



**POZZO: GREEN HOUSE 1 DIR
PROGRAMMA DI PERFORAZIONE
E DI COMPLETAMENTO**

03 APRILE 2026

GH-1 DIR: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PROGETTO GEOTERMICO OSTELLATO PROVVEDIMENTO AUTORIZZATORIO UNICO REGIONALE – (PAUR)



PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO					
Revisione	Documento	Data	Preparato	Controllato	Approvato
REV.0	2026.TD.015	3 APR 2026	ENIS ALIKO	ANTONIO CONTE	

	<p align="center">POZZO: GREEN HOUSE 1 DIR PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO</p>	<p align="center">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	2
1.4.	UNITÀ DI MISURA	4
1.5.	SCHEMA DELLE COLONNE.....	5
1.6.	PROFILO DI DEVIAZIONE PREVISTO.....	6
1.7.	DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO.....	8
1.8.	CHIUSURA MINERARIA	9
1.9.	RISCHI DI PERFORAZIONE	9
1.10.	CARATTERISTICHE IMPIANTO.....	10
1.10.1.	<i>Caratteristiche Generali.....</i>	<i>10</i>
1.10.2.	<i>Elenco delle Principali Attrezzature di Controllo Pozzo (BOP).....</i>	<i>11</i>
1.10.3.	<i>Schema dell’Impianto</i>	<i>12</i>
1.10.4.	<i>Layout dell’Impianto per la Perforazione</i>	<i>13</i>
1.10.5.	<i>Elenco Principali Contrattiste.....</i>	<i>14</i>
2	PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA	15
2.1.	CAMPIONAMENTO CUTTINGS	15
2.2.	WIRELINE LOGGING	15
2.3.	CORING	16
3	PROGETTAZIONE DEL POZZO	17
3.1.	PREVISIONE DEI GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA	17
3.2.	GRADIENTI E MARGINI DI PERFORAZIONE.....	18
3.3.	CALCOLO DELLA MASP E MAASP	19
3.4.	CALCOLO DELLA ‘KICK TOLERANCE’	19
3.5.	POSSIBILITÀ D’UTILIZZO DELLE GANASCE TRACCIANTI	22
3.6.	PROGETTAZIONE DEL CASING.....	24
3.6.1.	<i>Scelta delle Quote Scarpa</i>	<i>24</i>
3.6.2.	<i>Composizione e Caratteristiche delle Colonne</i>	<i>24</i>
3.6.3.	<i>Design Factors</i>	<i>25</i>
3.6.4.	<i>Regimi di Temperatura Durante la Perforazione.....</i>	<i>25</i>
3.6.5.	<i>Regimi di Temperatura Durante la Produzione</i>	<i>26</i>
3.6.1.	<i>Regimi di Temperatura Durante l’Iniezione.....</i>	<i>27</i>

	<p align="center">POZZO: GREEN HOUSE 1 DIR PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO</p>	<p align="center">03 APRILE 2026</p>
---	--	--------------------------------------

3.6.2.	<i>Calcolo del Casing di Superficie da 24.½"</i>	28
3.6.3.	<i>Calcolo del Casing Intermedio da 18.⅝"</i>	29
3.6.4.	<i>Calcolo del Casing di Produzione da 13.⅝"</i>	30
3.6.5.	<i>Calcolo del Liner di Produzione da 9.⅝"</i>	32
3.6.6.	<i>Calcolo del Tubing di Produzione da 9.⅝"</i>	34
3.7.	PROGRAMMA DI DEVIAZIONE	35
3.7.1.	<i>Profilo Laterale</i>	35
3.7.2.	<i>Proiezione Verticale</i>	36
3.7.3.	<i>Tabella Dati Deviazione</i>	37
3.7.4.	<i>Analisi Anticollisione</i>	38
3.7.5.	<i>Directional Drilling Wall Plot</i>	40
3.8.	PROGRAMMA FANGO	41
3.8.1.	<i>Caratteristiche Fango</i>	41
3.8.2.	<i>Volumi e Additivi Fango</i>	41
3.8.3.	<i>Riassunto Volumi Additivi</i>	43
3.9.	PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE	44
3.9.1.	<i>24.½ Casing di Superficie</i>	44
3.9.2.	<i>18.⅝ Casing Intermedio</i>	45
3.9.3.	<i>13.⅝" Casing di Produzione</i>	46
3.9.4.	<i>9.⅝" Liner di Produzione</i>	47
3.10.	PROGRAMMA SCALPELLI	48
3.11.	BATTERIE DI PERFORAZIONE	49
3.11.1.	<i>Batteria Preliminare di Perforazione per la Fase 28"</i>	49
3.11.2.	<i>Batteria Preliminare di Perforazione per la Fase 23"</i>	50
3.11.3.	<i>Batteria Preliminare di Perforazione per la Fase 16"</i>	51
3.11.4.	<i>Batteria Preliminare di Perforazione per la Fase 12.¼"</i>	52
3.12.	PROGRAMMA IDRAULICO	53
3.12.1.	<i>Programma Idraulico per la Fase 28"</i>	53
3.12.2.	<i>Programma Idraulico per la Fase 23"</i>	54
3.12.3.	<i>Programma Idraulico per la Fase 16"</i>	55
3.12.4.	<i>Programma Idraulico per la Fase 12.¼"</i>	57
3.13.	ANALISI TORQUE & DRAG	59
3.13.1.	<i>Calcolo Torque & Drag per la BHA della Fase 28"</i>	59
3.13.2.	<i>Calcolo Torque & Drag per la BHA della Fase 23"</i>	60
3.13.3.	<i>Calcolo Torque & Drag per la BHA della Fase 16"</i>	61
3.13.4.	<i>Calcolo Torque & Drag per la BHA della Fase 12.¼"</i>	63
3.14.	SCHEMI BOP	65
3.14.1.	<i>Schema Diverter per la Fase 28"</i>	65

	<p align="center">POZZO: GREEN HOUSE 1 DIR PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO</p>	<p align="center">03 APRILE 2026</p>
---	--	--------------------------------------

3.14.2.	<i>Schema BOP Stack per la Fase 23"</i>	66
3.14.3.	<i>Schema BOP Stack per la Fase 16"</i>	67
3.14.4.	<i>Schema BOP Stack per la Fase 12.¼"</i>	68
3.14.5.	<i>BOP Testing</i>	69
3.14.5.1.	<i>Frequenza dei Test del BOP</i>	69
3.14.5.2.	<i>Procedure di Test</i>	69
3.15.	<i>SCHEMA TESTA POZZO</i>	71
3.16.	<i>COMPLETAMENTO E PROVA DI PRODUZIONE</i>	72
3.16.1.	<i>Schema di Completamento Previsto</i>	72
3.16.2.	<i>Prova di Produzione</i>	73
3.16.2.1.	<i>Metodologia generale</i>	73
3.16.2.2.	<i>Obiettivi del test</i>	73
3.16.2.3.	<i>Sequenza operativa delle fasi</i>	73
3.16.2.4.	<i>Sistema di monitoraggio e strumentazione</i>	75
3.16.2.5.	<i>Durata complessiva stimata</i>	76
3.16.2.6.	<i>Risultati attesi</i>	76
4	PROGRAMMA OPERATIVO DI PERFORAZIONE	76
4.1.	<i>INFORMAZIONI PRELIMINARI</i>	76
4.2.	<i>CP 36" INFISSE A CIRCA 50 M MD</i>	77
4.3.	<i>FASE 28" PER CASING 24.½" A CIRCA 190 M MD</i>	77
4.4.	<i>FASE 23" PER CASING 18.⅝" A CIRCA 500 M MD</i>	78
4.5.	<i>FASE 16" PER CASING 13.⅝" A CIRCA 1819 M MD</i>	80
4.6.	<i>FASE 12.¼" PER LINER 9.⅝" A CIRCA 3192 M MD</i>	82
4.7.	<i>COMPLETAMENTO E SAND CONTROL</i>	83
4.7.1.	<i>Assemblaggio e discesa di Gravel Pack Assembly</i>	83
4.7.2.	<i>Livelli successivi di Gravel Pack Assembly</i>	84
4.7.3.	<i>Tubing di Produzione</i>	84

INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 1	— INQUADRAMENTO DEL PERMESSO E UBICAZIONE DEI POZZI	2
FIGURA 2	— CONFIGURAZIONE DELLE COLONNE	5
FIGURA 3	— PROFILO POZZO IN SEZIONE	6
FIGURA 4	— PROFILO POZZO IN PIANTA	7
FIGURA 5	— DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO	8
FIGURA 6	— SCHEMA PRELIMINARE DI CHIUSURA MINERARIA	9
FIGURA 7	— SCHEMA DELL'IMPIANTO E DELLA SOTTOSTRUTTURA	12



POZZO: GREEN HOUSE 1 DIR PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

03 APRILE 2026

FIGURA 8	– PLANIMETRIA GENERALE DELL'IMPIANTO DI PERFORAZIONE	13
FIGURA 9	– PREVISIONE GRADIENTI E ANALISI DEI MARGINI.....	18
FIGURA 10	– CUSCINO GAS ALLA SCARPA	20
FIGURA 11	– VOLUME INFLUSSO TOLLERATO	21
FIGURA 12	– MARGINE PRESSIONE ALLA SCARPA VS. PROFONDITÀ	23
FIGURA 13	– REGIMI DI TEMPERATURA DURANTE LA PERFORAZIONE	25
FIGURA 14	– REGIMI DI TEMPERATURA DURANTE LA PRODUZIONE A 20, 35 E 50 L/s.....	26
FIGURA 15	– REGIMI DI TEMPERATURA DURANTE L'INIEZIONE A 20, 35 E 50 L/s.....	27
FIGURA 16	– DIAGRAMMA TRIASSIALE DEI CARICHI DI LAVORO DEL CASING 24.½"	28
FIGURA 17	– DIAGRAMMA TRIASSIALE DEI CARICHI DI LAVORO DEL CASING 18.⅝"	29
FIGURA 18	– DIAGRAMMA TRIASSIALE DEI CARICHI DI LAVORO DEL CASING 13.⅝"	31
FIGURA 19	– DIAGRAMMA TRIASSIALE DEI CARICHI DI LAVORO DEL CASING 9.⅝" 43.5 LB/FT	33
FIGURA 20	– DIAGRAMMA TRIASSIALE DEI CARICHI DI LAVORO DEL CASING 9.⅝" 53.5 LB/FT	33
FIGURA 21	– DIAGRAMMA TRIASSIALE DEI CARICHI DI LAVORO DEL TUBING 9.⅝"	34
FIGURA 22	– PROFILO LATERALE DI DEVIAZIONE	35
FIGURA 23	– VISTA IN PIANTA DEL PROFILO DI DEVIAZIONE	36
FIGURA 24	– FATTORE DI SEPARAZIONE TRA GH-1 DIR E GH-2 DIR	38
FIGURA 25	– DISTANZA CENTRO-CENTRO TRA GH-1 DIR E GH-2 DIR	39
FIGURA 26	– DIRECTIONAL DRILLING WALL-PLOT	40
FIGURA 27	– SCHEMA DIVERTER PER LA FASE 28"	65
FIGURA 28	– SCHEMA DIVERTER PER LA FASE 23"	66
FIGURA 29	– SCHEMA BOP STACK PER LA FASE 16"	67
FIGURA 30	– SCHEMA BOP STACK PER LA FASE 12.¼"	68
FIGURA 31	– SCHEMA TESTA POZZO	71
FIGURA 32	– SCHEMA DI COMPLETAMENTO PREVISTO.....	72
FIGURA 33	– SCHEMA FINALE DI TESTA POZZO (SENZA LA CROCE)	85

INDICE DELLE TABELLE

TABELLA 1	– DATI GENERALI DEL POZZO	1
TABELLA 2	– UNITÀ DI MISURA.....	4
TABELLA 3	– DATI GENERALI IMPIANTO DI PERFORAZIONE.....	11
TABELLA 4	– PRINCIPALI ATTREZZATURE DI CONTROLLO FORO.....	12
TABELLA 5	– PRINCIPALI CONTRATTISTE	14
TABELLA 6	– GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA	17
TABELLA 7	– CALCOLO DELLA MASP E CONTROLLO WELLHEAD E BOP PRESSURE RATING.....	19
TABELLA 8	– CALCOLO DELLA KICK TOLERANCE.....	20
TABELLA 9	– ANALISI DELLA POSSIBILITÀ DI CHIUSURA DELLE GANASCE TRANCANTI	22
TABELLA 10	– COMPOSIZIONE COLONNE.....	24
TABELLA 11	– RESISTENZA DEI TUBI	24
TABELLA 12	– RESISTENZA DELLE CONNESSIONI	25
TABELLA 13	– DESIGN FACTORS	25
TABELLA 14	– CARICHI DI LAVORO PREVISTI PER IL CASING DI SUPERFICIE 24.½"	28

	<p align="center">POZZO: GREEN HOUSE 1 DIR</p> <p align="center">PROGRAMMA DI PERFORAZIONE</p> <p align="center">E DI COMPLETAMENTO</p>	<p align="center">03 APRILE 2026</p>
---	--	--------------------------------------

TABELLA 15	– FATTORI DI SICUREZZA DEL CASING DI SUPERFICIE 24.½"	28
TABELLA 16	– CARICHI DI LAVORO PREVISTI PER IL CASING DI SUPERFICIE 18.⅝"	29
TABELLA 17	– FATTORI DI SICUREZZA DEL CASING DI SUPERFICIE 18.⅝"	29
TABELLA 18	– CARICHI DI LAVORO PREVISTI PER IL CASING INTERMEDIO 13.⅝"	30
TABELLA 19	– FATTORI DI SICUREZZA DEL CASING INTERMEDIO 13.⅝"	30
TABELLA 20	– CARICHI DI LAVORO PREVISTI PER IL CASING DI PRODUZIONE 9.⅝"	32
TABELLA 21	– FATTORI DI SICUREZZA DEL CASING DI PRODUZIONE 9.⅝"	32
TABELLA 22	– CARICHI DI LAVORO PREVISTI PER IL TUBING DI PRODUZIONE 9.⅝"	34
TABELLA 23	– FATTORI DI SICUREZZA DEL TUBING DI PRODUZIONE 9.⅝"	34
TABELLA 24	– DATI DEVIAZIONE	38
TABELLA 25	– CARATTERISTICHE FANGO	41
TABELLA 26	– VOLUMI DI FANGO RICHIESTI E QUANTITÀ DI DETRITI PRODOTTI	41
TABELLA 27	– QUANTITÀ DI ADDITIVI PER IL CONFEZIONAMENTO DEL FANGO	42
TABELLA 28	– RIASSUNTO VOLUMI ADDITIVI RICHIESTI	43
TABELLA 29	– PROGRAMMA PRELIMINARE SCALPELLI	48
TABELLA 30	– BATTERIA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE PER LA FASE 28"	49
TABELLA 31	– BATTERIA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE PER LA FASE 23"	50
TABELLA 32	– BATTERIA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE PER LA FASE 16"	51
TABELLA 33	– BATTERIA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE PER LA FASE 12.¼"	52

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
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



**POZZO: GREEN HOUSE 1 DIR
PROGRAMMA DI PERFORAZIONE
E DI COMPLETAMENTO**

03 APRILE 2026

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
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



POZZO: GREEN HOUSE 1 DIR
PROGRAMMA DI PERFORAZIONE
E DI COMPLETAMENTO

03 APRILE 2026

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		Green House 1 Dir (GH-1 Dir)
Profilo pozzo		Direzionato
Classificazione		Produttore (Presa)
Profondità finale		2700 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 e secondario		Sabbia (80-85%), Argilla (15-20%)
Profondità attesa top obiettivo principale		1624 m TD SLM
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI		
Coordinate Geografiche Monte Mario / Italia Zona 1 – EPSG 4265	Testa pozzo	44° 42' 56.314" N
Coordinate Piane WGS84 32N - EPSG 3034		12° 5' 58.462" E (Greenwich)
		X = 4 161 483.49
		Y = 2 018 991.62
Coordinate Geografiche Monte Mario / Italia Zona 1 – EPSG 4265	Punto di impatto obiettivo principale	44° 42' 58.312" N
Coordinate Piane WGS84 32N - EPSG 3034		12° 5' 37.875" E (Greenwich)
		X = 4 161 042.00
		Y = 2 019 039.00
Profondità Target TVD/MD m		1690 m VD SLM / 1815.1 m MD PTR
Coordinate Geografiche Monte Mario / Italia Zona 1 – EPSG 4265	Fondo pozzo	44° 43' 2.393" N
Coordinate Piane WGS84 32N - EPSG 3034		12° 4' 55.803" E (Greenwich)
		X = 4 160 139.82
		Y = 2 019 135.83
Profondità Finale TVD/MD m		2700 m VD SLM / 3191.6 m MD PTR

Tabella 1 – Dati generali del pozzo

1.2. INQUADRAMENTO DEL PROSPETTO

Il pozzo GH-1 Dir è situato nella parte orientale della Po Valley, a circa 12 km a ESE di Ostellato, a circa 42 km dalla città di Ferrara e a circa 2 km a est della piazzola del pozzo esistente SG-1.

Il sito di perforazione si trova in una pianura coltivata, a circa 0 m sul livello medio del mare. Il primo pozzo del progetto geotermico di Ostellato, 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. Il pozzo GH-1 Dir sarà perforato dalla stessa piazzola e a circa 13 m a ovest del pozzo GH-2 Dir.



Figura 1 – Inquadramento del permesso e ubicazione dei pozzi

1.3. OBIETTIVI DEL POZZO

L'obiettivo del pozzo GH-2 Dir (direzionato) è quello di investigare e confermare la presenza dei livelli PL3b (obiettivo principale) e PL3a (obiettivo secondario) della formazione



Porto Garibaldi (Pliocene Medio-Superiore), e il loro potenziale utilizzo per la presa (produzione) dell'acqua geotermica.

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 GH-1 Dir 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):

- | | | | | |
|---|---------|------------|----------|---------|
| • | 24.½ in | 133 lb/ft | J55 | TSH-ER |
| • | 18.¾ in | 96.5 lb/ft | J55 | TSH-ER |
| • | 13.¾ in | 88.2 lb/ft | P110-ICY | TSH-ER |
| • | 9.¾ in | 53.5 lb/ft | TN125SS | THS-523 |



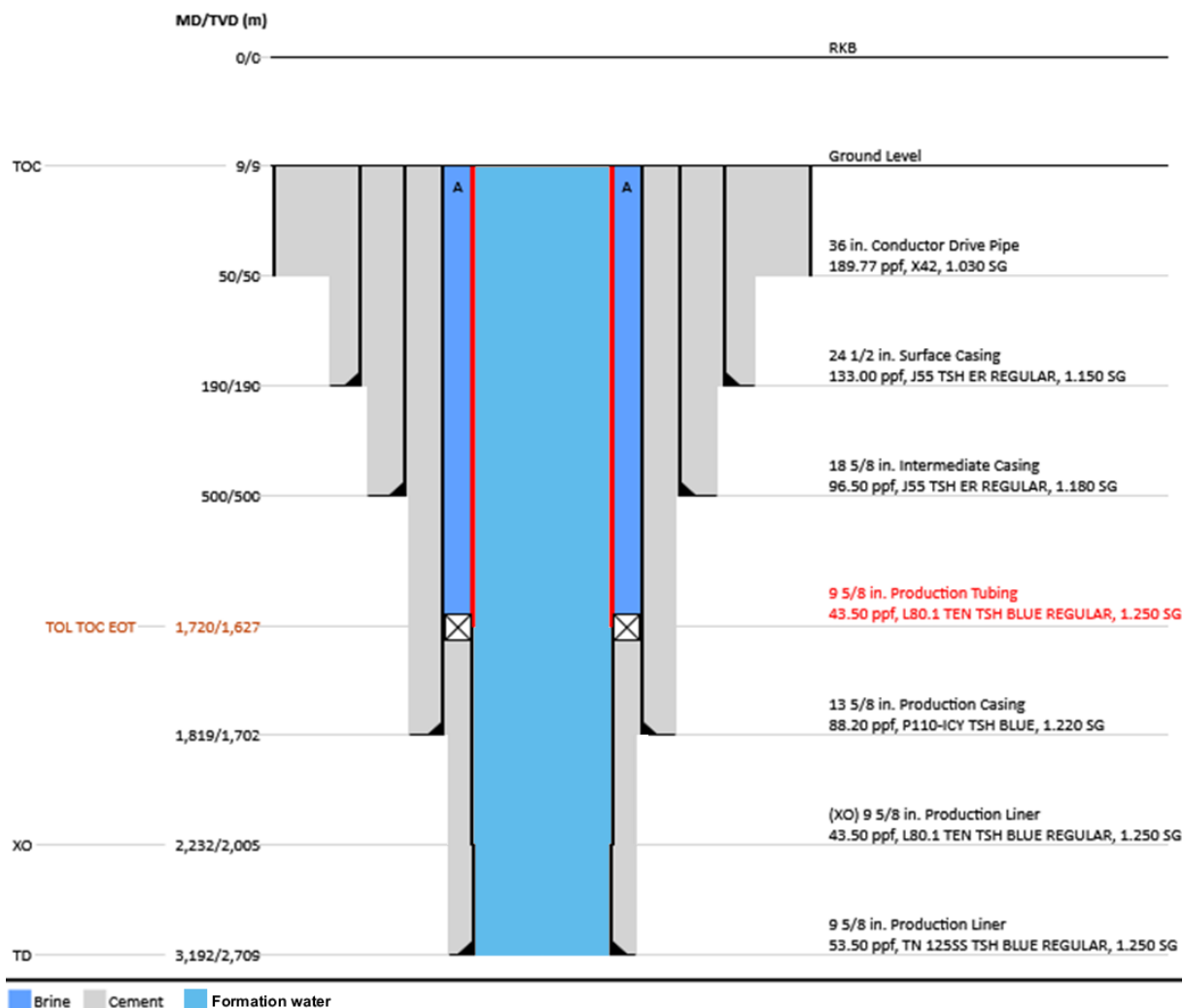
1.4. UNITÀ DI MISURA

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 DELLE COLONNE



Note: Depths are not to scale.

Figura 2 – Configurazione delle Colonne

1.6. PROFILO DI DEVIAZIONE PREVISTO

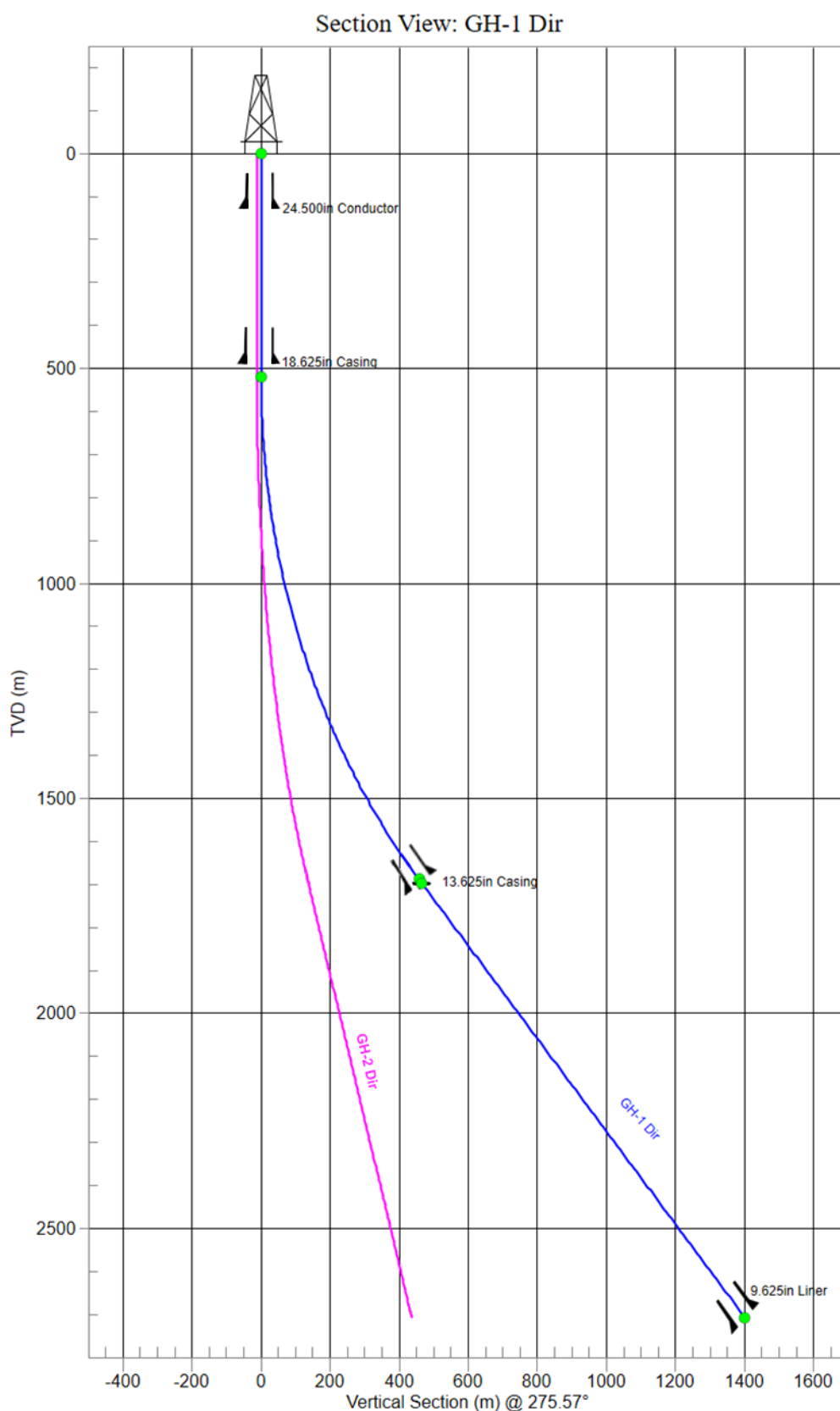


Figura 3 – Profilo pozzo in sezione

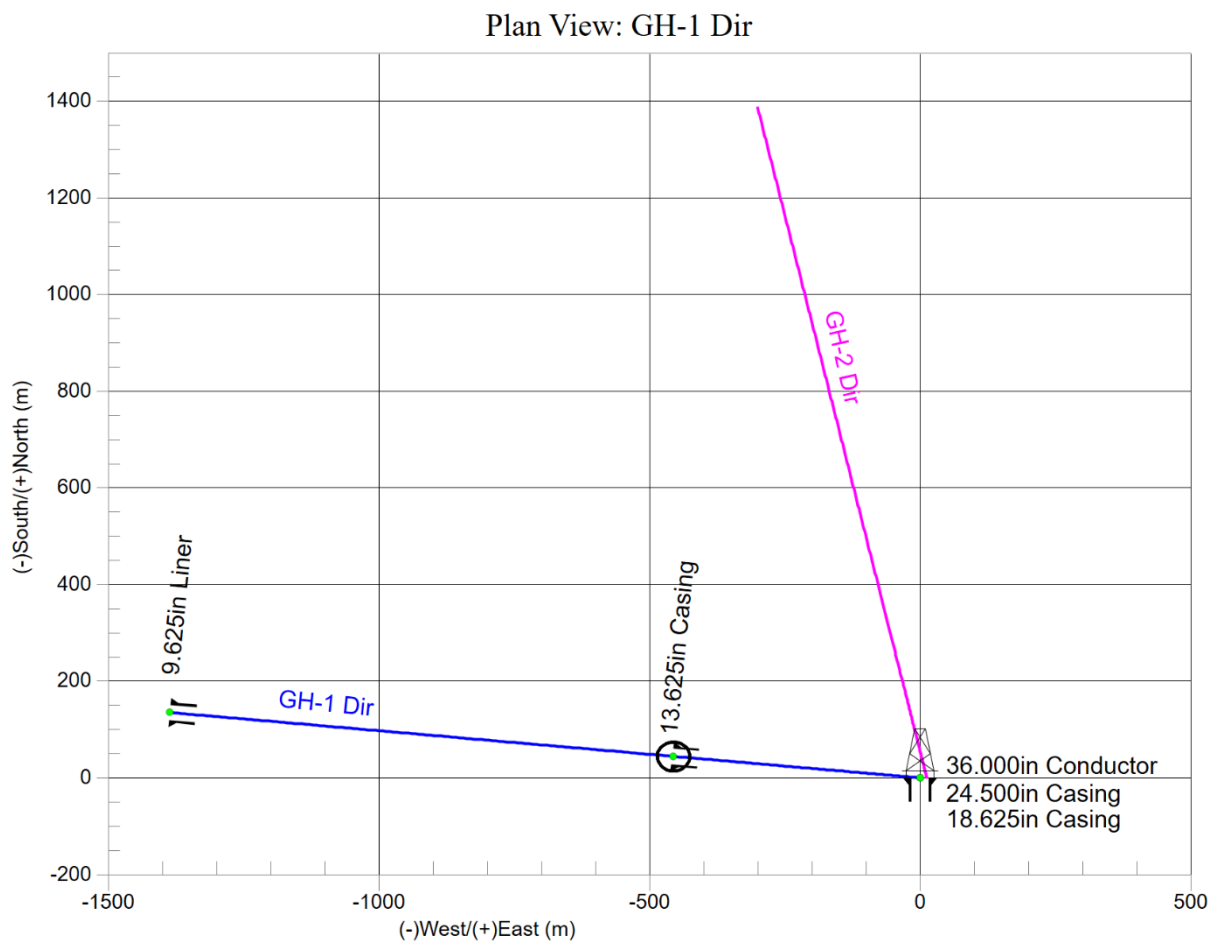


Figura 4 – Profilo pozzo in pianta

1.7. DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO

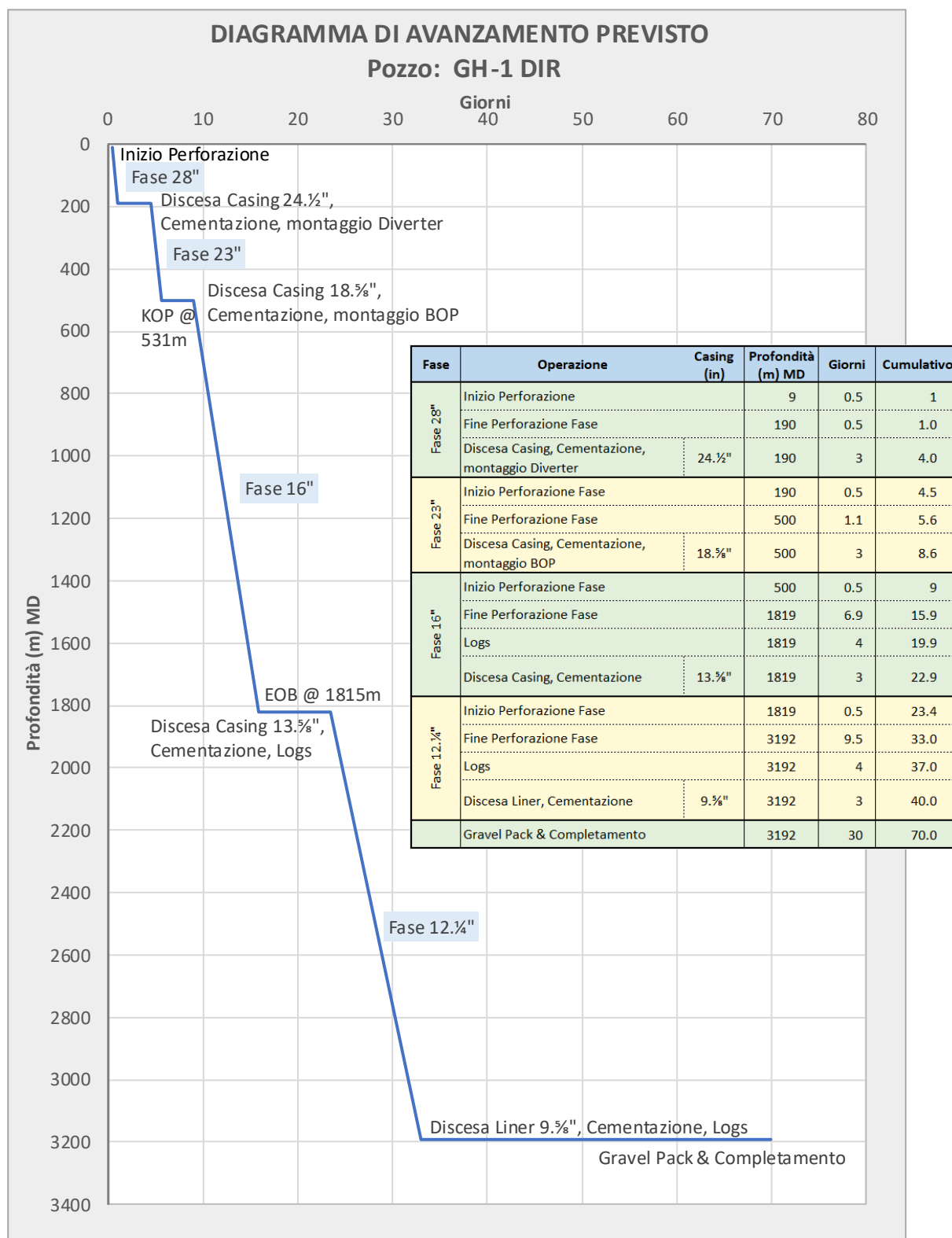


Figura 5 – Diagramma di avanzamento previsto

1.8. 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.

