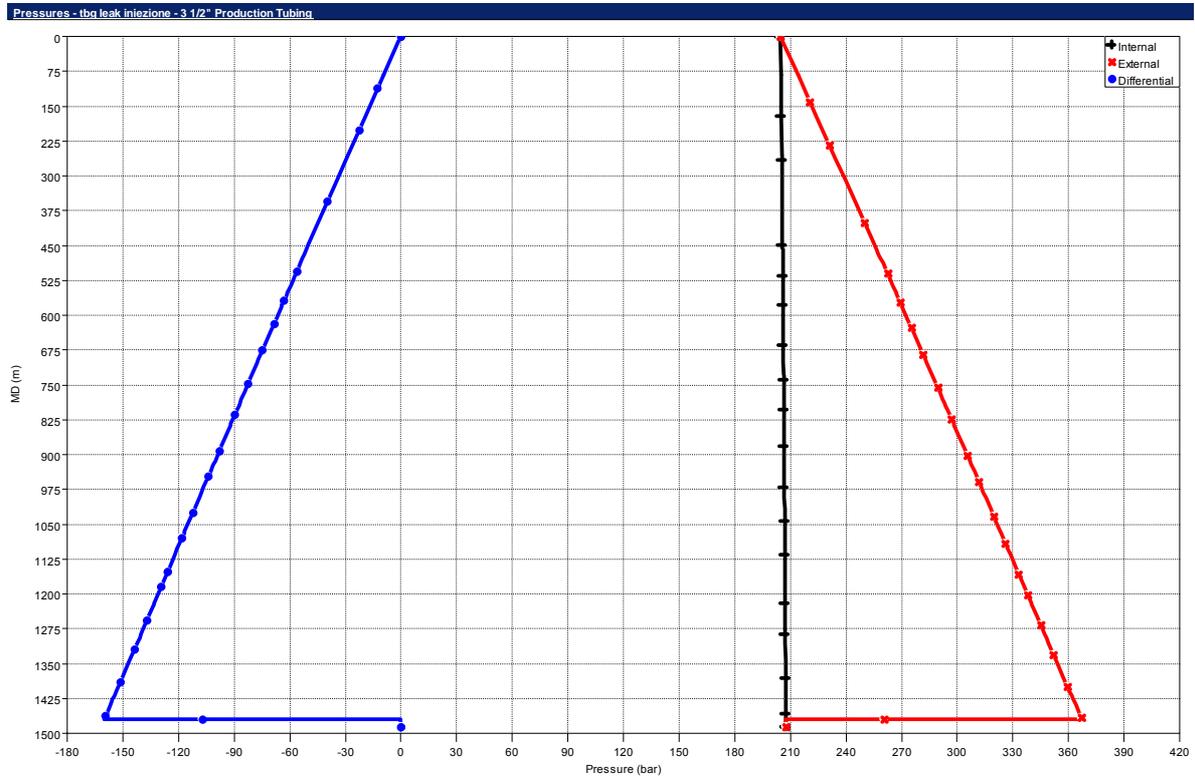


Figura 12. Pressioni Tubing 3-1/2" – Svotamento string. Ripalta 41

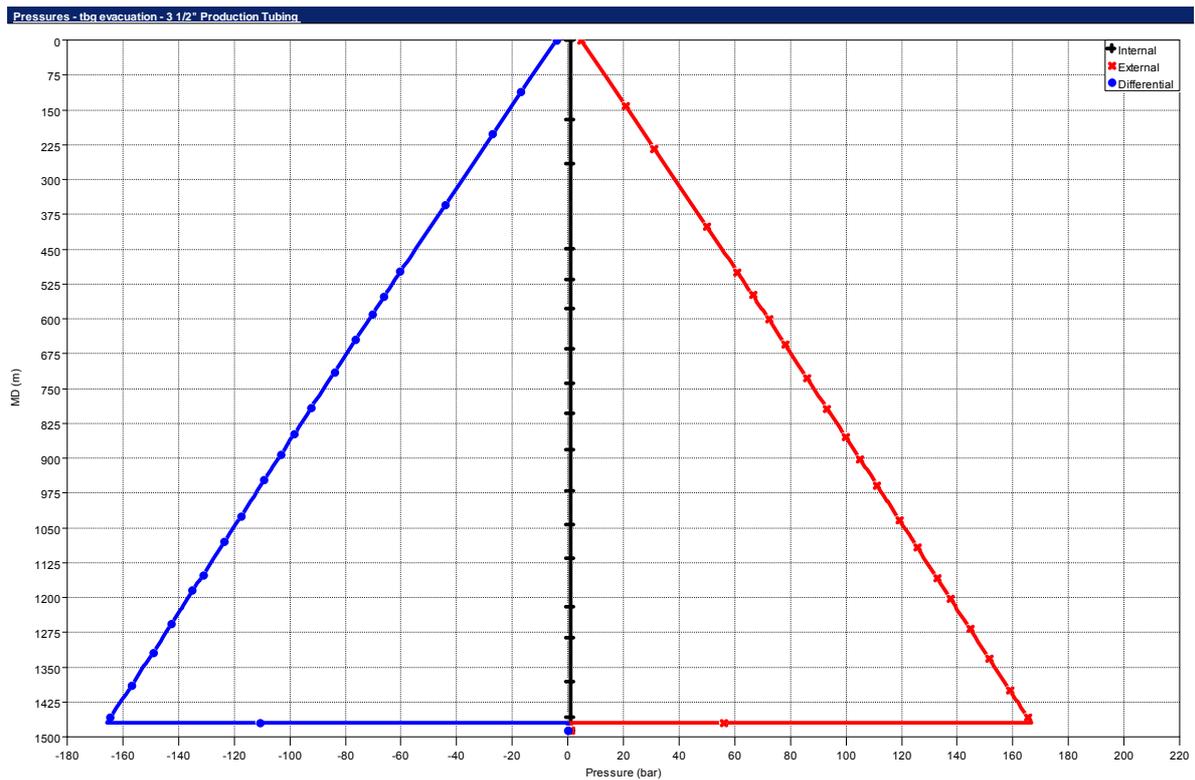




Figura 13. Temperature Tubing 3-1/2" durante i casi di Produzione, Shut-in e svuotamento String – Ripalta 41

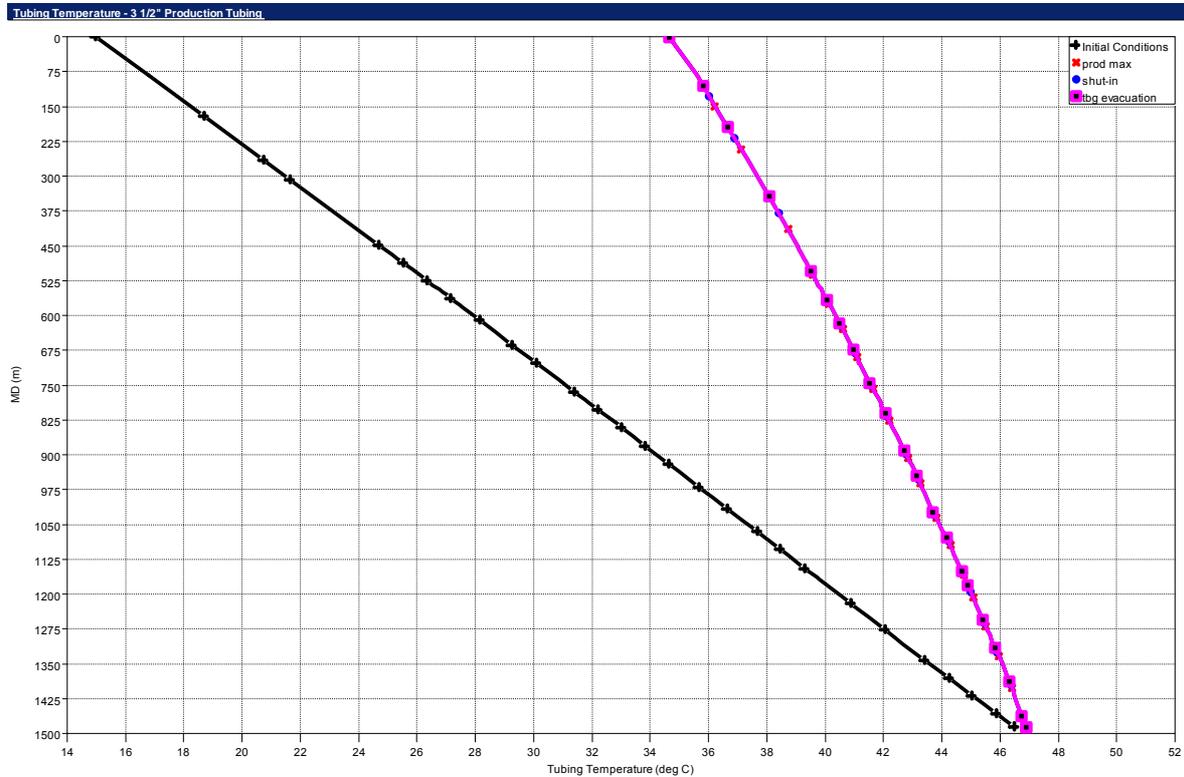


Figura 14. Temperature Tubing 3-1/2" durante i casi di Iniezione gas e di perdita gas – Ripalta 41

