

 eni S.p.A.	Descrizione del Progetto: CALIPSO POZZO 5 DIR	Doc. N.: 054800BFLB43204
--	---	------------------------------------

PROGETTO DI PERFORAZIONE
POZZO CALIPSO 5 DIR

00	Emissione	 G. Pace PROG/CS/PMB	 E. Boi PROG/CS/PMB	 S. Baretta ARPO/CS	 E. Vivi PROG/CS	17/07/2018
REV	MOTIVO DI EMISSIONE	PREPARATO	VERIFICATO	APPROVATO	DATA	

 eni S.p.A.	Company Document Identification 054800BFLB43204	Revision Index		Sheet of Sheets 2 / 55
		Rev Number	Validity Status	

Project / Initiative name		
Document Title		
ABSTRACT		

Document Verification

Company Prepared	Prepared by	Unit	Signature	Date
	Main contributions			
Company Inter-Discip. Review	Verified by	Unit	Signature	Date
	Verified by	Unit	Signature	Date
Company Checked	Checked by	Unit	Signature	Date
	Checked by	Unit	Signature	Date
Company Approved	Approved by	Unit	Signature	Date
	Endorsed by	Unit	Signature	Date



eni S.p.A.

CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI
PERFORAZIONE

054800BFLB43204

3/55


REVISION List

HOLD RECORD




TABLE OF CONTENTS

1.0 SCOPO	6
2.0 INTRODUZIONE	6
2.1 Schema di completamento	8
2.2 Programma di perforazione	9
2.3 Ubicazione della piattaforma e stato attuale	9
3.0 DATI DI PROGETTO	11
3.1 Dati ambientali	11
3.2 Dati di progetto	11
3.3 Composizione del gas	12
3.4 Portata e caratteristiche acqua di formazione	12
4.0 LOGISTICA DI SUPPORTO E TEMPI	13
4.1 <i>Mezzi Navali di Supporto alle Operazioni</i>	13
4.2 <i>Tempi di Realizzazione</i>	13
5.0 CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO DI PERFORAZIONE E SUO POSIZIONAMENTO SUL SITO DI PERFORAZIONE	14
5.1 Scafo	18
5.2 Modulo Alloggi	18
5.3 Attrezzature di perforazione	18
5.4 Torre e Impianto di Sollevamento	18
5.5 Il Sistema Rotativo	18
5.6 Il Circuito Fluidi	20
5.7 Apparecchiature di Sicurezza	21
5.8 Tecniche di perforazione	21
5.9 Note caratteristiche di un pozzo perforato con tecnica rotary	23
5.10 Programma di perforazione del pozzo	25
5.10.1 Casing profile	25
5.10.2 Fluido di perforazione	26
5.10.3 Apparecchiature di sicurezza (Blow-Out Preventers)	28
5.11 Programma Fluidi di perforazione	31
5.12 Tecniche di prevenzione dei rischi ambientali durante la perforazione	36
5.12.1 Monitoraggio dei parametri di perforazione	36
5.12.2 Procedure previste in caso di risalita dei fluidi di strato (kick)	36
5.13 Completamento e spurgo dei pozzi	38
5.13.1 Tecniche di completamento	38
5.13.2 Principali attrezzature di completamento	40
6.0 Misure di mitigazione degli impatti	42
6.1 Gestione dei Detriti Perforati e del Fango di Perforazione	43
6.2 Gestione dei Liquami Civili e delle Acque Oleose	44
6.3 Dotazioni antinquinamento	44
6.4 Gestione Rifiuti	45
6.4.1 Tipologia e Quantità Rifiuti Prodotti	45
6.4.2 Emissione in Atmosfera	48
6.4.3 Generazione di Rumore	48

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	5/55
	054800BFLB43204	

7.0 ALLACCIO E PRODUZIONE DEL NUOVO POZZO.....	50
7.1 Attività di allaccio e produzione del pozzo	50
7.2 Stima delle emissioni in atmosfera, degli scarichi idrici, della produzione di rifiuti, della produzione di rumore	51
7.2.1 Emissione di inquinanti in atmosfera.....	51
7.2.2 Scarichi idrici	51
7.2.3 Produzione di rifiuti	51
7.2.4 Produzione di rumore e vibrazioni.....	51
8.0 DECOMMISSIONING.....	52
8.1 Operazione di chiusura mineraria del pozzo.....	52
8.2 Taglio delle colonne a fondo mare	54
8.3 Fase di decommissioning: stima delle emissioni di inquinanti in atmosfera, degli scarichi idrici, della produzione dei rifiuti, della produzione di rumore e vibrazioni e delle emissioni ionizzanti e non	54

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	6/55
	054800BFLB43204	

1.0 SCOPO

Scopo del presente documento è la descrizione del progetto di realizzazione di un nuovo pozzo di coltivazione a partire dalla piattaforma esistente Calipso in uno dei due alloggiamenti (slot) disponibili; attività sottoposta a Valutazione di Impatto Ambientale secondo quanto previsto dal DLgs. 152/2006 e smi (punto 7, allegato II della parte seconda).

Vengono di seguito descritti lo scenario e l'assetto impiantistico del progetto, da eseguirsi con l'ausilio di un impianto di perforazione di tipo JACK-UP (Key Manhattan – Shelf Drilling).

Le attività da eseguire possono essere suddivise nelle seguenti fasi:

- Posizionamento (Mob) dell'impianto di perforazione al lato della piattaforma Calipso;
- Perforazione e completamento del pozzo;
- Allontanamento (Demob) dell'impianto di perforazione;
- Allaccio pozzo alla produzione.

Inoltre viene descritta anche la fase di chiusura mineraria del pozzo che verrà attivata alla fine della vita produttiva del pozzo. In questo caso la chiusura mineraria e il taglio e rimozione delle colonne verranno eseguite contestualmente alla dismissione della piattaforma Calipso.

2.0 INTRODUZIONE

La piattaforma Calipso (in Joint venture Eni 51% ed Edison Gas 49%), è ubicata nell'Off-Shore adriatico, a circa 35 km dalla costa di Ancona, con una profondità d'acqua di 75 m, nella concessione mineraria B.C14.AS (Figura 1).

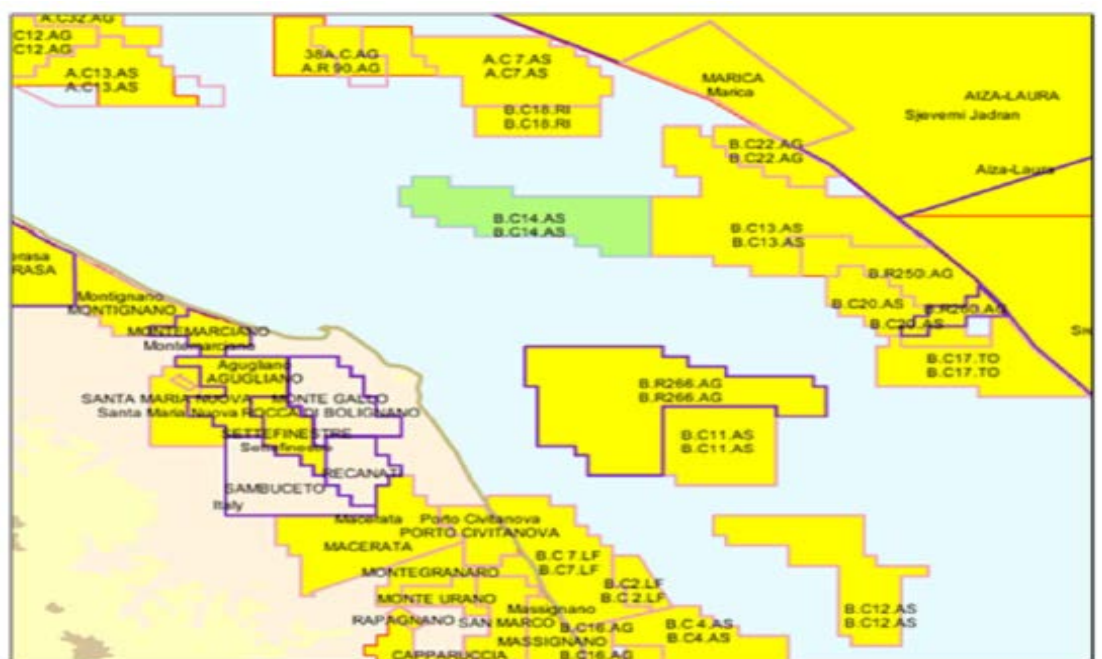


Figura 1 - Concessione mineraria B.C14.AS (in verde)



La ricostruzione delle mappe strutturali e del modello dinamico del campo ha portato al progetto del nuovo pozzo, denominato Calipso 5 Dir, allo scopo di ottimizzare la produzione delle riserve dell'area sud-orientale del campo con un ulteriore punto di drenaggio.

Il target è stato ubicato in posizione di culmine strutturale ad una distanza di circa 1 Km dal pozzo esistente Calipso 4 Dir B.

La revisione del modello di giacimento, eseguito dopo la realizzazione del pozzo Calipso 4 Dir B nel 2014, ha confermato la nuova interpretazione sismica del 2013 relativa ai livelli della sequenza stratigrafica PLQ, che ne aveva evidenziato il potenziale aggiuntivo nell'area sud-orientale del giacimento.

Il pozzo Calipso 5 Dir ha quindi l'obiettivo di ottimizzare la produzione dei livelli già sviluppati del campo:

- Il livello PLQ P1, attualmente in produzione, sulla stringa corta del pozzo Calipso 4 dir B
- Il livello PLQ Q ed il livello PLQ T sono attualmente in produzione congiunta, sulla stringa lunga del pozzo Calipso 4 dir B.

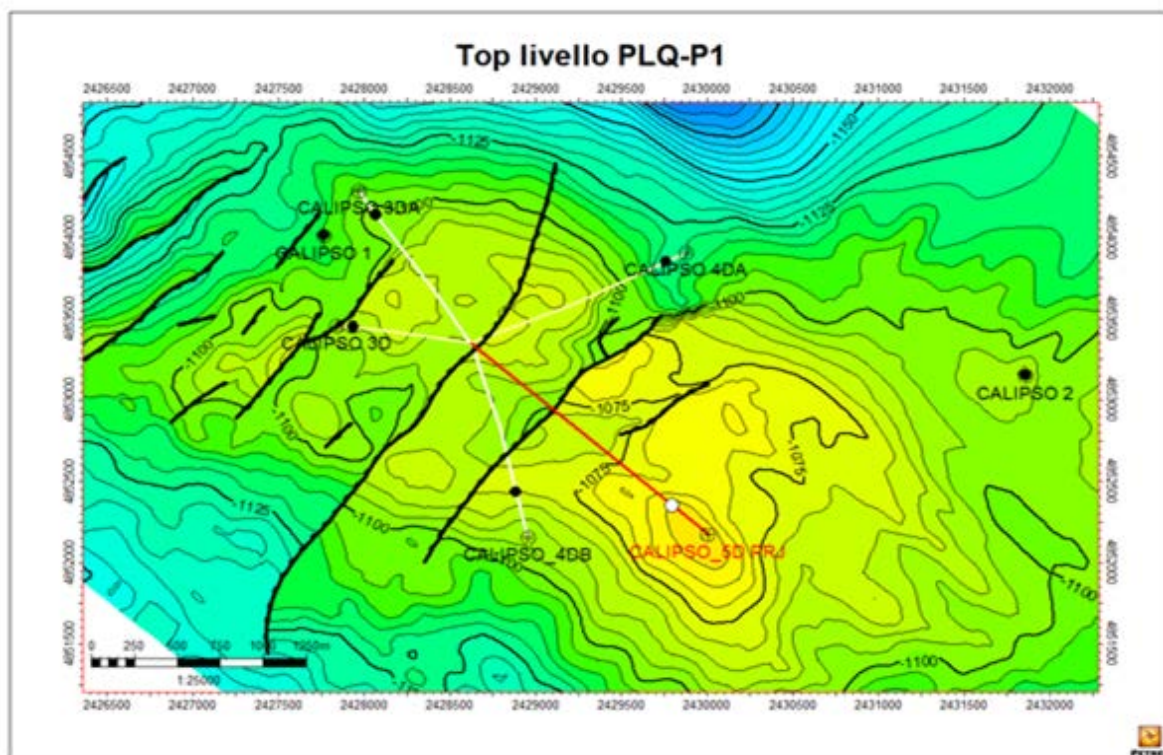


Figura 2 - Mappa strutturale al top del livello PLQ P1

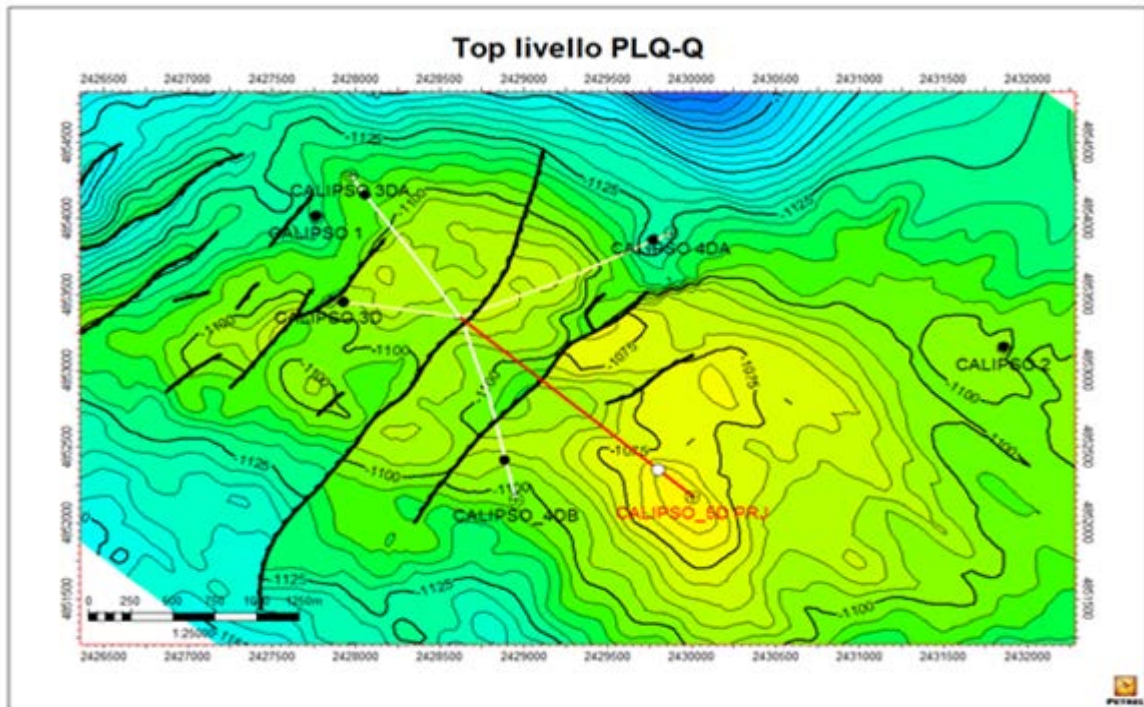


Figura 3 - Mappa strutturale al top del livello PLQ Q

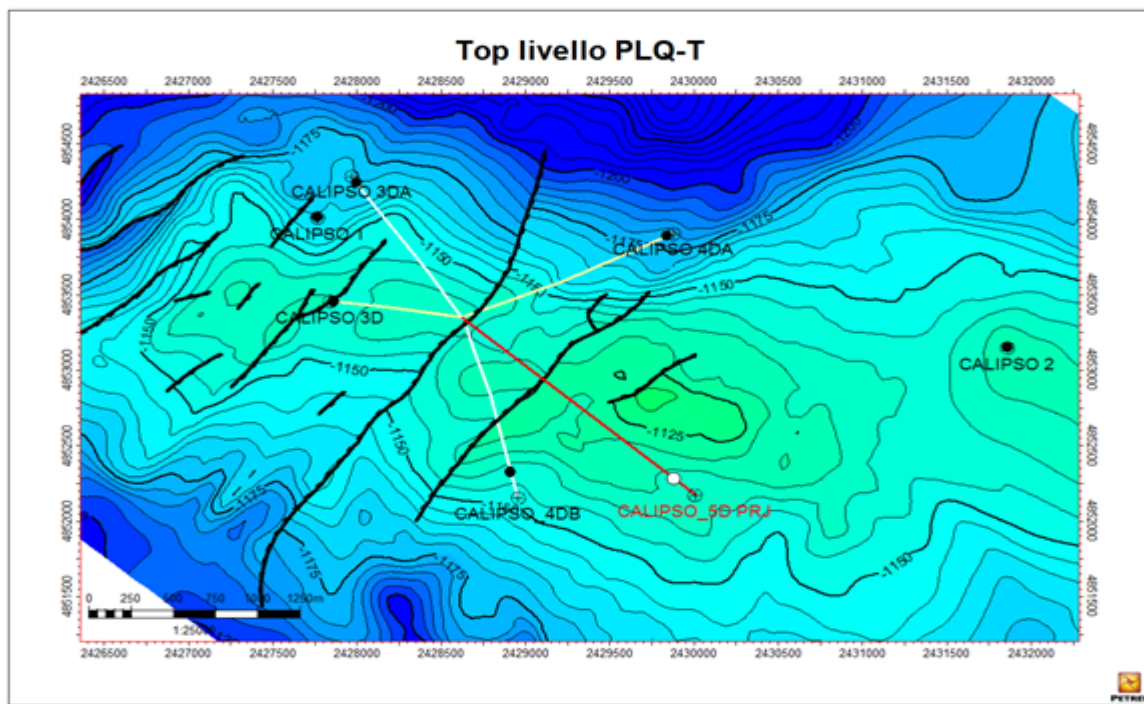



Figura 4 - Mappa strutturale al top del livello PLQ-T

2.1 Schema di completamento

Il progetto prevede di completare il pozzo sui seguenti livelli:

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	9/55
	054800BFLB43204	

- PLQ-P1 sulla stringa corta
- PLQ-Q e PLQ-T sulla stringa lunga

Si prevede un doppio completamento con tubini da 2" 3/8.

Allo scopo di evitare la produzione di sabbia, tutti i completamenti saranno eseguiti in "Sand Control" con tecnologia "Inside Casing Gravel Pack-Gravel in Formation".

2.2 Programma di perforazione

Il pozzo Calipso 5 Dir sarà quindi perforato dalla piattaforma Calipso in direzione sud-est, con azimuth di circa 130°, e un'inclinazione massima di 72,5° che, in corrispondenza del giacimento, si riduce a circa 55°.

La TD è prevista a 1250 m TVDSS (2431,25 m MD); lo scostamento massimo orizzontale dalla piattaforma è pari a 1813 m.

L'attività sarà realizzata tramite l'utilizzo impianto di perforazione di tipo "Jack Up drilling unit" come il Key Manhattan della ditta Shelf Drilling.

2.3 Ubicazione della piattaforma e stato attuale

La piattaforma Calipso è ubicata alle seguenti coordinate (ROMA 40 fuso Est)

Piattaforma	Longitudine	Latitudine	Coordinate UTM	
Calipso	13° 51' 48,989" E	43° 49' 36,390" N	2428621,65 mE	4853349,57 mN

Tabella 1 - Coordinate piattaforma

La piattaforma è costituita da una sottostruttura fissa (Jacket) a 4 gambe infisse nel sottofondo marino e da una sovrastruttura (Deck) contenente gli impianti di processo.

La piattaforma CALIPSO è di tipo non presidiato, pertanto di norma il personale sarà presente in piattaforma solo per la normale attività di manutenzione, da effettuarsi comunque nelle ore diurne; un mezzo navale sarà ormeggiato all'imbarcadero della piattaforma durante tutta la permanenza del personale a bordo.

Sulla piattaforma CALIPSO sono installati impianti di tipo puramente estrattivo e di separazione, oltre ad impianti ausiliari, di controllo e sicurezza.

Non avvengono trasformazioni chimiche o interventi di sostanze estranee atte a cambiare la natura del gas estratto.

La piattaforma produce attraverso gli esistenti 2 pozzi a doppio completamento (Calipso 3 dir A e Calipso 4 dir B) ed è collegata alla piattaforma BARBARA A mediante 2 sealine:



eni S.p.A.

CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI
PERFORAZIONE

054800BFLB43204

10/55

- Diametro 12" per il trasferimento del gas alla piattaforma BARBARA A;
- Diametro 3" per il trasferimento del gas in bassa pressione alla piattaforma BARBARA A.

La piattaforma CALIPSO è inoltre collegata alla piattaforma CLARA NW mediante:

- sealine con diametro nominale da 12" per il ricevimento del gas prodotto dalla piattaforma CLARA NW.


Sulla sottostruttura, che si eleva fino a 9 m sul livello del mare, è installata una piattaforma a tre piani principali, una zona attracco e un lower deck.

Le quote dei vari piani sono le seguenti:

- Attracco: 2050 mm
- Lower deck: 9000 mm
- Cellar deck: 12000 mm
- Mezzanine deck: 15900 mm
- Main deck: 19300 mm



Figura 5 - Sovrastruttura deck Piattaforma Calipso

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	11/55
	054800BFLB43204	

3.0 DATI DI PROGETTO

3.1 *Dati ambientali*

- Temperatura aria minima: -10°C
- Temperatura aria massima: +40°C
- Temperatura mare in superficie: +6 / +29 °C
- Temperatura media fondo mare: +10°C
- Altitudine: livello del mare
- Profondità d'acqua: 75 m


3.2 *Dati di progetto*

Calipso 5 Dir	Pozzo in doppio completamento
Portata totale gas prodotto:	300.000 Sm ³ /giorno
Portata gas prodotto singola stringa:	120.000 Sm ³ /giorno
Portata gas di progetto singola stringa:	150.000 Sm ³ /giorno
Portata massima acqua di strato:	10 m ³ /g (5 m ³ /g per singola stringa);
Pressione massima di testa pozzo (FTHP max.):	50÷60 barg
Pressione minima di testa pozzo (FTHP min.):	5÷15 barg
Pressione statica di testa pozzo stringa lunga (STHP):	92 barg
Pressione statica di testa pozzo stringa corta (STHP):	92 barg
Temperatura operativa a testa pozzo	10÷25 °C

Tabella 1 - Dati di Pozzo

Nella tabella seguente si riportano i profili di produzione del pozzo Calipso 5 Dir:

Produzione annuale Calipso 5 Dir	
Anno	(MSm ³)
2019	26,16
2020	69,30
2021	64,51
2022	59,48
2023	37,34
2024	17,63

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	12/55
	054800BFLB43204	

2025	5,42
Totale	280

Tabella 3 – Profilo di produzione Calipso 5 dir

3.3 *Composizione del gas*

La composizione del gas anidro attesa nel pozzo 5 dir di Calipso è la seguente:

<u>Componente</u>	<u>mol. %</u>
Metano	99.52
Etano	0.01
Anidride Carbonica	0.02
Azoto	0.45
Peso molecolare (anidro)	16,06

Tabella 4 - Composizione del gas

La composizione del gas considerata per il dimensionamento delle apparecchiature è stata riferita alle condizioni di saturazione a testa pozzo.


3.4 *Portata e caratteristiche acqua di formazione*

Sulla base di dati provenienti dall'esercizio dei pozzi esistenti si assumono i seguenti valori:

- Produzione massima acqua singola stringa: 5 m³/g
- Contenuto di idrocarburi: 250÷500 mg/litro
- Solidi sospesi: 400 mg/litro
- Salinità (come NaCl): 15÷35 g/litro
- Caratteristiche solidi sospesi:

Granulometria (µm)	% vol
≤ 5	13
6÷10	10
11÷20	19
21÷50	32
51÷85	15
86÷120	6
121÷205	5

Tabella 5 - Composizione solidi sospesi

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	13/55
	054800BFLB43204	

- La densità apparente dei solidi sospesi è stata assunta pari a 2000 kg/m³.

4.0 LOGISTICA DI SUPPORTO E TEMPI

4.1 *Mezzi Navali di Supporto alle Operazioni*

Durante le attività di perforazione una serie di mezzi navali ed aerei svolgerà attività di supporto per il trasporto di componenti impiantistiche, l'approvvigionamento di materie prime, lo smaltimento di rifiuti, il trasporto di personale oltre ad attività di controllo.

A tale scopo, durante il periodo di svolgimento delle attività, nelle acque limitrofe all'area delle operazioni e lungo i corridoi di navigazione che portano alle rispettive coste italiane saranno presenti una serie di mezzi, elencati nel seguito:


- Mezzi Navali di Supporto (Supply Vessels):
 - Tonnellaggio: 1200 tonnellate,
 - Caratteristiche Motore: motore diesel di 6000 BHP,
 - Numero: 2 mezzi operanti 24 ore su 24 per il trasporto di materiali (andata) e rifiuti (ritorno),
 - No. viaggi/mese da/per Ravenna: 25.
- Navi Passeggeri (Crew Boat):
 - Tonnellaggio: 150 tonnellate,
 - Caratteristiche Motore: motore diesel di 2200 BHP,
 - Ore di Viaggio/mese da Ancona No. 40.
- Elicotteri:
 - Ore Viaggi/mese da Falconara No. 20

L'utilizzo di *crew boats* ed elicotteri sarà limitato al trasporto del personale e di materiali di piccole dimensioni, non per il trasporto di rifiuti.

4.2 *Tempi di Realizzazione*

Nella tabella seguente sono indicati i tempi complessivi, previsti per la perforazione ed il completamento del pozzo.

POZZO	giorni
CALIPSO 5 DIR	
Mob	7
Perforazione e Completamento	65

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	14/55
	054800BFLB43204	

Demob	4
TOTALE	76

Tabella 6 - Stima Tempi

5.0 CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO DI PERFORAZIONE E SUO POSIZIONAMENTO SUL SITO DI PERFORAZIONE

Nel caso del progetto "Calipso Pozzo 5 Dir", le operazioni di perforazione del pozzo saranno effettuate per mezzo di un impianto di tipo "Jack-up Drilling Unit", come il "GSF Key Manhattan" della ditta Shelf Drilling attualmente in attività presso l'offshore Adriatico.

Tale impianto è costituito da una piattaforma autosollevante formata da uno scafo galleggiante (dimensioni circa di 56 x 60 m) e da tre gambe a sezione quadrangolare lunghe fino a 125 m. Al di sopra e all'interno dello scafo della piattaforma sono alloggiati le attrezzature di perforazione, i materiali utilizzati per perforare il pozzo e il modulo alloggi per il personale di bordo e altre attrezzature di supporto (gru, eliporto, ecc.).

Questo tipo di piattaforma viene trasferita, in posizione di galleggiamento, sul luogo dove è prevista la perforazione del pozzo

Una volta arrivata nel sito selezionato, la Jack-up Drilling Unit si accosta ad un lato della struttura della piattaforma di coltivazione e le tre gambe vengono calate, tramite guide a cremagliera, fino ad appoggiarsi saldamente sul fondo marino. Lo scafo della piattaforma viene quindi sollevato al di sopra della superficie marina al fine di evitare qualsiasi tipo di interazione con il moto ondoso o con effetti di marea.

Al termine delle operazioni di perforazione, lo scafo viene abbassato in posizione di galleggiamento, sollevando le gambe dal fondo mare e la piattaforma può essere rimorchiata presso un'altra postazione.

In Fig. 6 è riportato l'impianto "GSF Key Manhattan", operante su una struttura produttiva, situazione analoga a quanto programmato per il progetto "Calipso Pozzo 5 Dir". Le figure successive mostrano le principali sezioni che costituiscono la Jack-up Drilling Unit, suddivise fra piano principale (Fig. 7) e piano motori, pompe, vasche (Fig. 8).



eni S.p.A.

CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI
PERFORAZIONE

054800BFLB43204

15/55



Figura 6 - Impianto Jack-Up Drilling Unit (tipo "GSF Key Manhattan")

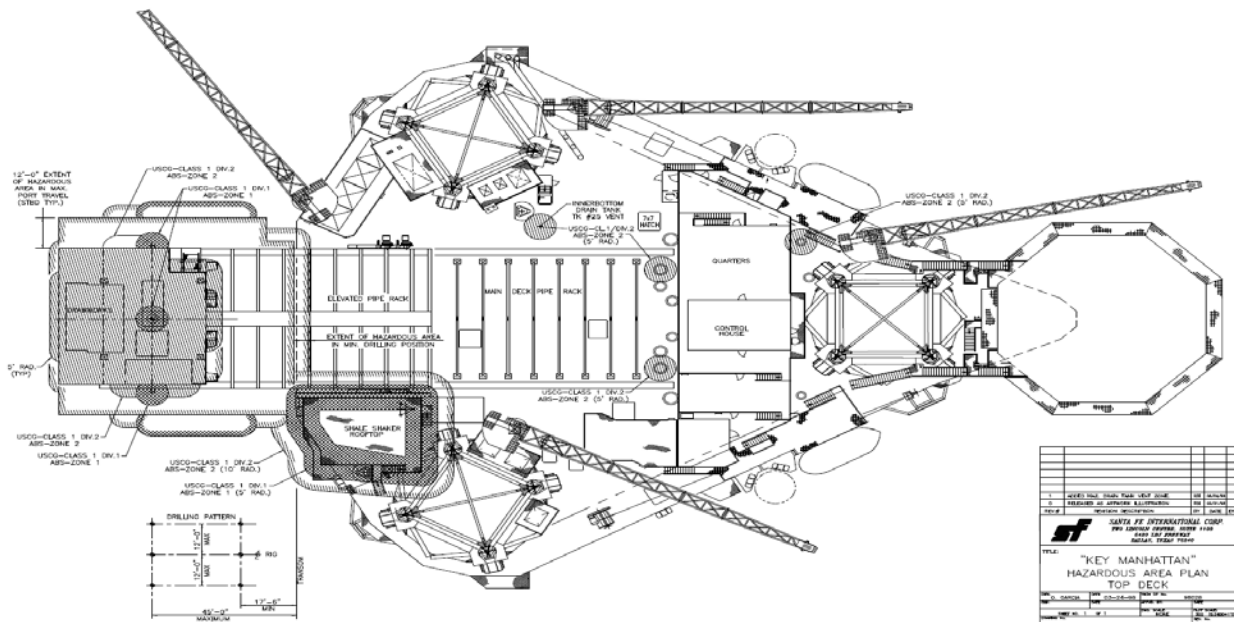


Figura 7 - Planimetria Impianto Jack-Up Drilling Unit (GSF Key Manhattan - Vista dall'alto del piano principale)

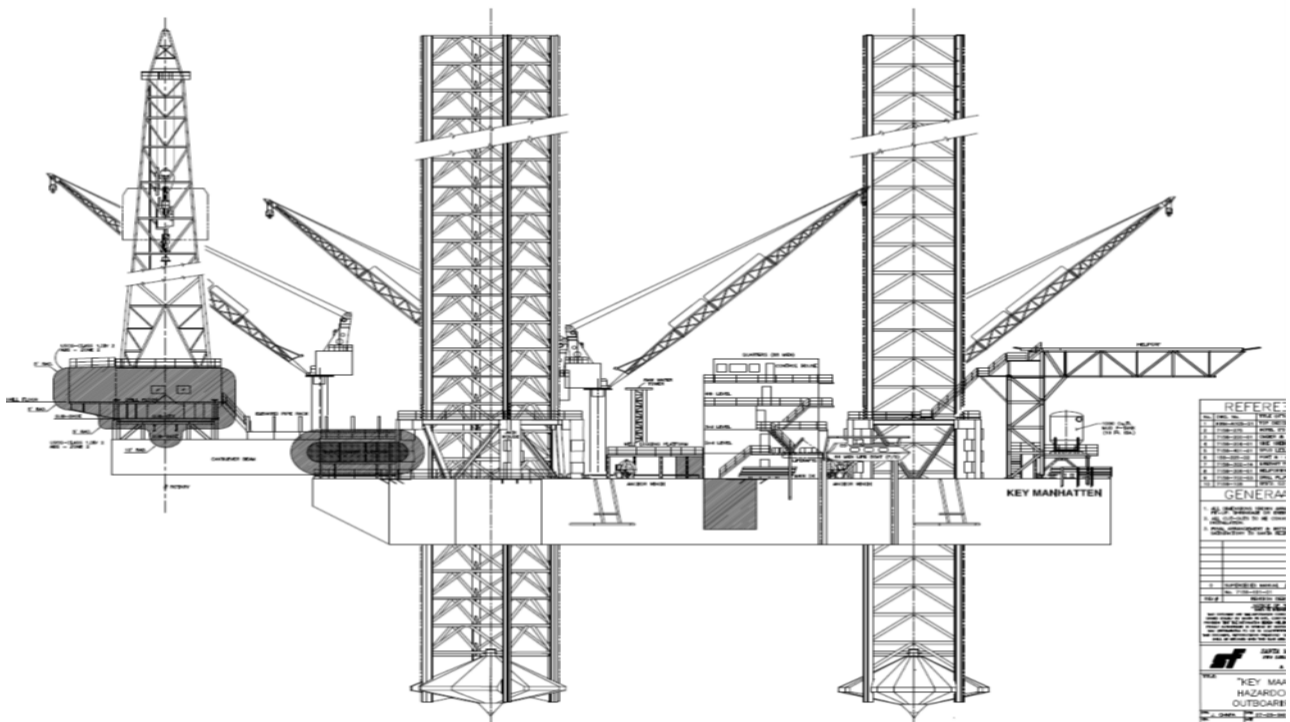



Figura 8 - Planimetria Impianto Jack-Up Drilling Unit (GSF Key Manhattan - Vista laterale del piano motori, pompe, vasche)


Nella tabella seguente si riportano le caratteristiche generali dell'impianto di tipo "Jack-up Drilling Unit" Key Manhattan, tipo quello utilizzato per la perforazione del pozzo in progetto.

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	17/55
	054800BFLB43204	

VOCE	DESCRIZIONE
Contrattista	SHELF DRILLING
Nome impianto	Key Manhattan
Tipo impianto	JACK UP Self Elevating Unit Class 116-C
Potenza installata	6600 HP
Tipo di argano	NATIONAL 1625 - DE
Potenzialità impianto con DP's 5"	7620 m
Max profondità d'acqua operativa	107 m
Tipo di top drive system	VARCO TDS H3
Capacità top drive system	500 t
Pressione di esercizio top drive system	5000 psi
Tiro al gancio dinamico	473 t (² / ₃ statico)
Set back capacity	567 t
Diametro tavola rotary	37 ½"
Capacità tavola rotary	650 t
Pressione di esercizio stand pipe	5000 psi
Tipo di pompe fango	NATIONAL 12-P-160 1600 Hp
Numero di pompe fango	3
Diametro camice disponibili	6 ½" - 6"
Capacità totale vasche fango	229 m ³
Numero vibrovagli	3
Tipo vibrovagli	DERRICK FLC - 2000
Capacità stoccaggio acqua industriale	1232 m ³
Capacità stoccaggio gasolio	361 m ³
Capacità stoccaggio barite	119 t
Capacità stoccaggio bentonite	65 t
Capacità stoccaggio cemento	90 t
Tipo di Drill Pipe	5" – S135 - 19.5# - NC50 = 5400 m 3 ½" – S135 - 15.5# - NC38= 2400 m 3 ½" – G75 - 15.5# - NC38= 3000 m
Tipo di Hevi Wate	5" – AISI 4145H – 50# - NC50 = 40 joints (~370 m)
Tipo di Drill Collar	3 joints - 9 ½" x 3" - Spiral 18 joints - 8" x 2 13/16" - Spiral 18 da 6 ½" x 2 13/16" - Spiral 18 da 4 ¾" x 2 ¼" - Slick

Tabella 7 - Caratteristiche generali dell'impianto Key Manhattan

Di seguito viene poi riportata una descrizione sintetica di ciascuna unità della "Jack-up Drilling Unit".

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	18/55
	054800BFLB43204	

5.1 Scafo

All'interno dello scafo sono alloggiati i motori e i gruppi elettrogeni per la produzione di energia elettrica, i locali di alloggio delle vasche fluido e delle pompe, i magazzini per i materiali di perforazione, i serbatoi di zavorra (acqua di mare), del gasolio e dell'acqua potabile, i silos del cemento e dei materiali utilizzati per confezionare il fluido di perforazione, i locali officina e i locali dei servizi ausiliari (antincendio, produzione acqua potabile, trattamento liquami civili, etc.).

5.2 Modulo Alloggi

Il modulo alloggi è composto da un blocco unico a più piani situato sul lato opposto dell'impianto rispetto alla torre di perforazione. Il modulo alloggi comprende i locali utilizzati dal personale a bordo ovvero: camere, mensa, cucina, lavanderia, spogliatoi, servizi igienici, uffici, sala radio e sala di controllo.

5.3 Attrezzature di perforazione

L'impianto di perforazione comprende le attrezzature necessarie per la perforazione del pozzo: torre ed impianto di sollevamento, organi rotanti, circuito del fluido e apparecchiature di sicurezza, sostanzialmente simili a quelli utilizzati per perforazioni sulla terraferma. A causa delle ridotte dimensioni dello scafo, le attrezzature sono tuttavia disposte in modo da adattarsi agli spazi disponibili sulla piattaforma.

Nel seguito vengono descritti i componenti fondamentali dell'impianto di perforazione.

5.4 Torre e Impianto di Sollevamento

Il sistema di sollevamento sostiene il carico della batteria di aste di perforazione (per perforazioni profonde il peso della batteria di perforazione può superare le 200 t) e permette le manovre di sollevamento e discesa nel foro. È costituito dalla torre di perforazione, dall'argano, dal freno, dalla taglia fissa, dalla taglia mobile e dalla fune.

5.5 Il Sistema Rotativo

È il sistema che ha il compito di imprimere il moto di rotazione dalla superficie fino allo scalpello. È costituito dal Top Drive (che negli ultimi anni ha sostituito la tavola rotary + asta motrice) e dalla batteria di aste di perforazione.

Il Top Drive (Fig. 9), attualmente il sistema più utilizzato su questo tipo di impianti, consiste essenzialmente in un motore di elevata potenza al cui rotore viene resa solidale la batteria di perforazione; esso viene sospeso alla taglia mobile per mezzo di un apposito gancio dotato di guide di scorrimento. Inclusi nel top drive vi sono la testa di iniezione (l'elemento che permette il pompaggio del fluido all'interno della batteria di perforazione mentre questa è in rotazione), un sistema per l'avvitamento e lo svitamento della batteria di perforazione, un sistema di valvole per il controllo del fango pompato in pozzo;

Le aste che compongono la batteria di perforazione si distinguono in aste di perforazione (Fig. 10) e le aste pesanti (di diametro e spessore maggiore). Queste ultime vengono montate, in numero opportuno, subito al di sopra dello scalpello, in modo da creare un



adeguato peso sullo scalpello. Tutte le aste sono avvitate tra loro in modo da garantire la trasmissione della torsione allo scalpello e la tenuta idraulica. Il collegamento rigido viene ottenuto mediante giunti a filettatura conica.

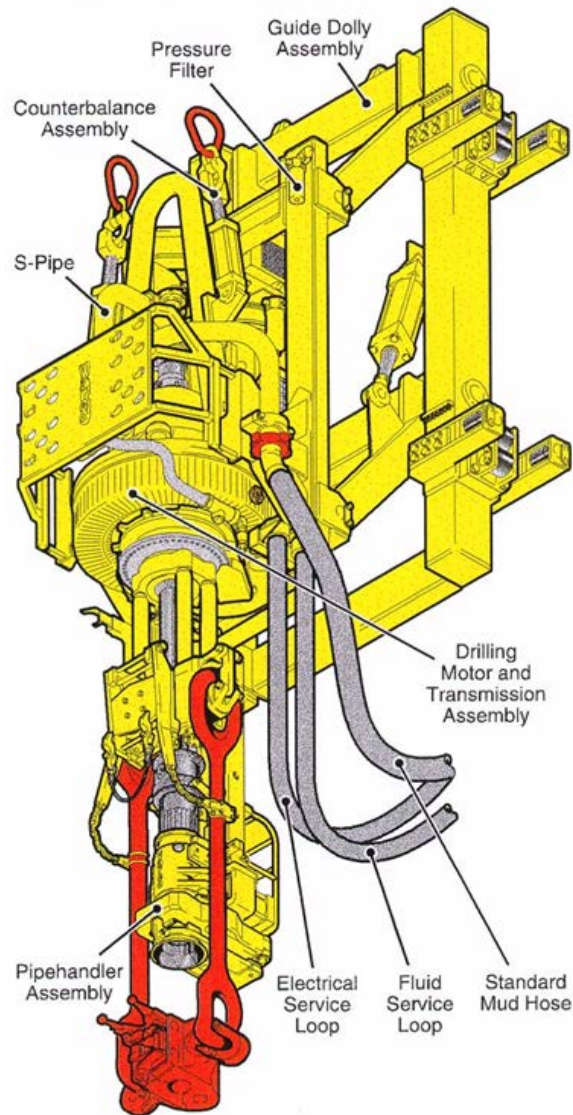



Figura 9 - Top Drive System



Figura 10 - Asta di perforazione

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	20/55
	054800BFLB43204	

5.6 *Il Circuito Fluidi*

I fluidi di perforazione assolvono alle seguenti funzioni:

- asportazione dei detriti dal fondo pozzo e loro trasporto in superficie, sfruttando le proprie caratteristiche reologiche;
- raffreddamento e lubrificazione dello scalpello;
- contenimento dei fluidi presenti nelle formazioni perforate, ad opera della pressione idrostatica;
- consolidamento della parete del pozzo e riduzione dell'infiltrazione in formazione, tramite la formazione di un pannello che riveste il foro.

Per svolgere contemporaneamente ed in maniera soddisfacente tutte le suddette funzioni, i fluidi di perforazione richiedono continui interventi e controlli delle loro caratteristiche reologiche, anche mediante l'utilizzo di additivi appositamente prodotti.

Il tipo di fluido (e i suoi componenti) viene scelto sia in funzione delle rocce che si devono attraversare sia della temperatura. Esiste, infatti, un'interazione tra i fluidi di perforazione e le formazioni rocciose per cui, utilizzando il corretto tipo di fluido viene garantita la stabilità del foro e l'integrità della formazione produttiva. Anche temperature troppo elevate possono alterare le proprietà reologiche del fluido (si possono superare i 200°C).

Il circuito del fluido in un impianto di perforazione è particolarmente complesso in quanto deve comprendere anche un sistema per la separazione dei detriti perforati e per il trattamento del fluido stesso.

Il fluido viene pompato tramite pompe ad alta pressione nelle aste di perforazione, esce, tramite appositi orifizi, dallo scalpello al fondo pozzo, ingloba i detriti perforati e risale nel foro fino all'uscita dal pozzo, subito sotto il piano sonda, dove passa attraverso un sistema di vagli (sistema di trattamento solidi) che lo separano dai detriti di perforazione prima di essere ricondizionato in apposite vasche e ripompato in pozzo. Gli elementi principali del circuito del fluido sono:

- pompe fluido (Fig. 11): pompe volumetriche a pistone che forniscono al fluido pompato in pozzo l'energia necessaria a vincere le perdite di carico nel circuito;

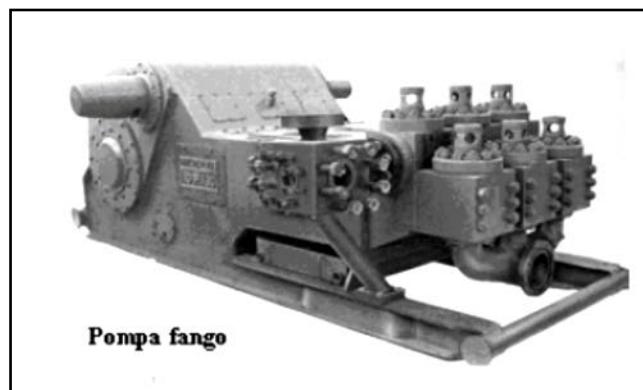



Figura 11 - Pompa fango

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	21/55
	054800BFLB43204	

- condotte di superficie - Manifold - Vasche: le condotte di superficie, assieme ad un complesso di valvole posto a valle delle pompe (manifold di sonda), consentono di convogliare il fluido per l'esecuzione delle funzioni richieste. Nel circuito sono inoltre inserite diverse vasche di stoccaggio contenenti una riserva di fluido adeguata alla perforazione del pozzo;
- sistema di trattamento solidi: apparecchiature, (vibrovaglio, desalter, desander, centrifughe ecc.) (Fig. 12) disposte all'uscita del fluido dal pozzo, che separano il fluido stesso dai detriti di perforazione: questi ultimi vengono raccolti in appositi cassonetti e trasportati a terra mediante supply vessels.

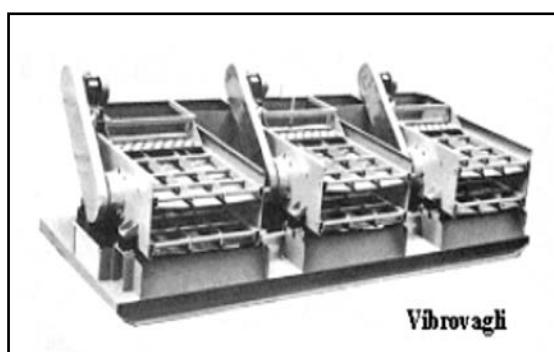


Figura 12 - Vibrovagli

5.7 **Apparecchiature di Sicurezza**

Le apparecchiature di sicurezza fanno riferimento ai Blow Out Preventers (B.O.P.), ossia il sistema di apparecchiature che consente di chiudere il pozzo (a livello della testa pozzo) in qualunque situazione. Queste apparecchiature svolgono un ruolo fondamentale per prevenire potenziali rischi alle persone, alle attrezzature e all'ambiente. La descrizione dettagliata e la loro filosofia di impiego è riportata nel paragrafo 5.10.3

5.8 **Tecniche di perforazione**

Nella perforazione di un pozzo, come in ogni altra operazione di scavo, si presenta la necessità di realizzare due azioni principali:

- vincere la resistenza del materiale roccioso in cui si opera in modo da staccare parti di esso dalla formazione (mediante l'utilizzo di opportune attrezzature);
- rimuovere queste parti per continuare ad agire su nuovo materiale ottenendo così un avanzamento della perforazione stessa.

La tecnica di perforazione attualmente impiegata nell'industria petrolifera è a rotazione (*“rotary”*) o con motore di fondo/turbina e si basa sull'impiego di uno scalpello (Fig. 13) che, posto in rotazione, esercita un'azione perforante e di scavo.


 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	22/55
	054800BFLB43204	



Figura 13 - Scalpello di perforazione

Lo scalpello si trova all'estremità di una batteria di aste tubolari o BHA (*Bottom Hole Assembly*) a sezione circolare, unite tra loro da apposite giunzioni, per mezzo della quale è possibile discendere in pozzo lo scalpello, recuperarlo e trasmettergli il moto di rotazione; la batteria permette la circolazione, all'interno delle aste e nel pozzo, del fluido di perforazione e nello stesso tempo scarica sullo scalpello il peso, necessario ad ottenere l'azione di perforazione e quindi l'avanzamento.

La batteria ricopre un ruolo fondamentale anche nella geometria e nella traiettoria del foro. Infatti, variando la sua rigidità e/o la sua composizione, può essere deviata dalla verticale o fatta rientrare sulla verticale dopo aver perforato un tratto di foro deviato.

La rigidità e la stabilità di una batteria di perforazione sono fornite da particolari attrezzature di fondo quali *drill collars* (o aste pesanti), e stabilizzatori.

I *drill collars*, essendo assemblati nella parte inferiore della batteria, oltre a conferire rigidità scaricano sullo scalpello il peso necessario alla perforazione. Gli stabilizzatori sono costituiti da una camicia di diametro leggermente inferiore a quello dello scalpello e vengono disposti lungo la batteria di perforazione, intervallati dai *drill collars*. Il numero di stabilizzatori e la loro disposizione, determinano quindi la rigidità e la stabilità della batteria.

Il fluido di perforazione viene pompato attraverso la batteria, fuoriesce da apposite aperture dello scalpello e risale in superficie, assicurando la rimozione dal foro dei detriti scavati dall'azione dello scalpello. Il fluido di perforazione, la cui composizione è controllata in modo da rispondere a precise caratteristiche di densità e viscosità, ha inoltre la funzione di controbilanciare la pressione dei fluidi contenute nelle rocce attraversate e sostenere la parete del foro durante la fase di perforazione. La pressione idrostatica esercitata dalla colonna di fluido è, infatti maggiore di quella del normale gradiente idrostatico in modo da impedire l'ingresso di fluidi di strato nel pozzo e anche pressioni anomale possono essere contenute aggiungendo al fluido sostanze che ne aumentano la densità.

Il foro, una volta eseguito, viene rivestito con tubi metallici (colonne di rivestimento dette *casing*), uniti tra loro da apposite giunzioni, e cementati all'esterno per una perfetta adesione alle pareti del foro. In tal modo si garantisce il sostegno delle pareti di roccia e si isolano gli strati rocciosi attraversati, evitando connessioni fra le formazioni attraversate, i fluidi in esse contenuti, il foro e i fluidi che in esso circolano.

All'interno dei *casing* vengono poi introdotti in pozzo scalpelli (di diametro inferiore ai precedenti) per la perforazione di un successivo tratto di foro, che a sua volta viene protetto da ulteriori *casing*.



Il raggiungimento dell'obiettivo minerario avviene pertanto attraverso la perforazione di fori di diametro via via inferiore (fasi di perforazione) protetti dai *casing* (Fig. 14).

I principali parametri che condizionano la scelta delle fasi sono:

- profondità del pozzo;
- caratteristiche degli strati rocciosi da attraversare;
- andamento del gradiente dei pori;
- numero degli obiettivi minerari.

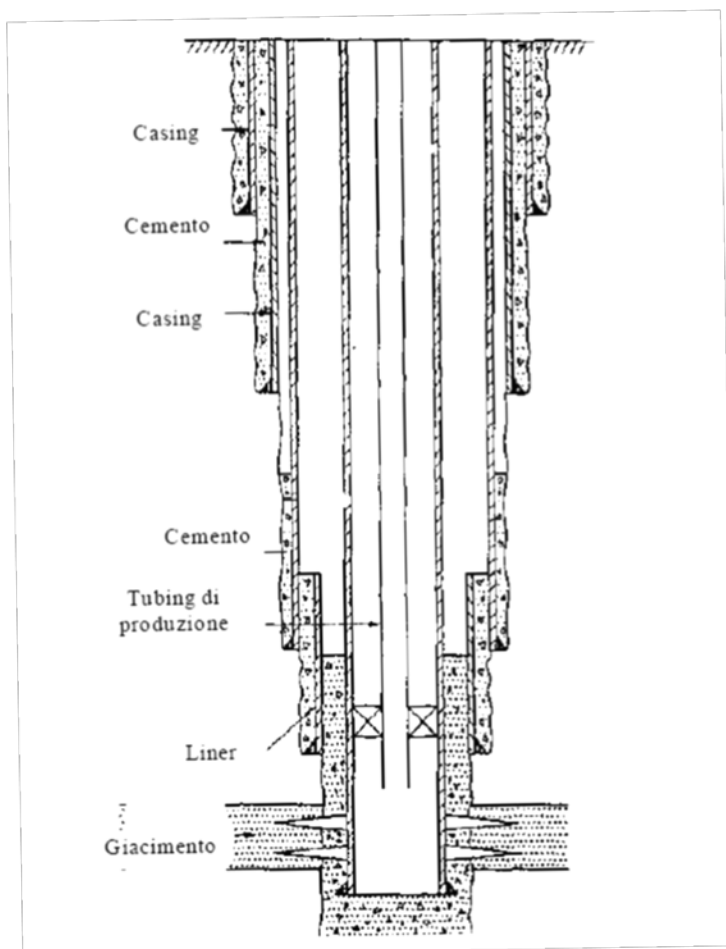


Figura 14 - Casing e cementazioni

5.9 Note caratteristiche di un pozzo perforato con tecnica rotary

La perforazione del pozzo viene effettuata utilizzando appositi impianti di perforazione che vengono portati in loco e poi rimossi al termine delle operazioni.

Le operazioni vengono condotte in modo continuativo nell'arco delle 24 ore.

Il diametro iniziale del foro è di 40-75 centimetri (16-30 pollici), ma decresce con il numero delle colonne di rivestimento utilizzate; al fondo si riduce a 10-20 centimetri (4-8 pollici). La profondità del pozzo può essere di alcune migliaia di metri.



Il foro può essere verticale (ovvero con un'inclinazione contenuta entro alcuni gradi dalla verticalità) oppure può essere deliberatamente deviato dalla verticale, fino a raggiungere inclinazioni di 50 - 60°, in modo da poter raggiungere obiettivi nel sottosuolo distanti anche molte centinaia di metri.

E' così possibile perforare più pozzi che raggiungono il giacimento in punti distanti fra loro partendo da un'unica struttura di superficie. I fori devianti vengono realizzati con apposite apparecchiature di perforazione direzionata che rendono possibile non solo la realizzazione del foro ma anche l'esatto controllo della sua direzione ed inclinazione.

Negli ultimi anni con l'utilizzo di attrezzature e tecniche particolari è stato possibile perforare anche tratti di foro ad andamento orizzontale (Fig. 15).

