



**POZZO: SAN GIOVANNI 1 ST2
PROGRAMMA DI PERFORAZIONE
E DI COMPLETAMENTO**


03 APRILE 2026

SG-1 ST2: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PROGETTO GEOTERMICO OSTELLATO PROVVEDIMENTO AUTORIZZATORIO UNICO REGIONALE – (PAUR)




PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO					
<i>Revisione</i>	<i>Documento</i>	<i>Data</i>	<i>Preparato</i>	<i>Controllato</i>	<i>Approvato</i>
REV.0	2026.TD.013	3 APR 2026	ENIS ALIKO	ANTONIO CONTE	


	<p align="center">POZZO: SAN GIOVANNI 1 ST2 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO</p>	<p align="right">03 APRILE 2026</p>
---	---	-------------------------------------

INDICE DEI CONTENUTI

1	INFORMAZIONI GENERALI	1
1.1.	DATI GENERALI DEL POZZO	1
1.2.	INQUADRAMENTO DEL PROSPETTO	2
1.3.	OBIETTIVI DEL POZZO	3
1.4.	UNITÀ DI MISURA	4
1.5.	SCHEMA P&A DEL POZZO ESISTENTE SG-1 ST1	5
1.6.	SCHEMA DELLE COLONNE DEL POZZO SG-1 ST2	6
1.7.	PROFILO DI DEVIAZIONE PREVISTO	7
1.8.	DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO.....	9
1.9.	CHIUSURA MINERARIA	10
1.10.	RISCHI DI PERFORAZIONE	10
1.11.	CARATTERISTICHE IMPIANTO.....	11
1.11.1.	<i>Caratteristiche Generali.....</i>	<i>11</i>
1.11.2.	<i>Elenco delle Principali Attrezzature di Controllo Pozzo (BOP)</i>	<i>12</i>
1.11.3.	<i>Schema dell'Impianto</i>	<i>13</i>
1.11.4.	<i>Layout dell'Impianto</i>	<i>14</i>
1.11.5.	<i>Elenco Principali Contrattiste.....</i>	<i>15</i>
2	PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA	16
2.1.	CAMPIONAMENTO CUTTINGS	16
2.2.	WIRELINE LOGGING	16
2.3.	CORING	17
3	PROGETTAZIONE DEL POZZO	18
3.1.	PREVISIONE DEI GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA	18
3.2.	GRADIENTI E MARGINI DI PERFORAZIONE	19
3.3.	CALCOLO DELLA MASP E MAASP	20
3.4.	CALCOLO DELLA 'KICK TOLERANCE'	20
3.5.	POSSIBILITÀ D'UTILIZZO DELLE GANASCE TRACCIANTI	23
3.6.	PROGETTAZIONE DEL CASING	25
3.6.1.	<i>Scelta delle Quote Scarpa</i>	<i>25</i>
3.6.2.	<i>Composizione e Caratteristiche delle Colonne</i>	<i>25</i>
3.6.3.	<i>Design Factors</i>	<i>26</i>
3.6.4.	<i>Regimi di Temperatura Durante la Perforazione.....</i>	<i>26</i>
3.6.5.	<i>Regimi di Temperatura Durante la Produzione</i>	<i>27</i>

	<p style="text-align: center;">POZZO: SAN GIOVANNI 1 ST2 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO</p>	<p style="text-align: center;">03 APRILE 2026</p>
---	--	---

3.6.1.	Regimi di Temperatura Durante l’Iniezione.....	28
3.6.2.	Calcolo del Casing di Superficie da 24.½” Error! Bookmark not defined.	
3.6.3.	Calcolo del Casing Intermedio da 18.⅝” Error! Bookmark not defined.	
3.6.4.	Calcolo del Casing di Produzione da 13.⅝”.....	29
3.6.5.	Calcolo del Liner di Produzione da 9.⅝”	31
3.6.6.	Calcolo del Tubing di Produzione da 9.⅝”	33
3.7.	PROGRAMMA DI DEVIAZIONE	34
3.7.1.	Profilo Laterale	34
3.7.2.	Proiezione Verticale	35
3.7.3.	Tabella Dati Deviazione	36
3.7.4.	Analisi Anticollisione	37
3.7.5.	Directional Drilling Wall Plot	38
3.8.	PROGRAMMA FANGO	39
3.8.1.	Caratteristiche Fango	39
3.8.2.	Volumi e Additivi Fango.....	39
3.8.3.	Riassunto Volumi Additivi.....	41
3.9.	PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE	42
3.9.1.	24.½ Casing di Superficie	Error! Bookmark not defined.
3.9.2.	18.⅝ Casing Intermedio	Error! Bookmark not defined.
3.9.3.	13.⅝” Casing di Produzione	42
3.9.4.	9.⅝” Liner di Produzione	43
3.10.	PROGRAMMA SCALPELLI	44
3.11.	BATTERIE DI PERFORAZIONE	45
3.11.1.	Batteria Preliminare di Perforazione per la Fase 28” Error! Bookmark not defined.	
3.11.2.	Batteria Preliminare di Perforazione per la Fase 23” Error! Bookmark not defined.	
3.11.3.	Batteria Preliminare di Perforazione per la Fase 16”	46
3.11.4.	Batteria Preliminare di Perforazione per la Fase 12.¼”	47
3.12.	PROGRAMMA IDRAULICO.....	48
3.12.1.	Programma Idraulico per la Fase 28”..... Error! Bookmark not defined.	
3.12.2.	Programma Idraulico per la Fase 23”..... Error! Bookmark not defined.	
3.12.3.	Programma Idraulico per la Fase 16”.....	48
3.12.4.	Programma Idraulico per la Fase 12.¼”	50
3.13.	ANALISI TORQUE & DRAG.....	52
3.13.1.	Calcolo Torque & Drag per la BHA della Fase 28” Error! Bookmark not defined.	
3.13.2.	Calcolo Torque & Drag per la BHA della Fase 23” Error! Bookmark not defined.	
3.13.3.	Calcolo Torque & Drag per la BHA della Fase 16”	52

	<p align="center">POZZO: SAN GIOVANNI 1 ST2 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO</p>	<p align="center">03 APRILE 2026</p>
---	---	--------------------------------------

3.13.4.	Calcolo Torque & Drag per la BHA della Fase 12.¼"	54
3.14.	SCHEMI BOP	56
3.14.1.	Schema Diverter per la Fase 28"	Error! Bookmark not defined.
3.14.2.	Schema BOP Stack per la Fase 23"	Error! Bookmark not defined.
3.14.3.	Schema BOP Stack per la Fase 16"	Error! Bookmark not defined.
3.14.4.	Schema BOP Stack per la Fase 12.¼"	56
3.14.5.	BOP Testing	57
3.14.5.1.	Frequenza dei Test del BOP	57
3.14.5.2.	Procedure di Test	57
3.15.	SCHEMA TESTA POZZO	60
3.16.	COMPLETAMENTO E PROVA DI PRODUZIONE	62
3.16.1.	Schema di Completamento Previsto	62
3.16.2.	Prova di Produzione	63
3.16.2.1.	Metodologia generale	63
3.16.2.2.	Obiettivi del test	63
3.16.2.3.	Sequenza operativa delle fasi	63
3.16.2.4.	Sistema di monitoraggio e strumentazione	65
3.16.2.5.	Durata complessiva stimata	66
3.16.2.6.	Risultati attesi	66
4	PROGRAMMA OPERATIVO DI PERFORAZIONE	67
4.1.	INFORMAZIONI PRELIMINARI	67
4.2.	CP 36" INFISSO A CIRCA 50 M MD	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
4.3.	FASE 28" PER CASING 24.½" A CIRCA 200 M MD	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
4.4.	FASE 23" PER CASING 18.⅝" A CIRCA 650 M MD	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
4.5.	FASE 16" PER CASING 13.⅝" A CIRCA 1765 M MD	70
4.6.	FASE 12.¼" PER LINER 9.⅝" A CIRCA 2654 M MD	72
4.7.	COMPLETAMENTO E SAND CONTROL	73
4.7.1.	Assemblaggio e discesa di Gravel Pack Assembly	73
4.7.2.	Livelli successivi di Gravel Pack Assembly	74
4.7.3.	tubing di Produzione	74

INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 1	— INQUADRAMENTO DEL PERMESSO E UBICAZIONE DEI POZZI	2
FIGURA 2	— SCHEMA P&A DEI POZZI ESISTENTI (SG-1 & SG-1 ST1)	5
FIGURA 3	— SCHEMA DELLE COLONNE DEL POZZO SG-1 ST2	6


	<p style="text-align: center;">POZZO: SAN GIOVANNI 1 ST2 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO</p>	<p style="text-align: right;">03 APRILE 2026</p>
---	--	--

FIGURA 4	– PROFILO POZZO IN SEZIONE.....	7
FIGURA 5	– PROFILO POZZO IN PIANTA.....	8
FIGURA 6	– DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO.....	9
FIGURA 7	– SCHEMA PRELIMINARE DI CHIUSURA MINERARIA	10
FIGURA 8	– SCHEMA DELL’IMPIANTO E DELLA SOTTOSTRUTTURA	13
FIGURA 9	– PLANIMETRIA GENERALE DELL’IMPIANTO	14
FIGURA 10	– PREVISIONE GRADIENTI E ANALISI DEI MARGINI DI PRESSIONE	19
FIGURA 11	– CUSCINO GAS ALLA SCARPA.....	21
FIGURA 12	– VOLUME INFLUSSO TOLLERATO.....	22
FIGURA 13	– MARGINE PRESSIONE VS PROFONDITÀ.....	24
FIGURA 14	– REGIMI DI TEMPERATURA DURANTE LA PERFORAZIONE	26
FIGURA 15	– REGIMI DI TEMPERATURA DURANTE LA PRODUZIONE A 20, 35 E 50 L/s.....	27
FIGURA 16	– REGIMI DI TEMPERATURA DURANTE L’INIEZIONE A 20, 35 E 50 L/s	28
FIGURA 17	– DIAGRAMMA TRIASSIALE DEI CARICHI DI LAVORO DEL CASING 24.½”	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
FIGURA 18	– DIAGRAMMA TRIASSIALE DEI CARICHI DI LAVORO DEL CASING 18.⅝”	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
FIGURA 19	– DIAGRAMMA TRIASSIALE DEI CARICHI DI LAVORO DEL CASING 13.⅝”	30
FIGURA 20	– DIAGRAMMA TRIASSIALE DEI CARICHI DI LAVORO DEL CASING 9.⅝”	32
FIGURA 21	– DIAGRAMMA TRIASSIALE DEI CARICHI DI LAVORO DEL TUBING 9.⅝”	33
FIGURA 22	– PROFILO LATERALE DI DEVIAZIONE.....	34
FIGURA 23	– VISTA IN PIANTA DEL PROFILO DI DEVIAZIONE.....	35
FIGURA 24	– FATTORE DI SEPARAZIONE TRA SG-1 ST2 E SG-1.....	37
FIGURA 25	– DISTANZA CENTRO-CENTRO TRA SG-1 ST2 E SG-1	37
FIGURA 26	– DIRECTIONAL DRILLING WALL-PLOT	38
FIGURA 27	– SCHEMA DIVERTER PER LA FASE 28”	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
FIGURA 28	– SCHEMA DIVERTER PER LA FASE 23”	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
FIGURA 29	– SCHEMA BOP STACK PER LA FASE 16”	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
FIGURA 30	– SCHEMA BOP STACK PER LA FASE 12.¼”	56
FIGURA 31	– SCHEMA TESTA POZZO	60
FIGURA 32	– SCHEMA DI COMPLETAMENTO PREVISTO	62
FIGURA 33	– SCHEMA FINALE DI TESTA POZZO (SENZA LA CROCE).....	75

INDICE DELLE TABELLE

TABELLA 1	– DATI GENERALI DEL POZZO	1
TABELLA 2	– UNITÀ DI MISURA	4
TABELLA 3	– DATI GENERALI IMPIANTO DI PERFORAZIONE	12
TABELLA 4	– PRINCIPALI ATTREZZATURE DI CONTROLLO FORO	13
TABELLA 5	– PRINCIPALI CONTRATTISTE	15
TABELLA 6	– GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA.....	18
TABELLA 7	– CALCOLO DELLA MASP	20
TABELLA 8	– CALCOLO DELLA KICK TOLERANCE	21


	<p style="text-align: center;">POZZO: SAN GIOVANNI 1 ST2 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO</p>	<p style="text-align: right;">03 APRILE 2026</p>
---	--	--

TABELLA 9 – ANALISI DELLA POSSIBILITÀ DI CHIUSURA DELLE GANASCE TRACCIANTI	23
TABELLA 10 – COMPOSIZIONE COLONNE.....	25
TABELLA 11 – RESISTENZA DEI TUBI.....	25
TABELLA 12 – RESISTENZA DELLE CONNESSIONI.....	25
TABELLA 13 – DESIGN FACTORS	26
TABELLA 14 – CARICHI DI LAVORO PREVISTI PER IL CASING DI SUPERFICIE 24.½" ...	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
TABELLA 15 – FATTORI DI SICUREZZA DEL CASING DI SUPERFICIE 24.½"	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
TABELLA 16 – CARICHI DI LAVORO PREVISTI PER IL CASING DI SUPERFICIE 18.½" ...	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
TABELLA 17 – FATTORI DI SICUREZZA DEL CASING DI SUPERFICIE 18.½"	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
TABELLA 18 – CARICHI DI LAVORO PREVISTI PER IL CASING INTERMEDIO 13.½"	29
TABELLA 19 – FATTORI DI SICUREZZA DEL CASING INTERMEDIO 13.½"	29
TABELLA 20 – CARICHI DI LAVORO PREVISTI PER IL CASING DI PRODUZIONE 9.½"	31
TABELLA 21 – FATTORI DI SICUREZZA DEL CASING DI PRODUZIONE 9.½"	31
TABELLA 22 – CARICHI DI LAVORO PREVISTI PER IL TUBING DI PRODUZIONE 9.½"	33
TABELLA 23 – FATTORI DI SICUREZZA DEL TUBING DI PRODUZIONE 9.½"	33
TABELLA 24 – DATI DEVIAZIONE.....	36
TABELLA 25 – CARATTERISTICHE FANGO	39
TABELLA 26 – VOLUMI DI FANGO RICHIESTI E QUANTITÀ DI DETRITI PRODOTTI.....	39
TABELLA 27 – QUANTITÀ DI ADDITIVI PER IL CONFEZIONAMENTO DEL FANGO E DEL BRINE	40
TABELLA 28 – RIASSUNTO VOLUMI ADDITIVI RICHIESTI	41
TABELLA 29 – PROGRAMMA PRELIMINARE SCALPELLI.....	44
TABELLA 30 – BATTERIA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE PER LA FASE 28"	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
TABELLA 31 – BATTERIA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE PER LA FASE 23"	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
TABELLA 32 – BATTERIA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE PER LA FASE 16"	46
TABELLA 33 – BATTERIA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE PER LA FASE 12.¼"	47

ABBREVIAZIONI

API	American Petroleum Institute	ECP	External Casing Packer
BG	Background gas	EL	Electric Line
BHA	Bottom Hole Assembly	EMW	Equivalent Mud Weight
BHP	Bottom Hole Pressure	ESD	Emergency Shut-Down System
BHT	Bottom Hole Temperature	ESP	Electrical Submersible Pump
BJ	Blast Joint	ETU	Endless Tubing Unit
BO	Back Off	EWL	Electric Wire Line
BOP	Blow Out Preventer	FBHP	Flowing Bottom Hole Pressure
BP	Bridge Plug	FBHT	Flowing Bottom Hole Temp.
BPD	Barrel Per Day	FC	Flow Coupling



POZZO: SAN GIOVANNI 1 ST2
PROGRAMMA DI PERFORAZIONE
E DI COMPLETAMENTO

03 APRILE 2026

BPM	Barrels Per Minute	FP	Fondo Pozzo
BPV	Back Pressure Valve	FPI	Free Point Indicator
BPVP	Back Pressure Valve Plug	FPP	Fondo Pozzo Precedente
BSW	Base Sediment & Water	FTHP	Flowing Tubing Head Pressure
CBL	Cement Bond Log	GLR	Gas Liquid Ratio
CCL	Casing Collar Locator	GOC	Gas Oil Contact
CET	Cement Evaluation Tool	GOR	Gas Oil Ratio
CGR	Condensate Gas Ratio	GP	Gravel Pack
CHP	Casing Head Pressure	GPM	Gallon (US) per Minute
CL	Control Line	GR	Gamma Ray
CMT	Cement	HP/HT	High Pressure / High Temp.
CR	Cement Retainer	HW	Heavy Weight
CRA	Corrosion Resistant Alloy	HWDP	Heavy Weight Drill Pipe
CSG	Casing	ICGP	Inside Casing Gravel Packing
CT	Coiled Tubing	ID	Inside Diameter
DC	Drill Collar	IP	Internal Pressure
DF	Design Factor	LD	Lay-Down
DHSV	Down Hole Safety Valve	LN	Landing Nipple
DP	Drill Pipe	LOT	Leak Off Test
DST	Drill Stem Test	LS	Long String
ECD	Equivalent Circulation Density	M/D	Martin Decker
MAASP	Max Allowable Annular Surface	RU	Rig Up
MD	Measured Depth	S/N	Serial Number
MMCF	Million Cubit Feet	SBHP	Static Bottom Hole Pressure
MMCFPD	Million Cubic Feet Per Day	SBHT	Static Bottom Hole Temp.
MUT	Make Up Torque	SC	String Corta
MW	Mud Weight	SCSSV	Surface Controlled Subsurface
MWD	Measurement While Drilling	SF	Safety Factor
NU	Nipple-Up	SG	Specific Gravity
OBM	Oil Base Mud	SICP	Shut-in Casing Pressure
OD	Outside Diameter	SIDPP	Shut-in Drill Pipe Pressure
OH	Open Hole	SL	String Lunga



POZZO: SAN GIOVANNI 1 ST2
PROGRAMMA DI PERFORAZIONE
E DI COMPLETAMENTO

03 APRILE 2026

OHGP	Open Hole Gravel Packing	SN	Seating Nipple
OWC	Oil Water Contact	SPF	Shots Per Foot
PC	Piano Campagna	SPM	Stroke per Minute
PI	Productivity Index	SPV	Supervisor
PKR	Packer	SR	Separation Ratio
PLT	Production Logging Tool	SRO	Surface ReadOut
POOH	Pull Out Of Hole	SS	Short String
PPB	Pounds per Barrel	SSD	Sliding Side Door Valve
PPG	Pounds per Gallon	SSLV	Sub Surface Lubricator Valve
ppm	Part Per Million	SSSV	Sub Surface Safety Valve
PTR	Piano Tavola Rotary	STD	Stand
PV	Plastic Viscosity	STHP	Static Tubing Head Pressure
PVT	Pressure Volume Temperature	STHT	Static Tubing Head
RBP	Retrievable Bridge Plug	TBG	Tubing
RBW	Spessore rimanente del tubo	TCP	Tubing Conveyed Perforations
RD	Rig Down	TD	Total Depth
RFT	Repeat Formation Test	TFA	Total Flow Area
RIH	Run In Hole	TG	Trip Gas
RJ	Ring Joint	TH	Tubing Hanger
RPM	Revolutions Per Minute	THP	Tubing Head Pressure
RT	Running Tool	THT	Tubing Head Temperature
TR	Tavola Rotary	WHP	Well Head Pressure
TRSV	Tubing Retrievable Safety Valve	WHSIP	Well Head Shut-in Pressure
TTBP	Through Tubing Bridge Plug	WHT	Well Head Temperature
TVD	True Vertical Depth	WL	Wire Line
VDL	Variable Density Log	WL	Water Loss
VME	Von Mises	WO	Workover
WBM	Water Base Mud	WP	Working Pressure
WC	Water Cut	XO	Cross Over
WH	Well Head	YP	Yield Point



1 INFORMAZIONI GENERALI

1.1. DATI GENERALI DEL POZZO

VOCE		DESCRIZIONE
ANAGRAFICA		
Nome del pozzo		San Giovanni 1 ST2 (SG-1 ST2)
Profilo pozzo		Direzionato
Classificazione		Iniettore (Resa)
Profondità finale		2300 m VD SLM
Concessione		SAN GIOVANNI
Operatore		FRI-EL GEOPOWER s.r.l
Quote di titolarità		100%
Comune		Ostellato
Provincia		Ferrara
Regione		Emilia – Romagna
Quota piano campagna		0 m SLM
OBIETTIVI		
Obiettivo principale		Formazione Porto Garibaldi
Età obiettivo principale		Pliocene Superiore
Litologia obiettivo principale		Sabbia (80-85%), Argilla (15-20%)
Profondità attesa top obiettivo principale		1660 m VD SLM
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI		
Coordinate Geografiche Monte Mario / Italia Zona 1 – EPSG 4265	Testa pozzo	44° 43' 23.364" N 12° 4' 5.928" E (Greenwich)
Coordinate Piane WGS84 32N - EPSG 3034		X = 4 159 076.23 Y = 2 019 661.85
Coordinate Geografiche Monte Mario / Italia Zona 1 – EPSG 4265	Punto di impatto obiettivo principale	44° 43' 26.377" N 12° 4' 15.184" E (Greenwich)
Coordinate Piane WGS84 32N - EPSG 3034		X = 4 159 252.00 Y = 2 019 830.00
Profondità Target TVD/MD m		1660 m VD SLM / 1742.9 m MD PTR
Coordinate Geografiche Monte Mario / Italia Zona 1 – EPSG 4265	Fondo pozzo	44° 43' 49.668" N 12° 3' 42.058" E (Greenwich)
Coordinate Piane WGS84 32N - EPSG 3034		X = 4 159 063.86 Y = 2 019 665.85
Profondità Finale TVD/MD m		2300 m VD SLM / 2585.7 m MD PTR

Tabella 1 – Dati generali del pozzo

1.2. INQUADRAMENTO DEL PROSPETTO

Il pozzo SG-1 ST2 è situato nella parte orientale della Po Valley, a circa 10 km a ESE di Ostellato e a circa 40 km dalla città di Ferrara.

Il sito di perforazione esiste già: si trova in una pianura coltivata, a circa 0 m sul livello medio del mare e contiene un cluster di 8 slot che erano destinati ad un precedente progetto geotermico. Il primo pozzo di quel progetto, SG-1, è stato perforato nel 2023 fino alla profondità di circa 3354 m (incluso un sidetrack: SG-1 ST1) ed è stato temporaneamente sospeso e chiuso minerariamente.

Il sito è ben servito da strade esistenti e ha accesso all'acqua da un canale vicino. Il pozzo SG-1 ST2 sarà perforato nello slot nr. 1 del cluster: sarà un sidetrack pozzo SG-1 da una profondità inferiore a quella del primo sidetrack (SG-1 ST1).



Figura 1 – Inquadramento del permesso e ubicazione dei pozzi



1.3. OBIETTIVI DEL POZZO

L'obiettivo del pozzo SG-1 ST2 (direzionato) è quello di confermare la presenza del livello PL3b (obiettivo principale) della formazione Porto Garibaldi (Pliocene Medio-Superiore) e il suo potenziale utilizzo per la resa (iniezione in profondità) del fluido geotermico prodotto dai pozzi GH-1 Dir e GH-2 Dir.

Il pozzo di riferimento, SG-1, è stato perforato nell'anno 2023 con profondità finale 3354 m MD PTR.

Gli obiettivi principali della perforazione del pozzo saranno:

- Perforare il pozzo in sicurezza, senza incidenti, inconvenienti o danni ambientali.
- Perforare il pozzo nei tempi stimati e rispettando il budget approvato
- Perforare il pozzo fino alla profondità totale pianificata per confermare la presenza delle formazioni target e la capacità di iniettare acqua in queste formazioni.
- Saranno richiesti test di produzione e iniezione per valutare le prestazioni.
- In caso di successo, il pozzo sarà predisposto per l'iniezione di acqua in profondità.
- In caso di insuccesso il pozzo verrà definitivamente abbandonato minerariamente con l'utilizzo di tappi di cemento, dopo aver raccolto i dati richiesti. Un programma finale di P&A con le pressioni effettive, i pesi del fango e le profondità di discesa dei casing sarà presentato prima dell'inizio delle operazioni di chiusura.

Un altro obiettivo del pozzo SG-1 ST2 è quello di sfruttare i materiali rimanenti dalla campagna di perforazione dei pozzi SG-1 e SG-1 ST1. Per questa ragione, verranno utilizzati i seguenti casing (esistenti):

- 11.¼ in 65.0 lb/ft Q125 TSH-523
- 9.⅝ in 53.5 lb/ft TN125SS THS-523

Nel caso si rendessero disponibili le attrezzature e i materiali necessari per perforare la colonna 13.⅝" e completarla con Gravel Pack assembly da 6.⅝" (attualmente non disponibili), il pozzo SG-1 ST2 non verrà perforato (vedere il capitolo 4.3 OPZIONE 1 – Perforazione Casing 13.⅝" e Well Test).



1.4. UNITÀ DI MISURA

GRANDEZZA	UNITA' DI MISURA
PROFONDITA'	m - M
LUNGHEZZE	m - M
DIAMETRI BIT & CASING	inch - in - "
TEMPERATURE	°C
PRESSIONI	Kg/cm ² - psi - atm
GRADIENTI DI PRESSIONE	kg/cm ² /10m
PESI SPECIFICI	kg/l - g/l - SG
PESI	tons - lbs
VOLUMI	m ³ - mc - l
PESO MATERIALE TUBOLARE	lb/ft - Kg/m
VOLUME DI GAS	Smc
PLASTIC VISCOSITY	Centipoise
YELD & GEL	g/100cm ²
SALINITA'	ppm - g/l di NaCl Equivalente

Tabella 2 – Unità di misura

1.5. SCHEMA P&A DEL POZZO ESISTENTE SG-1 ST1

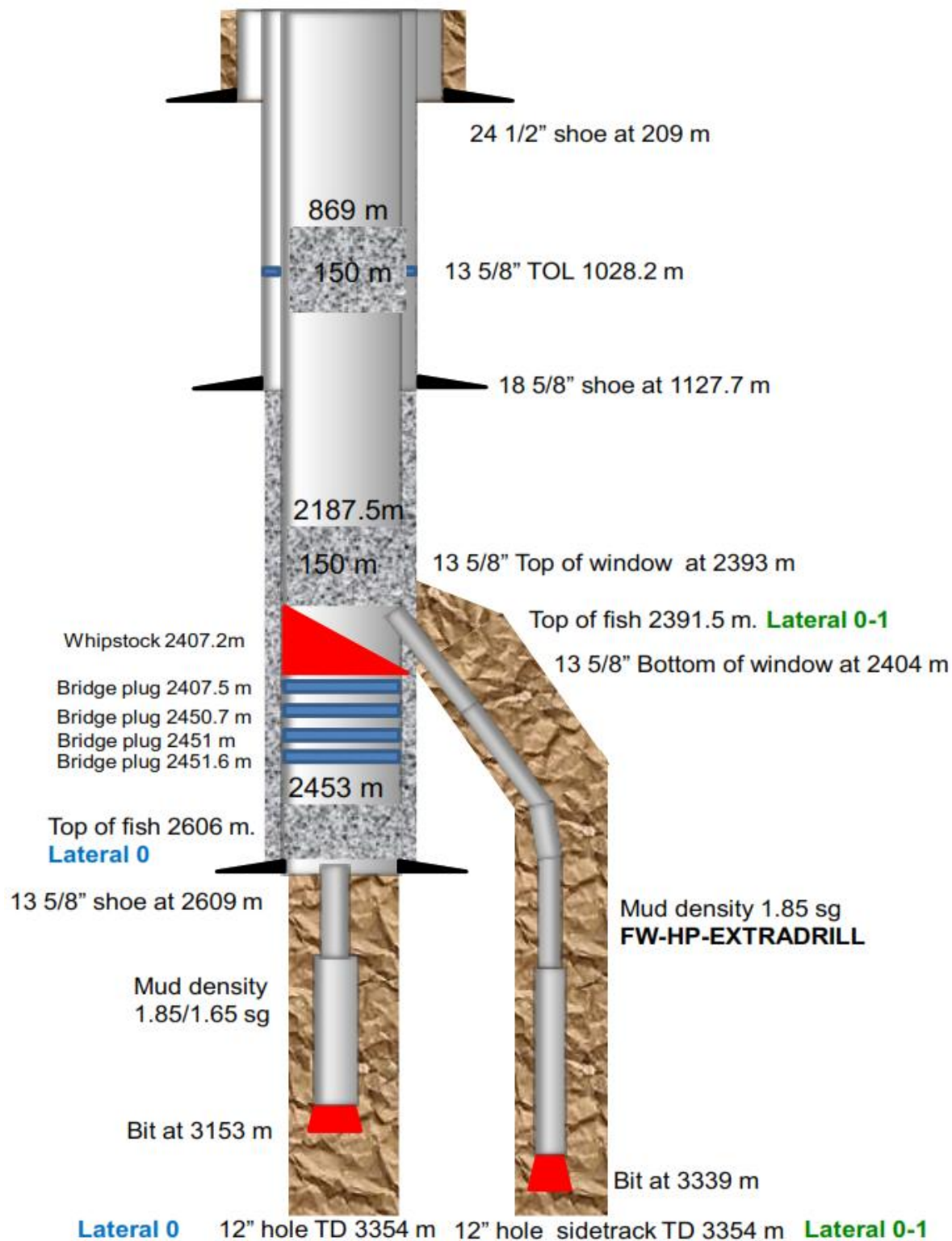


Figura 2 – Schema P&A dei pozzi esistenti (SG-1 & SG-1 ST1)