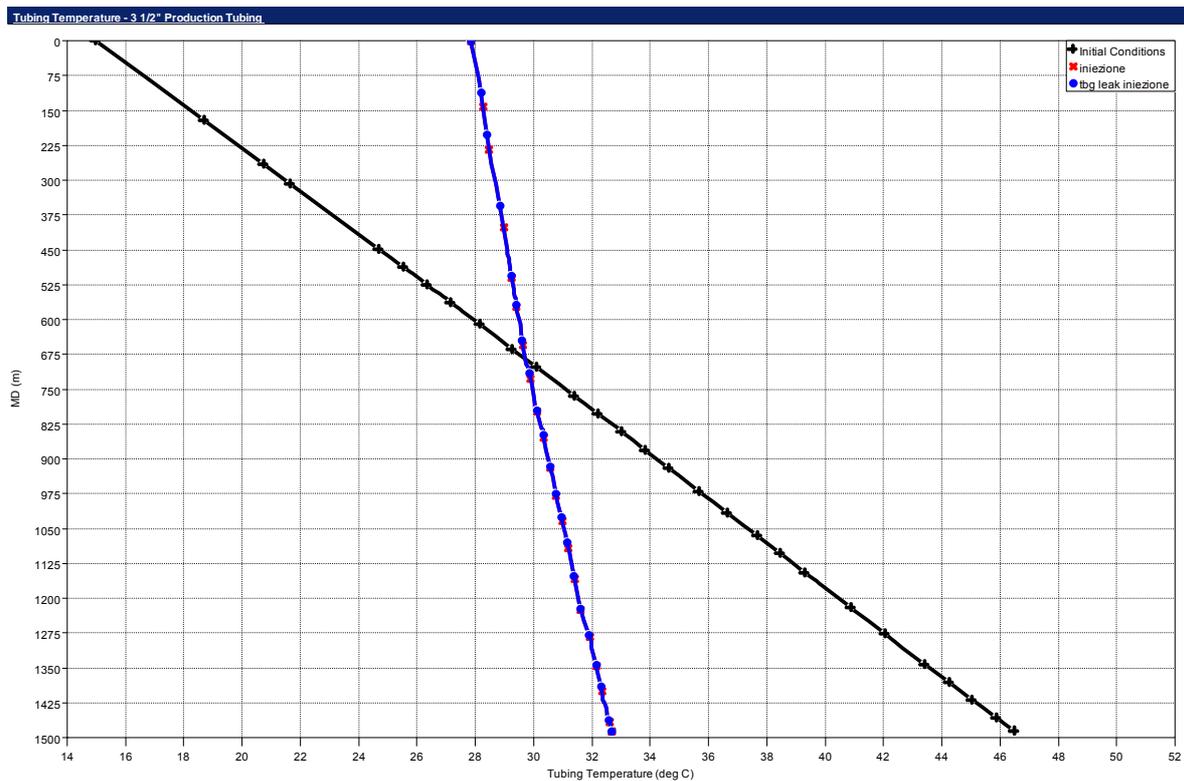




Figura 15. Temperature Tubing 3-1/2" durante il caso di Iniezione gas - transitorio iniziale - Ripalta 41