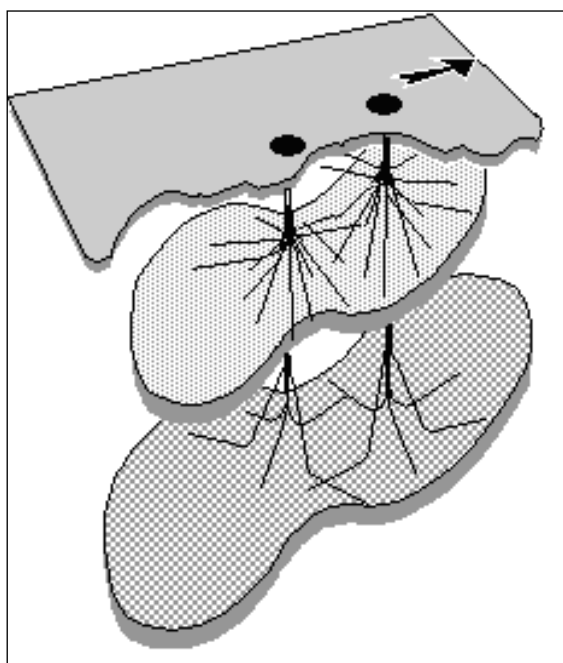



Figura 15 - Pozzi direzionati ed orizzontali

E' necessario conoscere metro per metro la successione delle rocce attraversate, la loro litologia, l'età geologica, la natura e la pressione dei fluidi presenti. Questa ricerca viene condotta sia precedentemente alla perforazione del foro, tramite le indagini geologiche, sia durante la perforazione del foro con l'analisi petrografica dei campioni perforati e tramite appositi strumenti (*logs*) che, calati all'interno del foro, permettono di effettuare misurazioni elettroniche direttamente legate alle caratteristiche delle rocce e dei fluidi in esse contenuti.

Con l'esecuzione di appositi "test di produzione", effettuate al termine delle operazioni di perforazione, è possibile avere indicazioni precise sulla natura e la pressione dei fluidi di strato.

Il pozzo viene perforato in modo tale da non permettere la fuoriuscita incontrollata di fluidi di strato. Ciò avviene utilizzando un fluido di perforazione a densità tale da controbilanciare la pressione dei fluidi di strato e con l'adozione di un sistema di valvole poste sopra l'imboccatura del pozzo (testa pozzo e B.O.P.) atte a chiudere il pozzo in qualsiasi caso.

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	25/55
	054800BFLB43204	

La fase di perforazione ha termine con il rivestimento completo del foro per mezzo di tubi d'acciaio (colonna di produzione) per i pozzi produttivi, oppure con la chiusura mineraria per mezzo di tappi di cemento in caso di pozzo sterile.

5.10 Programma di perforazione del pozzo

5.10.1 Casing profile

Per la perforazione del pozzo in progetto "Calipso 5 Dir" è stato progettato un profilo casing classico a tre colonne normalmente usato nell'offshore Adriatico.

Il programma di perforazione per il pozzo in progetto prevede il seguente profilo di tubaggio (*casing*):

- FASE 16": la scarpa casing 13"3/8 a 280 m MD (lunghezza misurata) / 279 m TVD (profondità verticale), verrà discesa per isolare le sezioni superficiali e cementata fino a giorno per dare resistenza strutturale al pozzo. La scarpa risulterà inoltre deviata di 8° in direzione dei target per facilitare la costruzione della curva nella fase successiva.
- FASE 12 1/4": La scarpa casing 9"5/8 a 900 m MD/700 m VD, verrà discesa per isolare la sezione intermedia ed ottenere una resistenza alla scarpa tale da poter perforare la fase in reservoir. La colonna avrà funzione di protezione del tratto di costruzione (caratterizzato da DLS 3.5°/30m) principale del profilo.
- FASE 8 1/2": Il casing di produzione 7" verrà disceso a 2431.25 m MD/1284.5 m VD per permettere il completamento dei livelli di interesse.

Tutte le profondità si intendono riferite all'altezza della Tavola Rotary di 34,5 m dal livello mare e profondità di 75 m del fondale marino.

Il pozzo in progetto risulterà deviato (Fig. 16).



CALIPSO 5 DIR - DRILLING

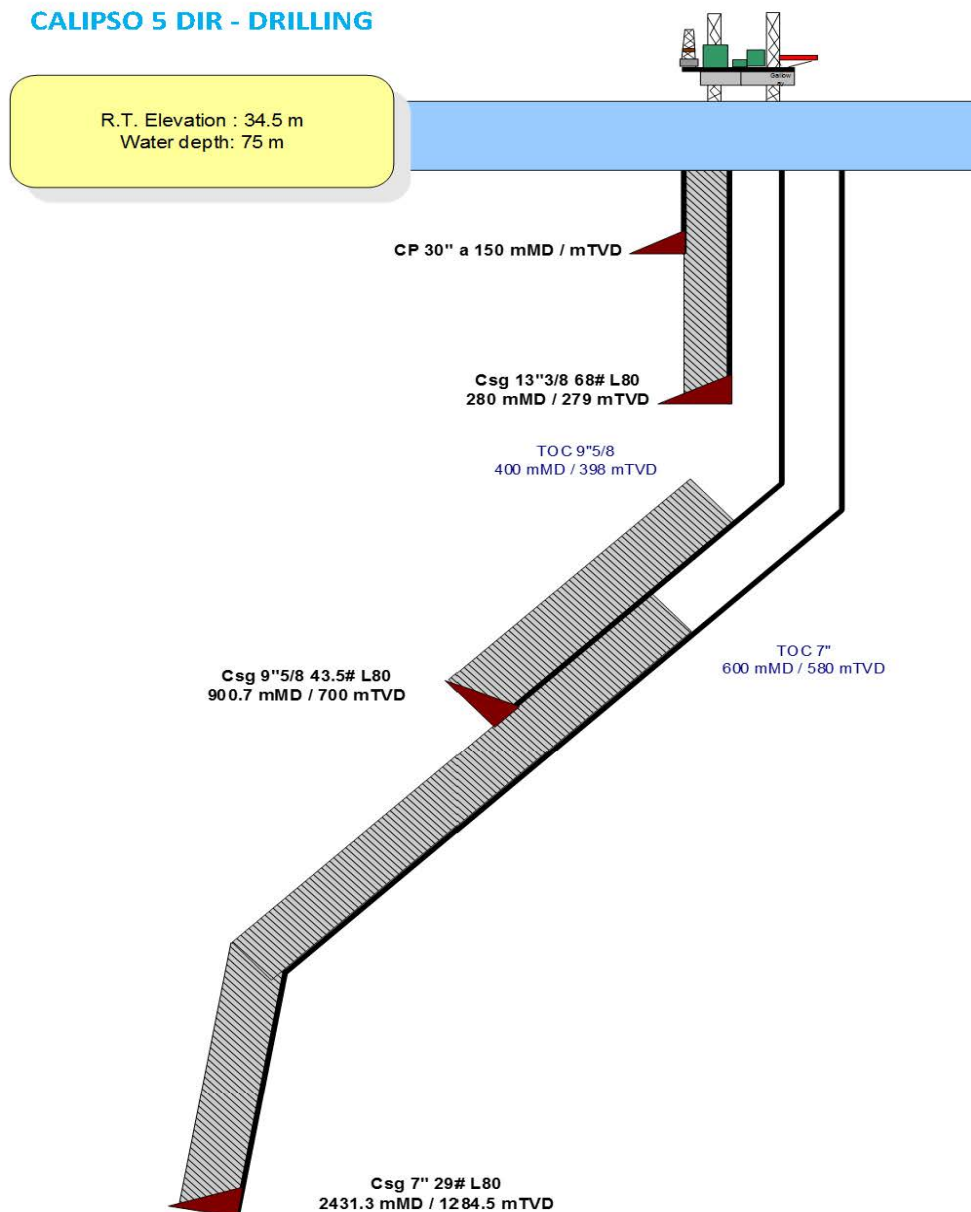


Figura 16 - Direzione di deviazione del pozzo in progetto

Gli schemi del pozzo a fine perforazione e il profilo di deviazione sono riportati nei Programmi di Perforazione allegati al presente Studio.

5.10.2 Fluido di perforazione



E' compito del fluido contrastare, con la sua pressione idrostatica, l'ingresso di fluidi di strato nel foro. Perché ciò avvenga la pressione idrostatica esercitata dal fluido deve essere sempre superiore o uguale a quella dei fluidi contenuti negli strati rocciosi permeabili attraversati, quindi il fluido di perforazione deve essere appesantito a una densità adeguata (Fig.17).

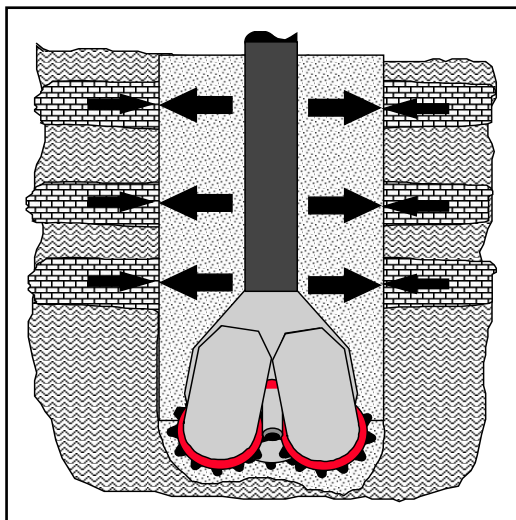


Figura 17 - Fango di perforazione in equilibrio idrostatico con i fluidi presenti negli strati rocciosi

Per particolari situazioni geologiche i fluidi di strato possono avere anche pressione superiore a quella dovuta al solo normale gradiente idrostatico dell'acqua. In questi casi si può avere un imprevisto ingresso dei fluidi di strato nel pozzo, i quali, avendo densità inferiori al fluido di perforazione, risalgono verso la superficie. La condizione sopra descritta detta *kick* si riconosce inequivocabilmente dall'aumento di volume del fluido di perforazione nelle vasche (Fig.18).

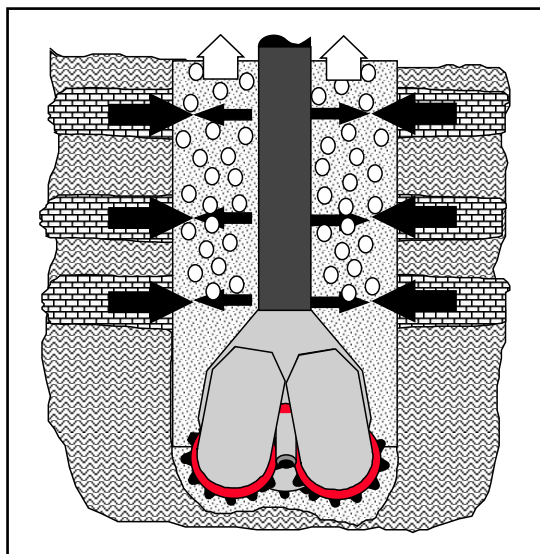


Figura 18 - Schematizzazione del fenomeno di "kick"

In questa fase di controllo pozzo sono utilizzate alcune apparecchiature di sicurezza. Esse prendono il nome di *blow-out preventers* (B.O.P.) e la loro azione è sempre quella



di chiudere il pozzo, sia esso libero sia attraversato da attrezzature (aste, casing, ecc.). I due tipi fondamentali di B.O.P. sono l'anulare e quello a ganasce.

Affinché una volta chiuso l'annulus per mezzo dei B.O.P. non si abbia risalita del fluido di strato all'interno delle aste di perforazione sulla batteria di perforazione e nel top drive sono disposte apposite valvole di arresto (*inside B.O.P. e kelly cock*).

5.10.3 Apparecchiature di sicurezza (Blow-Out Preventers)

I *Blow-Out Preventers* rappresentano la seconda barriera nella prevenzione di fuoriuscite incontrollate. Essi vengono attivati quando si registra l'ingresso in pozzo di fluidi di formazione, al fine di attivare in sicurezza le procedure di controllo pozzo. Tipicamente, in un impianto di perforazione sono presenti due tipologie di BOP, anulare e a ganasce.

- Il *B.O.P. anulare*, o a sacco per la forma dell'organo di chiusura, è montato superiormente a tutti gli altri. Esso dispone di un elemento in gomma, opportunamente sagomato, che sollecitato da un pistone idraulico con spinta in senso assiale, si deforma aderendo al profilo dell'elemento interno su cui fa chiusura ermetica. Quindi la chiusura avviene per ogni diametro e sagomatura della batteria di perforazione o di *casing*. Anche nel caso di pozzo libero dalla batteria di perforazione, il B.O.P. anulare assicura sempre una certa tenuta (Fig.19).

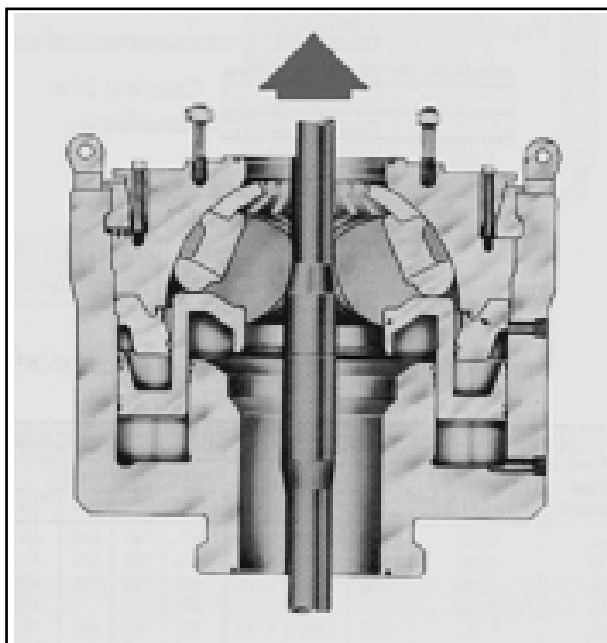


Figura 19 - Esempio di B.O.P. anulare

- Il *B.O.P. a ganasce* dispone di due saracinesche prismatiche, opportunamente sagomate per potersi adattare al diametro delle attrezzature presenti in pozzo, che possono essere serrate tra loro da un meccanismo idraulico. Il numero e la dimensione delle ganasce è in funzione del diametro degli elementi costituenti la batteria di perforazione. E' presente anche un set di ganasce trancianti, dette



"*shear rams*", che opera la chiusura totale del pozzo quando questo è libero da attrezzature. Queste ganasce sono in grado, in caso di emergenza, di tranciare le aste di perforazione qualora queste si trovassero tra di esse all'atto della chiusura (Fig.20).

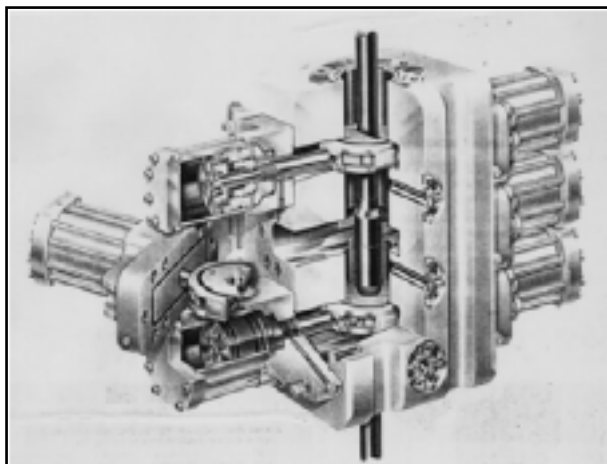


Figura 20 - Esempio di B.O.P. a ganasce

Questi elementi sono normalmente assemblati a formare lo "*stack B.O.P.*", generalmente composto da 1 o 2 elementi a sacco e 3 o 4 elementi a ganasce: le funzioni dei B.O.P. sono operate idraulicamente da 2 pannelli remoti. Per la circolazione e l'espulsione dei fluidi di strato vengono utilizzate delle linee ad alta pressione dette *choke* e *kill lines* e delle apposite valvole a sezione variabile dette *choke valves*, che permettono di controllare pressione e portata dei fluidi in uscita.

Le funzioni dei B.O.P., così come quelle di tutte le valvole e delle linee di circolazione *kill* e *choke*, sono operate dalla superficie tramite comandi elettroidraulici; tutte le funzioni ed i comandi sono ridondanti e "*fail safe*" (ossia chiudono in assenza di pressione del fluido operativo di comando).

In particolare, per il progetto "Calipso 5 Dir" è previsto l'utilizzo delle seguenti apparecchiature di sicurezza:

- la fase da 16" prevede l'installazione del Diverter System 29 ½" – 500 psi ed una valvola di contro nella batteria di perforazione (Fig. 21);
- le fasi da 12 ¼" e 8 ½" prevedono l'utilizzo di un B.O.P. Stack 13 5/8" – 10000 psi completo di ganasce trancianti (Fig. 22).

Su tali apparecchiature saranno eseguiti i test di routine ogni 21 giorni o per operazioni testa pozzo / B.O.P. e i test di funzionalità ogni 7 giorni.

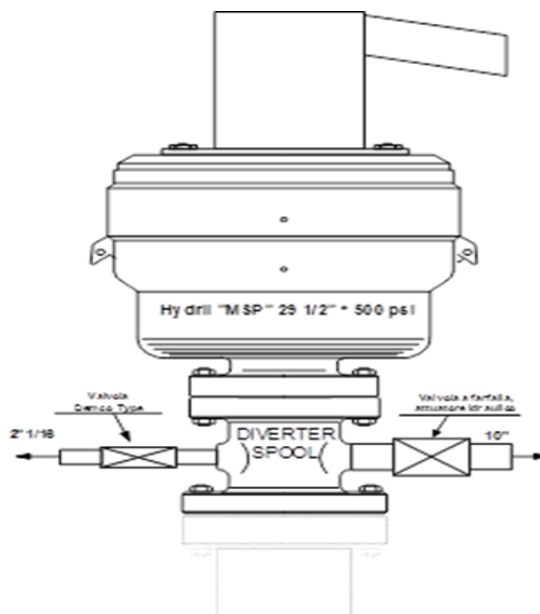


Figura 21 - Diverter System per fase 16" previsto per il progetto "Calipso 5 Dir"

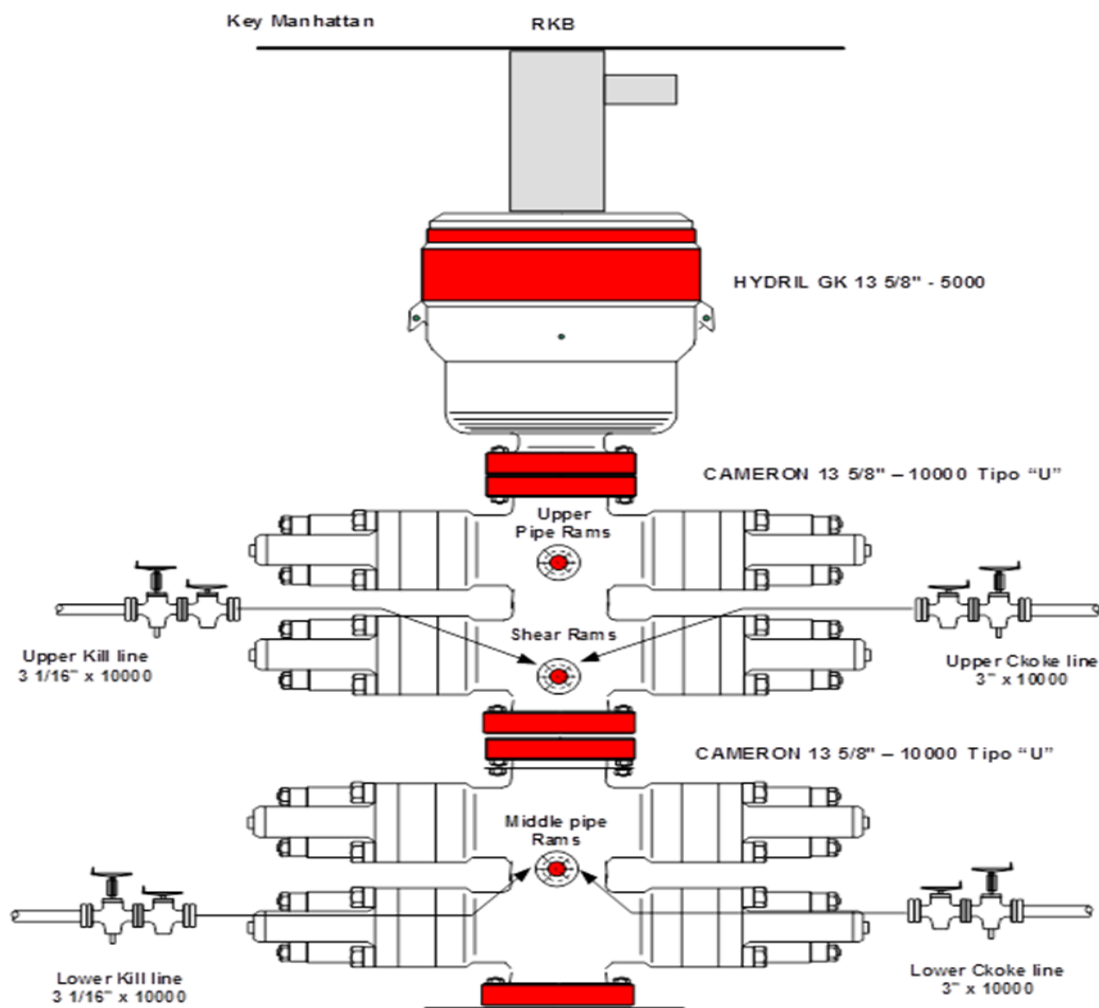



Figura 22 - B.O.P. Stack per le fasi 12 1/4" e 8 1/2" previsto per il progetto "Calipso 5 Dir"

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	31/55
	054800BFLB43204	

5.11 Programma Fluidi di perforazione

I fluidi di perforazione sono generalmente costituiti da un liquido a base acquosa reso colloidale ed appesantito con specifici prodotti.

Le funzioni principali dei fluidi di perforazione sono:

- rimuovere i detriti dal fondo pozzo trasportandoli in superficie, sfruttando le proprie caratteristiche reologiche;
- raffreddare e lubrificare lo scalpello durante la perforazione;
- contenere i fluidi presenti nelle formazioni perforate, ad opera della pressione idrostatica;
- consolidare la parete del pozzo ;


Per assolvere a tutte le funzioni sopra indicate, la composizione dei fluidi di perforazione viene continuamente modificata variandone le loro caratteristiche reologiche mediante aggiunta di appositi prodotti. La tipologia di fluido e di additivi chimici da utilizzare è funzione sia delle formazioni da attraversare, sia della temperatura che, se troppo elevata, potrebbe alterarne le proprietà reologiche.

Nella tabella seguente vengono elencati gli additivi chimici, suddivisi in base alle diverse proprietà, maggiormente utilizzati per il confezionamento dei fluidi di perforazione a base di acqua dolce.

Prodotto	Azione
Acqua	Fluido di base
Bentonite (argilla sodica)	Viscosizzante principale
Barite (BaSO ₄) - Carbonato di calcio (CaCO ₃)	Regolatore di peso
Soda caustica (NaOH)	Correttore di pH
Lignosulfonato Chrome free	Disperdente/Deflocculante
PAC UL (Polimero celluloso anionico) (cellulosa modificata) XANTAM GUM (biopolimero prodotto con polisaccaridi)	Riduttori di filtrato
Sodio bicarbonato (NaHCO ₃)	Riduttore di pH, Reagente per ioni Ca++
Lubrificante (biodegradabile)	Riduzione torsione

Tabella 8 - Principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fanghi a base acquosa e loro caratteristiche

Nelle tabelle seguenti si riportano le descrizioni, le concentrazioni e le quantità totali dei fluidi e degli additivi che si prevede di utilizzare nel progetto in esame, sulla base del

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	32/55
	054800BFLB43204	

programma fluidi . Occorre precisare che il programma fluidi potrà essere variato in fase operativa a fronte di particolari esigenze geologiche/operative.

Il programma fluidi del progetto "Calipso Pozzo 5 Dir" prevede l'utilizzo di fluidi a base acquosa (indicati con il termine FW, che indica un fluido a base di "Fresh Water"), aventi caratteristiche composizionali differenti a seconda delle formazioni attraversate, della temperatura e, quindi, delle varie fasi della perforazione:

- Fluido **FW GE PO**: fluido bentonico a base acquosa con gel polimerici;
- Fluido **FW EP**: fluido a base acquosa inibente ad alta performance;
- Fluido di completamento **BRINE CaCl₂**: fluido a base acquosa con cloruro di calcio.

Tali tipologie di fluidi garantiscono sia buona performance a livello di conduzione delle attività di perforazione, che un'ottimale lettura dei logs elettrici ad alta definizione, che vengono eseguiti per la valutazione dei livelli di mineralizzazione degli strati rocciosi attraversati.

Nelle tabelle seguenti sono riportate le composizioni medie in percentuale delle tre tipologie principali di fluidi di perforazione. Si evidenzia che la composizione dei fluidi, sia come percentuali in peso dei prodotti contenuti, sia per le tipologie di additivi, non è fissa ma viene di volta in volta adattata alle condizioni operative di perforazione descritte nel presente capitolo. Tale compito viene assolto dagli Assistenti Fluidi di Perforazione e Completamento, personale tecnico appositamente formato ed addestrato.

Tipologia	Prodotto	Azione	Kg/mc	%
Acqua	Acqua	Fluido base	86,7	86,7
Argilla	Bentonite	Viscosizzante	4,1	4,1
Polimero naturale	Xanthan Gum	Viscosizzante/Riduttore di filtrato	0,5	0,5
Polimero naturale	Carbossimetilcelluosa	Viscosizzante/Riduttore di filtrato	0,5	0,5
Soda Caustica	NaOH	Agente alcalinizzante	0,2	0,2
Bicarbonato di Sodio	NaHCO ₃	Abbattimento ioni Ca++	0,1	0,1
Solfato di Bario	Barite	Agente di appesantimento	7,9	7,9
Totale			1100	100

Tabella 9 - Principali prodotti chimici utilizzati per la preparazione dei fluidi a base acquosa della tipologia "FW GE PO" (composizione di 1 mc di fluido FW GE PO a densità = 1,1 kg/l)



eni S.p.A.

CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI
PERFORAZIONE


054800BFLB43204

33/55

Tipologia	Prodotto	Azione	Kg/mc	%
Acqua dolce	Acqua	Fluido base	817,4	73,0
Polimero naturale	Xanthan Gum	Viscosizzante	2,0	0,2
Miscela complessa di ammine (liquido)	Inibitore delle argille	Inibitore delle argille	30,0	2,7
Miscela di ligniti - polimeri (liquido)	Stab. reologia / rid. filtrato	Stabilizz. reologia / riduttore filtrato	47,3	4,2
Lignosulfonato Calcico	Disperdente	Disperdente / fluidificante	18,0	1,6
Sale complesso di Zirconio	Controllo Viscosità	Controllo viscosità	8,0	0,7
Cellulosa polianionica	PAC ULV	Controllo filtrato	12,0	1,1
Derivati di acidi grassi in glicol etere	Lubrificante	Lubrificante	29,4	2,6
Soda Caustica	Soda Caustica	Agente alcalinizzante	4,0	0,4
Solfato di Bario	Barite	Agente di appesantimento	152,0	13,6
Totale			1120	100

Tabella 10 - Principali prodotti chimici utilizzati per la preparazione dei fluidi a base acquosa della tipologia "FW EP" (composizione di 1 mc di fluido a densità = 1,12 kg/l)

Tipologia	Prodotto	Azione	Kg/mc	%
Acqua dolce	Acqua	Fluido base	770,5	73,0
Polimero naturale	Xanthan Gum	Viscosizzante	2,0	0,2
Miscela complessa di ammine (liquido)	Inibitore delle argille	Inibitore delle argille	30,0	2,7
Miscela di ligniti - polimeri (liquido)	Stab. reologia / rid. filtrato	Stabilizz. reologia / riduttore filtrato	47,3	4,2

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	34/55
	054800BFLB43204	

Lignosulfonato Calcico	Disperdente	Disperdente / fluidificante	18,0	1,6
Sale complesso di Zirconio	Controllo Viscosità	Controllo viscosità	8,0	0,7
Cellulosa polianionica	PAC ULV	Controllo filtrato	12,0	1,1
Derivati di acidi grassi in glicol etere	Lubrificante	Lubrificante	29,4	2,6
Soda Caustica	Soda Caustica	Agente alcalinizzante	4,0	0,4
Solfato di Bario	Barite	Agente di appesantimento	348,9	13,6
Totale			1270	100

Tabella 11 - Principali prodotti chimici utilizzati per la preparazione dei fluidi a base acquosa della tipologia "FW EP" (composizione di 1 mc di fluido a densità = 1,27 kg/l)

Tipologia	Prodotto	Azione	Kg/mc	%
Acqua	Acqua	Fluido base	895,0	69,9
Sale	CaCl ₂	Regolatore di peso	388,9	30,4
Totale			1280	100

Tabella 12 - Principali prodotti chimici utilizzati per la preparazione dei fluidi a base acquosa della tipologia BRINE CaCl₂ (composizione di 1 mc di fluido BRINE CaCl₂ a densità = 1,28 kg/l)

Le tipologie di fluidi di perforazione utilizzati a seconda della fase di perforazione e della profondità raggiunta sono riportate nella tabella seguente.



eni S.p.A.

CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI
PERFORAZIONE

35/55

054800BFLB43204


PROGRAMMA FLUIDI

CALIPSO 5 DIR

CARATTERISTICHE FLUIDO					
FASE		Fase 16"	Fase 12 ¼"	Fase 8 ½"	Fase Completamento
Profondità	md	280	900	2431	2431
Profondità	vd	279	700	1285	1285
Inclinazione		8°	72,5°	72,5°	72,5°
Tipo di fluido		FW GE PO	FW EP	FW EP	Brine CaCl ₂
Densità	kg/l	1,10	1,12	1,27	1,28
Viscosità API	sec/l	55 ÷ 60	50 ÷ 55	55 ÷ 60	
PV	cps	15 ÷ 20	15 ÷ 20	20 ÷ 22	
YP	g/100 cm ²	10 ÷ 12	10 ÷ 12	10 ÷ 12	
Gel 10"	g/100 cm ²	4 ÷ 5	3 ÷ 4	3 ÷ 4	
Gel 10'	g/100 cm ²	5 ÷ 6	4 ÷ 6	4 ÷ 6	
Gel 30'	g/100 cm ²	9 ÷ 10	7 ÷ 9	7 ÷ 9	
Filtrato API	cc/30'	5 ÷ 6	3 ÷ 4	3 ÷ 4	
Pannello API/HPHT	mm		1	1	
pH		10 ÷ 11	10 ÷ 10,5	10 ÷ 11	
Pf	cc H ₂ SO ₄ N/50	0,2 ÷ 0,4	0,2 ÷ 0,4	0,2 ÷ 0,4	
Mf	cc H ₂ SO ₄ N/50	0,4 ÷ 0,6	0,4 ÷ 0,6	0,4 ÷ 0,6	
Pm	cc H ₂ SO ₄ N/50	0,9 ÷ 1,1	0,9 ÷ 1,1	0,9 ÷ 1,1	
Salinità	g/l Cl ⁻				
Lubrificante	%		2,5 ÷ 3,0	2,5 ÷ 3,0	
Sabbia	% vol	< 1	< 1	< 1	
MBT	kg/m ³		20 ÷ 25	25 ÷ 30	
Solidi totali	% vol		10 ÷ 12	12 ÷ 15	
CaCl ₂	kg/m ³				
Resistività fango a 20°C	ohm/m				
Resistività filtrato a 20°C	ohm/m				
Filtrato HP/HT	cc/30'				
Oil/Water Ratio	% vol				
Eccesso calce	kg/m ³				
Stabilità Elettrica	volts				
VOLUMI FLUIDO					
FASE		Fase 16"	Fase 12 ¼"	Fase 8 ½"	Fase Completamento
Profondità	md	280	900	2431	2431
Profondità	vd		700	1285	1285
Metri Perforati	m	170,5	620	1531	-
Tipo di fluido		FW GE PO	FW EP	FW EP	Brine CaCl ₂
Densità	kg/l	1,10	1,12	1,27	1,28
Volume foro	m ³	22	47	57	-
volume casing	m ³	-	22	35	47
volume superficie	m ³	120	120	120	100
volume diluizione/mantenim	m ³	60	120	100	70
vol.rec.MudPlant/cantiere	m ³	0	0	0	0
volume da confezionare	m ³	202	309	205	217

Tabella 13 - Programma dei fluidi di perforazione utilizzati

Va sottolineato, infine, che il circuito dei fluidi è un sistema chiuso, nel quale il fluido di perforazione viene pompato attraverso la batteria di perforazione, fuoriesce attraverso

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	36/55
	054800BFLB43204	

lo scalpello (dotato di appositi orifizi), ingloba i detriti di perforazione e quindi risale nel foro fino alla superficie, senza contatti con l'ambiente marino. All'uscita dal pozzo il fluido passa attraverso il sistema di rimozione solidi che lo separa dai detriti di perforazione e viene quindi raccolto nelle vasche per essere nuovamente condizionato e pompato in pozzo. L'utilizzo del fluido di perforazione all'interno di un sistema chiuso non comporta pertanto alcun rilascio in mare e permette di riutilizzare il fluido finché non perde le proprie capacità reologiche. Il fluido di perforazione, a base acquosa, non più utilizzato, è raccolto in apposite *tank* nel *supply vessel* e trasferito in banchina per il successivo trasporto in idonei centri di trattamento e smaltimento autorizzati.

5.12 Tecniche di prevenzione dei rischi ambientali durante la perforazione

Al fine di monitorare costantemente il rischio di una fuoriuscita incontrollata dei fluidi dal pozzo, ovvero il rilascio di fluidi di perforazione e fluidi di strato (acqua o idrocarburi), durante la perforazione, le Best Practices di eni, prevedono sempre e comunque la contemporanea presenza di almeno due barriere a contrastare la pressione dei fluidi presenti nelle formazioni attraversate. Tali barriere sono il fluido (fluido di perforazione o brine di completamento) ed i *Blow-Out Preventers* (B.O.P.).

Poiché la fuoriuscita incontrollata (o *Blow-out*) è l'ultimo di una successione di eventi, la prevenzione viene fatta in primo luogo per mezzo di specifiche pratiche operative e procedure volte ad impedire l'ingresso dei fluidi in pozzo, e nella malaugurata ipotesi che ciò si verifichi, ad espellerli in maniera controllata.

5.12.1 Monitoraggio dei parametri di perforazione

Il monitoraggio dei parametri di perforazione (essenziale per il riconoscimento in modo immediato delle anomalie operative) viene operato da due sistemi indipendenti ciascuno dei quali opera tramite sensori dedicati ed è presidiato 24 ore/giorno da personale specializzato.


Il primo sistema di monitoraggio è inserito nello stesso impianto di perforazione, il secondo sistema è composto da una unità computerizzata presidiata da personale specializzato che viene installata sull'impianto di perforazione con il compito di fornire l'assistenza geologica e il controllo dell'attività di perforazione.

In particolare, mediante continue analisi del fluido, vengono rilevati i parametri geologici inerenti le formazioni attraversate, nonché la tipologia dei fluidi presenti nelle stesse e le relative quantità, con metodi di misurazione estremamente sensibili, sia automatizzati, sia mediante operatore, in modo da identificare in maniera sicura ed istantanea la presenza di gas in quantità superiori a quelle attese rilevando eventuali sovrappressioni derivanti da tali fluidi. In base a tali analisi, la densità del fluido può essere regolata in maniera opportuna. Viene inoltre costantemente monitorato il livello delle vasche (sempre al fine di identificare un possibile ingresso di gas).

Tutti i parametri controllati durante la perforazione, vengono anche registrati dal personale specializzato e trasmessi successivamente al distretto operativo.

5.12.2 Procedure previste in caso di risalita dei fluidi di strato (kick)

Eni Upstream ha messo a punto una procedura per la chiusura del pozzo nel caso di un'eventuale ingresso in pozzo di fluidi di formazione (*kick*) (procedura di "*Hard shut-in*" come da specifica STAP-P-1-M-25007 del 01-12-2014).

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	37/55
	054800BFLB43204	

La procedura prevede operazioni differenziate a seconda della fase di lavoro in cui si verifica il *kick*, ovvero:

- in fase di perforazione;
- in fase di manovra;
- in fase di discesa del *casing*.

In Fig. 23 si riporta un esempio della procedura di "Hard shut-in" in fase di perforazione.

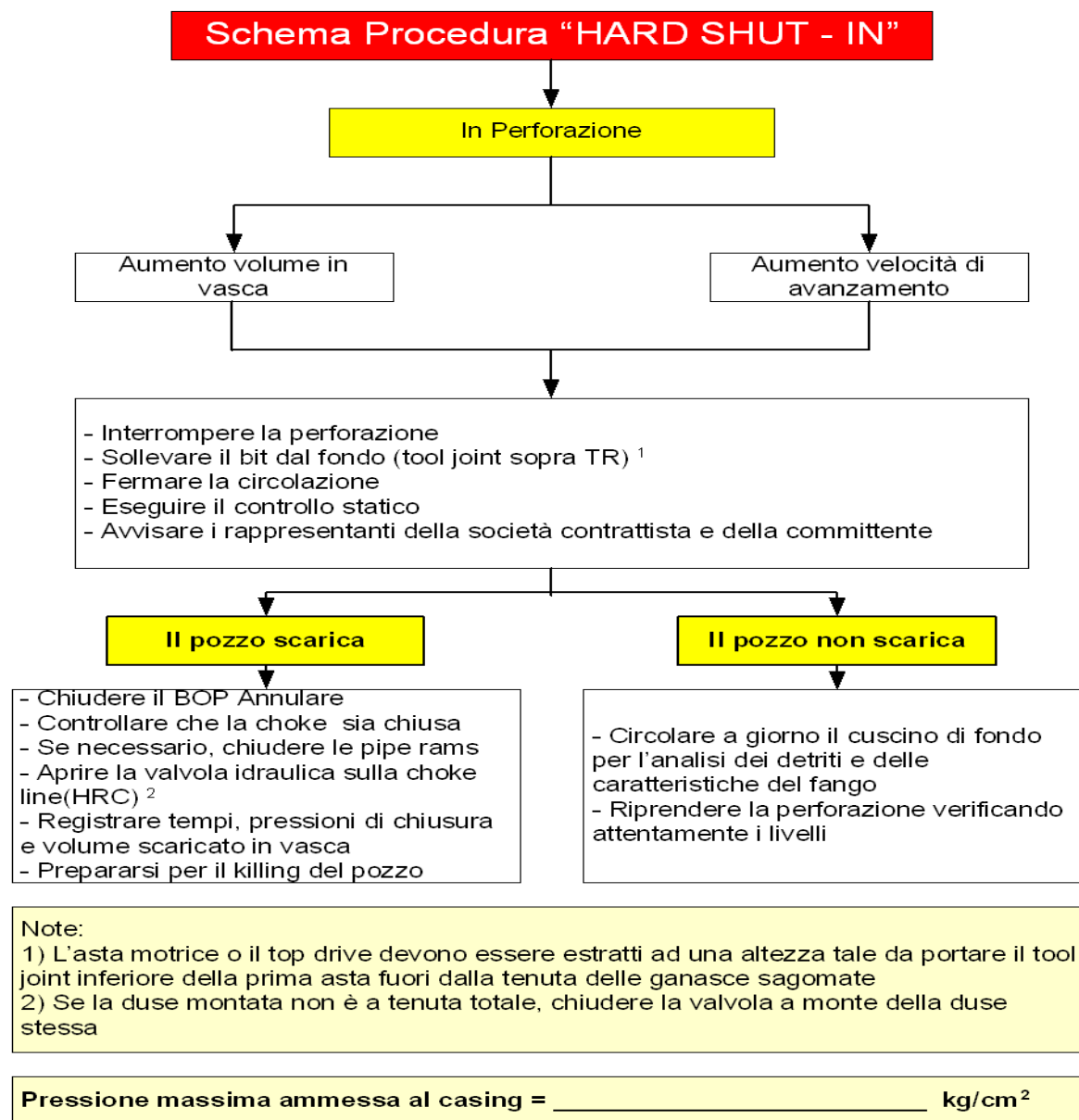



Figura 23 - Procedura di "Hard shut-in" in fase di perforazione

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	38/55
	054800BFLB43204	

5.13 Completamento e spurgo dei pozzi

Al termine delle operazioni di perforazione, il pozzo del progetto "Calipso 5 Dir" verrà completato, spurgo ed allacciato alla produzione.

Solo nel caso di pozzo sterile o mancato raggiungimento dell'obiettivo, verrà chiuso minerariamente al termine della perforazione.

5.13.1 Tecniche di completamento

Per completamento si intende l'insieme delle operazioni che vengono effettuate sul pozzo a fine perforazione e prima della messa in produzione. Il completamento ha lo scopo di predisporre alla produzione in modo permanente e in condizioni di sicurezza il pozzo perforato. In generale, principali fattori che determinano il progetto di completamento sono:

- il tipo e le caratteristiche dei fluidi di strato;
- la capacità produttiva del pozzo (la permeabilità dello strato, la pressione di strato, ecc.);
- il numero e l'estensione verticale dei livelli produttivi;
- l'estensione aerale e le caratteristiche dei livelli produttivi (la quantità di idrocarburi in posto e la quantità estraibile);
- la durata prevista della vita produttiva del pozzo;
- la possibilità di effettuare lavori di workover.

Per il progetto in esame "Calipso 5 Dir", tenendo conto dei dati disponibili per i pozzi perforati nella stessa area, si prevede che lo schema di completamento non si discosterà da quelli dei pozzi analoghi perforati nell'offshore adriatico (pozzi a gas).

Il completamento previsto per il pozzo Calipso 5 Dir sarà in doppio con tbg 2 3/8" 4.7 lbs/ft P110 ADMS in casing di produzione 7" 29# L80.

E' previsto il completamento di tutti i livelli con tecnica Sand Control. In particolare, tenendo conto delle caratteristiche petrofisiche dei livelli mineralizzati, è prevista la modalità dell'Inside Casing Gravel Pack (ICGP) – Gravel In Formazione (GIF).

Il tipo di completamento utilizzato è quello detto "in foro tubato". In questo caso, la zona produttiva viene ricoperta con una colonna ("*casing o liner di produzione*") avente elevate caratteristiche di tenuta idraulica. Successivamente, nella colonna vengono aperti dei fori per mezzo di apposite cariche ad effetto perforante. In questo modo gli strati produttivi vengono messi in comunicazione con l'interno della colonna (Fig. 24).

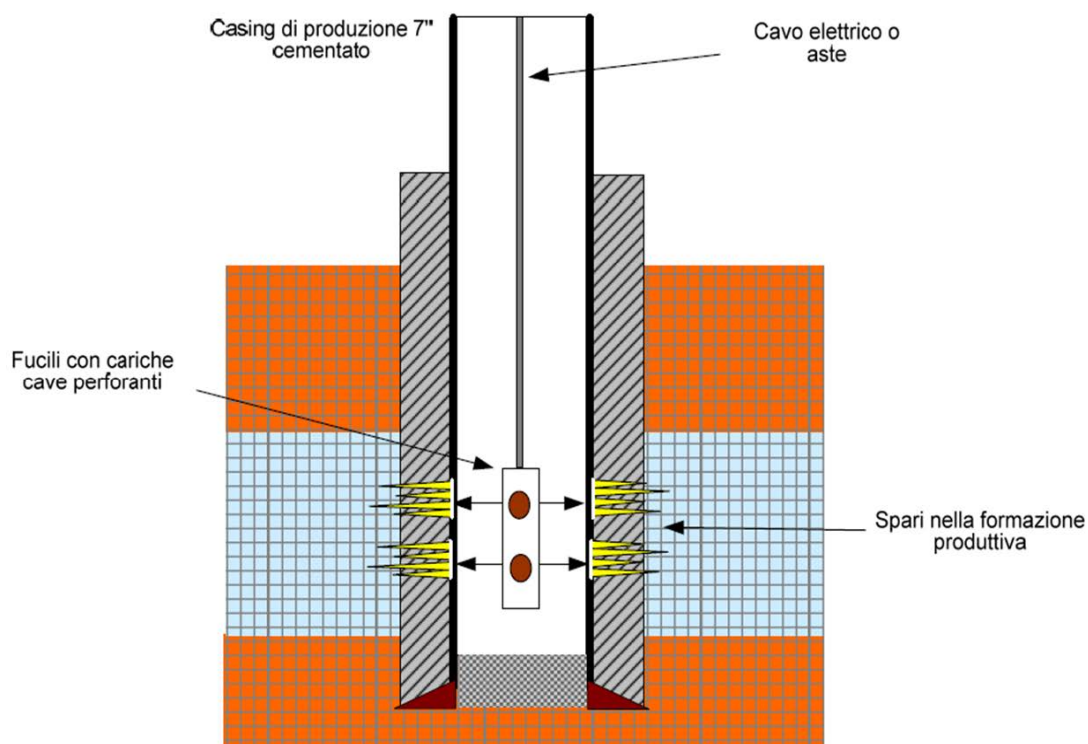


Figura 24 - Schema esemplificativo di perforazione del casing

Il trasferimento degli idrocarburi dal giacimento in superficie viene effettuato per mezzo di una batteria di tubi di produzione detta "*batteria o string di completamento*". Questa è composta da una serie di tubi ("*tubings*") di diametro opportuno a seconda delle esigenze di produzione, e di altre attrezzature che servono a rendere funzionale e sicura la messa in produzione e la gestione futura del pozzo.

Nel caso del progetto "Calipso 5 Dir", caratterizzato dalla presenza di più livelli produttivi, verrà utilizzata una string di completamento "doppia", composta cioè da due batterie di tubings che sono in grado di produrre, in modo indipendente l'una dall'altra, da livelli diversi (Fig. 25).

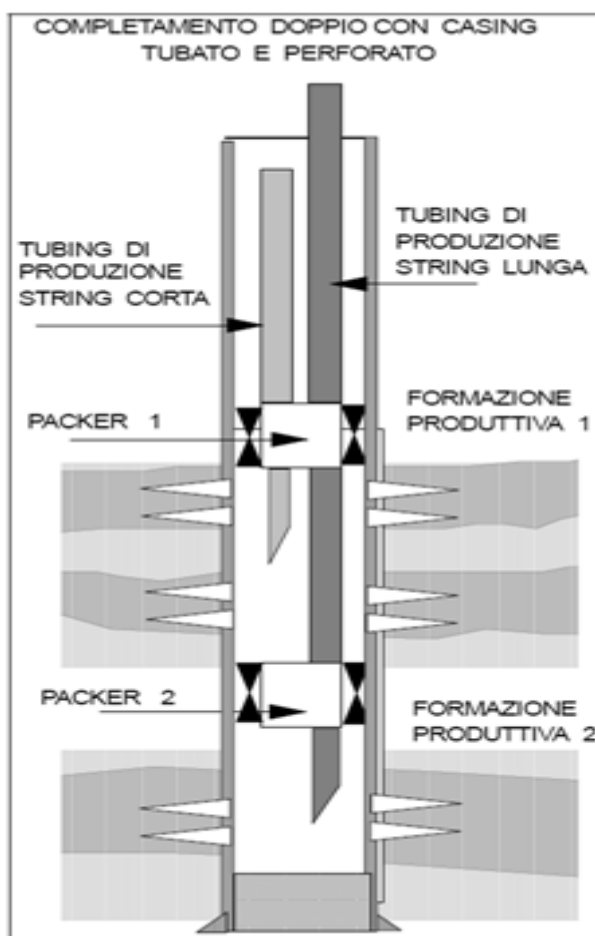


Figura 25 - Schema esemplificativo di string di completamento (doppio completamento)

Lungo la stringa di completamento viene installata una valvola di sicurezza del tipo SCSSV (*"Surface Controlled Subsurface Safety Valve"*) che opera automaticamente la chiusura della string di produzione in caso di eventuali emergenze operative.


Contestualmente alle operazioni di completamento dei pozzi, vengono anche eseguite le operazioni per la discesa del completamento in *"Sand Control"* utilizzando una delle numerose tecniche disponibili, sia in foro scoperto, sia in foro tubato. Tale tipologia di completamento ha lo scopo di prevenire l'ingresso di sabbia nel pozzo e ridurre o limitare fenomeni di erosione sulle apparecchiature di fondo foro e sulle attrezzature di superficie.

Le tipologie di *"Sand Control"* da adottare vengono scelte di volta in volta sulla base delle caratteristiche della formazione, distanza dalla tavola d'acqua, numero di livelli produttivi presenti, distanza tra gli stessi, presenza di livelli di argille o strati impermeabili.

5.13.2 Principali attrezzature di completamento

Di seguito vengono brevemente descritte le principali attrezzature di completamento:

String di Completamento

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	41/55
	054800BFLB43204	

- **Tubing**: tubi generalmente di piccolo diametro ("2 x 2 3/8") ma di elevata resistenza alla pressione, vengono avvitati uno sull'altro in successione a seconda della profondità del pozzo, in modo tale da garantire la tenuta metallica per tutta la lunghezza della *string*.
- **Packer**: attrezzo metallico dotato di guarnizioni di gomma per la tenuta ermetica e di cunei di acciaio per il bloccaggio meccanico contro le pareti della colonna di produzione. Lo scopo dei *packer* è quello di isolare idraulicamente dal resto della colonna la sezione in comunicazione con le zone produttive, che per ragioni di sicurezza viene mantenuta piena di fluido di completamento. Il numero dei *packer* nella batteria dipende dal numero dei livelli produttivi del pozzo.
- **Safety Valves**: valvole di sicurezza installate nella batteria di *tubing* per chiudere automaticamente l'interno del *tubing* in caso di rottura della testa pozzo, bloccando il flusso di idrocarburi verso la superficie. Per pozzi gas o ad erogazione spontanea eni Upstream utilizza valvole di sicurezza del tipo SCSSV ("Surface Controlled Subsurface Safety Valve"), installate nella batteria di *tubing* al di sotto del fondo marino. La chiusura della SCSSV può essere sia automatica, sia manuale, tramite un comando inviato attraverso una linea idraulica detta "*control line*".

Sistema Testa Pozzo di Completamento – Croce di Produzione

Sopra i primi elementi della testa pozzo, installati per l'aggancio e l'inflangiatura delle varie colonne di rivestimento durante le fasi di perforazione, vengono inseriti altri elementi che costituiscono la testa pozzo di completamento. Essi servono a sospendere la batteria di *tubings* e dotare la testa pozzo di un adeguato numero di valvole di superficie per il controllo della produzione.

Le parti fondamentali della testa pozzo di completamento sono:

- **Tubing Spool**: è un rocchetto che nella parte inferiore alloggia gli elementi di tenuta della colonna di produzione e nella parte superiore porta la sede per l'alloggio del blocco di ferro con guarnizioni, chiamato "*tubing hanger*", che sorregge la batteria di completamento;
- **Croce di Erogazione (Christmas Tree)**: è così definita l'insieme delle valvole (sia manuali che idrauliche comandate a distanza) per intercettare e controllare il flusso di erogazione in superficie e garantire che gli interventi di pozzo si svolgano in sicurezza (ad es. apertura e chiusura della colonna di produzione per l'introduzione di nuove sezioni nella batteria di completamento o altre operazioni che sono indispensabili durante la vita produttiva del giacimento) (Fig. 26).

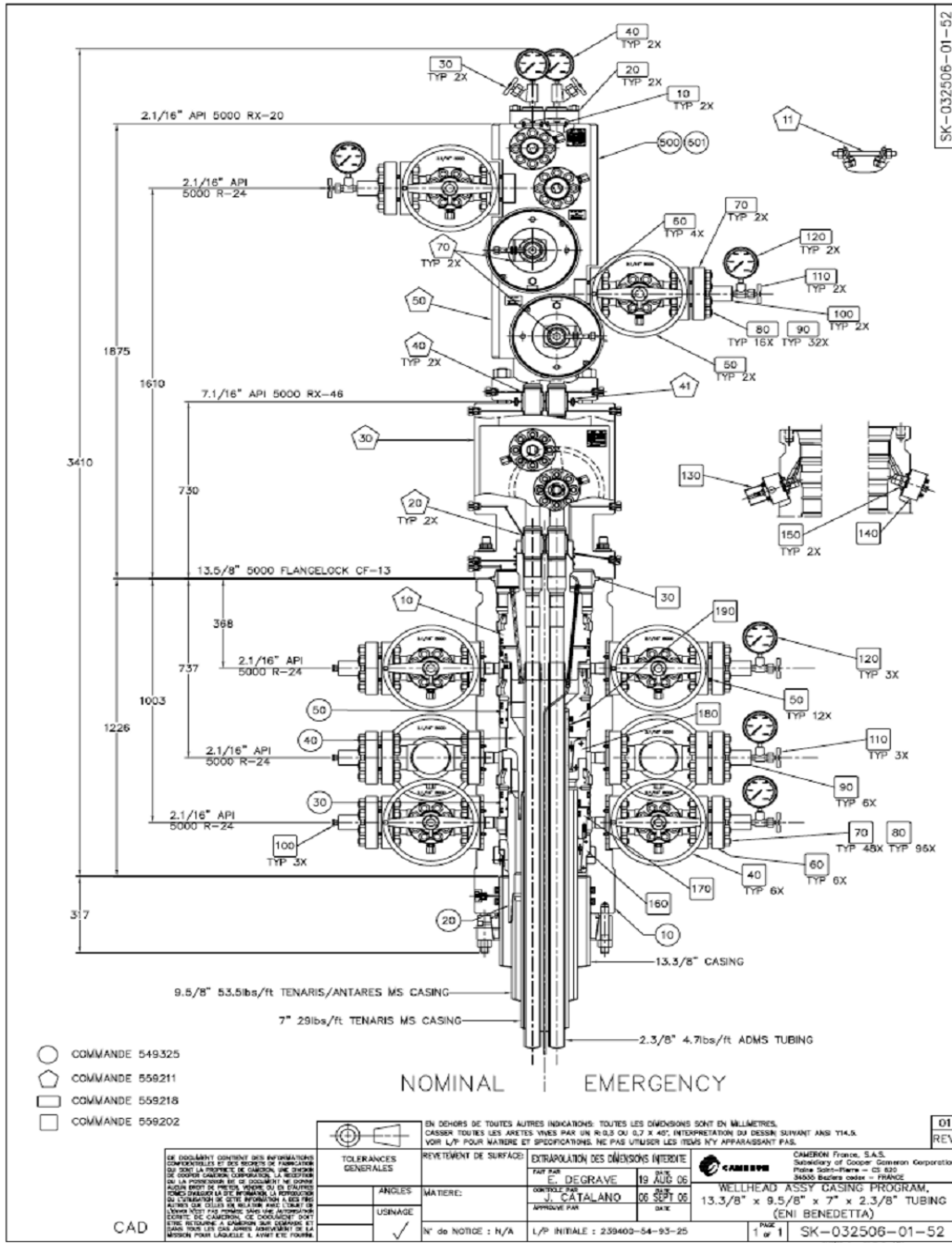



Figura 26 Schema di Christmas Tree

6.0 Misure di mitigazione degli impatti

Con l'intento di minimizzare gli impatti derivanti dalle attività di perforazione sulle varie componenti ambientali, durante tutte le fasi operative del progetto in esame, vengono

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	43/55
	054800BFLB43204	

adottate una serie di misure di mitigazione preventive in accordo a precise specifiche tecniche stabilite da Eni.