1.6. SCHEMA DELLE COLONNE DEL POZZO SG-1 ST2

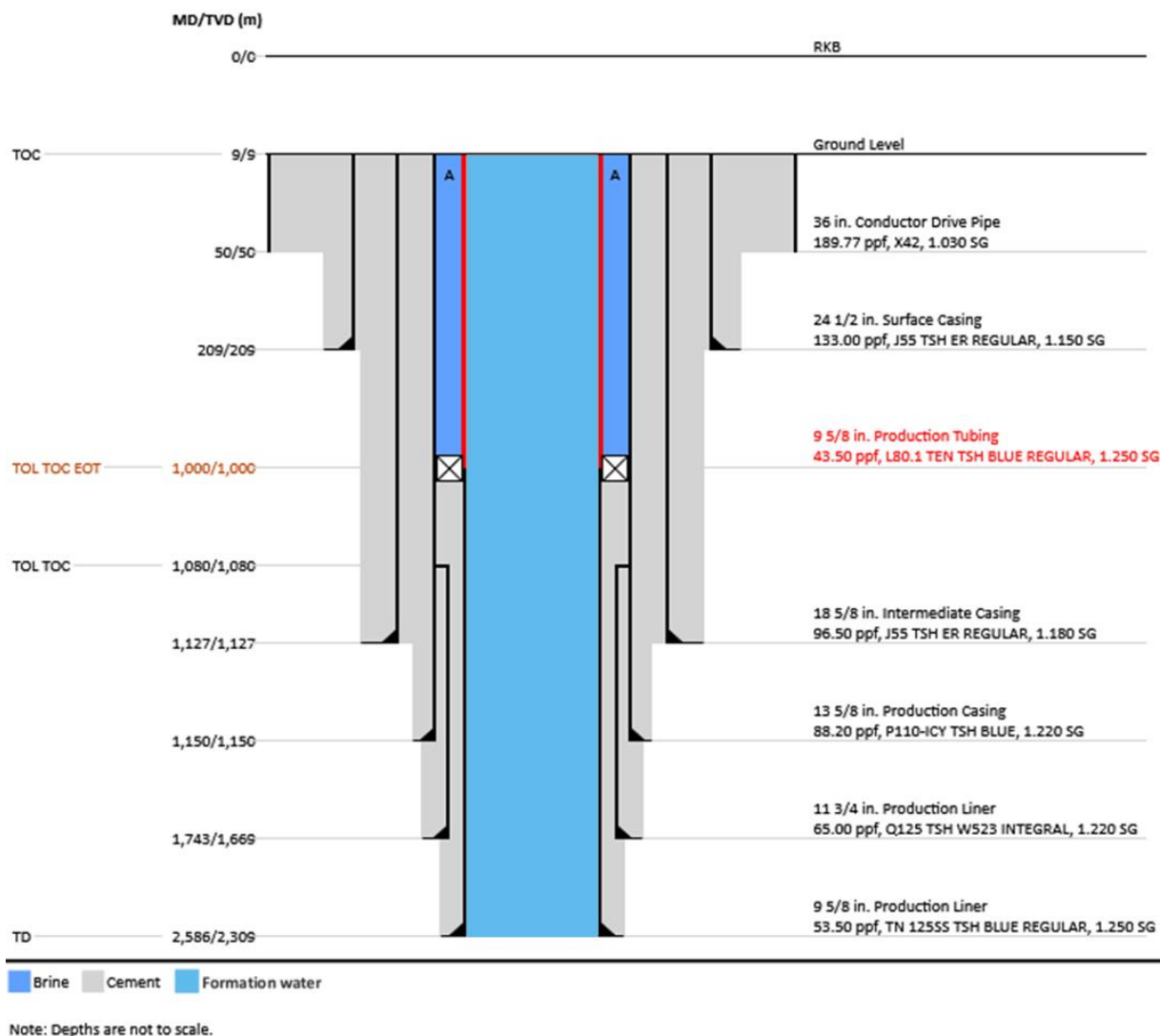


Figura 3 – Schema delle colonne del pozzo SG-1 ST2

1.7. PROFILO DI DEVIAZIONE PREVISTO

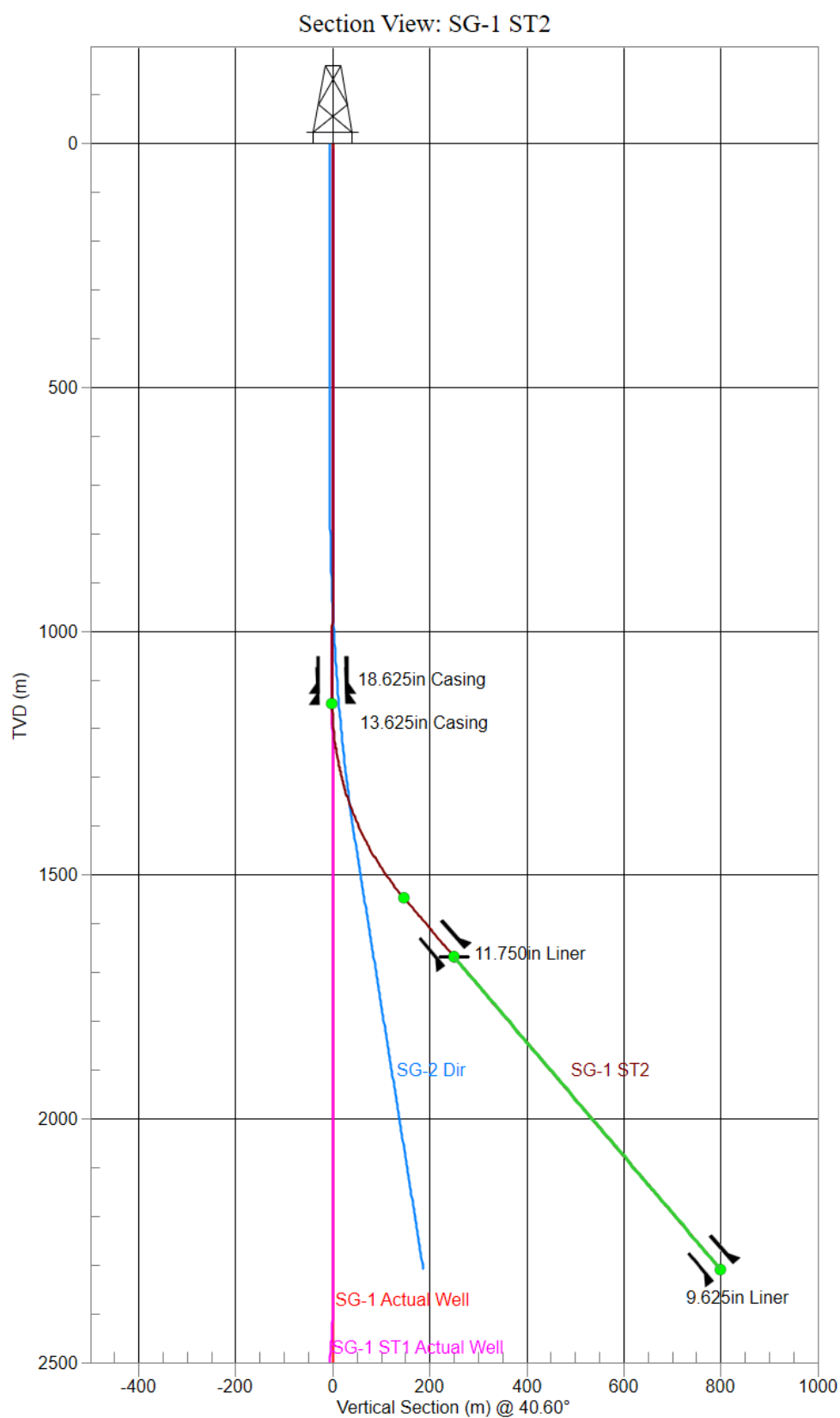


Figura 4 – Profilo pozzo in sezione

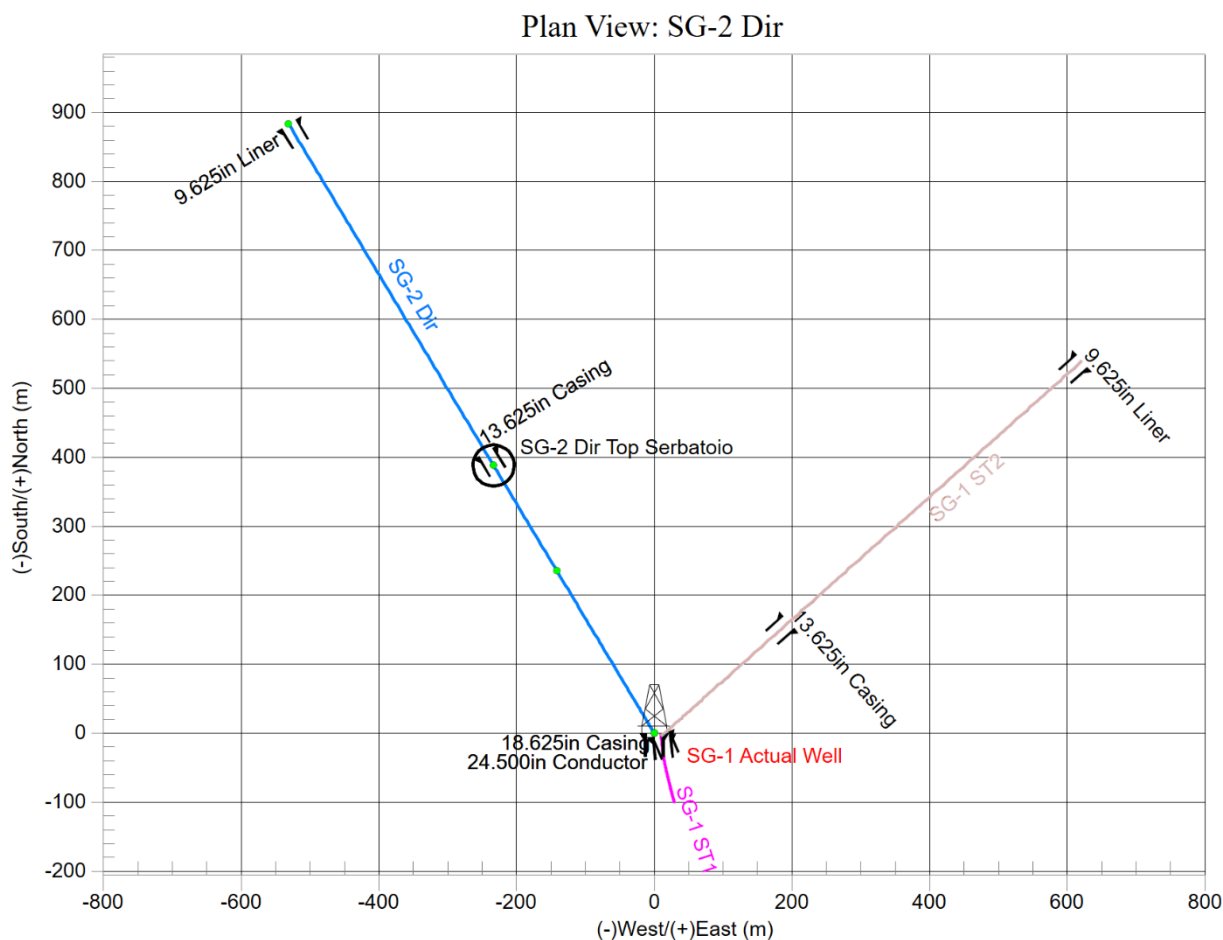


Figura 5 – Profilo pozzo in pianta

1.8. DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO

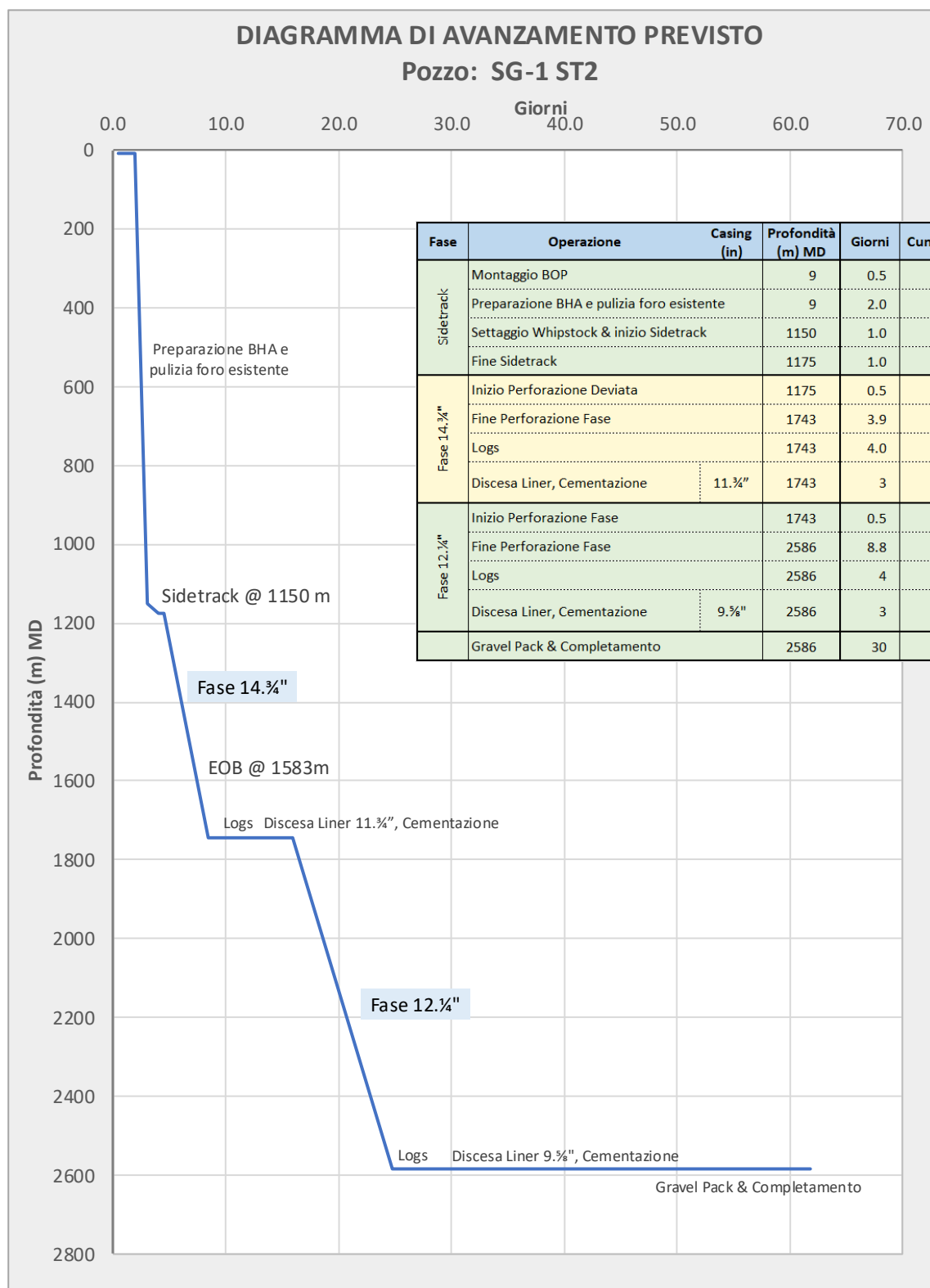


Figura 6 – Diagramma di avanzamento previsto

1.9. CHIUSURA MINERARIA

In caso di risultati minerali negativi, il pozzo sarà chiuso minerariamente e abbandonato (P&A). Un programma specifico di P&A che tenga conto delle pressioni attuali, dei pesi dei fanghi e delle profondità di posa dei casing/liner sarà preparato prima dell'inizio delle operazioni di P&A.

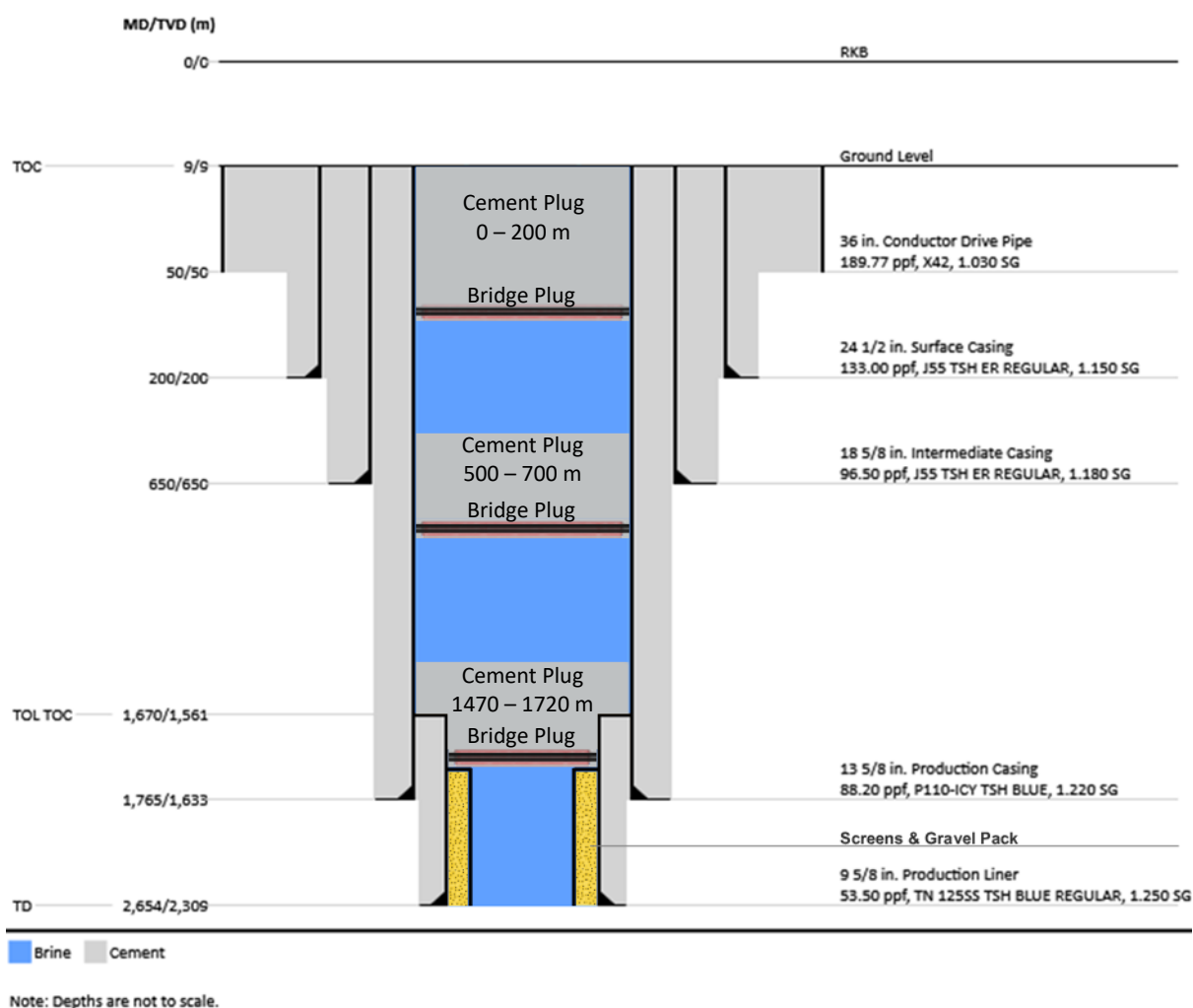


Figura 7 – Schema preliminare di chiusura mineraria

1.10. RISCHI DI PERFORAZIONE

Non si prevede la presenza di H₂S in questo pozzo. L'H₂S non è mai stato rilevato nel pozzo di riferimento (SG-1) né in altri pozzi perforati nella zona. Tuttavia, i rilevatori di H₂S (sia fissi che portatili) saranno disponibili presso il sito della piattaforma.

Inoltre, si prevede una bassa probabilità di presenza di CO₂ e oltre tutto con valori bassi.



Durante la perforazione del pozzo è possibile incontrare occasionali accumuli di metano biogeno, in particolare all'interno delle sequenze del Quaternario e del Pliocene. La presenza di gas è stata rilevata anche nel pozzo SG-1, nell'intervallo 480–590 m MD.

Gli accumuli sono generalmente di estensione limitata e caratterizzati da un basso gradiente di pressione. La barriera primaria sarà garantita dal peso del fango di perforazione, che potrà essere incrementato, se necessario, per prevenire l'ingresso di gas in pozzo.

La presenza di gas nel fango sarà monitorata in continuo tramite la strumentazione dell'impianto (gas detector e sistema di monitoraggio del flusso). Qualsiasi anomalia nei parametri di superficie dovrà essere immediatamente valutata e gestita secondo le procedure operative di well control.

1.11. CARATTERISTICHE IMPIANTO

1.11.1. CARATTERISTICHE GENERALI

VOCE		DESCRIZIONE	
GENERALE	Contrattista	DA DEFINIRE	
	Nome impianto	DA DEFINIRE	
	Tipo impianto		
	Disegno Impianto	BENTEC 450 AC	
	Anno di Costruzione		
	Potenza	2000 HP	
CARATTERISTICHE IMPIANTO	Tipo di Torre		Bootstrap telescoping, free standing
	Potenzialità con DP 5" 5.½"		6500 m 6000 m
	Altezza Impianto da PC		52.3 m
	Altezza Impianto da PTR		43.3 m
	Altezza Piano Tavola Rotary		9.0 m
	Altezza Libera sotto PTR		7.4 m
	Tiro al gancio statico		450 ton
	Carico massimo "Set Back"		260 ton
	Top Drive	Tipo	BENTEC TD-500-HT
		Capacità Pressione	450 ton 7500 psi
	Argano	Tipo Potenza	BENTEC DW-E-2000-AC-1-3/8 2000 HP
	Tavola Rotary	Tipo	Kerui / RDF-375-850
		Diametro Capacità	37.½" 450 ton
	Possibilità di Skidding		Max 22 m con 'full setback'



SG-1 ST2: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 12 DI 75

CIRCUITO FANGO	Pompe Fango	Tipo	3 x BENTEC / BMP T-1600-AC-7	
		Potenza Pressione	3 x 1600 HP	7500 psi
		Diametro camice		
	Stand Pipe	Diametro Pressione	4"	7500 psi
	Rotary Hose	Diametro Pressione	3.½"	7500 psi
	Vasche Fango	Capacità totale	360 m³	
		Vasche di riserva	140 m³	
Vasche Acqua Industriale - Capacità			60 m³	
RIMOZIONE SOLIDI	Vibrovagli		3 x MiSwaco / Mongoose	
	Dimensione Screen disponibili		Da 50 a 210 mesh	
	Desander		3 coni da 10"	
	Desilter		20 coni da 4"	
SISTEMA POTENZA	Motori Diesel Principali		4 x Cummings / KTA50-DR-1750 – 1750 HP	
	Generatori Principali		4 x Cummings / AVK-DSG 86 K1/4 – 1294	
	Generatori di Emergenza		1 x Caterpillar C15PGKK – 500 kVA	
	Collegamento con la rete elettrica		Sì	

Tabella 3 – Dati generali impianto di perforazione

1.11.2. ELENCO DELLE PRINCIPALI ATTREZZATURE DI CONTROLLO POZZO (BOP)

VOCE		DESCRIZIONE		
Diverter	Tipo Diverter	T3		
	Diametro	29.1/2"		
	Pressione di esercizio	500 psi		
	Spool Flanges	30" MMS 300		
	Numero Diverter	1		
20.3/4" BOP Stack	Tipo BOP	Annular	Single RAM	Double RAM
	Produttore	Axon Type 51	Cameron Type U	Cameron Type U
	Diametro BOP	20.3/4"	20.3/4"	20.3/4"
	Pressione di esercizio	3000 psi	3000 psi	3000 psi
	Drilling Spool	1 x 20.3/4" – 3kpsi c/w 2 outlets 4.1/16" – 10kpsi		
13.5/8" BOP Stack	Tipo BOP	Annular	Single RAM	Double RAM
	Produttore	Axon Type 51	Cameron Type U	Cameron Type U
	Diametro BOP	13.5/8"	13.5/8"	13.5/8"
	Pressione di esercizio	5000 psi	10000 psi	10000 psi
	Pipe Rams Disponibili	1 x 3.1/2" DP Rams; 1 x 5" DP Rams 1 x 5.1/2" CSG Rams; 1 x 7" CSG Rams; 1 x 9.5/8" CSG Rams 3.1/2" – 5.7/8" VARIABLE Rams; 1 x BSR		
	Drilling Spool	1 x 13.5/8" – 10kpsi c/w 2 outlets 4.1/16" – 10kpsi		

Choke Manifold		Tipo			
		Diam. Press.	3"	10000 psi	
Kill lines		Diam. Press.	4.1⁄16"	10000 psi	
Choke lines		Diam. Press.	4.1⁄16"	10000 psi	
Accumulatore		Tipo Vol Press	NCS	3000 psi	2000 litri
BOP Panel	Main	Tipo Ubicazione	NCS		Piano sonda
	Remote	Tipo Ubicazione	NCS		Toolpusher Office
Inside BOP		Tipo Ubicazione	NCS 5" DP + NCS 5.1⁄2" DP		Piano sonda

Tabella 4 – Principali attrezzature di controllo foro

1.11.3. SCHEMA DELL'IMPIANTO

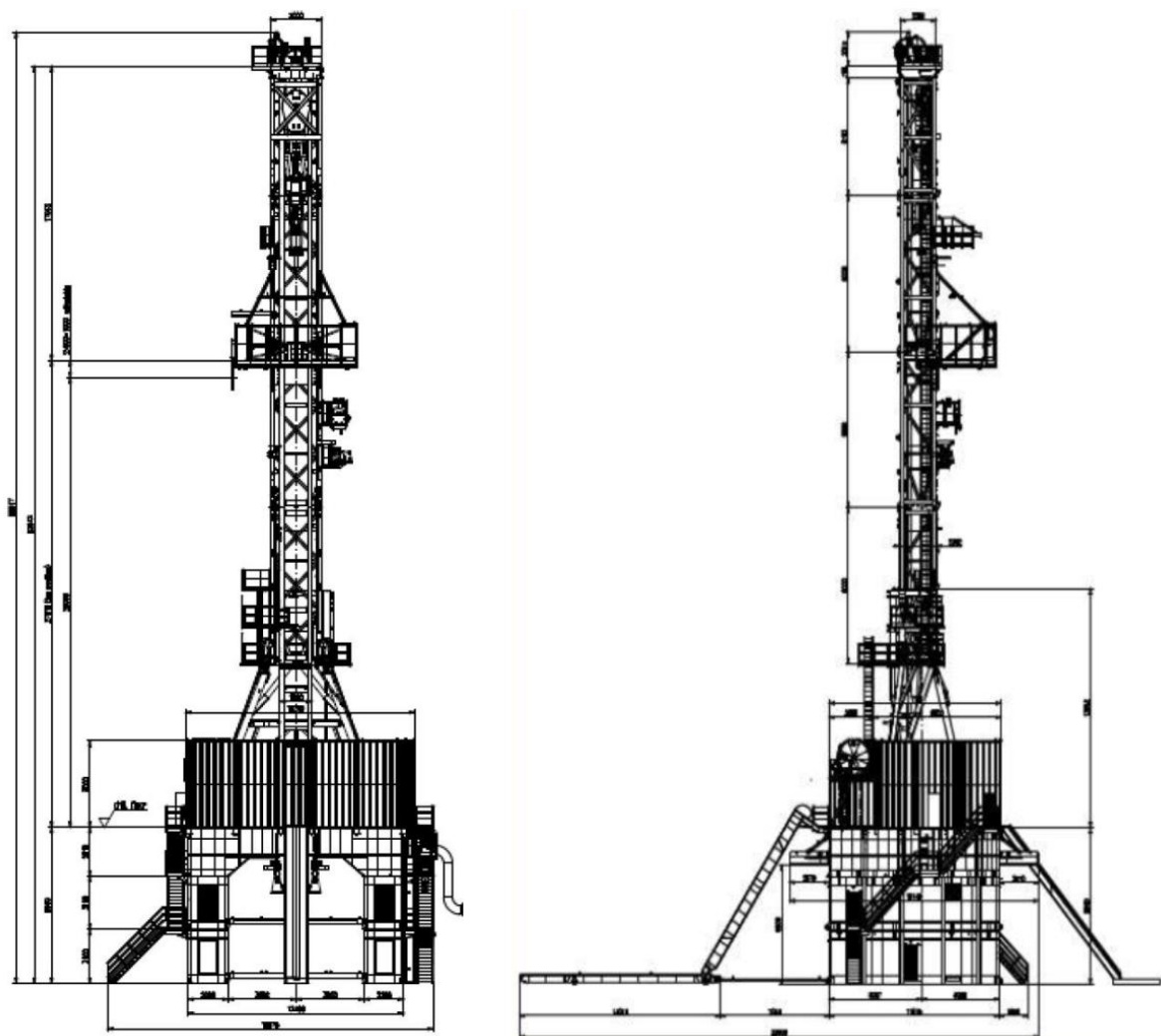


Figura 8 – Schema dell'impianto e della sottostruttura

3 APRILE 2026



1.11.5. ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE

SERVIZIO	SOCIETA' APPALTATRICE
ANTINCENDIO	Da definire
ASS. COMPLETAMENTO	Da definire
ASS. TEC. TESTE POZZO	Da definire
CAROTAGGI	Da definire
CEMENTAZIONE & POMPAGGIO	Da definire
CHIAVI	Da definire
COIL TUBING (E.T.U.)	Da definire
DEVIAZIONE	Da definire
DST EQUIPMENT	Da definire
FANGHI	Da definire
H2O-TRAINO-CANALETTE-MANOV. ECC.	Da definire
IMPIANTO	Da definire
LINERS/HANGERS	Da definire
LOGS ELETTRICI	Da definire
MUD LOGGING	Da definire
PESCAGGI-MILLING	Da definire
PICK-UP LAY DOWN	Da definire
REFLUI	Da definire
SALDATURA FLANGE	Da definire
SPARI/OPER. AUSILIARI	Da definire
TAGLIO COLONNE	Da definire
WELL TESTING	Da definire
WIRE LINE	Da definire

Tabella 5 – Principali contrattiste

2 PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

2.1. CAMPIONAMENTO CUTTINGS

I cuttings saranno prelevati ogni 10 metri di perforazione. Un campionamento più frequente può essere richiesto, a seconda delle operazioni particolari o degli intervalli di perforazione specifici. In particolare, il geologo presente in sito può modificare questi requisiti in base alla situazione contingente, ad esempio: avvicinamento a un'unconformity geologica, avvicinamento alla quota di posizionamento scarpa in funzione del programma di perforazione e/o all'interno delle formazioni sabbiose che costituiscono il target geotermico principale. Le profondità e la frequenza precisa saranno indicate nel programma dettagliato di perforazione del pozzo.

Il programma preliminare delle frequenze di campionamento per i pozzi in progetto è (le profondità indicate sono riferite a MD):

1. Una serie di 1 (un) campione non lavato raccolto come segue:
 - a) Ogni 10 - 15 m da 1150 m a 1743 m (tratto foro 14.3/4")
 - b) Ogni 5 m da 1743 m a 2586 m (tratto foro 12.1/4")
2. Una serie di 1 (un) campione lavato raccolto come segue:
 - a) Ogni 10 - 15 m da 1150 m a 1743 m (tratto foro 14.3/4")
 - b) Ogni 5 m da 1743 m a 2586 m (tratto foro 12.1/4")

2.2. WIRELINE LOGGING

In questo pozzo sarà previsto la registrazione di wireline logging per le fasi di perforazione 14.3/4" e 12.1/4", come segue:

Fase	Top (m)	Bottom (m)	Open-Hole Logs
14.3/4"	1150	1743	GR SP RES-IND AC CAL-OR
12.1/4"	1743	2586	GRS SP RES-IND DLL CAL-OR DEN-NEU AC-WF – IMG-RES IMG-AC IMG-OPT



Inoltre, sarà previsto la registrazione di wireline logging nel foro tubato come segue:

Casing/Liner	Top (m)	Bottom (m)	Cased Hole Logs
11.3/4"	1080	1743	GR CBL-VDL-CCL
9.5/8"	1000	2586	GR CBL-VDL -CCL

GR Gamma Ray

SP Spontaneous Potential

GRS Gamma Ray Spectroscopy

RES-IND Resistività con sonda ad induzione

DLL Resistività con sonda tipo Laterolog

DEN-NEU Neutron log e densità della formazione

CAL-OR caliper orientato

AC Monopole acoustic

AC-WF Monopole & Dipole acoustic

IMG-RES Immagine elettrica

IMG-AC Immagine acustica

IMG-OT Immagine ottica di foro

CBL Cement bond log

VDL Variable density log

CCL Casing collar log

2.3. CORING

Sono previsti campioni di parete laterale (rotazione) destinati ad analisi petrografiche e petrofisiche (tratto foro 12.1/4")

Inoltre, sono previsti campioni di carote all'interno dei principali 'lobe sheet' che rappresentano il target geotermico (campioni di lunghezza 9 o 18 m).

Il programma di carotaggio sarà più dettagliato nella fase di pianificazione esecutiva.



