

**PROGRAMMA
GEOLOGICO – PERFORAZIONE
COMPLETAMENTO
P.ma BONACCIA “NW”
Pozzi
NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir**



INDICE DELLE SEZIONI

SEZIONE 1

INFORMAZIONI GENERALI

SEZIONE 2

PROGRAMMA GEOLOGICO

SEZIONE 3

PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

SEZIONE 4

PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

SEZIONE 5

PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO



ENI Divisione E & P
ARPO-CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"
POZZI
NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir




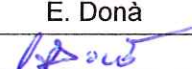
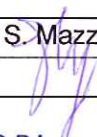
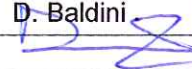
PAG 1 DI 21

AGGIORNAMENTI:

0

SEZIONE 1
INFORMAZIONI GENERALI
PIATTAFORMA BONACCIA NW
Pozzi :
NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

Data di emissione: 19 Settembre 2011

2					
1					
0	ARPO-CS	R. De Blasis 		L. Petrilli 	L. Pellicciotta 
	GEOI	E. Donà 	S. Mazzoni 	S. Mazzoni 	D. Baldini 
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	IL RESPONSABILE	

SEZIONE 1 - INFORMAZIONI GENERALI

Il presente documento è RISERVATO ed è di proprietà ENI Divisione E. & P.
Esso non sarà mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato trasmesso



ENI Divisione E & P
ARPO-CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"
POZZI
NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

PAG 2 DI 21

AGGIORNAMENTI:

0

INDICE DEGLI ARGOMENTI

1.1	INFORMAZIONI GENERALI	3
1.1.1	INTRODUZIONE	3
1.1.2	SPIDER PLOT DELLA PIATTAFORMA BONACCIA NW	4
1.1.3	DATI GENERALI DELLA PIATTAFORMA	5
1.1.4	PROGRAMMA TEMPI	6
1.1.5	SCHEMA DEI POZZI A FINE PERFORAZIONE	7
1.1.6	PREVISIONI E PROGRAMMI	11
1.1.7	OBIETTIVO MINERARIO	15
1.1.8	RACCOMANDAZIONI GENERALI	15
1.1.9	DATI GENERALI DELL' IMPIANTO	16
1.1.9.1	CARATTERISTICHE GENERALI	16
1.1.9.2	BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA DELL' IMPIANTO	17
1.1.10	CONTATTI DI EMERGENZA	18
1.1.11	UNITA' DI MISURA E MANUALISTICA DI RIFERIMENTO	20



1.1 INFORMAZIONI GENERALI

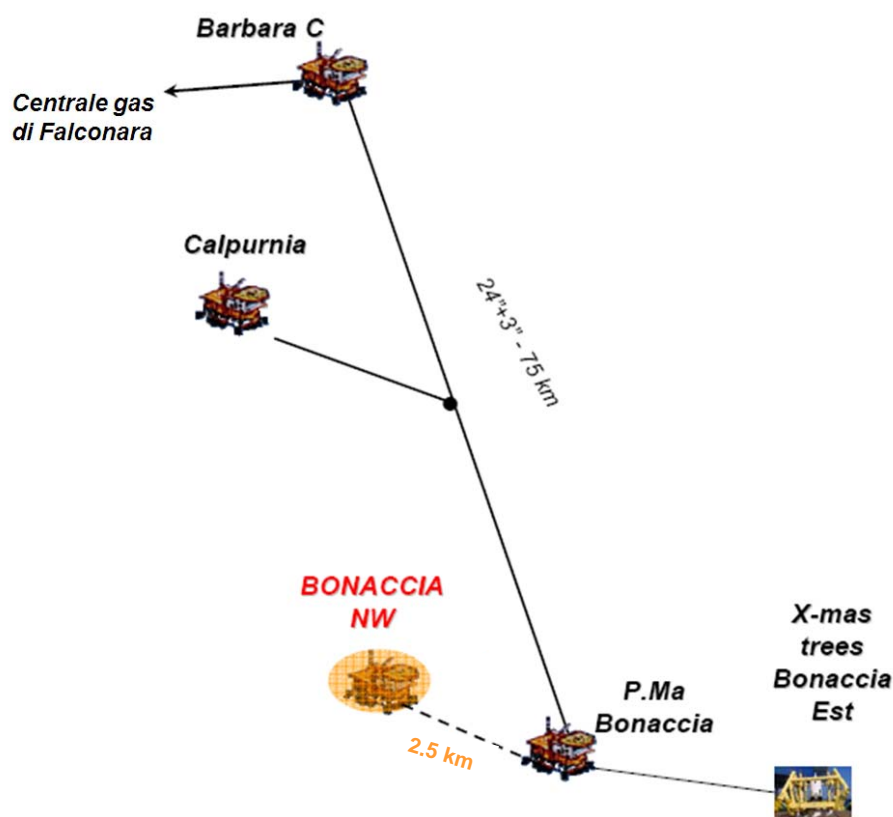
1.1.1 INTRODUZIONE

La piattaforma di BONACCIA NW è ubicata nell'Off-Shore Adriatico centro-settentrionale a circa 60 km a Est della costa marchigiana di Ancona, in prossimità della linea di separazione con l'off-shore croato nella concessione A.C17.TO, originariamente assegnata alla joint venture TMF (Total, Merloni e Foster Wiler), acquisita nel 1997 da ENI-Agip, attualmente titolare è ENI al 100%.

Il fondale marino è profondo circa 86 metri ed i livelli sono tutti mineralizzati a gas metano e si trovano tra i 700 ed i 1060 metri ssl.

Il progetto prevede la perforazione (in batch) di quattro pozzi dalla piattaforma BONACCIA NW per mezzo di un impianto di tipo "Jack-up Drilling Unit", l'impianto attualmente preposto sarà il KEY MANHATTAN della ditta Transocean ed i pozzi saranno completati con tecnologia per il controllo sabbia "Inside Casing Gravel Pack" con tecnica "High Rate Water Pack".

Layout previsto per il progetto Bonaccia NW





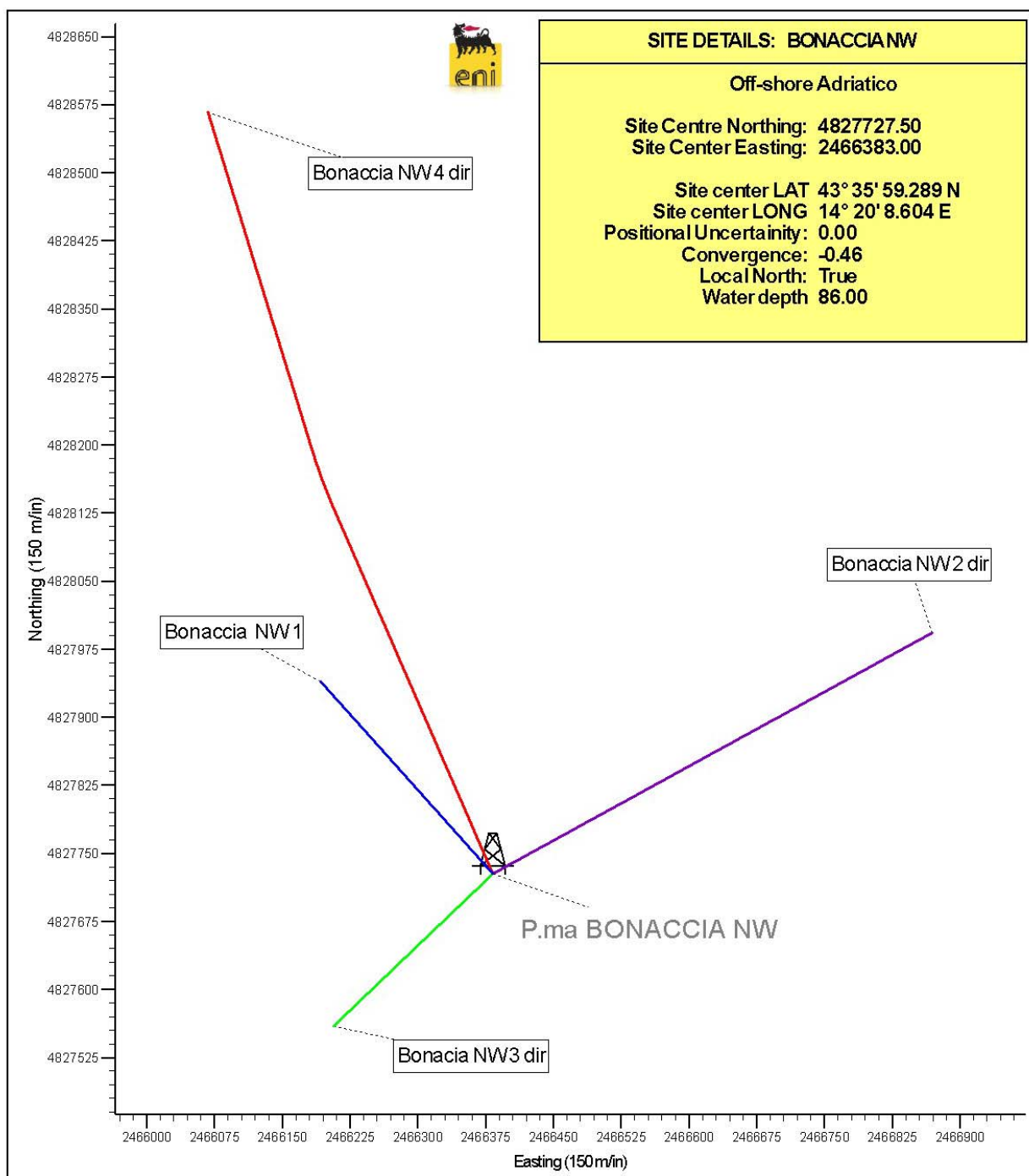
ENI Divisione E & P
ARPO-CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"
POZZI
NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

PAG 4 DI 21
AGGIORNAMENTI:

0

1.1.2 SPIDER PLOT DELLA PIATTAFORMA BONACCIA NW





ENI Divisione E & P
ARPO-CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"
POZZI
NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

PAG 5 DI 21
AGGIORNAMENTI:

0

1.1.3 DATI GENERALI DELLA PIATTAFORMA

VOCE	DESCRIZIONE
ANAGRAFICA	
Distretto geograficamente responsabile	DICS / Distretto di Ravenna
Nome e sigla dei pozzi	Bonaccia NW 1 dir, 2 dir, 3 dir, 4 dir
Classificazione iniziale	Development
TD max finale prevista da programma MD (m VD-Ptr)	Vedi paragrafo progetto di deviazione
Permesso/concessione	B.C17.TO
Operatore / Quote di titolarità	ENI Div. E&P / ENI 100%
Capitaneria di porto	Ancona
Zona (pozzi off-shore)	"A" Mare Adriatico
Distanza dalla costa	Km 60 circa
Distanza dalla base operativa	Km 200 circa
P.T.R. – livello mare considerata / Fondale	30 m / 86 m.
OBIETTIVI	
Litologia obiettivo principale	Sabbie plioceniche
Formazione obiettivo principale (vedi sez.2)	F.ne Carola (Pleistocene)
Livelli obiettivi principali	Vedi sezione 2
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
Lat di centro piattaforma (geograf.iche) N/S	43° 35' 59.289" N/
Lat di centro piattaforma (metriche) N/S	4827727.50 N
Long di centro piattaforma (geografiche) E/W; Gr)	14° 20' 8.604" E
Long di centro piattaforma (metriche) E/W	2466383.00 E
Ellissoide	Hayford International 1924
Geo Datum	Roma MM 1940
Map Zone	Coord. Greenwich CM 15° Greenwich (Zone II)
Tipo di proiezione	GAUSS-BOAGA. Ellissoide Hayford Int. 1924
Semiasse maggiore	6378388
Eccentricità al quadrato// (1/F)	0.00672267 // 297
Central meridian	15° EST GREENWICH
Falso Est	2 - 520000 m
Falso Nord	0 m
Scale Factor	0.9996
Declinazione magnetica ENI (Model IG RF200510)	Da verificare ad inizio attività



ENI Divisione E & P
ARPO-CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"
POZZI
NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

PAG 6 DI 21
AGGIORNAMENTI:

0

1.1.4 PROGRAMMA TEMPI

Progetto BONACCIA NW												
Pozzo	Prep + skid (gg)	Fase (gg)	csg (gg)	Fase (gg)	csg (gg)	Fase (gg)	csg (gg)	Fase (gg)	csg (gg)	COMPL (gg)	Totale pozzo (gg)	MD (m)
		26"	20"	16"	13 3/8"	12 1/4"	9 5/8"	8 1/2"	7"			
Mob											5	
NW 1 DIR	1	1	2	2	3	5	8			28	50	1360
NW 2 DIR	1			1	2	2.5	3.5	3.5	3.5	25	42	1465
NW 3 DIR	1			1	2	2.5	3.5	3	3	29	45	1180
NW 4 DIR	1			1	2	2.5	3.5	6	4	28	48	1712
Demob											7	
Totale progetto											197	

NB. I CP 30" saranno battuti precedentemente all'arrivo del Jack-Up

Le operazioni di perforazione e completamento dei 4 pozzi saranno eseguite in batch.



ENI Divisione E & P
ARPO-CS

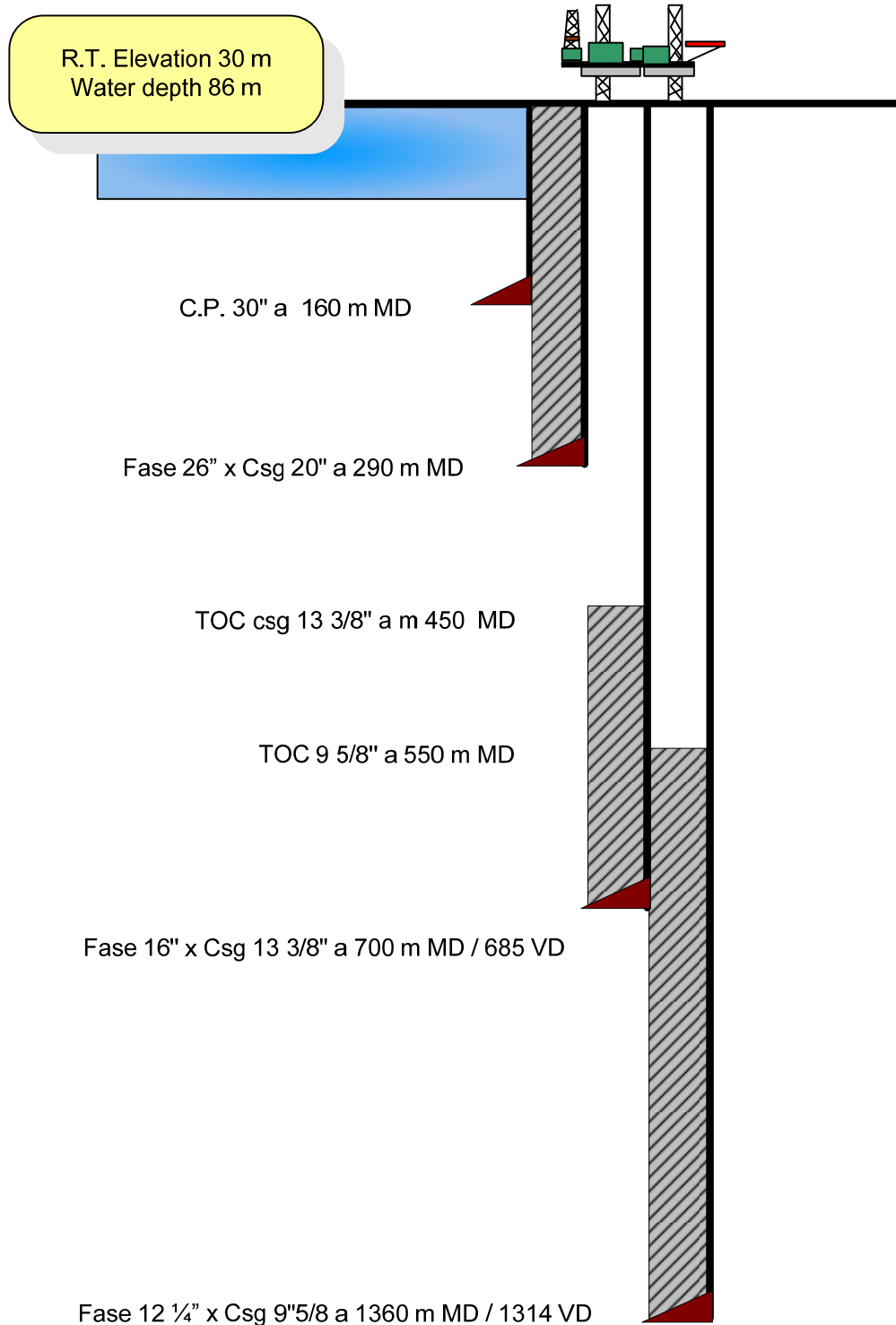
PIATTAFORMA BONACCIA "NW"
POZZI
NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

PAG 7 DI 21
AGGIORNAMENTI:

0

1.1.5 SCHEMA DEI POZZI A FINE PERFORAZIONE

Bonaccia NW 1 DIR





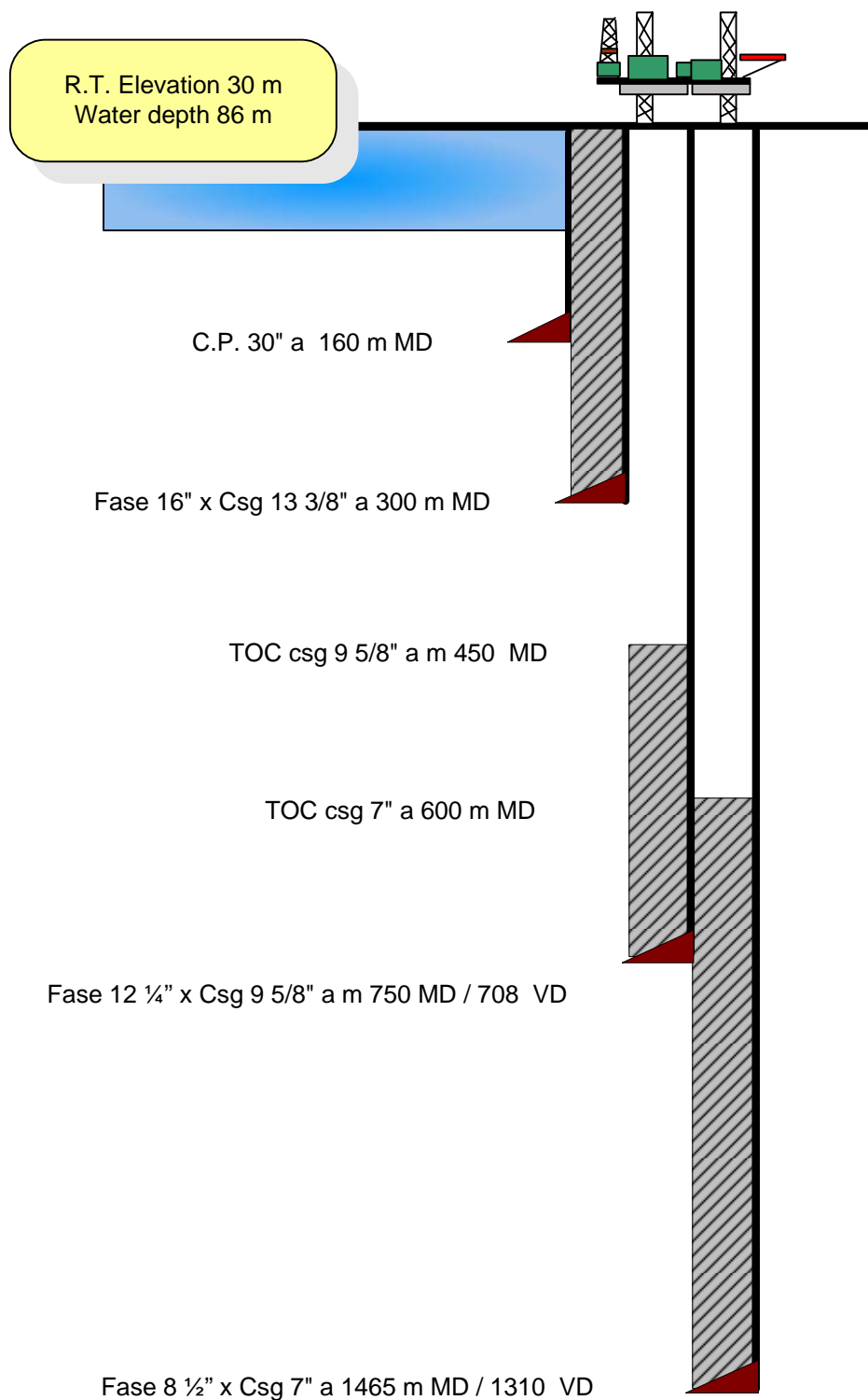
ENI Divisione E & P
ARPO-CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"
POZZI
NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

PAG 8 DI 21
AGGIORNAMENTI:

0

Bonaccia NW 2 DIR





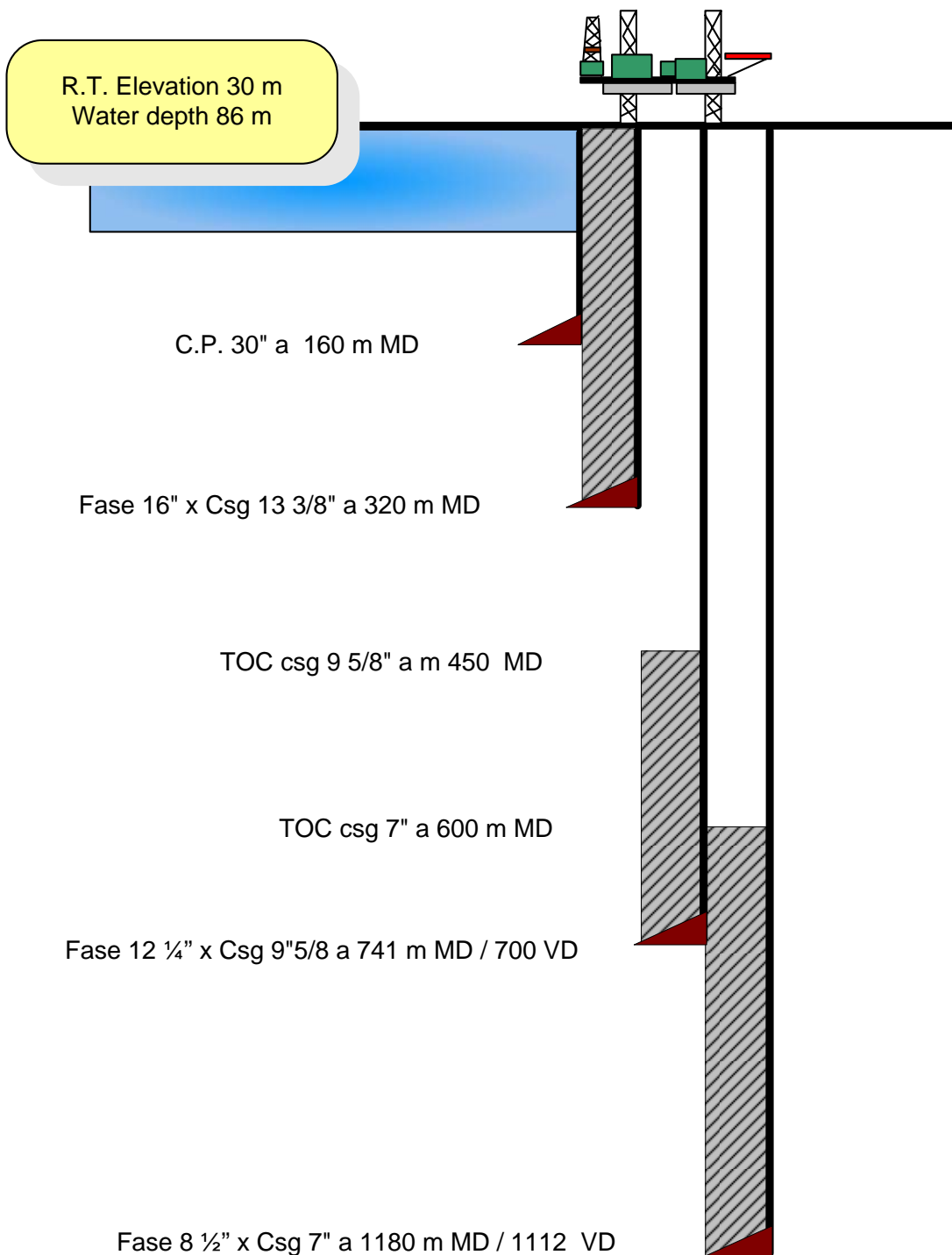
ENI Divisione E & P
ARPO-CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"
POZZI
NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

PAG 9 DI 21
AGGIORNAMENTI:

0

Bonaccia NW 3 DIR





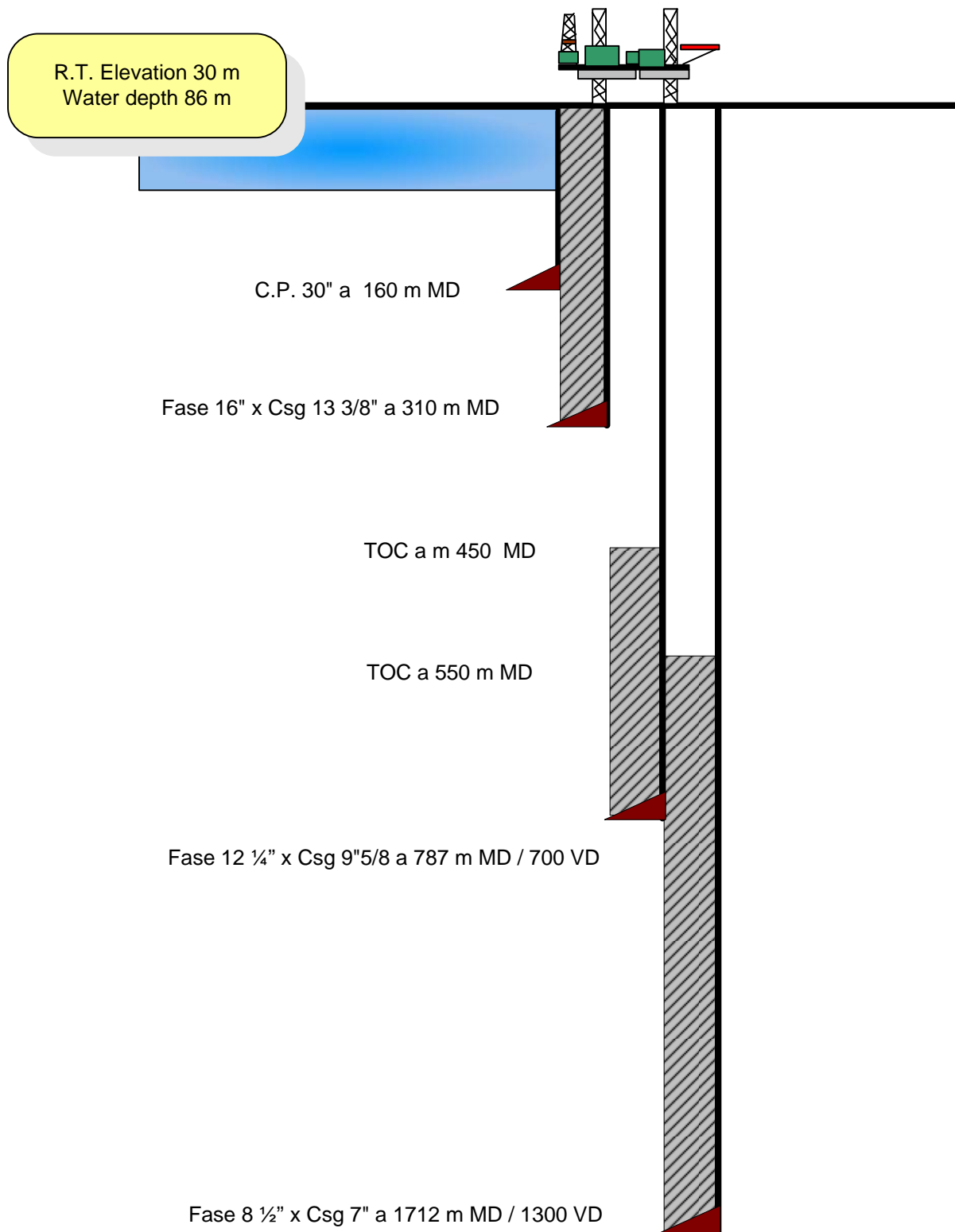
ENI Divisione E & P
ARPO-CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"
POZZI
NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

PAG 10 DI 21
AGGIORNAMENTI:

0

Bonaccia NW 4 DIR





ENI Divisione E & P
ARPO-CS

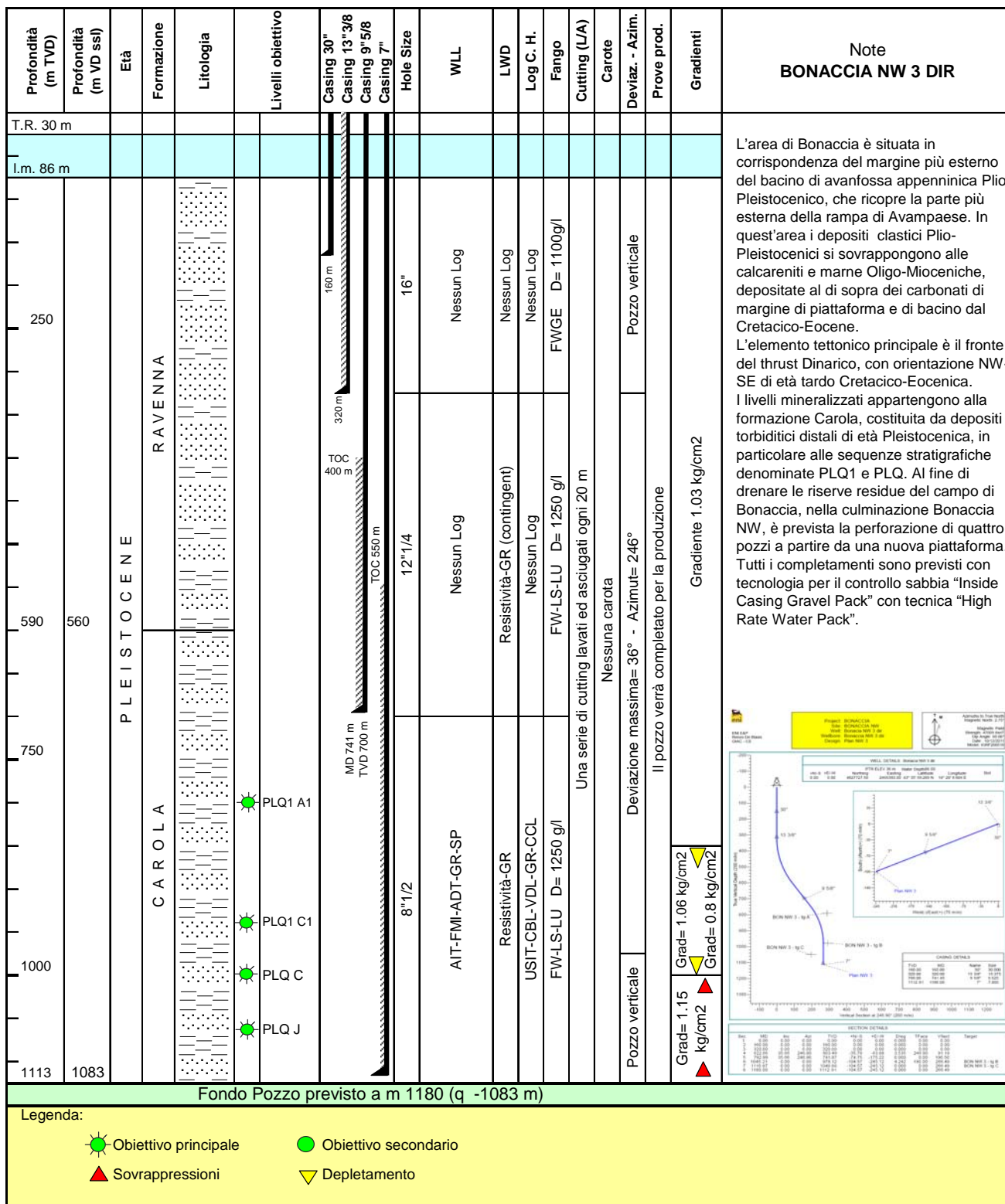
PIATTAFORMA BONACCIA "NW"
POZZI
NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

PAG 13 DI 21

AGGIORNAMENTI:

0

Fig 2 PREVISIONE – PROGRAMMA BONACCIA NW 3 DIR





1.1.7 OBIETTIVO MINERARIO

Al fine di drenare le riserve residue del campo di Bonaccia, nella culminazione Bonaccia NW, è prevista la perforazione a partire da una nuova piattaforma di quattro pozzi Bonaccia NW 1 Dir, Bonaccia NW 2 Dir, Bonaccia NW 3 Dir e Bonaccia NW 4 Dir.

1.1.8 RACCOMANDAZIONI GENERALI

PERFORAZIONE

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

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

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

GEOLOGIA

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

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

Nel pozzo Bonaccia NW 1 Dir e' consigliata la discesa del csg senza rotazione per non rischiare di rimuovere i bullets radioattivi utilizzati per il monitoraggio della compattazione.