L'impianto di perforazione utilizzato è in grado di impedire qualsiasi tipo di perdita accidentale in mare di acque contaminate, di sostanze e fluidi. E' inoltre dotato di una serie di sistemi antinquinamento dedicati alla prevenzione o al trattamento di uno specifico rischio di inquinamento, quali:

- Sistema di raccolta delle acque di lavaggio impianto e di eventuali fuoriuscite di fluidi/oli/combustibili.
- Sistema di raccolta e trattamento delle acque oleose.
- Sistema di raccolta dei detriti e dei fluidi di perforazione.
- Sistema di trattamento delle acque grigie e delle acque nere

Eni per affrontare eventuali perdite accidentali in mare, si è dotata di un'apposita procedura che fa parte del Sistema di Gestione Integrato (SGI), denominata "Piano di Emergenza Ambientale Offshore".

Il Distretto Centro Settentrionale, in particolare, per garantire la pronta risposta in caso di sversamenti a mare si è dotata di un servizio a chiamata di pronto intervento antinquinamento, con personale in grado di intervenire, con mezzi ed attrezzature, entro 4 ore dalla chiamata e con personale reperibile 24h/24 e 7 giorni su 7.

6.1 Gestione dei Detriti Perforati e del Fango di Perforazione


Sebbene il D.M.A. 28 Luglio 1994, "Determinazione delle attività istruttorie per il rilascio dell'autorizzazione allo scarico in mare di materiali derivati da attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi", offra la possibilità di effettuare, dietro autorizzazione delle autorità competenti, lo scarico in mare dei detriti perforati e del fluido di perforazione a base d'acqua, eni S.p.A., nell'ottica di minimizzare l'impatto ambientale derivante dalle attività di perforazione, non effettua alcuno scarico a mare di questo tipo di rifiuti.

Inoltre, sempre con l'intento di minimizzare gli impatti derivanti dalle attività di perforazione sulle varie componenti ambientali, vengono adottate durante tutte le fasi operative una serie di misure atte ad evitare ogni tipo di sversamento in accordo a precise specifiche tecniche stabilite da eni S.p.A..

Le suddette specifiche richiedono impianti "impermeabilizzati", in grado cioè di impedire qualsiasi tipo di sversamento accidentale in mare di acque contaminate, fluido di perforazione, oli di sentina.

Tutti i piani di lavoro (*piano sonda, main deck, cantilever deck, B.O.P deck, elideck*) sono a tenuta e provvisti di mastra. Inoltre lungo tutto il perimetro della piattaforma sono presenti pozzetti di drenaggio per raccogliere le acque di lavaggio impianto ed eventuali residui di fluidi di perforazione. Questi fluidi vengono trasferiti tramite pompe di raccolta ad una vasca da 50 mc alloggiata sul *main deck*.

Il fluido di perforazione (o di completamento) rappresenta la principale fonte di produzione di rifiuti. Il suo volume tende ad aumentare proporzionalmente all'approfondimento del foro, a causa degli scarti dovuti al progressivo invecchiamento e alle continue diluizioni necessarie a contenere la quantità di detriti inglobati durante

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	44/55
	054800BFLB43204	

la perforazione o a preservarne le caratteristiche principali. E' possibile limitare i volumi di scarto con la separazione meccanica tra detriti perforati e fango, per mezzo di attrezzature di controllo dei solidi costituite da vibrovagli a cascata, *mud cleaners* e centrifughe. Il contenuto della vasca viene periodicamente trasferito per mezzo di pompe sulle cisterne della nave appoggio (*supply-vesse*) che staziona nelle immediate vicinanze della piattaforma, per essere trasportato a terra per il trattamento e lo smaltimento in idonei recapiti.

I detriti perforati sono anch'essi temporaneamente raccolti in appositi cassonetti e trasferiti a terra tramite la nave appoggio per il trattamento e smaltimento.

6.2 Gestione dei Liquami Civili e delle Acque Oleose

I liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa) vengono trattati per mezzo di impianti omologati dal A. B. S. prima di essere scaricati in mare. Nella sala macchine la zona pompe e quella motori, poste al di sotto del *main deck*, sono anch'esse dotate di mastra, fornite di sentina per la raccolta di liquidi oleosi, inclusi quelli raccolti da tutte le zone suscettibili di sversamenti di oli lubrificanti. I liquidi raccolti tramite pompa di rilancio sono inviati ad un impianto separatore olio-acqua. L'acqua separata viene inviata nella vasca di raccolta dei rifiuti liquidi, mentre l'olio è raccolto in appositi fusti in attesa di essere trasportato a terra per lo smaltimento.

6.3 Dotazioni antinquinamento

L'impianto di perforazione è assistito 24 ore su 24 da una nave appoggio che oltre che fungere da deposito temporaneo per i materiali necessari alla perforazione e dei reflui prodotti è dotata di attrezzature e materiali antinquinamento.


In accordo con quanto previsto dal DM 23/01/17 "Definizione delle dotazioni di attrezzature e scorte di risposta ad inquinamenti marini da idrocarburi (...)", le dotazioni antinquinamento sono presenti in appositi depositi di terraferma, sugli impianti di perforazione e sulle relative navi appoggio.

In dettaglio, le dotazioni della base di Marina di Ravenna sono costituite da:

- n. 2 sistemi meccanici di recupero e separazione olio/acqua (*skimmers*) con una capacità di recupero non inferiore ai 35 metri cubi/ora;
- 1000 metri di panne costiere, 500 metri di panne d'altura, 500 metri di panne rigide, con i relativi sistemi di ancoraggio
- 1000 metri di panne assorbenti dichiarate impiegabili, nonché 5 metri cubi di materiale oleoassorbente nelle sue varie configurazioni;
- 8.000 litri di prodotti disperdenti di tipo riconosciuto idoneo unitamente alla relativa apparecchiatura per lo spandimento in mare.

Su ciascuna nave appoggio all'unità di perforazione, ai sensi dell'art.2 del suddetto DM, saranno presenti:

- 200 metri di panne di altura;

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	45/55
	054800BFLB43204	

- un sistema meccanico di recupero e separazione olio/acqua (skimmers) con una capacità di recupero non inferiore ai 35 metri cubi/ora, nonché di casse di raccolta;
- 200 metri di panne assorbenti, nonché 1 metro cubo di materiale oleoassorbente nelle sue varie configurazioni;
- 500 litri di prodotti disperdenti riconosciuti idonei (Eco Cleaning 85 e 87) con la relativa apparecchiatura di dispersione.

Sempre in accordo con quanto previsto dal DM 23/01/17, art. 3 comma 1, sugli impianti di perforazione saranno resi disponibili:

- un quantitativo di panne di altura non inferiore al perimetro esterno della piattaforma maggiorato del 30%;
- un quantitativo di panne assorbenti di tipo riconosciuto impiegabile, non inferiore al doppio della somma del perimetro esterno della piattaforma;
- 1000 litri di prodotti disperdenti (Eco Cleaning 85 e/o 87), unitamente alla relativa apparecchiatura per il loro spandimento in mare.

6.4 *Gestione Rifiuti*

I rifiuti prodotti, di qualsiasi natura essi siano e qualunque sia il sistema di smaltimento adottato, seppur temporaneamente, sono raccolti in adeguate strutture di contenimento per poi essere inviati a recupero o smaltimento in idoneo recapito finale.


6.4.1 **Tipologia e Quantità Rifiuti Prodotti**

I rifiuti prodotti sono costituiti da:

- rifiuti di tipo solido urbano (lattine, cartoni, legno, stracci etc.);
- rifiuti derivanti da prospezione (fluidi di perforazione in eccesso, detriti intrisi di fluidi);
- acque reflue (acque di lavaggio impianto, acque meteoriche contaminate, acque di sentina);

Una stima della quantità di rifiuti prodotti per singolo pozzo perforato è riportata nella tabella seguente.

Tabella: stima della tipologia e della quantità di rifiuti prodotti per singolo pozzo perforato	
Tipologia di rifiuti	Quantità
Rifiuti solidi assimilabili agli urbani	300 mc
Rifiuti solidi derivanti da attività di perforazione	400 mc

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	46/55
	054800BFLB43204	

Rifiuti liquidi (fangosi ed acquosi)	1.400 mc
--------------------------------------	----------

Tabella 14 - Tipologia e Stima dei Rifiuti Prodotti

I fluidi di perforazione, i detriti perforati, le acque di lavaggio, gli oli ed i rifiuti solidi urbani e/o assimilabili vengono raccolti e trasferiti a terra per il successivo smaltimento. A bordo della piattaforma vengono effettuati solo trattamenti relativi ai residui alimentari, ai liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa) mediante impianto dedicato omologato e ai liquidi di sentina.

In particolare,:

Residui Alimentari: vengono per la maggior parte raccolti ed inviati a terra tramite supply vessel, per poi essere smaltiti in idoneo recapito autorizzato come RSU. I restanti residui, originati ad esempio dalla lavorazione dei cibi, vengono triturati e scaricati in mare attraverso un setaccio le cui maglie hanno una luce di 25 mm, come stabilito dalle norme Internazionali "MARPOL (*Marine Pollution*)".

Liquami Civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa): le acque grigie (acque provenienti da lavandini, docce, cambusa) e le acque nere (scarichi w.c.) vengono trattate per mezzo di un impianto di depurazione omologato prima dello scarico in mare aperto. Lo scarico avviene in conformità a quanto stabilito dalle norme internazionali "MARPOL". Il sistema di trattamento delle acque grigie e nere è stato progettato per poter trattare un volume giornaliero pari a 28,4 mc/giorno, calcolato sulla presenza massima a bordo (110 persone), con un abbattimento degli inquinanti in grado di garantire allo scarico il rispetto dei requisiti della normativa internazionale, come da certificazione rilasciata all'impianto. In realtà la presenza a bordo media varia a seconda delle operazioni e fluttua fra le 85 e le 101 unità per una produzione massima giornaliera calcolata in 21 mc/giorno, per cui il sistema è sovradimensionato.

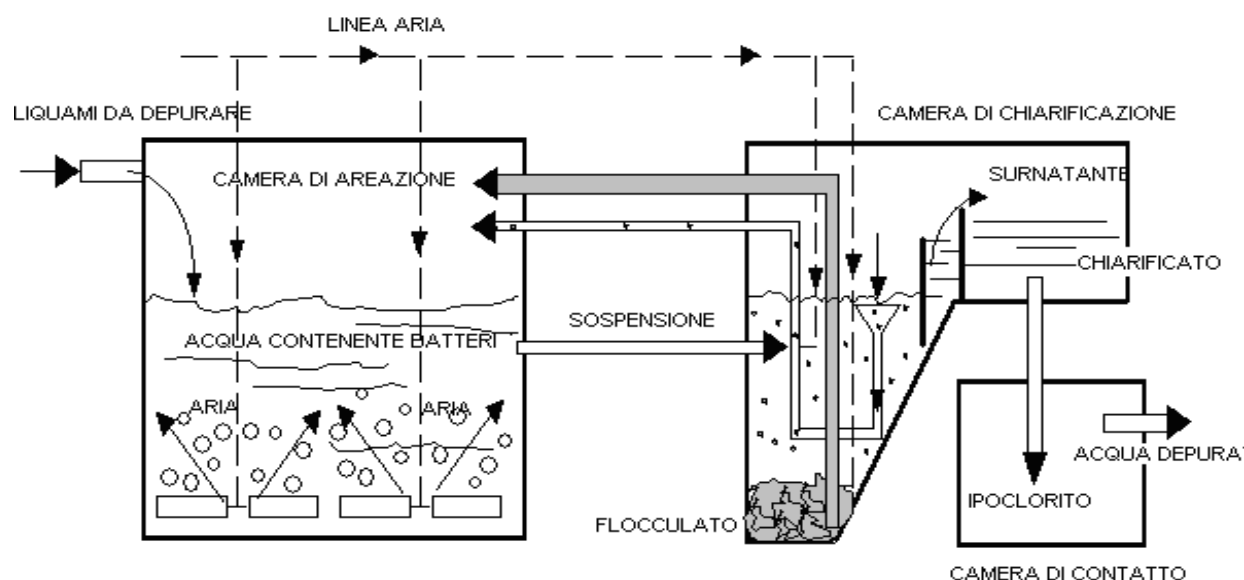


Figura 27 - Schema Impianto Trattamento Liquami Civili

Liquidi di Sentina: sono costituiti da una miscela di olio ed acqua e vengono trattati in un separatore olio - acqua. L'olio viene filtrato e raccolto in un serbatoio per essere successivamente raccolto in fusti e trasferito a terra per essere consegnato al Consorzio



Oli Esausti mentre l'acqua è inviata alla vasca di raccolta rifiuti liquidi (fango ed acque di lavaggio) e quindi smaltita a terra presso impianti autorizzati.

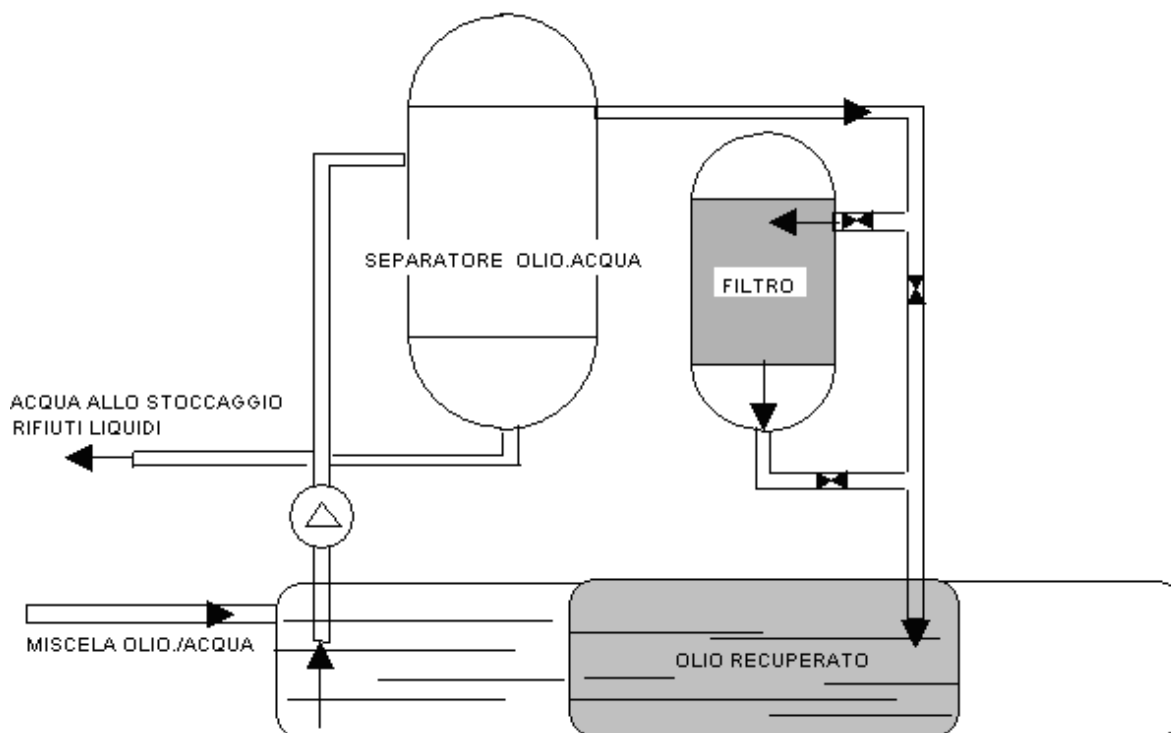



Figura 28 - Separatore Liquidi di Sentina

Sono anche previsti gli scarichi delle acque di raffreddamento degli armadi elettrici, costituiti da acqua di mare, che circoleranno in un circuito separato, non a contatto con attrezzature e macchine e verranno scaricate in linea con quanto previsto dal DLgs 152/06 e s.m.i..

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	48/55
	054800BFLB43204	

6.4.2 Emissione in Atmosfera

La principale fonte di emissione in atmosfera è rappresentata dai gas dei gruppi motore che azionano i gruppi elettrogeni, durante il cantiere temporaneo di perforazione.

Sull'impianto di perforazione è infatti installato un impianto di produzione di energia elettrica con generatori diesel.

Durante il normale funzionamento, tutti i generatori presenti vengono utilizzati per la produzione dell'energia elettrica necessaria al funzionamento dell'impianto.

E' presente un generatore di emergenza che entra automaticamente in funzione in caso di disfunzione del circuito principale.

Vengono in seguito riportate le caratteristiche dei generatori di potenza installati sul "Jack-Up" modello "GSF Key Manhattan":

- Motori principali: n. 3 EMD, modello 16-645-E8, potenza di 2.200 hp ciascuno;
- Motore di emergenza: n.1 CATERPILLAR, modello 3412, potenza 346 kW.

Caratteristiche di emissione dei generatori di potenza del Jack-Up "GSF Key Manhattan"										
Sorgente di emissione	Altezza di emissione	Diametro camino uscita fumi [m]	Temperatura di uscita fumi [°C]	Velocità di uscita fumi [m/s]	Portata fumi O ₂ tal quale [Nm ³ /h]	Tenore di O ₂ nei fumi [%]	Concentrazioni normalizzate al tenore di ossigeno di riferimento [mg/Nm ³ al 5% O ₂]			
							NO _x	CO	Polveri	SO ₂
EMD1	55 m	0,55	241	22,58	10139	17,72	2785	524	< 0,09	< 0,1
EMD2	50 m	0,55	206	22,28	10735	17,77	3530	396	< 0,08	7,5
EMD3	45 m	0,55	186	18,28	9193	17,42	3203	380	< 0,09	12,8

Tabella 15 - Caratteristiche di Emissione dei Generatori di Potenza

6.4.3 Generazione di Rumore

Per quanto riguarda l'impianto di perforazione Key Manhattan, eni Upstream ha eseguito un'indagine acustica volta alla caratterizzazione di tutte le sorgenti sonore, comprensiva della valutazione del rumore emesso al perimetro dell'impianto.

I livelli di emissione sonora delle sorgenti sono stati ricavati da misure fonometriche effettuate in sito. In generale sono state effettuate misure di pressione sonora a 1 metro di distanza dalla sorgente oggetto di studio, ad altezze variabili sul piano di campagna (qualora la sorgente avesse uno sviluppo in altezza) o più in generale ad una distanza tale da non avere influenza da parte delle altre sorgenti eventualmente nei pressi.



eni S.p.A.

CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI
PERFORAZIONE

054800BFLB43204


49/55

Per il calcolo della potenza sonora delle sorgenti a partire dalla misura di pressione sonora effettuate è stato utilizzato un software di modellizzazione acustica (SoundPlan 7.0); ciascuna sorgente è stata inserita e schematizzata nel software caratterizzandola inizialmente con gli spettri misurati per poi sottoporla al procedimento di calibrazione inserendo all'interno del modello punti di convalida coincidenti con le postazioni effettivamente misurate in campo.

Il genere di rumore prodotto è del tipo a bassa frequenza; si riporta di seguito la tabella dei valori di pressione sonora misurati per ciascuna sorgente.

SORGENTI CARATTERIZZATE	DENOMINAZIONE SORGENTI	(PUNTO A); Lq dB(A)	(PUNTO B); Lq dB(A)	(PUNTO C); Lq dB(A)	(PUNTO D); Lq dB(A)
S1/2	DERRICK	(S1A) 84,5	(S2) 87,2		
S3	MOTORE CHIAVE PTS	(S3) 95,8			
S4	COMPRESSORE ARIA DOGHOUSE	(S4) 93,9			
S5	BLOWER	(S5) 87,4			
S6	MOTORI RIGGING LOFT	(S6) 97,7	(S6) 98,9	(S6) 96,1	(S6) 89,3
S7	VIBROVAGLI	(S7) 91,5			
S8	POMPA AUSILIARIA TRIP DANK	(S8) 104,3			
S9	SFIATO EF18	(S9) 92,6			
S10	SFIATO SF9 (+SF10 + SF11)	(S10) 85,8			
S11	SFIATO ALLOGGI PRIMO PIANO	(S 11) 79,9			
S12	VENTILAZIONE TERZO LIVELLO	(S12) 86,8			
S13	SFIATO SF2 (+ SF1)	(S13) 102,8	(S13) 103	(S13) 104,1	
S14	SFIATO EF4 (+ EF3)	(S14) 103,6	(S14) 102,9		
S15	SFIATO EF6 (+ FS5)	95,7			
S16	SFIATO EF8 (+SF9)	104,5			
S17	SFIATO EF14 (+EF15)	92,5			

Tabella 16 - Pressione Sonora delle sorgenti misurate su impianto Key Manhattan

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	50/55
	054800BFLB43204	

7.0 ALLACCIO E PRODUZIONE DEL NUOVO POZZO

7.1 *Attività di allaccio e produzione del pozzo*

Al termine dell'attività di perforazione il pozzo sarà allacciato alla produzione. Il gas estratto sarà convogliato a terra tramite sealine alla piattaforma Barbara A e di qui verso la centrale di Falconara.

Il trasferimento di idrocarburi da giacimento alla testa pozzo viene effettuato per mezzo di n.2 batterie di tubi di produzione (pozzo a doppio completamento), installate all'interno della colonna di produzione.

Il sistema di sicurezza previsto per ciascuna stringa di produzione è costituito da:

- valvola di fondo pozzo (SCSSV), installata in profondità all'interno della batteria del tubing ed ha lo scopo di chiudere automaticamente l'interno del tubing in caso di intervento dei sistemi di sicurezza di superficie, bloccando il flusso di idrocarburi verso la superficie;
- valvole master (SSV) e wing (SDV), installate direttamente sulla croce di produzione di testa pozzo, con lo scopo di intercettare e controllare il flusso di erogazione e permettere che si svolgano in sicurezza gli interventi sul pozzo;

azionate idraulicamente mediante olio in pressione fornito dalla unità 0450 – Potenza Idraulica di piattaforma.

Il gas uscente dalla croce di produzione è inviato, a mezzo flowlines, a due separatori di produzione. In ciascun separatore viene separata per gravità la fase liquida costituita principalmente da acqua di strato (unità 0300).


All'uscita del separatore, dopo la misura di portata, il gas è ridotto di pressione mediante valvola duse. Il gas prodotto, quindi, viene convogliato a un collettore di produzione da 8" e da qui, a mezzo sealine da 12" alla piattaforma BARBARA A.

In alternativa, il gas prodotto può essere convogliato nel collettore di produzione gas in bassa pressione da 3", il quale è collegato alla sealine da 3" verso la piattaforma BARBARA A. Per ciascun separatore, in funzione dei parametri erogativi, la scelta del collettore potrà essere effettuata mediante valvole manuali poste a valle delle valvole dusi.

Allo scopo di prevenire la formazione di idrati, che potrebbero occludere le stringhe, è previsto uno stacco valvolato a testa pozzo ed in particolare a monte della valvola wing (SDV) e un punto di iniezione a monte duse per poter iniettare glicole (unità 0390).

La fase liquida associata al gas (acque di strato), recuperata dal fondo dei separatori, è convogliata all'unità di trattamento delle acque di strato (unità 0560). Le acque di strato verranno inviate dapprima nel degasatore per rilasciare l'eventuale fase gassosa residua e successivamente verranno trasferite al serbatoio trifasico per la separazione dei solidi in sospensione per decantazione e degli idrocarburi liquidi per differenza di peso specifico. La frazione acquosa in uscita sarà inviata per caduta ai filtri a carbone attivo per la rimozione dei residui di idrocarburi, e poi scaricata attraverso il tubo separatore. Tale sistema garantirà il rispetto dei limiti della vigente autorizzazione allo scarico a mare delle acque di strato (DEC PNM 5455 del 16/03/2017).

I residui di idrocarburi, raccolti nel separatore trifasico verranno periodicamente trasportati a terra mediante supply vessel.

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	51/55
	054800BFLB43204	

7.2 Stima delle emissioni in atmosfera, degli scarichi idrici, della produzione di rifiuti, della produzione di rumore

I principali aspetti ambientali correlati alla fase di produzione del nuovo pozzo vengono descritti di seguito.

7.2.1 Emissione di inquinanti in atmosfera

Le emissioni gassose relative all'esercizio del nuovo pozzo sono quelle rilasciate dall'eventuale fase gassosa residua liberata dall'acqua di strato nell'unità di trattamento specifica (unità 0560) e successivamente convogliata alla candela di bassa pressione di piattaforma. Il degasatore raccoglie gli scarichi liquidi dei separatori di produzione e ne consente il degasaggio prima del trattamento vero e proprio. L'emissione è di gas naturale, costituito prevalentemente da metano privo di componenti pesanti di idrocarburi. La portata stimata, per entrambe le stringe del pozzo nuovo, risulta essere trascurabile, circa 0,53 kg/h.

7.2.2 Scarichi idrici

Gli scarichi idrici che si prevede vengano generati durante la fase di produzione sono i seguenti:

- Acque meteoriche ricadenti su aree scoperte non contaminate: vengono scaricate in mare attraverso il tubo separatore.
- Acque meteoriche ricadenti su aree impianto (potenzialmente contaminate): vengono raccolte in serbatoio dedicato dal quale vengono periodicamente caricate su bettolina, portate a terra e gestite ai sensi della vigente normativa in tema di rifiuti.
- Acqua di strato, separata dal gas è inviata ad un sistema di trattamento dedicato in cui le tracce di idrocarburi vengono separate prima dello scarico a mare in linea con quanto previsto dalla normativa vigente.


7.2.3 Produzione di rifiuti

I rifiuti originati durante la fase di produzione saranno legati esclusivamente alle operazioni di manutenzione in quanto la piattaforma sarà normalmente non presidiata. In ogni caso, i rifiuti prodotti (materiale metallico, imballaggi, oli lubrificanti, ecc...) verranno raccolti separatamente in adeguate strutture di contenimento e trasportati a terra al termine delle operazioni manutentive, dove saranno smaltiti in accordo alla normativa vigente.

7.2.4 Produzione di rumore e vibrazioni

A bordo della piattaforma, le uniche sorgenti di rumore sono rappresentate da:

- sistema di iniezione e stoccaggio chemicals (pompe dosatrici);
- Sistema di generazione elettrica principale a gas;
- sistema di generazione di servizio a gasolio;

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	52/55
	054800BFLB43204	

- separatori;
- teste pozzo.

L'integrazione del nuovo pozzo non modifica i livelli delle sorgenti di rumore relativi alle facilities esistenti in piattaforma.

7.2.5 Mezzi impiegati

Durante le attività di allaccio alla produzione verrà impiegato un mezzo navale che svolgerà attività di supporto per il trasporto di personale e delle attrezzature necessarie alle operazioni. Le attività di allaccio sono considerate come operazioni di scarsa entità, dato il cospicuo riutilizzo di attrezzature esistenti. Quindi non si prevede una produzione significativa di rifiuti, se non quelli strettamente connessi a operazioni di manutenzione (stracci, guanti, guarnizioni, sfridi di lavorazione, ecc.). Questi verranno raccolti separatamente in adeguate strutture di contenimento e trasportati a terra al termine delle attività per lo smaltimento.

Il mezzo navale impiegato per il periodo di tempo necessario alle operazioni di allaccio e messa in produzione del pozzo Calipso 5 Dir è il seguente:

- Navi Passeggeri (Crew Boat):
 - Tonnellaggio: 150 tonnellate,
 - Caratteristiche Motore: motore diesel di 2200 BHP,
 - Ore di Viaggio/mese da Ancona: No. 90.

7.2.6 Tempi impiegati

La durata prevista per l'attività di allaccio del pozzo alla produzione è di circa trenta giorni.

Le attività verranno svolte da una squadra di tecnici composta da 5 persone (4 meccanici; 2 strumentisti ed 1 elettricista) e da una squadra di presidio della piattaforma composta da altre 5 persone (Capo Piattaforma, 2 Operatori di Produzione, Cuoco e Cameriere). A bordo di Calipso quindi saranno presenti 12 persone/giorno, per tutto il periodo di tempo necessario al completamento delle attività.

8.0 DECOMMISSIONING

In questo capitolo vengono descritte le varie fasi delle attività da eseguire alla fine della vita produttiva del pozzo di produzione.

8.1 Operazione di chiusura mineraria del pozzo

Al termine della vita mineraria del pozzo, si procederà alla completa chiusura del pozzo in progetto.

La chiusura mineraria è la sequenza di operazioni che permette di abbandonare il pozzo in condizioni di sicurezza.

Questa operazione verrà realizzata, per mezzo dell'impianto di perforazione, tramite una serie di tappi di cemento in grado di garantire un completo isolamento dei livelli



produttivi, ripristinando nel sottosuolo le condizioni idrauliche precedenti l'esecuzione dei pozzi. Scopo di quest'attività è evitare la fuoriuscita in superficie di fluidi di strato e garantire l'isolamento dei diversi strati, ripristinando le chiusure formazionali. Tali attività sono sottoposte alla autorizzazione dell'ente minerario competente (UNMIG).

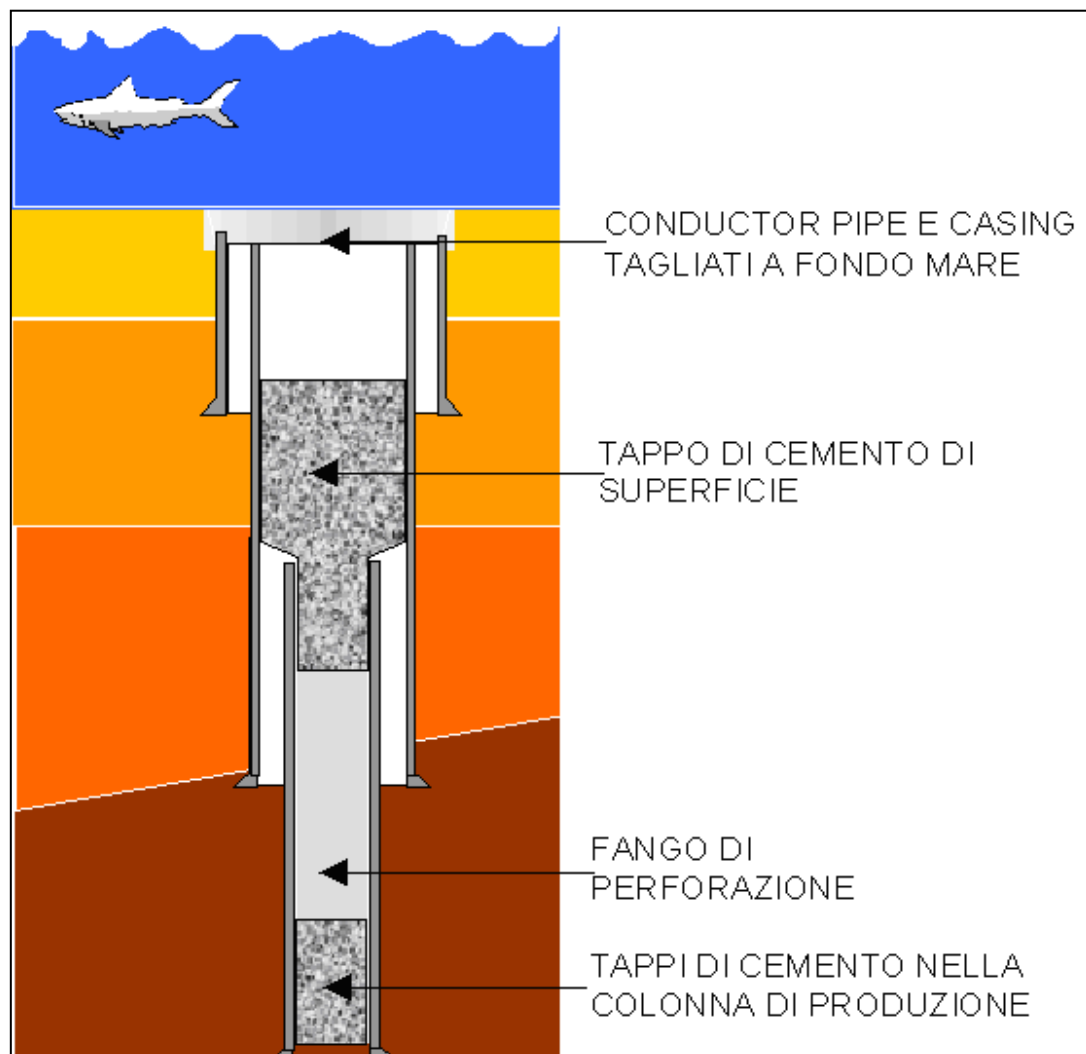



Figura 29 - Esempio di profilo di chiusura mineraria

La chiusura mineraria, include la realizzazione e l'uso combinato di:

- Tappi di Cemento: isolano le pressioni al di sotto di essi, annullando l'effetto del carico idrostatico dei fluidi sovrastanti. Una volta calata la batteria di aste fino alla prevista quota inferiore del tappo si procede con l'esecuzione dei tappi di cemento pompando e spiazzando in pozzo, attraverso le aste di perforazione, una malta cementizia di volume pari al tratto di foro da chiudere. Ultimato lo spiazzamento si estrae dal pozzo la batteria di aste;
- Squeeze di Cemento: operazione di iniezione di fluido in pressione verso una zona specifica del pozzo. Nelle chiusure minerarie gli squeeze di malta cementizia vengono eseguiti per mezzo di opportuni "cement retainer" con lo

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	54/55
	054800BFLB43204	

scopo di chiudere gli strati precedentemente aperti tramite perforazioni del casing;

- Bridge-Plug - Cement Retainer: i bridge plug (tappi ponte) sono tappi meccanici che vengono calati in pozzo e fissati contro la colonna di rivestimento. Gli elementi principali del bridge plug sono i cunei, che servono per ancorare l'attrezzo contro la parete della colonna, e la gomma (packer), che, espandendosi contro la colonna, isola la zona sottostante da quella superiore. Alcuni tipi di bridge plug detti "cement retainer" sono provvisti di un foro di comunicazione fra la parte superiore e quella inferiore con valvola di non ritorno, in modo da permettere di pompare la malta cementizia al di sotto di essi.
- Fluido di Perforazione: le sezioni di foro libere (fra un tappo e l'altro) vengono mantenute piene di fluido di perforazione a densità opportuna, in modo tale da controllare le pressioni al di sopra dei tappi di cemento e dei bridge plug.

Il numero e la posizione dei tappi di cemento e dei bridge plug nelle chiusure minerarie dipendono dalla profondità raggiunta dal pozzo, dal tipo e profondità delle colonne di rivestimento e dai risultati minerari e geologici del sondaggio.

8.2 Taglio delle colonne a fondo mare

Dopo l'esecuzione del tappo di cemento detto di superficie (in realtà al di sotto del fondo mare) si provvede al taglio delle colonne di superficie a fondo mare. Terminata questa operazione si procede alla rimozione della sovrastruttura che viene caricata su bettolina e portata a terra. I tubi guida ed i pali di fondazione vengono quindi tagliati a fondo mare in modo che non rimanga nessun corpo estraneo sporgente dal fondo.

Nel caso in cui, per ragioni tecniche, non sia possibile cementare le colonne fino a fondo mare, la chiusura mineraria deve prevedere il taglio ed il recupero di almeno una parte delle colonne non cementate.


Venuto meno l'interesse minerario, dopo le attività di chiusura mineraria di tutti i pozzi, si provvederà al decommissioning dell'intera piattaforma Calipso, in accordo con la normativa vigente e del linee guida sul decommissioning, attualmente in fase di emissione ai sensi dell'art. 25 del D.Lgs 104/2017.

8.3 Fase di decommissioning: stima delle emissioni di inquinanti in atmosfera, degli scarichi idrici, della produzione dei rifiuti, della produzione di rumore e vibrazioni e delle emissioni ionizzanti e non

I principali aspetti ambientali relativi alla fase di decommissioning del pozzo vengono descritti di seguito e sono essenzialmente analoghi a quelli generati durante la fase di perforazione.

8.3.1 Emissioni di inquinanti in atmosfera

Durante la fase di chiusura mineraria del pozzo, analogamente alla fase di perforazione, la principale fonte di emissione in atmosfera sarà rappresentata dallo scarico di gas da

 eni S.p.A.	CALIPSO POZZO 5 DIR PROGETTO DI PERFORAZIONE	55/55
	054800BFLB43204	

parte dei gruppi motori che azionano i gruppi elettrogeni dell'impianto di perforazione utilizzato. Per le specifiche relative alle emissioni in atmosfera dell'impianto di perforazione utilizzato anche per la chiusura mineraria dei pozzi si rimanda al paragrafo 6.4.2. Nello specifico, la fase di chiusura mineraria del pozzo Calipso 5 Dir durerà complessivamente circa 25 giorni.

8.3.2 Scarichi idrici

Durante la fase di chiusura mineraria del pozzo, analogamente alla fase di perforazione, gli scarichi idrici sono rappresentati da:

- Acque provenienti dall'impianto di depurazione delle acque grigie (acque provenienti da lavandini, docce, cambusa) e dalle acque nere (scarichi w.c.), già descritto al paragrafo 6.4.1. Lo scarico a mare sarà discontinuo e avverrà in conformità a quanto stabilito dalle norme internazionali "MARPOL";
- Scarichi dei reflui civili provenienti dai mezzi navali di trasporto e supporto alle operazioni;
- Scarichi di acque di raffreddamento degli armadi elettrici, costituiti da acqua di mare, che circoleranno in un circuito separato, non a contatto con attrezzature e macchine e verranno scaricate in linea con quanto previsto dal DLgs 152/06 e s.m.i..

**PROGRAMMA
GEOLOGICO – PERFORAZIONE
COMPLETAMENTO**

P.ma CALIPSO

Pozzo: CALIPSO 5 Dir



INDICE DELLE SEZIONI

SEZIONE 1

INFORMAZIONI GENERALI

SEZIONE 2

PROGRAMMA GEOLOGICO

SEZIONE 3

PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

SEZIONE 4

PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

SEZIONE 5

PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO



SEZIONE 1

INFORMAZIONI GENERALI

Pozzo: CALIPSO 5 DIR

Data di emissione: Marzo 2017

1				
0	ARPO/CS	G. Rosiello 	Martini G. Cavallaro A. Concas 	A. Troisi 
	GEOP/CS	A. De Bernardo 	S. Cagneschi 	A. Crottini 
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	IL RESPONSABILE



INDICE DEGLI ARGOMENTI

1.1	INFORMAZIONI GENERALI	3
1.2	DATI GENERALI DELLA PIATTAFORMA	4
1.3	PROGRAMMA TEMPI	5
1.4	SCHEMA DEL POZZO A FINE PERFORAZIONE	6
1.5	PREVISIONI E PROGRAMMI	7
1.6	RACCOMANDAZIONI GENERALI	8
1.7	DATI GENERALI IMPIANTO DI PERFORAZIONE	9
1.7.1	CARATTERISTICHE IMPIANTO	9
1.7.2	VISTA LATERALE E IN PIANTA	10
1.7.3	BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA	11
1.7.4	SCHEMA DIVERTER SYSTEM 29 1/2" 500 PSI	12
1.7.5	SCHEMA BOP STACK 21 1/4" 2000 PSI	12
1.7.6	SCHEMA BOP STACK 13 5/8" 10000 PSI	13
1.8	CONTATTI DI EMERGENZA	14
1.9	UNITÀ DI MISURA E MANUALISTICA DI RIFERIMENTO	16



1.2 DATI GENERALI DELLA PIATTAFORMA

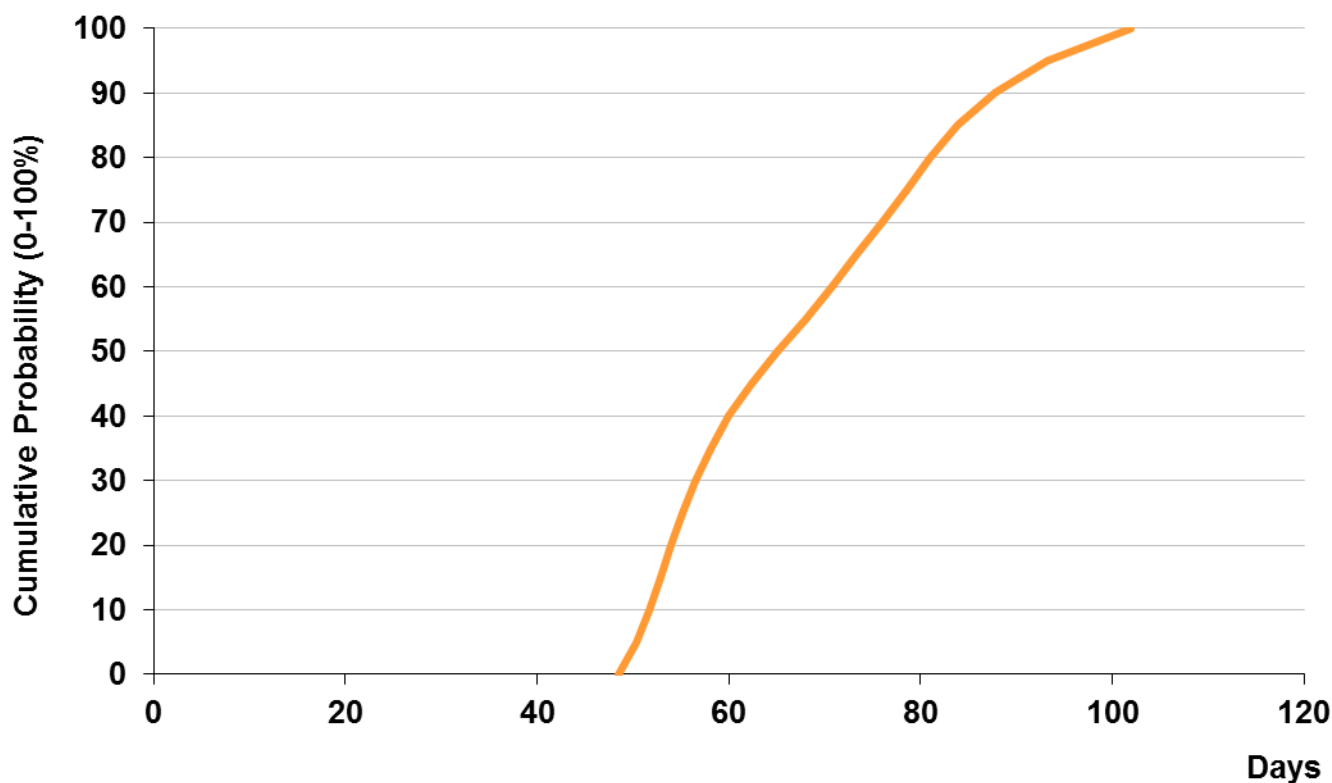
VOCE	DESCRIZIONE
ANAGRAFICA	
Distretto geograficamente responsabile	DICS / Distretto di Ravenna
Nome e sigla del pozzo	Calipso 5 Dir
Classificazione iniziale	Development
TD max finale prevista da programma MD (TVD)-PTR	2431 m (1284 m)
Permesso/concessione	B.C14.AS
Operatore / Quote di titolarità	ENI Div. E&P / Eni 51% - Edison Gas 49%
Capitaneria di porto	Ancona
Zona (pozzi off-shore)	"B" Mare Adriatico
Distanza dalla costa	35 km
Distanza dalla base operativa	180 km
PTR – livello mare considerata / Fondale	34.5 m / 75 m
OBIETTIVI	
Litologia obiettivo principale	Sabbie pleistoceniche
Formazione obiettivo principale (vedi sez.2)	Formazione Carola (Pleistocene)
Livelli obiettivi principali	PLQ-P1, PLQ-Q, PLQ-T
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
Lat di centro pozzo geografiche / metriche	43° 49' 36.351° N / 4853348.34
Long di centro pozzo geografiche / metriche	13° 51' 49.030° E Gr. / 2428622.56
Lat di fondo pozzo geografiche / metriche	43° 48' 58.983 N / 4852176.40
Long di fondo pozzo geografiche / metriche	13° 52' 51.607 E Gr. / 2430004.72
Ellissoide	Hayford International 1924
Geo Datum	Roma MM 1940
Map Zone	Coord. Greenwich CM 15° Greenwich (Zone II)
Tipo di proiezione	GAUSS-BOAGA. Ellissoide Hayford Int. 1924
Semiassse maggiore	6378388
Eccentricità al quadrato// (1/F)	0.00672267 // 297
Central meridian	15° EST GREENWICH
Falso Est	2 - 520000 m
Falso Nord	0 m
Scale Factor	0.9996
Declinazione magnetica ENI (Model IGRF200510)	Da verificare ad inizio attività



1.3 PROGRAMMA TEMPI

	Phases description	Phase Comment	start depth	end depth	TIME						
					Planned			Cumulated			
					P10	P50	P90	P10	P50	P90	
Drilling	36,1	DRILL SURFACE HOLE	Drilling 16" phase	150	280	3,6	4,1	5,1	3,6	4,1	5,1
		RUN/CEMENT SURFACE CASING	Running casing 13 3/8	280	280	3,3	4,2	5,8	6,9	8,2	10,9
		DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	Perforazione fase 12 1/4	280	900,68	3,6	4,6	6,4	10,5	12,8	17,2
		RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING	Running casing 9 5/8	900,68	900,68	3,4	3,8	4,6	13,9	16,6	21,8
		DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	Drilling 8"1/2 phase + LWD	900,68	2431,25	11,3	14,4	18,4	25,2	31,1	40,2
		RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	Running casing 7	2431,25	2431,25	3,8	5,0	7,9	29,0	36,1	48,1
Completion	29,0	WELL PREPARATION 1	Spiazzamento Brine + Cmt Log	2431,25	2431,25	3,9	4,4	5,1	32,9	40,5	53,2
		SAND CONTROL ZONE 1	ICGP-F&P livello PLQ-T	2431,25	2431,25	2,7	3,9	6,2	35,6	44,4	59,4
		SAND CONTROL ZONE 2	ICGP-GIF Livello PLQ-Q	2431,25	2431,25	3,9	5,4	7,8	39,5	49,7	67,2
		SAND CONTROL ZONE 3	ICGP-GIF Livello PLQ-P1	2431,25	2431,25	4,1	5,4	7,8	43,6	55,2	75,0
		RUN COMPLETION 1	Upper Completion	2431,25	2431,25	4,2	5,4	7,2	47,8	60,5	82,2
		CLEAN UP 1	Spurgo 3 livelli	2431,25	2431,25	4,0	4,6	5,5	51,7	65,1	87,7

Days vs P.Value

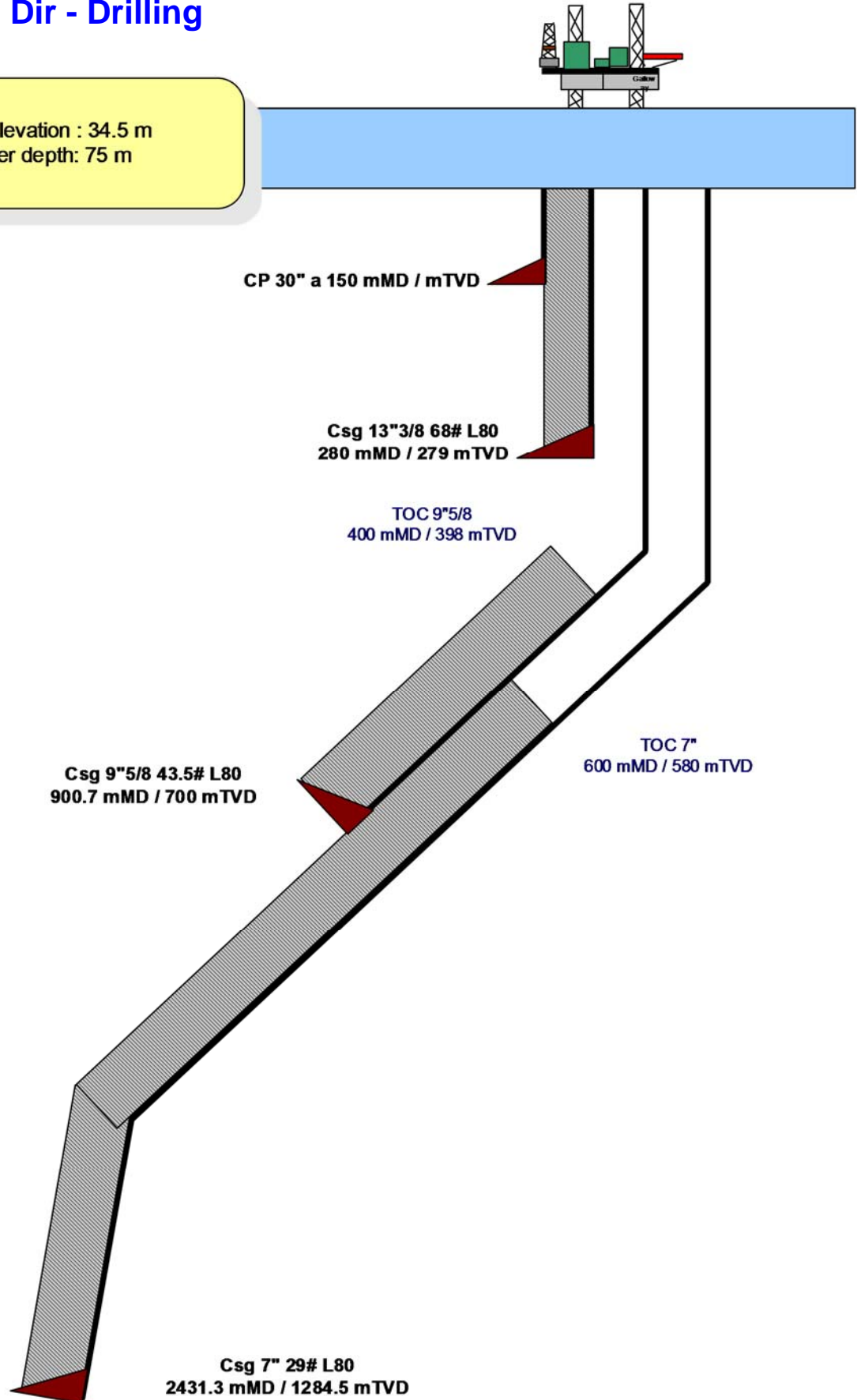




1.4 SCHEMA DEL POZZO A FINE PERFORAZIONE

Calipso 5 Dir - Drilling

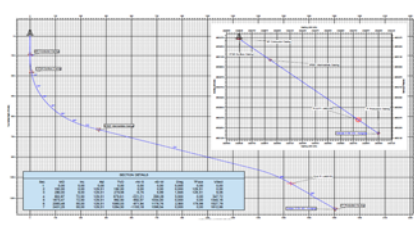



R.T. Elevation : 34.5 m
Water depth: 75 m





1.5 PREVISIONI E PROGRAMMI

Previsioni e Programmi Pozzo CALIPSO 5 DIR

Profondità (m MD)	Profondità (m VD sel)	Età	Formazione	Litologia	Livelli obiettivo	Casing 30" Casing 13"3/8 Casing 9"5/8 Casing 7"	Hole Size	WLL	LWD	Log C. H.	Fango	Cutting (L/A)	Carote	Deviaz. - Azim.	Prove prod.	Gradienti	Note del pozzo
1m 34,5 m	fm 109,5 m																
500	-700	RAVENNA				188m 280m TOC 400 ft	16"	Nessun Log	Nessun Log	Nessun Log	Nessun Log			Dev. = 0°-10° Az = 129,51°			<p>Questo progetto scaturisce da una revisione del modello di giacimento eseguito dopo la perforazione del pozzo Calipso 4 Dir B. La ricostruzione delle mappe strutturali e del modello dinamico con i dati del pozzo Calipso 4 Dir B ha portato al progetto di un nuovo pozzo con lo scopo di ottimizzare la produzione delle riserve dell'area orientale del campo con un ulteriore punto di drenaggio. Il pozzo Calipso 6 Dir ha quindi l'obiettivo di ottimizzare la produzione dei livelli già sviluppati del campo: il livello PLQ-P1, PLQ Q e PLQ T. Il pozzo Calipso 6 Dir verrà perforato in direzione sud-est rispetto alla piattaforma, con azimuth di circa 130°; la traiettoria raggiunge un'inclinazione massima di 73° che, in corrispondenza del giacimento, si riduce a circa 55°. Il pozzo sarà completato in tecnologia sand control KGF con string doppia.</p> 
838						900.7m TOC 600 m	12"1/4	Nessun Log	Nessun Log	Nessun Log	FWEPE D= 1120 g/l			Dev. = 10°-72.5° Az = 129.51°			
1000		PLEISTOCENE															
1500	-1059.4	CAROLA					8"1/2	CMR - MDT/DP/SP - PO - CAL - GR (in TLC mode) Contingent	GVR - ProVision - Sthescope (Cont.) - GR - Res	USIT-CBL-VDL-GR-CCL-TRACTOR (Cont.)	FWEPE a D= 1270 g/l			Deviazione= 72.5 - 55° Azimut= 129.51°			
2000	-1064.8				PLQ P1 PLQ Q												
2500	-1136.8				PLQ T												
Fondo Pozzo previsto a m 2431 MD, m 1284,5 TVD (q -1250 m)																	
<p>Legenda:</p> <ul style="list-style-type: none">  Obiettivi  Sovrappressioni  Depletamento 																	



1.6 RACCOMANDAZIONI GENERALI

PERFORAZIONE

Si raccomanda una particolare cura sulle densità fango tenendo sempre presente i margini esigui sia sulla ECD che come margine alla choke.