SG-1 ST2: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 18 DI 75

3 PROGETTAZIONE DEL POZZO

3.1. PREVISIONE DEI GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA

Fase	VD m (PTR)	G.Pori kg/cm ² /10m	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm ² /10m	G.Fracture kg/cm ² /10m	Choke Margin kg/cm ²	Diff. Press. kg/cm ²	Temp. °C	VD ssl m	Livelli / Età / Colonne	Formazioni	Fattore di compatt. K
	0.00	0.000		0.000	0.000			13.0	-9.0	PTR		
	9.00	1.030		1.900	1.610			13.2	0.0			0.667
	50.00	1.030		1.900	1.610			14.3	41.0	← CP 30"	AES Superiore	0.667
	60.00	1.030		1.900	1.610			14.5	51.0	Olocene -		0.667
	90.00	1.030		1.900	1.610			15.3	81.0	Pleistocene Sup		0.667
	120.00	1.030		1.900	1.610			16.0	111.0			0.667
	130.00	1.030		1.900	1.610			16.3	121.0			0.667
	150.00	1.040		1.920	1.627			16.8	141.0			0.667
	209.00	1.050		1.940	1.643			18.3	200.0	← CSG 24 1/2"	AES Inferiore	0.667
	209.10	1.050		1.940	1.643			18.3	200.1			0.667
	250.00	1.060		1.960	1.660			19.4	241.0			0.667
	270.00	1.060		1.960	1.660			19.9	261.0			0.667
	300.00	1.060		1.980	1.673			20.6	291.0			0.667
	350.00	1.060		1.990	1.680			21.9	341.0		Unconformity	0.667
	400.00	1.060		2.000	1.687			23.2	391.0			0.667
	450.00	1.065		2.020	1.702			24.4	441.0			0.667
	500.00	1.070		2.030	1.710			25.7	491.0			0.667
	548.00	1.070		2.040	1.717			26.9	539.0			0.667
	550.00	1.073		2.040	1.718			27.0	541.0			0.667
	600.00	1.076		2.050	1.725			28.2	591.0		AEI	0.667
	650.00	1.082		2.060	1.734			29.5	641.0			0.667
	650.10	1.082		2.060	1.734			29.5	641.1			0.667
	700.00	1.084		2.070	1.741			30.8	691.0			0.667
	750.00	1.086		2.080	1.749			32.1	741.0			0.667
	800.00	1.088		2.080	1.749			33.3	791.0			0.667
	850.00	1.090		2.090	1.757			34.6	841.0			0.667
	900.00	1.095		2.100	1.765			35.9	891.0			0.667
	929.00	1.095		2.100	1.765			36.6	920.0		Unconformity	0.667
	950.00	1.100		2.100	1.767			37.1	941.0			0.667
	1000.00	1.100		2.110	1.773			38.4	991.0			0.667
	1000.10	1.100		2.110	1.773			38.4	991.1			0.667
	1050.00	1.100		2.120	1.780			39.7	1041.0		QM2	0.667
	1100.00	1.100		2.120	1.780			40.9	1091.0			0.667
	1127.00	1.100		2.130	1.787			41.6	1118.0	← CSG 18 1/2"		0.667
	1127.10	1.100		2.130	1.787			41.6	1118.1			0.667
1	1150.00	1.100	1.220	2.130	1.787	65.17	13.80	42.2	1141.0	← CSG 13 1/2"	SIDETRACK	0.667
1	1200.00	1.100	1.220	2.140	1.793	65.17	14.40	43.5	1191.0			0.667
1	1250.00	1.100	1.220	2.140	1.793	65.17	15.00	44.8	1241.0		Unconformity	0.667
1	1300.00	1.100	1.220	2.150	1.800	65.17	15.60	46.0	1291.0			0.667
1	1350.00	1.100	1.220	2.160	1.807	65.17	16.20	47.3	1341.0			0.667
1	1400.00	1.100	1.220	2.160	1.807	65.17	16.80	48.6	1391.0			0.667
1	1450.00	1.100	1.220	2.160	1.807	65.17	17.40	49.8	1441.0			0.667
1	1500.00	1.100	1.220	2.170	1.813	65.17	18.00	51.1	1491.0		QM1	0.667
1	1550.00	1.100	1.220	2.180	1.820	65.17	18.60	52.4	1541.0			0.667
1	1600.00	1.100	1.220	2.180	1.820	65.17	19.20	53.6	1591.0			0.667
1	1650.00	1.100	1.220	2.190	1.827	65.17	19.80	54.9	1641.0			0.667
1	1669.00	1.100	1.220	2.190	1.827	65.17	20.03	55.4	1660.0	← LIN 11 1/2"		0.667
2	1669.10	1.100	1.250	2.190	1.827	96.25	25.04	55.4	1660.1		Top Serbatoio	0.667
2	1700.00	1.110	1.250	2.190	1.830	96.25	23.80	56.2	1691.0			0.667
2	1750.00	1.110	1.250	2.200	1.837	96.25	24.50	57.5	1741.0		Unconformity	0.667
2	1785.00	1.110	1.250	2.200	1.837	96.25	24.99	58.3	1776.0			0.667
2	1800.00	1.110	1.250	2.200	1.837	96.25	25.20	58.7	1791.0			0.667
2	1830.00	1.110	1.250	2.210	1.843	96.25	25.62	59.5	1821.0		Porto Garibaldi Superiore	0.667
2	1860.00	1.110	1.250	2.210	1.843	96.25	26.04	60.2	1851.0			0.667
2	1900.00	1.110	1.250	2.210	1.843	96.25	26.60	61.3	1891.0			0.667
2	1907.00	1.110	1.250	2.210	1.843	96.25	26.70	61.4	1898.0		Gelasian Unconformity	0.667
2	1950.00	1.113	1.250	2.220	1.851	96.25	26.72	62.5	1941.0			0.667
2	2000.00	1.116	1.250	2.220	1.852	96.25	26.80	63.8	1991.0			0.667
2	2050.00	1.120	1.250	2.230	1.860	96.25	26.65	65.1	2041.0			0.667
2	2100.00	1.120	1.250	2.240	1.867	96.25	27.30	66.3	2091.0		Porto Garibaldi Inferiore	0.667
2	2150.00	1.120	1.250	2.240	1.867	96.25	27.95	67.6	2141.0			0.667
2	2200.00	1.123	1.250	2.240	1.868	96.25	27.94	68.9	2191.0			0.667
2	2250.00	1.126	1.250	2.250	1.875	96.25	27.90	70.2	2241.0			0.667
2	2269.00	1.126	1.250	2.250	1.875	96.25	28.14	70.6	2260.0		Unconformity	0.667
2	2300.00	1.130	1.250	2.260	1.883	96.25	27.60	71.4	2291.0		Porto Garibaldi Inferiore	0.667
2	2309.00	1.130	1.250	2.260	1.883	96.25	27.71	71.6	2300.0			0.667
2	2309.19	1.130	1.250	2.260	1.883	96.25	27.71	71.7	2300.2	← LIN 9 1/2" (TD)	Porto Corsini	0.667

Tabella 6 – Gradienti di pressione e temperatura



⇒ Obiettivo della perforazione

3.2. GRADIENTI E MARGINI DI PERFORAZIONE

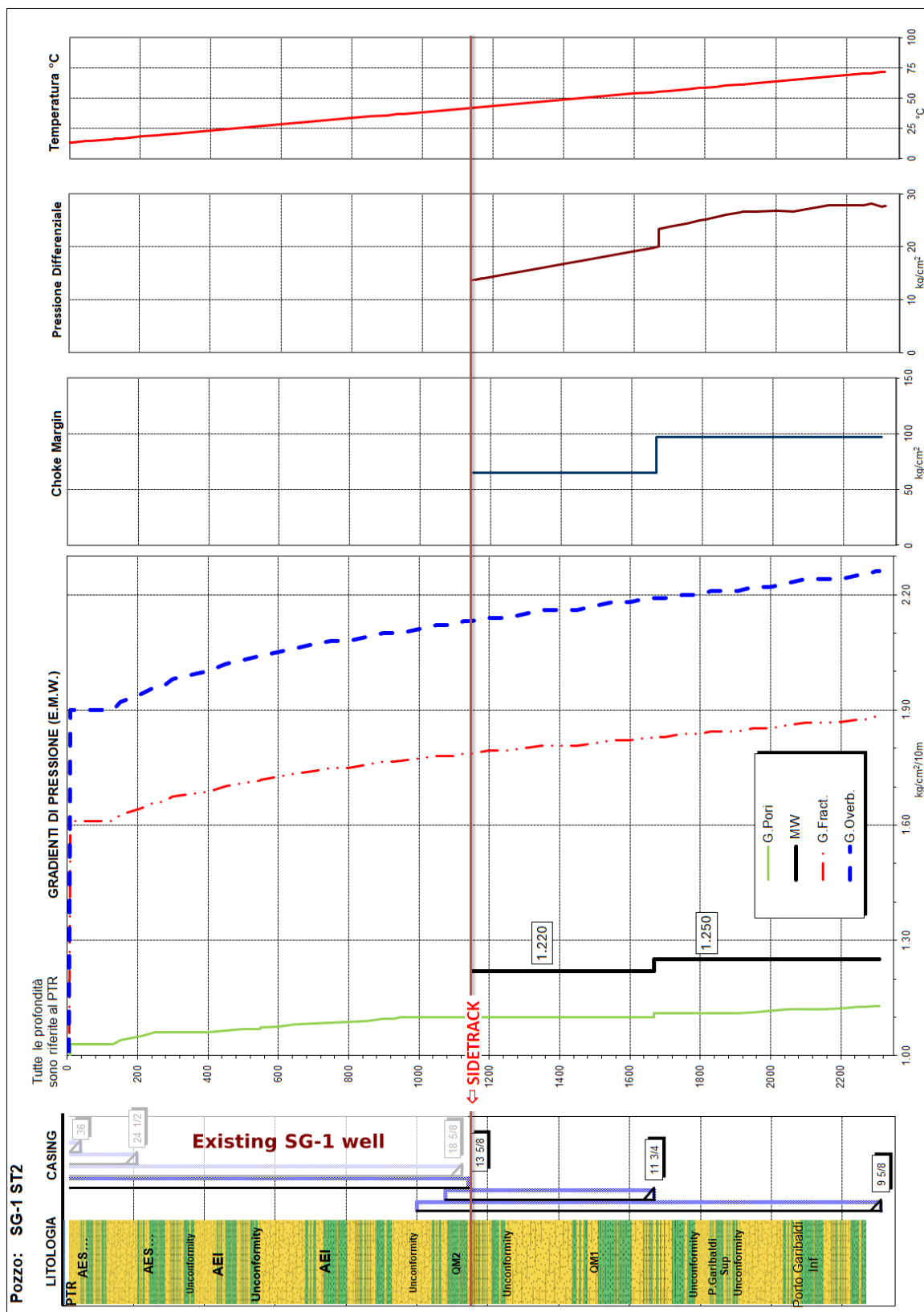


Figura 10 – Previsione gradienti e analisi dei margini di pressione

3.3. CALCOLO DELLA MASP E MAASP

Nella tabella seguente sono riportati i risultati dei calcoli della MASP e della MAASP durante le operazioni di perforazione. Tali valori sono stati confrontati con le pressioni di esercizio della Testa Pozzo e delle BOP dell'impianto, al fine di verificarne l'idoneità operativa.

Drilling Phase	CSG/Liner				CASE	CASING MECHANICAL PROPERTIES (PIPE)			TVD	Max Gr.Pore	Max Gr.Mud	Min Gr.Fract.	Gas/Oil density	WP (Design Factor 0.8)	SBHP	MASP (Pore Pr. - Fluid Pr.)		Assumed WP (MAASP)		RATED WORKING PRESSURE WELL HEAD	RATED WORKING PRESSURE STACK BOP	Controllo con MASP		Controllo con MAASP	
	in	OD in	Weight lb/ft	Grade		Burst Kg/cm ²	Collapse Kg/cm ²	Axial Ton								m	kg/cm ² /10m	kg/l	kg/cm ² /10m			Kg/cm ²	Kg/cm ²	Kg/cm ²	psi
14.3/4"	11.3/4"	65.0	Q-125	Drilling	700	331	1068	50.0	1.100	1.220	1.787	0.27	110	182	137	1950	110	1562	5000	10000	OK	OK	OK	OK	
12.1/4"	9.5/8"	53.5	TN-125S	Production	867	586	877	209.0	1.130	1.250	1.830	0.30	153	261	192	2729	261	3715	5000	10000	OK	OK	OK	OK	

Tabella 7 – Calcolo della MASP

3.4. CALCOLO DELLA 'KICK TOLERANCE'

La "Kick Tolerance" è definita come il massimo volume di fluido che può entrare nel pozzo e può essere controllato utilizzando qualsiasi metodo di controllo del pozzo a BHP costante, senza fratturare la formazione più debole (generalmente situata sotto la scarpa).

A BHP costante, la situazione più critica si verifica generalmente quando il cuscino raggiunge la scarpa. In questa condizione (vedi schema in Figura 11), la pressione al top del cuscino sarà:

$$P_{top\ gas} = P_{Pori\ Influx} - P_{Mud} - P_{Gas\ shoe}$$

dove: $P_{Pori\ Influx}$ è la pressione dei pori alla profondità del kick (D_{Influx}),

P_{Mud} è la pressione esercitata dalla colonna di fango sottostante il cuscino,

$P_{Gas\ shoe}$ è la pressione del cuscino di gas.

La pressione P_{Mud} può essere calcolata tramite la formula:

$$P_{Mud} = \frac{G_{Mud} \cdot (D_{influx} - D_{shoe} - H_{gas})}{10}$$

dove: D_{shoe} è la profondità verticale della scarpa

H_{gas} è l'altezza (misurata in verticale) del cuscino di gas alla scarpa

La pressione P_{Gas} può essere calcolata tramite la formula:

$$P_{gas\ shoe} = \frac{G_{gas} \cdot H_{gas\ shoe}}{10}$$

Posta la condizione limite $P_{top\ gas} \leq P_{Frac\ shoe}$ si ottiene :

$$H_{gas\ shoe} = \frac{G_{Frac\ shoe} \cdot D_{shoe} + G_{Mud} \cdot (D_{Influx} - D_{shoe}) - G_{Pori} \cdot D_{Influx}}{G_{Mud} - G_{gas}}$$

$$V_{gas\ shoe} = C_{A\ shoe} \cdot H_{gas\ shoe}$$

dove: $C_{A\ shoe}$ è la capacità anulare tra il foro e le aste.

Sfruttando la legge di Boyle si può calcolare il volume del gas alla profondità del kick:

$$V_{gas\ influx} = \frac{V_{gas\ shoe} \cdot P_{Frac\ shoe}}{P_{Pori\ Influx}}$$

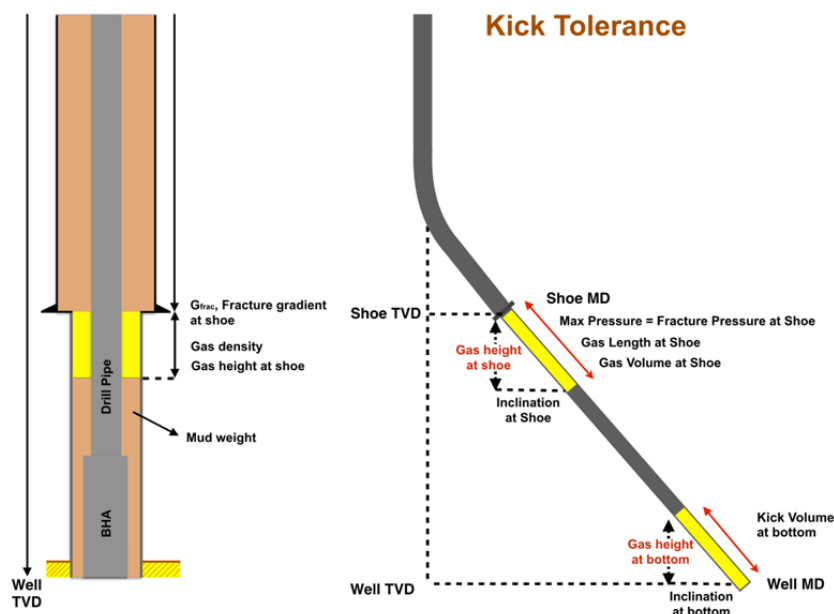


Figura 11 – Cuscino gas alla scarpa

Pertanto nelle varie fasi avremo i seguenti valori (Tabella 8 e Figura 12) per il volume massimo di gas che può entrare in pozzo.

POZZO: SG-1 ST2				CALCOLO DELLA KICK TOLERANCE																
FASE	DP	HWDP	DC	Capacità media Anulus	Profondità Shoe precedente	Incl. media shoe	Profondità (TD)	Incl. media a TD	Temp. scarpa Preced.	Grad. Fratt. alla scarpa	Grad. Infilusso	Grad. Pori a TD	Kick durante la perforazione				Kick da pistonaggio			
													Intensità del Kick (kg/cm²/10m)				Riduzione dell'EMW (kg/l)			
													0.06				0.08			
													Altezza gas sotto scarpa	Volume Infilusso alla scarpa	Volume Infilusso a TD	Kick Tolerance	Altezza gas sotto scarpa	Volume Infilusso alla scarpa	Volume Infilusso a TD	Kick Tolerance
in	in	in	in	mc/m	m MD	gradi	m MD	gradi	°C	kg/cm²/10m	kg/l	kg/cm²/10m	m MD	m³	m³	m²	m MD	m³	m²	m²
14.3/4"	5"	5"	8"	0.0778	1150.0	0.2	1170.0	2.03	42.21	1.787	0.25	1.100	744.2	57.91	63.12	57.91	814.9	63.41	69.12	63.41
14.3/4"	5"	5"	8"	0.0962	1150.0	0.16	1350.0	18.83	42.21	1.787	0.26	1.100	763.0	73.43	69.56	69.56	830.7	79.95	75.74	75.74
14.3/4"	5"	5"	8"	0.0966	1150.0	0.16	1560.0	38.43	42.21	1.787	0.27	1.100	782.6	75.62	63.05	63.05	847.2	81.86	68.25	68.25
14.3/4"	5"	5"	8"	0.0967	1150.0	0.16	1743.0	40.59	42.21	1.787	0.28	1.105	786.6	76.10	58.60	58.60	848.0	82.04	63.18	63.18
12.1/4"	5"	5"	8"	0.0436	1743.0	40.59	1770.0	40.59	55.39	1.827	0.29	1.110	1505.7	65.66	73.04	65.66	1642.5	71.63	79.68	71.63
12.1/4"	5"	5"	8"	0.0623	1743.0	40.59	2040.0	40.59	55.39	1.827	0.30	1.110	1544.2	96.18	95.42	95.42	1676.8	104.44	103.61	103.61
12.1/4"	5"	5"	8"	0.0625	1743.0	40.59	2310.0	40.59	55.39	1.827	0.30	1.120	1537.9	96.16	85.31	85.31	1664.8	104.09	92.35	92.35
12.1/4"	5"	5"	8"	0.0626	1743.0	40.59	2586.0	40.59	55.39	1.827	0.30	1.130	1526.2	95.56	76.41	76.41	1647.3	103.15	82.47	82.47

Tabella 8 – Calcolo della Kick Tolerance

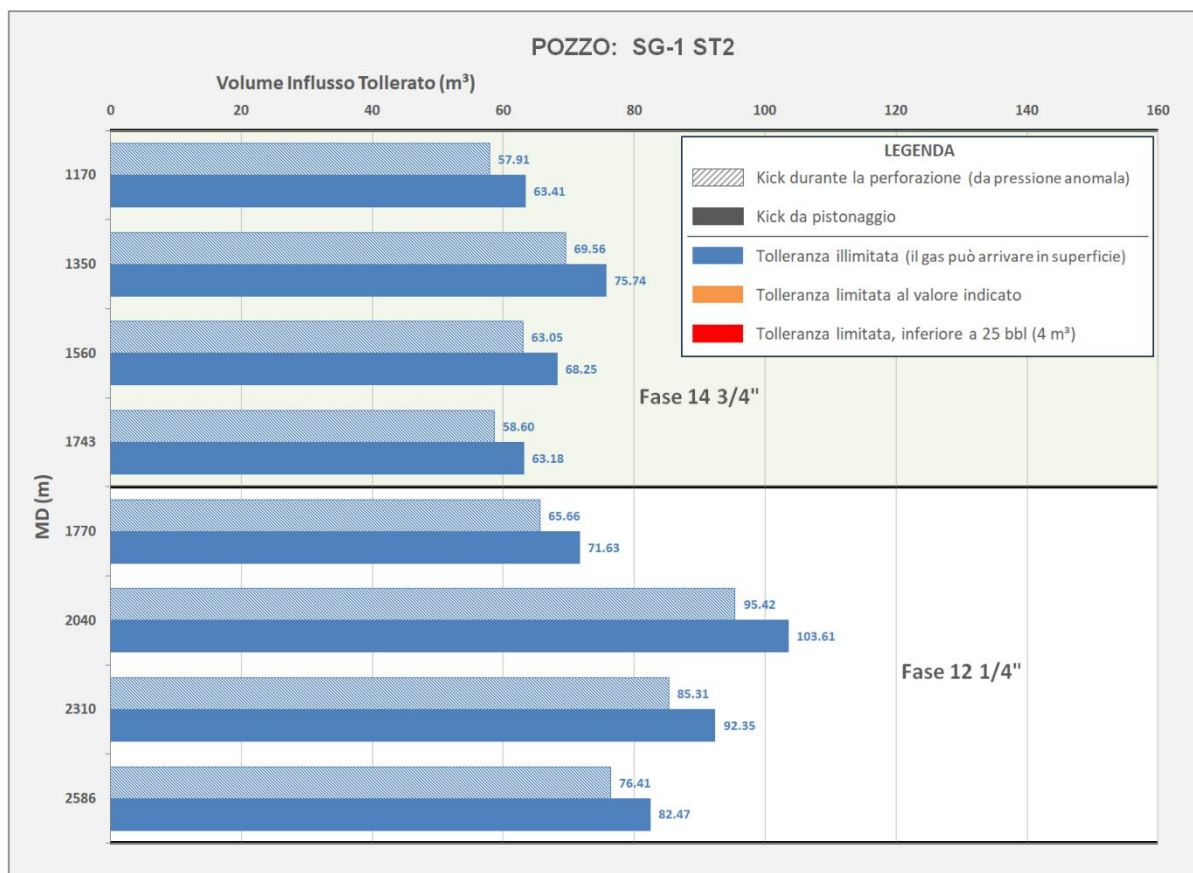


Figura 12 – Volume influsso tollerato

3.5. POSSIBILITÀ D'UTILIZZO DELLE GANASCE TRACIANTI

I grafici allegati mostrano le profondità massime di utilizzo delle ganasce trancianti durante la perforazione delle fasi 16", 12.¼" e 8.½".

Tale limite è stato calcolato ipotizzando il pozzo pieno di gas alla pressione di formazione della profondità raggiunta, prima di superare la pressione di fratturazione alla scarpa della colonna precedente.

Naturalmente, al di sotto delle profondità critiche, potranno essere sempre eseguite, in caso di necessità, le altre chiusure previste sul pozzo, regolando l'apertura della choke in modo da non superare le massime pressioni ammissibili (MASP).

SG-1 ST2

ANALISI POSSIBILITA' UTILIZZO GANASCE TRACIANTI

Nota: Profondità verticali riferite al PTR

FASE 14.3/4"				
Scarpa 13 5/8" @ {				
		1150.0 m MD		
		1150.0 m VD		
G.fratt. @ m 1150 =		1.79 kg/cm ² /10m		
P.fratt @ m 1150 =		205.46 kg/cm ²		
Grad. gas =		0.27 kg/l		
Fine fase 14 3/4" @ {				
		1743.0 m MD		
		1669.0 m VD		
Profondità	G _{pori}	P _{scarpa}	Margine	
(m) MD	(m) VD	kg/cm ² /10m	kg/cm ²	kg/cm ²
1150.0	1150.0	1.100	126.5	78.97
1184.0	1184.0	1.100	129.3	76.13
1218.0	1217.8	1.100	132.2	73.30
1252.0	1251.5	1.100	135.0	70.49
1286.0	1284.8	1.100	137.8	67.71
1320.0	1317.7	1.100	140.5	64.96
1354.0	1350.1	1.100	143.2	62.25
1388.0	1381.9	1.100	145.9	59.60
1422.0	1413.0	1.100	148.5	57.00
1456.0	1443.2	1.100	151.0	54.48
1490.0	1472.6	1.100	153.4	52.03
1524.0	1501.0	1.100	155.8	49.66
1558.0	1528.2	1.100	158.1	47.38
1592.0	1554.4	1.100	160.3	45.20
1626.0	1580.2	1.100	162.4	43.04
1660.0	1606.0	1.100	164.6	40.89
1694.0	1631.8	1.100	166.7	38.73
1728.0	1657.6	1.100	168.9	36.57
1743.0	1669.0	1.104	170.5	34.98
	1669.0	1.104	170.48	34.98

FASE 12.1/4"				
Scarpa 11 3/4" @ {				
		1743.0 m MD		
		1669.0 m VD		
G.fratt. @ m 1669 =		1.83 kg/cm ² /10m		
P.fratt @ m 1669 =		305.09 kg/cm ²		
Grad. gas =		0.28 kg/l		
Fine fase 12 1/4" @ {				
		2586.0 m MD		
		2309.2 m VD		
Profondità	G _{pori}	P _{scarpa}	Margine	
(m) MD	(m) VD	kg/cm ² /10m	kg/cm ²	kg/cm ²
1743.0	1669.0	1.104	184.2	120.85
1788.0	1703.2	1.110	188.1	116.99
1833.0	1737.4	1.110	190.9	114.16
1878.0	1771.6	1.110	193.8	111.32
1923.0	1805.7	1.110	196.6	108.48
1968.0	1839.9	1.110	199.4	105.65
2013.0	1874.1	1.110	202.3	102.81
2058.0	1908.2	1.110	205.1	99.96
2103.0	1942.4	1.112	208.4	96.66
2148.0	1976.6	1.115	211.7	93.39
2193.0	2010.8	1.117	215.0	90.09
2238.0	2044.9	1.120	218.4	86.67
2283.0	2079.1	1.120	221.4	83.71
2328.0	2113.3	1.120	224.2	80.84
2373.0	2147.5	1.120	227.1	77.97
2418.0	2181.6	1.122	230.4	74.69
2463.0	2215.8	1.124	233.7	71.36
2508.0	2250.0	1.126	237.1	68.01
2586.0	2309.2	1.130	243.0	62.08
	2309.2	1.130	243.02	62.08

Tabella 9 – Analisi della possibilità di chiusura delle ganasce trancianti

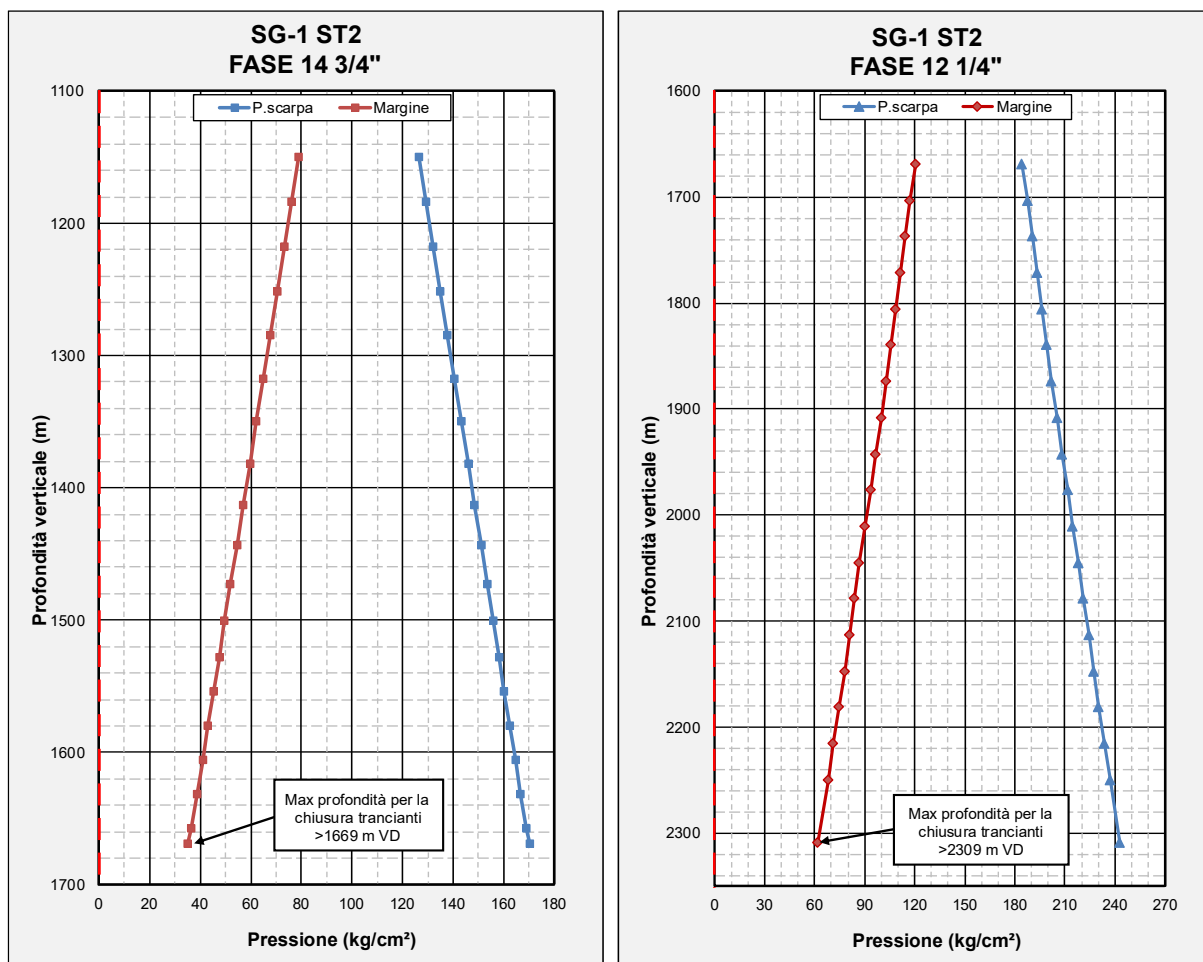


Figura 13 – Margine Pressione vs Profondità

3.6. PROGETTAZIONE DEL CASING

3.6.1. SCELTA DELLE QUOTE SCARPA

Visto che il pozzo SG-1 è stato già perforato e tubato in 13.5/8". Per questa ragione verranno calcolati solo i liner 11.3/4" e 9.5/8".

- Il liner intermedio da 11.3/4" verrà sceso a quota 1743 m MD, alla fine della deviazione, per isolare il giacimento dalla roccia copertura, e per non mettere a rischio la sezione tangente.
- Il liner di produzione da 9.5/8" verrà sceso a quota 2586 m MD, a fine pozzo, per isolare il giacimento e permettere la posa del gravel pack.

3.6.2. COMPOSIZIONE E CARATTERISTICHE DELLE COLONNE

La Tabella 10 illustra la composizione delle colonne e del tubing.

Str	Sec	Name	Type	OD (in.)	Weight (ppf)	Wall Thk (in.)	Grade	Connection	Top MD (m)	Bottom MD (m)	TOC MD (m)	Hole Size (in.)	Fluid
1	1	Conductor	Drive Pipe	36.000	189.770	0.500	X42	(none)	9.00	50.00			
2	1	Surface	Casing	24.500	133.000	0.500	J55	TSH ER REGULAR	9.00	209.00	9.00	28.000	FRIEL SG-2, 28-in WBM
3	1	Intermediate	Casing	18.625	96.500	0.485	J55	TSH ER REGULAR	9.00	1,127.00	9.00	23.000	FRIEL SG-2, 23-in WBM
4	1	Production	Casing	13.625	88.200	0.625	P110-ICY	TSH ER REGULAR	9.00	1,150.00	9.00	16.000	FRIEL SG, 16-in WBM
5	1	Production	Liner	11.750	65.000	0.534	Q125	TSH W523 INTEGRAL	1,080.00	1,743.00	1,080.00	14.750	FRIEL SG, 16-in WBM
6	1	Production	Liner	9.625	53.500	0.545	TN 125SS	TSH W523 INTEGRAL	1,000.00	2,586.00	1,000.00	12.250	FRIEL SG, 12.1/4-in WBM
7	1	Production	Tubing	9.625	43.500	0.435	L80.1 TEN	TSH BLUE REGULAR	9.00	1,000.00			FRIEL SG Brine

Tabella 10 – Composizione colonne

Le caratteristiche di resistenza dei tubi e delle connessioni sono illustrate qui sotto.