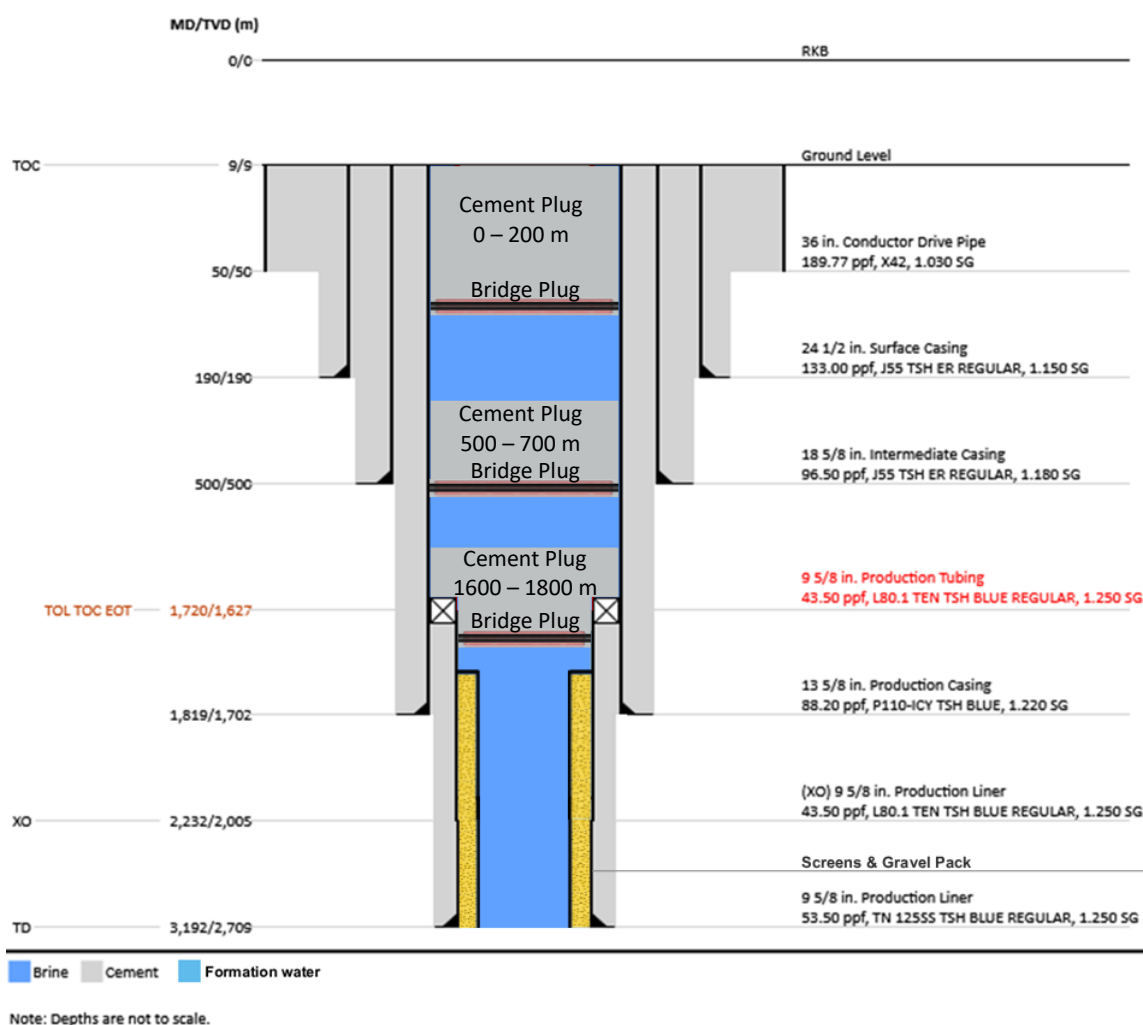


Figura 6 – Schema preliminare di chiusura mineraria

1.9. 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.

1.10. CARATTERISTICHE IMPIANTO

1.10.1. 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'

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

1.10.2. 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

1.10.3. SCHEMA DELL'IMPIANTO

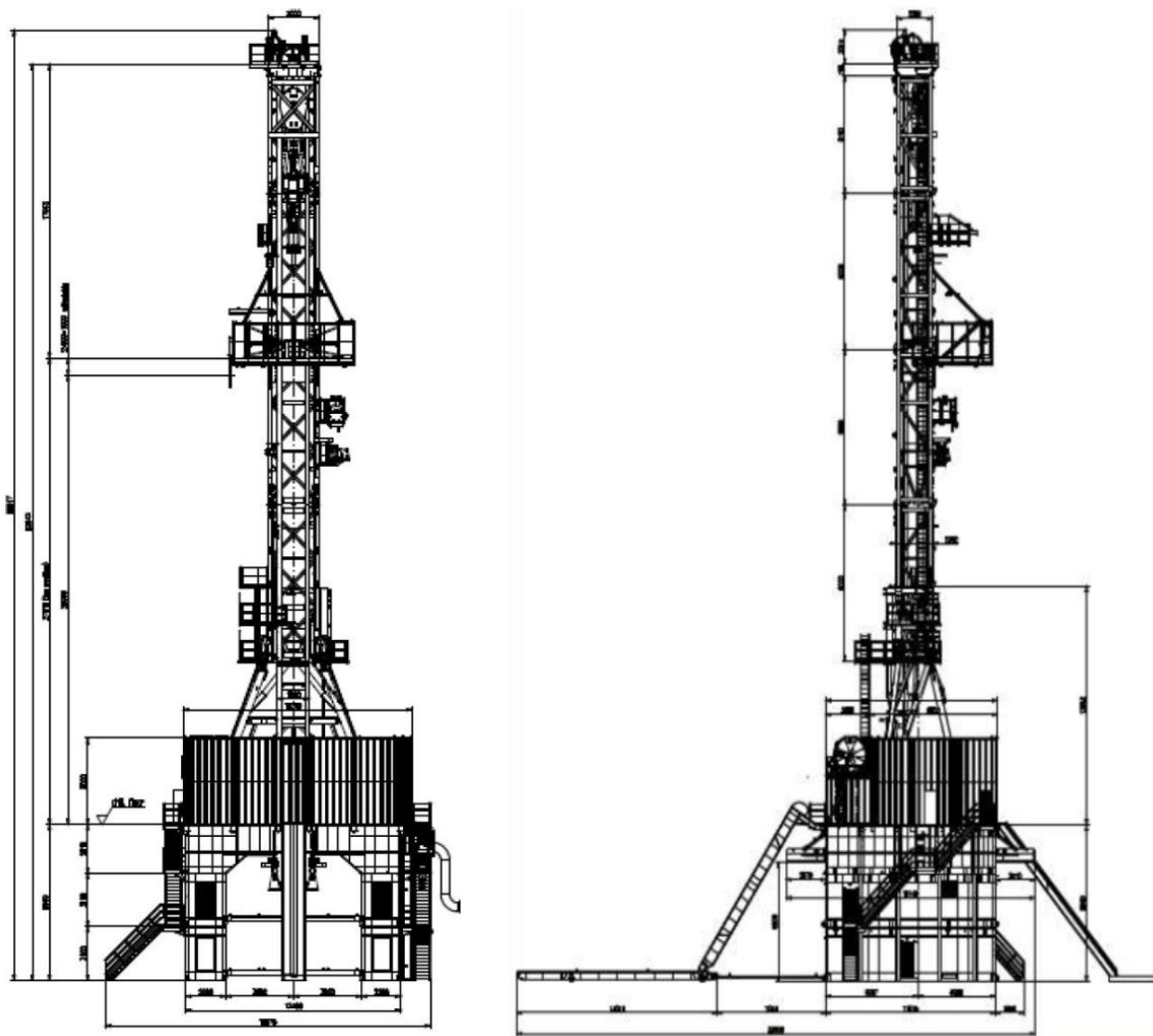


Figura 7 – Schema dell'impianto e della sottostruttura

1.10.4. LAYOUT DELL'IMPIANTO PER LA PERFORAZIONE

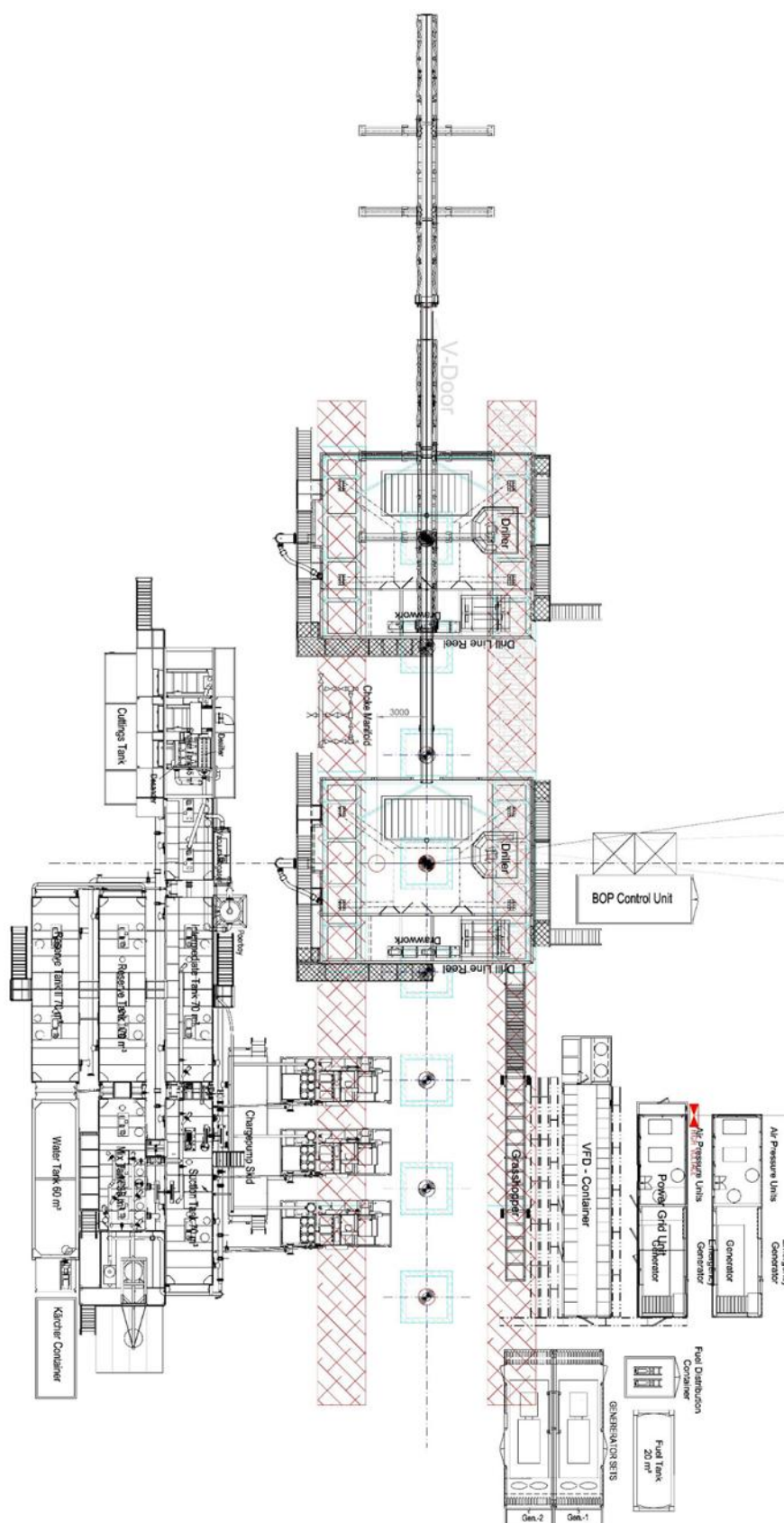


Figura 8 – Planimetria generale dell'impianto di perforazione



1.10.5. 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:

1. Una serie di 1 (un) campione non lavato raccolto come segue:
 - a) Ogni 10 - 15 m da 50 m a 1819 m (tratto foro 28", 23" e 16")
 - b) Ogni 5 m da 1819 m a 3192m (tratto foro 12.¼")
2. Una serie di 1 (un) campione lavato raccolto come segue:
 - a) Ogni 10 - 15 m da 50 m a 1819 m (tratto foro 28", 23" e 16")
 - b) Ogni 5 m da 1819 m a 3192 m (tratto foro 12.¼")

2.2. WIRELINE LOGGING

In questo pozzo sarà previsto la registrazione di wireline logging per le fasi di perforazione 16" e 12.¼", come segue:

Fase	Top (m)	Bottom (m)	Open-Hole Logs
16"	500	1819	GR SP RES-IND AC CAL-OR
12.¼"	1819	3192	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
13.⅝"	0	1819	GR CBL-VDL-CCL
9.⅝"	1720	3192	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 12.¼")

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.



3 PROGETTAZIONE DEL POZZO

3.1. PREVISIONE DEI GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA

Fase	VD m (PTR)	G.Pori kg/cm2/10 m	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm2/10m	G.Fracture kg/cm2/10 m	Choke Margin kg/cm2	Diff. Press. kg/cm2	Temp. °C	VD ssl m	Livelli / Età / Colonne	Formazioni	Fattore di compatt. K
1	0.00	0.000	1.150	0.000	0.000	0.00	0.00	13.0	-9.0	PTR		
1	9.00	1.030	1.150	1.900	1.610	0.00	0.00	13.2	0.0	← CP 30" Olocene - Pleistocene Sup	AES Superiore	0.667
1	50.00	1.030	1.150	1.900	1.610	0.00	0.00	14.3	41.0			0.667
2	60.00	1.030	1.150	1.900	1.610	2.76	0.72	14.5	51.0			0.667
2	90.00	1.030	1.150	1.900	1.610	2.76	1.08	15.3	81.0			0.667
2	120.00	1.030	1.150	1.900	1.610	2.76	1.44	16.0	111.0			0.667
2	150.00	1.040	1.150	1.920	1.627	2.76	1.65	16.8	141.0	← CSG 24 1/2"	AES Inferiore	0.667
2	190.00	1.050	1.150	1.935	1.640	2.76	1.90	17.8	181.0			0.667
3	190.10	1.050	1.180	1.935	1.640	8.74	2.47	17.8	181.1			0.667
3	200.00	1.050	1.180	1.940	1.643	8.74	2.60	18.1	191.0			0.667
3	250.00	1.060	1.180	1.960	1.660	8.74	3.00	19.4	241.0			0.667
3	300.00	1.060	1.180	1.980	1.673	8.74	3.60	20.6	291.0	← CSG 18 1/2"	Unconformity	0.667
3	350.00	1.060	1.180	1.990	1.680	8.74	4.20	21.9	341.0			0.667
3	400.00	1.060	1.180	2.000	1.687	8.74	4.80	23.2	391.0			0.667
3	450.00	1.065	1.180	2.020	1.702	8.74	5.18	24.4	441.0			0.667
3	500.00	1.070	1.180	2.030	1.710	8.74	5.50	25.7	491.0			0.667
4	500.10	1.070	1.220	2.030	1.710	24.50	7.50	25.7	491.1	Pleistocene Medio	AEI	0.667
4	550.00	1.073	1.220	2.040	1.718	24.50	8.09	27.0	541.0			0.667
4	600.00	1.076	1.220	2.050	1.725	24.50	8.64	28.2	591.0			0.667
4	650.00	1.082	1.220	2.060	1.734	24.50	8.97	29.5	641.0			0.667
4	700.00	1.084	1.220	2.070	1.741	24.50	9.52	30.8	691.0			0.667
4	750.00	1.086	1.220	2.080	1.749	24.50	10.05	32.1	741.0			0.667
4	800.00	1.088	1.220	2.080	1.749	24.50	10.56	33.3	791.0			0.667
4	850.00	1.090	1.220	2.090	1.757	24.50	11.05	34.6	841.0			0.667
4	900.00	1.095	1.220	2.100	1.765	24.50	11.25	35.9	891.0			0.667
4	950.00	1.100	1.220	2.100	1.767	24.50	11.40	37.1	941.0			0.667
4	1000.00	1.100	1.220	2.110	1.773	24.50	12.00	38.4	991.0	← CSG 13 1/2"	QM1	0.667
4	1050.00	1.100	1.220	2.120	1.780	24.50	12.60	39.7	1041.0			0.667
4	1100.00	1.100	1.220	2.120	1.780	24.50	13.20	40.9	1091.0			0.667
4	1150.00	1.100	1.220	2.130	1.787	24.50	13.80	42.2	1141.0			0.667
4	1200.00	1.100	1.220	2.140	1.793	24.50	14.40	43.5	1191.0			0.667
4	1250.00	1.100	1.220	2.140	1.793	24.50	15.00	44.8	1241.0	Pleistocene Medio-Inferiore	QM2	0.667
4	1300.00	1.100	1.220	2.150	1.800	24.50	15.60	46.0	1291.0			0.667
4	1350.00	1.100	1.220	2.160	1.807	24.50	16.20	47.3	1341.0			0.667
4	1400.00	1.100	1.220	2.160	1.807	24.50	16.80	48.6	1391.0			0.667
4	1450.00	1.100	1.220	2.160	1.807	24.50	17.40	49.8	1441.0			0.667
4	1500.00	1.100	1.220	2.170	1.813	24.50	18.00	51.1	1491.0	← CSG 13 1/2"	Unconformity	0.667
4	1550.00	1.100	1.220	2.180	1.820	24.50	18.60	52.4	1541.0			0.667
4	1600.00	1.100	1.220	2.180	1.820	24.50	19.20	53.6	1591.0			0.667
4	1650.00	1.110	1.220	2.190	1.830	24.50	18.15	54.9	1641.0			0.667
5	1701.90	1.110	1.220	2.190	1.830	103.82	23.83	56.2	1692.9			0.667
5	1702.00	1.110	1.250	2.190	1.830	98.71	23.83	56.2	1693.0	Pleistocene Inf - Pliocene Sup	Porto Garibaldi Superiore	0.667
5	1750.00	1.110	1.250	2.200	1.837	98.71	24.50	57.5	1741.0			0.667
5	1800.00	1.110	1.250	2.200	1.837	98.71	25.20	58.7	1791.0			0.667
5	1850.00	1.110	1.250	2.210	1.843	98.71	25.90	60.0	1841.0			0.667
5	1900.00	1.110	1.250	2.210	1.843	98.71	26.60	61.3	1891.0			0.667
5	1950.00	1.113	1.250	2.220	1.851	98.71	26.72	62.5	1941.0	Pliocene Medio	Porto Garibaldi Inferiore	0.667
5	2000.00	1.116	1.250	2.220	1.852	98.71	26.80	63.8	1991.0			0.667
5	2050.00	1.120	1.250	2.230	1.860	98.71	26.65	65.1	2041.0			0.667
5	2100.00	1.120	1.250	2.240	1.867	98.71	27.30	66.3	2091.0			0.667
5	2150.00	1.120	1.250	2.240	1.867	98.71	27.95	67.6	2141.0			0.667
5	2200.00	1.123	1.250	2.240	1.868	98.71	27.94	68.9	2191.0	Gelasioan Unconformity	Porto Garibaldi Inferiore	0.667
5	2250.00	1.126	1.250	2.250	1.875	98.71	27.90	70.2	2241.0			0.667
5	2300.00	1.130	1.250	2.260	1.883	98.71	27.60	71.4	2291.0			0.667
5	2350.00	1.130	1.250	2.260	1.883	98.71	28.20	72.7	2341.0			0.667
5	2400.00	1.130	1.250	2.270	1.890	98.71	28.80	74.0	2391.0			0.667
5	2450.00	1.130	1.250	2.280	1.897	98.71	29.40	75.2	2441.0	← LIN 9 3/4" (TD)	Porto Corsini	0.667
5	2500.00	1.130	1.250	2.280	1.897	98.71	30.00	76.5	2491.0			0.667
5	2550.00	1.130	1.250	2.280	1.897	98.71	30.60	77.8	2541.0			0.667
5	2600.00	1.131	1.250	2.290	1.904	98.71	30.94	79.0	2591.0			0.667
5	2650.00	1.133	1.250	2.300	1.911	98.71	31.01	80.3	2641.0			0.667
5	2700.00	1.137	1.250	2.310	1.919	98.71	30.51	81.6	2691.0			0.667
5	2709.30	1.138	1.250	2.310	1.919	98.71	30.34	81.8	2700.3			0.667

Tabella 6 – Gradienti di pressione e temperatura



⇒ Obiettivo della perforazione

3.2. GRADIENTI E MARGINI DI PERFORAZIONE

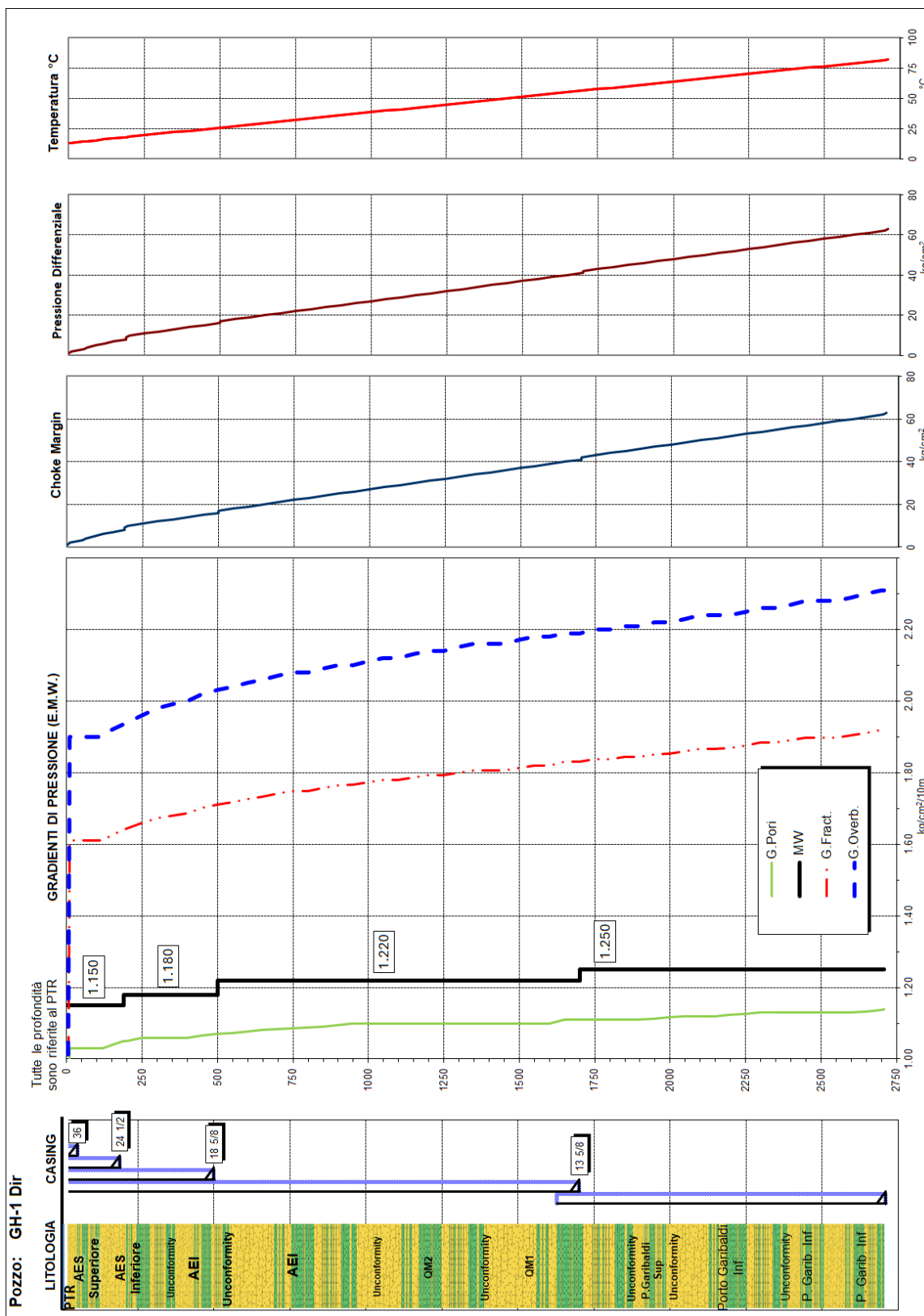


Figura 9 – Previsione gradienti e analisi dei margini



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 0.6)	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	Actual Ton	m	kg/cm ² /10m	kg/l	kg/cm ² /10m		Kg/cm ²	Kg/cm ²	Kg/cm ²	psi	Kg/cm ²	psi	psi	psi	Check WH	Check BOP	Check WH	Check BOP
36"	36"	189.6	X-42	Drilling	72	9	1062	50.0	1.030	1.150	0.000	0.23	0	5	4	57	0	0						
28"	24.1/2"	133.0	J-55	Drilling	138	29	940	190.0	1.030	1.150	1.610	0.25	5	6	5	67	5	70	2000	500	OK	OK	OK	OK
23"	18.5/8"	96.5	J-55	Drilling	176	61	689	500.0	1.060	1.180	1.640	0.27	34	42	32	450	34	484	2000	500	OK	OK	OK	OK
16"	13.5/8"	88.2	2-110 IC	Production	703	282	1441	1701.9	1.110	1.220	1.710	0.30	42	183	134	1903	183	2608	3000	5000	OK	OK	OK	OK
12.1/4"	9.5/8"	43.5	L-80	Production	442	264	453	2709.3	1.138	1.250	1.830	0.30	156	308	227	3233	308	4390	3000	10000	NO	OK	NO	OK

Tabella 7 – Calcolo della MASP e controllo Wellhead e BOP pressure rating

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 10), 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:

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

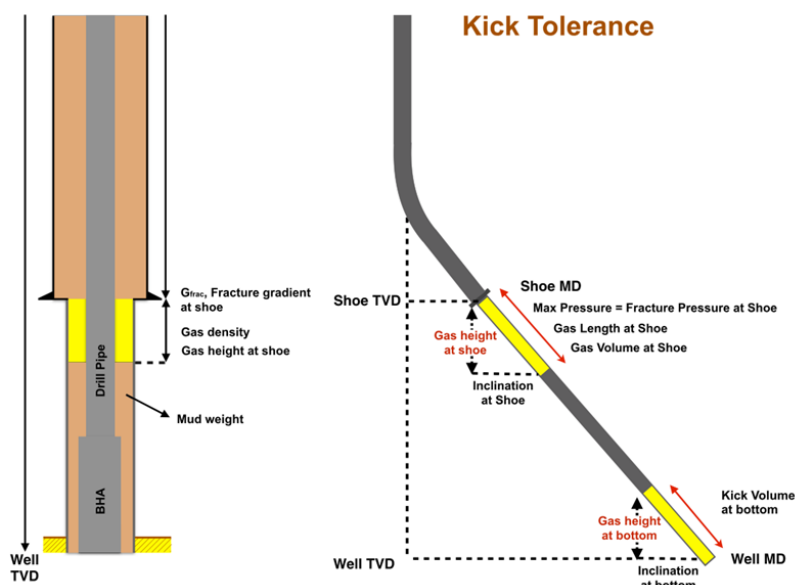


Figura 10 – Cuscino gas alla scarpa

Pertanto nelle varie fasi avremo i seguenti valori (Tabella 8 e Figura 11) per il volume massimo di gas che può entrare in pozzo.

POZZO: GH-1 Dir														CALCOLO DELLA KICK TOLERANCE													
														Kick durante la perforazione				Kick da pistonaggio									
														Intensità del Kick (kg/cm²/10m)				Riduzione dell'EMW (kg/l)									
														0.06				0.08									
FASE	DP	HWDP	DC	Capacità media Anulus	Profondità Shoe precedente	Incl. media shoe	TD Fase	Incl. media a TD	Temp. scarpa Preced.	Grad. Fratt. alla scarpa	Grad. Influsso	Grad. Pori a TD	Altezza gas sotto scarpa	Volume Influsso alla scarpa	Volume Influsso a TD	Kick Tolerance	Altezza gas sotto scarpa	Volume Influsso alla scarpa	Volume Influsso 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	m³	m MD	m³	m³	m³							
28"	5"	5"	8"	0.3648	50.0	0.0	60.0	0.00	14.27	1.610	0.23	1.030	28.9	10.56	9.83	9.83	32.0	11.67	10.86	10.86							
28"	5"	5"	8"	0.3681	50.0	0.00	120.0	0.00	14.27	1.610	0.23	1.030	32.9	12.10	5.63	5.63	34.6	12.74	5.93	5.93							
28"	5"	5"	8"	0.3736	50.0	0.00	150.0	0.00	14.27	1.610	0.23	1.040	33.2	12.40	4.57	4.57	34.3	12.80	4.72	4.72							
28"	5"	5"	8"	0.3766	50.0	0.00	190.0	0.00	14.27	1.610	0.23	1.050	33.3	12.54	3.61	3.61	33.5	12.62	3.64	3.64							
23"	5"	5"	8"	0.2356	190.0	0.00	210.0	0.00	17.83	1.640	0.24	1.055	107.5	25.33	25.63	25.33	119.2	28.09	28.42	28.09							
23"	5"	5"	8"	0.2521	190.0	0.00	300.0	0.00	17.83	1.640	0.25	1.060	113.3	28.58	20.15	20.15	123.2	31.07	21.91	21.91							
23"	5"	5"	8"	0.2541	190.0	0.00	420.0	0.00	17.83	1.640	0.26	1.063	121.3	30.82	15.48	15.48	128.6	32.69	16.43	16.43							
23"	5"	5"	8"	0.2543	190.0	0.00	500.0	0.00	17.83	1.640	0.27	1.070	123.5	31.41	13.16	13.16	129.2	32.87	13.77	13.77							
16"	5"	5"	8"	0.0973	500.0	0.00	510.0	0.00	25.70	1.710	0.28	1.072	308.7	30.03	33.52	30.03	340.4	33.11	36.96	33.11							
16"	5"	5"	8"	0.1161	500.0	0.00	960.0	14.29	25.70	1.710	0.29	1.100	325.1	37.76	21.91	21.91	347.6	40.37	23.43	23.43							
16"	5"	5"	8"	0.1163	500.0	0.00	1380.0	28.29	25.70	1.710	0.30	1.100	354.1	41.18	16.97	16.97	368.3	42.83	17.65	17.65							
16"	5"	5"	8"	0.1164	500.0	0.00	1830.0	42.80	25.70	1.710	0.30	1.110	386.1	44.93	14.79	14.79	392.2	45.64	15.03	15.03							
12 1/4"	5"	5"	8"	0.0436	1819.0	42.80	1830.0	42.80	56.23	1.830	0.30	1.110	1612.4	70.31	78.81	70.31	1758.6	76.69	85.96	76.69							
12 1/4"	5"	5"	8"	0.0625	1819.0	42.80	2280.0	42.80	56.23	1.830	0.30	1.118	1626.8	101.62	94.78	94.78	1763.6	110.17	102.75	102.75							
12 1/4"	5"	5"	8"	0.0626	1819.0	42.80	2730.0	42.80	56.23	1.830	0.30	1.130	1620.1	101.47	80.59	80.59	1747.5	109.44	86.92	86.92							
12 1/4"	5"	5"	8"	0.0627	1819.0	42.80	3192.0	42.80	56.23	1.830	0.30	1.138	1620.2	101.56	70.11	70.11	1737.8	108.93	75.20	75.20							

Tabella 8 – Calcolo della Kick Tolerance

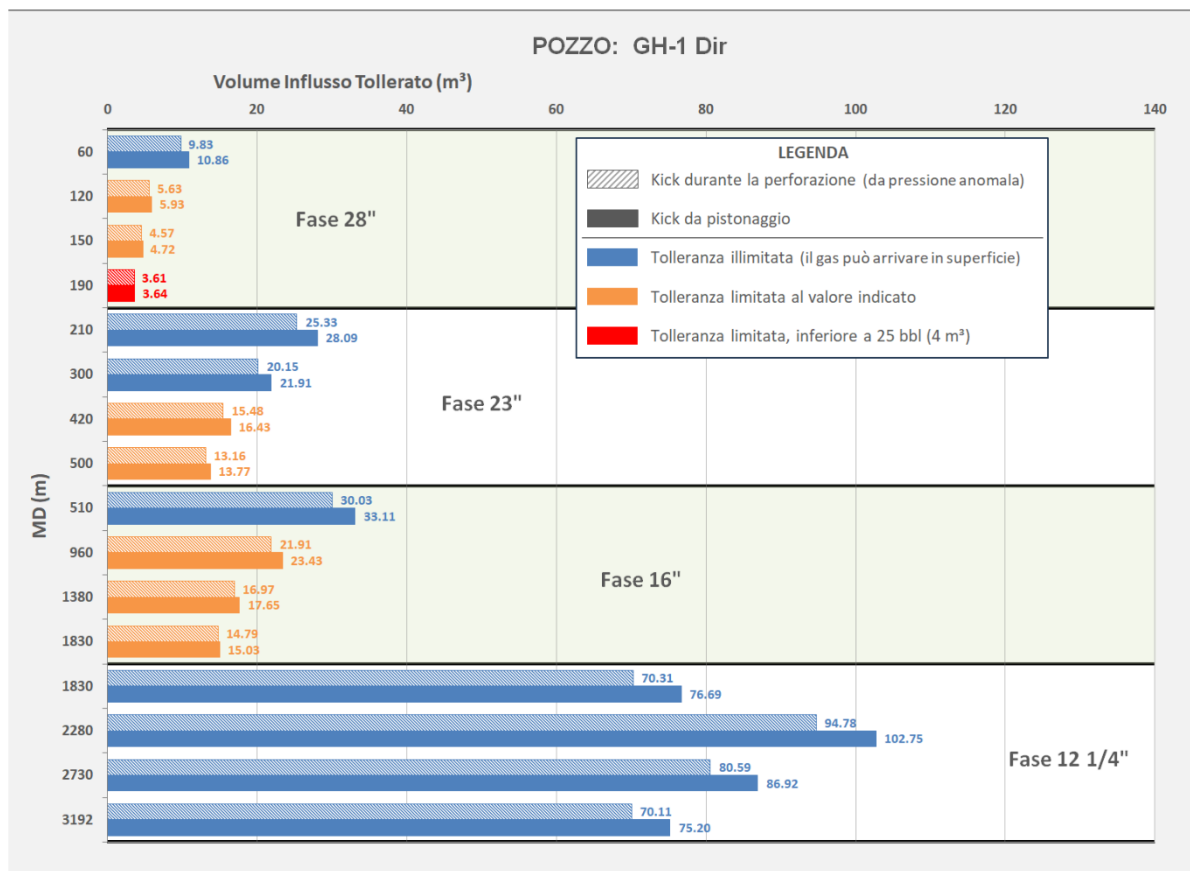


Figura 11 – Volume influsso tollerato

3.5. POSSIBILITÀ D'UTILIZZO DELLE GANASCE TRINCIANTI

I grafici allegati mostrano le profondità massime di utilizzo delle ganasce trincianti 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).