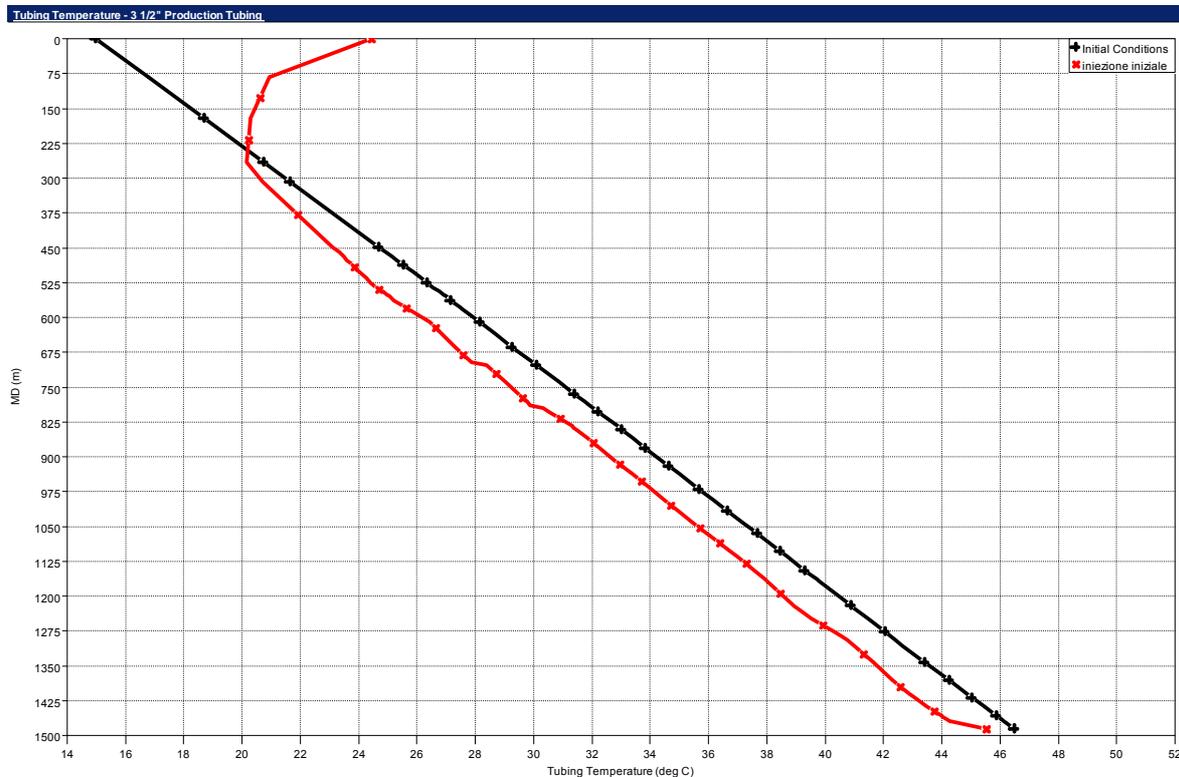




Figura 16. Pressioni tubing 5" – Produzione Ripalta 54

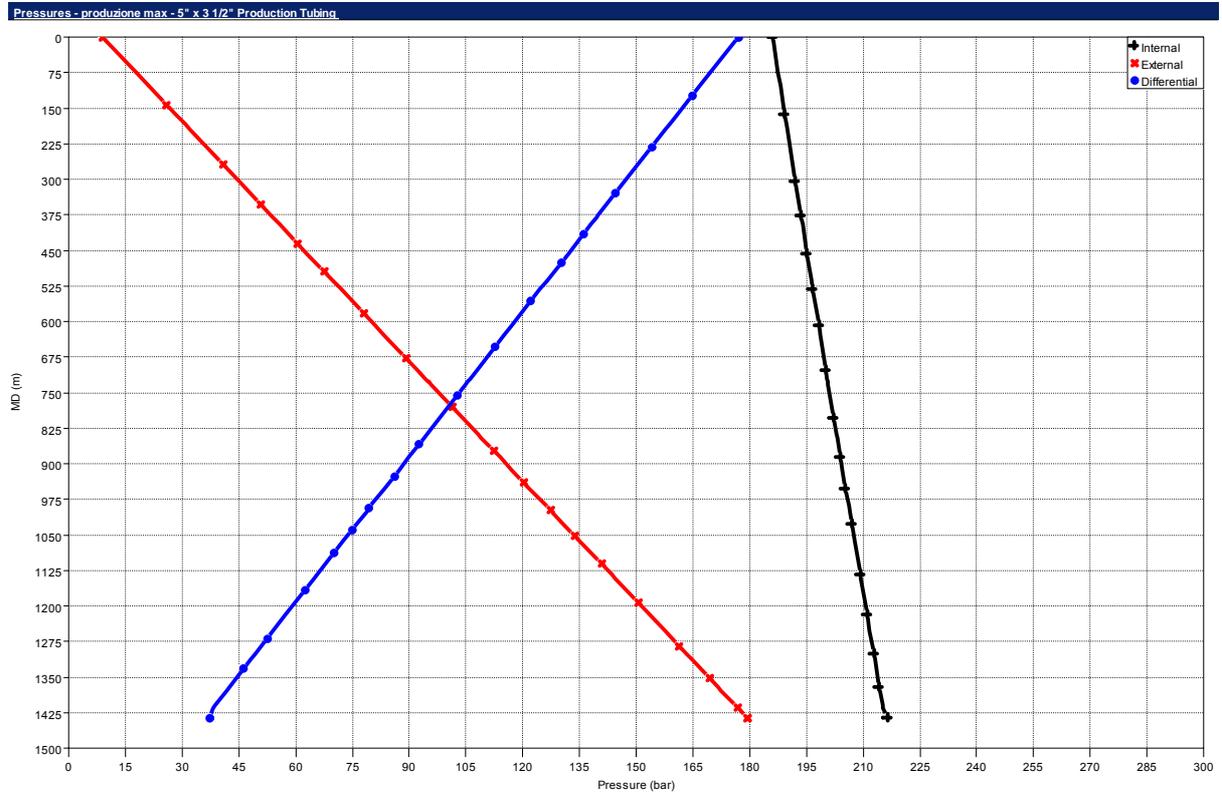


Figura 17. Pressioni Tubing 5" – Iniezione gas Ripalta 54

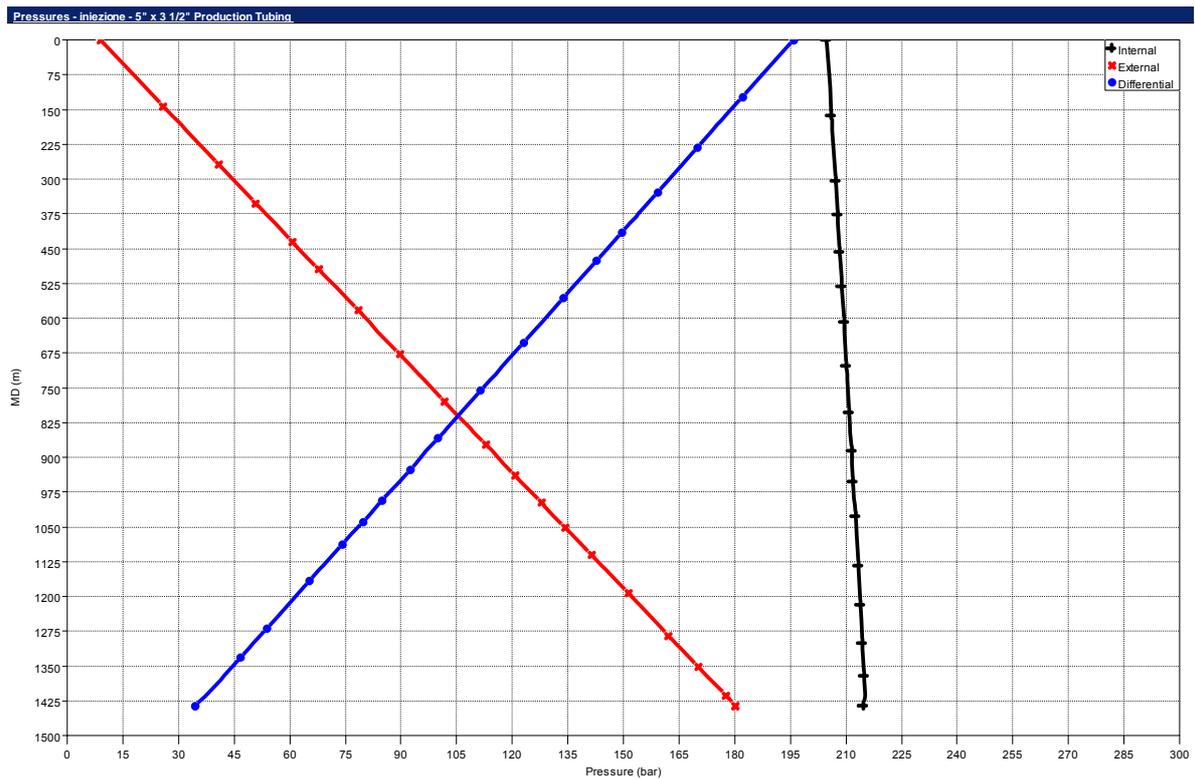




Figura 18. Pressioni Tubing 5" – perdita in Iniezione Ripalta 54

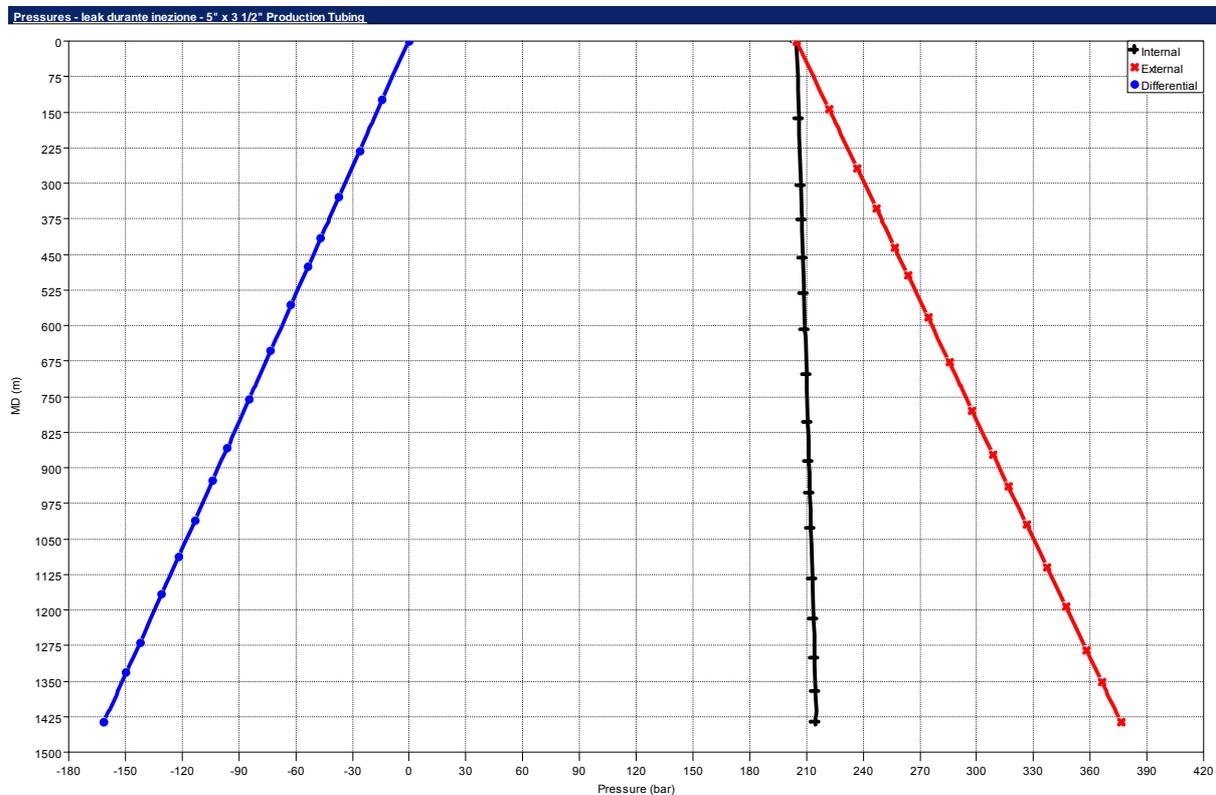


Figura 19. Pressioni tubing 5" – Svuotamento String Ripalta 54

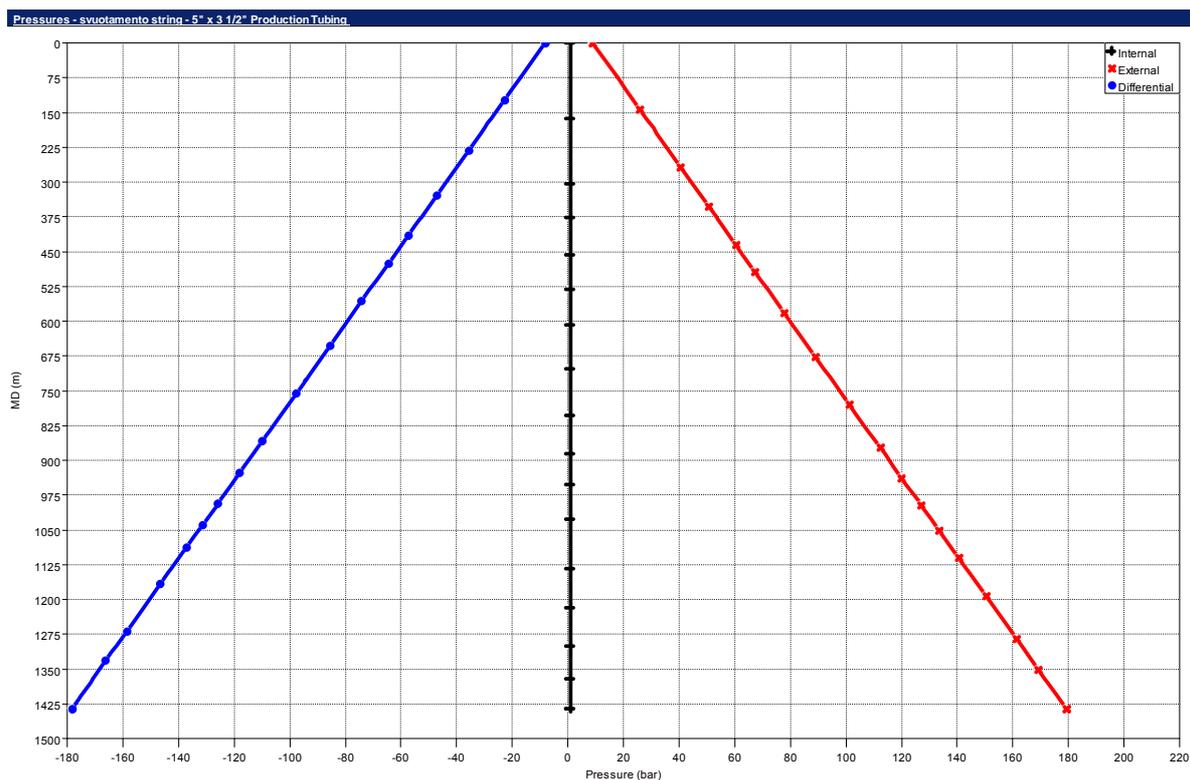




Figura 20. Temperature Tubing 5" durante i casi di Produzione, Shut-in e svuotamento String – Ripalta 54

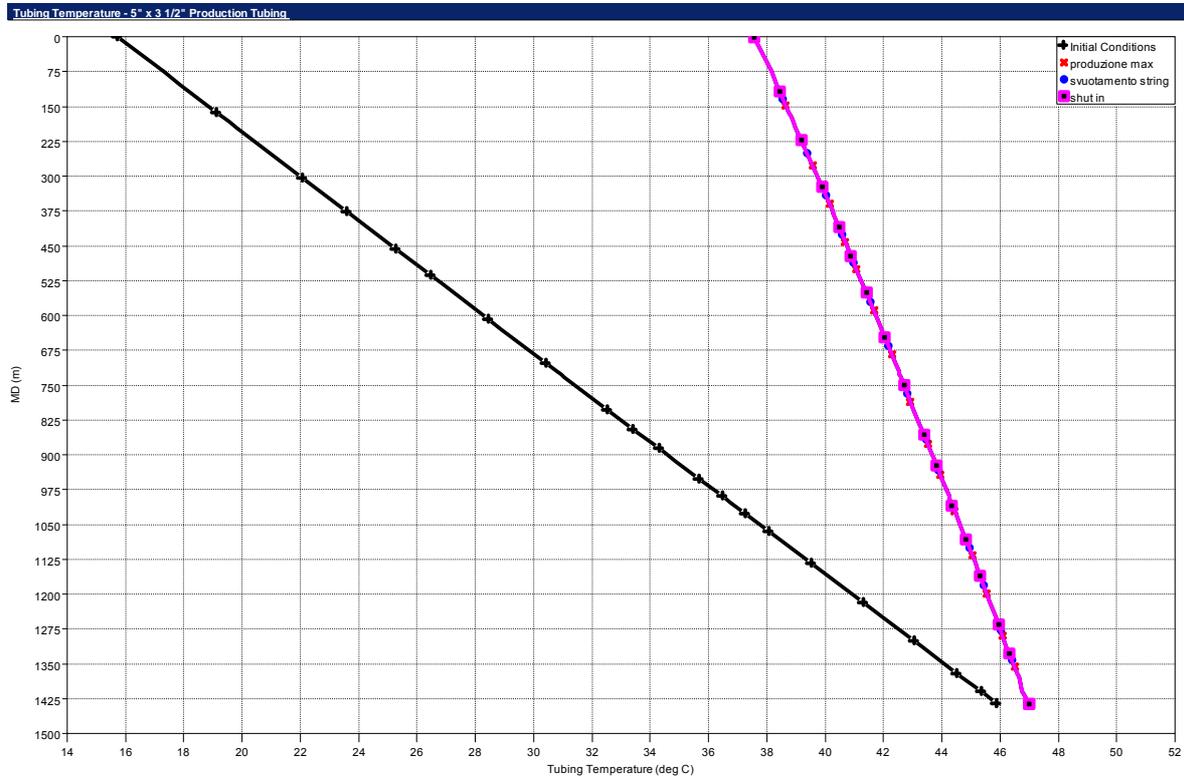


Figura 21. Temperature Tubing 5" durante i casi di Iniezione gas e di perdita gas – Ripalta 54