Str	Sec	Name	Type	OD (in.)	Weight (ppf)	Wall Thk (in.)	Grade	Burst (psi)	Collapse (psi)	Tension (lbf)	Compression (lbf)
1	1	Conductor	Drive Pipe	36	189.77	0.500	X42	1,020	130	2,342,057	2,342,057
2	1	Surface	Casing	24 1/2	133.00	0.500	J55	1,960	420	2,073,451	2,073,451
3	1	Intermediate	Casing	18 5/8	96.50	0.485	J55	2,510	870	1,520,168	1,520,168
4	1	Production	Casing	13 5/8	88.20	0.625	P110-ICY	10,034	5,950	3,190,680	3,190,680
5	1	Production	Liner	11 3/4	65.00	0.534	Q125	9,940	4,690	2,352,010	2,352,010
6	1	Production	Liner	9 5/8	53.50	0.545	TN 125SS	12,390	8,440	1,943,311	1,943,311
7	1	Production	Tubing	9 5/8	43.50	0.435	L80.1 TEN	6,330	3,810	1,004,719	1,004,719

Tabella 11 – Resistenza dei tubi

Str	Sec	Name	Type	OD (in.)	Weight (ppf)	Grade	Connection Name	Burst Rating (psi)	Collapse Rating (psi)	Tension Rating (lbf)	Compression Rating (lbf)
1	1	Conductor	Drive Pipe	36	189.77	X42					
2	1	Surface	Casing	24 1/2	133.00	J55	TSH ER REGULAR	1,960	420	2,073,000	2,073,000
3	1	Intermediate	Casing	18 5/8	96.50	J55	TSH ER REGULAR	2,510	870	1,520,000	1,520,000
4	1	Production	Casing	13 5/8	88.20	P110-ICY	TSH ER	10,034	5,950	3,190,680	3,190,680
5	1	Production	Liner	11 3/4	65.00	Q125	TSH W523 INTEGRAL	9,940	4,690	1,679,328	1,858,080
6	1	Production	Liner	9 5/8	53.50	TN 125SS	TSH W523 INTEGRAL	12,390	8,440	1,431,991	1,608,804
7	1	Production	Tubing	9 5/8	43.50	L80.1 TEN	TSH BLUE REGULAR	6,330	3,810	1,005,000	1,005,000

Tabella 12 – Resistenza delle connessioni

3.6.3. DESIGN FACTORS

Mode	Casing	Tubing	Connections
Triaxial	1.25	1.25	
Burst	1.10	1.20	1.10
Collapse	1.10	1.10	1.10
Tension	1.40	1.40	1.60
Compression	1.40	1.40	1.60

Tabella 13 – Design Factors

3.6.4. REGIMI DI TEMPERATURA DURANTE LA PERFORAZIONE

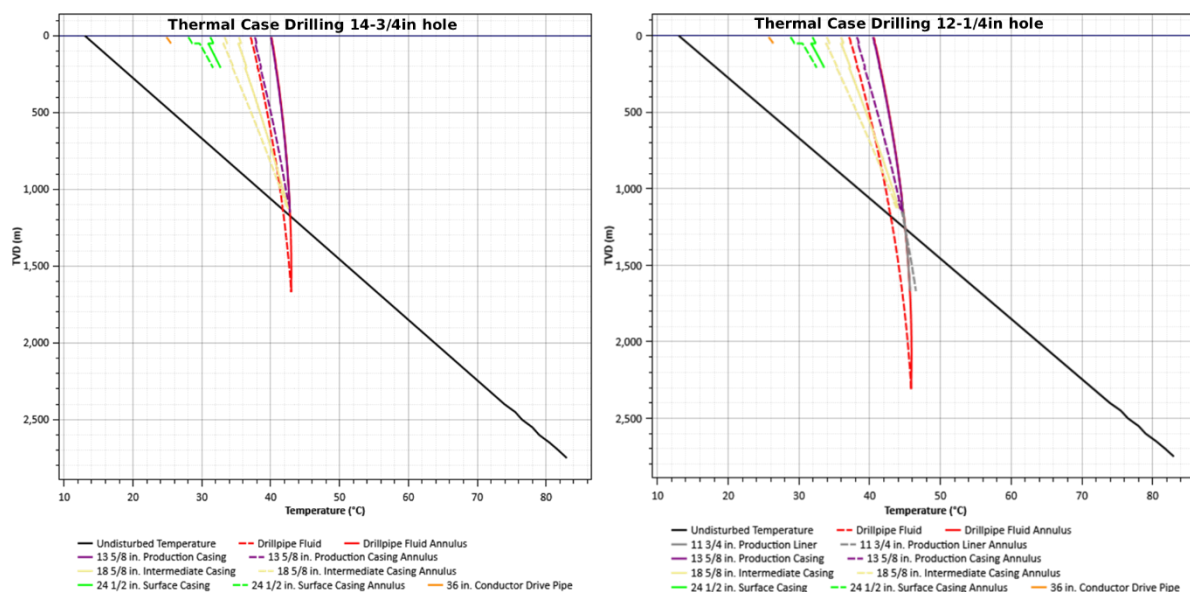


Figura 14 – Regimi di temperatura durante la perforazione

3.6.5. REGIMI DI TEMPERATURA DURANTE LA PRODUZIONE

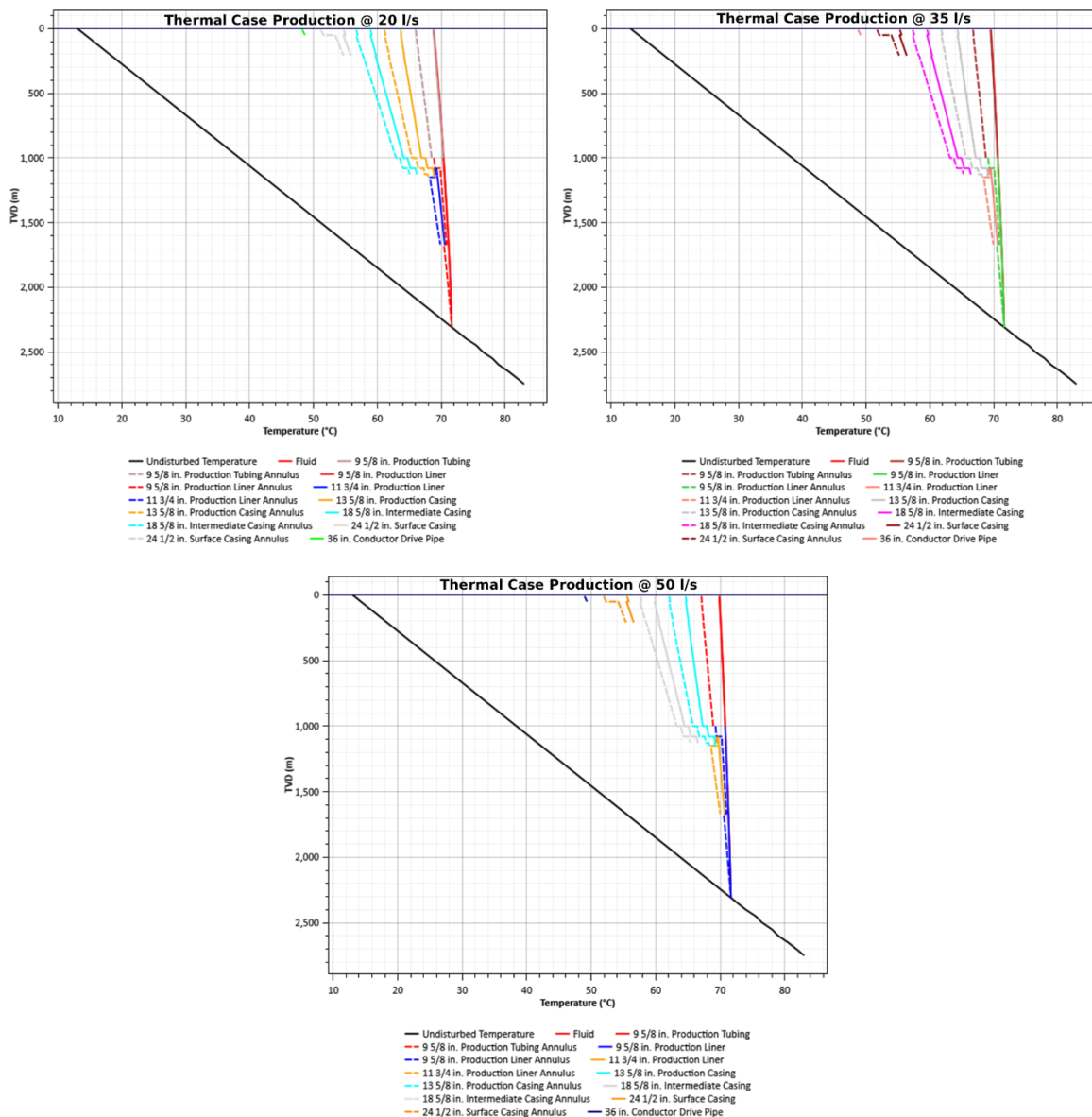


Figura 15 – Regimi di temperatura durante la produzione a 20, 35 e 50 l/s

3.6.1. REGIMI DI TEMPERATURA DURANTE L'INIEZIONE

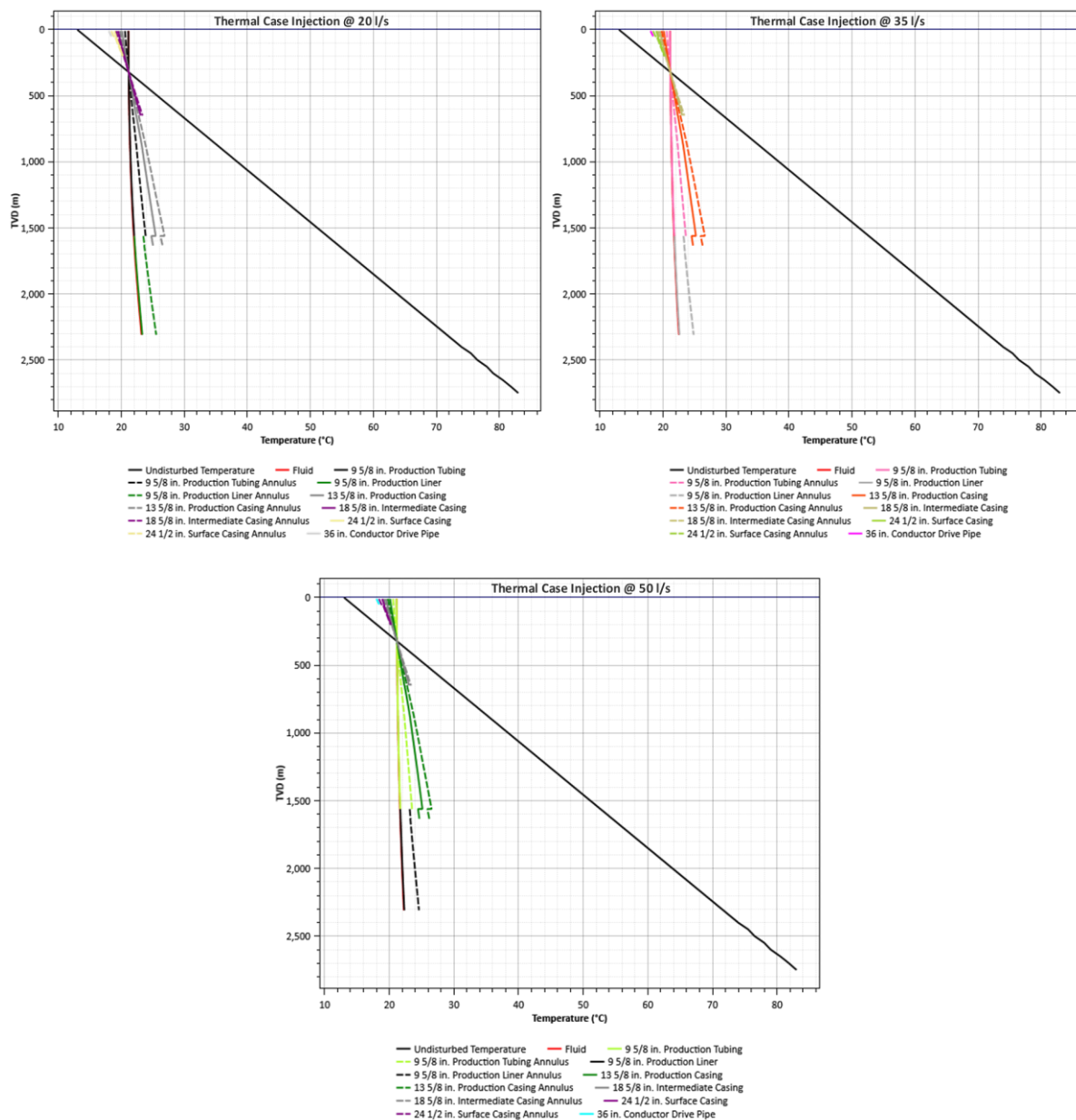


Figura 16 – Regimi di temperatura durante l'iniezione a 20, 35 e 50 l/s



SG-1 ST2: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 29 DI 75

3.6.2. CALCOLO DEL LINER INTERMEDIO DA 11.3/4"

Load Name	Internal Pressure	External Pressure	Temperature
Running In Hole	0.00 bar pressure at hanger, 1.220 SG fluid hydrostatic.	0.00 bar pressure at hanger, 1.220 SG fluid hydrostatic. Running velocity of 0.05 m/s.	Undisturbed Temperature
Overpull	0.00 bar pressure at hanger, 1.220 SG fluid hydrostatic.	0.00 bar pressure at hanger, 1.220 SG fluid hydrostatic.	Undisturbed Temperature
Initial Condition	0.00 bar pressure at hanger, 1.220 SG fluid gradient.	0.00 bar pressure at hanger, Lead Cement of 1.550 SG at 9.00 m, Tail Cement of 1.900 SG from 1,600.00 m to EOS at 1,765.00 m.	Undisturbed Temperature
Bumping Cement Plug	1.220 SG displacing fluid density hydrostatic. 91.35 bar pressure used to bump plug.	1.06 bar pressure at hanger, 1.550 SG fluid density to ; 1.900 SG fluid density to shoe.	Undisturbed Temperature
Pressure Test	456.35 bar surface test pressure on top of 1.220 SG fluid gradient.	0.00 bar pressure at hanger, 0.998 SG fluid density to previous shoe; pore pressure to shoe.	Undisturbed Temperature
Drilling with Maximum Mud Weight	1.250 SG maximum mud weight to drill subsequent open hole.	0.00 bar pressure at hanger, 0.998 SG fluid density to previous shoe; pore pressure to shoe.	Drilling 12-1/4" hole
Fluid Column Drop	Zero bar above top of fluid column at 882.50 m MD. 1.250 SG fluid density below, 50% of casing.	0.00 bar pressure at hanger, 1.220 SG fluid density to shoe.	Drilling 12-1/4" hole
Kick: Casing Full of Gas	203.87 bar hanger pressure. 100% hydrocarbon at 0.231 SG fluid density.	0.00 bar pressure at hanger, 0.998 SG fluid density to previous shoe; pore pressure to shoe.	Influx Temperature
Production at 20 l/s	Fluid level drop in annulus to 150 m below ground surface, due to drawdown. Formation water down to casing shoe. Internal pressure at shoe = 100.1 bar.	Cement slurry fluid from surface to previous shoe (1127.7 m), formation pore pressure from previous shoe to TD (1765 m). External pressure at surface = 0 bar. External pressure at previous shoe = 62.7 bar. External pressure at exit window = 168.5 bar.	Temperature from "Production @ 20 l/s" profile.
Production at 35 l/s	Fluid level drop in annulus to 150 m below ground surface, due to drawdown. Formation water down to casing shoe. Internal pressure at shoe = 100.1 bar.	Cement slurry fluid from surface to previous shoe (1127.7 m), formation pore pressure from previous shoe to TD (1765 m). External pressure at surface = 0 bar. External pressure at previous shoe = 62.7 bar. External pressure at exit window = 168.5 bar.	Temperature from "Production @ 35 l/s" profile.
Production at 50 l/s	Fluid level drop in annulus to 150 m below ground surface, due to drawdown. Formation water down to casing shoe. Internal pressure at shoe = 100.1 bar.	Cement slurry fluid from surface to previous shoe (1127.7 m), formation pore pressure from previous shoe to TD (1765 m). External pressure at surface = 0 bar. External pressure at previous shoe = 62.7 bar. External pressure at exit window = 168.5 bar.	Temperature from "Production @ 50 l/s" profile.
Injection @ 20 l/s	Injection pressure at surface = 15 bar. Well full of formation water. Internal pressure at shoe = 179.1 bar.	No pressure at surface. External pressure determined by cement slurry fluid. External pressure at casing shoe = 159 bar.	Temperature from "Injection @ 20 l/s" profile.
Injection @ 35 l/s	Injection pressure at surface = 15 bar. Well full of formation water. Internal pressure at shoe = 179.1 bar.	No pressure at surface. External pressure determined by cement slurry fluid. External pressure at casing shoe = 159 bar.	Temperature from "Injection @ 35 l/s" profile.
Injection @ 50 l/s	Injection pressure at surface = 15 bar. Well full of formation water. Internal pressure at shoe = 179.1 bar.	No pressure at surface. External pressure determined by cement slurry fluid. External pressure at casing shoe = 159 bar.	Temperature from "Injection @ 50 l/s" profile.

Tabella 14 – Carichi di lavoro previsti per il liner intermedio 11.3/4"

Load Name	Burst Min Pipe SF	Burst Pipe MD (m)	Collapse Min Pipe SF	Collapse Pipe MD (m)	Tension Min Pipe SF	Tension Pipe MD (m)	Compression Min Pipe SF	Compression Pipe MD (m)	Triaxial Min Pipe SF	Triaxial MD (m)
Running In Hole	100.00	1,674.39			8.60	1,150.94			7.55	1,150.94
Overpull	100.00	1,674.39			6.78	1,150.94			6.11	1,150.94
Bumping Cement Plug	11.93	1,080.00			9.61	1,150.94	100.00	1,706.05	9.28	1,150.94
Initial Condition			14.21	1,674.39	13.87	1,150.94	12.05	1,586.42	11.08	1,150.94
Pressure Test	1.43	1,695.50			4.34	1,150.94			1.52	1,586.42
Drilling with Maximum Mud Weight	28.16	1,695.50			13.82	1,150.94			12.30	1,586.42
Fluid Column Drop			8.57	1,080.00			14.80	1,486.14	9.53	1,586.42
Gas/Mud Unmixed	18.38	1,080.00	28.78	1,716.61	13.03	1,150.94	100.00	1,721.89	11.66	1,586.42
Kick: Casing Full of Gas	4.21	1,080.00			8.45	1,150.94			4.54	1,150.94
Kick: Limited Volume	8.09	1,080.00			10.66	1,150.94			8.19	1,150.94
Packer Leak			10.47	1,080.00	12.04	1,150.94			7.89	1,586.42
Production @ 20 l/s			8.81	1,743.00			7.02	1,486.14	9.17	1,150.94
Production @ 35 l/s			8.81	1,743.00			7.00	1,486.14	9.11	1,150.94
Production @ 50 l/s			8.81	1,743.00			6.99	1,486.14	9.08	1,150.94
Injection @ 20 l/s	33.64	1,743.00			9.86	1,150.94			9.28	1,586.42
Injection @ 35 l/s	33.64	1,743.00			9.88	1,150.94			9.28	1,586.42
Injection @ 50 l/s	33.64	1,743.00			9.89	1,150.94			9.28	1,586.42

Tabella 15 – Fattori di sicurezza del liner intermedio 11.3/4"

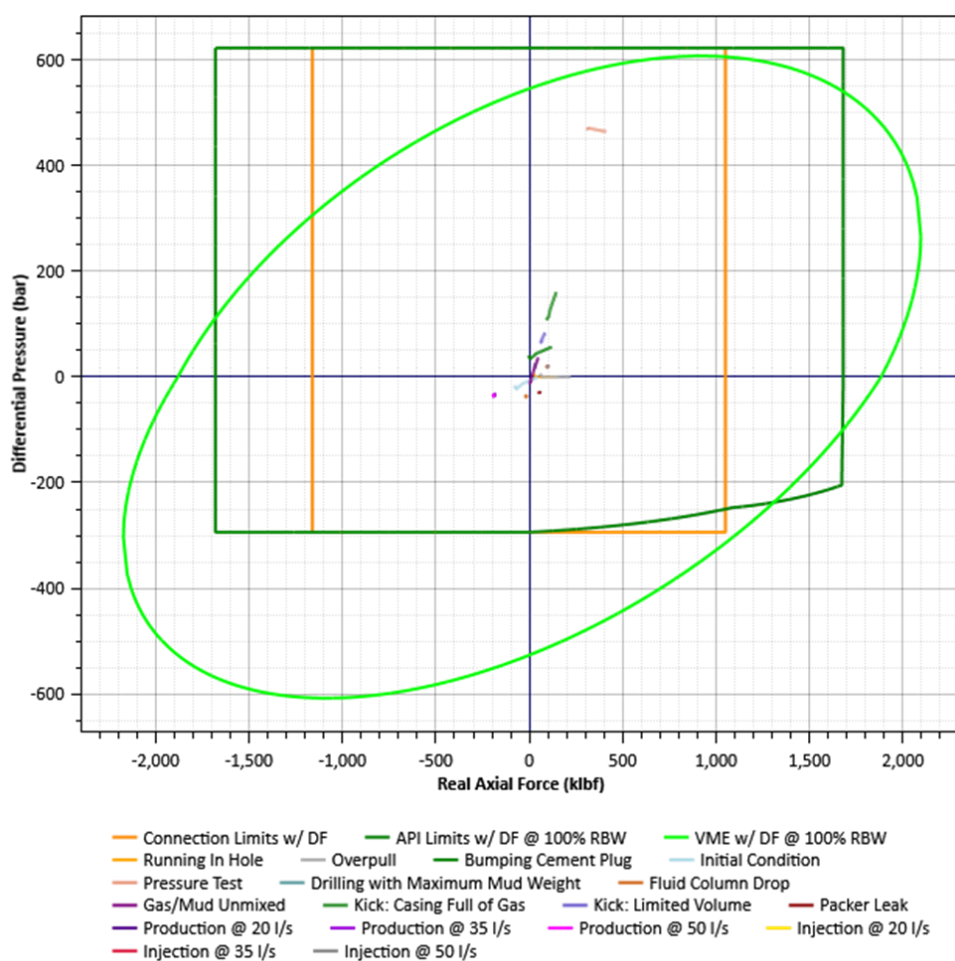


Figura 17 – Diagramma triassiale dei carichi di lavoro del liner 11.3/4"



SG-1 ST2: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 31 DI 75

3.6.3. CALCOLO DEL LINER DI PRODUZIONE DA 9.5/8"

Load Name	Internal Pressure	External Pressure	Temperature
Running In Hole	191.37 bar pressure at hanger, 1.250 SG fluid hydrostatic.	191.37 bar pressure at hanger, 1.250 SG fluid hydrostatic. Running velocity of 0.05 m/s.	Undisturbed Temperature
Overpull	191.37 bar pressure at hanger, 1.250 SG fluid hydrostatic.	191.37 bar pressure at hanger, 1.250 SG fluid hydrostatic.	Undisturbed Temperature
Bumping Cement Plug	1.250 SG displacing fluid density hydrostatic. 79.14 bar pressure used to bump plug.	122.58 bar pressure at hanger, 1.550 SG fluid density to ; 1.900 SG fluid density to shoe.	Undisturbed Temperature
Initial Condition	122.58 bar pressure at hanger, 1.250 SG fluid gradient.	122.58 bar pressure at hanger, Lead Cement of 1.550 SG at 1,000.00 m, Tail Cement of 1.900 SG from 2,350.00 m to EOS at 2,586.00 m.	Undisturbed Temperature
Pressure Test	554.23 bar surface test pressure on top of 1.250 SG fluid gradient.	99.67 bar pressure at hanger, 1.250 SG fluid density to previous shoe; pore pressure to shoe.	Undisturbed Temperature
Fluid Column Drop	Zero bar above top of fluid column at 1,293.00 m MD. 1.250 SG fluid density below, 50% of casing.	122.58 bar pressure at hanger, 1.250 SG fluid density to shoe.	Undisturbed Temperature
Gas/Mud Unmixed	153.09 bar hanger pressure. Mud/gas interface at 0.00 m MD. Gas density 0.300 SG; mud density 1.250 SG.	99.67 bar pressure at hanger, 1.250 SG fluid density to previous shoe; pore pressure to shoe.	Undisturbed Temperature
Kick: Casing Full of Gas	396.81 bar hanger pressure. 100% hydrocarbon at 0.231 SG fluid density.	99.67 bar pressure at hanger, 1.250 SG fluid density to previous shoe; pore pressure to shoe.	Influx Temperature
Packer Leak	Late life packer leak. 1.250 SG fluid density to perforation, hydrocarbon density of 0.346 SG below perforation.	122.58 bar pressure at hanger, 1.250 SG fluid density to shoe.	Injection @ 35l/s
Production @ 20 l/s	Fluid level drop in annulus to 150 m below ground surface, due to drawdown. Formation water down to casing shoe. Internal pressure at liner hanger = 141.6 bar. Internal pressure at liner shoe = 217.2 bar.	Cement slurry fluid from liner hanger to previous shoe (1765 m), formation pore pressure from previous shoe to TD at 2654m m. External pressure at previous shoe = 159 bar. External pressure at liner shoe = 233.1 bar.	Temperature from "Production @ 20 l/s" profile.
Production @ 35 l/s	Fluid level drop in annulus to 150 m below ground surface, due to drawdown. Formation water down to casing shoe. Internal pressure at liner hanger = 141.6 bar. Internal pressure at liner shoe = 217.2 bar.	Cement slurry fluid from liner hanger to previous shoe (1765 m), formation pore pressure from previous shoe to TD at 2654m m. External pressure at previous shoe = 159 bar. External pressure at liner shoe = 233.1 bar.	Temperature from "Production @ 35 l/s" profile.
Production @ 50 l/s	Fluid level drop in annulus to 150 m below ground surface, due to drawdown. Formation water down to casing shoe. Internal pressure at liner hanger = 141.6 bar. Internal pressure at liner shoe = 217.2 bar.	Cement slurry fluid from liner hanger to previous shoe (1765 m), formation pore pressure from previous shoe to TD at 2654m m. External pressure at previous shoe = 159 bar. External pressure at liner shoe = 233.1 bar.	Temperature from "Production @ 50 l/s" profile.
Injection @ 20 l/s	Injection pressure at surface = 15 bar. Well full of formation water. Internal pressure at hanger = 171.8 bar. Internal pressure at shoe = 247.3 bar.	Pressure at liner hanger = 151.9 bar. External pressure determined by cement slurry fluid. External pressure at shoe = 225.1 bar.	Temperature from "Injection @ 20 l/s" profile.
Injection @ 35 l/s	Injection pressure at surface = 15 bar. Well full of formation water. Internal pressure at hanger = 171.8 bar. Internal pressure at shoe = 247.3 bar.	Pressure at liner hanger = 151.9 bar. External pressure determined by cement slurry fluid. External pressure at shoe = 225.1 bar.	Temperature from "Injection @ 35 l/s" profile.
Injection @ 50 l/s	Injection pressure at surface = 15 bar. Well full of formation water. Internal pressure at hanger = 171.8 bar. Internal pressure at shoe = 247.3 bar.	Pressure at liner hanger = 151.9 bar. External pressure determined by cement slurry fluid. External pressure at shoe = 225.1 bar.	Temperature from "Injection @ 50 l/s" profile.

Tabella 16 – Carichi di lavoro previsti per il casing di produzione 9.5/8"

Load Name	Burst Min Pipe SF	Burst Pipe MD (m)	Collapse Min Pipe SF	Collapse Pipe MD (m)	Tension Min Pipe SF	Tension Pipe MD (m)	Compression Min Pipe SF	Compression Pipe MD (m)	Triaxial Min Pipe SF	Triaxial MD (m)
Running In Hole	100.00	2,519.15			8.42	1,150.94	27.71	2,586.00	6.97	1,150.94
Overpull	100.00	2,519.15			8.59	1,150.94	25.98	2,586.00	7.09	1,150.94
Bumping Cement Plug	10.69	1,000.00			7.65	1,150.94	41.73	2,586.00	7.58	1,150.94
Initial Condition			12.87	2,586.00	10.36	1,150.94	17.03	2,586.00	8.63	1,150.94
Pressure Test	1.43	2,533.22			4.01	1,150.94			1.52	2,586.00
Fluid Column Drop			3.63	2,586.00	16.29	1,150.94	11.70	2,586.00	4.54	1,292.62
Gas/Mud Unmixed	15.84	1,000.00	100.00	1,618.09	9.11	1,150.94	23.92	2,586.00	9.15	1,150.94
Kick: Casing Full of Gas	2.79	1,000.00			12.29	1,150.94	100.00	2,536.74	2.92	1,000.00
Packer Leak			20.89	2,586.00	8.96	1,150.94			6.82	1,586.42
Production @ 20 l/s			37.58	2,586.00			11.29	1,586.42	14.68	1,150.94
Production @ 35 l/s			37.58	2,586.00			11.24	1,586.42	14.52	1,150.94
Production @ 50 l/s			37.58	2,586.00			11.22	1,586.42	14.45	1,150.94
Injection @ 20 l/s	38.43	2,586.00			7.94	1,150.94			7.56	1,586.42
Injection @ 35 l/s	38.44	2,586.00			7.95	1,150.94			7.56	1,586.42
Injection @ 50 l/s	38.44	2,586.00			7.96	1,150.94			7.56	1,586.42

Tabella 17 – Fattori di sicurezza del casing di produzione 9.5/8"

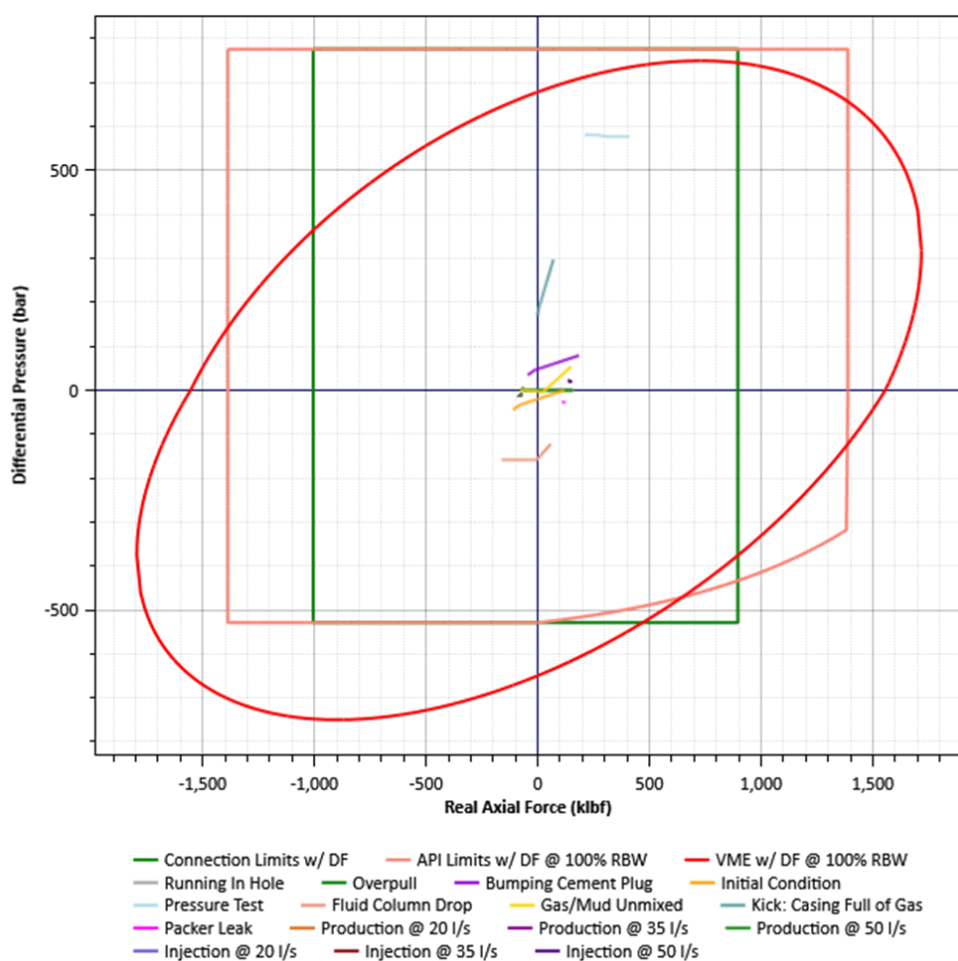


Figura 18 – Diagramma triassiale dei carichi di lavoro del casing 9.5”

3.6.4. CALCOLO DEL TUBING DI PRODUZIONE DA 9.5/8"

Load Name	Burst Min Pipe SF	Burst Pipe MD (m)	Collapse Min Pipe SF	Collapse Pipe MD (m)	Tension Min Pipe SF	Tension Pipe MD (m)	Compression Min Pipe SF	Compression Pipe MD (m)	Triaxial Min Pipe SF	Triaxial MD (m)
Running In Hole					6.00	10.15			5.99	10.15
Pressure Test	1.43	1,000.00			2.60	10.15			1.58	989.44
Generic Operations Load - Production	18.04	9.00			7.84	10.15	37.33	989.44	8.75	10.15
Generic Operations Load - Injection	27.27	9.00	28.98	1,000.00	8.37	10.15	31.22	989.44	9.25	10.15
Shut-In Tubing Leak			2.98	1,000.00	18.72	10.15	10.20	989.44	5.25	989.44
Tubing Evacuation			3.64	1,000.00	10.82	10.15	16.93	989.44	6.30	510.91
Tubing Shut-In	18.38	9.00			8.05	10.15	36.69	989.44	8.99	10.15

Tabella 18 – Carichi di lavoro previsti per il tubing di produzione 9.5/8"

