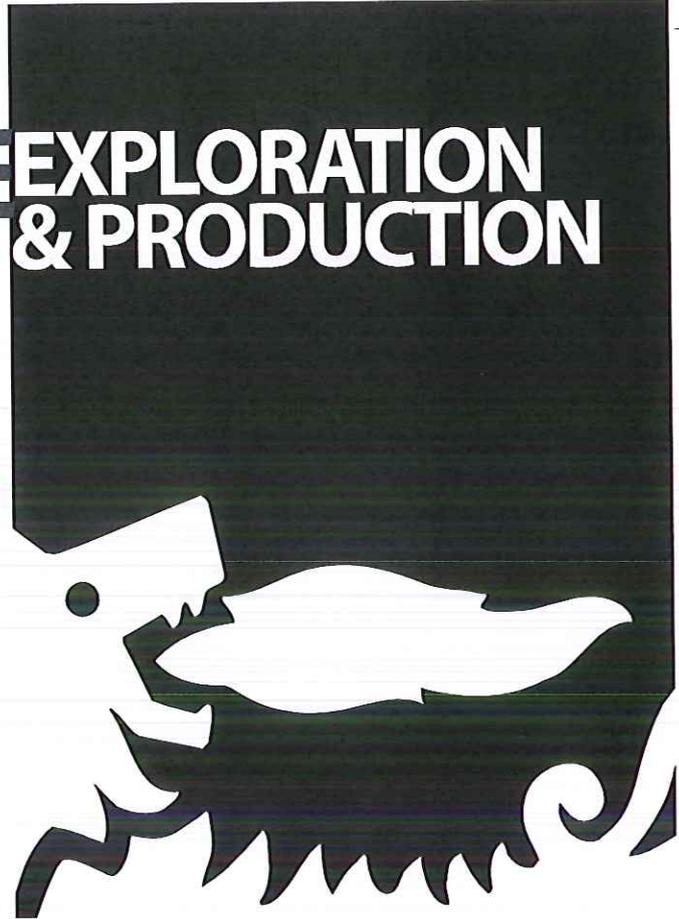


DIVISIONE EXPLORATION & PRODUCTION



Eni E. & P. - DICS
Distretto centro settentrionale

Progetto definitivo "Clara SE"

Volume 2

00	Emissione per enti	 P. Nanciver PROG/CS/PMB	 F. Felappi PROG/CS	01/10/2013
REV	MOTIVO DI EMISSIONE	VERIFICATO	APPROVATO	DATA



INDICE DELLE SEZIONI
PROGETTO DEFINITIVO “CLARA SE”

VOLUME 2/2

PARTE 2: PROGRAMMA DI DRILLING & COMPLETION

SEZIONE 4 - PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

SEZIONE 5 - PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO



Sezione 4
PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

PIATTAFORMA: CLARA SUD EST
Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir

Data di emissione: Settembre 2013

1					
0	ARPO - CS	M. Miranda	S. Bennati	G. Liantonio	A. Bruzzone
			M. Ciancaglini		
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	IL RESPONSABILE	

 Eni Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir		PAG 2 DI 56			
	AGGIORNAMENTI:					
	0					

INDICE DEGLI ARGOMENTI

4.1	ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE	3
4.1.1	SEQUENZA OPERATIVA	3
4.1.1.1	POSIZIONAMENTO JACK-UP	3
4.1.1.2	BATTITURA CP 30"	4
4.1.1.3	LAVAGGIO CP E MONTAGGIO DIVERTER	4
4.1.1.4	PERFORAZIONE FASE 16" PER CSG SUPERFICIALE 13 ³ / ₈ " A 300 m MD	4
4.1.1.5	FASE DI PERF. 12 ¹ / ₄ " PER CSG INTERMEDIO 9 ⁵ / ₈ " A CIRCA 780 M TVD	5
4.1.1.6	FASE DI PERF. 8 ¹ / ₂ " PER CSG DI PRODUZIONE 7" A TD	7
4.1.2	SCHEMA POZZI A FINE PERFORAZIONE	9
4.1.3	PROGETTO DI DEVIAZIONE	11
4.1.3.1	PROFILO DI DEVIAZIONE POZZO CLARA EST 14 DIR	11
4.1.3.2	DATI DI DEVIAZIONE POZZO CLARA EST 14 DIR	12
4.1.3.3	PROFILO DI DEVIAZIONE POZZO CLARA EST 15 DIR	15
4.1.3.4	DATI DI DEVIAZIONE POZZO CLARA EST 15 DIR	16
4.1.3.5	ANALISI ANTICOLLISION	19
4.1.4	PROGRAMMA FANGO	20
4.1.5	PROGRAMMA DI CEMENTAZIONI	22
4.1.6	ANALISI GRADIENTI	28
4.1.6.1	TABELLA GRADIENTI	29
4.1.6.2	GRAFICO GRADIENTI	30
4.1.7	KICK TOLERANCE	31
4.1.8	SCELTA PROFONDITA' DI TUBAGGIO	33
4.1.9	CASING DESIGN	34
4.1.10	BATTERIE E STABILIZZAZIONI	43
4.1.11	IDRAULICA	44
4.1.12	TORQUE	47
4.1.13	BOP STACK	50
4.1.14	SCHEMA TESTA POZZO	52
4.2	ALLEGATI	53
4.2.1	RIG DRILLS/PIT DRILLS/CHOKE DRILLS	53
4.2.2	PROCEDURE DI KILLING	53
4.2.3	LEAK - OFF TEST	53
4.3	WELL SHUT IN PROCEDURE	54

 Eni Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir		PAG 3 DI 56			
	AGGIORNAMENTI:					
	0					

4.1 ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE

I pozzi saranno perforati e completati in batch secondo la seguente sequenza operativa:

- POSIZIONAMENTO IMPIANTO SU CLARA EST 14 DIR
- MONTAGGIO DIVERTER: LAVAGGIO CP E PERFORAZIONE FASE DA 16" PER CSG 13 3/8"
- SKID SU CLARA EST 15 DIR
- LAVAGGIO CP E PERFORAZIONE 16" PER CSG 13 3/8"
- MONTAGGIO BOP STACK E PERFORAZIONE FASE 12.25" PER CSG 9 5/8"
- SKID SU CLARA EST 14 DIR
- PERFORAZIONE FASE 12.25" PER CSG 9 5/8"
- PERFORAZIONE FASE 8.5" (CON PRELIEVO DI CAROTA TRIPLA). CSG 7"
- SKID SU CLARA EST 15 DIR
- PERFORAZIONE FASE 8.5" PER CSG 7"
- SPIAZZAMENTO FANGO CON BRINE. ESECUZIONE DI 5 ICGP – F&P E DISCESA COMPLETAMENTO DOPPIO
- SKID SU CLARA 14 EST
- ESECUZIONE DI 3 ICGP – F&P E DISCESA COMPLETAMENTO DOPPIO
- RILASCIO IMPIANTO

4.1.1 SEQUENZA OPERATIVA

4.1.1.1 POSIZIONAMENTO JACK-UP

Posizionare l'impianto; il posizionamento del Jack-Up è subordinato al bottom survey registrato precedentemente per avere la conoscenza di :

- esatta profondità d'acqua
- natura del terreno per la penetrazione delle gambe
- eventuale presenza di materiale sul fondo mare
- presenza di sacche di gas superficiali che possono causare blow-out se non identificate.

Abbassare le gambe fino a toccare il fondale, sollevare lo scafo al giusto **air gap**, annotare la penetrazione delle gambe nel fondale marino prima di eseguire le operazioni di precarica.

ESEGUIRE SKID DEL DERRICK SUL PRIMO SLOT DA UTILIZZARE

 Eni Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir		PAG 4 DI 56			
	AGGIORNAMENTI:					
	0					

4.1.1.2 BATTITURA CP 30"

La battitura del CP 30" a circa 130 m sarà eseguita precedentemente l'arrivo del Jack-UP con un'infissione effettiva di circa 40/50 metri o rifiuto finale di 1000 colpi/metro.

Assicurarsi che venga battuto in verticale e compilare l'apposito rapporto di battitura.

Nel caso la battitura del CP non raggiunga la profondità stabilita, discendere bit, lavare l'interno e ultimare la battitura. La battitura del CP sarà eseguita senza produrre reflui.

4.1.1.3 LAVAGGIO CP E MONTAGGIO DIVERTER

Prima di iniziare le operazioni di lavaggio procedere come segue:

- Montare flangia base temporanea (Sqnch Joint ALT-2) sul CP 30"
- Montare Diverter 29 1/2" x 500 psi, tubo pipa e linee
- Eseguire il collaudo del Diverter con acqua di mare, il tempo standard di chiusura su DP 5" è fissato in non oltre 45 secondi.

Eseguire un test delle linee di superficie a 350 kg/cm².

Eseguire la registrazione del Gyro per meglio definire le eventuali inclinazioni e direzione del CP già battuto.

4.1.1.4 PERFORAZIONE FASE 16" PER CSG SUPERFICIALE 13 3/8" A 300 M MD

Controllare la lunghezza e tipo di filetti dei casing per la Landing String per:

- **Compact Housing 13 5/8" Running Tool**
- **Casing Hanger 9 5/8" Running Tool**
- **Casing Hanger 7" Running Tool**

Preparare 40 mc di fango a d = 1,4 Kg/l, come Kill Mud, prima di iniziare a perforare.

Per questa fase è previsto l'utilizzo di fango FW-LS a d = 1.10 Kg/l.

Spiazzare l'acqua di mare in pozzo con fango, assemblare BHA (si suggerisce una RSS vista la minima distanza tra i vari pozzi della piattaforma) + Bit 16" e perforare fino ad una profondità di 300 m.

In questa fase una Back Pressure Valve sarà installata nella BHA. Usare una portata iniziale di 1500 - 2000 l/min per perforare i primi metri al di fuori del CP, in seguito incrementare la portata fino a 3000 - 3500 l/min.

Discendere il casing da 13 3/8" 68# L-80 TENARIS ER (scarpa adatta a ricevere lo stinger e PDC drillable).

Discendere lo Stinger con DP 5" e cementare come da programma. WOC.

 Eni Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir		PAG 5 DI 56	
			AGGIORNAMENTI:	
			0	

In caso di mancato arrivo della malta a livello Cellar Deck, ricementare dall'alto scendendo nell'intercapedine 30" - 13 ³/₈" una string di tbg da 2 ⁷/₈" (senza uscire dalla scarpa del CP).

Alla fine di ogni cementazione, dopo WOC:

- Scollegare Diverter, Riser e Squinch Joint
- Sollevare Diverter ed eseguire taglio grossolano casing 13 ³/₈"
- Eseguire taglio CP 30" e taglio definitivo casing 13 ³/₈" secondo procedure
- Assemblare **Landing String per Compact Housing Running Tool**
- **Discendere Compact Housing 13 ⁵/₈" – 5000 psi su casing 13 ³/₈"**
- Eseguire il set con cunei rimuovendo n°4 Retainer Screwn secondo procedure
- Energizzare P-Seals ed eseguire test di tenuta dal test port; non superare l'80% della pressione di schiacciamento del casing superficiale (collapse pressure 13 ³/₈" 68# L-80 = 159 bar)

Installare BOP Stack 13 ⁵/₈" - 10000 psi ed eseguire test con acqua e saracinesca elemento inferiore aperta :

- Blind/shear Rams a 21 kg/cm² e 140 kg/cm² con plug tester (stabile per almeno 5 min - max pressure drop 10%)
- Rams superiori e inferiori a 21 kg/cm² e 140 kg/cm² (stabile per almeno 5 min - max pressure drop 10%)
- Bag Preventer a 21 kg/cm² e 140 kg/cm² (stabile per almeno 5 min - max pressure drop 10%)

Collaudare linee di superficie a 140 kg/cm², Upper/Lower Inside BOP (TDS) a 140 kg/cm², Choke Manifold e Choke/Kill a 140 kg/cm², assicurandosi che la pressione non venga trasmessa all'interno della colonna.

Nel caso di prima installazione dei BOP effettuare i test alla pressione nominale così come previsto dalla STAP P-1-M 6150 (Well Control Policy Manual).

Le prove devono essere eseguite ogni 21 gg con pressioni da definire in base alle operazioni in corso.

Discendere e fissare Wear Bushing seguendo le procedure della Well Head.

L'intercapedine 30" – 13 ³/₈" dovrà essere chiusa con apposite mezze lune dove dovrà essere predisposta un'uscita con rubinetto e manometro, da cui poter rilevare le pressioni.

4.1.1.5 FASE DI PERF. 12 ¹/₄" PER CSG INTERMEDIO 9 ⁵/₈" A CIRCA 780 M TVD

Assemblare BHA di perforazione ed eseguire test di superficie.

Discendere fino a quota scarpa da 13 ³/₈", fresare scarpa e lavare rat hole.

Perforare fino a casing point 9 ⁵/₈", seguendo il progetto di deviazione.

- Pozzo Clara Est 14 Dir CASING POINT 9 ⁵/₈" 1031 m MD / 780 m TVD

 Eni Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG 6 DI 56			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

- Pozzo Clara Est 15 Dir CASING POINT 9 ⁵/₈" 1075 m MD / 778 m TVD

Circolare bottom-up ed estrarre Bit.

Per questa fase è previsto l'utilizzo di fango FW-LS-LU a d = 1.20 Kg/l.

Gradiente di fratturazione sotto scarpa Csg 13 ³/₈" = 1,49 kg/cm²/10m.

Recuperare Wear Bushing.

Si consiglia di eseguire una dummy run con Jetting Tool 13 ⁵/₈" e lavare interno del Compact Housing.

- Assemblare Casing Hanger Running Tool con Landing String; assemblare 9 ⁵/₈" Casing Hanger
- Sostituire le ganasce 5" con 9 ⁵/₈" e testare con acqua a 70 kg/cm² x 10'

Discendere il casing 9 ⁵/₈" 43.5# L80 TENARIS BLUE (usando scarpa e collare PDC drillable) eseguendo una circolazione iniziale dopo 6 giunti con portate crescenti per verificare il funzionamento e le perdite di carico dovute a scarpa e collare ed una a casing point 13 ³/₈" (circa 300 m).

Al fondo circolare il cuscinio di fondo e l'intera capacità interna del casing; ripetere le prove di circolazione alle portate precedenti e calcolare le perdite di carico dovute all'intercapedine, che graveranno sulla formazione durante lo spiazzamento, tenendo conto del gradiente di fratturazione.

- **Montare sull'ultimo giunto il Casing Hanger 9 ⁵/₈", il Running Tool e la Landing String** ed eseguire il landing del Casing Hanger sulla Compact Housing.

Cementare come da programma.

Eseguire contatto tappi a 140 kg/cm². W.O.C.

Ultimato il WOC:

- Svincolare Running tool e recuperare Landing String
- Aprire uscite laterali (inferiori) della Compact Wellhead
- Discendere Jetting Tool ed eseguire lavaggio con acqua del Top HOUSING, BOP Stack e della Wellhead
- Chiudere uscite laterali inferiori
- Assemblare e discendere il **13 ⁵/₈" Nominal Seal Assy** (per csg hanger 9 ⁵/₈"): energizzare il metal seal ed effettuare test attraverso il Test Port con saracinesche laterali interessate aperte seguendo procedure Cameron
- Discendere BOP Tester (Combination Tool) con due lunghezze di HW utilizzando DP 5" e l'apposito Landing joint
- Recuperare landing joint

Riconfigurare BOP Stack ed eseguire test con testa pozzo piena d'acqua:

- Blind/Shear Rams a 21 e 140 kg/cm² con Plug Tester. (stabile per almeno 5 min - max pressure drop 10%)

 Eni Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir		PAG 7 DI 56	
			AGGIORNAMENTI:	
			0	

- Ram superiori e inferiori a 21 e 140 kg/cm² (stabile per almeno 5 min - max pressure drop 10%)
- Bag Preventer a 21 e 140 kg/cm² (stabile per almeno 5 min - max pressure drop 10%)

Collaudare linee di superficie a 140 kg/cm², Upper/Lower Inside BOP (TDS) a 140 kg/cm², Choke Manifold e Choke/Kill a 140 kg/cm², assicurandosi che la pressione non venga trasmessa all'interno della colonna.

Le prove devono essere eseguite ogni 21 gg con pressioni da definire in base alle operazioni in corso.

Discendere e fissare Wear Bushing seguendo le procedure.

4.1.1.6 FASE DI PERF. 8 ½" PER CSG DI PRODUZIONE 7" A TD

Discendere bit 8 ½" con BHA di deviazione (RSS) e perforare fino a casing point seguendo il progetto di deviazione:

- Pozzo Clara Est 14 Dir CASING POINT 7" 2070 m MD / 1317 m TVD
NB: **Eseguire carotaggio secondo sezione 3 (geologia) al paragrafo 3.2.2.**

Ultimare la perforazione fino alla TD prevista.

- Pozzo Clara Est 15 Dir CASING POINT 7" 2160 m MD / 1316 m TVD

Circolare bottom-up ed estrarre bit.

- Per questa fase è previsto l'utilizzo di fango FW-LS-LU a d = 1.25 Kg/l
- Il Gr. di Fratturazione previsto sotto scarpa csg 9 5/8" è 1.59 kg/cm² /10m
- Max Pressione differenziale di fase = 20 kg/cm² a 1280 m TVD

A quota tubaggio, prima di estrarre, se necessario eseguire un controllo foro, circolare bottom-up ed estrarre in back-reaming.

- **Registrare logs elettrici come da programma GEOLOGICO**

Valutare l'opportunità di eseguire una manovra di controllo foro.

Sostituire le ganasce 5" con 7" ed eseguire test.

- **Assemblare Casing Hanger Running Tool con Landing String ed assemblare 7" Casing Hanger**

Discendere csg 7" 29 L80 Tenaris Blue equipaggiato con scarpa e collare entrambi PDC drillable a TD. Sull'ultimo casing montare Casing Hanger 7", Running Tool preassemblato con la landing string.

 Eni Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir		PAG 8 DI 56	
			AGGIORNAMENTI:	
			0	

Monitorare eventuali assorbimenti/sovrattiri, eseguendo una prova di circolazione dopo 6 giunti ed a quota scarpa csg 9 5/8", con portate crescenti per verificare il funzionamento e le perdite di carico dovute a scarpa/collare, csg/annulus.

- Ultimare la discesa del casing al fondo ed eseguire **il Landing del Compact Hanger 7" sulla Compact Housing**. Con l'Hanger in sede eseguire le prove di circolazione alle diverse portate per valutare il posizionamento
- Cementare come da paragrafo specifico.

Eseguire contatto tappi a 140 kg/cm². W.O.C.

Ultimato il WOC:

- Controllare pressione e livello all'intercapedine, svincolare il Casing Hanger Running Tool e recuperare la Landing string
- Aprire le luci laterali inferiori della COMPACT WELL HEAD
- Discendere Jetting tool ed eseguire lavaggio con acqua del **top Housing, BOP Stack e Well Head**
- Chiudere luci laterali
- Assemblare e discendere **13 5/8" Nominal Seal Assy per casing 7"**
- Energizzare il metal seal ed effettuare test attraverso il Test Port con saracinesche laterali interessate aperte seguendo procedure Cameron
- Discendere BOP Tester (Combination Tool) con due lunghezze di HW utilizzando DP 5" e l'apposito Landing joint
- Recuperare landing joint

Riconfigurare BOP Stack ed eseguire test con testa pozzo piena d'acqua:

- Ganasce cieche a 21 e 200 kg/cm²
- Bag preventer a 21 e 200 kg/cm²
- Upper/lower pipe rams a 21 e a 200 kg/cm²
- Collaudare le linee di superficie a 200 kg/cm², upper/lower inside BOP (TDS), choke manifold, choke e kill line a 200 kg/cm², assicurandosi che la pressione non venga trasmessa all'interno della colonna

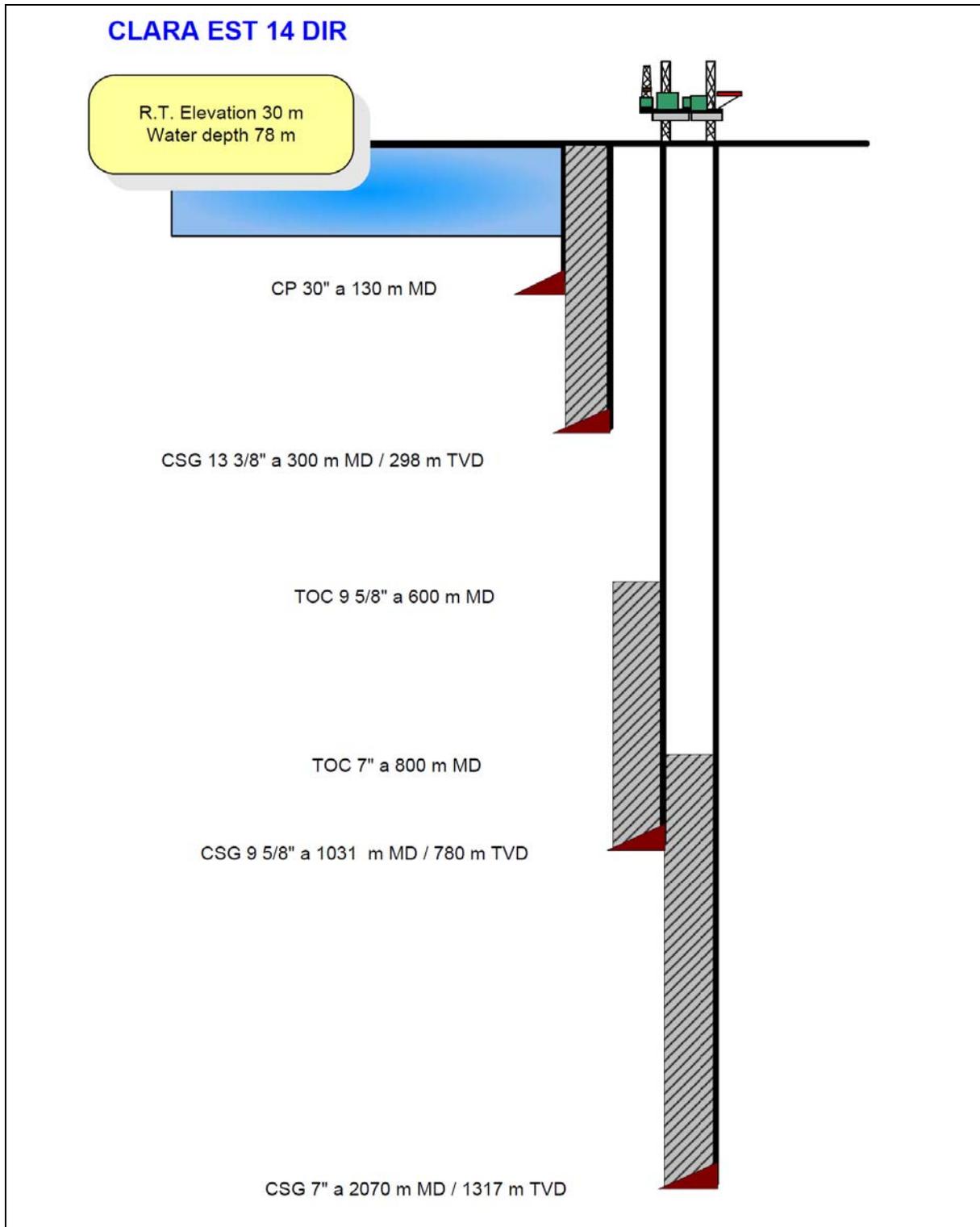
I test BOP vanno eseguiti con la valvola inferiore della Compact Well Head aperta

Discendere in sede la camicia d'usura utilizzando il Wear Bushing Running tool.

ESEGUIRE CAMBIO COMMESSA DA PERFORAZIONE A COMPLETAMENTO



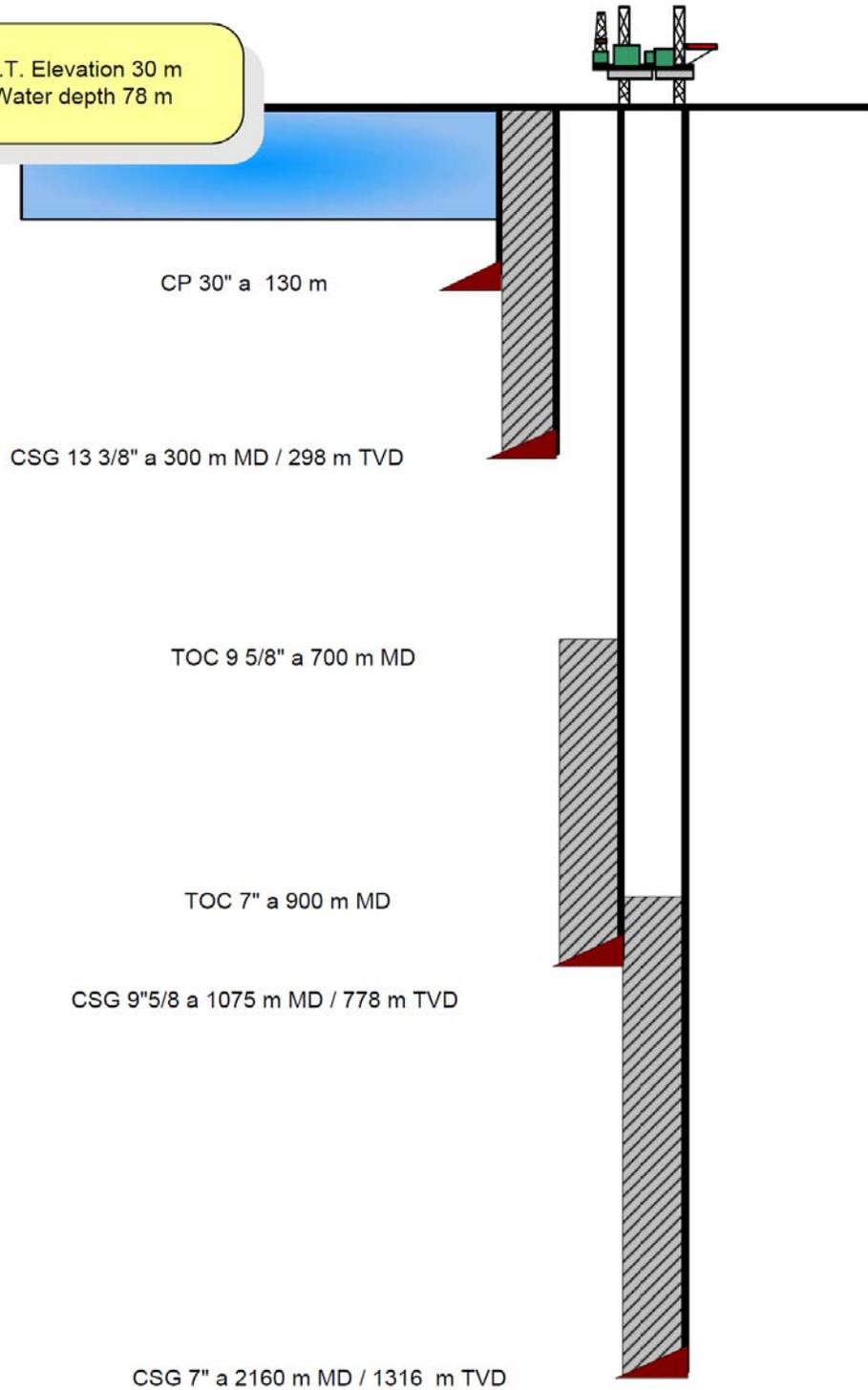
4.1.2 SCHEMA POZZI A FINE PERFORAZIONE





CLARA EST 15 DIR

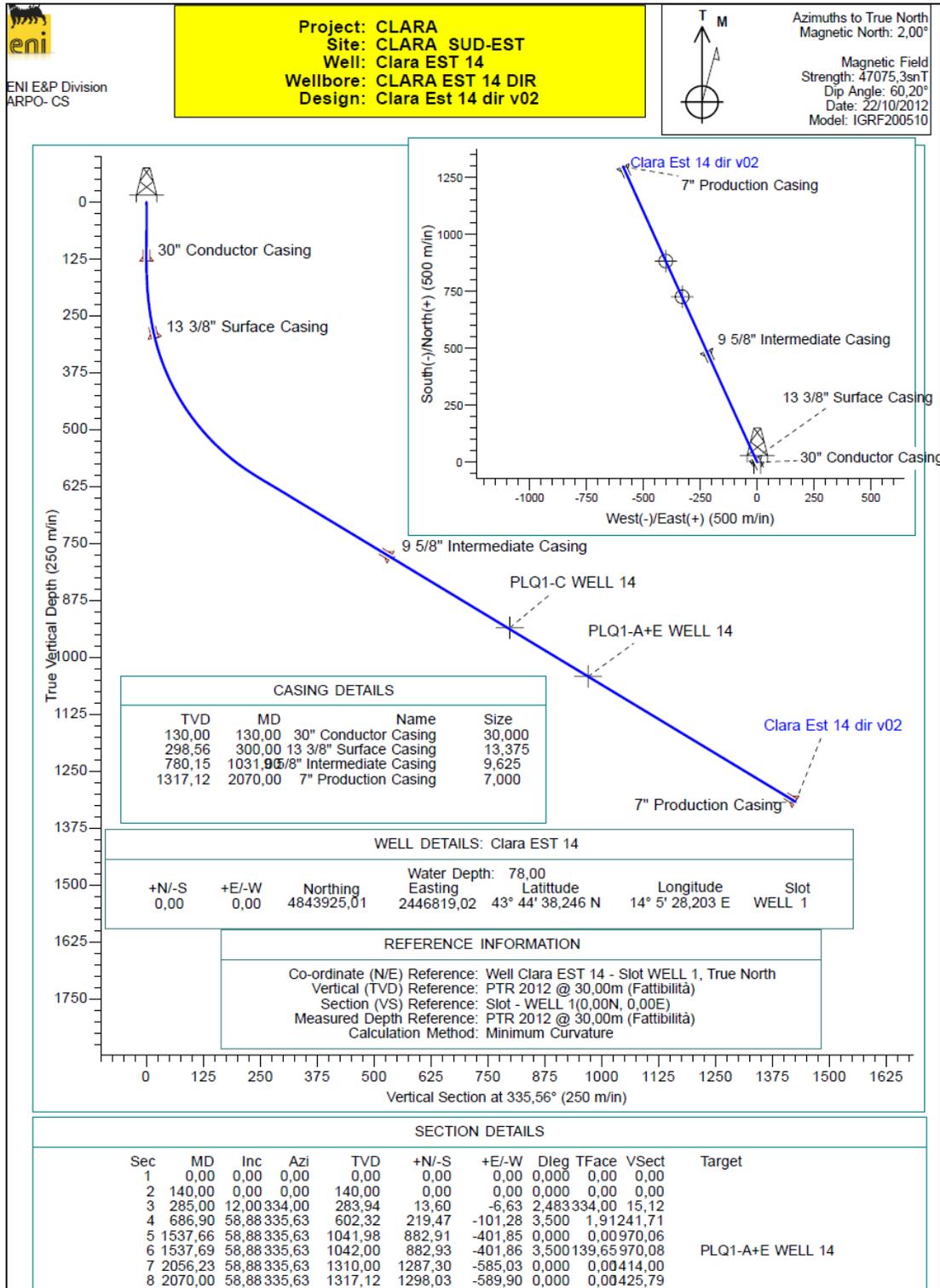
R.T. Elevation 30 m
Water depth 78 m





4.1.3 PROGETTO DI DEVIAZIONE

4.1.3.1 PROFILO DI DEVIAZIONE POZZO CLARA EST 14 DIR



 Eni Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir		PAG 12 DI 56	
			AGGIORNAMENTI:	
			0	

4.1.3.2 DATI DI DEVIAZIONE POZZO CLARA EST 14 DIR

Database:	EDM517PR		Local Co-ordinate Reference:	Well Clara EST 14 - Slot WELL 1	
Company:	ITALY_DICS		TVD Reference:	PTR 2012 @ 30,00m (Fattibilità)	
Project:	CLARA		MD Reference:	PTR 2012 @ 30,00m (Fattibilità)	
Site:	CLARA SUD-EST		North Reference:	True	
Well:	Clara EST 14		Survey Calculation Method:	Minimum Curvature	
Wellbore:	CLARA EST 14 DIR				
Design:	Clara Est 14 dir v02				

Project		CLARA			
Map System:	Italia Offshore	System Datum:	Mean Sea Level		
Geo Datum:	European 1950 - Mean				
Map Zone:	Coord.Greenw. CM15° Greenw.		Using geodetic scale factor		

Site		CLARA SUD-EST			
Site Position:		Northing:	4.843.923,00 m	Latitude:	43° 44' 38,181 N
From:	Map	Easting:	2.446.820,00 m	Longitude:	14° 5' 28,247 E
Position Uncertainty:	0,00 m	Slot Radius:	13,200 in	Grid Convergence:	-0,63 °

Well		Clara EST 14 - Slot WELL 1				
Well Position	+N/-S	2,00 m	Northing:	4.843.925,01 m	Latitude:	43° 44' 38,246 N
	+E/-W	-1,00 m	Easting:	2.446.819,03 m	Longitude:	14° 5' 28,203 E
Position Uncertainty		0,00 m	Wellhead Elevation:		Water Depth:	78,00 m

Wellbore		CLARA EST 14 DIR			
Magnetics	Model Name	Sample Date	Declination (°)	Dip Angle (°)	Field Strength (nT)
	IGRF200510	22/10/2012	2,81	60,20	47.075

Design		Clara Est 14 dir v02			
Audit Notes:					
Version:	Phase:	PLAN	Tie On Depth:	0,00	
Vertical Section:	Depth From (TVD) (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Direction (°)	
	0,00	0,00	0,00	335,56	

Plan Sections										
Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Dogleg Rate (°/30m)	Build Rate (°/30m)	Turn Rate (°/30m)	TFO (°)	Target
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00	
140,00	0,00	0,00	140,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00	
285,00	12,00	334,00	283,94	13,60	-6,63	2,483	2,483	0,000	334,00	
686,90	58,88	335,63	602,32	219,47	-101,28	3,500	3,500	0,121	1,91	
1.537,66	58,88	335,63	1.041,98	882,91	-401,85	0,000	0,000	0,000	0,00	
1.537,69	58,88	335,63	1.042,00	882,93	-401,86	3,500	-2,668	2,647	139,65	PLQ1-A+E WELL 14
2.056,23	58,88	335,63	1.310,00	1.287,30	-585,03	0,000	0,000	0,000	0,00	
2.070,00	58,88	335,63	1.317,12	1.298,03	-589,90	0,000	0,000	0,000	0,00	



Database:	EDMS17PR	Local Co-ordinate Reference:	Well Clara EST 14 - Slot WELL 1
Company:	ITALY_DICS	TVD Reference:	PTR 2012 @ 30,00m (Fattibilità)
Project:	CLARA	MD Reference:	PTR 2012 @ 30,00m (Fattibilità)
Site:	CLARA SUD-EST	North Reference:	True
Well:	Clara EST 14	Survey Calculation Method:	Minimum Curvature
Wellbore:	CLARA EST 14 DIR		
Design:	Clara Est 14 dir v02		