E' fondamentale che nei pozzi ove e' prevista l'acquisizione di logs di Risonanza Magnetica (CMR) durante la perforazione della fase e durante la circolazione pre-logs venga inserita, in canale, un Ditch Magnet per rimuovere i debris metallici che possono influire negativamente sull'acquisizione



ENI Divisione E & P
ARPO-CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"
POZZI
NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

PAG 16 DI 21
AGGIORNAMENTI:

0

1.1.9 DATI GENERALI DELL' IMPIANTO

1.1.9.1 CARATTERISTICHE GENERALI

VOCE	DESCRIZIONE
Contrattista / Nome impianto	TRANSOCEAN / GSF Key Manhattan
Tipo impianto	JACK UP Self Elevating Unit Class 116-C
Tavola rotary livello mare	27 m (IMPIANTO ideco 2100 – Saipem: anno 1987)
Potenza installata	6600 HP
Tipo di argano	NATIONAL 1625 - DE
Potenzialità impianto con DP's 5"	7620 m
Max profondità d'acqua operativa	107 m
Tipo di top drive system / Capacità top drive system	VARCO TDS H3 / 500 t
Pressione di esercizio top drive system	5000 psi
Tiro al gancio dinamico	473 t ($\frac{2}{3}$ statico)
Set back capacity	567 t
Diametro tavola rotary / Capacità tavola rotary	37 ½" / 650 t
Pressione di esercizio stand pipe	5000 psi
Tipo di pompe fango / numero	NATIONAL 12-P-160 1600 Hp / 3
Diametro camice disponibili	6½" - 6"
Capacità totale vasche fango	229 m ³
Numero vibrovagli / Tipo vibrovagli	3 / DERRICK FLC - 2000
Capacità stoccaggio acqua industriale	1232 m ³
Capacità stoccaggio gasolio	361 m ³
Capacità stoccaggio barite	119 t
Capacità stoccaggio bentonite	65 t
Capacità stoccaggio cemento	90 t
Tipo di Drill Pipe	5" – S135 - 19.5# - NC50 = 5400 m 3 ½" – S135 - 15.5# - NC38= 2400 m 3 ½" – G75 - 15.5# - NC38= 3000 m
Tipo di Hevi Wate	5" – AISI 4145H – 50# - NC50 = 40 joints (~370 m)
Tipo di Drill Collar	3 joints - 9 ½" x 3" - Spiral 18 joints - 8" x 2 13/16" - Spiral 18 da 6 ½" x 2 13/16" - Spiral 18 da 4 ¾" x 2 ¼" - Slick



ENI Divisione E & P
ARPO-CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"
POZZI
NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

PAG 17 DI 21

AGGIORNAMENTI:

0

1.1.9.2 BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA DELL'IMPIANTO

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



1.1.10 CONTATTI DI EMERGENZA

CLASSIFICAZIONE LIVELLI DI EMERGENZA

1° LIVELLO

Emergenza che può essere gestita dal personale del Sito con i mezzi in dotazione, con l'eventuale assistenza di contrattisti locali.

Non ha impatto sull'esterno

GESTIONE

Referente del Sito

2° LIVELLO

Emergenza che il personale del Sito, con i mezzi in dotazione non è in grado di fronteggiare e pertanto necessita del supporto della struttura organizzativa del Distretto Centro Settentrionale e se necessario della collaborazione di altre risorse della Divisione.

(Distretto Meridionale)

(Ionica)

(Adriatica)

(EniMed).

Ha potenziale impatto sull'esterno

GESTIONE

Responsabile DICS

(Emergency Response Manager)

3° LIVELLO

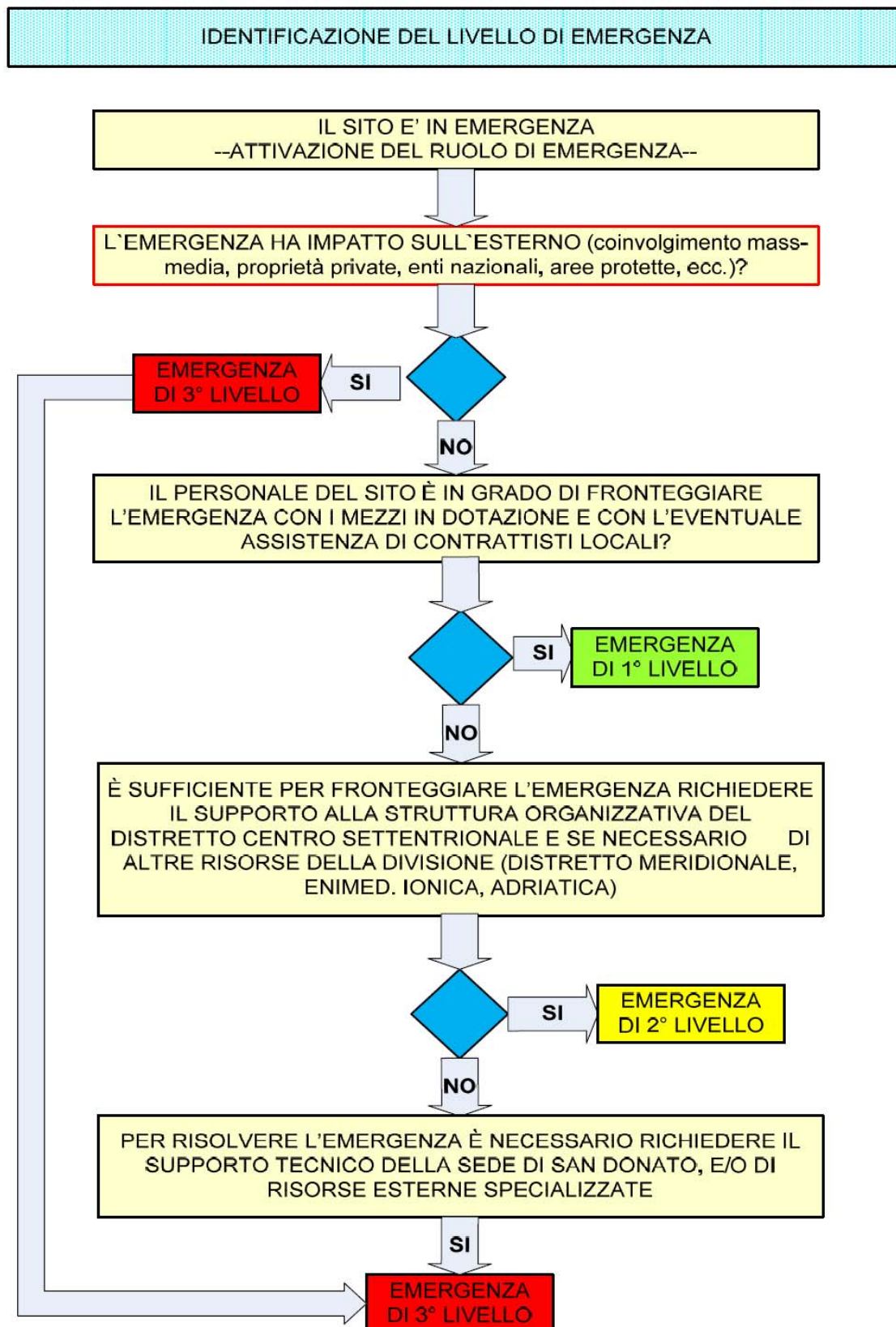
Emergenza che per essere gestita necessita del supporto tecnico della Sede di San Donato e/o di risorse esterne specializzate.

Qualsiasi emergenza con impatto all'esterno

GESTIONE

Responsabile DICS

(Emergency Response Manager)





ENI Divisione E & P
ARPO-CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"
POZZI
NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

PAG 20 DI 21

AGGIORNAMENTI:

0

1.1.11 UNITA' DI MISURA E MANUALISTICA DI RIFERIMENTO

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

La manualistica base di riferimento è la seguente:

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

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

STAP-P-1-M-20742 Rev A del 02/07/2007

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

STAP-P-1-M-6100 Rev. 1 del 01/01/2005

(Drilling Design Manual)

STAP-P-1-M-6110 Rev. C del 24/05/2011

(Casing Design Manual)

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

(Directional Control & Surveying Procedures)



ENI Divisione E & P
ARPO-CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"
POZZI
NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

PAG 21 DI 21

AGGIORNAMENTI:

0

STAP-P-1-M-6140 Rev. 1 del 01/01/2005

(Drilling Procedures Manual)

STAP-P-1-M-6150 Rev. C del 17/01/2007

(Well Control Policy Manual)

B2-PEM-DICS-HSE-07-01 del 21/03/2011

Piano Generale di Emergenza Distretto centro settentrionale

STAP-P-1-M-7100 – Rev. 1 del 01/01/2005

(Completion Design Manual)

STAP-P-1-M-7120 – Rev. 2 del 01/01/2005

(Completion Procedures Manual)

STAP-P-1-M-7110 – Rev. 1 del 01/01/2005

(General Wire Line Procedures Manual)

STAP-P-1-M-14520 – Rev. 0 del 30/09/2004

(Well Testing Manual)

STAP-P-1-M-7130 – Rev. 1 del 01/01/2005

(Well Test Procedures Manual)

STAP-G-1-M-14501 – Rev. A del 29/10/2004

(Sand Control Completion Selection Criteria)

STAP-P-1-M-14486 – Rev. 0 del 30/09/2004

(Stimulation Manual)

STAP-P-1-M-7110 – Rev. 1 del 01/01/2005

(General Wire-Line Procedures Manual)

STAP-P-1-M-6160 – Rev.1 del 15/11/2003

(Drilling Fluids Operations Manual)

STAP-P-1-M-20787 – Rev. A del 12/06/2008

(Well Cementing Procedures Manual)



DICS

PIATTAFORMA BONACCIA NW
 POZZI
 NW 1 DIR , NW 2 DIR, NW 3 DIR , NW 4 DIR

Rel. GIAC/CS
 N 015-11
 Pag. 1 di 12

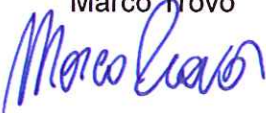
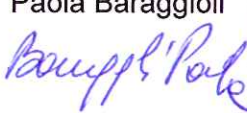
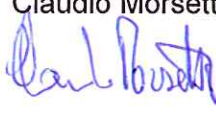
AGGIORNAMENTI:


0			
---	--	--	--

SEZIONE 2

Programma Geologico
PIATTAFORMA BONACCIA NW
POZZI
 NW 1 DIR , NW 2 DIR, NW 3 DIR , NW 4 DIR

Data di emissione : 19 settembre 2011

©	Emissione: settembre 2011	Marco Trovò 	Paola Baraggioli 
		Claudio Morsetti 	
		PREPARATO DA	CONTROLLATO DA IL RESPONSABILE

 DICS	PIATTAFORMA BONACCIA NW POZZI NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR	Rel. GIAC/CS N 015-11 Pag. 2 di 12			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

INDICE

1	INTRODUZIONE	3
2	INQUADRAMENTO GEOLOGICO	4
3	OBIETTIVI DEI POZZI.....	6
4	QUOTE DEGLI OBIETTIVI	9
5	PROFILO LITOSTRATIGRAFICO PREVISTO.....	10
6	ROCCE MADRE.....	10
7	ROCCE DI COPERTURA	10
8	ANDAMENTO DELLE PRESSIONI	10
9	COMPLETAMENTI	11

FIGURE

Figura 1: Mappa indice dell'area comprendente la concessione B.C17.TO	3
Figura 2: Schema stratigrafico.....	4
Figura 3: Mare Adriatico - Dettaglio Area Concessione.....	5
Figura 4: Ubicazione nuovi pozzi su Top PLQ1-A1.....	7
Figura 5: Ubicazione nuovi pozzi su Top PLQ-B.....	8
Figura 6: Schema di completamento previsto per i quattro pozzi (in giallo i livelli da aprire in commingling).....	12

TABELLE

Tabella 1: Quote degli obiettivi previste in giacimento.....	9
Tabella 2: Pressioni iniziali livelli culminazione Bonaccia e Bonaccia NW.....	11



DICS

PIATTAFORMA BONACCIA NW
POZZI
NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR

Rel. GIAC/CS
N 015-11
Pag. 3 di 12

AGGIORNAMENTI:

0

1 INTRODUZIONE

Il campo di Bonaccia si trova nell'Off-shore Adriatico, circa 60 km a Est della costa marchigiana di Ancona, in prossimità della linea di separazione con l'offshore croato (Figura 1).

Ricade nella concessione B.C17.TO, originariamente assegnata alla joint venture TMF (Total, Merloni e Foster Wiler), acquisita nel 1997 da ENI-Agip, attualmente titolare è ENI al 100%, con scadenza il 18/10/2018.

Il fondale marino è profondo circa 86 metri, i livelli sono tutti mineralizzati a gas metano e si trovano tra i 700 ed i 1060 metri ssl.

Scopo dei pozzi in oggetto è:

- Drenare i livelli superficiali della sequenza PLQ1, individuati mediante anomalia sismica nella porzione NW del campo, e mai aperti alla produzione.
- Drenare il gas residuo dei livelli già sviluppati dalla piattaforma Bonaccia e presenti nella culminazione NW del campo.

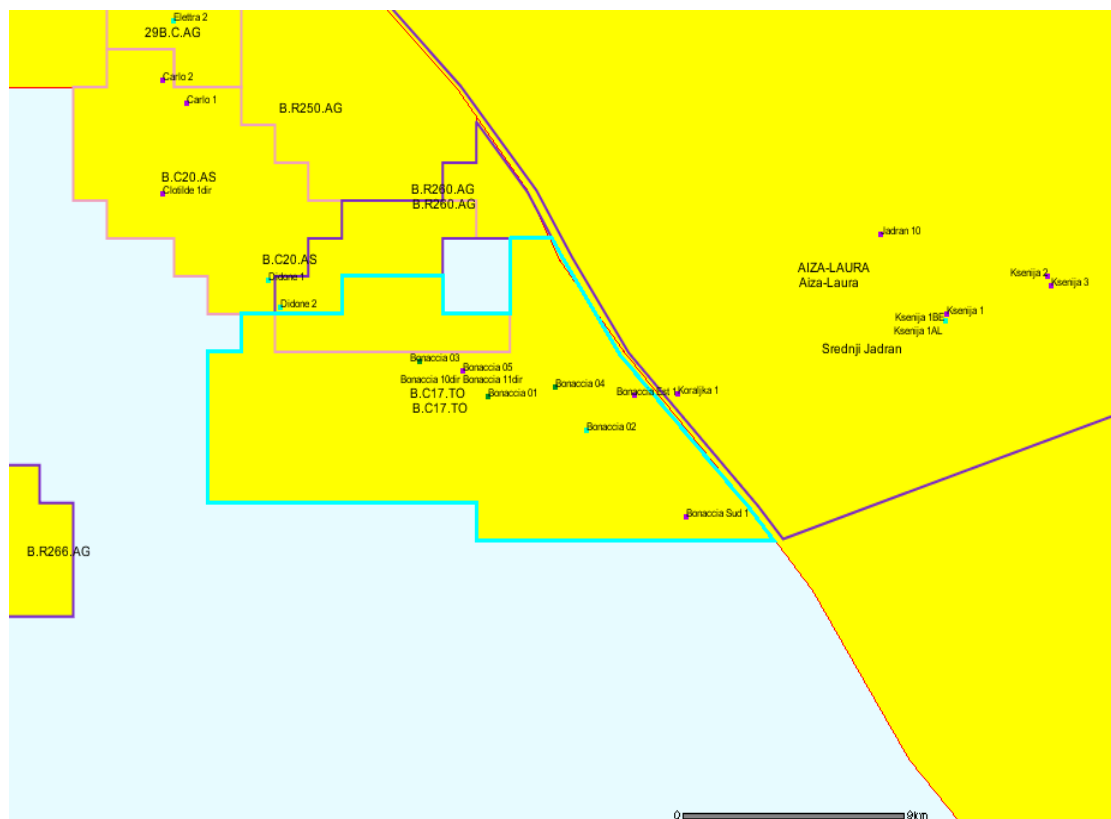


Figura 1: Mappa indice dell'area comprendente la concessione B.C17.TO



DICS

PIATTAFORMA BONACCIA NW
POZZI
NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR

Rel. GIAC/CS
N 015-11
Pag. 4 di 12

AGGIORNAMENTI:

0

2 INQUADRAMENTO GEOLOGICO

L'area di Bonaccia è situata in corrispondenza del margine più esterno del bacino di avanfossa appenninica Plio-Pleistocenico, che ricopre la parte più esterna della rampa di Avampaese. In quest'area i depositi clastici Plio-Pleistocenici si sovrappongono alle calcareniti e marne Oligo-Mioceniche, depositate al di sopra dei carbonati di margine di piattaforma e di bacino dal Cretacico-Eocene.

L'elemento tettonico principale è il fronte del thrust Dinarico, con orientazione NW-SE di età tardo Cretacico-Eocenica.

I livelli mineralizzati appartengono alla formazione Carola, costituita da depositi torbiditici distali di età Pleistocenica, in particolare alle sequenze stratigrafiche denominate PLQ1 e PLQ. Lo schema stratigrafico è rappresentato in Figura 2.

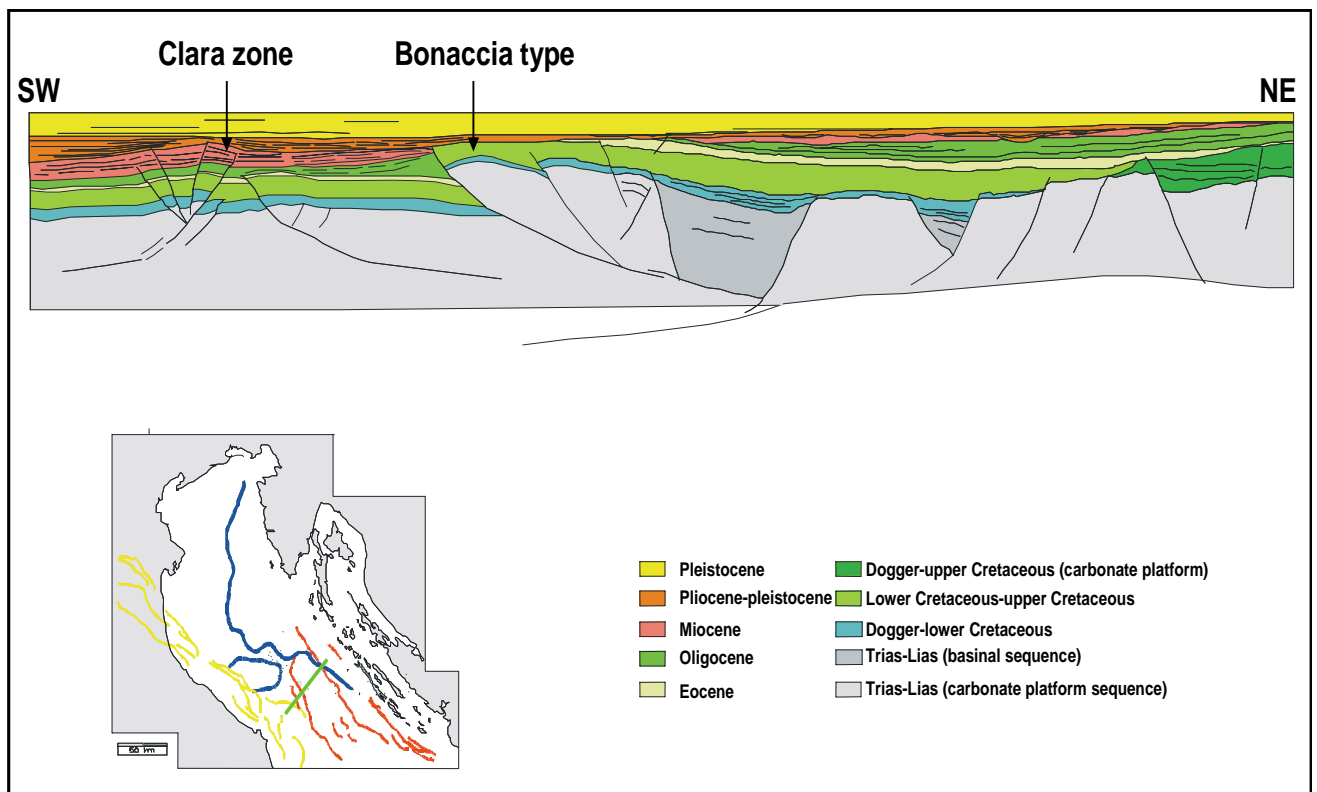


Figura 2: Schema stratigrafico



DICS

PIATTAFORMA BONACCIA NW
POZZI
NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR

Rel. GIAC/CS
N 015-11
Pag. 5 di 12

AGGIORNAMENTI:

0

Il giacimento di Bonaccia è costituito da tre culminazioni separate da altrettante selle: una occidentale, interessata dallo sviluppo dei pozzi della piattaforma di Bonaccia, una orientale confermata dai pozzi Bonaccia Est 1, Est 2 e Est 3 e una nord occidentale confermata dal pozzo Bonaccia 3.

In Figura 3 una mappa del basamento nell'area della Concessione.

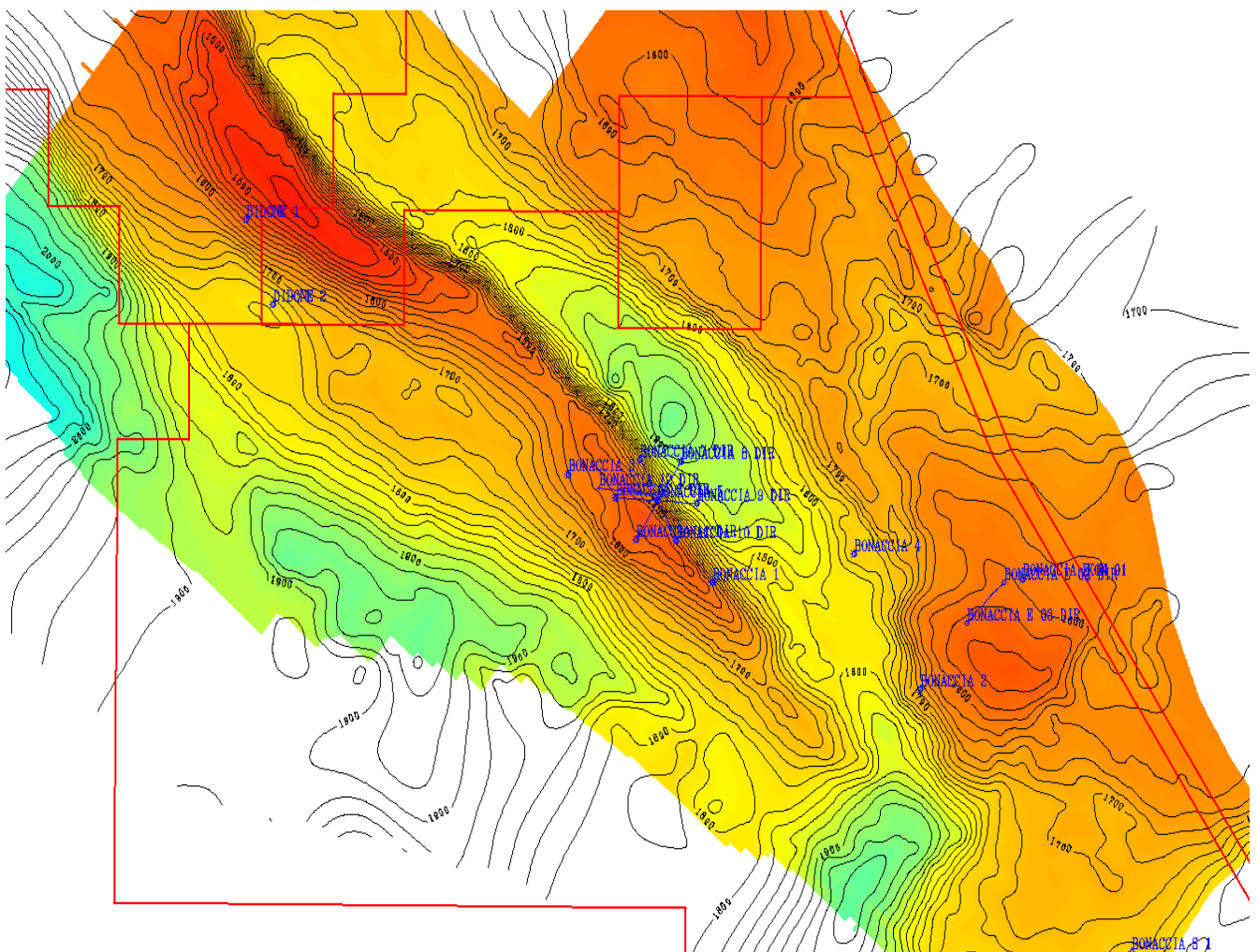



Figura 3: Mare Adriatico - Dettaglio Area Concessione

 DICS	PIATTAFORMA BONACCIA NW POZZI NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR	Rel. GIAC/CS N 015-11 Pag. 6 di 12			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

3 OBIETTIVI DEI POZZI

Al fine di drenare le riserve residue del campo di Bonaccia, nella culminazione Bonaccia NW, è prevista la perforazione a partire da una nuova piattaforma di quattro pozzi Bonaccia NW 1 Dir, Bonaccia NW 2 Dir, Bonaccia NW 3 Dir e Bonaccia NW 4 Dir.

Tutti i completamenti sono previsti con tecnologia per il controllo sabbia “Inside Casing Gravel Pack” con tecnica “High Rate Water Pack”.

Le caratteristiche e gli obiettivi dei pozzi previsti in questo progetto sono di seguito riportate:

Pozzo Bonaccia NW 1 Dir;

Obiettivo: livelli della serie PLQ1 e PLQ. Il pozzo sarà perforato in deviazione con direzione 314° N, con profilo “slant”, raggiungerà una profondità di 1314m TVDSS (1360 m MD). L’inclinazione massima in giacimento sarà di circa 20°.

Pozzo Bonaccia NW 2 Dir;

Obiettivo: livelli della serie PLQ1 e PLQ. Il pozzo sarà perforato in deviazione con direzione 61° N, con profilo “slant”, raggiungerà una profondità di 1281 m TVDSS (1465 m MD). L’inclinazione massima in giacimento sarà di circa 33.°.

Pozzo Bonaccia NW 3 Dir;

Obiettivo: livelli della serie PLQ1 e PLQ. Il pozzo sarà perforato in deviazione con direzione 247° N, con profilo “slant”, raggiungerà una profondità di 1083 m TVDSS (1180 m MD). L’inclinazione massima in giacimento sarà di circa 36°.

Pozzo Bonaccia NW 4 Dir;

Obiettivo: livelli della serie PLQ1 e PLQ. Il pozzo sarà perforato in deviazione con direzione 336° N, con profilo “slant”, raggiungerà una profondità di 1270 m TVDSS (1712 m MD). L’inclinazione massima in giacimento sarà di circa 54°.



DICS

PIATTAFORMA BONACCIA NW
POZZI
NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR

Rel. GIAC/CS
N 015-11
Pag. 7 di 12

AGGIORNAMENTI:

0

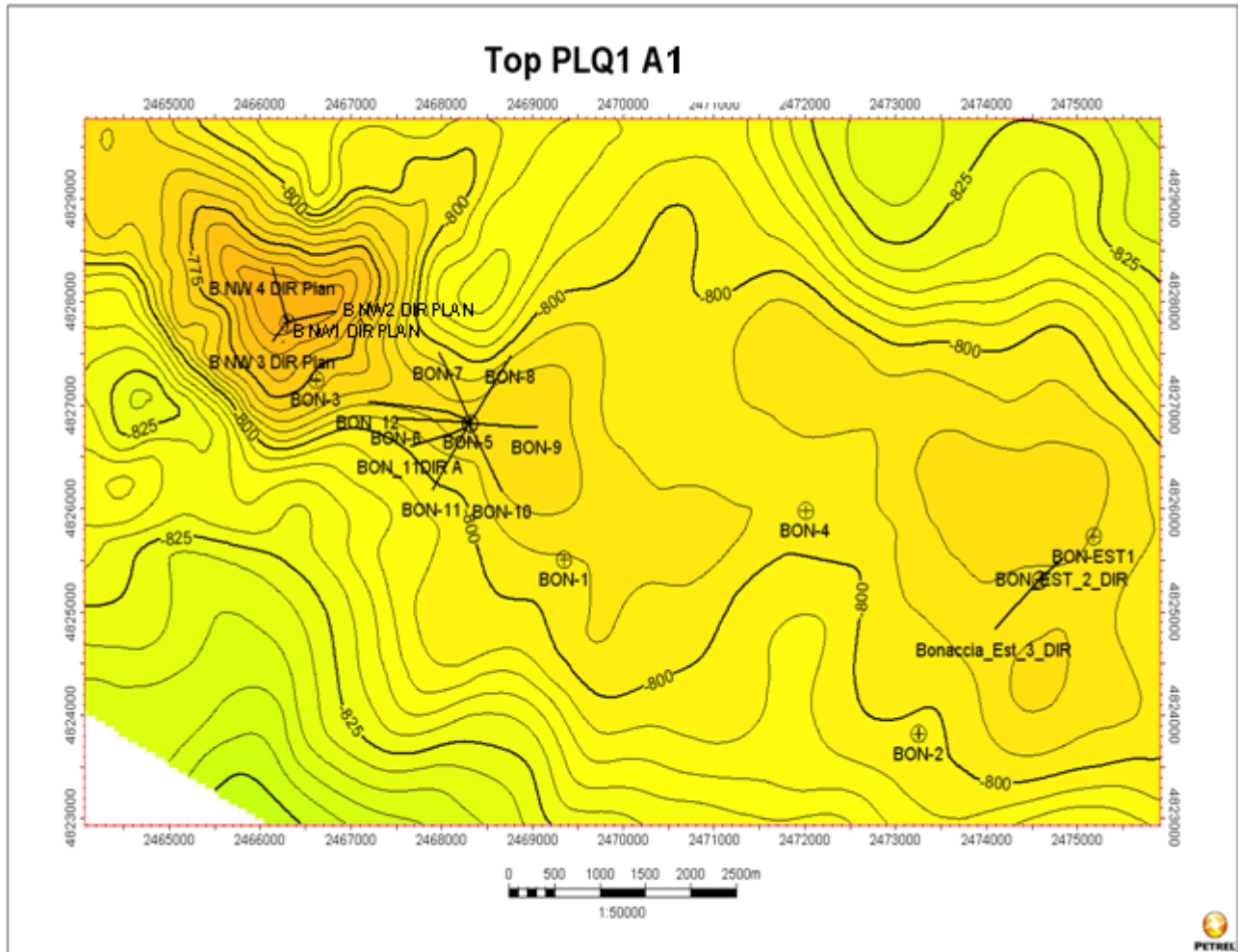


Figura 4: Ubicazione nuovi pozzi su Top PLQ1-A1



DICS

PIATTAFORMA BONACCIA NW
POZZI
NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR

Rel. GIAC/CS
N 015-11
Pag. 8 di 12

AGGIORNAMENTI:

0

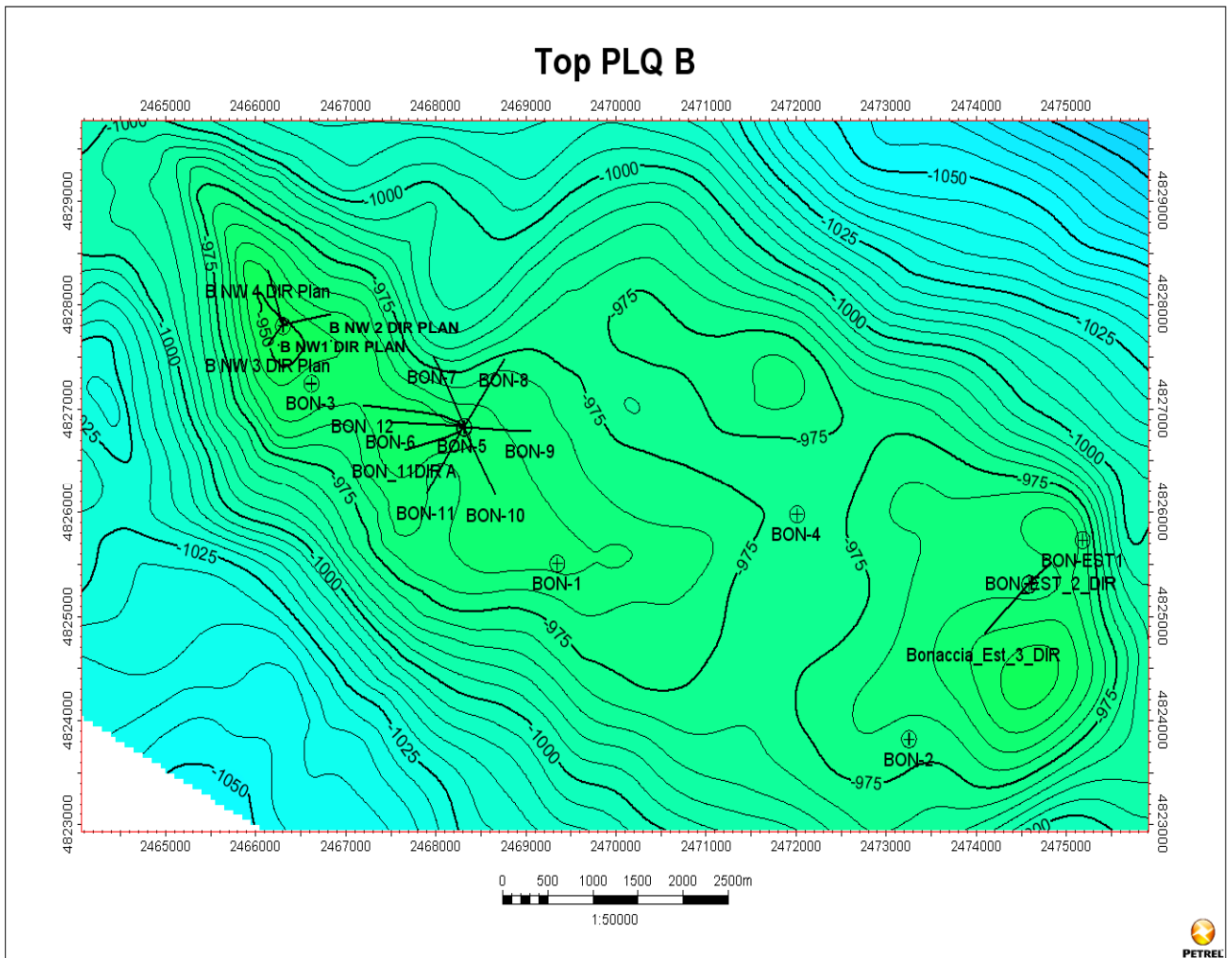


Figura 5: Ubicazione nuovi pozzi su Top PLQ-B



DICS

PIATTAFORMA BONACCIA NW
POZZI
NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR

Rel. GIAC/CS
N 015-11
Pag. 9 di 12

AGGIORNAMENTI:

0

4 QUOTE DEGLI OBIETTIVI

Secondo le traiettorie previste per i pozzi le quote di intersezione attese all'interno del giacimento e le relative coordinate sono riportate di seguito.