Load Name	Internal Pressure	External Pressure	Temperature
Running In Hole	1.10 bar pressure at hanger, 1.250 SG fluid hydrostatic.	1.10 bar pressure at hanger, 1.250 SG fluid hydrostatic. Running velocity of 0.61 m/s.	Undisturbed Temperature
Pressure Test	301.42 bar surface test pressure on top of 1.250 SG fluid gradient.	0.00 bar pressure at hanger, 1.250 SG fluid density to packer.	Undisturbed Temperature
Generic Operations Load - Production	23.56 bar hanger pressure with 1.030 SG internal fluid density.	Trapped original packer fluid with 1.250 SG above the packer, same as internal pressure below packer.	Production @ 35l/s
Generic Operations Load - Injection	15.88 bar hanger pressure with 0.993 SG internal fluid density.	Trapped original packer fluid with 1.250 SG above the packer, same as internal pressure below packer.	Injection @ 20l/s
Shut-In Tubing Leak	Pore pressure at perforation depth 2,586.00 m MD minus 0.346 SG hydrocarbon fluid density to top.	SITP on packer fluid density of 1.250 SG to packer and same as internal pressure below packer.	Injection @ 35l/s
Tubing Evacuation	Zero bar above top of fluid column at 500.00 m MD. 1.030 SG fluid density below, 50% of casing.	Trapped original packer fluid with 1.250 SG above the packer, same as internal pressure below packer.	Injection @ 35l/s
Tubing Shut-In	23.56 bar internal hanger pressure. 0.4465 psi/ft hydrocarbon gradient.	0.00 bar pressure at hanger, 1.250 SG fluid density to packer; internal fluid below packer.	Injection @ 35l/s

Tabella 19 – Fattori di sicurezza del tubing di produzione 9.5/8"

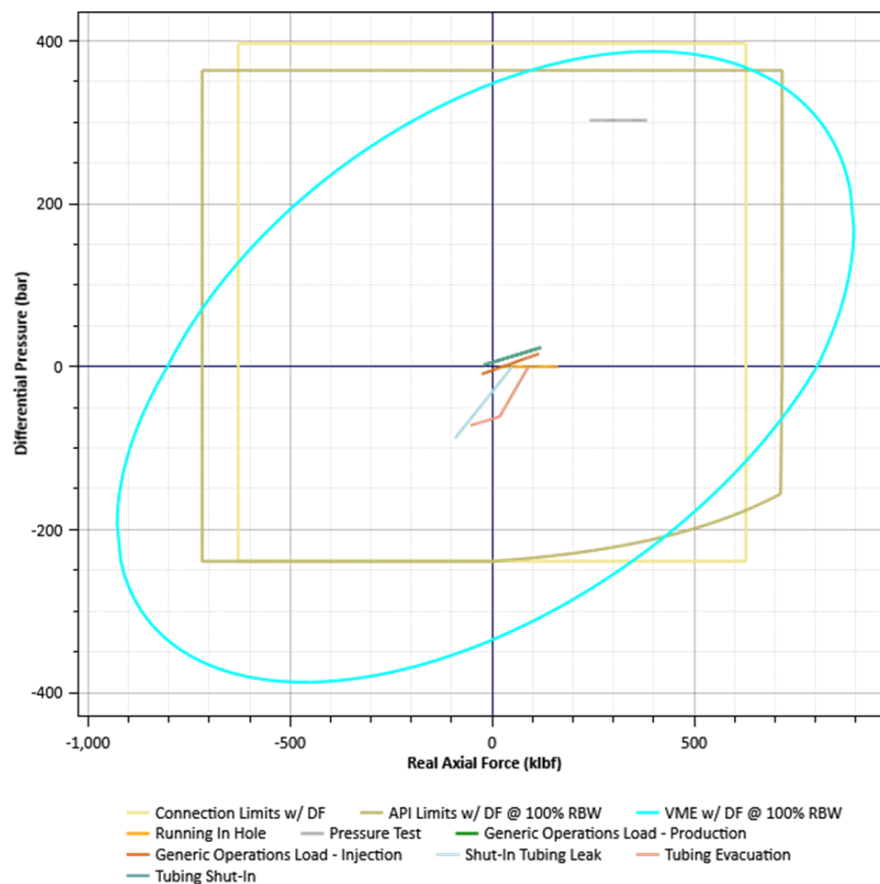


Figura 19 – Diagramma triassiale dei carichi di lavoro del tubing 9.5/8"

3.7. PROGRAMMA DI DEVIAZIONE

3.7.1. PROFILO LATERALE

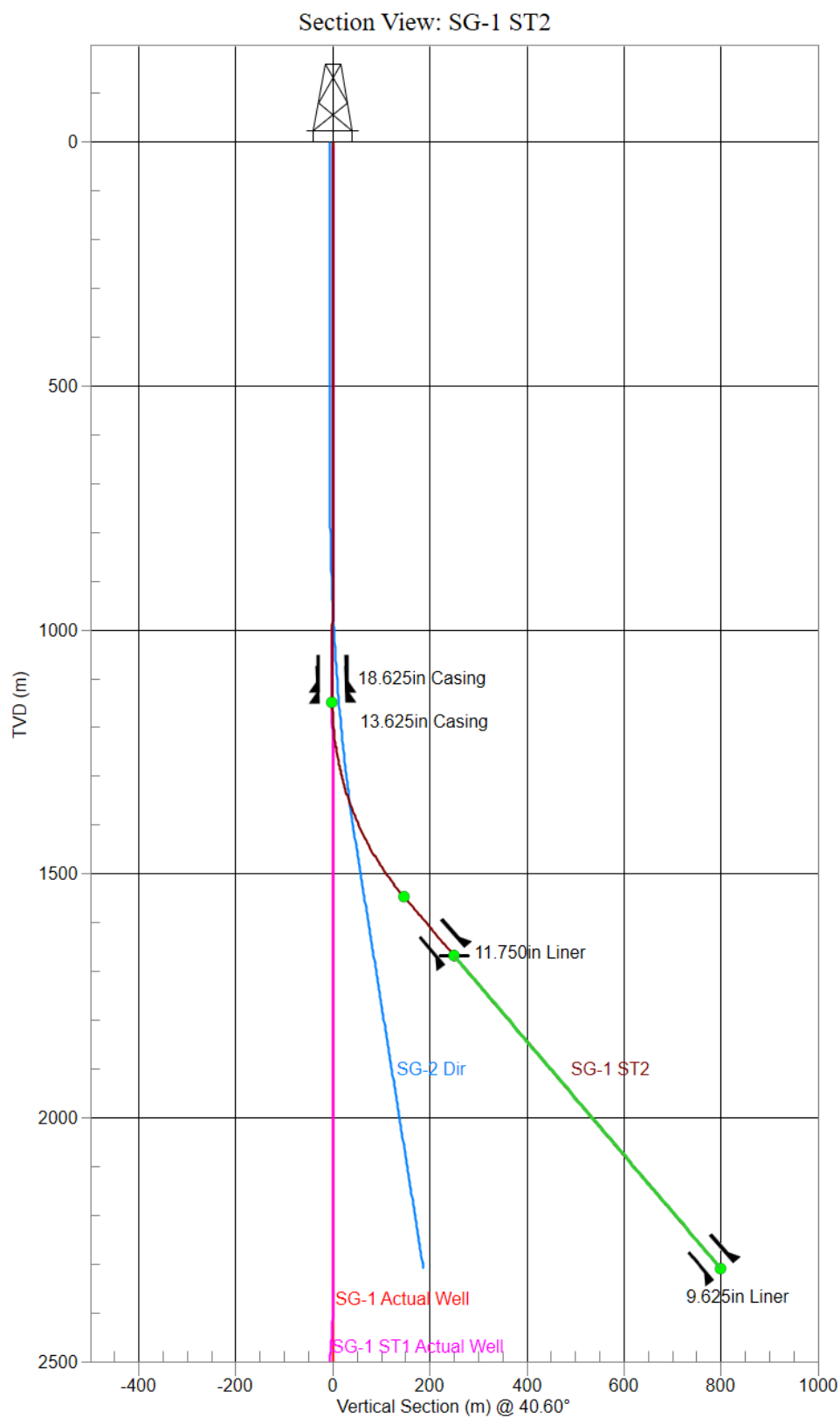


Figura 20 – Profilo laterale di deviazione

3.7.2. PROIEZIONE VERTICALE

Plan View: SG-1 ST2

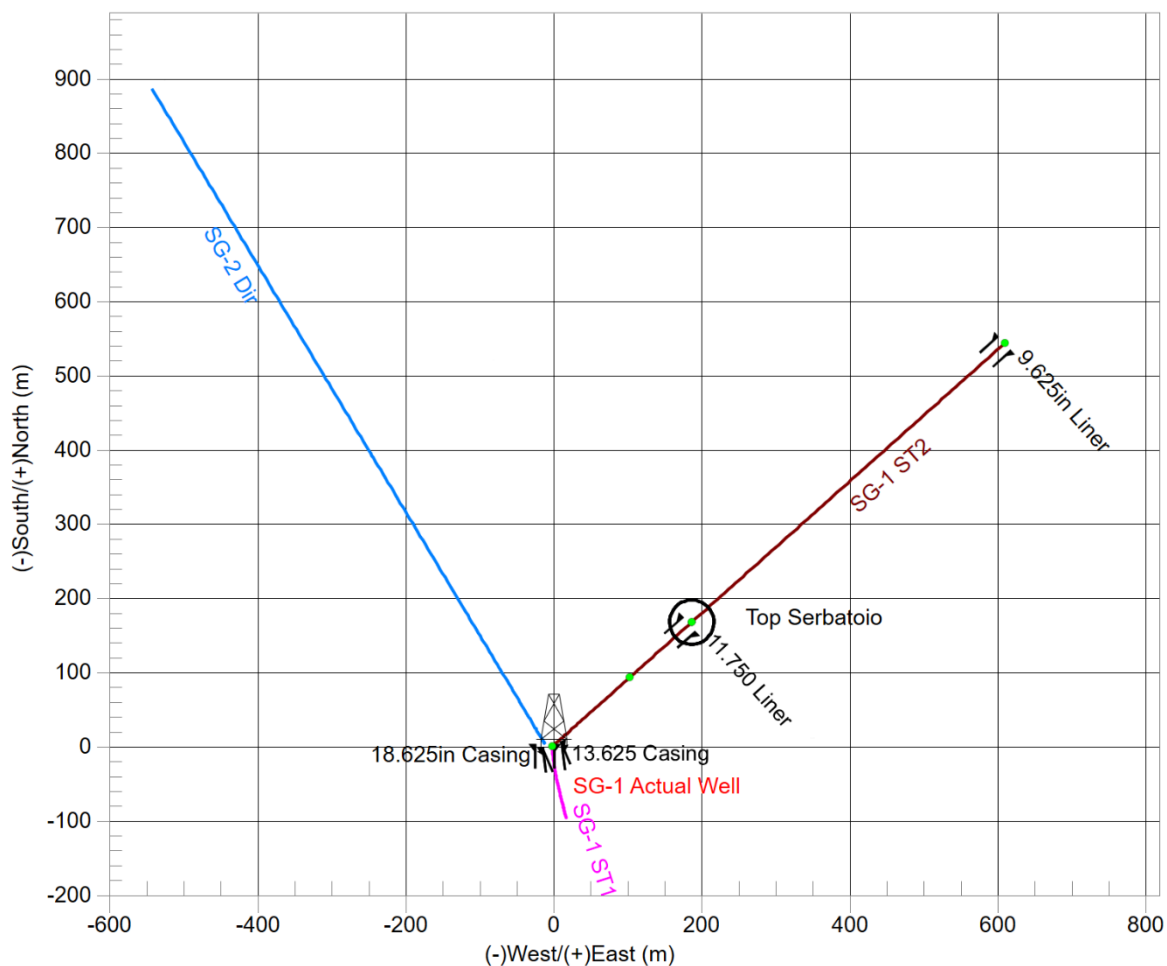


Figura 21 – Vista in pianta del profilo di deviazione



SG-1 ST2: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 36 DI 75

3.7.3. TABELLA DATI DEVIAZIONE

MD (m)	INC deg	AZI deg	TVD (m)	NS (m)	EW (m)	VS (m)	DLS (deg/30m)	BR (deg/30m)	TR (deg/30m)	TFO deg	CL (m)	TVDSS (m)	GRID N EPSG 32632	GRID E EPSG 32632	LAT EPSG 4326	LONG EPSG 4326	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-9	4956778.01	742993	44° 43' 23.364" N	12° 4' 5.928" E
9	0	0	0	9	0	0	0	0	0	0	0	9	0	4956778.01	742993	44° 43' 23.364" N	12° 4' 5.928" E
30	0.1	234.54	30	-0.01	-0.01	-0.02	0.14	0.14	0	234.54	21	21	4956778	742992.99	44° 43' 23.364" N	12° 4' 5.927" E	
60	0.04	111.35	60	-0.03	-0.03	-0.04	0.13	-0.06	-123.19	-164.64	30	51	4956777.98	742992.98	44° 43' 23.363" N	12° 4' 5.927" E	
90	0.06	78.57	90	-0.03	0	-0.02	0.03	0.02	-32.78	-72.18	30	81	4956777.98	742993	44° 43' 23.363" N	12° 4' 5.928" E	
120	0.05	14.94	120	-0.01	0.02	0	0.06	-0.01	-63.63	-130.15	30	111	4956778	742993.02	44° 43' 23.364" N	12° 4' 5.929" E	
150	0.06	322.8	150	0.01	0.01	0.02	0.05	0.01	-52.14	-105.54	30	141	4956778.03	742993.01	44° 43' 23.364" N	12° 4' 5.928" E	
180	0.02	339.81	180	0.03	0	0.02	0.04	-0.04	17.01	171.85	30	171	4956778.04	742993	44° 43' 23.365" N	12° 4' 5.928" E	
210	0.05	30.4	210	0.04	0	0.03	0.04	0.03	50.59	73.09	30	201	4956778.06	742993.01	44° 43' 23.365" N	12° 4' 5.928" E	
240	0.05	283.25	240	0.06	0	0.04	0.08	0	-107.15	90	30	231	4956778.07	742993	44° 43' 23.366" N	12° 4' 5.928" E	
270	0.12	324.86	270	0.09	-0.03	0.03	0.09	0.07	41.61	63.5	30	261	4956778.1	742992.97	44° 43' 23.367" N	12° 4' 5.926" E	
300	0.11	333.34	300	0.14	-0.06	0.05	0.02	-0.01	8.48	124.63	30	291	4956778.15	742992.93	44° 43' 23.369" N	12° 4' 5.925" E	
330	0.09	307.46	330	0.18	-0.09	0.05	0.05	-0.02	-25.88	-126.46	30	321	4956778.19	742992.9	44° 43' 23.370" N	12° 4' 5.924" E	
360	0.06	327.71	360	0.21	-0.12	0.05	0.04	-0.03	20.25	148.36	30	351	4956778.22	742992.87	44° 43' 23.371" N	12° 4' 5.922" E	
390	0.25	330.78	390	0.28	-0.16	0.06	0.19	0.19	3.07	4.04	30	381	4956778.28	742992.83	44° 43' 23.373" N	12° 4' 5.920" E	
420	0.34	343.46	420	0.42	-0.22	0.12	0.11	0.09	12.68	42.41	30	411	4956778.42	742992.77	44° 43' 23.378" N	12° 4' 5.918" E	
450	0.49	342.09	450	0.63	-0.28	0.21	0.15	0.15	-1.37	-4.47	30	441	4956778.63	742992.7	44° 43' 23.384" N	12° 4' 5.915" E	
480	0.54	333.04	480	0.87	-0.39	0.29	0.1	0.05	-9.05	-63	30	471	4956778.87	742992.58	44° 43' 23.392" N	12° 4' 5.910" E	
510	0.61	330.59	510	1.14	-0.53	0.36	0.07	0.07	-2.45	-20.58	30	501	4956779.13	742992.43	44° 43' 23.401" N	12° 4' 5.904" E	
540	0.72	329.41	539.99	1.44	-0.7	0.44	0.11	0.11	-1.18	-7.69	30	530.99	4956779.43	742992.24	44° 43' 23.411" N	12° 4' 5.896" E	
570	0.7	321.07	569.99	1.75	-0.92	0.48	0.11	-0.02	-8.34	-105.1	30	560.99	4956779.72	742992.02	44° 43' 23.421" N	12° 4' 5.886" E	
600	0.64	322.75	599.99	2.02	-1.13	0.5	0.06	-0.06	1.68	162.71	30	590.99	4956779.99	742991.8	44° 43' 23.429" N	12° 4' 5.876" E	
630	0.61	317.31	629.99	2.27	-1.34	0.51	0.07	-0.03	-5.44	-119.52	30	620.99	4956780.23	742991.58	44° 43' 23.438" N	12° 4' 5.867" E	
660	0.41	302.54	659.99	2.45	-1.54	0.48	0.24	-0.2	-14.77	-153.92	30	650.99	4956780.4	742991.37	44° 43' 23.443" N	12° 4' 5.858" E	
690	0.26	290.57	689.99	2.53	-1.69	0.42	0.16	-0.15	-11.97	-160.89	30	680.99	4956780.48	742991.21	44° 43' 23.446" N	12° 4' 5.851" E	
720	0.1	259.1	719.99	2.55	-1.78	0.37	0.18	-0.16	-31.47	-163.36	30	710.99	4956780.49	742991.12	44° 43' 23.447" N	12° 4' 5.847" E	
750	0.13	222.26	749.99	2.52	-1.83	0.31	0.08	0.03	-36.84	-87.03	30	740.99	4956780.46	742991.08	44° 43' 23.446" N	12° 4' 5.845" E	
780	0.31	175.52	779.99	2.41	-1.85	0.23	0.24	0.18	-46.74	-69.94	30	770.99	4956780.35	742991.06	44° 43' 23.442" N	12° 4' 5.844" E	
810	0.44	162.06	809.98	2.22	-1.81	0.13	0.16	0.13	-13.46	-40.98	30	800.98	4956780.17	742991.11	44° 43' 23.436" N	12° 4' 5.846" E	
840	0.52	172.72	839.98	1.98	-1.76	0.01	0.12	0.08	10.66	53.56	30	830.98	4956779.92	742991.18	44° 43' 23.428" N	12° 4' 5.848" E	
870	0.53	168.97	869.98	1.71	-1.71	-0.14	0.04	0.01	-3.75	-75.65	30	860.98	4956779.65	742991.23	44° 43' 23.419" N	12° 4' 5.850" E	
900	0.59	169.24	899.98	1.42	-1.66	-0.29	0.06	0.06	0.27	2.65	30	890.98	4956779.37	742991.3	44° 43' 23.410" N	12° 4' 5.853" E	
930	0.45	182.81	929.98	1.15	-1.63	-0.45	0.19	-0.14	13.57	145.31	30	920.98	4956779.1	742991.33	44° 43' 23.401" N	12° 4' 5.854" E	
960	0.47	191.79	959.98	0.91	-1.66	-0.63	0.07	0.02	8.98	79.02	30	950.98	4956778.86	742991.31	44° 43' 23.393" N	12° 4' 5.852" E	
990	0.27	223.47	989.98	0.74	-1.74	-0.8	0.28	-0.2	31.68	149.45	30	980.98	4956778.69	742991.24	44° 43' 23.388" N	12° 4' 5.849" E	
1020	0.26	229.61	1019.98	0.64	-1.84	-0.94	0.03	-0.01	6.14	112.45	30	1010.98	4956778.59	742991.14	44° 43' 23.385" N	12° 4' 5.844" E	
1050	0.21	315.33	1049.98	0.64	-1.93	-1.01	0.32	-0.05	85.72	139.4	30	1040.98	4956778.58	742991.05	44° 43' 23.385" N	12° 4' 5.844" E	
1080	0.25	312.08	1079.98	0.72	-2.02	-1.02	0.04	0.04	-3.25	-19.69	30	1070.98	4956778.66	742990.96	44° 43' 23.387" N	12° 4' 5.836" E	
1110	0.25	327.82	1109.98	0.82	-2.1	-1.02	0.07	0	15.74	90	30	1100.98	4956778.75	742990.88	44° 43' 23.391" N	12° 4' 5.833" E	
1140	0.15	22.33	1139.98	0.91	-2.12	-0.97	0.2	-0.1	54.51	143.14	30	1130.98	4956778.85	742990.85	44° 43' 23.394" N	12° 4' 5.832" E	
1150	0.16	48.12	1149.98	0.93	-2.1	-0.95	0.21	0.03	77.37	94.02	10	1140.98	4956778.87	742990.87	44° 43' 23.394" N	12° 4' 5.832" E	
1170	2.03	48.33	1169.97	1.19	-1.82	-0.56	2.8	2.8	0.32	0.23	20	1160.97	4956779.13	742991.14	44° 43' 23.402" N	12° 4' 5.845" E	
1200	4.83	48.35	1199.92	2.38	-0.48	1.23	2.8	2.8	0.01	0.02	30	1190.92	4956780.37	742992.44	44° 43' 23.441" N	12° 4' 5.906" E	
1230	7.63	48.35	1229.74	4.54	1.95	4.48	2.8	2.8	0	0	30	1220.74	4956782.62	742994.78	44° 43' 23.511" N	12° 4' 6.017" E	
1260	10.43	48.35	1259.36	7.67	5.47	9.19	2.8	2.8	0	0	30	1250.36	4956785.88	742998.18	44° 43' 23.612" N	12° 4' 6.176" E	
1290	13.23	48.35	1288.72	11.76	10.06	15.34	2.8	2.8	0	0	30	1279.72	4956790.14	743002.61	44° 43' 23.745" N	12° 4' 6.385" E	
1320	16.03	48.35	1317.75	16.79	15.73	22.91	2.8	2.8	0	0	30	1308.75	4956795.38	743008.08	44° 43' 23.908" N	12° 4' 6.642" E	
1350	18.83	48.35	1346.37	22.76	22.44	31.9	2.8	2.8	0	0	30	1337.37	4956801.6	743014.56	44° 43' 24.101" N	12° 4' 6.947" E	
1380	21.63	48.35	1374.51	29.65	30.19	42.27	2.8	2.8	0	0	30	1365.51	4956808.77	743022.04	44° 43' 24.324" N	12° 4' 7.299" E	
1410	24.43	48.35	1402.12	37.45	38.96	54	2.8	2.8	0	0	30	1393.12	4956816.89	743030.51	44° 43' 24.576" N	12° 4' 7.697" E	
1440	27.23	48.35	1429.12	46.14	48.72	67.07	2.8	2.8	0	0	30	1420.12	4956825.94	743039.93	44° 43' 24.858" N	12° 4' 8.140" E	
1470	30.03	48.35	1455.45	55.69	59.46	81.45	2.8	2.8	0	0	30	1446.45	4956835.88	743050.3	44° 43' 25.167" N	12° 4' 8.628" E	
1500	32.83	48.35	1481.05	66.08	71.15	97.09	2.8	2.8	0	0	30	1472.05	4956846.7	743061.58	44° 43' 25.503" N	12° 4' 9.159" E	
1530	35.63	48.35	1505.85	77.3	83.76	113.96	2.8	2.8	0	0	30	1496.85	4956858.38	743073.76	44° 43' 25.866" N	12° 4' 9.731" E	
1560	38.43	48.35	1529.8	89.3	97.26	132.02	2.8	2.8	0	0	30	1520.8	4956870.88	743086.79	44° 43' 26.255" N	12° 4' 10.344" E	
1583.18	40.59	48.35	1547.68	99.1	108.27	146.77	2.8	2.8	0	0	23.18	1538.68	4956881.08	743097.42	44° 43' 26.572" N	12° 4' 10.844" E	
1590	40.59	48.35	1552.86	102.05	111.59	151.21	0	0	0	0	6.82	1543.86	4956884.15	743100.63	44° 43' 26.667" N	12° 4' 10.995" E	
1620	40.59	48.35	1575.64	115.02	126.18	170.73	0	0	0	0	30	1566.64	4956897.66	743114.71	44° 43' 27.087" N	12° 4' 11.657" E	
1650	40.59	48.35	1598.42	127.99	140.76	190.25	0	0	0	0	30	1589.42	4956911.17	743128.79	44° 43' 27.507" N	12° 4' 12.320" E	
1680	40.59	48.35	1621.2	140.96	155.35	209.77	0	0	0	0	30	1612.2	4956924.67	743142.87	44° 43' 27.927" N	12° 4' 12.982" E	
1710	40.59	48.35	1643.98	153.93	169.94	229.28	0	0	0	0	30	1634.98	4956938.18	743156.95	44° 43' 28.347" N	12° 4' 13.644" E	
1740	40.59	48.35	1666.76	166.91	184.52	248.8	0	0	0	0	30	1657.76	4956951.69	743171.03	44° 43' 28.767" N	12° 4' 14.307" E	
1742.94	40.59	48.35	1669	168.18	185.95	250.72	0	0	0	0	2.94	1660	4956953.01	743172.41	44° 43' 28.808" N	12° 4' 14.372" E	

3.7.4. ANALISI ANTICOLLISIONE

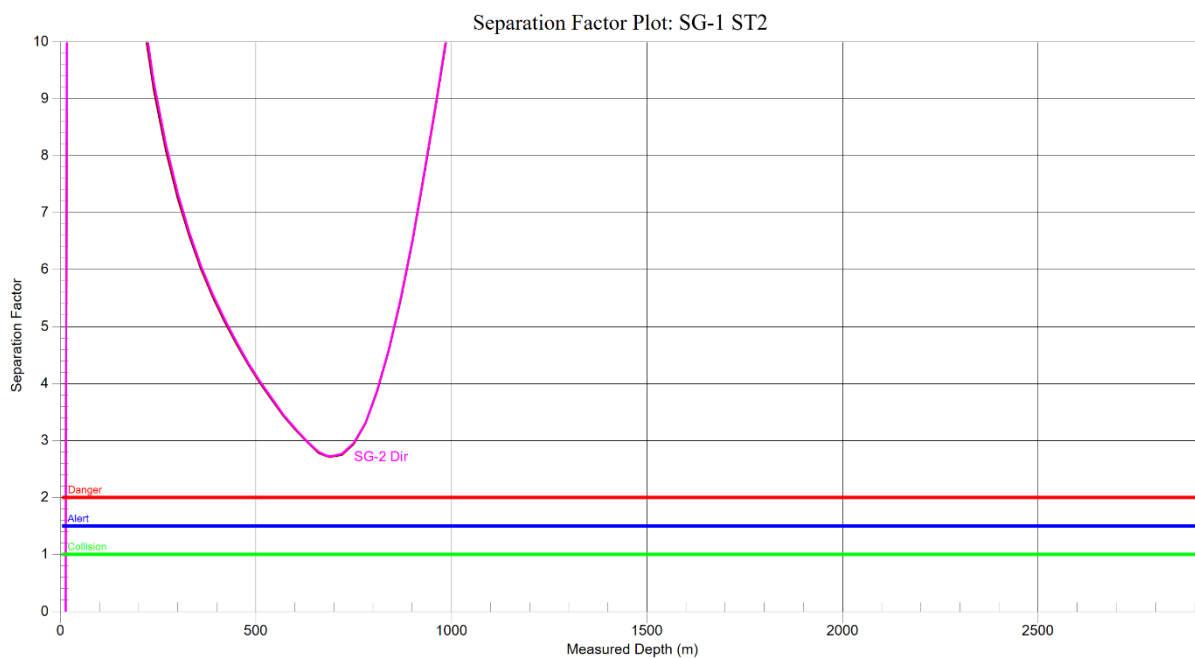


Figura 22 – Fattore di separazione tra SG-1 ST2 e SG-1

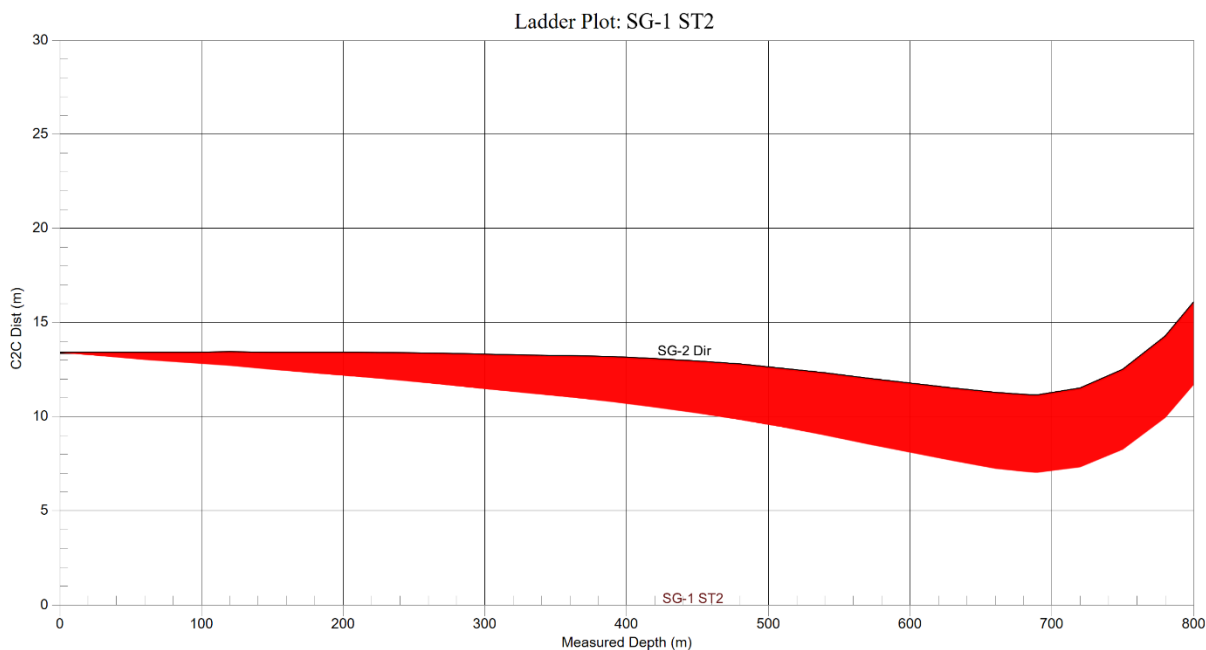


Figura 23 – Distanza centro-centro tra SG-1 ST2 e SG-1

3.8. PROGRAMMA FANGO

3.8.1. CARATTERISTICHE FANGO

CARATTERISTICHE DEL FANGO/BRINE – Pozzo: SG-1 ST2				
	Unità	Perforazione: Fase 1 14.3/4"	Perforazione: Fase 2 12.1/4"	Completamento
Intervallo Fase	da MD (m)	1150	1743	0
	a MD (m)	1743	2586	1000
Tipo di fango utilizzato		FW-PO-KC	DIF	BRINE CaCl2
Densità Fango	g/cm³	1.2 – 1.22	1.22 – 1.25	1.22 – 1.25
Viscosità Marsh	sec/l	50 – 60	50 – 65	–
Plastic Viscosity	cP	ALAP	ALAP	–
Yield Point	lbf/100ft²	20 – 35	20 – 35	–
Gel 10"	lbf/100ft²	4 – 7	4 – 6	–
Gel 10'	lbf/100ft²	5 – 8	6 – 10	–
Filtrato API	cm³/30'	< 5	< 5	–
pH		9.5 – 10.5	9.5 – 10.5	7 – 8.5
pf	cc/H ₂ SO ₄ N/50	0.5 – 1	0.3 – 1	–
Pm	cc/H ₂ SO ₄ N/50	0.9 – 1.5	0.5 – 1	–
Mf	cc/H ₂ SO ₄ N/50	1 – 2	0.5 – 1.5	–
POM	cc/H ₂ SO ₄ N/10	–	–	–
MBT	Kg/m³	< 35	< 30	–
Solidi LGS	%Volume	< 5	< 5	–
Sabbia	%Volume	< 1	< 1	–
Solidi totali	%Volume	8 – 13	10 – 16	–

NOTA

• Le caratteristiche del fango potranno variare in base alle necessità operative o geologiche.