GH-1 Dir

ANALISI POSSIBILITA' UTILIZZO GANASCE TRINCIANTI

Nota: Profondità verticali riferite al PTR

FASE 16"				
Scarpa 18 5/8" @ {				
	500.0 m MD			
	500.0 m VD			
G.fratt. @ m 500 =	1.71 kg/cm ² /10m			
P.fratt @ m 500 =	85.50 kg/cm ²			
Grad. gas =	0.29 kg/l			
Fine fase 16" @ {				
	1819.0 m MD			
	1701.9 m VD			

Profondità		G _{pori}	P _{scarpa}	Margine
(m) MD	(m) VD	kg/cm ² /10m	kg/cm ²	kg/cm ²
500.0	500.0	1.070	53.5	32.00
575.0	575.0	1.074	59.6	25.85
650.0	649.9	1.082	66.0	19.45
725.0	724.6	1.085	72.2	13.28
800.0	798.9	1.088	78.4	7.10
875.0	872.7	1.092	84.7	0.80
950.0	945.9	1.100	91.3	-5.80
1025.0	1018.2	1.100	97.2	-11.74
1100.0	1089.7	1.100	103.1	-17.56
1175.0	1160.1	1.100	108.8	-23.29
1250.0	1229.2	1.100	114.4	-28.93
1325.0	1297.1	1.100	120.0	-34.46
1400.0	1363.5	1.100	125.4	-39.87
1475.0	1428.3	1.100	130.7	-45.16
1550.0	1491.4	1.100	135.8	-50.30
1625.0	1552.7	1.100	140.8	-55.29
1700.0	1612.0	1.102	146.0	-60.52
1775.0	1669.3	1.110	152.0	-66.47
1819.0	1701.9	1.110	154.7	-69.16
	882.6	1.092	85.50	0.00

FASE 12.1/4"				
Scarpa 13 5/8" @ {				
	1819.0 m MD			
	1701.9 m VD			
G.fratt. @ m 1701.9 =	1.83 kg/cm ² /10m			
P.fratt @ m 1701.9 =	311.45 kg/cm ²			
Grad. gas =	0.30 kg/l			
Fine fase 12 1/4" @ {				
	3192.0 m MD			
	2709.3 m VD			

Profondità		G _{pori}	P _{scarpa}	Margine
(m) MD	(m) VD	kg/cm ² /10m	kg/cm ²	kg/cm ²
1819.0	1701.9	1.110	188.9	122.54
1894.0	1756.9	1.110	193.4	118.08
1969.0	1811.9	1.110	197.8	113.62
2044.0	1867.0	1.110	202.3	109.16
2119.0	1922.0	1.111	207.0	104.45
2194.0	1977.0	1.115	212.1	99.34
2269.0	2032.1	1.119	217.4	94.05
2344.0	2087.1	1.120	222.2	89.25
2419.0	2142.1	1.120	226.7	84.73
2494.0	2197.2	1.123	231.8	79.60
2569.0	2252.2	1.126	237.1	74.32
2644.0	2307.2	1.130	242.6	68.89
2719.0	2362.2	1.130	247.1	64.32
2794.0	2417.3	1.130	251.7	59.76
2869.0	2472.3	1.130	256.3	55.19
2944.0	2527.3	1.130	260.8	50.62
3019.0	2582.4	1.131	265.6	45.89
3094.0	2637.4	1.132	270.6	40.83
3192.0	2709.3	1.138	278.1	33.35
	2709.3	1.138	278.10	33.35

Tabella 9 – Analisi della possibilità di chiusura delle ganasce trincianti

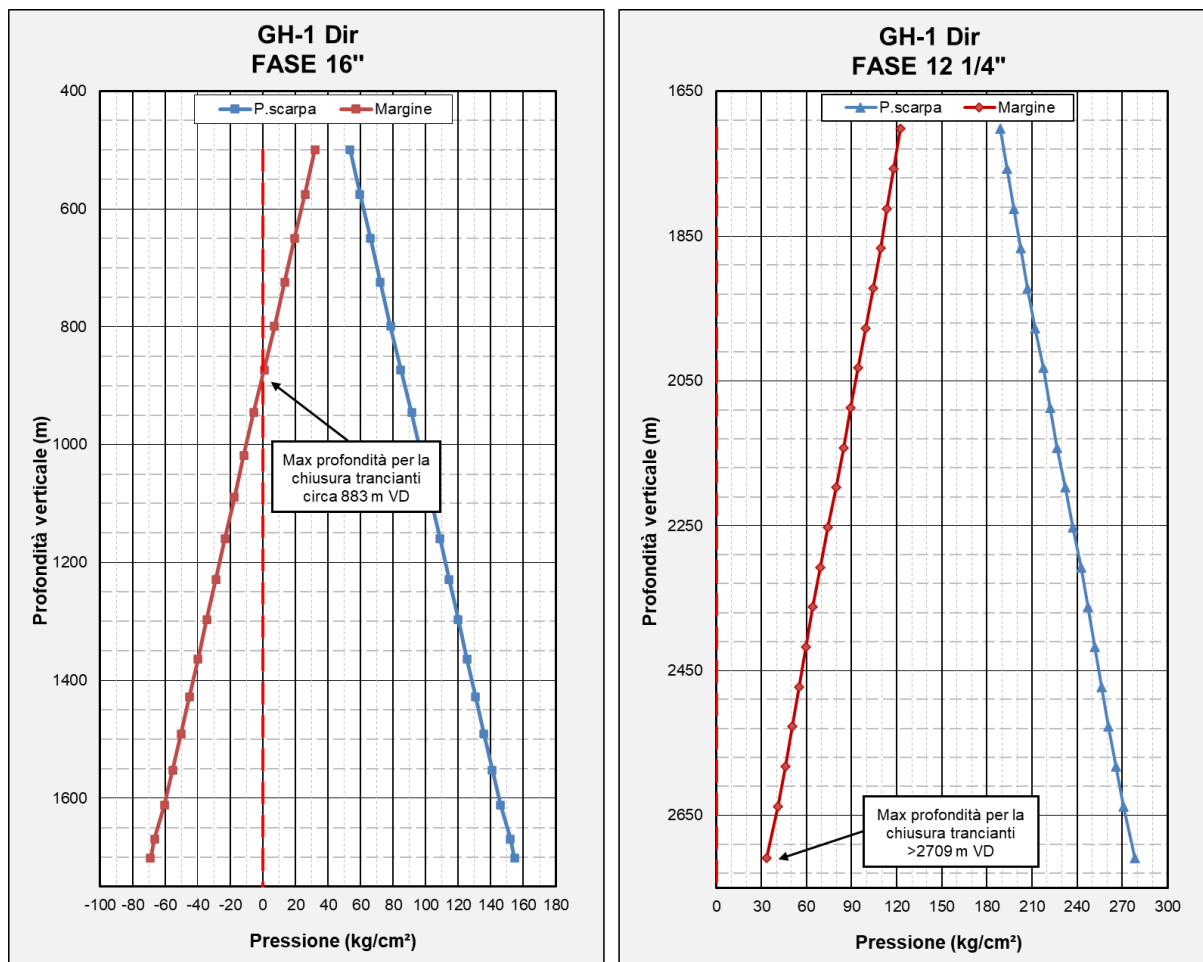


Figura 12 – Margine pressione alla scarpa vs. profondità



3.6. PROGETTAZIONE DEL CASING

3.6.1. SCELTA DELLE QUOTE SCARPA

- Il conductor pipe da 36" è già stato infisso alla quota prevista.
- Il casing da 24.1/2" si scenderà a quota 190 m MD per permettere l'utilizzo in sicurezza del Diverter 29.1/2" x 500 psi durante la perforazione della fase 23".
- Il casing da 18.5/8" si scenderà a quota 500 m MD per permettere il montaggio del BOP stack da 21.1/4" x 5000 psi e per permettere l'inizio della deviazione a 531m MD.
- Il casing da 13.5/8" si scenderà a quota 1819 m MD, alla fine della deviazione, per permettere il montaggio del BOP stack da 13.5/8" x 10000 psi, per isolare il giacimento dalla roccia copertura, e per non mettere a rischio la sezione tangente.

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	190.00	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	500.00	9.00	23.000	FRIEL SG-2, 23-in WBM
4	1	Production	Casing	13.625	88.200	0.625	P110-ICY	TSH BLUE	9.00	1,819.00	9.00	16.000	FRIEL SG, 16-in WBM
5	1	Production	Liner	9.625	43.500	0.435	L80.1 TEN	TSH BLUE REGULAR	1,720.00	2,232.00	1,720.00	12.250	FRIEL SG, 12.1/4-in WBM
	2	Production	Liner	9.625	53.500	0.545	TN 125SS	TSH BLUE REGULAR	2,232.00	3,192.00	2,232.00	12.250	FRIEL SG, 12.1/4-in WBM
6	1	Production	Tubing	9.625	43.500	0.435	L80.1 TEN	TSH BLUE REGULAR	9.00	1,720.00			FRIEL SG Brine

Tabella 10 – Composizione colonne

Il liner 9.5/8" sarà composto da due spessori diversi per ragioni di disponibilità di materiale rimanente dalla campagna di perforazione del pozzo SG-1. Da 3192m a 2232m il liner sarà composto da tubi esistenti (53.5 lb/ft) mentre da 2232m a testa liner (a 1720m) sarà composto da tubi nuovi da 43.5 lb/ft.

Il tubing, che sarà installato come un 'tie-back', sarà anch'esso composto da tubi nuovi da 43.5 lb/ft.

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	10,030	4,800	3,190,680	3,190,680
5	1	Production	Liner	9 5/8	43.50	0.435	L80.1 TEN	6,330	3,810	1,004,719	1,004,719
	2	Production	Liner	9 5/8	53.50	0.545	TN 125SS	12,390	8,440	1,943,311	1,943,311
6	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 BLUE	10,034	4,801	3,190,680	3,190,680
5	1	Production	Liner	9 5/8	43.50	L80.1 TEN	TSH BLUE REGULAR	6,330	3,810	1,005,000	1,005,000
	2	Production	Liner	9 5/8	53.50	TN 125SS	TSH BLUE REGULAR	12,390	8,440	1,943,000	1,943,000
6	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

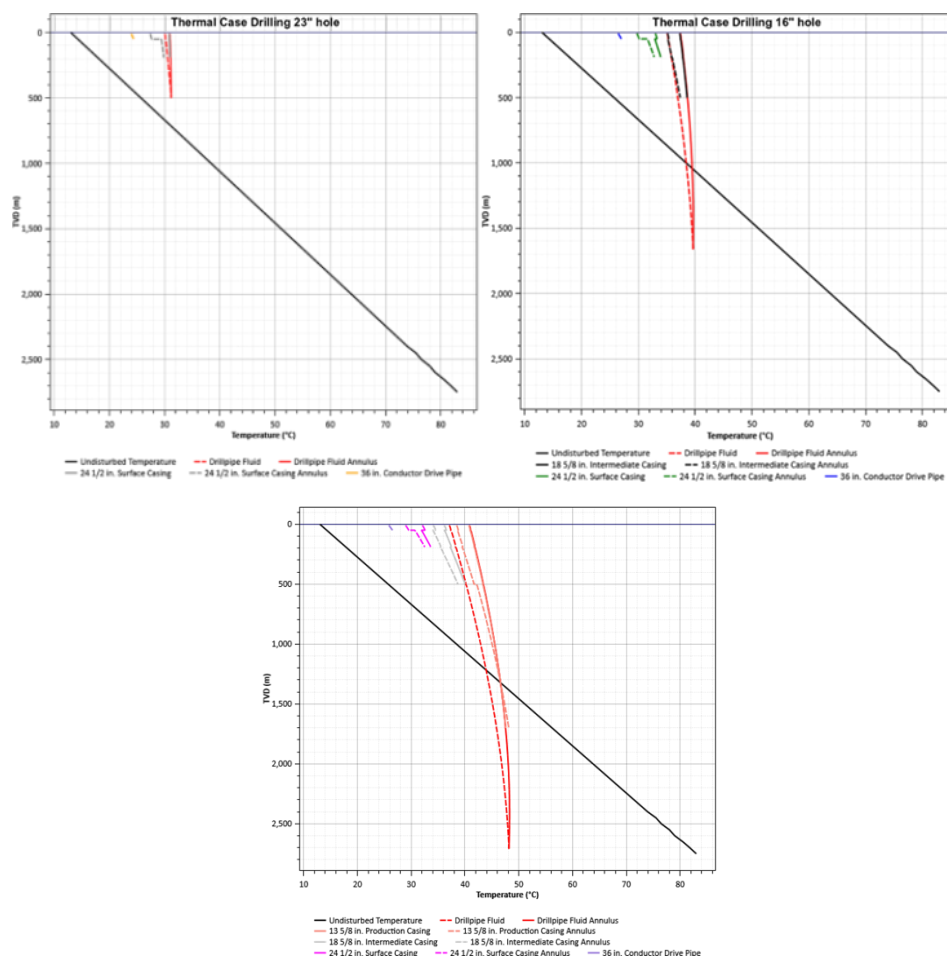


Figura 13 – Regimi di temperatura durante la perforazione

3.6.5. REGIMI DI TEMPERATURA DURANTE LA PRODUZIONE

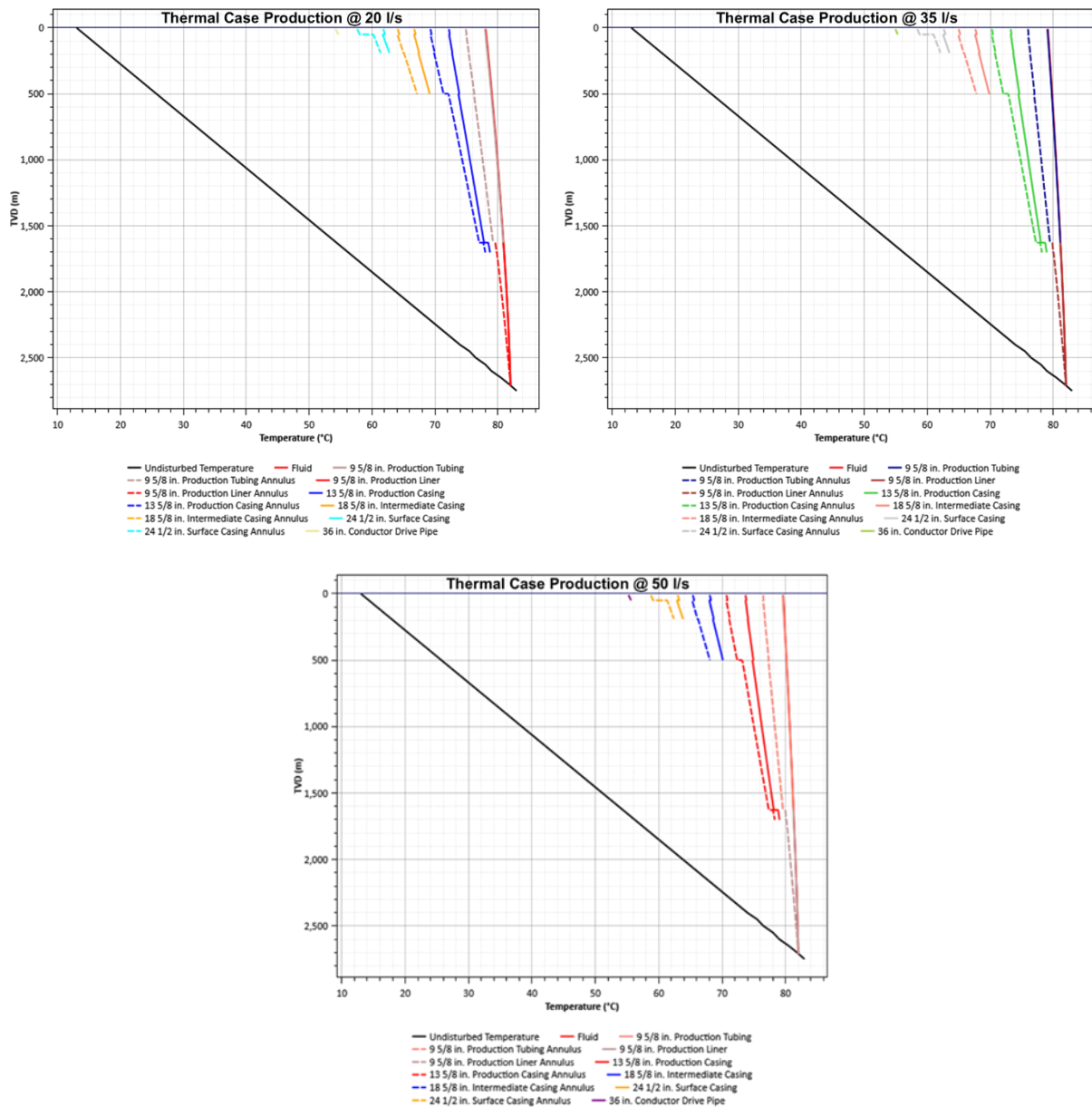


Figura 14 – Regimi di temperatura durante la produzione a 20, 35 e 50 l/s

3.6.1. REGIMI DI TEMPERATURA DURANTE L'INIEZIONE

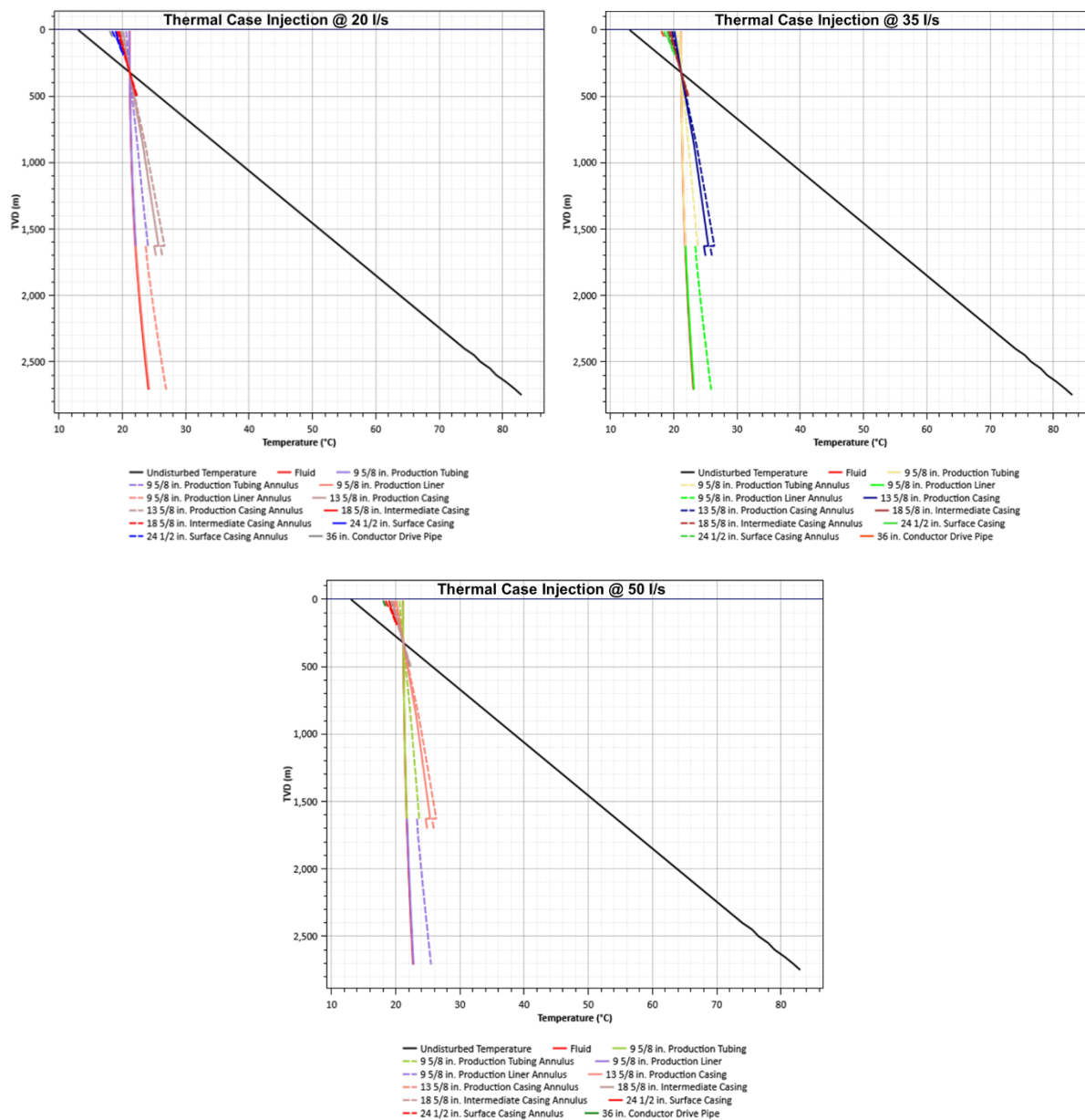


Figura 15 – Regimi di temperatura durante l'iniezione a 20, 35 e 50 l/s

3.6.2. CALCOLO DEL CASING DI SUPERFICIE DA 24.½"

Load Name	Internal Pressure	External Pressure	Temperature
Running In Hole	0.00 bar pressure at hanger, 1.150 SG fluid hydrostatic.	0.00 bar pressure at hanger, 1.150 SG fluid hydrostatic. Running velocity of 0.05 m/s.	Undisturbed Temperature
Overpull	0.00 bar pressure at hanger, 1.150 SG fluid hydrostatic.	0.00 bar pressure at hanger, 1.150 SG fluid hydrostatic.	Undisturbed Temperature
Initial Condition	0.00 bar pressure at hanger, 1.150 SG fluid gradient.	0.00 bar pressure at hanger, Tail Cement of 1.893 SG from 9.00 m to EOS at 190.00 m.	Undisturbed Temperature
Bumping Cement Plug	1.150 SG displacing fluid density hydrostatic. 40.95 bar pressure used to bump plug.	0.00 bar pressure at hanger, 1.893 SG fluid density to shoe.	Undisturbed Temperature
Pressure Test	92.94 bar surface test pressure on top of 1.150 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	1.180 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 23" hole
Fluid Column Drop	Zero bar above top of fluid column at 95.00 m MD. 1.180 SG fluid density below, 50% of casing.	0.00 bar pressure at hanger, 1.150 SG fluid density to shoe.	Drilling 23" hole
Kick: Casing Full of Gas	27.91 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

Tabella 14 – Carichi di lavoro previsti per il casing di superficie 24.½"

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					26.30	9.00	100.00	190.00	26.30	9.00
Overpull					30.57	9.00	100.00	165.37	30.57	9.00
Initial Condition			2.17	190.00			20.46	190.00	11.61	190.00
Bumping Cement Plug	3.23	9.00			8.58	9.00			3.64	9.00
Pressure Test	1.43	190.00			6.24	9.00			1.56	190.00
Drilling with Maximum Mud Weight	55.61	190.00					7.77	9.00	7.55	9.00
Fluid Column Drop			2.96	95.00			7.16	95.00	7.66	9.00
Kick: Casing Full of Gas	4.83	9.00					12.58	190.00	4.02	9.00

Tabella 15 – Fattori di sicurezza del casing di superficie 24.½"

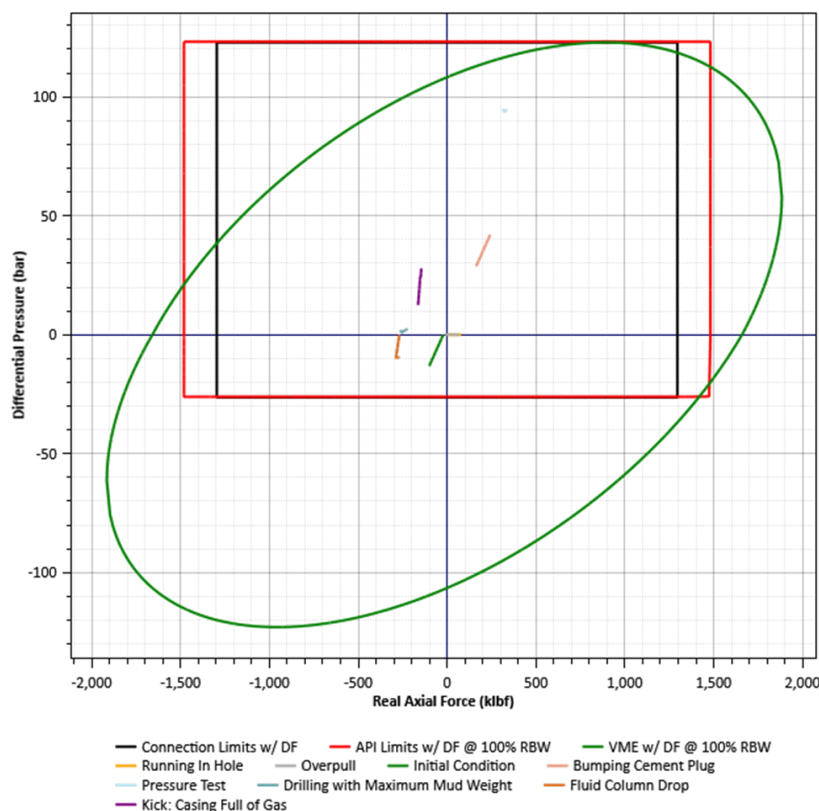


Figura 16 – Diagramma triassiale dei carichi di lavoro del casing 24.½"

3.6.3. CALCOLO DEL CASING INTERMEDIO DA 18.5/8"

Load Name	Internal Pressure	External Pressure	Temperature
Running In Hole	0.00 bar pressure at hanger, 1.180 SG fluid hydrostatic.	0.00 bar pressure at hanger, 1.180 SG fluid hydrostatic. Running velocity of 0.05 m/s.	Undisturbed Temperature
Overpull	0.00 bar pressure at hanger, 1.180 SG fluid hydrostatic.	0.00 bar pressure at hanger, 1.180 SG fluid hydrostatic.	Undisturbed Temperature
Initial Condition	0.00 bar pressure at hanger, 1.180 SG fluid gradient.	0.00 bar pressure at hanger, Lead Cement of 1.737 SG at 9.00 m, Tail Cement of 1.900 SG from 350.00 m to EOS at 500.00 m.	Undisturbed Temperature
Bumping Cement Plug	1.180 SG displacing fluid density hydrostatic. 61.17 bar pressure used to bump plug.	1.03 bar pressure at hanger, 1.737 SG fluid density to ; 1.900 SG fluid density to shoe.	Undisturbed Temperature
Pressure Test	115.27 bar surface test pressure on top of 1.180 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	1.220 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 16" hole
Fluid Column Drop	Zero bar above top of fluid column at 250.00 m MD. 1.220 SG fluid density below, 50% of casing.	0.00 bar pressure at hanger, 1.170 SG fluid density to shoe.	Drilling 16" hole
Kick: Casing Full of Gas	96.03 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

Tabella 16 – Carichi di lavoro previsti per il casing di superficie 18.5/8"

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					10.80	9.00	100.00	454.26	10.80	9.00
Overpull					11.46	9.00	66.57	500.00	11.46	9.00
Initial Condition			2.06	500.00	88.59	9.00	10.97	500.00	6.64	500.00
Bumping Cement Plug	2.82	9.00			6.50	9.00			3.19	9.00
Pressure Test	1.43	500.00			5.74	9.00			1.54	500.00
Drilling with Maximum Mud Weight	23.27	500.00					6.59	9.00	6.46	9.00
Fluid Column Drop			2.18	250.18			5.39	250.18	5.67	250.18
Kick: Casing Full of Gas	1.77	9.00					5.84	500.00	1.55	9.00

Tabella 17 – Fattori di sicurezza del casing di superficie 18.5/8"

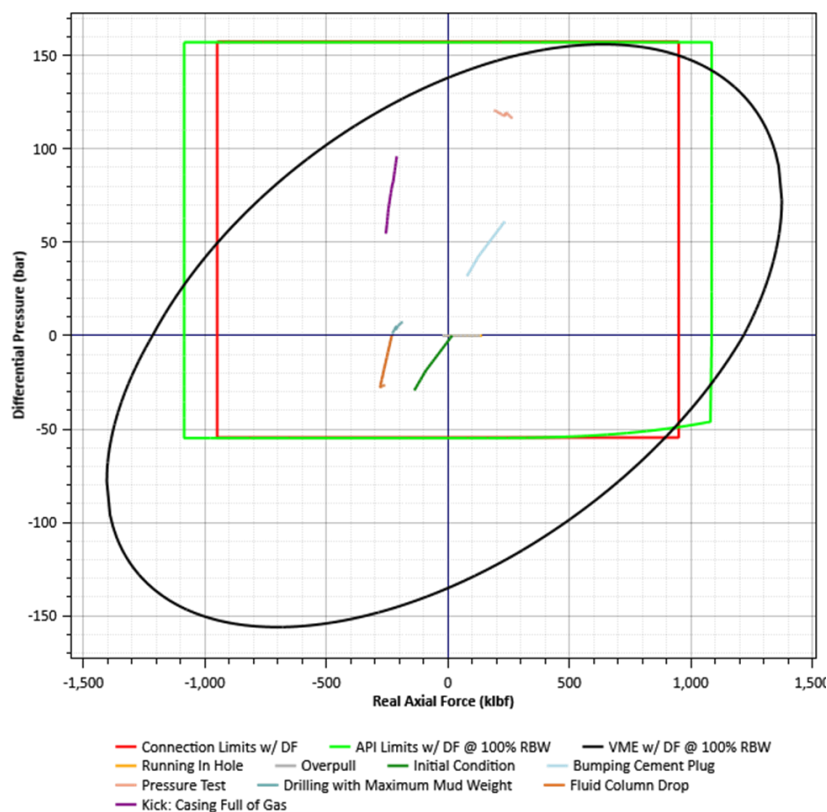


Figura 17 – Diagramma triassiale dei carichi di lavoro del casing 18.5/8"



GH-1 DIR: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 30 DI 85

3.6.4. CALCOLO DEL CASING DI PRODUZIONE DA 13.5"

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 1,819.00 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	456.75 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 909.50 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	254.80 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 = 156.8 bar.	Cement slurry fluid from surface to previous shoe (500 m), formation pore pressure from previous shoe to TD (1819 m). External pressure at surface = 0 bar. External pressure at previous shoe = 48 bar. External pressure at exit window = 177.3 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 = 156.8 bar.	Cement slurry fluid from surface to previous shoe (500 m), formation pore pressure from previous shoe to TD (1819 m). External pressure at surface = 0 bar. External pressure at previous shoe = 48 bar. External pressure at exit window = 177.3 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 = 156.8 bar.	Cement slurry fluid from surface to previous shoe (500 m), formation pore pressure from previous shoe to TD (1819 m). External pressure at surface = 0 bar. External pressure at previous shoe = 48 bar. External pressure at exit window = 177.3 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 = 186 bar.	No pressure at surface. External pressure determined by cement slurry fluid. External pressure at casing shoe = 166 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 = 186 bar.	No pressure at surface. External pressure determined by cement slurry fluid. External pressure at casing shoe = 166 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 = 186 bar.	No pressure at surface. External pressure determined by cement slurry fluid. External pressure at casing shoe = 166 bar.	Temperature from "Injection @ 50 l/s" profile.