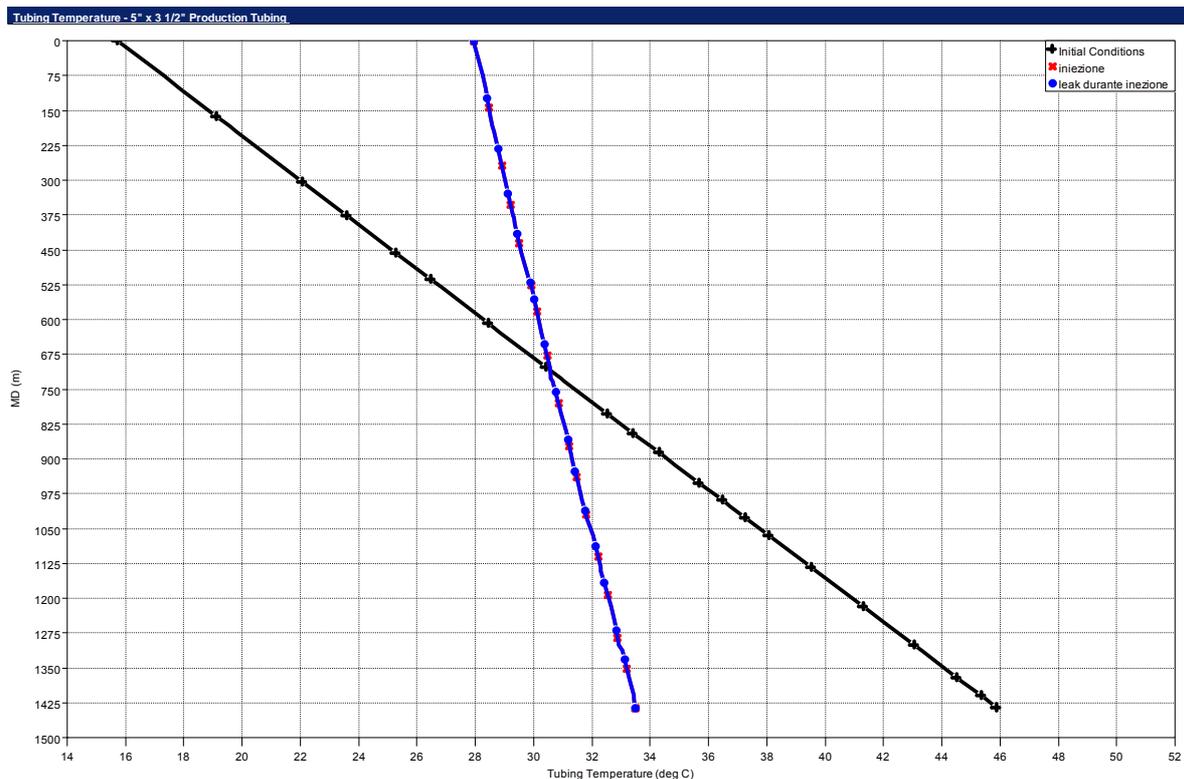




Figura 22. Temperature Tubing 5" durante il caso di Iniezione gas - transitorio iniziale - Ripalta 54