Tabella 21 – Caratteristiche fango

3.8.2. VOLUMI E ADDITIVI FANGO

RIASSUNTO VOLUMI – Pozzo: SG-1 ST2						
	Unità	Perforazione: Fase 1		Perforazione: Fase 2		Completamento
Diametro Drilling	in	14.3/4"		12.1/4"		–
Intervallo Fase	Da m (MD)	1150		1743		0
		1743		2586		1000
Metri Perforati	m	593		843		–
Diametro Casing/Liner/Tubing	inch	11.3/4"		9.5/8"		9.5/8"
Tipo Casing/Liner		Intermediate Liner		Production Liner		Tubing
Densità Fango	g/cm³	1.20 - 1.22		1.22 - 1.25		1.22 - 1.25
Tipo di fango utilizzato		FW-PO-KC		DIF		BRINE CaCl2
Volume Peso della roccia perforata (da smaltire)	m³ ton	65 m³	150 t	64 m³	147 t	–
Volume di superficie	m³	100		–		50
Volume fango necessario	m³	255		350		–
Volume brine necessario	m³	–		–		–
Volume 'Kill Mud'	m³	50		–		–
Volume fango recuperato	m³	–		–		–
Volume fango/brine da preparare	m³	305		350		10
Rapporto di diluizione	m³/m³	1 : 2.5		1 : 3.5		–
Volume d'acqua/brine necessario	m³	280		295		10
Volume fango/brine da smaltire	m³	305		350		52

NOTA

- Densità detriti = 2.3 ton/m³
- Prima di iniziare le operazioni confezionare 50m³ di kill mud.
- Il programma fanghi dettagliato sarà preparato dalla contrattista selezionata.
- Il calcolo dei volumi è stato effettuato senza considerare eventuali scavarnamenti o perdite di circolazione.
- Le caratteristiche del fango potranno variare in base alle necessità operative o geologiche.

Tabella 22 – Volumi di fango richiesti e quantità di detriti prodotti

Pozzo: SG-1 ST2		Perforazione: Fase 1		Perforazione: Fase 2		TOTALE Perforazione		Completamento		TOTALE Completamento		TOTALE POZZO	
Funzionalità Prodotto	Nome Prodotto	Quantità		Quantità		Quantità		Quantità		Quantità		Quantità	
		min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
Materiale d'appesantimento	Solfato di Bario	64 ton	76 ton			64 ton	76 ton					64 ton	76 ton
	Alcalinizzante	0.2 ton	0.3 ton	0.2 ton	0.4 ton	0.3 ton	0.7 ton					0.3 ton	0.7 ton
Precipitante dello ione Ca++	Carbonato di Sodio (Cenere di soda)	0.2 ton	0.3 ton			0.2 ton	0.3 ton					0.2 ton	0.3 ton
	Riduttore del filtrato API	2.4 ton	3.1 ton			2.4 ton	3.1 ton					2.4 ton	3.1 ton
Precipitante dello ione Ca++	Polianionica Cellulosa	0.3 ton	0.5 ton			0.3 ton	0.5 ton					0.3 ton	0.5 ton
	Bicarbonato di Sodio	9.2 ton	15.3 ton			9.2 ton	15.3 ton					9.2 ton	15.3 ton
Inibitore delle argille	Cloruro di Potassio (Sale di Potassio)												
Riduttore del filtrato API & Thinner	Umalite												
	Inibitore delle argille & Riduttore di filtrato	2.4 ton	3.1 ton			2.4 ton	3.1 ton					2.4 ton	3.1 ton
Inibitore delle argille	Blend di polimeri organici	15.3 ton	21.4 ton			15.3 ton	21.4 ton					15.3 ton	21.4 ton
Materiale d'appesantimento per Kill Mud	Polimeri e poligliceroli												
	Solfato di Bario												
Lubrificante	Etere monobutilico biodegradabile	1.5 ton	3.1 ton	1.8 ton	3.5 ton	3.3 ton	6.6 ton					3.3 ton	6.6 ton
Materiale d'appesantimento per brine e DIF	Cloruro di Calcio			65 ton	81 ton	65 ton	81 ton	3 ton	3 ton			67 ton	84 ton
	Biopolimero basato su composti di Scleroglucano			0.4 ton	0.7 ton	0.4 ton	0.7 ton					0.4 ton	0.7 ton
Viscosizzante	Liquido organico multivalente			1.8 ton	2.8 ton	1.8 ton	2.8 ton					1.8 ton	2.8 ton
Inibitore delle argille	Carbonato di Calcio			12.9 ton	19.4 ton	12.9 ton	19.4 ton					12.9 ton	19.4 ton
	Carbonato di Calcio			10 ton	19 ton	10 ton	19 ton					10 ton	19 ton
Materiale d'appesantimento	Amido modificato			2.1 ton	2.8 ton	2.1 ton	2.8 ton					2.1 ton	2.8 ton
	Riduttore del filtrato API							0.0 ton	0.0 ton	0.0 ton	0.0 ton	0.0 ton	0.0 ton
Oxygen Scavenger	Etanamina/Etilamine							0.0 ton	0.1 ton	0.0 ton	0.1 ton	0.0 ton	0.1 ton
Anticorrosivo	Anticorrosivo												
Buffer	Ossido di Magnesio			0.3 ton	0.6 ton	0.3 ton	0.6 ton					0.3 ton	0.6 ton

Tabella 23 – Quantità di additivi per il confezionamento del fango e del brine



SG-1 ST2: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 41 DI 75

3.8.3. RIASSUNTO VOLUMI ADDITIVI

RIASSUNTO CONSUMI – Pozzo: SG-1 ST2

Funzionalità Prodotto	Nome Prodotto Generico	Unità	Quantità	
			Min	Max
Materiale d'appesantimento	Solfato di Bario	ton	64.1	76.0
Alcalinizzante	Idrossido di Sodio (Soda Caustica)	ton	0.3	0.7
Precipitante dello ione Ca++	Carbonato di Sodio (Cenere di soda)	ton	0	0
Riduttore del filtrato API	Polianionica Cellulosa	ton	2	3
Precipitante dello ione Ca++	Bicarbonato di Sodio	ton	0	0
Inibitore delle argille	Cloruro di Potassio (Sale di Potassio)	ton	9.2	15.3
Riduttore del filtrato API & Thinner	Umalite	ton	–	–
Inibitore delle argille & Riduttore di filtrato	Blend di polimeri organici	ton	2.4	3.1
Inibitore delle argille	Polimeri e poligliceroli	ton	15.3	21.4
Materiale d'appesantimento per Kill Mud	Solfato di Bario	ton	–	–
Lubrificante	Etere monobutilico biodegradabile	ton	3.3	6.6
Materiale d'appesantimento per brine e DIF	Cloruro di Calcio	ton	67.3	83.8
Viscosizzante	Biopolimero basato su composti di Scleroglucano	ton	0.4	0.7
Inibitore delle argille	Liquido organico multivalente	ton	1.8	2.8
Agente per bridging di vari sizes	Carbonato di Calcio	ton	12.9	19.4
Materiale d'appesantimento	Carbonato di Calcio	ton	9.7	19.4
Riduttore del filtrato API	Amido modificato	ton	2.1	2.8
Oxygen Scavenger	Etanamina/Etilamine	ton	0.0	0.0
Anticorrosivo	Anticorrosivo	ton	0.0	0.1
Buffer	Ossido di Magnesio	ton	0.3	0.6

Tabella 24 – Riassunto volumi additivi richiesti

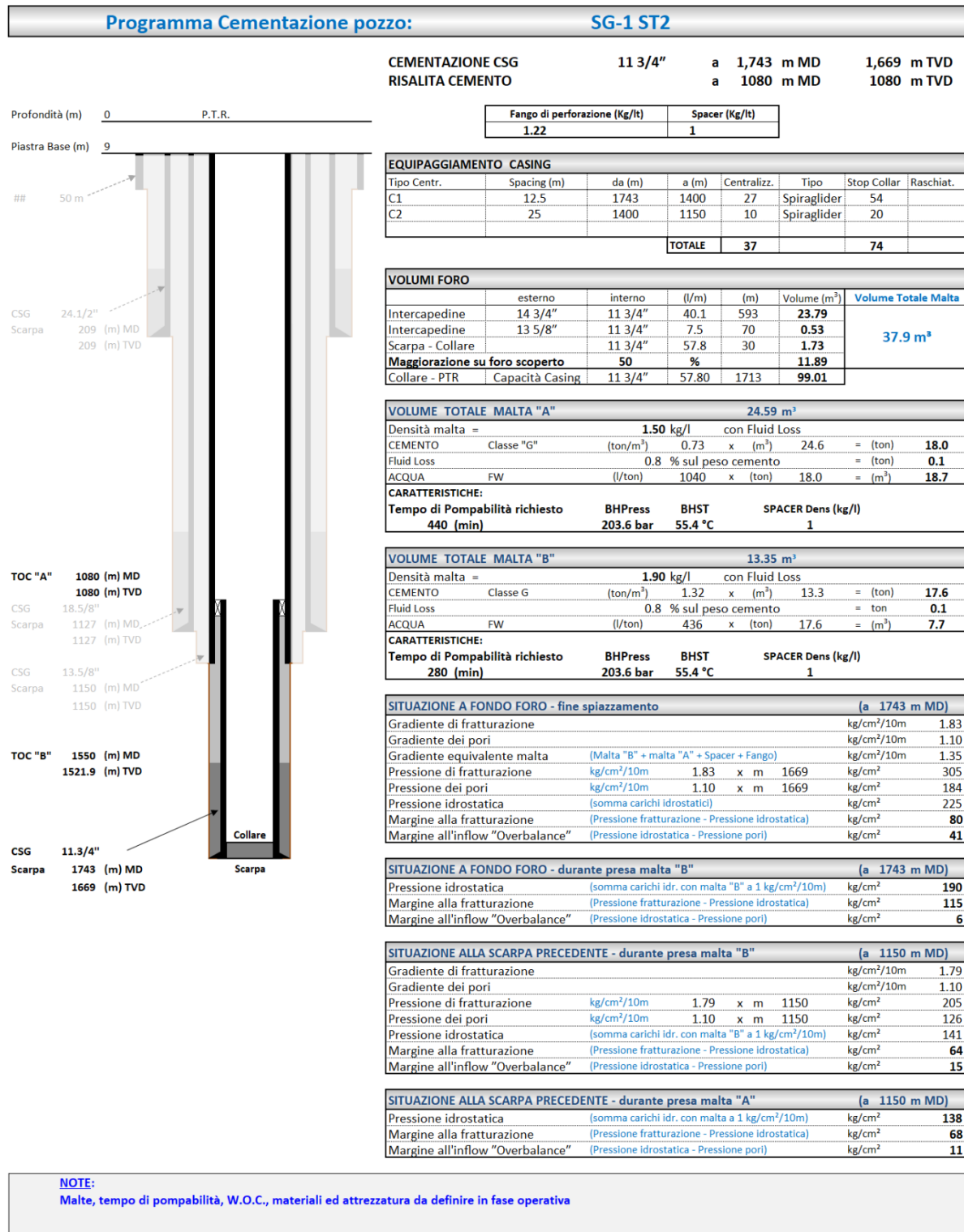


SG-1 ST2: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 42 DI 75

3.9. PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE

3.9.1. 11.3/4" LINER INTERMEDIO

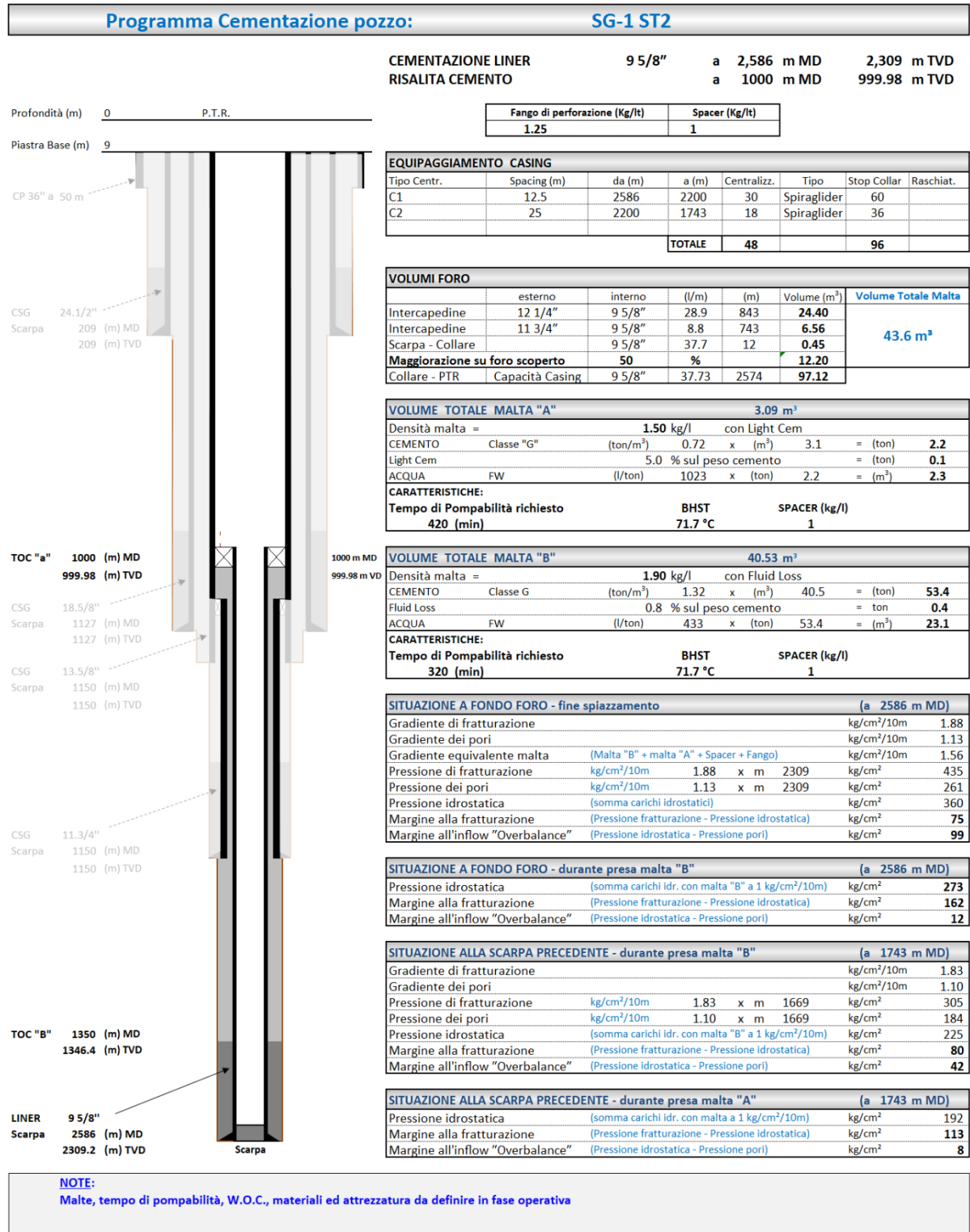




SG-1 ST2: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 43 DI 75

3.9.2. 9 5/8" LINER DI PRODUZIONE



3.10. PROGRAMMA SCALPELLI

Il seguente programma scalpelli è solo di riferimento. Gli scalpelli saranno selezionati in corso d'opera in collaborazione con la contrattista di directional drilling.

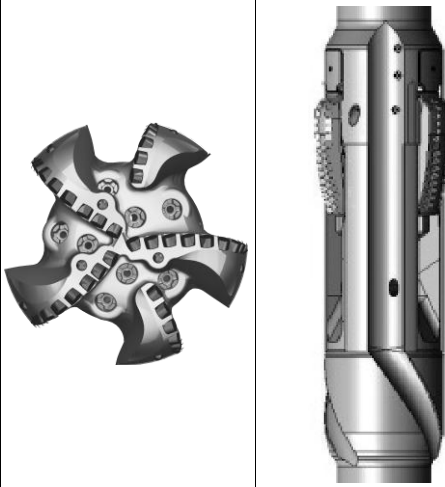
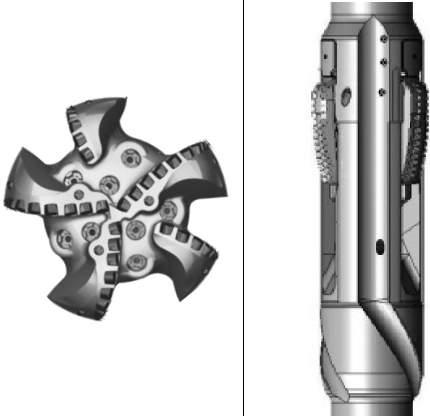
	Fase 14.3/4"		Fase 12.1/4"	
Scalpello	12.1/4" Pilot PDC steel body 5 blades, 19mm polished cutters Depth-of-Cut control Short/Step gauge IADC S223	14.3/4" Under-reamer 3 – 4 blocks 13 / 16 mm PDC cutters	10.1/2" Pilot PDC matrix body 6 blades, 16mm leached & polished shaped cutters Depth-of-Cut control IADC M223	12.1/4" Under-reamer 3 – 4 blocks 13 / 16 mm PDC cutters
Da (m)	1150		1743	
A (m)	1743		2586	
Perforato (m)	593		843	
On-bottom ROP (m/h)	8		6	
Parametri (ton giri)	2 – 15	30 – 100	2 – 12	30 – 120
Immagine di esempio				

Tabella 25 – Programma preliminare scalpelli

3.11. BATTERIE DI PERFORAZIONE

Le seguenti batterie di perforazione sono solo a titolo di riferimento. Le batterie saranno selezionate in corso d'opera dal Rig contractor oppure dalla contrattista di directional drilling.

3.11.1. BATTERIA PRELIMINARE DI SIDETRACK








Item	Component	Gauge OD (in)	OD (in)	ID (in)
	Drill pipe		5	4.276
	HWDP x 6		5	3
	X-Over Sub		8.¼	2.13/16
	Drill Collar x 10		8.¼	2.13/16
	UBHO		8	3
	Drill Collar x 2		8.¼	2.13/16
	Steering Mill	12.¼	8	3
	Flex Mandrel		8	3
	Secondary Mill	12.¼	8	3
	Lead Mill	12.¼	8	
	Whipstock			

Tabella 26 – Batteria preliminare di perforazione per la fase 14.¾"

3.11.2. BATTERIA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE PER LA FASE 14.3/4"















Item	Component	Gauge OD (in)	OD (in)	ID (in)
	Drill pipe		5	4.276
	HWDP x 6		5	3
	X-Over Sub		8.1/4	2.13/16
	Drill Collar x 5		8.1/4	2.13/16
	Jar		8	3
	Drill Collar x 6		8.1/4	2.13/16
	Float Sub		8	2.3/4
	Filter sub		8	2.3/4
	BCPM		8.1/4	2.3/4
	MWD		8.1/4	3.1/4
	Underreamer	14.3/4	9.1/2	3.1/2
	String Stab	12.1/8	8.1/4	3
	PDM with AKO	12	8	
	PDC Bit	12.1/4	16	

Tabella 27 – Batteria preliminare di perforazione per la fase 14.3/4"

3.11.3. BATTERIA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE PER LA FASE 12.¼"















Item	Component	Gauge OD (in)	OD (in)	ID (in)
	Drill pipe		5	4.276
	HWDP x 6		5	3
	X-Over Sub		8.¼	2.13¼ ₁₆
	Drill Collar x 4		8.¼	2.13¼ ₁₆
	Jar		8	2.13¼ ₁₆
	Drill Collar x 5		8.¼	2.13¼ ₁₆
	Float Sub		8	2.¾
	Filter sub		8	2.¾
	BCPM		8.¼	2.¾
	MWD		8.¼	3.¼
	Underreamer	12. ¼	8.¼	3.¼
	String Stab	10.¾ ₈	8.¼	2.13¼ ₁₆
	PDM with AKO	10.¼	8	
	PDC Bit	10.½	12.¼	

Tabella 28 – Batteria preliminare di perforazione per la fase 12.¼"



SG-1 ST2: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 48 DI 75

3.12. PROGRAMMA IDRAULICO

I seguenti programmi idraulici sono solo a titolo di riferimento. I programmi idraulici verranno ridefiniti in base alle condizioni reali del pozzo.

3.12.1. PROGRAMMA IDRAULICO PER LA FASE 14.3/4"

Hydraulics Summary

Project Details				
Project: SG-1 ST2 (14.75-In Section)				
Description: Deviated Injection Well				

Drilling Parameters				
ROP: 8m/hr				
RPM: 120				

Hydraulics Model Setup				
Include Tool Joints: Yes				
Include Stabilisers / Centralisers:Yes				
Include Drilling Data: Yes				
Rheological Model: Herschel Bulkley				
Surge & Swab Reference: Bit				
Surge & Swab Calc Type: Open Ended				

Surface Parameters				
Surface Pressure Loss: 5bar				
ECD Adjustment: 0.0sg				
Calculation Depth: 1743m				
SPP Safety Factor: 0.00				
MPD Back Pressure: 0.00 bar				
Riser Boost Rate: 0.00 lpm				

Cuttings Details				
Density: 2.6sg				
Diameter: 0.125in				
Thickness: 0.125in				

Fluid Details				
Mud Weight: 1.22sg				
PV: 20				
YP: 30				

Mud Rheology Data				
600: 48				
300: 31				
200: 26				
100: 17				
6: 6				
3: 4				
N: 0.502				
K: 2.094				

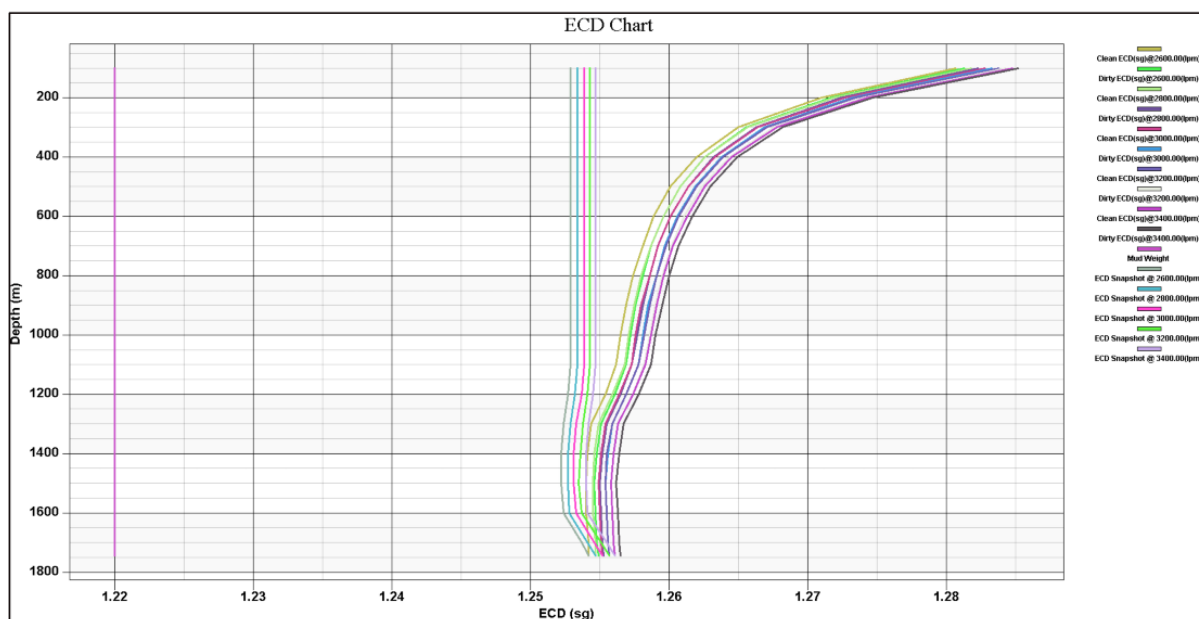
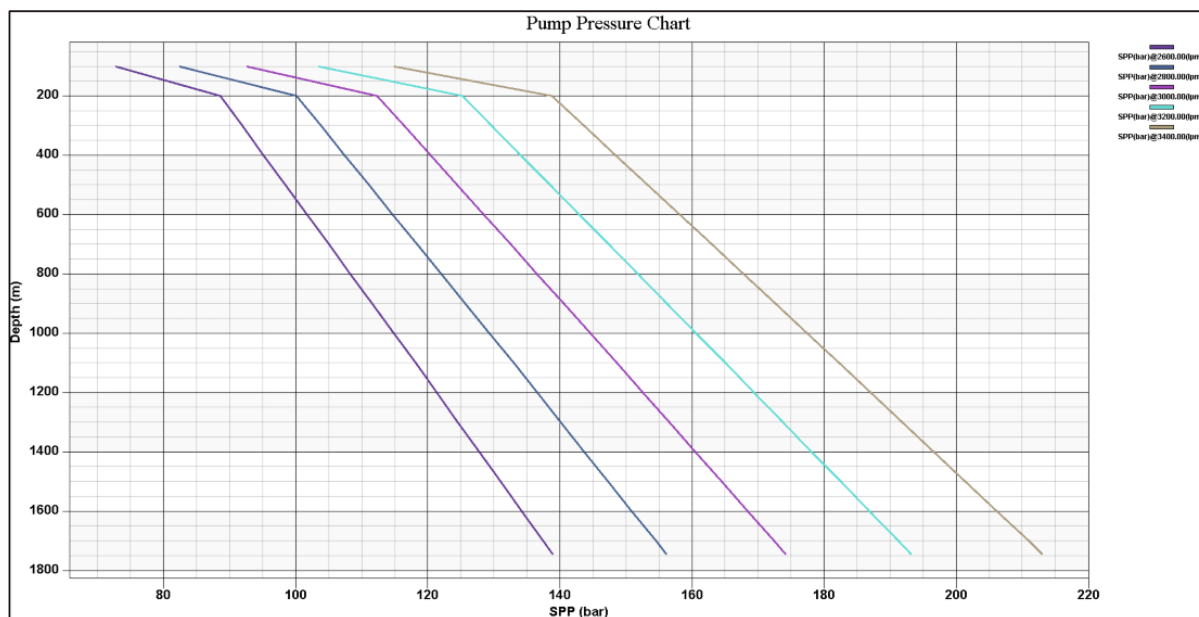
Wellbore Geometry				
Type	MD (m)	TVD (m)	ID (in)	OD (in)
Casing	1150.00	1149.980	13.625	12.250
Open Hole	1743.00	1669.046	14.750	14.75

Pressure Loss Details @ 3200.00lpm		
Description	Pressure (bar)	
Bit (TFA 0.5568)	36.37	
Hole Opener / UR (TF	21.36	
Surface Losses	5.00	

Hydraulics Summary									
Flow Rate (lpm)	SPP (bar)	Ann P. Loss (bar)	Clean ECD (sg)	Dirty ECD (sg)	Bit P. Loss (bar)	HHP	HHP /sqin	JV (ft/s)	
2600.00	138.88	5.54	1.25	1.25	24	141	0.97	156	
2800.00	156.08	5.62	1.25	1.26	28	177	1.21	168	
3000.00	174.17	5.69	1.26	1.26	32	217	1.49	180	
3200.00	193.15	5.77	1.26	1.26	36	263	1.80	192	
3400.00	213.01	5.84	1.26	1.26	41	316	2.16	204	

Drill String Summary									
Description	OD (in)	ID (in)	TJ OD (in)	TJ ID (in)	Weight (Kg/m)	Length (m)	Total Length (m)		
12-1/4 PDC Bit	12.250	2.810	-	-	298.637	0.305	0.30	Steel	
PDM 6/7 5.0 Stage	8.000	4.400	-	-	178.003	9.891	10.20	Steel	
12 1/4 IB Stabiliser (8 1/4 Body)	8.250	2.810	-	-	236.281	2.103	12.30	Non-Mag	
14.75in Underreamer	8.000	3.000	-	-	91.011	2.000	14.30	Steel	
MWD & Power Module	8.250	3.250	-	-	215.619	6.096	20.39	Steel	
Filter Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	21.31	Steel	
Float Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	22.22	Steel	
Drill Collar x 6	8.250	2.250	-	-	250.392	54.864	77.08	Steel	
Hydromechanical Drilling Jar	8.000	2.750	-	-	196.655	6.806	83.89	Steel	
Drill Collar x 5	8.250	2.250	-	-	250.392	45.720	129.61	Steel	
Cross Over	7.000	2.400	-	-	170.084	0.911	130.52	Steel	
5 Conventional HWDP x 3	5.000	3.000	6.625	3.000	74.086	25.605	156.12	Steel	
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) Drill Pipe	5.000	4.276	6.625	2.750	35.562	1586.88	1743.00	Steel	

Hydraulics Snapshot @ 1743m 3200.00lpm									
Drill String Component	Hole Section	Pipe Press Loss (bar)	Ann Press Loss (bar)	AV (m/min)	Flow	Cuttings %	CCI	Top (m)	Bottom (m)
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) D	Casing	47.11	3.82	39.82	LAM	0.06	4.12	0.00	1150.00
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) D	Open Hole	17.90	1.24	33.15	LAM	0.08	3.43	1150.00	1586.88
5 Conventional HWDP	Open Hole	3.87	0.07	33.15	LAM	0.08	3.43	1586.88	1612.49
Cross Over	Open Hole	0.36	0.00	37.44	LAM	0.07	3.88	1612.49	1613.40
Drill Collar x 5	Open Hole	23.54	0.22	42.22	LAM	0.06	4.37	1613.40	1659.12
Hydromechanical Drilli	Open Hole	1.49	0.03	41.10	LAM	0.06	4.26	1659.12	1665.93
Drill Collar x 6	Open Hole	28.25	0.27	42.22	LAM	0.06	4.37	1665.93	1720.79
Float Sub	Open Hole	0.20	0.00	41.10	LAM	0.06	4.26	1720.79	1721.70
Filter Sub	Open Hole	0.20	0.00	41.10	LAM	0.06	4.26	1721.70	1722.61
MWD & Power Module	Open Hole	0.66	0.03	42.22	LAM	0.06	4.37	1722.61	1728.71
14.75in Underreamer	Open Hole	0.30	0.01	39.12	LAM	0.06	4.05	1728.71	1730.71
12 1/4 IB Stabiliser (8 1	Open Hole	0.42	0.01	42.23	LAM	0.06	4.37	1730.71	1732.81
PDM 6/7 5.0 Stage	Open Hole	0.29	0.05	41.10	LAM	0.06	4.26	1732.81	1742.70
12-1/4 PDC Bit	Open Hole	0.06	0.00	79.39	LAM	0.03	8.22	1742.70	1743.00



La portata minima per pulire efficientemente il foro, perforando a 8 m/h, è di 2250 l/min (nella parte deviata del foro).

L'ECD, perforando a 8 m/h e pompando 2600 l/min sarà di 1.25 SG.