BONACCIA NW 1 DIR				
LIVELLI OBIETTIVI	COORDINATE PIANE (TOP)		PROFONDITA'	
	X	Y	Top (mssl)	Top MD
PLQ1 A1	2466296	4827812.9	-757.75	775.33
PLQ1 A2	2466277.5	4827831.2	-839.36	860.99
PLQ1 A3	2466273.3	4827835.2	-857.58	880.11
PLQ1 B	2466272.3	4827836.2	-861.94	884.69
PLQ1 C1	2466266.1	4827842.4	-889.5	913.6
PLQ A	2466253.2	4827855	-946.16	973.08
PLQ C	2466251	4827857.1	-955.67	983.06

BONACCIA NW 2 DIR				
LIVELLI OBIETTIVI	COORDINATE PIANE (TOP)		PROFONDITA'	
	X	Y	Top (mssl)	Top MD
PLQ 2				
PLQ1 C	2466645.2	4827870.7	-881.32	990.87
PLQ1 C1	2466650.1	4827873.4	-890.05	1001.23
PLQ B	2466688.1	4827894.1	-957.86	1081.7
PLQ J0	2466727	4827915.4	-1027.33	1164.12

BONACCIA NW 3 DIR				
LIVELLI OBIETTIVI	COORDINATE PIANE (TOP)		PROFONDITA'	
	X	Y	Top (mssl)	Top MD
PLQ1 A1	2466179.6	4827642.7	-761.04	850.61
PLQ1 C1	2466141.1	4827626.6	-889.97	986.84
PLQ D	2466137.1	4827624.9	-964.34	1061.43
PLQ J	2466137.1	4827624.9	-1036.64	1133.73

BONACCIA NW 4 DIR				
LIVELLI OBIETTIVI	COORDINATE PIANE (TOP)		PROFONDITA'	
	X	Y	Top (mssl)	Top MD
PLQ1 B	2466185.3	4828187.2	-862.53	1114.86
PLQ1 D	2466160.1	4828245.1	-921.42	1201.22
PLQ A	2466147.3	4828274.6	-951.42	1245.2
PLQ C	2466143.2	4828284	-960.97	1259.21
PLQ E	2466136.9	4828298.4	-975.63	1280.7

Tabella 1: Quote degli obiettivi previste in giacimento.

 DICS	PIATTAFORMA BONACCIA NW POZZI NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR	Rel. GIAC/CS N 015-11 Pag. 10 di 12			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

5 PROFILO LITOSTRATIGRAFICO PREVISTO

E' previsto che i sondaggi incontrino la seguente serie litostratigrafica (le profondità sono verticali e riferite al livello del mare):

- Da F.M. a m 560 – F. ne Ravenna (Pleistocene)
Sabbie a granulometria variabile con intercalazioni di argilla grigia talora siltosa
- Da m 560 a m 1120 – F.ne Carola (Pleistocene)
Sabbie da medie a finissime con livelli di argilla.
- Da m 1120 a fono pozzo – F.ne Santerno (Pleistocene)

6 ROCCE MADRE

I livelli argillosi contenuti nelle sequenze torbiditiche pleistoceniche contengono materia organica. La genesi degli idrocarburi gassosi nell'area è dovuta a processi bio-diagenetici avvenuti al di sotto dell'isoterma dei 60° C.

7 ROCCE DI COPERTURA

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

8 ANDAMENTO DELLE PRESSIONI

I dati di Pressione relativi ai livelli che saranno attraversati dai nuovi pozzi, rilevati dal log RFT registrati nel campo di BONACCIA sono riportate in Tabella 2.



DICS

PIATTAFORMA BONACCIA NW
POZZI
NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR

Rel. GIAC/CS
N 015-11
Pag. 11 di 12

AGGIORNAMENTI:

0

layer	datum	Pi Main+NW	P attuali Main
	(mssl)	Barsa	Barsa
PLQ1-A1	783.9	80.4	80.4
PLQ1-A2	859.5	88.3	88.3
PLQ1-A3	879.6	90.2	90.2
PLQ1-B	888.8	91.7	91.7
PLQ1-C	915.0	94.1	71
PLQ1-C1	915.0	94.1	69
PLQ1-D	940.0	100.0	78
PLQ1-E	960.0	103.7	39
PLQ-A	970.0	103.9	39
PLQ-B	970.0	103.9	39
PLQ-C	970.0	103.9	75
PLQ-D	980.0	104.5	78
PLQ-E	1008.2	115.5	66
PLQ-J0	1025.0	117.5	117.5
PLQ-J	1030.0	118.3	118.3

Tabella 2: Pressioni iniziali livelli culminazione Bonaccia e Bonaccia NW

9 COMPLETAMENTI

Il progetto prevede per i pozzi dei completamenti doppi selettivi con tubino da 2"3/8 (2"7/8 su Bonaccia NW1 S/L) sui seguenti livelli:

Pozzo **BONACCIA NW 1:** S/C PLQ1 A1

S/L PLQ1 A2, PLQ1 A3-B, PLQ1 C1, PLQ A, PLQ C.

Pozzo **BONACCIA NW 2:** S/C PLQ2

S/L PLQ1 C-C1, PLQ B, PLQ J0

Pozzo **BONACCIA NW 3:** S/C PLQ1 A1

S/L PLQ1 C1, PLQ D, PLQ J

Pozzo **BONACCIA NW 4:** S/C PLQ1 B

S/L PLQ1 D, PLQ A, PLQ C, PLQ E

Lo schema di completamento previsto è riportato in Figura 6.



DICS

PIATTAFORMA BONACCIA NW
POZZI
NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR


Rel. GIAC/CS
N 015-11
Pag. 12 di 12

AGGIORNAMENTI:

0

LAYER	1Dir		2Dir		3Dir		4Dir	
	C 2 3/8	L 2 7/8	C 2 3/8	L 2 3/8	C 2 3/8	L 2 3/8	C 2 3/8	L 2 3/8
PLQ2								
PLQ1 A1	○		○		○			
PLQ1 A2		○						
PLQ1 A3		○						
PLQ1 B		○					○	
PLQ1 C				○				
PLQ1 C1		○		○		○		
PLQ1 D								○
PLQ1 E								○
PLQ A		○						○
PLQ B		○		○				○
PLQ C		○						○
PLQ D						○		○
PLQ E				○				○
PLQ J0				○				
PLQ J						○		

Figura 6: Schema di completamento previsto per i quattro pozzi (in giallo i livelli da aprire in commingling).

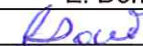
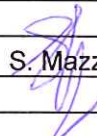
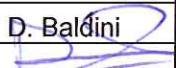
	eni divisione E & P GEOP-CS	PROGETTO BONACCIA NW Pozzi NW 1 DIR , NW 2 DIR, NW 3 DIR , NW 4 DIR		PAG 1 DI 15	
				AGGIORNAMENTI:	


PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA
PIATTAFORMA BONACCIA NW

Pozzi:

NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir


Data di emissione: 19 Settembre 2011

③				
②				
①				
④		E. Donà 	S. Mazzoni 	D. Baldini 
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	IL RESPONSABILE

	eni divisione E & P	PROGETTO BONACCIA NW Pozzi NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR	PAG 2 DI 15			
	GEOP-CS		AGGIORNAMENTI:			

SOMMARIO

3. SEZIONE 3 (PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA)	pag 3
3.1 SURFACE LOGGING	pag 3
3.1.1 Item optional	pag 3
3.2 CAMPIONAMENTI	pag 4
3.2.1 Cutting	pag 4
3.2.2 Carote di Fondo	pag 5
3.2.3 Carote di Parete	pag 5
3.2.4 Fluidi	pag 5
3.3 LOGGING WHILE DRILLING	pag 5
3.4 WIRELINE LOGGING	pag 6
3.4.1 Acquisizione "Open Hole"	pag 6
3.4.2 Acquisizione "Cased Hole"	pag 9
3.5 ACQUISIZIONE SISMICA DI POZZO	pag 10
3.6 WIRELINE TESTING	pag 10
3.7 TESTING	pag 11
3.8 STUDI ED ELABORAZIONI	pag 11
3.9 POZZI DI RIFERIMENTO	pag 11
 Fig. 1-4 - Previsioni e programmi BONACCIA NW 1-2-3-4 Dir	 pag 12-13-14-15

	eni divisione E & P	PROGETTO BONACCIA NW Pozzi NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR	PAG 3 DI 15			
	GEOP-CS		AGGIORNAMENTI:			

3. SEZIONE 3 (PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA)

L'intervento di sviluppo per il recupero delle riserve del campo di BONACCIA NW, prevede la perforazione di quattro nuovi pozzi.

I pozzi BONACCIA NW 1 DIR e 4 DIR verranno perforati e direzionati verso WNW ed andranno ad indagare tutta la serie obiettivo della F.ne Carola arrestandosi all'interno della F.ne Santerno, per valutare eventuali facies a livelli sottili sovrastanti.

Il pozzo BONACCIA NW 2 DIR sarà invece perforato e direzionato verso ENE ed indagherà tutta la serie obiettivo della F.ne Carola, arrestandosi anch'esso in Santerno, considerata substrato economico della sequenza obiettivo. A differenza dei precedenti, il pozzo BONACCIA NW 3 DIR indagherà solo la serie obiettivo della F.ne Carola verso WSW.

Al fine di definire le caratteristiche geomeccaniche e petrofisiche dei livelli oggetto dello sviluppo, verrà acquisito un completo set di log petrofisici per Formation Evaluation nel pozzo BONACCIA NW 1 DIR. Lo stesso sarà oggetto di monitoraggio dell'eventuale subsidenza tramite posizionamento di marker e controllo periodico della compattazione.

Nel secondo pozzo, BARBARA NW 4 DIR, che attraverserà l'intera sequenza in fase 8"1/2, è prevista l'acquisizione di MDT Dual Packer con Fluid Identification per verificare la presenza di gas producibile nelle previste sequenze a Thin Layers.

Essendo i restanti pozzi, con acquisizioni log di base, valutati anche per correlazione con i primi, è importante che la sequenza operativa preveda l'attraversamento e la valutazione del pozzo BONACCIA NW 1 DIR, seguita dal 4 DIR e, successivamente, dagli altri sondaggi.

3.1 SURFACE LOGGING

Servizio richiesto:


Per tutti i pozzi :

- Dalla prima venuta del fango fino a T.D.: OPERATING SERVICE con 4 operatori
- In fase di completamento: REDUCED SERVICE con 2 Operatori
- In fase di spurgo o testing: UNITA' IN STAND BY senza personale*

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

3.1.1 Item Optional

Essendo l'attività regolata da contratto dedicato legato al contratto open, a sua volta riferito alle specifiche tecniche STAP A-1-SS-1722-rev. G del 08/2011, integrate dal Mud Logging Addendum Italia STAP A1S1 Rev, se non diversamente comunicato per variazioni contrattuali, gli item sotto indicati sono da considerarsi optional.

	eni divisione E & P	PROGETTO BONACCIA NW Pozzi NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR	PAG 4 DI 15
	GEOP-CS		AGGIORNAMENTI:

- Gas Cromatografo standard durante le fasi di perforazione (non necessario Gas Cromatografo ad alta risoluzione per la presenza di solo gas biogenico).

Tale item non sarà richiesto nelle fasi di Reduced Service, in completamento.

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

-Sistemi trasmissione dati Real Time, come da Mud Logging Addendum Italia STAP A1S1 Rev. A per l'eventuale verifica dei dati tempo e profondità di pozzo, in caso di necessità, da parte dell'autorità competente

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

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

3.2 CAMPIONAMENTI

3.2.1 Cutting

BONACCIA NW 1 DIR


Per i pozzi **BONACCIA NW 1 DIR** e **2 DIR** si richiede un campionamento completo a mezzo di **Cutting lavati ed asciugati: da inizio pozzo (primo ritorno di fango) fino a m 1000 TVD ogni 20 m.**
Da m 1000 TVD fino a fondo pozzo ogni 10 m.

Cutting lavati all'Acqua Ossigenata: da m 1000 TVD fino a fondo pozzo ogni 10 m

Per i rimanenti 2 pozzi si richiede un campionamento completo a mezzo di **Cutting lavati ed asciugati: da inizio pozzo (primo ritorno di fango) fino a fondo pozzo ogni 20 m.**

La quantità di detriti da raccogliere al vibrovaglio non dovrà essere inferiore a 200 g per ogni serie richiesta.

I campioni dovranno essere disposti, in ordine di prelievo, in cassette apposite, corredate dei dati generali + destinatario e spediti a

	eni divisione E & P	PROGETTO BONACCIA NW Pozzi NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR	PAG 5 DI 15	
	GEOP-CS		AGGIORNAMENTI:	

eni Division E&P

Via del Marchesato, 13 – 48023 Marina di Ravenna (RA)

Alla c.a. A. Manuzzi / S.Venturini (servizio GEOP-CS)

Ad ogni spedizione di campioni dovrà essere allegata una comunicazione che specifichi: nome del pozzo, data, mittente, destinatario, contenuto, intervallo di profondità.

Una copia di tale comunicazione andrà trasmessa via fax al GEOP-CS. (att.ne Resp. Team di Geol. Op. o Specialista) – fax 0544-512803, ed una seconda copia verrà conservata in cantiere.

3.2.2 Carote di Fondo (contingent)

A seguito di eventuali prescrizioni, al fine di determinare le caratteristiche geo-meccaniche della sequenza attraversata, potrà essere prelevata una carota nel pozzo BONACCIA NW 1 DIR.

La carota, se confermata, dovrà essere doppia o tripla (18 m), a secondo della contrattista, e dovrà essere prelevata nel livello più significativo (con maggiori riserve associate) interessando anche la copertura dello stesso.

Nel caso che ne venga confermato il prelievo, l'intervallo di carotaggio e le metodologie del prelievo saranno determinate al momento della stesura del Coring Protocol e la profondità di inizio carota sarà definita dalle correlazioni con i pozzi di riferimento, tramite l'acquisizione di LWD (Resistivity-GR) in real time.

3.2.3 Carote di Parete

Non sono previste.

3.2.4 Fluidi


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

3.3 LOGGING WHILE DRILLING

Contrattista LWD : da definire

BONACCIA NW 2 DIR – 3 DIR – 4 DIR nella Fase 16”
BONACCIA NW 1 DIR nella Fase 26”

Non sono richiesti LWD

	eni divisione E & P	PROGETTO BONACCIA NW Pozzi NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR	PAG 6 DI 15
	GEOP-CS		AGGIORNAMENTI:

BONACCIA NW 2 DIR – 3 DIR – 4 DIR : Fase 12”1/4
Fase 12”1/4 ad esclusione del pozzo BONACCIA NW 1 DIR

In questa fase, si valuterà l’opportunità di acquisire LWD (**Resistivity-GR**) in base alle indicazioni date dai pozzi di riferimento e al costo economico dell’acquisizione (LWD compresi o meno nel Tool Box contrattuale). Se non comporterà costi aggiuntivi, questi LWD saranno acquisiti in tutti i pozzi del progetto, come insurance log.

BONACCIA NW 1 DIR - 2 DIR – 3 DIR – 4 DIR Fase 8”1/2 e 12”1/4

Fase 8”1/2 pozzi BONACCIA NW 2 DIR, 3 DIR e 4 DIR e fase 12”1/4 pozzo BONACCIA NW 1 DIR

Per anticipare una prima valutazione mineraria, definire la T.D. con sufficiente rat hole al di sotto degli ultimi livelli da completare e per l’identificazione dell’eventuale coring point è richiesta l’acquisizione di **GR-Resistivity While Drilling** in memory e real time.

Nei pozzi profondi NW 1 Dir e 4 Dir, è opportuno avere il sensore GR più prossimo al bit rispetto a quello di resistività per determinare anticipatamente l’ingresso in Santerno attraverso l’identificazione delle diatomiti radioattive caratterizzanti la parte superiore di questa formazione.

La possibilità di acquisire una Resistività While Drilling, se confrontata con Resistività wire-line, permetterà inoltre di avere maggiori informazioni sul profilo di invasione e sulla reale mineralizzazione.

I Tool da utilizzare dovranno essere compatibili con i range di fattori di formazione preventivati da correlazione con i pozzi di riferimento e con le caratteristiche del fango (monitorate in continuo e riportate sul Master Log e sui report giornalieri).


Tool possibili sono gli ARC Schlumberger, i CWGR Pathfinder o i MPR B.H.I. senza limitazioni tra l’una o l’altra contrattista.

3.4 WIRELINE LOGGING

3.4.1 Acquisizione “Open Hole”

Contrattista Log : da assegnare

La denominazione dei log da acquisire, indicata in programma, non è indice di assegnazione Per la caratterizzazione geomeccanica, petrofisica e dinamica della sequenza attraversata e dei livelli in produzione dai pozzi di sviluppo delle piattaforme di BONACCIA, sono previste acquisizioni complete al fine di:

	eni divisione E & P	PROGETTO BONACCIA NW Pozzi NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR	PAG 7 DI 15
	GEOP-CS		AGGIORNAMENTI:

- Definire le caratteristiche petrofisiche e geomeccaniche dei livelli mineralizzati ed acquiferi in produzione nei pozzi di sviluppo, attraverso la definizione della litologia, porosità, permeabilità e saturazione dei livelli attraversati.
- Comparare i valori di permeabilità (in particolare in acquifero) con diverse metodologie (MDT Single Probe, log di risonanza magnetica ed eventuali caroraggi)
- Definire i regimi di pressione dei singoli livelli prima di iniziare lo sviluppo dell'area con i relativi contatti idraulici
- Definire i valori di possibile compattazione dei livelli in produzione, da analisi ripetuta nel tempo, delle distanze tra bullet radioattivi fissati in formazione.
- limitare al massimo i rischi di venuta d'acqua, accertando gli intervalli ad acqua mobile per ottimizzare i completamenti in Sand Control

Se l'ordine di esecuzione dei pozzi dovesse variare, il programma log potrebbe seguire modifiche, al fine di avere dati aggiornati per il completamento dei pozzi.

Per pozzi: NW 2 DIR, 3 DIR e 4 DIR non sono previsti log wire line nelle fasi da 16" e 12"1/4.

Per il pozzo BONACCIA NW 1 DIR non sono previsti log nelle fasi da 26" e 16".

Fase 12"1/4 del pozzo BONACCIA NW 1 DIR

Fango FW-LS-LU a D= 1250 g/l

Temperatura prevista 35°C

FMI – ADT - MSIP (Concise mode)*- GR - SP**

AIT - APS – TLD – GR

MDT (SP-PO-LFA) – CMR - GR


RMBG – GR (30 bullets)

Fase di monitoraggio della compattazione – inserimento bullets radioattivi con RMBG

Una volta terminate le acquisizioni per la caratterizzazione petrofisica e geomeccanica della sequenza attraversata, si spareranno in formazione, in Open Hole, i bullet radioattivi con tool RMBG ad una equidistanza di 5.25 m e/o 10.5 m in modo da non penalizzare i livelli da aprire alla produzione. Verrà inoltre valutata l'opportunità di inserire ulteriori bullet in operazione cased hole.

L'esatto numero e profondità di posizionamento dei bullets verrà deciso in base ai log acquisiti in Open Hole.

Fase 8"1/2 del pozzo BONACCIA NW 4 DIR

	eni divisione E & P	PROGETTO BONACCIA NW Pozzi NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR	PAG 8 DI 15			
	GEOP-CS		AGGIORNAMENTI:			

Fango FW-LS-LU a D= 1250 g/l

Temperatura massima prevista 35°C

AIT - FMI – ADT - GR - SP**

MDT (SP/DP-PO-LFA-DVRod) - GR

Fase 8"1/2 dei pozzi BONACCIA NW 2 DIR e BONACCIA NW 3 DIR

AIT - FMI – ADT - GR - SP**

*Il log MSIP potrà essere utilizzato per la completa acquisizione delle onde P & S in modalità Concise, per la caratterizzazione geo-meccanica della sequenza attraversata (Modulo di Young, Coefficiente di Poisson, etc.) alternativamente al DSI in Dipole Mode.

**L'FMI sarà acquisito in IMAGE mode al fine di :

- identificare i livelli sottili indiziati a gas ed eventuali feature sedimentologiche (slumps, etc.)
- valutare l'assetto strutturale dall'analisi delle sinusoidi e relativi arrow plot
- fornire la geometria del foro con caliper a 4 braccia.

Il tool MDT sarà disceso nella seguente configurazione: Single Probe e/o Dual Packer, Pump Out, Live Fluid Analyser InSitu Density.

Per il CMR o analogo log di Risonanza Magnetica, il tipo di acquisizione verrà definito in fase di pre-job meeting. Durante la perforazione, introdurre nella canale del fango i Ditch Magnet per eliminare i residui ferrosi che possono inficiarne l'acquisizione.

Durante l'ultima circolazione prelevare e conservare una quantità sufficiente di filtrato del fango per la taratura del CMR. Nel caso di problemi al log dielettrico si potrà utilizzare il log di risonanza magnetica come litologico elaborando la curva di Vshale.

Per i possibili problemi operativi, inviare a bordo l'attrezzatura LWF₁ che sarà utilizzata in caso di presa dei tool, per portare a termine le acquisizioni previste e l'attrezzatura TLC per l'acquisizione del MDT-DP al pozzo BONACCIA NW 4 DIR.

NOTE GENERALI


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

In ogni combinazione di attrezzi discesi in pozzo in Open Hole, dovrà essere inserito anche il tool per il controllo della tensione del cavo (ACTS).

Assicurarsi prima di ogni discesa che gli attrezzi siano equipaggiati con almeno 2 termometri.

Inviare sempre a bordo l'Hole Finder per facilitare la discesa dei tool anche in caso di forti scavernamenti.

La repeat section dovrà coprire un intervallo di almeno 50 m ed essere effettuata in corrispondenza di

	eni divisione E & P	PROGETTO BONACCIA NW Pozzi NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR	PAG 9 DI 15			
	GEOP-CS		AGGIORNAMENTI:			

zone mineralizzate o caratterizzate da variazioni litologiche, è consigliabile effettuare tale registrazione dopo il main log.

Per una corretta valutazione delle mineralizzazioni tutte le acquisizioni log dovranno essere in “High Resolution Mode”. Nel caso il fango utilizzato fosse arricchito da Sali non cloruri, si raccomanda di mantenere le caratteristiche del fango nei valori di resistività di ≥ 0.20 ohmm @ 20°C.

Tale valore praticamente automatico nel caso di utilizzo di fango FW-LS-LU, dovrà essere assolutamente rispettato in caso di diverso tipo di fango in particolare nelle fasi ove è pianificato il log Dielettrico.

E' in ogni caso da tenere monitorato l'andamento dei valori di Rm e Rmf, riportandoli con la temperatura di riferimento, sul Master Log, Daily Geological Report e Mud Report.

Prima dell'inizio di tutte le operazioni di well logging, durante l'ultima circolazione, prelevare comunque un campione di fango per le misure di Rm, Rmc, Rmf controllate direttamente dalla contrattista log

In fase preliminare alle operazioni di well logging, l'assistente geologico riceverà dal Responsabile di Team o dallo specialista, copia del documento di pre-job meeting, o programma di acquisizione log, ne discuterà i contenuti e fornirà eventuali chiarimenti all'ingegnere della contrattista di Well Logging.

La sequenza delle discese dei tool, discussa preliminarmente, dovrà essere quella indicata nel programma; eventuali variazioni, rese necessarie ad esempio da problemi riscontrati durante le registrazioni, dovranno essere concordate con GEOP-CS.

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

3.4.2 Acquisizione “Cased Hole”


Contrattista Log : da assegnare

La denominazione dei log da acquisire, indicata in programma, non e' indice di assegnazione

Per i pozzi di BONACCIA NW 2 DIR 3 DIR, 4 DIR non sono previsti log di controllo cementazione nei casing da 30”, 13”3/8 e 9”5/8. Per BONACCIA NW 1 DIR non sono previsti nei casing 30”, 20” e 13”3/8.

Tuttavia se dovessero sorgere delle anomalie durante l'esecuzione delle operazioni di cementazione (assorbimenti, mancato contatto tappi, cemento in eccesso all'interno del casing, ecc.), si effettuerà il controllo della cementazione con CBL dedicati o utilizzando il Sonic dell'Open Hole successivo in funzione CBL.

Per le colonna di produzione: Casing 7” nei pozzi BONACCIA NW 2 DIR, 3 DIR e 4 DIR e casing 9”5/8 nel pozzo BONACCIA NW 1 DIR

	eni divisione E & P	PROGETTO BONACCIA NW Pozzi NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR	PAG 10 DI 15
	GEOP-CS		AGGIORNAMENTI:

Per il controllo della cementazione tramite mapping del cemento e analisi dell'eventuale microannulus, per valutare meglio i rischi di produzione d'acqua su tutti i pozzi verranno registrati i seguenti log.

USIT – CBL – VDL – GR – CCL

Il log sarà registrato dal Fondo Pozzo cased hole fino a circa 50-70 metri sopra il top del cemento.

BONACCIA NW 1 DIR Monitoraggio della compattazione Tubing 2”7/8

Dopo il tubaggio del casing 9”5/8 ed il completamento con tubing 2”7/8, sul pozzo BONACCIA NW 1 DIR verrà acquisito il primo monitoraggio di base relativo alla posizione dei marker radioattivi con il tool FSMT (Formation Subsidence Monitoring Tool), che proseguirà poi nella futura attività rigless.

E' richiesto che tale acquisizione avvenga prima dell'entrata in produzione dei livelli completati.

L'esatta sequenza delle operazioni verrà definita a seguire in sede di pre-job meeting

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

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

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

3.5 ACQUISIZIONE SISMICA DI POZZO

Non è prevista.


3.6 WIRELINE TESTING

BONACCIA NW 1 DIR

Per avere la possibilità di rilevare le pressioni, verificando i contatti e le eventuali depletion a distanza in livelli a gas e negli acquiferi, nel pozzo BONACCIA NW 1 DIR è prevista l'acquisizione di misure di pressione con MDT Single Probe - Pump Out - Live Fluid Analysis – DvRhod (misuratore di densità del fluido analizzato).

BONACCIA NW 4 DIR

Nel successivo pozzo BONACCIA NW 4 DIR, che attraverserà una sequenza a livelli sottili in posizione ottimale, è prevista l'acquisizione di misure di pressione con MDT Dual Packer + Single Probe - Pump

	eni divisione E & P	PROGETTO BONACCIA NW Pozzi NW 1 DIR, NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR	PAG 11 DI 15			
	GEOP-CS		AGGIORNAMENTI:			

Out - Live Fluid Analisy – DvRhod (misuratore di densità) per analizzare i fluidi di strato sia nei livelli metrici che in quelli centimetrici (thin layer)

L'operazione con Dual Packer verrà eseguita con tecnica TLC per avere così la possibilità di circolare per l'espulsione di eventuali cuscini di gas in pozzo, creati durante le fasi di pumping out.

Il numero di test e le profondità di acquisizione saranno definite da GEOP-CS in accordo con GIAC-CS, dopo un'analisi preliminare dei log elettrici.

3.7 TESTING

Dopo il tubaggio della colonna di produzione e completamento in Sand Control i livelli indiziati a gas saranno interessati da uno spurgo e successivamente alla produzione.

3.8 STUDI ED ELABORAZIONI

Si richiedono i seguenti studi dei servizi tecnici e di laboratorio:

- Quick Look Evaluation logs (elaborata da GEOP-CS)
- Processing del dipmeter da log di imagine rig-site (come quick look evaluation) e near real-time on office (GEOP-CS) - Elan – CPI definitivo, ove richiesto da GIAC-CS (elaborato da GICA o GEOP-CS)
 - elaborazione delle misure di pressione wireline da MDT tramite SW dedicati (GEOP- CS) con analisi del tipo di fluido da L.F.A. (GEOP/CS in collaborazione con Schlumberger
 - analisi stratigrafiche sequenza terrigena e layerizzazione mineraria per correlazione elettriche ed analisi cuttings (GEOP-CS)
 - correlazioni con i pozzi di riferimento tramite Sw dedicati (Stratwork-Landmark / Tigress) – GEOP-CS, GIAC-CS
 - elaborazione Composite Log (P-1000) ad uso interno ed esterno, per gli enti competenti.
 - aggiornamento modello statico e dinamico dell'area con modellizzazione della subsidenza dell'area attraverso i dati geomeccanici, petrofisici e di pressione acquisiti (GISE, GEOD). Ulteriori studi ed analisi per le unità di sede potranno essere decise a posteriori.