Planned Survey									
Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Vertical Section (m)	Dogleg Rate (°/30m)	Build Rate (°/30m)	Turn Rate (°/30m)
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30,00	0,00	0,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
60,00	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
90,00	0,00	0,00	90,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
120,00	0,00	0,00	120,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
140,00	0,00	0,00	140,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
150,00	0,83	334,00	150,00	0,06	-0,03	0,07	2,483	2,483	0,000
180,00	3,31	334,00	179,98	1,04	-0,51	1,15	2,483	2,483	0,000
210,00	5,79	334,00	209,88	3,18	-1,55	3,53	2,483	2,483	0,000
240,00	8,28	334,00	239,65	6,48	-3,16	7,21	2,483	2,483	0,000
270,00	10,76	334,00	269,24	10,94	-5,33	12,16	2,483	2,483	0,000
285,00	12,00	334,00	283,94	13,60	-6,63	15,12	2,483	2,483	0,000
300,00	13,75	334,25	298,56	16,61	-8,09	18,46	3,500	3,498	0,490
330,00	17,25	334,59	327,47	23,84	-11,55	26,48	3,500	3,499	0,344
360,00	20,75	334,82	355,83	32,66	-15,72	36,24	3,500	3,499	0,231
390,00	24,25	334,99	383,54	43,06	-20,59	47,72	3,500	3,499	0,166
420,00	27,75	335,11	410,50	54,98	-26,13	60,86	3,500	3,500	0,127
450,00	31,25	335,21	436,61	68,38	-32,33	75,63	3,500	3,500	0,100
480,00	34,75	335,29	461,77	83,22	-39,17	91,97	3,500	3,500	0,082
510,00	38,25	335,36	485,88	99,43	-46,62	109,81	3,500	3,500	0,069
540,00	41,75	335,42	508,86	116,96	-54,65	129,09	3,500	3,500	0,059
570,00	45,24	335,47	530,62	135,74	-63,22	149,73	3,500	3,500	0,051
600,00	48,74	335,52	551,08	155,70	-72,32	171,67	3,500	3,500	0,045
630,00	52,24	335,56	570,16	176,76	-81,90	194,81	3,500	3,500	0,041
660,00	55,74	335,60	587,79	198,86	-91,94	219,07	3,500	3,500	0,037
686,90	58,88	335,63	602,32	219,47	-101,28	241,71	3,500	3,500	0,034
690,00	58,88	335,63	603,92	221,89	-102,38	244,37	0,000	0,000	0,000
720,00	58,88	335,63	619,43	245,28	-112,98	270,05	0,000	0,000	0,000
750,00	58,88	335,63	634,93	268,68	-123,58	295,73	0,000	0,000	0,000
780,00	58,88	335,63	650,43	292,07	-134,18	321,42	0,000	0,000	0,000
810,00	58,88	335,63	665,94	315,47	-144,77	347,10	0,000	0,000	0,000
840,00	58,88	335,63	681,44	338,86	-155,37	372,78	0,000	0,000	0,000
870,00	58,88	335,63	696,94	362,26	-165,97	398,47	0,000	0,000	0,000
900,00	58,88	335,63	712,45	385,65	-176,57	424,15	0,000	0,000	0,000
930,00	58,88	335,63	727,95	409,05	-187,17	449,83	0,000	0,000	0,000
960,00	58,88	335,63	743,46	432,44	-197,77	475,52	0,000	0,000	0,000
990,00	58,88	335,63	758,96	455,83	-208,37	501,20	0,000	0,000	0,000
1.020,00	58,88	335,63	774,46	479,23	-218,97	526,88	0,000	0,000	0,000
1.050,00	58,88	335,63	789,97	502,62	-229,56	552,57	0,000	0,000	0,000
1.080,00	58,88	335,63	805,47	526,02	-240,16	578,25	0,000	0,000	0,000
1.110,00	58,88	335,63	820,97	549,41	-250,76	603,93	0,000	0,000	0,000
1.140,00	58,88	335,63	836,48	572,81	-261,36	629,62	0,000	0,000	0,000
1.170,00	58,88	335,63	851,98	596,20	-271,96	655,30	0,000	0,000	0,000
1.200,00	58,88	335,63	867,49	619,60	-282,56	680,98	0,000	0,000	0,000
1.230,00	58,88	335,63	882,99	642,99	-293,16	706,67	0,000	0,000	0,000
1.260,00	58,88	335,63	898,49	666,39	-303,76	732,35	0,000	0,000	0,000
1.290,00	58,88	335,63	914,00	689,78	-314,35	758,03	0,000	0,000	0,000
1.320,00	58,88	335,63	929,50	713,17	-324,95	783,72	0,000	0,000	0,000
1.350,00	58,88	335,63	945,00	736,57	-335,55	809,40	0,000	0,000	0,000
1.380,00	58,88	335,63	960,51	759,96	-346,15	835,08	0,000	0,000	0,000
1.410,00	58,88	335,63	976,01	783,36	-356,75	860,77	0,000	0,000	0,000
1.440,00	58,88	335,63	991,51	806,75	-367,35	886,45	0,000	0,000	0,000
1.470,00	58,88	335,63	1.007,02	830,15	-377,95	912,13	0,000	0,000	0,000
1.500,00	58,88	335,63	1.022,52	853,54	-388,55	937,82	0,000	0,000	0,000



Database:	EDMS17PR	Local Co-ordinate Reference:	Well Clara EST 14 - Slot WELL 1
Company:	ITALY_DICS	TVD Reference:	PTR 2012 @ 30,00m (Fattibilità)
Project:	CLARA	MD Reference:	PTR 2012 @ 30,00m (Fattibilità)
Site:	CLARA SUD-EST	North Reference:	True
Well:	Clara EST 14	Survey Calculation Method:	Minimum Curvature
Wellbore:	CLARA EST 14 DIR		
Design:	Clara Est 14 dir v02		

Planned Survey

Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Vertical Section (m)	Dogleg Rate (°/30m)	Build Rate (°/30m)	Turn Rate (°/30m)
1.530,00	58,88	335,63	1.038,03	876,94	-399,15	963,50	0,000	0,000	0,000
1.537,66	58,88	335,63	1.041,98	882,91	-401,85	970,06	0,000	0,000	0,000
1.537,69	58,88	335,63	1.042,00	882,93	-401,86	970,08	3,500	-2,668	2,647
1.560,00	58,88	335,63	1.053,53	900,33	-409,74	989,18	0,000	0,000	0,000
1.590,00	58,88	335,63	1.069,04	923,72	-420,34	1.014,87	0,000	0,000	0,000
1.620,00	58,88	335,63	1.084,54	947,12	-430,94	1.040,55	0,000	0,000	0,000
1.650,00	58,88	335,63	1.100,05	970,51	-441,54	1.066,23	0,000	0,000	0,000
1.680,00	58,88	335,63	1.115,55	993,91	-452,13	1.091,91	0,000	0,000	0,000
1.710,00	58,88	335,63	1.131,06	1.017,30	-462,73	1.117,60	0,000	0,000	0,000
1.740,00	58,88	335,63	1.146,56	1.040,70	-473,33	1.143,28	0,000	0,000	0,000
1.770,00	58,88	335,63	1.162,07	1.064,09	-483,92	1.168,96	0,000	0,000	0,000
1.800,00	58,88	335,63	1.177,57	1.087,48	-494,52	1.194,64	0,000	0,000	0,000
1.830,00	58,88	335,63	1.193,08	1.110,88	-505,12	1.220,33	0,000	0,000	0,000
1.860,00	58,88	335,63	1.208,58	1.134,27	-515,72	1.246,01	0,000	0,000	0,000
1.890,00	58,88	335,63	1.224,09	1.157,67	-526,31	1.271,69	0,000	0,000	0,000
1.920,00	58,88	335,63	1.239,59	1.181,06	-536,91	1.297,37	0,000	0,000	0,000
1.950,00	58,88	335,63	1.255,10	1.204,46	-547,51	1.323,06	0,000	0,000	0,000
1.980,00	58,88	335,63	1.270,60	1.227,85	-558,11	1.348,74	0,000	0,000	0,000
2.010,00	58,88	335,63	1.286,11	1.251,24	-568,70	1.374,42	0,000	0,000	0,000
2.040,00	58,88	335,63	1.301,61	1.274,64	-579,30	1.400,10	0,000	0,000	0,000
2.056,23	58,88	335,63	1.310,00	1.287,30	-585,03	1.414,00	0,000	0,000	0,000
2.070,00	58,88	335,63	1.317,12	1.298,03	-589,90	1.425,79	0,000	0,000	0,000

Design Targets

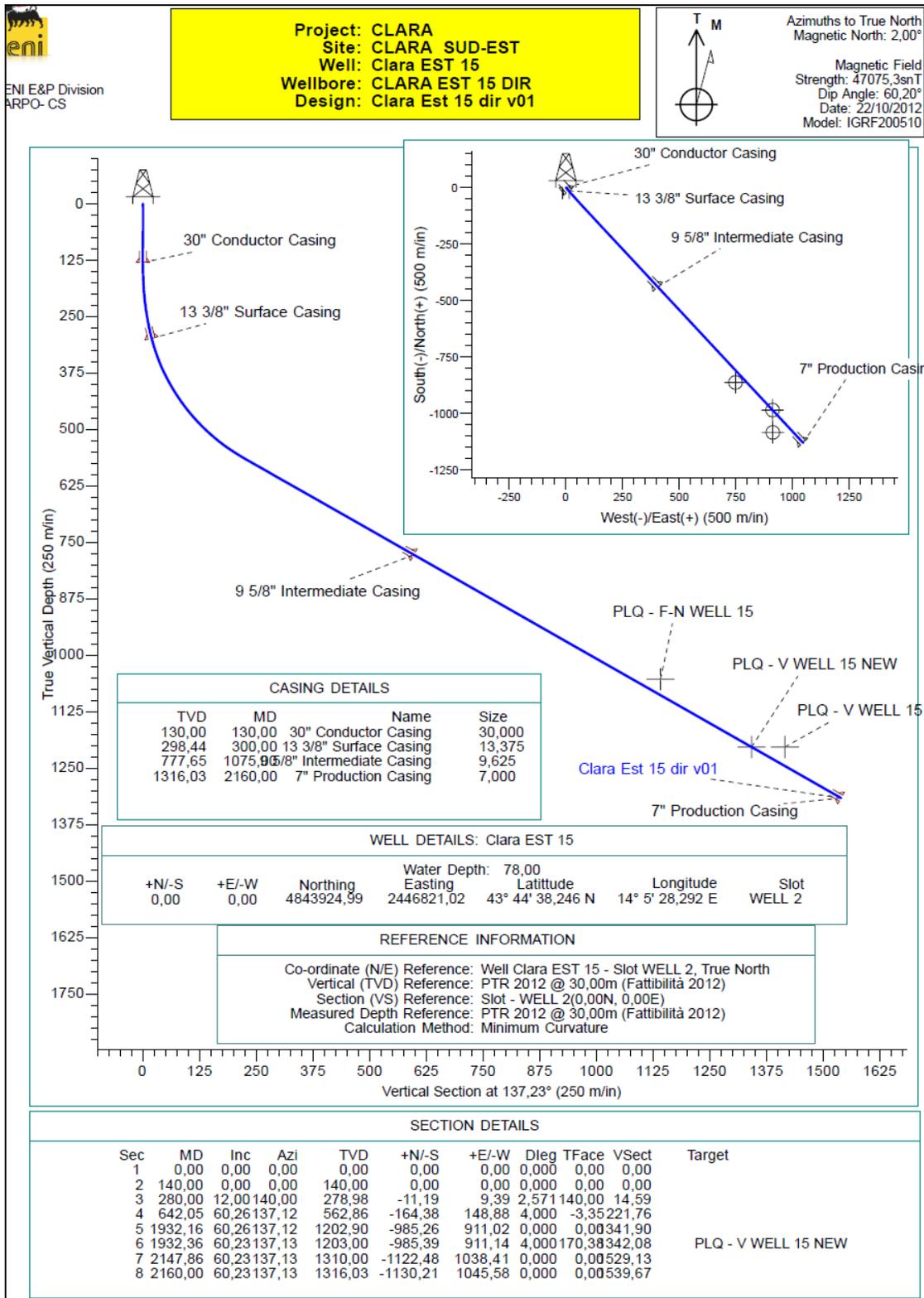
Target Name	Dip Angle (°)	Dip Dir. (°)	TVD (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude	Longitude
PLQ1-C WELL 14 - hit/miss target - Shape	0,00	0,00	935,00	726,66	-330,12	4.844.655,00	2.446.497,00	43° 45' 1,790 N	14° 5' 13,448 E
- plan misses target center by 2,87m at 1335,18m MD (937,35 TVD, 725,01 N, -330,32 E) - Circle (radius 30,00)									
PLQ1-A+E WELL 14 - plan hits target center - Circle (radius 30,00)	0,00	0,00	1.042,00	882,93	-401,86	4.844.812,00	2.446.427,00	43° 45' 6,853 N	14° 5' 10,241 E

Casing Points

Measured Depth (m)	Vertical Depth (m)	Name	Casing Diameter (in)	Hole Diameter (in)
130,00	130,00	30" Conductor Casing	30,000	36,000
300,00	298,56	13 3/8" Surface Casing	13,375	16,000
1.031,00	780,15	9 5/8" Intermediate Casing	9,625	12,250
2.070,00	1.317,12	7" Production Casing	7,000	8,500



4.1.3.3 PROFILO DI DEVIAZIONE POZZO CLARA EST 15 DIR





4.1.3.4 DATI DI DEVIAZIONE POZZO CLARA EST 15 DIR

Database:	EDMS17PR	Local Co-ordinate Reference:	Well Clara EST 15 - Slot WELL 2							
Company:	ITALY_DICS	TVD Reference:	PTR 2012 @ 30,00m (Fattibilità 2012)							
Project:	CLARA	MD Reference:	PTR 2012 @ 30,00m (Fattibilità 2012)							
Site:	CLARA SUD-EST	North Reference:	True							
Well:	Clara EST 15	Survey Calculation Method:	Minimum Curvature							
Wellbore:	CLARA EST 15 DIR									
Design:	Clara Est 15 dir v01									
Project CLARA										
Map System:	Italia Offshore	System Datum:	Mean Sea Level							
Geo Datum:	European 1950 - Mean									
Map Zone:	Coord.Greenw. CM15° Greenw.		Using geodetic scale factor							
Site CLARA SUD-EST										
Site Position:		Northing:	4.843.923,00 m	Latitude:	43° 44' 38,181 N					
From:	Map	Easting:	2.446.820,00 m	Longitude:	14° 5' 28,247 E					
Position Uncertainty:	0,00 m	Slot Radius:	13,200 in	Grid Convergence:	-0,63 °					
Well Clara EST 15 - Slot WELL 2										
Well Position	+N/-S	2,00 m	Northing:	4.843.924,99 m	Latitude:	43° 44' 38,246 N				
	+E/-W	1,00 m	Easting:	2.446.821,03 m	Longitude:	14° 5' 28,292 E				
Position Uncertainty		0,00 m	Wellhead Elevation:		Water Depth:	78,00 m				
Wellbore CLARA EST 15 DIR										
Magnetics	Model Name	Sample Date	Declination (°)	Dip Angle (°)	Field Strength (nT)					
	IGRF200510	22/10/2012	2,81	60,20	47.075					
Design Clara Est 15 dir v01										
Audit Notes:										
Version:	Phase:	PLAN	Tie On Depth:	0,00						
Vertical Section:	Depth From (TVD)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Direction (°)						
	0,00	0,00	0,00	137,23						
Plan Sections										
Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Dogleg Rate (°/30m)	Build Rate (°/30m)	Turn Rate (°/30m)	TFO (°)	Target
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00	
140,00	0,00	0,00	140,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00	
280,00	12,00	140,00	278,98	-11,19	9,39	2,571	2,571	0,000	140,00	
642,05	60,26	137,12	562,86	-164,38	148,88	4,000	3,999	-0,238	-3,35	
1.932,16	60,26	137,12	1.202,90	-985,26	911,02	0,000	0,000	0,000	0,00	
1.932,36	60,23	137,13	1.203,00	-985,39	911,14	4,000	-3,944	0,770	170,38	PLQ - V WELL 15 NE
2.147,86	60,23	137,13	1.310,00	-1.122,48	1.038,41	0,000	0,000	0,000	0,00	
2.160,00	60,23	137,13	1.316,03	-1.130,21	1.045,58	0,000	0,000	0,000	0,00	



Database:	EDM517PR	Local Co-ordinate Reference:	Well Clara EST 15 - Slot WELL 2
Company:	ITALY_DICS	TVD Reference:	PTR 2012 @ 30,00m (Fattibilità 2012)
Project:	CLARA	MD Reference:	PTR 2012 @ 30,00m (Fattibilità 2012)
Site:	CLARA SUD-EST	North Reference:	True
Well:	Clara EST 15	Survey Calculation Method:	Minimum Curvature
Wellbore:	CLARA EST 15 DIR		
Design:	Clara Est 15 dir v01		

Planned Survey

Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Vertical Section (m)	Dogleg Rate (°/30m)	Build Rate (°/30m)	Turn Rate (°/30m)
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000
30,00	0,00	0,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000
60,00	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000
90,00	0,00	0,00	90,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000
120,00	0,00	0,00	120,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000
140,00	0,00	0,00	140,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000
150,00	0,86	140,00	150,00	-0,06	0,05	0,07	2,571	2,571	0,000
180,00	3,43	140,00	179,98	-0,92	0,77	1,20	2,571	2,571	0,000
210,00	6,00	140,00	209,87	-2,81	2,35	3,66	2,571	2,571	0,000
240,00	8,57	140,00	239,63	-5,72	4,80	7,46	2,571	2,571	0,000
270,00	11,14	140,00	269,18	-9,65	8,10	12,59	2,571	2,571	0,000
280,00	12,00	140,00	278,98	-11,19	9,39	14,59	2,571	2,571	0,000
300,00	14,66	139,39	298,44	-14,70	12,37	19,20	4,000	3,994	-0,922
330,00	18,66	138,79	327,17	-21,20	18,01	27,79	4,000	3,996	-0,599
360,00	22,66	138,39	355,24	-29,13	25,01	38,37	4,000	3,998	-0,393
390,00	26,66	138,11	382,50	-38,47	33,34	50,88	4,000	3,998	-0,281
420,00	30,65	137,90	408,82	-49,16	42,97	65,26	4,000	3,999	-0,212
450,00	34,65	137,73	434,07	-61,15	53,84	81,45	4,000	3,999	-0,167
480,00	38,65	137,60	458,13	-74,38	65,90	99,35	4,000	3,999	-0,137
510,00	42,65	137,48	480,89	-88,80	79,09	118,89	4,000	3,999	-0,115
540,00	46,65	137,38	502,23	-104,32	93,35	139,97	4,000	3,999	-0,098
570,00	50,65	137,30	522,04	-120,88	108,61	162,49	4,000	3,999	-0,086
600,00	54,65	137,22	540,24	-138,39	124,79	186,33	4,000	4,000	-0,077
630,00	58,65	137,15	556,73	-156,77	141,82	211,38	4,000	4,000	-0,070
642,05	60,26	137,12	562,86	-164,38	148,88	221,76	4,000	4,000	-0,065
660,00	60,26	137,12	571,76	-175,80	159,48	237,35	0,000	0,000	0,000
690,00	60,26	137,12	586,64	-194,89	177,20	263,39	0,000	0,000	0,000
720,00	60,26	137,12	601,53	-213,97	194,92	289,44	0,000	0,000	0,000
750,00	60,26	137,12	616,41	-233,06	212,65	315,49	0,000	0,000	0,000
780,00	60,26	137,12	631,29	-252,15	230,37	341,54	0,000	0,000	0,000
810,00	60,26	137,12	646,18	-271,24	248,09	367,58	0,000	0,000	0,000
840,00	60,26	137,12	661,06	-290,33	265,82	393,63	0,000	0,000	0,000
870,00	60,26	137,12	675,94	-309,42	283,54	419,68	0,000	0,000	0,000
900,00	60,26	137,12	690,83	-328,51	301,26	445,73	0,000	0,000	0,000
930,00	60,26	137,12	705,71	-347,60	318,99	471,77	0,000	0,000	0,000
960,00	60,26	137,12	720,59	-366,68	336,71	497,82	0,000	0,000	0,000
990,00	60,26	137,12	735,48	-385,77	354,43	523,87	0,000	0,000	0,000
1.020,00	60,26	137,12	750,36	-404,86	372,15	549,92	0,000	0,000	0,000
1.050,00	60,26	137,12	765,25	-423,95	389,88	575,96	0,000	0,000	0,000
1.080,00	60,26	137,12	780,13	-443,04	407,60	602,01	0,000	0,000	0,000
1.110,00	60,26	137,12	795,01	-462,13	425,32	628,06	0,000	0,000	0,000
1.140,00	60,26	137,12	809,90	-481,22	443,05	654,11	0,000	0,000	0,000
1.170,00	60,26	137,12	824,78	-500,31	460,77	680,15	0,000	0,000	0,000
1.200,00	60,26	137,12	839,66	-519,39	478,49	706,20	0,000	0,000	0,000
1.230,00	60,26	137,12	854,55	-538,48	496,21	732,25	0,000	0,000	0,000
1.260,00	60,26	137,12	869,43	-557,57	513,94	758,30	0,000	0,000	0,000
1.290,00	60,26	137,12	884,31	-576,66	531,66	784,35	0,000	0,000	0,000
1.320,00	60,26	137,12	899,20	-595,75	549,38	810,39	0,000	0,000	0,000
1.350,00	60,26	137,12	914,08	-614,84	567,11	836,44	0,000	0,000	0,000
1.380,00	60,26	137,12	928,96	-633,93	584,83	862,49	0,000	0,000	0,000
1.410,00	60,26	137,12	943,85	-653,01	602,55	888,54	0,000	0,000	0,000
1.440,00	60,26	137,12	958,73	-672,10	620,27	914,58	0,000	0,000	0,000
1.470,00	60,26	137,12	973,62	-691,19	638,00	940,63	0,000	0,000	0,000
1.500,00	60,26	137,12	988,50	-710,28	655,72	966,68	0,000	0,000	0,000



Database:	EDMS17PR	Local Co-ordinate Reference:	Well Clara EST 15 - Slot WELL 2
Company:	ITALY_DICS	TVD Reference:	PTR 2012 @ 30,00m (Fattibilità 2012)
Project:	CLARA	MD Reference:	PTR 2012 @ 30,00m (Fattibilità 2012)
Site:	CLARA SUD-EST	North Reference:	True
Well:	Clara EST 15	Survey Calculation Method:	Minimum Curvature
Wellbore:	CLARA EST 15 DIR		
Design:	Clara Est 15 dir v01		

Planned Survey										
Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Vertical Section (m)	Dogleg Rate (°/30m)	Build Rate (°/30m)	Turn Rate (°/30m)	
1.530,00	60,26	137,12	1.003,38	-729,37	673,44	992,73	0,000	0,000	0,000	
1.560,00	60,26	137,12	1.018,27	-748,46	691,17	1.018,77	0,000	0,000	0,000	
1.590,00	60,26	137,12	1.033,15	-767,55	708,89	1.044,82	0,000	0,000	0,000	
1.620,00	60,26	137,12	1.048,03	-786,64	726,61	1.070,87	0,000	0,000	0,000	
1.650,00	60,26	137,12	1.062,92	-805,72	744,33	1.096,92	0,000	0,000	0,000	
1.680,00	60,26	137,12	1.077,80	-824,81	762,06	1.122,96	0,000	0,000	0,000	
1.710,00	60,26	137,12	1.092,68	-843,90	779,78	1.149,01	0,000	0,000	0,000	
1.740,00	60,26	137,12	1.107,57	-862,99	797,50	1.175,06	0,000	0,000	0,000	
1.770,00	60,26	137,12	1.122,45	-882,08	815,23	1.201,11	0,000	0,000	0,000	
1.800,00	60,26	137,12	1.137,33	-901,17	832,95	1.227,15	0,000	0,000	0,000	
1.830,00	60,26	137,12	1.152,22	-920,26	850,67	1.253,20	0,000	0,000	0,000	
1.860,00	60,26	137,12	1.167,10	-939,35	868,40	1.279,25	0,000	0,000	0,000	
1.890,00	60,26	137,12	1.181,99	-958,43	886,12	1.305,30	0,000	0,000	0,000	
1.920,00	60,26	137,12	1.196,87	-977,52	903,84	1.331,34	0,000	0,000	0,000	
1.932,16	60,26	137,12	1.202,90	-985,26	911,02	1.341,90	0,000	0,000	0,000	
1.932,36	60,23	137,13	1.203,00	-985,39	911,14	1.342,08	4,000	-3,944	0,770	
1.950,00	60,23	137,13	1.211,76	-996,61	921,56	1.357,39	0,000	0,000	0,000	
1.980,00	60,23	137,13	1.226,65	-1.015,69	939,28	1.383,43	0,000	0,000	0,000	
2.010,00	60,23	137,13	1.241,55	-1.034,78	956,99	1.409,47	0,000	0,000	0,000	
2.040,00	60,23	137,13	1.256,45	-1.053,87	974,71	1.435,51	0,000	0,000	0,000	
2.070,00	60,23	137,13	1.271,34	-1.072,95	992,43	1.461,55	0,000	0,000	0,000	
2.100,00	60,23	137,13	1.286,24	-1.092,04	1.010,14	1.487,59	0,000	0,000	0,000	
2.130,00	60,23	137,13	1.301,13	-1.111,12	1.027,86	1.513,63	0,000	0,000	0,000	
2.147,86	60,23	137,13	1.310,00	-1.122,48	1.038,41	1.529,13	0,000	0,000	0,000	
2.160,00	60,23	137,13	1.316,03	-1.130,21	1.045,58	1.539,67	0,000	0,000	0,000	

Design Targets										
Target Name	Dip Angle (°)	Dip Dir. (°)	TVD (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude	Longitude	
PLQ - F-N WELL 15 - hit/miss target - Shape	0,00	0,00	1.053,00	-863,13	747,74	4.843.054,00	2.447.559,00	43° 44' 10,279 N	14° 6' 1,705 E	
- plan misses target center by 47,70m at 1683,62m MD (1079,59 TVD, -827,11 N, 764,19 E) - Circle (radius 30,00)										
PLQ - V WELL 15 NEW - plan hits target center - Circle (radius 30,00)	0,00	0,00	1.203,00	-985,39	911,14	4.842.930,00	2.447.721,00	43° 44' 6,317 N	14° 6' 9,006 E	
PLQ - V WELL 15 - plan misses target center by 75,88m at 1996,00m MD (1234,60 TVD, -1025,87 N, 948,72 E) - Circle (radius 30,00)	0,00	0,00	1.203,00	-1.084,41	912,23	4.842.831,00	2.447.721,00	43° 44' 3,109 N	14° 6' 9,053 E	

Casing Points						
Measured Depth (m)	Vertical Depth (m)	Name	Casing Diameter (in)	Hole Diameter (in)		
130,00	130,00	30" Conductor Casing	30,000	36,000		
300,00	298,44	13 3/8" Surface Casing	13,375	17,500		
1.075,00	777,65	9 5/8" Intermediate Casing	9,625	12,250		
2.160,00	1.316,03	7" Production Casing	7,000	8,500		

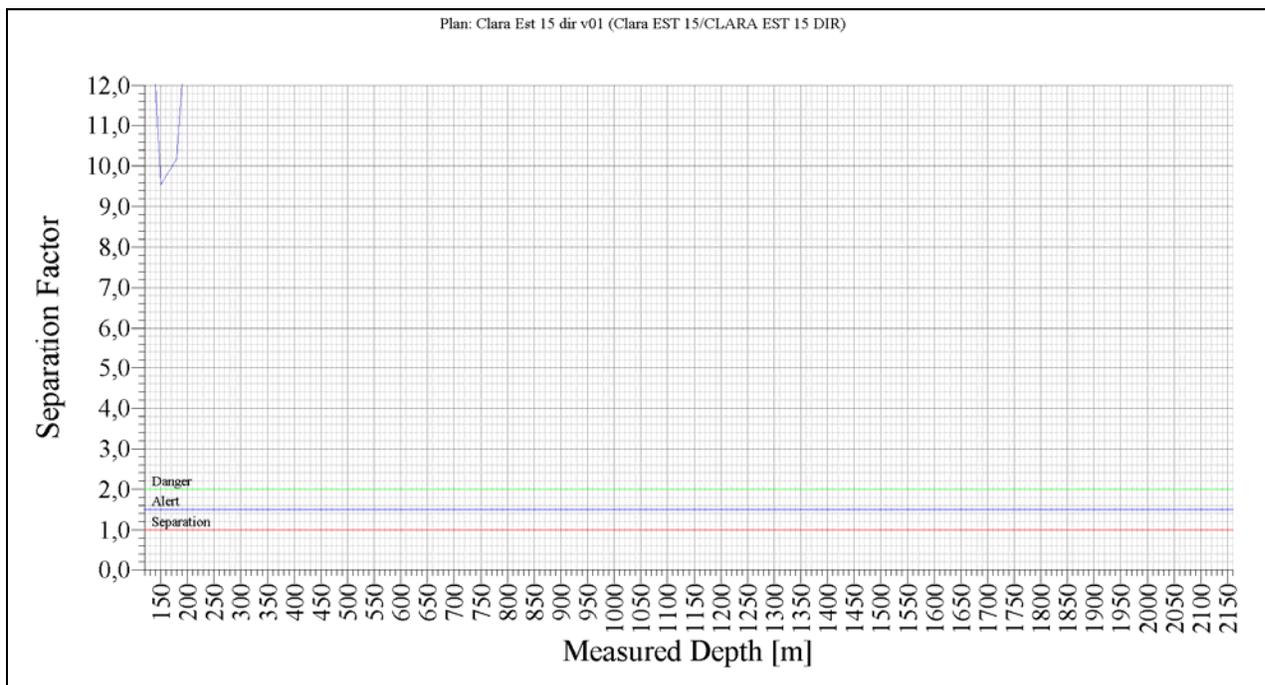


4.1.3.5 ANALISI ANTICOLLISION

Le traiettorie dei pozzi non presentano problemi di collisione né tra loro, né con pozzi limitrofi.

Non sono necessarie, in fase di pianificazione, chiusure temporanee dei pozzi adiacenti, comunque in fase operativa sarà monitorato l'esatto andamento della traiettoria ed inoltre sarà valutata l'opportunità di variazione di traiettoria qualora la proiezione dei survey riveli una maggiore situazione di rischio.

Si raccomanda di seguire le "Directional Control and Surveying Procedures STAP-P1-M6120", rev 2010.