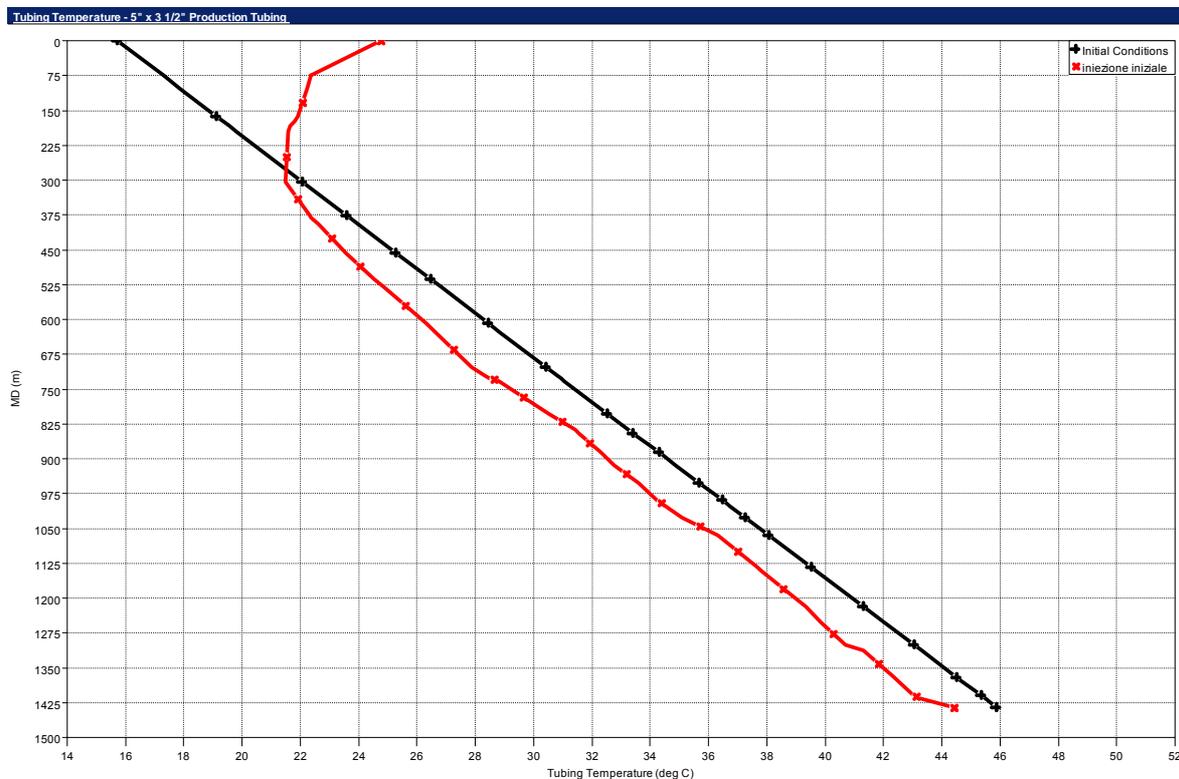




Figura 23. Pressioni Tubing 5" – Produzione Ripalta 52

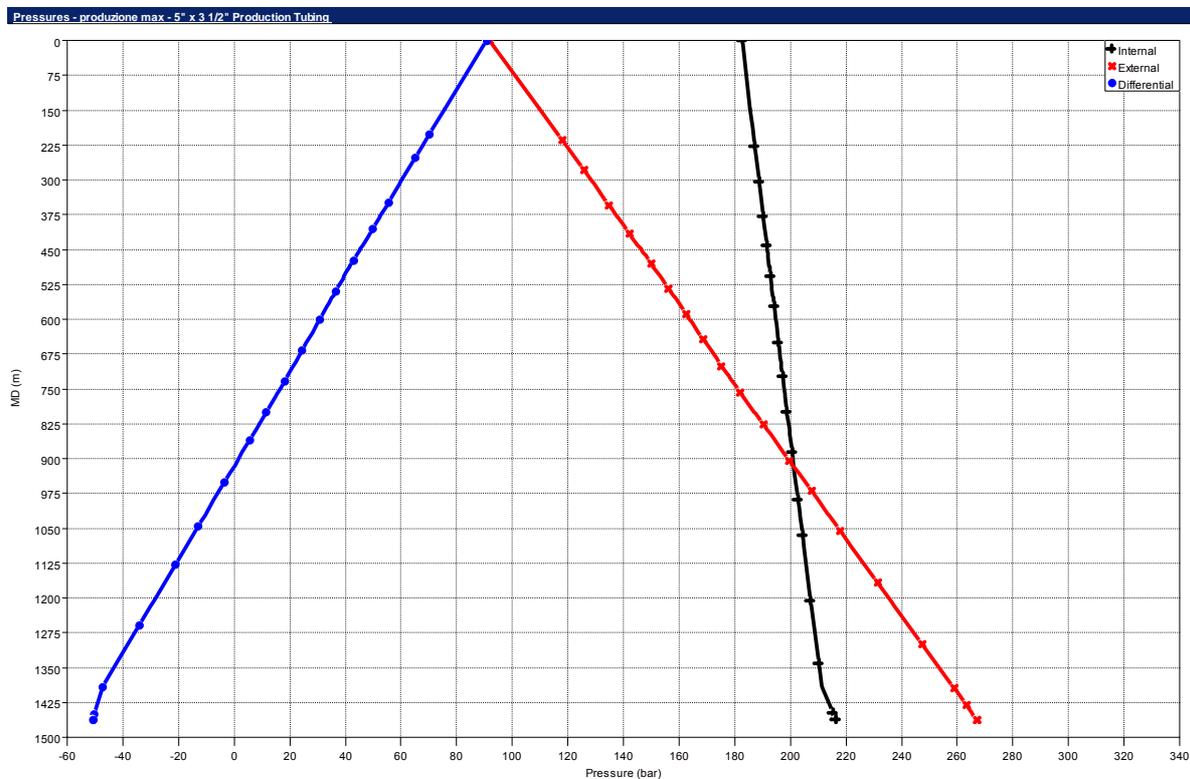


Figura 24. Pressioni Tubing 5" – Iniezione gas Ripalta 52

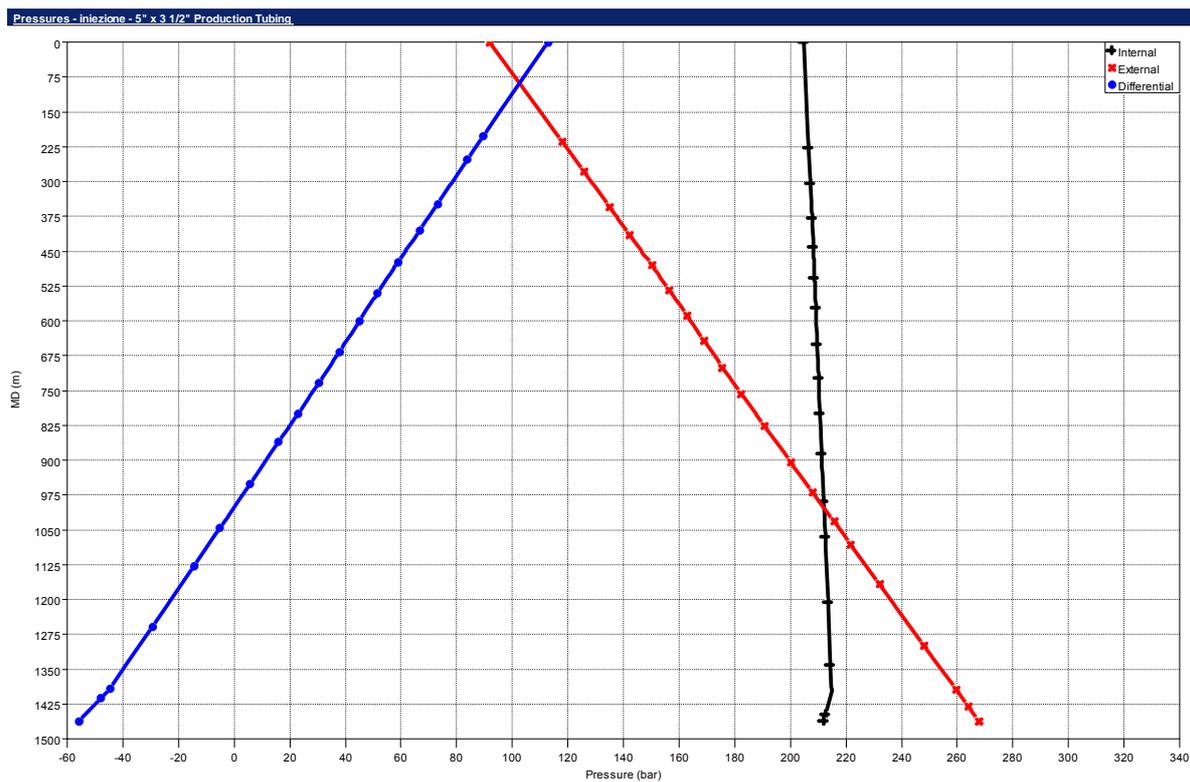




Figura 25. Pressioni Tubing 5" – perdita in Iniezione Ripalta 52

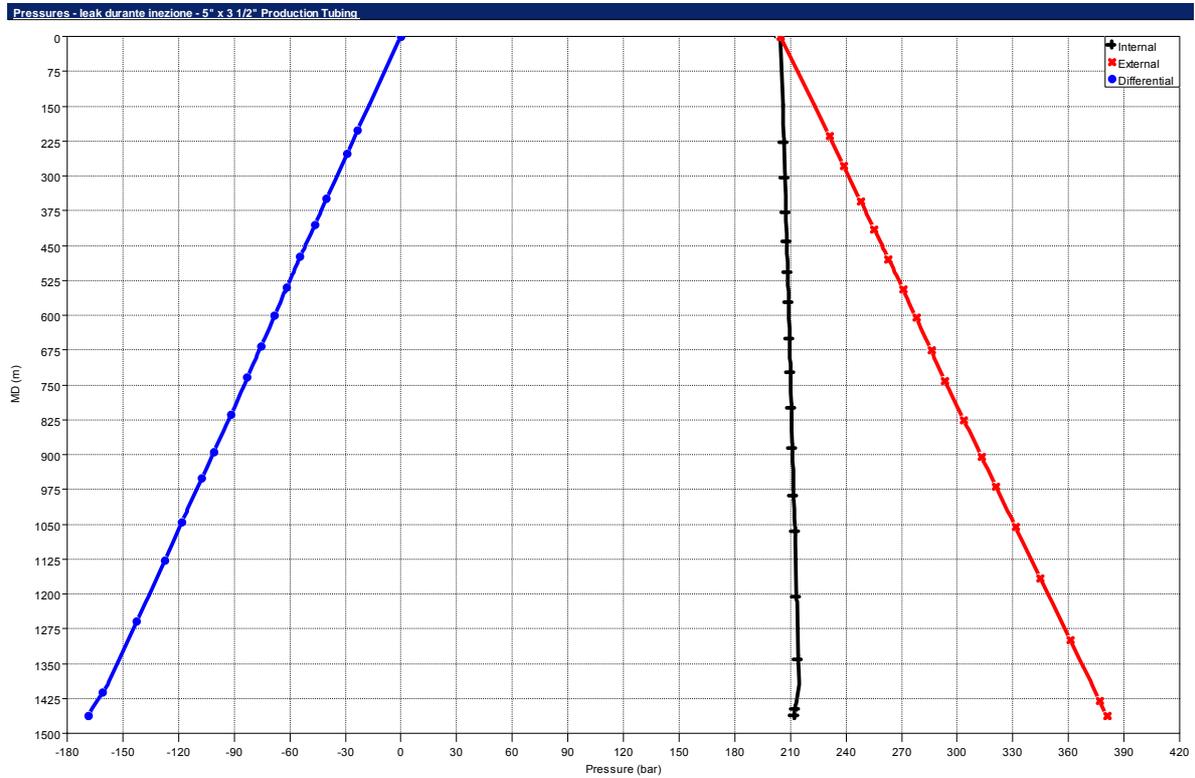


Figura 26. Pressioni Tubing 5" – Svuotamento string Ripalta 52

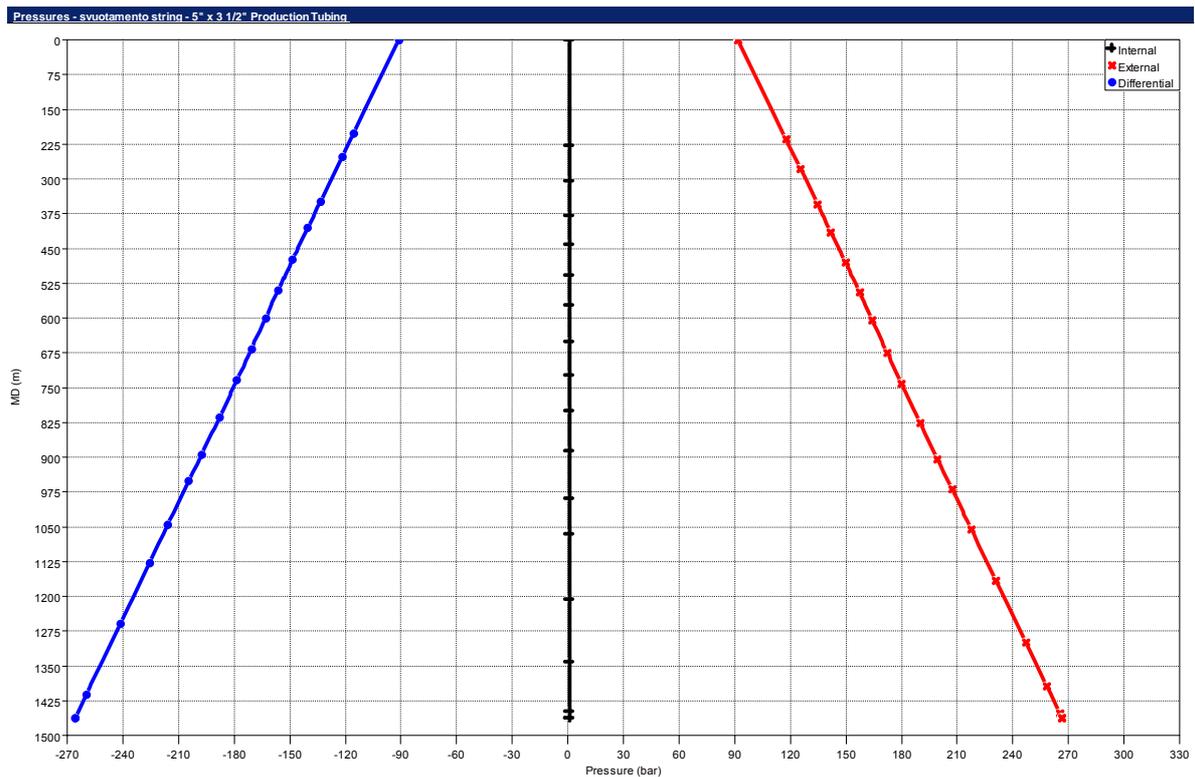




Figura 27. Temperature Tubing 5" durante i casi di Produzione, Shut-in e svuotamento string – Ripalta 52

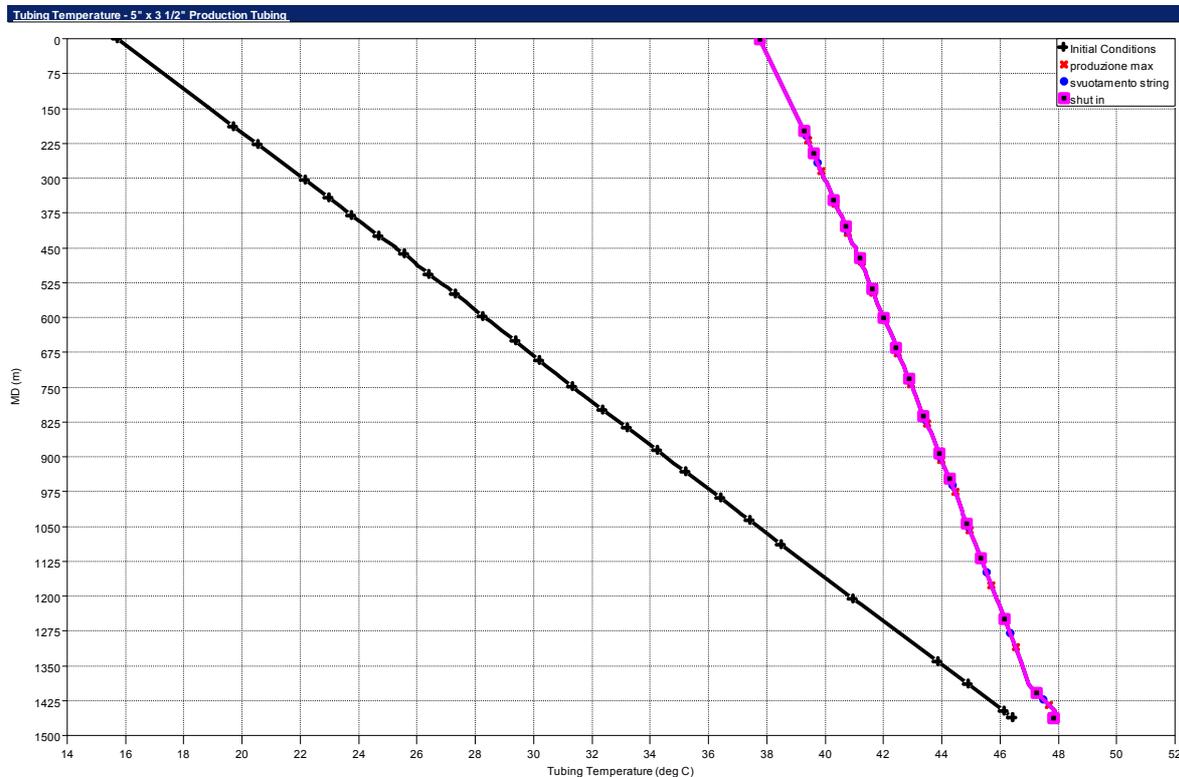


Figura 28. Temperature tubing 5" durante i casi di Iniezione gas e di perdita gas – Ripalta 52