Come hanno già evidenziato precedenti esperienze un aspetto critico risulta essere la pulizia del foro in relazione alla presenza di livelli depletati.

La perforabilità delle formazioni attraversate consente alte ROP che come conseguenza comportano una elevata presenza di detriti nell'anulus e quindi un valore di densità del fango di molto superiore a quella del fango in ingresso con aggravio dei rischi di presa batteria per pressione differenziale e per possibile ricaduta dei detriti in caso di soste prolungate senza circolazione. La pulizia del foro insufficiente durante la perforazione rende critica anche l'azione di back reaming che diventa una vera e propria manovra di pulizia con rischi di pack off e presa batteria per accumulo di detriti.

GEOLOGIA

In tutte le fasi in cui è previsto l'attraversamento dei livelli obiettivo l'avanzamento deve essere tale da permettere un corretto monitoraggio delle manifestazioni, creare una condizione di foro ottimale e acquisire tutte le curve da LWD con la richiesta risoluzione.

La registrazione dei log in LWD permetterà di evitare la discesa TLC molto complicata in termini operativi a causa dell'alto angolo di deviazione (72°) e del lungo tratto di foro aperto (1531 mMD): doppio latch con alto rischio di schiacciamento cavo.

Durante le fasi di tubaggio dei vari pozzi, inserire uno o più spezzoni di casing con dimensioni diverse dagli altri in corrispondenza dei livelli mineralizzati, per facilitare la correlazione con il log CCL durante il posizionamento del fucile per l'apertura degli intervalli da completare.



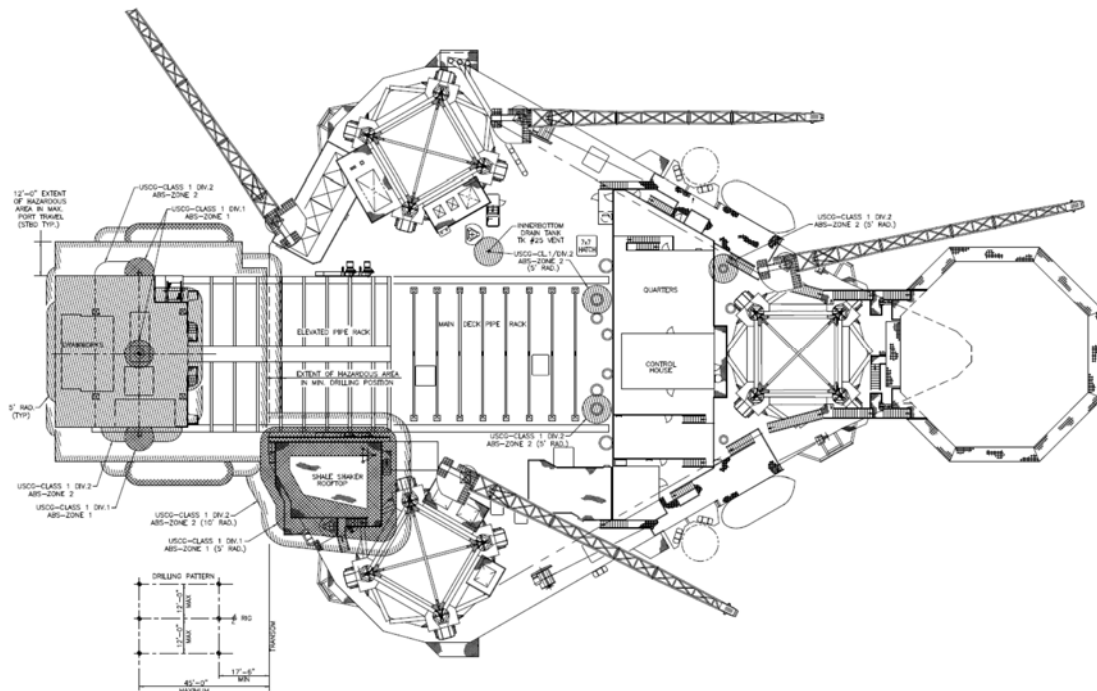
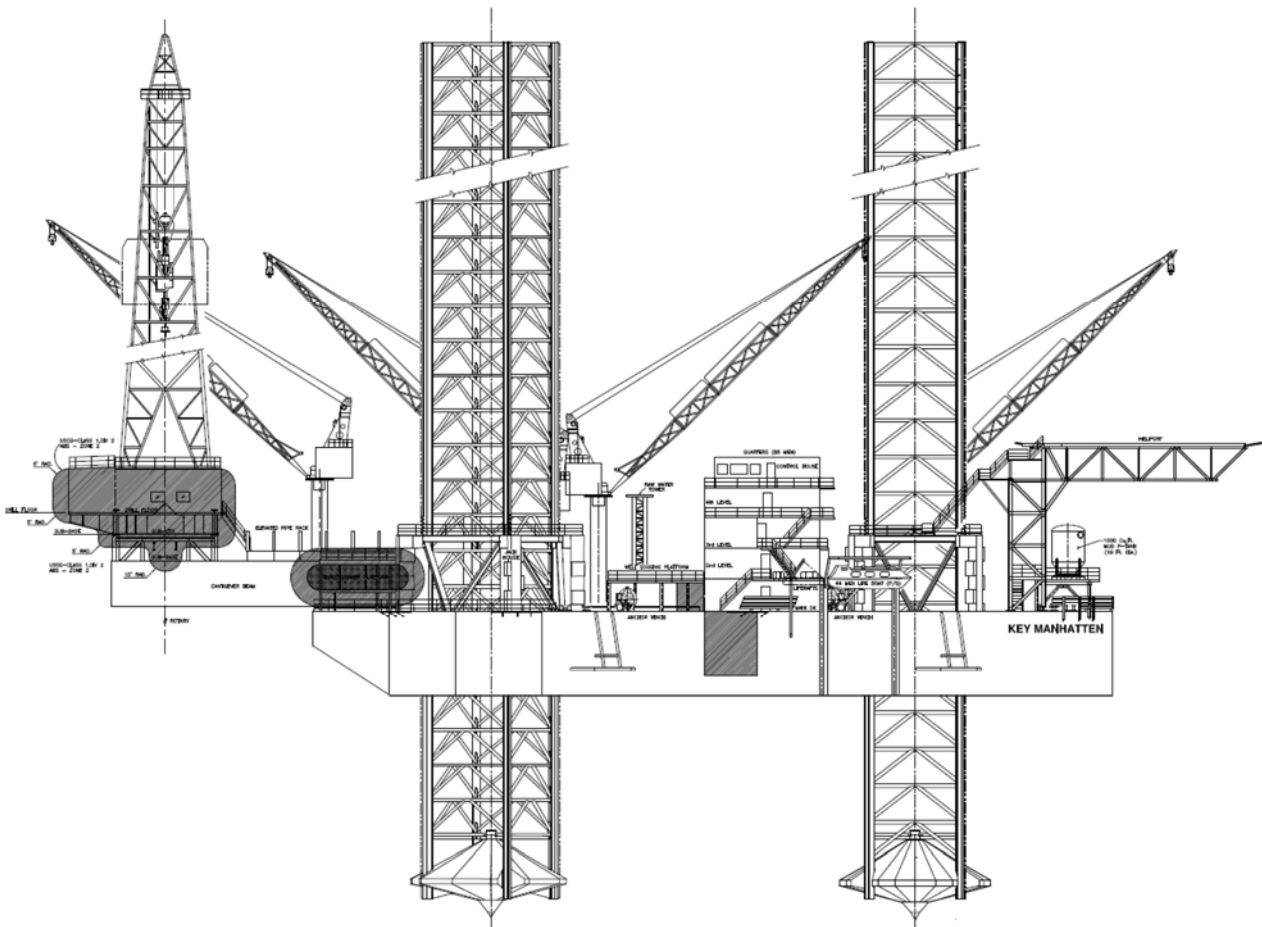
1.7 DATI GENERALI IMPIANTO DI PERFORAZIONE

1.7.1 CARATTERISTICHE IMPIANTO

VOCE	DESCRIZIONE
Contrattista	SHELF DRILLING
Nome impianto	Key Manhattan
Tipo impianto	JACK UP Self Elevating Unit Class 116-C
Potenza installata	6600 HP
Tipo di argano	NATIONAL 1625 - DE
Potenzialità impianto con DP's 5"	7620 m
Max profondità d'acqua operativa	107 m
Tipo di top drive system	VARCO TDS H3
Capacità top drive system	500 t
Pressione di esercizio top drive system	5000 psi
Tiro al gancio dinamico	473 t (² / ₃ statico)
Set back capacity	567 t
Diametro tavola rotary	37 ½"
Capacità tavola rotary	650 t
Pressione di esercizio stand pipe	5000 psi
Tipo di pompe fango	NATIONAL 12-P-160 1600 Hp
Numero di pompe fango	3
Diametro camice disponibili	6 ½" - 6"
Capacità totale vasche fango	229 m ³
Numero vibrovagli	3
Tipo vibrovagli	DERRICK FLC - 2000
Capacità stoccaggio acqua industriale	1232 m ³
Capacità stoccaggio gasolio	361 m ³
Capacità stoccaggio barite	119 t
Capacità stoccaggio bentonite	65 t
Capacità stoccaggio cemento	90 t
Tipo di Drill Pipe	5" – S135 - 19.5# - NC50 = 5400 m 3 ½" – S135 - 15.5# - NC38= 2400 m 3 ½" – G75 - 15.5# - NC38= 3000 m
Tipo di Hevi Wate	5" – AISI 4145H – 50# - NC50 = 40 joints (~370 m)
Tipo di Drill Collar	3 joints - 9 ½" x 3" - Spiral 18 joints - 8" x 2 13/16" - Spiral 18 da 6 ½" x 2 13/16" - Spiral 18 da 4 ¾" x 2 ¼" - Slick



1.7.2 VISTA LATERALE E IN PIANTA



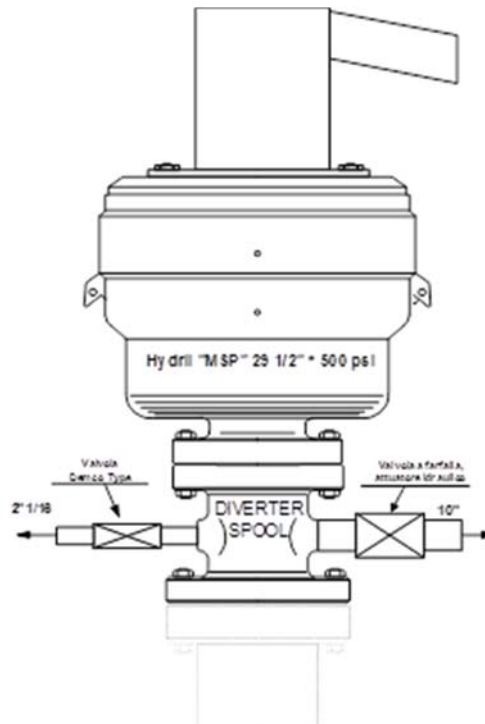


1.7.3 BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA

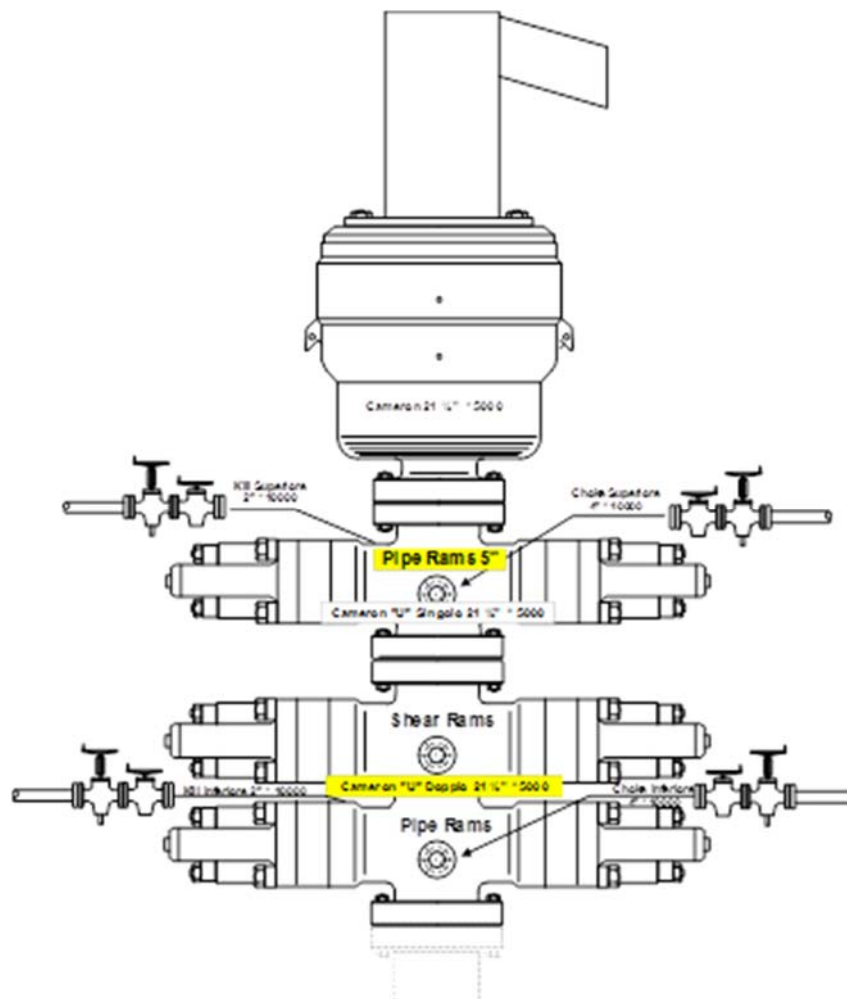
VOCE	DESTINAZIONE
Diverter (tipo)	Hydril MSP
Diverter (size)	29 1/2"
Diverter (pressione di esercizio)	500 psi
B.O.P. anulare (tipo)	Hydril MSP
B.O.P. anulare (size)	21 1/4 "
B.O.P. anulare (pressione di esercizio)	2000 psi
B.O.P. rams (tipo)	Cameron U singolo
B.O.P. rams (quantità)	2
B.O.P. rams (size)	21 1/4"
B.O.P. rams (pressione di esercizio)	2000 psi
B.O.P. anulare (tipo)	Hydril GK
B.O.P. anulare (size)	13 5/8"
B.O.P. anulare (pressione di esercizio)	5000 psi
B.O.P. rams (tipo)	Cameron U doppio
B.O.P. rams (quantità)	2
B.O.P. rams (size)	13 5/8"
B.O.P. rams (pressione di esercizio)	10000 psi
Choke manifold (tipo)	Cameron
Choke manifold (size)	3 1/16"
Choke manifold (pressione di esercizio)	10000 psi
Kill lines (size)	n° 2 - ID 3 1/16"
Kill lines (pressione di esercizio)	10000 psi
Choke lines (size)	n° 2 - ID 3"
Choke lines (pressione di esercizio)	10000 psi
Pannello di controllo B.O.P. (tipo)	CAD Industries
Pannello di controllo B.O.P. (ubicazione)	Drill floor, Main deck, uff. tool pusher
Inside b.o.p. (tipo) - (ubicazione)	Gray 5" + 3"1/2 - drill floor
Inside b.o.p. (tipo) - (ubicazione)	Float valve Baker 8" / 6 1/2 " - Near bit
Inside b.o.p. (tipo) - (ubicazione)	Lower + upper integral bop - TDS



1.7.4 SCHEMA DIVERTER SYSTEM 29 1/2" 500 PSI

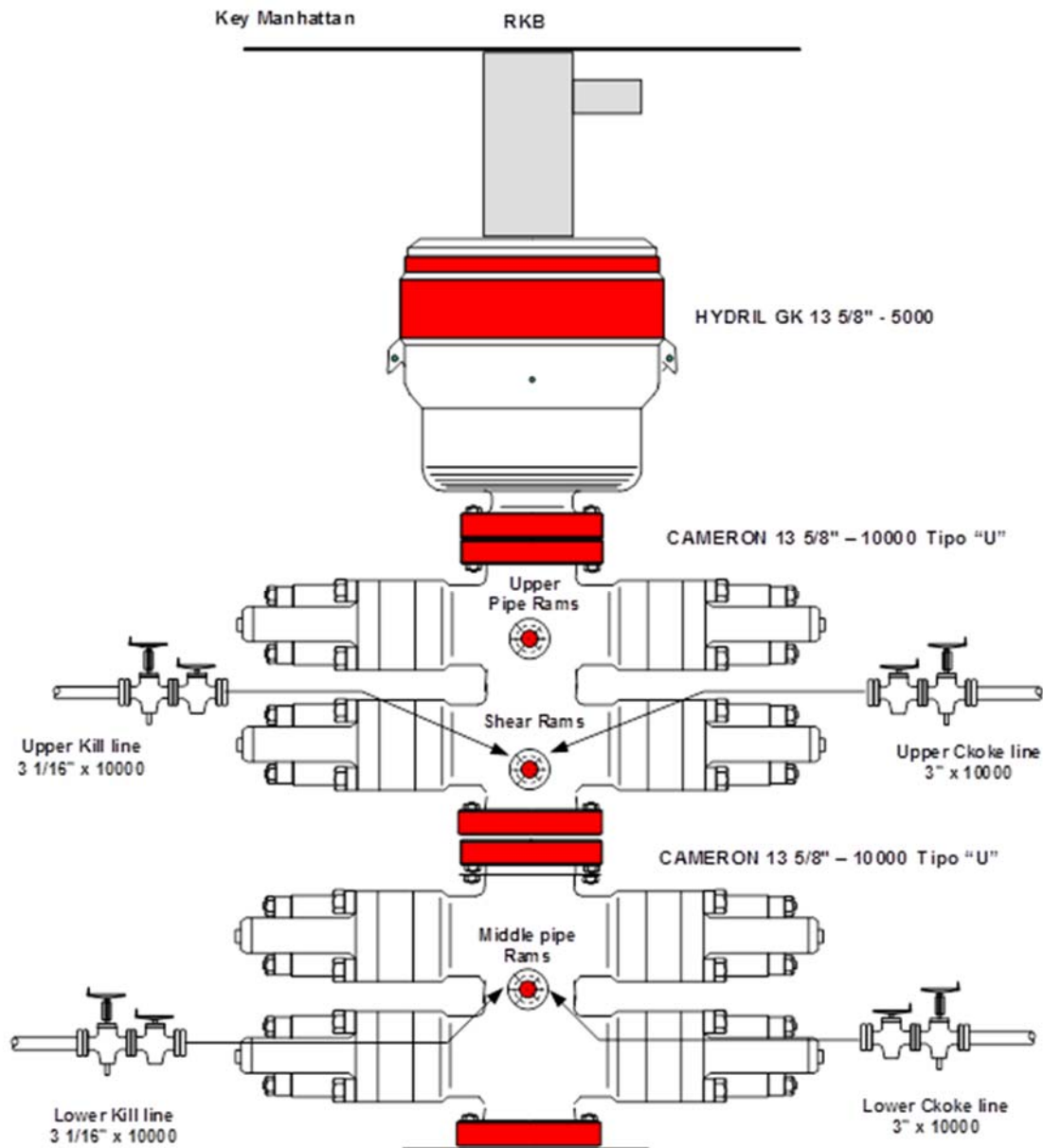


1.7.5 SCHEMA BOP STACK 21 1/4" 2000 PSI





1.7.6 SCHEMA BOP STACK 13 5/8" 10000 PSI





1.8 CONTATTI DI EMERGENZA

CLASSIFICAZIONE LIVELLI DI EMERGENZA

1° LIVELLO

È un'emergenza che può essere gestita dal personale del Sito con i mezzi in dotazione e con l'eventuale assistenza di risorse esterne locali (es. Strutture Sanitarie, VVF, Contrattisti Locali)

Non ha impatto sull'esterno

GESTIONE

Referente del sito

2° LIVELLO

È un'emergenza che il personale del Sito, con i mezzi in dotazione non è in grado di fronteggiare e pertanto necessita del supporto della struttura organizzativa dell'Emergency Response Team (HOERT) di DICS e se necessario della collaborazione di altre risorse della Divisione e&p. e/o dell'assistenza di enti pubblici locali (es. VV.F, Capitaneria di Porto)

Ha potenziale impatto sull'esterno

GESTIONE

Responsabile DICS (ERM)

3° LIVELLO

Emergenza che può determinare una situazione di grave pericolo per il sito e/o il territorio circostante e, per essere gestita, necessita del supporto tecnico della Sede di San Donato (Emergency Response Coordinator e Emergency Response Team di sede) e/o di risorse esterne specializzate non gestite localmente da DICS (o altre Compagnie)

Ha impatto sull'esterno

GESTIONE

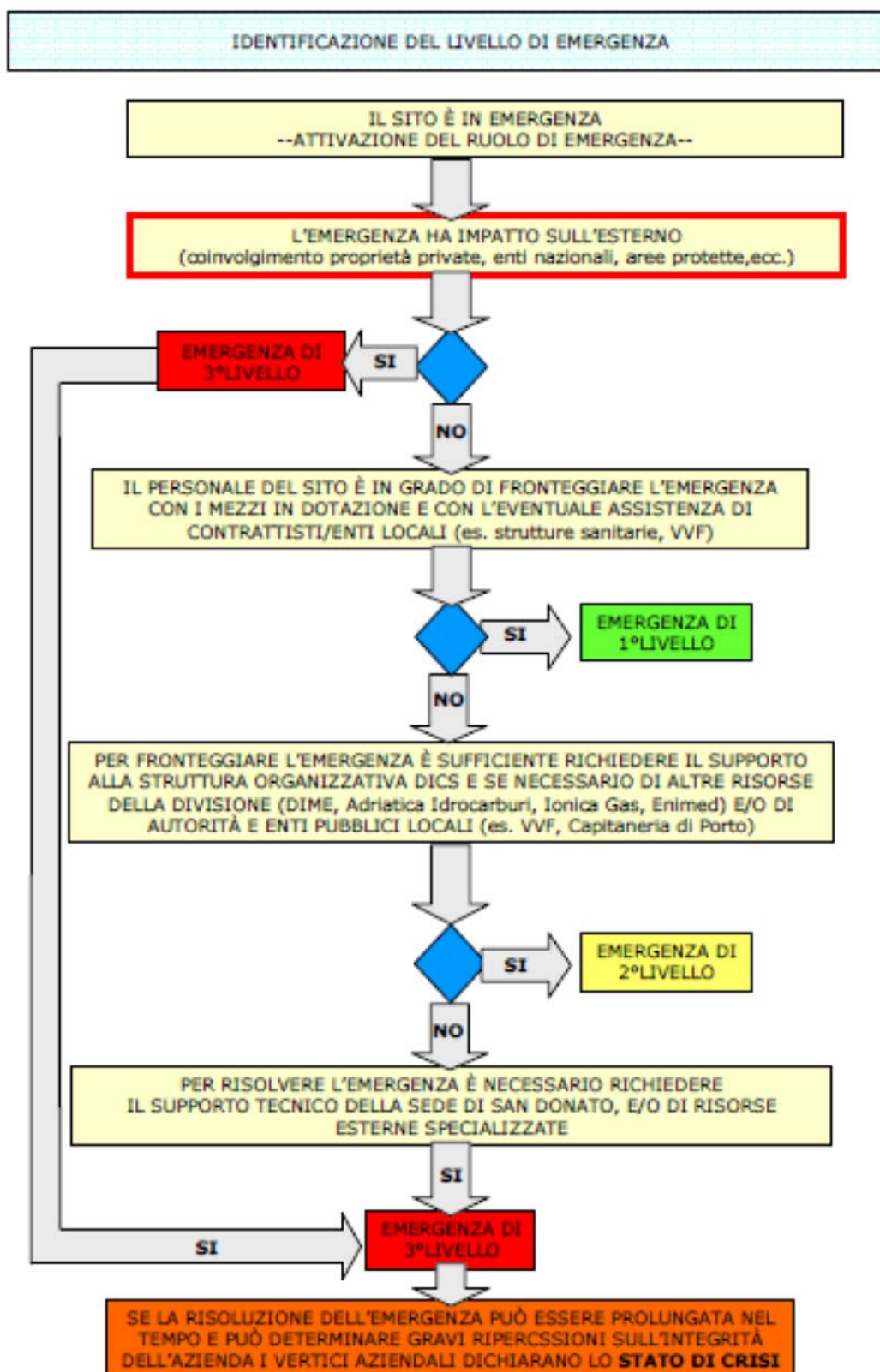
Responsabile DICS (ERM)

CRISI

Evento la cui risoluzione può essere prolungata nel tempo e che ha la potenzialità di determinare gravi ripercussioni sull'integrità dell'azienda e comprometterne l'immagine e la reputazione di eni.

GESTIONE

Comitato di crisi eni





1.9 UNITÀ DI MISURA E MANUALISTICA DI RIFERIMENTO

GRANDEZZA	UNITA' DI MISURA
PROFONDITA'	m
PRESSIONI	atm oppure psi
GRADIENTI DI PRESSIONE	atm/10m oppure kg/cm ² /10m
TEMPERATURE	°C
PESI SPECIFICI	kg/l oppure g/l
LUNGHEZZE	m
PESI	ton
VOLUMI	m ³ oppure l
DIAMETRI BIT & CASING	inches
PESO MATERIALE TUBOLARE	lb/ft oppure kg/m
VOLUME DI GAS	Nm ³
PLASTIC VISCOSITY	Centipoise
YELD & GEL	g/100cm ²
SALINITA'	ppm oppure g/l di NaCl

La manualistica base di riferimento attualmente risulta essere la seguente:

Le operazioni saranno condotte in ottemperanza con le disposizioni contenute nel Documento Sicurezza e Salute Coordinato (DSSC). Lo stesso sarà disponibile sull'impianto dall'inizio delle operazioni.

Nell'ambito del DSSC, le operazioni di perforazione e completamento saranno espletate in accordo con le disposizioni contenute nei seguenti manuali:

STAP-P-1-M-20742 Rev B del 16/02/2012

(*Best Practices and Minimum Requirement for Drilling & Completion Activities*) e tutta la documentazione inerente la programmazione e l'esecuzione del pozzo, citata nelle stesse BP & MR comprese le revisioni. Come per esempio:

STAP-P-1-N-6001-E Rev D del 01/11/2010

(Operating Procedure for Drawing the "WELL DRILLING PROGRAM")

STAP-P-2-N-6001-E Rev 0 del 01/09/1998

(Operating Procedure for Preparing the "GEOLOGICAL AND DRILLING WELL PROGRAM")

STAP-P-1-M-6100 Rev. C del 01/12/2012

(Drilling Design Manual)

STAP-P-1-M-6110 Rev. 4 del 23/02/2015

(Casing Design Manual)

STAP-P-1-M-6120 Rev. D del 23/12/2010

(Directional Control & Surveying Procedures)

STAP-P-1-M-6140 Rev. C del 01/01/2013

(Drilling Procedures Manual)



STAP P-1-M-25007 del 01/12/2014
(Well Control Manual)

STAP-P-1-M-7100 – Rev. 1 del 01/01/2005
(Completion Design Manual)

STAP-P-1-M-7120 – Rev. 2 del 01/01/2005
(Completion Procedures Manual)

STAP-P-1-M-7110 – Rev. 1 del 01/01/2005
(General Wire Line Procedures Manual)

STAP-P-1-M-14520 – Rev. 0 del 30/09/2004
(Well Testing Manual)

STAP-P-1-M-7130 – Rev. 1 del 01/01/2005
(Well Test Procedures Manual)

STAP-G-1-M-14501 – Rev. A del 29/10/2004
(Sand Control Completion Selection Criteria)

STAP-P-1-M-14486 – Rev. 0 del 30/09/2004
(Stimulation Manual)

STAP-P-1-M-7110 – Rev. 1 del 01/01/2005
(General Wire-Line Procedures Manual)

STAP-P-1-M-6160 – Rev.1 del 15/11/2003
(Drilling Fluids Operations Manual)

STAP-P-1-M-20787 – Rev. A del 12/06/2008
(Well Cementing Procedures Manual)

Regole Specifiche Aziendali Nr. 1.4.15.3-8 (Procedure di Geologia Operativa revis.2 09/99 GESO).

Regole Specifiche Aziendali Nr. 1.4.2.29 (Procedure di Ubicazione Pozzi Off-Shore e On-Shore Unità Geografica Italia OPEG).

Procedure per l'Acquisizione della Sismica di Pozzo (APSI).

Procedure per campionamenti acque, Microbiologici, gas, idrocarburi liquidi e punti di campionamento (LACH)

Procedure Operative per studi stratigrafici (STIG)

“Piano Generale di Emergenza Distretto Centro Settentrionale” B2-PEM-DICS-HSE-07-01 del 27/04/2012.

All'inizio delle attività sarà necessario verificare che le procedure indicate siano ancora in vigore.




SEZIONE 2

PROGRAMMA GEOLOGICO

Data di emissione: febbraio 2017

2				
1				
0	GIAC/CS	M. E. Scelsi <i>M. Scelsi</i>	M. Marconi <i>M. Marconi</i>	C. Morsetti <i>C. Morsetti</i>
		S. Ferlini		
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	IL RESPONSABILE

	eni divisione E & P GIAC / CS	PIATTAFORMA CALIPSO Pozzo: Calipso 5 Dir	PAG.2 DI 10			
			AGGIORNAMENTI			
			0			

INDICE DEGLI ARGOMENTI

2.	PROGRAMMA GEOLOGICO	3
2.1	INTRODUZIONE.....	3
2.2	INQUADRAMENTO GEOLOGICO-STRUTTURALE	4
2.3	OBIETTIVI DEL POZZO.....	7
2.4	QUOTE DEGLI OBIETTIVI	8
2.5	PROFILO LITOSTRATIGRAFICO PREVISTO.....	9
2.6	ROCCIA MADRE.....	9
2.7	ROCCE DI COPERTURA	10
2.8	ANDAMENTO DELLE PRESSIONI	10
2.9	COMPLETAMENTO.....	10
2.10	POZZI DI RIFERIMENTO	10

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Mappa indice.....	3
Figura 2 – Schema di completamento attuale del campo.....	4
Figura 3 – Schema stratigrafico	5
Figura 4 – Campo di Calipso: Mappa di anomalia di ampiezza sismica	5
Figura 5 – Correlazione tra i pozzi CAL 1, CAL 3 Dir A e CAL 4 Dir B.....	6
Figura 6 - Campo di Calipso: mappa al top del livello PLQ P1 con l'ubicazione del nuovo pozzo	8
Figura 7 - Schema di completamento previsto e pressioni dei livelli	10

2. PROGRAMMA GEOLOGICO

2.1 INTRODUZIONE

Il campo di Calipso (Eni 51% e Edison Gas 49%), è ubicato nell'Off-Shore adriatico, a circa 35 km dalla costa, con una profondità d'acqua di 75 m, nella concessione mineraria B.C14.AS (Figura 1).

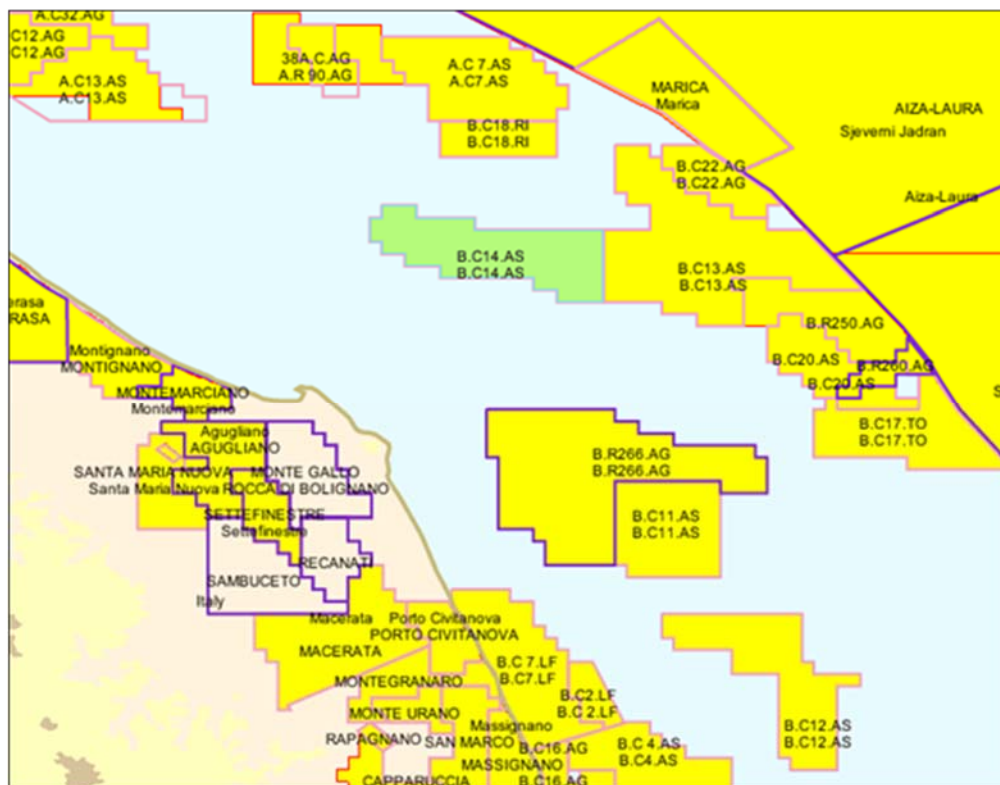


Figura 1 - Mappa indice

Nel campo sono stati perforati due pozzi esplorativi: Calipso 1 nel 1984 e Calipso 2 nel 1986; entrambi hanno mostrato mineralizzazione a gas in alcuni livelli appartenenti alla Formazione Carola, del Pleistocene, nelle sequenze stratigrafiche PLQ1 e PLQ, ad una quota compresa tra 800 e 1200 m ssl.

Lo sviluppo è iniziato nell'agosto 2002: da una piattaforma di tipo BEAF sono stati perforati 2 pozzi, Calipso 3 Dir e Calipso 4 Dir, in "batch". Il Calipso 3 Dir, che ha raggiunto per primo l'obiettivo, ha riscontrato una facies peggiore rispetto ai due pozzi esplorativi, con un net pay ridotto. Per questo motivo entrambi i pozzi sono stati deviati in direzione Nord (Calipso 3 Dir A e 4 Dir A) e sono stati completati sui tre livelli principali.

Il campo è entrato in produzione nello stesso anno dai pozzi Calipso 3 Dir A e Calipso 4 Dir A.

Nel 2014, a fronte di una revisione sismica che ha individuato un potenziale aggiuntivo relativo ai livelli profondi, è stato perforato il side-track Calipso 4 dir B, entrato in produzione nel novembre 2014.

A partire da aprile 2016 la produzione del pozzo Calipso 3 Dir A si è arrestata in concomitanza con l'avviamento di Clara NW, il cui transito dalla piattaforma Calipso ha generato l'innalzamento della

pressione al collettore. I successivi adeguamenti delle facilities sulla piattaforma hanno portato alla possibilità di riapertura del pozzo Calipso 3 Dir A, sul quale sono in corso i primi test erogativi nella nuova configurazione.

Attualmente il campo produce in maniera continuativa dal solo pozzo Calipso 4 Dir B con una portata di circa 380 kSm³/g di gas e 1 m³/g di acqua.

Al 31/12/2016 la produzione cumulativa del campo è stata pari a 2,084 GSm³.









LIVELLO	CALIPSO 3 DIR A		CALIPSO 4 DIR B	
	2 7/8	2 3/8	2 3/8	2 3/8
	SC	SL	SC	SL
PLQ1-C1				
PLQ-P1				
PLQ-Q				
PLQ-T				
	ICGP-GIF			
	ICGP-HRWP			

Figura 2 – Schema di completamento attuale del campo

2.2 INQUADRAMENTO GEOLOGICO-STRUTTURALE

Il giacimento è costituito da un'anticlinale pleistocenica in posizione molto avanzata, con asse orientato NO-SE, che si è formata al di sopra di un sovrascorrimento intrabacinale.

I livelli mineralizzati a gas appartengono alla Formazione Carola, ma si trovano in sequenze deposizionali diverse: il livello principale, PLQ1 C, è costituito da sabbie Pleistoceniche accumulate ai piedi della scarpata del prograding appenninico; i livelli secondari più profondi, appartenenti alla sequenza PLQ, sono livelli sottili caratterizzati da facies di transizione tra le facies interne di scarpata e quelle esterne di bacino. In figura 3 è raffigurato lo schema stratigrafico dell'area.

La ricostruzione strutturale si basa sull'interpretazione dell'acquisizione sismica 3D denominata "Adria". Sono stati interpretati tre orizzonti, corrispondenti ai livelli PLQ1 A, PLQ AE e il Top Unconformity, a partire dai quali, con i dati dei pozzi, è stato ricostruito il layering interno del reservoir.

Per una miglior definizione della struttura in corrispondenza dei livelli produttivi, nel 2013 è stata eseguita l'interpretazione sismica di un marker denominato "Near PLQ P", corrispondente al top della serie dei livelli profondi del giacimento: PLQ P1, PLQ Q, PLQ T. Ciò ha portato ad una revisione delle mappe strutturali di questi livelli. In figura 4 si riporta la mappa di anomalia di ampiezza sismica riferita al livello

PLQ-P. Da questa revisione è scaturito il progetto del pozzo Calipso 4 Dir B, che ha confermato l'interpretazione strutturale. Nel 2014 è stata inoltre eseguita la revisione sismico-strutturale del livello PLQ1 C1, che costituisce il reservoir principale del campo.

Si riporta, in figura 4, una correlazione tra i pozzi Calipso 1, Calipso 3 Dir A e Calipso 4 Dir B, riguardante in particolare i livelli della sequenza PLQ, oggetto del presente progetto; si evidenzia un rialzo della struttura in direzione sud sud-est, confermato dal pozzo più recente Calipso 4 Dir B.

La mappa strutturale del campo al top del livello PLQ-P1 con l'ubicazione dei pozzi è riportata in fig. 6.

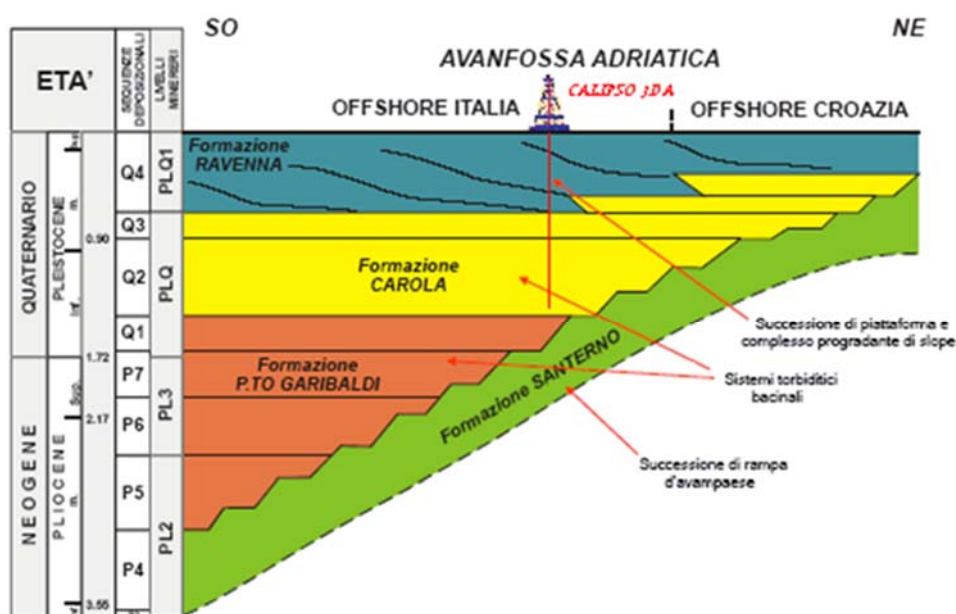


Figura 3 – Schema stratigrafico

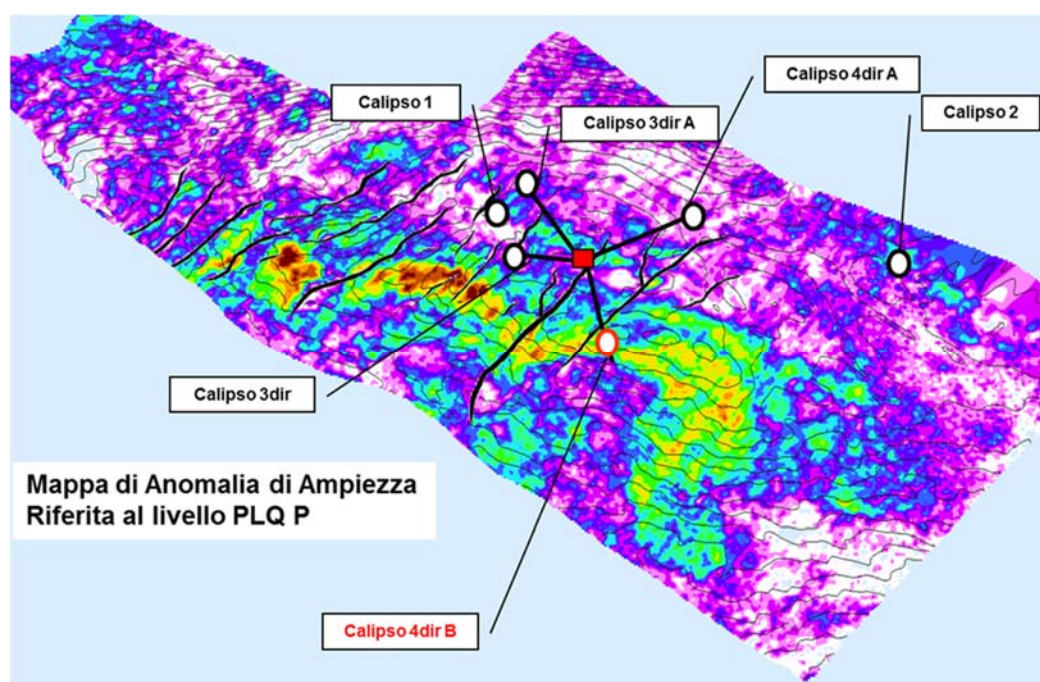


Figura 4 – Campo di Calipso: Mappa di anomalia di ampiezza sismica

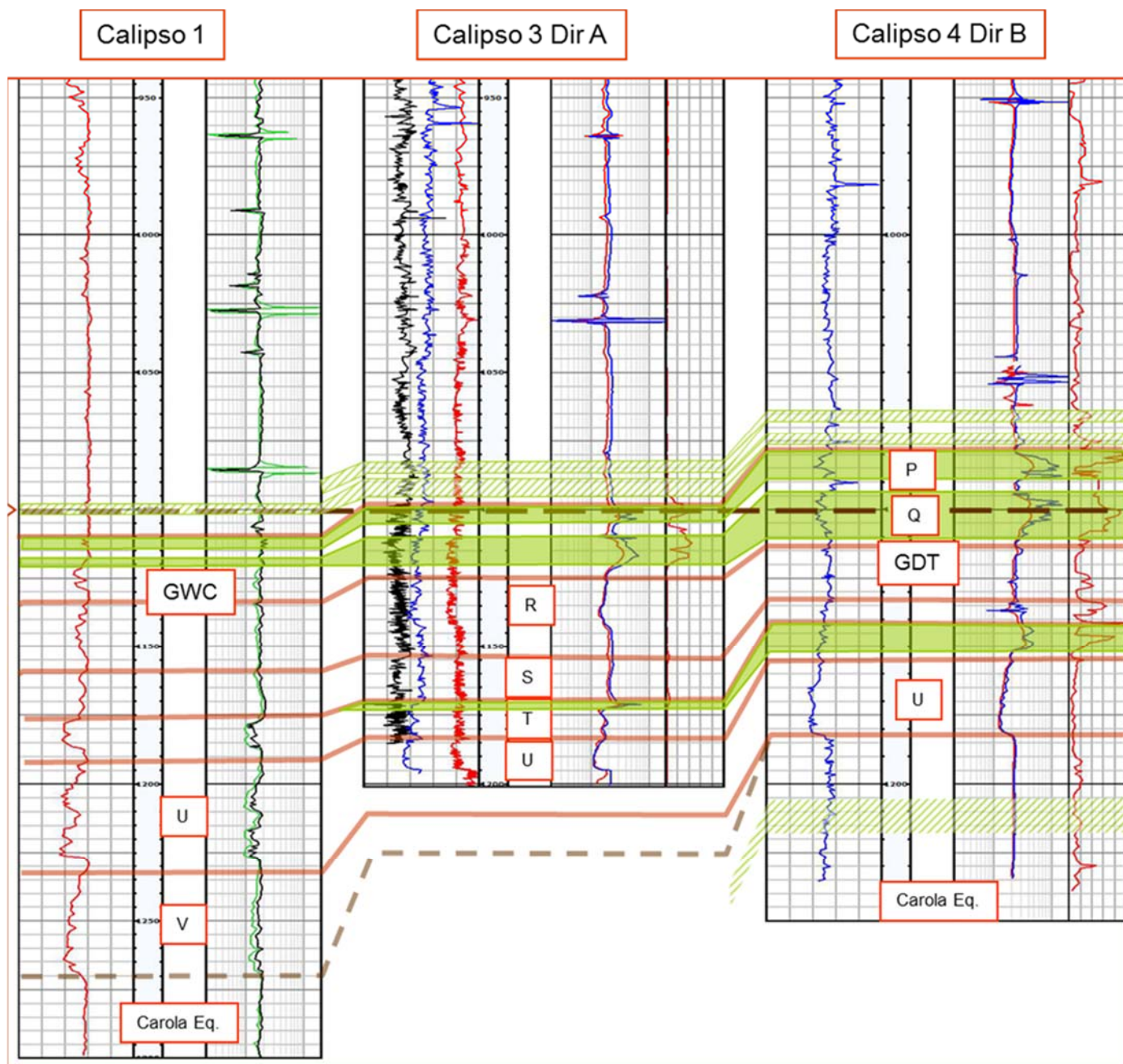



Figura 5 – Correlazione tra i pozzi CAL 1, CAL 3 Dir A e CAL 4 Dir B

	eni divisione E & P GIAC / CS	PIATTAFORMA CALIPSO Pozzo: Calipso 5 Dir	PAG.7 DI 10			
			AGGIORNAMENTI			
			0			

2.3 OBIETTIVI DEL POZZO

Questo progetto scaturisce da una revisione del modello di giacimento eseguito dopo la perforazione del pozzo Calipso 4 Dir B. Quest'ultimo, perforato nel 2014, ha confermato la nuova interpretazione sismica del 2013 relativa ai livelli della sequenza stratigrafica PLQ, che ne aveva evidenziato il potenziale aggiuntivo nell'area sud-orientale del giacimento.

La ricostruzione delle mappe strutturali e del modello dinamico con i dati del pozzo Calipso 4 Dir B ha portato al progetto di un nuovo pozzo, allo scopo di ottimizzare la produzione delle riserve dell'area orientale del campo con un ulteriore punto di drenaggio. Il target è stato ubicato in posizione di culmine strutturale ad una distanza di circa 1 Km dal pozzo Calipso 4 Dir B.

Il pozzo Calipso 5 Dir ha quindi l'obiettivo di ottimizzare la produzione dei livelli già sviluppati del campo:

- Il livello **PLQ P1** è attualmente in produzione, sulla string corta del pozzo Calipso 4 dir B, con una portata pari a circa 230 kSm³/g di gas e 0 m³/g di acqua; il livello ha prodotto in passato anche dalla string lunga del pozzo Calipso 3 Dir A.
- Il livello **PLQ Q** ed il livello **PLQ T** sono attualmente in produzione congiunta, sulla string lunga del pozzo Calipso 4 dir B, con una portata complessiva della string pari a circa 150 kSm³/g di gas e 1 m³/g di acqua; il solo livello PLQ-Q ha prodotto in passato anche dalla string lunga del pozzo Calipso 3 Dir A.

Al 31/12/2016 la produzione cumulativa dei livelli obiettivo del pozzo Calipso 5 Dir (PLQ P1, PLQ Q, PLQ T) è stata pari a 0,611 GSm³.

Il pozzo Calipso 5 Dir verrà perforato in deviazione in direzione sud-est rispetto alla piattaforma, con azimuth di circa 130°; la traiettoria raggiunge un'inclinazione massima di 72,5° che, in corrispondenza del giacimento, si riduce a circa 55°.

La TD è prevista a 1250 m TVDSS (2431,25 m MD – 1284,5 m TVD PTR); lo scostamento massimo orizzontale dalla piattaforma è pari a circa 1813 m.

L'ubicazione del pozzo sulla mappa strutturale al top del livello PLQ P1 è riportata in Figura 6.

Lo schema di completamento del nuovo pozzo è descritto nel paragrafo 2.9 ed è riportato in Figura 7.

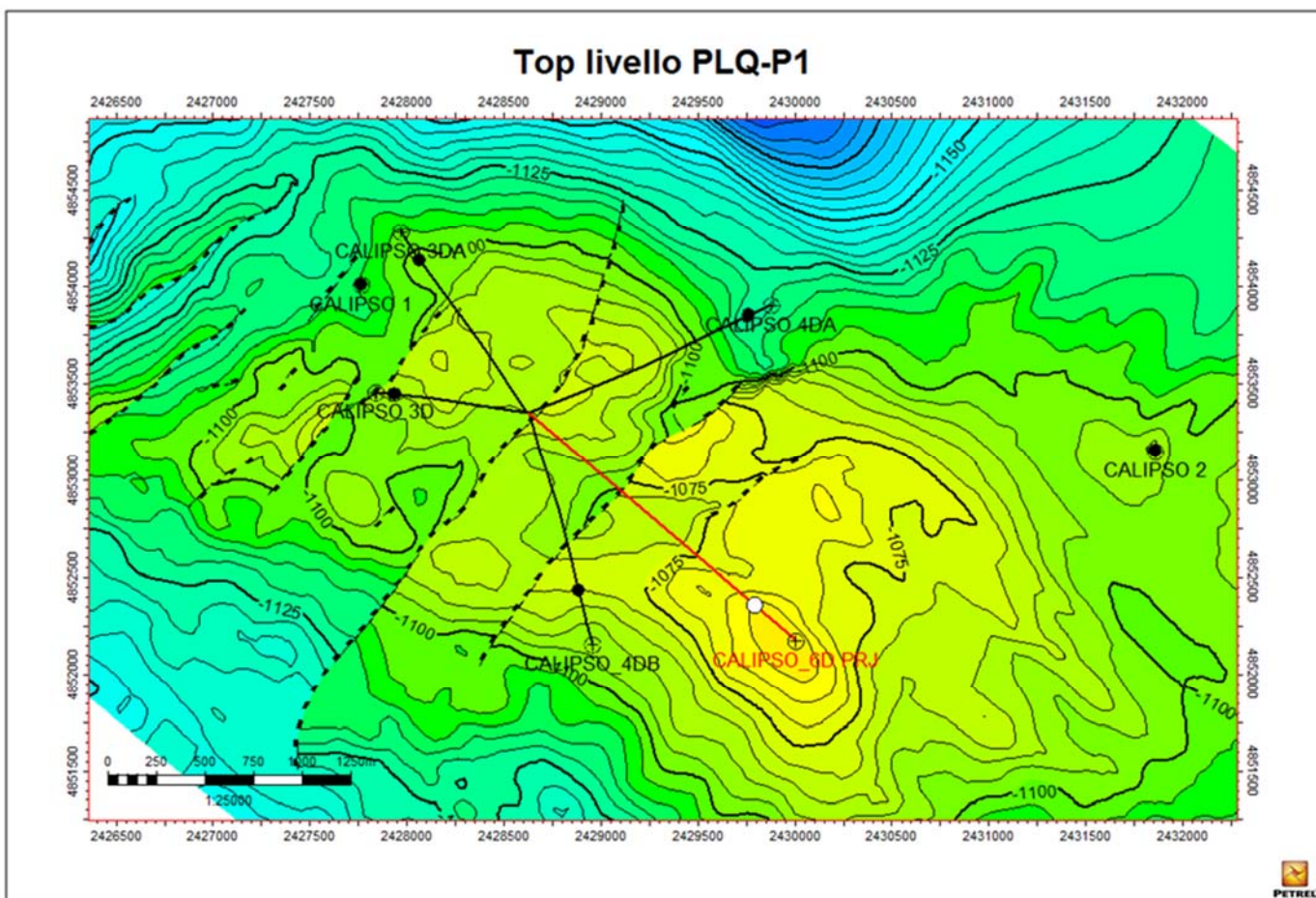


Figura 6 - Campo di Calipso: mappa al top del livello PLQ P1 con l'ubicazione del nuovo pozzo

2.4 QUOTE DEGLI OBIETTIVI

Secondo la traiettoria di progetto, le quote di intersezione attese all'interno della formazione Carola e le relative coordinate dei livelli sono riportate in tabella 1.