4.1.4 PROGRAMMA FANGO

PROGRAMMA FLUIDI POZZO: CLARA EST 14 DIR					
CARATTERISTICHE FLUIDI					
FASE		Fase 16"	Fase 12 1/4"	Fase 8 1/2"	Fase Completamento
Profondità	md	300	1031	2070	2070
Profondità	vd	298	780	1317	1317
Inclinazione		0° ⇨ 13,75°	13,75° ⇨ 58,88°	58,88°	58,88°
Tipo di fluido		FW LS	FW LS LU	FW LS LU	Brine CaCl ₂
Densità	kg/l	1,10	1,16	1,25	1,31
Viscosità API	sec/l	45-50	45-50	55-60	
PV	cps	10-12	15-18	30-35	
YP	g/100 cm ²	10-11	11-13	12-15	
Gel 10"	g/100 cm ²	3-4	2-3	3-4	
Gel 10'	g/100 cm ²	5-7	4-5	10-12	
Gel 30'	g/100 cm ²	7-8	6-7	20-21	
Filtrato API	cc/30'	5-6	4-6	4-6	
Pannello API/HPHT	mm	max 1	max 1	max 1	
pH		10	10	9,5-10	
Pf	cc H ₂ SO ₄ N/50	0,4-0,5	0,1-0,2	0,1-0,3	
Mf	cc H ₂ SO ₄ N/50	0,7-0,8	0,5-0,7	1,1-1,2	
Pm	cc H ₂ SO ₄ N/50	0,5-0,7	0,5-0,7	0,9-1,1	
Salinità	g/l Cl ⁻	3,5-4,0	3,5-4,1	3,5-4	
Ca++	g/l	tr	tr	tr	
Sabbia	% vol	< 0	< 1	< 1	
MBT	kg/m ³	28-30	28-30	35-40	
Solidi totali	% vol	10-12	16-18	25-27	
Resistività fango a 20°C	ohm/m				
Resistività filtrato a 20°C	ohm/m				
Filtrato HP/HT	cc/30'				
Eccesso calce	kg/m ³				
Stabilità Elettrica	volts				
VOLUMI FLUIDO					
FASE		Fase 16"	Fase 12 1/4"	Fase 8 1/2"	Fase Completamento
Profondità	md	300	1031	2070	2070
Profondità	vd	298	780	1317	1317
Metri Perforati	m	192	731	1039	
Tipo di fluido		FW LS	FW LS LU	FW LS LU	Brine CaCl ₂
Volume foro	mc	25	56	38	-
volume casing	mc	53	23	39	41
volume superficie	mc	100	100	100	100
volume diluizione/mantenim	mc	100	120	100	120
vol.recuperato	mc				
volume da confezionare	mc	278	206	168	196
<ul style="list-style-type: none"> • Il programma fluidi dettagliato verrà compilato dalla compagnia di servizio ed ufficializzato dal reparto ingegneria(fluidi & cementi) DICS/ ARPO CS di Ravenna • Tutte le profondità si intendono misurate • Le profondità sono riferite al PTR • I volumi sono calcolati senza considerare scavernamenti e/o eventuali perdite di circolazione e lavori non programmati. • Il volume del brine non comprende il volume perso per filtraggi e lavori di frack • Confezionare 50 mc di Kill mud a 1,5 kg/l 					



PROGRAMMA FLUIDI POZZO: CLARA EST 15 DIR					
CARATTERISTICHE FLUIDO					
FASE		Fase 16"	Fase 12 1/4"	Fase 8 1/2"	Fase Completamento
Profondità	md	300	1075	2160	2160
Profondità	vd	298	778	1316	1316
Inclinazione		0° ⇌ 18,66°	18,66° ⇌ 60,26°	60,23°	60,23°
Tipo di fluido		FW LS	FW LS LU	FW LS LU	Brine CaCl ₂
Densità	kg/l	1,10	1,16	1,25	1,36
Viscosità API	sec/l	45-50	45-50	55-60	
PV	cps	10-12	15-18	30-35	
YP	g/100 cm ²	10-11	11-13	12-15	
Gel 10"	g/100 cm ²	3-4	2-3	3-4	
Gel 10'	g/100 cm ²	5-7	4-5	10-12	
Gel 30'	g/100 cm ²	7-8	6-7	20-21	
Filtrato API	cc/30'	5-6	4-6	4-6	
Pannello API/HPHT	mm	max 1	max 1	max 1	
pH		10	10	9,5-10	
Pf	cc H ₂ SO ₄ N/50	04-0,5	0,1-0,2	0,1-0,3	
Mf	cc H ₂ SO ₄ N/50	0,7-0,8	0,5-0,7	1,1-1,2	
Pm	cc H ₂ SO ₄ N/50	0,5-0,7	0,5-0,7	0,9-1,1	
Salinità	g/l Cl ⁻	3,5-4,0	3,5-4,1	3,5-4	
Ca++	g/l	tr	tr	tr	
Sabbia	% vol	< 0	< 1	< 1	
MBT	kg/m ³	28-30	28-30	35-40	
Solidi totali	% vol	10-12	16-18	25-27	
Resistività fango a 20°C	ohm/m				
Resistività filtrato a 20°C	ohm/m				
Filtrato HP/HT	cc/30'				
Eccesso calce	kg/m ³				
Stabilità Elettrica	volts				
VOLUMI FLUIDO					
FASE		Fase 16"	Fase 12 1/4"	Fase 8 1/2"	Fase Completamento
Profondità	md	300	1075	2160	2160
Profondità	vd	298	778	1316	1316
Metri Perforati	m	192	775	1085	
Tipo di fluido		FW LS	FW LS LU	FW LS LU	Brine CaCl ₂
Volume foro	mc	25	59	40	-
volume casing	mc	53	23	41	43
volume superficie	mc	100	100	100	100
volume diluizione/mantenim	mc	100	120	100	120
vol.recuperato	mc				
volume da confezionare	mc	278	209	170	198
<ul style="list-style-type: none"> • Il programma fluidi dettagliato verrà compilato dalla compagnia di servizio ed ufficializzato dal reparto ingegneria(fluidi & cementi) DICS/ ARPO CS di Ravenna • Tutte le profondità si intendono misurate • Le profondità sono riferite al PTR • I volumi sono calcolati senza considerare scavarnamenti e/o eventuali perdite di circolazione e lavori non programmati. • Il volume del brine non comprende il volume perso per filtraggi e lavori di frack • Confezionare 50 mc di Kill mud a 1,5 kg/l 					



4.1.5 PROGRAMMA DI CEMENTAZIONI

CLARA EST 14 DIR							
		Cementazione	CSG 13 3/8" 68#	300	md/vd		
		Risalita Cemento		86	md/vd		
0		P.T.R.					
30		L.M.					
78		F.M.					
		Mud (kg/l)	Spacer (kg/l)	Deviazione alla scarpa			
		1,10	1,00	0° ⇔ 13,75°			
EQUIPAGGIAMENTO CASING							
CP 30"		Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo
130	md/vd						Stop Collar
		lame saldate					
		TOTALE 0					
		0					
VOLUME MALTA							
		∅ foro/csg(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol. Intercap. l/m	m	Volume m ³	
		16"	13 3/8"	39,1	170	6,6	
		30"	13 3/8"	306,5	52	15,9	
		Interno csg	13 3/8"	78,1	12	0,9	
		Maggiorazione su foro scoperto		100	%	6,6	
		VOLUME TOTALE 30,2					
VOLUME TOTALE MALTA "A"							
		21,2 mc					
		Densità	1,5 kg/l				
		CMT	"G"	q/m ³ 7,0	x	m ³ 21	q 148
		EXTENDER	5,0 % sul cemento		q 7,4		
		ACQUA	MARE	l/q 110,0	x	q 148	m ³ 16,3
		Tempo di Pompabilità richiesto		BHST			
		280-300 min		27 ° C			
VOLUME TOTALE MALTA "B"							
		9,0 mc					
		Densità	1,98 kg/l				
		CMT	"G"	q/m ³ 14,0	x	m ³ 9	q 126
		% sul cemento		q 0,0			
		ACQUA	MARE	l/q 40,0	x	q 126	m ³ 5,0
		Tempo di Pompabilità richiesto		BHST			
		180-200 min		27 ° C			
NOTE:							
- centralizzazione, spacer, composizione malta, densità e volume verrà definita meglio in fase operativa							



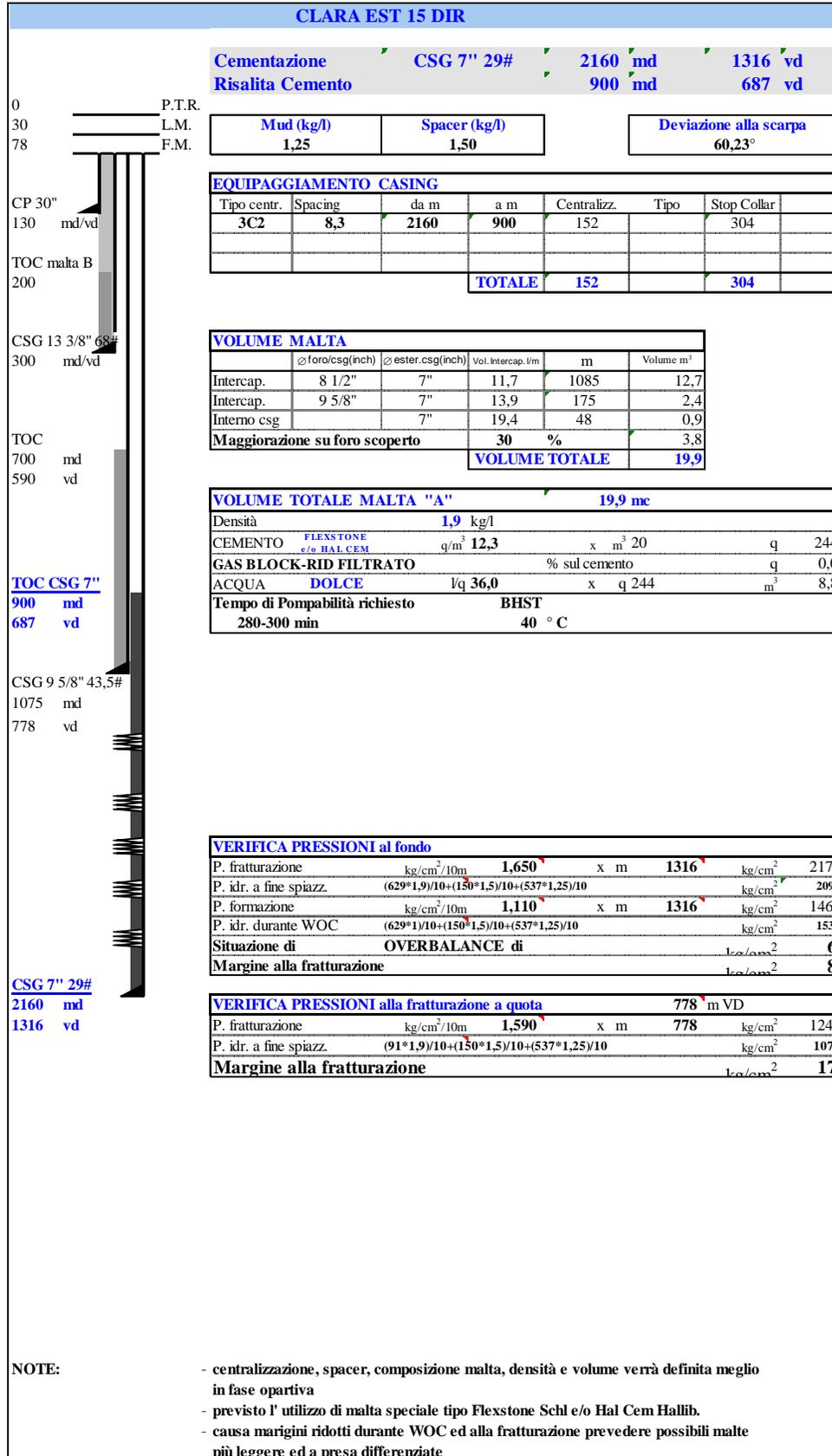
CLARA EST 14 DIR						
Cementazione		CSG 9 5/8" 43,5#		1031 md	780 vd	
Risalita Cemento				600 md	551 vd	
0	P.T.R.					
30	L.M.					
78	F.M.					
		Mud (kg/l)	Spacer (kg/l)	Deviazione alla scarpa		
		1,16	1,40	13,75° ⇌ 58,88°		
EQUIPAGGIAMENTO CASING						
Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar
3C2	8,3	1031	600	52		104
				TOTALE	52	104
VOLUME MALTA						
	∅ foro/csg(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol. Intercap. l/m	m	Volume m ³	
Intercap.	12 1/4"	9 5/8"	28,93	431	12,5	
Intercap.	13 3/8"	9 5/8"	31,16		0,0	
Interno csg		9 5/8"	36,9	36	1,3	
Maggiorazione su foro scoperto			30 %		3,7	
				VOLUME TOTALE	17,5	
VOLUME TOTALE MALTA "A"						
Densità				1,9 kg/l		
CMT				"G"	q/m ³ 13,2	x m ³ 18 q 232
RIDOTTO FILTRATO				% sul cemento		q 0,0
ACQUA DOLCE				l/q 44,0	x q 232	m ³ 10,2
Tempo di Pompabilità richiesto				BHST		
210-240 min				30 ° C		
CSG 9 5/8" 43,5#						
1031 md						
780 vd						
VERIFICA PRESSIONI al fondo						
P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1,590	x m	780	kg/cm ²	124
P. idr. a fine spiazz.	(229*1,9)/10+(150*1,4)/10+(401*1,16)/10				kg/cm ²	111
P. formazione	kg/cm ² /10m	1,030	x m	780	kg/cm ²	80
P. idr. durante WOC	(229*1)/10+(150*1,4)/10+(401*1,16)/10				kg/cm ²	90
Situazione di				OVERBALANCE di		10
Margine alla fratturazione						13
NOTE:						
- centralizzazione, spacer, composizione malta, densità e volume verrà definita meglio in fase operativa						



CLARA EST 14 DIR																																											
Cementazione CSG 7" 29# 2070 md 1317 vd Risalità Cemento 800 md 670 vd																																											
0 P.T.R.																																											
30 L.M.																																											
78 F.M.																																											
	<table border="1"> <tr> <th>Mud (kg/l)</th> <th>Spacer (kg/l)</th> <th>Deviazione alla scarpa</th> </tr> <tr> <td>1,25</td> <td>1,50</td> <td>58,88°</td> </tr> </table>	Mud (kg/l)	Spacer (kg/l)	Deviazione alla scarpa	1,25	1,50	58,88°																																				
Mud (kg/l)	Spacer (kg/l)	Deviazione alla scarpa																																									
1,25	1,50	58,88°																																									
EQUIPAGGIAMENTO CASING																																											
CP 30"																																											
130 md/vd																																											
TOC malta B																																											
200																																											
<table border="1"> <tr> <th>Tipo centr.</th> <th>Spacing</th> <th>da m</th> <th>a m</th> <th>Centralizz.</th> <th>Tipo</th> <th>Stop Collar</th> </tr> <tr> <td>3C2</td> <td>8,3</td> <td>2070</td> <td>800</td> <td>153</td> <td></td> <td>306</td> </tr> <tr> <td colspan="4">TOTALE</td> <td>153</td> <td></td> <td>306</td> </tr> </table>		Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	3C2	8,3	2070	800	153		306	TOTALE				153		306																					
Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar																																					
3C2	8,3	2070	800	153		306																																					
TOTALE				153		306																																					
VOLUME MALTA																																											
CSG 13 3/8" 68#																																											
300 md/vd																																											
TOC																																											
600 md																																											
551 vd																																											
<table border="1"> <tr> <th>∅ foro/csg(inch)</th> <th>∅ ester.csg(inch)</th> <th>Vol.Intercap. l/m</th> <th>m</th> <th>Volume m³</th> </tr> <tr> <td>Intercap.</td> <td>8 1/2"</td> <td>7"</td> <td>11,7</td> <td>1039</td> </tr> <tr> <td>Intercap.</td> <td>9 5/8"</td> <td>7"</td> <td>13,9</td> <td>231</td> </tr> <tr> <td>Interno csg</td> <td></td> <td>7"</td> <td>19,4</td> <td>48</td> </tr> <tr> <td colspan="4">Maggiorazione su foro scoperto</td> <td>30 %</td> </tr> <tr> <td colspan="4">VOLUME TOTALE</td> <td>19,9</td> </tr> </table>		∅ foro/csg(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol.Intercap. l/m	m	Volume m ³	Intercap.	8 1/2"	7"	11,7	1039	Intercap.	9 5/8"	7"	13,9	231	Interno csg		7"	19,4	48	Maggiorazione su foro scoperto				30 %	VOLUME TOTALE				19,9												
∅ foro/csg(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol.Intercap. l/m	m	Volume m ³																																							
Intercap.	8 1/2"	7"	11,7	1039																																							
Intercap.	9 5/8"	7"	13,9	231																																							
Interno csg		7"	19,4	48																																							
Maggiorazione su foro scoperto				30 %																																							
VOLUME TOTALE				19,9																																							
VOLUME TOTALE MALTA "A" 19,9 mc																																											
<table border="1"> <tr> <td>Densità</td> <td>1,9</td> <td>kg/l</td> </tr> <tr> <td>CEMENTO</td> <td>FLEXTONE e/o HAL CEM</td> <td>q/m³ 12,3 x m³ 20 q 245</td> </tr> <tr> <td>GAS BLOCK-RID FILTRATO</td> <td></td> <td>% sul cemento q 0,0</td> </tr> <tr> <td>ACQUA</td> <td>DOLCE</td> <td>l/q 36,0 x q 245 m³ 8,8</td> </tr> <tr> <td colspan="3">Tempo di Pompabilità richiesto BHST</td> </tr> <tr> <td colspan="3">280-300 min 40 ° C</td> </tr> </table>		Densità	1,9	kg/l	CEMENTO	FLEXTONE e/o HAL CEM	q/m ³ 12,3 x m ³ 20 q 245	GAS BLOCK-RID FILTRATO		% sul cemento q 0,0	ACQUA	DOLCE	l/q 36,0 x q 245 m ³ 8,8	Tempo di Pompabilità richiesto BHST			280-300 min 40 ° C																										
Densità	1,9	kg/l																																									
CEMENTO	FLEXTONE e/o HAL CEM	q/m ³ 12,3 x m ³ 20 q 245																																									
GAS BLOCK-RID FILTRATO		% sul cemento q 0,0																																									
ACQUA	DOLCE	l/q 36,0 x q 245 m ³ 8,8																																									
Tempo di Pompabilità richiesto BHST																																											
280-300 min 40 ° C																																											
TOC CSG 7"																																											
800 md																																											
670 vd																																											
CSG 9 5/8" 43,5#																																											
1031 md																																											
780 vd																																											
VERIFICA PRESSIONI al fondo																																											
<table border="1"> <tr> <td>P. fratturazione</td> <td>kg/cm²/10m</td> <td>1,650</td> <td>x m</td> <td>1317</td> <td>kg/cm²</td> <td>217</td> </tr> <tr> <td>P. idr. a fine spiazz.</td> <td colspan="5">(647*1,9)/10+(150*1,5)/10+(520*1,25)/10</td> <td>210</td> </tr> <tr> <td>P. formazione</td> <td>kg/cm²/10m</td> <td>1,110</td> <td>x m</td> <td>1317</td> <td>kg/cm²</td> <td>146</td> </tr> <tr> <td>P. idr. durante WOC</td> <td colspan="5">(647*1)/10+(150*1,5)/10+(520*1,25)/10</td> <td>152</td> </tr> <tr> <td colspan="6">Situazione di OVERBALANCE di</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td colspan="6">Margine alla fratturazione</td> <td>7</td> </tr> </table>		P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1,650	x m	1317	kg/cm ²	217	P. idr. a fine spiazz.	(647*1,9)/10+(150*1,5)/10+(520*1,25)/10					210	P. formazione	kg/cm ² /10m	1,110	x m	1317	kg/cm ²	146	P. idr. durante WOC	(647*1)/10+(150*1,5)/10+(520*1,25)/10					152	Situazione di OVERBALANCE di						6	Margine alla fratturazione						7
P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1,650	x m	1317	kg/cm ²	217																																					
P. idr. a fine spiazz.	(647*1,9)/10+(150*1,5)/10+(520*1,25)/10					210																																					
P. formazione	kg/cm ² /10m	1,110	x m	1317	kg/cm ²	146																																					
P. idr. durante WOC	(647*1)/10+(150*1,5)/10+(520*1,25)/10					152																																					
Situazione di OVERBALANCE di						6																																					
Margine alla fratturazione						7																																					
CSG 7" 29#																																											
2070 md																																											
1317 vd																																											
VERIFICA PRESSIONI alla fratturazione a quota 780 m VD																																											
<table border="1"> <tr> <td>P. fratturazione</td> <td>kg/cm²/10m</td> <td>1,590</td> <td>x m</td> <td>780</td> <td>kg/cm²</td> <td>124</td> </tr> <tr> <td>P. idr. a fine spiazz.</td> <td colspan="5">(110*1,9)/10+(150*1,5)/10+(520*1,25)/10</td> <td>108</td> </tr> <tr> <td colspan="6">Margine alla fratturazione</td> <td>16</td> </tr> </table>		P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1,590	x m	780	kg/cm ²	124	P. idr. a fine spiazz.	(110*1,9)/10+(150*1,5)/10+(520*1,25)/10					108	Margine alla fratturazione						16																					
P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1,590	x m	780	kg/cm ²	124																																					
P. idr. a fine spiazz.	(110*1,9)/10+(150*1,5)/10+(520*1,25)/10					108																																					
Margine alla fratturazione						16																																					
NOTE: <ul style="list-style-type: none"> - 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. - causa margini ridotti durante WOC ed alla fratturazione prevedere possibili malte più leggere ed a presa differenziate 																																											



CLARA EST 15 DIR						
		Cementazione	CSG 9 5/8" 43,5#	1075 md	778 vd	
		Risalità Cemento		700 md	590 vd	
0		P.T.R.				
30		L.M.				
78		F.M.				
		Mud (kg/l)	Spacer (kg/l)	Deviazione alla scarpa		
		1,16	1,40	18,66° ⇌ 60,26°		
EQUIPAGGIAMENTO CASING						
	Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo
CP 30"	3C2	8,3	1075	700	45	90
130 md/vd						
TOC malta B						
200				TOTALE	45	90
VOLUME MALTA						
	∅ foro/csg(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol.intercap./m	m	Volume m ³	
CSG 13 3/8" 68#	12 1/4"	9 5/8"	28,93	375	10,8	
300 md/vd	13 3/8"	9 5/8"	31,16		0,0	
	Interno csg	9 5/8"	36,9	36	1,3	
TOC	Maggiorazione su foro scoperto		30 %		3,3	
700 md	VOLUME TOTALE				15,4	
590 vd	VOLUME TOTALE MALTA "A" 15,4 mc					
	Densità	1,9 kg/l				
	CMT	"G"	q/m ³ 13,2	x m ³ 15	q	204
	RIDOTTO FILTRATO	% sul cemento			q	0,0
	ACQUA DOLCE	l/q 44,0	x q 204		m ³	9,0
	Tempo di Pompabilità richiesto	BHST				
	220-250 min	30 ° C				
	CSG 9 5/8" 43,5#					
	1075 md					
	778 vd					
VERIFICA PRESSIONI al fondo						
	P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1,590	x m	778	kg/cm ² 124
	P. idr. a fine spiaz.	(188*1,9)/10+(150*1,4)/10+(440*1,16)/10				kg/cm ² 108
	P. formazione	kg/cm ² /10m	1,030	x m	778	kg/cm ² 80
	P. idr. durante WOC	(188*1)/10+(150*1,4)/10+(440*1,16)/10				kg/cm ² 91
	Situazione di	OVERBALANCE di				kg/cm ² 11
	Margine alla fratturazione					kg/cm ² 16
NOTE:						
- centralizzazione, spacer, composizione malta, densità e volume verrà definita meglio in fase operativa						



 Eni Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir		PAG 28 DI 56			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

4.1.6 ANALISI GRADIENTI

- **Gradiente Interstiziale**

L'interpretazione dell'andamento dei gradienti di pressione deriva dai dati di campo (RFT e prove di produzione).

Dalle analisi si evidenzia un gradiente normale (1.03 atm/10m) sino a circa 780 m TVD dove il gradiente dei pori inizia un lieve depletamento, in corrispondenza dei livelli PLQ-A+A1 e PLQ-B; minimo valore pari a $G_{pori}=0.995 \text{ kg/cm}^2/10\text{m}$ e $G_{fratturazione}=1.57 \text{ kg/cm}^2/10\text{m}$ a 855 m TVD (liv. PLQ1-C).

A TD il gradiente dei pori presenta un valore di circa $1.18 \text{ kg/cm}^2/10\text{m}$, con $G_{fratturazione} = 1.68 \text{ kg/cm}^2/10\text{m}$.

Si ricordano i numerosi livelli depletati con gradienti minimi e le relative pressioni differenziali riassunti nella tabella seguente.

- **Gradiente di Overburden**

E' stato ricavato in base ai pozzi di riferimento e dell'area.

- **Gradiente di Fratturazione**

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

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

- **Temperatura:**

I dati di temperatura sono estrapolati dai dati dei pozzi del campo.

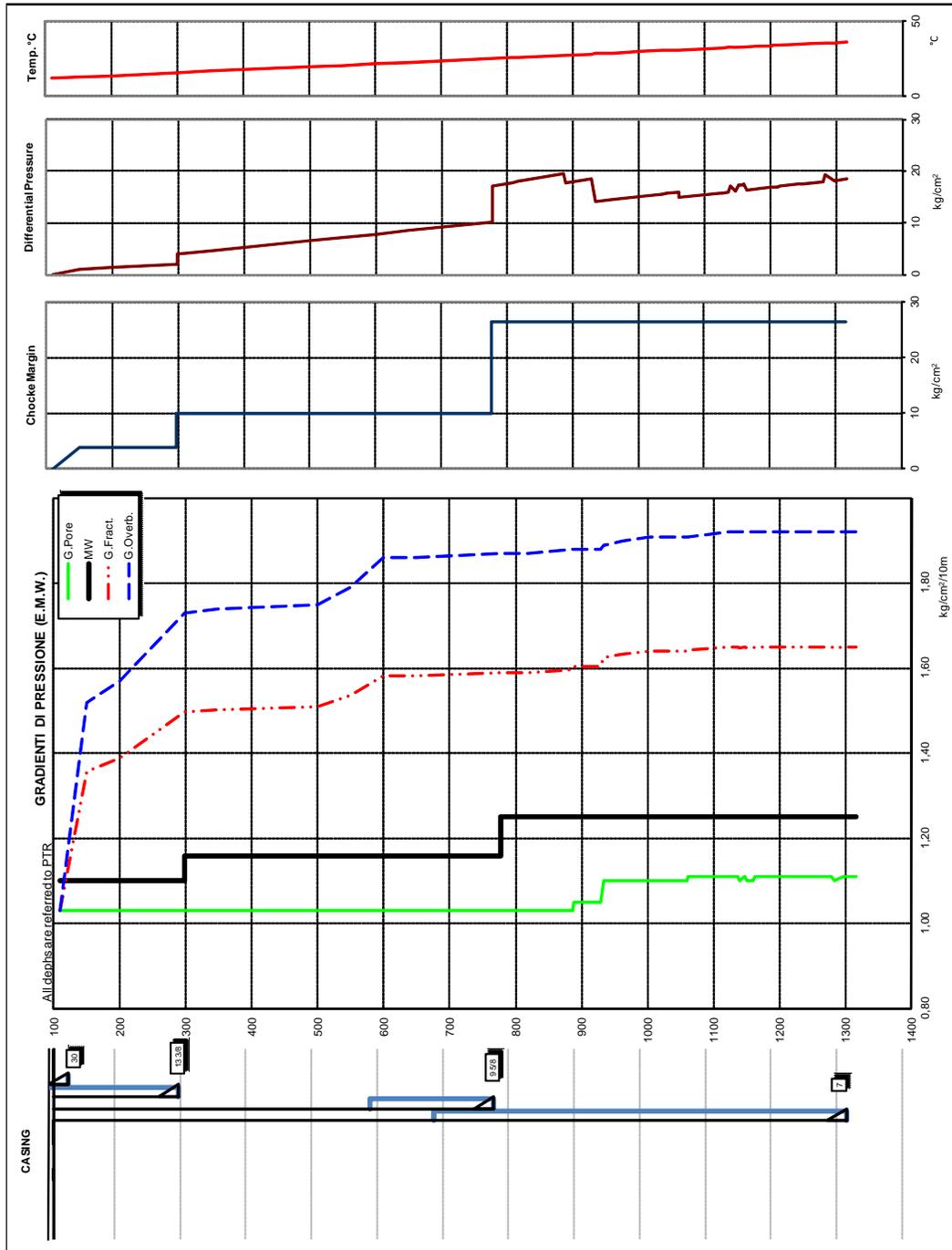
4.1.6.1 TABELLA GRADIENTI

E' riportata la tabella gradienti del pozzo più profondo Clara Est 15 Dir. L' altro pozzo presenta gli stessi valori.

WELL CLARA EST 15 DIR										TD MD (m)		2160,0		Max Head Pressure					
Type Offshore										TD VD (m)		1316,0		Perforation TVD m	Perforation TVD Pressure kg/cm ²	s.g. gas/oil	Well Head Pressure kg/cm ²		
PTR - SSL 30,00 m										Rig Name		KEY MANHATTAN		2131,09	#ND		#ND		
SEA BOTTOM 78,00 m										Rig Contract.		TRANSOCEAN							
HOLE				CASING				CEMENT				DP	Kick Tolerance Volume						
in	Top m MD	Btm m MD	Csg/lin	Φ in	Top m VD	Btm m VD	Top m MD	Btm m MD	Top m VD	Top m MD	Btm m MD	in	CALCULATED m ³	Minimum Value m ³					
30,00	14,00	130,00	csg	30	14,00	130,00	14,00	130,00	130,00	130,00	130,00	5							
16,00	130,00	300,00	csg	13 3/8	14,00	298,00	14,00	300,00	14,00	14,00	298,00	5	4,6	8,0					
12,25	300,00	1075,00	csg	9 5/8	14,00	777,00	14,00	1075,00	14,00	700,00	777,00	5	6,4	8,0					
8,50	1075,00	2160,00	csg	7	14,00	1316,00	14,00	2160,00	687,00	900,00	1316,00	5	7,3	5,5					
Clear All										Refresh		Insert Row		Data Copy		Temp. Sea Bed (°C)	12,0	Kick IG 0,30	
WELL CLARA EST 15 DIR										Offshore		Delete Row		PRINT		Gradient (°C/100m)	2,00	Tolerance SF 0%	
PHASE N.	VD m	G.Pore kg/cm ² /10m	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm ² /10m	G.Fracture kg/cm ² /10m	MAASP kg/cm ²	Diff. Press. kg/cm ²	Temp. C	VD sst m	LAYERS	NOTES	Poisson Ratio ν	Compact. Factor k						
1	110,00	1,030	1,100	1,030	1,030	0,00	0,00	12,00	80,0			0,25	0,667						
2	150,00	1,030	1,100	1,520	1,357	3,85	1,05	12,80	120,0			0,25	0,667						
2	200,00	1,030	1,100	1,570	1,390	3,85	1,40	13,80	170,0			0,25	0,667						
2	298,00	1,030	1,100	1,730	1,497	3,85	2,09	15,76	268,0		CSG 13 3/8"	0,25	0,667						
3	298,10	1,030	1,160	1,730	1,497	10,04	3,88	15,76	268,1			0,25	0,667						
3	350,00	1,030	1,160	1,740	1,503	10,04	4,55	16,80	320,0			0,25	0,667						
3	500,00	1,030	1,160	1,750	1,510	10,04	6,50	19,80	470,0			0,25	0,667						
3	550,00	1,030	1,160	1,790	1,537	10,04	7,15	20,80	520,0			0,25	0,667						
3	600,00	1,030	1,160	1,860	1,583	10,04	7,80	21,80	570,0			0,25	0,667						
3	650,00	1,030	1,160	1,860	1,583	10,04	8,45	22,80	620,0			0,25	0,667						
3	777,00	1,030	1,160	1,870	1,590	10,04	10,10	25,34	747,0		CSG 9 5/8"	0,25	0,667						
4	777,10	1,030	1,250	1,870	1,590	26,42	17,10	25,34	747,1			0,25	0,667						
4	807,00	1,030	1,250	1,870	1,590	26,42	17,75	25,94	777,0	PLQ1 - A		0,25	0,667						
4	818,00	1,030	1,250	1,870	1,590	26,42	18,00	26,16	788,0			0,25	0,667						
4	819,00	1,030	1,250	1,870	1,590	26,42	18,02	26,18	789,0	PLQ1 - A1		0,25	0,667						
4	886,00	1,030	1,250	1,880	1,597	26,42	19,49	27,52	856,0			0,25	0,667						
4	888,00	1,050	1,250	1,880	1,603	26,42	17,76	27,56	858,0	PLQ1 - B		0,25	0,667						
4	928,00	1,050	1,250	1,880	1,603	26,42	18,56	28,36	898,0			0,25	0,667						
4	934,00	1,100	1,250	1,890	1,627	26,42	14,01	28,48	904,0			0,25	0,667						
4	935,00	1,100	1,250	1,890	1,627	26,42	14,03	28,50	905,0	PLQ1 - C		0,25	0,667						
4	961,00	1,100	1,250	1,900	1,633	26,42	14,42	29,02	931,0			0,25	0,667						
4	1004,00	1,100	1,250	1,910	1,640	26,42	15,06	29,88	974,0	PLQ1 - D		0,25	0,667						
4	1036,00	1,100	1,250	1,910	1,640	26,42	15,54	30,52	1006,0	PLQ1 - E1		0,25	0,667						
4	1041,00	1,100	1,250	1,910	1,640	26,42	15,62	30,62	1011,0	PLQ - A E		0,25	0,667						
4	1060,00	1,100	1,250	1,910	1,640	26,42	15,90	31,00	1030,0			0,25	0,667						
4	1061,00	1,110	1,250	1,910	1,643	26,42	14,85	31,02	1031,0	PLQ - F/N		0,25	0,667						
4	1123,00	1,110	1,250	1,920	1,650	26,42	15,72	32,26	1093,0			0,25	0,667						
4	1127,00	1,110	1,250	1,920	1,650	26,42	15,78	32,34	1097,0	PLQ - O		0,25	0,667						
4	1136,00	1,110	1,250	1,920	1,650	26,42	15,90	32,52	1106,0			0,25	0,667						
4	1139,00	1,100	1,250	1,920	1,647	26,42	17,09	32,58	1109,0	PLQ - P		0,25	0,667						
4	1147,00	1,110	1,250	1,920	1,650	26,42	16,06	32,74	1117,0			0,25	0,667						
4	1151,00	1,100	1,250	1,920	1,647	26,42	17,27	32,82	1121,0	PLQ - P1		0,25	0,667						
4	1157,00	1,100	1,250	1,920	1,647	26,42	17,36	32,94	1127,0			0,25	0,667						
4	1158,00	1,100	1,250	1,920	1,647	26,42	17,37	32,96	1128,0			0,25	0,667						
4	1159,00	1,100	1,250	1,920	1,647	26,42	17,39	32,98	1129,0	PLQ-Q		0,25	0,667						
4	1163,00	1,110	1,250	1,920	1,650	26,42	16,28	33,06	1133,0			0,25	0,667						
4	1176,00	1,110	1,250	1,920	1,650	26,42	16,46	33,32	1146,0	PLQ - ST		0,25	0,667						
4	1188,00	1,110	1,250	1,920	1,650	26,42	16,63	33,56	1158,0			0,25	0,667						
4	1189,00	1,110	1,250	1,920	1,650	26,42	16,65	33,58	1159,0	PLQ - U Sup		0,25	0,667						
4	1202,00	1,110	1,250	1,920	1,650	26,42	16,83	33,84	1172,0			0,25	0,667						
4	1203,00	1,110	1,250	1,920	1,650	26,42	16,84	33,86	1173,0	PLQ - U Inf.		0,25	0,667						
4	1210,00	1,110	1,250	1,920	1,650	26,42	16,94	34,00	1180,0			0,25	0,667						
4	1214,00	1,110	1,250	1,920	1,650	26,42	17,00	34,08	1184,0	PLQ - V		0,25	0,667						
4	1242,00	1,110	1,250	1,920	1,650	26,42	17,39	34,64	1212,0			0,25	0,667						
4	1248,00	1,110	1,250	1,920	1,650	26,42	17,47	34,76	1218,0	PLQ - W		0,25	0,667						
4	1279,00	1,110	1,250	1,920	1,650	26,42	17,91	35,38	1249,0			0,25	0,667						
4	1283,00	1,100	1,250	1,920	1,647	26,42	19,25	35,46	1253,0	Top PLQ - Z		0,25	0,667						
4	1297,00	1,110	1,250	1,920	1,650	26,42	18,16	35,74	1267,0			0,25	0,667						
4	1316,00	1,110	1,250	1,920	1,650	26,42	18,42	36,12	1286,0		CSG 7"	0,25	0,667						



4.1.6.2 GRAFICO GRADIENTI



4.1.7 KICK TOLERANCE

Il kick tolerance è definito come il massimo volume di fluido che può entrare in pozzo e che può essere controllato con un qualsiasi metodo di controllo pozzo, a BHP costante e senza fratturare la formazione più debole (generalmente sotto scarpa). A BHP costante la situazione più critica generalmente si ha quando il cuscino raggiunge la scarpa; la pressione al top del cuscino, in questa condizione, sarà data:

$$P_{top\ gas} = P_p - P_{mud} - P_{gas} \text{ (schema allegato)}$$

dove P_p = pressione dei pori alla profondità H

$$P_{mud} = \frac{G_m \times (H - H_s - H_i)}{10}$$

pressione esercitata dalla colonna di fango sottostante il cuscino.

H_s = profondità verticale scarpa in m

H_i = altezza cuscino di gas alla scarpa in m

G_m = densità fango in pozzo in kg/l

G_i = densità del fluido entrato

$$P_{gas} = \frac{G_i \times H_i}{10}$$

posta la condizione limite $P_{top\ gas} = P_{fr}$ (press. di fratturazione) si ha:

$$H_i \text{ (alla scarpa)} = [H_s \times (G_{fr} - G_m) + G_m \times H - 10 P_p] / (G_m - G_i)$$

$$V_i \text{ (alla scarpa)} = C_a \times H_i$$

C_a = capacità anulare tra il foro e le aste

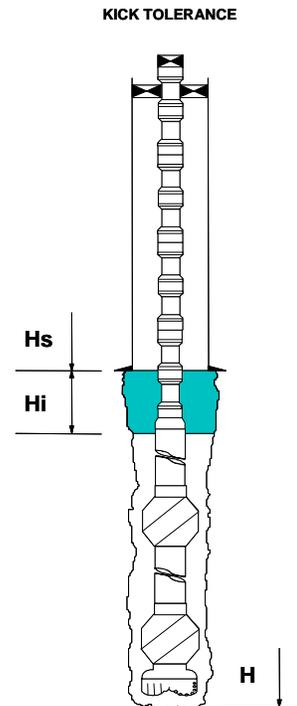
V_i = volume iniziale di kick nelle condizioni di fondo

pozzo

$$V_i \text{ (quota H)} = \frac{V_i \text{ (alla scarpa)} \times P_{fr} \text{ (alla scarpa)}}{P_p \text{ (quota H)}}$$

Si allega grafico con i valori del volume massimo di gas che nelle varie fasi può entrare in pozzo.