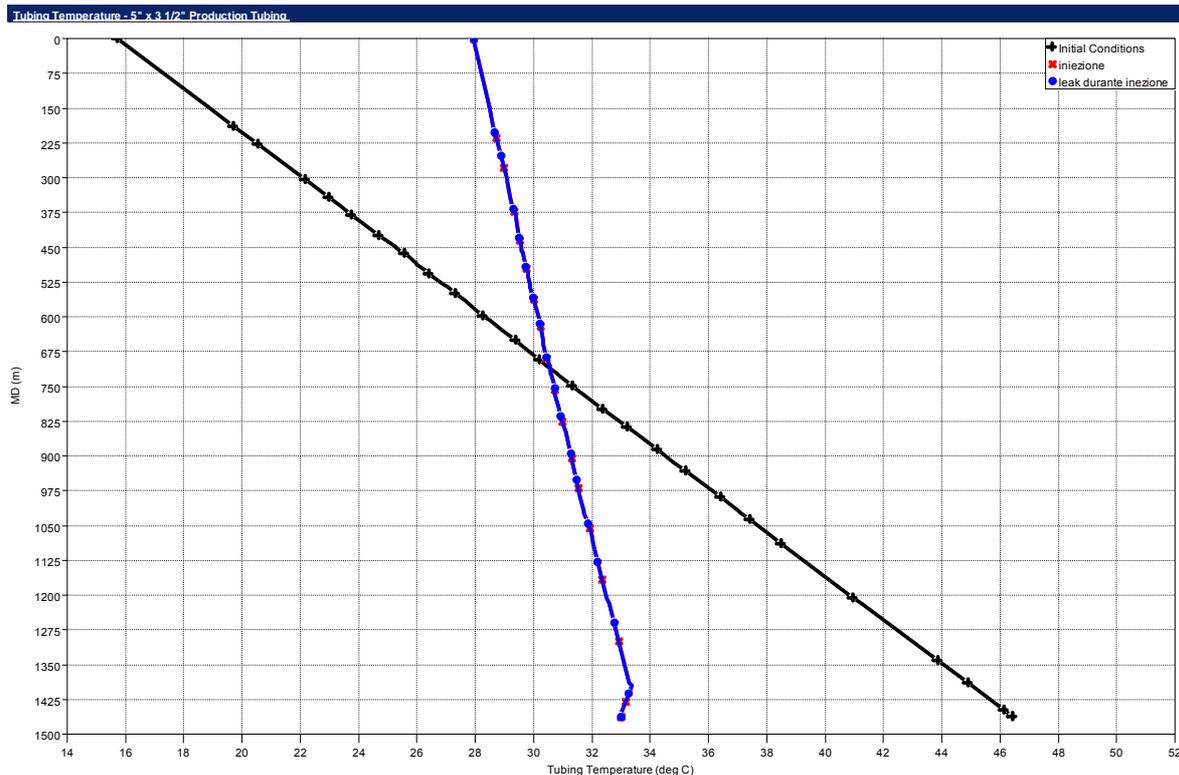




Figura 29. Temperature Tubing 5" durante il caso di Iniezione gas - transitorio iniziale - Ripalta 52

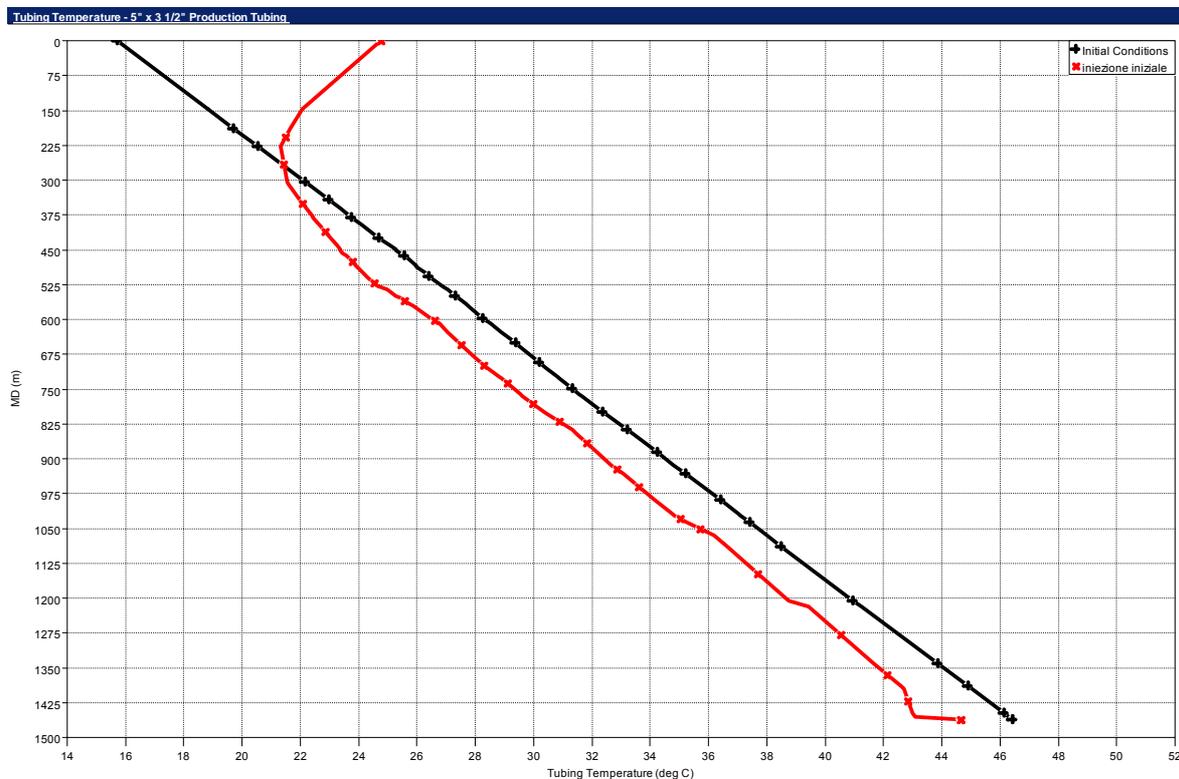




Tabella 1 Pressioni campo di Ripalta

TABELLA MONITORAGGIO PRESSIONI CAMPO RIPALTA										DATA:	06/06/2002	
POZZO	Tubing		Casing			Intercapedine 1		Intercapedine 2		Intercapedine 3		NOTE
	THP [bar]	CHP [bar]	Tipo di fluido scaricato	Int. 7"-9 5/8 [bar]	Tipo di fluido scaricato	Int. 9 5/8-13" 3/8 [bar]	Tipo di fluido scaricato	Int. 13" 3/8-20" [bar]	Tipo di fluido scaricato			
RIPALTA 5	N.R.	98	N.R.	61	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 6	N.R.	0	N.R.	0	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 7	N.R.	11	N.R.	36	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 9	N.R.	0	N.R.	65	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 10	N.R.	4	N.R.	64	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 18	N.R.	0	N.R.	20	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 20	N.R.	2	N.R.	0	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 23	N.R.	0	N.R.	0	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 24	N.R.	0	N.R.	0	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 27	N.R.	21	N.R.	53	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 31	N.R.	0	N.R.	0	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 32	N.R.	1	N.R.	0	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 33	N.R.	8	N.R.	0	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 34	N.R.	23	N.R.	44	N.R.	0	N.R.	1	N.R.			
RIPALTA 35	N.R.	16	N.R.	50	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 36	N.R.	9	N.R.	26	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 37	N.R.	95	N.R.	71	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 38	N.R.	0	N.R.	46	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 39	N.R.	91	N.R.	49	N.R.	0	N.R.	2	N.R.			
RIPALTA 40	N.R.	2	N.R.	21	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 41	N.R.	5	N.R.	0	N.R.	0	N.R.	4	N.R.			
RIPALTA 43	N.R.	18	N.R.	56	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 44	N.R.	9	N.R.	38	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 45	N.R.	14	N.R.	48	N.R.	23	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 46	N.R.	25	N.R.	42	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 47	N.R.	7	N.R.	51	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 48	N.R.	24	N.R.	22	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 49	N.R.	25	N.R.	55	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 50	N.R.	44	N.R.	47	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 51	N.R.	50	N.R.	40	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 52	N.R.	92	N.R.	57	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 53	N.R.	46	N.R.	25	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 54	N.R.	9	N.R.	30	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 55	N.R.	0	N.R.	37	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 56	N.R.	0	N.R.	40	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 57	N.R.	0	N.R.	34	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 58	N.R.	5	N.R.	36	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 59	N.R.	0	N.R.	51	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			
RIPALTA 60	N.R.	0	N.R.	34	N.R.	0	N.R.	0	N.R.			