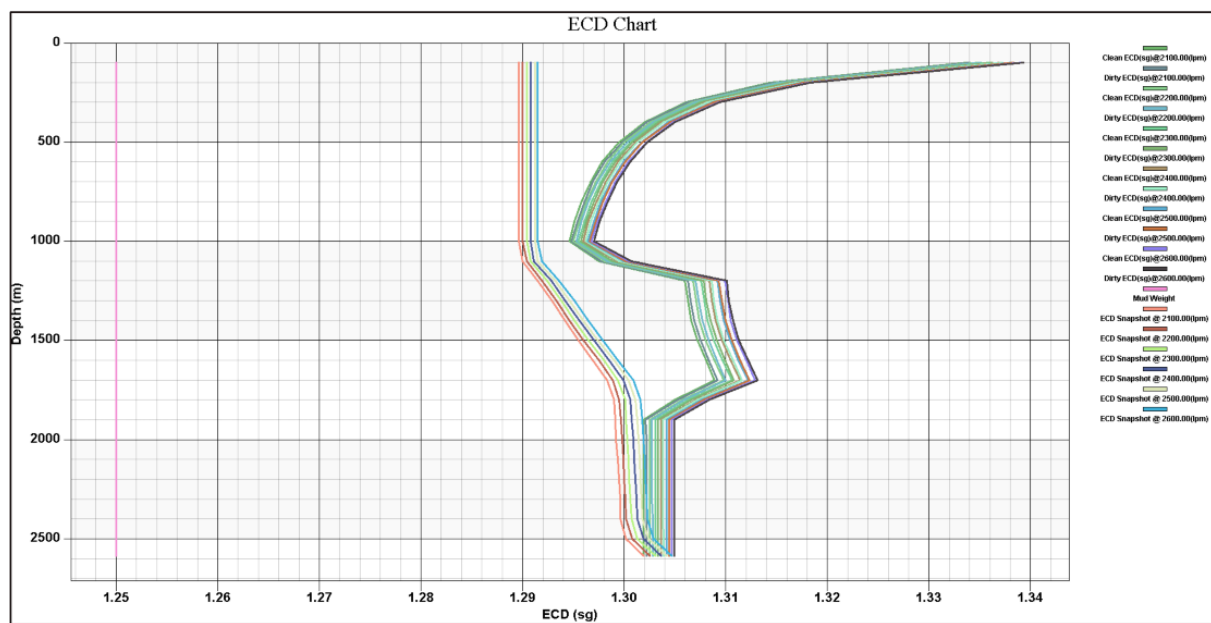
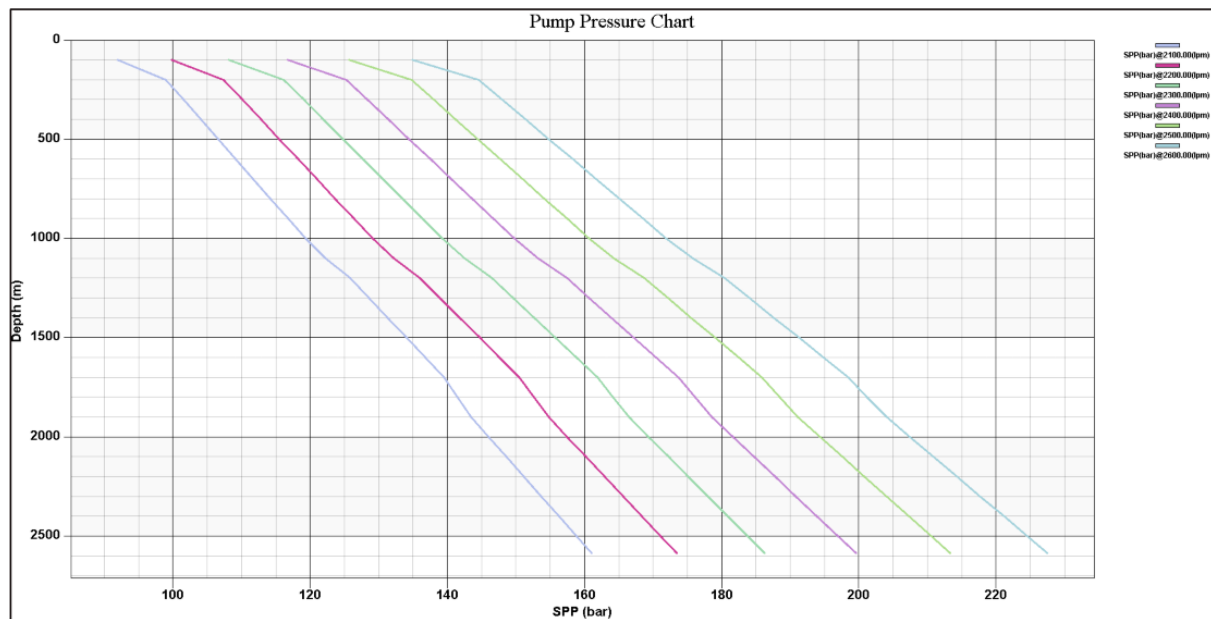
SG-1 ST2: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 50 DI 75

3.12.2. PROGRAMMA IDRAULICO PER LA FASE 12.1/4"

Hydraulics Summary

Project Details					Drilling Parameters				
Project: SG-1 ST2 (12.25-In Section)					ROP: 6m/hr				
Description: Deviated Injection Well					RPM: 120				
Hydraulics Model Setup					Surface Parameters				
Include Tool Joints: Yes					Surface Pressure Loss: 5bar				
Include Stabilisers / Centralisers:Yes					ECD Adjustment: 0.0sg				
Include Drilling Data: Yes					Calculation Depth: 2586m				
Rheological Model: Herschel Bulkley					SPP Safety Factor: 0.00				
Surge & Swab Reference: Bit					MPD Back Pressure: 0.00 bar				
Surge & Swab Calc Type: Open Ended					Riser Boost Rate: 0.00 lpm				
Cuttings Details					Fluid Details				
Density: 2.6sg					Mud Weight: 1.25sg				
Diameter: 0.125in					PV: 20				
Thickness: 0.125in					YP: 30				
Wellbore Geometry					Mud Rheology Data				
Type	MD (m)	TVD (m)	ID (in)	OD (in)	600: 48				
Casing	1080.00	1079.980	12.250	13.625	300: 31				
Liner	1743.00	1669.036	10.500	11.750	200: 26				
Open Hole	2586.00	2309.197	12.250	12.250	100: 17				
					6: 6				
					3: 4				
					N: 0.502				
					K: 2.094				
Pressure Loss Details @ 2100.00lpm									
Description		Pressure (bar)							
Bit (TFA 0.5568)		64.81							
Hole Opener / UR (TF		0.00							
Surface Losses		5.00							
Hydraulics Summary									
Flow Rate (lpm)	SPP (bar)	Ann P. Loss (bar)	Clean ECD (sg)	Dirty ECD (sg)	Bit P. Loss (bar)	HHP	HHP /sqin	JV (ft/s)	
2100.00	160.99	11.62	1.30	1.30	65	308	3.55	319	
2200.00	173.41	11.75	1.30	1.30	71	354	4.08	334	
2300.00	186.27	11.88	1.30	1.30	78	405	4.66	349	
2400.00	199.58	12.00	1.30	1.30	85	460	5.30	364	
2500.00	213.32	12.12	1.30	1.30	92	520	5.99	379	
2600.00	227.50	12.24	1.30	1.30	99	585	6.74	394	
Drill String Summary									
Description	OD (in)	ID (in)	TJ OD (in)	TJ ID (in)	Weight (Kg/m)	Length (m)	Total Length (m)		
10-1/2 PDC Bit	10.500	2.810	-	-	260.500	0.305	0.30		Steel
PDM 6/7 5.0 Stage	8.000	4.400	-	-	178.003	9.891	10.20		Steel
10-1/2 IB Stabiliser	8.250	2.810	-	-	236.281	1.981	12.18		Non-Mag
12-1/4 Underreamer	8.250	2.810	-	-	100.479	2.000	14.18		Steel
MWD & Power Module	8.250	3.250	-	-	215.619	6.096	20.27		Steel
Filter Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	21.18		Steel
Float Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	22.10		Steel
Drill Collar x 5	8.250	2.250	-	-	250.392	45.720	67.81		Steel
Hydromechanical Drilling Jar	8.000	2.750	-	-	196.655	6.806	74.62		Steel
Drill Collar x 4	8.250	2.250	-	-	250.392	36.576	111.20		Steel
Cross Over	7.000	2.400	-	-	170.084	0.911	112.11		Steel
5 Conventional HWDP x 3	5.000	3.000	6.625	3.000	74.086	25.605	137.71		Steel
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) Drill Pipe	5.000	4.276	6.625	2.750	35.562	2448.29	2586.00		Steel
Hydraulics Snapshot @ 2586m 2100.00lpm									
Drill String Component	Hole Section	Pipe Press Loss (bar)	Ann Press Loss (bar)	AV (m/min)	Flow	Cuttings %	CCI	Top (m)	Bottom (m)
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) D	Casing	23.39	4.14	33.70	LAM	0.05	3.58	0.00	1080.00
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) D	Liner	14.36	3.76	49.85	LAM	0.03	5.29	1080.00	1743.00
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) D	Open Hole	15.27	2.71	33.70	LAM	0.05	3.58	1743.00	2448.29
5 Conventional HWDP	Open Hole	2.04	0.10	33.70	LAM	0.05	3.58	2448.29	2473.89
Cross Over	Open Hole	0.19	0.01	40.98	LAM	0.04	4.35	2473.89	2474.80
Drill Collar x 4	Open Hole	9.94	0.30	50.51	LAM	0.03	5.36	2474.80	2511.38
Hydromechanical Drilli	Open Hole	0.79	0.05	48.13	LAM	0.03	5.11	2511.38	2518.19
Drill Collar x 5	Open Hole	12.42	0.38	50.51	LAM	0.03	5.36	2518.19	2563.91
Float Sub	Open Hole	0.10	0.01	48.13	LAM	0.03	5.11	2563.91	2564.82
Filter Sub	Open Hole	0.10	0.01	48.13	LAM	0.03	5.11	2564.82	2565.73
MWD & Power Module	Open Hole	0.35	0.05	50.51	LAM	0.03	5.36	2565.73	2571.83
12-1/4 Underreamer	Open Hole	0.21	0.01	46.02	LAM	0.04	4.88	2571.83	2573.83
10-1/2 IB Stabiliser	Open Hole	0.21	0.02	50.54	LAM	0.03	5.36	2573.83	2575.81
PDM 6/7 5.0 Stage	Open Hole	0.16	0.08	48.13	LAM	0.03	5.11	2575.81	2585.70
10-1/2 PDC Bit	Open Hole	0.03	0.01	82.73	LAM	0.02	8.78	2585.70	2586.00



La portata minima per pulire efficientemente il foro, perforando a 6 m/h, è di 1350 l/min.

L'ECD, perforando a 6 m/h e pompando 2300 l/min varierà da 1.30 a 1.33 SG.



3.13. ANALISI TORQUE & DRAG

Le seguenti analisi T&D sono solo a titolo di riferimento. Le analisi accurate verranno preparate dalla contrattista di directional drilling in corso d'opera.

3.13.1. CALCOLO TORQUE & DRAG PER LA BHA DELLA FASE 14.¾"

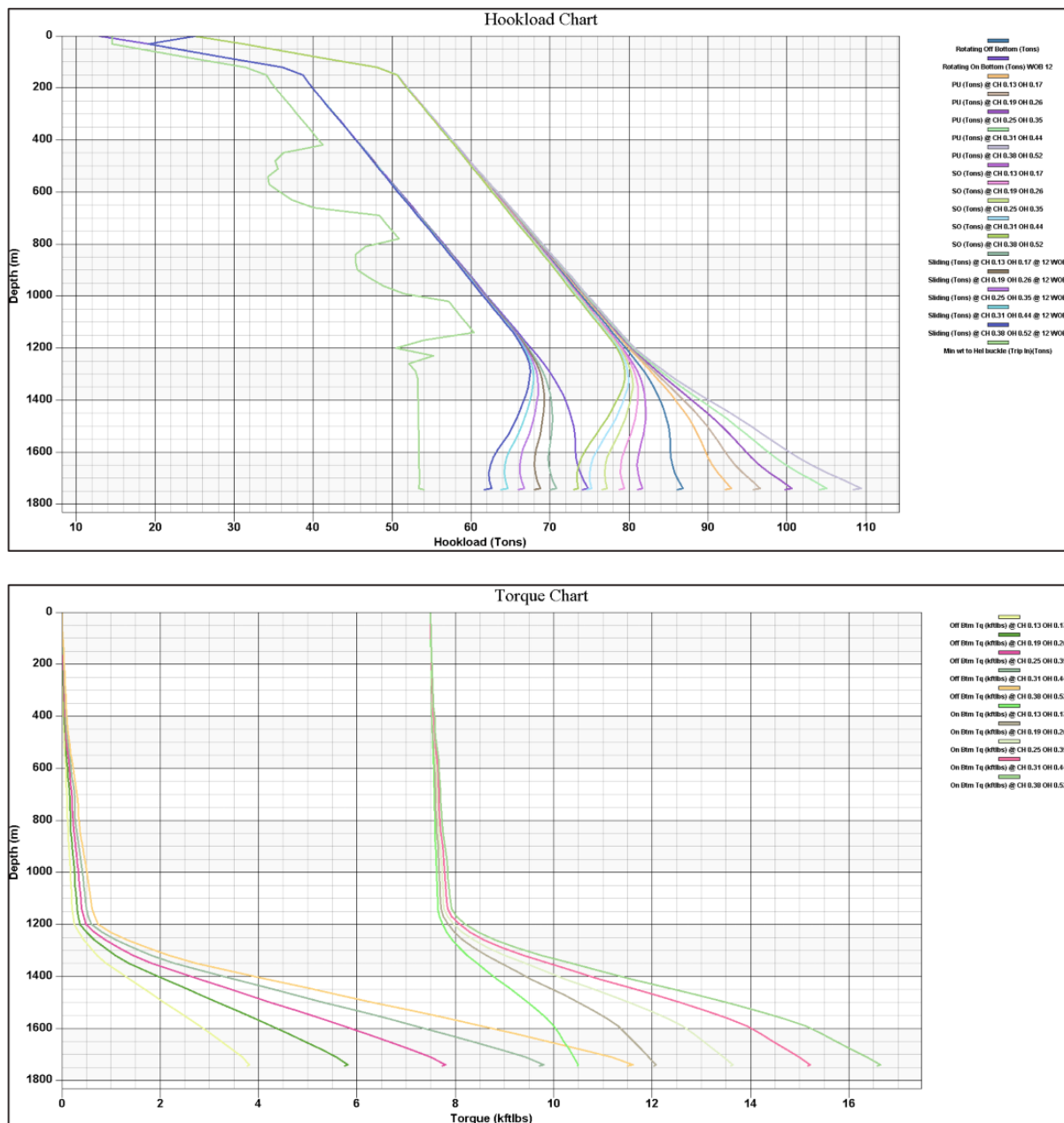
Torque & Drag Summary

Project Details				
Project: SG-1 ST2 (14.75-In Section)				
Description: Deviated Injection Well				
T&D Model				
Contact Surface Correction: No				
Additional Side force for buckling:No				
Viscous Drag: No				
Buckling Model: Conservative (Unloading Model)				
Tortuosity				
Applied: No				
Method: -				
Period: -				
Start Depth: -				
End Depth: -				
Wellbore Geometry				
Type	MD (m)	TVD (m)	ID (In)	OD (In)
Casing	1150.00	1149.980	13.625	12.250
Open Hole	1743.00	1669.046	14.750	14.75

Drilling Parameters				
Weight On Bit (Rot): 12tons				
Weight On Bit (Slide): 12tons				
Torque at Bit: 7.50kftlbs				
ROP: 8m/hr				
RPM: 100				
Tripping Parameters				
Tripping Speed: 10m/min				
Overpull: 20tons				
Surface Parameters				
Block Weight: 25tons				
Block Weight PU: 25tons				
Block Weight SO: 25tons				
Flow Rate: 2600.00lpm				
Calculation Depth: 1743m				
Fluid Details				
Mud Weight: 1.22sg				
PV: 20				
YP: 30				

Torque & Drag Summary								
WOB to Sin Buckle (Rot): 25.84(Tons) @ 1560.00(m)								
WOB to Hel Buckle (Rot): 28.45(Tons) @ 1560.00(m)								
Operation	Surface Wt (Tons)	Surface Tq (kftlbs)	Stretch (in)	Wraps	Buckling	OH FF	CH FF	RPM
Rotating Off Bottom	86.12	11.50	28.50	6.13	-	-	-	100
Rotating On Bottom	74.12	16.58	19.78	9.42	-	-	-	100
Tripping In	81.06	-	25.25	0.0	-	0.17	0.13	-
Tripping In	78.73	-	23.72	0.0	-	0.26	0.19	-
Tripping In	76.61	-	22.30	0.0	-	0.35	0.25	-
Tripping In	74.68	-	20.99	0.0	-	0.44	0.31	-
Tripping In	73.02	-	19.87	0.0	-	0.52	0.38	-
Tripping Out	92.16	-	32.32	0.0	-	0.17	0.13	-
Tripping Out	95.79	-	34.58	0.0	-	0.26	0.19	-
Tripping Out	99.76	-	37.05	0.0	-	0.35	0.25	-
Tripping Out	104.12	-	39.73	0.0	-	0.44	0.31	-
Tripping Out	108.43	-	42.34	0.0	-	0.52	0.38	-
Slide Drilling	70.08	7.50	19.78	4.44	-	0.17	0.13	-
Slide Drilling	68.04	7.50	19.78	4.44	-	0.26	0.19	-
Slide Drilling	65.97	7.50	19.78	4.44	-	0.35	0.25	-
Slide Drilling	63.80	7.50	19.78	4.44	-	0.44	0.31	-
Slide Drilling	61.70	7.50	19.78	4.44	-	0.52	0.38	-
Reaming In	85.07	3.72	27.85	1.98	-	0.17	0.13	100
Reaming In	84.53	5.63	27.52	3.01	-	0.26	0.19	100
Reaming In	84.01	7.51	27.19	4.02	-	0.35	0.25	100
Reaming In	83.50	9.36	26.87	5.02	-	0.44	0.31	100
Reaming In	83.04	11.03	26.59	5.90	-	0.52	0.38	100
Reaming Out	87.21	3.83	29.17	2.03	-	0.17	0.13	100
Reaming Out	87.79	5.88	29.54	3.12	-	0.26	0.19	100
Reaming Out	88.39	7.96	29.91	4.23	-	0.35	0.25	100
Reaming Out	89.01	10.07	30.29	5.35	-	0.44	0.31	100
Reaming Out	89.58	12.02	30.63	6.37	-	0.52	0.38	100

Drill String Summary								
Description	OD (in)	ID (in)	TJ OD (in)	TJ ID (in)	Weight (Kg/m)	Length (m)	Total Length (m)	
12-1/4 PDC Bit	12.250	2.810	-	-	298.637	0.305	0.30	Steel
PDM 6/7 5.0 Stage	8.000	4.400	-	-	178.003	9.891	10.20	Steel
12 1/4 IB Stabiliser (8 1/4 Body)	8.250	2.810	-	-	236.281	2.103	12.30	Non-Mag
14.75In Underreamer	8.000	3.000	-	-	91.011	2.000	14.30	Steel
MWD & Power Module	8.250	3.250	-	-	215.619	6.096	20.39	Steel
Filter Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	21.31	Steel
Float Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	22.22	Steel
Drill Collar x 6	8.250	2.250	-	-	250.392	54.864	77.08	Steel
Hydromechanical Drilling Jar	8.000	2.750	-	-	196.655	6.806	83.89	Steel
Drill Collar x 5	8.250	2.250	-	-	250.392	45.720	129.61	Steel
Cross Over	7.000	2.400	-	-	170.084	0.911	130.52	Steel
5 Conventional HWDP x 3	5.000	3.000	6.625	3.000	74.086	25.605	156.12	Steel
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) Drill Pipe	5.000	4.276	6.625	2.750	35.562	1586.88	1743.00	Steel



In nessuno dei casi considerati si verifica il buckling della BHA.



SG-1 ST2: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 54 DI 75

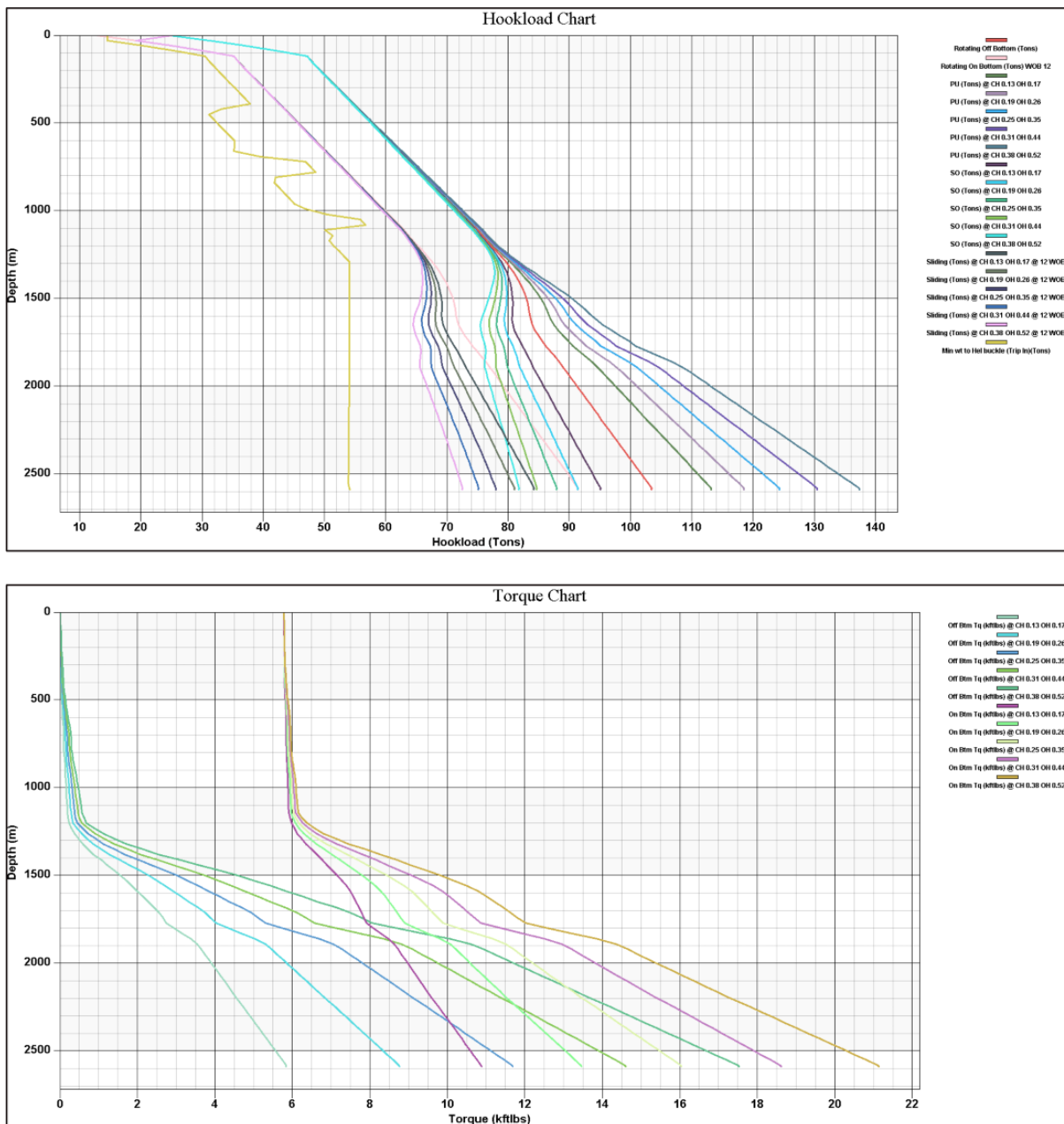
3.13.2. CALCOLO TORQUE & DRAG PER LA BHA DELLA FASE 12.¼"

Torque & Drag Summary

Project Details					Drilling Parameters				
Project: SG-1 ST2 (12.25-In Section)					Weight On Bit (Rot): 12tons				
Description: Deviated Injection Well					Weight On Bit (Slide): 12tons				
T&D Model					Torque at Bit: 5.78kftlbs				
Contact Surface Correction: No					ROP: 6m/hr				
Additional Side force for buckling: No					RPM: 120				
Viscous Drag: No					Tripping Parameters				
Buckling Model: Conservative (Unloading Model)					Tripping Speed: 10m/min				
Tortuosity					Overpull: 20tons				
Applied: No					Surface Parameters				
Method: -					Block Weight: 25tons				
Period: -					Block Weight PU: 25tons				
Start Depth: -					Block Weight SO: 25tons				
End Depth: -					Flow Rate: 2100.00lpm				
Wellbore Geometry					Calculation Depth: 2586m				
Type	MD (m)	TVD (m)	ID (in)	OD (in)	Fluid Details				
Casing	1080.00	1079.980	12.250	13.625	Mud Weight: 1.25sg				
Liner	1743.00	1669.036	10.500	11.750	PV: 20				
Open Hole	2586.00	2309.197	12.250	12.250	YP: 30				

Torque & Drag Summary									
WOB to Sin Buckle (Rot): 30.54(Tons) @ 2430.00(m)									
WOB to Hel Buckle (Rot): 35.83(Tons) @ 2430.00(m)									
Operation	Surface Wt (Tons)	Surface Tq (kftlbs)	Stretch (in)	Wraps	Buckling	OH FF	CH FF	RPM	
Rotating Off Bottom	103.41	17.52	50.58	12.16	-	-	-	120	
Rotating On Bottom	91.41	21.13	37.22	16.35	-	-	-	120	
Tripping In	95.05	-	43.56	0.0	-	0.17	0.13	-	
Tripping In	91.32	-	40.24	0.0	-	0.26	0.19	-	
Tripping In	87.86	-	37.08	0.0	-	0.35	0.25	-	
Tripping In	84.66	-	34.06	0.0	-	0.44	0.31	-	
Tripping In	81.74	-	31.35	0.0	-	0.52	0.38	-	
Tripping Out	113.15	-	58.37	0.0	-	0.17	0.13	-	
Tripping Out	118.55	-	62.63	0.0	-	0.26	0.19	-	
Tripping Out	124.34	-	67.11	0.0	-	0.35	0.25	-	
Tripping Out	130.54	-	71.82	0.0	-	0.44	0.31	-	
Tripping Out	137.38	-	76.74	0.0	-	0.52	0.38	-	
Slide Drilling	84.21	5.78	37.22	5.25	-	0.17	0.13	-	
Slide Drilling	80.98	5.78	37.22	5.25	-	0.26	0.19	-	
Slide Drilling	77.96	5.78	37.22	5.25	-	0.35	0.25	-	
Slide Drilling	75.12	5.78	37.22	5.25	-	0.44	0.31	-	
Slide Drilling	72.49	5.78	37.22	5.25	-	0.52	0.38	-	
Reaming In	101.80	5.77	49.30	3.99	-	0.17	0.13	120	
Reaming In	101.01	8.60	48.66	6.00	-	0.26	0.19	120	
Reaming In	100.24	11.40	48.04	8.00	-	0.35	0.25	120	
Reaming In	99.48	14.16	47.41	9.97	-	0.44	0.31	120	
Reaming In	98.72	16.88	46.81	11.86	-	0.52	0.38	120	
Reaming Out	105.07	5.91	51.88	4.06	-	0.17	0.13	120	
Reaming Out	105.91	8.92	52.55	6.15	-	0.26	0.19	120	
Reaming Out	106.76	11.97	53.22	8.26	-	0.35	0.25	120	
Reaming Out	107.63	15.05	53.90	10.39	-	0.44	0.31	120	
Reaming Out	108.53	18.18	54.58	12.47	-	0.52	0.38	120	

Drill String Summary									
Description	OD (in)	ID (in)	TJ OD (in)	TJ ID (in)	Weight (Kg/m)	Length (m)	Total Length (m)		
10-1/2 PDC Bit	10.500	2.810	-	-	260.500	0.305	0.30	Steel	
PDM 6/7 5.0 Stage	8.000	4.400	-	-	178.003	9.891	10.20	Steel	
10-1/2 IB Stabiliser	8.250	2.810	-	-	236.281	1.981	12.18	Non-Mag	
12-1/4 Underreamer	8.250	2.810	-	-	100.479	2.000	14.18	Steel	
MWD & Power Module	8.250	3.250	-	-	215.619	6.096	20.27	Steel	
Filter Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	21.18	Steel	
Float Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	22.10	Steel	
Drill Collar x 5	8.250	2.250	-	-	250.392	45.720	67.81	Steel	
Hydromechanical Drilling Jar	8.000	2.750	-	-	196.655	6.806	74.62	Steel	
Drill Collar x 4	8.250	2.250	-	-	250.392	36.576	111.20	Steel	
Cross Over	7.000	2.400	-	-	170.084	0.911	112.11	Steel	
5 Conventional HWDP x 3	5.000	3.000	6.625	3.000	74.086	25.605	137.71	Steel	
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) Drill Pipe	5.000	4.276	6.625	2.750	35.562	2448.29	2586.00	Steel	



In nessuno dei casi considerati si verifica il buckling della BHA.

3.14. SCHEMA BOP

3.14.1. SCHEMA BOP STACK PER LE FASI 14.3/4" E 12.1/4"

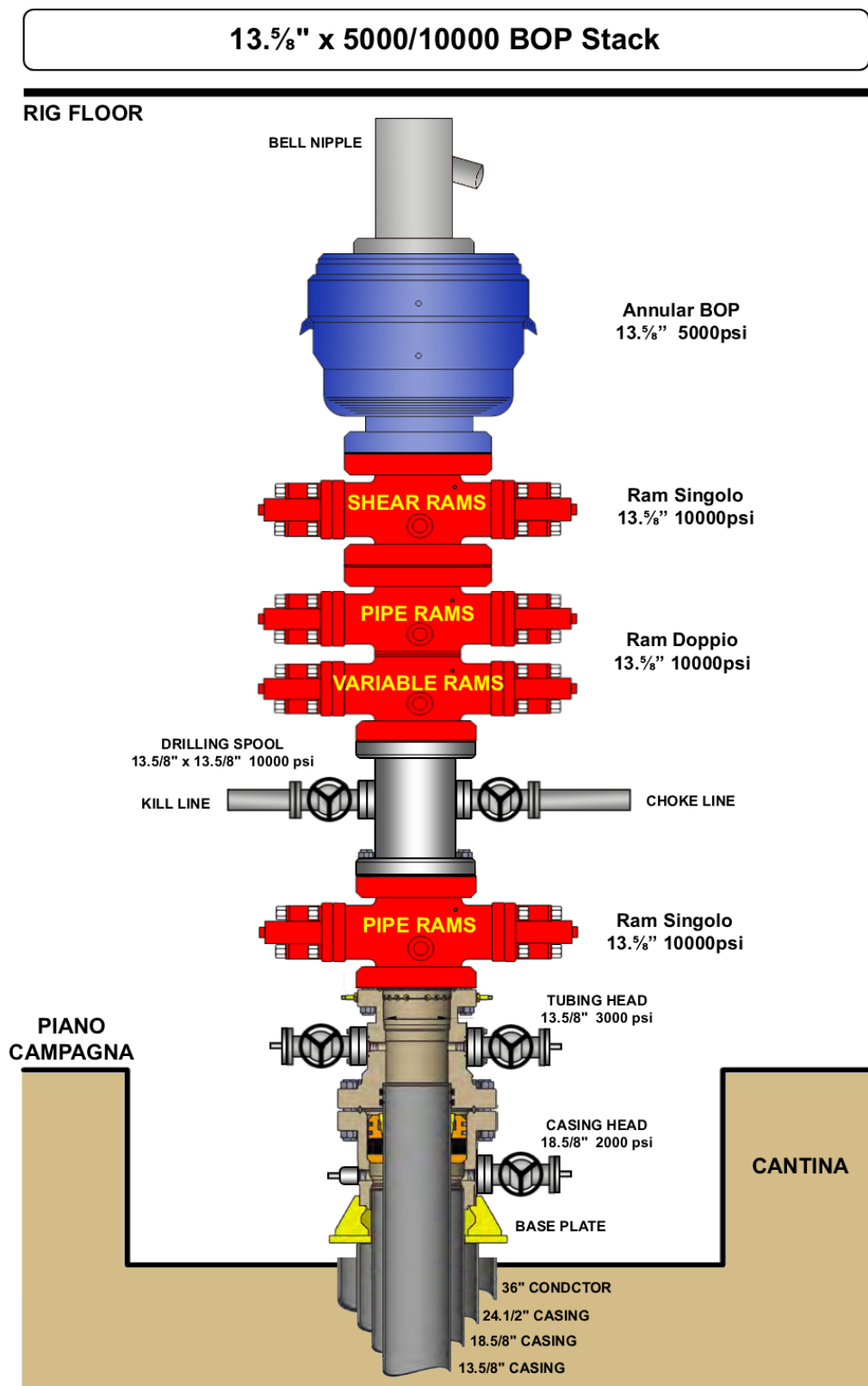


Figura 25 – Schema BOP stack per le fasi 14.3/4" e 12.1/4"

3.14.2. BOP TESTING

3.14.2.1. FREQUENZA DEI TEST DEL BOP

- Installazione iniziale.
- Re-installazioni, ad esempio dopo il nippling up di elementi di casing/wellhead o prima della perforazione della scarpa del casing/liner.
- Al minimo ogni 21 giorni durante le normali operazioni di perforazione.
- Ogni volta che qualsiasi componente del BOP, delle relative linee e valvole, o del choke manifold viene sostituito, calibrato o riparato.
- Prima della perforazione di una formazione ad alta pressione o problematica, o ogni volta che le buone pratiche di sicurezza richiedono un test del BOP prima di procedere.

3.14.2.2. PROCEDURE DI TEST

Se non diversamente specificato, si applicano le procedure di BOP testing del Rig Contractor. Quanto segue è solo a riferimento.

Diverter

- Test funzionale comprensivo di apertura e chiusura dell'elemento Diverter e delle valvole laterali sulle linee Diverter.
- Pressione di test Diverter: 500 psi.

BOP Stack 20 ¾" x 3000 psi (W.P.)

Test Funzionali

- Pipe Rams e valvole azionate: giornalmente.
- Annular Preventer: durante il test dei BOP (minimo ogni 21 giorni).
- Blind Shear Rams: durante il tripping fuori pozzo (minimo ogni 21 giorni).