Si rammenta che un continuo e attento monitoraggio del pozzo in tutte le fasi della perforazione, una immediata rilevazione del fenomeno di kick ed una pronta chiusura del pozzo se il kick è in atto sono condizioni fondamentali per il successo di un controllo pozzo.

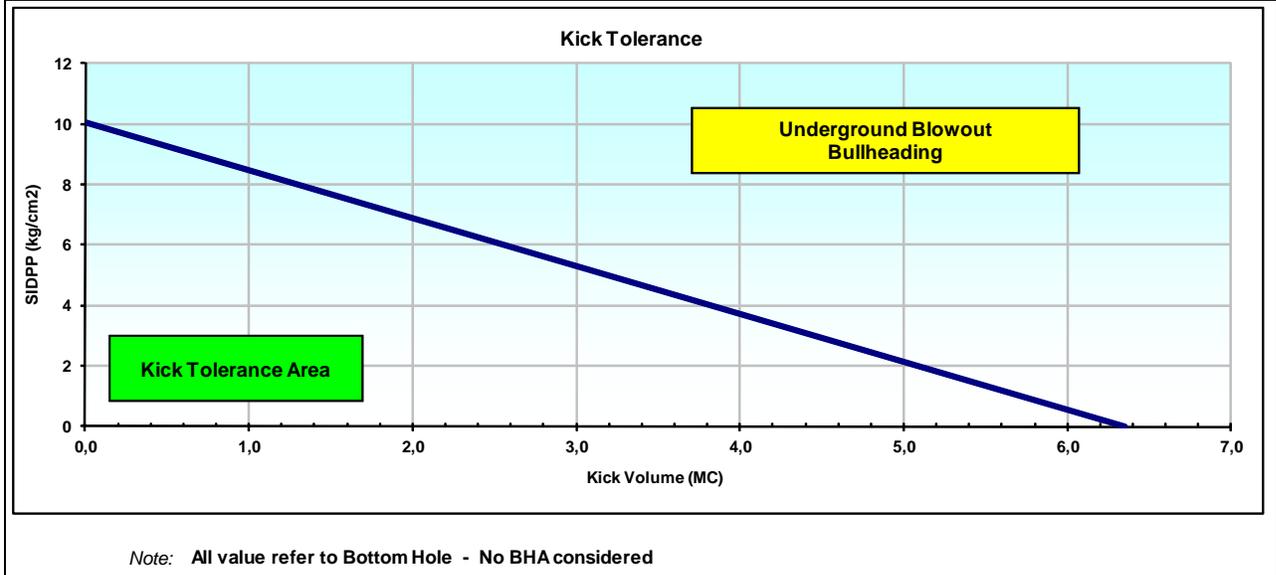


Top cuscino alla scarpa; situazione più critica per la fratturazione

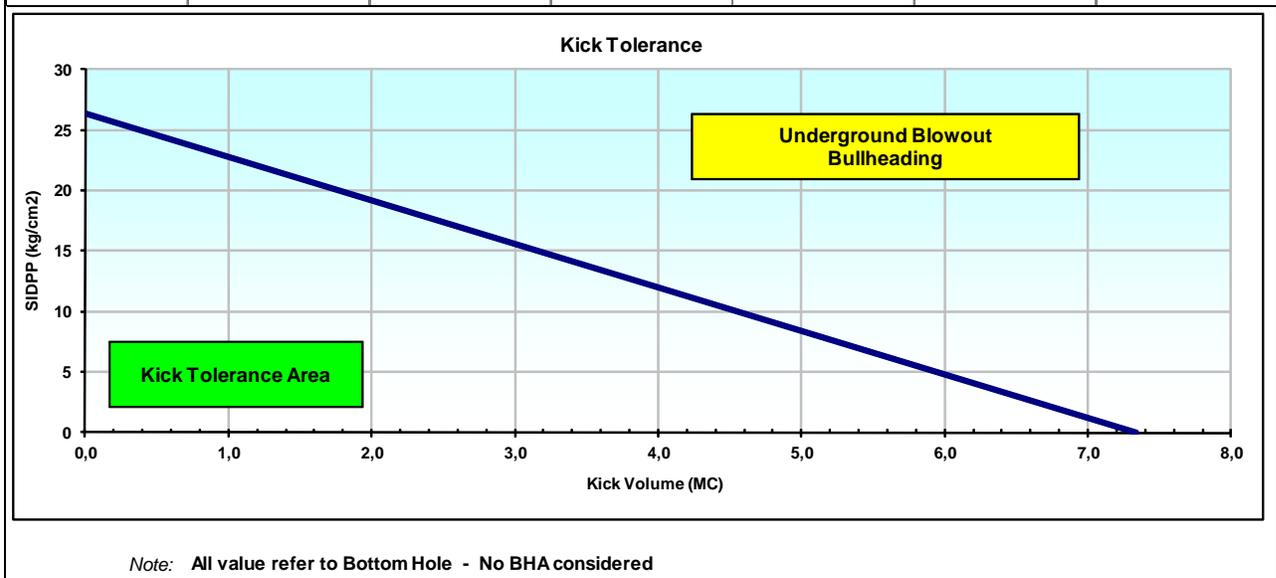


Viene riportata la tabella della kick tolerance relativa al pozzo Clara Est 15 dir. Valori analoghi li abbiamo per il pozzo Clara Est 14 dir.

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	777	10,0	10,1	6,4	8,0	0%



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	1316	26,4	18,4	7,3	5,5	0%



 Eni Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir		PAG 33 DI 56	
			AGGIORNAMENTI:	
			0	

L'analisi della Kick Tolerance nella fase da 12 ¼" del pozzo Clara Est 15 Dir effettuata come prevede la specifica utilizzando il Basic Method e con Safety Factor = 0, ha evidenziato un valore pari a 6,4 m³ inferiore al valore minimo previsto di 8 m³.

La perforazione dei pozzi della zona non hanno evidenziato la presenza di gas entro la quota di fissaggio del Casing 9 5/8" prevista a 1075 m MD (777 m VD).

Inoltre si ritiene che il valore massimo di influsso calcolato, anche se inferiore rispetto al valore minimo previsto da specifica, possa ritenersi conservativo, in virtù dei sistemi di monitoraggio continui dei livelli vasche, tale da garantire un'eventuale chiusura del pozzo entro tali limiti.

4.1.8 SCELTA PROFONDITA' DI TUBAGGIO

Per i pozzi è stato scelto un profilo casing classico a tre colonne normalmente usato nell'Off-Shore Adriatico, in quanto non sono previste zone in sovrappressioni o problematiche particolari ed i pozzi non sono particolarmente profondi.

C.P. 30" BATTUTO a 130 m circa

Il C.P. 30" avrà un'infissione reale di 40-50 m circa, o fino ad un rifiuto finale di circa 1000 colpi/metro, per permettere la circolazione a giorno (comunque un'esatta infissione sarà calcolata in base alla profondità d'acqua ed ad una più precisa RT-elevation).

CSG SUPERFICIALE 13 3/8" 68# L80 TENARIS ER a circa 300 m TVD circa

Viene disceso per isolare la coltre alluvionale, coprire le acque dolci superficiali e raggiungere un gradiente di fratturazione idoneo alla perforazione della fase successiva evitando in caso di kick la fratturazione sotto scarpa del casing. Il Casing verrà cementato a giorno.

CSG INTERMEDIO 9 5/8" 43.5# L80 TENARIS BLUE a 780 m TVD circa

Lo scopo è di isolare il tratto di foro prima di incontrare i livelli mineralizzati e raggiungere un valore di fratturazione sufficiente per la perforazione della fase.

La cementazione dovrà risalire nell'intercapedine ad un'altezza tale da garantire un ripristino idraulico ed evitare passaggio di fluidi tra diversi regimi di pressione.

CSG DI PRODUZIONE 7" 29# L80 TENARIS BLUE a TD

Il posizionamento del casing di produzione 7" è legato alla quota dell'obbiettivo minerario più profondo e dal tipo di completamento.

In questa fase si prevede una densità finale del fango di 1.25 kg/l, con un gradiente di fratturazione alla scarpa del casing 9 5/8" di 1.59 kg/cm²/10m e un margine alla choke di circa 27 kg/cm² (MAASP).

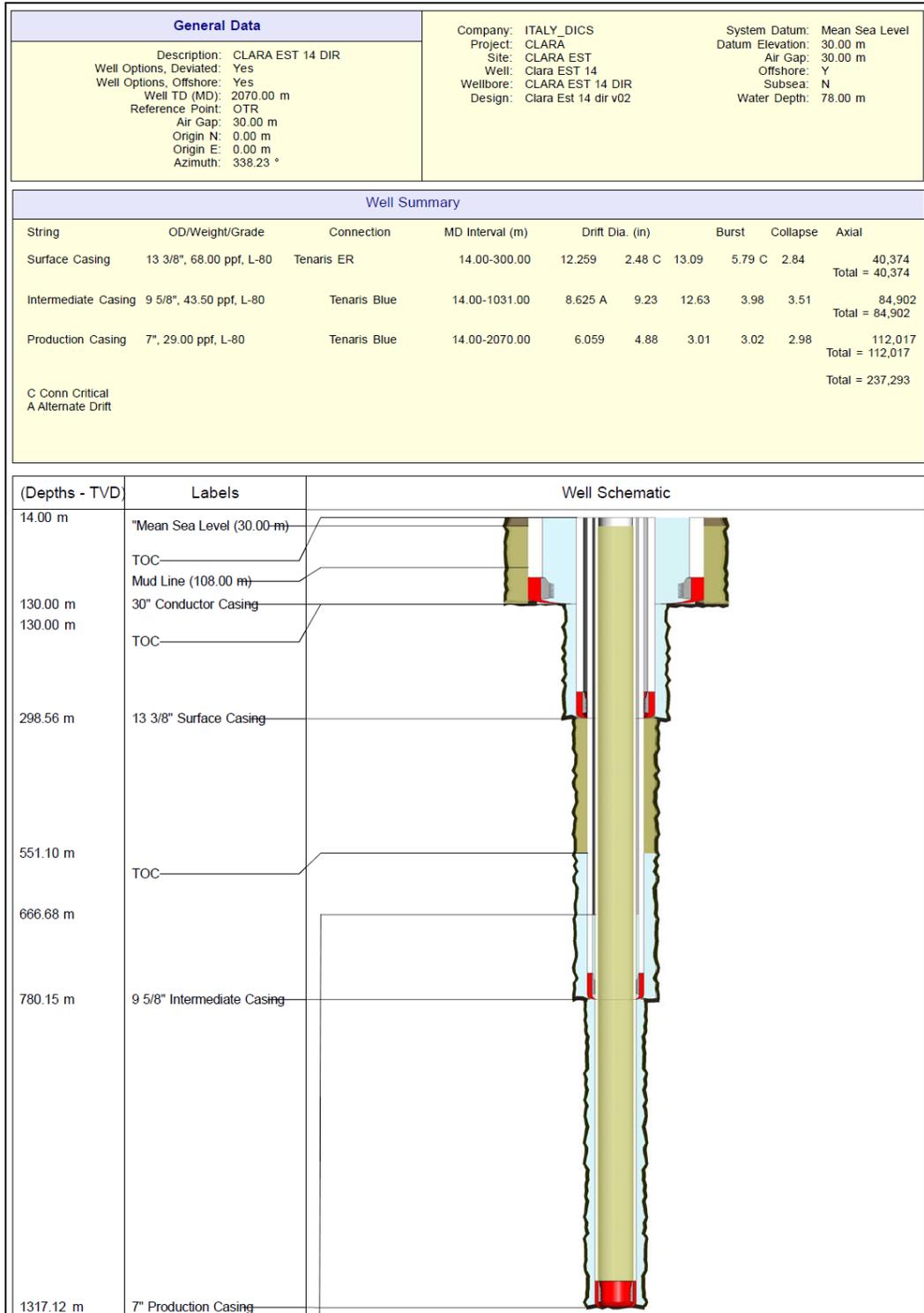
Il Casing verrà cementato con una risalita della malta di circa 200 m all'interno dell'intercapedine 7" – 9 5/8".



4.1.9 CASING DESIGN

CLARA EST 14 DIR

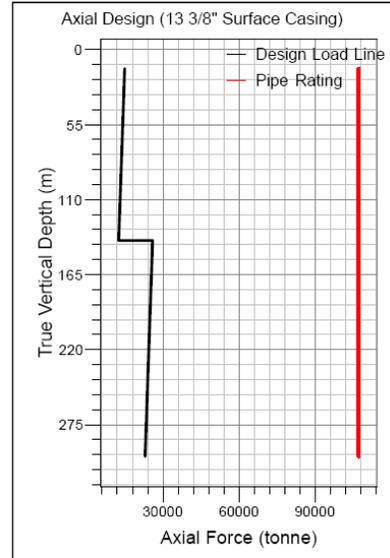
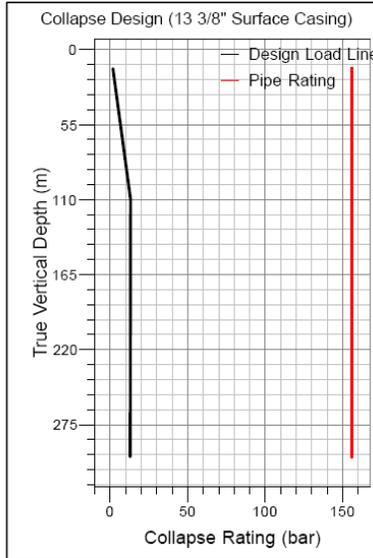
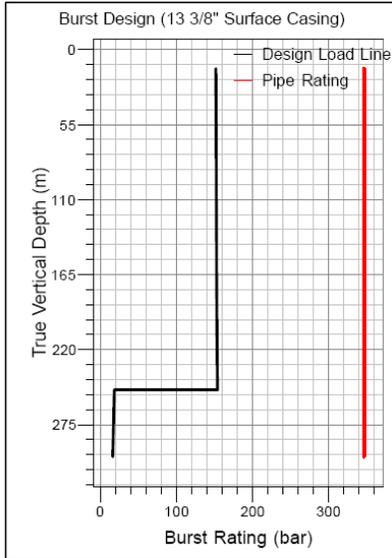
Well profile





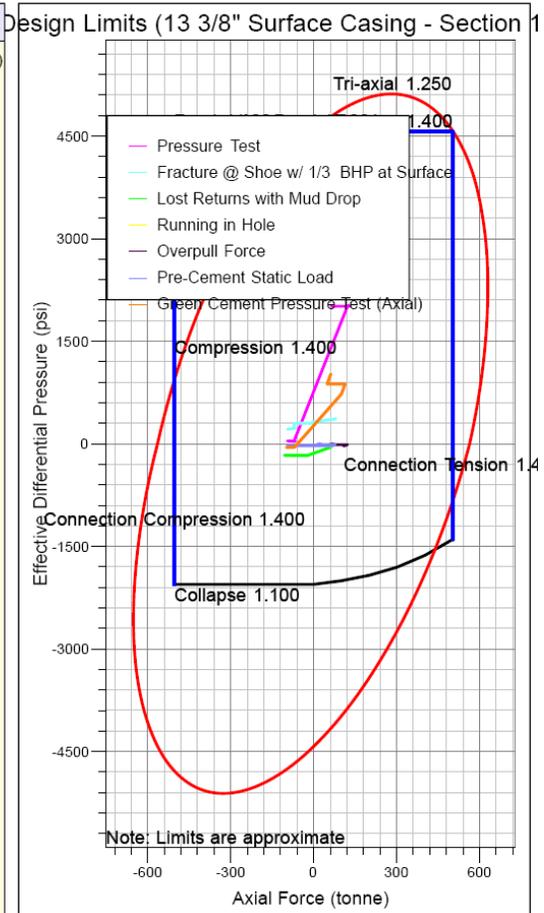
Casing design 13 3/8"

String Summary							
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial Triaxial
Surface Casing	Tenaris ER	14.00-300.00	12.259	2.48 C 13.09	5.79 C 2.84		40,374
	13 3/8", 68.00 ppf, L-80						Total = 40,374
C Conn Critical							



Minimum Safety Factors (13 3/8" Surface Casing)						
MD (m)	OD/Weight/Grade	Conection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
14	13 3/8", 68.00 ppf, L-80	Tenaris ER	2.51 B5	+ 100.00 C4	10.06 A4	3.15 B5
30			2.51 B5	47.51 C4	10.26 A4	3.15 B5
108			2.50 B5 C	13.40 C4	11.42 A4 C	3.13 B5
110			2.50 B5 C	13.09 C4	11.46 A4 C	3.13 B5
130			2.50 B5 C	13.12 C4	11.78 A4 C	3.13 B5
140			2.50 B5 C	13.14 C4	11.96 A4 C	3.12 B5
140			2.50 B5 C	13.14 C4	5.79 A4 C	2.88 B5
150			2.50 B5 C	13.15 C4	5.83 A4 C	2.88 B5
250			2.48 B5 C	13.31 C4	6.28 A4 C	2.84 B5
250			21.18 B11 C	13.31 C4	6.28 A4 C	6.10 A4
269			22.23 B11 C	13.34 C4	6.38 A4 C	6.17 A4
269			22.24 B11 C	13.34 C4	6.38 A4 C	6.17 A4
298			23.99 B11 C	13.38 C4	6.53 A4 C	6.30 A4
299			24.01 B11 C	13.38 C4	6.53 A4 C	6.30 A4

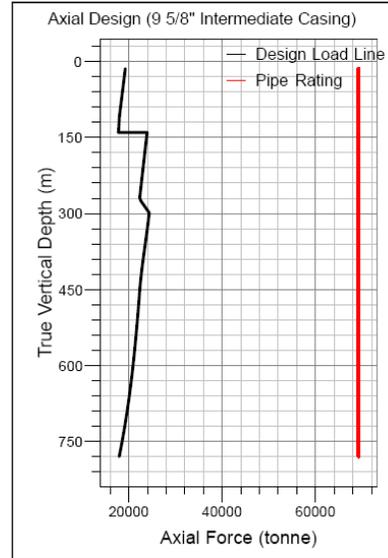
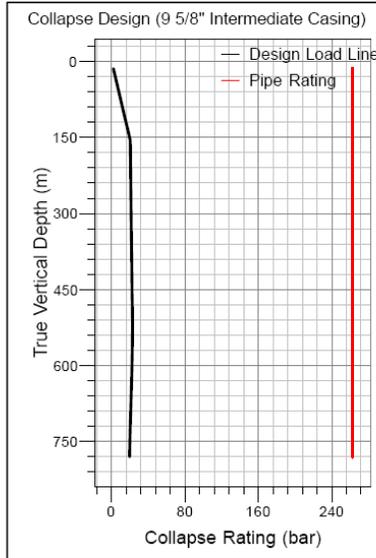
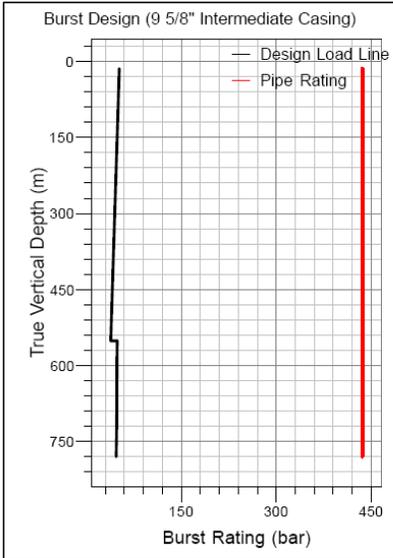
C Connection Critical
 B5 Pressure Test
 B11 Fracture @ Shoe w/ 1/3 BHP at Surface
 C4 Lost Returns with Mud Drop
 A4 Overpull Force





Casing design 9 5/8"

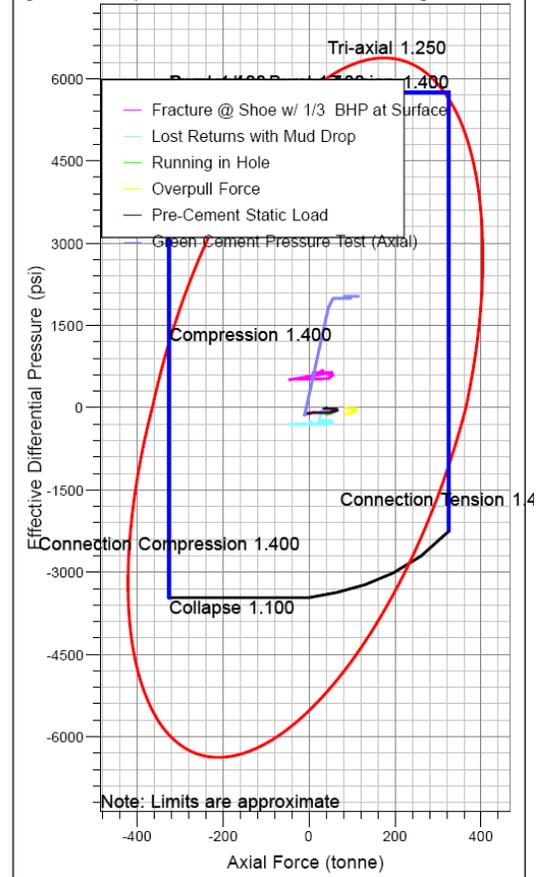
String Summary							
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial Triaxial
Intermediate Casing	Tenaris Blue	14.00-1001.00	8.625 A	9.23 12.63	3.98	3.51	84,902
							Total = 84,902
9 5/8", 43.50 ppf, L-80							
A Alternate Drift							



Minimum Safety Factors (9 5/8" Intermediate Casing)						
MD (m)	OD/Weight/Grade	Conection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
14	9 5/8", 43.50 ppf, L-80	Tenaris Blue	23 B11	+ 100.00 C4	5.04 A5	3.76 A5
30			9.30 B11	73.60 C4	5.10 A5	3.77 A5
108			9.67 B11	20.49 C4	5.39 A4	3.80 A5
140			9.83 B11	15.82 C4	5.45 A4	3.82 A5
140			9.83 B11	15.82 C4	4.05 A5	3.54 A5
156			9.91 B11	14.21 C4	4.09 A5	3.55 A5
269			10.52 B11	13.72 C4	4.34 A4	3.62 A5
275			10.56 B11	13.70 C4	4.29 A4	3.60 A5
299			10.70 B11	13.60 C4	3.98 A5	3.51 A5
327			10.87 B11	13.49 C4	4.05 A5	3.53 A5
350			11.01 B11	13.40 C4	4.10 A5	3.54 A5
356			11.05 B11	13.37 C4	4.11 A5	3.55 A5
384			11.23 B11	13.27 C4	4.18 A5	3.57 A5
411			11.41 B11	13.16 C4	4.25 A5	3.58 A5
437			11.59 B11	13.06 C4	4.32 A5	3.60 A5
441			11.62 B11	13.05 C4	4.33 A4	3.60 A5
462			11.77 B11	12.97 C4	4.36 A4	3.62 A5
486			11.94 B11	12.88 C4	4.40 A4	3.63 A5
509			12.12 B11	12.79 C4	4.44 A4	3.64 A5
531			12.29 B11	12.71 C4	4.48 A4	3.66 A5
551			12.45 B11	12.63 C4	4.52 A4	3.67 A5
551			9.86 B11	12.63 C4	4.52 A4	3.67 A5
570			9.89 B11	12.79 C4	4.56 A4	3.70 A5
588			9.91 B11	12.94 C4	4.60 A4	3.74 A5
588			9.91 B11	12.94 C4	4.60 A4	3.99 A5
605			9.94 B11	13.08 C4	4.65 A4	4.02 A5
762			10.16 B11	14.63 C4	5.30 A4	4.37 A5
762			10.16 B11	14.62 C4	5.30 A4	4.88 A4
780			10.19 B11	14.81 C4	5.41 A4	4.96 A4

B11 Fracture @ Shoe w/ 1/3 BHP at Surface
 C4 Lost Returns with Mud Drop
 A4 Overpull Force
 A5 Green Cement Pressure Test(Axial)

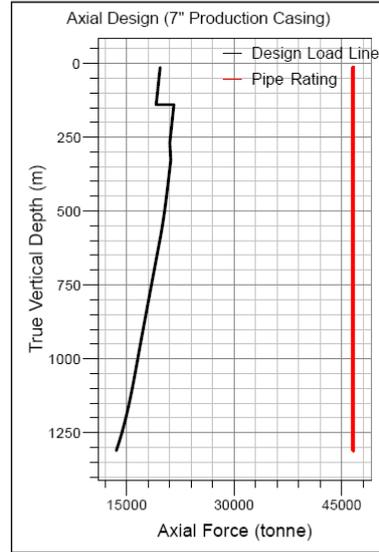
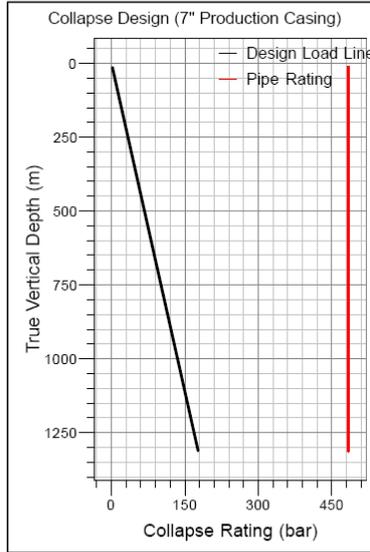
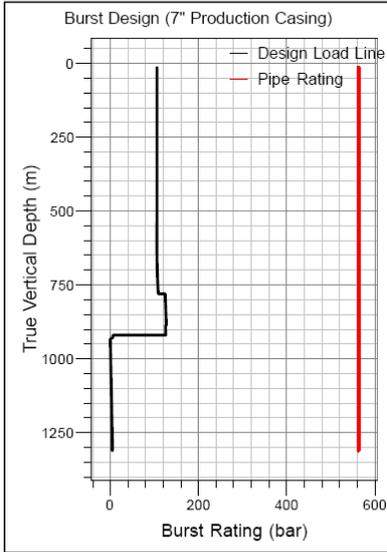
Design Limits (9 5/8" Intermediate Casing - Section





Casing design 7"

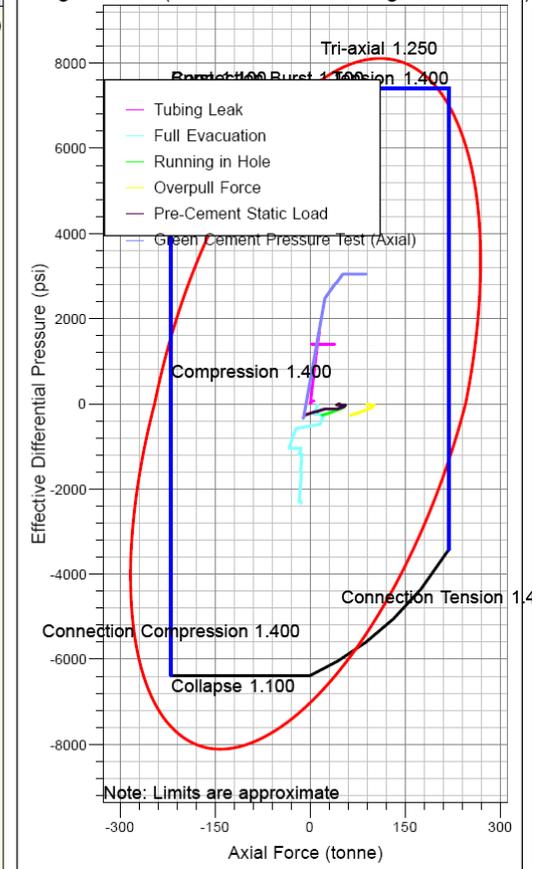
String Summary								
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Production Casing	Tenaris Blue	14.00-1945.00	6.059	4.88	3.01	3.02	2.98	112,017
							Total = 112,017	
7", 29.00 ppf, L-80								



Minimum Safety Factors (7 inch Production Casing)						
MD (m)	OD/Weight/Grade	Conection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
14	7", 29.00 ppf, L-80	Tenaris Blue	5.85 B6	+ 100.00 C5	3.32 A4	3.09 A5
30			5.85 B6	+ 100.00 C5	3.33 A4	3.09 A5
108			5.85 B6	36.20 C5	3.39 A4	3.13 A5
140			5.85 B6	27.97 C5	3.41 A4	3.14 A5
140			5.85 B6	27.97 C5	3.02 A4	2.98 A5
269			5.85 B6	14.63 C5	3.11 A4	3.04 A5
327			5.85 B6	12.05 C5	3.09 A4	3.00 A5
356			5.85 B6	11.09 C5	3.11 A4	3.02 A5
384			5.85 B6	10.29 C5	3.13 A4	3.03 A5
411			5.85 B6	9.61 C5	3.15 A4	3.04 A5
437			5.85 B6	9.04 C5	3.17 A4	3.05 A5
462			5.85 B6	8.54 C5	3.19 A4	3.06 A5
486			5.85 B6	8.12 C5	3.21 A4	3.07 A5
509			5.85 B6	7.75 C5	3.23 A4	3.08 A5
531			5.85 B6	7.43 C5	3.25 A4	3.09 A5
551			5.85 B6	7.16 C5	3.27 A4	3.10 A5
570			5.85 B6	6.92 C5	3.29 A4	3.11 A5
588			5.85 B6	6.71 C5	3.31 A4	3.12 A5
588			5.85 B6	6.71 C5	3.31 A4	3.17 A4
667			5.85 B6	5.92 C5	3.42 A4	3.25 A4
780			5.69 B6	5.06 C5	3.58 A4	3.37 A4
780			4.98 B6	5.06 C5	3.58 A4	3.37 A4
886			4.88 B6	4.45 C5	3.75 A4	3.49 A4
888			4.95 B6	4.44 C5	3.75 A4	3.49 A4
909			4.93 B6	4.34 C5	3.79 A4	3.52 A4
920			4.92 B6	4.29 C5	3.81 A4	3.53 A4
920			92.84 B6	4.29 C5	3.81 A4	3.53 A4
928			+ 100.00 B6	4.25 C5	3.82 A4	3.54 A4
934			+ 100.00 B6	4.22 C5	3.83 A4	3.55 A4
935			+ 100.00 B6	4.22 C5	3.83 A4	3.55 A4
1292			+ 100.00 B6	3.05 C5	4.73 A4	4.09 A5
1292			+ 100.00 B6	3.05 C5	4.73 A4	4.12 C5
1310			+ 100.00 B6	3.01 C5	4.81 A4	4.06 C5
1311			+ 100.00 B6	3.01 C5	4.82 A4	4.06 C5
1312			+ 100.00 B6	3.01 C5	4.82 A4	4.06 C5

B6 Tubing Leak
 C5 Full Evacuation Production
 A4 Overpull Force
 A5 Green Cement Pressure Test(Axial)

Design Limits (7 inch Production Casing - Section 1)





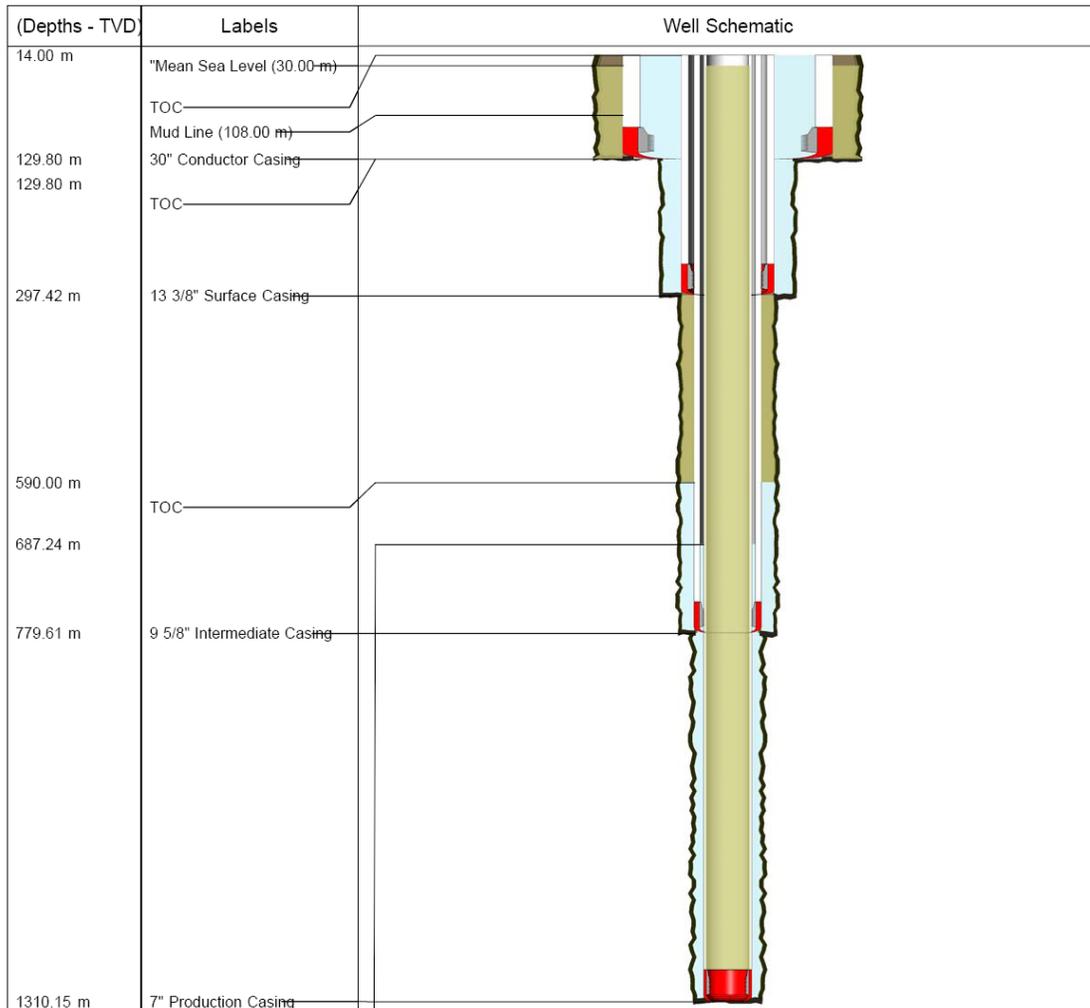
CLARA EST 15 DIR

Well profile

General Data		Company: ITALY_DICS	System Datum: Mean Sea Level
Description:	CLARA EST 15 DIR	Project: CLARA	Datum Elevation: 30.00 m
Well Options, Deviated:	Yes	Site: CLARA EST	Air Gap: 30.00 m
Well Options, Offshore:	Yes	Well: Clara Est 15	Offshore: Y
Well TD (MD):	2175.00 m	Wellbore: CLARA EST 15 DIR	Subsea: N
Reference Point:	OTR	Design: Clara Est 15 dir v01	Water Depth: 78.00 m
Air Gap:	30.00 m		
Origin N:	0.00 m		
Origin E:	0.00 m		
Azimuth:	138.38 °		