**CALIPSO 5 DIR**

Bottom	Top	X (m E)	Y (m N)	Z (m slm)	MD (m TR)
	PLQ P1	2429797	4852352	-1059,4	2098,5
PLQ P1	Zone P-Q	2429801	4852349	-1063,1	2105,0
Zone P-Q	PLQ Q	2429803	4852347	-1064,8	2107,9
PLQ Q	Zone Q-R	2429827	4852328	-1086,4	2145,6
Zone Q-R	PLQ R	2429831	4852324	-1090,5	2152,7
PLQ R	Zone R-S	2429858	4852301	-1115,4	2196,1
Zone R-S	PLQ S	2429859	4852300	-1116,2	2197,6
PLQ S	Zone S-T	2429869	4852291	-1125,6	2213,9
Zone S-T	PLQ T	2429882	4852281	-1136,8	2233,5
PLQ T		2429895	4852269	-1149,4	2255,4
T.D.		2430005	4852176	-1250,0	2431,3

Tabella 1 - Quote degli obiettivi previste in giacimento

2.5 PROFILO LITOSTRATIGRAFICO PREVISTO

La successione litostratigrafica tipo attraversata dai pozzi dell'area è la seguente. Le profondità sono verticali e riferite a livello mare.

KOP - 700 m Formazione Ravenna (Pleistocene).

Argille grigie siltoso-sabbiose con intercalazioni di sabbie medio-fini.

700 m – T.D. Formazione Carola (Pleistocene).

Prevalenti banchi di sabbia da fine a grossolana con subordinate intercalazioni pelitiche (Sequenza stratigrafica PLQ1).

Sabbie fini ed argille (Sequenza stratigrafica PLQ).

2.6 ROCCIA MADRE

La mineralizzazione è costituita da gas metano di origine biogenica, generatosi nei livelli argillosi delle sequenze torbiditiche pleistoceniche, costituenti il serbatoio stesso.

La genesi degli idrocarburi gassosi nell'area è dovuta a processi bio-diagenetici avvenuti al di sotto dell'isoterma dei 60°C.

2.7 ROCCE DI COPERTURA

La funzione di copertura è svolta dagli orizzonti argillosi che chiudono le sequenze torbiditiche, depositatisi in corrispondenza delle fasi di attenuazione dell'attività tettonica.

2.8 ANDAMENTO DELLE PRESSIONI

Le pressioni attuali dei livelli obiettivo si riferiscono alle misure da profilo statico eseguito al pozzo Calipso 4 Dir B il 21 settembre 2016.

I valori di pressione statica dei livelli, iniziali e attuali, sono riportati con lo schema di completamento in Figura 7.

Si raccomanda di acquisire, nel nuovo pozzo, i valori di pressione dei singoli livelli.

Le misure accurate delle pressioni sono finalizzate ad una corretta valutazione del GOIP e delle riserve, alla verifica di possibili barriere e alla caratterizzazione di eventuali nuovi livelli a gas.

2.9 COMPLETAMENTO

Il progetto prevede di completare il pozzo sui seguenti livelli:

- PLQ-P1 sulla string corta
- PLQ-Q e PLQ-T sulla string lunga

Si prevede un doppio completamento con tubini da 2" 3/8.

Allo scopo di evitare la produzione di sabbia, tutti i completamenti saranno eseguiti con tecnologia "Sand Control" ICGIF. Lo schema di completamento previsto è riportato in Figura 7.




LIVELLO	Datum [mssl]	SBHP iniziale [kg/cm ² a]	SBHP attuale [kg/cm ² a]	CALIPSO 5 DIR	
				2 3/8 SC	2 3/8 SL
PLQ-P1	1111	131	106		
PLQ-Q	1121	132	114		
PLQ-T	1130	137			

Figura 7 - Schema di completamento previsto e pressioni dei livelli

2.10 POZZI DI RIFERIMENTO

Il pozzo di riferimento sarà il Calipso 4 Dir B.




PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

Campo di CALIPSO
P.ma: CALIPSO
Pozzo: CALIPSO 5 Dir

Data di emissione: 01/03/2017

③				
②				
①				
①				
①		A. De Bernardo	S. Cagneschi	A. Crottini
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	IL RESPONSABILE

 eni divisione E & P GEOP / CS	Piattaforma: CALIPSO	PAG.2 DI 9		
	Pozzo: CALIPSO 5 Dir	AGGIORNAMENTI		
		0		

SOMMARIO

3.	PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA.....	3
3.1	SURFACE LOGGING.....	3
3.1.1	ITEM OPZIONALI	
3.2	CAMPIONAMENTI	4
3.2.1	CUTTING	
3.2.2	CAROTE DI FONDO	
3.2.3	CAROTE DI PARETE	
3.2.4	FLUIDI	
3.3	LOGGING WHILE DRILLING	5
3.4	WIRELINE LOGGING.....	6
3.4.1	ACQUISIZIONE "OPEN HOLE"	
3.4.2	ACQUISIZIONE "CASED HOLE"	
3.5	ACQUISIZIONE SISMICA DI POZZO	7
3.6	WIRELINE TESTING	7
3.7	TESTING.....	7
3.8	STUDI ED ELABORAZIONI	8
3.9	POZZI DI RIFERIMENTO.....	8
3.10	PREVISIONI E PROGRAMMI.....	9

 eni divisione E & P GEOP / CS	Piattaforma: CALIPSO	PAG.3 DI 9		
	Pozzo: CALIPSO 5 Dir	AGGIORNAMENTI		
		0		

3. PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

Il pozzo CALIPSO 5 Dir ha l'obiettivo di ottimizzare la produzione dei livelli già sviluppati del campo:

- Il livello **PLQ P1** è attualmente in produzione, sulla string corta del pozzo Calipso 4 dir B, con una portata pari a circa 230 kSm³/g di gas e 0 m³/g di acqua; il livello ha prodotto in passato anche dalla string lunga del pozzo Calipso 3 Dir A.
- Il livello **PLQ Q** ed il livello **PLQ T** sono attualmente in produzione congiunta, sulla string lunga del pozzo Calipso 4 dir B, con una portata complessiva della string pari a circa 150 kSm³/g di gas e 1 m³/g di acqua; il solo livello PLQ-Q ha prodotto in passato anche dalla string lunga del pozzo Calipso 3 Dir A.

Il pozzo verrà perforato in direzione sud-est rispetto alla piattaforma con azimuth di circa 130° ed una inclinazione massima di 73° che in corrispondenza del giacimento si riduce a 55°.

I livelli obiettivo saranno perforati in fase da 8 ½”.


La TD è prevista a 1250 m TVDSS (2431 m MD); lo scostamento massimo orizzontale dalla piattaforma è pari a circa 1813 m.

3.1 SURFACE LOGGING

L'attività di monitoraggio geologico avuto dalla compagnia di Surface Logging verrà organizzata in relazione alle attività in corso, con 2 o 4 operatori, come spiegato sotto:

Fino a discesa csg 13 ¾”:	REDUCED SERVICE con 2 operatori
Fase da 12 ¼ e 8 ½”:	BASIC SERVICE con 4 operatori
In fase di completamento:	REDUCED SERVICE con 2 Operatori
In fase di spurgo o testing:	STAND BY SERVICE SENZA PERSONALE.*

*se non diversamente indicato dal Sorvegliante - Company Man e Direttore dei Lavori.

 eni divisione E & P GEOP / CS	Piattaforma: CALIPSO Pozzo: CALIPSO 5 Dir		PAG.4 DI 9 AGGIORNAMENTI	
	0			

3.1.1 ITEM OPZIONALI

Essendo l'attività regolata da contratto dedicato legato al contratto open, a sua volta riferito alle specifiche tecniche STAP A-1-SS-1722-G, se non diversamente comunicato per variazioni contrattuali, gli item opzionali saranno i seguenti:

- Durante il REDUCE SERVICE:
 - Rotary Top Drive Speed
 - Rotary Top Drive Torque

- Sensori Explosive Mixture Detector e Sensori H₂S, ed eventuali ulteriori optional legati all'allarmistica ed alla sensoristica saranno definiti come numero e posizione dal Direttore Lavori e Sorvegliante, in accordo con l'Ordine di Servizio e DSS, per tutte le fasi dell'intervento,

L'unità Mud Logging dovrà essere conforme alle Specifiche Tecniche eni div. E & P che dovranno essere presenti nella cabina della compagnia di servizio, la quale dovrà assicurare l'esecuzione di tutte le operazioni previste nella Sezione Tecnica, allegato "D" del contratto in vigore.

In particolare, gli operatori della compagnia di servizio dovranno informare immediatamente l'assistente geologico e l'assistente di perforazione di qualsiasi manifestazione e di eventuali condizioni anomale di perforazione, quali aumento di gas nel fango, variazioni nella salinità del fango, aumento o diminuzione dei livelli delle vasche, bruschi aumenti della velocità di avanzamento e quant'altro ritenuto importante, seguendo le consegne che periodicamente vengono fornite dal personale di cantiere eni div. E & P.

Considerato il design del pozzo ed il forte rischio di creare una considerevole quantità di residui ferrosi, verrà richiesto il monitoraggio puntuale sul materiale recuperato dai magneti disposti ai vibrovagli.

3.2 CAMPIONAMENTI


3.2.1 CUTTING

Si richiede un campionamento completo di:

- **2 serie di Cutting lavati**: da inizio fase 12 ¼" fino a fondo pozzo ogni 20 m da collezionare e inviare a DICS - GEOP-CS che provvederà ad inviarli successivamente al partner Edison.

3.2.2 CAROTE DI PARETE

Non previste.

 eni divisione E & P GEOP / CS	Piattaforma: CALIPSO	PAG.5 DI 9		
	Pozzo: CALIPSO 5 Dir	AGGIORNAMENTI		
		0		

3.2.3 FLUIDI

Si procederà al campionamento fluidi ogni qualvolta sia ritenuto opportuno, durante la perforazione o altre operazioni e, comunque, sempre in caso di scarico dalle aste o dal pozzo. Nel caso siano prelevati, i campioni dovranno essere inviati alla sede GEOP/CS, in Ravenna, che a sua volta provvederà all'invio al servizio di competenza per le analisi specifiche (LAAP).

Nel contenitore di raccolta devono essere riportati: Nome del pozzo, profondità del campione (da lag time di circolazione), data e ora del recupero, zona di campionamento (vasche, vagli, ecc.). Si richiede l'utilizzo di Marker indelebile per scrivere sui vari contenitori.

3.3 LOGGING WHILE DRILLING

Contrattista Log: da definire

NOTA: si ricorda che tutte le definizioni dei livelli riportati in questo capitolo sono relative ai tagli disponibili nei P1000 (Composite log) ufficiali, se non diversamente specificato.

- **Fase 12 ¼" (fino a 900m MD):**

Non previsti LWD

- **Fase 8 ½" (TD a 2431 m MD, 1250 m TVDSS):**

E' richiesta un'acquisizione LWD completa con **GVR, Provision, GR-Res e Stethoscope in memory e real time**, che oltre ad anticipare una prima valutazione mineraria e definire la T.D., permetterà di acquisire tutti gli elementi richiesti per una valutazione completa ed esaustiva dei dati di giacimento. La registrazione dei log in LWD permetterà di evitare la discesa TLC molto complicata in termini operativi a causa dell'alto angolo di deviazione (72°) e del lungo tratto di foro aperto (1531 mMD): doppio latch con alto rischio di schiacciamento cavo.

 eni divisione E & P GEOP / CS	Piattaforma: CALIPSO Pozzo: CALIPSO 5 Dir	PAG.6 DI 9			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

3.4 WIRELINE LOGGING

3.4.1 ACQUISIZIONE "OPEN HOLE"

Contrattista Log: Schlumberger

- **Fase 12 1/4" (fino a 900m MD)**

Fango FW-EP a D= 1120 g/l

Temperatura prevista 30°C

Non previsti WLL

- **Fase 8 1/2" (TD a 2431 m MD, 1250 m TVDSS)**

Fango FW-EP a D= 1270 g/l

Temperatura prevista 40°-45°C

- **CMR – MDT DP/SP - PO – LFA – GR/AIT in TLC (contingent)**

La discesa di cui sopra sarà considerata solo nel caso in cui non sia possibile acquisire gli LWD per l'analisi della Formation Evaluation. La discesa sarà eseguita con tecnica TLC eseguendo due latch. Durante la discesa in pozzo dovrà essere inserito l'ACTS per il controllo della compressione sulla testa del tool-string.

La registrazione dei log verrà limitata solamente alla zona del reservoir, salvo indicazioni di mineralizzazione nell'intervallo soprastante, rilevate dal GWD, e/o dal LWD.

Nel caso in cui vengano rinvenuti livelli che mostrino dubbi sulla mineralizzazione, si deciderà di scendere nella stessa string un lettore ottico LFA

Note

Il primo log registrato in Open Hole sarà considerato First Run in Hole.

Per una corretta valutazione delle mineralizzazioni tutte le acquisizioni log WL dovranno essere in "High Resolution Mode".


Eventuali modifiche al suddetto programma (introduzione nuove attrezzature e/o annullamento di discese per motivi operativi ecc.) dovranno essere concordate tra GEOP/CS, ARPO/CS, GIAC-CS e/o unità di progetto interessata.

Durante la perforazione dovrà essere monitorata giornalmente la resistività del fango (Rm e Rmf) e la temperatura alla quale il dato è stato acquisito.

3.4.2 ACQUISIZIONE "CASED HOLE"

Contrattista Log: da assegnare

(La denominazione dei log da acquisire, indicata in programma, non è indice di assegnazione)

 eni divisione E & P GEOP / CS	Piattaforma: CALIPSO	PAG.7 DI 9		
	Pozzo: CALIPSO 5 Dir	AGGIORNAMENTI		
		0		

- **Casing 9 5/8"** da 900,7m MD fino a TOC teorico 400mMD

Non richiesto

- **Casing 7" (colonna di produzione)** da 2431m MD fino a TOC teorico 600m MD

Per il controllo della cementazione tramite mapping del cemento, l'analisi dell'eventuale microanulus e per valutare meglio i potenziali rischi di produzione d'acqua registrare:

- **USIT (o URS) – CBL – VDL – GR – CCL- (TRACTOR contingent) in cement mode**

Il log sarà registrato da fondo pozzo Cased Hole fino a circa 50-70 metri sopra il top certo del cemento.

NOTE GENERALI

Alla fine di ogni operazione Open Hole o Cased Hole log, il geologo eni, oltre a verificare l'esattezza del buono di servizio rilasciato dalla contrattista, dovrà compilare il Rapporto LQC usando le schede ufficiali. **Gli eventuali valori di Lost Time indicati nei FB-01 devono coincidere con i valori indicati nel documento di LQC.**

Per ulteriori dettagli circa le modalità di acquisizione log si rimanda alle "Procedure di Geologia Operativa", paragrafo 3.1.0.

La compagnia di Well Logging dovrà fornire, per ogni tipo di log acquisito, in open hole o cased hole, n° 3 copie opache e n° 3 CD con i dati digitali (formato LIS / DLIS) nonchè i file grafici in formato PDS / PDF dei log in scala 1:200 e 1:1000

3.5 ACQUISIZIONE SISMICA DI POZZO

Non prevista.

3.6 WIRELINE/LWD TESTING

Per valutare i regimi di pressione ed i valori di depletion ove presenti, come richiesto da GIAC/CS, verranno acquisite misure di pressione. Il numero di test e le profondità di acquisizione saranno definite da GEOP/CS, dopo un'analisi preliminare dei log elettrici. In questa operazione, verrà utilizzato il tool Stethoscope (LWD) o in alternativa il tool da scendere in TLC mode, MDT con la possibilità di eseguire un numero maggiore di draw down, per confermare una corretta build up e inoltre avere la possibilità di analizzare i fluidi di formazione con lettore ottico in caso di necessità.

3.7 TESTING

Dopo il tubaggio della colonna di produzione ed il completamento in Sand Control, i livelli indiziati a gas saranno oggetto di spurgo e successivamente allacciati alla produzione.

 eni divisione E & P GEOP / CS	Piattaforma: CALIPSO Pozzo: CALIPSO 5 Dir	PAG.8 DI 9			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

3.8 STUDI ED ELABORAZIONI

Si richiedono i seguenti studi dei servizi tecnici:

- Quick Look Evaluation log e/o CPI e/o composite (elaborati da GEOP/CS)
- Elaborazione delle misure di pressione wireline con MDT tramite SW dedicati (GEOP/CS)
- Analisi stratigrafiche, sequenza terrigena e layerizzazione mineraria per correlazioni elettriche ed analisi cuttings (GEOP/CS)
- Correlazioni con i pozzi di riferimento tramite SW dedicati– GEOP/CS – GIAC/CS
- Elaborazione Composite Log (P-1000) ad uso interno ed esterno, per gli enti competenti (GEOP/CS)

Ulteriori studi ed analisi per le unità di sede potranno essere decise a posteriori.

3.9 POZZI DI RIFERIMENTO

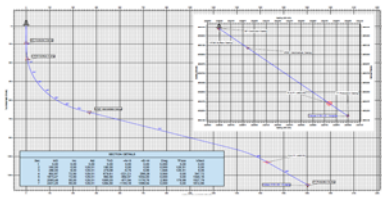
I pozzi di riferimento sono: CALIPSO 4 DIR B e CALIPSO 3 DIR A.

NOTA: per ulteriori dettagli sulla prassi da seguire durante le operazioni al pozzo, consultare il manuale "PROCEDURE DI GEOLOGIA OPERATIVA"



3.10 PREVISIONI E PROGRAMMI

Previsioni e Programmi Pozzo CALIPSO 5 DIR

Profondità (m MD)	Profondità (m VD esi)	Età	Formazione	Litologia	Livelli obiettivo	Casing 30" Casing 13"3/8 Casing 9"5/8 Casing 7"	Hole Size	WLL	LWD	Log C. H.	Fango	Cutting (L/A)	Carote	Deviaz. - Azim.	Prove prod.	Gradienti	Note del pozzo
1 m 34,5 m	f m 109,5 m																<p>CALIPSO 5 DIR</p> <p>Questo progetto scaturisce da una revisione del modello di giacimento eseguito dopo la perforazione del pozzo Calipso 4 Dir B. La ricostruzione delle mappe strutturali e del modello dinamico con i dati del pozzo Calipso 4 Dir B ha portato al progetto di un nuovo pozzo con lo scopo di ottimizzare la produzione delle riserve dell'area orientale del campo con un ulteriore punto di drenaggio. Il pozzo Calipso 4 Dir ha quindi l'obiettivo di ottimizzare la produzione dei livelli già sviluppati del campo: il livello PLQ-P1, PLQ Q e PLQ T. Il pozzo Calipso 6 Dir verrà perforato in direzione sud-est rispetto alla piattaforma, con azimuth di circa 130°; la traiettoria raggiunge un'inclinazione massima di 73° che, in corrispondenza del giacimento, si riduce a circa 55°. Il pozzo sarà completato in tecnologia sand control ICGF con string doppia.</p> 
500	-700		RAVENNA			165m 280m TOC 400 r	16"	Nessun Log	Nessun Log	Nessun Log	Nessun Log			Dev. = 0°-10° Az = 129,51°		<p>Gradiente minimo = 0,450 kg/cm2</p> <p>Gradiente massimo = 1,060 kg/cm2</p>	
838						900,7m TOC 600 m	12"1/4	Nessun Log	Nessun Log	Nessun Log	FWEP D = 1120 g/l			Dev. = 10°-72,5° Az = 129,51°		<p>Gradiente minimo = 0,963 kg/cm2</p> <p>Gradiente massimo = 1,201 kg/cm2</p>	
1000																	
1500	-1059,4		PLEISTOCENE														
			CAROLA				8"1/2	CMR - MDT/DP/SP - PO - CAL - GR (in TLC mode) Contingent	GVR - ProVision - Sthescope (Cont.) - GR - Res	USIT-CBL-VDL-GR-CCL-TRACTOR (Cont.)	FWEP a D = 1270 g/l						
2000																	
	-1064,8																
	-1136,8																
2500																	
Fondo Pozzo previsto a m 2431 MD, m 1284,5 TVD (q -1250 m)																	
<p>Legenda:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Obiettivi ▲ Sovrappressioni ▼ Depletamento 																	




SEZIONE 4

PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

Pozzo: CALIPSO 5 Dir

Data di emissione: Marzo 2017

1				
0	ARPO/CS	 G. Rosiello	 G. Martini  G. Cavallaro A. Concas	 A. Troisi
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	IL RESPONSABILE



INDICE DEGLI ARGOMENTI

4.1	SEQUENZA OPERATIVA PERFORAZIONE POZZO CALIPSO 5 Dir	3
4.1.1	INFORMAZIONI PRELIMINARI	3
4.1.2	LAVAGGIO CP E PERFORAZIONE FASE 16" PER CASING 13"3/8	3
4.1.3	PERFORAZIONE FASE 12"1/4 PER CASING 9"5/8	4
4.1.4	PERFORAZIONE FASE 8"1/2 PER CASING 7"	5
4.2	INGEGNERIA POZZO	7
4.2.1	PRINCIPALI EVENTI POZZI DI RIFERIMENTO	7
4.2.2	ANALISI GRADIENTI E TEMPERATURE	7
4.2.2.1	TABELLA GRADIENTI	8
4.2.2.2	GRAFICO GRADIENTI	9
4.2.3	STABILITA' FORO	10
4.2.4	SCELTA PROFONDITA' DI TUBAGGIO	10
4.2.4.1	CASING SUPERFICIALE 13"3/8	10
4.2.4.2	CASING INTERMEDIO 9"5/8	11
4.2.4.3	CASING PRODUZIONE 7"	12
4.2.5	CASING DESIGN	13
4.2.5.1	CASING SUMMARY	13
4.2.5.2	VERIFICA CASING 13"3/8	14
4.2.5.3	VERIFICA CASING 9"5/8	15
4.2.5.4	VERIFICA CASING 7"	16
4.2.6	PROGRAMMA FANGO	17
4.2.7	PROGRAMMA CEMENTAZIONI	18
4.2.8	PROGETTO DI DEVIAZIONE	21
4.2.8.1	PROFILO DI DEVIAZIONE	21
4.2.8.2	DATI DI DEVIAZIONE	22
4.2.8.1	TOLLERANZA AI TARGET	23
4.2.8.1	ANALISI ANTICOLLISION	23
4.2.9	TORQUE AND DRAG ANALYSES	24
4.2.9.1	TDA DRILLING BHA 16"	24
4.2.9.2	TDA DRILLING BHA 12"1/4	25
4.2.9.3	TDA DRILLING BHA 8"1/2	26
4.2.9.5	TDA CASING 9"5/8	27
4.2.9.6	TDA CASING 7"	28
4.2.10	ANALISI IDRAULICA E PULIZIA FORO	29
4.2.10.1	IDRAULICA FASE 16"	29
4.2.10.2	IDRAULICA FASE 12"1/4	30
4.2.10.3	IDRAULICA FASE 8"1/2	31
4.2.11	SCHEMA POZZO A FINE PERFORAZIONE	32
4.2.12	BOP STACK	33
4.2.12.1	13"5/8 10K BOP STACK SCHEMATIC	33
4.2.12.2	CARATTERISTICHE BOP STACK – GSF KEY MANHATTAN	34
4.2.13	WELLHEAD CALIPSO 5 Dir	35
4.3	HSE REQUIREMENTS	36
4.3.1	RIG DRILLS/PIT DRILLS/CHOKE DRILLS	36
4.3.2	WELL SHUT IN PROCEDURE	36
4.4	DEROGHE	39



4.1 SEQUENZA OPERATIVA PERFORAZIONE POZZO CALIPSO 5 DIR

4.1.1 INFORMAZIONI PRELIMINARI

Tutte le quote, se non specificatamente indicato, fanno riferimento ad un'elevazione Tavola Rotary di 34.5 m.

4.1.2 LAVAGGIO CP E PERFORAZIONE FASE 16" PER CASING 13"3/8

- Fango di fase: FW-GE-PO a 1.10 sg
 - FG_{shoe} : 1.277 kg/cm²/10m
 - $MAASP_{shoe}$: 8.08 kg/cm²
- 1) Confezionare 20 mc di Kill Mud a 1.4sg prima di iniziare la perforazione (fango previsto di fase 1.1sg)
 - 2) Skid derrick su Slot SE relativo a Calipso 5 Dir.
 - 3) Montare e testare Diverter, Riser e Sunch Joint a 500psi per 10 min.
 - 4) Assemblare Bit 16" + BHA di deviazione (Motor + Bent Sub) e discendere in pozzo. Eseguire lavaggio con acqua di mare CP alla massima portata. *In caso di ritorno molto sporco pompare e circolare B/Up cuscini viscosi di almeno 5m³.*
 - 5) Pompare un cuscinio viscoso a quota scarpa CP (~150m) e spiazzare acqua di mare con fango di fase 1.10sg
 - 6) Perforare foro 16" seguendo il progetto di deviazione (nudging a TD di 8°) fino a quota tubaggio 280 mMD / 279 mTVD. *Usare una portata iniziale di 1500-2000 l/min per perforare i primi metri fuori dal CP per poi incrementare la portata fino a 3600 l/min (ottimo per pulizia foro).*
 - 7) Al fondo pompare hi-vis sweep e circolare 2 volumi B/Up condizionando fango se occorre.
 - 8) Estrarre e sdoppiare 16" BHA.
 - 9) Discendere casing 13"3/8 68# L80 Antares equipaggiato con float shoe PDC drillable e receptacle per stinger di cementazione. *Considerare nel programma di centralizzazione la necessità di centralizzare la colonna nell'intercapedine tubata 30" – 13"3/8.*
 - 10) Discendere stinger con DP 5" e integrarsi nella float shoe.
 - 11) Eseguire R/Up EWL su DP 5" e registrare Gyro.
 - 12) Cementare colonna 13"3/8 come da programma specifico. *In caso di forti assorbimenti in fase di cementazione, eseguire cement top job attraverso discesa astine nell'intercapedine 30" – 13"3/8.*
 - 13) A termine cementazione, dopo WOC:
 - a. Scollegare Diverter, Riser e Sunch Joint
 - b. Sollevare Diverter ed eseguire taglio grossolano casing 13 3/8"
 - c. Eseguire taglio CP 30" e taglio definitivo casing 13 3/8" secondo procedura
 - d. Assemblare Compact Housing e relativo Running Tool
 - e. Discendere Compact Housing 13 5/8" con Running Tool e landing string 13 3/8"
 - f. Eseguire il set dello Sliplock secondo procedura
 - g. Eseguire il test di tenuta dal Test Port, facendo attenzione ad **non eccedere il 70% della pressione di schiacciamento del casing superficiale** (collapse pressure 13 3/8" 68# L80: 2260 psi – Max Test Pressure: 1500 psi)



- 14) Montare 13 5/8" CF-13 Fastlock Adapter e inflangiare BOP Stack 13 5/8" - 10000 psi.
- 15) Discendere 13" Combination Tool ed eseguire test di prima installazione con acqua e saracinesca elemento inferiore aperta
 - Annular preventer a 300 – 2000 psi
 - Middle Pipe Rams: 300 – 3000 psi
 - Lower Pipe Rams: 300 – 3000 psi
 - Collaudare linee di superficie a 3000 psi, upper/lower inside BOP (TDS) a 2000 psi, choke manifold e choke/kill a 3000 psi.

Le prove devono essere eseguite ogni 21 gg con pressioni da definire in base alle operazioni in corso.
- 16) Recuperare Combination Tool e discendere 9"5/8 Testing Tool. Testare Upper Pipe Rams 300 – 3000 psi. Estrarre e sdoppiare 9"5/8 Testing Tool.
- 17) Discendere e settare 13" Lower Wear Bushing. Ingaggiare Lower WB con lockscrews.

4.1.3 PERFORAZIONE FASE 12"1/4 PER CASING 9"5/8

- Fango di fase: FW-EP a 1.12 sg
 - FG_{shoe} : 1.463 kg/cm²/10m
 - $MAASP_{shoe}$: 9.60 kg/cm²
- 1) Assemblare e discendere Bit 12"1/4 + BHA di deviazione (Rotary Steerable System) con DP 5", tag TOC e fresare shoetrack condizionando fango in/out.
 - 2) Perforare seguendo progetto di deviazione considerando che la quota tubaggio casing 9"5/8 è 900 m MD / 700 m VD. Al fondo, se necessario eseguire un controllo foro con la BHA stessa, circolare bottom-up ed estrarre in back-reaming se avvertiti restringimenti. Sdoppiare BHA.
 - 3) Ritrarre lockscrews e recuperare Lower Wear Bushing.
 - 4) Discendere 13"5/8 Nominal Jetting Tool e lavare Compact Housing. Estrarre e sdoppiare Jetting Tool.
 - 5) Assemblare casing hanger SSMC 13"5/8 x 9"5/8 e R/Tool + landing string. Eseguire dummy run e registrare distanza Hang-Off Point/RKB per successivo spezzonamento casing. Estrarre e sdoppiare csg hanger, R/tool e landing string.
 - 6) Discendere casing 9"5/8 43.5# L80 TSH-Blue equipaggiato con PDC drillable floating equipment e tappi non-rotating type.
 - 7) Eseguire prova di circolazione iniziale dopo 6 giunti con portate crescenti per verificare il funzionamento e le perdite di carico dovute a scarpa e collare.
 - 8) A quota tubaggio, spezzonare stringa e montare SSMC casing hanger + R/Tool tenendo conto della lunghezza Hang-Off point/RKB.
 - 9) Discendere colonna e alloggiare hanger in sede. R/U Tam Packer ed eseguire prove di circolazione. R/D Tam Packer.
 - 10) Montare Testina di Circolazione e linee HP (chicksan/cmt hose) al cement manifold.



- 11) Tenere PJSM ed eseguire test linee: 500 psi 5min – 3000 psi 15 min.
- 12) Cementare colonna come da programma di cementazione. Mantenere pressione contatto tappi per 10 min ed eseguire back flow test scaricando pressione in testa. Se la pressione risale, ripressurizzare a pressione iniziale e mantenere per tutto WOC.
- 13) WOC secondo programma di cementazione e secondo campioni malta.
- 14) Svincolare R/Tool da csg hanger ed estrarre e sdoppiare R/Tool e Landing String.
- 15) Assemblare e discendere 13”5/8 Nominal Jetting Tool e lavare top casing hanger con saracinesche laterali aperte. Estrarre e sdoppiare Jetting Tool. Chiudere saracinesche laterali. Non eseguire jetting/lavaggio con ritorno attraverso riser/BOP/bell nipple.
- 16) Assemblare 9”5/8 Seal Assembly su R/Tool e installare su casing hanger 9”5/8. Assicurarsi che lockscrews laterali siano completamente ritratte. Eseguire O/P test a 20klbs.
- 17) Eseguire pressure test tramite 9/16” test-port aprendo le saracinesche laterali interessate. **Non superare il 70% della resistenza a collasso della colonna** (Collapse 9”5/8 43.5# L80: 3810psi – Max Test Pressure: 2600 psi). Svincolare ed estrarre R/Tool.
- 18) Riconfigurare BOP con Upper Pipe Rams fixed 7”.
- 19) Discendere Combination Tool ed eseguire BOP Test come segue:
 - Annular preventer a 300 e 2000 psi
 - Rams superiori e inferiori a 300 e 3000 psi
 - Collaudare linee di superficie a 3000 psi, upper/lower inside BOP (TDS) a 3000 psi, choke manifold e choke/kill a 3000 psi, assicurandosi che la pressione non venga trasmessa all’interno della colonna.
- 20) Recuperare Combination Tool e settare 13” Middle Wear Bushing ingaggiando lockscrews.

4.1.4 PERFORAZIONE FASE 8”1/2 PER CASING 7”

- Fango di fase: FW-EP a 1.27 sg
 - FG_{shoe} : 1.657 kg/cm²/10m
 - FG_{min} (minimo di fase): 1.579 kg/cm²/10m @ 894 m VD (PL1Q-C1)
 - $MAASP_{min}$: 21.61 kg/cm²
 - Pressione Differenziale Massima Prevista: 49.37 kg/cm² (PL1Q-C1)
- 1) Assemblare e discendere Bit 8”1/2 + BHA di deviazione (Rotary Steerable System) con DP 5”, tag TOC e fresare shoetrack condizionando fango in/out.
 - 2) Perforare seguendo progetto di deviazione considerando che la quota tubaggio casing 7” è 2431.25 m MD / 1284.5 m VD. Al fondo, se necessario eseguire un controllo foro con la BHA stessa, circolare bottom-up ed estrarre in back-reaming se avvertiti restringimenti. Sdoppiare BHA.
 - 3) Registrare log elettrici come da programma geologico.
 - 4) Ritrarre lockscrews e recuperare Middle Wear Bushing.



- 5) Discendere 13"5/8 Nominal Jetting Tool e lavare Compact Housing. Estrarre e sdoppiare Jetting Tool.
- 6) Assemblare casing hanger SSMC 13"5/8 x 7" e R/Tool + landing string. Eseguire dummy run e registrare distanza Hang-Off point/RKB per spezzonamento casing. Estrarre e sdoppiare csg hanger, R/tool e landing string.
- 7) Discendere casing 7" 29# L80 TSH-Blue equipaggiata con PDC drillable floating equipment e tappi non-rotating type.
- 8) Eseguire prova di circolazione iniziale dopo 6 giunti con portate crescenti per verificare il funzionamento e le perdite di carico dovute a scarpa e collare.
- 9) A quota tubaggio, spezzonare stringa e montare casing hanger SSMC + R/Tool tenendo conto della lunghezza Hang-Off point/RKB.
- 10) Discendere colonna e alloggiare hanger in sede. R/U Tam Packer ed eseguire prove di circolazione. R/D Tam Packer.
- 11) Montare Testina di Circolazione e linee HP (chicksan/cmt hose) al cement manifold.
- 12) Tenere PJSM ed eseguire test linee: 500 psi 5min – 3000 psi 15 min.
- 13) Cementare colonna come da programma di cementazione. Mantenere pressione contatto tappi per 10 min ed eseguire back flow test scaricando pressione in testa. Se la pressione risale, ripressurizzare a pressione iniziale e mantenere per tutto WOC.
- 14) WOC secondo programma di cementazione e secondo campioni malta.
- 15) Svincolare R/Tool da csg hanger ed estrarre e sdoppiare R/Tool e Landing String.
- 16) Assemblare e discendere 13"5/8 Nominal Jetting Tool e lavare top casing hanger con saracinesche laterali aperte. Estrarre e sdoppiare Jetting Tool. Chiudere saracinesche laterali. Non eseguire jetting/lavaggio con ritorno attraverso riser/BOP/bell nipple.
- 17) Assemblare 7" Seal Assembly su R/Tool e installare su casing hanger 7". Assicurarsi che lockscrews laterali siano completamente ritratte. Eseguire O/P test a 20klbs.
- 18) Eseguire pressure test tramite 9/16" test-port aprendo le saracinesche laterali interessate. **Non superare il 70% della resistenza a collasso della colonna** (Collapse 7" 29# L80: 7020psi – Max Test Pressure: 4500 psi). Svincolare ed estrarre R/Tool.
- 19) Discendere e settare 13" Upper Wear Bushing. Ingaggiare lockscrews.

Procedere con le operazioni di completamento.



4.2 INGEGNERIA POZZO

4.2.1 PRINCIPALI EVENTI POZZI DI RIFERIMENTO

La perforazione dei più recenti pozzi sul campo (Calipso 3 dir A e Calipso 4 dir B) non ha evidenziato particolari problematiche e/o eventi da segnalare.

4.2.2 ANALISI GRADIENTI E TEMPERATURE

- **Gradiente Interstiziale**

L'interpretazione dell'andamento dei gradienti della pressione dei pori deriva dai dati di campo (RFT e prove di produzione). Si ricordano i livelli depletati con gradienti minimi e le relative pressioni differenziali riassunti nella tabella seguente.

- **Gradiente di Overburden**

E' stato ricavato in base ai tempi di transito dal Sonic Log dei pozzi di riferimento e dell'area.

- **Gradiente di Fratturazione**

E' stato calcolato, per tutto il profilo del pozzo, in base alla relazione:

$$G_f = 2/3 (G_{OV} - G_p) + G_p$$

nell'ipotesi di coeff. di Poisson $\nu = 0.25$

- **Temperature**

Da valori di temperatura misurati nel tempo sul campo di Calipso si è stimato un gradiente di temperatura pari a $2.07^\circ/100$ m ed una temperatura di fondo pozzo pari a 40°C .

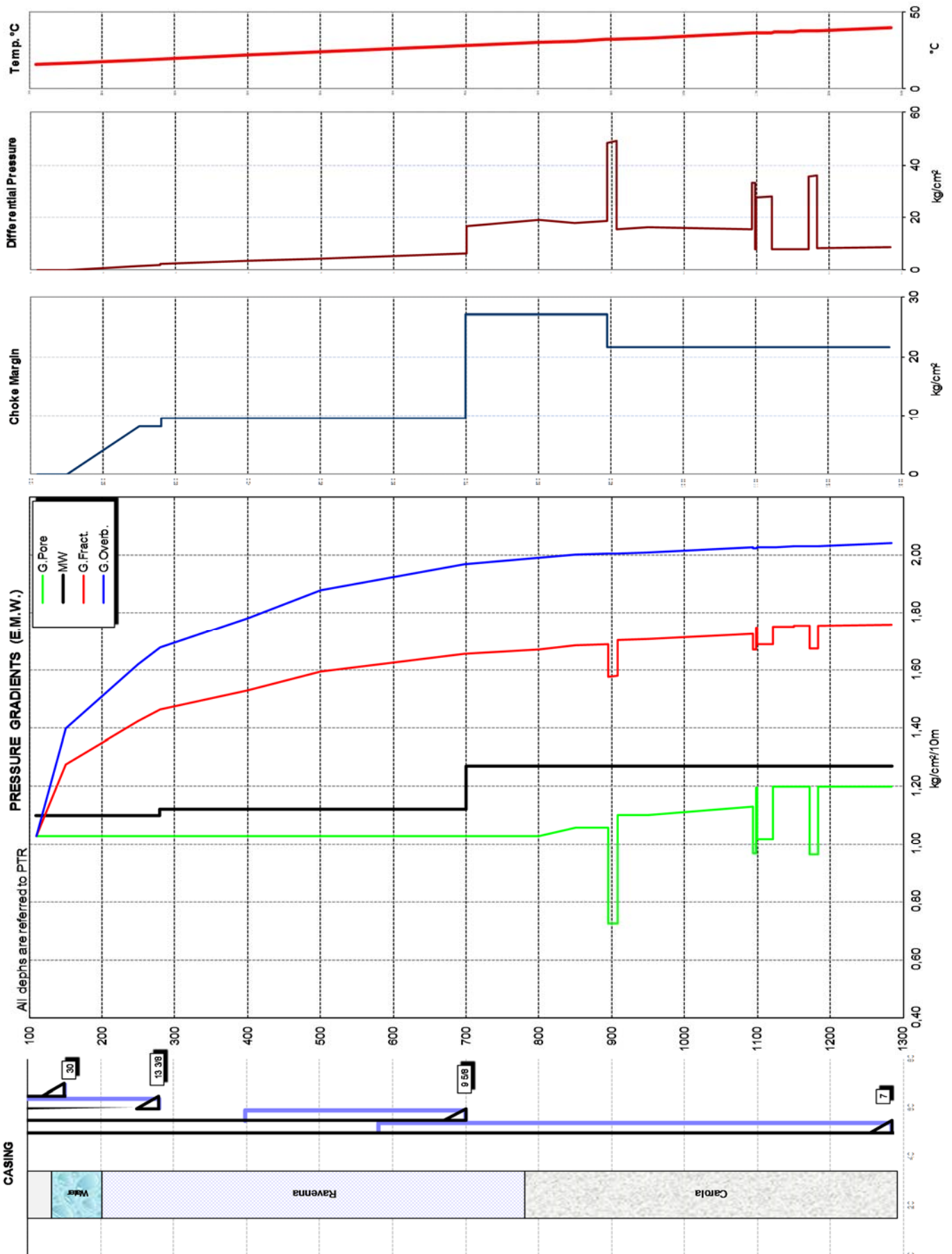


4.2.2.1 TABELLA GRADIENTI

VD m Copy VD	G.Pore kg/cm ² /10m Copy Pbre	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm ² /10m	G.Fracture kg/cm ² /10m Copy Fract	MAASP kg/cm ²	Diff. Press. kg/cm ²	Temp. °C	VDssl m	LAYERS
110,00	1,030	1,100	1,030	1,030	0,00	0,00	16,00	75,5	
150,00	1,030	1,100	1,400	1,277	0,00	0,00	16,83	115,5	Shoe CP 30"
250,00	1,030	1,100	1,620	1,423	8,08	1,75	18,90	215,5	
250,01	1,030	1,100	1,620	1,423	8,08	1,75	18,90	215,5	
279,58	1,030	1,100	1,680	1,463	8,08	1,96	19,51	245,1	Shoe 13"3/8
279,59	1,030	1,120	1,680	1,463	9,60	2,52	19,51	245,1	
400,00	1,030	1,120	1,780	1,530	9,60	3,60	22,00	365,5	
500,00	1,030	1,120	1,880	1,597	9,60	4,50	24,07	465,5	
700,00	1,030	1,120	1,970	1,657	9,60	6,30	28,21	665,5	Shoe 9"5/8
700,01	1,030	1,270	1,970	1,657	27,07	16,80	28,21	665,5	
800,00	1,030	1,270	1,990	1,670	27,07	19,20	30,28	765,5	
850,00	1,060	1,270	2,000	1,687	27,07	17,85	31,32	815,5	
894,49	1,060	1,270	2,005	1,690	27,07	18,78	32,24	860,0	
894,50	0,726	1,270	2,005	1,579	21,61	48,66	32,24	860,0	PLQ1-C1
907,50	0,726	1,270	2,006	1,579	21,61	49,37	32,51	873,0	PLQ1-C1
907,51	1,100	1,270	2,006	1,704	21,61	15,43	32,51	873,0	
950,00	1,100	1,270	2,010	1,707	21,61	16,15	33,39	915,5	
1093,89	1,130	1,270	2,026	1,727	21,61	15,31	36,37	1059,4	
1093,90	0,966	1,270	2,025	1,672	21,61	33,28	36,37	1059,4	Top PLQ-P1
1097,60	0,966	1,270	2,025	1,672	21,61	33,40	36,44	1063,1	Btm PLQ-P1
1097,61	1,198	1,270	2,025	1,749	21,61	7,95	36,44	1063,1	
1099,29	1,198	1,270	2,025	1,749	21,61	7,96	36,48	1064,8	
1099,30	1,017	1,270	2,025	1,689	21,61	27,82	36,48	1064,8	Top PLQ-Q
1121,00	1,017	1,270	2,027	1,690	21,61	28,37	36,93	1086,5	Btm PLQ-Q
1121,01	1,201	1,270	2,027	1,752	21,61	7,76	36,93	1086,5	
1125,09	1,201	1,270	2,027	1,752	21,61	7,79	37,01	1090,6	
1125,10	1,201	1,270	2,027	1,752	21,61	7,79	37,01	1090,6	Top PLQ-R
1149,80	1,201	1,270	2,029	1,753	21,61	7,96	37,52	1115,3	Btm PLQ-R
1149,81	1,201	1,270	2,029	1,753	21,61	7,96	37,52	1115,3	
1150,69	1,201	1,270	2,029	1,753	21,61	7,97	37,54	1116,2	
1150,70	1,201	1,270	2,029	1,753	21,61	7,97	37,54	1116,2	Top PLQ-S
1160,00	1,201	1,270	2,030	1,754	21,61	8,03	37,74	1125,5	Btm PLQ-S
1160,01	1,201	1,270	2,030	1,754	21,61	8,03	37,74	1125,5	
1171,19	1,201	1,270	2,031	1,754	21,61	8,11	37,97	1136,7	
1171,20	0,963	1,270	2,031	1,675	21,61	35,94	37,97	1136,7	Top PLQ-T
1183,60	0,963	1,270	2,032	1,676	21,61	36,32	38,22	1149,1	Btm PLQ-T
1183,61	1,201	1,270	2,032	1,755	21,61	8,19	38,22	1149,1	
1284,49	1,201	1,270	2,040	1,760	21,61	8,89	40,31	1250,0	
1284,50	1,201	1,270	2,040	1,760	21,61	8,89	40,31	1250,0	TD



4.2.2.2 GRAFICO GRADIENTI





4.2.3 STABILITA' FORO

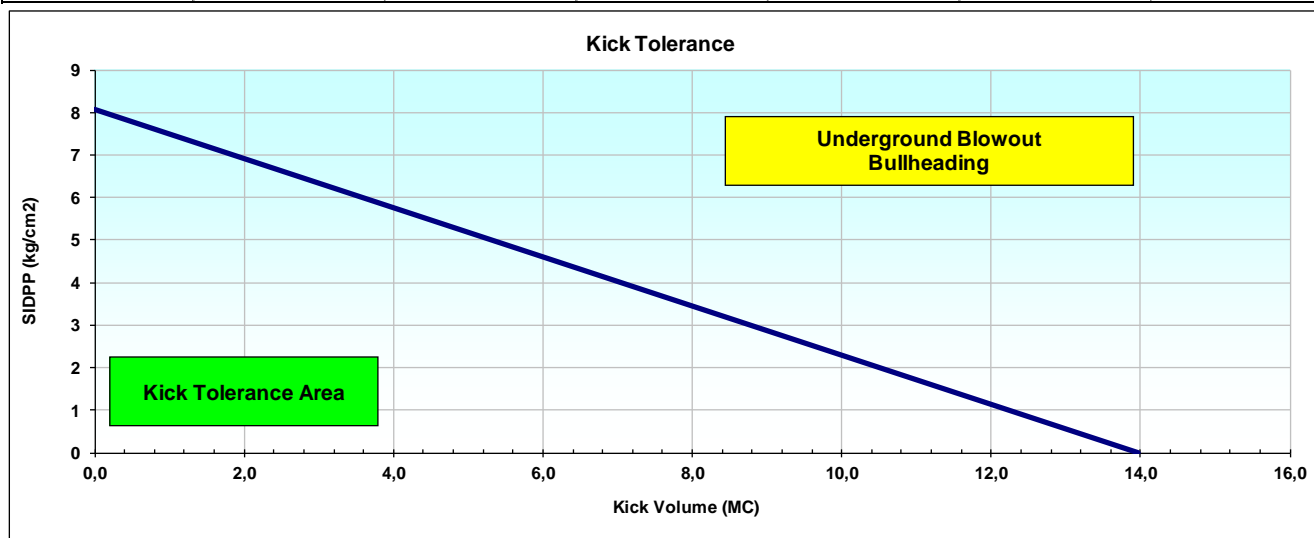
Data la conoscenza del campo e l'assenza di problematiche di stabilità foro nei pozzi perforati precedentemente analisi e studi ulteriori di stabilità foro sono ritenuti non necessari.

4.2.4 SCELTA PROFONDITA' DI TUBAGGIO

4.2.4.1 CASING SUPERFICIALE 13"3/8

La scarpa casing 13"3/8 a 280 mMD / 279 mTVD, verrà discesa per isolare le sezioni superficiali e cementata fino a giorno per dare resistenza strutturale al pozzo. La scarpa risulterà inoltre deviata di 8° in direzione dei target per facilitare la costruzione della curva nella fase successiva.

PHASE (in)	TVD (m)	MAASP (kg/cm ²)	Differential Pressure (kg/cm ²)	Kick Tolerance (m ³)	Minimum allowed Kick Tolerance (m ³)	Kick Tolerance SF
16	280	8,1	2,0	14,0	8,0	0%



Note: All value refer to Bottom Hole - No BHA considered

Pur essendo il valore della MAASP di poco inferiore rispetto al valore minimo da specifica, si considera la deviazione accettabile poiché non sono stati registrati influssi nel campo.

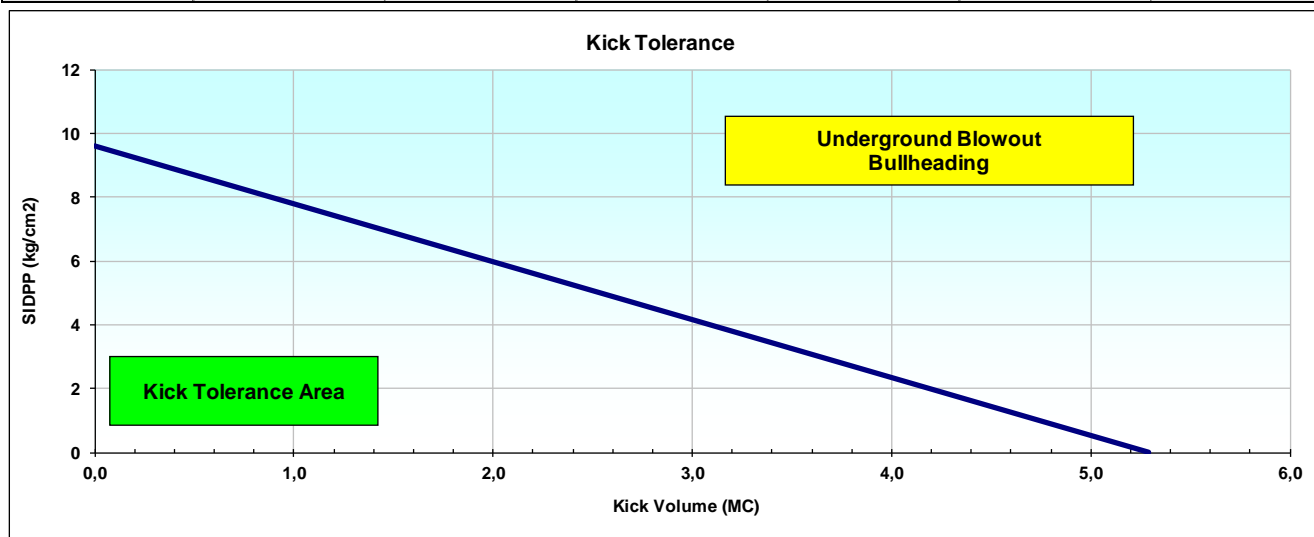


4.2.4.2 CASING INTERMEDIO 9"5/8

La scarpa casing 9"5/8 a 900 m MD/700 m VD, verrà discesa per isolare la sezione intermedia ed ottenere una resistenza alla scarpa tale da poter perforare la fase in reservoir.

La colonna avrà funzione di protezione del tratto di costruzione (caratterizzato da DLS 3.5°/30m) principale del profilo.

PHASE (in)	TVD (m)	MAASP (kg/cm ²)	Differential Pressure (kg/cm ²)	Kick Tolerance (m ³)	Minimum allowed Kick Tolerance (m ³)	Kick Tolerance SF
12 1/4	700	9,6	6,3	5,3	8,0	0%



Note: All value refer to Bottom Hole - No BHA considered

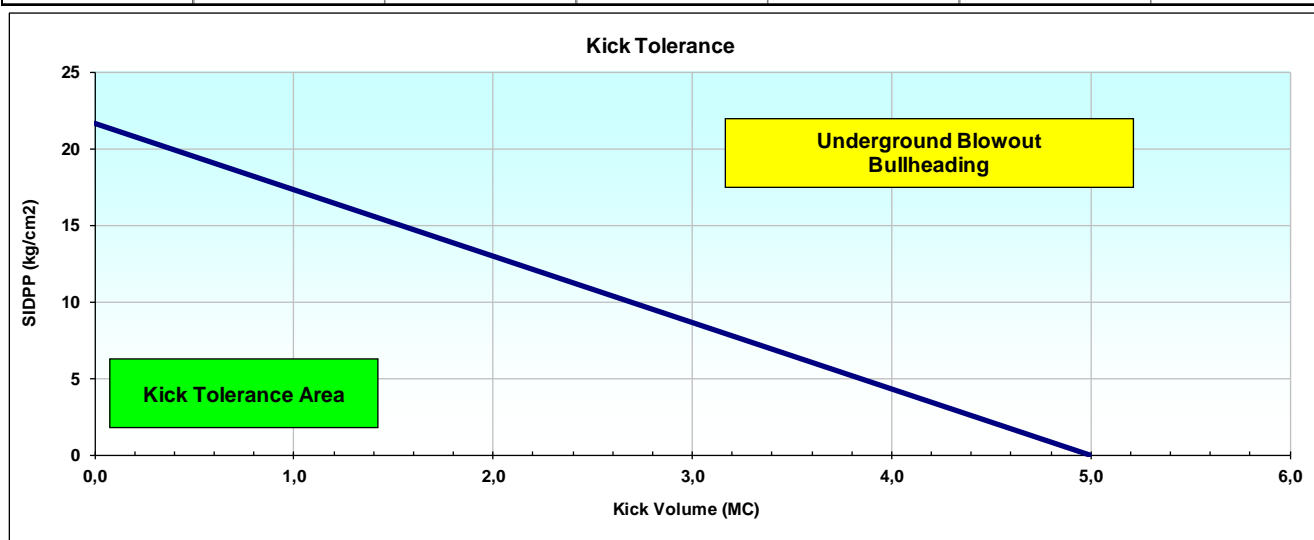
Pur essendo il valore di MAASP e Kick Tolerance inferiori rispetto al valore minimo da specifica, si considera la deviazione accettabile poiché non sono stati registrati influssi nel campo.