Test di Pressione (minimo ogni 21 giorni)

- Annular Preventer: 300 – 2000 psi
- Blind Shear Rams, Pipe Rams e valvole: 300 – 2000 psi
- Linee Kill/Choke e valvole: 300 – 2000 psi
- Choke e standpipe manifolds: alla pressione nominale di lavoro.

BOP Stack 13 5/8" x 10000 psi (W.P.)

Test Funzionali



- Pipe Rams e valvole azionate: giornalmente.
- Annular Preventer: durante il test dei BOP (almeno ogni 21 giorni).
- Blind Shear Rams: durante il tripping fuori pozzo (almeno ogni 21 giorni).

Test di Pressione (almeno ogni 14 giorni)

- Annular Preventer: 300 – 3000 psi
- Blind Shear Rams, Pipe Rams, Variable Rams e valvole: 300 – 5000 psi
- Linee Kill/Choke e valvole: 300 – 5000 psi
- Choke e Standpipe Manifolds: alla pressione nominale di lavoro.

IBOP

- Il Kelly o il Top Drive deve essere dotato di upper e lower Kelly cock con pressione di lavoro uguale o superiore a quella del BOP in uso. L'upper Kelly cock del Top Drive deve essere azionato idraulicamente.
- Un Kelly cock (o Gray Valve) deve essere disponibile e facilmente accessibile sul rig floor in ogni momento. Deve essere compatibile con la filettatura in uso, mantenuto in posizione aperta e dotato di maniglie per consentire un'installazione manuale in emergenza.
- Un set di float valve per ciascun tipo di drill collar deve essere disponibile al rig. La float valve deve essere installata di routine durante la perforazione delle sezioni superficiali e intermedie. L'uso della float valve per le sezioni più profonde dovrà essere concordato tra il Rappresentante FRIEL e il Rig Contractor.

Choke Manifold e linee Choke e Kill

- La pressione di lavoro di tutte le linee, valvole e componenti a monte della sezione alta pressione del choke manifold deve essere uguale o superiore alla pressione di lavoro del BOP in uso.
- Il diametro interno minimo raccomandato per tutte le linee e componenti del choke manifold è 3". Ogni linea deve avere almeno due valvole a monte del choke regolabile e un erosion-nipple a valle. Tutte le valvole devono essere di tipo gate valve full opening.
- Il choke manifold deve essere almeno 3 1/16" – 10000 psi W.P., dotato di minimo 1 choke idraulico regolabile (azionato idraulicamente da remoto dalla console sul piano sonda) e 1 choke manuale, entrambi 3 1/16" – 10000 psi W.P.
- Due linee intercambiabili devono permettere la deviazione del flusso dal pozzo verso i choke regolabili.
- Almeno una choke line e una kill line devono collegare il BOP stack al choke manifold.



SG-1 ST2: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 59 DI 75

- Ciascuna linea deve essere dotata di 1 valvola idraulica (normalmente chiusa; comandata dal pannello di controllo del BOP) e 1 valvola manuale (normalmente aperta).

Figura 26 – Schema testa pozzo



**SG-1 ST2: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE
E DI COMPLETAMENTO**

PAGINA 61 DI 75

3.16. COMPLETAMENTO E PROVA DI PRODUZIONE

3.16.1. SCHEMA DI COMPLETAMENTO PREVISTO

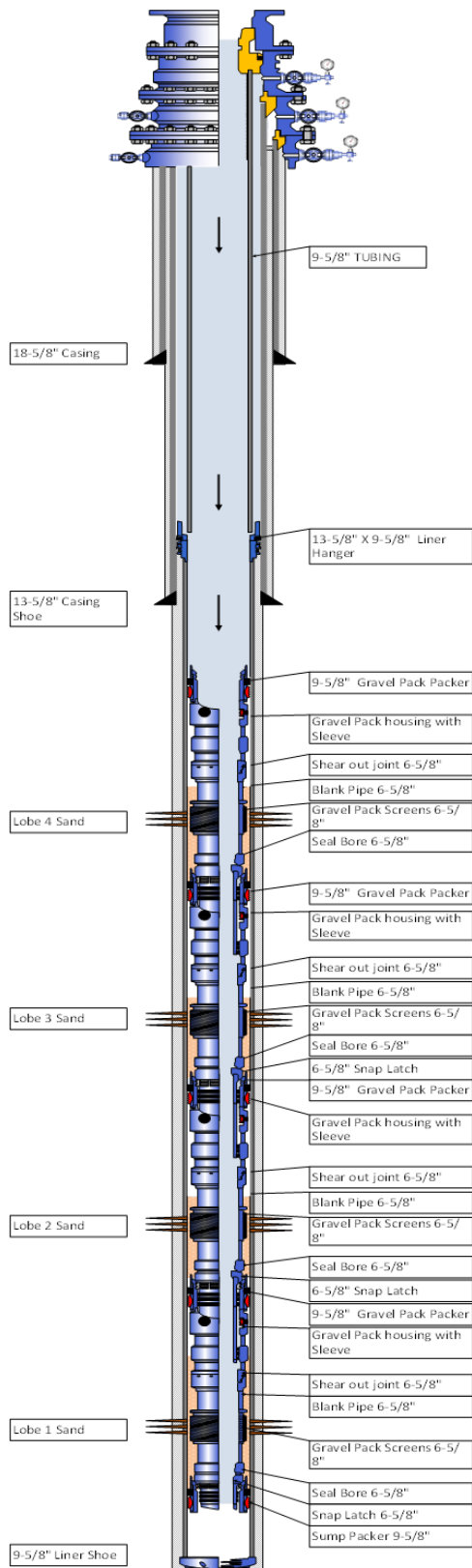


Figura 27 – Schema di completamento previsto

3.16.2. PROVA DI PRODUZIONE

3.16.2.1. METODOLOGIA GENERALE

Il programma di prova riguarda il completamento, la pulizia e la caratterizzazione produttiva/iniettiva del pozzo geotermico SG-1 ST2 al termine delle operazioni di perforazione, con impianto ancora installato in testa pozzo.

Nel caso di prova di produzione prima del completamento, la metodologia di erogazione prevista è Gas-Lift, mediante iniezione di gas compresso all'interno di una batteria di tubini (3.½"), con risalita del fluido nell'intercapedine tra essi e il casing 13.5/8", fino alla testa pozzo. Il gas usato sarà determinato in base alla mineralizzazione del serbatoio.

In alternativa, a pozzo completato, potrà essere utilizzata una Electrical Submersible Pump (ESP), discesa a una profondità non inferiore a 200 m dalla testa pozzo, con risalita del fluido all'interno del tubing 9.5/8".

Parametri principali di progetto:

- Livello statico previsto: 0 – 10 m da piano campagna
- Profondità di installazione air-lift: ~200 – 250 m
- Pressione stimata in testa tubing: 20 – 25 bar
- Portata massima stimata: 50 – 60 l/s
- Capacità di stoccaggio superficiale: 1967 m³ (3 bacini: 1121 + 423 + 423 m³)

È prevista l'installazione di un gas separator a valle della testa pozzo, in quanto non si esclude la presenza di modeste percentuali di gas di formazione. Non è attesa presenza significativa di H₂S o CO₂.

3.16.2.2. OBIETTIVI DEL TEST

Il programma di well testing ha i seguenti obiettivi principali:

- Spurgo del pozzo da fango e detriti di perforazione
- Determinazione della temperatura di formazione
- Valutazione della capacità produttiva/iniettiva
- Stima dei parametri di reservoir (trasmissività, coefficiente di immagazzinamento, skin factor)
- Caratterizzazione chimica del fluido geotermico
- Definizione delle performance idrauliche in estrazione e reiniezione

3.16.2.3. SEQUENZA OPERATIVA DELLE FASI

Le operazioni si articolano in otto fasi principali, alcune delle quali contingenti.

Fase N.1 – Preparazione (~15 h)

- Rimozione attrezzature di perforazione
- Installazione sistema air-lift (flow casing 9.5/8" + tubing 3.1/2")
- Predisposizione testa pozzo

Fase N.2 – Spurgo iniziale con Air-Lift (~22 h)

Finalità: rimozione fango e stabilizzazione del pozzo.

La produzione avviene a gradini di portata crescenti (15 → 25 → 35 l/s) fino all'ottenimento di acqua chiarificata. Il fluido viene convogliato nei bacini 2 e 3.

Durante la fase vengono effettuate:

- Misure superficiali: portata, pressione, temperatura, conducibilità, pH
- Misure in pozzo (wireline/slickline):
 - Profili statici e dinamici di pressione e temperatura
 - Logging in regime di abbassamento e risalita
 - Eventuali flowmeter profiles per identificazione intervalli produttivi

Segue fase di risalita (monitoraggio transienti di pressione).

Fase N.3 – Scarico bacini e interpretazione preliminare (~22 h)

- Smaltimento volumi tramite autobotti (12 + 12 da 25 m³)
- Ripristino attrezzature
- Controllo livello statico e verifica sicurezza gas
- Prima interpretazione dei transienti di pressione

Fase N.4 – Acidificazione (contingente, 14 – 28 h)

Se necessario per migliorare la permeabilità:

- Iniezione HCl 20% mediante batteria aste o tubing dedicato
- Trattamento intervallare
- Recupero e smaltimento acido esausto

Fase N.5 – Secondo spurgo post-acidificazione (~22 h, contingente)

Nuova fase di air-lift con portate più elevate (40 – 50 l/s) per rimuovere prodotti di reazione e valutare incremento produttività.

Monitoraggio completo con PLT in regime statico e dinamico.

Fase N.6 – Scarico e controlli (contingente, ~16 h)

- Smaltimento fluidi
- Verifiche sicurezza
- Interpretazione preliminare dati

Fase N.7 – Performance Test di produzione (~23 h)

Prova idraulica strutturata su due gradini:

- 55 l/s per ~1 h
- 60 l/s per ~4 h

Volume complessivo prodotto: ~884 m³.

Durante l'abbassamento vengono acquisiti:

- Transienti di pressione
- Profili P/T dinamici
- Flowmeter logging per identificazione contributi produttivi

Segue fase di risalita e monitoraggio recovery (~18 h).

Fase N.8 – Prova di iniezione finale (~27 h)

Reiniezione totale del fluido prodotto e stoccato.

Gradini di iniezione:

- 50 l/s (~1 h)
- 55 l/s (~1,5 h)
- 60 l/s (~2,8 h)

Il fluido viene pompato mediante impianto di perforazione (pompe a pistoncini) e reiniettato attraverso casing 13.3/8" e liner 9.5/8".

Vengono acquisiti:

- Transienti di pressione in iniezione
- Profili dinamici e statici P/T
- Monitoraggio testa pozzo

Segue fase di riequilibrio e misure statiche finali.

3.16.2.4. SISTEMA DI MONITORAGGIO E STRUMENTAZIONE

Strumentazione di superficie

- 2 misuratori magnetici indipendenti (portata e volume cumulativo)
- Manometro digitale testa pozzo
- Termometro digitale
- Sensori conducibilità e pH
- Sistema acquisizione dati centralizzato con visualizzazione real-time
- Backup digitale e registrazioni manuali periodiche

Tutti gli strumenti devono essere calibrati e sincronizzati.

Strumentazione Down-Hole (PLT)

- Disponibile in modalità wireline (SRO) e memory mode.
- Profondità massima prevista: ~1680 m TVD (scarpa liner 13.3/8").
- Sensori previsti:
- Flowmeter (spinner o foldable)



- Pressione (quarzo)
- Temperatura ad alta risposta
- Conducibilità
- Densità acustica (senza sorgenti radioattive)
- Dual caliper
- Gamma Ray
- CCL

Non è prevista presenza di flussi bifase durante le prove.

3.16.2.5. DURATA COMPLESSIVA STIMATA

- Programma base (senza acidificazione): ~150 ore
- Programma completo (con acidificazione e secondo spurgo): ~175 – 180 ore

Le tempistiche sono indicative e soggette alle condizioni reali di pozzo.

3.16.2.6. RISULTATI ATTESI

Il programma consentirà di:

- Verificare la pulizia e stabilità del pozzo
- Determinare parametri idrodinamici del reservoir
- Valutare la produttività massima sostenibile
- Analizzare il comportamento in reiniezione
- Supportare la progettazione dell'eventuale fase di esercizio

4 PROGRAMMA OPERATIVO DI PERFORAZIONE

4.1. INFORMAZIONI PRELIMINARI

Tutte le profondità, se non diversamente specificato, sono riferite a PTR (Piano Tavola Rotary).

Per ciò che concerne parametri e batterie di perforazione, Torque and Drag analysis, idraulica, caratteristiche del fango e modalità di cementazione, si rimanda ai paragrafi specifici.

Il profilo di tubaggio esistente del pozzo verticale SG-1 è il seguente:

- CP 36" (esistente) infisso a circa 50 m.
- Foro da 28" per Casing Superficiale da 24.½" a circa 209 m.
- Foro da 23" per Casing Intermedio da 18.⅝" a circa 1127 m.
- Foro da 16" per Casing Intermedio da 13.⅝" a circa 2609 m.

Durante la perforazione della fase 12.¼", la batteria è rimasta presa ed è stata abbandonata in pozzo, con il top del 'pesce' a 2606 m. La profondità totale del foro 12.¼" è di 3354 m.

Un sidetrack (pozzo SG-1 ST1) è stato eseguito dal pozzo SG-1, tagliando una finestra sul casing 13.⅝", da 2393 m a 2404 m. Il sidetrack ha raggiunto una inclinazione massima di 9.55°, una inclinazione finale di 3.4° (alla profondità di 3354 m) e un azimut che varia da 173° a 162°. Durante la perforazione del sidetrack, con uno scalpello da 12.¼" e motore PDM, la batteria è rimasta di nuovo presa a quota 3339 m ed è stata abbandonata, con il top del 'pesce' a 2391.5 m.

Il pozzo è stato temporaneamente chiuso minerariamente con due tappi di cemento:

- il primo da 2337.5 m a 2187.5 m (150 m),
- il secondo da 1019 m a 869 m (150 m).

Fare riferimento alla Figura 2 – Schema P&A dei pozzi esistenti (SG-1 & SG-1 ST1).

La testa pozzo attuale include il Casing Spool 21.¼" 2kpsi, il Tubing Head Unit 13.⅝" 3kpsi, Tubing Bonnet 13.⅝" 3kpsi, Tree Unit 9" 3kpsi.

4.2. FRESAGGIO DEL PRIMO TAPPO DI CEMENTO

Dopo aver verificato le pressioni alla testa pozzo (croce di produzione e intercapedini anulari) e rimosso la Croce e il Tubing Bonnet, si procederà al montaggio del BOP stack secondo lo schema riportato in Figura 25.

Successivamente, verrà discesa una batteria slick per il fresaggio del primo tappo di cemento a quota 869 m, ristabilendo la circolazione a 300 m e 600 m. In caso di perdita di peso (slack-off), si effettuerà un lavaggio per contrastare l'eventuale sedimentazione di barite. A fresaggio ultimato, verrà effettuata una circolazione completa del fango.

4.3. OPZIONE 1 – PERFORAZIONE CASING 13.5/8" E WELL TEST

4.3.1. PERFORAZIONE CASING 13.5/8"

Brine di completamento (con CaCl_2) previsto a densità: 1.25 kg/l.

Questa opzione non è attualmente garantita a causa della mancata disponibilità delle attrezzature necessarie presso le società di servizio. L'attività viene tuttavia inclusa nel programma nell'eventualità che tali risorse si rendano disponibili prima dell'inizio della perforazione.

In questa opzione, si proseguirà quindi con la discesa per il fresaggio del secondo tappo a quota 2187.5 m, ristabilendo la circolazione ai livelli intermedi di 1400 m e 1800 m. Anche in questa fase, in caso di slack-off, si procederà con il lavaggio per rimuovere possibili depositi di barite. L'operazione di fresaggio si concluderà a circa 2200 m, garantendo il mantenimento di una quantità di cemento sufficiente a isolare il foro sottostante.

Successivamente, all'interno della colonna da 13.5/8", verrà discesa una batteria TCP (Tubing Conveyed Perforating) per l'apertura dell'intervallo previsto nella formazione più profonda, seguendo le indicazioni della compagnia di servizio incaricata delle operazioni.

Nota: la lunghezza dell'intervallo da perforare verrà definita durante le operazioni in base ai dati reali. Si stima una lunghezza di circa 90-100m.



Le operazioni di perforazione del casing 13.5/8" prevedono l'utilizzo di cariche esplosive del tipo "Big Hole" 12 spari/piede. Seguire le indicazioni di sicurezza previste dal programma definitivo che verrà formalizzato durante le operazioni.

Una volta aperto l'intervallo produttivo, estrarre la batteria TCP e discendere batteria di pulizia composta da taper-mill e scraper per il casing 13.5/8" 88.2#. Eseguire pulizia con scraper dell'intero intervallo perforato. Estrarre la batteria in superficie dopo aver terminato.

Discendere Sump Packer per casing 13.5/8" 88.2# con Electric wireline, correlare la posizione e fissare il tool a fondo pozzo, Estrarre Electric wireline.

4.3.2. ASSEMBLAGGIO E DISCESA DI GRAVEL PACK ASSEMBLY

Procedere con le operazioni di assemblaggio e discesa di Gravel Pack assembly come da paragrafo 4.4.4.1 Assemblaggio e discesa di Gravel Pack Assembly.

4.3.3. LIVELLI SUCCESSIVI DI GRAVEL PACK ASSEMBLY

Procedere con le operazioni di assemblaggio e discesa di livelli successivi di Gravel Pack assembly come da paragrafo 4.4.4.2 Livelli successivi di Gravel Pack Assembly.

4.3.4. TUBING DI PRODUZIONE

Procedere con le operazioni di completamento con tubing di produzione come da paragrafo 4.4.4.3 Tubing di Produzione.

4.4. OPZIONE 2 – SIDETRACK DEL POZZO SG-1

Nota: Assorbimenti di lieve entità sono attesi all'interno delle formazioni obiettivo del sondaggio, nella fase 12.1/4", e possibili manifestazioni di gas nelle fasi 14.3/4" e 12.1/4".

4.4.1. TAPPO DI CEMENTO, WHIPSTOCK E FRESAGGIO CASING 13.5/8"

Fango previsto a densità: 1.20 – 1.22 kg/l. Massimo gradiente dei pori atteso: 1.10 kg/cm²/10m. Gradiente di fratturazione alla scarpa: 1.79 kg/cm²/10m (teorico).

Nel caso non fosse possibile applicare l'Opzione 1, Verrà estratta la batteria di fresaggio e un Bridge Plug verrà fissato a circa 1165 m.



Nota: sarà richiesta una discesa CCL per identificare la quota ottimale di posizionamento del whipstock e il punto di apertura della finestra all'interno della colonna da 13.3/4". La profondità reale di posizionamento del Bridge Plug e del Whipstock sarà decisa in base ai risultati del log CCL.

Successivamente, si procederà alla discesa del calibro per il whipstock (Whipstock Gauge) equipaggiato con scalpello TCI e watermelon mills, arrivando fino a circa 10 m dalla quota di posizionamento prevista. In corrispondenza della profondità di ancoraggio del whipstock, verrà effettuata uno scraping per garantire che il rivestimento sia adeguatamente condizionato per la presa dell'ancora; seguirà quindi il recupero della batteria in superficie.

Si procederà al montaggio del BHA di fresaggio includendo MWD, UBHO e un drill collar da 8", eseguendo i test funzionali del giroscopio. Raggiunta la quota sopra il bridge plug, si orienterà lo strumento via giroscopio, per permettere il raggiungimento di un azimuth di 48.35°. Eseguire l'ancoraggio attivando l'ancora e successivamente svincolare il BHA dal whipstock, confermando la tenuta. Il window milling verrà effettuato monitorando l'ROP e i ritorni metallici sui magneti. Completata la finestra e un rat-hole di circa 5-6 m in formazione, si effettuerà il reaming fino all'eliminazione dei picchi di torsione, verificando il libero passaggio del BHA prima dell'estrazione.

4.4.2. FASE 14.3/4" PER LINER 11.3/4" A CIRCA 1743 M MD

Fango previsto a densità: 1.20 – 1.22 kg/l. Massimo gradiente dei pori atteso: 1.10 kg/cm²/10m. Gradiente di fratturazione alla scarpa: 1.79 kg/cm²/10m (teorico).

Il foro da 14.3/4" per Liner intermedio 11.3/4" sarà perforato (e allargato in underreaming) fino alla profondità finale di circa 1743 m MD (1669 m TVD), con testa liner a circa 1080 m MD (1080 m TVD). La scarpa verrà posizionata al top della formazione PL3c. La profondità di questa fase è puramente indicativa e potrà subire variazioni in base al riconoscimento della formazione PL3c.

Assemblare la nuova batteria di perforazione con Underreamer 14.3/4", MWD, PDM e scalpello pilota 12.1/4". Il fango di perforazione sarà tipo FW- PO (base acqua) con una densità adeguata al contenimento delle pressioni di strato e ad assicurare la stabilità del foro.



Registrare survey appena fuori casing 13.5/8" e max ogni 30 m assicurandosi che il pozzo segua la traiettoria prevista del pozzo (con Azimut 48.35°), secondo il programma di directional drilling.

Continuare la perforazione deviata con un DLS di circa 2.80°/30m, alternando perforazione rotary e sliding, fino al raggiungimento dell'inclinazione di circa 40.6°, alla profondità finale di circa 1743 m MD (1669 m TVD), al top della formazione PL3c, che è anche l'obiettivo di questo pozzo. La reale profondità di fine fase sarà determinata dalla geologia che dovrà individuare un livello d'argilla adatto a sostenere la scarpa.

Prima del tubaggio condizionare il fango in pozzo, estrarre lo scalpello ed eseguire una manovra di controllo foro. Registrare i log come da programma wireline logging. Discendere al fondo il liner 11.3/4" con scarpa e collare PDC drillable e con Testa Liner alla profondità di circa 1080 m. Eseguire la circolazione intermedia una volta montato il Liner Hanger Assembly e prima di uscire dalla scarpa. Condizionare il fango circolando tutto il volume del Liner ed eseguendo almeno un bottom-up, fissare il Liner Hanger e svincolare il Setting Tool. Cementare come da programma di cementazione (assicurarsi che la quantità di cemento da pompare sia sufficiente a cementare il liner fino al Liner Hanger). A fine cementazione, se l'operazione risulterà regolare, procedere con il fissaggio del Liner Top Packer, sollevare il Setting Tool fino al top del Liner Hanger, circolare a giorno l'eccesso di cemento ed estrarre il Setting Tool. Attendere la presa cemento per un periodo pari al doppio del tempo di pompabilità della malta.

Discendere bit/fresa 12.1/4" pulendo l'interno del casing 13.5/8" fino al top liner 11.3/4", circolare ed estrarre.

Assemblare nuova batteria con bit 10.1/2" e discendere a testa liner 11.3/4", pulire interno testa liner e l'interno del liner fino ad avere lo spazio sufficiente per la registrazione dei log.

Testare il Liner al 70% della pressione di squarciamento (7130 psi a testa pozzo), considerando il minimo tra la resistenza casing 13.5/8" – 88.2# – P110-ICY = 10030 psi e la resistenza liner 11.3/4" – 65# - Q125 = 9940 psi).

Registrare il CBL-VDL-CCL-GR del liner 11.3/4".

Testare l'Anulare e le Pipe RAM a 300 psi, e a 1900 psi con "Plug Tester". Collaudare le linee di superficie a 10000 psi.



Ripetere i test almeno ogni 21 giorni.

4.4.3. FASE 12.¼" PER LINER 9.⅝" A CIRCA 2654 M MD

Fango previsto a densità: 1.23 – 1.25 kg/l. Massimo gradiente dei pori atteso: 1.13 kg/cm²/10m. Gradiente di fratturazione alla scarpa: 1.88 kg/cm²/10m (teorico).

Il foro da 12.¼" per Liner di produzione 9.⅝" sarà perforato (e allargato in underreaming) fino alla profondità finale di circa 2586 m MD (2309.2 m TVD), con testa liner a 1020 m MD (isolando completamente il liner intermedio 11.¾"). La scarpa verrà posizionata alla base della formazione Porto Garibaldi Inferiore. La profondità di questa fase è puramente indicativa e potrà subire variazioni in base al riconoscimento della base di Porto Garibaldi Inferiore.

Assemblare la nuova batteria di perforazione con Underreamer 12.¼", MWD, PDM e scalpello pilota 10.½". Il fango di perforazione sarà tipo DIF con una densità adeguata al contenimento delle pressioni di strato e ad assicurare la stabilità del foro.

Fresare cemento e scarpa, perforare 5-6 metri di nuova formazione, circolare ed uniformare il fango alla nuova densità.

Registrare survey in scarpa 11.¾" e max ogni 30 m assicurandosi che il pozzo sia mantenuto in traiettoria tangente, con inclinazione e azimuth costante (Inc=40.6°, Azi=48.35°), secondo il programma di directional drilling.

Continuare la perforazione tangente fino al raggiungimento della profondità finale di della fase a circa 2586 m MD (2309.2 m TVD). La reale profondità finale sarà determinata dalla geologia.

Prima del tubaggio condizionare il fango in pozzo, estrarre lo scalpello ed eseguire una manovra di controllo foro. Registrare i log come da programma wireline logging. Discendere al fondo il liner 9.⅝" con circolazione intermedia una volta montato il Liner Hanger Assembly e prima di uscire dalla scarpa. Condizionare il fango circolando tutto il volume del Liner ed eseguendo almeno un bottom-up, fissare il Liner Hanger e svincolare il Setting Tool. Cementare come da programma di cementazione (assicurarsi che la quantità di cemento da pompare sia sufficiente a cementare il liner fino al Liner Hanger). A fine cementazione, se l'operazione risulterà regolare, procedere con il fissaggio del Liner Top Packer, sollevare il



Setting Tool fino al top del Liner Hanger, circolare a giorno l'eccesso di cemento ed estrarre il Setting Tool. Attendere la presa cemento per un periodo pari al doppio del tempo di pompabilità della malta.

Discendere bit/fresa 12.¼" pulendo l'interno del casing 13.⅝" fino al top liner 9.⅝", circolare ed estrarre.

Assemblare nuova batteria con bit 8.½" e discendere a testa liner 9.⅝", pulire interno testa liner e l'interno del liner fino ad avere lo spazio sufficiente per gli spari e per il completamento.

Testare il Liner al 70% della pressione di squarciamento (7890 psi a testa pozzo), considerando il minimo tra la resistenza casing 13.⅝" – 88.2# – P110-ICY = 10030 psi e la resistenza liner 9.⅝" – 53.5# - TN125SS = 12390 psi).

Registrazione il CBL-VDL-CCL-GR del liner 9.⅝".

Pozzo a disposizione per il completamento.

4.4.4. COMPLETAMENTO E SAND CONTROL

Brine di completamento (con CaCl₂) previsto a densità: 1.25 kg/l.

Discendere batteria TCP per aprire l'intervallo previsto nella formazione più profonda, seguendo le indicazioni della compagnia di servizio incaricata delle operazioni.

Nota: la lunghezza dell'intervallo da perforare verrà definita in seguito all'analisi dei dati ottenuti dagli open hole logs. Si stima una lunghezza di circa 90-100m.

Le operazioni di perforazione del casing 9.⅝" prevedono l'utilizzo di cariche esplosive del tipo "Big Hole" 12 spari/piede. Seguire le indicazioni di sicurezza previste dal programma definitivo che verrà formalizzato a seguito dell'acquisizione degli open hole logs.

Una volta aperto l'intervallo produttivo, estrarre la batteria TCP e discendere batteria di pulizia composta da taper-mill e scraper per il casing 9.⅝" 53.5#. Eseguire pulizia con scraper dell'intero intervallo perforato. Estrarre la batteria in superficie dopo aver terminato.

Discendere Sump Packer per casing 9.⅝" 53.5# con Electric wireline, correlare la posizione e fissare il tool a fondo pozzo, Estrarre Electric wireline.

4.4.4.1. ASSEMBLAGGIO E DISCESA DI GRAVEL PACK ASSEMBLY

Assemblare e discendere il Gravel Pack Assembly, previsto per il livello, con Drill Pipe.



Una volta al fondo inserire lo snap-latch nel bore del packer e verificarne l'innesto applicando overpull secondo le indicazioni della compagnia di servizio responsabile delle operazioni. Spezzonare opportunamente ed ingaggiare nuovamente il packer.

Fissare il packer di gravel pack ed eseguire i test di circolazione e la ricerca delle posizioni di circolazione, squeeze e reverse.

Eseguire il gravel pack in circolazione pompando il brine CaCl_2 , seguendo le procedure concordate e operando secondo le misure di sicurezza previste.

Al termine dell'operazione e al raggiungimento dello screen-out portare il crossover tool in posizione di reverse e liberare la workstring da eventuale gravel rimasto nelle aste.

Estrarre il crossover tool dal bore del packer e continuare a circolare finché non sarà più rilevato gravel in superficie.

Effettuare controllo statico. In caso di elevati assorbimenti pompare un cuscino intasante all'interno degli screen, addizionato di carbonati di dimensioni opportune.

Estrarre la workstring. Discendere il packer plug ed inserirlo nel bore del packer del livello appena completato.

Preparare e discendere batteria TCP per l'apertura del secondo livello. Seguire le procedure di lavoro indicate dalla compagnia di servizio incaricata delle operazioni operando secondo le misure di sicurezza previste. Correlare e perforare l'intervallo previsto con cariche big hole 12 shot per foot. Estrarre la batteria TCP.

Discendere ripetutamente il Venturi junk-basket per il pescaggio dei detriti di sparo fino a rimozione completa dei detriti.

Discendere il retrieving tool per ingaggiare il packer plug ed estrarlo dal bore del packer. In caso di assorbimenti trattare con cuscini intasanti.

4.4.4.2. LIVELLI SUCCESSIVI DI GRAVEL PACK ASSEMBLY

Assemblare e discendere il nuovo assemblaggio gravel pack e ripetere le operazioni del punto 4.4.4.1 (Assemblaggio e discesa di Gravel Pack Assembly) per il trattamento dei livelli successivi come da schema indicato nella Figura 27 – Schema di completamento previsto.

4.4.4.3. TUBING DI PRODUZIONE

Al termine dell'ultima operazioni di gravel pack discendere la stringa di completamento (9.5/8" – 43.5# – L80) collegandolo tramite tieback al liner hanger 13.5/8" x 9.5/8".

Al termine della discesa collegare il production tubing con il Tubing Hanger 8.5/8" tramite un'apposita riduzione 9.5/8" x 8.5/8" e due-tre tubi 8.5/8".

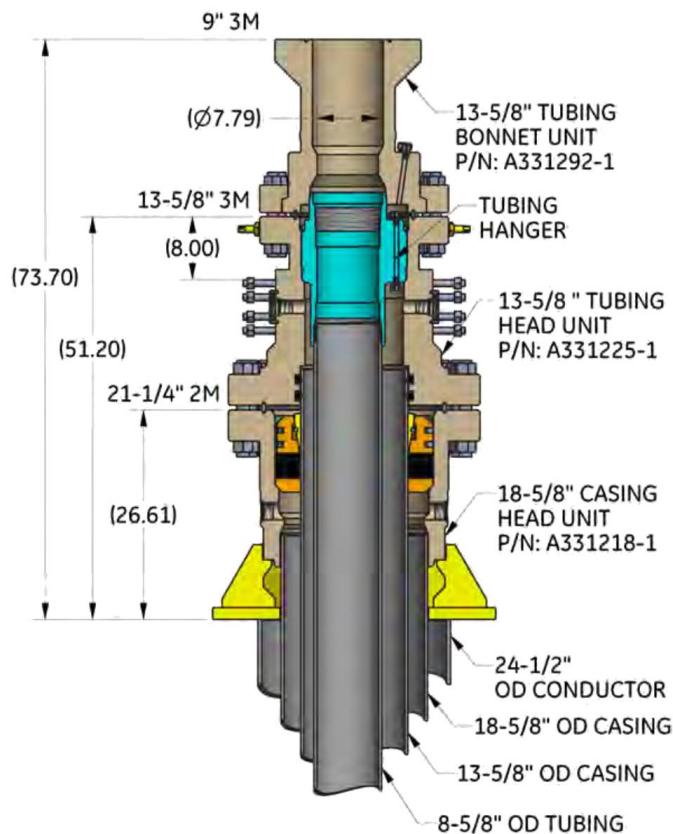


Figura 28 – Schema finale di Testa Pozzo (senza la Croce)

Montare la croce di produzione secondo le procedure previste dal fornitore.