Well Summary								
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)		Burst	Collapse	Axial
Surface Casing	13 3/8", 68.00 ppf, L-80	Tenaris ER	14.00-300.00	12.259	2.48 C	13.10	(6.33) C	2.97
								40,374
								Total = 40,374
Intermediate Casing	9 5/8", 43.50 ppf, L-80	Tenaris Blue	14.00-1090.00	8.625 A	9.24	12.49	3.74	3.43
								92,558
								Total = 92,558
Production Casing	7", 29.00 ppf, L-80	Tenaris Blue	14.00-2175.00	6.059	4.42	3.01	2.96	2.90
								125,359
								Total = 125,359
								Total = 258,291

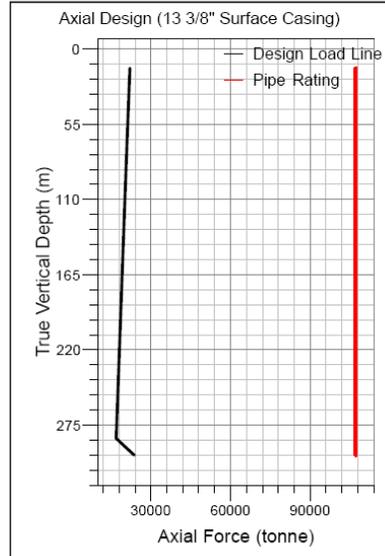
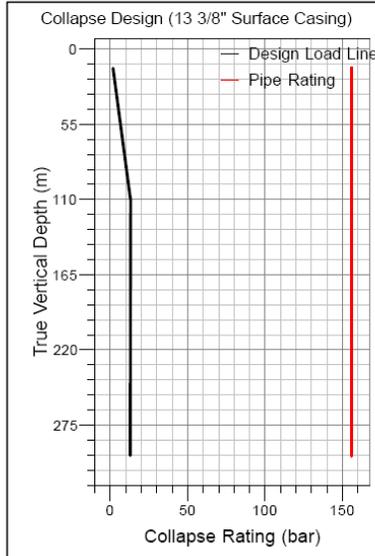
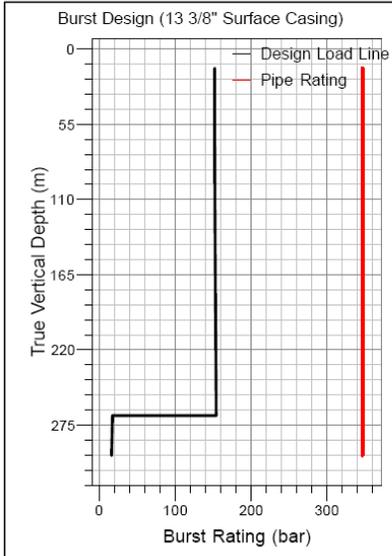
C Conn Critical
A Alternate Drift
() Compression





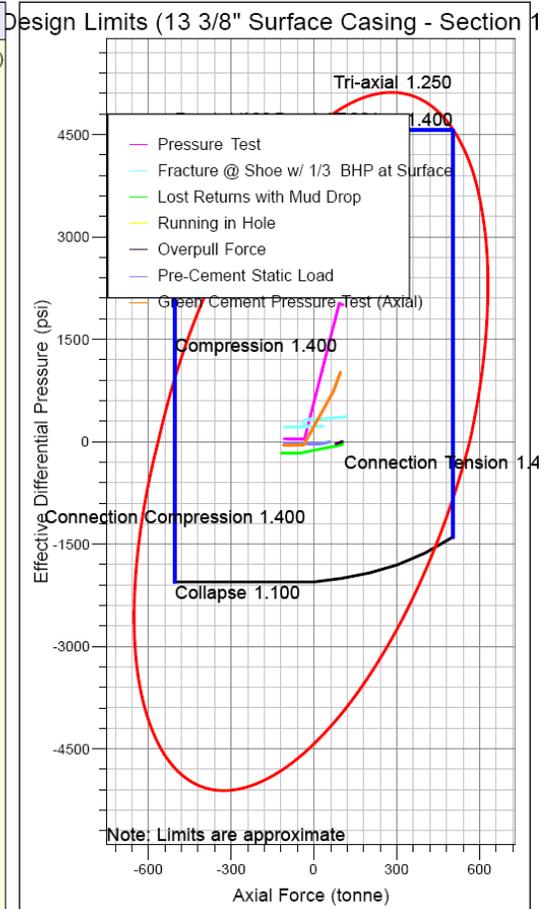
Casing design 13 3/8"

String Summary							
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial Triaxial
Surface Casing	Tenaris ER	14.00-300.00	12.259	2.48 C 13.10	(6.33) C 2.97		40,374
						Total =	40,374
C Conn Critical () Compression							
13 3/8", 68.00 ppf, L-80							



Minimum Safety Factors (13 3/8" Surface Casing)						
MD (m)	OD/Weight/Grade	Conection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
14	13 3/8", 68.00 ppf, L-80	Tenaris ER	2.51 B5	+ 100.00 C4	6.80 A4	3.05 B5
30			2.51 B5	47.47 C4	6.91 A4	3.05 B5
30			2.51 B5	47.46 C4	6.91 A4	3.05 B5
108			2.50 B5 C	13.41 C4	7.42 A4 C	3.03 B5
110			2.50 B5 C	13.10 C4	7.43 A4 C	3.03 B5
130			2.50 B5 C	13.13 C4	7.57 A4 C	3.02 B5
209			2.49 B5 C	13.25 C4	8.18 A4 C	2.99 B5
268			2.48 B5 C	13.34 C4	8.71 A4 C	2.97 B5
268			22.31 B11 C	13.34 C4	8.71 A4 C	8.33 A4
285			23.29 B11 C	13.37 C4	(8.87) A5	C6.89 B11
286			23.36 B11 C	13.37 C4	(8.59) A5	C6.81 B11
297			24.09 B11 C	13.38 C4	(6.33) A5	C6.10 B11
297			24.10 B11 C	13.39 C4	9.00 A4	C6.09 B11
297			24.10 B11 C	13.39 C4	4.85 A4 C	4.72 A4

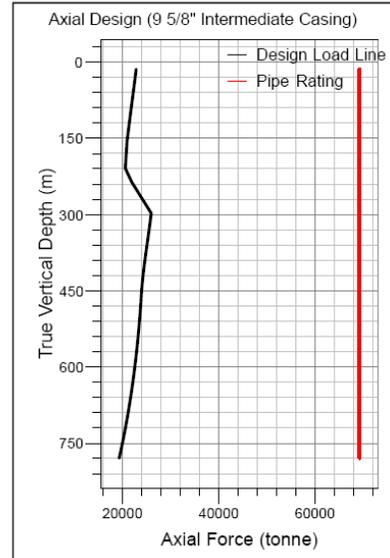
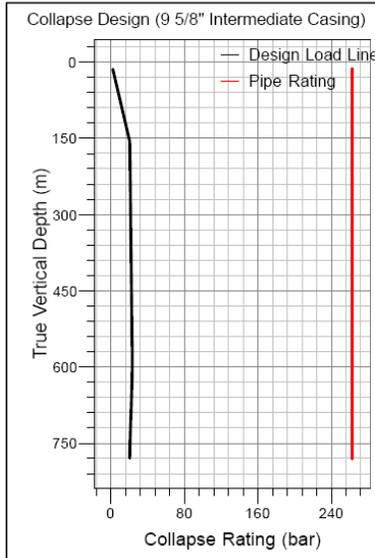
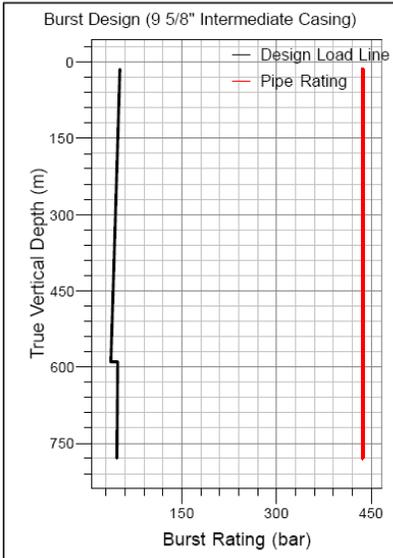
C Connection Critical
 B5 Pressure Test
 B11 Fracture @ Shoe w/ 1/3 BHP at Surface
 C4 Lost Returns with Mud Drop
 A4 Overpull Force
 A5 Green Cement Pressure Test(Axial)
 () Compression





Casing design 9 5/8"

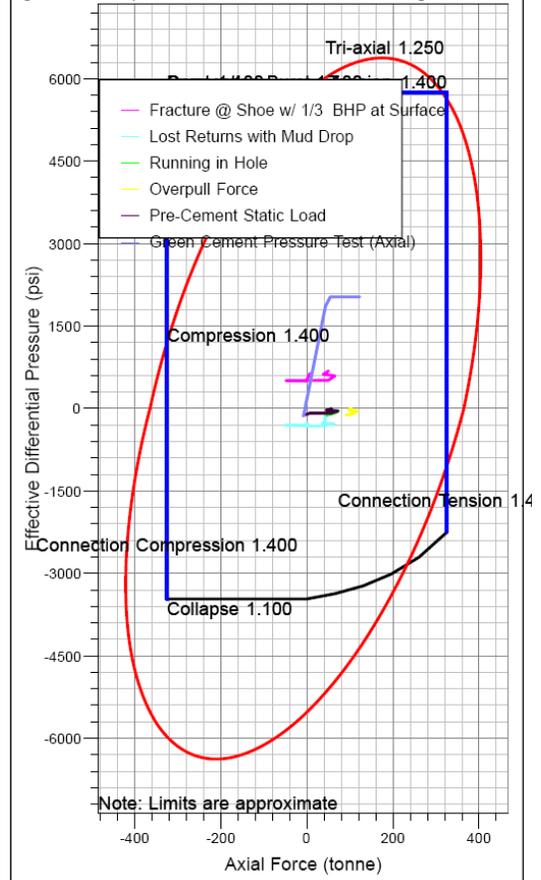
String Summary							
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial Triaxial
Intermediate Casing	Tenaris Blue 9 5/8", 43.50 ppf, L-80	14.00-1090.00	8.625 A	9.24 12.49	3.74	3.43	92,558 Total = 92,558
A Alternate Drift							



Minimum Safety Factors (9 5/8" Intermediate Casing)							
MD (m)	OD/Weight/Grade	Conection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)	
14	9 5/8", 43.50 ppf, L-80	Tenaris Blue	24 B11	+ 100.00 C4	4.25 A5	3.60 A5	
30			9.31 B11	73.54 C4	4.29 A5	3.61 A5	
30			9.31 B11	73.53 C4	4.29 A5	3.61 A5	
108			9.68 B11	20.49 C4	4.50 A5	3.66 A5	
156			9.92 B11	14.19 C4	4.64 A4	3.68 A5	
209			10.20 B11	13.96 C4	4.71 A4	3.71 A5	
237			10.35 B11	13.85 C4	4.42 A4	3.62 A5	
297			10.70 B11	13.59 C4	3.74 A5	3.43 A5	
326			10.87 B11	13.48 C4	3.80 A5	3.45 A5	
350			11.02 B11	13.38 C4	3.85 A5	3.46 A5	
354			11.05 B11	13.37 C4	3.86 A5	3.47 A5	
381			11.22 B11	13.26 C4	3.91 A5	3.48 A5	
408			11.40 B11	13.16 C4	3.97 A5	3.50 A5	
430			11.55 B11	13.08 C4	4.02 A4	3.52 A5	
433			11.57 B11	13.07 C4	4.03 A4	3.52 A5	
457			11.74 B11	12.98 C4	4.05 A4	3.53 A5	
480			11.91 B11	12.89 C4	4.08 A4	3.55 A5	
501			12.07 B11	12.82 C4	4.11 A4	3.56 A5	
521			12.22 B11	12.75 C4	4.14 A4	3.58 A5	
539			12.37 B11	12.68 C4	4.17 A4	3.59 A5	
556			12.50 B11	12.62 C4	4.20 A4	3.60 A5	
571			12.62 B11	12.56 C4	4.24 A4	3.62 A5	
590			12.78 B11	12.49 C4	4.28 A4	3.62 A5	
590			9.92 B11	12.49 C4	4.28 A4	3.92 A5	
765			10.17 B11	14.06 C4	4.94 A4	4.29 A5	
765			10.17 B11	14.06 C4	4.94 A4	4.57 A4	
779			10.19 B11	14.21 C4	5.02 A4	4.64 A4	
780			10.19 B11	14.21 C4	5.03 A4	4.64 A4	

B11 Fracture @ Shoe w/ 1/3 BHP at Surface
 C4 Lost Returns with Mud Drop
 A4 Overpull Force
 A5 Green Cement Pressure Test(Axial)

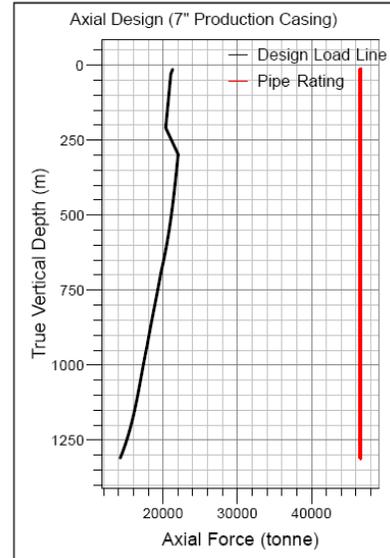
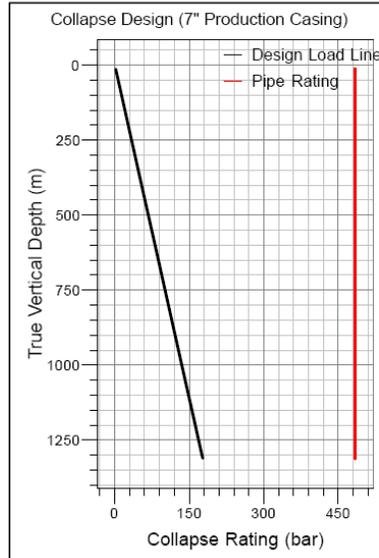
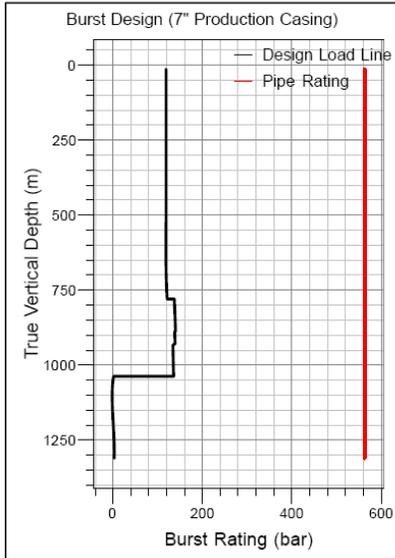
Design Limits (9 5/8" Intermediate Casing - Section





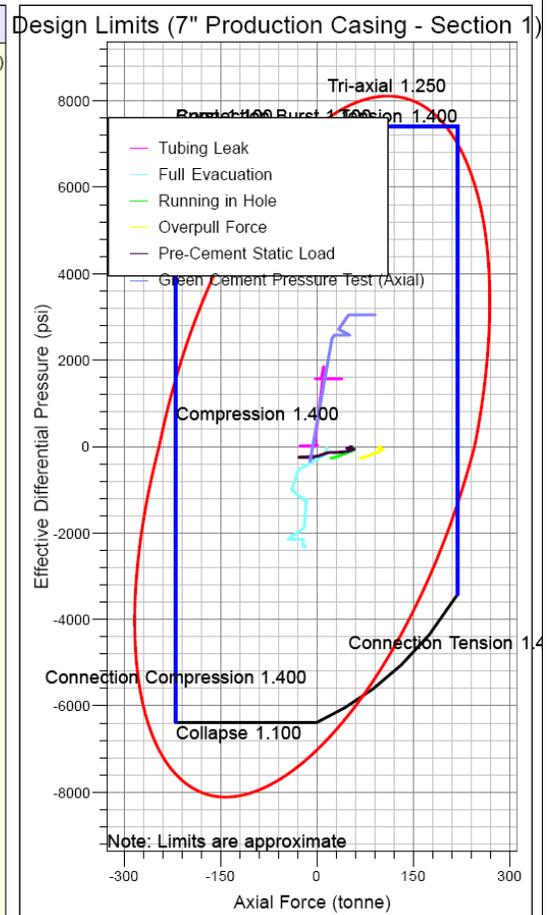
Casing design 7"

String Summary							
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial Triaxial
Production Casing	Tenaris Blue 7", 29.00 ppf, L-80	14.00-2175.00	6.059	4.42 3.01	2.96	2.90	125,359 Total = 125,359



Minimum Safety Factors (7" Production Casing)					
MD (m)	OD/Weight/Grade	Conection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A) Triaxial(A)
14	7", 29.00 ppf, L-80	Tenaris Blue	5.20 B6	+ 100.00 C5	3.07 A4 3.00 A5
30			5.20 B6	+ 100.00 C5	3.10 A4 3.01 A5
108			5.20 B6	36.36 C5	3.14 A4 3.05 A5
209			5.20 B6	18.84 C5	3.20 A4 3.09 A5
297			5.20 B6	13.25 C5	2.96 A4 2.90 A4
326			5.20 B6	12.08 C5	2.98 A4 2.91 A4
354			5.20 B6	11.12 C5	2.99 A4 2.92 A4
381			5.20 B6	10.33 C5	3.01 A4 2.93 A4
408			5.20 B6	9.66 C5	3.02 A4 2.94 A4
433			5.20 B6	9.10 C5	3.04 A4 2.95 A4
457			5.20 B6	8.62 C5	3.06 A4 2.97 A4
480			5.20 B6	8.21 C5	3.07 A4 2.98 A4
501			5.20 B6	7.86 C5	3.09 A4 2.99 A4
521			5.20 B6	7.56 C5	3.11 A4 3.00 A4
539			5.20 B6	7.31 C5	3.12 A4 3.01 A4
556			5.20 B6	7.09 C5	3.14 A4 3.02 A4
687			5.20 B6	5.73 C5	3.30 A4 3.14 A4
780			5.09 B6	5.05 C5	3.43 A4 3.23 A4
780			4.50 B6	5.05 C5	3.43 A4 3.23 A4
886			4.42 B6	4.45 C5	3.58 A4 3.34 A4
888			4.48 B6	4.44 C5	3.58 A4 3.35 A4
928			4.45 B6	4.25 C5	3.64 A4 3.39 A4
934			4.61 B6	4.22 C5	3.65 A4 3.40 A4
1037			4.56 B6	3.80 C5	3.82 A4 3.51 A4
1037			+ 100.00 B6	3.80 C5	3.82 A4 3.51 A4
1052			+ 100.00 B6	3.75 C5	3.85 A4 3.53 A4
1203			+ 100.00 B6	3.28 C5	4.17 A4 3.75 A4
1213			+ 100.00 B6	3.25 C5	4.20 A4 3.77 A4
1293			+ 100.00 B6	3.05 C5	4.51 A4 3.99 A4
1310			+ 100.00 B6	3.01 C5	4.59 A4 4.05 A4

B6 Tubing Leak
 C5 Full Evacuation Production
 A4 Overpull Force
 A5 Green Cement Pressure Test(Axial)



 Eni Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir		PAG 42 DI 56	
			AGGIORNAMENTI:	
			0	

4.2.3 SCALPELLI E PARAMETRI DI PERFORAZIONE

Fase 16" per Casing 13 ³/₈"

Tipo:	IADC Code 1.1.5 – 1.1.7
WOB :	4 - 8 ton
RPM :	120 - 150
Flow Rate :	3300 - 3800 lpm

Fase 12 ¹/₄" per Casing 9 ⁵/₈"

Tipo:	IADC Code 1.3.7 – M/S 223 – M/S 323
WOB :	7 - 15 ton
RPM :	120 - 250
Flow Rate :	3000 - 3500 lpm

Fase 8 ¹/₂" per Casing 7"

Tipo:	M/S 223 – M/S 323
WOB :	6-12 ton
RPM :	120 - 250
Flow Rate :	1700 - 2200 lpm

 Eni Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir		PAG 43 DI 56			
			AGGIORNAMENTI:			
	0					

4.1.10 BATTERIE E STABILIZZAZIONI

Si riportano le batterie suggerite per ogni fase del progetto:

- **BHA FASE 16"**

BIT (12 ¼") - RSS – FLOAT SUB – STAB (16") – MNDC - MWD (8") - NMDC (8") - DC (8") - JAR (6 ¾") – DC (8") - HWDP (5") - DP5"

- **BHA FASE 12 ¼"**

BIT (12 ¼") – RSS - NMSTAB - MWD + LWD – NMDC (8") - DC (8") - JAR (8") – DC (8") - HWDP (5") - DP5"

- **BHA FASE 8 ½"**

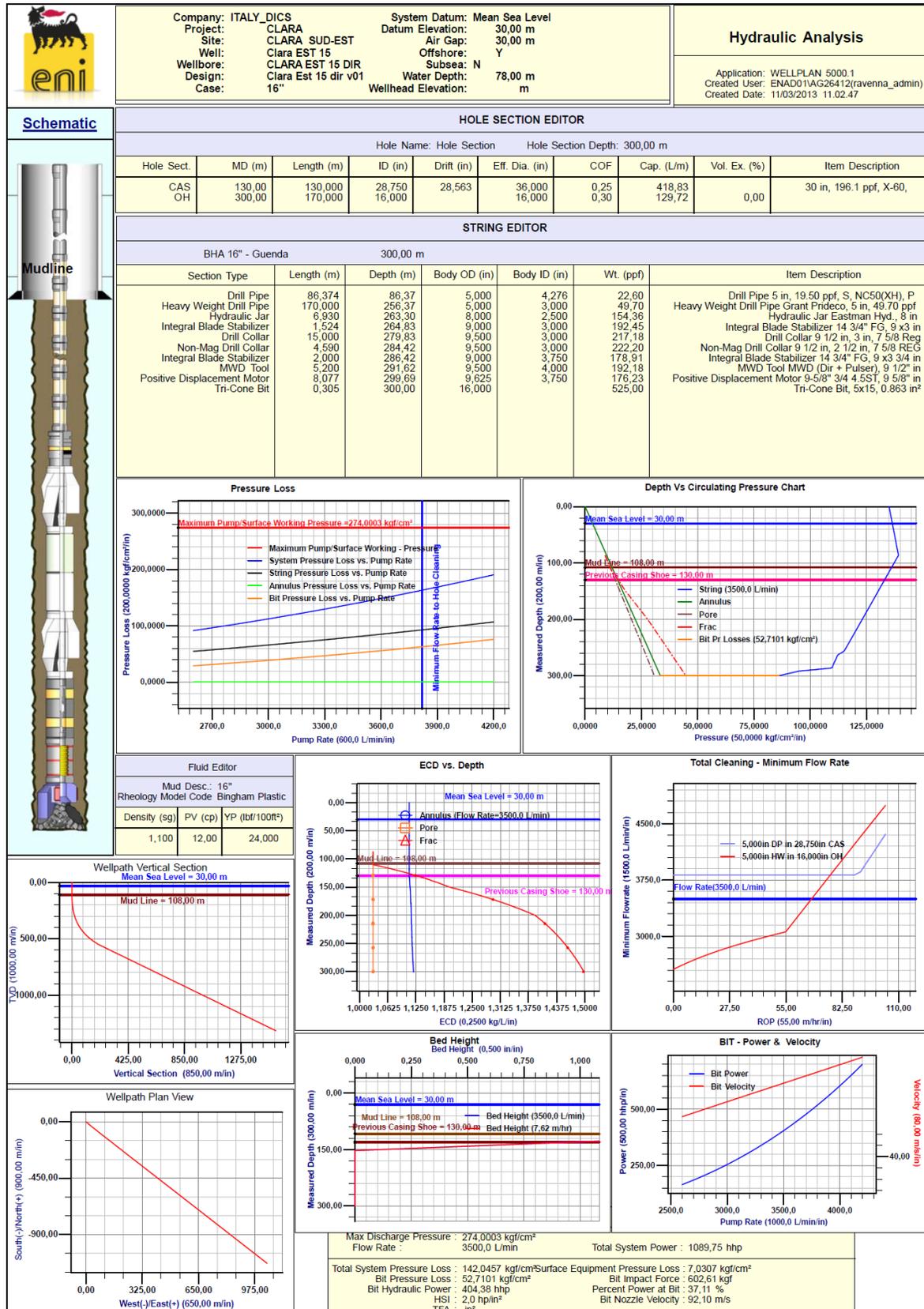
BIT (8 ½") – RSS - NMSTAB - MWD + LWD – FLOAT SUB - NMSTAB – CIRCULATING SUB – DC (6 ½") – JAR (6 ½") – HWDP (5") - DP (5")

Le BHA indicate potranno subire variazioni a seguito di esigenze operative.



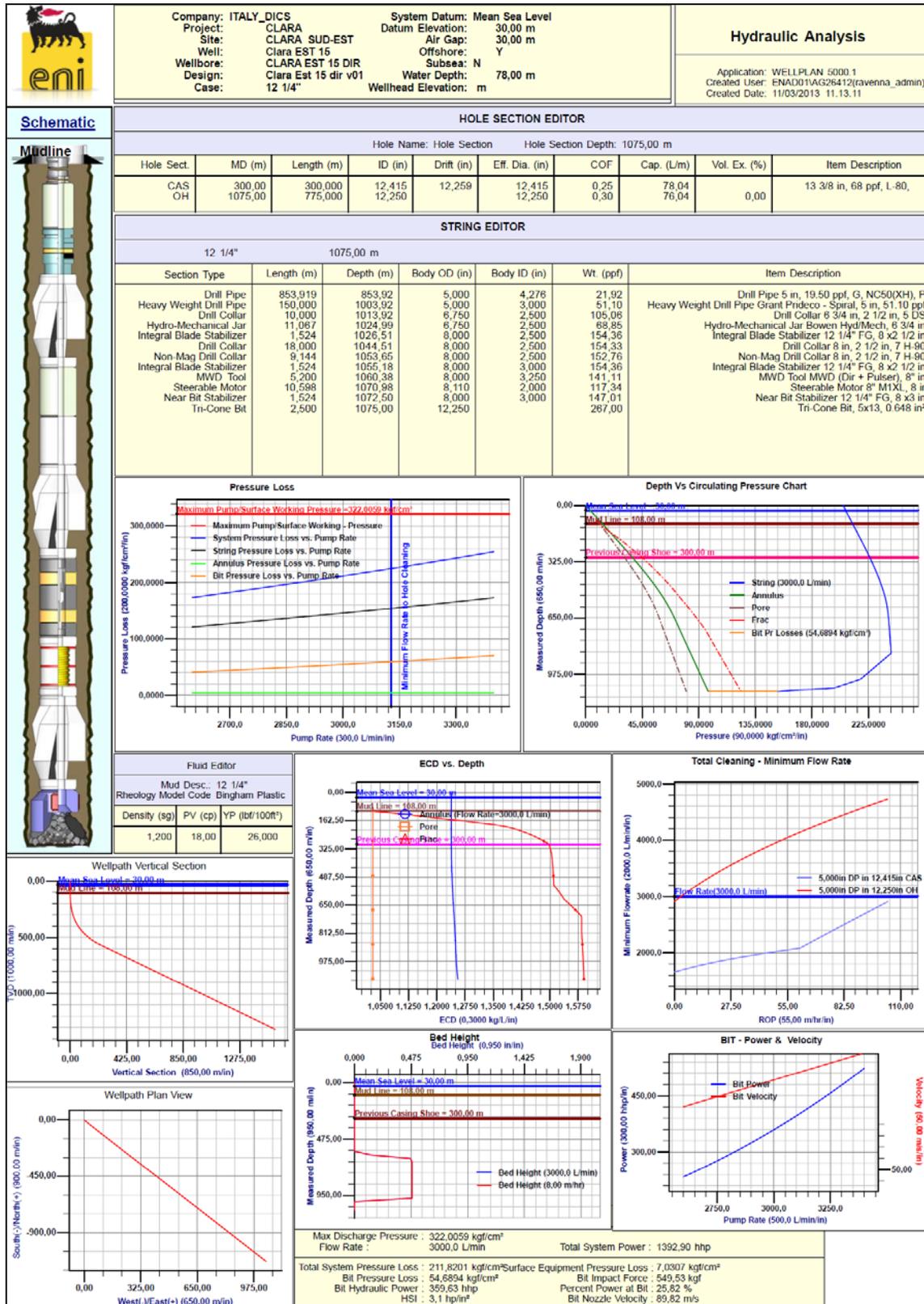
4.1.11 IDRAULICA

Fase 16"





Fase 12 1/4"





Fase 8 1/2"



Company: ITALY_DICS
Project: CLARA
Site: CLARA SUD-EST
Well: CLARA EST 15
Wellbore: CLARA EST 15 DIR
Design: Clara Est 15 dir v01
Case: 8 1/2"

System Datum: Mean Sea Level
Datum Elevation: 30,00 m
Air Gap: 30,00 m
Offshore: Y
Subsea: N
Water Depth: 78,00 m
Wellhead Elevation: m

Hydraulic Analysis

Application: WELLPLAN 5000.1
Created User: ENAD01VAG26412(ravenna_admin)
Created Date: 11/03/2013 11.31.33

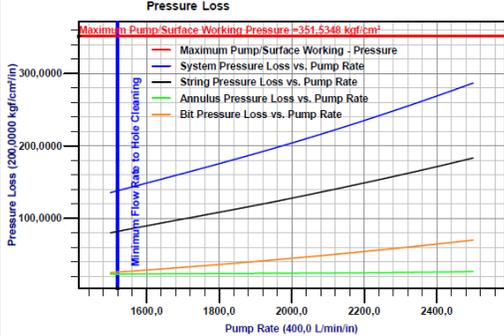
Schematic



HOLE SECTION EDITOR									
		Hole Name: Hole Section		Hole Section Depth: 2160,00 m					
Hole Sect.	MD (m)	Length (m)	ID (in)	Drift (in)	Eff. Dia. (in)	COF	Cap. (L/m)	Vol. Ex. (%)	Item Description
CAS	1075,00	1075,000	8,755	8,625	8,755	0,25	38,88		9 5/8 in, 43.5 ppf, L-80,
OH	2160,00	1085,000	8,500		8,500	0,30	36,61	0,00	

STRING EDITOR						
		8 1/2"		2160,00 m		
Section Type	Length (m)	Depth (m)	Body OD (in)	Body ID (in)	Wt. (ppf)	Item Description
Drill Pipe	1839,880	1839,88	5,000	4,276	22,60	Drill Pipe 5 in, 19,50 ppf, S, NC50(XH), P
Heavy Weight Drill Pipe	138,860	1978,74	5,000	49,70	3,000	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideoce, 5 in, 49,70 ppf
Hydro-Mechanical Jar	9,230	1987,97	6,380	2,500	Hydro-Mechanical Jar, 6,380 in, 102,46 kg/m, 4145H MOD, 5 1/2 REG	
Heavy Weight Drill Pipe	138,860	2126,83	5,000	49,70	3,000	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideoce, 5 in, 49,70 ppf
Drill Collar	9,460	2136,29	6,500	2,000	110,97	Drill Collar, 6,500 in, 165,14 kg/m, 4145H MOD, 5 1/2 REG
Integral Blade Stabilizer	3,200	2139,49	6,750	2,000	2,000	Integral Blade Stabilizer, 6,750 in, 55,94 kg/m, 4145H MOD, 3 1/2 REG
MWD Tool	14,360	2153,88	6,750	3,250	141	MWD Tool, 6,750 in, 210,00 kg/m, 15-15LC MOD (1), 6 5/8" Reg
Bent Housing	5,840	2159,72	6,750	2,500	105,08	Bent Housing 6 3/4, 6 3/4 x2 1/2 in
Polycrystalline Diamond Bit	0,280	2160,00	8,500		90,00	Polycrystalline Diamond Bit, 5x13, 0,648 in ²

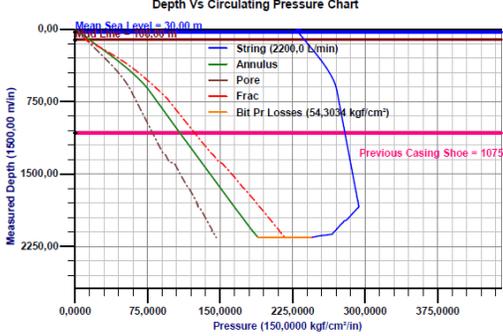
Pressure Loss



Maximum Pump/Surface Working Pressure = 351,5348 kgf/cm²

Minimum Flow Rate to Hole Cleaning

Depth Vs Circulating Pressure Chart



Mean Sea Level = 30,00 m
Old Line = 1075,00 m

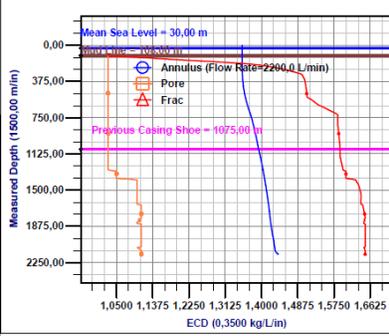
Previous Casing Shoe = 1075,00

Fluid Editor

Mud Desc.: 8 1/2"
Rheology Model Code: Bingham Plastic

Density (sg)	PV (cp)	YP (lbf/100ft ²)
1,250	35,000	30,000

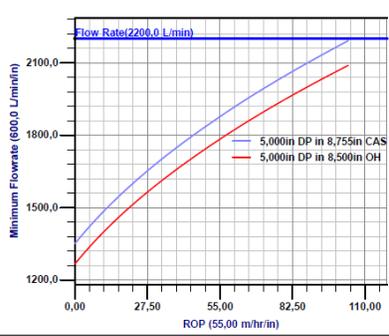
ECD vs. Depth



Mean Sea Level = 30,00 m
Old Line = 1075,00 m

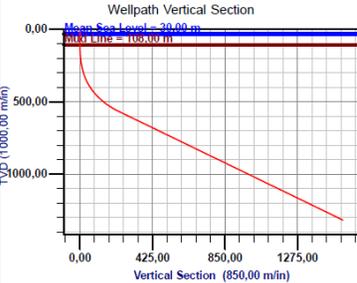
Previous Casing Shoe = 1075,00 m

Total Cleaning - Minimum Flow Rate



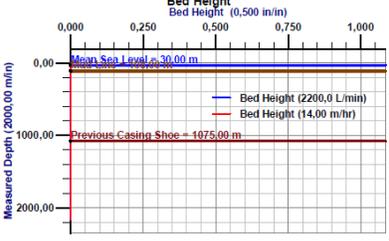
Flow Rate (2200,0 L/min)