Tabella 18 – Carichi di lavoro previsti per il casing intermedio 13.5"

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					7.55	9.00	21.62	1,815.48	7.55	9.00
Overpull					5.80	9.00	20.56	1,815.48	5.80	9.00
Initial Condition			5.43	1,819.00	11.13	9.00	11.16	1,815.48	11.13	9.00
Bumping Cement Plug	7.57	9.00	100.00	1,765.00	7.08	9.00	17.88	1,815.48	6.88	9.00
Pressure Test	1.43	1,819.00			4.17	9.00			1.52	1,815.48
Drilling with Maximum Mud Weight	28.98	1,684.81			37.80	541.27	32.71	1,600.37	25.47	1,815.48
Fluid Column Drop			3.07	910.72	100.00	9.00	13.44	1,600.37	6.47	910.72
Kick: Casing Full of Gas	2.64	9.00					13.18	1,815.48	2.63	9.00
Production at 20 l/s			16.03	1,819.00			7.12	1,815.48	9.14	541.27
Production at 35 l/s			16.03	1,819.00			7.09	1,815.48	8.95	541.27
Production at 50 l/s			16.03	1,819.00			7.07	1,801.41	8.88	541.27
Injection @ 20 l/s	33.98	1,819.00			10.73	541.27			10.47	1,815.48
Injection @ 35 l/s	33.99	1,819.00			10.73	541.27			10.38	1,815.48
Injection @ 50 l/s	32.99	1,819.00					7.88	1,721.12	8.11	1,721.12

Tabella 19 – Fattori di sicurezza del casing intermedio 13.5"

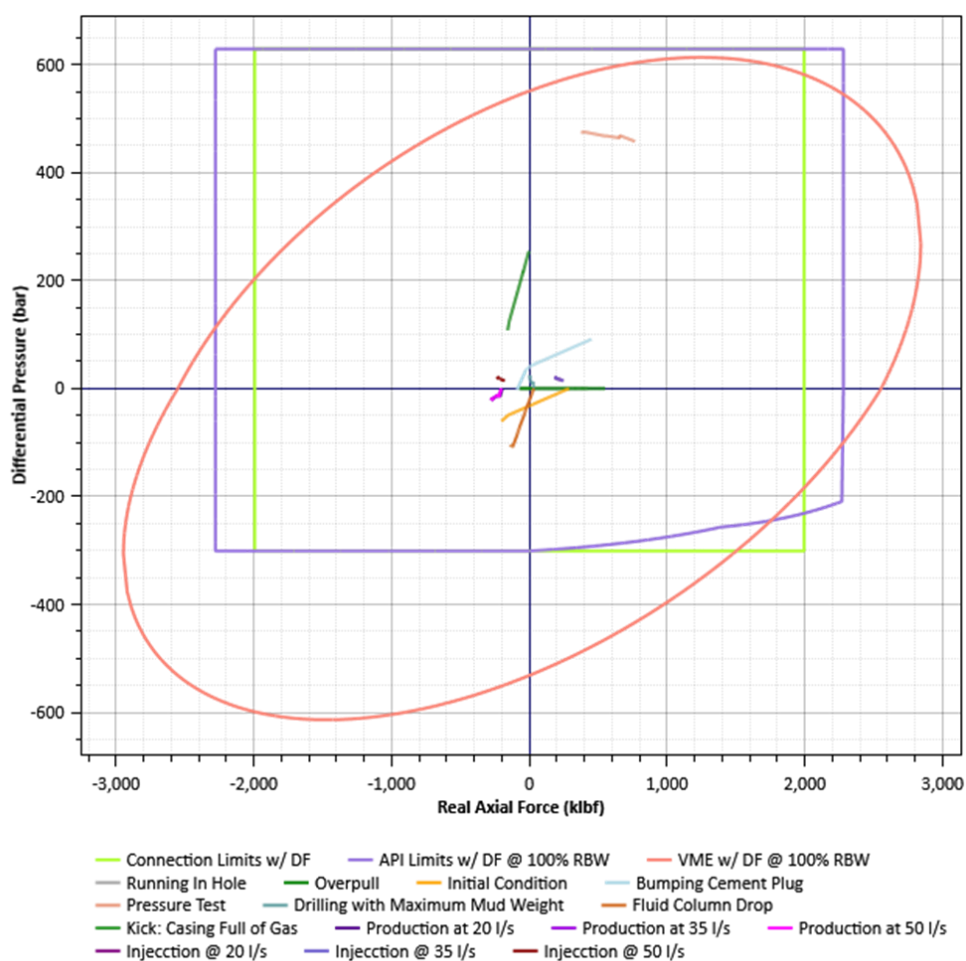


Figura 18 – Diagramma triassiale dei carichi di lavoro del casing 13.5"



GH-1 DIR: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 32 DI 85

3.6.5. CALCOLO DEL LINER DI PRODUZIONE DA 9.5"

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
Initial Condition	199.51 bar pressure at hanger, 1.250 SG fluid gradient.	199.51 bar pressure at hanger, Lead Cement of 1.550 SG at 1,720.00 m, Tail Cement of 1.900 SG from 2,940.00 m to EOS at 3,192.00 m.	Undisturbed Temperature
Pressure Test	439.85 bar surface test pressure on top of 1.250 SG fluid gradient.	176.14 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 1,596.00 m MD. 1.250 SG fluid density below, 50% of casing.	199.51 bar pressure at hanger, 1.250 SG fluid density to shoe.	Undisturbed Temperature
Kick: Casing Full of Gas	411.01 bar hanger pressure. 100% hydrocarbon at 0.231 SG fluid density.	176.14 bar pressure at hanger, 1.250 SG fluid density to previous shoe; pore pressure to shoe.	Influx Temperature
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 = 178.5 bar. Internal pressure at shoe = 287.8 bar.	Pressure at liner hanger = 158.4 bar. External pressure determined by cement slurry fluid. External pressure at shoe = 264.3 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 = 178.5 bar. Internal pressure at shoe = 287.8 bar.	Pressure at liner hanger = 158.4 bar. External pressure determined by cement slurry fluid. External pressure at shoe = 264.3 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 = 178.5 bar. Internal pressure at shoe = 287.8 bar.	Pressure at liner hanger = 158.4 bar. External pressure determined by cement slurry fluid. External pressure at shoe = 264.3 bar.	Temperature from "Injection @ 50 l/s" profile.

Tabella 20 – Carichi di lavoro previsti per il casing di produzione 9.5"

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					6.79	1,721.12	27.43	3,192.00	5.48	1,721.12
Overpull					3.71	1,721.12	25.73	3,192.00	3.28	1,721.12
Initial Condition			21.18	3,192.00	8.85	1,721.12	18.17	3,192.00	6.67	1,721.12
Pressure Test	1.43	2,232.00			3.67	1,721.12			1.57	2,232.00
Fluid Column Drop			1.39	2,232.00			10.46	3,192.00	2.16	1,721.12
Kick: Casing Full of Gas	1.81	1,720.00			6.28	1,721.12			1.96	1,720.00
Production @ 20 l/s			21.19	2,232.00			14.04	1,815.48	28.70	1,815.48
Production @ 35 l/s			21.19	2,232.00			13.83	1,815.48	27.96	1,815.48
Production @ 50 l/s			21.19	2,232.00			13.74	1,815.48	27.65	1,815.48
Injection @ 20 l/s	20.50	2,232.00			3.62	1,721.12			3.49	1,721.12
Injection @ 35 l/s	20.50	2,232.00			3.60	1,721.12			3.47	1,721.12
Injection @ 50 l/s	20.51	2,232.00			3.60	1,721.12			3.47	1,721.12

Tabella 21 – Fattori di sicurezza del casing di produzione 9.5"

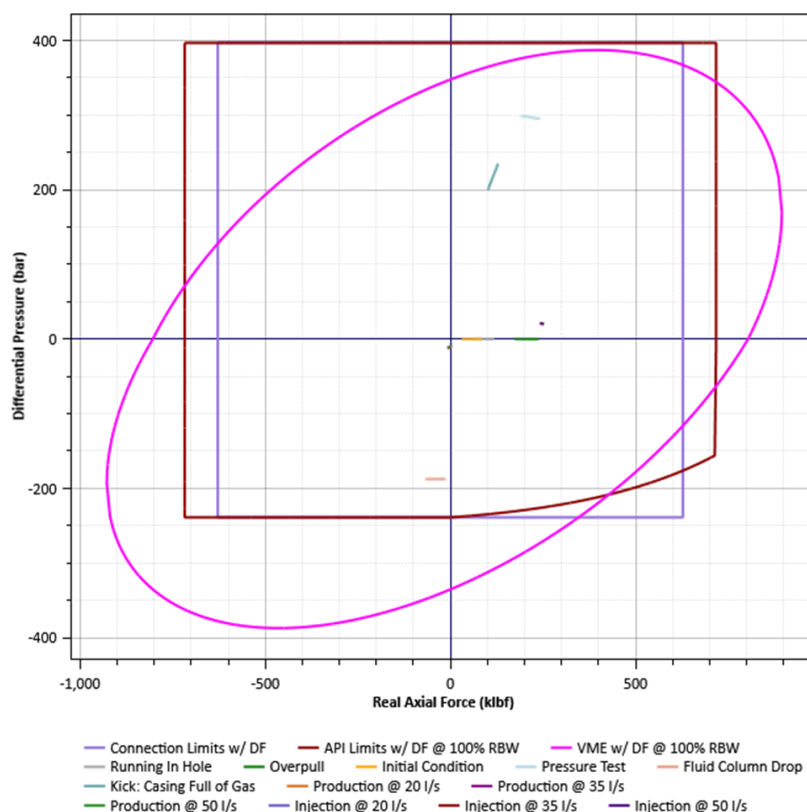


Figura 19 – Diagramma triassiale dei carichi di lavoro del casing 9.5" 43.5 lb/ft

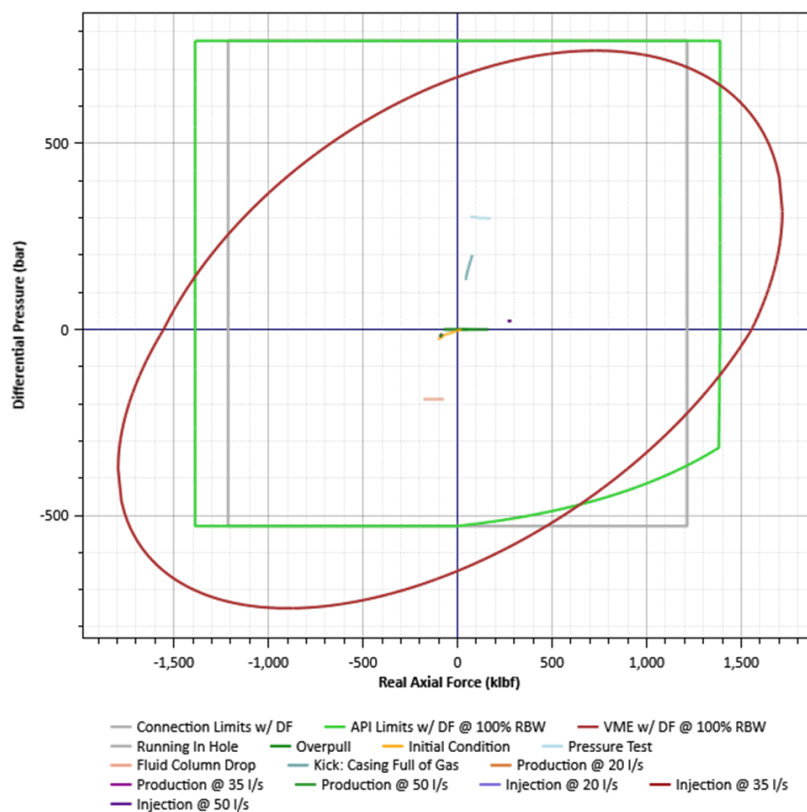


Figura 20 – Diagramma triassiale dei carichi di lavoro del casing 9.5" 53.5 lb/ft

3.6.6. CALCOLO DEL TUBING DI PRODUZIONE DA 9.5"

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	298.79 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	177.67 bar hanger pressure with 0.346 SG internal fluid density.	Trapped original packer fluid with 1.250 SG above the packer, same as internal pressure below packer.	Production @ 35l/s
Shut-In Tubing Leak	Pore pressure at perforation depth 2,654.00 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 860.00 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 22 – Carichi di lavoro previsti per il tubing di produzione 9.5"

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					4.20	9.00			4.19	9.00
Pressure Test	1.43	1,720.00			2.20	9.00			1.57	9.00
Generic Operations Load	2.39	9.00			4.35	9.00	29.78	1,720.00	2.63	9.00
Shut-In Tubing Leak			1.83	1,720.00	9.90	9.00	6.44	1,720.00	3.16	1,720.00
Tubing Evacuation			2.16	1,720.00	7.03	9.00	8.77	1,720.00	3.61	861.46
Tubing Shut-In	18.52	9.00	23.11	1,720.00	5.29	9.00	14.88	1,720.00	5.80	9.00

Tabella 23 – Fattori di sicurezza del tubing di produzione 9.5"

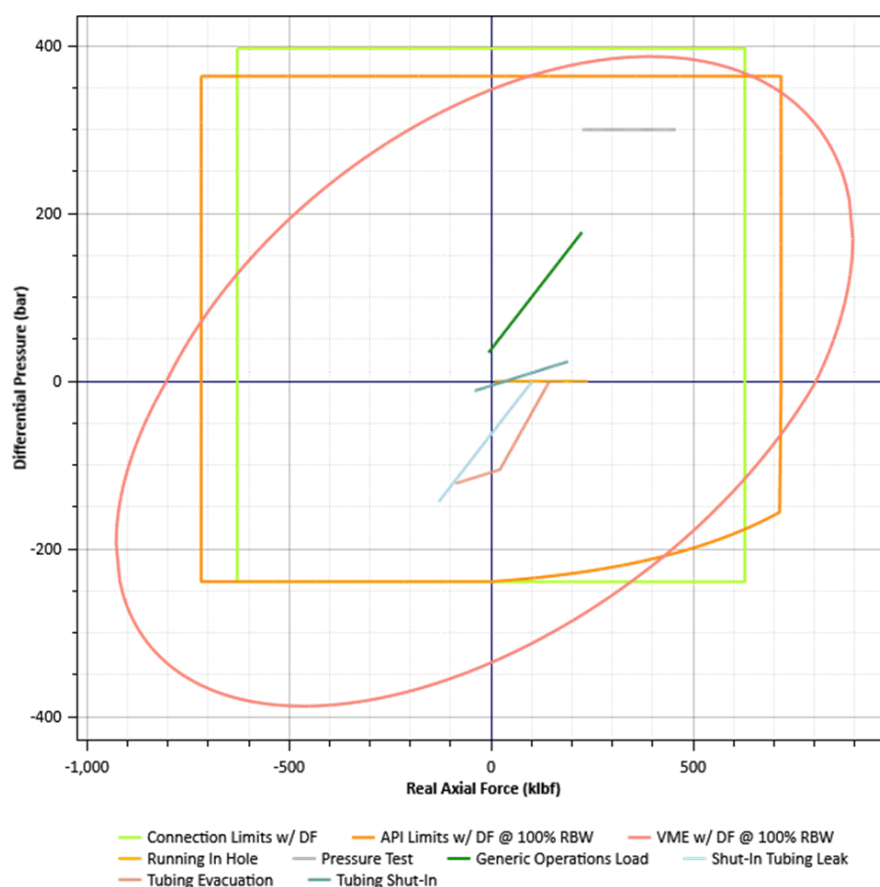


Figura 21 – Diagramma triassiale dei carichi di lavoro del tubing 9.5"

3.7. PROGRAMMA DI DEVIAZIONE

3.7.1. PROFILO LATERALE

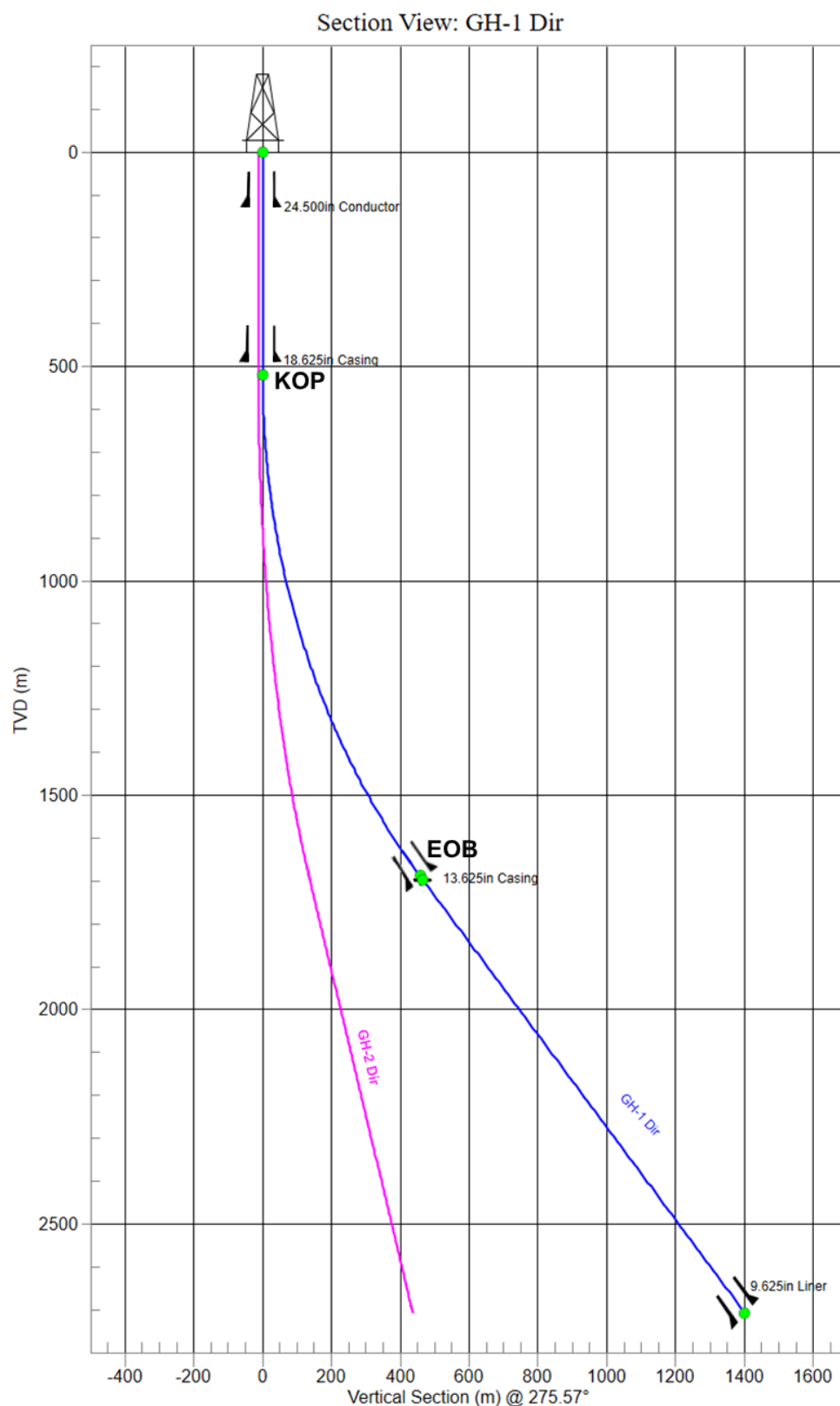


Figura 22 – Profilo laterale di deviazione

3.7.2. PROIEZIONE VERTICALE

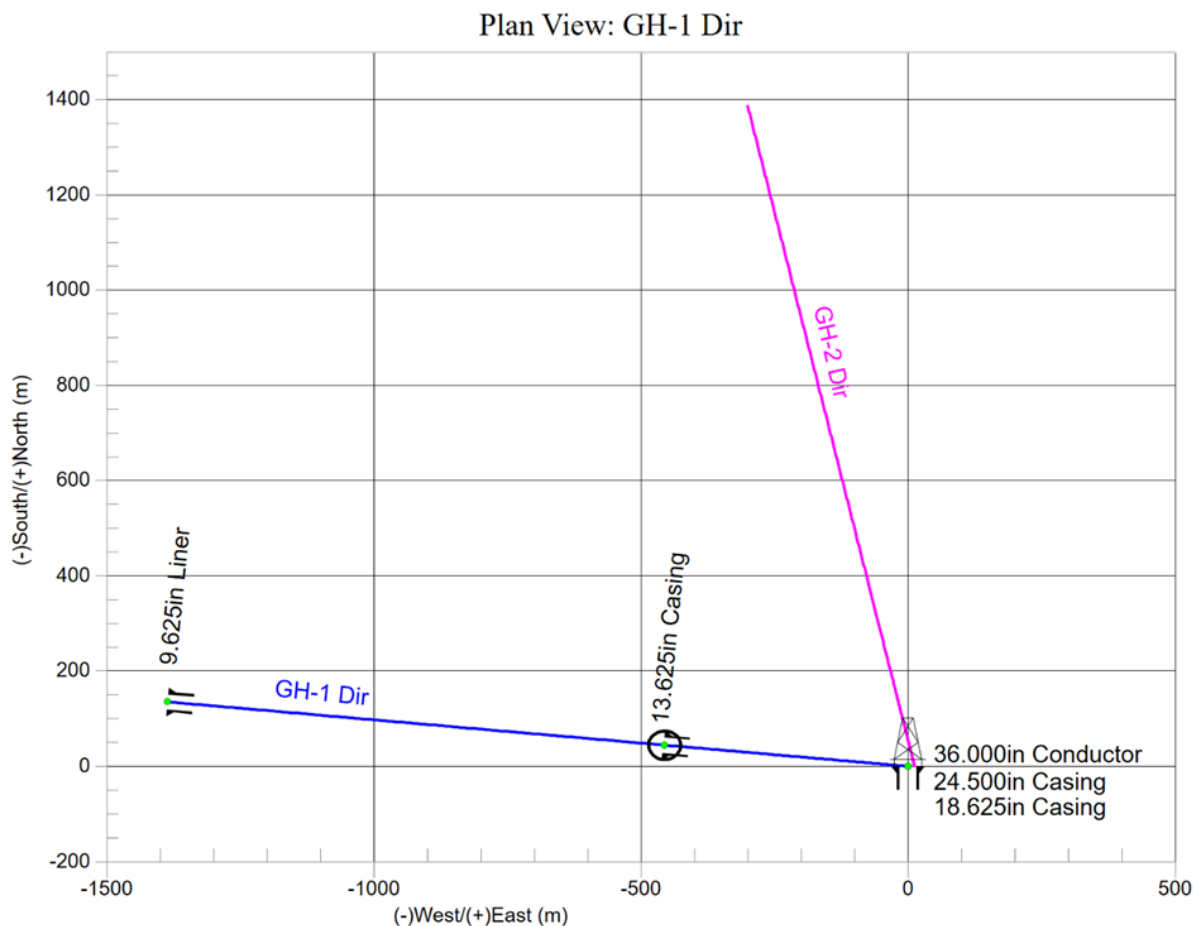


Figura 23 – Vista in pianta del profilo di deviazione



GH-1 DIR: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 37 DI 85

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	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
30	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	30	21	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
60	0	0	60	0	0	0	0	0	0	0	0	30	51	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
90	0	0	90	0	0	0	0	0	0	0	0	30	81	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
120	0	0	120	0	0	0	0	0	0	0	0	30	111	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
150	0	0	150	0	0	0	0	0	0	0	0	30	141	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
180	0	0	180	0	0	0	0	0	0	0	0	30	171	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
210	0	0	210	0	0	0	0	0	0	0	0	30	201	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
240	0	0	240	0	0	0	0	0	0	0	0	30	231	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
270	0	0	270	0	0	0	0	0	0	0	0	30	261	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
300	0	0	300	0	0	0	0	0	0	0	0	30	291	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
330	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	0	30	321	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
360	0	0	360	0	0	0	0	0	0	0	0	30	351	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
390	0	0	390	0	0	0	0	0	0	0	0	30	381	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
420	0	0	420	0	0	0	0	0	0	0	0	30	411	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
450	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	30	441	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
480	0	0	480	0	0	0	0	0	0	0	0	30	471	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
510	0	0	510	0	0	0	0	0	0	0	0	30	501	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
531.16	0	0	531.16	0	0	0	0	0	0	0	0	21.16	522.16	4956111.55	745479.77	44° 42' 58.745" N	12° 5' 57.654" E
540	0.29	275.57	540	0	-0.02	0.02	1	1	0	275.57	8.84	531	4956111.55	745479.75	44° 42' 58.746" N	12° 5' 57.653" E	
570	1.29	275.57	570	0.04	-0.44	0.44	1	1	0	0	0	30	561	4956111.59	745479.33	44° 42' 58.747" N	12° 5' 57.634" E
600	2.29	275.57	599.98	0.13	-1.37	1.38	1	1	0	0	0	30	590.98	4956111.68	745478.4	44° 42' 58.751" N	12° 5' 57.592" E
630	3.29	275.57	629.95	0.28	-2.83	2.84	1	1	0	0	0	30	620.95	4956111.82	745476.94	44° 42' 58.758" N	12° 5' 57.526" E
660	4.29	275.57	659.88	0.47	-4.8	4.83	1	1	0	0	0	30	650.88	4956112.02	745474.97	44° 42' 58.767" N	12° 5' 57.437" E
690	5.29	275.57	689.77	0.71	-7.3	7.33	1	1	0	0	0	30	680.77	4956112.26	745472.47	44° 42' 58.777" N	12° 5' 57.324" E
720	6.29	275.57	719.62	1.01	-10.31	10.36	1	1	0	0	0	30	710.62	4956112.55	745469.46	44° 42' 58.791" N	12° 5' 57.188" E
750	7.29	275.57	749.41	1.35	-13.85	13.91	1	1	0	0	0	30	740.41	4956112.9	745465.93	44° 42' 58.806" N	12° 5' 57.028" E
780	8.29	275.57	779.13	1.75	-17.9	17.98	1	1	0	0	0	30	770.13	4956113.29	745461.88	44° 42' 58.824" N	12° 5' 56.845" E
810	9.29	275.57	808.78	2.19	-22.46	22.57	1	1	0	0	0	30	799.78	4956113.74	745457.32	44° 42' 58.844" N	12° 5' 56.639" E
840	10.29	275.57	838.34	2.69	-27.54	27.67	1	1	0	0	0	30	829.34	4956114.23	745452.24	44° 42' 58.866" N	12° 5' 56.409" E
870	11.29	275.57	867.81	3.23	-33.13	33.29	1	1	0	0	0	30	858.81	4956114.78	745446.65	44° 42' 58.891" N	12° 5' 56.156" E
900	12.29	275.57	897.18	3.83	-39.24	39.42	1	1	0	0	0	30	888.18	4956115.37	745440.55	44° 42' 58.918" N	12° 5' 55.881" E
930	13.29	275.57	926.43	4.47	-45.85	46.07	1	1	0	0	0	30	917.43	4956116.02	745433.94	44° 42' 58.947" N	12° 5' 55.582" E
960	14.29	275.57	955.56	5.17	-52.97	53.22	1	1	0	0	0	30	946.56	4956116.71	745426.82	44° 42' 58.978" N	12° 5' 55.260" E
990	15.29	275.57	984.57	5.91	-60.59	60.88	1	1	0	0	0	30	975.57	4956117.46	745419.2	44° 42' 59.011" N	12° 5' 54.915" E
1020	16.29	275.57	1013.44	6.7	-68.72	69.05	1	1	0	0	0	30	1004.44	4956118.25	745411.08	44° 42' 59.047" N	12° 5' 54.548" E
1050	17.29	275.57	1042.16	7.54	-77.35	77.71	1	1	0	0	0	30	1033.16	4956119.09	745402.45	44° 42' 59.085" N	12° 5' 54.158" E
1080	18.29	275.57	1070.72	8.43	-86.47	86.88	1	1	0	0	0	30	1061.72	4956119.98	745393.33	44° 42' 59.125" N	12° 5' 53.746" E
1110	19.29	275.57	1099.12	9.37	-96.09	96.55	1	1	0	0	0	30	1090.12	4956120.92	745383.72	44° 42' 59.167" N	12° 5' 53.311" E
1140	20.29	275.57	1127.35	10.36	-106.2	106.71	1	1	0	0	0	30	1118.35	4956121.9	745373.61	44° 42' 59.211" N	12° 5' 52.854" E
1170	21.29	275.57	1155.39	11.39	-116.8	117.36	1	1	0	0	0	30	1146.39	4956122.94	745363.01	44° 42' 59.258" N	12° 5' 52.375" E
1200	22.29	275.57	1183.25	12.48	-127.89	128.5	1	1	0	0	0	30	1174.25	4956124.02	745351.93	44° 42' 59.307" N	12° 5' 51.874" E
1230	23.29	275.57	1210.91	13.6	-139.46	140.12	1	1	0	0	0	30	1201.91	4956125.15	745340.37	44° 42' 59.357" N	12° 5' 51.351" E
1260	24.29	275.57	1238.35	14.78	-151.5	152.22	1	1	0	0	0	30	1229.35	4956126.32	745328.33	44° 42' 59.410" N	12° 5' 50.806" E
1290	25.29	275.57	1265.59	16	-164.02	164.8	1	1	0	0	0	30	1256.59	4956127.54	745315.81	44° 42' 59.465" N	12° 5' 50.240" E
1320	26.29	275.57	1292.6	17.27	-177.02	177.86	1	1	0	0	0	30	1283.6	4956128.81	745302.82	44° 42' 59.522" N	12° 5' 49.653" E
1350	27.29	275.57	1319.38	18.58	-190.48	191.38	1	1	0	0	0	30	1310.38	4956130.12	745289.37	44° 42' 59.581" N	12° 5' 49.045" E
1380	28.29	275.57	1345.92	19.94	-204.4	205.37	1	1	0	0	0	30	1336.92	4956131.48	745275.45	44° 42' 59.642" N	12° 5' 48.415" E
1410	29.29	275.57	1372.21	21.34	-218.78	219.82	1	1	0	0	0	30	1363.21	4956132.88	745261.08	44° 42' 59.705" N	12° 5' 47.765" E
1440	30.29	275.57	1398.24	22.79	-233.62	234.73	1	1	0	0	0	30	1389.24	4956134.33	745246.25	44° 42' 59.770" N	12° 5' 47.095" E
1470	31.29	275.57	1424.01	24.28	-248.9	250.09	1	1	0	0	0	30	1415.01	4956135.82	745230.97	44° 42' 59.837" N	12° 5' 46.404" E
1500	32.29	275.57	1449.51	25.81	-264.64	265.89	1	1	0	0	0	30	1440.51	4956137.35	745215.24	44° 42' 59.906" N	12° 5' 45.693" E
1530	33.29	275.57	1474.73	27.39	-280.81	282.14	1	1	0	0	0	30	1465.73	4956138.93	745199.07	44° 42' 59.977" N	12° 5' 44.962" E
1560	34.29	275.57	1499.66	29.01	-297.42	298.83	1	1	0	0	0	30	1490.66	4956140.55	745182.47	44° 43' 0.050" N	12° 5' 44.211" E
1590	35.29	275.57	1524.29	30.67	-314.45	315.95	1	1	0	0	0	30	1515.29	4956142.21	745165.44	44° 43' 0.125" N	12° 5' 43.441" E
1620	36.29	275.57	1548.63	32.38	-331.92	333.49	1	1	0	0	0	30	1539.63	4956143.91	745147.99	44° 43' 0.202" N	12° 5' 42.651" E
1650	37.29	275.57	1572.65	34.12	-349.8	351.46	1	1	0	0	0	30	1563.65	4956145.66	745130.11	44° 43' 0.280" N	12° 5' 41.843" E
1680	38.29	275.57	1596.36	35.91	-368.1	369.85	1	1	0	0	0	30	1587.36	4956147.44	745111.82	44° 43' 0.360" N	12° 5' 41.016" E
1710	39.29	275.57	1619.74	37.73	-386.81	388.64	1	1	0	0	0	30	1610.74	4956149.26	745093.12	44° 43' 0.442" N	12° 5' 40.171" E
1740	40.29	275.57	1642.79	39.6	-405.92	407.84	1	1	0	0	0	30	1633.79	4956151.13	745074.02	44° 43' 0.526" N	12° 5' 39.307" E
1770	41.29	275.57	1665.5	41.5	-425.42	427.44	1	1	0	0	0	30	1656.5	4956153.03	745054.52	44° 43' 0.612" N	12° 5' 38.425" E
1800	42.29	275.57	1687.86	43.44	-445.32	447.44	1	1	0	0	0	30	1678.86	4956154.97	745034.63	44° 43' 0.699" N	12° 5' 37.526" E
1815.12	42.8	275.57	1699	44.43	-455.5	457.66	1	1	0	0	0	15.12	1690	4956155.96	745024.46	44° 43' 0.744" N	12° 5' 37.066" E
1830	42.8	275.57	1709.92	45.41	-465.56	467.77	0	0	0	0	0	14.88	1700.92	4956156.94	745014.4	44° 43' 0.788" N	12° 5' 36.611" E
1860	42.8	275.57	1731.93	47.39	-485.85	488.15	0	0	0	0	0	30	1722.93	4956			