3.9 POZZI DI RIFERIMENTO

I pozzi di riferimento sono quelli del campo di BONACCIA. **NOTA:** per ulteriori dettagli sulla prassi da seguire durante le operazioni al pozzo, consultare il manuale "PROCEDURE DI GEOLOGIA OPERATIVA"

Fig 3 REVISIONE – PROGRAMMA BONACCIA NW 3 DIR

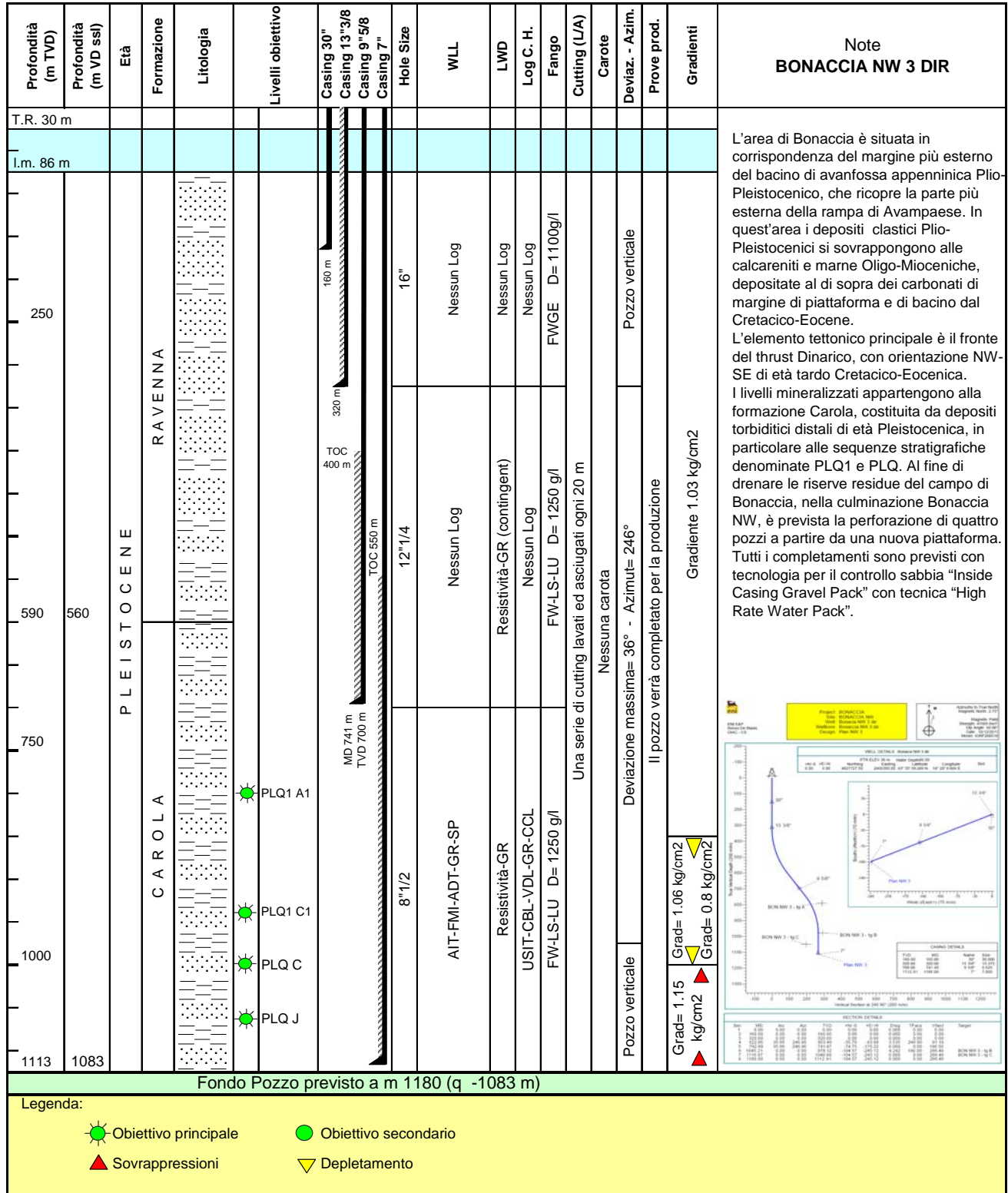
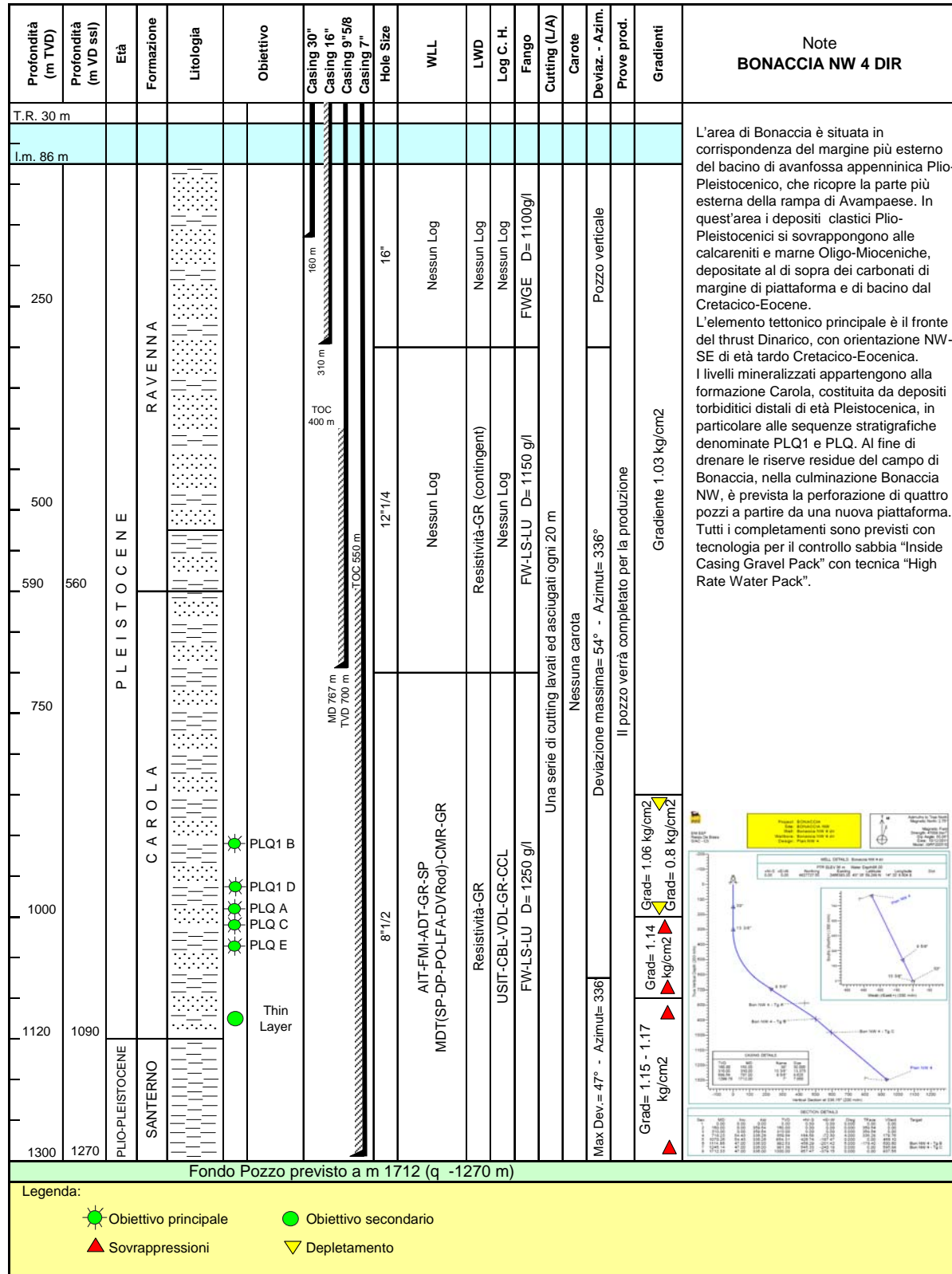


Fig 4 PREVISIONE – PROGRAMMA BONACCIA NW 4 DIR





ENI Divisione E & P
ARPO / CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"
Pozzi : NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

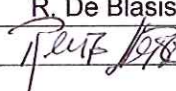
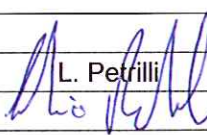
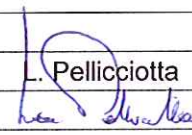
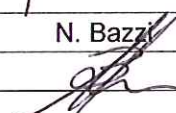
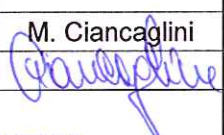
PAG.1 DI 59

AGGIORNAMENTI

0

Sezione 4
PROGRAMMA DI PERFORAZIONE
PIATTAFORMA
BONACCIA "NW"
Pozzi : NW 1 Dir, NW 2 Dir, NW 3 Dir, NW 4 Dir

Data di emissione : 19 settembre 2011

1					
0	ARPO - CS	R. De Blasis 		L. Petrilli 	L. Pellicciotta 
		N. Bazzi 	M. Ciancaglini 		
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	IL RESPONSABILE	

**INDICE DEGLI ARGOMENTI**

4.1	ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE	3
4.1.1	POSIZIONAMENTO JACK-UP	3
4.1.2	BATTITURA CP 30"	3
4.1.3	LAVAGGIO CP E MONTAGGIO DIVERTER	3
4.1.4	SEQUENZA OPERATIVA POZZI NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR	4
4.1.4.1	PERFORAZIONE FASE 16" PER CSG SUPERFICIALE 13 3/8" A 300 m MD	4
4.1.4.2	FASE DI PERF. 12 1/4" PER CSG INTERMEDIO 9 5/8" A CIRCA M 700 VD	5
4.1.4.3	FASE DI PERF. 8 1/2" PER CSG DI PRODUZIONE 7" A TD	7
4.1.5	SEQUENZA OPERATIVA POZZO NW 1 DIR	8
4.1.5.1	PERFORAZIONE FASE 26" PER CSG SUPERFICIALE 20" A 290 m MD	8
4.1.5.2	FASE DI PERF. 16" PER CSG INTERMEDIO 13 3/8" A M 700 MD	10
4.1.5.3	FASE DI PERF. 12 1/4" PER CSG DI PRODUZIONE 9 5/8" A TD	11
4.1.6	SCHEMA POZZI A FINE PERFORAZIONE	13
4.1.7	PROGETTO DI DEVIAZIONE	17
4.1.7.1	PROFILO DI DEVIAZIONE POZZO NW 1	17
4.1.7.2	DATI DI DI DEVIAZIONE POZZO NW 1	18
4.1.7.3	PROFILO DI DEVIAZIONE POZZO NW 2	19
4.1.7.4	DATI DI DEVIAZIONE POZZO NW 2	20
4.1.7.5	PROFILO DI DEVIAZIONE POZZO NW 3	21
4.1.7.6	DATI DI DEVIAZIONE POZZO NW 3	22
4.1.7.7	PROFILO DI DEVIAZIONE POZZO NW 4	23
4.1.7.8	DATI DI DEVIAZIONE POZZO NW 4	24
4.1.8	ANALISI ANTICOLLISION	25
4.1.9	PROGRAMMA FANGO	27
4.1.10	PROGRAMMA DI CEMENTAZIONI	31
4.1.11	ANALISI GRADIENTI	37
4.1.11.1	TABELLA GRADIENTI	38
4.1.11.2	GRAFICO GRADIENTI	39
4.1.12	KICK TOLERANCE	40
4.1.13	SCELTA PROFONDITA' DI TUBAGGIO	42
4.1.14	CASING DESIGN	43
4.1.15	BATTERIE E STABILIZZAZIONI	50
4.1.16	IDRAULICA	51
4.1.17	BOP STACK	54
4.1.18	SCHEMA TESTA POZZO	55
4.2	ALLEGATI	55
4.2.1	RIG DRILLS/PIT DRILLS/CHOKER DRILLS	55
4.2.2	PROCEDURE DI KILLING	55
4.2.3	LEAK - OFF TEST	55
4.3	WELL SHUT IN PROCEDURE	55



4.1 ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE

4.1.1 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 ed eseguire le operazioni di precarica.

SKIDDARE IL DERRICK SUL PRIMO SLOT DA UTILIZZARE

4.1.2 BATTITURA CP 30"

La battitura del CP 30 " a circa m 150 sarà eseguita precedentemente all'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.

4.1.3 LAVAGGIO CP E MONTAGGIO DIVERTER

Le operazioni verranno eseguite in batch.

Prima di iniziare le operazioni di lavaggio procedere come segue :

- Montare flangia base temporanea (Sqrunch Joint ALT-2) sull'ultimo tubo
- Montare Diverter 29 ½" X 500 psi, tubo pipa linee e collegare BOP Stack
- 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 inclinazione e direzione del CP già battuto.



4.1.4 SEQUENZA OPERATIVA POZZI NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR

4.1.4.1 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 3/8" Running Tool;**
- **Casing Hanger 9 5/8" Running Tool;**
- **Casing Hanger 7" Running Tool;**

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

Per questa fase è previsto l'utilizzo di fango FW-LS a $d = 1.15 \text{ Kg/l}$.

Spiazzare l'acqua di mare in pozzo con fango.

Assemblare BHA (si consiglia una RSS vista la minima distanza tra i vari pozzi della piattaforma) + Bit 16" e perforare fino ad una profondità variabile da m 290 a m 320, per esigenze di di impostazione delle deviazioni e di collision :

- Pozzo NW 2 DIR CASING POINT 13 3/8" m 300
- Pozzo NW 3 DIR CASING POINT 13 3/8" m 320
- Pozzo NW 4 DIR CASING POINT 13 3/8" m 310

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" 61# J55 TENARIS ER (scarpa adatta a ricevere lo stinger e PDC drillable).

Discendere lo Stinger con DP 5", rilevare il Gyro attraverso le aste e cementare come da programma cementi. WOC.

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

Alla fine di ogni cementazione, dopo WOC :

- Scollegare Diverter, Riser e Squunch Joint.
- Sollevare Diverter ed eseguire taglio grossolano casing 13 3/8".
- Eseguire taglio CP 26" 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.

 ENI Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA BONACCIA "NW" Pozzi : NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir	PAG 5 DI 59			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

- Eseguire il test di tenuta dal test port ,facendo attenzione ad non eccedere l'80% della pressione di schiacciamento del casing superficiale (collapse pressure 13 3/8" 61# J55 = 106 bar).

Installare BOP Stack 13 5/8" - 5000 psi ed eseguire test di prima installazione con acqua e saracinesca elemento inferiore aperta :

- Blind/shear Rams a 21 kg/cm² e 350 kg/cm² con plug tester (stabile per almeno 5 min- max pressure drop 10%)
- Rams superiori e inferiori a 21 kg/cm² e 350 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 350 kg/cm², Upper/Lower Inside BOP (TDS) a 350 kg/cm², Choke Manifold e Choke/Kill a 350 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 procedure.

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

4.1.4.2 FASE DI PERF. 12 ¼" PER CSG INTERMEDIO 9 5/8" A CIRCA M 700 VD

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 2 CASING POINT 9 5/8" m 750 MD / 708 VD
- Pozzo 3 CASING POINT 9 5/8" m 741 MD / 700 VD
- Pozzo 4 CASING POINT 9 5/8" m 78 MD / 700 VD


Circolare bottom-up ed estrarre bit.

Per questa fase è previsto l'utilizzo di fango FW-LS a d = 1.15 Kg/l

Gradiente di fratturazione sotto scarpa da 13 3/8" = 1,41 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.

 ENI Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA BONACCIA "NW" Pozzi : NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir	PAG 6 DI 59			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

- Assemblare Casing Hanger Running Tool con Landing String; ed assemblare 9 5/8" Casing Hanger
- Sostituire le ganasce 5" con 9 5/8" e test 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 fatturazione.

- **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.

- Svincolare Running tool e recuperare Landing String.
- Montare Jetting Tool ed 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.
- Assemblare e discendere il **13 5/8" Nominal Seal Assy** (per csg hanger 9 5/8"): energizzare il metal seal ed effettuare il test a 5000 psi attraverso il Test Port, aprendo le saracinesche laterali interessate seguendo le procedure. Eventuali test BOP di fase saranno eseguiti con acqua di mare e saracinesca elemento inferiore aperta tenendo conto dei valori nominali di resistenza del casing 9 5/8" (43.5# L80 = BURST 430 bar ; COLLAPSE 262 bar).


Riconfigurare e test BOP Stack :

- Blind/Shear Rams a 21 e 110 kg/cm² con Plug Tester. (stabile per almeno 5 min- max pressure drop 10%)
- Ram superiori e inferiori a 21 e 110 kg/cm² . (stabile per almeno 5 min- max pressure drop 10%)
- Bag Preventer a 21 e 110 kg/cm² (stabile per almeno 5 min- max pressure drop 10%)

Collaudare linee di superficie a 350 kg/cm², Upper/Lower Inside BOP (TDS) a 350 kg/cm², Choke Manifold e Choke/Kill a 350 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.

 ENI Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA BONACCIA "NW" Pozzi : NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir	PAG 7 DI 59			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.1.4.3 FASE DI PERF. 8 1/2" PER CSG DI PRODUZIONE 7" A TD

Discendere bit 8 1/2" con BHA di deviazione (RSS) e perforare fino a casing point seguendo il progetto di deviazione :

- Pozzo NW 2 DIR CASING POINT 7" m 1465 MD / 1310 VD
- Pozzo NW 3 DIR CASING POINT 7" m 1180 MD / 1112 VD
- Pozzo NW 4 DIR CASING POINT 7" m 1712 MD / 1300 VD

Circolare bottom-up ed estrarre bit.

- Per questa fase è previsto l'utilizzo di fango FW-LS a d = 1.25 Kg/l
- Il Gr. di Fratturazione previsto sotto scarpa csg 9 5/8" è 1.57 kg/cm² /10m.
- Max Pressione differenziale di fase = 55 kg/cm² a 919 m VD.

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

Vedere i paragrafi specifici per quanto riguarda bit, deviazioni, batterie, fango, parametri e idraulica.

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

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" 23# L80 Tenaris Blue equipaggiato con scarpa e collare entrambi PDC drillable e fissare scarpa a casing point.. Sull'ultimo casing montare Casing Hanger 7", Running Tool preassemblando la landing string. Monitorare con il diagramma del volume di spiazzamento 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.
- Montare **Jetting tool 7"** ed 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 attraverso il test-Port effettuare il test (80% della pressione di schiacciamento del casing 7") aprendo le saracinesche laterali interessate.
- Discendere BOP Tester (Combination Tool) con due lunghezze di HW utilizzando DP 5" e l'apposito Landing joint.
- Recuperare landing joint

Eseguire BOP Test :

Collaudare ganasce cieche a a 21 e 185 kg/cm² (con testa pozzo piena d'acqua).

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

Riconfigurare e testare BOP Stack :

- Bag preventer a 21 e 185 kg/cm²
- Upper/lower pipe rams a 21 e a 185 kg/cm²
- Collaudare le linee di superficie a 350 kg/cm², upper/lower inside BOP (TDS), choke manifold, choke e kill line a 350 kg/cm², assicurandosi che la pressione non venga trasmessa all'interno della colonna.
- Discendere in sede la camicia d'usura utilizzando Wear Bushing Running tool eseguendo le procedure.

Le prove devono essere eseguite ogni 21 gg.

4.1.5 SEQUENZA OPERATIVA POZZO NW 1 DIR

4.1.5.1 PERFORAZIONE FASE 26" PER CSG SUPERFICIALE 20" A 290 M MD


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

- **Compact Housing 20" Running Tool;**
- **Casing Hanger 13 3/8" Running Tool;**
- **Casing Hanger 9 5/8" 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 = 1.15 Kg/l.

Spiazzare l'acqua di mare in pozzo con fango.

 ENI Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA BONACCIA "NW" Pozzi : NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir	PAG 9 DI 59			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

Assemblare BHA (si consiglia una RSS vista la minima distanza tra i vari pozzi della piattaforma) + Bit 26" e perforare fino a m 290 MD.

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 3500 - 4000 l/min.

Discendere il casing da 20" 106.5# J55 TENARIS ER (scarpa adatta a ricevere lo stinger e PDC drillable).

Discendere lo Stinger con DP 5", rilevare il Gyro attraverso le aste e cementare come da programma cementi. WOC.

In caso di mancato arrivo della malta a livello Cellar Deck, ricementare dall'alto scendendo nell'intercapedine 30" - 20" con 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 20".
- Eseguire taglio CP 26" e taglio definitivo casing 20" secondo procedure.
- assemblare **Landing String per Compact Housing Running Tool.**
- **Discendere Compact Housing.**
- Eseguire il set con cunei rimuovendo n°4 Retainer Screwn secondo procedure.
- Eseguire il test di tenuta dal test port ,facendo attenzione ad non eccedere l'80% della pressione di schiacciamento del casing superficiale (collapse pressure 20" 106.5 = 53 bar).


Installare BOP Stack 21 1/4" - 2000 psi ed eseguire test di prima installazione (secondo STAP-1P-M 6150) 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 350 kg/cm², Upper/Lower Inside BOP (TDS) a 350 kg/cm², Choke Manifold e Choke/Kill a 350 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 procedure.

 ENI Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA BONACCIA "NW" Pozzi : NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir	PAG 10 DI 59			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

L'intercapedine 30" – 20" dovrà essere chiusa con apposite mezze lune dove dovrà essere predisposta una uscita con rubinetto e manometro, da cui poter rilevare le pressioni.

4.1.5.2 FASE DI PERF. 16" PER CSG INTERMEDIO 13 3/8" A M 700 MD

Assemblare BHA di perforazione ed eseguire test di superficie, discendere fino a quota scarpa da 20", fresare scarpa e lavare rat hole.

Perforare fino a casing point 13 3/8" m 700 MD / 685 VD, seguendo il progetto di deviazione.

Circolare bottom-up ed estrarre bit.

Per questa fase è previsto l'utilizzo di fango FW-LS a $d = 1.15 \text{ Kg/l}$

Gradiente di fratturazione sotto scarpa da 20" = $1,41 \text{ kg/cm}^2/10\text{m}$.

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; ed assemblare 13 3/8" Casing Hanger
- Sostituire le ganasce 5" con 13 3/8" e test con acqua a $70 \text{ kg/cm}^2 \times 10'$.

Discendere il casing 13 3/8" 61# J55 TENARIS ER (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 20" (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 fatturazione.

- **Montare sull' ultimo giunto il Casing Hanger 13 3/8", il Running Tool e la Landing String** ed eseguire il landing del Casing Hanger sulla Compact Housing.

Cementare come da programma.

- Svincolare Running tool e recuperare Landing String.
- Montare Jetting Tool ed 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.
- Assemblare e discendere il **20" Nominal Seal Assy** (per csg hanger 13 3/8"): energizzare il metal seal ed effettuare il test a 10000 psi attraverso il Test Port, aprendo le saracinesche laterali interessate seguendo le procedure. Eventuali test BOP di fase saranno eseguiti con acqua di mare e saracinesca elemento inferiore aperta tenendo conto dei valori nominali di resistenza del casing 13 3/8" (61# J55 = BURST 213 bar ; COLLAPSE 106 bar).

Riconfigurare e test BOP Stack :

 ENI Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA BONACCIA "NW" Pozzi : NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir	PAG 11 DI 59			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

- Blind/Shear Rams a 21 e 110 kg/cm² con Plug Tester. (stabile per almeno 5 min- max pressure drop 10%)
- Ram superiori e inferiori a 21 e 1100 kg/cm² . (stabile per almeno 5 min- max pressure drop 10%)
- Bag Preventer a 21 e 110 kg/cm² (stabile per almeno 5 min- max pressure drop 10%)

Collaudare linee di superficie a 350 kg/cm², Upper/Lower Inside BOP (TDS) a 350 kg/cm², Choke Manifold e Choke/Kill a 350 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.

4.1.5.3 FASE DI PERF. 12 1/4" PER CSG DI PRODUZIONE 9 5/8" A TD

Discendere bit 12 1/4" con BHA di deviazione (RSS) e perforare fino a casing point seguendo il progetto di deviazione.

Circolare bottom-up ed estrarre bit.

- Per questa fase è previsto l'utilizzo di fango FW-LS a d = 1.25 Kg/l
- Il Gr. di Fratturazione previsto sotto scarpa csg 13 3/8" è 1.57 kg/cm² /10m.
- Max Pressione differenziale di fase = 55 kg/cm² a 919 m VD.

A quota tubaggio m 1360 MD/ 1314 VD, prima di estrarre, se necessario eseguire un controllo foro, circolare bottom-up ed estrarre in back-reaming.

Vedere i paragrafi specifici per quanto riguarda bit, deviazioni, batterie, fango, parametri e idraulica.

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


Recuperare wear bushing, si consiglia di eseguire una dummy run con Jetting Tool e lavare interno del Compact Housing.

Sostituire le ganasce 5" con 9 5/8" ed eseguire test.

- **Assemblare Casing Hanger Running Tool con Landing String ed assemblare 9 5/8" Casing Hanger.**

Discendere ed installare i bullets radioattivi come previsto nella sezione di geologia operativa.

Discendere csg 9 5/8" 43.5# L80 Tenaris Blue equipaggiato con scarpa e collare entrambi PDC drillable e fissare scarpa a casing point.. Sull'ultimo casing montare Casing Hanger 9 5/8", Running Tool preassemblando la landing string. Monitorare con il diagramma del volume di spiazamento eventuali assorbimenti/sovrattiri, eseguendo una prova di circolazione dopo 6 giunti ed a quota scarpa csg 13

 ENI Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA BONACCIA "NW" Pozzi : NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir	PAG 12 DI 59			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

3/8", 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 9 5/8" 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.
- Montare **Jetting tool** ed 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 9 5/8"**.
- Energizzare il metal seal ed attraverso il test-Port effettuare il test (80% della pressione di schiacciamento del casing 9 5/8") aprendo le saracinesche laterali interessate.
- Discendere BOP Tester (Combination Tool) con due lunghezze di HW utilizzando DP 5" e l'apposito Landing joint.
- Recuperare landing joint

Eseguire BOP Test :

Collaudare ganasce cieche a 21 e 350 kg/cm² (con testa pozzo piena d'acqua).

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

Riconfigurare e testare BOP Stack :

- Bag preventer a 21 e 350 kg/cm²
- Upper/lower pipe rams a 21 e a 350 kg/cm²

Collaudare le linee di superficie a 350 kg/cm², upper/lower inside BOP (TDS), choke manifold, choke e kill line a 350 kg/cm², assicurandosi che la pressione non venga trasmessa all'interno della colonna.

Discendere in sede la camicia d'usura utilizzando Wear Bushing Running tool eseguendo le procedure.

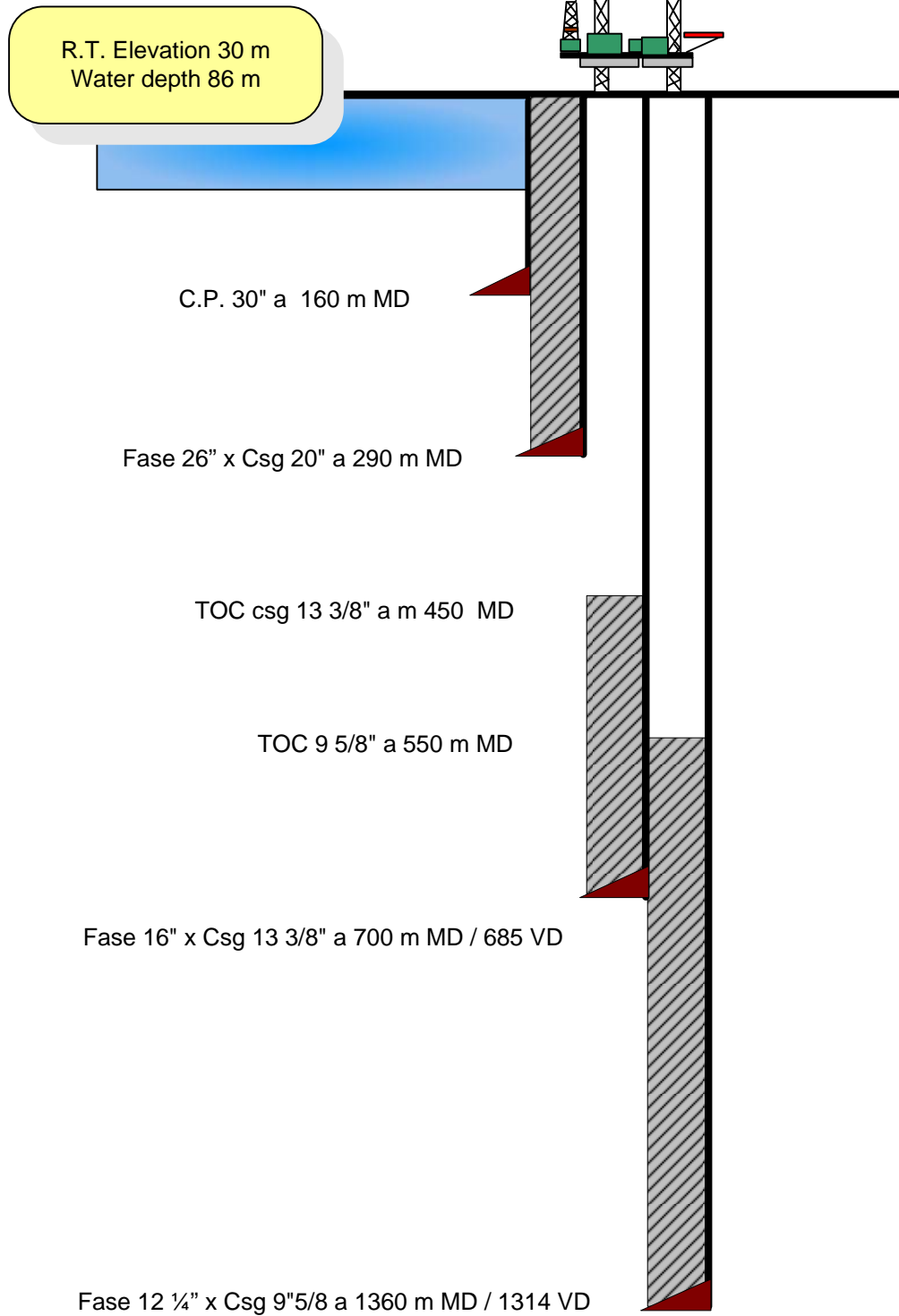
Le prove devono essere eseguite ogni 21 gg.