Wellpath Vertical Section



Mean Sea Level = 30,00 m
Old Line = 1075,00 m

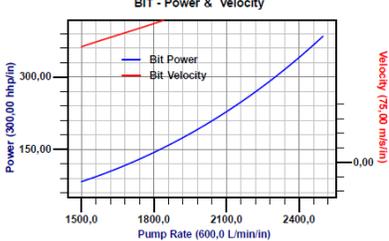
Bed Height



Mean Sea Level = 30,00 m
Old Line = 1075,00 m

Previous Casing Shoe = 1075,00 m

BIT - Power & Velocity



Power (300,00 hhp/in)
Velocity (75,00 m/min)

Wellpath Plan View

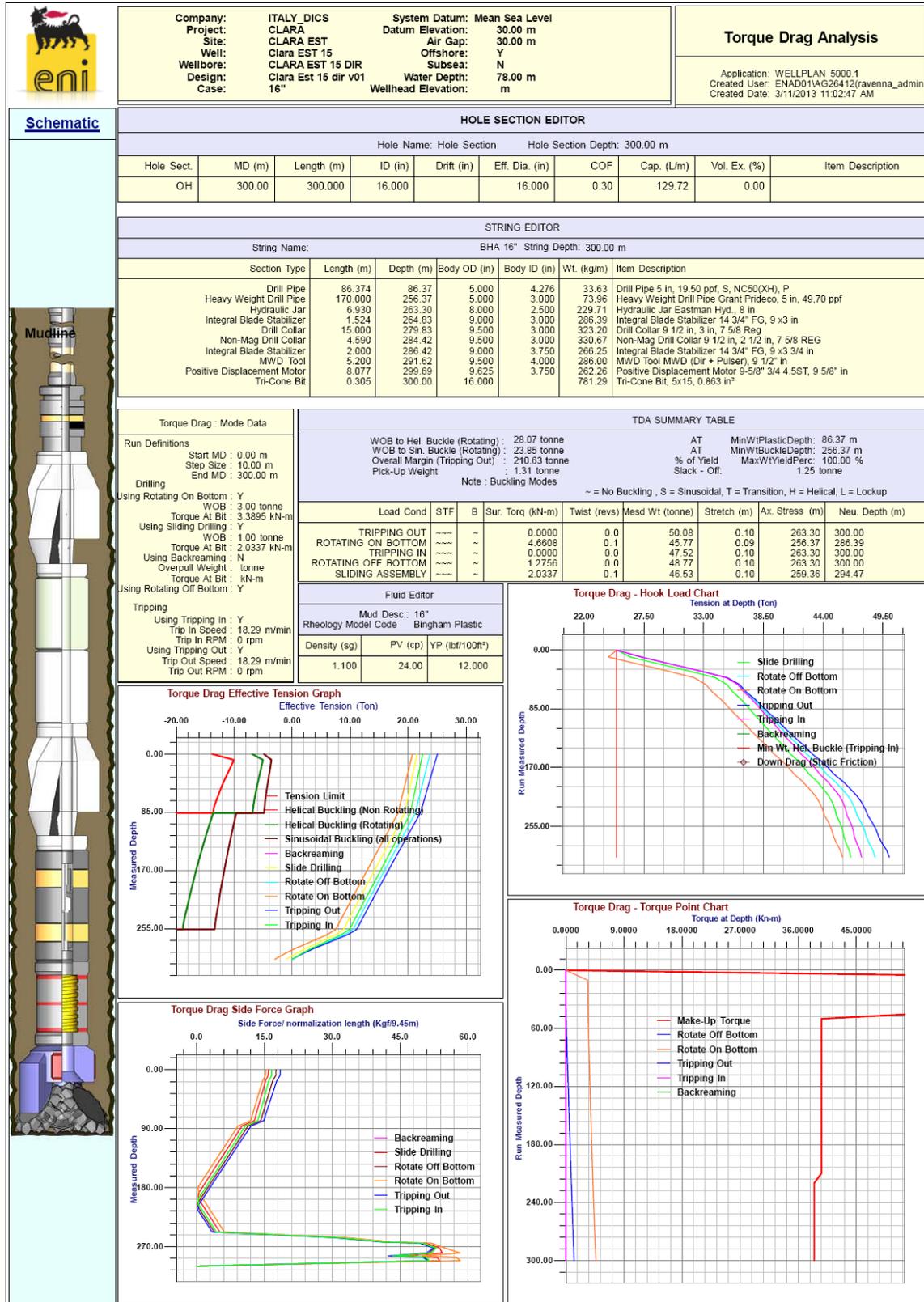


Max Discharge Pressure : 351,5348 kgf/cm ²	Total System Power : 1134,11 hhp
Flow Rate : 2200,0 L/min	
Total System Pressure Loss : 235,1812 kgf/cm ² Surface Equipment Pressure Loss : 7,0307 kgf/cm ²	Bit Impact Force : 409,84 kgf
Bit Pressure Loss : 54,3034 kgf/cm ²	Percent Power at Bit : 23,09 %
Bit Hydraulic Power : 261,87 hhp	Bit Nozzle Velocity : 87,69 m/s
HSI : 4,6 hp/in ²	
TFA : in ²	



4.1.12 TORQUE

Fase 16"



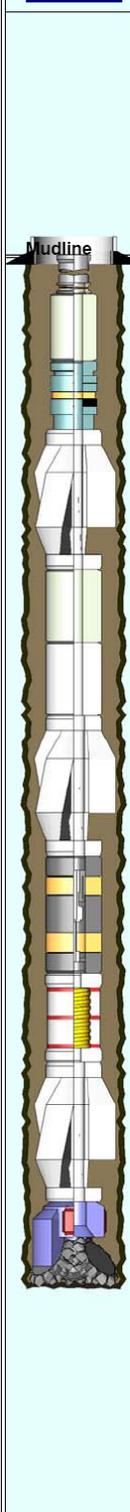


Fase 12 1/4"



Company: ITALY DICS	System Datum: Mean Sea Level	Torque Drag Analysis
Project: CLARA	Datum Elevation: 30.00 m	
Site: CLARA EST	Air Gap: 30.00 m	
Well: CLARA EST 15	Offshore: Y	
Wellbore: CLARA EST 15 DIR	Subsea: N	
Design: Clara Est 15 dir v01	Water Depth: 78.00 m	
Case: 12 1/4"	Wellhead Elevation: m	Application: WELLPLAN 5000.1 Created User: ENAD01IAG26412(ravenna_admin) Created Date: 3/11/2013 11:13:11 AM

Schematic



HOLE SECTION EDITOR

Hole Name: Hole Section		Hole Section Depth: 1090.00 m							
Hole Sect.	MD (m)	Length (m)	ID (in)	Drift (in)	Eff. Dia. (in)	COF	Cap. (L/m)	Vol. Ex. (%)	Item Description
CAS	300.00	300.000	12.415	12.259	12.415	0.25	78.04		13 3/8 in, 68 ppf, L-80,
OH	1090.00	790.000	12.250		12.250	0.30	76.04	0.00	

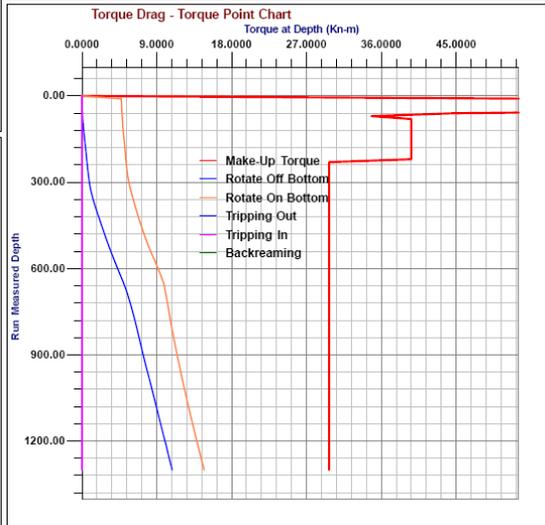
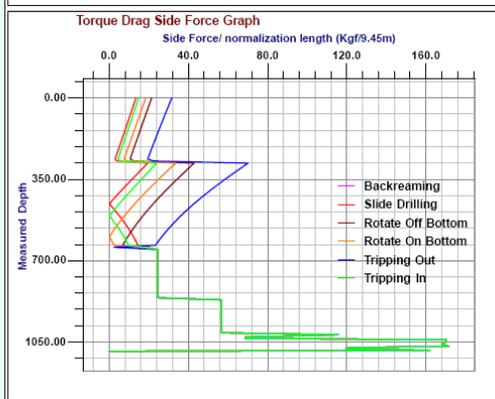
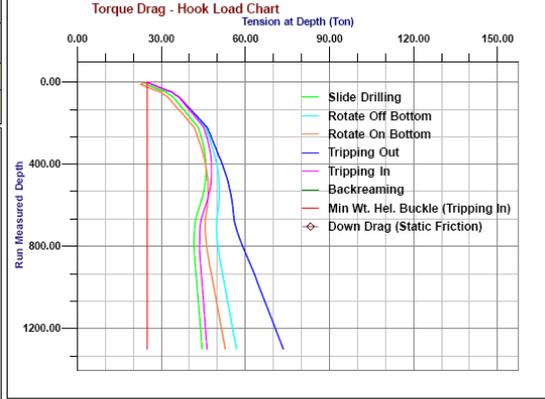
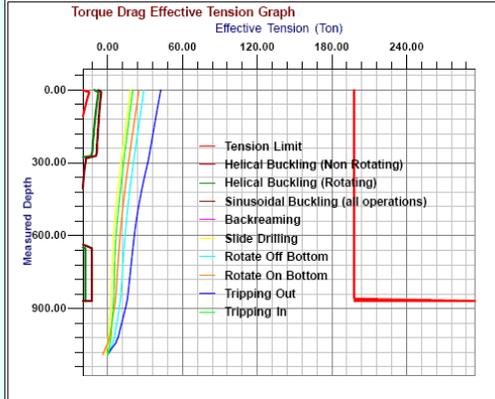
STRING EDITOR

String Name: 12 1/4" String Depth: 1090.00 m						
Section Type	Length (m)	Depth (m)	Body OD (in)	Body ID (in)	Wt. (kg/m)	Item Description
Drill Pipe	868.919	868.92	5.000	4.276	32.62	Drill Pipe 5 in, 19.50 ppf, G, NC50(XH), P
Heavy Weight Drill Pipe	150.000	1018.92	5.000	3.000	76.05	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco - Spiral, 5 in, 51.10 ppf
Drill Collar	10.000	1028.92	6.750	2.500	156.35	Drill Collar 6 3/4 in, 2 1/2 in, 5 DS
Hydro-Mechanical Jar	11.067	1039.99	6.750	2.500	102.46	Hydro-Mechanical Jar Bowen HydMech, 6 3/4 in
Integral Blade Stabilizer	1.524	1041.51	8.000	2.500	229.71	Integral Blade Stabilizer 12 1/4" FG, 8 x2 1/2 in
Drill Collar	18.000	1059.51	8.000	2.500	229.67	Drill Collar 8 in, 2 1/2 in, 7 H-90
Non-Mag Drill Collar	9.144	1068.65	8.000	2.500	227.33	Non-Mag Drill Collar 8 in, 2 1/2 in, 7 H-90
Integral Blade Stabilizer	1.524	1070.18	8.000	3.000	229.71	Integral Blade Stabilizer 12 1/4" FG, 8 x2 1/2 in
MWD Tool	5.200	1075.38	8.000	3.250	210.00	MWD Tool MWD (Dir + Pulsar), 8" in
Steerable Motor	10.598	1085.98	8.110	2.000	174.62	Steerable Motor 8" M1XL, 8 in
Near Bit Stabilizer	1.524	1087.50	8.000	3.000	218.77	Near Bit Stabilizer 12 1/4" FG, 8 x3 in
Tri-Cone Bit	2.500	1090.00	12.250		397.34	Tri-Cone Bit, 5x13, 0.648 in ²

Torque Drag : Mode Data		TDA SUMMARY TABLE			
Run Definitions	Start MD : 0.00 m	WOB to Hel. Buckle (Rotating) : 28.22 tonne	AT	MinWtPlasticDepth: 868.92 m	
Step Size : 10.00 m	End MD : 1300.00 m	WOB to Sin. Buckle (Rotating) : 22.93 tonne	AT	MinWtBuckleDepth: 868.92 m	
Drilling		Overall Margin (Tripping Out) : 125.83 tonne	% of Yield	MaxWtYieldPerc: 100.00 %	
Using Rotating On Bottom : Y		Pick-Up Weight : 13.57 tonne	Slack - Off:	8.81 tonne	
WOB : 4.00 tonne		Note : Buckling Modes			
Torque At Bit : 4.7454 kN-m		-- = No Buckling , S = Sinusoidal, T = Transition, H = Helical, L = Lockup			
Using Sliding Drilling : Y					
WOB : 2.00 tonne					
Torque At Bit : 2.7116 kN-m					
Using Backreaming : N					
Overpull Weight : tonne					
Torque At Bit : kN-m					
Using Rotating Off Bottom : Y					
Tripping					
Using Tripping In : Y					
Tripping In Speed : 18.29 m/min					
Trip In RPM : 0 rpm					
Using Tripping Out : Y					
Tripping Out Speed : 18.29 m/min					
Trip Out RPM : 0 rpm					

Load Cond	STF	B	Sur. Torq (kN-m)	Twist (revs)	Mesd Wt (tonne)	Stretch (m)	Ax. Stress (m)	Neu. Depth (m)
TRIPPING OUT	----	~	0.0000	0.0	67.54	0.53	1018.92	1090.00
ROTATING ON BOTTOM	----	~	12.5876	1.7	49.96	0.36	868.92	1043.84
TRIPPING IN	----	~	0.0000	0.0	45.15	0.32	868.92	1090.00
ROTATING OFF BOTTOM	----	~	9.0265	1.1	53.96	0.41	942.21	1090.00
SLIDING ASSEMBLY	----	~	2.7116	0.4	43.31	0.30	815.83	1040.10

Fluid Editor		
Mud Desc.: 12 1/4"		
Rheology Model Code Bingham Plastic		
Density (sg)	PV (cp)	YP (lbf/100ft ²)
1.200	20.00	10.000





Fase 8 1/2"



Company: ITALY DICS	System Datum: Mean Sea Level	Torque Drag Analysis
Project: CLARA	Datum Elevation: 30.00 m	
Site: CLARA EST	Air Gap: 30.00 m	
Well: CLARA EST 15	Offshore: Y	
Wellbore: CLARA EST 15 DIR	Subsea: N	
Design: Clara Est 15 dir v01 Case: 8 1/2"	Water Depth: 78.00 m Wellhead Elevation: m	

Application: WELLPLAN 5000.1
Created User: ENAD01IAG26412(ravenna_admin)
Created Date: 3/11/2013 11:31:33 AM

HOLE SECTION EDITOR

Hole Name: Hole Section Hole Section Depth: 2175.00 m

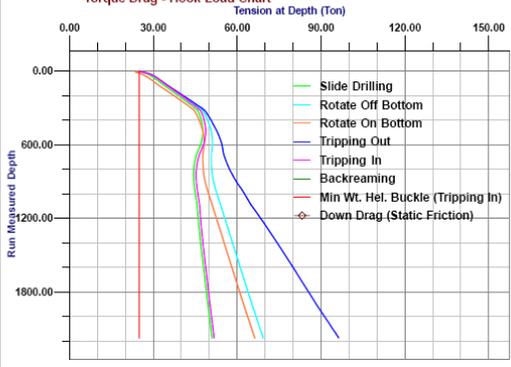
Hole Sect.	MD (m)	Length (m)	ID (in)	Drift (in)	Eff. Dia. (in)	COF	Cap. (L/m)	Vol. Ex. (%)	Item Description
CAS	1090.00	1090.000	8.755	8.625	8.755	0.25	38.88		9 5/8 in, 43.5 ppf, L-80,
OH	2175.00	1085.000	8.500		8.500	0.30	36.61	0.00	

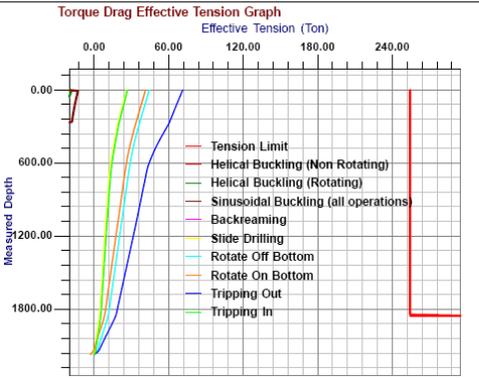
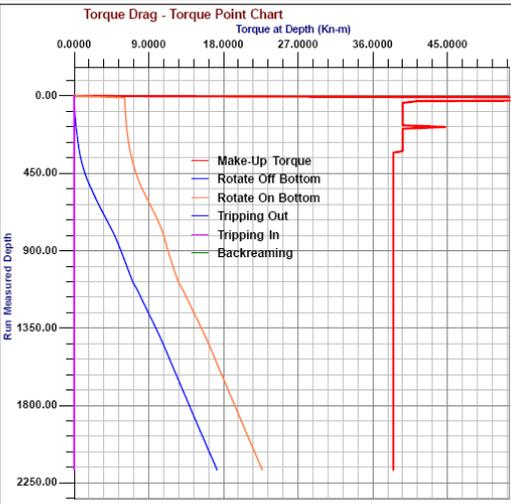
STRING EDITOR

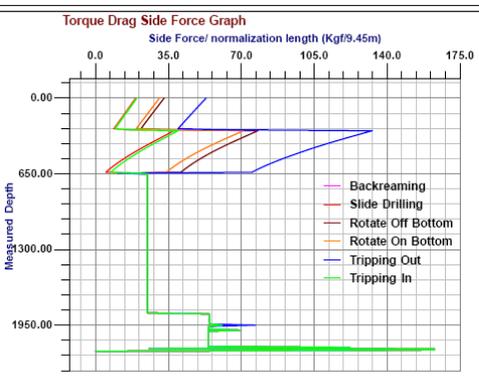
String Name: 8 1/2" String Depth: 2175.00 m

Section Type	Length (m)	Depth (m)	Body OD (in)	Body ID (in)	Wt. (kg/m)	Item Description
Drill Pipe	1854.880	1854.88	5.000	4.276	33.63	Drill Pipe 5 in, 19.50 ppf, S, NC50(XH), P
Heavy Weight Drill Pipe	138.860	1993.74	5.000	3.000	73.96	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
Hydro-Mechanical Jar	9.230	2002.97	6.380	2.500	102.46	Hydro-Mechanical Jar, 6.380 in, 102.46 kg/m, 4145H MOD, 5 1/2 REG
Heavy Weight Drill Pipe	138.860	2141.83	5.000	3.000	73.96	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
Drill Collar	9.460	2151.29	6.600	2.000	165.14	Drill Collar, 6.500 in, 165.14 kg/m, 4145H MOD, 5 1/2 REG
Integral Blade Stabilizer	3.200	2154.49	6.750	2.000	55.94	Integral Blade Stabilizer, 6.750 in, 55.94 kg/m, 4145H MOD, 3 1/2 REG
MWD Tool	14.390	2168.88	6.750	3.250	210.00	MWD Tool, 6.750 in, 210.00 kg/m, 15-15LC MOD (1), 6 5/8" Reg
Bent Housing	5.840	2174.72	6.750	2.500	156.37	Bent Housing 6 3/4 , 6 3/4 x 2 1/2 in
Polycrystalline Diamond Bit	0.280	2175.00	8.500		133.93	Polycrystalline Diamond Bit, 5x13, 0.648 in ²

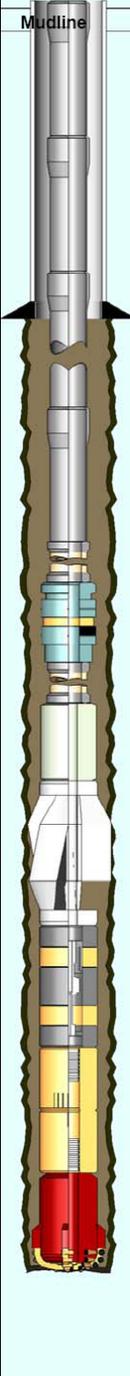
Torque Drag - Mode Data	TDA SUMMARY TABLE																																																						
<p>Run Definitions</p> <p>Start MD : 0.00 m Step Size : 10.00 m End MD : 2174.00 m</p> <p>Drilling</p> <p>Using Rotating On Bottom : Y WOB : 3.00 tonne Torque At Bit : 6.1012 kN-m Using Sliding Drilling : Y WOB : 1.00 tonne Torque At Bit : 3.3895 kN-m Using Backreaming : N Overpull Weight : tonne Torque At Bit : kN-m Using Rotating Off Bottom : Y</p> <p>Tripping</p> <p>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</p>	<p>WOB to Hel. Buckle (Rotating) : 42.08 tonne AT MinWtPlasticDepth: 1854.88 m WOB to Sin. Buckle (Rotating) : 33.10 tonne AT MinWtBuckleDepth: 1854.88 m Overall Margin (Tripping Out) : 147.66 tonne % of Yield MaxWtYieldPerc: 100.00 % Pick-Up Weight : 27.04 tonne Slack - Off: 17.56 tonne</p> <p>Note : Buckling Modes ~ = No Buckling , S = Sinusoidal , T = Transition , H = Helical , L = Lockup</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Load Cond</th> <th>STF</th> <th>B</th> <th>Sur. Torq (kN-m)</th> <th>Twist (revs)</th> <th>Mesd Wt (tonne)</th> <th>Stretch (m)</th> <th>Ax. Stress (m)</th> <th>Neu. Depth (m)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TRIPPING OUT</td> <td>~~~~</td> <td>~</td> <td>0.0000</td> <td>0.0</td> <td>96.40</td> <td>0.90</td> <td>1935.37</td> <td>2175.00</td> </tr> <tr> <td>ROTATING ON BOTTOM</td> <td>~~~~</td> <td>~</td> <td>22.7076</td> <td>5.2</td> <td>66.36</td> <td>0.45</td> <td>1854.88</td> <td>2124.77</td> </tr> <tr> <td>TRIPPING IN</td> <td>~~~~</td> <td>~</td> <td>0.0000</td> <td>0.0</td> <td>51.80</td> <td>0.22</td> <td>1811.02</td> <td>2175.00</td> </tr> <tr> <td>ROTATING OFF BOTTOM</td> <td>~~~~</td> <td>~</td> <td>17.2434</td> <td>3.3</td> <td>69.36</td> <td>0.53</td> <td>1854.88</td> <td>2175.00</td> </tr> <tr> <td>SLIDING ASSEMBLY</td> <td>~~~~</td> <td>~</td> <td>3.3895</td> <td>1.1</td> <td>51.03</td> <td>0.19</td> <td>1695.96</td> <td>2144.46</td> </tr> </tbody> </table>	Load Cond	STF	B	Sur. Torq (kN-m)	Twist (revs)	Mesd Wt (tonne)	Stretch (m)	Ax. Stress (m)	Neu. Depth (m)	TRIPPING OUT	~~~~	~	0.0000	0.0	96.40	0.90	1935.37	2175.00	ROTATING ON BOTTOM	~~~~	~	22.7076	5.2	66.36	0.45	1854.88	2124.77	TRIPPING IN	~~~~	~	0.0000	0.0	51.80	0.22	1811.02	2175.00	ROTATING OFF BOTTOM	~~~~	~	17.2434	3.3	69.36	0.53	1854.88	2175.00	SLIDING ASSEMBLY	~~~~	~	3.3895	1.1	51.03	0.19	1695.96	2144.46
Load Cond	STF	B	Sur. Torq (kN-m)	Twist (revs)	Mesd Wt (tonne)	Stretch (m)	Ax. Stress (m)	Neu. Depth (m)																																															
TRIPPING OUT	~~~~	~	0.0000	0.0	96.40	0.90	1935.37	2175.00																																															
ROTATING ON BOTTOM	~~~~	~	22.7076	5.2	66.36	0.45	1854.88	2124.77																																															
TRIPPING IN	~~~~	~	0.0000	0.0	51.80	0.22	1811.02	2175.00																																															
ROTATING OFF BOTTOM	~~~~	~	17.2434	3.3	69.36	0.53	1854.88	2175.00																																															
SLIDING ASSEMBLY	~~~~	~	3.3895	1.1	51.03	0.19	1695.96	2144.46																																															

Fluid Editor	Torque Drag - Hook Load Chart						
<p>Mud Desc.: 8 1/2"</p> <p>Rheology Model Code: Bingham Plastic</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Density (sg)</th> <th>PV (cp)</th> <th>YP (lbf/100ft²)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.250</td> <td>20.00</td> <td>10.000</td> </tr> </tbody> </table>	Density (sg)	PV (cp)	YP (lbf/100ft ²)	1.250	20.00	10.000	
Density (sg)	PV (cp)	YP (lbf/100ft ²)					
1.250	20.00	10.000					

Torque Drag Effective Tension Graph	Torque Drag - Torque Point Chart
	

Torque Drag Side Force Graph	
	

Schematic

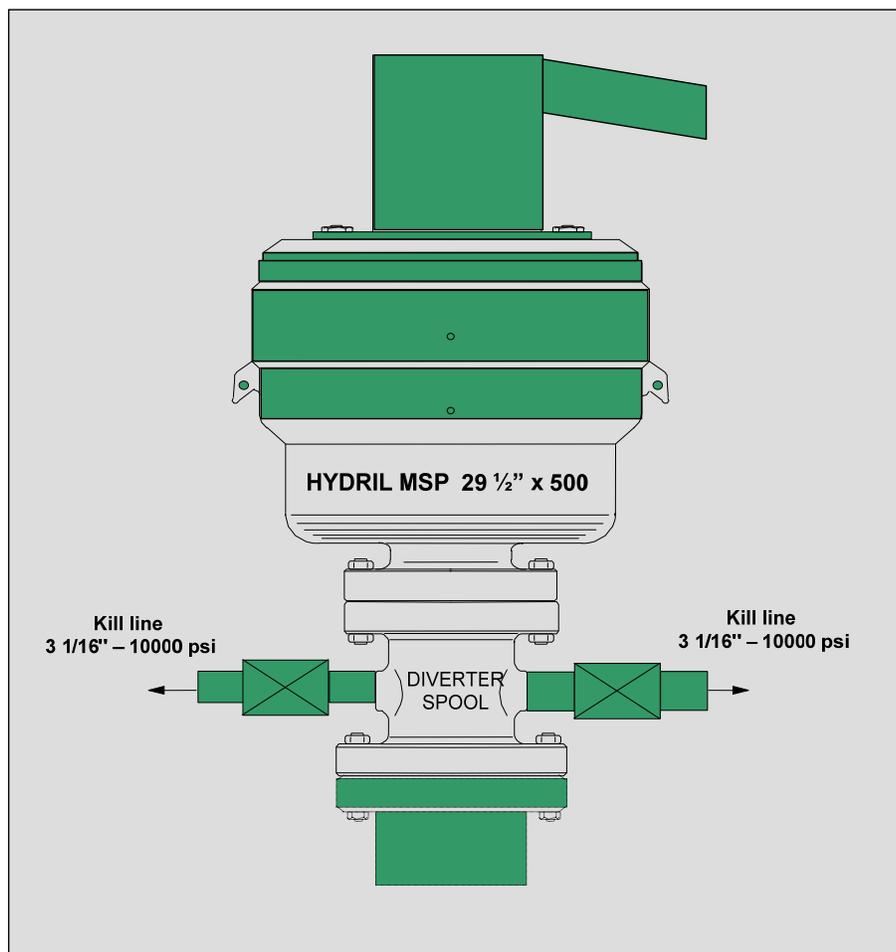




4.1.13 BOP STACK

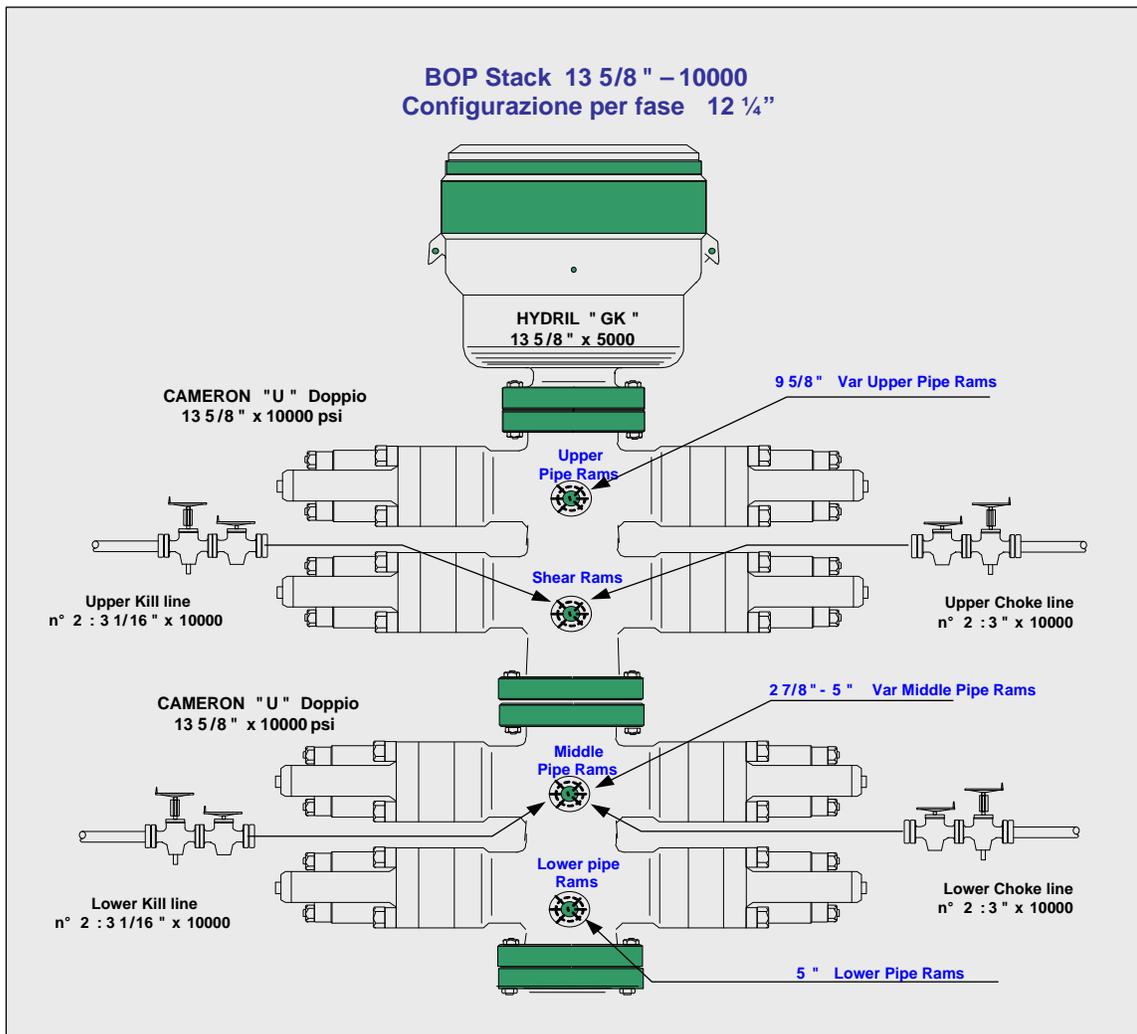
- La fase da 16" prevede l'installazione del Diverte System 29 1/2" – 500 psi ed una valvola di contro nella batteria di perforazione
- Le fasi da 12 1/4" e 8 1/2" prevedono l'utilizzo di un BOP Stack 13 5/8" – 10000 psi completo di ganasce trancianti.

DIVERTER SYSTEM per fase 16"





BOP STACK per fasi 12 1/4" e 8 1/2"



TEST B.O.P.

- Eseguire i test di routine ogni 21 gg o per operazioni testa pozzo / BOP e i test di funzionalità ogni 7 gg.
- Testare blind e shear rams con plug tester, pipe rams e bag preventer con cup tester.
- La massima drop down pressure ammissibile durante i test è di 100 psi.

Fare riferimento al programma dettagliato per i valori minimi da utilizzare durante i test BOP. I test sono condotti in base alla specifica STAP-P1-M-6150 "Well control policy".

NOTA:

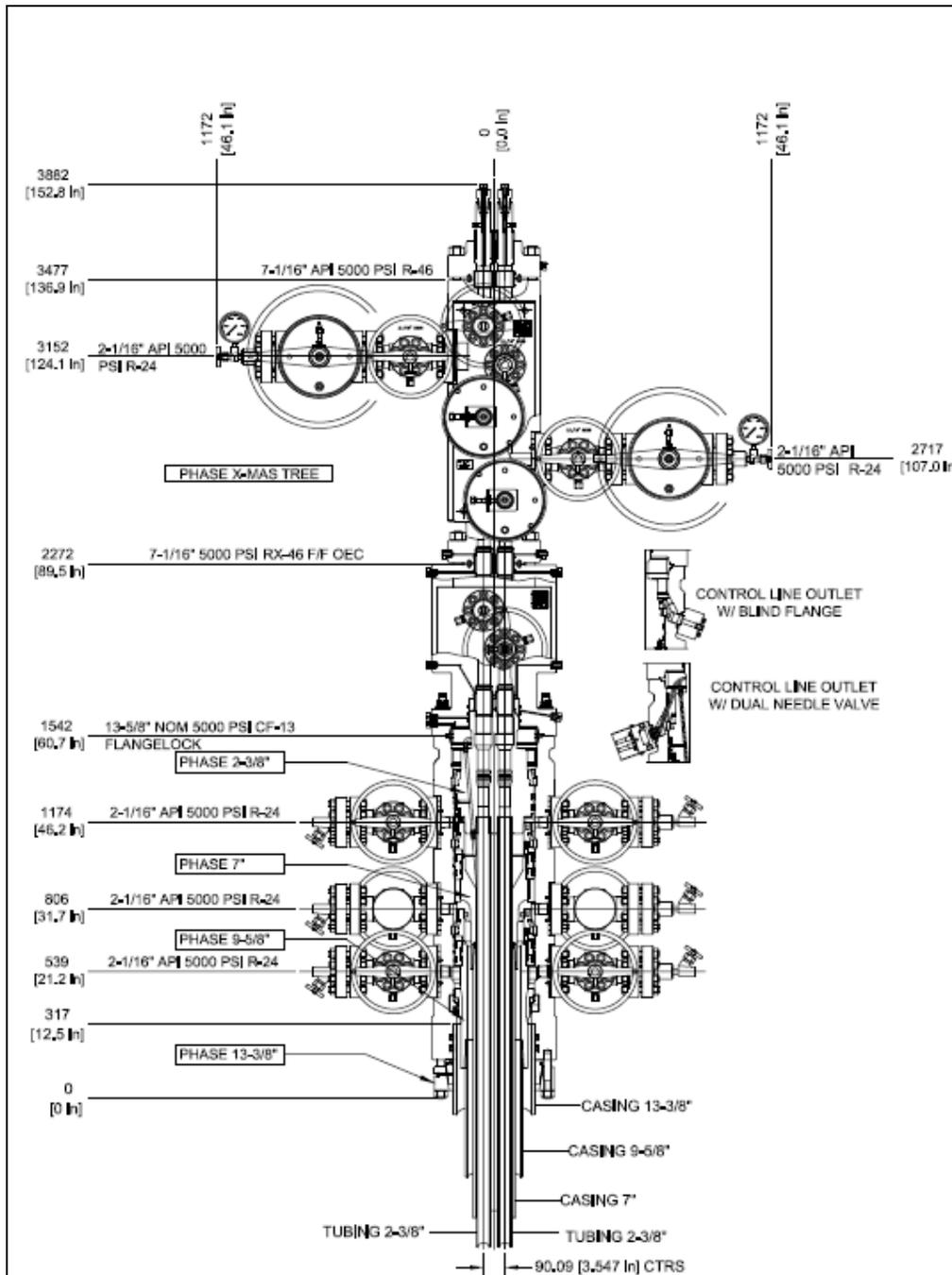
Eseguire i test di routine ogni 21 gg e i test di funzionalità ogni 7 gg.