4.2.4.3 CASING PRODUZIONE 7"

Il casing di produzione 7" verrà disceso a 2431.25 m MD/1284.5 m VD per permettere il completamento dei livelli di interesse.

PHASE (in)	TVD (m)	MAASP (kg/cm ²)	Differential Pressure (kg/cm ²)	Kick Tolerance (m ³)	Minimum allowed Kick Tolerance (m ³)	Kick Tolerance SF
8 1/2	1285	21,6	8,9	5,0	5,5	0%



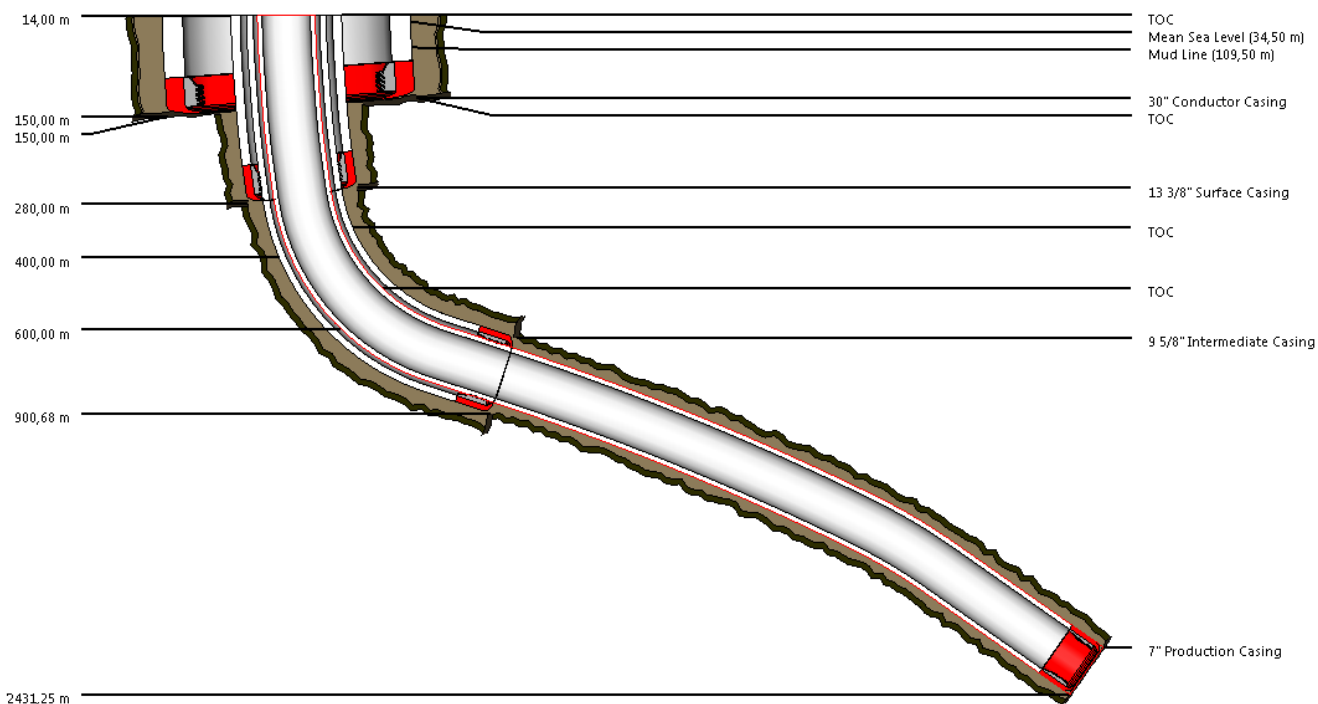
Note: All value refer to Bottom Hole - No BHA considered

Pur essendo il valore di Kick Tolerance di poco inferiore rispetto al valore minimo da specifica, si considera la deviazione accettabile poiché non sono stati registrati influssi nel campo.



4.2.5 CASING DESIGN

4.2.5.1 CASING SUMMARY



String	OD / Weight / Grade	Connection	MD Interval [m]	Drift Diameter [in]
Conductor Casing	30" 309,7# X60	N/A	14,00 - 150,00	
Surface Casing	13"3/8 68# L80	ANT	14,00 - 280,00	12,259
Intermediate Casing	9"5/8 43.5# L80	Tenaris Blue	15,00 - 900,00	8,599
Production Casing	7" 29# L80	Tenaris Blue	15,00 - 2431,50	6,059



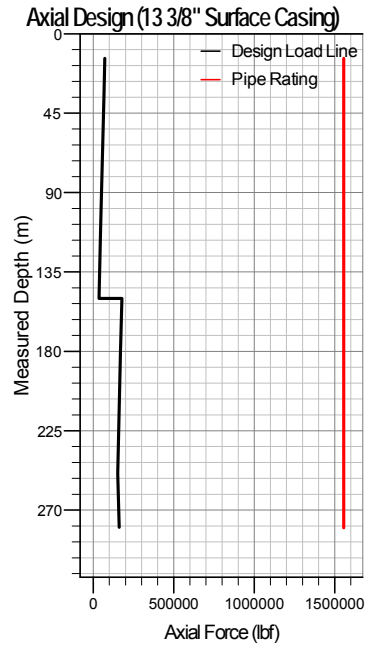
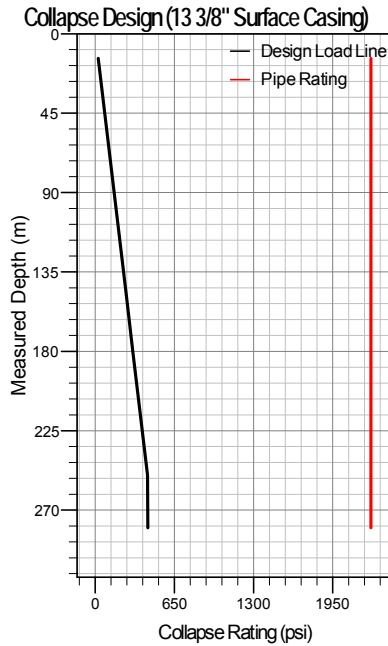
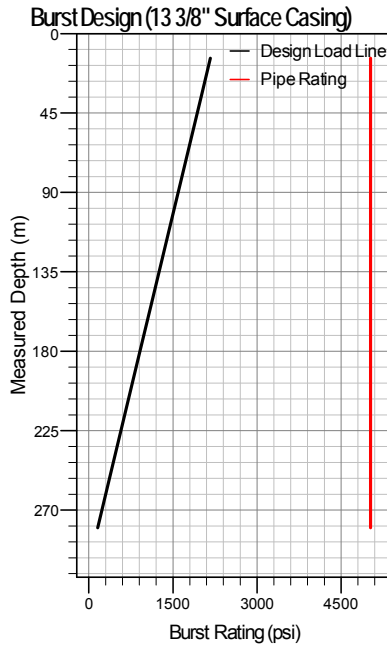
4.2.5.2 VERIFICA CASING 13"3/8



ARPO/CS
G. Rosiello

String Summary

String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drill Dia. (in)	Burst Collapse	Axial Triaxial	Design Cost (\$)
Surface Casing	13 3/8", 68,00 ppf, L-80	N/A	14,00-280,00	12,259	2,55 5,76	12,27 3,20	29,286 Total = 29,286



Burst Load Data (13 3/8" Surface Casing)

Custom Load: 13 3/8 Burst

Collapse Load Data (13 3/8" Surface Casing)

Drilling Load: Full/Partial Evacuation
Mud Weight: 1,120 g/cc
Mud Level, MD: 250,00 m
Assigned External Pressure: Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure: Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD: 14,00 m
Prior Shoe, MD: 150,00 m
Fluid Gradient Above TOC: 1,100 g/cc
Fluid Gradient Below TOC: 1,100 g/cc
Pore Pressure In Open Hole Below TOC: No

Axial Load Data (13 3/8" Surface Casing)

Running in Hole - Avg. Speed: 0,00 m/s

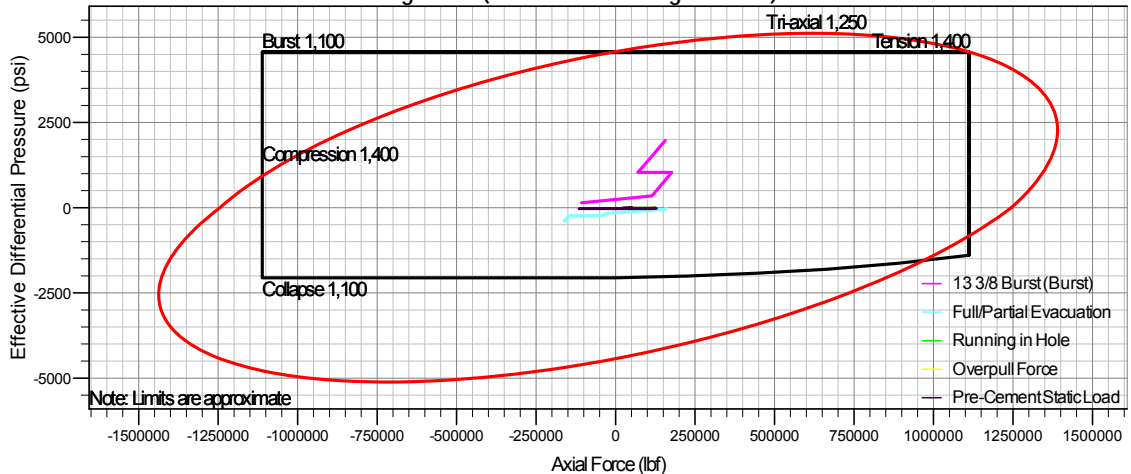
Overpull Force: 0 lbf

Pre-Cement Static Load: Yes

Pickup Force: 0 lbf

Service Loads: No

Design Limits (13 3/8" Surface Casing - Section 1)



Note: Limits are approximate



4.2.5.3 VERIFICA CASING 9"5/8

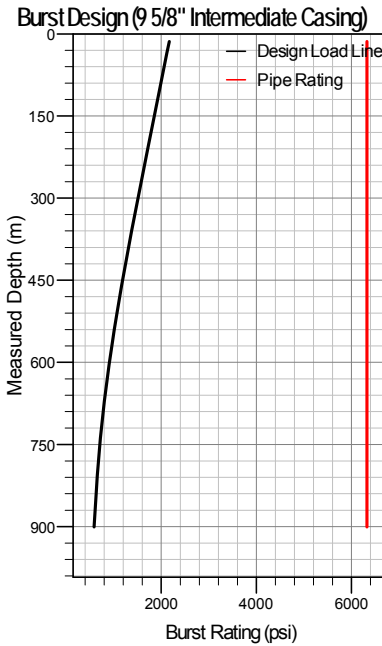


ARPO/CS
G. Rosiello

String Summary

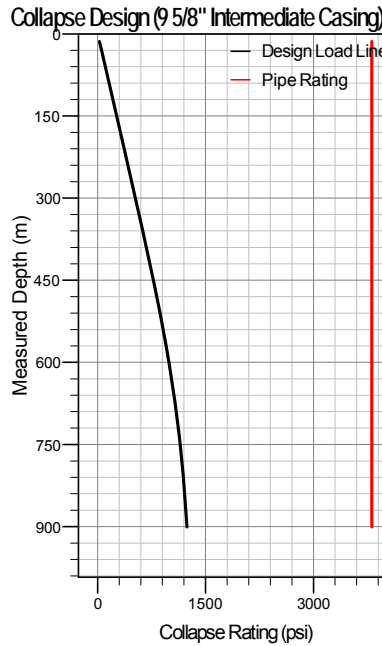
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaial	Design Cost(\$)
Intermediate Casing 9 5/8", 43.50 ppr., L-80		N/A	14,00-900,68	8,625 A	3,21	3,38	6,53	4,05	62,450 Total = 62,450

A Alternate Drift



Burst Load Data (9 5/8" Intermediate Casing)

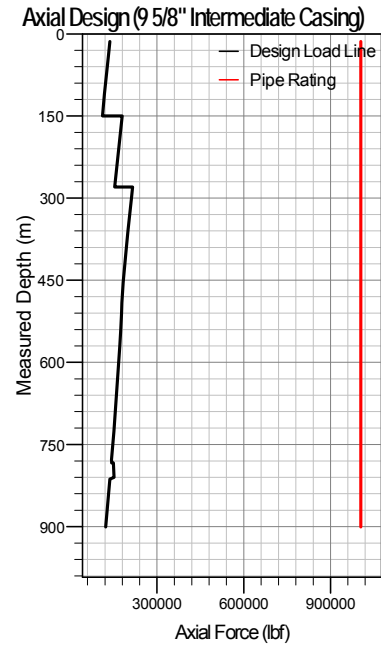
Custom Load: 958Burst



Collapse Load Data (9 5/8" Intermediate Casing)

Drilling Load: Lost Returns with Mud Drop
 Lost Returns Depth, MD: 2203,03m
 Pore Pressure at Lost Returns Depth: 715,26psi
 Pore Pressure Gradient at Lost Returns Depth: 0,436 g/cc
 Mud Weight: 1,270 g/cc
 Mud Drop Level, MD: 1092,34m
 Assigned External Pressure: Fluid Gradients (w/Pore Pressure)

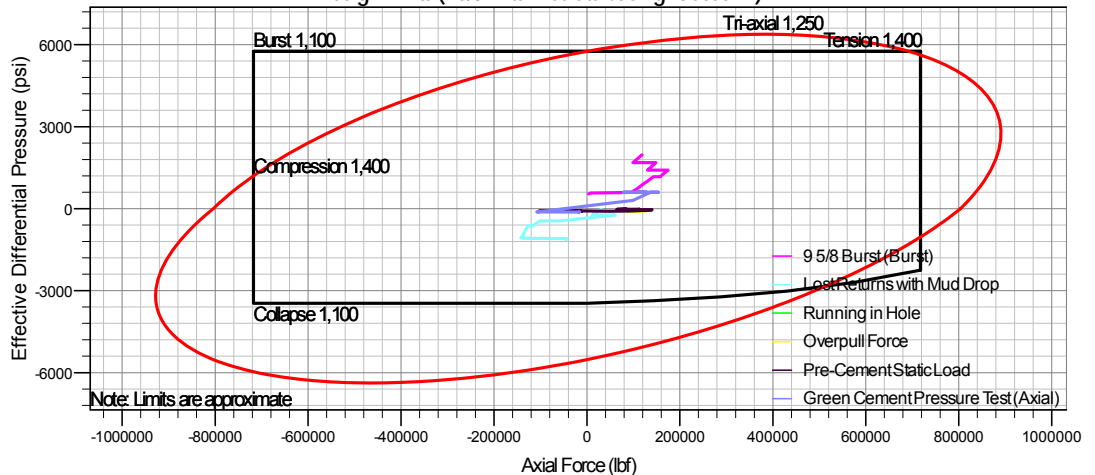
External Pressure: Fluid Gradients (w/Pore Pressure)
 TOC, MD: 400,00m
 Prior Shoe, MD: 280,00m
 Fluid Gradient Above TOC: 1,120 g/cc
 Fluid Gradient Below TOC: 1,150 g/cc
 Pore Pressure in Open Hole Below TOC: No



Axial Load Data (9 5/8" Intermediate Casing)

Running in Hole - Avg. Speed: 0,00m/s
 Overpull Force: 0lbf
 Pre-Cement Static Load: Yes
 Pickup Force: 0lbf
 Green Cement Pressure Test: 600,00psi
 Service Loads: No

Design Limits (9 5/8" Intermediate Casing - Section 1)





4.2.5.4 VERIFICA CASING 7"

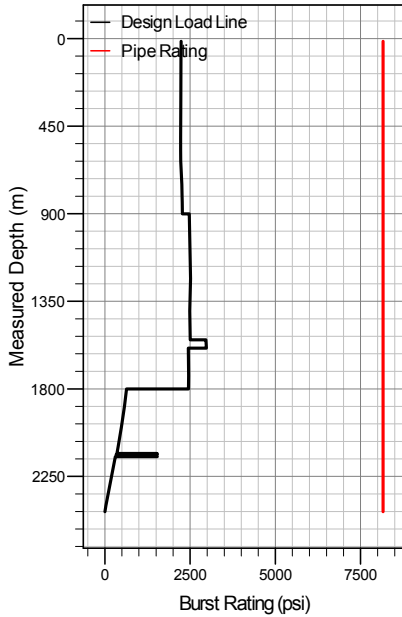


ARPO/CS
G. Rosiello

String Summary

String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Production Casing	7", 29,00 ppf, L-80	N/A	14,00-2431,25	6,059	3,01	3,06	5,39	3,58
							113,499	Total = 113,499

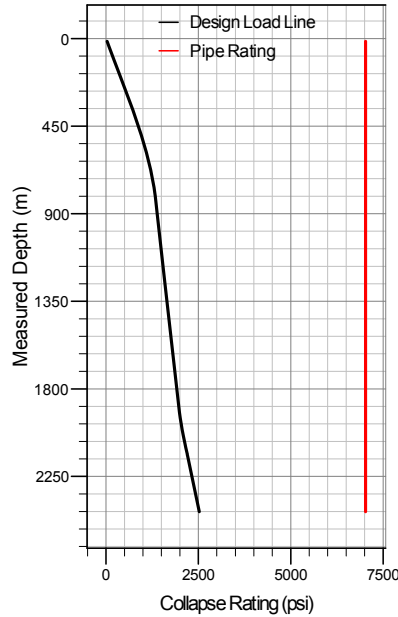
Burst Design (7" Production Casing)



Burst Load Data (7" Production Casing)

Production Load: Tubing Leak
Packer Fluid Density: 1,250 g/cc
Packer Depth, MD: 1800,00 m
Perforation Depth, MD: 2431,25 m
Gas Gravity: 0,20
Reservoir Pressure: 2119,30 psi
Assigned Ext. Pressure: Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure: Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD: 600,00 m
Prior Shoe, MD: 900,68 m
Mud Weight Above TOC: 1,270 g/cc
Fluid Gradient Below TOC: 0,998 g/cc
Pore Pressure In Open Hole: Yes

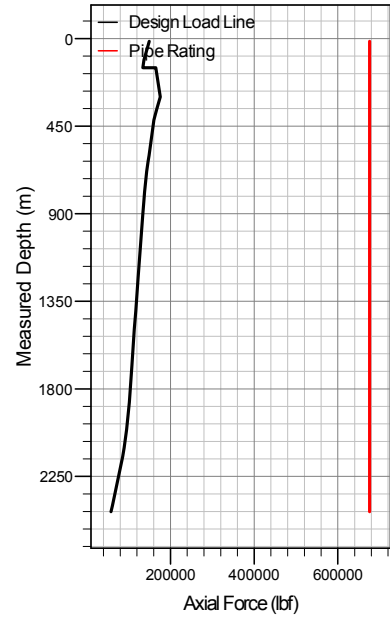
Collapse Design (7" Production Casing)



Collapse Load Data (7" Production Casing)

Production Load: Full Evacuation
Assigned External Pressure: Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure: Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD: 600,00 m
Prior Shoe, MD: 900,68 m
Fluid Gradient Above TOC: 1,270 g/cc
Fluid Gradient Below TOC: 1,250 g/cc
Pore Pressure In Open Hole Below TOC: No

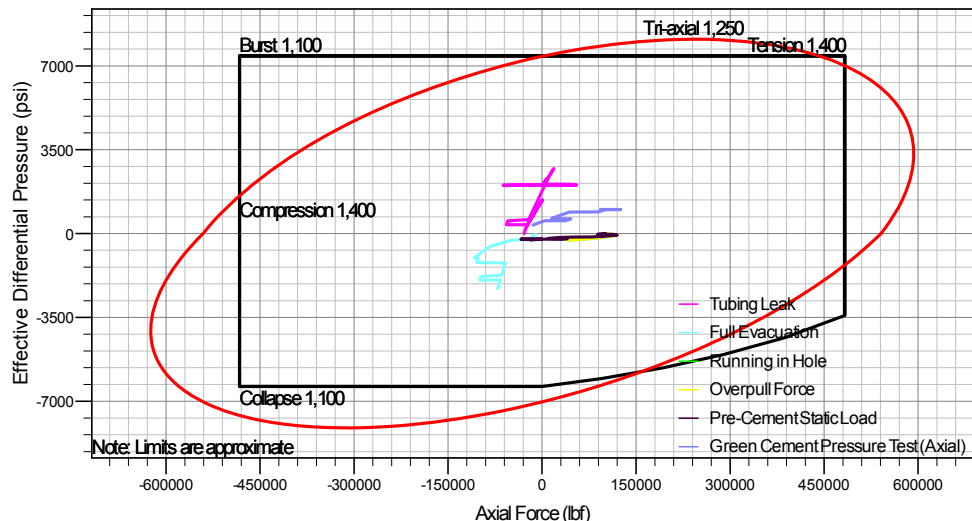
Axial Design (7" Production Casing)



Axial Load Data (7" Production Casing)

Running in Hole - Avg Speed: 0,00 m/s
Overpull Force: 0 lbf
Pre-Cement Static Load: Yes
Pickup Force: 0 lbf
Green Cement Pressure Test: 1000,00 psi
Service Loads: No

Design Limits (7" Production Casing - Section 1)





4.2.6 PROGRAMMA FANGO

PROGRAMMA FLUIDI CALIPSO 5 DIR					
CARATTERISTICHE FLUIDO					
FASE		Fase 16"	Fase 12 ¼"	Fase 8 ½"	Fase Completamento
Profondità	md	280	900	2431	2431
Profondità	vd	279	700	1285	1285
Inclinazione		8°	72,5°	72,5°	72,5°
Tipo di fluido		FW GE PO	FW EP	FW EP	Brine CaCl ₂
Densità	kg/l	1,10	1,12	1,27	1,28
Viscosità API	sec/l	55 ÷ 60	50 ÷ 55	55 ÷ 60	
PV	cps	15 ÷ 20	15 ÷ 20	20 ÷ 22	
YP	g/100 cm ²	10 ÷ 12	10 ÷ 12	10 ÷ 12	
Gel 10"	g/100 cm ²	4 ÷ 5	3 ÷ 4	3 ÷ 4	
Gel 10'	g/100 cm ²	5 ÷ 6	4 ÷ 6	4 ÷ 6	
Gel 30'	g/100 cm ²	9 ÷ 10	7 ÷ 9	7 ÷ 9	
Filtrato API	cc/30'	5 ÷ 6	3 ÷ 4	3 ÷ 4	
Pannello API/HPHT	mm		1	1	
pH		10 ÷ 11	10 ÷ 10,5	10 ÷ 11	
Pf	cc H ₂ SO ₄ N/50	0,2 ÷ 0,4	0,2 ÷ 0,4	0,2 ÷ 0,4	
Mf	cc H ₂ SO ₄ N/50	0,4 ÷ 0,6	0,4 ÷ 0,6	0,4 ÷ 0,6	
Pm	cc H ₂ SO ₄ N/50	0,9 ÷ 1,1	0,9 ÷ 1,1	0,9 ÷ 1,1	
Salinità	g/l Cl				
Lubrificante	%		2,5 ÷ 3,0	2,5 ÷ 3,0	
Sabbia	% vol	< 1	< 1	< 1	
MBT	kg/m ³		20 ÷ 25	25 ÷ 30	
Solidi totali	% vol		10 ÷ 12	12 ÷ 15	
CaCl ₂	kg/m ³				
Resistività fango a 20°C	ohm/m				
Resistività filtrato a 20°C	ohm/m				
Filtrato HP/HT	cc/30'				
Oil/Water Ratio	% vol				
Eccesso calce	kg/m ³				
Stabilità Elettrica	volts				
VOLUMI FLUIDO					
FASE		Fase 16"	Fase 12 ¼"	Fase 8 ½"	Fase Completamento
Profondità	md	280	900	2431	2431
Profondità	vd		700	1285	1285
Metri Perforati	m	170,5	620	1531	-
Tipo di fluido		FW GE PO	FW EP	FW EP	Brine CaCl ₂
Densità	kg/l	1,10	1,12	1,27	1,28
Volume foro	m ³	22	47	57	-
volume casing	m ³	-	22	35	47
volume superficie	m ³	120	120	120	100
volume diluizione/mantenim	m ³	60	120	100	70
vol.rec.MudPlant/cantiere	m ³	0	0	0	0
volume da confezionare	m ³	202	309	205	217

- Il programma fluido di dettaglio verrà compilato dalla service company ed approvato dal reparto ingegneria Fluids & Cementing di ARPO CS di Ravenna.
- FW EP (elevata performance-inibente)
- Le profondità sono riferite al PTR.
- I volumi sono calcolati senza considerare scavernamenti, eventuali perdite di circolazione e lavori non programmati.
- In cantiere saranno sempre presenti uno stock minimo di prodotti a garantire il confezionamento, in ogni istante della perforazione, di almeno un volume pari al doppio del foro. Inoltre tale stock includerà i prodotti di contingency relativi a prese di batteria, assorbimenti e presenza di H₂S.



4.2.7 PROGRAMMA CEMENTAZIONI

CALIPSO 5 DIR

Cementazione CSG 13 3/8" 68# **280 md/vd**
Risalita Cemento **34,5 md/vd**

0 P.T.R.
34,5 L.M.
109,5 F.M.

Mud (kg/l) 1,10	Spacer (kg/l) 1,00	Deviazione alla scarpa 8°
----------------------------------	-------------------------------------	--

CP 30"
150 md/vd

TOC malta B
180 md/vd

CSG 13 3/8" 68#
280 md/vd

EQUIPAGGIAMENTO CASING						
Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar
C3	37	160	34,5	3	lame saldate	
				TOTALE	3	0

VOLUME MALTA						
	∅ foro/csg(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol. Intercap. l/m	m	Volume m ³	
Intercap.	16"	13 3/8"	39,1	130	5,1	
Intercap.	30"	13 3/8"	306,5	115,5	35,4	
Interno csg		13 3/8"	78,1	24	1,9	
Maggiorazione su foro scoperto			100 %		5,1	
					VOLUME TOTALE	47,4

VOLUME TOTALE MALTA "A"						39,4 mc	
Densità		1,5 kg/l					
CEMENTO	"G"	q/m ³ 7,0	x	m ³ 39	q	276	
EXTENDER		5,0 % sul cemento			q	13,8	
ACQUA	MARE	l/q 110,0	x	q 276	m ³	30,4	
Tempo di Pompabilità richiesto		BHST					
280-300 min		27 ° C					

VOLUME TOTALE MALTA "B"						8,0 mc	
Densità		1,9 kg/l					
CEMENTO	"G"	q/m ³ 13,0	x	m ³ 8	q	104	
CaCL2		0,5 % sul cemento			q	0,5	
ACQUA	MARE	l/q 46,0	x	q 104	m ³	4,8	
Tempo di Pompabilità richiesto		BHST					
180-200 min		27 ° C					

- NOTE: - centralizzazione, spacer, composizione malta, densità e volume verrà definita meglio in fase operativa
- previsto l' utilizzo di malta speciale tipo Flexstone Schl e/o Hal Cem Hallib. a 1,8 kg/l con due malte a presa differenziate per problemi di underbalance



CALIPSO 5 DIR

Cementazione CSG 9 5/8" 43,5# **901 md** **700 vd**
Risalita Cemento **400 md** **398 vd**

0 P.T.R.
34,5 L.M.
109,5 F.M.

Mud (kg/l) 1,12	Spacer (kg/l) 1,40	Deviazione alla scarpa 72,5°
----------------------------------	-------------------------------------	---

CP 30"
150 md/vd

TOC malta B
180

CSG 13 3/8" 68#
280 md/vd

TOC
400 md
398 vd

EQUIPAGGIAMENTO CASING							
Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	
2C1	6,3	901	400	80		159	
TOTALE				80		159	

VOLUME MALTA					
	∅ foro/csg(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol. Interap. l/m	m	Volume m ³
Interap.	12 1/4"	9 5/8"	28,93	501	14,5
Interap.	13 3/8"	9 5/8"	31,16		0,0
Interno csg		9 5/8"	36,9	24	0,9
Maggiorazione su foro scoperto			30	%	4,3
VOLUME TOTALE					19,7

VOLUME TOTALE MALTA "A"					
Densità	1,9		kg/l		
CEMENTO	"G"	q/m ³ 13,2	x	m ³ 20	q 260
RIDOTTO FILTRATO			% sul cemento		q 0,0
ACQUA	DOLCE	l/q 44,0	x	q 260	m ³ 11,5
Tempo di Pompabilità richiesto		BHST		WOC	
200-250 min		40 ° C		10-12 h	

CSG 9 5/8" 43,5#
901 md
700 vd
incl. 72,5°

VERIFICA PRESSIONI al fondo						
P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1,657	x	m	700	kg/cm ² 116
P. idr. a fine spiazz.	(302*1,9)/10+(100*1,4)/10+(298*1,12)/10					kg/cm ² 105
P. formazione	kg/cm ² /10m	1,030	x	m	700	kg/cm ² 72
P. idr. durante WOC	(302*1)/10+(100*1,4)/10+(298*1,12)/10					kg/cm ² 78
Situazione di		OVERBALANCE		di		kg/cm ² 5
Margine alla fratturazione						kg/cm ² 11

NOTE: - centralizzazione, spacer, composizione malta, densità e volume verrà definita meglio in fase operativa
- previsto l' utilizzo di malta speciale tipo Flexstone Schl e/o Hal Cem Hallib. a 1,8 kg/l con due malte a presa differenziate per problemi di underbalance



CALIPSO 5 DIR

Cementazione CSG 7" 29# 2431 md 1285 vd
Risalita Cemento 600 md 580 vd

0 P.T.R.
34,5 L.M.
109,5 F.M.

Mud (kg/l) 1,27	Spacer (kg/l) 1,50	Deviazione alla scarpa 72,5°
---------------------------	------------------------------	--

CP 30"
150 md/vd

EQUIPAGGIAMENTO CASING						
Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar
C1	12,5	2431	600	146		293
TOTALE				146		293

TOC malta B
180

CSG 13 3/8" 68#
280 md/vd

VOLUME MALTA					
	∅ foro/csg(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol. Intercap./m	m	Volume m ³
Intercap.	8 1/2"	7"	11,7	1530	17,9
Intercap.	9 5/8"	7"	13,9	301	4,2
Interno csg		7"	19,4	48	0,9
Maggiorazione su foro scoperto			30	%	5,4
VOLUME TOTALE					28,4

TOC
400 md
398 vd

VOLUME TOTALE MALTA "A"						15,4 mc
Densità	1,8 kg/l					
CEMENTO	FLEXSTONE e/o HAL CEM	q/m ³ 12,3	x	m ³ 15	q	189
GAS BLOCK-RID FILTRATO					% sul cemento	q 0,0
ACQUA	DOLCE	l/q 36,0	x	q 189	m ³	6,8
Tempo di Pompabilità richiesto			BHST	WOC		
300-350 min			51 °C	13-15 h		

TOC CSG 7"
600 md
580 vd

VOLUME TOTALE MALTA "B"						13,0 mc
Densità	1,8 kg/l					
CEMENTO	FLEXSTONE e/o HAL CEM	q/m ³ 12,3	x	m ³ 13	q	160
GAS BLOCK-RID FILTRATO					% sul cemento	q 0,0
ACQUA	DOLCE	l/q 36,0	x	q 160	m ³	5,8
Tempo di Pompabilità richiesto			BHST	WOC		
200-250 min			51 °C	10-12 h		

TOC malta B
1590 md
907 vd

VERIFICA PRESSIONI al fondo						
P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1,760	x	m 1285	kg/cm ²	226
P. idr. a fine spazz.	(705*1,8)/10+(200*1,4)/10+(380*1,27)/10					203
P. formazione	kg/cm ² /10m	1,201	x	m 1285	kg/cm ²	154
P. idr. durante WOC	(378*1)/10+(327*1,8)/10+(200*1,4)/10+(380*1,27)/10					173
Situazione di					OVERBALANCE di	kg/cm ² 19
Margine alla fratturazione					kg/cm ²	23

CSG 7" 29#
2431 md
1285 vd
incl. 72,5°

VERIFICA PRESSIONI alla fratturazione a quota						1183 m VD
P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1,676	x	m 1183	kg/cm ²	198
P. idr. a fine spazz.	(603*1,8)/10+(200*1,4)/10+(380*1,27)/10					185
Margine alla fratturazione					kg/cm ²	13

VERIFICA PRESSIONI alla fratturazione a quota						1097 m VD
P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1,672	x	m 1097	kg/cm ²	183
P. idr. a fine spazz.	(517*1,8)/10+(200*1,5)/10+(380*1,27)/10					171
Margine alla fratturazione					kg/cm ²	12

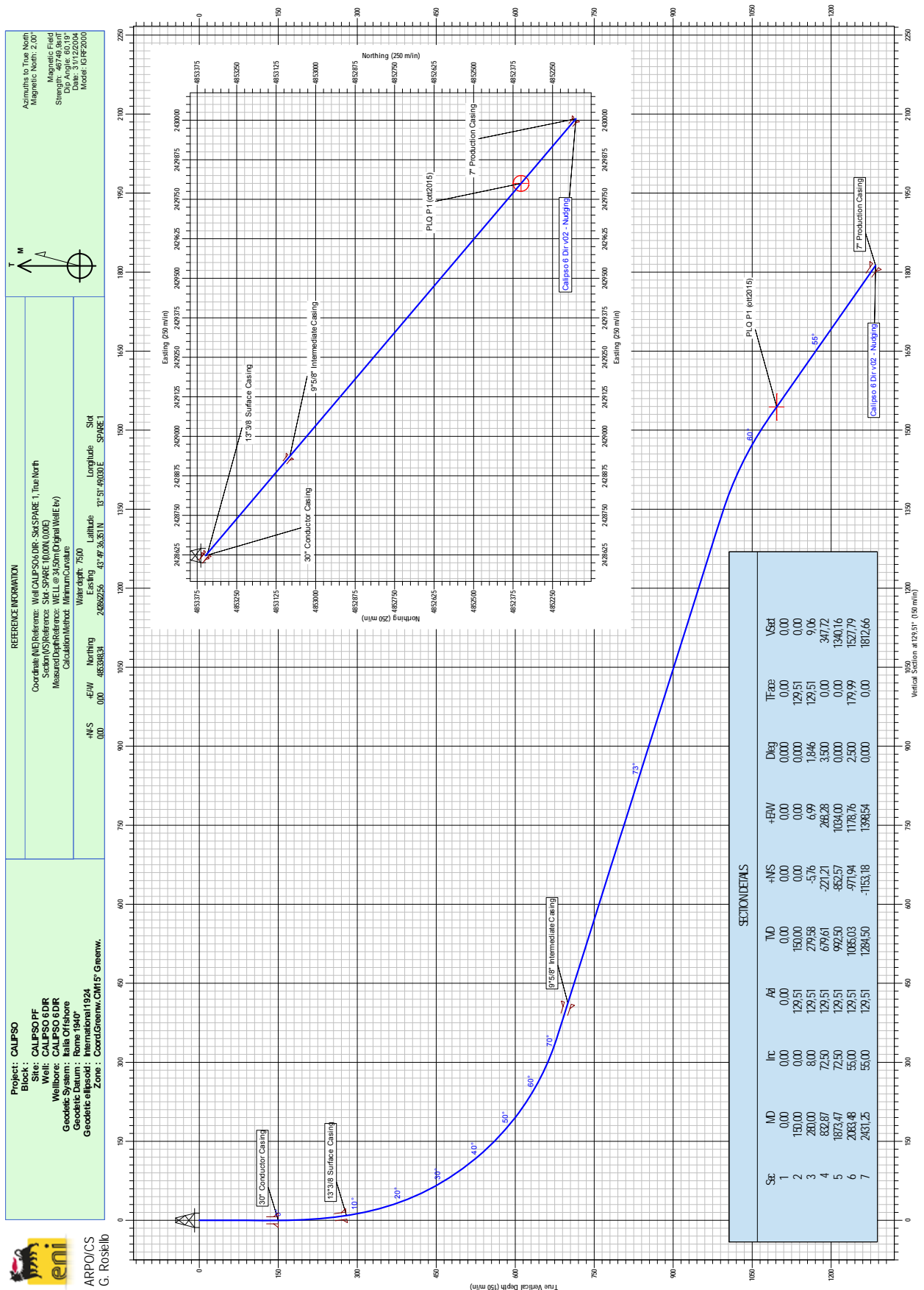
VERIFICA PRESSIONI alla fratturazione a quota						907 m VD
P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1,579	x	m 907	kg/cm ²	143
P. idr. a fine spazz.	(327*1,8)/10+(200*1,4)/10+(380*1,27)/10					135
Margine alla fratturazione					kg/cm ²	8

VERIFICA PRESSIONI durante WOC a quota						1099 m VD
P. formazione	kg/cm ² /10m	1,198	x	m 1099	kg/cm ²	132
P. idr. durante WOC	(192*1)/10+(327*1,8)/10+(200*1,4)/10+(380*1,27)/10					154
Situazione di					OVERBALANCE di	kg/cm ² 23



4.2.8 PROGETTO DI DEVIAZIONE

4.2.8.1 PROFILO DI DEVIAZIONE





4.2.8.1 TOLLERANZA AI TARGET

E' prevista una tolleranza ai target di 25 m di raggio.

4.2.8.1 ANALISI ANTICOLLISION

La traiettoria del pozzo non presenta problemi di collision con i pozzi adiacenti In fase operativa dovrà, comunque, essere monitorato l'esatto andamento della traiettoria.



4.2.9 TORQUE AND DRAG ANALYSES

4.2.9.1 TDA DRILLING BHA 16"



ARPO/CS
G. Rosiello

NormalDragAnalysis.Mode.Data

RunDefinitions

StartMD: 0,00 m
Step Size: 100,00 m
End MD: 2485,00 m

Drilling
Using Rotating On Bottom: Y
WOB: 10,00 tonne
Using Sliding Drilling: N
WOB: tonne
Using Backreaming: Y
Overpull Weight: -5,00 tonne
Using Rotating Off Bottom: Y

Tripping
Using Tripping In: Y
Trip In Speed: 18,29 m/min
Trip In RPM: 0 rpm
Using Tripping Out: Y
Trip Out Speed: 18,29 m/min
Trip Out RPM: 0 rpm

Torque At Bit: 2000,0 ft-lbf
Torque At Bit: ft-lbf
Torque At Bit: 1000,0 ft-lbf

Hole Section Data 280,00 m

Sect. MD (m)	Length (m)	ID (in)	Drift (in)	Eff. Dia. (in)	COF	Cap. (L/m)	Vol. Ex. (%)	Item Description
CAS 150,00	150,000	28,000	27,813	27,500	0,25	397,26		30 in, 309.7 ppf, X52,
OH 280,00	130,000	16,000		16,000	0,30	129,72	0,00	

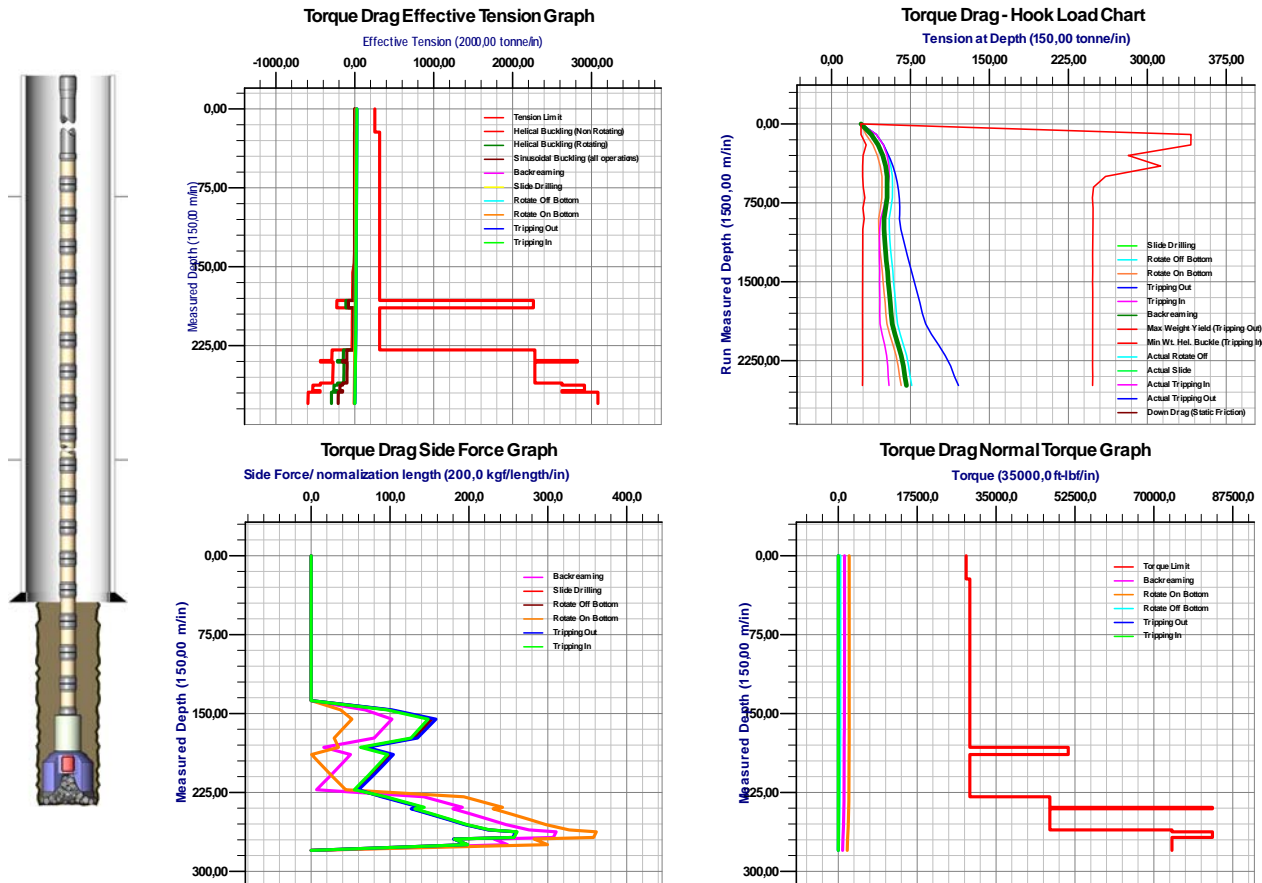
String Name: BHA 16" Calipso 280,00 m String Depth:

Section Type	Length (m)	Depth (m)	Body OD (in)	Body ID (in)	Wt. (ppf)	Item Description
Drill Pipe	22,093	22,09	5,000	4,276	22,60	Drill Pipe 5 in, 19.50 ppf, S, NC50(XH), P
Heavy Weight Drill Pipe	160,000	182,09	5,000	3,000	49,70	Heavy Weight Drill Pipe Grant Pnteco, 5 in, 49.70 ppf
Hydraulic Jar	6,930	189,02	8,000	2,500	154,36	Hydraulic Jar Eastman Hyd., 8 in
Heavy Weight Drill Pipe	40,000	229,02	5,000	3,000	49,70	Heavy Weight Drill Pipe Grant Pnteco, 5 in, 49.70 ppf
Drill Collar	10,000	239,02	8,250	2,000	171,05	Drill Collar 8 1/4 in, 2 in, 6 5/8 REG
Integral Blade Stabilizer	1,524	240,55	9,000	3,000	192,45	Integral Blade Stabilizer 14 3/4" FG, 9 x3 in
Non-Mag Drill Collar	20,000	260,55	8,250	2,000	189,30	Non-Mag Drill Collar 8 1/4 in, 2 in, 6 5/8 REG
Integral Blade Stabilizer	2,000	262,55	9,000	3,750	178,91	Integral Blade Stabilizer 14 3/4" FG, 9 x3 3/4 in
MWD Tool	5,200	267,75	9,500	4,000	192,18	MWD Tool/MWD (Dir + Pulser), 9 1/2" in
Near Bit Stabilizer	1,524	269,27	9,000	3,750	178,91	Near Bit Stabilizer 14 3/4" FG, 9 x3 3/4 in
Bent Housing	10,424	279,69	9,625	3,750	134,56	Bent Housing 9 5/8" 1:2-5 Stage, 9.625 in
Tri-Cone Bit	0,305	280,00	16,000		525,00	Tri-Cone Bit, 3x16, 0,589 in ²

Mud 12.25

Rheology Model: Generalized Herschel-Bulkley Data: Fann Data

Density (g/cc)	PV (cp)	YP (lbf/100ft ²)	Gel (lbf/100ft ²)	n K (lb*s^n/ft ²)	m (GHB)	Mu Inf(GHB)(cp)	FYSA
1,100	9,01	12,556	12,556	0,50	0,00000	0,50	9,01



TDA SUMMARY TABLE

WOB to Hel. Buckle (Rotating): 20.51 tonne	AT	MinWtPlasticDepth: 128.76 m
WOB to Sin. Buckle (Rotating): 19.56 tonne	AT	MinWtBuckleDepth: 137.65 m
Overall Margin (Tripping Out): 228.42 tonne	% of Yield	MaxWtYieldPerc: 100.00 %
Pick-Up Weight: 0.54 tonne	Slack -Off:	0.53 tonne

Note: Buckling Modes ~ = No Buckling, S = Sinusoidal, T = Transition, H = Helical, L = Lockup

Load Cond	STF	B	Sur. Torq (ft-lbf)	Twist (revs)	Mesd Wt (tonne)	Stretch (m)	Ax. Stress (m)	Neu. Depth (m)
BACKREAMING	----	----	1392,0	0,0	48,23	0,08	229,02	253,35
TRIPPING OUT	----	----	0,0	0,0	53,78	0,08	239,02	280,00
ROTATING ON BOTTOM	----	----	2429,6	0,1	43,23	0,07	202,49	230,40
TRIPPING IN	----	----	0,0	0,0	52,70	0,08	237,30	280,00
ROTATING OFF BOTTOM	----	----	399,0	0,0	53,23	0,08	238,39	280,00



4.2.9.2 TDA DRILLING BHA 12"1/4



ARPO/CS
G. Rosiello

NormalDragAnalysis.ModeData

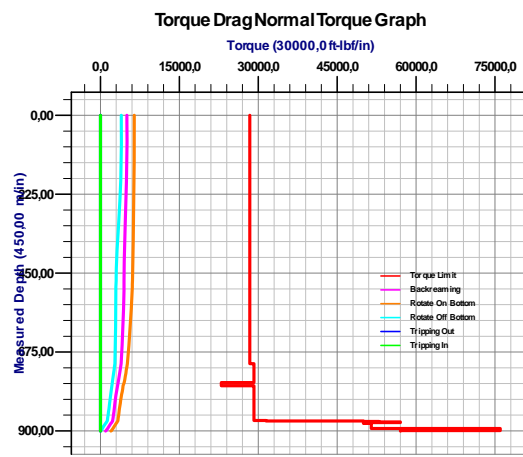
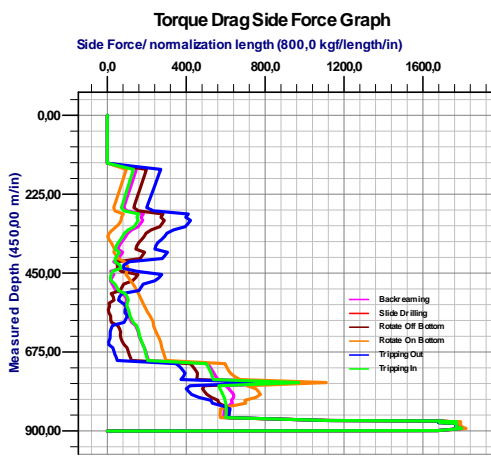
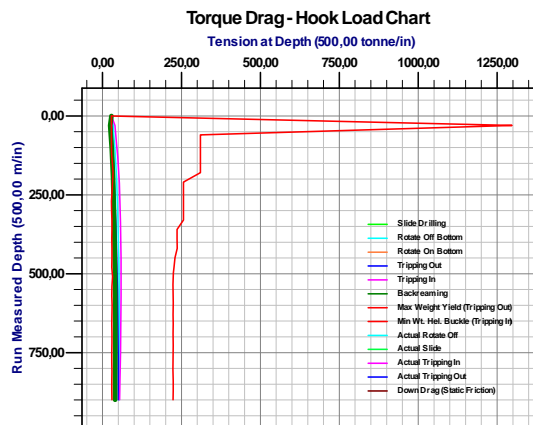
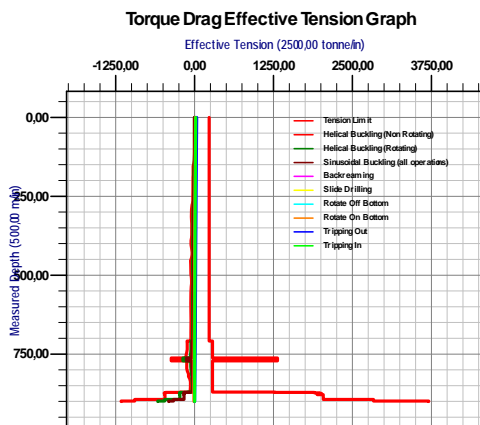
RunDefinitions

StartMD : 0,00 m
Step Size : 30,00 m
End MD : 900,00 m

Drilling
Using Rotating On Bottom: Y
WOB: 10,00 tonne
Torque At Bit: 2000,0 ft-lbf
Using Sliding Drilling: N
WOB: tonne
Torque At Bit: ft-lbf
Using Backreaming: Y
Overpull Weight: -5,00 tonne
Torque At Bit: 1000,0 ft-lbf
Using Rotating Off Bottom: Y

Tripping
Using Tripping In: Y
Trip In Speed: 18,29 m/min
Trip In RPM: 0 rpm
Using Tripping Out: Y
Trip Out Speed: 18,29 m/min
Trip Out RPM: 0 rpm

12,250 Hole Section Data										900,68 m	
Sect.	MD (m)	Length (m)	ID (in)	Drift (in)	Eff. Dia. (in)	COF	Cap. (L/m)	Vol. Ex. (%)	Item Description		
CAS	266,00	266,000	12,415	12,259	16,000	0,25	78,10		13 3/8 in, 68,00 ppf, L-80, No Connection		
OH	900,68	634,682	12,250		12,250	0,30	76,04	0,00	12,250 in		
String Name:							12"1/4 BHA	900,68 m	String Depth:		
Section Type	Length (m)	Depth (m)	Body OD (in)	Body ID (in)	Wt. (ppf)	Item Description					
Drill Pipe	708,582	708,58	5,000	4,276	22,60	Drill Pipe 5 in, 19.50 ppf, S, NC50(XH) P					
Heavy Weight Drill Pipe	54,000	762,58	5,000	3,000	51,10	Heavy Weight Drill Pipe, 5,000 in, 76.05 kg/m, 1340 MOD, 4.5 IF					
Mechanical Jar	9,000	771,58	6,500	2,250	91,79	Mechanical Jar, 6.500 in, 136.60 kg/m, 4145H MOD, 4 1/2 IF					
Heavy Weight Drill Pipe	99,000	870,58	5,000	3,000	51,10	Heavy Weight Drill Pipe Grant Priteco - Spiral, 5 in, 51.10 ppf					
Cross Over	1,000	871,58	6,625	2,813	97,72	Cross Over, 6.625 in, 145.42 kg/m, 4145H MOD, 6 5/8 REG					
Float Sub	1,500	873,08	7,920	3,000	147,00	Circ Sub 8, 8 x3 in					
Float Sub	1,500	874,58	8,000	2,813	149,91	Filter Sub, 8,000 in, 223.09 kg/m, 4145H MOD, 6 5/8 REG					
Float Sub	1,500	876,08	7,920	2,400	154,35	Float Sub 8, 8 x2 1/2 in					
Integral Blade Stabilizer	2,500	878,58	8,000	3,000	147,01	Integral Blade Stabilizer 11"FG, 8 x3 in					
MWD Tool	9,000	887,58	8,000	2,500	154,36	MFR/HAGR (Resistivity/GR) 8 x2 1/2 in					
MWD Tool	6,000	893,58	8,000	2,500	154,36	HEL MWD Collar/stabilised IDS 8x2 1/2 in					
Steerable Motor	5,500	899,08	9,500	3,150	164,82	Revolution Rotary Steerable System, 8.250 in 6 5/8" Reg B					
Non-Mag Integral Blade Stabilizer	8,000	900,08	10,550	2,480	165,22	HF Pilot, 6 5/8 REG					
Polycrystalline Diamond Bit	0,600	900,68	12,250		267,00	Polycrystalline Diamond Bit, 6x16, 0.982 in ²					
Rheology	Model	Generalized Herschel-Bulkley		Data: Fann Data							
Density (g/cc)	PV (cp)	YP (lb/100ft ²)	Gel (lb/100ft ²)	n K (lb*s ⁿ /ft ²)	m (GHB)	Mu Inf(GHB) (cp)	FYSA				
1,120	8,73	11,936	11,936	0,50	0,00000	0,50	8,73	0,00			



TDA SUMMARY TABLE

WOB to Hel. Buckle (Rotating) : 22,08 tonne	AT	MinWtPlasticDepth: 127,18 m
WOB to Sin. Buckle (Rotating) : 21,69 tonne	AT	MinWtBuckleDepth: 127,18 m
Overall Margin (Tripping Out) : 173,07 tonne	% of Yield	MaxWtYieldPerc: 90,00 %
Pick-Up Weight : -2,24 tonne	Slack-Off:	-1,58 tonne

Note : Buckling Modes

~ = No Buckling , S = Sinusoidal, T = Transition, H = Helical, L = Lockup

Load Cond	STF B	Sur. Torq (ft-lbf)	Twist (revs)	Mesd Wt (tonne)	Stretch (m)	Ax. Stress (m)	Neu. Depth (m)
BACKREAMING	~~~ ~	5030,8	0,8	39,92	0,07	626,92	743,39
TRIPPING OUT	~~~ ~	0,0	0,0	50,22	0,18	804,58	900,68
ROTATING ON BOTTOM	~~~ ~	6426,8	1,0	42,46	0,02	438,59	515,85
TRIPPING IN	~~~ ~	0,0	0,0	54,04	0,06	615,13	900,68
ROTATING OFF BOTTOM	~~~ ~	3952,9	0,6	52,46	0,12	708,58	900,68

L'analisi non mostra nessuna criticità.