ESEGUIRE CAMBIO COMMESSA DA PERFORAZIONE A COMPLETAMENTO



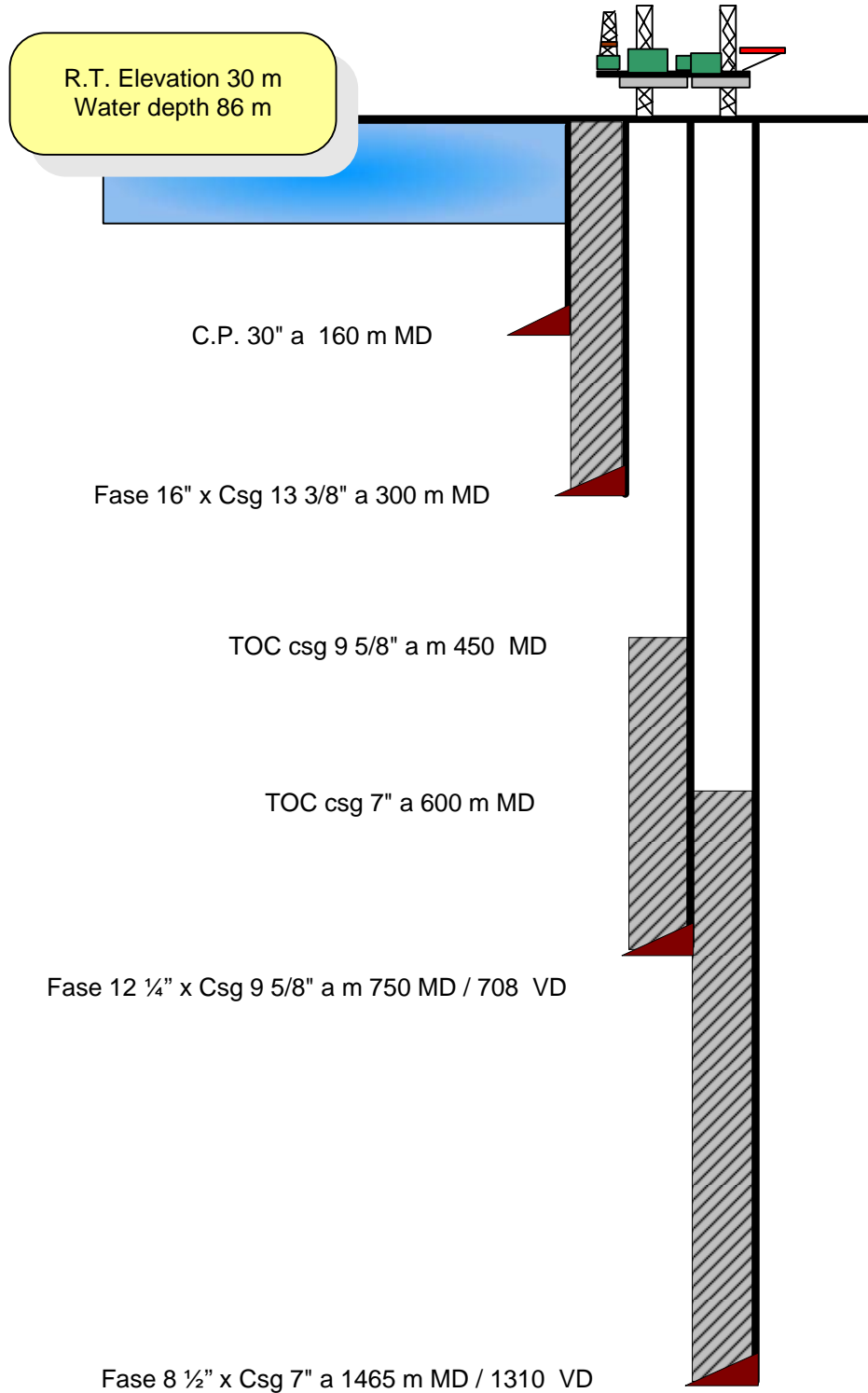
4.1.6 SCHEMA POZZI A FINE PERFORAZIONE

Bonaccia NW 1 DIR



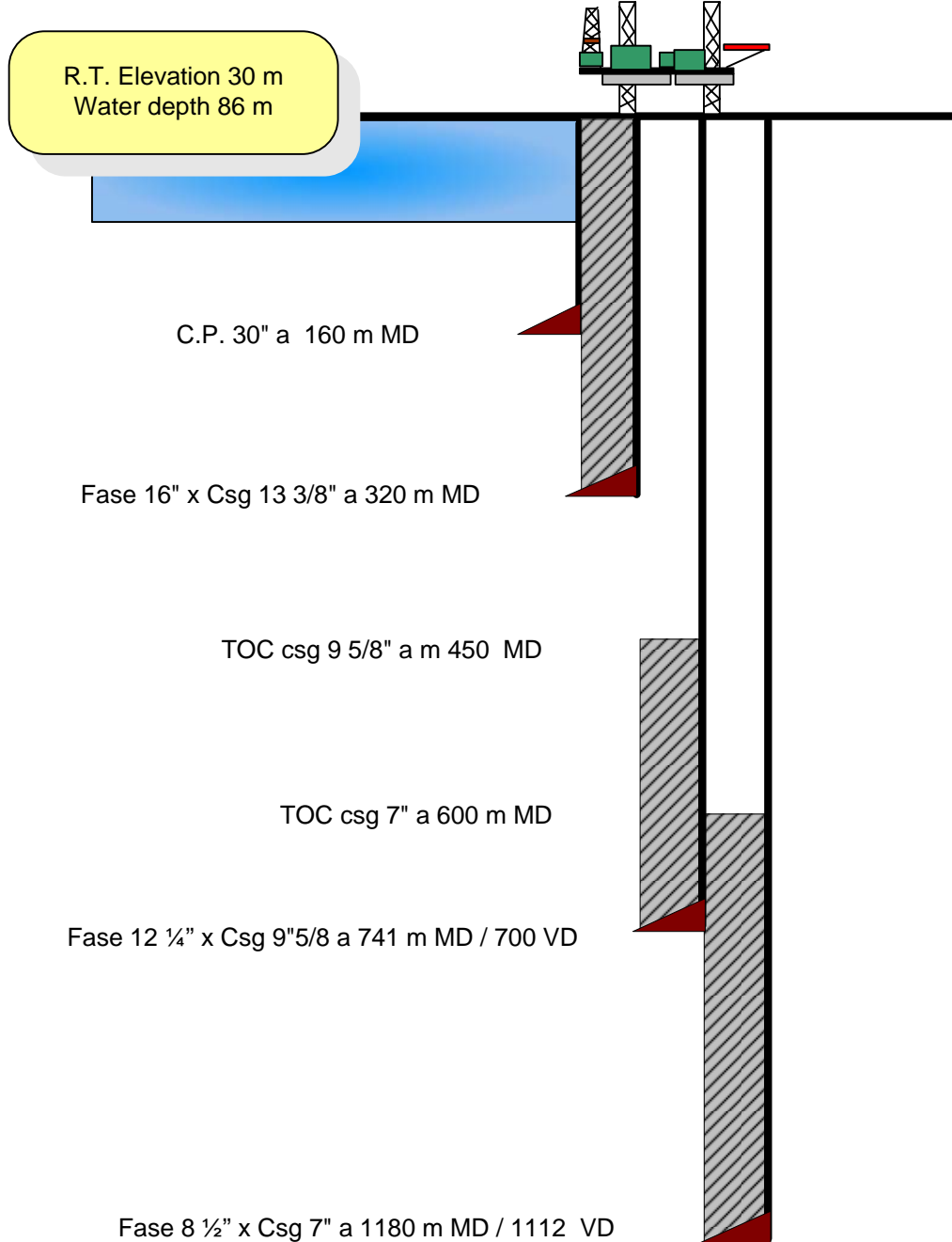


Bonaccia NW 2 DIR



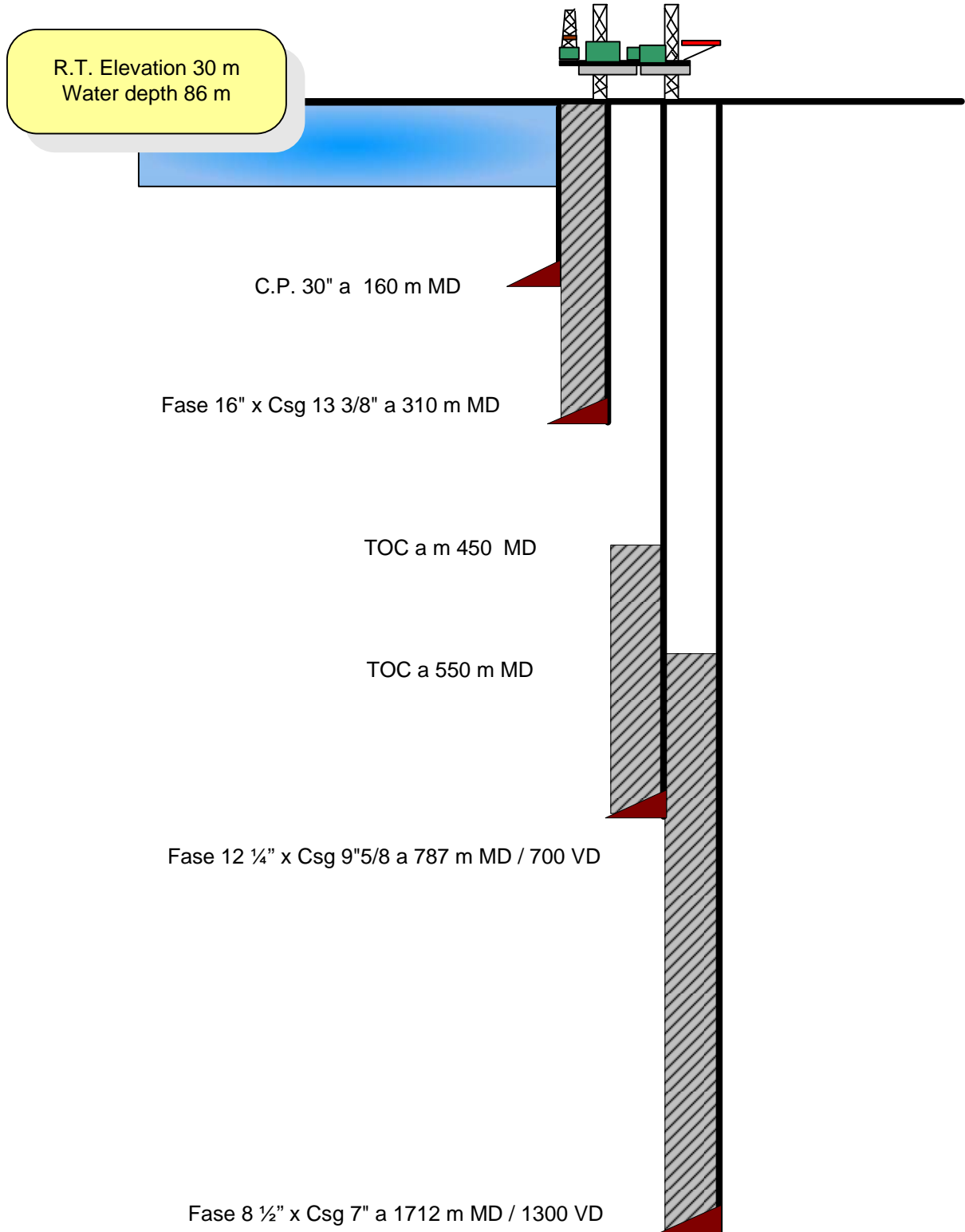


Bonaccia NW 3 DIR





Bonaccia NW 4 DIR





4.1.7 PROGETTO DI DEVIAZIONE

4.1.7.1 PROFILO DI DEVIAZIONE POZZO NW 1

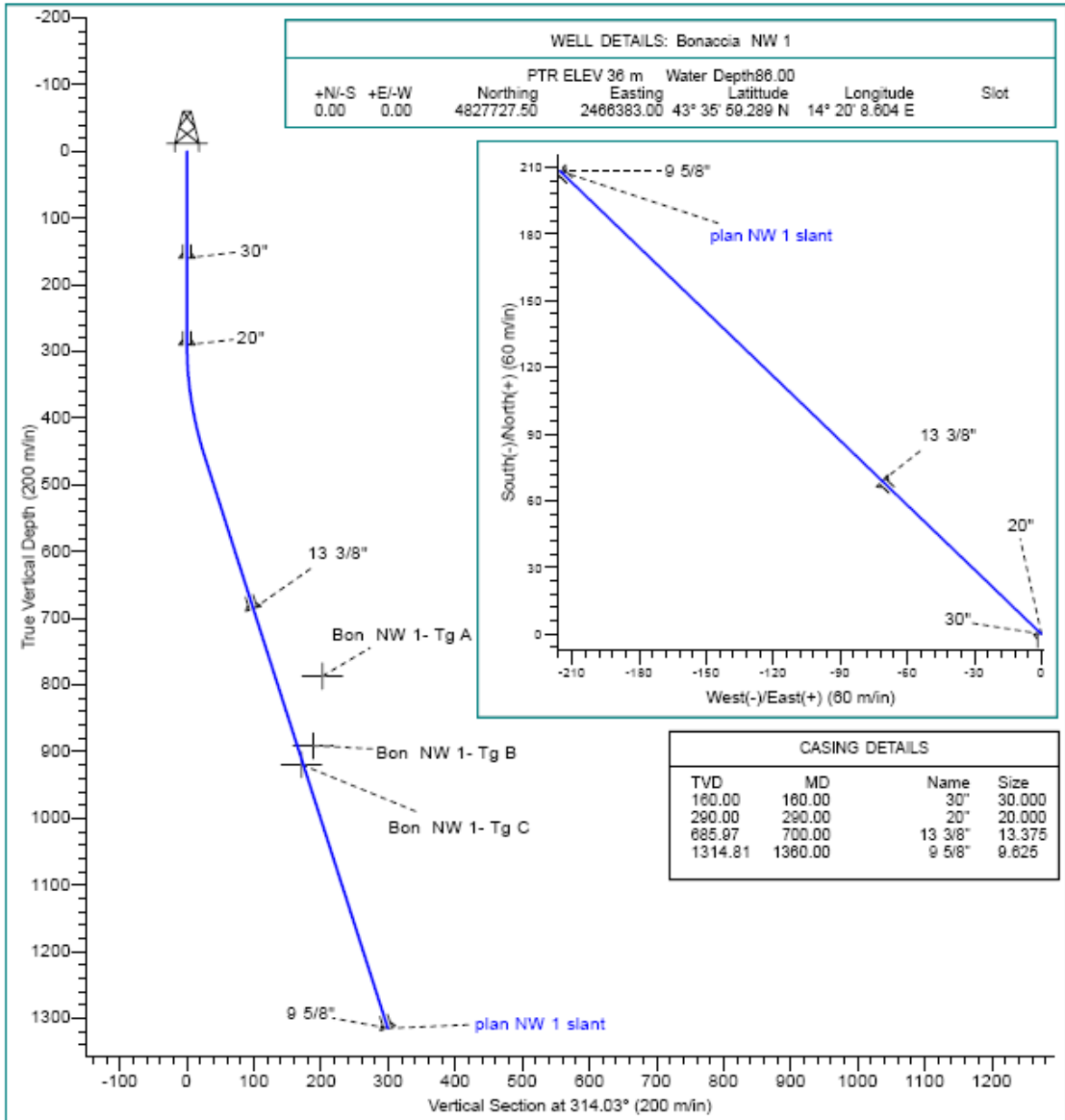


ENI E&P
Renzo De Blasius
GIAC - CS

Project: BONACCIA
Site: BONACCIA NW
Well: Bonaccia NW 1
Wellbore: Bonaccia NW 1 dir
Design: plan NW 1 slant

Azimuths to True North
Magnetic North: 2.75°

Magnetic Field
Strength: 47009.8snT
Dip Angle: 60.06°
Date: 10/12/2011
Model: IGRF200510



SECTION DETAILS											
Sec	MD	Inc	Azi	TVD	+N/-S	+E/-W	Dleg	TFace	VSect	Target	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00		
2	160.00	0.00	0.00	160.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00		
3	290.00	0.00	0.00	290.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00		
4	345.00	6.00	313.80	344.90	1.99	-2.08	3.273	313.80	2.88		
5	461.74	17.87	314.04	458.96	18.59	-19.28	3.000	0.37	26.78		
6	915.43	17.87	314.04	891.24	114.35	-118.29	0.000	0.00	164.52		
7	915.50	17.88	314.04	891.30	114.36	-118.30	3.000	-9.59	164.54	Bon NW 1- Tg B	
8	1360.00	17.88	314.04	1314.81	208.21	-216.34	0.000	0.00	299.54		



4.1.7.2 DATI DI DI DEVIAZIONE POZZO NW 1

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	0.000	0.000	0.000
50.00	0.00	0.00	50.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000
100.00	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000
150.00	0.00	0.00	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000
160.00	0.00	0.00	160.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000
30"										
200.00	0.00	0.00	200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000
250.00	0.00	0.00	250.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000
290.00	0.00	0.00	290.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000
20"										
300.00	1.09	313.80	300.00	0.07	-0.07	0.10	3.273	3.273	3.273	0.000
345.00	6.00	313.80	344.90	1.99	-2.08	2.88	3.273	3.273	3.273	0.000
350.00	6.50	313.83	349.87	2.37	-2.47	3.42	3.000	3.000	3.000	0.169
400.00	11.50	313.98	399.24	7.79	-8.10	11.24	3.000	3.000	3.000	0.088
450.00	16.50	314.03	447.74	16.19	-16.80	23.33	3.000	3.000	3.000	0.035
461.74	17.67	314.04	458.96	18.59	-19.28	26.78	3.000	3.000	3.000	0.023
500.00	17.67	314.04	495.41	26.67	-27.63	38.40	0.000	0.000	0.000	0.000
550.00	17.67	314.04	543.05	37.22	-38.54	53.58	0.000	0.000	0.000	0.000
600.00	17.67	314.04	590.69	47.77	-49.45	68.76	0.000	0.000	0.000	0.000
650.00	17.67	314.04	638.33	58.33	-60.36	83.94	0.000	0.000	0.000	0.000
700.00	17.67	314.04	685.97	68.88	-71.27	99.12	0.000	0.000	0.000	0.000
13 3/8"										
750.00	17.67	314.04	733.61	79.43	-82.18	114.30	0.000	0.000	0.000	0.000
800.00	17.67	314.04	781.25	89.99	-93.10	129.48	0.000	0.000	0.000	0.000
850.00	17.67	314.04	828.89	100.54	-104.01	144.66	0.000	0.000	0.000	0.000
900.00	17.67	314.04	876.53	111.09	-114.92	159.84	0.000	0.000	0.000	0.000
915.43	17.67	314.04	891.24	114.35	-118.29	164.52	0.000	0.000	0.000	0.000
915.50	17.68	314.04	891.30	114.36	-118.30	164.54	2.918	2.877	2.877	-1.600
950.00	17.68	314.04	924.17	121.65	-125.83	175.02	0.000	0.000	0.000	0.000
1,000.00	17.68	314.04	971.81	132.20	-136.75	190.21	0.000	0.000	0.000	0.000
1,050.00	17.68	314.04	1,019.45	142.76	-147.67	205.39	0.000	0.000	0.000	0.000
1,100.00	17.68	314.04	1,067.09	153.31	-158.58	220.58	0.000	0.000	0.000	0.000
1,150.00	17.68	314.04	1,114.73	163.87	-169.50	235.76	0.000	0.000	0.000	0.000
1,200.00	17.68	314.04	1,162.36	174.43	-180.41	250.95	0.000	0.000	0.000	0.000
1,250.00	17.68	314.04	1,210.00	184.98	-191.33	266.13	0.000	0.000	0.000	0.000
1,300.00	17.68	314.04	1,257.64	195.54	-202.24	281.32	0.000	0.000	0.000	0.000
1,350.00	17.68	314.04	1,305.28	206.10	-213.16	296.50	0.000	0.000	0.000	0.000
1,360.00	17.68	314.04	1,314.81	208.21	-215.34	299.54	0.000	0.000	0.000	0.000
9 5/8										
Design Targets										
Target Name	Dip Angle (°)	Dip Dir.	TVD (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude	Longitude	
Bon NW 1- Tg A	0.00	359.54	786.90	159.09	-127.22	4,827,887.54	2,466,257.10	43° 36' 4.444 N	14° 20' 2.932 E	
- plan misses target center by 72.25m at 827.41m MD (807.37 TVD, 95.77 N, -99.08 E)										
- Circle (radius 30.00)										
Bon NW 1- Tg B	0.00	359.54	891.30	139.44	-127.38	4,827,867.90	2,466,256.79	43° 36' 3.807 N	14° 20' 2.925 E	
- plan misses target center by 25.65m at 922.77m MD (898.23 TVD, 115.90 N, -119.89 E)										
- Circle (radius 30.00)										
Bon NW 1- Tg C	0.00	359.54	919.40	106.71	-134.19	4,827,835.24	2,466,249.72	43° 36' 2.747 N	14° 20' 2.621 E	
- plan misses target center by 16.77m at 944.12m MD (918.57 TVD, 120.41 N, -124.55 E)										
- Circle (radius 30.00)										
Casing Points										
Measured Depth (m)	Vertical Depth (m)	Name	Casing Diameter (in)	Hole Diameter (in)						
160.00	160.00	30"	30.000	36.000						
290.00	290.00	20"	20.000	26.000						
700.00	685.97	13 3/8"	13.375	17.500						
1,360.00	1,314.81	9 5/8"	9.625	12.250						



4.1.7.3 PROFILO DI DEVIAZIONE POZZO NW 2



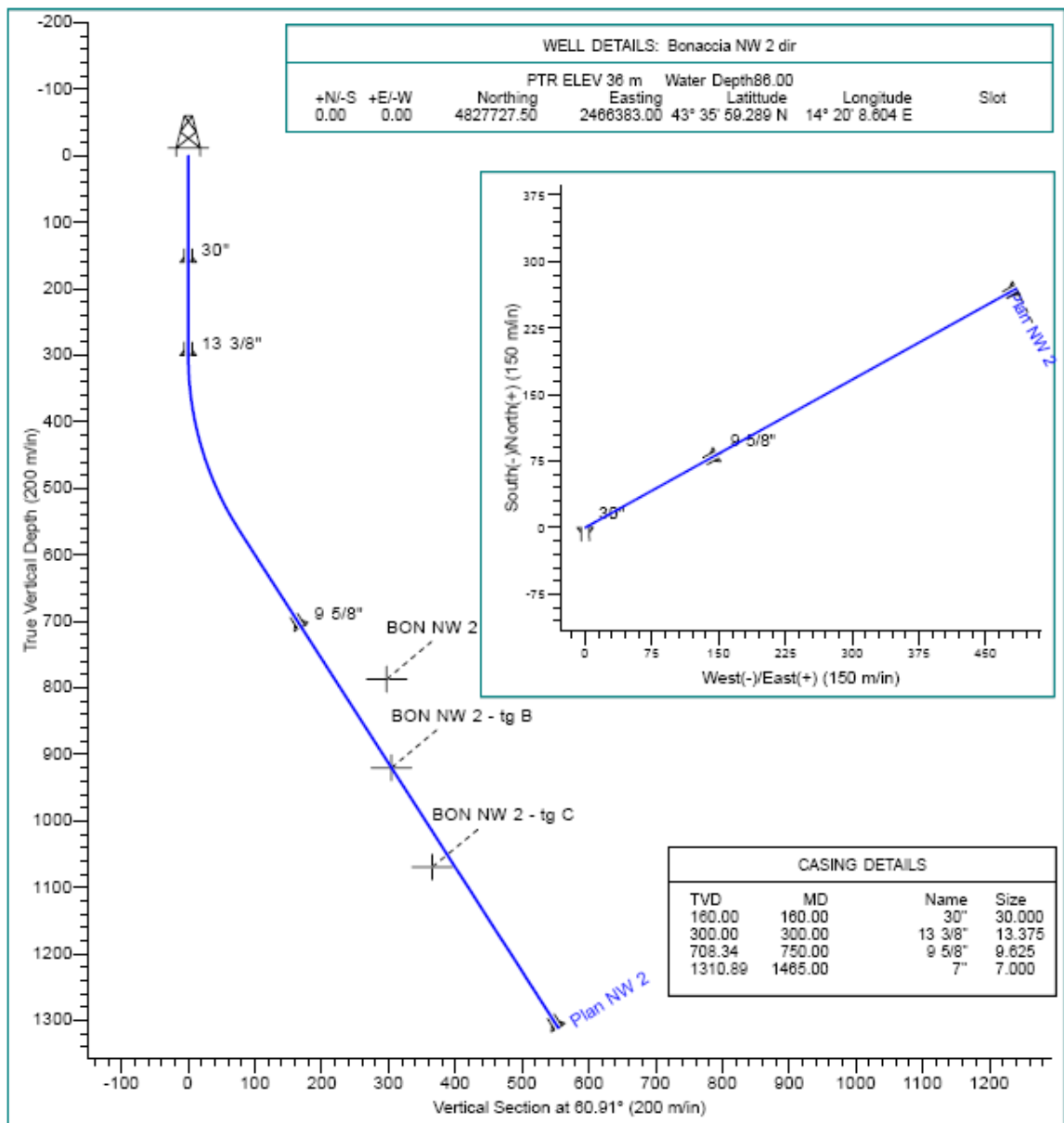
ENI E&P
Renzo De Blasis
GIAC - CS

Project: BONACCIA
Site: BONACCIA NW
Well: Bonaccia NW 2 dir
Wellbore: Bonaccia NW 2 dir
Design: Plan NW 2



Azimuths to True North
Magnetic North: 2.75°

Magnetic Field
Strength: 47000.8snT
Dip Angle: 60.06°
Date: 10/12/2011
Model: IGRF200510



Sec	MD	Inc	Azi	TVD	+N/-S	+E/-W	Dleg	TFace	V Sect	Target
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	
2	150.00	0.00	359.54	150.00	0.00	0.00	0.000	359.54	0.00	
3	300.00	0.00	359.54	300.00	0.00	0.00	0.000	359.54	0.00	
4	579.19	32.57	60.90	584.40	37.58	67.50	3.500	60.90	77.25	
5	1001.19	32.57	60.90	920.02	148.05	266.02	0.000	0.00	304.44	
6	1001.23	32.57	60.91	920.05	148.06	266.03	4.000	122.46	304.46	BON NW 2 - tg B
7	1178.33	32.57	60.91	1069.30	194.41	349.35	0.000	0.00	399.80	BON NW 2 - tg C
8	1465.00	32.57	60.91	1310.89	269.44	484.20	0.000	0.00	554.12	



ENI Divisione E & P

ARPO / CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"

Pozzi :

NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

AGGIORNAMENTI:

0

4.1.7.4 DATI DI DEVIAZIONE POZZO NW 2

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	0.00
50.00	0.00	359.54	50.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
100.00	0.00	359.54	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
150.00	0.00	359.54	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
160.00	0.00	359.54	160.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30"										
200.00	0.00	359.54	200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
250.00	0.00	359.54	250.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
300.00	0.00	359.54	300.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13 3/8"										
350.00	5.83	60.90	349.91	1.24	2.22	2.54	3.500	3.500	0.000	0.000
400.00	11.67	60.90	399.31	4.93	8.87	10.15	3.500	3.500	0.000	0.000
450.00	17.50	60.90	447.68	11.05	19.86	22.73	3.500	3.500	0.000	0.000
500.00	23.33	60.90	494.52	19.53	35.10	40.16	3.500	3.500	0.000	0.000
550.00	29.17	60.90	539.34	30.28	54.41	62.27	3.500	3.500	0.000	0.000
579.19	32.57	60.90	564.40	37.56	67.50	77.25	3.500	3.500	0.000	0.000
600.00	32.57	60.90	581.93	43.01	77.29	88.45	0.000	0.000	0.000	0.000
650.00	32.57	60.90	624.07	56.10	100.81	115.37	0.000	0.000	0.000	0.000
700.00	32.57	60.90	666.20	69.19	124.33	142.28	0.000	0.000	0.000	0.000
750.00	32.57	60.90	708.34	82.28	147.85	169.20	0.000	0.000	0.000	0.000
9 5/8"										
800.00	32.57	60.90	750.47	95.37	171.37	196.12	0.000	0.000	0.000	0.000
850.00	32.57	60.90	792.61	108.46	194.89	223.04	0.000	0.000	0.000	0.000
900.00	32.57	60.90	834.74	121.55	218.41	249.96	0.000	0.000	0.000	0.000
950.00	32.57	60.90	876.88	134.64	241.93	276.88	0.000	0.000	0.000	0.000
1,000.00	32.57	60.90	919.01	147.73	265.45	303.79	0.000	0.000	0.000	0.000
1,001.19	32.57	60.90	920.02	148.05	266.02	304.44	0.000	0.000	0.000	0.000
1,001.23	32.57	60.91	920.05	148.06	266.03	304.46	4.000	-2.147	6.270	0.000
1,050.00	32.57	60.91	961.15	160.82	288.98	330.71	0.000	0.000	0.000	0.000
1,100.00	32.57	60.91	1,003.29	173.91	312.50	357.63	0.000	0.000	0.000	0.000
1,150.00	32.57	60.91	1,045.42	186.99	336.02	384.54	0.000	0.000	0.000	0.000
1,178.33	32.57	60.91	1,069.30	194.41	349.35	399.80	0.000	0.000	0.000	0.000
1,200.00	32.57	60.91	1,087.56	200.08	359.54	411.46	0.000	0.000	0.000	0.000
1,250.00	32.57	60.91	1,129.70	213.17	383.06	438.38	0.000	0.000	0.000	0.000
1,300.00	32.57	60.91	1,171.83	226.25	406.58	465.29	0.000	0.000	0.000	0.000
1,350.00	32.57	60.91	1,213.97	239.34	430.10	492.21	0.000	0.000	0.000	0.000
1,400.00	32.57	60.91	1,256.11	252.42	453.62	519.13	0.000	0.000	0.000	0.000
1,450.00	32.57	60.91	1,298.24	265.51	477.14	546.04	0.000	0.000	0.000	0.000
1,465.00	32.57	60.91	1,310.89	269.44	484.20	554.12	0.000	0.000	0.000	0.000
7"										
Design Targets										
Target Name	Dip Angle (°)	Dip Dir. (°)	TVD (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude	Longitude	
- hit/miss target										
- Shape										
BON NW 2 - tg A	0.00	359.55	786.90	241.84	205.74	4,827,967.60	2,466,590.59	43° 36' 7.125 N	14° 20' 17.777 E	
- plan misses target center by 129.23m at 885.21m MD (822.28 TVD, 117.68 N, 211.46 E)										
- Circle (radius 30.00)										
BON NW 2 - tg B	0.00	359.55	920.05	148.06	266.03	4,827,873.37	2,466,650.11	43° 36' 4.086 N	14° 20' 20.465 E	
- plan hits target center										
- Circle (radius 30.00)										
BON NW 2 - tg C	0.00	359.55	1,069.30	47.85	391.85	4,827,772.20	2,466,775.08	43° 36' 0.839 N	14° 20' 26.074 E	
- plan misses target center by 151.49m at 1159.97m MD (1053.83 TVD, 189.60 N, 340.71 E)										
- Circle (radius 30.00)										
Casing Points										
Measured Depth (m)	Vertical Depth (m)	Name	Casing Diameter (in)	Hole Diameter (in)						
160.00	160.00	30"	30.000	36.000						
300.00	300.00	13 3/8"	13.375	17.500						
750.00	708.34	9 5/8"	9.625	12.250						
1,465.00	1,310.89	7"	7.000	7.500						

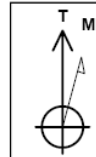


4.1.7.5 PROFILO DI DEVIAZIONE POZZO NW 3



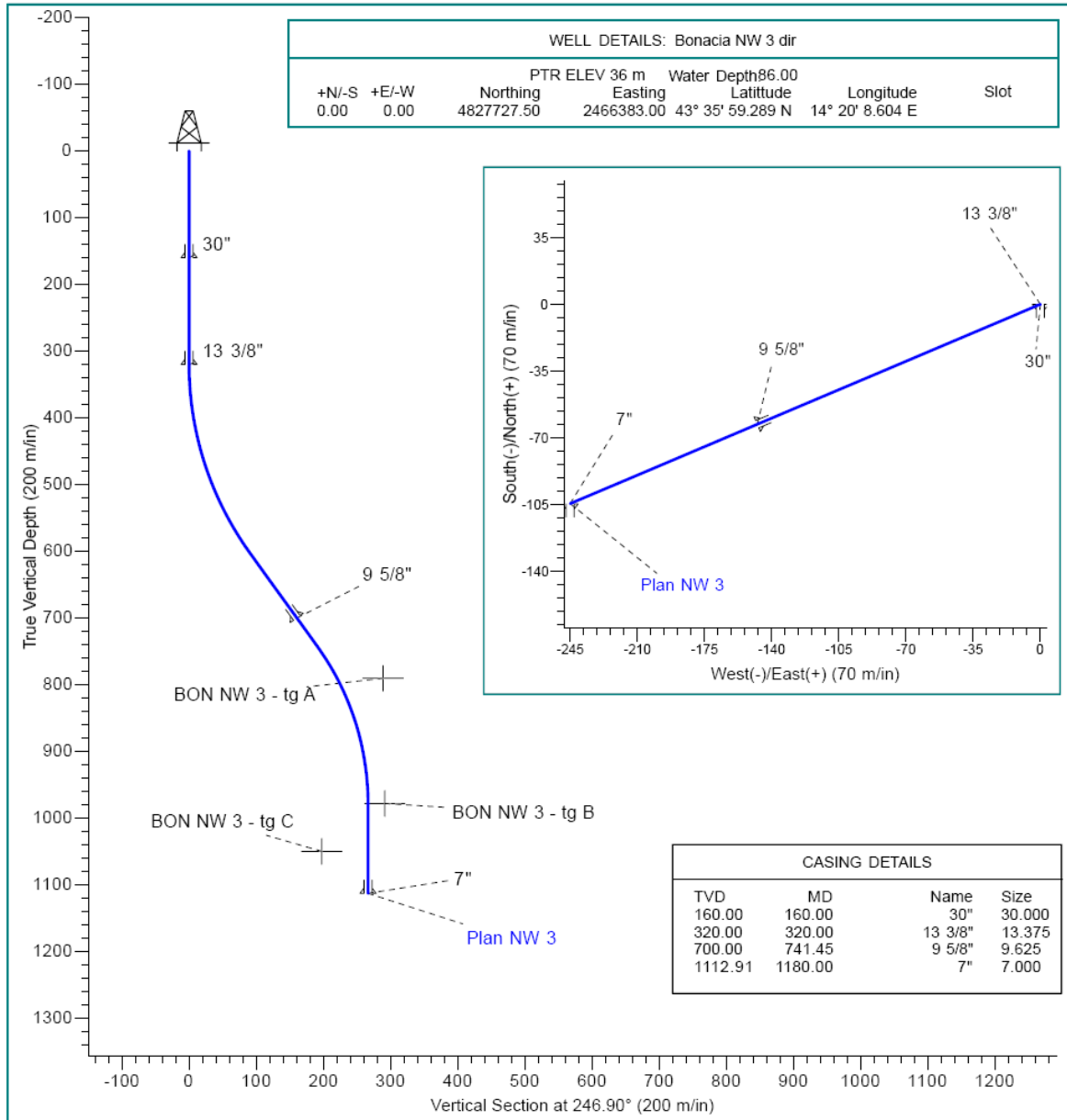
ENI E&P
Renzo De Blasis
GIAC - CS

Project: BONACCIA
Site: BONACCIA NW
Well: Bonaccia NW 3 dir
Wellbore: Bonaccia NW 3 dir
Design: Plan NW 3



Azimuths to True North
Magnetic North: 2.75°

Magnetic Field
Strength: 47009.8snT
Dip Angle: 60.06°
Date: 10/12/2011
Model: IGRF200510



Sec	MD	Inc	Azi	TVD	+N/-S	+E/-W	Dleg	TFace	VSect	Target
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	
2	160.00	0.00	0.00	160.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	
3	320.00	0.00	0.00	320.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	
4	622.66	35.66	246.90	603.49	-35.79	-83.88	3.535	246.90	91.19	
5	792.99	35.66	246.90	741.87	-74.75	-175.22	0.000	0.00	190.50	
6	1045.21	0.00	0.00	978.12	-104.57	-245.12	4.242	180.00	266.49	BON NW 3 - tg B
7	1116.97	0.00	0.00	1049.88	-104.57	-245.12	0.000	0.00	266.49	BON NW 3 - tg C
8	1180.00	0.00	0.00	1112.91	-104.57	-245.12	0.000	0.00	266.49	



4.1.7.6 DATI DI DEVIAZIONE POZZO NW 3

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			
50.00	0.00	0.00	50.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000			
100.00	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000			
150.00	0.00	0.00	150.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000			
160.00	0.00	0.00	160.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000			
30"												
200.00	0.00	0.00	200.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000			
250.00	0.00	0.00	250.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000			
300.00	0.00	0.00	300.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000			
320.00	0.00	0.00	320.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000			
13 3/8"												
350.00	3.54	246.90	349.98	-0.36	-0.85	0.93	3.535	3.535	0.000			
400.00	9.43	246.90	399.64	-2.58	-6.04	6.57	3.535	3.535	0.000			
450.00	15.32	246.90	448.46	-6.78	-15.89	17.27	3.535	3.535	0.000			
500.00	21.21	246.90	495.92	-12.92	-30.30	32.94	3.535	3.535	0.000			
550.00	27.10	246.90	541.52	-20.95	-49.11	53.39	3.535	3.535	0.000			
600.00	32.99	246.90	584.78	-30.77	-72.13	78.41	3.535	3.535	0.000			
622.66	35.66	246.90	603.49	-35.79	-83.88	91.19	3.535	3.535	0.000			
650.00	35.66	246.90	625.70	-42.04	-98.54	107.13	0.000	0.000	0.000			
700.00	35.66	246.90	666.33	-53.48	-125.35	136.28	0.000	0.000	0.000			
741.45	35.66	246.90	700.00	-62.96	-147.58	160.45	0.000	0.000	0.000			
9 5/8"												
750.00	35.66	246.90	706.95	-64.92	-152.17	165.44	0.000	0.000	0.000			
792.99	35.66	246.90	741.87	-74.75	-175.22	190.50	0.000	0.000	0.000			
800.00	34.67	246.90	747.61	-76.34	-178.93	194.54	4.242	-4.242	0.000			
850.00	27.60	246.90	790.38	-86.48	-202.70	220.38	4.242	-4.242	0.000			
900.00	20.53	246.90	836.00	-94.47	-221.44	240.75	4.242	-4.242	0.000			
950.00	13.46	246.90	883.79	-100.20	-234.88	255.36	4.242	-4.242	0.000			
1,000.00	6.39	246.90	933.01	-103.58	-242.80	263.97	4.242	-4.242	0.000			
1,045.21	0.00	0.00	978.12	-104.57	-245.12	266.49	4.242	-4.242	0.000			
1,050.00	0.00	0.00	982.91	-104.57	-245.12	266.49	0.000	0.000	0.000			
1,100.00	0.00	0.00	1,032.91	-104.57	-245.12	266.49	0.000	0.000	0.000			
1,116.97	0.00	0.00	1,049.88	-104.57	-245.12	266.49	0.000	0.000	0.000			
1,150.00	0.00	0.00	1,082.91	-104.57	-245.12	266.49	0.000	0.000	0.000			
1,180.00	0.00	0.00	1,112.91	-104.57	-245.12	266.49	0.000	0.000	0.000			
7"												