Testare blind e shear rams con plug tester, pipe rams e bag preventer con cup tester.

La massima drop down pressure ammissibile durante i test è del 10% del valore del test.



4.1.14 SCHEMA TESTA POZZO



 Eni Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir		PAG 53 DI 56	
			AGGIORNAMENTI:	
	0			

4.2 ALLEGATI

4.2.1 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 un'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.

4.2.2 PROCEDURE DI KILLING

Nel caso di un'eventuale kick il pozzo verrà chiuso secondo la procedura " Hard " shut-in. La chiusura verrà effettuata come segue:

- chiudere 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.

4.2.3 LEAK - OFF TEST

Al momento non sono previsti LOT.

Nel caso che venga richiesta l'esecuzione di un LOT - FIT la procedura standard richiede:

- Fresare il collare e scarpa, pulire il rat-hole e perforare al massimo 5 m di foro nuovo
- Circolare e condizionare il fango in modo di avere un peso omogeneo
- Ritirare lo scalpello in scarpa, collegare ed eseguire un test delle linee della cementatrice
- Circolare controllando che le dusi non siano intasate
- Chiudere il BOP ed aprire la saracinesca del corpo inferiore
- Incominciare a pompare con una portata ridotta e costante
- 1/4 BPM nei fori 12"1/4 e più piccoli o 1/2 BPM nei fori 17"1/2 o 16"
- Registrare e tracciare i valori di pressione verso quelli di volume pompato, per ogni incremento di 1/4 bbl, su carta millimetrata

Continuare con questa procedura finchè due dati consecutivi acquisiti fuoriescano dal trend rettilineo (o la pressione predeterminata per il test viene raggiunta).

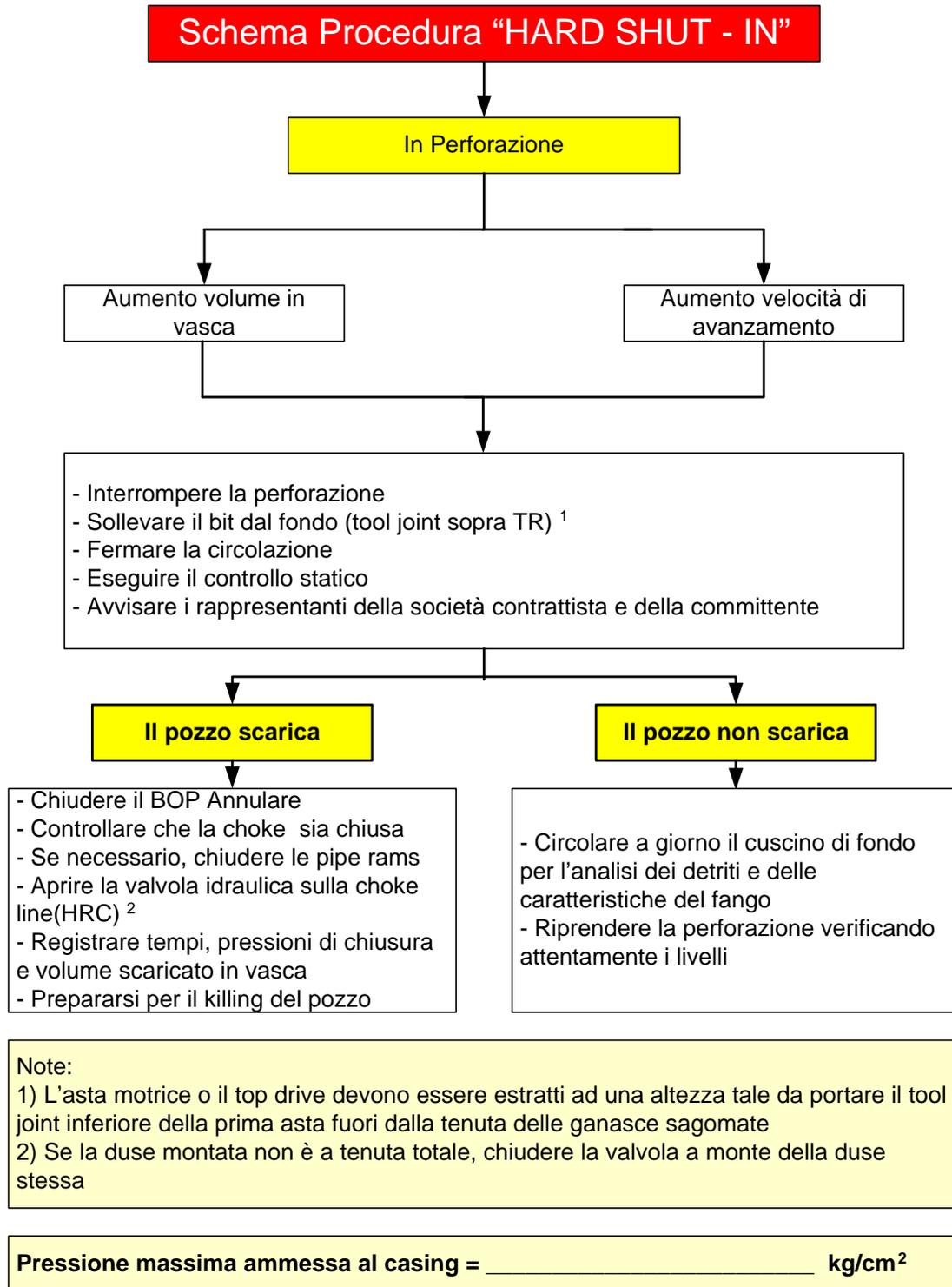
L'ultimo dato sul trend rettilineo è denominato il "Leak-Off Point ".

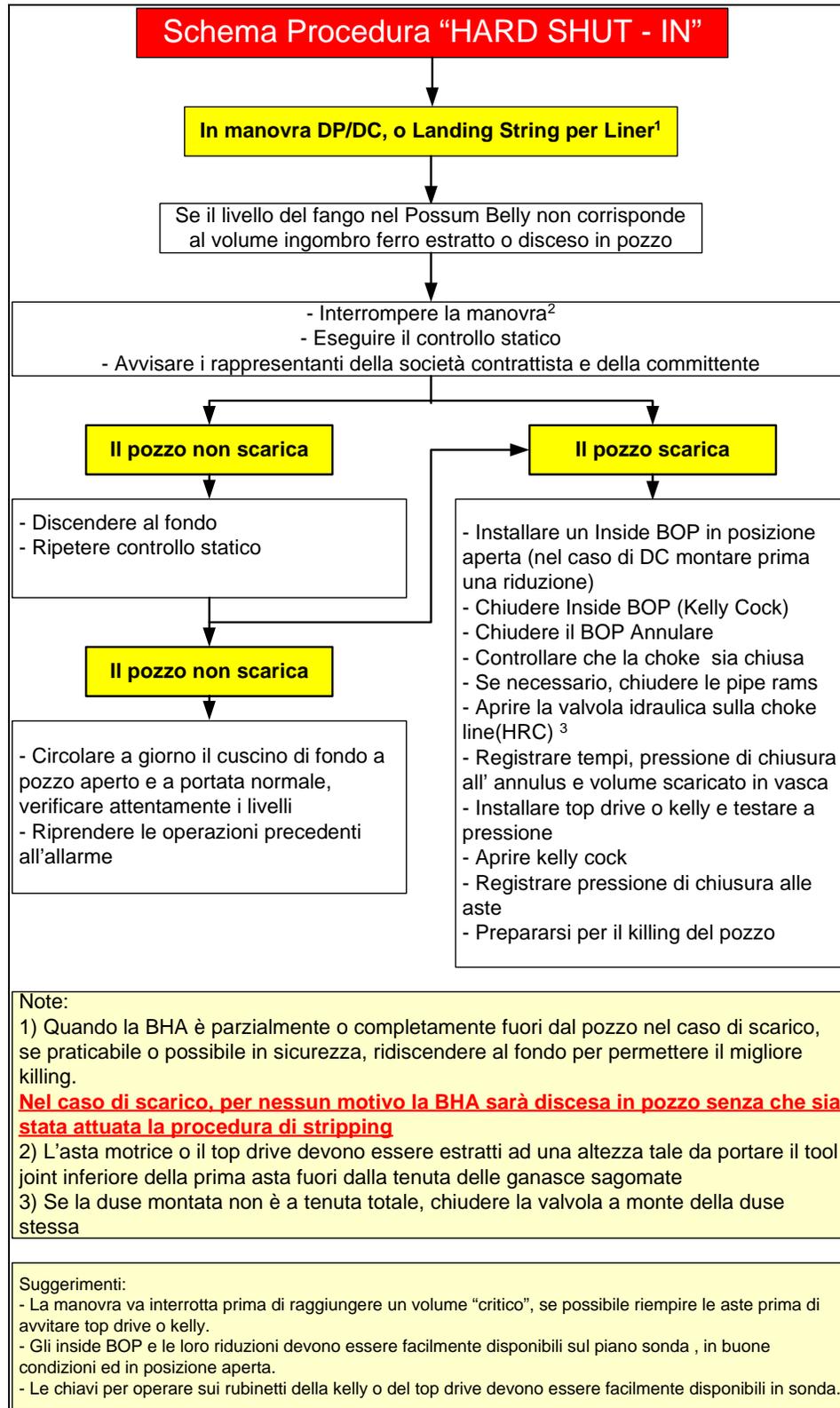
Fermare la pompa per permettere la stabilizzazione della pressione; la pressione stabilizzata è denominata " Standing Pressure ".

Calcolare la resistenza della formazione in termini di densità equivalente usando il valore minore fra la " Standing Pressure " e il "Leak-Off Point".



4.3 WELL SHUT IN PROCEDURE







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

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.1 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

SEZIONE 5
PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO

PIATTAFORMA CLARA SUD-EST

Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir

Data di emissione: Settembre 2013

©	ARPO-CS	<i>C. Guglielmo - A. Laghi</i>	<i>G. Liantonio</i>	<i>A. Bruzzone</i>
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	IL RESPONSABILE

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.2 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

INDICE

5.1	OBIETTIVO DEL POZZO CLARA EST 14 DIR	4
5.2	CLARA EST 14 DIR: GRADIENTI E TEMPI	6
5.3	TRAIETTORIA POZZO CLARA EST 14 DIR	7
5.4	SCHEMA DI COMPLETAMENTO CLARA EST 14 DIR	8
5.5	LOG E LAVAGGIO CASING	9
5.6	COMPLETAMENTO GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ-AE	9
5.6.1	SPARI EWL LIVELLO PLQ-AE	9
5.6.2	SCRAPERAGGIO CSG E FISSAGGIO SUMP PACKER	10
5.6.3	ESECUZIONE GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ-AE	10
5.7	COMPLETAMENTO GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ1-E + E1	11
5.7.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI EWL LIVELLO PLQ1-E + E1	11
5.7.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	11
5.7.3	ESECUZIONE GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ1-E + E1	11
5.8	DISCESA BATTERIA DI SPAZIATURA	12
5.9	COMPLETAMENTO IN GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ1-C	13
5.9.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI EWL LIVELLO PLQ1-C	13
5.9.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	13
5.9.3	ESECUZIONE GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ1 -C	13
5.10	DISCESA COMPLETAMENTO	14
5.11	MONTAGGIO CROCE E FISSAGGIO PACKER	15
5.12	SPURGO	15
5.13	OBIETTIVO DEL POZZO CLARA EST 15 DIR	16
5.14	CLARA EST 15 DIR: GRADIENTI E TEMPI	18
5.15	TRAIETTORIA POZZO CLARA EST 15 DIR	19
5.16	SCHEMA DI COMPLETAMENTO CLARA EST 15 DIR	20
5.17	LOG E LAVAGGIO CASING	21
5.18	COMPLETAMENTO GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ-U_{SUP}	21
5.18.1	SPARI EWL LIVELLO PLQ-U _{SUP}	21
5.18.2	SCRAPERAGGIO CSG E FISSAGGIO SUMP PACKER	22
5.18.3	ESECUZIONE GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ-U _{SUP}	22
5.19	COMPLETAMENTO GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ-R+ST	23
5.19.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI EWL LIVELLO PLQ1-R+ST	23
5.19.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	23

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.3 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

5.19.3	ESECUZIONE GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ1-R+ST	23
5.20	COMPLETAMENTO GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ-P1	24
5.20.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI EWL LIVELLO PLQ-P1	24
5.20.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	25
5.20.3	ESECUZIONE GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ -P1	25
5.21	COMPLETAMENTO GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ-O	26
5.21.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI EWL LIVELLO PLQ-O	26
5.21.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	26
5.21.3	ESECUZIONE GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ -O	26
5.22	BATTERIA DI SPAZIATURA	27
5.23	COMPLETAMENTO GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ1-FN	27
5.23.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI EWL LIVELLO PLQ1-FN	27
5.23.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	28
5.23.3	ESECUZIONE GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ -FN	28
5.24	DISCESA COMPLETAMENTO	29
5.25	MONTAGGIO CROCE E FISSAGGIO PACKER	30
5.26	SPURGO	30

 <p>ENI Divisione E&P ARPO-CS</p>	<p>PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir</p>	<p>PAG.4 DI 30</p> <p>AGGIORNAMENTI</p> <table border="1" data-bbox="1247 184 1513 222"> <tr> <td data-bbox="1247 184 1317 222">0</td> <td data-bbox="1317 184 1386 222"></td> <td data-bbox="1386 184 1456 222"></td> <td data-bbox="1456 184 1513 222"></td> </tr> </table>				0			
0									

5.1 OBIETTIVO DEL POZZO CLARA EST 14 Dir

Il completamento previsto per il pozzo Clara Est 14 Dir sarà in doppio con tbg 2 $\frac{3}{8}$ " 4.7 lbs/ft P110 ADMS.

I livelli saranno completati in cased hole, con completamenti in sand control del tipo Gravel Pack (GP) in formazione.

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

Il brine di completamento sarà **1.31 s.g. CaCl₂**

Il fluido di trattamento per i lavori di gravel sarà:

- brine filtrato-viscosizzato **1.03 s.g.** per i trattamenti di GP in formazione

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

- overbalance EWL con fucili 4 $\frac{1}{2}$ " e cariche Big Hole 12 spf

La croce di produzione avrà una WP=5 kpsi.

Tutti i down hole tool dovranno avere una working pressure di almeno 5 kpsi e dovranno essere compatibili con i fluidi di completamento utilizzati.

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.5 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

CLARA EST 14 Dir			
String Corta			
Size	2 3/8"		
Materiale	P-110, 4.7 lbs/ft		
Filetto	ADMS		
Livelli	Top – Bottom livello [mMD]	Completamento	Screen
PLQ1 - C	1330-1380	Gravel Pack in formazione	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 30-50
String Lunga			
Size	2 3/8"		
Materiale	P-110, 4.7 lbs/ft		
Filetto	ADMS		
Livelli	Top – Bottom livello [mMD]	Completamento	Screen
PLQ1 – E/E1	1506-1525 (E) 1525 – 1531 (E1)	Gravel Pack in formazione	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 30-50
PLQ - AE	1535 – 1572	Gravel Pack in formazione	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 30-50
Casing di Produzione			
7", 29 lbs/ft @ 2070 mMD			

NOTA: La distanza minima di circa 20 m tra livelli da completare separatamente verrà rispettata ottimizzando la scelta degli intervalli da sparare.

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.6 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

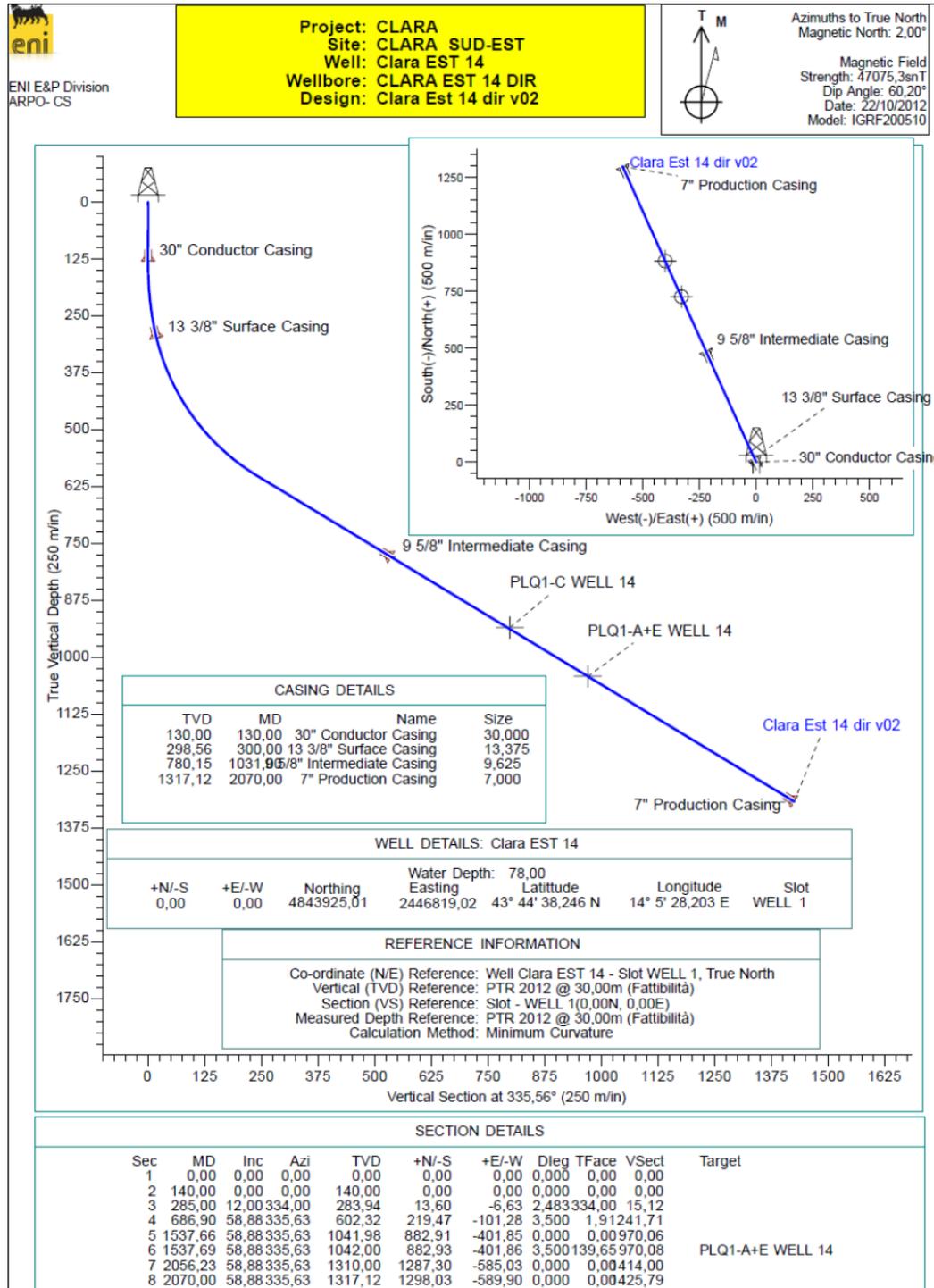
5.2 CLARA EST 14 DIR: GRADIENTI E TEMPI

Livelli	Top Livello	Top Livello	Pressione iniziale stimata	Pressione attuale attesa	Gradiente Iniziale	Gradiente Attuale Stimato	Gradiente di fratturazione stimato (Breakdown con $K>0$)
	mssl	m TVD	kg/cm ²	kg/cm ²	kg/cm ² 10 m	kg/cm ² 10 m	kg/cm ² 10 m
PLQ1-C	904.7	934.7	97.4	97.4	1.08	1.08	1.53
PLQ1-E	995.7	1025.7	106.2	106.2	1.07	1.07	1.54
PLQ1-E1	1005.8	1035.8	111	111	1.10	1.10	1.56
PLQ-AE	1011.8	1041.8	111.4	83.2	1.10	0.82	1.43

TEMPI CLARA EST 14 DIR				
FASE	OPERAZIONE	TIME		
		P10	P50	P90
1	WELL PREPARATION	1.4	1.7	2.2
2	LOG	0.3	0.4	0.5
3	SAND CONTROL ZONE 1- G.P. in formazione Liv PLQ-AE	2.4	2.8	3.9
4	SAND CONTROL ZONE 2 - G.P. in formazione Liv PLQ1-E1+E	3	3.5	4.5
5	BATTERIA DI SPAZIATURA	0.4	0.5	0.6
6	SAND CONTROL ZONE 3 - G.P. in formazione Liv PLQ1-C	3	3.4	4.6
7	RUN COMPLETION	3	3.5	4.3
8	CLEAN UP	2.5	2.9	3.4
	TOTALE	16.1	18.8	24.1

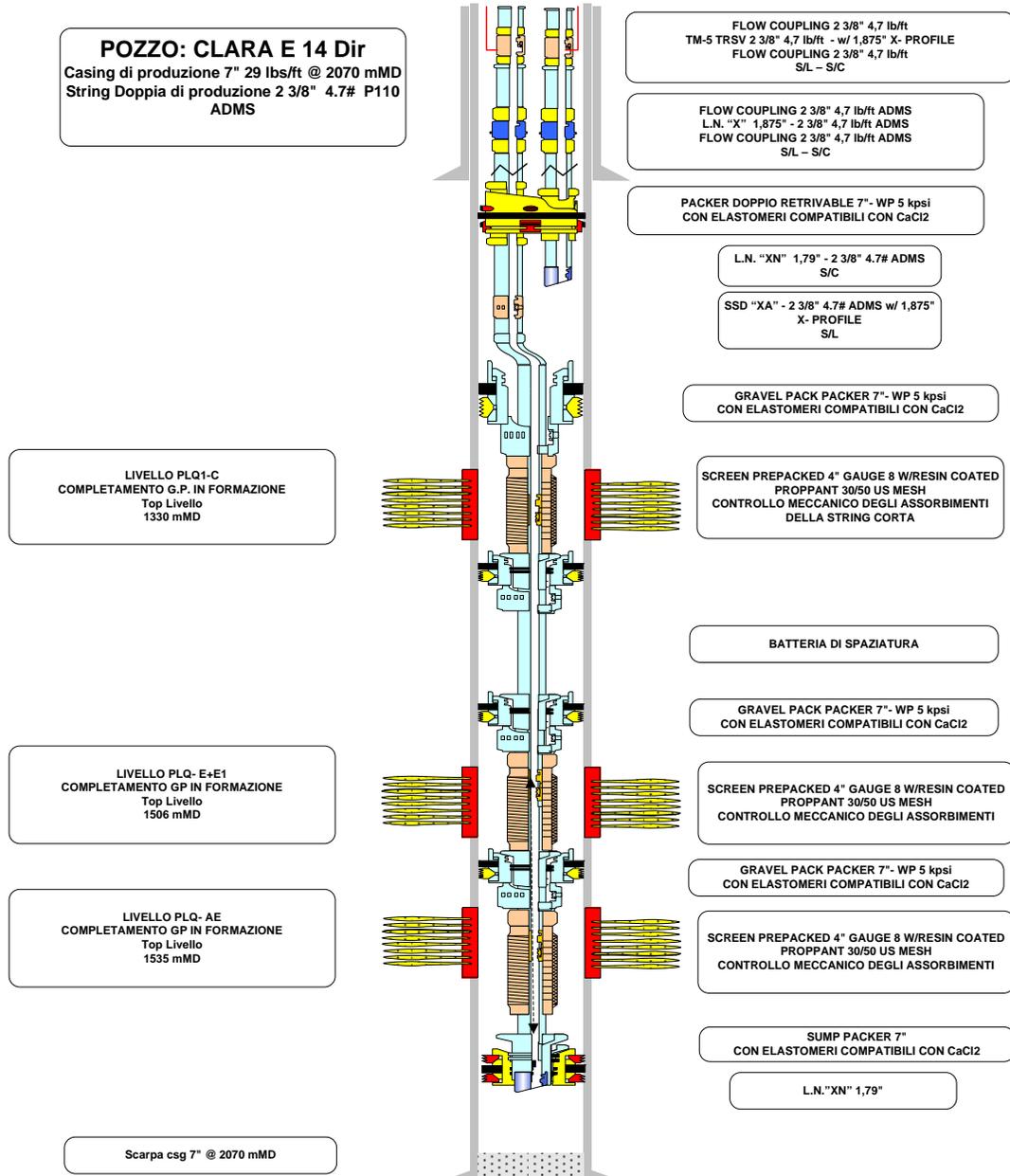


5.3 TRAIETTORIA POZZO CLARA EST 14 DIR





5.4 SCHEMA DI COMPLETAMENTO CLARA EST 14 DIR



 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.9 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

5.5 LOG E LAVAGGIO CASING

Assemblare e discendere a fondo pozzo taper mill + scraper rotovert + string magnet + Brush Tool per casing \varnothing 7" 29 lbs/ft . Circolare per sostituire fango di perforazione con brine **1.31 s.g. CaCl₂** non filtrato, pompando i seguenti cuscini di lavaggio casing ad una portata di 4 bpm:

- 3 m³ di acqua industriale
- 6 m³ di acqua di mare con Tensioattivo
- 6 m³ di brine viscosizzato

Spiazzare i cuscini pompando brine **1.31 s.g.** non filtrato fino a quando non si ha brine in superficie. Eseguire la pulizia delle vasche e delle linee di superficie. Sollevare la batteria in circolazione e rotazione fino a primo Brush in superficie. Ridiscendere quindi al fondo pozzo a candela.

Con la batteria al fondo eseguire il pickling pompando in sequenza:

- 1 m³ acqua industriale
- 4 m³ di NaOH al 10%
- 2 m³ di acqua industriale
- 4 m³ di HCl al 10%
- 2 m³ di acqua industriale

Spiazzando poi con brine filtrato **1.31 s.g.** 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.

Circolare e verificare una lettura di torbidità di 20 NTU del brine di completamento di ritorno dal pozzo; fermare la circolazione.

Estrarre e sdoppiare batteria di lavaggio.

Rig –up Electric Line e registrazione CBL-VDL-CNL in casing \varnothing a7" 29#

5.6 COMPLETAMENTO GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ-AE

5.6.1 SPARI EWL LIVELLO PLQ-AE

R/Up Shooting nipple e testare a 1000 psi per 15 min. Rig-up della Electric Wire Line, assemblare fucili \varnothing 4 1/2" - 12 SpF con cariche Big Hole e discendere in pozzo; correlare e aprire il livello.

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.10 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

Sollevare fucili a top perforazioni ed eseguire flow check. Rig-down della Electric Wire Line; smontare shooting nipple.

5.6.2 SCRAPERAGGIO CSG E FISSAGGIO SUMP PACKER

Discendere Taper mill per csg Ø 7" 29 lbs/ft + string mill + magneti per csg 7" + DP 3 ½" fino alla profondità di settaggio del sump packer, circolare e filtrare brine, estrarre taper mill.

Con Electric Wire Line (o drill pipe Ø 3 ½" 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.

In caso di assorbimenti superiori a 1,0 m³/h pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

5.6.3 ESECUZIONE GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ-AE

Assemblare gravel pack assembly per operazione di GP in formazione equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e LN "XN" 1,79" al bottom. Discendere in pozzo con DP 3 ½", arrivati in quota localizzare Sump Packer, eseguire spezzonamento, inserire snap latch seal assembly nel Sump packer. Verificare inserimento dello snap latch 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 @ 6000 psi per 15 min. 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 Co (eseguire test di pressione del packer considerando la massima pressione a cui sarà sottoposto lo stesso durante le operazioni di GP in formazione successive).

Rilasciare x-over tool ed espellere la biglia pressurizzando la string; trovare le diverse posizioni del tool ed eseguire le prove di circolazione in reverse e circulation position. Eseguire step rate test con brine KCl 1,03 s.g. filtrato e injection test iniettando gel.

A seguire elaborare i dati e preparare scheda di pompaggio. Eseguire GP in formazione seguendo la scheda di pompaggio. 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 GP in formazione (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recupero gravel in eccesso nella string pompando in reverse brine di completamento e a seguire eseguire test di copertura degli screen. Qualora il test di copertura risultasse negativo, valutare se procedere con il riempimento dell'anulare screen-casing.

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.11 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

Chiudere closing sleeve ed eseguire test chiusura a 1000 psi. Sollevare ulteriormente x-over tool chiudendo SSD ed eseguire test tenuta a 1000 psi; estrarre X-over tool e sdoppiare batteria

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

5.7 COMPLETAMENTO GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ1-E + E1

5.7.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI EWL LIVELLO PLQ1-E + E1

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3"1/2. Fissare plug nel gravel pack packer; circolare B/Up con brine filtrato, sollevare BHA ed eseguire tappo di sabbia di circa 1 m sopra il packer plug. Estrarre e sdoppiare setting tool (estrarre a velocità controllata le prime 3 stands di DP).

R/Up 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 e aprire il livello. Sollevare fucili a top perforazioni ed eseguire flow check. Rig-down della Electric Wire Line; smontare shooting nipple.

Contingency: In caso di assorbimenti superiori a 1,0 m³/h pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione) alla prima manovra disponibile

5.7.2 RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG

Discendere washover shoe + Venturi + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + 1 Std DP Ø 3 1/2" + Fishing Jar + DP Ø 3 1/2" a top packer plug, lavare sabbia, eseguire pescaggi, estrarre e valutare possibile altra discesa sulla base dei detriti recuperati. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 4 3/4" + Fishing Jar + 6 DC+ DP 3 1/2" sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

5.7.3 ESECUZIONE GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ1-E + E1

Assemblare gravel pack assembly per operazione di GP in formazione equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con DP 3 1/2". Arrivati in quota, localizzare G.P. Packer, eseguire spezzonamento, inserire snap latch seal assembly nel gravel pack packer inferiore. Verificare inserimento dello snap latch nel gravel pack 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 @ 6000 psi per 15 min. Lanciare biglia, portandola eventualmente in sede in circolazione ed eseguire il fissaggio del gravel pack packer superiore.

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.12 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

Eeguire test meccanico ed idraulico del gravel pack packer seguendo le indicazioni fornite dalla Service Co (eseguire test di pressione del packer considerando la massima pressione a cui sarà sottoposto lo stesso durante le operazioni di GP in formazione successive).

Rilasciare x-over tool ed espellere la biglia pressurizzando la string; trovare le diverse posizioni del tool ed eseguire le prove di circolazione in reverse e circulation position. Eseguire step rate test con brine KCl 1,03 s.g. filtrato e injection test iniettando gel.

A seguire elaborare i dati e preparare scheda di pompaggio. Eseguire GP in formazione seguendo la scheda di pompaggio. 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 GP in formazione (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recupero gravel in eccesso nella string pompando in reverse brine di completamento e a seguire eseguire test di copertura degli screen. Qualora il test di copertura risultasse negativo, valutare se procedere con il riempimento dell'anulare screen-casing.

Chiudere closing sleeve ed eseguire test chiusura a 1000 psi. Sollevare ulteriormente x-over tool chiudendo SSD ed eseguire test tenuta a 1000 psi; estrarre X-over tool e sdoppiare batteria

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

5.8 DISCESA BATTERIA DI SPAZIATURA

Assemblare batteria di spaziatura composta da snap latch seal assy + tubings 2³/₈ 4,7 lbs/ft P110 ADMS + gravel pack packer 7" 29 lbs/ft con mill out extension e lower seal bore. Discendere con DP 3¹/₂ ed inserire snap latch in GP packer del liv PLQ1 E+E1. Verificare inserimento dello snap latch nel gravel pack 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 @ 6000 psi per 15 min. 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 Co (eseguire test di pressione del packer considerando la massima pressione a cui sarà sottoposto lo stesso durante le operazioni di frack successive). Estrarre e sdoppiare setting tool.

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.13 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

5.9 COMPLETAMENTO IN GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ1-C

5.9.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI EWL LIVELLO PLQ1-C

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3"1/2. Fissare plug nel gravel pack packer; circolare B/Up con brine filtrato, sollevare BHA ed eseguire tappo di sabbia di circa 1 m sopra il packer plug. Estrarre e sdoppiare setting tool (estrarre a velocità controllata le prime 3 stands di DP).

R/Up 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 e aprire il livello. Sollevare fucili a top perforazioni ed eseguire flow check. Rig-down della Electric Wire Line; smontare shooting nipple.

Contingency: In caso di assorbimenti superiori a 1,0 m³/h pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione) alla prima manovra disponibile

5.9.2 RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG

Discendere washover shoe + Venturi + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + 1 Std DP Ø 3 1/2" + Fishing Jar + DP Ø 3 1/2" a top packer plug, lavare sabbia, eseguire pescaggi, estrarre e valutare possibile altra discesa sulla base dei detriti recuperati. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 4 3/4" + Fishing Jar + 6 DC+ DP 3 1/2" sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

5.9.3 ESECUZIONE GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ1 -C

Assemblare gravel pack assembly per operazione di GP in formazione equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti tipo Saf-Twin Flow-DFAV Valve e discendere in pozzo con DP 3 1/2". Arrivati in quota, localizzare G.P. Packer, eseguire spezzonamento, inserire snap latch seal assembly nel gravel pack packer inferiore. Verificare inserimento dello snap latch nel gravel pack 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 @ 6000 psi per 15 min. 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 Co (eseguire test di pressione del packer considerando la massima pressione a cui sarà sottoposto lo stesso durante le operazioni di GP in formazione successive).

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.14 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

Rilasciare x-over tool ed espellere la biglia pressurizzando la string; trovare le diverse posizioni del tool ed eseguire le prove di circolazione in reverse e circulation position. Eseguire step rate test con brine KCl 1,03 s.g. filtrato e injection test iniettando gel.

A seguire elaborare i dati e preparare scheda di pompaggio. Eseguire GP in formazione seguendo la scheda di pompaggio. 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 GP in formazione (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recupero gravel in eccesso nella string pompando in reverse brine di completamento e a seguire eseguire test di copertura degli screen. Qualora il test di copertura risultasse negativo, valutare se procedere con il riempimento dell'anulare screen-casing.