GH-1 DIR: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 38 DI 85

MD	INC	AZI	TVD	NS	EW	VS	DLS	BR	TR	TFO	CL	TVDSS	GRID N	GRID E	LAT	LONG
(m)	deg	deg	(m)	(m)	(m)	(m)	(deg/30m)	(deg/30m)	(deg/30m)	deg	(m)	(m)	EPSG 32632	EPSG 32632	EPSG 4326	EPSG 4326
2550	42.8	275.57	2238.22	92.91	-952.43	956.96	0	0	0	0	0	30	2229.22	4956204.42	744527.72	44° 43' 2.922" N
2580	42.8	275.57	2260.23	94.88	-972.72	977.34	0	0	0	0	0	30	2251.23	4956206.39	744507.44	44° 43' 3.011" N
2610	42.8	275.57	2282.24	96.86	-993.01	997.72	0	0	0	0	0	30	2273.24	4956208.37	744487.16	44° 43' 3.100" N
2640	42.8	275.57	2304.26	98.84	-1013.29	1018.1	0	0	0	0	0	30	2295.26	4956210.35	744466.88	44° 43' 3.189" N
2670	42.8	275.57	2326.27	100.82	-1033.58	1038.49	0	0	0	0	0	30	2317.27	4956212.33	744446.6	44° 43' 3.278" N
2700	42.8	275.57	2348.28	102.8	-1053.87	1058.87	0	0	0	0	0	30	2339.28	4956214.31	744426.33	44° 43' 3.367" N
2730	42.8	275.57	2370.29	104.78	-1074.15	1079.25	0	0	0	0	0	30	2361.29	4956216.29	744406.05	44° 43' 3.456" N
2760	42.8	275.57	2392.3	106.76	-1094.44	1099.63	0	0	0	0	0	30	2383.3	4956218.26	744385.77	44° 43' 3.545" N
2790	42.8	275.57	2414.32	108.74	-1114.73	1120.02	0	0	0	0	0	30	2405.32	4956220.24	744365.49	44° 43' 3.634" N
2820	42.8	275.57	2436.33	110.72	-1135.01	1140.4	0	0	0	0	0	30	2427.33	4956222.22	744345.21	44° 43' 3.722" N
2850	42.8	275.57	2458.34	112.69	-1155.3	1160.78	0	0	0	0	0	30	2449.34	4956224.2	744324.93	44° 43' 3.811" N
2880	42.8	275.57	2480.35	114.67	-1175.59	1181.17	0	0	0	0	0	30	2471.35	4956226.18	744304.66	44° 43' 3.900" N
2910	42.8	275.57	2502.37	116.65	-1195.87	1201.55	0	0	0	0	0	30	2493.37	4956228.15	744284.38	44° 43' 3.989" N
2940	42.8	275.57	2524.38	118.63	-1216.16	1221.93	0	0	0	0	0	30	2515.38	4956230.13	744264.1	44° 43' 4.078" N
2970	42.8	275.57	2546.39	120.61	-1236.45	1242.31	0	0	0	0	0	30	2537.39	4956232.11	744243.82	44° 43' 4.167" N
3000	42.8	275.57	2568.4	122.59	-1256.73	1262.7	0	0	0	0	0	30	2559.4	4956234.09	744223.54	44° 43' 4.256" N
3030	42.8	275.57	2590.42	124.57	-1277.02	1283.08	0	0	0	0	0	30	2581.42	4956236.07	744203.26	44° 43' 4.345" N
3060	42.8	275.57	2612.43	126.55	-1297.3	1303.46	0	0	0	0	0	30	2603.43	4956238.04	744182.99	44° 43' 4.434" N
3090	42.8	275.57	2634.44	128.53	-1317.59	1323.84	0	0	0	0	0	30	2625.44	4956240.02	744162.71	44° 43' 4.522" N
3120	42.8	275.57	2656.45	130.5	-1337.88	1344.23	0	0	0	0	0	30	2647.45	4956242	744142.43	44° 43' 4.611" N
3150	42.8	275.57	2678.47	132.48	-1358.16	1364.61	0	0	0	0	0	30	2669.47	4956243.98	744122.15	44° 43' 4.700" N
3180	42.8	275.57	2700.48	134.46	-1378.45	1384.99	0	0	0	0	0	30	2691.48	4956245.96	744101.87	44° 43' 4.789" N
3191.61	42.8	275.57	2709	135.23	-1386.3	1392.88	0	0	0	0	11.61	2700	4956246.72	744094.02	44° 43' 4.824" N	12° 4' 54.992" E

Tabella 24 – Dati Deviazione

3.7.4. ANALISI ANTICOLLISIONE

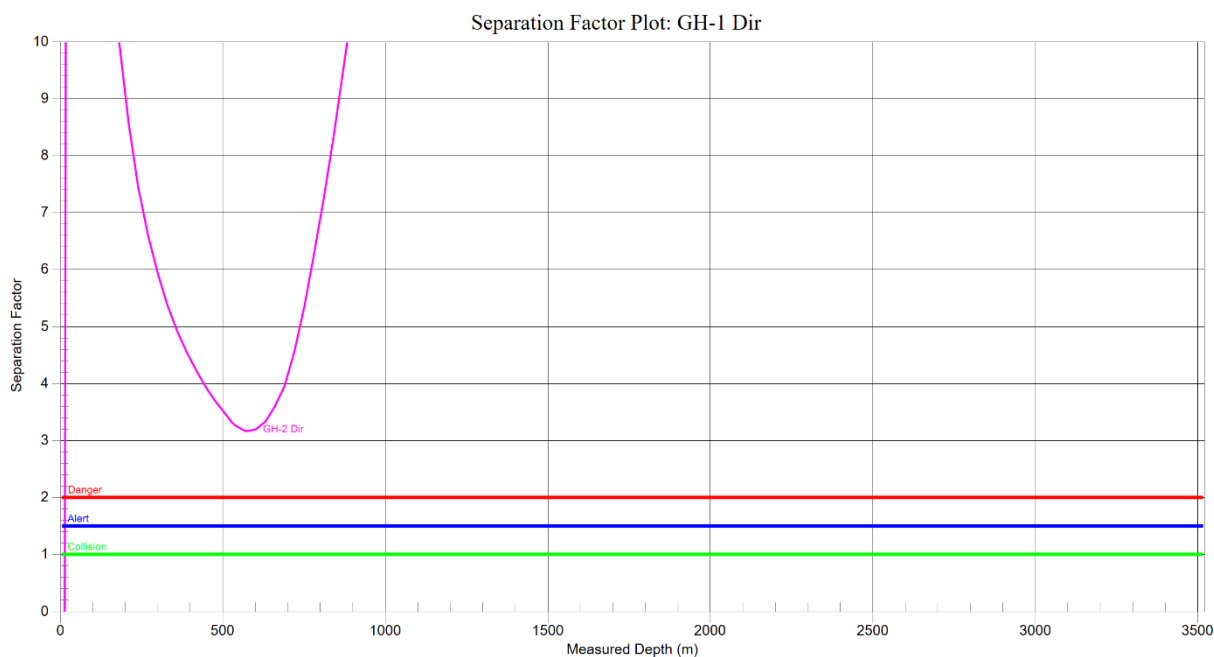


Figura 24 – Fattore di separazione tra GH-1 Dir e GH-2 Dir

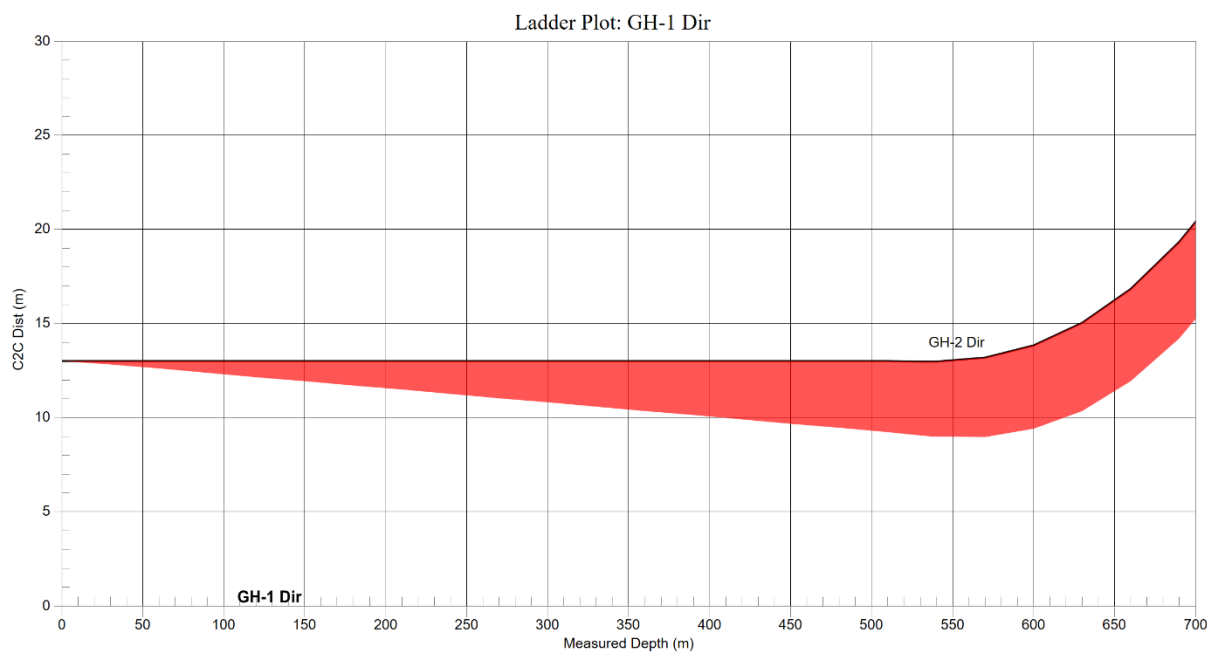


Figura 25 – Distanza centro-centro tra GH-1 Dir e GH-2 Dir



3.7.5. DIRECTIONAL DRILLING WALL PLOT

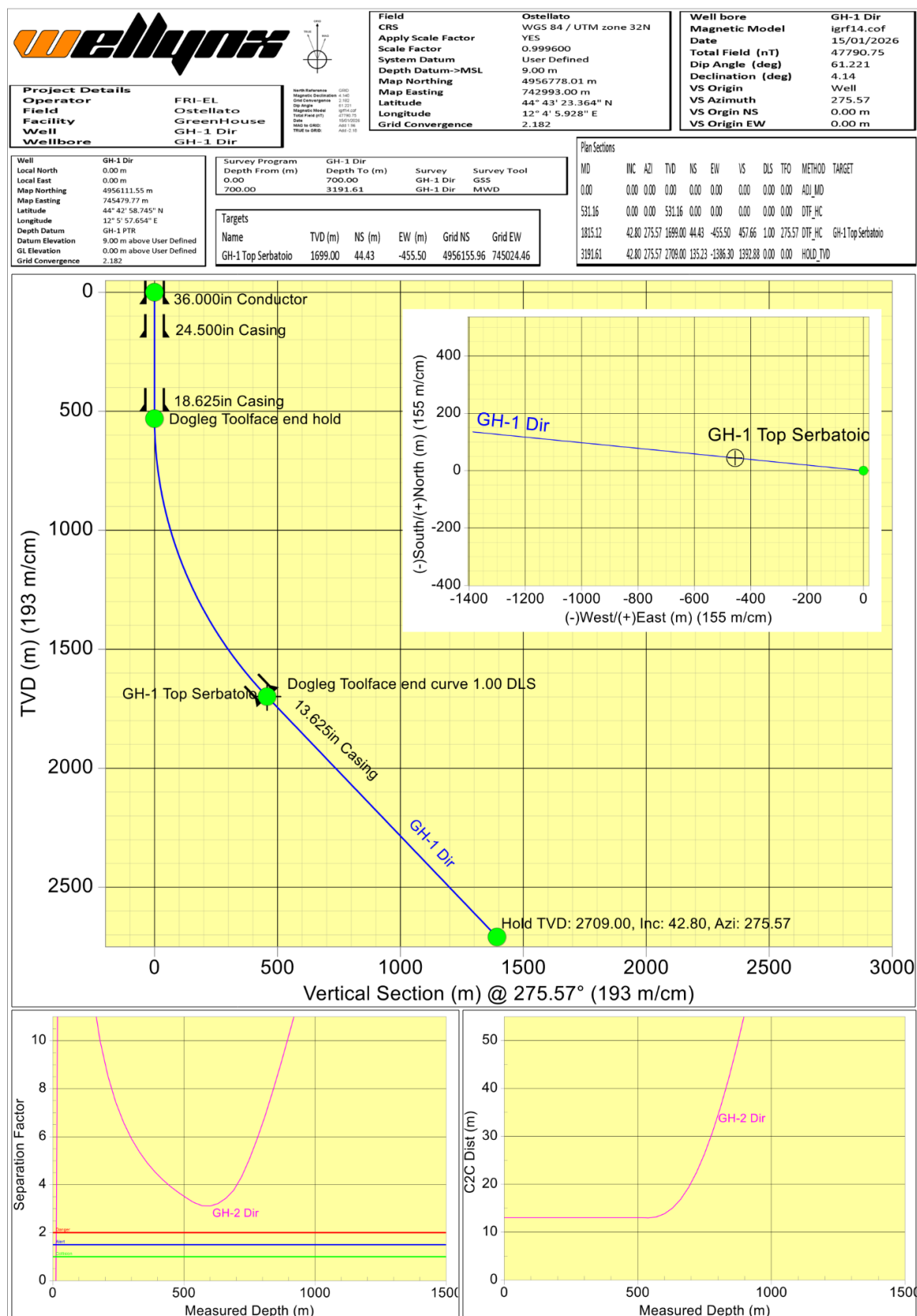


Figura 26 – Directional Drilling Wall-plot

3.8. PROGRAMMA FANGO

3.8.1. CARATTERISTICHE FANGO

CARATTERISTICHE DEL FANGO/BRINE – Pozzo: GH-1 Dir						
	Unità	Perforazione: Fase 1 28"	Perforazione: Fase 2 23"	Perforazione: Fase 3 16"	Perforazione: Fase 4 12.1/4"	Completamento
Intervallo Fase	da MD (m)	50	190	500	1819	0
	a MD (m)	190	500	1819	3192	1720
Tipo di fango utilizzato		FW-PO	FW-PO-KC	FW-PO-KC	DIF	BRINE CaCl2
Densità Fango	g/cm³	1.15 – 1.2	1.2 – 1.2	1.2 – 1.22	1.22 – 1.25	1.22 – 1.25
Viscosità Marsh	sec/l	50 – 70	50 – 65	50 – 60	50 – 65	–
Plastic Viscosity	cP	ALAP	ALAP	ALAP	ALAP	–
Yield Point	lbf/100ft²	25 – 40	20 – 30	20 – 35	20 – 35	–
Gel 10"	lbf/100ft²	4 – 7	4 – 7	4 – 7	4 – 6	–
Gel 10'	lbf/100ft²	< 15	5 – 8	5 – 8	6 – 10	–
Filtrato API	cm³/30'	< 15 – < 15	< 9	< 5	< 5	–
pH		9.5 – 10.5	9.5 – 10.5	9.5 – 10.5	9.5 – 10.5	7 – 8.5
pf	cc/H ₂ SO ₄ N/50	0.5 – 1	0.5 – 1	0.5 – 1	0.3 – 1	–
Pm	cc/H ₂ SO ₄ N/50	0.9 – 1.5	0.9 – 1.5	0.9 – 1.5	0.5 – 1	–
Mf	cc/H ₂ SO ₄ N/50	1 – 2	1 – 2	1 – 2	0.5 – 1.5	–
POM	cc/H ₂ SO ₄ N/10	–	–	–	–	–
MBT	Kg/m³	< 45	< 40	< 35	< 30	–
Solidi LGS	%Volume	< 7	< 6	< 5	< 5	–
Sabbia	%Volume	< 1	< 1	< 1	< 1	–
Solidi totali	%Volume	7 – 9	8 – 11	8 – 13	10 – 16	–

NOTA

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

Tabella 25 – Caratteristiche fango

3.8.2. VOLUMI E ADDITIVI FANGO

RIASSUNTO VOLUMI — Pozzo: GH-1 Dir														
	Unità		Perforazione: Fase 1		Perforazione: Fase 2		Perforazione: Fase 3		Perforazione: Fase 4		Completamento		TOTALE POZZO	
Diametro Drilling	in		28"		23"		16"		12.1/4"		—			
Intervallo Fase	Da m		50		190		500		1819		0		0 m	
	(MD)		190		500		1819		3192		1720		3,192 m	
Metri Perforati	m		190		310		1319		1373		—		3,192 m	
Diametro Casing/Liner/Tubing	inch		24.1/2"		18.5/8"		13.5/8"		9.5/8"		9.5/8"			
Tipo Casing/Liner			Surface Casing		Intermediate Casing		Production Casing		Production Liner		Tubing			
Densità Fango	g/cm³		1.15 - 1.2		1.20 - 1.2		1.2 - 1.22		1.22 - 1.25		1.22 - 1.25			
Tipo di fango utilizzato			FW-PO		FW-PO-KC		FW-PO-KC		DIF		BRINE CaCl2			
Volume Peso della roccia perforata (da smaltire)	m³	ton	75 m³	174 t	83 m³	191 t	171 m³	394 t	104 m³	240 t	—	—	434 m³	998 t
Volume di superficie	m³		100		100		100		—		50			
Volume fango necessario	m³		175		365		605		510		—		1,655 m³	
Volume brine necessario	m³		—		—		—		—		—		—	
Volume 'Kill Mud'	m³		50		—		—		—		—		50 m³	
Volume fango recuperato	m³		130		100		100		—		—		330 m³	
Volume fango/brine da preparare	m³		95		265		505		510		240		1,615 m³	
Rapporto di diluizione	m³/m³		1 : 1.5		1 : 2.5		1 : 2.5		1 : 3.5		—			
Volume d'acqua/brine necessario	m³		210		340		565		435		210		1,760 m³	
Volume fango/brine da smaltire	m³		95		135		405		410		52		1,097 m³	

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 scavamenti o perdite di circolazione.
- Le caratteristiche del fango potranno variare in base alle necessità operative o geologiche.

Tabella 26 – Volumi di fango richiesti e quantità di detriti prodotti

Pozzo: GH-1 Dir	Funzionalità Prodotto	Nome Prodotto	Perforazione: Fase 1			Perforazione: Fase 2			Perforazione: Fase 3			Perforazione: Fase 4			Completo Completamento	TOTALE Perforazione		TOTALE Completamento		TOTALE POZZO	
			min	max	Quantità	min	max	Quantità	min	max	Quantità	min	max	Quantità		min	max	min	max	min	max
Diametro Drilling	Intervallo Fase	Volume fango/brine necessario	28"	50m - 190m	175 m³	23"	190m - 500m	365 m³	16"	500m - 1819m	1819m - 3192m	12.1/4"	1819m - 3192m	510 m³	0m - 1720m	1,655 m³	50 m³	240 m³	1,895 m³	50 m³	
			50 m³	175 m³	365 m³	190m - 500m	365 m³	605 m³	605 m³	510 m³	510 m³	510 m³	510 m³	510 m³	510 m³	510 m³	510 m³	510 m³	510 m³	510 m³	
Volume 'Kill Mud'	Rapporto di diluizione	Volume fango recuperato	1:1.5	1:2.5	100 m³	1:2.5	100 m³	100 m³	1:2.5	100 m³	1:3.5	1:3.5	1:3.5	1:3.5	1:3.5	1:3.5	1:3.5	1:3.5	1:3.5	1:3.5	
			130 m³	130 m³	130 m³	130 m³	130 m³	130 m³	130 m³	130 m³	130 m³	130 m³	130 m³	130 m³	130 m³	130 m³	130 m³	130 m³	130 m³	130 m³	
Volume fango/brine da preparare	Densità Fango	Tipo di fango utilizzato	225 m³	1.15 g/cm³	FW-PO	365 m³	1.20 g/cm³	FW-PO-KC	605 m³	1.20 g/cm³	FW-PO-KC	510 m³	1.22 g/cm³	DIF	240 m³	1,375 m³	240 m³	240 m³	1,615 m³	240 m³	
			1.15 g/cm³	1.15 g/cm³	FW-PO	1.20 g/cm³	1.20 g/cm³	FW-PO-KC	1.20 g/cm³	1.20 g/cm³	FW-PO-KC	1.22 g/cm³	1.22 g/cm³	DIF	1.22 g/cm³	1,375 m³	240 m³	240 m³	1,615 m³	240 m³	
Materiale d'appesantimento	Alcalinizzante	Precipitante dello ione Ca++	34 ton	46 ton	92 ton	96 ton	152 ton	180 ton	152 ton	180 ton	152 ton	180 ton	152 ton	180 ton	152 ton	180 ton	152 ton	180 ton	152 ton	180 ton	
			0.0 ton	0.1 ton	0.1 ton	0.3 ton	0.3 ton	0.5 ton	0.3 ton	0.5 ton	0.3 ton	0.5 ton	0.3 ton	0.5 ton	0.3 ton	0.5 ton	0.3 ton	0.5 ton	0.3 ton	0.5 ton	
Riduttore del filtrato API	Precipitante dello ione Ca++	Inibitore delle argille	0.0 ton	0.1 ton	0.1 ton	0.3 ton	0.3 ton	0.5 ton	0.3 ton	0.5 ton	0.3 ton	0.5 ton	0.3 ton	0.5 ton	0.3 ton	0.5 ton	0.3 ton	0.5 ton	0.3 ton	0.5 ton	
			0.5 ton	0.8 ton	2.1 ton	2.7 ton	4.0 ton	5.1 ton	4.0 ton	5.1 ton	4.0 ton	5.1 ton	4.0 ton	5.1 ton	4.0 ton	5.1 ton	4.0 ton	5.1 ton	4.0 ton	5.1 ton	
Riduttore del filtrato API & Thinner	Inibitore delle argille & Riduttore di filtrato	Inibitore delle argille	0.0 ton	0.1 ton	0.3 ton	0.4 ton	0.5 ton	0.8 ton	0.4 ton	0.5 ton	0.4 ton	0.5 ton	0.4 ton	0.5 ton	0.4 ton	0.5 ton	0.4 ton	0.5 ton	0.4 ton	0.5 ton	
			5.3 ton	10.6 ton	15.2 ton	25.3 ton	25.3 ton	25.3 ton	25.3 ton	25.3 ton	25.3 ton	25.3 ton	25.3 ton	25.3 ton	25.3 ton	25.3 ton	25.3 ton	25.3 ton	25.3 ton	25.3 ton	
Materiale d'appesantimento per Kill Mud	Lubrificante	Materiale d'appesantimento per brine e DIF	0.5 ton	0.7 ton	0.7 ton	0.7 ton	0.7 ton	0.7 ton	0.7 ton	0.7 ton	0.7 ton	0.7 ton	0.7 ton	0.7 ton	0.7 ton	0.7 ton	0.7 ton	0.7 ton	0.7 ton	0.7 ton	
			4.0 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	
Materiale d'appesantimento per Kill Mud	Lubrificante	Materiale d'appesantimento per brine e DIF	13.3 ton	18.6 ton	25.3 ton	35.4 ton	35.4 ton	35.4 ton	35.4 ton	35.4 ton	35.4 ton	35.4 ton	35.4 ton	35.4 ton	35.4 ton	35.4 ton	35.4 ton	35.4 ton	35.4 ton	35.4 ton	
			20 ton	24 ton	24 ton	24 ton	24 ton	24 ton	24 ton	24 ton	24 ton	24 ton	24 ton	24 ton	24 ton	24 ton	24 ton	24 ton	24 ton	24 ton	
Materiale d'appesantimento per brine e DIF	Viscosizzante	Inibitore delle argille	2.5 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	5.1 ton	
			94 ton	118 ton	118 ton	118 ton	118 ton	118 ton	118 ton	118 ton	118 ton	118 ton	118 ton	118 ton	118 ton	118 ton	118 ton	118 ton	118 ton	118 ton	
Materiale d'appesantimento per brine e DIF	Viscosizzante	Inibitore delle argille	0.5 ton	1.0 ton	1.0 ton	1.0 ton	1.0 ton	1.0 ton	1.0 ton	1.0 ton	1.0 ton	1.0 ton	1.0 ton	1.0 ton	1.0 ton	1.0 ton	1.0 ton	1.0 ton	1.0 ton	1.0 ton	
			2.6 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	
Materiale d'appesantimento per brine e DIF	Viscosizzante	Inibitore delle argille	18.8 ton	28.2 ton	28.2 ton	28.2 ton	28.2 ton	28.2 ton	28.2 ton	28.2 ton	28.2 ton	28.2 ton	28.2 ton	28.2 ton	28.2 ton	28.2 ton	28.2 ton	28.2 ton	28.2 ton	28.2 ton	
			14 ton	28 ton	28 ton	28 ton	28 ton	28 ton	28 ton	28 ton	28 ton	28 ton	28 ton	28 ton	28 ton	28 ton	28 ton	28 ton	28 ton	28 ton	
Materiale d'appesantimento per brine e DIF	Viscosizzante	Inibitore delle argille	3.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	4.1 ton	
			0.5 ton	0.6 ton	0.6 ton	0.6 ton	0.6 ton	0.6 ton	0.6 ton	0.6 ton	0.6 ton	0.6 ton	0.6 ton	0.6 ton	0.6 ton	0.6 ton	0.6 ton	0.6 ton	0.6 ton	0.6 ton	
Materiale d'appesantimento per brine e DIF	Viscosizzante	Inibitore delle argille	1.1 ton	1.5 ton	1.5 ton	1.5 ton	1.5 ton	1.5 ton	1.5 ton	1.5 ton	1.5 ton	1.5 ton	1.5 ton	1.5 ton	1.5 ton	1.5 ton	1.5 ton	1.5 ton	1.5 ton	1.5 ton	
			0.5 ton	0.9 ton	0.9 ton	0.9 ton	0.9 ton	0.9 ton	0.9 ton	0.9 ton	0.9 ton	0.9 ton	0.9 ton	0.9 ton	0.9 ton	0.9 ton	0.9 ton	0.9 ton	0.9 ton	0.9 ton	

Tabella 27 – Quantità di additivi per il confezionamento del fango



3.8.3. RIASSUNTO VOLUMI ADDITIVI

RIASSUNTO CONSUMI – Pozzo: GH-1 Dir

Funzionalità Prodotto	Nome Prodotto Generico	Unità	Quantità	
			Min	Max
Materiale d'appesantimento	Solfato di Bario	ton	279.0	322.0
Alcalinizzante	Idrossido di Sodio (Soda Caustica)	ton	0.7	1.4
Precipitante dello ione Ca++	Carbonato di Sodio (Cenere di soda)	ton	0	1
Riduttore del filtrato API	Polianionica Cellulosa	ton	7	8
Precipitante dello ione Ca++	Bicarbonato di Sodio	ton	1	1
Inibitore delle argille	Cloruro di Potassio (Sale di Potassio)	ton	20.5	35.9
Riduttore del filtrato API & Thinner	Umalite	ton	0.5	0.7
Inibitore delle argille & Riduttore di filtrato	Blend di polimeri organici	ton	4.0	5.1
Inibitore delle argille	Polimeri e poligliceroli	ton	38.5	53.9
Materiale d'appesantimento per Kill Mud	Solfato di Bario	ton	19.7	24.1
Lubrificante	Etere monobutilico biodegradabile	ton	5.1	10.2
Materiale d'appesantimento per brine e DIF	Cloruro di Calcio	ton	160.4	192.8
Viscosizzante	Biopolimero basato su composti di Scleroglucano	ton	0.5	1.0
Inibitore delle argille	Liquido organico multivalente	ton	2.6	4.1
Agente per bridging di vari sizes	Carbonato di Calcio	ton	18.8	28.2
Materiale d'appesantimento	Carbonato di Calcio	ton	14.1	28.2
Riduttore del filtrato API	Amido modificato	ton	3.1	4.1
Oxygen Scavenger	Etanamina/Etilamine	ton	0.5	0.6
Anticorrosivo	Anticorrosivo	ton	1.1	1.5
Buffer	Ossido di Magnesio	ton	0.5	0.9

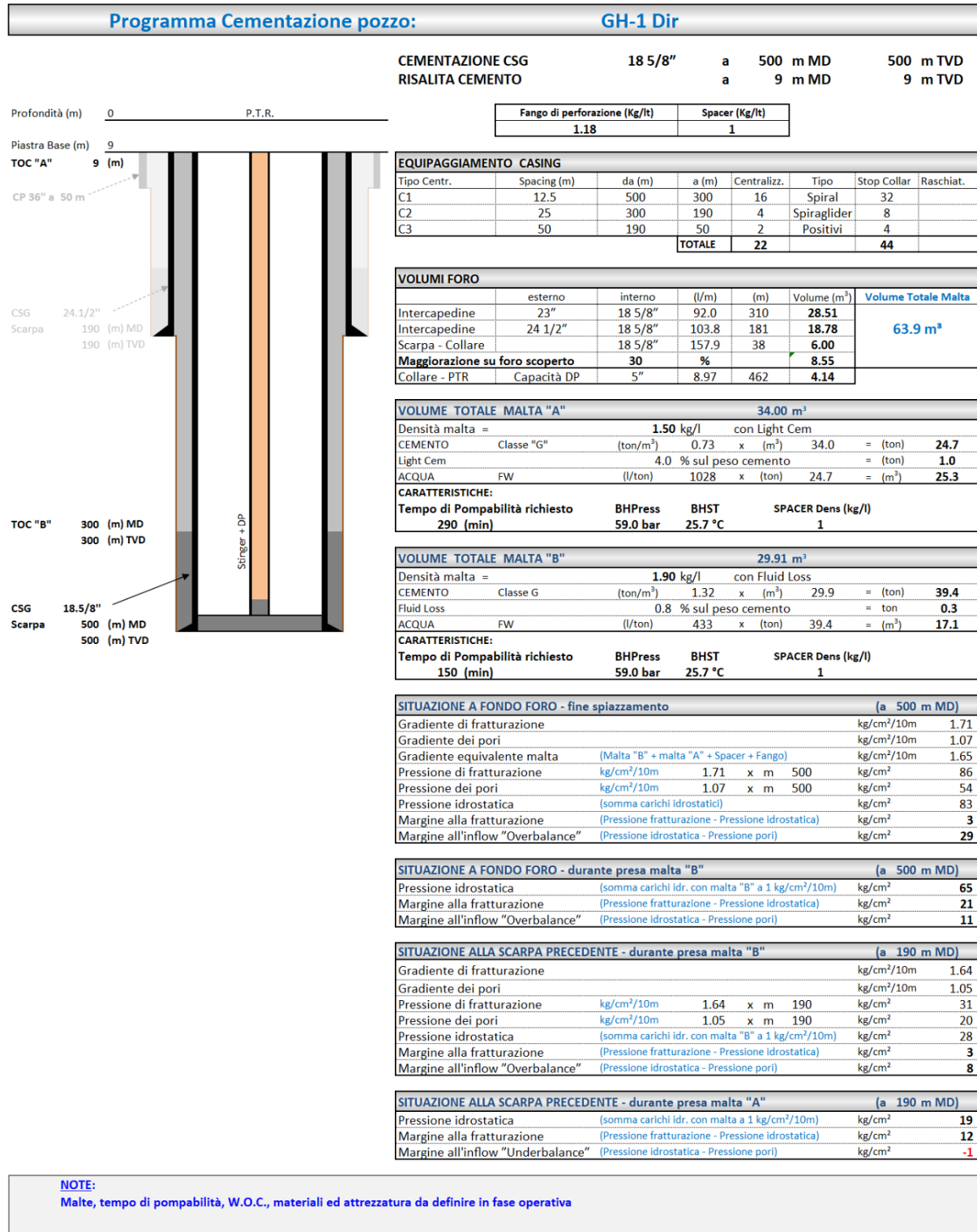
Tabella 28 – Riassunto volumi additivi richiesti