Design Targets										
Target Name	Dip Angle (°)	Dip Dir.	TVD (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude	Longitude	
BON NW 3 - tg A - hit/miss target - Shane	0.00	359.54	790.48	-17.92	-306.59	4,827,712.04	2,466,076.39	43° 35' 58.708 N	14° 19' 54.935 E	
- plan misses target center by 120.87m at 878.11m MD (815.72 TVD, -91.24 N, -213.88 E)										
- Circle (radius 30.00)										
BON NW 3 - tg B	0.00	359.54	978.12	-125.74	-263.17	4,827,603.91	2,466,118.93	43° 35' 55.215 N	14° 19' 56.871 E	
- plan misses target center by 27.82m at 1045.21m MD (978.12 TVD, -104.57 N, -245.12 E)										
- Circle (radius 30.00)										
BON NW 3 - tg C	0.00	359.54	1,049.88	-94.82	-174.41	4,827,634.11	2,466,207.90	43° 35' 56.217 N	14° 20' 0.828 E	
- plan misses target center by 71.38m at 1116.97m MD (1049.88 TVD, -104.57 N, -245.12 E)										
- Circle (radius 30.00)										

Casing Points					
Measured Depth (m)	Vertical Depth (m)	Name	Casing Diameter (in)	Hole Diameter (in)	
160.00	160.00	30"	30.000	36.000	
320.00	320.00	13 3/8"	13.375	17.500	
741.45	700.00	9 5/8"	9.625	12.250	
1,180.00	1,112.91	7"	7.000	7.500	



4.1.7.7 PROFILO DI DEVIAZIONE POZZO NW 4



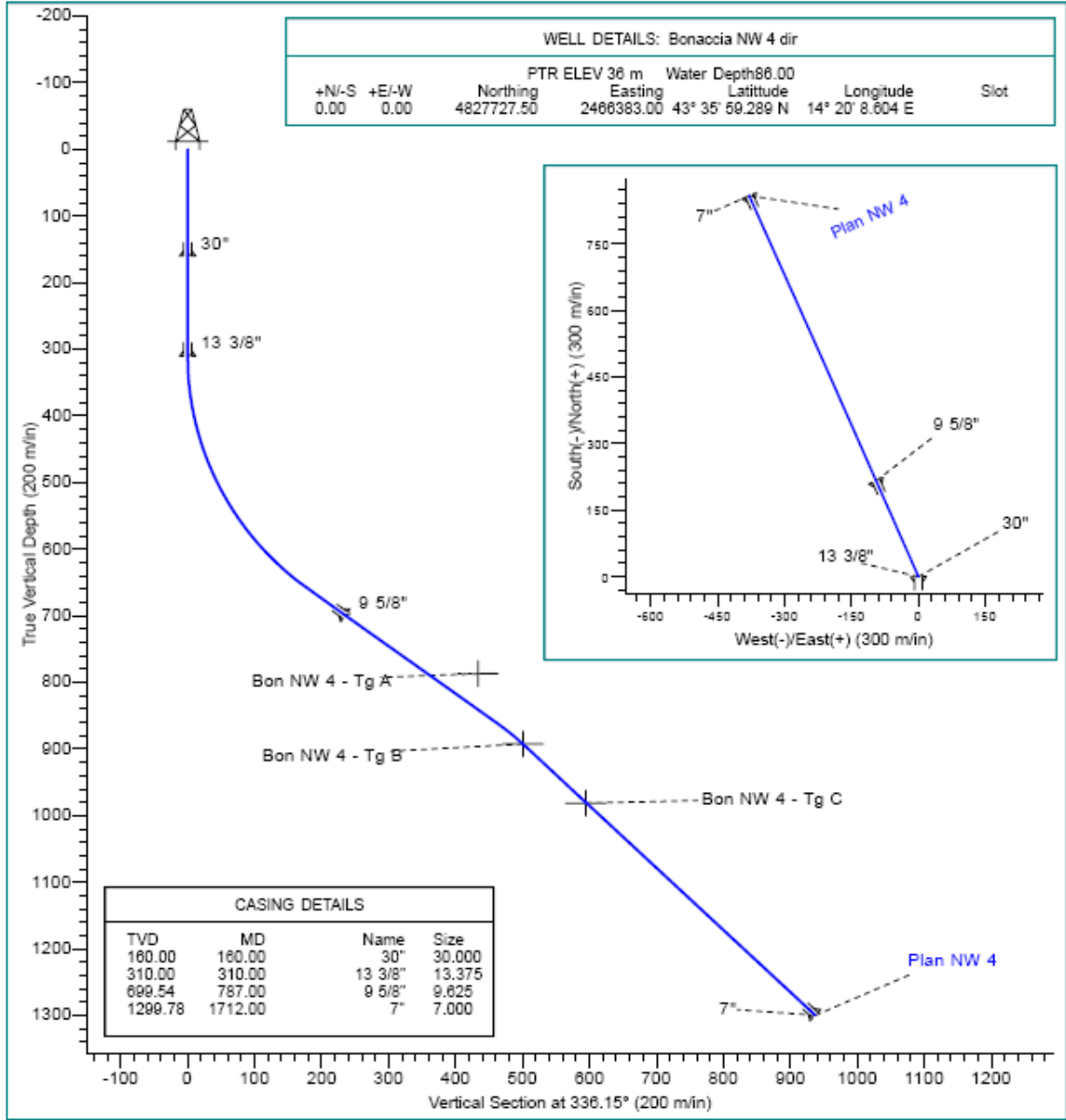
ENI E&P
Renzo De Blasis
GIAC - CS

Project: BONACCIA
Site: BONACCIA NW
Well: Bonaccia NW 4 dir
Wellbore: Bonaccia NW 4 dir
Design: Plan NW 4



Azimuths to True North
Magnetic North: 2.75°

Magnetic Field
Strength: 47009.8nT
Dip Angle: 60.06°
Date: 10/12/2011
Model: IGRF200510



Sec	MD	Inc	Azi	TVD	+N/-S	+E/-W	Dleg	TFace	V Sect	Target
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	
2	180.00	0.00	359.54	180.00	0.00	0.00	0.000	359.54	0.00	
3	310.00	0.00	359.54	310.00	0.00	0.00	0.000	359.54	0.00	
4	718.23	64.43	336.28	659.54	184.58	-72.30	4.000	336.28	179.76	
5	1070.26	64.43	336.28	864.31	426.74	-187.47	0.000	0.00	468.10	
6	1114.86	47.00	336.00	892.53	458.29	-201.42	5.000	-178.40	500.80	Bon NW 4 - Tg B
7	1245.14	47.00	338.00	981.38	545.33	-240.18	0.000	0.00	595.88	Bon NW 4 - Tg C
8	1712.33	47.00	338.00	1300.00	857.47	-378.15	0.000	0.00	937.56	



ENI Divisione E & P

ARPO / CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"

Pozzi :

NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

AGGIORNAMENTI:

0

4.1.7.8 DATI DI DEVIAZIONE POZZO NW 4

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		
50.00	0.00	359.54	50.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000		
100.00	0.00	359.54	100.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000		
150.00	0.00	359.54	150.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000		
160.00	0.00	359.54	160.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000		
30"											
200.00	0.00	359.54	200.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000		
250.00	0.00	359.54	250.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000		
300.00	0.00	359.54	300.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000		
310.00	0.00	359.54	310.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000		
13 3/8"											
350.00	5.33	336.28	349.94	1.70	-0.75	1.86	4.000	4.000	0.000		
400.00	12.00	336.28	399.34	8.60	-3.78	9.39	4.000	4.000	0.000		
450.00	18.67	336.28	447.54	20.70	-9.09	22.60	4.000	4.000	0.000		
500.00	25.33	336.28	493.87	37.83	-16.62	41.32	4.000	4.000	0.000		
550.00	32.00	336.28	537.72	59.78	-26.26	65.30	4.000	4.000	0.000		
600.00	38.67	336.28	578.48	86.24	-37.89	94.20	4.000	4.000	0.000		
650.00	45.33	336.28	615.62	116.86	-51.34	127.63	4.000	4.000	0.000		
700.00	52.00	336.28	648.62	151.21	-66.43	165.16	4.000	4.000	0.000		
718.23	54.43	336.28	659.54	164.58	-72.30	179.76	4.000	4.000	0.000		
750.00	54.43	336.28	678.02	188.24	-82.69	205.60	0.000	0.000	0.000		
787.00	54.43	336.28	699.54	215.79	-94.80	235.69	0.000	0.000	0.000		
9 5/8"											
800.00	54.43	336.28	707.10	225.47	-99.05	246.27	0.000	0.000	0.000		
850.00	54.43	336.28	736.19	262.71	-115.41	286.94	0.000	0.000	0.000		
900.00	54.43	336.28	765.27	299.94	-131.77	327.61	0.000	0.000	0.000		
950.00	54.43	336.28	794.35	337.18	-148.13	368.28	0.000	0.000	0.000		
1,000.00	54.43	336.28	823.44	374.41	-164.49	408.95	0.000	0.000	0.000		
1,050.00	54.43	336.28	852.52	411.65	-180.84	449.62	0.000	0.000	0.000		
1,070.26	54.43	336.28	864.31	426.74	-187.47	466.10	0.000	0.000	0.000		
1,100.00	49.48	336.10	882.63	448.16	-196.92	489.51	5.000	-4.998	-0.184		
1,114.86	47.00	336.00	892.53	458.29	-201.42	500.60	5.000	-4.998	-0.204		
1,150.00	47.00	336.00	916.49	481.77	-211.87	526.30	0.000	0.000	0.000		
1,200.00	47.00	336.00	950.59	515.17	-226.75	562.87	0.000	0.000	0.000		
1,245.14	47.00	336.00	981.38	545.33	-240.18	595.88	0.000	0.000	0.000		
1,250.00	47.00	336.00	984.69	548.58	-241.62	599.43	0.000	0.000	0.000		
1,300.00	47.00	336.00	1,018.79	581.99	-256.50	636.00	0.000	0.000	0.000		
1,350.00	47.00	336.00	1,052.89	615.39	-271.37	672.57	0.000	0.000	0.000		
1,400.00	47.00	336.00	1,086.99	648.80	-286.24	709.14	0.000	0.000	0.000		
1,450.00	47.00	336.00	1,121.09	682.20	-301.12	745.70	0.000	0.000	0.000		
1,500.00	47.00	336.00	1,155.19	715.61	-315.99	782.27	0.000	0.000	0.000		
1,550.00	47.00	336.00	1,189.29	749.02	-330.86	818.84	0.000	0.000	0.000		
1,600.00	47.00	336.00	1,223.39	782.42	-345.74	855.41	0.000	0.000	0.000		
1,650.00	47.00	336.00	1,257.49	815.83	-360.61	891.97	0.000	0.000	0.000		
1,700.00	47.00	336.00	1,291.59	849.24	-375.48	928.54	0.000	0.000	0.000		
1,712.00	47.00	336.00	1,299.78	857.25	-379.05	937.32	0.000	0.000	0.000		
7"											
1,712.33	47.00	336.00	1,300.00	857.47	-379.15	937.56	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		
Bon NW 4 - Tg A	0.00	359.54	787.00	416.67	-129.59	4,828,145.04	2,466,256.79	43° 36' 12.790 N	14° 20' 2.826 E		
- plan misses target center by 65.80m at 998.86m MD (822.77 TVD, 373.56 N, -164.11 E)											
- Circle (radius 30.00)											
Bon NW 4 - Tg B	0.00	359.54	892.53	458.29	-201.42	4,828,187.22	2,466,185.32	43° 36' 14.138 N	14° 19' 59.623 E		
- plan hits target center											
- Circle (radius 30.00)											
Bon NW 4 - Tg C	0.00	359.54	981.38	504.28	-330.30	4,828,234.22	2,466,056.86	43° 36' 15.628 N	14° 19' 53.877 E		
- plan misses target center by 99.03m at 1244.52m MD (980.96 TVD, 544.92 N, -239.99 E)											
- Circle (radius 30.00)											
Casing Points											
Measured Depth (m)	Vertical Depth (m)	Name	Casing Diameter (in)	Hole Diameter (in)							
160.00	160.00	30"	30.000	36.000							
310.00	310.00	13 3/8"	13.375	17.500							
787.00	699.54	9 5/8"	9.625	12.250							
1,712.00	1,299.78	7"	7.000	7.500							

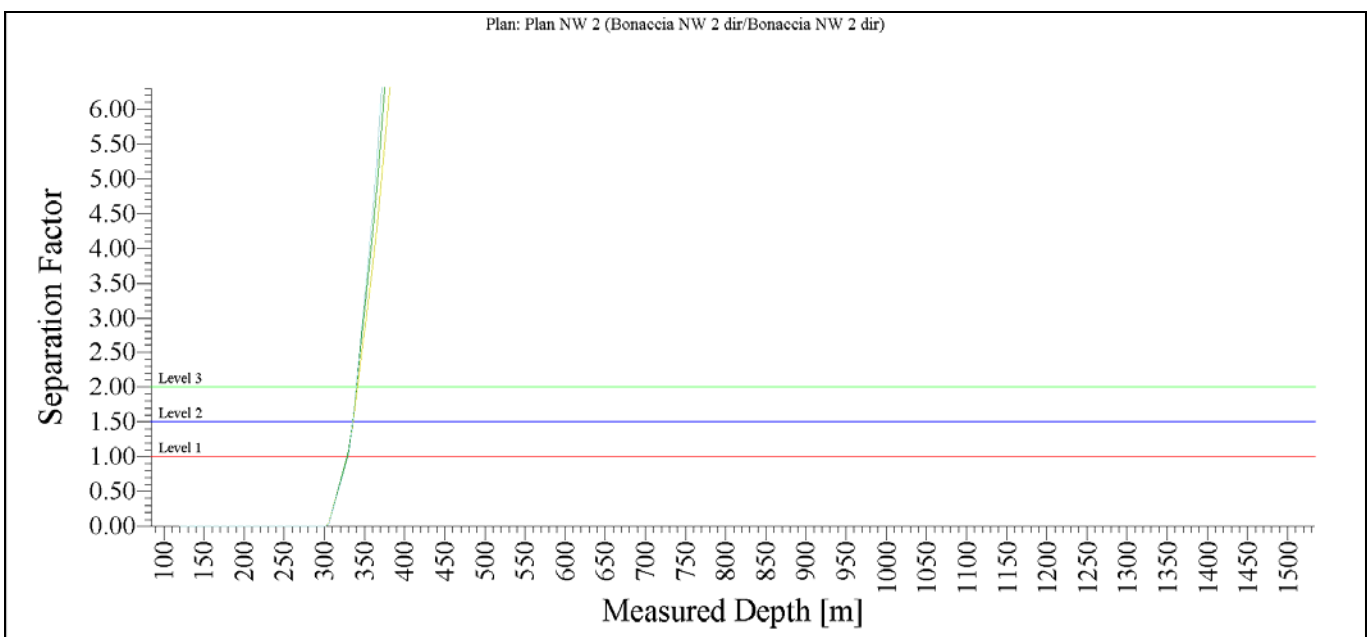
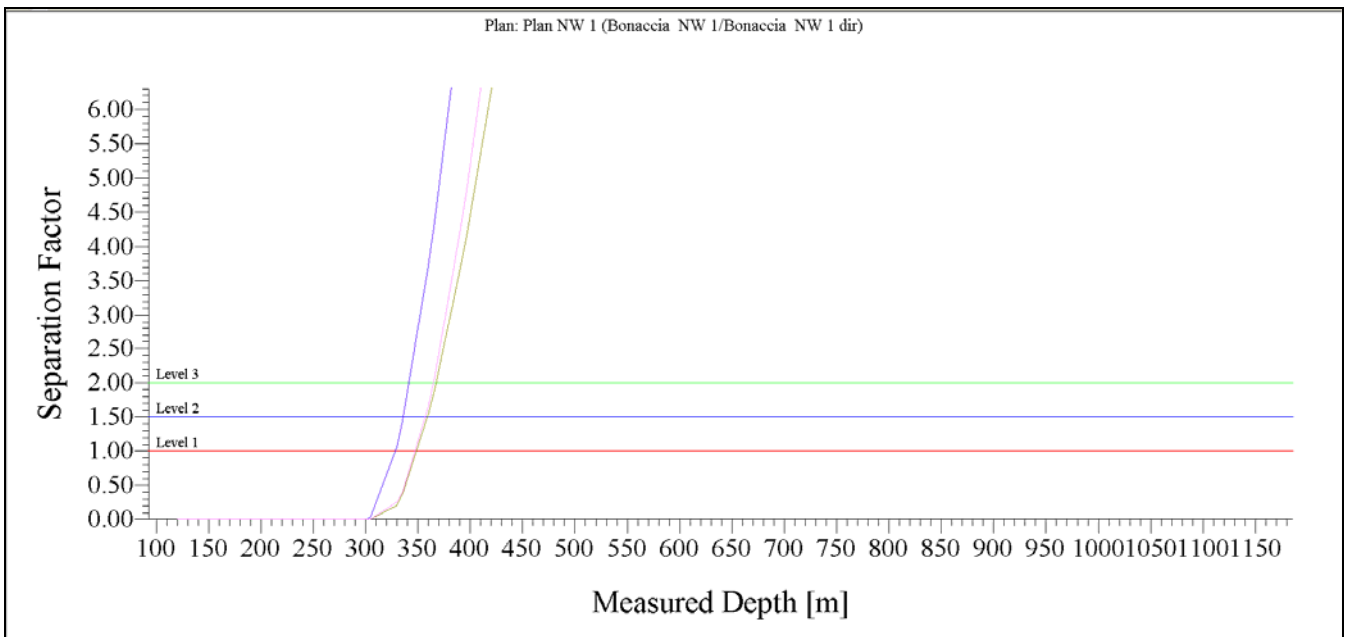


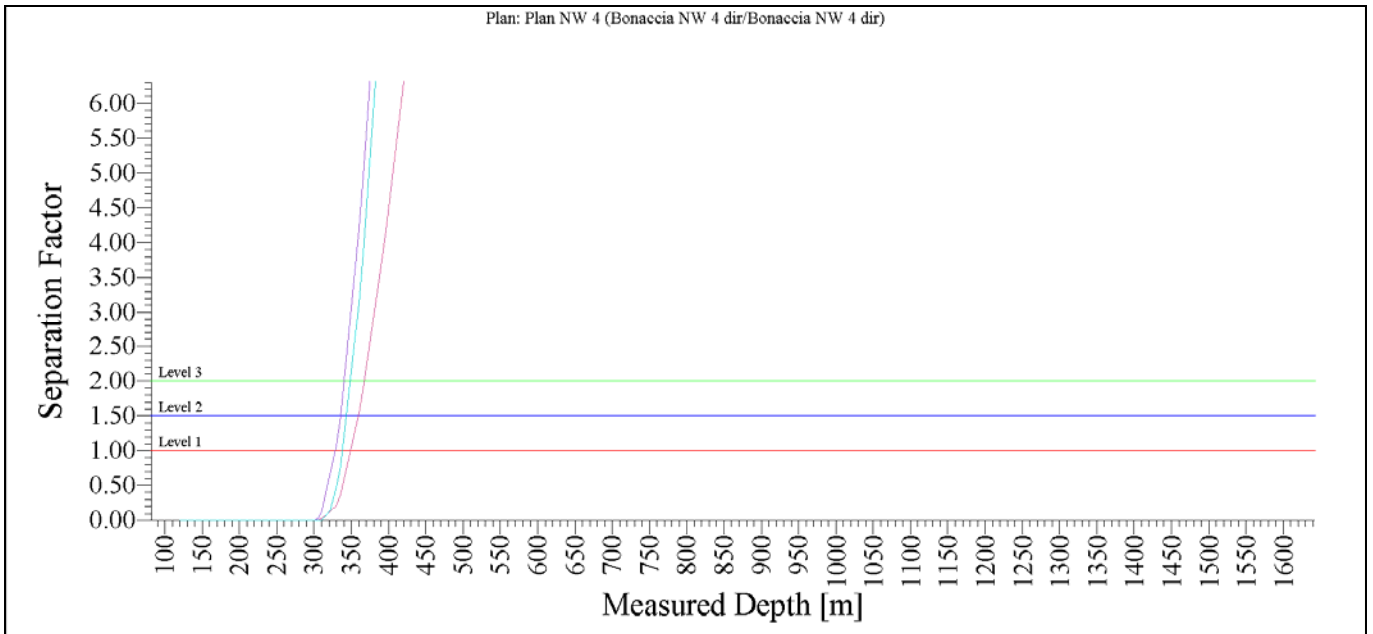
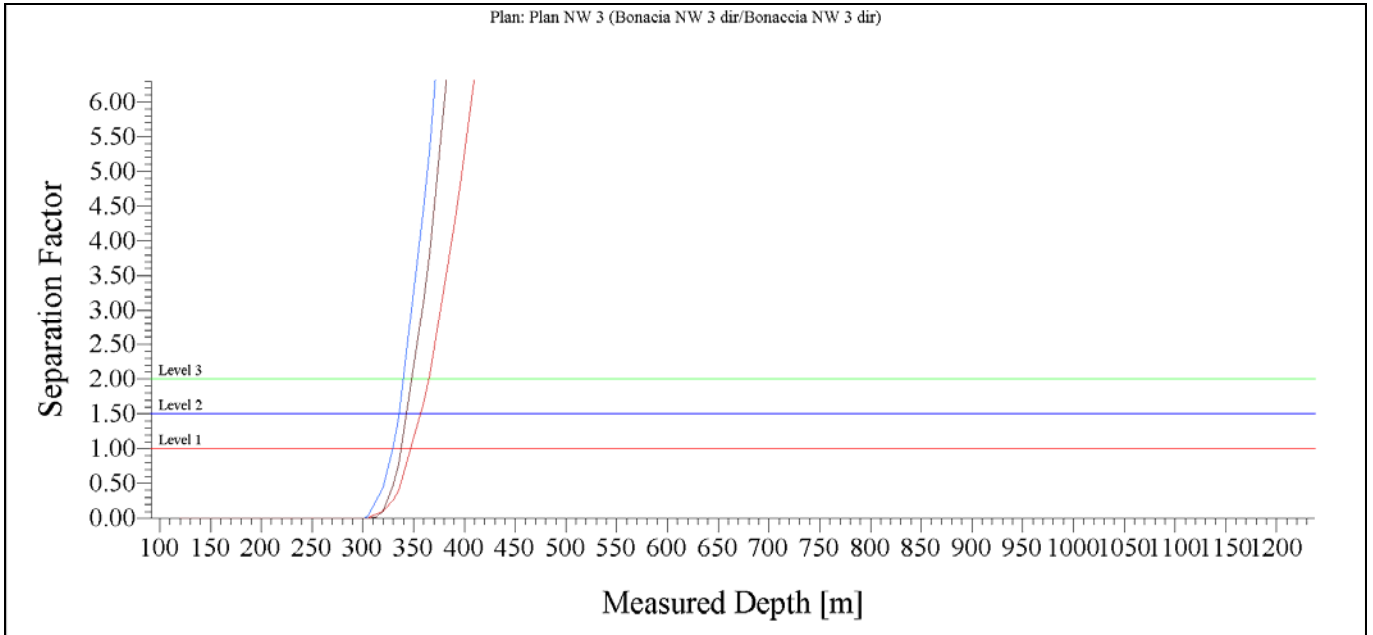
4.1.8 ANALISI ANTICOLLISION

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.







4.1.9 PROGRAMMA FANGO

PROGRAMMA FANGO/BRINE
POZZO: BONACCIA NW 1 DIR

CARATTERISTICHE FANGO/BRINE

FASE		Fase 26"	Fase 16"	Fase 12 1/4"	Fase Completamento
Profondità	md	290	700	1360	1360
Profondità	vd	290	686	1315	1315
Inclinazione		0°	17,67°	17,68°	16,68°
Tipo di fango/brine		FW GE	FW LS LU	FW LS LU	Brine CaCl2
Densità	kg/l	1.10	1.15	1.25	1.25
Viscosità API	sec/l	45-50	50-55	50-55	
PV	cps	15-20	18-22	18-22	
YP	g/100 cm ²	10-12	9-11	10-12	
Gel 10"	g/100 cm ²	2-3	2-3	2-3	
Gel 10'	g/100 cm ²	4-5	4-5	4-5	
Gel 30'	g/100 cm ²		7-9	7-9	
Filtrato API	cc/30'	5-7	4-6	4-6	
Pannello API/HPHT	mm	max 1	max 1	max 1	
pH		9,5-10	10	10	
Pf	cc H ₂ SO ₄ N/50	0,7-0,9	0,1-0,2	0,1-0,3	
Mf	cc H ₂ SO ₄ N/50	1,5-1,7	0,5-0,7	0,7-0,9	
Pm	cc H ₂ SO ₄ N/50	1-1,2	0,5-0,7	0,9-1,1	
Salinità	g/l Cl ⁻	3-5	3,5-4,1	3,5-4	
Ca ⁺⁺	g/l	tr	tr	tr	
Sabbia	% vol	< 1	< 1	< 1	
MBT	kg/mc		28-30	30-35	
Solidi totali	% vol	4-6	7-9	8-10	
Resistività fango a 20°C	ohm/m				
Resistività filtrato a 20°C	ohm/m				

VOLUMI FANGO/BRINE

FASE		Fase 26"	Fase 16"	Fase 12 1/4"	Fase Completamento
Profondità	md	290	700	1360	1360
Profondità	vd	290	686	1315	1315
Metri Perforati	m	130	410	660	
Tipo di fango		FW GE	FW LS LU	FW LS LU	Brine CaCl2
Volume foro	mc	44	53	50	-
volume casing	mc	64	52	55	52
volume superficie	mc	100	120	120	100
volume diluizione/mantenim	mc	150	120	110	80
vol.recuperato	mc				
volume da confezionare	mc	358	215	202	232

- Il programma fango dettagliato verrà compilato dalla compagnia di servizio ed ufficializzato dal reparto ingegneria(fanghi & cementi) DICS/OPCS 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
- Confezionare 50 mc di Kill mud a 1,5 kg/l



**PROGRAMMA FANGO/BRINE
POZZO: BONACCIA NW 2 DIR**

CARATTERISTICHE FANGO/BRINE

FASE		Fase 16"	Fase 12 1/4"	Fase 8 1/2"	Fase Completamento
Profondità	md	300	750	1465	1465
Profondità	vd	300	708	1310	1310
Inclinazione		0°	32,57°	32,57°	32,57°
Tipo di fango/brine		FW GE	FW LS LU	FW LS LU	Brine CaCl2
Densità	kg/l	1.10	1.15	1.25	1.25
Viscosità API	sec/l	45-50	50-55	50-55	
PV	cps	15-20	18-22	18-22	
YP	g/100 cm ²	10-12	9-11	10-12	
Gel 10"	g/100 cm ²	2-3	2-3	2-3	
Gel 10'	g/100 cm ²	4-5	4-5	4-5	
Gel 30'	g/100 cm ²		7-9	7-9	
Filtrato API	cc/30'	5-7	4-6	4-6	
Pannello API/HPHT	mm	max 1	max 1	max 1	
pH		9,5-10	10	10	
Pf	cc H ₂ SO ₄ N/50	0,7-0,9	0,1-0,2	0,1-0,3	
Mf	cc H ₂ SO ₄ N/50	1,5-1,7	0,5-0,7	0,7-0,9	
Pm	cc H ₂ SO ₄ N/50	1-1,2	0,5-0,7	0,9-1,1	
Salinità	g/l Cl ⁻	3-5	3,5-4,1	3,5-4	
Ca++	g/l	tr	tr	tr	
Sabbia	% vol	< 1	< 1	< 1	
MBT	kg/mc		28-30	30-35	
Solidi totali	% vol	4-6	7-9	8-10	
Resistività fango a 20°C	ohm/m				
Resistività filtrato a 20°C	ohm/m				

VOLUMI FANGO/BRINE

FASE		Fase 16"	Fase 12 1/4"	Fase 8 1/2"	Fase Completamento
Profondità	md	300	750	1465	1465
Profondità	vd	300	708	1310	1310
Metri Perforati	m	140	450	715	
Tipo di fango		FW GE	FW LS LU	FW LS LU	Brine CaCl2
Volume foro	mc	18	34	26	-
volume casing	mc	64	23	29	29
volume superficie	mc	100	120	120	100
volume diluizione/mantenim	mc	100	100	100	80
vol.recuperato	mc				
volume da confezionare	mc	282	176	168	209

- Il programma fango dettagliato verrà compilato dalla compagnia di servizio ed ufficializzato dal reparto ingegneria(fanghi & cementi) DICS/OPCS 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
- Confezionare 50 mc di Kill mud a 1,5 kg/l



**PROGRAMMA FANGO/BRINE
POZZO: BONACCIA NW 3 DIR**

CARATTERISTICHE FANGO/BRINE

FASE		Fase 16"	Fase 12 1/4"	Fase 8 1/2"	Fase Completamento
Profondità	md	320	741	1180	1180
Profondità	vd	320	700	1113	1113
Inclinazione		0°	35,66°	0°	0°
Tipo di fango/brine		FW GE	FW LS LU	FW LS LU	Brine CaCl2
Densità	kg/l	1.10	1.15	1.25	1.25
Viscosità API	sec/l	45-50	50-55	50-55	
PV	cps	15-20	18-22	18-22	
YP	g/100 cm ²	10-12	9-11	10-12	
Gel 10"	g/100 cm ²	2-3	2-3	2-3	
Gel 10'	g/100 cm ²	4-5	4-5	4-5	
Gel 30'	g/100 cm ²		7-9	7-9	
Filtrato API	cc/30'	5-7	4-6	4-6	
Pannello API/HPHT	mm	max 1	max 1	max 1	
pH		9,5-10	10	10	
Pf	cc H ₂ SO ₄ N/50	0,7-0,9	0,1-0,2	0,1-0,3	
Mf	cc H ₂ SO ₄ N/50	1,5-1,7	0,5-0,7	0,7-0,9	
Pm	cc H ₂ SO ₄ N/50	1-1,2	0,5-0,7	0,9-1,1	
Salinità	g/l Cl ⁻	3-5	3,5-4,1	3,5-4	
Ca++	g/l	tr	tr	tr	
Sabbia	% vol	< 1	< 1	< 1	
MBT	kg/mc		28-30	30-35	
Solidi totali	% vol	4-6	7-9	8-10	
Resistività fango a 20°C	ohm/m				
Resistività filtrato a 20°C	ohm/m				

VOLUMI FANGO/BRINE

FASE		Fase 16"	Fase 12 1/4"	Fase 8 1/2"	Fase Completamento
Profondità	md	320	741	1180	1180
Profondità	vd	320	700	1113	1113
Metri Perforati	m	160	421	439	
Tipo di fango		FW GE	FW LS LU	FW LS LU	Brine CaCl2
Volume foro	mc	21	32	16	-
volume casing	mc	64	25	28	24
volume superficie	mc	100	120	120	100
volume diluizione/mantenim	mc	100	100	100	80
vol.recuperato	mc				
volume da confezionare	mc	285	174	158	204

- Il programma fango dettagliato verrà compilato dalla compagnia di servizio ed ufficializzato dal reparto ingegneria(fanghi & cementi) DICS/OPCS 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
- Confezionare 50 mc di Kill mud a 1,5 kg/l



**PROGRAMMA FANGO/BRINE
POZZO: BONACCIA NW 4 DIR**

CARATTERISTICHE FANGO/BRINE

FASE		Fase 16"	Fase 12 1/4"	Fase 8 1/2"	Fase Completamento
Profondità	md	310	787	1712	1712
Profondità	vd	310	700	1300	1300
Inclinazione		0°	54,43°	47°	47°
Tipo di fango/brine		FW GE	FW LS LU	FW LS LU	Brine CaCl2
Densità	kg/l	1.10	1.15	1.25	1.25
Viscosità API	sec/l	45-50	50-55	50-55	
PV	cps	15-20	18-22	18-22	
YP	g/100 cm ²	10-12	9-11	10-12	
Gel 10"	g/100 cm ²	2-3	2-3	2-3	
Gel 10'	g/100 cm ²	4-5	4-5	4-5	
Gel 30'	g/100 cm ²		7-9	7-9	
Filtrato API	cc/30'	5-7	4-6	4-6	
Pannello API/HPHT	mm	max 1	max 1	max 1	
pH		9,5-10	10	10	
Pf	cc H ₂ SO ₄ N/50	0,7-0,9	0,1-0,2	0,1-0,3	
Mf	cc H ₂ SO ₄ N/50	1,5-1,7	0,5-0,7	0,7-0,9	
Pm	cc H ₂ SO ₄ N/50	1-1,2	0,5-0,7	0,9-1,1	
Salinità	g/l Cl ⁻	3-5	3,5-4,1	3,5-4	
Ca++	g/l	tr	tr	tr	
Sabbia	% vol	< 1	< 1	< 1	
MBT	kg/mc		28-30	30-35	
Solidi totali	% vol	4-6	7-9	8-10	
Resistività fango a 20°C	ohm/m				
Resistività filtrato a 20°C	ohm/m				

VOLUMI FANGO/BRINE

FASE		Fase 16"	Fase 12 1/4"	Fase 8 1/2"	Fase Completamento
Profondità	md	310	787	1712	1712
Profondità	vd	310	700	1300	1300
Metri Perforati	m	150	477	925	
Tipo di fango		FW GE	FW LS LU	FW LS LU	Brine CaCl2
Volume foro	mc	20	36	34	-
volume casing	mc	64	24	30	34
volume superficie	mc	100	120	120	100
volume diluizione/mantenim	mc	100	100	100	80
vol.recuperato	mc				
volume da confezionare	mc	284	178	176	214

- Il programma fango dettagliato verrà compilato dalla compagnia di servizio ed ufficializzato dal reparto ingegneria(fanghi & cementi) DICS/OPCS 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
- Confezionare 50 mc di Kill mud a 1,5 kg/l

**4.1.10 PROGRAMMA DI CEMENTAZIONI**

Vengono riportati solo i programmi per i pozz NW 1 DIR e NW 4 DIR, in fase operativa si eseguirà un programma dettagliato per tutti i pozzi.