Chiudere closing sleeve ed eseguire test chiusura a 1000 psi. Sollevare ulteriormente x-over tool chiudendo SSD ed eseguire test tenuta a 1000 psi; spazzare in pozzo brine di completamento additivato con anticorrosivo, estrarre X-over tool e sdoppiare batteria

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

5.10 DISCESA COMPLETAMENTO

Estrarre wear bushing e configurare BOP come segue:

- Bag preventer
- 2 3/8" Centralizzanti
- Shear
- 2 3/8" Dual
- 2 3/8"- 3 1/2"

Eseguire test dual rams a 3500 psi per 15 min utilizzando dual testing tool; discendere cup tester ed eseguire test Hydril 500-1500 psi per 15 min, flex rams 2 3/8"-3 1/2" a 3500 psi per 15 min; Kill line + Choke line e valvole a 3500 psi per 15 min. Eseguire pressure test upper e lower kelly + BOP. Estrarre cup tester e discendere washing tool per pulizia sede tbg hgr. Eseguire dummy run con tubing hanger doppio preassemblato senza seal di tenuta + landing joint. Discendere completamento doppio in dual spider come da schema allegato; inserire packer doppio WP=5 kpsi, inserire su S/L e S/C L.N. "X" 1,875" a 600 m circa; inserire su S/L e S/C Tubing Retrieval Safety Valve 5 Kpsi a 200 m circa inserendo control line Ø 1/4" con WP 10 kpsi ed eseguire pressure test al valore indicato dalla Service Co x 30 min; proseguire discesa completamento con control line in pressione a opening pressure+500 psi di margine operativo e discendere inserendo clampe ad ogni giunto.

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.15 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

Inserire locator seal assembly nel seal bore receptacle del sistema meccanico di controllo degli assorbimenti della string corta; spezzonare; montare tubing hanger doppio preassemblato, collegare control line ed eseguire test control-line alla pressione indicata dalla Service Co. Registrare peso della string in UP e in DOWN; allineare string secondo locator screw sul Tubing Spool, discendere ed alloggiare tubing hanger in sede, serrare i tie-down ed eseguire test seal assembly con la pressione indicata dalla Service Co per 15 min; eseguire calibratura wireline con gauge cutter Ø 47,5 mm su S/L fino a 1° locator e S/C fino a landing nipple "XN". Scaricare pressione control line a zero, sdoppiare landing joint, inserire BPV; smontare bell nipple e flow line + riser e BOP stack.

5.11 MONTAGGIO CROCE E FISSAGGIO PACKER

Montare croce di produzione WP=5 kpsi; eseguire test inflangiatura e test control line; estrarre BPV da S/L e S/C. Aprire entrambe SCSSV. Rig up slick line e aprire valvola di circolazione S/L sotto il packer doppio. Montare attrezzatura slick line su S/C, discendere e fissare plug nel L.N. "XN". Aprire il ritorno sulla S/L e pressurizzare S/C come da indicazioni fornite dalla service company per fissaggio packer doppio. Eseguire e registrare test di pressione per intergità della string. Eseguire test di tenuta packer con 2000 psi all'annulus per 30 min. Recuperare plug da L.N. "XN" su S/C. Rig up Slick line su S/L, chiudere SSD ed eseguire rig down wire line.

5.12 SPURGO

RIH Shifting Tool e aprire la SSD davanti al livello della S/C; POOH Shifting Tool; attivare il controllo meccanico degli assorbimenti (tipo Twin Flow valve o SAF) pressurizzando string corta come da indicazioni della compagnia di servizio. Monitorare la string lunga per verificare quando la valvola è aperta. Scaricare eventuale pressione residua.

Una volta aperto il sistema meccanico di controllo degli assorbimenti della string corta, circolare SL/SC spiazzando con azoto. Una volta ottenuto azoto a giorno dalla string corta, procedere con lo spurgo della stessa. Se necessario utilizzare la string lunga per il lift con azoto.

Proseguire lo spurgo come da indicazioni GIAC-CS, terminato procedere con la chiusura della SSD sulla string lunga.

R/Up CT e discesa su S/L per lavaggio string. Con la string piena di brine, eseguire e registrare test di integrità string.

Spiazzare string con N2 ed estrarre CT. Proseguire lo spurgo selettivo di tutti i livelli della string lunga come da indicazioni GIAC-CS.

 <p>ENI Divisione E&P ARPO-CS</p>	<p>PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir</p>	<p>PAG.16 DI 30</p> <p>AGGIORNAMENTI</p> <table border="1" data-bbox="1247 184 1513 222"> <tr> <td>0</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				0			
0									

5.13 OBIETTIVO DEL POZZO CLARA EST 15 Dir

Il completamento previsto per il pozzo Clara Est 15 Dir sarà in doppio con tbg 2 ³/₈" 4.7 lbs/ft P110 ADMS.

I livelli saranno completati in cased hole, con completamenti in sand control del tipo Gravel Pack (GP) in formazione.

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

Il brine di completamento sarà **1.36 s.g. CaCl₂**

Il fluido di trattamento per i lavori di gravel sarà:

- brine filtrato-viscosizzato **1.03 s.g.** per i trattamenti di GP in formazione

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

- overbalance EWL con fucili 4 ½" e cariche Big Hole 12 spf

La croce di produzione avrà una WP=5 kpsi.

Tutti i down hole tool dovranno avere una working pressure di almeno 5 kpsi e dovranno essere compatibili con i fluidi di completamento utilizzati.

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.17 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

CLARA EST 15 Dir			
String Corta			
Size	2 3/8"		
Materiale	P-110, 4.7 lbs/ft		
Filetto	ADMS		
Livelli	Top - Bottom livello [mMD]	Completamento	Screen
PLQ1 - FN	1632-1766	Gravel Pack in formazione	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 30-50
String Lunga			
Size	2 3/8"		
Materiale	P-110, 4.7 lbs/ft		
Filetto	ADMS		
Livelli	Top - Bottom livello [mMD]	Completamento	Screen
PLQ-O	1773-1787	Gravel Pack in formazione	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 30-50
PLQ-P1	1810-1826	Gravel Pack in formazione	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 30-50
PLQ-R+ST	1838-1860 (R) 1862-1882 (ST)	Gravel Pack in formazione	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 30-50
PLQ-U _{SUP}	1882-1906	Gravel Pack in formazione	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 30-50
Casing di Produzione			
7", 29 lbs/ft @ 2160 mMD			

NOTA: La distanza minima di circa 20 m tra livelli da completare separatamente verrà rispettata ottimizzando la scelta degli intervalli da sparare.

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.18 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

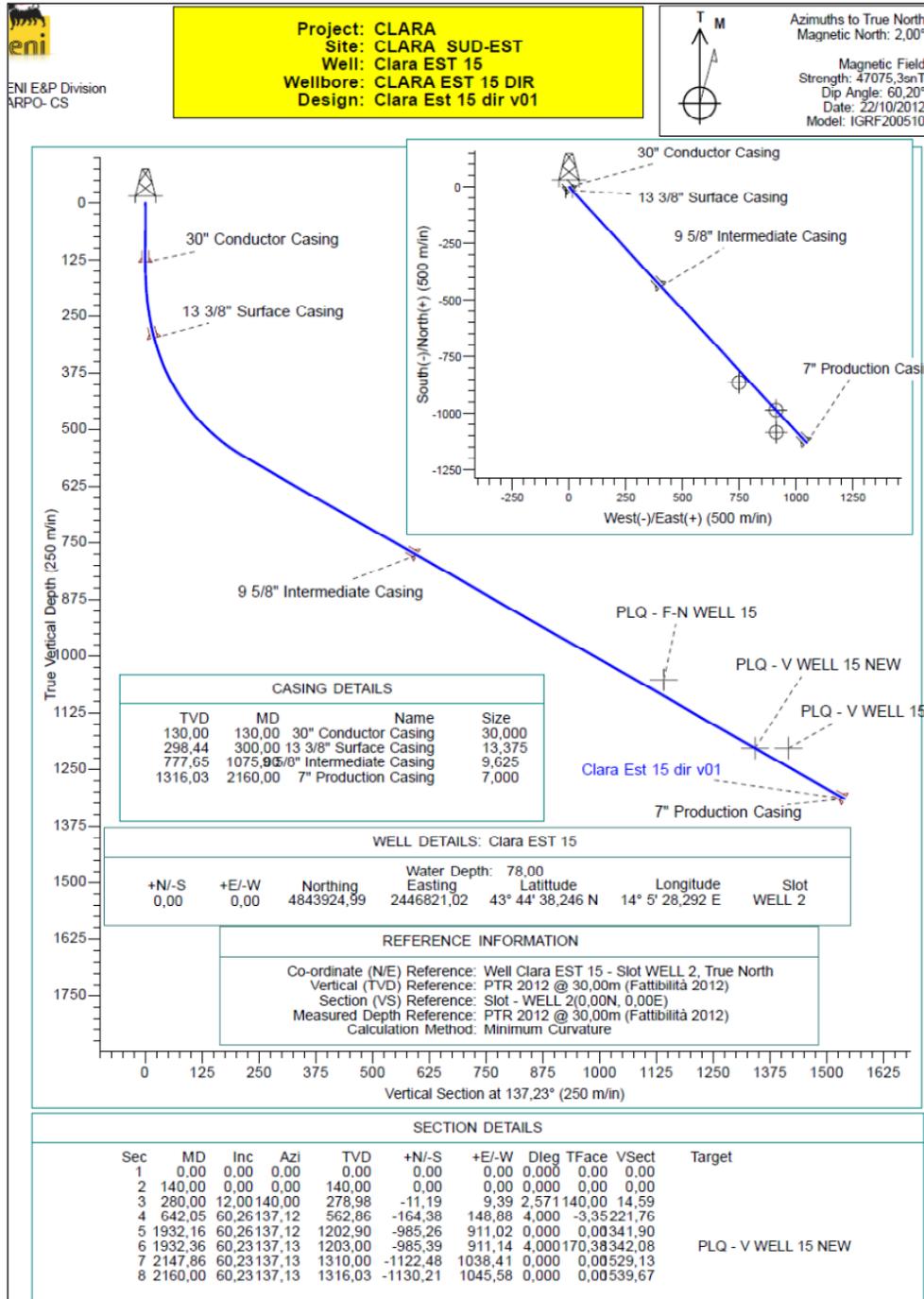
5.14 CLARA EST 15 DIR: GRADIENTI E TEMPI

Livelli	Top Livello	Top Livello	Pressione iniziale stimata	Pressione attuale attesa	Gradiente Iniziale	Gradiente Attuale Stimato	Gradiente di fratturazione stimato (Breakdown con K>0)
	mssl	m TVD	kg/cm ²	kg/cm ²	kg/cm ² 10 m	kg/cm ² 10 m	kg/cm ² 10 m
PLQ-FN	1024.16	1054.16	115.26	115.26	1.13	1.13	1.56
PLQ-O	1094.1	1024.1	119.75	119.75	1.09	1.09	1.56
PLQ-P1	1112.3	1142.3	128.41	100.27	1.15	0.9	1.47
PLQ-R	1126.4	1156.4	130.35	90.07	1.16	0.8	1.43
PLQ-ST	1138.1	1168.1	132.09	91.8	1.16	0.81	1.43
PLQ-U _{SUP}	1148.4	1178.4	134.64	117.3	1.17	1.02	1.52

TEMPI CLARA EST 15 DIR				
FASE	OPERAZIONE	Time Planning		
		P10	P50	P90
1	WELL PREPARATION	1.4	1.7	2.1
2	LOG	0.3	0.4	0.5
3	SAND CONTROL ZONE 1 - G.P. in formazione Liv PLQ- U _{sup}	2.3	2.8	3.7
4	SAND CONTROL ZONE 2 - G.P. in formazione Liv PLQ1-R+ST	3	3.5	4.6
5	SAND CONTROL ZONE 3 - G.P. in formazione Liv PLQ1-P1	2.9	3.4	4.4
6	SAND CONTROL ZONE 4 - G.P. in formazione Liv PLQ1-O	2.8	3.3	4.4
7	BATTERIA DI SPAZIATURA	0.4	0.5	0.6
8	SAND CONTROL ZONE 5 - G.P. in formazione Liv PLQ1-FN	2.9	3.4	4.4
9	RUN COMPLETION	3	3.6	4.4
10	CLEAN UP	3	3.5	4
	TOTALE	22	25.9	33.3

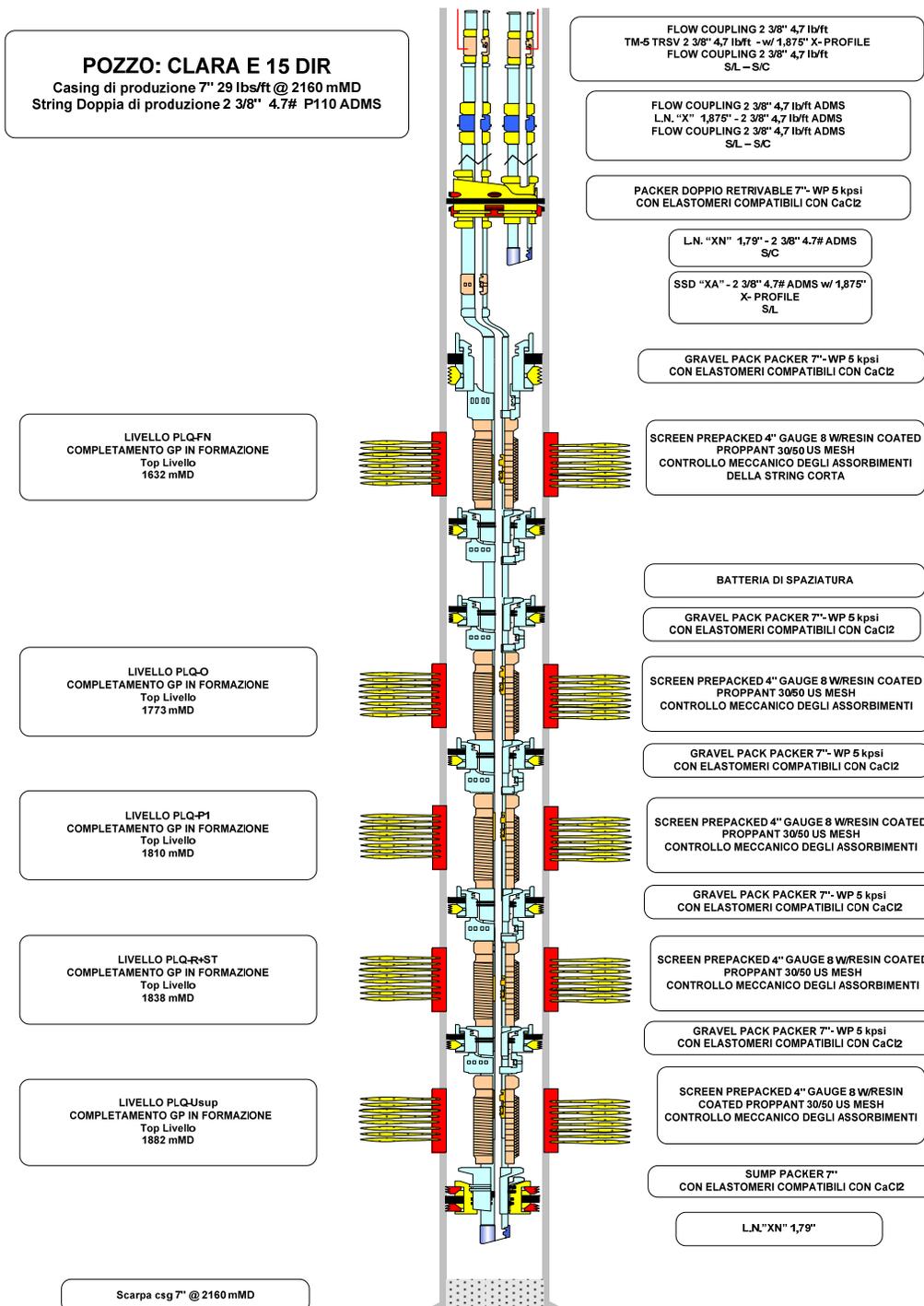


5.15 TRAIETTORIA POZZO CLARA EST 15 DIR





5.16 SCHEMA DI COMPLETAMENTO CLARA EST 15 DIR



 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.21 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

5.17 LOG E LAVAGGIO CASING

Assemblare e discendere a fondo pozzo taper mill + scraper rotovert + string magnet + Brush Tool per casing \varnothing 7" 29 lbs/ft . Circolare per sostituire fango di perforazione con brine **1.36 s.g. CaCl₂** non filtrato, pompando i seguenti cuscini di lavaggio casing ad una portata di 4 bpm:

- 3 m³ di acqua industriale
- 6 m³ di acqua di mare con Tensioattivo
- 6 m³ di brine viscosizzato

Spiazzare i cuscini pompando brine **1.36 s.g.** non filtrato fino a quando non si ha brine in superficie. Eseguire la pulizia delle vasche e delle linee di superficie. Sollevare la batteria in circolazione e rotazione fino a primo Brush in superficie. Ridiscendere quindi al fondo pozzo a candela.

Con la batteria al fondo eseguire il pickling pompando in sequenza:

- 1 m³ acqua industriale
- 4 m³ di NaOH al 10%
- 2 m³ di acqua industriale
- 4 m³ di HCl al 10%
- 2 m³ di acqua industriale

Spiazzando poi con brine filtrato **1.36 s.g.** 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.

Circolare e verificare una lettura di torbidità di 20 NTU del brine di completamento di ritorno dal pozzo; fermare la circolazione.

Estrarre e sdoppiare batteria di lavaggio.

Rig –up Electric Line e registrazione CBL-VDL-CNL in casing \varnothing a7" 29#

5.18 COMPLETAMENTO GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ-U_{SUP}

5.18.1 SPARI EWL LIVELLO PLQ-U_{SUP}

R/Up Shooting nipple e testare a 1000 psi per 15 min. Rig-up della Electric Wire Line, assemblare fucili \varnothing 4 1/2" - 12 SpF con cariche Big Hole e discendere in pozzo; correlare e aprire il livello.

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.22 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

Sollevarre fucili a top perforazioni ed eseguire flow check. Rig-down della Electric Wire Line; rimuovere shooting nipple.

5.18.2 SCRAPERAGGIO CSG E FISSAGGIO SUMP PACKER

Discendere Taper mill per csg Ø 7" 29 lbs/ft + string mill + magneti per csg 7" + DP 3 ½" fino alla profondità di settaggio del sump packer, circolare e filtrare brine, estrarre taper mill.

Con Electric Wire Line (o drill pipe Ø 3 ½" 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.

In caso di assorbimenti superiori a 1,0 m³/h pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

5.18.3 ESECUZIONE GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ-U_{SUP}

Assemblare gravel pack assembly per operazione di GP in formazione equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e LN "XN" 1,79" al bottom. Discendere in pozzo con DP 3 ½", arrivati in quota localizzare Sump Packer, eseguire spezzonamento, inserire snap latch seal assembly nel Sump Packer. Verificare inserimento dello snap latch 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 @ 6000 psi per 15 min. 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 Co (eseguire test di pressione del packer considerando la massima pressione a cui sarà sottoposto lo stesso durante le operazioni di GP in formazione successive).

Rilasciare x-over tool ed espellere la biglia pressurizzando la string; trovare le diverse posizioni del tool ed eseguire le prove di circolazione in reverse e circulation position. Eseguire step rate test con brine KCl 1,03 s.g. filtrato e injection test iniettando gel.

A seguire elaborare i dati e preparare scheda di pompaggio. Eseguire GP in formazione seguendo la scheda di pompaggio. 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 GP in formazione (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recupero gravel in eccesso nella string pompando in reverse brine di completamento e a seguire eseguire test di copertura degli screen. Qualora il test di copertura risultasse negativo, valutare se procedere con il riempimento dell'anulare screen-casing.

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.23 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

Chiudere closing sleeve ed eseguire test chiusura a 1000 psi. Sollevare ulteriormente x-over tool chiudendo SSD ed eseguire test tenuta a 1000 psi; estrarre X-over tool e sdoppiare batteria

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

5.19 COMPLETAMENTO GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ-R+ST

5.19.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI EWL LIVELLO PLQ1-R+ST

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3"1/2. Fissare plug nel gravel pack packer; circolare B/Up con brine filtrato, sollevare BHA ed eseguire tappo di sabbia di circa 1 m sopra il packer plug. Estrarre e sdoppiare setting tool (estrarre a velocità controllata le prime 3 stands di DP).

R/Up 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 e aprire il livello. Sollevare fucili a top perforazioni ed eseguire flow check. Rig-down della Electric Wire Line; smontare shooting nipple.

Contingency: In caso di assorbimenti superiori a 1,0 m³/h pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione) alla prima manovra disponibile

5.19.2 RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG

Discendere washover shoe + Venturi + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + 1 Std DP Ø 3 1/2" + Fishing Jar + DP Ø 3 1/2" a top packer plug, lavare sabbia, eseguire pescaggi, estrarre e valutare possibile altra discesa sulla base dei detriti recuperati. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 4 3/4" + Fishing Jar + 6 DC+ DP 3 1/2" sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

5.19.3 ESECUZIONE GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ1-R+ST

Assemblare gravel pack assembly per operazione di GP in formazione equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con DP 3 1/2". Arrivati in quota, localizzare G.P. Packer, eseguire spezzonamento, inserire snap latch seal assembly nel gravel pack packer inferiore. Verificare inserimento dello snap latch nel gravel pack 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 @ 6000 psi per 15 min. Lanciare biglia, portandola eventualmente in sede in circolazione ed eseguire il fissaggio del gravel pack packer superiore.

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.24 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

Eeguire test meccanico ed idraulico del gravel pack packer seguendo le indicazioni fornite dalla Service Co (eseguire test di pressione del packer considerando la massima pressione a cui sarà sottoposto lo stesso durante le operazioni di GP in formazione successive).

Rilasciare x-over tool ed espellere la biglia pressurizzando la string; trovare le diverse posizioni del tool ed eseguire le prove di circolazione in reverse e circulation position. Eseguire step rate test con brine KCl 1,03 s.g. filtrato e injection test iniettando gel.

A seguire elaborare i dati e preparare scheda di pompaggio. Eseguire GP in formazione seguendo la scheda di pompaggio. 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 GP in formazione (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recupero gravel in eccesso nella string pompando in reverse brine di completamento e a seguire eseguire test di copertura degli screen. Qualora il test di copertura risultasse negativo, valutare se procedere con il riempimento dell'anulare screen-casing.

Chiudere closing sleeve ed eseguire test chiusura a 1000 psi. Sollevare ulteriormente x-over tool chiudendo SSD ed eseguire test tenuta a 1000 psi; estrarre X-over tool e sdoppiare batteria

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

5.20 COMPLETAMENTO GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ-P1

5.20.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI EWL LIVELLO PLQ-P1

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3"1/2. Fissare plug nel gravel pack packer; circolare B/Up con brine filtrato, sollevare BHA ed eseguire tappo di sabbia di circa 1 m sopra il packer plug. Estrarre e sdoppiare setting tool (estrarre a velocità controllata le prime 3 stands di DP).

R/Up 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 e aprire il livello. Sollevare fucili a top perforazioni ed eseguire flow check. Rig-down della Electric Wire Line; smontare shooting nipple.

Contingency: In caso di assorbimenti superiori a 1,0 m³/h pompare un cuscinio intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione) alla prima manovra disponibile

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.25 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

5.20.2 RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG

Discendere washover shoe + Venturi + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + 1 Std DP Ø 3 1/2" + Fishing Jar + DP Ø 3 1/2" a top packer plug, lavare sabbia, eseguire pescaggi, estrarre e valutare possibile altra discesa sulla base dei detriti recuperati. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 4 3/4" + Fishing Jar + 6 DC+ DP 3 1/2" sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

5.20.3 ESECUZIONE GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ -P1

Assemblare gravel pack assembly per operazione di GP in formazione equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con DP 3 1/2". Arrivati in quota, localizzare G.P. Packer, eseguire spezzonamento, inserire snap latch seal assembly nel gravel pack packer inferiore.. Verificare inserimento dello snap latch nel gravel pack 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 @ 6000 psi per 15 min. 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 Co (eseguire test di pressione del packer considerando la massima pressione a cui sarà sottoposto lo stesso durante le operazioni di GP in formazione successive).

Rilasciare x-over tool ed espellere la biglia pressurizzando la string; trovare le diverse posizioni del tool ed eseguire le prove di circolazione in reverse e circulation position. Eseguire step rate test con brine KCl 1,03 s.g. filtrato e injection test iniettando gel.

A seguire elaborare i dati e preparare scheda di pompaggio. Eseguire GP in formazione seguendo la scheda di pompamento. Qualora sia stato pompato un cuscinetto intasante dopo la fase di perforating, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di GP in formazione (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recupero gravel in eccesso nella string pompando in reverse brine di completamento e a seguire eseguire test di copertura degli screen. Qualora il test di copertura risultasse negativo, valutare se procedere con il riempimento dell'anulare screen-casing.

Chiudere closing sleeve ed eseguire test chiusura a 1000 psi. Sollevare ulteriormente x-over tool chiudendo SSD ed eseguire test tenuta a 1000 psi; estrarre X-over tool e sdoppiare batteria

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

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.26 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

5.21 COMPLETAMENTO GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ-O

5.21.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI EWL LIVELLO PLQ-O

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3"1/2. Fissare plug nel gravel pack packer; circolare B/Up con brine filtrato, sollevare BHA ed eseguire tappo di sabbia di circa 1 m sopra il packer plug. Estrarre e sdoppiare setting tool (estrarre a velocità controllata le prime 3 stands di DP).

R/Up 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 e aprire il livello. Sollevare fucili a top perforazioni ed eseguire flow check. Rig-down della Electric Wire Line; smontare shooting nipple.

Contingency: In caso di assorbimenti superiori a 1,0 m³/h pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione) alla prima manovra disponibile

5.21.2 RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG

Discendere washover shoe + Venturi + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + 1 Std DP Ø 3 1/2" + Fishing Jar + DP Ø 3 1/2" a top packer plug, lavare sabbia, eseguire pescaggi, estrarre e valutare possibile altra discesa sulla base dei detriti recuperati. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 4 3/4" + Fishing Jar + 6 DC+ DP 3 1/2" sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

5.21.3 ESECUZIONE GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ –O

Assemblare gravel pack assembly per operazione di GP in formazione equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con DP 3 1/2". Arrivati in quota, localizzare G.P. Packer, eseguire spezzonamento, inserire snap latch seal assembly nel gravel pack packer inferiore.. Verificare inserimento dello snap latch nel gravel pack 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 @ 6000 psi per 15 min. 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 Co (eseguire test di pressione del packer considerando la massima pressione a cui sarà sottoposto lo stesso durante le operazioni di GP in formazione successive).

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.27 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

Rilasciare x-over tool ed espellere la biglia pressurizzando la string; trovare le diverse posizioni del tool ed eseguire le prove di circolazione in reverse e circulation position. Eseguire step rate test con brine KCl 1,03 s.g. filtrato e injection test iniettando gel.

A seguire elaborare i dati e preparare scheda di pompaggio. Eseguire GP in formazione seguendo la scheda di pompamento. Qualora sia stato pompato un cuscono intasante dopo la fase di perforating, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di GP in formazione (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recupero gravel in eccesso nella string pompando in reverse brine di completamento e a seguire eseguire test di copertura degli screen. Qualora il test di copertura risultasse negativo, valutare se procedere con il riempimento dell'anulare screen-casing.

Chiudere closing sleeve ed eseguire test chiusura a 1000 psi. Sollevare ulteriormente x-over tool chiudendo SSD ed eseguire test tenuta a 1000 psi; estrarre X-over tool e sdoppiare batteria

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

5.22 BATTERIA DI SPAZIATURA

Assemblare batteria di spaziatura composta da snap latch seal assy + tubings 2³/₈ 4,7 lbs/ft P110 ADMS + gravel pack packer 7" 29 lbs/ft con mill out extension e lower seal bore. Discendere con DP 3¹/₂ ed inserire snap latch in GP packer del liv PLQ O. Verificare inserimento dello snap latch nel gravel pack 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 @ 6000 psi per 15 min. 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 Co (eseguire test di pressione del packer considerando la massima pressione a cui sarà sottoposto lo stesso durante le operazioni di frack successive). Estrarre e sdoppiare setting tool.

5.23 COMPLETAMENTO GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ1-FN

5.23.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI EWL LIVELLO PLQ1-FN

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3¹/₂. Fissare plug nel gravel pack packer; circolare B/Up con brine filtrato, sollevare BHA ed eseguire tappo di sabbia di circa 1 m sopra il packer plug. Estrarre e sdoppiare setting tool (estrarre a velocità controllata le prime 3 stands di DP).

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.28 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

R/Up 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 e aprire il livello. Sollevare fucili a top perforazioni ed eseguire flow check. Rig-down della Electric Wire Line; smontare shooting nipple.

Contingency: In caso di assorbimenti superiori a 1,0 m³/h pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione) alla prima manovra disponibile

5.23.2 RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG

Discendere washover shoe + Venturi + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + 1 Std DP Ø 3 1/2" + Fishing Jar + DP Ø 3 1/2" a top packer plug, lavare sabbia, eseguire pescaggi, estrarre e valutare possibile altra discesa sulla base dei detriti recuperati. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 4 3/4" + Fishing Jar + 6 DC+ DP 3 1/2" sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

5.23.3 ESECUZIONE GP IN FORMAZIONE LIVELLO PLQ -FN

Assemblare gravel pack assembly per operazione di GP in formazione equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti tipo Saf-Twin Flow-DFAV Valve e discendere in pozzo con DP 3 1/2". Arrivati in quota, localizzare G.P. Packer, eseguire spezzonamento, inserire snap latch seal assembly nel gravel pack packer inferiore. Verificare inserimento dello snap latch nel gravel pack 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 @ 6000 psi per 15 min. 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 Co (eseguire test di pressione del packer considerando la massima pressione a cui sarà sottoposto lo stesso durante le operazioni di GP in formazione successive).

Rilasciare x-over tool ed espellere la biglia pressurizzando la string; trovare le diverse posizioni del tool ed eseguire le prove di circolazione in reverse e circulation position. Eseguire step rate test con brine KCl 1,03 s.g. filtrato e injection test iniettando gel.

A seguire elaborare i dati e preparare scheda di pompaggio. Eseguire GP in formazione seguendo la scheda di pompaggio. 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 GP in formazione (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recupero gravel in eccesso nella string pompando in reverse brine di completamento e a seguire eseguire test di copertura degli screen.

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir	PAG.29 DI 30			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

Qualora il test di copertura risultasse negativo, valutare se procedere con il riempimento dell'anulare screen-casing.

Chiudere closing sleeve ed eseguire test chiusura a 1000 psi. Sollevare ulteriormente x-over tool chiudendo SSD ed eseguire test tenuta a 1000 psi; spiazzare in pozzo brine di completamento additivato con anticorrosivo, estrarre X-over tool e sdoppiare batteria

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

5.24 DISCESA COMPLETAMENTO

Estrarre wear bushing e configurare BOP come segue:

- Bag preventer
- 2 3/8" Centralizzanti
- Shear
- 2 3/8" Dual
- 2 3/8"- 3 1/2"

Eseguire test dual rams a 3500 psi per 15 min utilizzando dual testing tool; discendere cup tester ed eseguire test Hydril 500-1500 psi per 15 min, flex rams 2 3/8"-3 1/2" a 3500 psi per 15 min; Kill line + Choke line e valvole a 3500 psi per 15 min. Eseguire pressure test upper e lower kelly + BOP. Estrarre cup tester e discendere washing tool per pulizia sede tbg hgr. Eseguire dummy run con tubing hanger doppio preassemblato senza seal di tenuta + landing joint. Discendere completamento doppio in dual spider come da schema allegato; inserire packer doppio WP=5 kpsi, inserire su S/L e S/C L.N. "X" 1,875" a 600 m circa; inserire su S/L e S/C Tubing Retrieval Safety Valve 5 Kpsi a 200 m circa inserendo control line Ø 1/4" con WP 10 kpsi ed eseguire pressure test al valore indicato dalla Service Co x 30 min; proseguire discesa completamento con control line in pressione a opening pressure+500 psi di margine operativo e discendere inserendo clampe ad ogni giunto.

Inserire locator seal assembly nel seal bore receptacle del sistema meccanico di controllo degli assorbimenti della string corta; spezzonare; montare tubing hanger doppio preassemblato, collegare control line ed eseguire test control-line alla pressione indicata dalla Service Co. Registrare peso della string in UP e in DOWN; allineare string secondo locator screw sul Tubing Spool, discendere ed alloggiare tubing hanger in sede, serrare i tie-down ed eseguire test seal assembly con la pressione indicata dalla Service Co per 15 min; eseguire calibratura wireline con gauge cutter Ø 47,5 mm su S/L fino a 1° locator e S/C fino a landing nipple "XN". Scaricare pressione control line a zero, sdoppiare landing joint, inserire BPV; smontare bell nipple e flow line + riser e BOP stack.

 <p>ENI Divisione E&P ARPO-CS</p>	<p>PIATTAFORMA CLARA SUD-EST Pozzi: Clara Est 14 Dir, Clara Est 15 Dir</p>	<p>PAG.30 DI 30</p> <p>AGGIORNAMENTI</p> <table border="1" data-bbox="1247 184 1515 222"> <tr> <td>0</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	0			
0						

5.25 MONTAGGIO CROCE E FISSAGGIO PACKER

Montare croce di produzione WP=5 kpsi; eseguire test inflangiatura e test control line; estrarre BPV da S/L e S/C. Aprire entrambe SCSSV. Rig up slick line e aprire valvola di circolazione S/L sotto il packer doppio. Montare attrezzatura slick line su S/C, discendere e fissare plug nel L.N. "XN". Aprire il ritorno sulla S/L e pressurizzare S/C come da indicazioni fornite dalla service company per fissaggio packer doppio. Eseguire test di tenuta con 2000 psi all'annulus per 15 min. Recuperare plug da L.N. "XN" su S/C. Rig up Slick line su S/L, chiudere SSD ed eseguire rig down slick line.

5.26 SPURGO

RIH Shifting Tool e aprire la SSD davanti al livello della SC; POOH Shifting Tool; attivare il controllo meccanico degli assorbimenti (tipo Twin Flow valve o SAF) pressurizzando string corta come da indicazioni della compagnia di servizio.

Monitorare la string lunga per verificare quando la valvola è aperta. Scaricare eventuale pressione residua.

Una volta aperta il sistema meccanico di controllo degli assorbimenti della string corta, circolare SL/SC spiazzando con azoto. Una volta ottenuto azoto a giorno dalla string corta, procedere con lo spurgo della stessa. Se necessario utilizzare la string lunga per il lift con azoto.

Proseguire lo spurgo come da indicazioni GIAC-CS, terminato procedere con la chiusura della SSD sulla string lunga.

R/Up CT e discesa su S/L per lavaggio string. Con la string piena di brine, eseguire e registrare test di integrità string.

Spiazzare string con N2 ed estrarre CT. Proseguire lo spurgo selettivo di tutti i livelli della string lunga come da indicazioni GIAC-CS.