N.B. Cella in grigio = Intercapedine non presente



Tabella 2 . Volumi acqua

Pozzo	Cluster	Gas (Smc)	Acqua (mc)
5		1.846.914	4,368
		341.555	4,889
		58.410	0
7	B	133.057	0
		0	0
		36.687	0
9		0	0
		0	0
		0	0
10		0	0
		0	0
		0	0
18		0	0
		0	0
		0	0
27		0	0
		0	0
		0	0
31	A	1.267.122	3,054
		180.624	2,718
		32.285	0
32		1.352.013	5,335
		317.071	2,718
		35.220	0
33	A	1.777.810	4,33
		348.657	3,96
		68.476	0
34	B	88.154	0
		0	0
		29.350	0
35	A	1.211.057	7,886
		452.668	2,718
		35.220	0
36	A	1.147.739	1,005
		63.065	2,718
		35.220	0
37	A	1.611.400	8,775
		666.930	2,718



		46.960	0
38	A	1.288.387	8,774
		562.722	2,718
		39.622	0
39	B	66.116	0
		0	0
		22.012	0
40	B	322.005	0
		0	0
		41.090	0
41	B	554.627	0
		0	0
		44.025	0
43	C	12.745.797	3,1
		4.082.483	0,652
		193.710	0
44	C	11.404.813	3,124
		3.734.762	0,652
		176.099	0
45	C	14.949.928	3,781
		4.955.544	0,792
		235.384	0
46	C	11.929.172	3,533
		3.578.051	0,792
		181.888	0
47	C	13.555.494	3,572
		4.705.484	0,792
		235.386	0
48	C	14.460.985	3,92
		5.141.479	0,901
		267.670	0
49	C	15.235.665	1,809
		4.924.763	0,326
		193.709	2,777
50	C	16.334.171	2,173
		5.811.718	0,326
		193.709	0
51	C	13.718.889	2,138
		4.925.617	0,45
		231.170	0
52	C	13.741.590	2,103
		5.492.993	0,45
		267.670	0



53	C	11.697.766	1,307
		2.818.961	0,45
		219.003	0
54	C	8.043.664	0,696
		1.537.246	0,326
		158.490	0
55	D	13.922.065	1,933
		5.164.404	0,326
		193.709	0
56	D	10.737.034	1,593
		3.940.373	0,326
		176.099	0
57	D	10.263.768	1,844
		3.528.707	0,45
		194.670	0
58	D	11.331.114	1,361
		67.237	0,396
		146.749	0
59	D	12.407.627	1,407
		3.692.360	0,396
		235.386	0
60	D	10.276.657	1,079
		2.497.420	0,45
		231.170	0



Tabella 3 .Packer attualmente impiagati sul campo di Ripalta

pozzo	maker	casing	tipo	ret/per	s.bore [inch]
5	Baker	6-5/8 24#	SAB	permanent	4
6	Baker	6-5/8 24#	FH	retrievable	3
	Baker	6-5/8 24#	FH	retrievable	3
7	Baker	6-5/8 24#	SAB	permanent	4
9	Baker	6-5/8 24#	SAB	permanent	4
10	Baker	6-5/8 24#	SAB	permanent	4
18	Baker	6-5/8 24#	SAB	permanent	4
20	OTIS	6-5/8 20#	RH	retrievable	3.637
23	OTIS	6-5/8 20#	RH	retrievable	3.637
24	OTIS	6-5/8 24#	RH	retrievable	3.637
27	Baker	7" - 23 #	SAB	permanent	4
31	Baker	7" - 23 #	SAB	permanent	4
32	Baker	7" - 23 #	SAB	permanent	4
33	Baker	7" - 23 #	SAB	permanent	4
34 Dir	Baker	7" - 23 #	SAB	permanent	4
35	Schul.	7" - 23 #	Quantum	permanent	4
36	Baker	7" - 23 #	SAB	permanent	4
37	Baker	7" - 23 #	SAB	permanent	4
38	Baker	7" - 23 #	SAB	permanent	4
39 Dir	Baker	7" - 23 #	DAB	permanent	4
40 Dir	Baker	7" - 23 #	SAB	permanent	4
41Dir	Baker	7" - 23 #	SAB	permanent	4
43 Dir	Baker	7" - 23 #	SC-1L	retrievable	4
44Dir	Baker	7" - 23 #	SC-1L	retrievable	4
45 Dir	Baker	7" - 23 #	SC-1L	retrievable	4
46Dir	Baker	7" - 23 #	SC-1L	retrievable	4
	Baker	7" - 23 #	SC-1A	retrievable	4
47DIR	Baker	7" - 23 #	SC-1L	retrievable	4
48	Baker	7" - 23 #	SC-1L	retrievable	4
49	Baker	7" - ?	SC-1L	retrievable	4
50	Baker	7" - 29 #	SC-1L	retrievable	4
51	Baker	7" - 23 #	SC-1L	retrievable	4
52	Baker	7" - 23 #	SC-1L	retrievable	4
53	Baker	7" - 23 #	SC-1L	retrievable	4
54	Baker	7" - 23 #	SC-1L	retrievable	4
	Baker	7" - 23 #	SC-1L	retrievable	4
55	Baker	7" - 23 #	SC-1L	retrievable	4
56	Baker	7" - 23 #	SC-1L	retrievable	4
57	Baker	7" - 23 #	SC-1L	retrievable	4
58	Baker	7" - 23 #	SC-1L	retrievable	4
59	Baker	7" - 23 #	SC-1L	retrievable	4
60	Baker	7" - 23 #	SC-1L	retrievable	4
	Baker	7" - 23 #	SC-1L	retrievable	4



Tabelle 4- 42. Risultati del calcolo

Ripalta 5			
Spiazzamento iniziale: si; CHP = 98; tbg 3-1/2"			
carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	4.25	5853	compressione
Iniezione gas	3.39	2269	trazione
Iniezione trans. iniziale	3.26	4498	trazione
Svuotamento string	2.19	35030	compressione
Perdita durante iniezione	3.48	11282	compressione
Shut in	3.85	3543	compressione

Ripalta 6 (pozzo a smaltimento acqua)				
Spiazzamento iniziale: no; CHP = 0; tbg 3-1/2" x 2"7/8 tail				
Carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		
		[lbs]		Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Iniezione acqua	4.30	3446	pkr superiore	trazione
		10774	pkr inferiore	trazione
Svuotamento string	3.24	10478	pkr superiore	trazione
		4839	pkr inferiore	compressione
Perdita durante iniezione	4.20	3276	pkr superiore	trazione
		8119	pkr inferiore	trazione
Shut in	2.20	3246	pkr superiore	trazione
		10843	pkr inferiore	trazione

Ripalta 7			
Spiazzamento iniziale: no; CHP = 11; tbg 3-1/2"			
Carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	3.06	5550	trazione
Iniezione gas	2.52	16513	trazione
Iniezione trans. iniziale	2.49	17648	trazione
Svuotamento string	3.35	23790	compressione
Perdita durante iniezione	3.37	8038	compressione
Shut in	2.74	7318	trazione



Ripalta 9			
Spiazzamento iniziale: si; CHP = 0; tbg 3-1/2"			
carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	3.23	2561	trazione
Iniezione gas	2.63	13730	trazione
Iniezione trans. iniziale	2.60	14732	trazione
Svuotamento string	3.06	26767	compressione
Perdita durante iniezione	3.33	9536	compressione
Shut in	2.89	4356	trazione

Ripalta 10			
Spiazzamento iniziale: no; CHP = 0; tbg 3-1/2"			
carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	2.99	6911	trazione
Iniezione gas	2.49	17516	trazione
Iniezione trans. iniziale	2.46	18782	trazione
Svuotamento string	3.55	22454	compressione
Perdita durante iniezione	3.46	7890	compressione
Shut in	2.69	8641	trazione

Ripalta 18			
Spiazzamento iniziale: no; CHP = 0; tbg 3-1/2"			
carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	2.93	5513	trazione
Iniezione gas	2.40	17579	trazione
Iniezione trans. iniziale	2.39	18213	trazione
Svuotamento string	3.42	23805	compressione
Perdita durante iniezione	3.22	8233	compressione
Shut in	2.62	7418	trazione



Ripalta 20			
Spiazzamento iniziale: si; CHP = 2 bar; tbg 2-7/8"			
carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	3.59	6043	trazione
Iniezione gas	2.66	10736	trazione
Iniezione trans. iniziale	2.64	11556	trazione
Svuotamento string	3.99	19299	compressione
Perdita durante iniezione	3.89	12198	compressione
Shut in	2.84	7081	trazione

Ripalta 23			
Spiazzamento iniziale: si; CHP = 0; tbg 2-7/8"			
carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	3.59	5080	trazione
Iniezione gas	2.63	10115	trazione
Iniezione trans. iniziale	2.61	10776	trazione
Svuotamento string	3.80	20167	compressione
Perdita durante iniezione	3.69	12975	compressione
Shut in	2.81	6209	trazione

Ripalta 24			
Spiazzamento iniziale: no; CHP = 0; tbg 2-7/8"			
carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	3.44	4420	trazione
Iniezione gas	2.49	10722	trazione
Iniezione trans. iniziale	2.49	10879	trazione
Svuotamento string	3.29	20432	compressione
Perdita durante iniezione	3.13	12324	compressione
Shut in	2.70	6026	trazione



Ripalta 27			
Spiazzamento iniziale: si; CHP = 21 bar; tbg 3-1/2"			
carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	2.76	4859	trazione
Iniezione gas	2.31	15937	trazione
Iniezione trans. iniziale	2.30	16874	trazione
Svuotamento string	3.05	24573	compressione
Perdita durante iniezione	2.96	9866	compressione
Shut in	2.44	6640	trazione

Ripalta 31			
Spiazzamento iniziale: no; CHP = 0 ; tbg 3-1/2" x 2"7/8 tail			
carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	3.03	7084	trazione
Iniezione gas	2.51	18330	trazione
Iniezione trans. iniziale	2.47	20042	trazione
Svuotamento string	3.97	22028	compressione
Perdita durante iniezione	3.63	7552	compressione
Shut in	2.70	9042	trazione

Ripalta 32			
Spiazzamento iniziale: no; CHP = 0; tbg 3-1/2" x 2"7/8 tail			
carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	3.09	5759	trazione
Iniezione gas	2.54	17751	trazione
Iniezione trans. iniziale	2.50	19809	trazione
Svuotamento string	3.93	23046	compressione
Perdita durante iniezione	3.71	8135	compressione
Shut in	2.73	7816	trazione



Ripalta 33			
Spiazzamento iniziale: no; CHP = 8 bar; tbg 3-1/2" x 2"7/8			
carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	3.14	6056	trazione
Iniezione gas	2.58	16721	trazione
Iniezione trans. iniziale	2.56	17971	trazione
Svuotamento string	3.78	23029	compressione
Perdita durante iniezione	3.57	8331	compressione
Shut in	2.79	7983	trazione

Ripalta 34			
Spiazzamento iniziale: si; CHP = 23 bar; tbg 3-1/2"			
carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	3.29	861	trazione
Iniezione gas	2.65	11766	trazione
Iniezione trans. iniziale	2.65	11874	trazione
Svuotamento string	3.11	28384	compressione
Perdita durante iniezione	3.27	11205	compressione
Shut in	2.92	2838	trazione