BONACCIA NW 1 DIR**Cementazione CSG 20"106.5# 290 md/vd****Risalita Cemento 86 md/vd**

0 P.T.R.
30 L.M.
86 F.M.

Mud (kg/l) 1.10	Spacer (kg/l) 1.00	Deviazione alla scarpa 0°
---------------------------	------------------------------	-------------------------------------

CP 30"
160 md/vd

TOC malta B
190 md/vd

CSG 20"106.5#
290 md/vd

EQUIPAGGIAMENTO CASING

Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar
C3	37	155	86	2	lame saldate	
TOTALE				2		0

VOLUME MALTA

	∅ foro/csg(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol. Intercap. l/m	m	Volume m ³
Intercap.	26"	20"	139.6	130	18.1
Intercap.	30"	20"	194	74	14.4
Interno csg		20"	183	12	2.2
Maggiorazione su foro scoperto			100	%	18.1
VOLUME TOTALE					52.8

VOLUME TOTALE MALTA "A"**37.8 mc**

Densità	1.5 kg/l						
CEMENTO	"G"	q/m ³	7.0	x	m ³ 38	q	265
EXTENDER		5.0 %		sul cemento		q	13.2
ACQUA	MARE	l/q	110.0	x	q 265	m ³	29.1
Tempo di Pompabilità richiesto			BHST				
280-300 min			27 ° C				

VOLUME TOTALE MALTA "B"**15.0 mc**

Densità	1.98 kg/l						
CEMENTO	"G"	q/m ³	14.0	x	m ³ 15	q	210
		%		sul cemento		q	0.0
ACQUA	MARE	l/q	40.0	x	q 210	m ³	8.4
Tempo di Pompabilità richiesto			BHST				
180-200 min			27 ° C				



ENI Divisione E & P

ARPO / CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"

Pozzi :

NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

PAG 32 DI 59

AGGIORNAMENTI:

0

BONACCIA NW 1 DIR

Cementazione CSG 13 3/8" 61# 700 md 685 vd
Risalita Cemento 450 md/vd

0 P.T.R.
 30 L.M.
 86 F.M.

Mud (kg/l) 1.15	Spacer (kg/l) 1.40	Deviazione alla scarpa 16°67
---------------------------	------------------------------	--

CP 30"
 160 md/vd

TOC malta B
 190

CSG 20"106.5#
 290 md/vd

TOC
 450 md/vd

CSG 13 3/8" 61#
 700 md
 685 vd

EQUIPAGGIAMENTO CASING

Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	
C1	12.5	700	450	20		40	
TOTALE				20		40	

VOLUME MALTA

	∅ foro/csg(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol. Intercap. l/m	m	Volume m ³
Intercap.	16"	13 3/8"	39.1	250	9.8
Intercap.	20"	13 3/8"	92.1		0.0
Interno csg		13 3/8"	78.1	36	2.8
Maggiorazione su foro scoperto			30	%	2.9
VOLUME TOTALE					15.5

VOLUME TOTALE MALTA "A"

15.5 mc

Densità	1.9 kg/l				
CEMENTO "G"	q/m ³	13.2	x	m ³	16 q 205
RIDOTTO FILTRATO	% sul cemento				q 0.0
ACQUA DOLCE	l/q	44.0	x	q 205	m ³ 9.0
Tempo di Pompabilità richiesto		BHST			
210-240 min		30 ° C			

VERIFICA PRESSIONI al fondo

P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1.570	x	m	685	kg/cm ²	108	
P. idr. a fine spiazz.	$(235*1,9)/10+(100*1,4)/10+(350*1,15)/10$						kg/cm ²	99
P. formazione	kg/cm ² /10m	1.030	x	m	685	kg/cm ²	71	
P. idr. durante WOC	$(235*1)/10+(100*1,4)/10+(350*1,15)/10$						kg/cm ²	78
Situazione di	OVERBALANCE di					kg/cm ²	7	
Margine alla fratturazione							kg/cm ²	9



BONACCIA NW 1 DIR

Cementazione CSG 9 5/8" 43,5# **1360 md** **1315 vd**
Risalita Cemento **550 md/vd**

0 P.T.R.
 30 L.M.
 86 F.M.

Mud (kg/l)	Spacer (kg/l)	Deviazione alla scarpa
1.25	1.50	17°68

CP 30"
 160 md/vd

TOC malta B
 190

CSG 20"183#
 290 md/vd

TOC
 450 md/vd

TOC CSG 7"
 550 md/vd

CSG 13 3/8" 61#
 700 md
 685 vd

TOC malta BC
 855 md
 850 vd

CSG 9 5/8" 43,5#
 1360 md
 1315 vd

EQUIPAGGIAMENTO CASING							
Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	
C1	12.5	1360	550	65		130	
TOTALE				65		130	

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	660	19.1
Intercap.	13 3/8"	9 5/8"	31.16	150	4.7
Interno csg		9 5/8"	36.9	48	1.8
Maggiorazione su foro scoperto			30	%	5.7
VOLUME TOTALE					31.3

VOLUME TOTALE MALTA "A"						13.3 mc
Densità	1.8		kg/l			
CEMENTO	FLEXSTONE e/o HAL CEM	q/m ³ 12.3	x	m ³ 13	q	163
GAS BLOCK-RID FILTRATO					% sul cemento	q 0.0
ACQUA	DOLCE	l/q 36.0	x	q 163	m ³	5.9
Tempo di Pompabilità richiesto			BHST			
280-300 min			41 ° C		da Bonaccia Est 2-3	

VOLUME TOTALE MALTA "B"						18.0 mc
Densità	1.8		kg/l			
CEMENTO	FLEXSTONE e/o HAL CEM	q/m ³ 12.3	x	m ³ 18	q	221
GAS BLOCK-RID FILTRATO					% sul cemento	q 0.0
ACQUA	DOLCE	l/q 36.0	x	q 221	m ³	8.0
Tempo di Pompabilità richiesto			BHST			
180-200 min			41 ° C			

VERIFICA PRESSIONI al fondo						
P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1.729	x	m 1315	kg/cm ²	227
P. idr. a fine spiazz.	(765*1,8)/10+(150*1,5)/10+(400*1,25)/10					kg/cm ² 210
P. formazione	kg/cm ² /10m	1.160	x	m 1315	kg/cm ²	153
P. idr. durante WOC	(465*1)/10+(300*1,8)/10+(150*1,5)/10+(400*1,25)/10					kg/cm ² 173
Situazione di OVERBALANCE di					kg/cm ²	20
Margine alla fratturazione					kg/cm ²	17

VERIFICA PRESSIONI alla fratturazione a quota						1001 m VD
P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1.600	x	m 1001	kg/cm ²	160
P. idr. a fine spiazz.	(451*1,8)/10+(150*1,5)/10+(400*1,25)/10					kg/cm ² 154
Margine alla fratturazione					kg/cm ²	6

VERIFICA PRESSIONI durante WOC a quota						850 m VD
P. formazione	kg/cm ² /10m	1.030	x	m 850	kg/cm ²	88
P. idr. durante WOC	(300*1)/10+(150*1,5)/10+(400*1,25)/10					kg/cm ² 103
Situazione di OVERBALANCE di					kg/cm ²	15



ENI Divisione E & P

ARPO / CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"

Pozzi :

NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

PAG 34 DI 59

AGGIORNAMENTI:

0

BONACCIA NW 4DIR

Cementazione CSG 13 3/8" 61# 310 md/vd**Risalita Cemento** 86 md/vd

0 P.T.R.
30 L.M.
86 F.M.

Mud (kg/l) 1.10	Spacer (kg/l) 1.00	Deviazione alla scarpa 0°
---------------------------	------------------------------	-------------------------------------

CP 30"
160 md/vd

TOC malta B
210 md/vd

CSG 13 3/8" 61#
310 md/vd

EQUIPAGGIAMENTO CASING

Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar
C3	37	160	86	2	lame saldate	
TOTALE				2		0

VOLUME MALTA

	∅ foro/csg(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol. Intercap. l/m	m	Volume m ³
Intercap.	16"	13 3/8"	39.1	150	5.9
Intercap.	30"	13 3/8"	306.5	74	22.7
Interno csg		13 3/8"	78.1	12	0.9
Maggiorazione su foro scoperto			100	%	5.9
VOLUME TOTALE					35.3

VOLUME TOTALE MALTA "A" 26.3 mc

Densità	1.5 kg/l				
CEMENTO	"G"	q/m ³ 7.0	x	m ³ 26	q 184
EXTENDER	5.0 % sul cemento				q 9.2
ACQUA	MARE	l/q 110.0	x	q 184	m ³ 20.3
Tempo di Pompabilità richiesto		BHST			
280-300 min		27 ° C			

VOLUME TOTALE MALTA "B" 9.0 mc

Densità	1.98 kg/l				
CEMENTO	"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			



ENI Divisione E & P

ARPO / CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"

Pozzi :

NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

PAG 35 DI 59

AGGIORNAMENTI:

0

BONACCIA NW 4DIR

Cementazione CSG 9 5/8" 43,5# 787 md 700 vd
Risalita Cemento 450 md/vd

0 P.T.R.
 30 L.M.
 86 F.M.

Mud (kg/l) 1.15	Spacer (kg/l) 1.40	Deviazione alla scarpa 44°28
---------------------------	------------------------------	--

CP 30"
 160 md/vd

TOC malta B
 210

CSG 13 3/8" 61#
 310 md/vd

TOC
 450 md/vd

CSG 9 5/8" 43,5#

787 md

700 vd

EQUIPAGGIAMENTO CASING

Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	
C1	12.5	787	450	27		54	
TOTALE				27		54	

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	337	9.7
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 %		2.9
VOLUME TOTALE					14.0

VOLUME TOTALE MALTA "A"

14.0 mc

Densità	1.9 kg/l				
CEMENTO "G"	q/m ³ 13.2		x m ³ 14	q	185
RIDOTTO FILTRATO			% sul cemento	q	0.0
ACQUA DOLCE	l/q 44.0		x q 185	m ³	8.1
Tempo di Pompabilità richiesto	BHST				
210-240 min	30 ° C				

VERIFICA PRESSIONI al fondo

P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1.570	x m	700	kg/cm ²	110	
P. idr. a fine spiazz.	(250*1,9)/10+(100*1,4)/10+(350*1,15)/10					kg/cm ²	102
P. formazione	kg/cm ² /10m	1.030	x m	700	kg/cm ²	72	
P. idr. durante WOC	(250*1)/10+(100*1,4)/10+(350*1,15)/10					kg/cm ²	79
Situazione di	OVERBALANCE di				kg/cm ²	7	
Margine alla fratturazione						kg/cm ²	8



ENI Divisione E & P

ARPO / CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"

Pozzi :

NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

PAG 36 DI 59

AGGIORNAMENTI:

0

BONACCIA NW 4DIR

0 P.T.R.
30 L.M.
86 F.M.

CP 30"
160 md/vd

TOC malta B
210

CSG 13 3/8" 61#
310 md/vd

TOC
450 md/vd

TOC CSG 7"
600 md
578 vd

CSG 9 5/8" 43,5#
787 md
700 vd

TOC malta BC
1110 md
945 vd

CSG 7" 23#
1712 md
1300 vd

Cementazione	CSG 7" 23#	1712 md	1300 vd
Risalità Cemento		600 md	578 vd

Mud (kg/l)	Spacer (kg/l)	Deviazione alla scarpa
1.25	1.50	44°28

EQUIPAGGIAMENTO CASING

Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	
C1	12.5	1712	600	89		178	
TOTALE				89		178	

VOLUME MALTA

	∅ foro/csg(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol. Intercap. l/m	m	Volume m ³
Intercap.	8 1/2"	7"	11.7	925	10.8
Intercap.	9 5/8"	7"	13.9	187	2.6
Interno csg		7"	19.4	48	0.9
Maggiorazione su foro scoperto			30	%	3.2
VOLUME TOTALE					17.6

VOLUME TOTALE MALTA "A"

10.1 mc

Densità	1.8 kg/l				
CEMENTO	FLEXSTONE e/o HAL CEM	q/m ³ 12.3	x	m ³ 10	q 124
GAS BLOCK-RID FILTRATO		% sul cemento			q 0.0
ACQUA	DOLCE	l/q 36.0	x	q 124	m ³ 4.5
Tempo di Pompabilità richiesto		BHST			
280-300 min		44 ° C		da Bonaccia Est 2-3	

VOLUME TOTALE MALTA "B"

7.5 mc

Densità	1.8 kg/l				
CEMENTO	FLEXSTONE e/o HAL CEM	q/m ³ 12.3	x	m ³ 8	q 92
GAS BLOCK-RID FILTRATO		% sul cemento			q 0.0
ACQUA	DOLCE	l/q 36.0	x	q 92	m ³ 3.3
Tempo di Pompabilità richiesto		BHST			
180-200 min		44 ° C			

VERIFICA PRESSIONI al fondo

P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1.733	x	m 1300	kg/cm ² 225
P. idr. a fine spiazz.	$(722*1,8)/10+(150*1,5)/10+(428*1,25)/10$				
					kg/cm ² 206
P. formazione	kg/cm ² /10m	1.170	x	m 1300	kg/cm ² 152
P. idr. durante WOC	$(355*1)/10+(367*1,8)/10+(150*1,5)/10+(428*1,25)/10$				
					kg/cm ² 178
Situazione di	OVERBALANCE di				kg/cm² 25
Margine alla fratturazione					kg/cm² 19

VERIFICA PRESSIONI alla fratturazione a quota


1001 m VD

P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1.600	x	m 1001	kg/cm ² 160
P. idr. a fine spiazz.	$(423*1,8)/10+(150*1,5)/10+(428*1,25)/10$				
					kg/cm ² 152
Margine alla fratturazione					kg/cm² 8

VERIFICA PRESSIONI durante WOC a quota

945 m VD

P. formazione	kg/cm ² /10m	1.060	x	m 945	kg/cm ² 100
P. idr. durante WOC	$(367*1)/10+(150*1,5)/10+(428*1,25)/10$				
					kg/cm ² 113
Situazione di	OVERBALANCE di				kg/cm² 13

 ENI Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA BONACCIA "NW" Pozzi : NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir	PAG 37 DI 59			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.1.11 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 m 912 VD-Ptr (Bot PLQ1-B) dove il gradiente dei pori inizia un depletamento; minimo valore pari a Gp 0.65 kg/cm²/10m e G fratturazione d 1,53 kg/cm²/10m a m 920 VD-Ptr (liv. PLQ1-C).

A TD il gradiente dei pori presenta un valore di circa 1.17 kg/cm²/10m, Grad di fratturazione = 1,73 kg/cm²/10m.

- **Gradiente di Overburden**

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

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 pozzo di Bonaccia EST 2 e 3 (anno 2010)

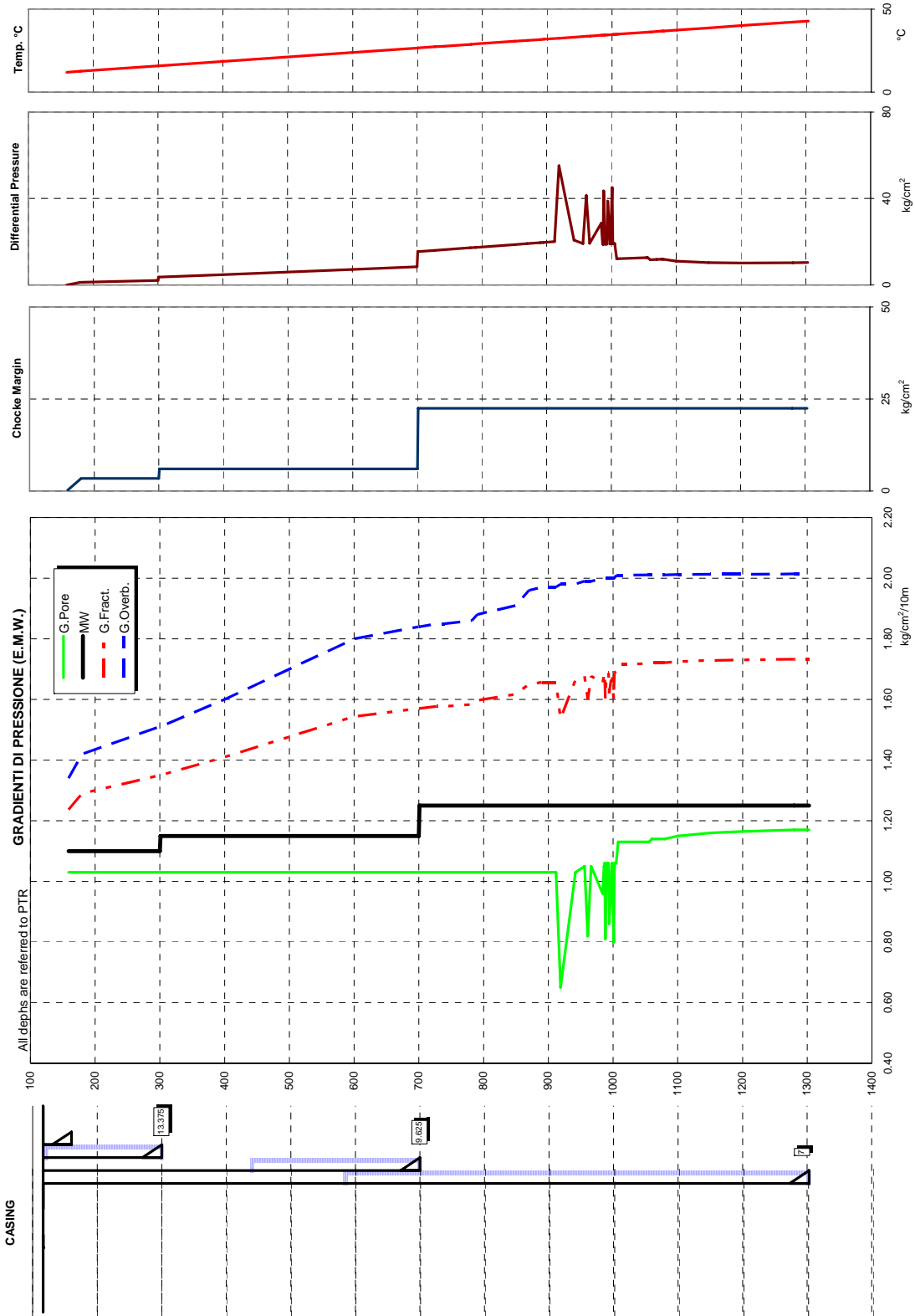


4.1.11.1 TABELLA GRADIENTI

VD m	G.Pore kg/cm ² /10m	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm ² /10m	G.Fracture kg/cm ² /10m	Chocke Margin kg/cm ²	Diff. Press. kg/cm ²	Temp. °C	VD ssl m	Livelli	Note
159.00	1.030	1.100	1.340	1.237	0.21	0.00	12.00	129.0		
180.00	1.030	1.100	1.420	1.290	3.42	1.26	12.57	150.0		
300.00	1.030	1.100	1.510	1.350	3.42	2.10	15.81	270.0		CSG 13 3/8"
301.00	1.030	1.150	1.510	1.350	6.02	3.61	15.83	271.0		
400.00	1.030	1.150	1.600	1.410	6.02	4.80	18.51	370.0		
600.00	1.030	1.150	1.800	1.544	6.02	7.20	23.91	570.0		
700.00	1.030	1.150	1.840	1.570	6.02	8.40	26.61	670.0		CSG 9 5/8"
701.00	1.030	1.250	1.840	1.570	22.45	15.42	26.63	671.0		
727.00	1.030	1.250	1.850	1.577	22.45	15.99	27.34	697.0	PL Q2 - Ca2	
740.00	1.030	1.250	1.850	1.577	22.45	16.28	27.69	710.0		
782.00	1.030	1.250	1.860	1.584	22.45	17.20	28.82	752.0	PLQ2 - Ca1	
790.00	1.030	1.250	1.880	1.597	22.45	17.38	29.04	760.0		
850.00	1.030	1.250	1.910	1.617	22.45	18.70	30.66	820.0		
870.00	1.030	1.250	1.960	1.650	22.45	19.14	31.20	840.0	PLQ1-A	
890.00	1.030	1.250	1.970	1.657	22.45	19.58	31.74	860.0		
895.00	1.030	1.250	1.970	1.657	22.45	19.69	31.87	865.0	PLQ1-B	
912.00	1.030	1.250	1.970	1.657	22.45	20.06	32.33	882.0		
919.00	0.650	1.250	1.980	1.537	22.45	55.14	32.52	889.0	PLQ1- C	
942.00	1.030	1.250	1.980	1.664	22.45	20.72	33.14	912.0	PLQ1- C1	
956.00	1.050	1.250	1.990	1.677	22.45	19.12	33.52	926.0		
961.00	0.820	1.250	1.990	1.600	22.45	41.32	33.65	931.0	PLQ1-D	
966.20	1.050	1.250	1.990	1.677	22.45	19.32	33.79	936.2		
984.00	0.960	1.250	2.000	1.654	22.45	28.54	34.28	954.0	PLQ-A	
986.00	1.050	1.250	2.000	1.684	22.45	19.72	34.33	956.0		
987.00	1.060	1.250	2.000	1.687	22.45	18.75	34.36	957.0		
988.00	0.810	1.250	2.000	1.604	22.45	43.47	34.38	958.0	PLQ-B	
990.00	1.060	1.250	2.000	1.687	22.45	18.81	34.44	960.0		
993.00	1.060	1.250	2.000	1.687	22.45	18.87	34.52	963.0		
994.00	0.860	1.250	2.000	1.620	22.45	38.77	34.55	964.0	PLQ-C	
998.10	1.060	1.250	2.000	1.687	22.45	18.96	34.66	968.1		
998.20	1.060	1.250	2.000	1.687	22.45	18.97	34.66	968.2		
1001.00	0.800	1.250	2.000	1.600	22.45	45.05	34.73	971.0	PLQ-D	
1002.00	1.060	1.250	2.000	1.687	22.45	19.04	34.76	972.0		
1005.00	1.060	1.250	2.010	1.694	22.45	19.10	34.84	975.0		
1008.00	1.130	1.250	2.010	1.717	22.45	12.10	34.92	978.0	PLQ-E	
1010.00	1.130	1.250	2.010	1.717	22.45	12.12	34.98	980.0		
1054.00	1.130	1.250	2.011	1.718	22.45	12.65	36.17	1024.0		
1056.00	1.130	1.250	2.011	1.718	22.45	12.67	36.22	1026.0	PLQ- J0	
1060.00	1.140	1.250	2.011	1.721	22.45	11.66	36.33	1030.0		
1070.00	1.140	1.250	2.011	1.721	22.45	11.77	36.60	1040.0		
1077.00	1.140	1.250	2.011	1.721	22.45	11.85	36.79	1047.0	PLQ- J	
1080.00	1.140	1.250	2.011	1.721	22.45	11.88	36.87	1050.0		
1100.00	1.150	1.250	2.012	1.725	22.45	11.00	37.41	1070.0		
1150.00	1.160	1.250	2.013	1.729	22.45	10.35	38.76	1120.0		
1200.00	1.165	1.250	2.013	1.731	22.45	10.20	40.11	1170.0		
1280.00	1.170	1.250	2.014	1.733	22.45	10.24	42.27	1250.0		
1303.00	1.170	1.250	2.014	1.733	22.45	10.42	42.89	1273.0		CSG 7"



4.1.11.2 GRAFICO GRADIENTI





4.1.12 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:

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

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

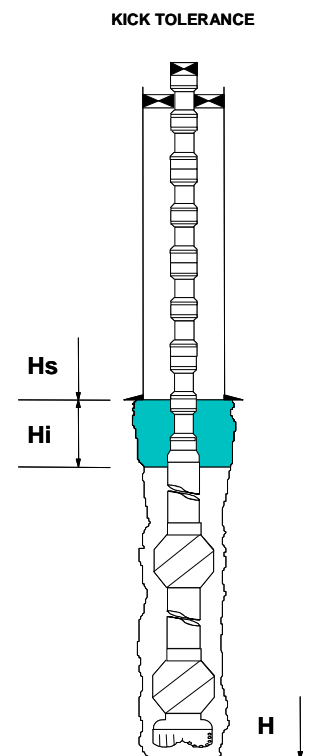
V_i = volume iniziale di kick nelle condizioni di fondo

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 Bonaccia NW 2 DIR

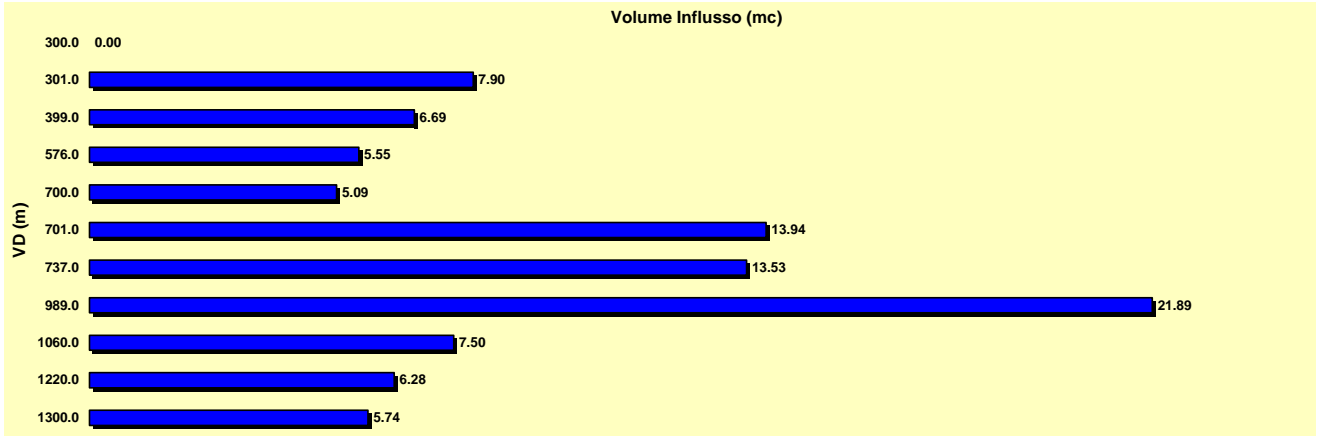
KICK TOLERANCE


POZZO **Bonaccia NW 2 Dir**

FASE	CSG	MD	TVD	Incl. media shoe	
1	16	13 3/8	300.0	300.0	0
2	12 1/4	9 5/8	750.0	700.0	36
3	8 1/2	7	1500.0	1300.0	36
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					



FASE	DP	Cap. Anulus	Profondità Shoe precedente		Incl. media shoe	TD		Incl. media a TD	Gr mud	Gr fract shoe	Gr infflusso	Gr Pori a TD	Altezza gas sotto scarpa		Volume Infflusso alla scarpa	Volume Infflusso TD
			m MD	m VD		m MD	m VD						m MD	m VD		
16	5	0.1165	0.0	0.0	0.00	300.0	300.0	0.00	1.10	1.35	0.30	1.03	26.25	26.25	3.06	0.00
12 1/4	5	0.0628	300.0	300.0	0.00	301.0	301.0	0.00	1.15	1.35	0.30	1.03	113.08	113.08	7.10	7.90
12 1/4	5	0.0628	300.0	300.0	0.00	400.0	399.0	3.00	1.15	1.35	0.30	1.03	126.92	126.92	7.97	6.69
12 1/4	5	0.0628	300.0	300.0	0.00	600.0	576.0	30.00	1.15	1.35	0.30	1.03	151.91	151.91	9.54	5.55
12 1/4	5	0.0628	300.0	300.0	0.00	750.0	700.0	36.00	1.15	1.35	0.30	1.03	169.41	169.41	10.64	5.09
8 1/2	5	0.0234	750.0	700.0	36.00	751.0	701.0	36.00	1.25	1.57	0.30	1.03	492.11	398.13	11.50	13.94
8 1/2	5	0.0234	750.0	700.0	36.00	800.0	737.0	36.00	1.25	1.57	0.30	1.03	502.42	406.46	11.74	13.53
8 1/2	5	0.0234	750.0	700.0	36.00	1050.0	989.0	36.00	1.25	1.57	0.30	0.81	857.65	693.85	20.04	21.89
8 1/2	5	0.0234	750.0	700.0	36.00	1200.0	1060.0	36.00	1.25	1.57	0.30	1.14	443.16	358.53	10.36	7.50
8 1/2	5	0.0234	750.0	700.0	36.00	1400.0	1220.0	36.00	1.25	1.57	0.30	1.16	434.32	351.37	10.15	6.28
8 1/2	5	0.0234	750.0	700.0	36.00	1500.0	1300.0	36.00	1.25	1.57	0.30	1.17	426.77	345.26	9.97	5.74



 ENI Divisione E & P ARPO / CS	PIATTAFORMA BONACCIA "NW" Pozzi : NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir	PAG 42 DI 59			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.1.13 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 m 160 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" 61# J55 TEN ER a circa m 300 VD circa (pozzi NW 2 , NW 3 , NW 4)

CSG SUPERFICIALE 20" 106.5# J55 TEN ER a circa m 300 VD circa (pozzo NW 1)

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 fondo mare.

CSG INTERMEDIO 9"5/8 43.5# L80 TEN BLUE a m 700 VD circa (pozzi NW 2 , NW 3 , NW 4)

CSG INTERMEDIO 13 3/8 61# J55 TEN BLUE a m 700 VD circa (pozzo NW 1)

Lo scopo è di raggiungere un valore di fratturazione sufficiente per la perforazione della fase successiva ed avere un maggiore valore di margini alla choke, inoltre la quota scarpa tiene conto del valore di pressione differenziale tale da poter dar luogo a problemi di presa di batteria per incollamento. La cementazione dovrà risalire nell'intercapedine tale da garantire un ripristino idraulico ed evitare passaggio di fluidi in caso di diversi gradienti di pressione.

CSG DI PRODUZIONE 7" 23# L80 TEN BLUE a TD (pozzi NW 2 , NW 3 , NW 4)

CSG DI PRODUZIONE 9 5/8" 43.5# L80 TEN BLUE a TD (pozzo NW 1)

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 precedente di 1.57 atm/10m e un margine alla choke di ca 30 atm (MAASP).

Il Casing verrà cementato fino a circa 200 m sopra l'ultimo livello mineralizzato.