GH-1 DIR: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 45 DI 85

3.9.2. 18.5/8 CASING INTERMEDIO

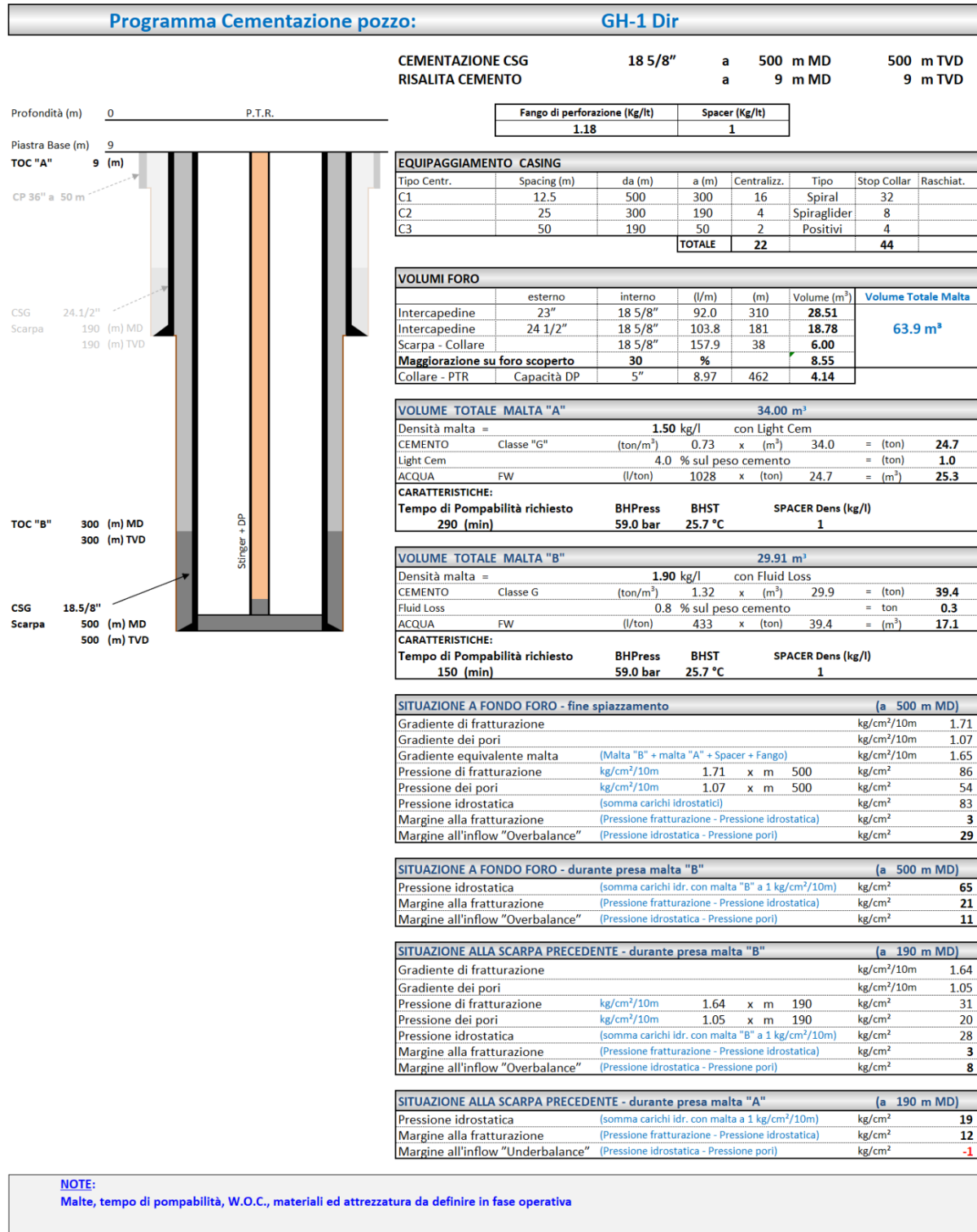




GH-1 DIR: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 46 DI 85

3.9.3. 13.5/8" CASING DI PRODUZIONE

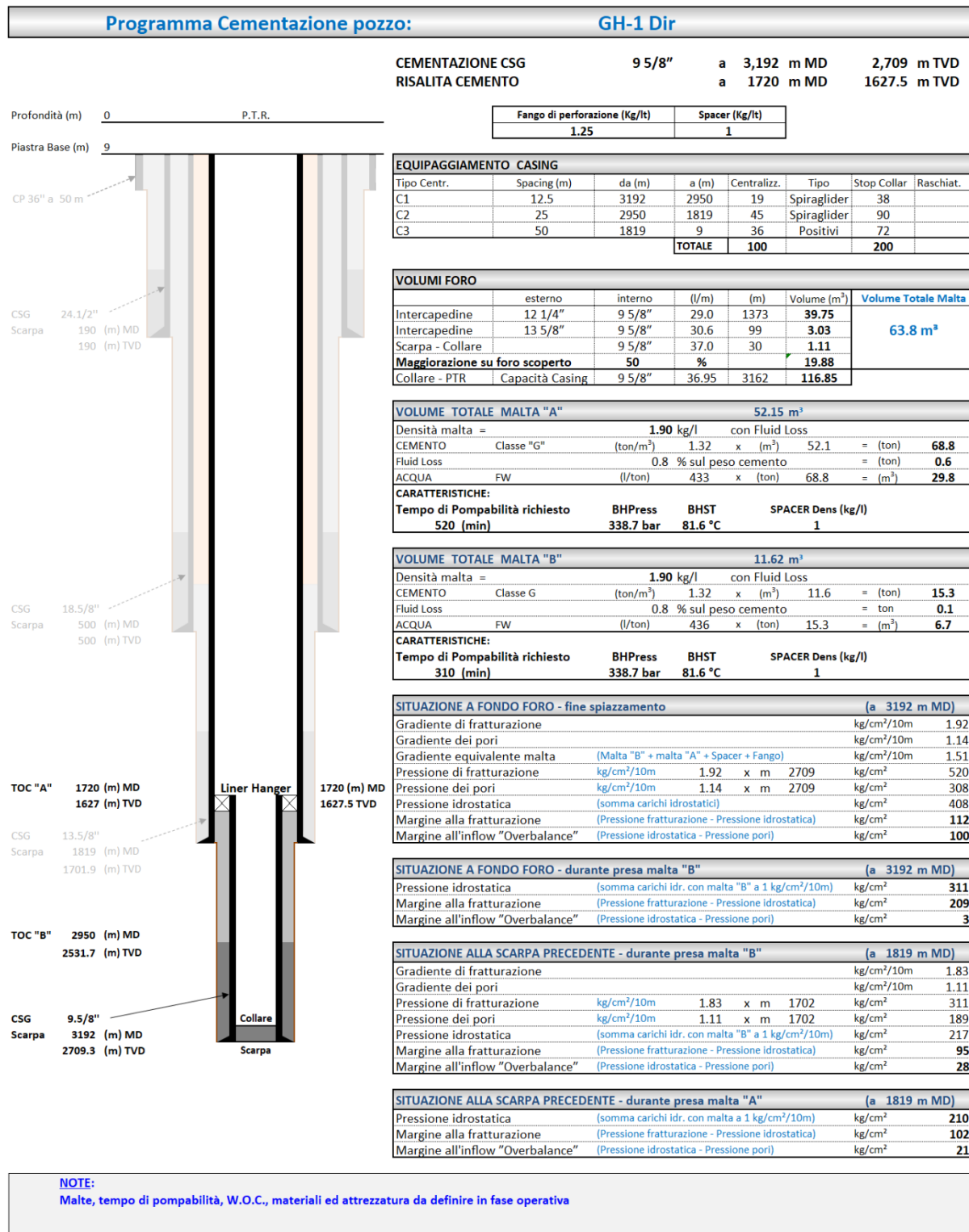




GH-1 DIR: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 47 DI 85

3.9.4. 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.

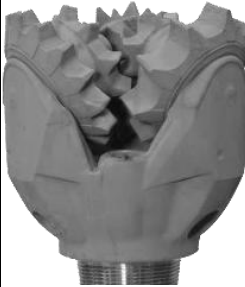



	Fase 28"	Fase 23"	Fase 16"	Fase 12.1/4"
Scalpello	Roller Cone Hardfaced Milled Teeth Sealed Roller Bearing IADC 115	Roller Cone Hardfaced Milled Teeth Sealed Roller Bearing IADC 115	PDC steel body 5 blades, 19mm polished cutters Depth-of-Cut control Short/Step gauge IADC S223	PDC matrix body 6 blades, 16mm leached & polished shaped cutters Depth-of-Cut control IADC M223
Da (m)	0	190	500	1819
A (m)	190	500	1819	3192
Perforato (m)	190	310	1319	1373
On-bottom ROP (m/h)	15	12	8	6
Parametri (ton giri)	2 – 18 80 – 100	2 – 18 80 – 120	2 – 15 30 – 100	2 – 12 30 – 120
Immagine di esempio				

Tabella 29 – 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 PERFORAZIONE PER LA FASE 28"













Item	Component	Gauge OD (in)	OD (in)	ID (in)
	Drill pipe		5	4.276
	HWDP x 3		5	3
	X-Over Sub		8.¼	2.13/16
	Drill Collar x 3		8.¼	2.13/16
	Jar		8	2.¾
	Drill Collar x 6		8.¼	3
	Float Sub		8	2.¾
	X-Over Sub		9.½	3
	String Stab	27.7/8	9.½	3
	Short NM DC		9.½	3
	Near Bit Stab	27.15/16	9.½	2.5
	Tricone Bit	28	28	

Tabella 30 – Batteria preliminare di perforazione per la fase 28"

3.11.2. BATTERIA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE PER LA FASE 23"













Item	Component	Gauge OD (in)	OD (in)	ID (in)
	Drill pipe		5	4.276
	HWDP x 3		5	3
	X-Over Sub		8.1/4	2.13/16
	Drill Collar x 3		8.1/4	2.13/16
	Jar		8	2.3/4
	Drill Collar x 6		8.1/4	2.13/16
	Float Sub		8	2.3/4
	X-Over Sub		9.1/2	3
	String Stab	22.7/8	9.1/2	3
	Short NM DC		9.1/2	3
	Near Bit Stab	22.15/16	9.1/2	3
	Tricone Bit	23	23	

Tabella 31 – Batteria preliminare di perforazione per la fase 23"

3.11.3. BATTERIA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE PER LA FASE 16"














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 5		8.¼	2.13/16
	Jar		8	3
	Drill Collar x 6		8.¼	2.13/16
	Float Sub		8	2.¾
	Filter sub		8	2.¾
	BCPM		8.¼	2.¾
	MWD		8.¼	3.¼
	String Stab	15.¾	8.¼	3
	PDM with AKO	12.1/8	8	
	PDC Bit	16	16	

Tabella 32 – Batteria preliminare di perforazione per la fase 16"

3.11.4. 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	2.13/16
	Drill Collar x 4		8.¼	2.13/16
	Jar		8	2.13/16
	Drill Collar x 5		8.¼	2.13/16
	Float Sub		8	2.¾
	Filter sub		8	2.¾
	BCPM		8.¼	2.¾
	MWD		8.¼	3.¼
	String Stab	12	8.¼	2.13/16
	PDM with AKO	12.1/8	8	
	PDC Bit	12.¼	12.¼	

Tabella 33 – Batteria preliminare di perforazione per la fase 12.¼"



GH-1 DIR: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 53 DI 85

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 28"

Hydraulics Summary

Project Details			
Project: GH-1 Dir (28-In Section)			
Description: Deviated Production Well			

Drilling Parameters			
ROP: 15m/hr			
RPM: 100			

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: 0.0bar			
ECD Adjustment: 0.0sg			
Calculation Depth: 190m			
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: 1.15sg			
PV: 20			
YP: 25			

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	50.00	50.000	35.000	36.000
Open Hole	190.00	190.000	28.000	28.000

Pressure Loss Details @ 3600.00lpm			
Description	Pressure (bar)		
Bit (TFA 0.8376)	77.43		
Surface Losses	0.00		

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)
3200.00	99.80	0.29	1.17	1.17	61	443	0.72	323
3400.00	111.48	0.30	1.17	1.17	69	532	0.86	343
3600.00	123.77	0.30	1.17	1.17	77	631	1.02	363
3800.00	136.67	0.30	1.17	1.17	86	742	1.20	383

Drill String Summary								
Description	OD (in)	ID (in)	TJ OD (in)	TJ ID (in)	Weight (Kg/m)	Length (m)	Total Length (m)	
28 Tricone Bit	28.000	3.000	-	-	1774.376	0.381	0.38	Steel
28 NB Stabiliser	9.500	3.000	-	-	319.164	2.438	2.82	Steel
Non-Mag Drill Collar	9.500	3.000	-	-	330.760	9.144	11.96	Steel
28 IB Stabiliser	9.500	3.000	-	-	319.164	2.438	14.40	Steel
8 Non-Mag Crossover Sub	8.000	3.000	-	-	218.820	0.911	15.31	Steel
8 Float Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	16.22	Steel
Drill Collar x 3	8.250	2.250	-	-	250.392	27.432	43.66	Steel
Hydromechanical Drilling Jar	8.000	2.750	-	-	196.655	6.806	50.46	Steel
Drill Collar x 3	8.250	2.250	-	-	250.392	27.432	77.89	Steel
8 Cross Over	7.000	2.400	-	-	170.084	0.911	78.80	Steel
5 Conventional HWDP x 3	5.000	3.000	6.625	3.000	74.086	25.605	104.41	Steel
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) Drill Pipe	5.000	4.276	6.625	2.750	35.562	85.59	190.00	Steel

Hydraulics Snapshot @ 190m 3600.00lpm									
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	2.36	0.04	5.93	LAM	3.92	0.39	0.00	50.00
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) D	Open Hole	1.68	0.03	9.38	LAM	2.47	0.62	50.00	85.59
5 Conventional HWDP	Open Hole	4.46	0.02	9.38	LAM	2.47	0.62	85.59	111.20
8 Cross Over	Open Hole	0.41	0.00	9.66	LAM	2.40	0.64	111.20	112.11
Drill Collar x 3	Open Hole	16.26	0.04	9.92	LAM	2.34	0.66	112.11	139.54
Hydromechanical Drilli	Open Hole	1.72	0.01	9.86	LAM	2.35	0.65	139.54	146.35
Drill Collar x 3	Open Hole	16.26	0.04	9.92	LAM	2.34	0.66	146.35	173.78
8 Float Sub	Open Hole	0.23	0.00	9.86	LAM	2.35	0.65	173.78	174.69
8 Non-Mag Crossover	Open Hole	0.16	0.00	9.86	LAM	2.35	0.65	174.69	175.60
28 IB Stabiliser	Open Hole	0.42	0.00	10.24	LAM	2.27	0.68	175.60	178.04
Non-Mag Drill Collar	Open Hole	1.59	0.01	10.23	LAM	2.27	0.68	178.04	187.18
28 NB Stabiliser	Open Hole	0.42	0.00	10.24	LAM	2.27	0.68	187.18	189.62
28 Tricone Bit	Open Hole	0.07	0.09	255.86	LAM	0.09	16.97	189.62	190.00



GH-1 DIR: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 54 DI 85

3.12.2. PROGRAMMA IDRAULICO PER LA FASE 23''

Hydraulics Summary

Project Details					Drilling Parameters								
Project: GH-1 Dir (23-in Section)					ROP: 12m/hr								
Description: Deviated Production Well					RPM: 100								
Hydraulics Model Setup					Surface Parameters								
Include Tool Joints: Yes					Surface Pressure Loss: 0.0bar								
Include Stabilisers / Centralisers:Yes					ECD Adjustment: 0.0sg								
Include Drilling Data: Yes					Calculation Depth: 500m								
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					Rlser Boost Rate: 0.00 lpm								
Cuttings Details					Fluid Details								
Density: 2.6sg					Mud Weight: 1.18sg								
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	200.00	200.000	23.500	24.500	300: 31								
Open Hole	500.00	500.000	23.000	23	200: 26								
					100: 17								
					6: 6								
					3: 4								
					N: 0.502								
					K: 2.094								
Pressure Loss Details @ 3400.00lpm					Hydraulics Summary								
Description	Pressure (bar)				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)
Bit (TFA 0.8376)	70.87				3000.00	102.46	0.74	1.20	1.20	55	375	0.90	303
Surface Losses	0.00				3200.00	114.99	0.75	1.20	1.20	63	455	1.09	323
					3400.00	128.19	0.76	1.20	1.20	71	545	1.31	343
					3600.00	142.05	0.77	1.20	1.20	79	647	1.55	363
					3800.00	156.58	0.79	1.20	1.20	89	761	1.83	383
Drill String Summary													
Description	OD (In)	ID (In)	TJ OD (In)	TJ ID (In)	Weight (Kg/m)	Length (m)	Total Length (m)						
23 Tricone Bit	23.000	3.000	-	-	1532.632	0.381	0.38						Steel
23 NB Stabiliser	9.500	3.000	-	-	319.164	2.438	2.82						Steel
Non-Mag Drill Collar	9.500	3.000	-	-	330.760	9.144	11.96						Steel
23 IB Stabiliser	9.500	3.000	-	-	319.164	2.438	14.40						Steel
Non-Mag Crossover Sub	8.000	3.000	-	-	218.820	0.911	15.31						Steel
Float Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	16.22						Steel
Drill Collar x 3	8.250	2.250	-	-	250.392	27.432	43.66						Steel
Hydromechanical Drilling Jar	8.000	2.750	-	-	196.655	6.806	50.46						Steel
Drill Collar x 3	8.250	2.250	-	-	250.392	27.432	77.89						Steel
Cross Over	7.000	2.400	-	-	170.084	0.911	78.80						Steel
5 Conventional HWDP x 3	5.000	3.000	6.625	3.000	74.086	25.605	104.41						Steel
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) Drill Pipe	5.000	4.276	6.625	2.750	35.562	395.59	500.00						Steel
Hydraulics Snapshot @ 500m 3400.00lpm													
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	8.79	0.24	0.24	12.77	LAM	1.02	1.28	0.00	200.00			
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) D	Open Hole	8.60	0.24	0.24	13.36	LAM	0.97	1.34	200.00	395.59			
5 Conventional HWDP	Open Hole	4.16	0.03	0.03	13.36	LAM	0.97	1.34	395.59	421.19			
Cross Over	Open Hole	0.38	0.00	0.00	13.97	LAM	0.93	1.40	421.19	422.10			
Drill Collar x 3	Open Hole	15.16	0.05	0.05	14.55	LAM	0.89	1.46	422.10	449.53			
Hydromechanical Drilli	Open Hole	1.60	0.01	0.01	14.42	LAM	0.90	1.44	449.53	456.34			
Drill Collar x 3	Open Hole	15.16	0.05	0.05	14.55	LAM	0.89	1.46	456.34	483.77			
Float Sub	Open Hole	0.21	0.00	0.00	14.42	LAM	0.90	1.44	483.77	484.68			
Non-Mag Crossover S	Open Hole	0.15	0.00	0.00	14.42	LAM	0.90	1.44	484.68	485.59			
23 IB Stabiliser	Open Hole	0.40	0.01	0.01	15.30	LAM	0.85	1.53	485.59	488.03			
Non-Mag Drill Collar	Open Hole	1.48	0.02	0.02	15.28	LAM	0.85	1.53	488.03	497.17			
23 NB Stabiliser	Open Hole	0.40	0.01	0.01	15.30	LAM	0.85	1.53	497.17	499.61			
23 Tricone Bit	Open Hole	0.06	0.10	0.10	294.76	LAM	0.04	29.52	499.61	499.99			

La portata minima per pulire efficientemente il foro, perforando a 12 m/h, è di 4600 l/min.

L'ECD, perforando a 12 m/h e pompando 3600 l/min sarà di 1.20 SG.



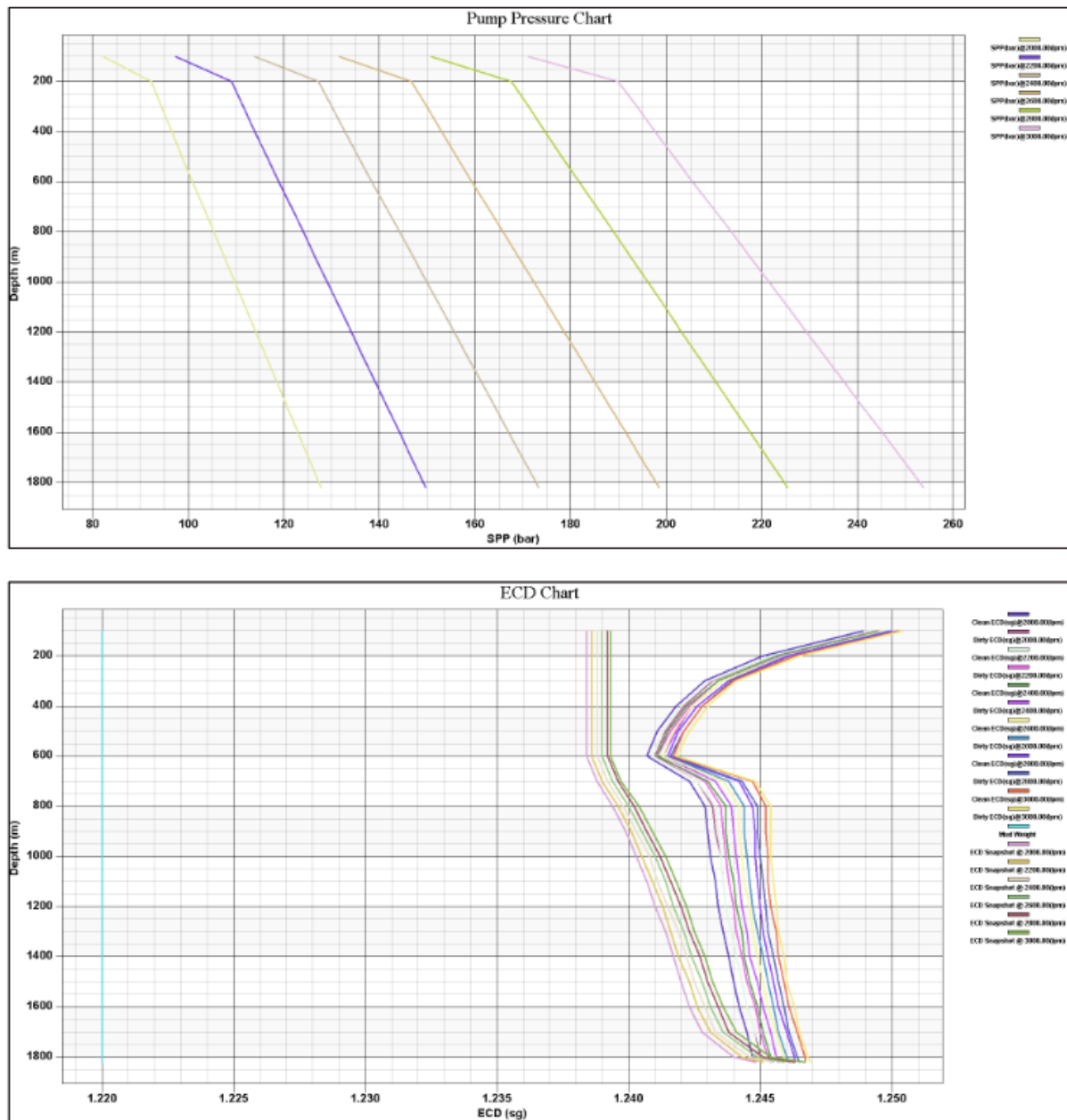
GH-1 DIR: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 55 DI 85

3.12.3. PROGRAMMA IDRAULICO PER LA FASE 16''

Hydraulics Summary

Project Details					Drilling Parameters				
Project: GH-1 Dir (16-In Section)					ROP: 8m/hr				
Description: Deviated Production 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: 1819m				
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: 1.22sg				
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	650.00	649.910	18.625	17.655	300: 31				
Open Hole	1819.00	1701.887	16.000	16	200: 26				
					100: 17				
					6: 6				
					3: 4				
					N: 0.502				
					K: 2.094				
Pressure Loss Details @ 2600.00lpm									
Description	Pressure (bar)								
Bit (TFA 0.5568)	96.96								
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)	
2000.00	127.80	4.09	1.24	1.25	57	260	1.29	303	
2200.00	149.71	4.14	1.25	1.25	69	346	1.72	334	
2400.00	173.28	4.20	1.25	1.25	83	449	2.23	364	
2600.00	198.50	4.27	1.25	1.25	97	571	2.83	394	
2800.00	225.34	4.34	1.25	1.25	112	713	3.54	425	
3000.00	253.78	4.41	1.25	1.25	129	877	4.35	455	
Drill String Summary									
Description	OD (in)	ID (in)	TJ OD (in)	TJ ID (in)	Weight (Kg/m)	Length (m)	Total Length (m)		
16 PDC Bit	16.000	3.000	-	-	472.577	0.381	0.38	Steel	
PDM 6/7 5.0 Stage	8.000	4.400	-	-	178.003	9.891	10.27	Steel	
16 IB Stabiliser	8.250	3.000	-	-	319.164	2.347	12.62	Non-Mag	
MWD & Power Module	8.250	3.250	-	-	215.619	6.096	18.71	Steel	
Filter Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	19.63	Steel	
Float Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	20.54	Steel	
Drill Collar x 6	8.250	2.250	-	-	250.392	54.864	75.40	Steel	
Hydromechanical Drilling Jar	8.000	2.750	-	-	196.655	6.806	82.21	Steel	
Drill Collar x 5	8.250	2.250	-	-	250.392	45.720	127.93	Steel	
Cross Over	7.000	2.400	-	-	170.084	0.911	128.84	Steel	
5 Conventional HWDP x 3	5.000	3.000	6.625	3.000	74.086	25.605	154.44	Steel	
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) Drill Pipe	5.000	4.276	6.625	2.750	35.562	1664.56	1819.00	Steel	
Hydraulics Snapshot @ 1819m 2600.00lpm									
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	19.28	1.20	16.04	LAM	0.26	1.66	0.00	650.00
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) D	Open Hole	30.10	2.39	22.41	LAM	0.19	2.32	650.00	1664.56
5 Conventional HWDP	Open Hole	2.80	0.06	22.41	LAM	0.19	2.32	1664.56	1690.16
Cross Over	Open Hole	0.26	0.00	24.77	LAM	0.17	2.57	1690.16	1691.07
Drill Collar x 5	Open Hole	17.03	0.18	27.29	LAM	0.16	2.83	1691.07	1736.79
Hydromechanical Drilli	Open Hole	1.08	0.03	26.71	LAM	0.16	2.77	1736.79	1743.60
Drill Collar x 6	Open Hole	20.44	0.21	27.29	LAM	0.16	2.83	1743.60	1798.46
Float Sub	Open Hole	0.14	0.00	26.71	LAM	0.16	2.77	1798.46	1799.37
Filter Sub	Open Hole	0.14	0.00	26.71	LAM	0.16	2.77	1799.37	1800.28
MWD & Power Module	Open Hole	0.47	0.02	27.29	LAM	0.16	2.83	1800.28	1806.38
16 IB Stabiliser	Open Hole	0.26	0.01	27.30	LAM	0.16	2.83	1806.38	1808.73
PDM 6/7 5.0 Stage	Open Hole	0.21	0.04	26.71	LAM	0.16	2.77	1808.73	1818.62
16 PDC Bit	Open Hole	0.04	0.13	325.58	TUR	0.01	33.71	1818.62	1819.00



La portata minima per pulire efficientemente il foro, perforando a 8 m/h, è di 2600 l/min (nella parte verticale del foro).