Ripalta 35				
Slack off: no; CHP = 16 bar; tbg 5" x 3"1/2 tail (Packer Quantum)				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer (carichi in Trazione simulati con snap latch vincolato)		Accorciamenti [m]
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	
Produzione	2.67	6375	compressione	
Iniezione gas	2.60	12686	trazione	0.139
Iniezione trans. iniziale	2.61	14020	trazione	0.154
Svuotamento string	2.60	25295	compressione	
Perdita durante iniezione	2.99	188	trazione	0.002
Shut in	2.53	5425	compressione	



Ripalta 36			
Spiazzamento iniziale: no; CHP = 9 bar; tbg 3-1/2"			
carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	3.02	5487	trazione
Iniezione gas	2.47	16154	trazione
Iniezione trans. iniziale	2.48	16236	trazione
Svuotamento string	3.37	23798	compressione
Perdita durante iniezione	3.20	8657	compressione
Shut in	2.71	7325	trazione

Ripalta 37			
Spiazzamento iniziale: no; CHP = 95 bar; tbg 3-1/2"			
carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	4.00	6266	compressione
Iniezione gas	3.02	5042	trazione
Iniezione trans. iniziale	3.05	4749	trazione
Svuotamento string	2.18	35491	compressione
Perdita durante iniezione	3.08	8910	compressione
Shut in	3.67	4308	compressione

Ripalta 38			
Spiazzamento iniziale: no; CHP = 0; tbg 3-1/2" x 2"7/8 tail			
carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	2.93	5543	trazione
Iniezione gas	2.38	16921	trazione
Iniezione trans. iniziale	2.39	16709	trazione
Svuotamento string	3.45	23635	compressione
Perdita durante iniezione	3.11	8912	compressione
Shut in	2.61	7539	trazione



Ripalta 39			
Spiazzamento iniziale: no; CHP = 91 bar; tbg 3-1/2"; fisaggio idraulico pckr: no; slack-off: 5 ton			
carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	4.76	11264	compressione
Iniezione gas	3.42	214	trazione
Iniezione trans. iniziale	3.43	255	trazione
Svuotamento string	2.29	40424	compressione
Perdita durante iniezione	3.35	14249	compressione
Shut in	4.16	9327	compressione

Ripalta 40			
Spiazzamento iniziale: si; CHP = 2 bar; tbg 3-1/2"			
carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	2.99	5850	trazione
Iniezione gas	2.46	16282	trazione
Iniezione trans. iniziale	2.46	16425	trazione
Svuotamento string	3.52	23420	compressione
Perdita durante iniezione	3.19	9421	compressione
Shut in	2.66	7677	trazione

Ripalta 41			
Spiazzamento iniziale: si; CHP = 5 bar; tbg 3-1/2"			
carico	S.F. triassiale	Forza sul packer	
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)
Produzione	3.01	5165	trazione
Iniezione gas	2.48	15789	trazione
Iniezione trans. iniziale	2.48	16017	trazione
Svuotamento string	3.44	24134	compressione
Perdita durante iniezione	2.44	9531	compressione
Shut in	2.70	6969	trazione



Ripalta 43				
Slack off: no; CHP = 18 bar; tbg 5" x 3"1/2 tail				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		Accorciamenti
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	[m]
Produzione	2.44	3994	compressione	
Iniezione gas	2.22	181	compressione	
Iniezione trans. iniziale	2.22	182	compressione	
Svuotamento string	2.31	21646	compressione	
Perdita in iniezione	2.59	220	compressione	
Shut in	2.21	2581	compressione	

Ripalta 44				
Slack off: 4 tons; CHP = 9 bar; tbg 5" x 3"1/2 tail				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		Accorciamenti
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	[m]
Produzione	2.35	12756	compressione	
Iniezione gas	2.12			0.084
Iniezione trans. iniziale	2.13			0.092
Svuotamento string	2.42	30604	compressione	
Perdita in iniezione	2.63	7232	compressione	
Shut in	2.13	11262	compressione	

Ripalta 45				
Slack off: 3 tons; CHP = 14 bar; tbg 5" x 32172 tail				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		Accorciamenti
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	[m]
Produzione	2.41	10681	compressione	
Iniezione gas	2.18			0.106
Iniezione trans. iniziale	2.18			0.114
Svuotamento string	2.41	28354	compressione	
Perdita in iniezione	2.68	5072	compressione	
Shut in	2.18	9263	compressione	



Ripalta 46				
Slack off: 3 tons; CHP = 25 bar; tbg 5" x 3"1/2 tail				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		Accorciamenti [m]
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	
Produzione	2.24	8705	compressione	
Iniezione gas	2.05			0.110
Iniezione trans. iniziale	2.05			0.125
Svuotamento string	2.64	26610	compressione	
Perdita in iniezione	2.72	5614	compressione	
Shut in	2.04	7316	compressione	

Ripalta 47				
Slack off: 3 tons; CHP = 7 bar; tbg 5" x 3"1/2 tail				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		Accorciamenti [m]
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	
Produzione	2.24	9967	compressione	
Iniezione gas	2.05			0.122
Iniezione trans. iniziale	2.05			0.128
Svuotamento string	2.58	27570	compressione	
Perdita in iniezione	2.65	4760	compressione	
Shut in	2.04	8518	compressione	

Ripalta 48				
Slack off: 3 tons; CHP = 24 bar; tbg 5" x 3"1/2 tail				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		Accorciamenti [m]
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	
Produzione	2.56	10898	compressione	
Iniezione gas	2.25			0.090
Iniezione trans. iniziale	2.30			0.100
Svuotamento string	2.26	28684	compressione	
Perdita in iniezione	2.67	5481	compressione	
Shut in	2.30	9450	compressione	



Ripalta 49				
CHP = 25 bar; tbg 5" x 3"1/2				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		Accorciamenti
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	[m]
Produzione	2.57	4996	compressione	
Iniezione gas	2.31			0.179
Iniezione trans. iniziale	2.31			0.193
Svuotamento string	2.85	22355	compressione	
Perdita in iniezione	2.84		trazione	0.009
Shut in	2.30	6618	compressione	

Ripalta 50				
CHP = 44 bar; tbg 5" x 3"1/2 tail				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		Accorciamenti
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	[m]
Produzione	2.87	8107	compressione	
Iniezione gas	2.53			0.158
Iniezione trans. iniziale	2.53			0.160
Svuotamento string	3.09	26104	compressione	
Perdita in iniezione	3.62			0.020
Shut in	2.55	6618	compressione	

Ripalta 51				
CHP = 50 bar; tbg 5" x 3"1/2 tail				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		Accorciamenti
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	[m]
Produzione	2.99	7932	compressione	
Iniezione gas	2.61			0.153
Iniezione trans. iniziale	2.61			0.161
Svuotamento string	2.67	25820	compressione	
Perdita in iniezione	3.21			0.015
Shut in	2.64	6410	compressione	



Ripalta 52				
CHP = 92 bar; tbg 5" x 3"1/2 tail				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		Accorciamenti
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	[m]
Produzione	4.1	11553	compressione	
Iniezione gas	3.27			0.090
Iniezione trans. iniziale	3.28			0.100
Svuotamento string	2.35	30392	compressione	
Perdita in iniezione	3.14	807	compressione	
Shut in	3.47	10057	compressione	

Ripalta 53				
CHP = 46 bar; tbg 5" x 3"1/2 tail				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		Accorciamenti
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	[m]
Produzione	2.91	7918	compressione	
Iniezione gas	2.56			0.145
Iniezione trans. iniziale	2.57			0.155
Svuotamento string	2.65	25887	compressione	
Perdita in iniezione	2.93			0.012
Shut in	2.59	6442	compressione	

Ripalta 54				
CHP = 9 bar; tbg 5" x 3"1/2 tail				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		Accorciamenti
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	[m]
Produzione	2.33	4441	compressione	
Iniezione gas	2.12			0.170
Iniezione trans. iniziale	2.12			0.185
Svuotamento string	3.18	22534	compressione	
Perdita in iniezione	2.89			0.008
Shut in	2.12	2991	compressione	



Ripalta 55				
CHP = 0; tbg 5" x 3"1/2 tail				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		Accorciamenti
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	[m]
Produzione	2.23	3223	compressione	
Iniezione gas	2.04			0.195
Iniezione trans. iniziale	2.04			0.208
Svuotamento string	2.46	20846	compressione	
Perdita in iniezione	2.48			0.015
Shut in	2.03	1772	compressione	

Ripalta 56				
Slack off: 5 tons; CHP = 0; tbg 5" x 3"1/2 tail				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		Accorciamenti
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	[m]
Produzione	2.25	14196	compressione	
Iniezione gas	2.05			0.062
Iniezione trans. iniziale	2.05			0.070
Svuotamento string	2.51	31814	compressione	
Perdita in iniezione	2.59	9526	compressione	
Shut in	2.04	12698	compressione	

Ripalta 57				
Slack off: 5 tons; CHP = 0; tbg 5" x 3"1/2 tail				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		Accorciamenti
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	[m]
Produzione	2.25	14196	compressione	
Iniezione gas	2.05			0.062
Iniezione trans. iniziale	2.05			0.069
Svuotamento string	2.50	31814	compressione	
Perdita in iniezione	2.55	9526	compressione	
Shut in	2.04	12698	compressione	



Ripalta 58				
Slack off: 5.5 tons; CHP =5 bar; tbg 5" x 3"1/2 tail				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		Accorciamenti [m]
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	
Produzione	2.30	14644	compressione	
Iniezione gas	2.09			0.031
Iniezione trans. iniziale	2.09			0.048
Svuotamento string	2.40	32332	compressione	
Perdita in iniezione	2.54	11523	compressione	
Shut in	2.08	13151	compressione	

Ripalta 59				
Slack off: 4 tons; CHP =0; tbg 5" x 3"1/2 tail				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		Accorciamenti [m]
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	
Produzione	2.26	12160	compressione	
Iniezione gas	2.05			0.098
Iniezione trans. iniziale	2.05			0.099
Svuotamento string	2.43	29778	compressione	
Perdita in iniezione	2.48	7158	compressione	
Shut in	2.04	10659	compressione	

Ripalta 60				
Slack off: 6 tons; CHP =0; tbg 5" x 3"1/2 tail				
Condizione di carico	S.F. triassiale	Forza sul packer		Accorciamenti [m]
		[lbs]	Trazione /Compressione (Tbg su Pkr)	
Produzione	2.24	22001	compressione	
Iniezione gas	2.05			0.012
Iniezione trans. iniziale	2.05			0.036
Svuotamento string	2.53	32516	compressione	
Perdita in iniezione	2.63	13201	compressione	
Shut in	2.04	13249	compressione	