4.2.9.3 TDA DRILLING BHA 8"1/2



ARPO/CS
G. Rosiello

NormalDragAnalysis.ModeData

RunDefinitions

StartMD: 0,00 m
StepSize: 30,00 m
End MD: 2431,50 m

Drilling

Using Rotating On Bottom: Y
WOB: 10,00 tonne Torque At Bit: 2000,0 lbf-ft
Using Sliding Drilling: N
WOB: tonne Torque At Bit: lbf-ft
Using Backreaming: Y
Overpull Weight: -5,00 tonne Torque At Bit: 1000,0 lbf-ft
Using Rotating Off Bottom: Y

Tripping

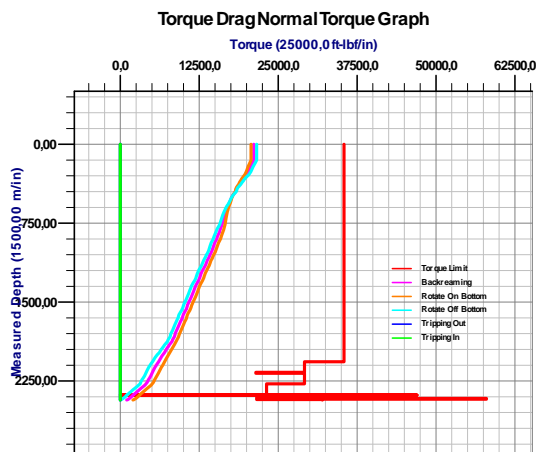
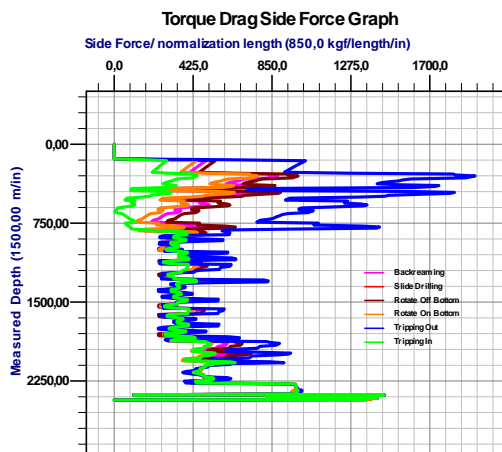
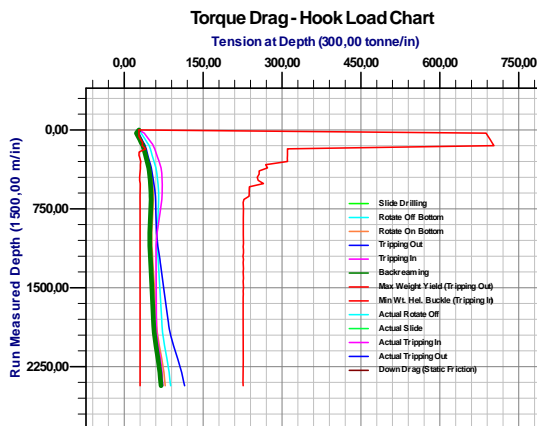
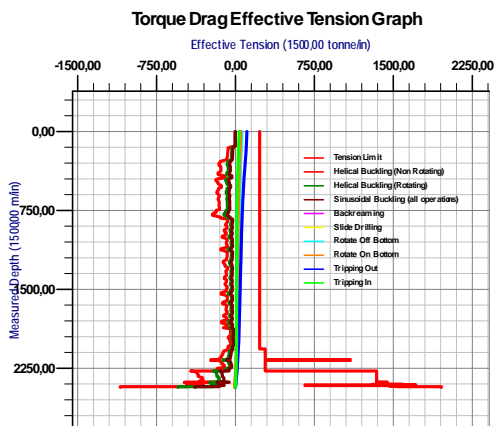
Using Tripping In: Y
Trip In Speed: 18,29 m/min
Trip In RPM: 0 rpm
Using Tripping Out: Y
Trip Out Speed: 18,29 m/min
Trip Out RPM: 0 rpm

8,500 in Hole Section Data 2431,25 m

Sect.	MD (m)	Length (m)	ID (in)	Drift (in)	Eff. Dia. (in)	COF	Cap. (L/m)	Vol. Ex. (%)	Item Description
CAS	896,68	896,682	8,755	8,625	12,250	0,25	39,84	9,5/8 in, 43,50 ppf, L-80, No Connection	
OH	2431,25	1544,568	8,500		8,500	0,30	36,61	0,00 8,500 in	

String Name:	Length (m)	Depth (m)	Body OD (in)	Body ID (in)	Wt. (ppf)	Item Description
8 1/2" BHA	2431,25					String Depth:
Drill Pipe	2067,017	2067,02	5,000	4,276	29,35	DP 5", 25.60 ppf, S, 5 1/2 FH, P
Heavy Weight Drill Pipe	100,000	2167,02	5,000	3,000	49,70	HWDP 5", 49.70 ppf
Hydro-Mechanical Jar	10,070	2177,09	6,000	2,250	53,73	Hydro-Mechanical Jar Bbwn Hyd/Mech, 6 in
Heavy Weight Drill Pipe	100,000	2277,09	5,000	3,000	49,70	HWDP 5", 49.70 ppf
Drill Collar	105,000	2382,09	6,750	2,750	100,62	DCr6 3/4 in, 2 13/16 in, 4 1/2 H-90
Circulating Sub	1,000	2383,09	7,000	2,000	10,08	Circulating Sub, PBL
Float Sub	0,914	2384,00	7,000	3,250	142,83	Float Sub, 7", 6 5/8 REG
Non-Mag Drill Collar	19,000	2403,00	6,750	2,756	99,59	NMDC 6 3/4 in, 2 13/16 in, 4 1/2 H-90
Non-Mag Integral Babe-Steel	2890	2404,30	7,250	2,750	90,88	NMSTAB W/8,375in, 4 1/2 REG
Logging While Drilling	3,200	2407,50	6,750	2,250	99,45	Sonic LWD
Integral Blade Stabilizer	1,524	2409,03	7,250	2,000	93,72	NMSTAB W/8,375in, 4 1/2 REG
MWD Tool	5,820	2414,85	6,750	5,000	99,45	MWD.
Logging While Drilling	7,500	2422,35	6,750	2,000	141,11	LWD.
Integral Blade Stabilizer	2,500	2424,85	7,250	3,000	90,88	STAB W/8,375in
Steerable Stabilizer	6,100	2430,95	7,625	1,625	141,79	Steerable Stabilizer Geoplot, 6 3/4" in
Tri-Cone Bit	0,305	2431,25	8,500			90,8500 Tri-Cone Bit (305mm)

Rheology	Model	Generalized Herschel-Bulkley	Data:	Fann Data
Density (g/cc)	PV (cp)	YP (lbf/100ft²)	Gel (lbf/100ft²)	n K (lb*s^n/ft²)
1,270	16,59	10,725	10,725	0,50
m (GHB)	Mu Inf(GHB) (cp)	FYSA		
0,50	16,59	0,00		



TDA SUMMARY TABLE

WOB to Hel. Buckle (Rotating):	41,16 tonne	AT	MinWt/PlasticDepth:	2021,29 m
WOB to Sin. Buckle (Rotating):	34,86 tonne	AT	MinWt/BuckleDepth:	2021,29 m
Overall Margin (Tripping Out):	111,35 tonne	% of Yield	MaxWt/YieldPerc:	90,00 %
Pick-Up Weight:	26,53 tonne	Stack - Off:		14,95 tonne

Note : Buckling Modes

~ = No Buckling , S = Sinusoidal , T = Transition , H = Helical , L = Lockup

Load Cond	STF	B	Sur. Torq (ft-lbf)	Twist (revs)	Mesd Wt (tonne)	Stretch (m)	Ax. Stress (m)	Neu. Depth (m)
BACKREAMING	~	~	21142,5	6,6	69,98	0,70	2091,84	2365,29
TRIPPING OUT	~	~	0,0	0,0	114,74	1,59	2277,09	2431,25
ROTATING ON BOTTOM	~	~	20720,7	6,8	78,21	0,55	2067,02	2294,48
TRIPPING IN	~	~	0,0	0,0	73,25	0,31	2067,02	2431,25
ROTATING OFF BOTTOM	~	~	21615,0	6,4	88,21	0,85	2210,11	2431,25

L'analisi non mostra nessuna criticità.



4.2.9.5 TDA CASING 9"5/8



ARPO/CS
G. Rosiello

NormalDragAnalysis.ModeData

RunDefinitions

Start MD : 0,00 m
Step Size : 30,00 m
End MD : 900,00 m

Drilling

Using Rotating On Bottom: N
WOB: tonne Torque At Bit: #lbf
Using Sliding Drilling: N
WOB: tonne Torque At Bit: #lbf
Using Backreaming: N
Overpull Weight: tonne Torque At Bit: #lbf
Using Rotating Off Bottom: Y

Tripping

Using Tripping In: Y
Trip In Speed: 18,29 m/min
Trip In RPM: 0 rpm
Using Tripping Out: Y
Trip Out Speed: 18,29 m/min
Trip Out RPM: 0 rpm

12,250 Hole Section Data 900,68 m

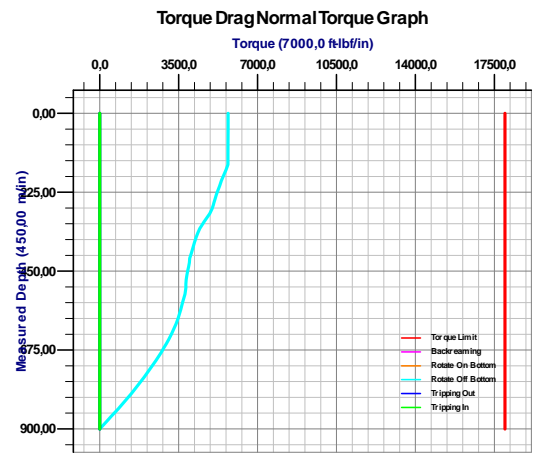
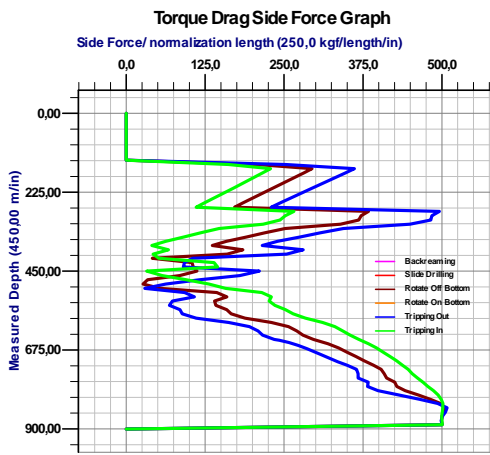
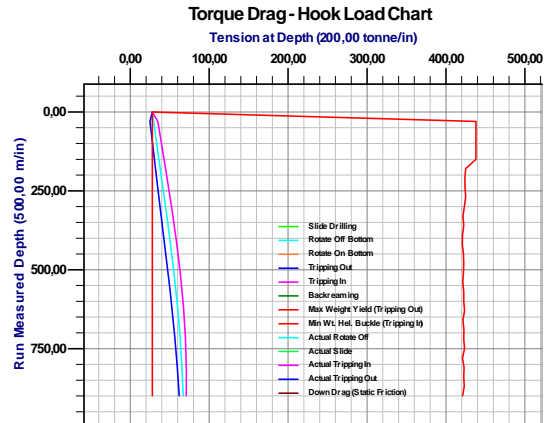
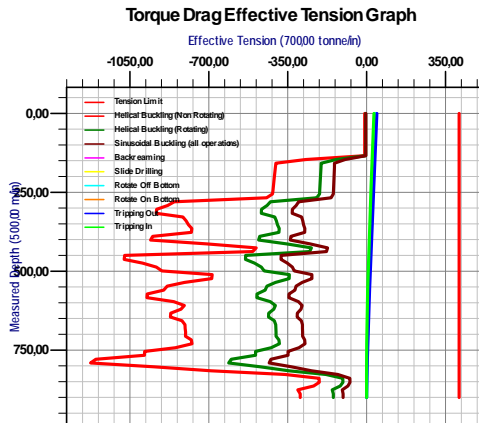
Sect.	MD (m)	Length (m)	ID (in)	Drift (in)	Eff. Dia. (in)	COF	Cap. (L/m)	Vol. Ex. (%)	Item Description
CAS	266,00	266,000	12,415	12,259	12,415	0,25	78,10		13 3/8 in, 68,00 ppf, L-80, No Connection
OH	900,68	634,682	12,250		12,250	0,30	76,04	0,00	12,250 n

String Name: 9 5/8" Intermediate Casing 900,68 m String Depth:

Section Type	Length (m)	Depth (m)	Body OD (in)	Body ID (in)	Wt. (ppf)	Item Description
Casing	900,682	900,68	9,625	8,755	43,50	9 5/8 in, 43,50 ppf, L-80, No Connection

12,250 in OH (1,120 g/cc)

Rheology	Model	Generalized Herschel-Bulkley	Data	Fann Data
Density (g/cc)	PV (cp)	YP (lbf/100ft ²)	Gel (lbf/100ft ²)	n K (lb*s^n/ft ²)
1,120	8,73	11,936	11,936	0,50
m (GHB)	Mu Inf (GHB) (cp)	FYSA		
0,50	8,73	0,00		



TDA SUMMARY TABLE

WOB to Hel. Buckle (Rotating) : 36,44 tonne	AT	MinWtPlasticDepth: 121,71 m
WOB to Sin. Buckle (Rotating) : 35,21 tonne	AT	MinWtBuckleDepth: 121,71 m
Overall Margin (Tripping Out) : 358,78 tonne	% of Yield	MaxWtYieldPerc: 90,00 %
Pick-Up Weight : -4,94 tonne	Slack - Off:	-4,02 tonne

Note : Buckling Modes

~ = No Buckling , S = Sinusoidal, T = Transition, H = Helical, L = Lockup

Load Cond	STF	B	Sur. Torq (ft-lbf)	Twist (revs)	Mesd Wt (tonne)	Stretch (m)	Ax. Stress (m)	Neu. Depth (m)
TRIPPING OUT	~	~	0,0	0,0	62,07	0,27	732,36	900,68
TRIPPING IN	~	~	0,0	0,0	71,03	0,22	560,02	900,68
ROTATING OFF BOTTOM	~	~	5691,9	0,1	67,01	0,25	664,58	900,68

Non si rilevano particolari criticità per la discesa del casing.



4.2.9.6 TDA CASING 7"



ARPO/CS
G. Rosiello

NormalDragAnalysis.ModeData

RunDefinitions

Start MD : 0,00 m
Step Size : 30,00 m
End MD : 2431,50 m

Drilling

Using Rotating On Bottom: N
WOB: tonne Torque At Bit: #lbf
Using Sliding Drilling: N
WOB: tonne Torque At Bit: #lbf
Using Backreaming: N
Overpull Weight: tonne Torque At Bit: #lbf
Using Rotating Off Bottom: Y

Tripping

Using Tripping In: Y
Trip In Speed: 18,29 m/min
Trip In RPM: 0rpm
Using Tripping Out: Y
Trip Out Speed: 18,29 m/min
Trip Out RPM: 0rpm

8,500 IHole Section Data 2431,25 m

Sect.	MD (m)	Length (m)	ID (in)	Drift (in)	Eff. Dia. (in)	COF	Cap. (L/m)	Vol. Ex. (%)	Item Description
CAS	886,68	886,682	8,755	8,625	8,755	0,25	38,84		9 5/8 in, 43.50 ppf, L-80, No Connection
OH	2431,25	1544,568	8,500		8,500	0,30	36,61	0,00	8,500 in

String Name: 7" Production Casing String Depth: 2431,25 m

Section Type	Length (m)	Depth (m)	Body OD (in)	Body ID (in)	Wt. (ppf)	Item Description
Casing	2431,250	2431,25	7,000	6,184	29,00	7 in, 29,00 ppf, L80, No Connection

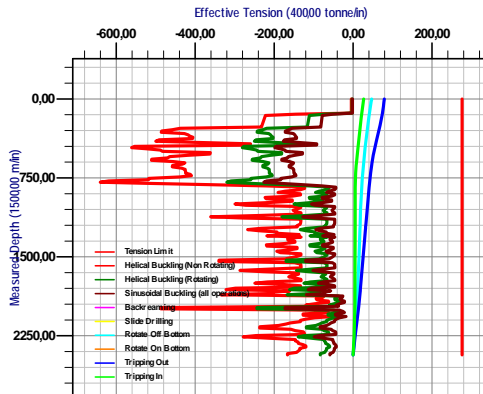
8,500 in OH (1,270 g/cc)

Rheology Model: Generalized Herschel-Bulkley Data: Fann Data

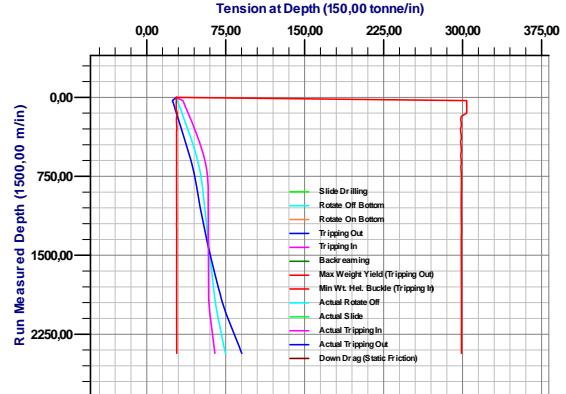
Density (g/cc)	PV (cp)	YP (bf/100ft²)	Gel (bf/100ft²)	n K (lb*s^n/ft²)	m (GHB)	Mu Inf (GHB) (cp)	FYSA
1,270	16,59	10,725	10,725	0,50	0,00000	0,50	16,59
							0,00



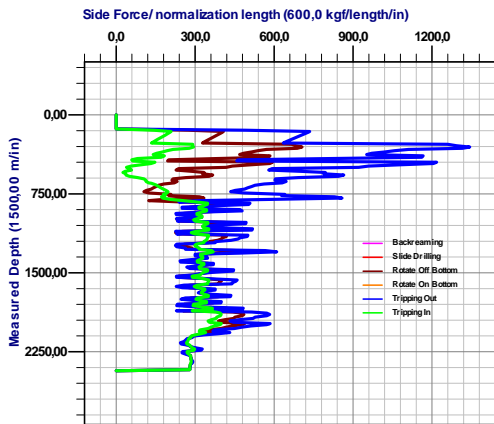
Torque Drag Effective Tension Graph



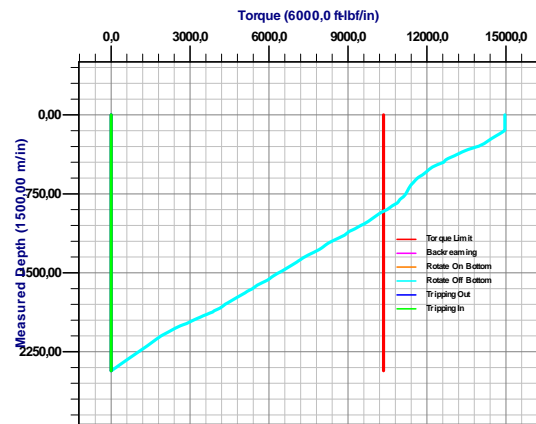
Torque Drag - Hook Load Chart



Torque Drag Side Force Graph



Torque Drag Normal Torque Graph



TDA SUMMARY TABLE

WOB to Hel. Buckle (Rotating): 33,81 tonne	AT	MinWtPlasticDepth: 2054,41 m
WOB to Sin. Buckle (Rotating): 26,17 tonne	AT	MinWtBuckleDepth: 2054,41 m
Overall Margin (Tripping Out): 208,73 tonne	% of Yield	MaxWtYieldPerc: 90,00 %
Pick-Up Weight: 15,53 tonne	Stack-Off:	10,04 tonne

Note : Buckling Modes

~ = No Buckling , S = Sinusoidal , T = Transition , H = Helical , L = Lockup

Load Cond	STF	B	Sur. Torq (ft-lbf)	Twist (revs)	Mesd Wt (tonne)	Stretch (m)	Ax. Stress (m)	Neu. Depth (m)
TRIPPING OUT	~	~	0,0	0,0	90,19	1,11	2168,37	2431,25
TRIPPING IN	~	~	0,0	0,0	64,62	0,54	987,46	2431,25
ROTATING OFF BOTTOM	~	~	14961,8	1,4	74,66	0,79	2068,50	2431,25

Non si rilevano particolari criticità per la discesa del casing. Per la rotazione durante la cementazione, è necessario una configurazione liner + tie-back per via della presenza di una WH unitized compatta.



4.2.10 ANALISI IDRAULICA E PULIZIA FORO

4.2.10.1 IDRAULICA FASE 16"

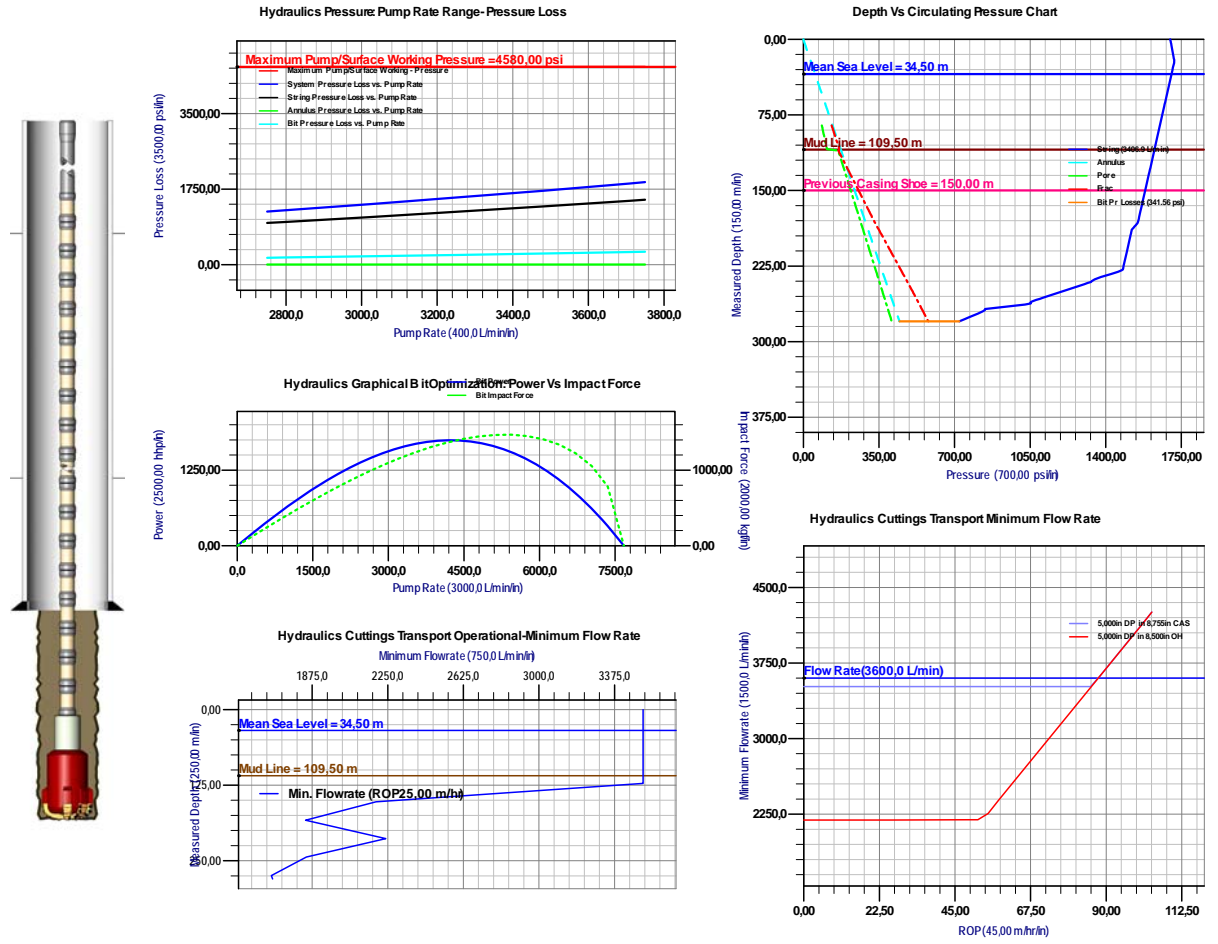


ARPO/CS
G. Rosiello

Hole Section Data										280,00 m
Sect.	MD (m)	Length (m)	ID (in)	Drift (in)	Eff. Dia. (in)	COF	Cap. (L/m)	Vol. Ex. (%)	Item Description	
CAS	150,00	150,000	28,000	27,813	27,500	0,25	397,26		30 in, 309,7 ppf, X52,	
OH	280,00	130,000	16,000		16,000	0,30	129,72	0,00		

String Name:		BHA 16" Calipso				280,00 m	String Depth:	
Section Type	Length (m)	Depth (m)	Body OD (in)	Body ID (in)	Wt. (ppf)	Item Description		
Drill Pipe	22,093	22,09	5,000	4,276	22,60	Drill Pipe 5 in, 19,50 ppf, S, NC50(XH), P		
Heavy Weight Drill Pipe	160,000	182,09	5,000	3,000	49,70	Heavy Weight Drill Pipe Grant Pideco, 5 in, 49,70 ppf		
Hydraulic Jar	6,500	189,02	8,000	2,500	154,36	Hydraulic Jar Eastman Hyd., 8 in		
Heavy Weight Drill Pipe	40,000	229,02	5,000	3,000	49,70	Heavy Weight Drill Pipe Grant Pideco, 5 in, 49,70 ppf		
Drill Collar	10,000	239,02	8,250	2,000	171,05	Drill Collar 8 1/4 in, 2 in, 6 5/8 REG		
Integral Blade Stabilizer	1,524	240,55	9,000	3,000	192,45	Integral Blade Stabilizer 14 3/4" FG, 9 x3 in		
Non-Mag Drill Collar	20,000	260,55	8,250	2,000	169,30	Non-Mag Drill Collar 8 1/4 in, 2 in, 6 5/8 REG		
Integral Blade Stabilizer	2,000	262,55	9,000	3,750	178,91	Integral Blade Stabilizer 14 3/4" FG, 9 x3 3/4 in		
MWD Tool	5,200	267,75	9,500	4,000	192,18	MWD Tool MWD (Dr + Pulse), 9 1/2" in		
Near Bit Stabilizer	1,524	269,27	9,000	3,750	178,91	Near Bit Stabilizer 14 3/4" FG, 9 x3 3/4 in		
Bent Housing	10,424	279,69	9,625	3,750	134,56	Bent Housing 9 5/8" 2-5 Stage, 9,625 in		
Polycrystalline Diamond Bit	0,305	280,00	16,000		525,00	Polycrystalline Diamond Bit, 6x18, 1,243 in ²		

Rheology	Model	Generalized Herschel-Bulky				Data:	Fann Data			
Density (g/cc)	PV (cp)	YP (bf/100ft ²)	Gel (bf/100ft ²)	n K (lb's/n ^{1/2} /ft ²)	m (GHB)	Mu Inf (GHB) (cp)	FYSA			
1,100	9,01	12,556	12,556	0,50	0,00000	0,50	9,01	0,00		



Max Discharge Pressure: 4580,00 psi	Flow Rate: 3600,0 L/min	Total Flow Area: 1,552 in ²	Mud Pumps
Total System Pressure Loss: 1799,31 psi	Surface Equipment Pressure Loss: 100,00 psi	Pump Active	Pump Name
Bit Pressure Loss: 276,99 psi	Bit Impact Force: 376,75 kgf	National - 12P160 - TRIPLEX	Vol/Stk (L/stk)
Bit Hydraulic Power: 153,67 hhp	Percent Power at Bit: 15,39 %	National - 12P160 - TRIPLEX	Max Speed (spm)
HSI: 0,8 hp/in ²	Bit Nozzle Velocity: 55,98 m/s	National - 12P160 - TRIPLEX	Max Dis. Pr. (psi)
			HP Rating (hhp)
			Vol Eff. (%)

Una portata di 3600 lt/min dovrebbe consentire una corretta pulizia con avanzamenti dell'ordine 10 m/hr del foro (FRmin 3500 lt/min) con adeguati valori di potenza idraulica (153 HHP - 15%), velocità al bit (56 m/sec) e HSI (0.8 hp/in²).



4.2.10.2 IDRAULICA FASE 12"1/4



ARPO/CS
G. Rosiello

12,250 Hole Section Data 900,68 m

Sect.	MD (m)	Length (m)	ID (in)	Drift (in)	Eff. Dia. (in)	COF	Cap. (L/m)	Vol. Ex. (%)	Item Description
CAS	266,00	266,000	12,415	12,259	16,000	0,25	78,10		13 3/8 in, 68,00 ppf, L-80, No Connection
OH	900,68	634,682	12,250		12,250	0,30	76,04	0,00	12,250 in

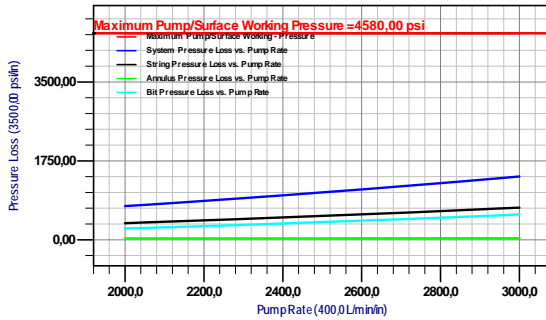
String Name: 12"1/4 BHA 900,68 m String Depth:

Section Type	Length (m)	Depth (m)	Body OD (in)	Body ID (in)	Wt. (ppf)	Item Description
Drill Pipe	708,582	708,58	5,000	4,276	22,60	Drill Pipe 5 in, 19,50 ppf, S, NC50(XH), P
Heavy Weight Drill Pipe	54,000	762,58	5,000	3,000	51,10	Heavy Weight Drill Pipe, 5,000 in, 76,05 kg/m, 1340 MOD, 4,5 IF
Mechanical Jar	9,000	771,58	6,500	2,250	91,79	Mechanical Jar, 6,500 in, 136,60 kg/m, 4145H MOD, 4 1/2 IF
Heavy Weight Drill Pipe	99,000	870,58	5,000	3,000	51,10	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideo - Spiral, 5 in, 51,10 ppf
Cross Over	1,000	871,58	6,625	2,813	97,72	Cross Over, 6,625 in, 145,42 kg/m, 4145H MOD, 6 5/8 REG
Fbat Sub	1,500	873,08	7,920	3,000	147,00	Circ Sub 8, 8 x3 in
Fbat Sub	1,500	874,58	8,000	2,813	149,91	Filter Sub, 8,000 in, 223,09 kg/m, 4145H MOD, 6 5/8 REG
Fbat Sub	1,500	876,08	7,920	2,400	154,35	Float Sub 8, 8 x2 1/2 in
Integral Blade Stabilizer	2,500	878,58	8,000	3,000	147,01	Integral Blade Stabilizer 11" FG, 8 x3 in
MWD Tool	9,000	887,58	8,000	2,500	154,36	MFR/HAGR (Resistivity) GR) 8 x2 1/2 in
MWD Tool	6,000	893,58	8,000	2,500	154,36	HEL MWD Collar / stabilised IDS 8x2 1/2 in
Steerable Motor	5,500	899,08	9,500	3,150	164,82	Revolution Rotary Steerable System, 8,250 in 6 5/8" Reg B
Non-Mag Integral Blade Stabilizer	1,000	900,08	10,550	2,480	165,22	HF Non-Mag IBS (120 g/cc)
Polycrystalline Diamond Bit	0,600	900,68	12,250	267,00		Polycrystalline Diamond Bit, 5x16, 0,982 in ²

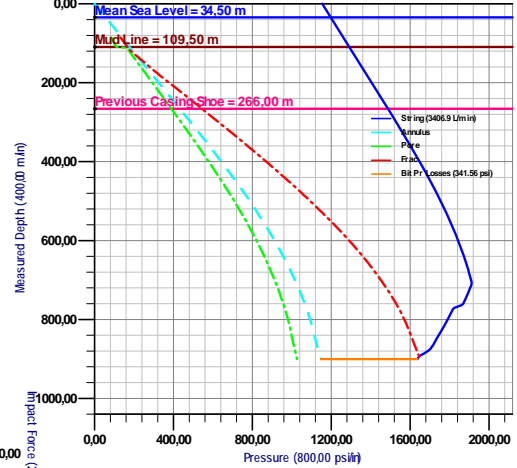
Rheology	Model	Generalized Herschel-Bulkley	Data:	Fann Data
Density (g/cc)	PV (cp)	YP (bf/100ft ²)	Gel (bf/100ft ²)	n K (lb*s ⁿ /ft ²)
1,120	8,73	11,936	11,936	0,50
				m (GHB)
				Mu Inf (GHB) (cp)
				FYSA
				8,73
				0,00



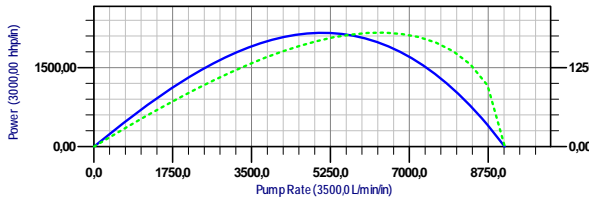
Hydraulics Pressure Pump Rate Range-Pressure Loss



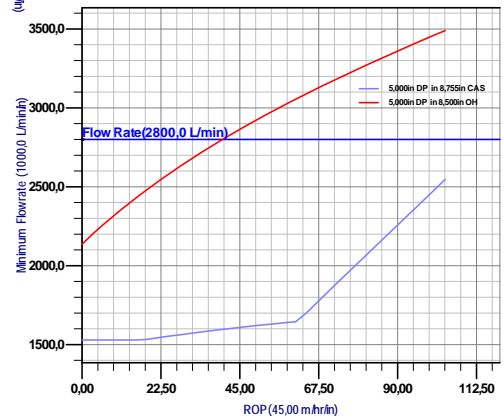
Depth Vs Circulating Pressure Chart



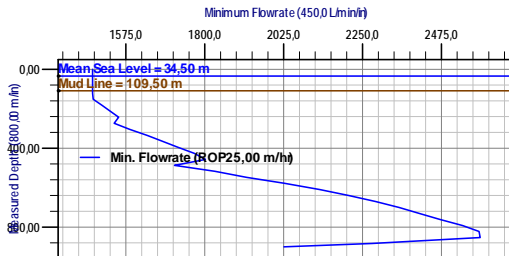
Hydraulics Graphical Bit Optimization: Power Vs Impact Force



Hydraulics Cuttings Transport Minimum Flow Rate



Hydraulics Cuttings Transport Operational-Minimum Flow Rate



Max Discharge Pressure: 4580.00 psi
Flow Rate: 2800.0 L/min

Total Flow Area: 0,982 in²

Mud Pumps

Maximum Working Press: 5000.00 psi
Surface Pressure Loss: 100.00 psi

Total System Pressure Loss	Surface Equipment Pressure Loss	Pump Active	Pump Name	Vol/Stk (L/stk)	Max Speed (spm)	Max Dis. Pr. (psi)	HP Rating (hhp)	Vol Eff. (%)
1254,80 psi	100,00 psi	National-12P160	-TRIPLEX	15,846	120,00	4580,00	1599,29	95,00
488,54 psi	392,68 kgf	National-12P160	-TRIPLEX	15,846	120,00	4580,00	1599,29	95,00
210,81 hhp	Percent Power at Bit: 38,93 %	National-12P160	-TRIPLEX	15,846	120,00	4580,00	1599,29	95,00
HSI: 1,8 hp/in ²	Bit Nozzle Velocity: 73,68 m/s							

Una portata di 2800 lt/min dovrebbe consentire una corretta pulizia con avanzamenti dell'ordine 25 m/hr del foro (FRmin 2500 lt/min) con adeguati valori di potenza idraulica (211 HHP - 39%), velocità al bit (74 m/sec) e HSI (1.8 hp/in²).



4.2.10.3 IDRAULICA FASE 8"1/2



ARPO/CS
G. Rosiello

8,500 Hole Section Data 2431,25 m

Sect.	MD (m)	Length (m)	ID (in)	Drift (in)	Eff. Dia. (in)	COF	Cap. (L/m)	Vol. Ex. (%)	Item Description
CAS	896,68	896,682	8,755	8,625	12,250	0,25	38,84		9 5/8 in, 43,50 ppf, L-80, No Connection
OH	2431,25	1544,568	8,500		8,500	0,30	36,61	0,00	8,500 in

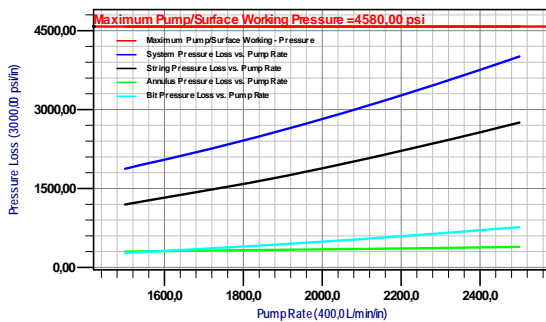
String Name: 8 1/2" BHA 2431,25 m String Depth:

Section Type	Length (m)	Depth (m)	Body OD (in)	Body ID (in)	Wt. (ppf)	Item Description
Drill Pipe	2067,017	2067,02	5,000	4,276	29,35	DP 5", 25.60 ppf, S, 5 1/2 FH, P
Heavy Weight Drill Pipe	100,000	2167,02	5,000	3,000	49,70	HWDP 5", 49.70 ppf
Hydro-Mechanical Jar	10,070	2177,09	6,000	2,250	53,73	Hydro-Mechanical Jar Bowen Hyd/Mech, 6 in
Heavy Weight Drill Pipe	100,000	2277,09	5,000	3,000	49,70	HWDP 5", 49.70 ppf
Drill Collar	105,000	2382,09	6,750	2,750	100,62	DCr6 3/4 in, 2 13/16 in, 4 1/2 H-90
Circulating Sub	1,000	2383,09	7,000	2,000	10,08	Circulating Sub, PBL
Float Sub	0,914	2384,00	7,000	3,250	142,83	Float Sub, 7", 6 5/8 REG
Non-Mag Drill Collar	19,000	2403,00	6,750	2,756	99,59	NMDC 6 3/4 in, 2 13/16 in, 4 1/2 H-90
Non-Mag Integral Blade Stabilizer	1,200	2404,30	7,250	2,750	90,88	NMSTAB W/8,375in, 4 1/2 REG
Logging While Drilling	3,200	2407,50	6,750	2,250	99,45	Sonic LWD
Integral Blade Stabilizer	1,524	2409,03	7,250	2,000	93,72	NMSTAB W/8,375in, 4 1/2 REG
MWD Tool	5,820	2414,85	6,750	5,000	99,45	MWD
Logging While Drilling	7,500	2422,35	6,750	2,000	141,89	MWDH (1,270 g/cc)
Integral Blade Stabilizer	2,500	2424,85	7,250	3,000	90,88	STAB W/8,375in
Steerable Stabilizer	6,100	2430,95	7,625	1,625	141,79	Steerable Stabilizer Geoplot, 6 3/4" in
Tri-Cone Bit	0,000	2431,25	8,500	8,500	141,79	Tri-Cone Bit, 3x16

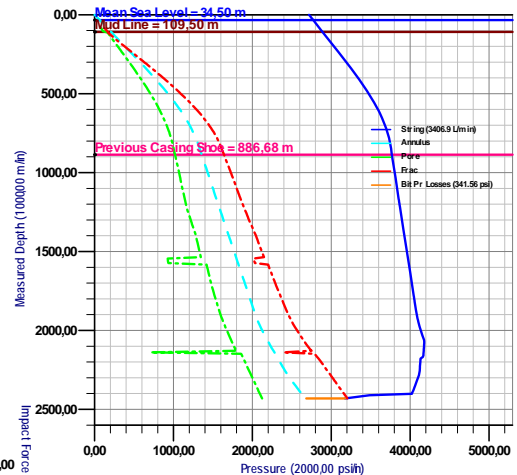
Density (g/cc)	PV (cp)	YP (lbf/100ft²)	Gel (lbf/100ft²)	n K (lb*s^n/ft²)	m (GHB)	Mu Inf (GHB) (cp)	FYSA
1,270	16,59	10,725	10,725	0,50	0,00000	0,50	16,59
							0,00



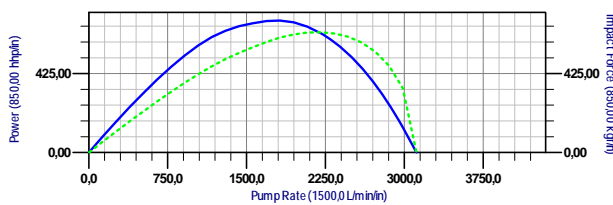
Hydraulics Pressure: Pump Rate Range-Pressure Loss



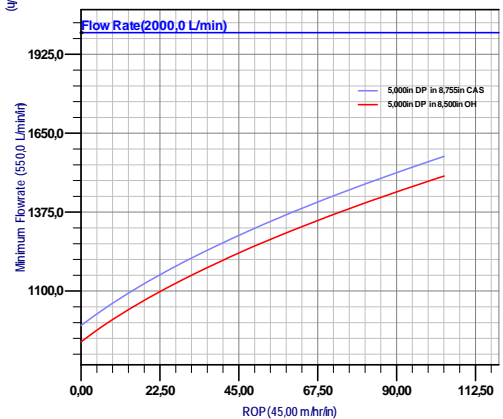
Depth Vs Circulating Pressure Chart



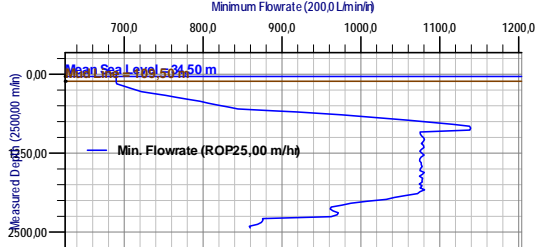
Hydraulics Graphical Bit Optimization: Power Vs Impact Force



Hydraulics Cuttings Transport Minimum Flow Rate



Hydraulics Cuttings Transport Operational-Minimum Flow Rate



Max Discharge Pressure: 4580,00 psi
Flow Rate: 2000,0 L/min

Total Flow Area: 0,746 in²

Mud Pumps

Maximum Working Press: 5000,00 psi
Surface Pressure Loss: 100,00 psi

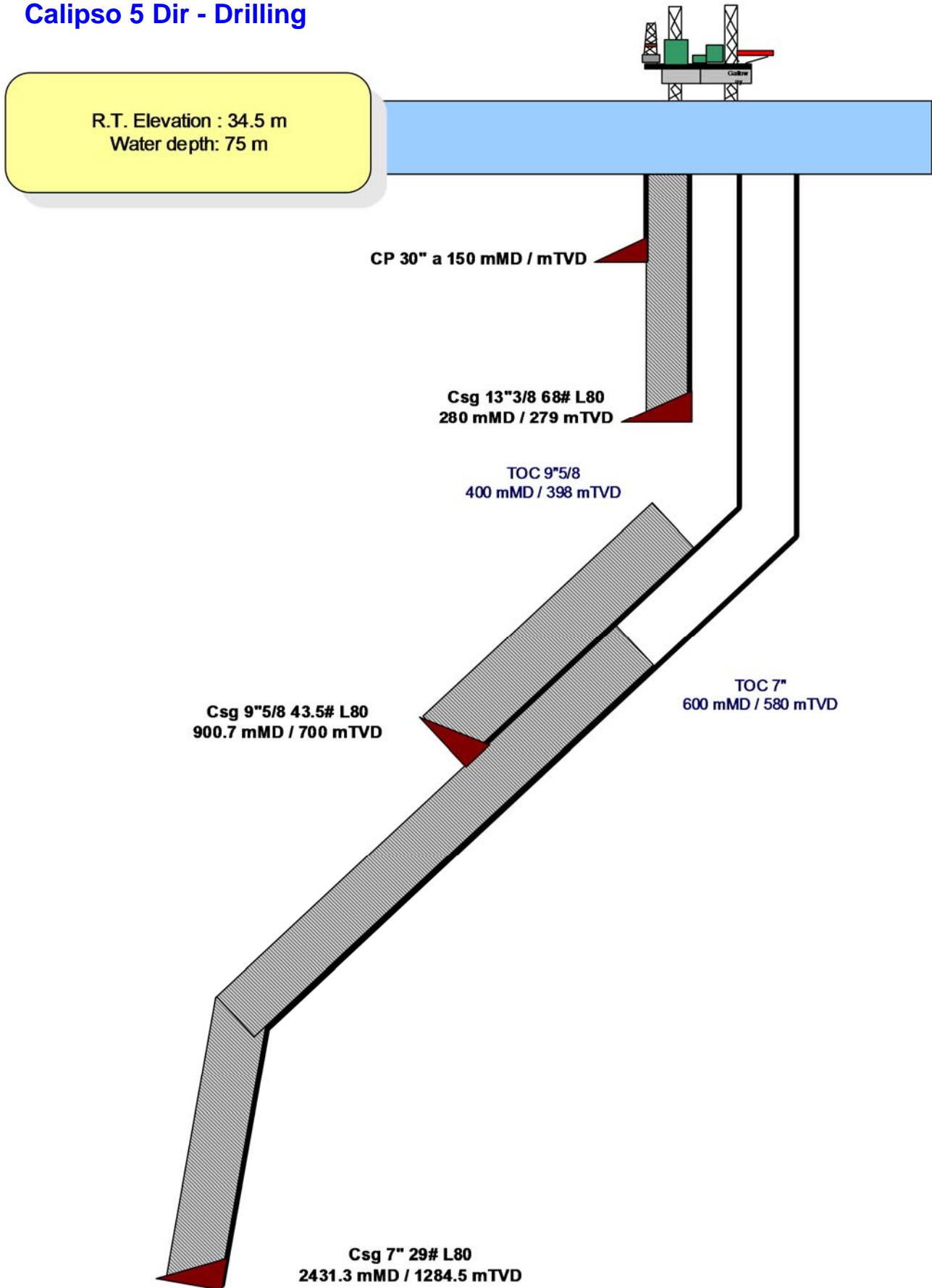
Total System Pressure Loss	Surface Equipment Pressure Loss	Pump Active	Pump Name	Vol/Stk (L/stk)	Max Speed (spm)	Max Dis. Pr. (psi)	HP Rating (hhp)	Vol Eff. (%)
2819,34 psi	100,00 psi	National-12P160	TRIPLEX	15,846	120,00	4580,00	1599,29	95,00
Bit Pressure Loss: 490,14 psi	Bit Impact Force: 299,17 kgf	National-12P160	TRIPLEX	15,846	120,00	4580,00	1599,29	95,00
Bit Hydraulic Power: 151,07 hhp	Percent Power at Bit: 17,38 %	National-12P160	TRIPLEX	15,846	120,00	4580,00	1599,29	95,00
HSI: 2,7 hp/in²	Bit Nozzle Velocity: 69,30 m/s							

Una portata di 2000 lt/min dovrebbe consentire una corretta pulizia con avanzamenti dell'ordine 20 m/hr del foro (FRmin 1200 lt/min) con adeguati valori di potenza idraulica (151 HHP – 17 %), velocità al bit (69 m/sec) e HSI (2.7 hp/in²).



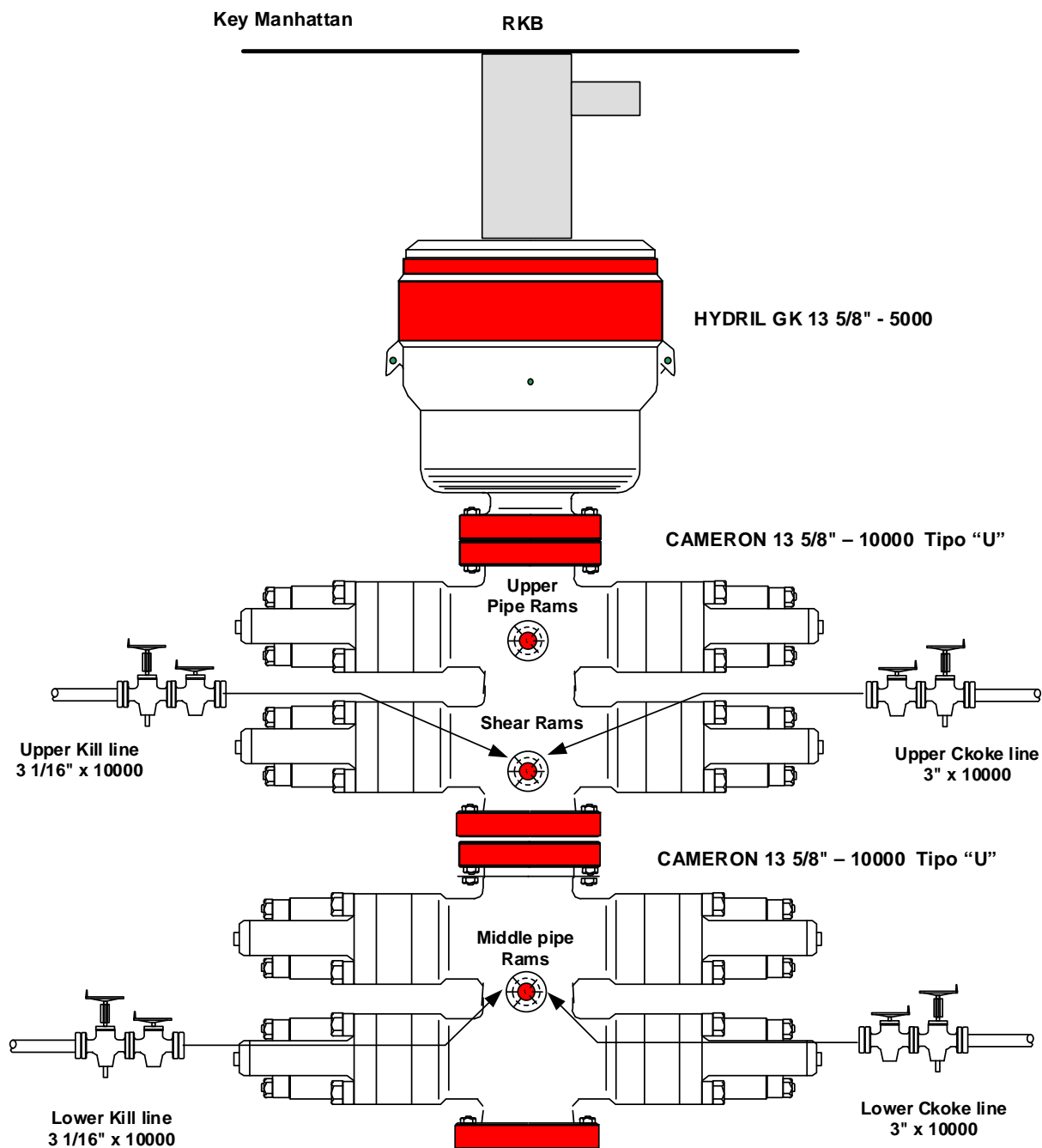
4.2.11 SCHEMA POZZO A FINE PERFORAZIONE

Calipso 5 Dir - Drilling



4.2.12 BOP STACK

4.2.12.1 13"5/8 10K BOP STACK SCHEMATIC



- **Eseguire i test di routine ogni 21 gg** o per operazioni testa pozzo / BOP e **test di funzionalità ogni 7 gg.**
- **Non è concessa alcuna tolleranza di pressure drop durante i test.**
- Fare riferimento al programma operativo per i valori da utilizzare durante i test BOP
- I test devono essere condotti in base alla specifica **STAP-P-1-M-25007 "Well Control Manual"**.