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



GH-1 DIR: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 57 DI 85

3.12.4. PROGRAMMA IDRAULICO PER LA FASE 12.¼"

Hydraulics Summary

Project Details				
Project: GH-1 Dir (12.25-in Section)				
Description: Deviated Production Well				

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				

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

Wellbore Geometry				
Type	MD (m)	TVD (m)	ID (in)	OD (in)
Casing	1765.00	1661.741	12.500	13.625
Open Hole	3192.00	2709.286	12.250	12.250

Pressure Loss Details @ 2300.00lpm	
Description	Pressure (bar)
Bit (TFA 0.5568)	77.75
Surface Losses	5.00

Drilling Parameters				
ROP: 6m/hr				
RPM: 120				

Surface Parameters				
Surface Pressure Loss: 5bar				
ECD Adjustment: 0.0sg				
Calculation Depth: 3192m				
SPP Safety Factor: 0.00				
MPD Back Pressure: 0.00 bar				
Riser Boost Rate: 0.00 lpm				

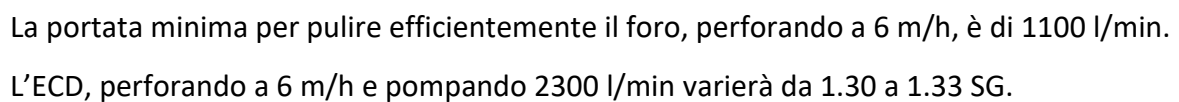
Fluid Details				
Mud Weight: 1.25sg				
PV: 20				
YP: 30				

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

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)	
2000.00	161.95	12.40	1.30	1.30	59	266	2.25	303	
2100.00	174.88	12.54	1.30	1.30	65	308	2.61	319	
2200.00	188.28	12.68	1.30	1.30	71	354	3.00	334	
2300.00	202.14	12.82	1.30	1.30	78	405	3.43	349	
2400.00	216.48	12.95	1.30	1.30	85	460	3.89	364	
2500.00	231.27	13.08	1.30	1.30	92	520	4.40	379	

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 NM Stabiliser (8 1/4 Body)	8.250	2.810	-	-	236.281	2.103	12.30	Non-Mag	
MWD & Power Module	8.250	3.250	-	-	215.619	6.096	18.39	Steel	
Filter Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	19.31	Steel	
Float Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	20.22	Steel	
Drill Collar x 5	8.250	2.250	-	-	250.392	45.720	65.94	Steel	
Hydromechanical Drilling Jar	8.000	2.750	-	-	196.655	6.806	72.74	Steel	
Drill Collar x 4	8.250	2.250	-	-	250.392	36.576	109.32	Steel	
Cross Over	7.000	2.400	-	-	170.084	0.911	110.23	Steel	
5 Conventional HWDP x 3	5.000	3.000	6.625	3.000	74.086	25.605	135.83	Steel	
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) Drill Pipe	5.000	4.276	6.625	2.750	35.562	3056.16	3191.99	Steel	

Hydraulics Snapshot @ 3192m 2300.00lpm									
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	44.02	6.60	35.14	LAM	0.06	3.73	0.00	1765.00
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) D	Open Hole	32.20	5.05	36.91	LAM	0.06	3.92	1765.00	3056.16
5 Conventional HWDP	Open Hole	2.35	0.10	36.91	LAM	0.06	3.92	3056.16	3081.76
Cross Over	Open Hole	0.22	0.01	44.89	LAM	0.05	4.76	3081.76	3082.67
Drill Collar x 4	Open Hole	11.45	0.31	55.32	LAM	0.04	5.87	3082.67	3119.25
Hydromechanical Drilli	Open Hole	0.91	0.05	52.71	LAM	0.04	5.59	3119.25	3126.06
Drill Collar x 5	Open Hole	14.32	0.39	55.32	LAM	0.04	5.87	3126.06	3171.78
Float Sub	Open Hole	0.12	0.01	52.71	LAM	0.04	5.59	3171.78	3172.69
Filter Sub	Open Hole	0.12	0.01	52.71	LAM	0.04	5.59	3172.69	3173.60
MWD & Power Module	Open Hole	0.40	0.05	55.32	LAM	0.04	5.87	3173.60	3179.70
12 NM Stabiliser (8 1/4	Open Hole	0.26	0.02	55.36	LAM	0.04	5.87	3179.70	3181.80
PDM 6/7 5.0 Stage	Open Hole	0.18	0.08	52.71	LAM	0.04	5.59	3181.80	3191.69
12-1/4 PDC Bit	Open Hole	0.04	0.15	378.02	TUR	0.01	40.11	3191.69	3191.99





GH-1 DIR: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 59 DI 85

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 28"

Torque & Drag Summary

Project Details					Drilling Parameters				
Project: GH-1 Dir (28-In Section) Description: Deviated Injection Well					Weight On Bit (Rot): 18tons Weight On Bit (Slide): 18tons Torque at Bit: 23.13kftlbs ROP: 15m/hr RPM: 100				
T&D Model					Tripping Parameters				
Contact Surface Correction: No Additional Side force for buckling: No Viscous Drag: No Buckling Model: Conservative (Unloading Model)					Tripping Speed: 10m/min Overpull: 20tons				
Tortuosity					Surface Parameters				
Applied: No Method: - Period: - Start Depth: - End Depth: -					Block Weight: 25tons Block Weight PU: 25tons Block Weight SO: 25tons Flow Rate: 3200.00lpm Calculation Depth: 190m				
Wellbore Geometry					Fluid Details				
Type	MD (m)	TVD (m)	ID (in)	OD (in)	Mud Weight: 1.15sg PV: 20 YP: 25				
Casing	50.00	50.000	35.000	36.000					
Open Hole	190.00	190.000	28.000	28.000					

Torque & Drag Summary									
WOB to Sin Buckle (Rot): 16.49(Tons) @ 190.00(m) WOB to Hel Buckle (Rot): 19.86(Tons) @ 90.00(m)									
Operation	Surface Wt (Tons)	Surface Tq (kftlbs)	Stretch (in)	Wraps	Buckling	OH FF	CH FF	RPM	
Rotating Off Bottom	44.83	0.00	0.85	0.00	-	-	-	100	
Rotating On Bottom	26.83	23.13	0.01	0.85	SIN	-	-	100	
Tripping In	44.83	-	0.85	0.0	-	0.17	0.13	-	
Tripping In	44.83	-	0.85	0.0	-	0.26	0.19	-	
Tripping In	44.83	-	0.85	0.0	-	0.35	0.25	-	
Tripping In	44.83	-	0.85	0.0	-	0.44	0.31	-	
Tripping In	44.83	-	0.85	0.0	-	0.52	0.38	-	
Tripping Out	44.83	-	0.85	0.0	-	0.17	0.13	-	
Tripping Out	44.83	-	0.85	0.0	-	0.26	0.19	-	
Tripping Out	44.83	-	0.85	0.0	-	0.35	0.25	-	
Tripping Out	44.83	-	0.85	0.0	-	0.44	0.31	-	
Tripping Out	44.83	-	0.85	0.0	-	0.52	0.38	-	
Slide Drilling	26.83	23.13	0.01	0.85	HEL	0.17	0.13	-	
Slide Drilling	26.83	23.13	0.01	0.85	HEL	0.26	0.19	-	
Slide Drilling	26.83	23.13	0.01	0.85	HEL	0.35	0.25	-	
Slide Drilling	26.83	23.13	0.01	0.85	HEL	0.44	0.31	-	
Slide Drilling	26.83	23.13	0.01	0.85	HEL	0.52	0.38	-	
Reaming In	44.83	0.00	0.85	0.00	-	0.17	0.13	100	
Reaming In	44.83	0.00	0.85	0.00	-	0.26	0.19	100	
Reaming In	44.83	0.00	0.85	0.00	-	0.35	0.25	100	
Reaming In	44.83	0.00	0.85	0.00	-	0.44	0.31	100	
Reaming In	44.83	0.00	0.85	0.00	-	0.52	0.38	100	
Reaming Out	44.83	0.00	0.85	0.00	-	0.17	0.13	100	
Reaming Out	44.83	0.00	0.85	0.00	-	0.26	0.19	100	
Reaming Out	44.83	0.00	0.85	0.00	-	0.35	0.25	100	
Reaming Out	44.83	0.00	0.85	0.00	-	0.44	0.31	100	
Reaming Out	44.83	0.00	0.85	0.00	-	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)		
28 Tricone Bit	28.000	3.000	-	-	1774.376	0.381	0.38	Steel	
28 NB Stabiliser	9.500	3.000	-	-	319.164	2.438	2.82	Steel	
Non-Mag Drill Collar	9.500	3.000	-	-	330.760	9.144	11.96	Steel	
28 IB Stabiliser	9.500	3.000	-	-	319.164	2.438	14.40	Steel	
8 Non-Mag Crossover Sub	8.000	3.000	-	-	218.820	0.911	15.31	Steel	
8 Float Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	16.22	Steel	
Drill Collar x 3	8.250	2.250	-	-	250.392	27.432	43.66	Steel	
Hydromechanical Drilling Jar	8.000	2.750	-	-	196.655	6.806	50.46	Steel	
Drill Collar x 3	8.250	2.250	-	-	250.392	27.432	77.89	Steel	
8 Cross Over	7.000	2.400	-	-	170.084	0.911	78.80	Steel	
5 Conventional HWDP x 3	5.000	3.000	6.625	3.000	74.086	25.605	104.41	Steel	
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) Drill Pipe	5.000	4.276	6.625	2.750	35.562	85.59	190.00	Steel	



GH-1 DIR: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 60 DI 85

3.13.2. CALCOLO TORQUE & DRAG PER LA BHA DELLA FASE 23"

Torque & Drag Summary

Project Details					Drilling Parameters				
Project: GH-1 Dir (23-In Section) Description: Deviated Production Well					Weight On Bit (Rot): 18tons Weight On Bit (Slide): 18tons Torque at Bit: 19.00kftlbs ROP: 12m/hr RPM: 100				
T&D Model					Tripping Parameters				
Contact Surface Correction: No Additional Side force for buckling: No Viscous Drag: No Buckling Model: Conservative (Unloading Model)					Tripping Speed: 10m/min Overpull: 20tons				
Tortuosity					Surface Parameters				
Applied: No Method: - Period: - Start Depth: - End Depth: -					Block Weight: 25tons Block Weight PU: 25tons Block Weight SO: 25tons Flow Rate: 3000.00lpm Calculation Depth: 500m				
Wellbore Geometry					Fluid Details				
Type	MD (m)	TVD (m)	ID (in)	OD (in)	Mud Weight: 1.18sg PV: 20 YP: 30				
Casing	200.00	200.000	23.500	24.500					
Open Hole	500.00	500.000	23.000	23					

Torque & Drag Summary									
WOB to Sin Buckle (Rot): 17.84(Tons) @ 500.00(m) WOB to Hel Buckle (Rot): 20.25(Tons) @ 390.00(m)									
Operation	Surface Wt (Tons)	Surface Tq (kftlbs)	Stretch (in)	Wraps	Buckling	OH FF	CH FF	RPM	
Rotating Off Bottom	53.65	0.00	4.36	0.00	-	-	-	100	
Rotating On Bottom	35.65	19.00	0.98	2.91	SIN	-	-	100	
Tripping In	53.65	-	4.36	0.0	-	0.17	0.13	-	
Tripping In	53.65	-	4.36	0.0	-	0.26	0.19	-	
Tripping In	53.65	-	4.36	0.0	-	0.35	0.25	-	
Tripping In	53.65	-	4.36	0.0	-	0.44	0.31	-	
Tripping In	53.65	-	4.36	0.0	-	0.52	0.38	-	
Tripping Out	53.65	-	4.36	0.0	-	0.17	0.13	-	
Tripping Out	53.65	-	4.36	0.0	-	0.26	0.19	-	
Tripping Out	53.65	-	4.36	0.0	-	0.35	0.25	-	
Tripping Out	53.65	-	4.36	0.0	-	0.44	0.31	-	
Tripping Out	53.65	-	4.36	0.0	-	0.52	0.38	-	
Slide Drilling	35.65	19.00	0.98	2.91	SIN	0.17	0.13	-	
Slide Drilling	35.65	19.00	0.98	2.91	SIN	0.26	0.19	-	
Slide Drilling	35.65	19.00	0.98	2.91	SIN	0.35	0.25	-	
Slide Drilling	35.65	19.00	0.98	2.91	SIN	0.44	0.31	-	
Slide Drilling	35.65	19.00	0.98	2.91	SIN	0.52	0.38	-	
Reaming In	53.65	0.00	4.36	0.00	-	0.17	0.13	100	
Reaming In	53.65	0.00	4.36	0.00	-	0.26	0.19	100	
Reaming In	53.65	0.00	4.36	0.00	-	0.35	0.25	100	
Reaming In	53.65	0.00	4.36	0.00	-	0.44	0.31	100	
Reaming In	53.65	0.00	4.36	0.00	-	0.52	0.38	100	
Reaming Out	53.65	0.00	4.36	0.00	-	0.17	0.13	100	
Reaming Out	53.65	0.00	4.36	0.00	-	0.26	0.19	100	
Reaming Out	53.65	0.00	4.36	0.00	-	0.35	0.25	100	
Reaming Out	53.65	0.00	4.36	0.00	-	0.44	0.31	100	
Reaming Out	53.65	0.00	4.36	0.00	-	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)		
23 Tricone Bit	23.000	3.000	-	-	1532.632	0.381	0.38	Steel	
23 NB Stabiliser	9.500	3.000	-	-	319.164	2.438	2.82	Steel	
Non-Mag Drill Collar	9.500	3.000	-	-	330.760	9.144	11.96	Steel	
23 IB Stabiliser	9.500	3.000	-	-	319.164	2.438	14.40	Steel	
Non-Mag Crossover Sub	8.000	3.000	-	-	218.820	0.911	15.31	Steel	
Float Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	16.22	Steel	
Drill Collar x 3	8.250	2.250	-	-	250.392	27.432	43.66	Steel	
Hydromechanical Drilling Jar	8.000	2.750	-	-	196.655	6.806	50.46	Steel	
Drill Collar x 3	8.250	2.250	-	-	250.392	27.432	77.89	Steel	
Cross Over	7.000	2.400	-	-	170.084	0.911	78.80	Steel	
5 Conventional HWDP x 3	5.000	3.000	6.625	3.000	74.086	25.605	104.41	Steel	
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) Drill Pipe	5.000	4.276	6.625	2.750	35.562	395.59	500.00	Steel	



GH-1 DIR: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 61 DI 85

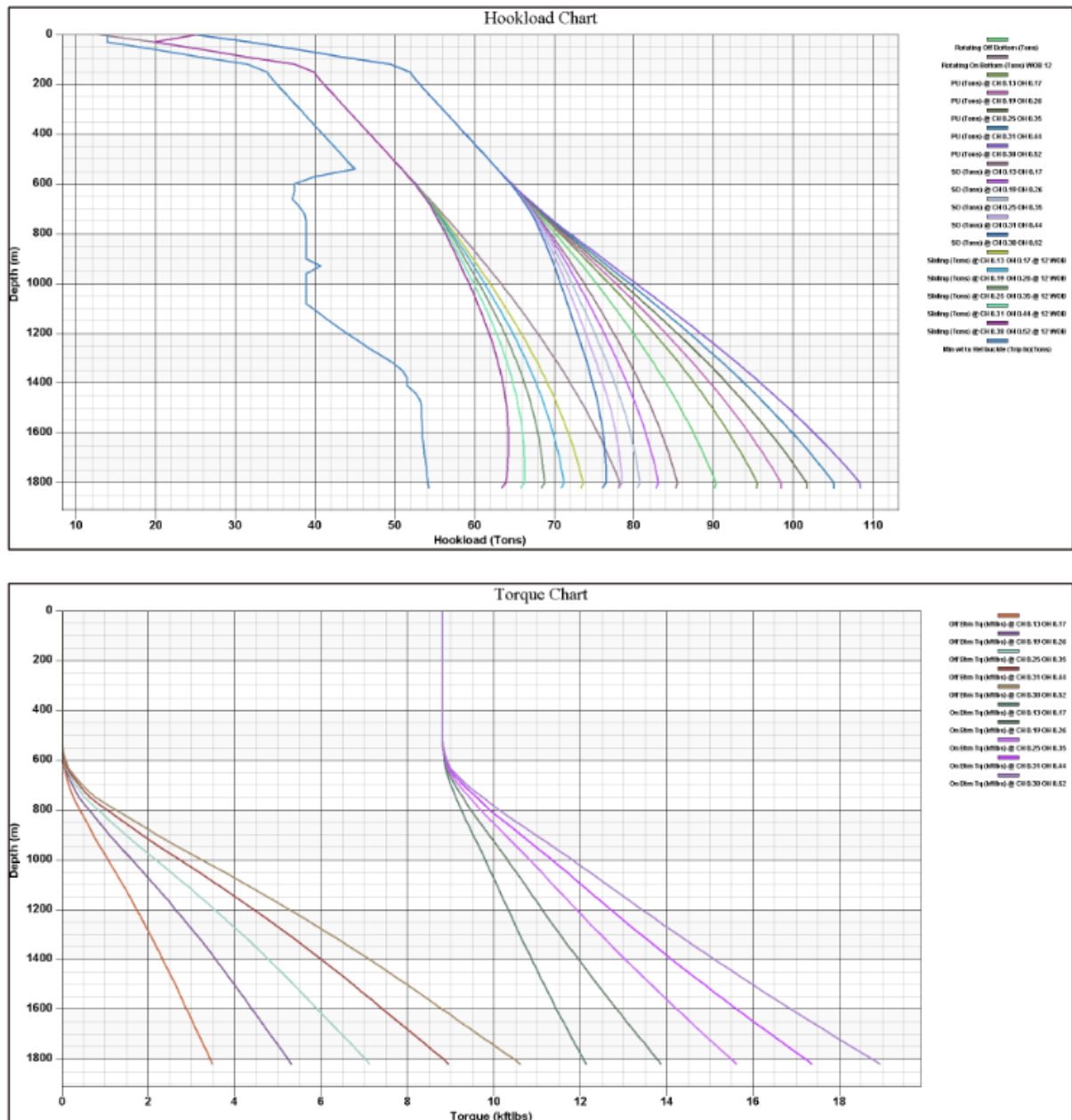
3.13.3. CALCOLO TORQUE & DRAG PER LA BHA DELLA FASE 16"

Torque & Drag Summary

Project Details					Drilling Parameters				
Project: GH-1 Dir (16-in Section) Description: Deviated Production Well					Weight On Bit (Rot): 12tons Weight On Bit (Slide): 12tons Torque at Bit: 8.81kftlbs ROP: 8m/hr RPM: 100				
T&D Model					Tripping Parameters				
Contact Surface Correction: No Additional Side force for buckling: No Viscous Drag: No Buckling Model: Conservative (Unloading Model)					Tripping Speed: 10m/min Overpull: 20tons				
Tortuosity					Surface Parameters				
Applied: No Method: - Period: - Start Depth: - End Depth: -					Block Weight: 25tons Block Weight PU: 25tons Block Weight SO: 25tons Flow Rate: 2000.00lpm Calculation Depth: 1819m				
Wellbore Geometry					Fluid Details				
Type	MD (m)	TVD (m)	ID (in)	OD (in)	Mud Weight: 1.22sg				
Casing	650.00	649.910	18.625	17.655	PV: 20				
Open Hole	1819.00	1701.887	16.000	16	YP: 30				

Torque & Drag Summary									
WOB to Sin Buckle (Rot): 27.95(Tons) @ 1650.00(m) WOB to Hel Buckle (Rot): 30.94(Tons) @ 1650.00(m)									
Operation	Surface Wt (Tons)	Surface Tq (kftlbs)	Stretch (in)	Wraps	Buckling	OH FF	CH FF	RPM	
Rotating Off Bottom	90.13	10.60	31.67	5.40	-	-	-	100	
Rotating On Bottom	78.13	18.93	22.53	10.96	-	-	-	100	
Tripping In	85.25	-	28.68	0.0	-	0.17	0.13	-	
Tripping In	82.82	-	27.14	0.0	-	0.26	0.19	-	
Tripping In	80.46	-	25.60	0.0	-	0.35	0.25	-	
Tripping In	78.15	-	24.05	0.0	-	0.44	0.31	-	
Tripping In	76.08	-	22.65	0.0	-	0.52	0.38	-	
Tripping Out	95.46	-	34.79	0.0	-	0.17	0.13	-	
Tripping Out	98.48	-	36.52	0.0	-	0.26	0.19	-	
Tripping Out	101.70	-	38.32	0.0	-	0.35	0.25	-	
Tripping Out	105.13	-	40.21	0.0	-	0.44	0.31	-	
Tripping Out	108.46	-	42.00	0.0	-	0.52	0.38	-	
Slide Drilling	73.40	8.81	22.53	5.46	-	0.17	0.13	-	
Slide Drilling	70.92	8.81	22.53	5.46	-	0.26	0.19	-	
Slide Drilling	68.40	8.81	22.53	5.46	-	0.35	0.25	-	
Slide Drilling	65.82	8.81	22.53	5.46	-	0.44	0.31	-	
Slide Drilling	63.41	8.81	22.53	5.46	-	0.52	0.38	-	
Reaming In	89.16	3.45	31.12	1.76	-	0.17	0.13	100	
Reaming In	88.66	5.24	30.84	2.69	-	0.26	0.19	100	
Reaming In	88.17	7.02	30.56	3.61	-	0.35	0.25	100	
Reaming In	87.68	8.79	30.27	4.52	-	0.44	0.31	100	
Reaming In	87.24	10.38	30.02	5.34	-	0.52	0.38	100	
Reaming Out	91.11	3.50	32.22	1.77	-	0.17	0.13	100	
Reaming Out	91.64	5.36	32.51	2.72	-	0.26	0.19	100	
Reaming Out	92.17	7.23	32.80	3.66	-	0.35	0.25	100	
Reaming Out	92.70	9.11	33.10	4.61	-	0.44	0.31	100	
Reaming Out	93.20	10.83	33.37	5.46	-	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)	
16 PDC Bit	16.000	3.000	-	-	472.577	0.381	0.38	Steel
PDM 6/7 5.0 Stage	8.000	4.400	-	-	178.003	9.891	10.27	Steel
16 IB Stabiliser	8.250	3.000	-	-	319.164	2.347	12.62	Non-Mag
MWD & Power Module	8.250	3.250	-	-	215.619	6.096	18.71	Steel
Filter Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	19.63	Steel
Float Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	20.54	Steel
Drill Collar x 6	8.250	2.250	-	-	250.392	54.864	75.40	Steel
Hydromechanical Drilling Jar	8.000	2.750	-	-	196.655	6.806	82.21	Steel
Drill Collar x 5	8.250	2.250	-	-	250.392	45.720	127.93	Steel
Cross Over	7.000	2.400	-	-	170.084	0.911	128.84	Steel
5 Conventional HWDP x 3	5.000	3.000	6.625	3.000	74.086	25.605	154.44	Steel
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) Drill Pipe	5.000	4.276	6.625	2.750	35.562	1664.56	1819.00	Steel



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



GH-1 DIR: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E DI COMPLETAMENTO

PAGINA 63 DI 85

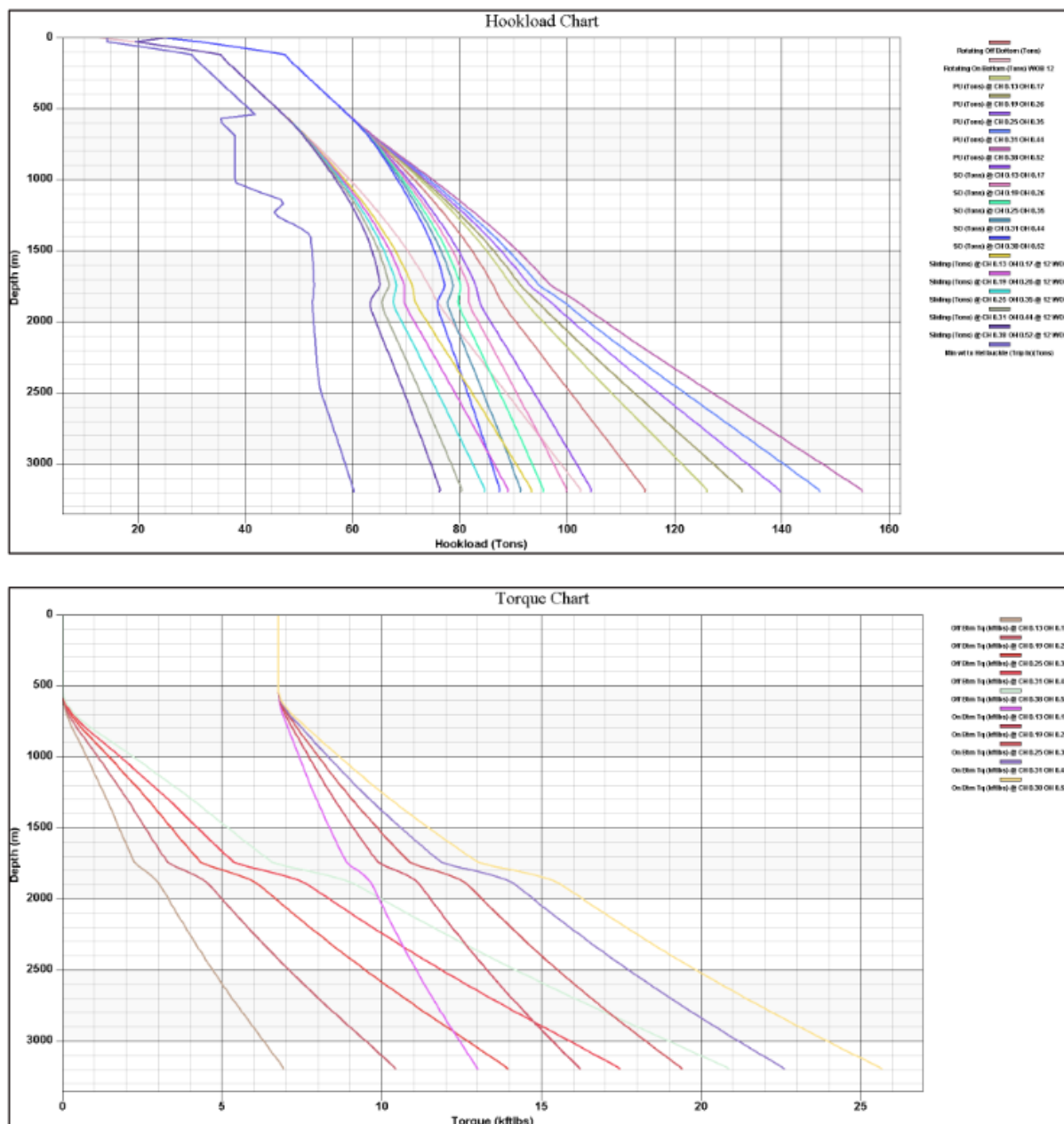
3.13.4. CALCOLO TORQUE & DRAG PER LA BHA DELLA FASE 12.¼"

Torque & Drag Summary

Project Details	Drilling Parameters
Project: GH-1 Dir (12.25-In Section) Description: Deviated Production Well	Weight On Bit (Rot): 12tons Weight On Bit (Slide): 12tons Torque at Bit: 6.75kftlbs ROP: 6m/hr RPM: 120
T&D Model	Tripping Parameters
Contact Surface Correction: No Additional Side force for buckling: No Viscous Drag: No Buckling Model: Conservative (Unloading Model)	Tripping Speed: 10m/min Overpull: 20tons
Tortuosity	Surface Parameters
Applied: No Method: - Period: - Start Depth: - End Depth: -	Block Weight: 25tons Block Weight PU: 25tons Block Weight SO: 25tons Flow Rate: 2000.00lpm Calculation Depth: 3192m
Wellbore Geometry	Fluid Details
Type MD (m) TVD (m) ID (in) OD (in) Casing 1765.00 1661.741 12.500 13.625 Open Hole 3192.00 2709.286 12.250 12.250	Mud Weight: 1.25sg PV: 20 YP: 30

Torque & Drag Summary								
WOB to Sin Buckle (Rot): 30.31(Tons) @ 3030.00(m)								
WOB to Hel Buckle (Rot): 35.72(Tons) @ 3030.00(m)								
Operation	Surface Wt (Tons)	Surface Tq (kftlbs)	Stretch (in)	Wraps	Buckling	OH FF	CH FF	RPM
Rotating Off Bottom	114.45	20.86	69.16	16.63	-	-	-	120
Rotating On Bottom	102.45	25.65	52.51	23.44	-	-	-	120
Tripping In	104.42	-	59.45	0.0	-	0.17	0.13	-
Tripping In	99.83	-	54.65	0.0	-	0.26	0.19	-
Tripping In	95.45	-	49.92	0.0	-	0.35	0.25	-
Tripping In	91.22	-	45.22	0.0	-	0.44	0.31	-
Tripping In	87.32	-	40.95	0.0	-	0.52	0.38	-
Tripping Out	126.07	-	79.66	0.0	-	0.17	0.13	-
Tripping Out	132.58	-	85.41	0.0	-	0.26	0.19	-
Tripping Out	139.56	-	91.39	0.0	-	0.35	0.25	-
Tripping Out	147.02	-	97.60	0.0	-	0.44	0.31	-
Tripping Out	155.00	-	103.74	0.0	-	0.52	0.38	-
Slide Drilling	93.28	6.75	52.51	7.64	-	0.17	0.13	-
Slide Drilling	88.86	6.75	52.51	7.64	-	0.26	0.19	-
Slide Drilling	84.52	6.75	52.51	7.64	-	0.35	0.25	-
Slide Drilling	80.21	6.75	52.51	7.64	-	0.44	0.31	-
Slide Drilling	76.17	6.75	52.51	7.64	-	0.52	0.38	-
Reaming In	112.49	6.83	67.40	5.44	-	0.17	0.13	120
Reaming In	111.53	10.24	66.50	8.24	-	0.26	0.19	120
Reaming In	110.57	13.60	65.61	11.02	-	0.35	0.25	120
Reaming In	109.64	16.93	64.72	13.78	-	0.44	0.31	120
Reaming In	108.73	20.11	63.90	16.32	-	0.52	0.38	120
Reaming Out	116.47	7.01	70.95	5.51	-	0.17	0.13	120
Reaming Out	117.50	10.62	71.89	8.40	-	0.26	0.19	120
Reaming Out	118.55	14.28	72.83	11.30	-	0.35	0.25	120
Reaming Out	119.62	17.99	73.78	14.23	-	0.44	0.31	120
Reaming Out	120.68	21.65	74.67	16.96	-	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)	
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 NM Stabiliser (8 1/4 Body)	8.250	2.810	-	-	236.281	2.103	12.30	Non-Mag
MWD & Power Module	8.250	3.250	-	-	215.619	6.096	18.39	Steel
Filter Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	19.31	Steel
Float Sub	8.000	2.760	-	-	223.152	0.911	20.22	Steel
Drill Collar x 5	8.250	2.250	-	-	250.392	45.720	65.94	Steel
Hydromechanical Drilling Jar	8.000	2.750	-	-	196.655	6.806	72.74	Steel
Drill Collar x 4	8.250	2.250	-	-	250.392	36.576	109.32	Steel
Cross Over	7.000	2.400	-	-	170.084	0.911	110.23	Steel
5 Conventional HWDP x 3	5.000	3.000	6.625	3.000	74.086	25.605	135.83	Steel
5 S-135 IEU(19.5lb/ft) Drill Pipe	5.000	4.276	6.625	2.750	35.562	3056.16	3191.99	Steel



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

3.14. SCHEMI BOP

3.14.1. SCHEMA DIVERTER PER LA FASE 28''

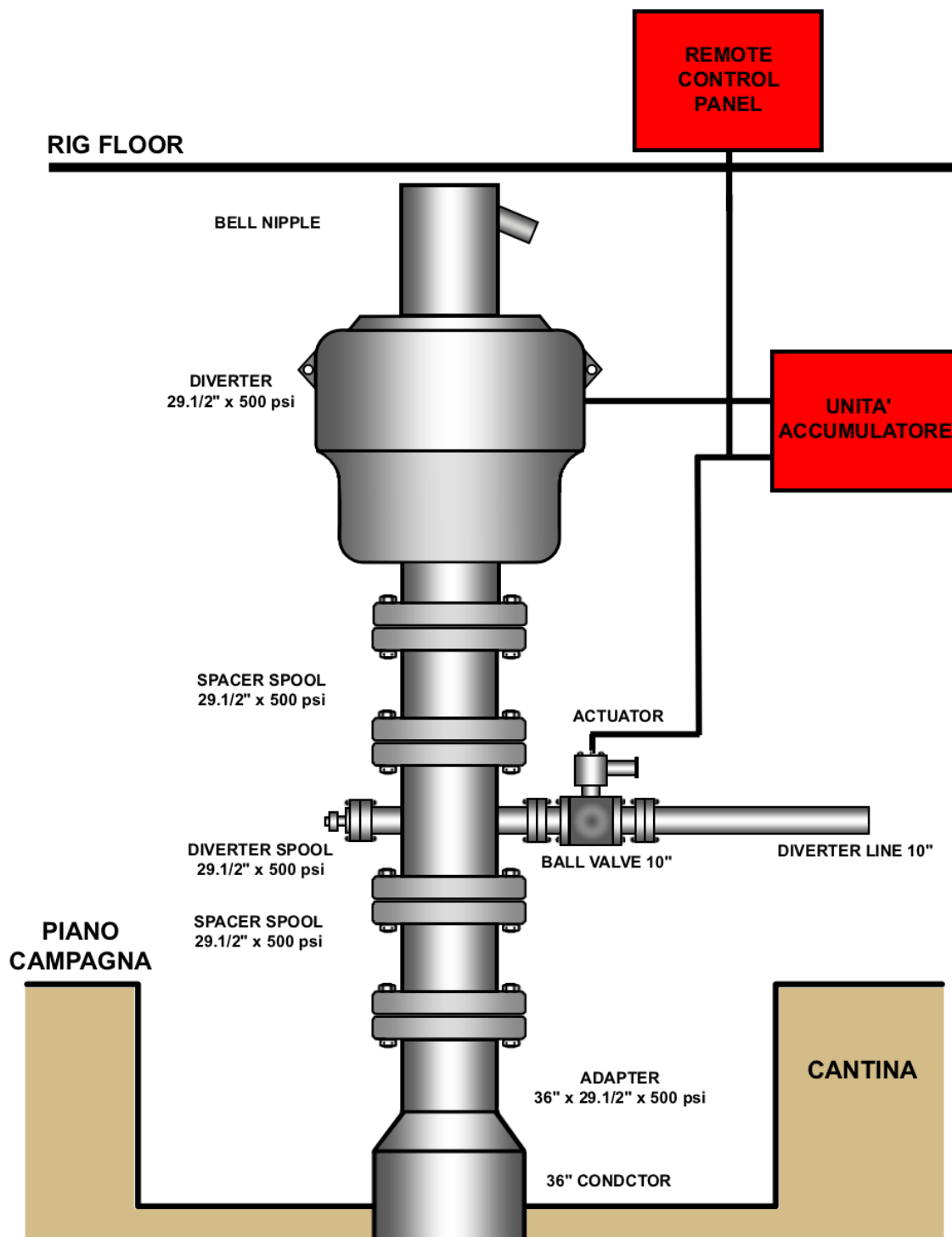


Figura 27 – Schema Diverter per la fase 28''