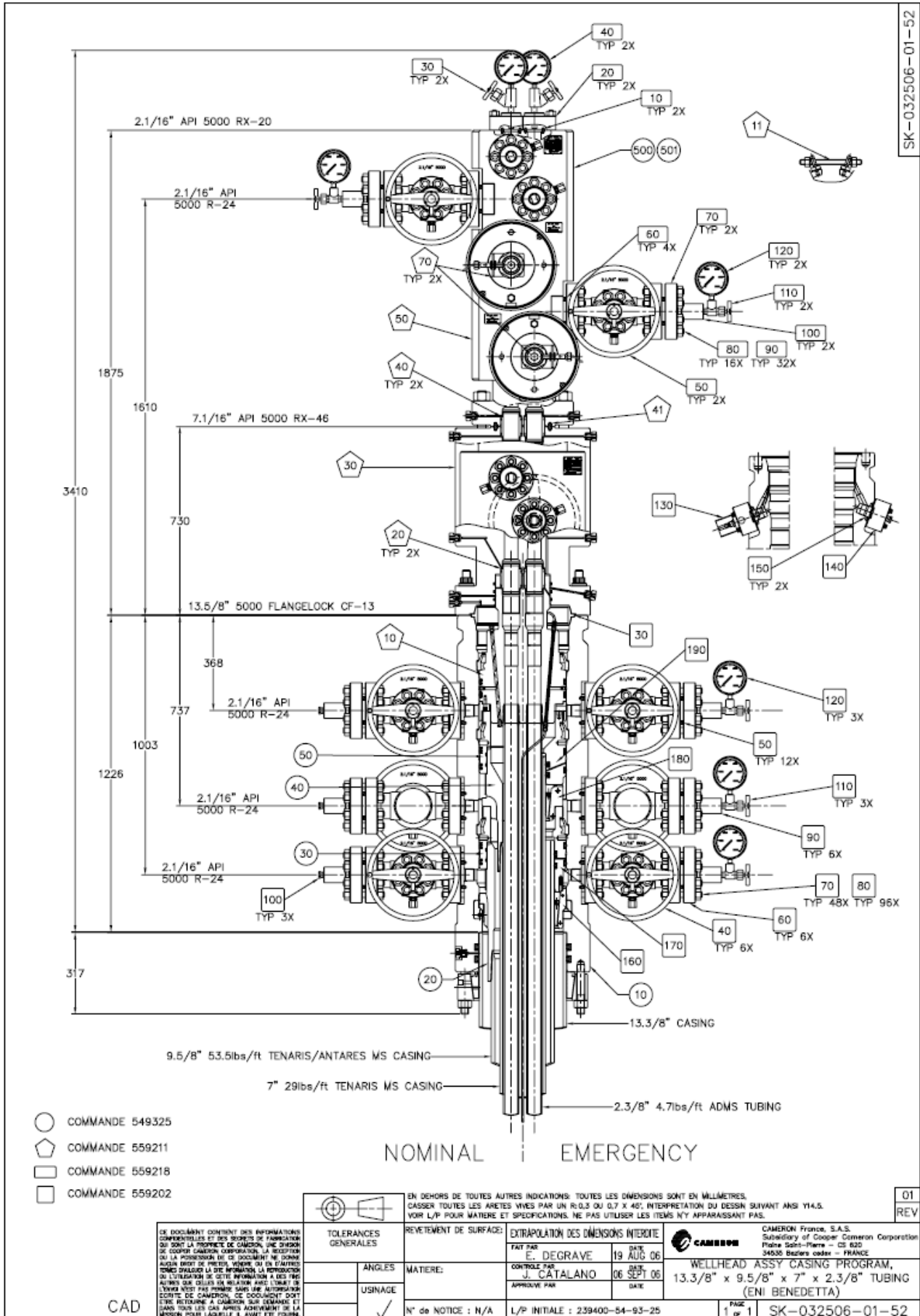


4.2.12.2 CARATTERISTICHE BOP STACK – GSF KEY MANHATTAN

VOCE	DESTINAZIONE
Diverter (tipo)	Hydril MSP
Diverter (size)	29 1/2"
Diverter (pressione di esercizio)	500 psi
B.O.P. anulare (tipo)	Hydril MSP
B.O.P. anulare (size)	21 1/4 "
B.O.P. anulare (pressione di esercizio)	2000 psi
B.O.P. rams (tipo)	Cameron U singolo
B.O.P. rams (quantità)	2
B.O.P. rams (size)	21 1/4"
B.O.P. rams (pressione di esercizio)	2000 psi
B.O.P. anulare (tipo)	Hydril GK
B.O.P. anulare (size)	13 5/8"
B.O.P. anulare (pressione di esercizio)	5000 psi
B.O.P. rams (tipo)	Cameron U doppio
B.O.P. rams (quantità)	2
B.O.P. rams (size)	13 5/8"
B.O.P. rams (pressione di esercizio)	10000 psi
Choke manifold (tipo)	Cameron
Choke manifold (size)	3 1/16"
Choke manifold (pressione di esercizio)	10000 psi
Kill lines (size)	n° 2 - ID 3 1/16"
Kill lines (pressione di esercizio)	10000 psi
Choke lines (size)	n° 2 - ID 3"
Choke lines (pressione di esercizio)	10000 psi
Pannello di controllo B.O.P. (tipo)	CAD Industries
Pannello di controllo B.O.P. (ubicazione)	Drill floor, Main deck, uff. tool pusher
Inside b.o.p. (tipo) - (ubicazione)	Gray 5" + 3"1/2 - drill floor
Inside b.o.p. (tipo) - (ubicazione)	Float valve Baker 8" / 6 1/2" - Near bit
Inside b.o.p. (tipo) - (ubicazione)	Lower + upper integral bop - TDS



4.2.13 WELLHEAD CALIPSO 5 DIR





4.3 HSE REQUIREMENTS

4.3.1 RIG DRILLS/PIT DRILLS/CHOKE DRILLS

Dovranno essere eseguiti all'inizio dell'attività e ad ogni cambio turno; ogni volta che vi sono cambi di persone già esperte con nuovo personale.

Le esercitazioni avranno cadenza settimanale prima di entrare e durante la perforazione in una zona in sovrappressione e con nuovo personale. Per una ottimale organizzazione del personale i pit/trip drills dovranno essere eseguiti anche durante la discesa casing, estrazione batteria, log. Per i pit/trip drills il tempo ottimale d'esecuzione è fissato in 2.5' dal momento della variazione del volume del fluido di perforazione al momento del closed-in o inizio discesa DP. Per on the rig drills il tempo è fissato in 5'.

Il choke drill dovrà essere eseguito prima di fresare la scarpa delle colonne intermedie.

Ogni esercitazione e i tempi impiegati dovranno essere registrati sul "Rapporto Giornaliero di Perforazione", IADC report e SPER 31 e 32.

4.3.2 WELL SHUT IN PROCEDURE

Nel caso di un'eventuale kick il pozzo verrà chiuso secondo la procedura "Hard" shut-in.

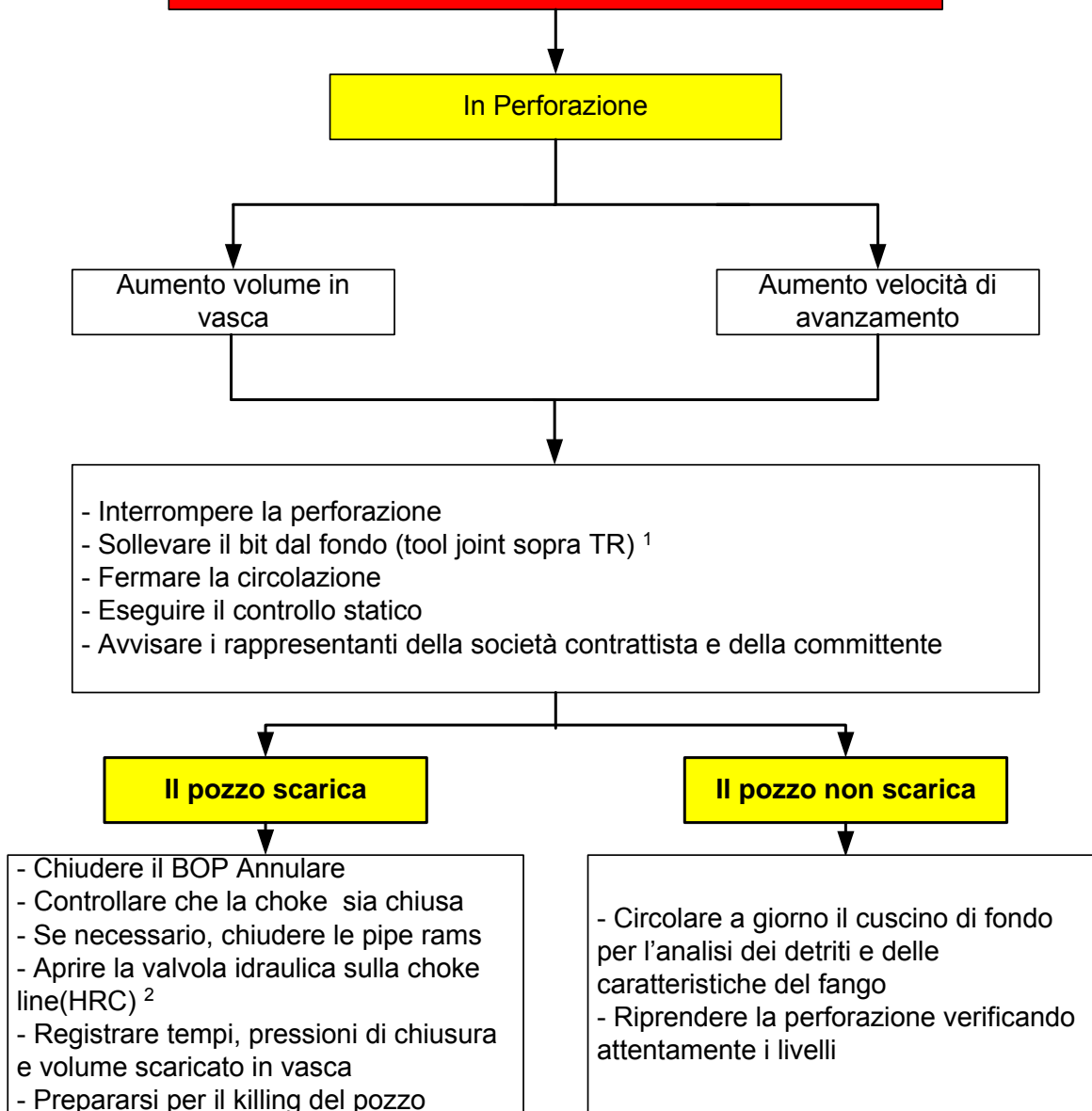
La chiusura verrà effettuata chiudendo l'Annular Preventer con la Power choke in posizione di chiusura.

La decisione sulla procedura da utilizzare per l'espulsione di un kick è strettamente riservata all'Assistente di Perforazione e/o al Drilling Superintendent.

Viene allegata copia delle procedure dettagliate di shut-in.



Schema Procedura "HARD SHUT - IN"

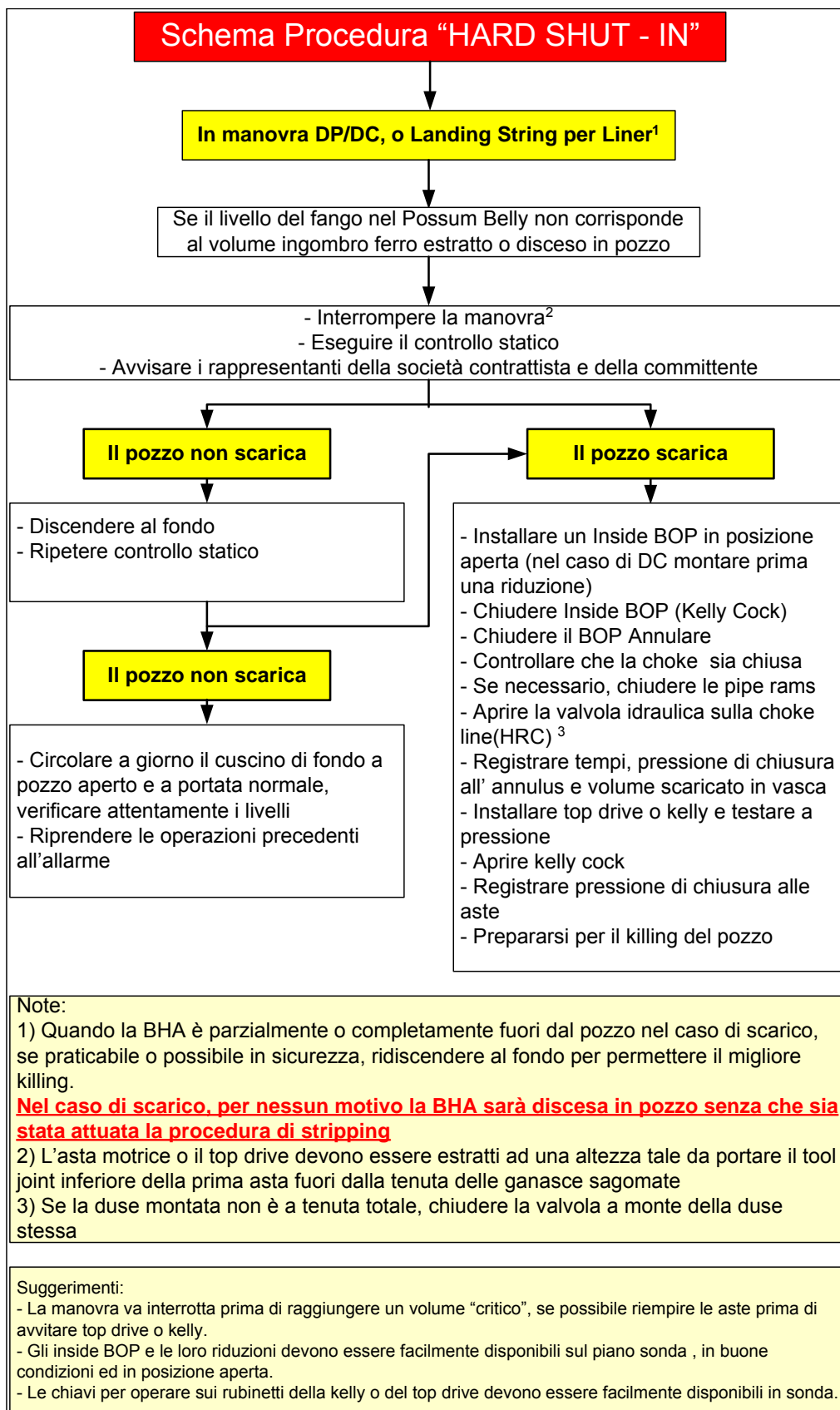


Note:

1) L'asta motrice o il top drive devono essere estratti ad una altezza tale da portare il tool joint inferiore della prima asta fuori dalla tenuta delle ganasce sagomate

2) Se la duse montata non è a tenuta totale, chiudere la valvola a monte della duse stessa

Pressione massima ammessa al casing = _____ kg/cm²



Schema Procedura "HARD SHUT - IN"

In manovra con Casing

Il pozzo scarica

- Interrompere la manovra, accertandosi che il filetto non ostacoli le ganasce sagomate
- Montare la testina di circolazione in posizione aperta
- Chiudere la testina di circolazione
- Chiudere il BOP Annulare
- Controllare che la choke sia chiusa
- Se necessario, chiudere le pipe rams
- Aprire la valvola idraulica sulla choke line(HRC) ²
- Registrare tempi, pressioni di chiusura e volume scaricato in vasca
- Prepararsi per il killing del pozzo

4.4 DEROGHE

Non sono previste deroghe alle specifiche di riferimento.

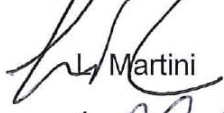
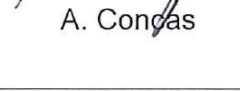


SEZIONE 5

PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO

Pozzo: CALIPSO 5 Dir

Data di emissione: Marzo 2017

0	ARPO-CS	F. Iolli 	 L. Martini  G. Cavallaro  A. Concas	 A. Troisi
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	IL RESPONSABILE



INDICE

5.1	UNITA' DI MISURA	3
5.2	OBIETTIVO DEL POZZO CALIPSO 5 Dir	4
5.3	SCHEMA DI COMPLETAMENTO E DEVIAZIONE	6
5.4	SEQUENZA OPERATIVA	7
5.4.1	LAVAGGIO CSG E REGISTRAZIONE LOG DI CEMENTAZIONE	8
5.4.2	COMPLETAMENTO ICGP-GIF "LIVELLO PLQ-T"	9
5.4.2.1	SPARI EWL LIVELLO "PLQ-T"	9
5.4.2.2	SCRAPERAGGIO CSG E FISSAGGIO SUMP PACKER	9
5.4.2.3	ESECUZIONE ICGP-GIF DEL LIVELLO "PLQ-T"	9
5.4.3	COMPLETAMENTO ICGP-GIF LIVELLO "PLQ-Q2"	10
5.4.3.1	DISCESA PACKER PLUG	10
5.4.3.2	SPARI EWL LIVELLO "PLQ-Q"	10
5.4.3.3	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG IN SINGLE TRIP	10
5.4.3.4	ESECUZIONE ICGP-GIF LIVELLO "LIVELLO PLQ-Q"	10
5.4.4	COMPLETAMENTO ICGP-GIF LIVELLO "PLQ-P1"	11
5.4.4.1	DISCESA PACKER PLUG	11
5.4.4.2	SPARI EWL LIVELLO "PLQ-P1"	12
5.4.4.3	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG IN SINGLE TRIP	12
5.4.4.4	ESECUZIONE ICGP-GIF LIVELLO "LIVELLO PLQ-P1"	12
5.4.5	DISCESA COMPLETAMENTO	13
5.4.6	MONTAGGIO CROCE E FISSAGGIO PACKER	14
5.4.7	SPURGO	14
5.5	INFORMAZIONI SUL GIACIMENTO	14
5.6	ARTIFICIAL LIFT	14
5.7	COMPLETION DESIGN	14
5.7.1	TIPOLOGIA DI COMPLETAMENTO	14
5.7.2	MATERIAL SELECTION	15
5.7.3	OPTIMIZING TUBING SIZE	15
5.7.4	CONNECTION SELECTION	15
5.7.5	PACKER SELECTION	15
5.7.6	TUBING HANGER SYSTEM SELECTION	15
5.7.7	X-MAS TREE SELECTION	16
5.7.8	CLEANING, COMPLETION AND PACKER FLUIDS	16
5.7.9	DOWN HOLE EQUIPMENT LIST	16
5.7.10	COMPLETION STRING ACCESSORIES	16
5.7.11	COMPLETION STRING STRESS ANALYSIS	16
5.7.12	PRODUCTION OPERATIONS CONSTRAINTS	16
5.7.13	INJECTION OPERATION CONSTRAINTS	16



5.1 UNITA' DI MISURA

Le unità di misura utilizzate per la compilazione del programma, qualora non specificato diversamente sono le seguenti:

GRANDEZZA	UNITA' DI MISURA
PROFONDITA'	m
PRESSIONI	kg/cm ² ÷ psi
GRADIENTI DI PRESSIONE	kg/cm ² /10m
TEMPERATURE	°C ÷ °F
PESI SPECIFICI	kg/l ÷ g/l ÷ SG
LUNGHEZZE	m
DIAMETRI	mm ÷ inch
PESI	ton
VOLUMI	m ³ ÷ l
DIAMETRI BIT, CASING & TUBING	inch
SCREEN GAUGE	inch
PESO MATERIALE TUBOLARE	lb/ft ÷ Kg/m
COPPIE DI SERRAGGIO	kgm ÷ lbft
PORTATA BRINE/LIQUIDI	bpm
VOLUME DI GAS	Sm ³
TORBIDITA'	NTU
DENSITA' SPARI	Spf (shot per foot)
PROPPANT SIZE	US Mesh
PLASTIC VISCOSITY	Centipoise - cps
YIELD & GEL	g/100cm ²
SALINITA'	ppm ÷ g/l di NaCl equivalente



5.2 OBIETTIVO DEL POZZO CALIPSO 5 Dir

Il completamento previsto per il pozzo Calipso 5 Dir sarà in doppio con tbg 2 3/8" 4.7 lbs/ft P110 ADMS in casing di produzione 7" 29# L80.

E' previsto il completamento di tutti i livelli con tecnica Inside Casing Gravel Pack (ICGP) – Gravel In Formazione (GIF):

- livello PLQ-P1 – String corta - screen prepacked (con resin coated gravel 30/50 US Mesh) gauge 175 micron di size 4" e proppant ceramico "Econoprop" 30/50 US Mesh per il trattamento in GIF;
- livelli PLQ-Q e PLQ-T String lunga – selettivi - screen prepacked (con resin coated gravel 30/50 US Mesh) gauge 175 micron di size 4" e proppant ceramico "Econoprop" 30/50 US Mesh per il trattamento in GIF;

Tutti i livelli della string lunga e corta saranno muniti di un sistema meccanico di controllo degli assorbimenti.

Il brine di completamento e packer fluid sarà brine filtrato CaCl₂ 1,28 sg.

Il fluido di trattamento per il lavori di ICGP-GIF sarà brine filtrato-viscosizzato KCl 1,03 sg.

La fase di perforating verrà eseguita in brine filtrato e condizioni:

- Casing 7" - EWL in overbalance con fucili 4 1/2" e cariche Big Hole 12 spf.

La croce di produzione avrà una working pressure 5 Kpsi. Tutti i down hole tool dovranno avere una working pressure di almeno 5 Kpsi, in metallurgia standard ed essere compatibili con i fluidi di completamento utilizzati.

In allegato tabella relativa ai gradienti iniziali ed attuali dei livelli da completare.

Livelli	mTVD Top Livello	Pressione iniziale stimata	Pressione attuale attesa	Gradiente Iniziale	Gradiente Attuale Stimato	Gradiente di fratturazione stimato (Breakdown con K=0)	Peso Brine	σ overburden	Top - Bottom Livelli	Tipo di Completamento
	m PTR	Kg/cm2	Kg/cm2	Kg/cm2 10 m	Kg/cm2 10 m	Kg/cm2 10 m	s.g.		mMD	
Calipso 6 dir										
PLQ-P1	1093,0	131,0	106,0	1,20	0,97	1,55	1,39	2,00	2098 - 2105	ICGP - GIF
PLQ-Q	1120,0	132,0	114,0	1,18	1,02	1,57	1,37	2,01	2108 - 2145	ICGP - GIF
PLQ-T	1170,0	137,0	114,0	1,17	0,97	1,56	1,35	2,02	2233 - 2255	ICGP - GIF

Nota: il gradiente di fratturazione è stato calcolato considerando il gradiente attuale stimato, gradiente di overburden variabile da 2,00 a 2,02 Kg/cm²/ 10m e coefficiente di Poisson 0,28.



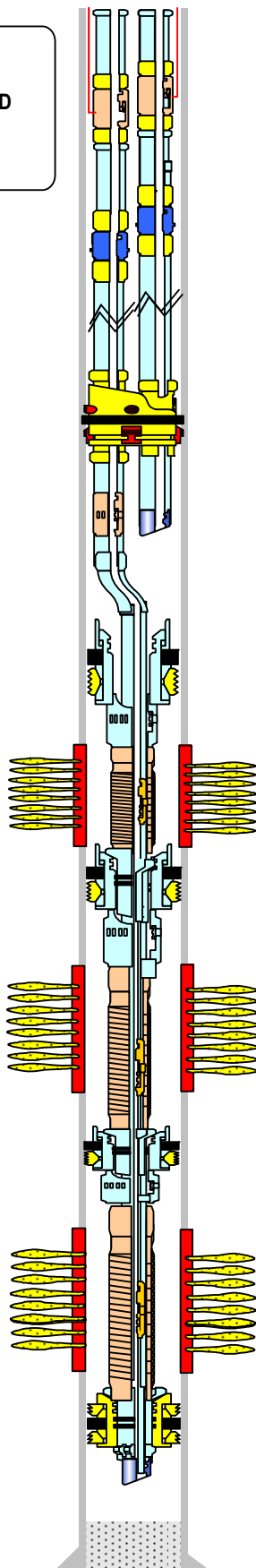
CALIPSO 5 Dir			
Size	2 x 2 3/8"		
Materiale e Connessione	P110, 4.7 lb/ft – ADMS		
Livelli	Top-Btm Livello [m MD]	Tecnica di Completamento	Screen
"PLQ-P1"	2098 – 2105	ICGP-GIF	Screen prepacked 4" gauge 175 micron e proppant 30/50 US Mesh per il trattamento
"PLQ-Q"	2108 – 2145	ICGP-GIF	Screen prepacked 4" gauge 175 micron e proppant 30/50 US Mesh per il trattamento
"PLQ-T"	2233 – 2255	ICGP-GIF	Screen prepacked 4" gauge 175 micron e proppant 30/50 US Mesh per il trattamento
Casing di Produzione			
7" 29 lb/ft @ 2431.3 m MD – 1284.5 m TVD			



5.3 SCHEMA DI COMPLETAMENTO E DEVIAZIONE

POZZO: CALIPSO 5 DIR

Casing di produzione: 7" 29 lbs/ft @ 2431.3 mMD
String Lunga: 2 3/8" 4.7# P110 ADMS
String Corta: 2 3/8" 4.7# P110 ADMS



FLOW COUPLING 2 3/8" 4,7 lb/ft ADMS
XO 2 3/8" 4,7 lb/ft ADMS BOX x 2 3/8" 4,7 lb/ft PJD PIN
SCSSV WP 5 kpsi 2 3/8" 4,7 lb/ft WP
PJD PIN x BOX - w/ 1,875" X- PROFILE
XO 2 3/8" 4,7 lb/ft PJD BOX x 2 3/8" 4,7 lb/ft ADMS PIN
FLOW COUPLING 2 3/8" 4,7 lb/ft ADMS

FLOW COUPLING 2 3/8" 4,7 lb/ft ADMS
L.N. "X" 1,875" - 2 3/8" 4,7 lb/ft ADMS
FLOW COUPLING 2 3/8" 4,7 lb/ft ADMS

PACKER DOPPIO DI PRODUZIONE 7"
WP 5 kpsi

SSD su S/L

L.N. "XN" S/C

GRAVEL PACK PACKER 7"
WP 5 kpsi

SCREEN PREPACKED 4" GAUGE 8 W/RESIN
COATED PROPPANT 30/50 US MESH
CONTROLLO MECCANICO DEGLI
ASSORBIMENTI

GRAVEL PACK PACKER 7"
WP 5 kpsi

SCREEN PREPACKED 4" GAUGE 8 W/RESIN
COATED PROPPANT 30/50 US MESH
CONTROLLO MECCANICO DEGLI
ASSORBIMENTI

GRAVEL PACK PACKER 7"
WP 5 kpsi

SCREEN PREPACKED 4" GAUGE 8 W/RESIN
COATED PROPPANT 30/50 US MESH
CONTROLLO MECCANICO DEGLI
ASSORBIMENTI

SUMP PACKER 7"
WP 5 kpsi

LIVELLO PLQ-P1
COMPLETAMENTO ICGP - GIF
PRINCIPALE STRING CORTA
Top - Bottom Livello (2098 - 2105) mMD

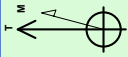
LIVELLO PLQ-Q
COMPLETAMENTO ICGP - GIF
SELETTIVO STRING LUNGA
Top - Bottom Livello (2108 - 2145) mMD

LIVELLO PLQ-T
COMPLETAMENTO ICGP - GIF
SELETTIVO STRING LUNGA
Top - Bottom (2233 - 2255) mMD

SCARPA CASING 7" @ 2431.3 m MD



Azimuths to True North
Magnetic North: 2.00°
Magnetic Field
Strength: 467.49 g/mT
Dip Angle: 60.19°
Date: 31/07/2004
Model: IGRF2004



REFERENCE INFORMATION

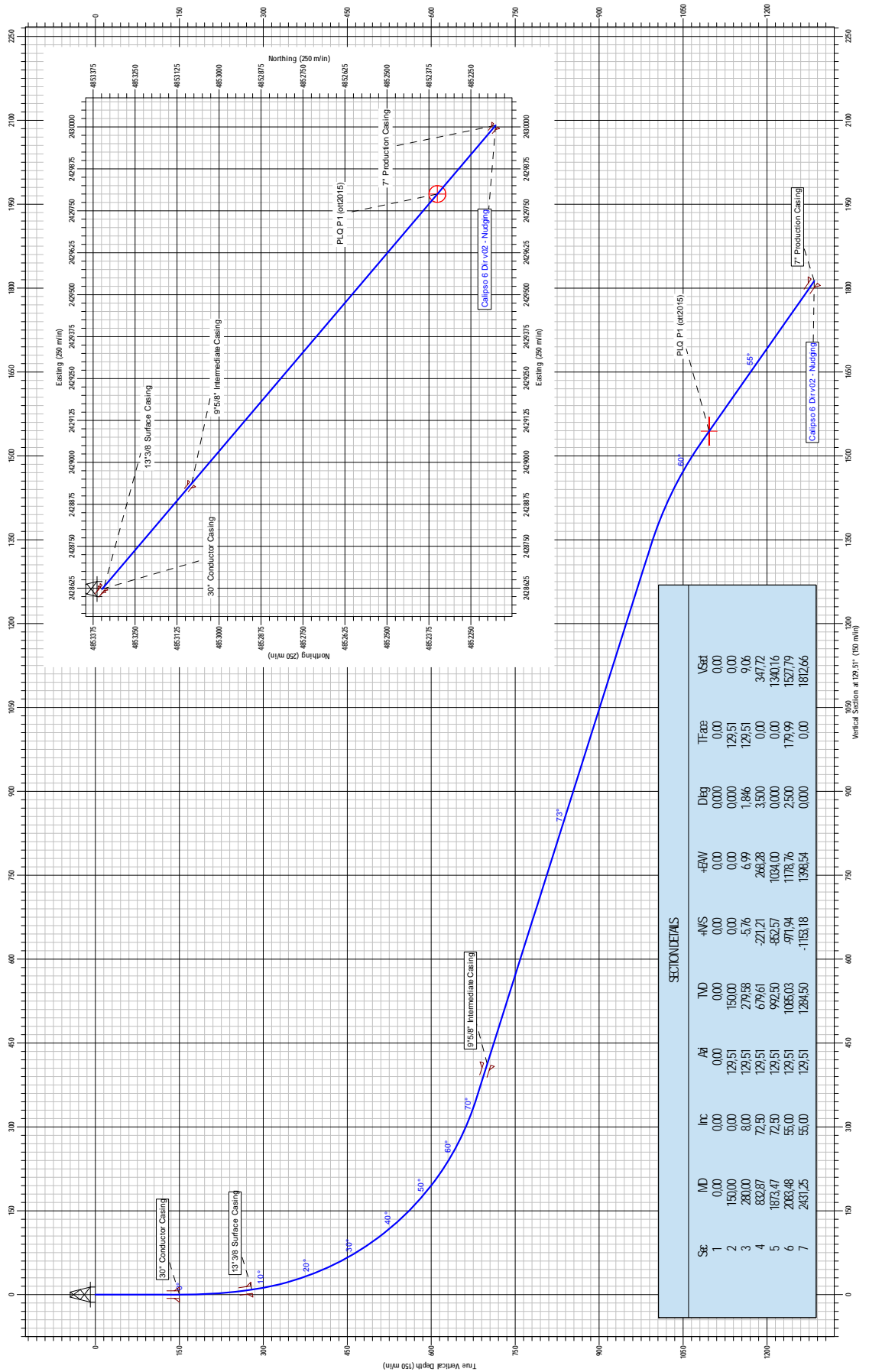
Coordinates (ME) Reference: Well CALIPSO 06 DIR - S/M SPARE 1, True North
Section (S) Reference: S/M SPARE 10.00M (0.00E)
Measured Depth Reference: WELL @ 34.5m (Original Well IE by)
Calculation Method: Minimum Curvature

Well depth: 7500
Easting: 249327.5 Northing: 49° 49' 36.351"N Latitude: 13° 51' 49.890"E Longitude: S/M SPARE 1

Project: CALIPSO

Block: CALIPSO PF
Site: CALIPSO 06 DIR
Well: CALIPSO 06 DIR
Wellbore: CALIPSO 06 DIR
Geodetic System: Italia Offshore
Geodetic Datum: Roma 1940°
Geodetic ellipsoid: International 1924
Zone: CoordGreenW.CMIF5 GreenW.

ARPO/CS
G. Rosiello



SECTION DETAILS										
Sec	MD	Inc	At	TVD	+NS	+EW	Dleg	TFace	Vset	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	
2	150.00	0.00	129.51	150.00	0.00	0.00	0.000	129.51	0.00	
3	280.00	8.00	129.51	279.58	-5.76	6.99	1.846	129.51	9.06	
4	832.87	72.50	129.51	679.61	-271.21	243.28	3.500	0.00	347.72	
5	1873.47	72.50	129.51	992.50	-832.57	1034.00	0.000	0.00	1340.16	
6	2033.48	55.00	129.51	1085.03	-971.94	1178.76	2.500	179.99	1527.79	
7	2431.25	55.00	129.51	1284.50	-1153.18	1393.54	0.000	0.00	1872.66	



5.4 SEQUENZA OPERATIVA

A fine fase di perforazione il pozzo sarà in fango FW-PO 1.27 sg.

5.4.1 LAVAGGIO CSG E REGISTRAZIONE LOG DI CEMENTAZIONE

1. Montare BOP stack così configurato:

- Upper rams: Variabili 2 3/8" – 3 1/2"
- Shear rams
- Middle rams: Variabili 2 7/8" – 5"
- Lower rams: Sagomate 3 1/2"

2. Eseguire test BOP utilizzando Test Plug a 21 kg/cm² ed al valore della MAWHP pari a 140 kg/cm² e calcolato come prevede la specifica tecnica di riferimento (STAP-P-1-M-25007 del 28/11/2014). In caso di utilizzo di Cup Tester considerare la resistenza a trazione della string utilizzata ed in ogni caso non superare l'80% della resistenza a squarciamento del casing.

3. Assemblare e discendere a fondo pozzo taper mill + scraper rotovert + string magnet 5" + 3 spazzole per casing Ø 7" 29 lbs/ft + DC Ø 4 3/4" + DP Ø 3 1/2". Circolare per 10' e sostituire fango di perforazione con brine 1.28 CaCl₂ sg non filtrato, pompando i seguenti cuscini di lavaggio casing ad una portata di 4 bpm:

- 1 m³ di acqua industriale
- 4 m³ di brine 1.28 sg con opportuno tensioattivo
- 1 m³ di acqua industriale

4. Spiazzare i cuscini con un volume pozzo di brine 1.28 sg non filtrato. Eseguire la pulizia delle vasche e delle linee di superficie. Sollevare la batteria di circa 300 m ridiscendere quindi al fondo in rotazione e circolazione pompando brine non filtrato. Con la batteria al fondo eseguire il pickling pompando in sequenza:

- 4 m³ di NaOH al 10%
- 2 m³ di acqua industriale
- 4 m³ di HCl al 10% addizionato di inibitore di corrosione
- 2 m³ di acqua industriale

5. Circolare con brine filtrato CaCl₂ 1.28 sg. Il volume dei cuscini di lavaggio deve garantire un tempo di contatto con il casing di almeno 5 min ed una velocità minima del fluido di almeno 130 ft/min per assicurare il trasporto di eventuali particelle solide. Fare in modo che il volume/concentrazione di soda sia in grado di neutralizzare l'acido cloridrico.

Non appena viene circolato a giorno il brine di completamento, avendo scartato i cuscini di lavaggio in apposita vasca, circolare un bottom up ad una portata di 8.5 bpm, pari ad una velocità anulare di 300 ft/min, così da consentire la rimozione ottimale di eventuali particelle in sospensione.



6. Circolare e verificare una lettura di torbidità di 20 NTU del brine di completamento di ritorno dal pozzo; verificare il pH del brine in uscita al fine di verificare che non vi siano residui di cuscini di lavaggio in pozzo quindi fermare la circolazione.
7. Estrarre batteria con taper mill + scraper.
8. Rig-up della Electric Wire Line e registrare USIT-CBL-VDL CNL-CCL del casing di produzione 7".

5.4.2 COMPLETAMENTO ICGP-GIF "LIVELLO PLQ-T"

5.4.2.1 SPARI EWL LIVELLO "PLQ-T"

9. Montare shooting nipple e testare a 1000 psi per 15 min. Rig-up della Electric Wire Line, assemblare fucili Ø 4 1/2" - 12 SpF con cariche Big Hole e discendere in pozzo; correlare fucili e aprire il livello. Rig-down della Electric Wire Line; smontare shooting nipple.

5.4.2.2 SCRAPERAGGIO CSG E FISSAGGIO SUMP PACKER

10. Discendere taper mill per casing Ø 7" 29 lbs/ft + string mill + magneti + DP 3 1/2" fino alla profondità di settaggio del sump packer, circolare e filtrare brine, estrarre taper mill.
11. Con Electric Wire Line (o drill pipe Ø 3 1/2" con setting tool meccanico qualora non sia possibile utilizzare la E-wireline) discendere e fissare sump packer 4 m circa sotto il bottom spari del livello. Estrarre setting tool.

5.4.2.3 ESECUZIONE ICGP-GIF DEL LIVELLO "PLQ-T"

12. Assemblare gravel pack assembly per operazione di GP in formazione equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti per la string lunga.
13. Discendere in pozzo con DP Ø 3 1/2". Arrivati in quota, appoggiare l'assembly nel sump packer, eseguire spezzonamento, inserire snap latch seal assembly nel sump packer. Verificare inserimento dello snap latch nel packer di spaziatura con slack off e over-pull, senza però estrarre completamente lo snap latch dal corpo del packer. Rig Up delle linee di superficie HP ed eseguire pressure test 5000 psi per 15 min.
14. Lanciare biglia, portandola eventualmente in sede in circolazione ed eseguire il fissaggio del gravel pack packer superiore. Eseguire test meccanico ed idraulico del gravel pack packer seguendo le indicazioni fornite dalla Service Company.
15. Rilasciare x-over tool; trovare le diverse posizioni del tool. Eseguire le prove di circolazione in reverse e circulation position. Eseguire step rate test con brine filtrato e injection test con brine viscosizzato.
16. Elaborare i dati e preparare scheda di pompaggio. Eseguire ICGP-GIF seguendo la scheda di pompamento. Qualora sia stato pompato un cuscinio intasante dopo la fase di perforating, si



dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-GIF (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari).

17. Recuperare gravel in eccesso nella string. Riportare X-over tool in circulating position ed eseguire test copertura screen. Qualora il test di copertura risultasse negativo, procedere con il riempimento dell'anulare screen-casing con proppant Econoprop 30/50 US Mesh.
18. Chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione isolando il livello appena trattato; testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min.
19. Estrarre a giorno X-over tool.

Contingency: in caso di assorbimenti causati dal malfunzionamento della valvola di circolazione, ripetere la procedura di chiusura della valvola di circolazione.

5.4.3 COMPLETAMENTO ICGP-GIF LIVELLO "PLQ-Q2"

5.4.3.1 DISCESA PACKER PLUG

20. Assemblare e discendere con DP Ø 3 1/2" il packer plug ed inserire nel packer di GP del livello PLQ-T ed eseguire test di tenuta.
21. Eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug ed estrarre batteria di DP con Running/pulling tool.

5.4.3.2 SPARI EWL LIVELLO "PLQ-Q"

22. Montare shooting nipple e testare a 1000 psi per 15 min. Rig-up della Electric Wire Line, assemblare fucili Ø 4 1/2" - 12 SpF - con cariche Big Hole e discendere in pozzo; correlare fucili e aprire il livello. Rig-down dell'Electric Wire Line; smontare shooting nipple.

5.4.3.3 RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG IN SINGLE TRIP

23. Assemblare BHA di lavaggio e recupero pkr plug in Single Trip: Circulating Overshot + n.1 DP Ø 3 1/2" + Debris Chamber + Venturi + n.2 Super Junk Basket + n.1 magnete + n.1 DP Ø 3 1/2" + n.1 magnete + DP Ø 3 1/2" + Fishing Jar + DP Ø 3 1/2" + Super Junk Basket + DP Ø 3 1/2" e discendere fino a top packer plug. Lavare in circolazione, eseguire pescaggi detriti. Eseguire aggancio packer plug ed estrarre.

In caso di assorbimenti superiori a 0,3 m³/h pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione – la formulazione verrà indicata a seguito della registrazione dei log open hole).

5.4.3.4 ESECUZIONE ICGP-GIF LIVELLO "LIVELLO PLQ-Q"



24. Assemblare gravel pack assembly per operazione di GP in formazione equipaggiato con sistema meccanico di controllo degli assorbimenti per la string lunga e discendere in pozzo con DP 3 1/2". Arrivati in quota, appoggiare l'assembly GP packer, eseguire spezzonamento, inserire snap latch seal assembly nel GP packer. Verificare inserimento dello snap latch nel GP packer con slack-off e over-pull, senza però estrarre completamente lo snap latch dal corpo del packer. Rig Up delle linee di superficie HP ed eseguire pressure test 5000 psi per 15 min.
25. Lanciare biglia, portandola eventualmente in sede in circolazione ed eseguire il fissaggio del gravel pack packer superiore. Eseguire test meccanico ed idraulico del GP packer seguendo le indicazioni fornite dalla Service Company.
26. Rilasciare x-over tool e trovare le diverse posizioni del tool. Eseguire le prove di circolazione in reverse e circulation position con brine di completamento CaCl₂ 1.28 sg. Eseguire step rate test con brine filtrato KCl 1.03 sg e injection test con brine viscosizzato KCl 1.03 sg.
27. Elaborare i dati e preparare scheda di pompaggio. Eseguire Gravel in Formazione seguendo la scheda di pompamento. Qualora sia stato pompato un cuscinio intasante dopo la fase di perforating, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di Gravel in formazione (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari).
28. Recuperare gravel in eccesso nella string con brine di completamento CaCl₂ 1.28 sg. Riportare X-over tool in circulating position ed eseguire test copertura screen. Qualora il test di copertura risultasse negativo, procedere con il riempimento dell'anulare screen-casing con proppant Econoprop 30/50 US Mesh.
29. Chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione isolando il livello appena trattato; testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min.
30. Estrarre e sdoppiare a giorno X-over tool.
Contingency: in caso di assorbimenti causati dal malfunzionamento della valvola di circolazione, ripetere la procedura di chiusura della valvola di circolazione.

5.4.4 COMPLETAMENTO ICGP-GIF LIVELLO "PLQ-P1"

5.4.4.1 DISCESA PACKER PLUG

31. Assemblare e discendere con DP Ø 3 1/2" il packer plug ed inserire nel packer di GP del livello PLQ-Q ed eseguire test di tenuta.
32. Eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug ed estrarre batteria di DP con Running/pulling tool.



5.4.4.2 SPARI EWL LIVELLO "PLQ-P1"

33. Montare shooting nipple e testare a 1000 psi per 15 min. Rig-up della Electric Wire Line, assemblare fucili Ø 4 1/2" - 12 SpF - con cariche Big Hole e discendere in pozzo; correlare fucili e aprire il livello. Rig-down dell'Electric Wire Line; smontare shooting nipple.

5.4.4.3 RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG IN SINGLE TRIP

34. Assemblare BHA di lavaggio e recupero pkr plug in Single Trip: Circulating Overshot + n.1 DP Ø 3 1/2" + Debries Chamber + Venturi + n.2 Super Junk Basket + n.1 magnete + n.1 DP Ø 3 1/2" + n.1 magnete + DP Ø 3 1/2" + Fishing Jar + DP Ø 3 1/2" + Super Junk Basket + DP Ø 3 1/2" e discendere fino a top packer plug. Lavare in circolazione, eseguire pescaggi detriti. Eseguire aggancio packer plug ed estrarre.

In caso di assorbimenti superiori a 0,3 m³/h pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione – la formulazione verrà indicata a seguito della registrazione dei log open hole).

5.4.4.4 ESECUZIONE ICGP-GIF LIVELLO "LIVELLO PLQ-P1"

35. Assemblare gravel pack assembly per operazione di GP in formazione equipaggiato con sistema meccanico di controllo degli assorbimenti per la string lunga e discendere in pozzo con DP 3 1/2". Arrivati in quota, appoggiare l'assembly GP packer, eseguire spezzonamento, inserire snap latch seal assembly nel GP packer. Verificare inserimento dello snap latch nel GP packer con slack-off e over-pull, senza però estrarre completamente lo snap latch dal corpo del packer. Rig Up delle linee di superficie HP ed eseguire pressure test 5000 psi per 15 min.

36. Lanciare biglia, portandola eventualmente in sede in circolazione ed eseguire il fissaggio del gravel pack packer superiore. Eseguire test meccanico ed idraulico del GP packer seguendo le indicazioni fornite dalla Service Company.

37. Rilasciare x-over tool e trovare le diverse posizioni del tool. Eseguire spiazzamento brine di completamento CaCl₂ 1.28 sg con brine di trattamento KCl 1.03 sg. Eseguire le prove di circolazione in reverse e circulation position con brine di trattamento KCl 1.03 sg. Eseguire step rate test con brine filtrato e injection test con brine viscosizzato KCl 1.03 sg.

38. Elaborare i dati e preparare scheda di pompaggio. Eseguire Gravel in Formazione seguendo la scheda di pompamento. Qualora sia stato pompato un cuscino intasante dopo la fase di perforating, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di Gravel in formazione (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari).

39. Recuperare gravel in eccesso nella string con brine di trattamento KCl 1.03 sg non viscosizzato. Riportare X-over tool in circulating position ed eseguire test copertura screen. Qualora il test di



copertura risultasse negativo, procedere con il riempimento dell'anulare screen-casing con proppant Econoprop 30/50 US Mesh.

40. Chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione isolando il livello appena trattato; testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min.
41. Con service tool in posizione di "Dump Seals" eseguire spiazzamento brine di trattamento KCl 1.03 sg con brine di completamento CaCl_2 1.28 sg additivato di anticorrosivo. Estrarre e sdoppiare a giorno X-over tool.

Contingency: in caso di assorbimenti causati dal malfunzionamento della valvola di circolazione, ripetere la procedura di chiusura della valvola di circolazione.

5.4.5 DISCESA COMPLETAMENTO

42. Montare BOP stack così configurato:

- Upper rams: Centralizing 2 3/8"
- Shear rams
- Middle rams: Dual 2-3/8"
- Lower rams: Variabili 2 3/8" – 3 1/2"

43. Eseguire test BOP utilizzando Test Plug/ Plug Tester a 21 kg/cm² ed al valore della MAWHP pari a 140 kg/cm² e calcolato come prevede la specifica tecnica di riferimento (STAP-P-1-M-25007 del 28/11/2014). In caso di utilizzo di Cup Tester considerare la resistenza a trazione della string utilizzata ed in ogni caso non superare l'80% della resistenza a squarciamento del casing.
44. Eseguire dummy run con tubing hanger doppio preassemblato + landing joint; estrarre tbg hanger per dummy run ed eseguire L/D del Duale Tbg hanger Running Tool (DTHRT). Estrarre cup tester. Eseguire test top drive + upper e lower kelly + BOP. Discendere completamente doppio in dual spider; inserire su S/L e S/C L.N. "X" 1,875" a 600 m circa; inserire su S/L e S/C Tubing Retrievable Safety Valve 5Kpsi a 200 m circa inserendo control line Ø 1/4" ed eseguire test a 5000 psi x 30 min; discendere inserendo clamp LASALLE ogni giunto.
45. Spezzonare con locator e montare preassemblato tbg. hanger Cameron accoppiato al running tool. Tagliare le control line, passarle nei fori dell'hanger ed eseguire isolamento dei fori che garantiscono il "continuos control line".
46. Eseguire test tenuta connessione continuos control line come da indicazioni dell'operatore Cameron per 30 minuti. Collegare control line con reel e discendere in pressione a 6000 psi.
47. Portare tbg hanger in sede con landing string e ripetere il test di inserimento del locator pressurizzando S/L e controllando annulus.



48. Ruotare landing joint libero e liberare lock ring. Mettere in tiro e valutare corretto aggancio lock ring.
49. Eseguire il test di tenuta del Tbg Hanger da test port come da indicazioni della Cameron.
50. Inserire locator seal assembly nel seal bore receptacle del sistema meccanico di controllo degli assorbimenti della S/C; spezzonare; montare preassemblato tubing hanger doppio, discendere ed alloggiare tubing hanger in sede, serrare i tie-down ed eseguire test seal assembly con 1000 psi per 15 min; eseguire test tubing hanger con 300 psi per 5'; eseguire calibratura wireline con gauge cutter Ø 47,5 mm su S/C fino a landing nipple "XN", S/L fino a 1° locator e aprire sliding sleeve su S/L sotto il packer doppio; inserire BPV TSB 2" in sede su S/L e S/C; smontare BOP stack.

5.4.6 MONTAGGIO CROCE E FISSAGGIO PACKER

51. Montare Cameron Dual String Single Master Solid Block 7"1/16 x 2"1/16 x 2"1/16 5000 psi e eseguire test Flangia Ø 7 1/16" a 1500 psi per 30 min; estrarre BPV da S/L e S/C.
52. Montare attrezzatura wire line su S/C, discendere e fissare plug nel L.N. "XN" e pressurizzare string come da indicazioni fornite dalla service company per fissaggio packer doppio. Eseguire test di tenuta con 1000 psi

5.4.7 SPURGO

53. Aprire sliding sleeve su S/L davanti al livello della S/C; attivare sistema meccanico di controllo assorbimenti sulla S/C come da indicazioni della compagnia di servizio.
54. Circolare con N2 su S/L e S/C fino a completo recupero del brine nelle string e sotto packer; mettere in spurgo livello sulla S/C e seguire le indicazioni di spurgo fornite da GIAC/CS. Quindi chiudere la sliding sleeve sulla S/L davanti al livello della S/C e procedere con pickling della string lunga.
55. Completata l'operazione di pickling, procedere con lo spurgo dei livelli della S/L come da indicazioni fornite da GIAC/CS.

5.5 INFORMAZIONI SUL GIACIMENTO

Fare riferimento alla sezione 2 del presente documento.

5.6 ARTIFICIAL LIFT

Non applicabile.

5.7 COMPLETION DESIGN

5.7.1 TIPOLOGIA DI COMPLETAMENTO



Il pozzo Calipso 5 Dir sarà completato in sand control con string corta: Ø 2 3/8" 4,7 lb/ft ADMS P110 e string lunga: Ø 2 3/8" 4,7 lb/ft ADMS P110. E' previsto il completamento di 3 livelli muniti di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti in modo da eliminare l'utilizzo di cuscini intasanti e successivi lavaggi acidi. Non sono previste spaziatore tra i livelli completati.

Le string saranno equipaggiate con una Tubing Retrievable Surface Controlled Sub Surface Safety Valve (TR SCSSV) da 5 k psi di size 2 3/8" posizionate a circa 200 m MD di profondità e landing nipple con profilo "X" 1.875" posizionati intorno agli 600 - 800 m MD.

Tutte le valvole di circolazione installate nel gravel pack e upper completion saranno del tipo open-down. Al di sotto del packer doppio sulla string lunga sarà installata una valvola di circolazione 2 3/8" per la verifica della tenuta idraulica del packer stesso. Sulla string corta sarà installato un landing nipple con profilo "XN" 1.79" bottom NO-GO per il fissaggio del packer doppio tramite check valve.

NOTA: La distanza minima tra top spari livello in basso e il bottom spari del livello successivo dovrà essere di 25 m.

5.7.2 MATERIAL SELECTION

Si prevede l'utilizzo di materiali con metallurgia standard.

5.7.3 OPTIMIZING TUBING SIZE

La scelta di un tbg 2 3/8" scaturisce dal fatto che tale size non limita le portate di erogazione previste e allo stesso tempo garantisce un ottimo unloading di eventuali acque di strato prodotte.

5.7.4 CONNECTION SELECTION

I tubing del completamento 2 3/8" 4.6# P-110 e 2 7/8" 6.7# L 80 hanno un filetto ADMS.

5.7.5 PACKER SELECTION

I packer di gravel pack avranno una Working Pressure (WP) di 5 Kpsi e sono del tipo a fissaggio idraulico tramite setting tool e sono retrievable con specifico retrieving tool. Al di sotto del packer viene montato uno shear out safety joint per svincolare il packer dal GP assembly in caso di recupero.

Il packer doppio dell'upper completion ha una WP minima di 5 Kpsi, è un packer idraulico che generalmente viene fissato pressurizzando la string dopo aver disceso un tappo nel landing nipple sul profilo della SSD al di sotto del packer. Il packer singolo è del tipo retrievable con straight pull (30-50 Klbs shear value).

5.7.6 TUBING HANGER SYSTEM SELECTION



Il tubing hanger selezionato è del tipo doppio ed è fornito da Cameron. Il modello è SSMC 13 5/8" 5k del tipo continuous control line. Il tubing hanger è predisposto per:

- l'inserimento delle una Back Pressure Valve (BPV) size 3" tipo "RPT"
- un filetto ACME LH box up per l'avvitamento con il running e testing tool
- un filetto 3 ½" ADMS box down per l'avvitamento con la string di completamento

5.7.7 X-MAS TREE SELECTION

La croce selezionata è fornita dalla Cameron ed è Ø 7 1/16" x 2 x 2 1/16" – 5000 psi attuata ad aria.

5.7.8 CLEANING, COMPLETION AND PACKER FLUIDS

Fare riferimento alle sezioni 5.2 e 5.4.1 di questo documento.

5.7.9 DOWN HOLE EQUIPMENT LIST

Al momento non è disponibile una lista dettagliata del materiale di completamento.

5.7.10 COMPLETION STRING ACCESSORIES

Fare riferimento al punto 5.4.7 di questo documento.

5.7.11 COMPLETION STRING STRESS ANALYSIS

Non si evidenziano criticità per quanto riguarda la fase di fissaggio packer e produzione.

5.7.12 PRODUCTION OPERATIONS CONSTRAINTS

Non si evidenziano criticità per quanto riguarda la fase di produzione.

5.7.13 INJECTION OPERATION CONSTRAINTS

Non si evidenziano criticità per quanto riguarda la fase di produzione.