3.14.2. SCHEMA BOP STACK PER LA FASE 23"

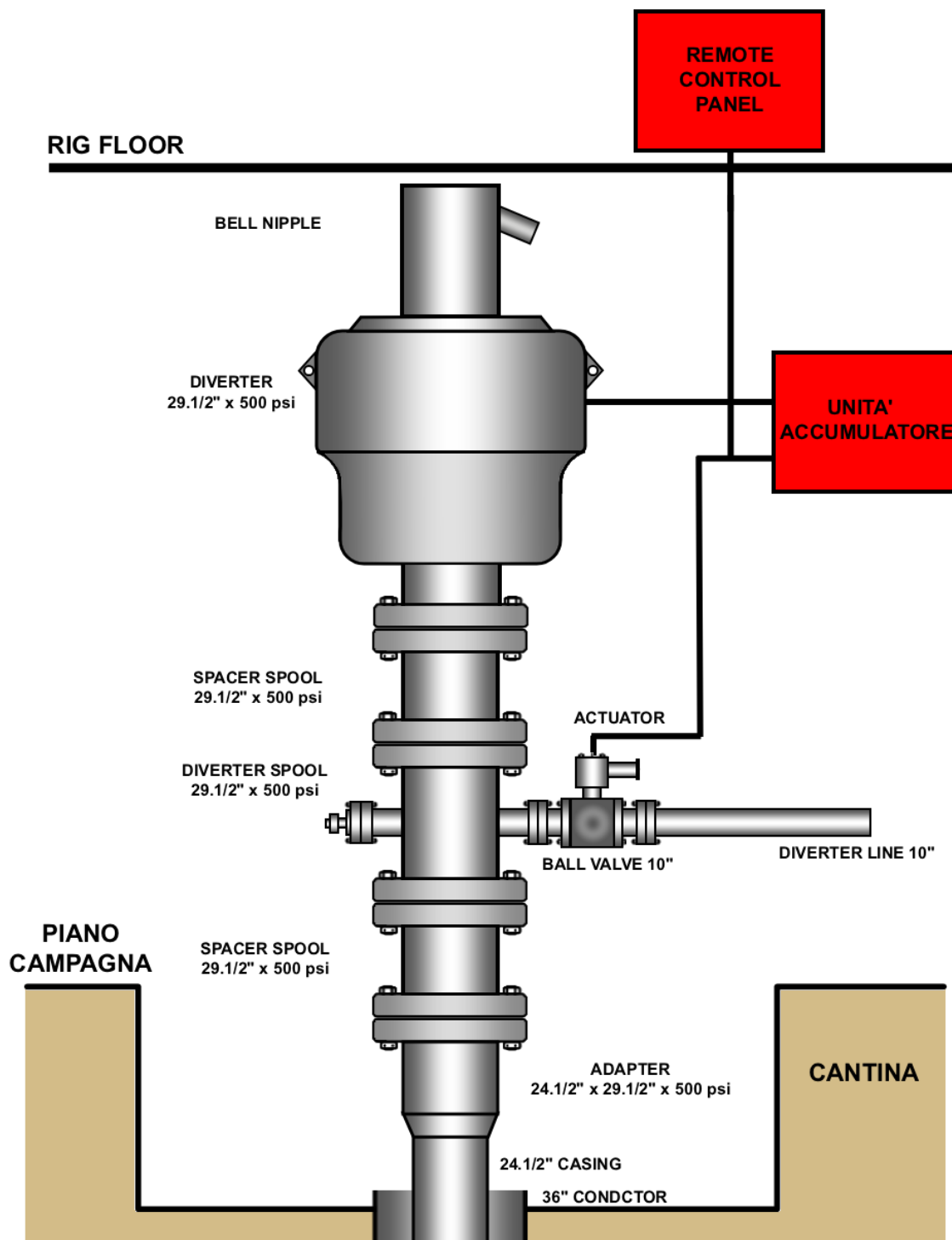


Figura 28 – Schema Diverter per la fase 23"

3.14.3. SCHEMA BOP STACK PER LA FASE 16"

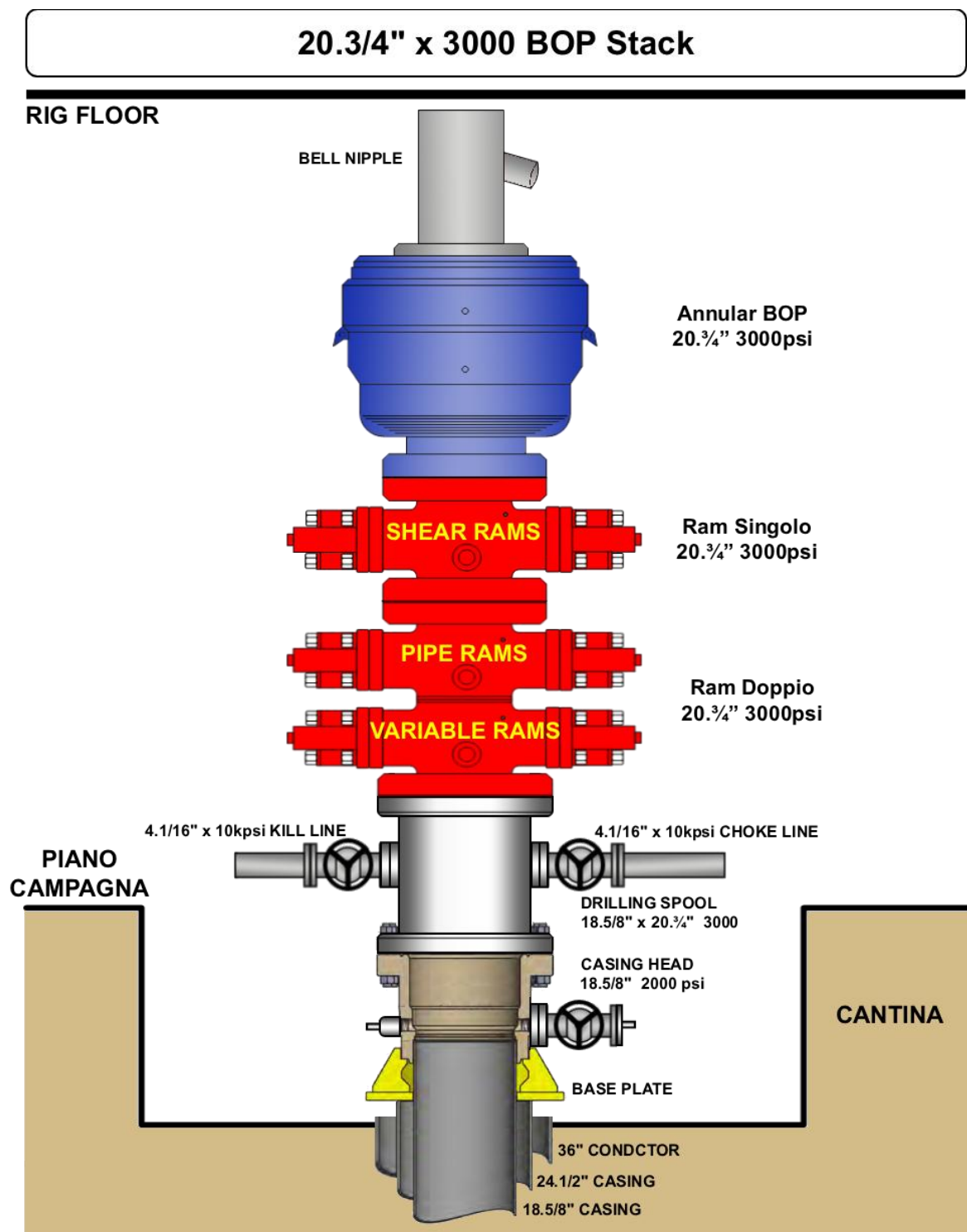


Figura 29 – Schema BOP stack per la fase 16"

3.14.4. SCHEMA BOP STACK PER LA FASE 12.¼"

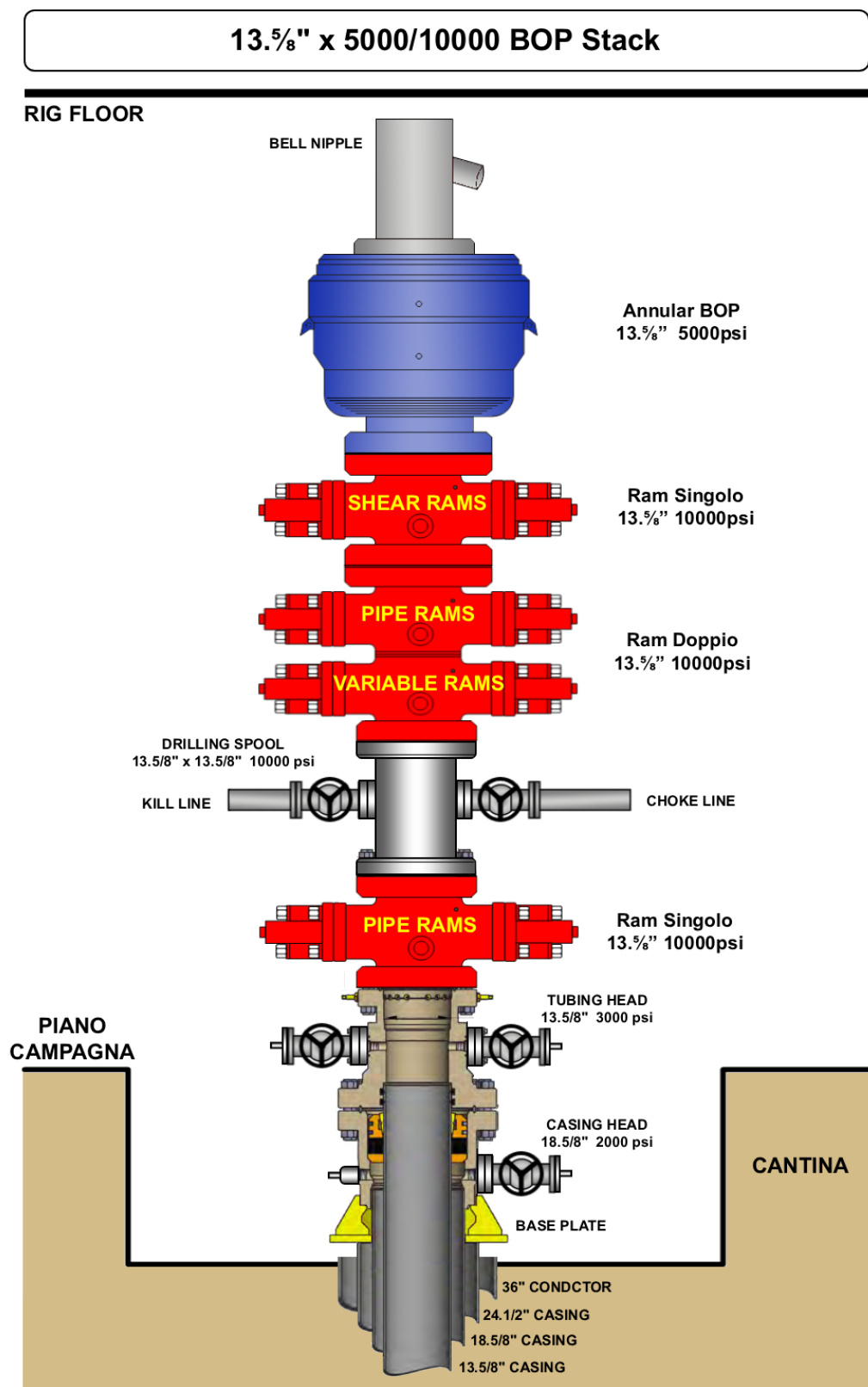


Figura 30 – Schema BOP stack per la fase 12.¼"

3.14.5. BOP TESTING

3.14.5.1. 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.

3.14.5.2. 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.
- Ciascuna linea deve essere dotata di 1 valvola idraulica (normalmente chiusa; comandata dal pannello di controllo del BOP) e 1 valvola manuale (normalmente aperta).

3.15. SCHEMA TESTA POZZO

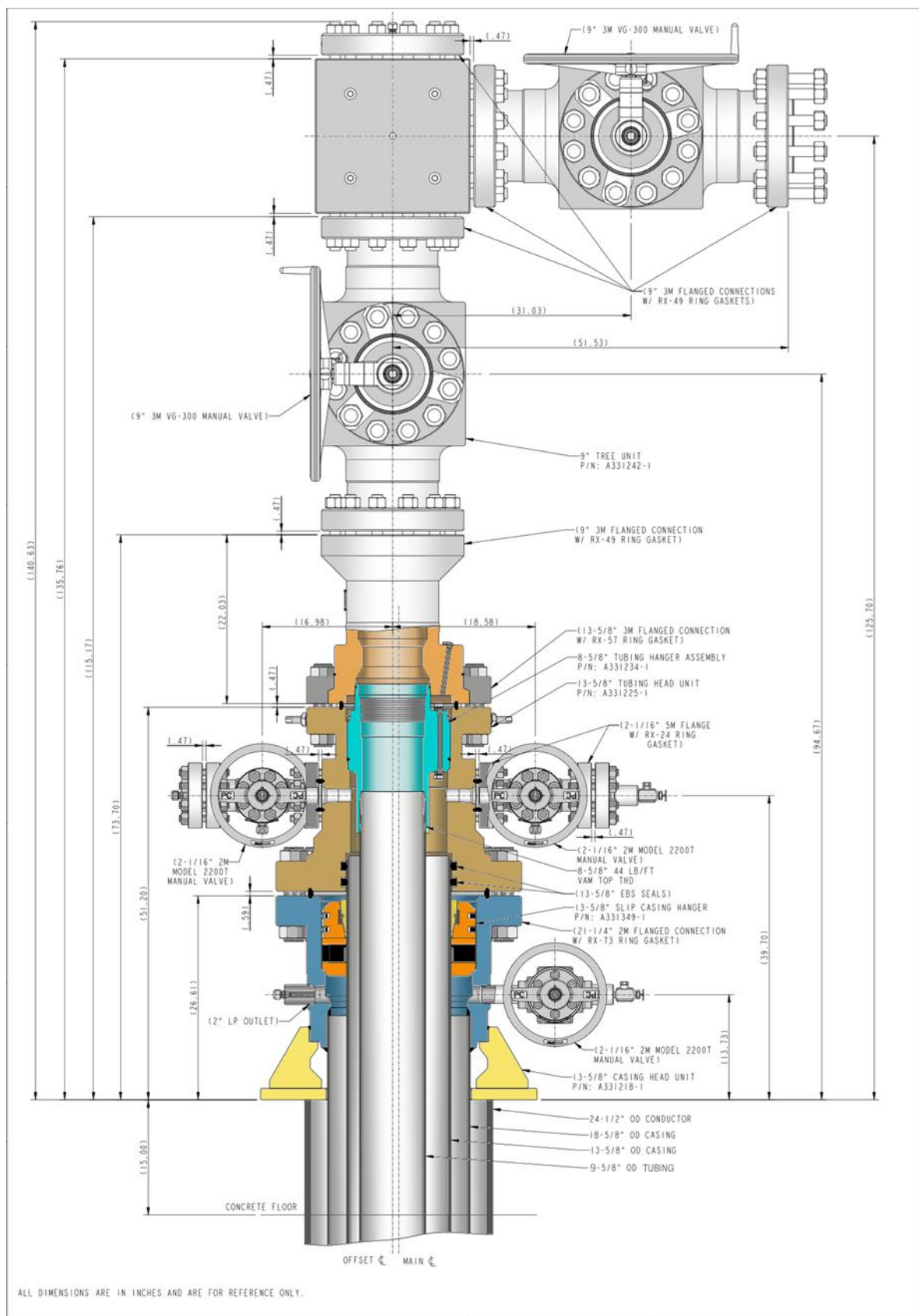


Figura 31 – Schema testa pozzo

3.16. COMPLETAMENTO E PROVA DI PRODUZIONE

3.16.1. SCHEMA DI COMPLETAMENTO PREVISTO

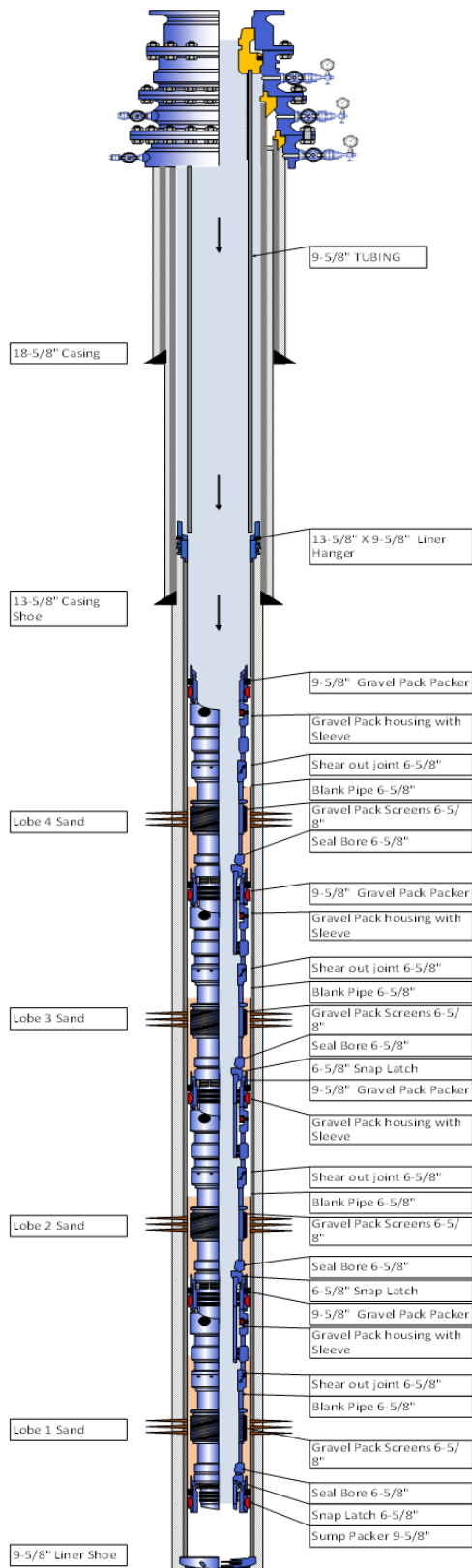


Figura 32 – Schema di completamento previsto

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 del pozzo geotermico GH-1 Dir 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: 1210 m³ (3 bacini: 530 + 340 + 340 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 13.5/8" 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 13.5/8").
- 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 previsto per il pozzo GH-1 Dir è il seguente:

- CP 36" (esistente) infisso a m 50 circa, per permettere l'installazione del Diverter.



- Foro da 28" per Casing superficiale da 24.½" a 190 m circa, per garantire la profondità necessaria per ottenere un gradiente di fratturazione adeguato all'installazione del Diverter, in preparazione della fase successiva.
- Foro da 23" per Casing intermedio da 18.⅝" a 500 m circa. Il casing verrà posizionato in corrispondenza di uno strato argilloso, garantendo la profondità necessaria per ottenere un gradiente di fratturazione adeguato all'installazione dei BOP da 5Kpsi, in preparazione della fase successiva.
- Foro da 16" per Casing di produzione 13.⅝" a circa 1819 m MD (1701.9 m TVD). La scarpa verrà posizionata al top della formazione PL3c, che è anche uno degli obiettivi di questo pozzo. Pertanto la profondità stimata è puramente indicativa e potrà subire variazioni in base all'effettiva geologia riscontrata.
- Foro da 12.¼" per Liner di produzione 9.⅝" a circa 3192 m MD (2709.3 m TVD), con testa liner a 1720 m MD (1627.5 m TVD). La scarpa verrà posizionata alla base della formazione Porto Garibaldi Inferiore. Anche la profondità di questa scarpa è puramente indicativa e potrà subire variazioni in base al riconoscimento della base di Porto Garibaldi Inferiore.
- Assorbimenti di lieve entità sono attesi all'interno delle formazioni obiettivo del sondaggio, nella fase 12.¼", e possibili manifestazioni di gas nelle fasi 16" e 12.¼".

4.2. CP 36" INFISSE A CIRCA 50 M MD

Il tubo guida 36" sarà infisso fino alla profondità di circa 50 m MD.

Installare flangia su CP 36", il Diverter 29.½" x 500 psi con scarico laterale da 10", bell nipple e flow line ed eseguire le prove di funzionalità secondo le procedure previste dal responsabile dell'impianto di perforazione.

4.3. FASE 28" PER CASING 24.½" A CIRCA 190 M MD

Fango previsto a densità: 1.10 – 1.15 kg/l. Massimo gradiente dei pori atteso: 1.05 kg/cm²/10m. Gradiente di fratturazione alla scarpa: 1.64 kg/cm²/10m (teorico).



Iniziare la perforazione con scalpello 28", pulire l'interno del CP ed avanzare fino a 190 m circa. Il fango FW-PO (base acqua) sarà confezionato alla densità necessaria ad assicurare la stabilità del foro. La composizione del fango di perforazione sarà compatibile con l'attraversamento delle falde acquifere superficiali. Nel caso di problemi relativi alla rimozione dei detriti di perforazione si ricorrerà al flussaggio con cuscini viscosi confezionati con prodotti biodegradabili e non inquinanti.

Registrare survey in scarpa CP e max ogni 30 m assicurandosi che il pozzo sia verticale, usando slickline Gyro, secondo il programma directional drilling. Qualora fosse riscontrata una deviazione imprevista, diminuire il peso sullo scalpello e riportare il foro in verticale.

Non escludendo la possibile presenza di gas superficiale si raccomanda di operare con tutte le precauzioni del caso.

Eseguire una manovra di controllo foro e discendere al fondo il casing 24.½" con scarpa e collare PDC drillable, adatto a ricevere lo stinger. Scendere lo stinger, verificare la circolazione, continuare a pompare malta A (leggera) fino ad ottenere cemento pulito in superficie. Pompare malta B (pesante) e spiazzare con un volume di fango pari a circa metà della capacità delle aste, lasciando nella stringa un volume di almeno 1 m³ di malta.

Verificare la tenuta valvole ed estrarre lo stinger.

Attendere la presa cemento per un periodo pari al doppio del tempo di pompabilità della malta. Dopo l'attesa presa cemento tagliare tubo di risalita del fango da 36", rilasciare il casing 24.½" e tagliare lo stesso ad altezza adeguata per l'inflangiatura.

Montare di nuovo il Diverter 29.½" 500 psi, bell nipple e flow line ed eseguire le prove di funzionalità secondo le procedure previste dal responsabile dell'impianto di perforazione.

4.4. FASE 23" PER CASING 18.5/8" A CIRCA 500 M MD

Fango previsto a densità: 1.18 – 1.20 kg/l. Massimo gradiente dei pori atteso: 1.08 kg/cm²/10m. Gradiente di fratturazione alla scarpa: 1.73 kg/cm²/10m (teorico).

Assemblare la nuova batteria di perforazione e lo scalpello per la fase 23", effettuare il test del casing 24.½" al 70% della pressione di squarciamento (1360 psi in testa, con fango a 1.15 kg/l, considerando la resistenza casing 24.½" – 133# – J55 = 1960 psi), e fresare collare,

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

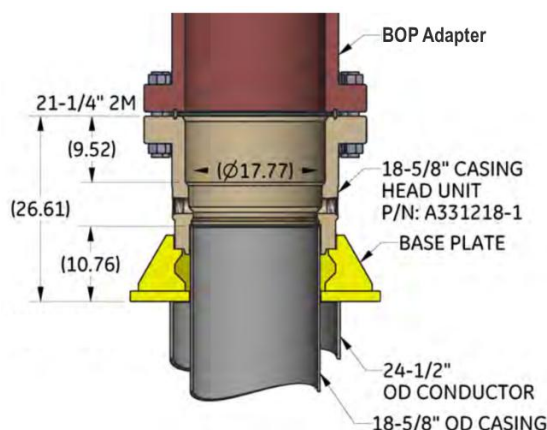
Registrare survey in scarpa 24.½" e max ogni 30 m assicurandosi che il pozzo sia verticale, usando slickline Gyro, secondo il programma directional drilling. Qualora fosse riscontrata una deviazione imprevista, diminuire il peso sullo scalpello e riportare il foro in verticale.

Riprendere la perforazione verticale fino alla profondità finale della fase, a circa 500m. La reale profondità 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. Discendere al fondo il casing 18.5/8" con scarpa e collare PDC drillable, adatto a ricevere lo stinger. Scendere lo stinger, verificare la circolazione, cementare come da programma (assicurarsi che la quantità di cemento da pompare sia sufficiente a cementare il casing fino in superficie) e spiazzare con un volume di fango pari a circa metà della capacità delle aste, lasciando nella stringa un volume di almeno 1 m³ di malta.

Attendere la presa cemento per un periodo pari al doppio del tempo di pompabilità della malta. Dopo l'attesa presa cemento rilasciare il casing, smontare il Diverter e tagliare il casing ad altezza adeguata per l'inflangiatura.

Inflangiare il primo elemento della testa pozzo (Landing base e Casing Head Housing 21.¼" 2000 psi) e preparare il montaggio del BOP stack 21.¼" x 5000 psi. Prima del montaggio, testare il BOP stack sul "Test Stump" a 300 psi e alla pressione di esercizio.



Nel caso in cui il BOP stack non sia stato testato sul "Test Stump", dopo aver disceso la batteria di perforazione, testare l'Anulare e le Pipe RAM a 300 psi e a 650 psi con "Plug Tester".

Collaudare le linee di superficie a 5000 psi.

Ripetere i test massimo ogni 21 giorni.



4.5. FASE 16" PER CASING 13.5/8" A CIRCA 1819 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: 1.82 kg/cm²/10m (teorico).

Assemblare la nuova batteria di perforazione con MWD, PDM e lo scalpello per la fase 16". 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.

Effettuare il test del casing 18.5/8" al 70% della pressione di squarciamento (1690 psi in testa, con fango a 1.18 kg/l, considerando la resistenza casing 18.5/8" – 96.5# – J55 = 2510 psi) e fresare collare, cemento e scarpa. Perforare 5-6 metri di nuova formazione, circolare ed uniformare il fango alla nuova densità.

Registrare survey in scarpa 18.5/8" e max ogni 30 m assicurandosi che il pozzo sia verticale fino alla profondità di circa 530 m (KOP), profondità alla quale si procederà con la deviazione della traiettoria del pozzo (con Azimut 328.99°), secondo il programma di directional drilling.

Continuare la perforazione deviata con un DLS di circa 1.0°/30m, alternando perforazione rotary e sliding, fino al raggiungimento dell'inclinazione finale di circa 42.8°, alla profondità di circa 1815 m MD (1699 m TVD). Continuare la perforazione mantenendo costante l'inclinazione fino alla profondità finale della fase a circa 1819 m MD. La reale profondità 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 casing 13.5/8" con scarpa e collare PDC drillable. Cementare come da programma di cementazione (assicurarsi che la quantità di cemento da pompare sia sufficiente a cementare il casing fino in superficie). Eseguire test integrità casing ad avvenuto contatto tappi. Attendere la presa cemento per un periodo pari al doppio del tempo di pompabilità della malta.

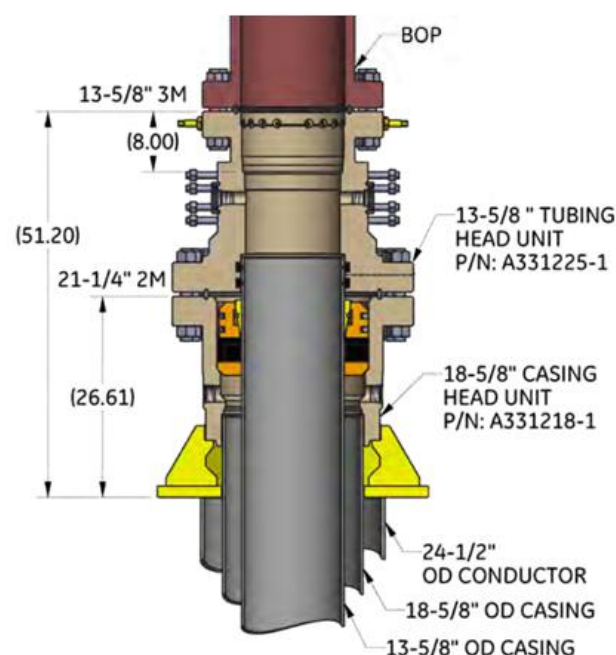
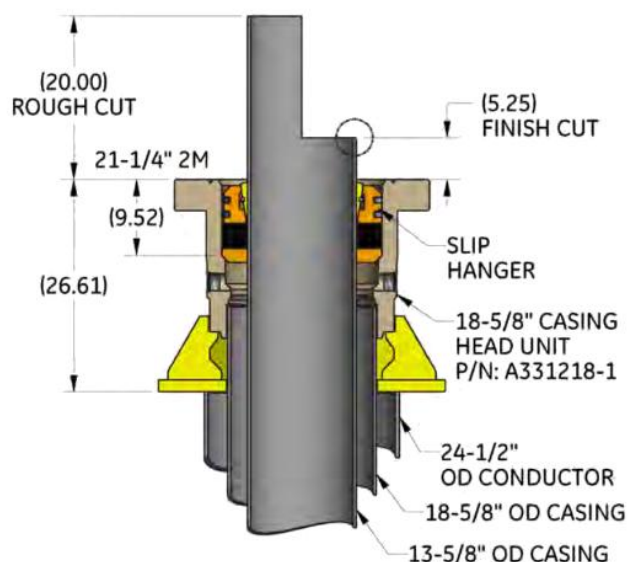
Dopo l'attesa presa cemento rilasciare il casing, smontare ed alzare il BOP, inserire lo "slip hanger" e tagliare il casing ad altezza adeguata.

Inflangiare il secondo elemento della testa pozzo (Tubing Head Spool 21.1/4" 2000 psi x 13.5/8" 3000 psi), e preparare il montaggio del BOP stack 13.5/8" x 10000 psi. Prima del montaggio, testare il BOP stack sul "Test Stump" a 300 psi e alla pressione di esercizio.

Nel caso in cui il BOP stack non sia stato testato sul "Test Stump", dopo aver disceso la batteria di perforazione, 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 massimo ogni 21 giorni.



4.6. FASE 12.¼" PER LINER 9.⅝" A CIRCA 3192 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).

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

Effettuare il test del casing 13.⅝" al 70% della pressione di squarciamento (6640 psi in testa, con fango a 1.22 kg/l, considerando la resistenza casing 13.⅝" – 88.2# – P110-ICY = 10030 psi) e fresare collare, cemento e scarpa. Perforare 5-6 metri di nuova formazione, circolare ed uniformare il fango alla nuova densità.

Registrare survey in scarpa 13.⅝" e max ogni 30 m assicurandosi che il pozzo sia mantenuto in traiettoria tangente, con inclinazione e azimuth costante (Inc=42.8°, Azi=328.99°), secondo il programma di directional drilling.

Continuare la perforazione tangente fino al raggiungimento della profondità finale di della fase a circa 3192 m MD (2709.3 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 9.½", pulire interno testa liner e l'interno del liner fino ad avere lo spazio sufficiente per gli spari e per il completamento e il gravel pack.

Testare il Liner al 70% della pressione di squarciamento (3790 psi a testa pozzo), considerando il minimo tra la resistenza casing 13.½" – 88.2# – P110-ICY = 10030 psi e la resistenza liner 9.½" – 43.5# - L80 = 6330 psi).

Registrare il CBL-VDL-CCL-GR del liner 9.½".

Pozzo a disposizione per il completamento.

4.7. 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 9.½" 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 9.½" 43.5# / 53.5#. Eseguire pulizia con scraper dell'intero intervallo perforato. Estrarre la batteria in superficie dopo aver terminato.

Discendere Sump Packer per casing 9.½" 53.5# con Electric wireline, correlare la posizione e fissare il tool a fondo pozzo, Estrarre Electric wireline.

4.7.1. 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 cuscono 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.

4.7.2. LIVELLI SUCCESSIVI DI GRAVEL PACK ASSEMBLY

Assemblare e discendere il nuovo assemblaggio gravel pack e ripetere le operazioni del punto 4.7.1 (Assemblaggio e discesa di Gravel Pack Assembly) per il trattamento dei livelli successivi come da schema indicato nella Figura 32 – Schema di completamento previsto.

4.7.3. TUBING DI PRODUZIONE

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

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

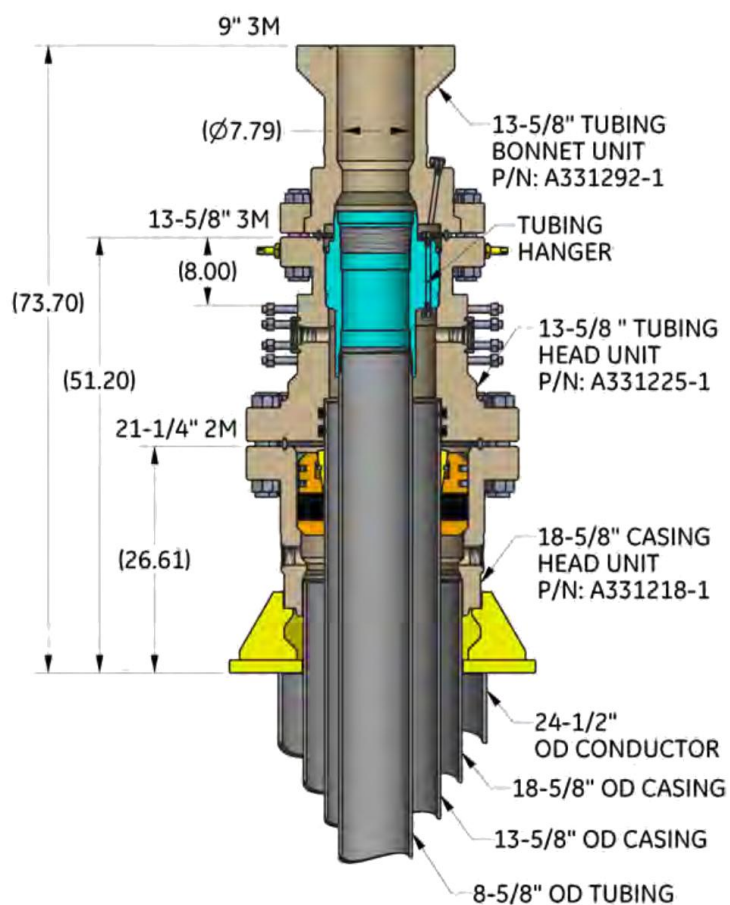


Figura 33 – Schema finale di Testa Pozzo (senza la Croce)

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