**4.1.14 CASING DESIGN****CASING SUMMARY POZZI NW 2 DIR, NW 3 DIR, NW 4 DIR**

General Data CSG	
Description:	Bonaccia NW 2 dir
Well Options, Deviated:	Yes
Well Options, Offshore:	Yes
Well TD (MD):	1500.00 m
Reference Point:	OTR
Air Gap:	30.00 m
Origin N:	0.00 m
Origin E:	0.00 m
Azimuth:	78.81 °

Company:	ITALY_DICS	System Datum:	Mean Sea Level
Project:	BONACCIA	Datum Elevation:	30.00 m
Site:	BONACCIA NW	Air Gap:	30.00 m
Well:	Bonaccia NW 2 dir	Offshore:	Y
Wellbore:	Bonaccia NW 2 dir	Subsea:	N
Design:	Plan NW 2	Water Depth:	86.00 m

Well Summary										
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial	Design Cost(\$)	
Surface Casing	13 3/8", 61.00 ppf, J-55	Tenaris ER	15.00-300.00	12.359	1.51 C	3.14	3.44	1.88	26,243	Total = 26,243
Intermediate Casing	9 5/8", 43.50 ppf, L-80	Tenaris ER	15.00-753.25	8.625 A	3.00	3.33	4.84	3.35	63,504	Total = 63,504
Production Casing	7", 23.00 ppf, L-80	Tenaris Blue	15.00-1500.00	6.250 A	2.28	1.65	3.79 C	2.83	71,718	Total = 71,718
										Total = 161,465
C Conn Critical A Alternate Drift										

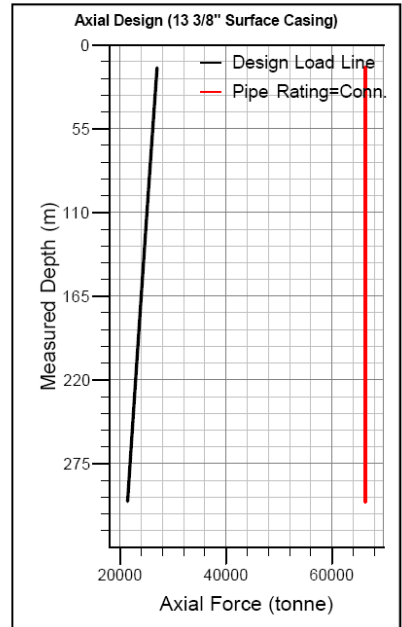
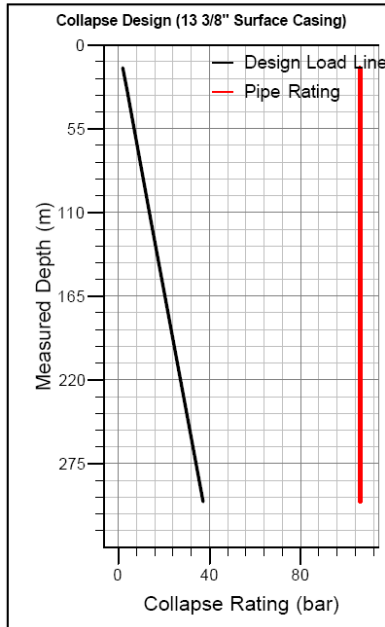
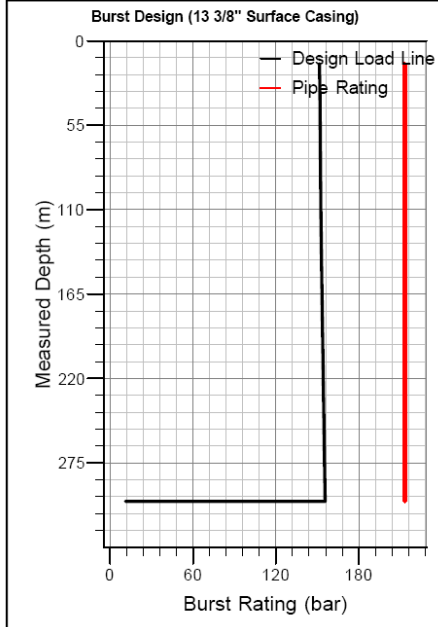
CASING SUMMARY POZZO NW 1 DIR

Well Summary										
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial	Design Cost(\$)	
Surface Casing	20", 106.50 ppf, J-55	N/A	15.00-290.00	18.813	1.19	1.70	4.51	1.49	33,631	Total = 33,631
Intermediate Casing	13 3/8", 61.00 ppf, J-55	Tenaris ER	15.00-700.00	12.359	1.47 C	1.37	2.17 C	1.72	63,075	Total = 63,075
Production Casing	9 5/8", 43.50 ppf, L-80	Tenaris Blue	15.00-1360.00	8.625 A	2.27	1.63	4.46	2.82	115,697	Total = 115,697
										Total = 212,403
C Conn Critical A Alternate Drift										



DESIGN CASING 13 3/8" POZZI NW 2, NW 3, NW 4

String Summary CASING 13 3/8"								
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Surface Casing	13 3/8", 61.00 ppf, J-55 Tenaris ER		15.00-300.00	12.359	1.51 C	3.14	3.44	1.88 26,243 Total = 26,243
C Conn Critical								



Burst Load Data (13 3/8" Surface Casing)	
Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	137.2931 bar
Mud Weight:	1.150 sg
Plug Depth, MD:	300.00 m
Assigned Ext. Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Fracture @ Shoe w/ 1/3 BHP at Surface
Surface Pressure (1/3 * BHP):	23.5684 bar
Shoe Depth, MD:	300.00 m
Fracture Pressure at Shoe:	39.7169 bar
Fracture Margin of Error:	0.000 sg
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	15.00 m
Prior Shoe, MD:	160.00 m
Mud Weight Above TOC:	1.150 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.000 sg
Pore Pressure In Open Hole:	No

Collapse Load Data (13 3/8" Surface Casing)	
Drilling Load:	Full/Partial Evacuation
Mud Weight:	1.150 sg
Mud Level, MD:	300.00 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	15.00 m
Prior Shoe, MD:	160.00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.150 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.150 sg
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

Axial Load Data (13 3/8" Surface Casing)	
Running in Hole - Avg. Speed:	0.00 m/s
Overpull Force:	0.0000 tonne
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0.0000 tonne
Green Cement Pressure Test:	140.0000 bar
Service Loads:	Yes

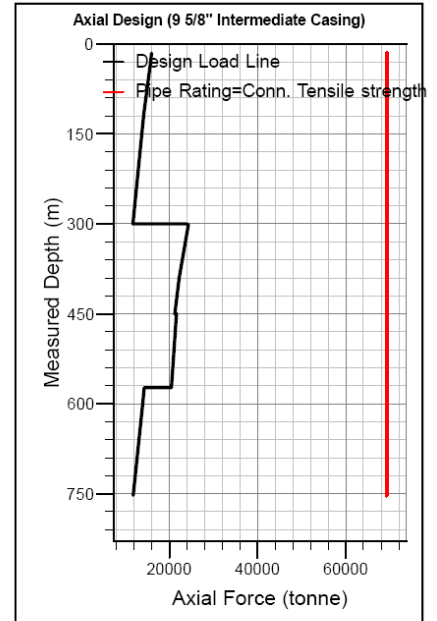
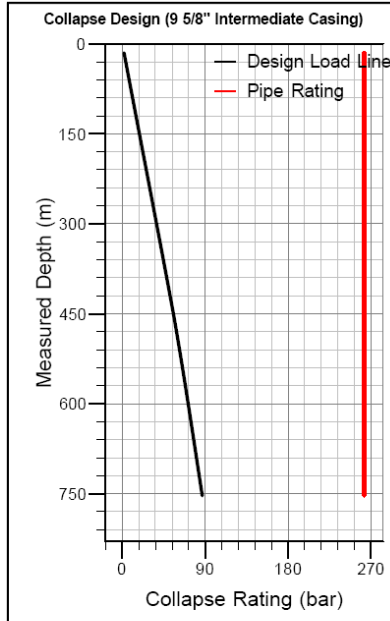
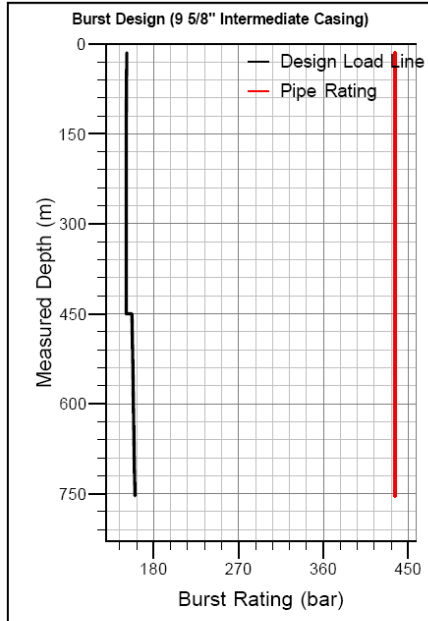
Minimum Safety Factors (13 3/8" Surface Casing)						
MD (m)	OD/Weight/Grade	Conection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
15	13 3/8", 61.00 ppf, J-55	Tenaris ER	1.55 B5	60.28 C1	3.44 A5	1.94 A5
30			1.55 B5	30.19 C1	3.48 A5	1.94 A5
116			1.54 B5 C	8.13 C1	3.72 A5 C	1.94 B5
160			1.53 B5 C	5.89 C1	3.85 A5 C	1.92 B5
277			1.51 B5 C	3.40 C1	4.25 A5 C	1.89 B5
300			1.51 B5 C	3.14 C1	4.34 A5 C	1.88 B5
300			21.14 B11 C	3.14 C1	(4.45) A2 C	3.83 C1

C Connection Critical
 B5 Pressure Test
 B11 Fracture @ Shoe w/ 1/3 BHP at Surface
 C1 Full/Partial Evacuation
 A2 Pre-Cement Static Load
 A5 Green Cement Pressure Test(Axial)
 () Compression



DESIGN CASING 9 5/8" POZZI NW 2, NW 3, NW 4

String Summary CASING 9 5/8"									
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial	
Intermediate Casing	9 5/8", 43.50 ppf, L-80 Tenaris ER		15.00-753.25	8.625 A	3.00	3.33	4.84	3.35	63,504
A Alternate Drift									Total = 63,504



Minimum Safety Factors (9 5/8" Intermediate Casing)						
MD (m)	OD/Weight/Grade	Connection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
15	9 5/8", 43.50 ppf, L-80	Tenaris ER	3.17 B5	+ 100.00 C1	7.36 B5	3.98 B5
30			3.17 B5	77.44 C1	7.48 B5	3.98 B5
116			3.18 B5	20.07 C1	8.26 B5	4.00 B5
300			3.18 B5	7.77 C1	10.01 B5	3.99 B5
300			3.18 B5	7.77 C1	4.96 B5	3.64 B5
301			3.18 B5	7.75 C1	4.84 B5	3.61 B5
390			3.18 B5	5.99 C1	5.30 B5	3.57 B5
450			3.18 B5	5.22 C1	5.54 B5	3.53 B5
450			3.06 B5	5.22 C1	5.44 B5	3.42 B5
480			3.05 B5	4.91 C1	5.52 B5	3.40 B5
510			3.05 B5	4.65 C1	5.59 B5	3.38 B5
540			3.04 B5	4.42 C1	5.66 B5	3.36 B5
573			3.03 B5	4.20 C1	5.74 B5	3.35 B5
573			3.03 B5	4.20 C1	8.22 A1	3.76 B5
600			3.03 B5	4.04 C1	8.42 A1	3.75 B5
753			3.00 B5	3.33 C1	9.95 A1	3.69 B5

B5 Pressure Test
 C1 Full/Partial Evacuation
 A1 Running in Hole-Avg. Speed

Burst Load Data (9 5/8" Intermediate Casing)	
Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	137.2931 bar
Mud Weight:	1.150 sg
Plug Depth, MD:	753.25 m
Assigned Ext. Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Fracture @ Shoe w/ 1/3 BHP at Surface
Surface Pressure (1/3 * BHP):	49.7473 bar
Shoe Depth, MD:	753.25 m
Fracture Pressure at Shoe:	107.7750 bar
Fracture Margin of Error:	0.000 sg
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	450.00 m
Prior Shoe, MD:	300.00 m
Mud Weight Above TOC:	1.150 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.000 sg
Pore Pressure In Open Hole:	Yes

Axial Load Data (9 5/8" Intermediate Casing)	
Running in Hole - Avg. Speed:	0.00 m/s
Overpull Force:	0.0000 tonne
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0.0000 tonne
Green Cement Pressure Test:	0.0000 bar
Service Loads:	Yes

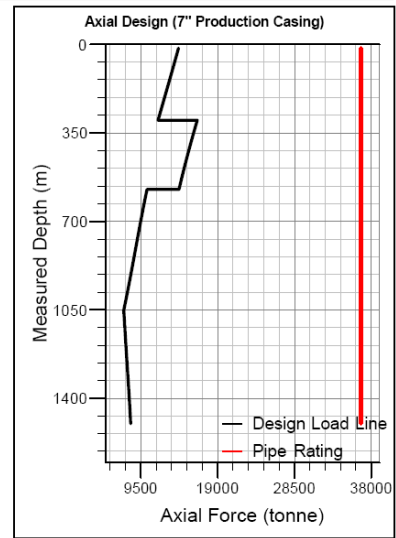
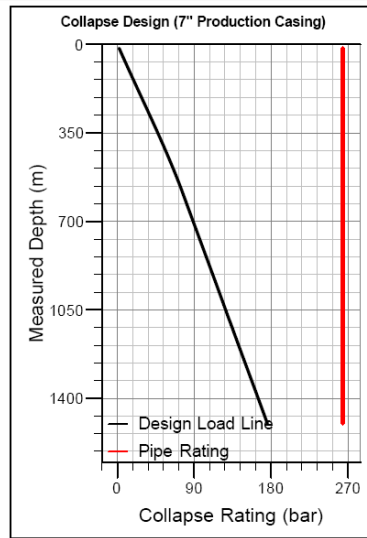
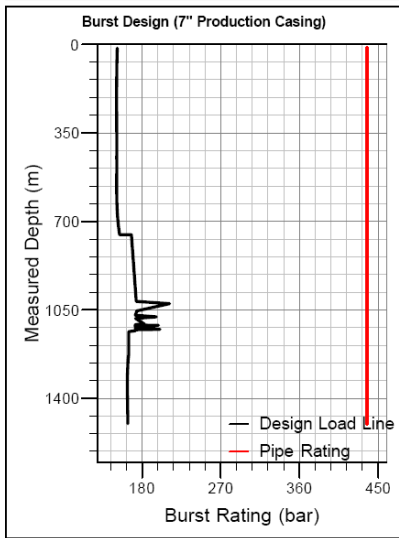
Collapse Load Data (9 5/8" Intermediate Casing)	
Drilling Load:	Full/Partial Evacuation
Mud Weight:	1.250 sg
Mud Level, MD:	753.25 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	450.00 m
Prior Shoe, MD:	300.00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.150 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.150 sg
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No



DESIGN CASING 7" POZZI NW 2, NW 3, NW4

String Summary									
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial	
Production Casing	7", 23.00 ppf, L-80	Tenaris Blue	15.00-1500.00	6.250 A	2.28	1.65	3.79 C	2.83	71,718
								Total =	71,718

A Alternate DriftC Conn Critical



Minimum Safety Factors (7" Production Casing)						
MD (m)	OD/Weight/Grade	Conection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
15	7", 23.00 ppf, L-80	Tenaris Blue	3.17 B5	+ 100.00 C5	4.41 A5 C	3.63 A5
30			3.17 B5	71.70 C5	4.45 A5 C	3.64 A5
116			3.18 B5	18.54 C5	4.70 A5 C	3.69 A5
300			3.18 B5	7.17 C5	5.36 A5 C	3.79 A5
300			3.18 B5	7.17 C5	3.79 A5 C	3.43 A5
390			3.18 B5	5.53 C5	3.98 A5 C	3.49 A5
450			3.18 B5	4.81 C5	4.11 A5 C	3.53 A5
480			3.18 B5	4.53 C5	4.18 A5 C	3.55 A5
510			3.18 B5	4.29 C5	4.25 A5 C	3.57 A5
540			3.18 B5	4.08 C5	4.31 A5 C	3.56 B6
573			3.18 B5	3.87 C5	4.39 A5 C	3.55 B6
573			3.18 B5	3.87 C5	6.09 A1 C	3.88 A5
600			3.18 B5	3.73 C5	6.18 A1 C	3.89 A5
753			3.11 B5	3.07 C5	6.80 A1 C	3.91 B5
753			2.87 B5	3.07 C5	6.80 A1 C	3.60 B5
754			2.87 B5	3.07 C5	6.81 A1 C	3.60 B5
1017			2.78 B5	2.36 C5	8.22 A1 C	3.46 B5
1025			2.28 B5	2.34 C5	8.28 A1 C	2.83 B5
1050			2.68 B5	2.29 C5	8.44 A1 C	3.33 B5
1052			2.73 B5	2.29 C5	8.46 A1 C	3.39 B5
1054			2.76 B5	2.28 C5	8.46 C5	3.44 B5
1060			2.77 B5	2.27 C5	8.44 C5	3.45 B5
1071			2.79 B5	2.25 C5	(8.42) C5	3.47 B5
1078			2.45 B5	2.24 C5	(8.41) C5	3.04 B5
1084			2.79 B5	2.23 C5	(8.39) C5	3.46 B5
1106			2.63 B5	2.19 C5	(8.34) C5	3.27 B5
1109			2.78 B5	2.18 C5	(8.34) C5	3.45 B5
1110			2.80 B5	2.18 C5	(8.34) C5	3.47 B5
1111			2.42 B5	2.18 C5	(8.33) C5	3.00 B5
1114			2.79 B5	2.17 C5	(8.33) C5	3.47 B5
1117			2.79 B5	2.17 C5	(8.32) C5	3.47 B5
1119			2.48 B5	2.16 C5	(8.32) C5	3.08 B5
1124			2.79 B5	2.16 C5	(8.31) C5	3.46 B5
1127			2.40 B5	2.15 C5	(8.30) C5	2.97 B5
1129			2.79 B5	2.15 C5	(8.30) C5	3.46 B5
1132			2.79 B5	2.14 C5	(8.29) C5	3.46 B5
1136			2.92 B5	2.13 C5	(8.28) C5	3.62 B5
1226			2.92 B5	1.99 C5	(8.09) C5	3.60 B5
1250			2.93 B5	1.96 C5	(8.04) C5	3.62 B5
1313			2.94 B5	1.87 C5	(7.92) C5	3.62 B5
1375			2.95 B5	1.79 C5	(7.80) C5	3.61 B5
1470			2.94 B5	1.69 C5	(7.62) C5	3.47 C5
1500			2.94 B5	1.65 C5	(7.57) C5	3.40 C5
1500			2.94 B5	1.65 C5	22.36 A5	3.40 C5
1500			2.94 B5	1.65 C5	(26.84) A5	3.37 C5

C Connection Critical
 B5 Pressure Test
 B6 Tubing Leak
 C5 Full Evacuation Production
 A1 Running in Hole-Avg. Speed
 A5 Green Cement Pressure Test(Axial)
 () Compression

Burst Load Data (7" Production Casing)	
Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	137,2931 bar
Mud Weight:	1.250 sg
Assigned Ext. Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Production Load:	Tubing Leak
Packer Fluid Density:	1.031 sg
Packer Depth, MD:	1500.00 m
Perforation Depth, MD:	1500.00 m
Gas Gravity:	0.70
Reservoir Pressure:	149,2434 bar
Assigned Ext. Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	600.00 m
Prior Shoe, MD:	753.25 m
Mud Weight Above TOC:	1.250 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.000 sg
Pore Pressure In Open Hole:	Yes

Collapse Load Data (7" Production Casing)	
Production Load:	Full Evacuation
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	600.00 m
Prior Shoe, MD:	753.25 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.250 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.250 sg
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

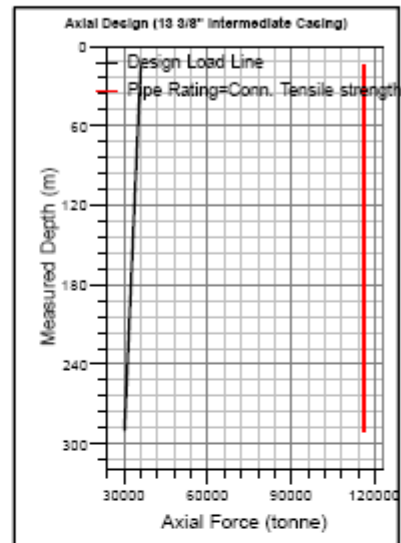
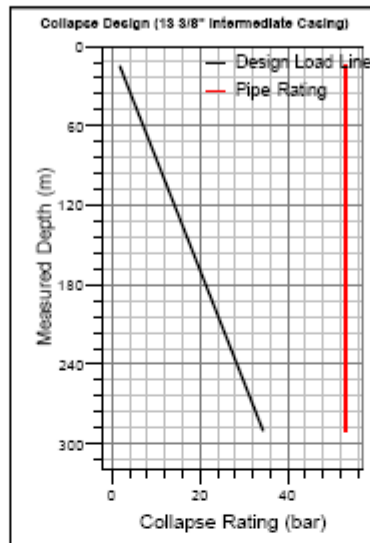
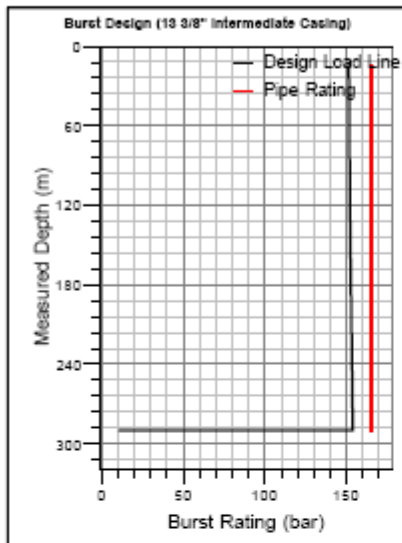
Axial Load Data (7" Production Casing)	
Running in Hole - Avg. Speed:	0.00 m/s
Overpull Force:	0.0000 tonne
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0.0000 tonne
Green Cement Pressure Test:	140.0000 bar
Service Loads:	Yes



CASING 13 3/8" POZZO NW 1 DIR

String Summary							
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial Triaxial
Intermediate Casing	13 3/8", 81.00 ppf, J-55	Tenaris ER	15.00-700.00	12.359	1.47 C	1.37	2.17 C 1.72
							63,075
							Total = 63,075

C Conn Critical



Minimum Safety Factors (13 3/8" Intermediate Casing)						
MD (m)	OD/Weight/Grade	Conection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
15	13 3/8", 81.00 ppf, J-55	Tenaris ER	1.55 BS	62.53 C1	2.91 A5	1.91 A5
30			1.55 BS	31.29 C1	2.94 A5	1.92 A5
116			1.55 BS C	8.12 C1	3.11 A5 C	1.93 A5
250			1.55 BS C	3.25 C1	3.51 A5 C	1.94 A5
290			1.55 BS C	3.25 C1	2.17 A5 C	1.80 BS
300			1.55 BS C	3.14 C1	2.18 A5 C	1.78 BS
390			1.55 BS C	2.42 C1	2.35 A5 C	1.80 BS
450			1.55 BS C	2.11 C1	2.42 A5 C	1.78 BS
462			1.49 BS C	2.10 C1	2.42 A5 C	1.72 BS
462			1.49 BS C	2.05 C1	2.43 A5 C	1.72 BS
462			1.49 BS C	2.05 C1	4.00 A5 C	1.87 BS
480			1.49 BS C	1.98 C1	4.06 A5 C	1.87 BS
700			1.47 BS C	1.37 C1	4.93 A5 C	1.83 BS

C Connection Critical
 BS Pressure Test
 C1 Full/Partial Evacuation
 A5 Green Cement Pressure Test(Axial)

Burst Load Data (13 3/8" Intermediate Casing)	
Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	137,2931 bar
Mud Weight:	1,150 sg
Plug Depth, MD:	700,00 m
Assigned Ext. Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Fracture @ Shoe w/ 1/3 BHP at Surface
Surface Pressure (1/3 " BHP):	50,2655 bar
Shoe Depth, MD:	700,00 m
Fracture Pressure at Shoe:	105,4008 bar
Fracture Margin of Error:	0,000 sg
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	450,00 m
Prior Shoe, MD:	290,00 m
Mud Weight Above TOC:	1,150 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1,000 sg
Pore Pressure in Open Hole:	Yes

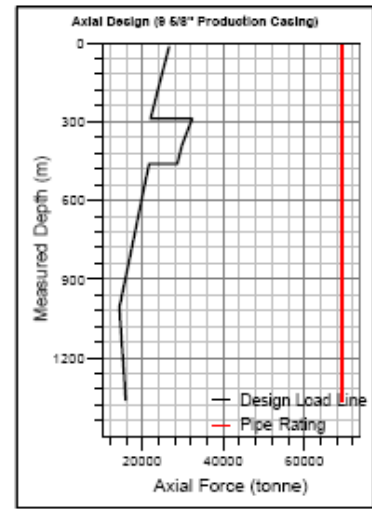
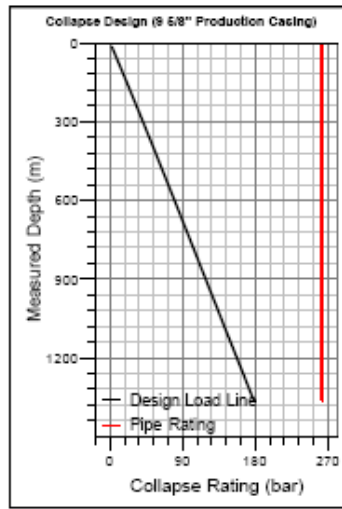
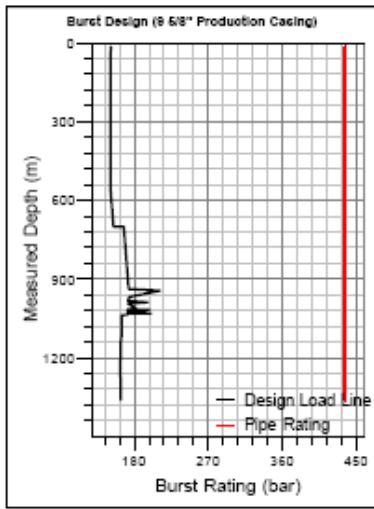
Collapse Load Data (13 3/8" Intermediate Casing)	
Drilling Load:	Full/Partial Evacuation
Mud Weight:	1,250 sg
Mud Level, MD:	700,00 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	450,00 m
Prior Shoe, MD:	290,00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1,150 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1,150 sg
Pore Pressure in Open Hole Below TOC:	No

Axial Load Data (13 3/8" Intermediate Casing)	
Running In Hole - Avg. Speed:	0,00 m/s
Overpull Force:	0,0000 tonne
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0,0000 tonne
Green Cement Pressure Test:	140,0000 bar
Service Loads:	Yes



CASING 9 5/8" POZZO NW 1 DIR

String Summary								
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Production Casing	9 5/8", 43.50 ppf, L-80	Tenaris Blue	15.00-1360.00	8.625 A	2.27	1.63	3.65	2.82
								115,897
A Alternate Drift								Total = 115,897



Minimum Safety Factors (9 5/8" Production Casing)						
MD (m)	OD/Weight/Grade	Connection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
15	9 5/8", 43.50 ppf, L-80	Tenaris Blue	3.17 B5	+ 100.00 C5	4.43 A5	3.53 A5
30			3.17 B5	71.29 C5	4.47 A5	3.54 A5
115			3.18 B5	16.44 C5	4.73 A5	3.59 A5
290			3.18 B5	7.37 C5	5.35 A5	3.76 A5
290			3.18 B5	7.37 C5	3.55 A5	3.38 A5
390			3.18 B5	5.49 C5	3.56 A5	3.44 B5
390			3.18 B5	5.49 C5	3.56 A5	3.48 B5
462			3.18 B5	4.66 C5	4.12 A5	3.47 B5
462			3.18 B5	4.66 C5	5.44 A1	3.85 A5
550			3.18 B5	3.94 C5	5.75 A1	3.88 A5
700			3.10 B5	3.12 C5	6.38 A1	3.89 B5
700			2.87 B5	3.12 C5	6.38 A1	3.60 B5
715			2.86 B5	3.06 C5	6.45 A1	3.59 B5
930			2.77 B5	2.36 C5	7.66 A1	3.45 B5
937			2.77 B5	2.34 C5	7.70 A1	3.45 B5
945			2.27 B5	2.33 C5	7.75 A1	2.82 B5
969			2.76 B5	2.27 C5	7.92 A1	3.43 B5
983			2.78 B5	2.24 C5	8.03 A1	3.46 B5
988			2.44 B5	2.23 C5	8.07 A1	3.33 B5
994			2.78 B5	2.21 C5	8.11 A1	3.45 B5
1008			2.66 B5	2.18 C5	8.22 A1	3.30 B5
1013			2.63 B5	2.17 C5	8.21 C5	3.26 B5
1015			2.77 B5	2.17 C5	8.20 C5	3.44 B5
1016			2.79 B5	2.17 C5	(8.20) C5	3.46 B5
1017			2.41 B5	2.16 C5	(8.20) C5	2.99 B5
1019			2.79 B5	2.16 C5	(8.19) C5	3.46 B5
1022			2.79 B5	2.15 C5	(8.18) C5	3.46 B5
1023			2.48 B5	2.15 C5	(8.18) C5	3.07 B5
1028			2.79 B5	2.14 C5	(8.17) C5	3.46 B5
1031			2.39 B5	2.14 C5	(8.16) C5	2.96 B5
1032			2.78 B5	2.13 C5	(8.16) C5	3.45 B5
1035			2.78 B5	2.13 C5	(8.15) C5	3.45 B5
1038			2.91 B5	2.12 C5	(8.14) C5	3.51 B5
1114			2.91 B5	1.98 C5	(7.95) C5	3.50 B5
1135			2.93 B5	1.94 C5	(7.91) C5	3.51 B5
1187			2.94 B5	1.86 C5	(7.79) C5	3.52 B5
1240			2.94 B5	1.78 C5	(7.67) C5	3.50 B5
1350			2.93 B5	1.64 C5	(7.43) C5	3.38 C5
1360			2.93 B5	1.63 C5	(7.41) C5	3.36 C5
1360			2.93 B5	1.63 C5	24.13 A5	3.36 C5
1360			2.93 B5	1.63 C5	(26.20) A5	3.33 C5

B5 Pressure Test
 B6 Tubing Leak
 C5 Full Evacuation Production
 A1 Running In Hole-Avg. Speed
 A5 Green Cement Pressure Test(Axial)
 () Compression

Burst Load Data (9 5/8" Production Casing)	
Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	137.2931 bar
Mud Weight:	1.250 sg
Assigned Ext. Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Production Load:	Tubing Leak
Packer Fluid Density:	1.031 sg
Packer Depth, MD:	1360.00 m
Perforation Depth, MD:	1360.00 m
Gas Gravity:	0.70
Reservoir Pressure:	150.8580 bar
Assigned Ext. Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	550.00 m
Prior Shoe, MD:	700.00 m
Mud Weight Above TOC:	1.250 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.000 sg
Pore Pressure in Open Hole:	Yes

Collapse Load Data (9 5/8" Production Casing)	
Production Load:	Full Evacuation
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	550.00 m
Prior Shoe, MD:	700.00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.250 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.250 sg
Pore Pressure in Open Hole Below TOC:	No

Axial Load Data (9 5/8" Production Casing)	
Running In Hole - Avg. Speed:	0.00 m/s
Overpull Force:	0.0000 tonne
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0.0000 tonne
Green Cement Pressure Test:	140.0000 bar
Service Loads:	Yes



ENI Divisione E & P

ARPO / CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"

Pozzi :

NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

AGGIORNAMENTI:

0

4.2.3 SCALPELLI E PARAMETRI DI PERFORAZIONE

Eni E&P Division													Well Name				
DICS													BONACCIA E 3 DIR				
Bit Summary Report													Well Code: 08075				
													Field Name: BONACCIA EST				
													API/UWI:				
Bit Properties																	
BH A #	Bit Run	Size (in)	Make	Model	Typ	SN	Item Cost (Cost)	IADC Codes	Conn Sz (in)	Thread	Date In	Date Out	Depth In (mKB)	Depth Out (mKB)	Drilled (m)	Drill Time (hr)	BHA ROP (m/hr)
1	1	8 1/2	VAREL	MKS75DG1	BIT-PDC	26588			4 1/2	4 1/2 IF	09/04/2010 12.00	09/04/2010 18.30	110.30	177.00	66.70	5.50	12.1
2	2	26	REED	Y 11C	BIT-ROLLER	CL 2684					10/04/2010 02.30	16/04/2010 08.00	110.30	180.00	69.70	11.00	6.3
3	2 RR 1	26	REED	Y 11C	BIT-ROLLER	CL 2684					10/04/2010 02.30	16/04/2010 08.00	180.00	328.00	148.00	13.00	11.4
4	2 RR 2	26	REED	Y 11C	BIT-ROLLER	CL 2684					10/04/2010 02.30	16/04/2010 08.00	328.00	328.00			
5	3	16	REED	T 11	BIT-ROLLER	P22934		115M			20/04/2010 02.00	21/04/2010 06.00	328.00	757.00	429.00	22.50	19.1
6	4	12 1/4	GEODIAMOND	S91HBPX	BIT-PDC	SGC953					26/04/2010 10.30	30/04/2010 00.30	757.00	769.00	12.00	1.50	8.0
7	4 RR 1	12 1/4	GEODIAMOND	S91HBPX	BIT-PDC	SGC953					26/04/2010 10.30	30/04/2010 00.30	769.00	1,208.00	439.00	23.50	18.7
8	5	8 1/2	CHRISTENSEN	ARC 425	CORE-PDC	1208699					28/04/2010 12.00	29/04/2010 00.00	1,208.00	1,217.00	9.00	2.00	4.5
9	4 RR 2	12 1/4	GEODIAMOND	S91HBPX	BIT-PDC	SGC953					26/04/2010 10.30	30/04/2010 00.30	1,217.00	1,428.00	211.00	10.00	21.1
10	4 RR 3	12 1/4	GEODIAMOND	S91HBPX	BIT-PDC	SGC953					26/04/2010 10.30	30/04/2010 00.30					
Bit Properties																	
BHA #	Bit Run	Size (in)	WOB Min (tonnef)	WOB Max (tonnef)	Min RPM (rpm)	Max RPM (rpm)	Q Flow Min (L/min)	Q Flow Max (L/min)	SPP Min (kgf/cm ²)	SPP Max (kgf/cm ²)	Dull Out	TFA (incl Noz) (in ²)	Nozzles (1/32")				
1	1	8 1/2	1.0	1.0	60	60	1,000	1,000			1-1-NO-A-X-0-CT-TD						
2	2	26	2.0	5.0	70	85	1,000	2,800	25.0	52.0	0-0-NO-A-1-0-NO-TD						
3	2 RR 1	26	2.0	5.0	70	85	1,000	2,800	25.0	52.0	0-0-NO-A-1-0-NO-TD	1.11	22/22/22				
4	2 RR 2	26	2.0	5.0	70	85	1,000	2,800	25.0	52.0	0-0-NO-A-1-0-NO-TD	1.11	22/22/22				
5	3	16	6.0	6.0	206	210	2,400	2,600	100.0	110.0	1-1-RO-S-1-0-NO-TD	1.18	16/20/20/22				
6	4	12 1/4	4.0	5.0	140	150	0	2,300	90.0	107.0	1-3-BT-S-X-0-CT-TD	0.91	13/13/13/13/13/13				
7	4 RR 1	12 1/4	4.0	5.0	140	150	0	2,300	90.0	107.0	1-3-BT-S-X-0-CT-TD	0.91	13/13/13/13/13/13				
8	5	8 1/2	4.0	4.0	70	70	460	460	12.0	12.0	1-1-NO-A-X-0-NO-TD	1.00					
9	4 RR 2	12 1/4	4.0	5.0	140	150	0	2,300	90.0	107.0	1-3-BT-S-X-0-CT-TD	0.91	13/13/13/13/13/13				
10	4 RR 3	12 1/4	4.0	5.0	140	150	0	2,300	90.0	107.0	1-3-BT-S-X-0-CT-TD	0.91	13/13/13/13/13/13				



ENI Divisione E & P

ARPO / CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"

Pozzi :

NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

AGGIORNAMENTI:

0

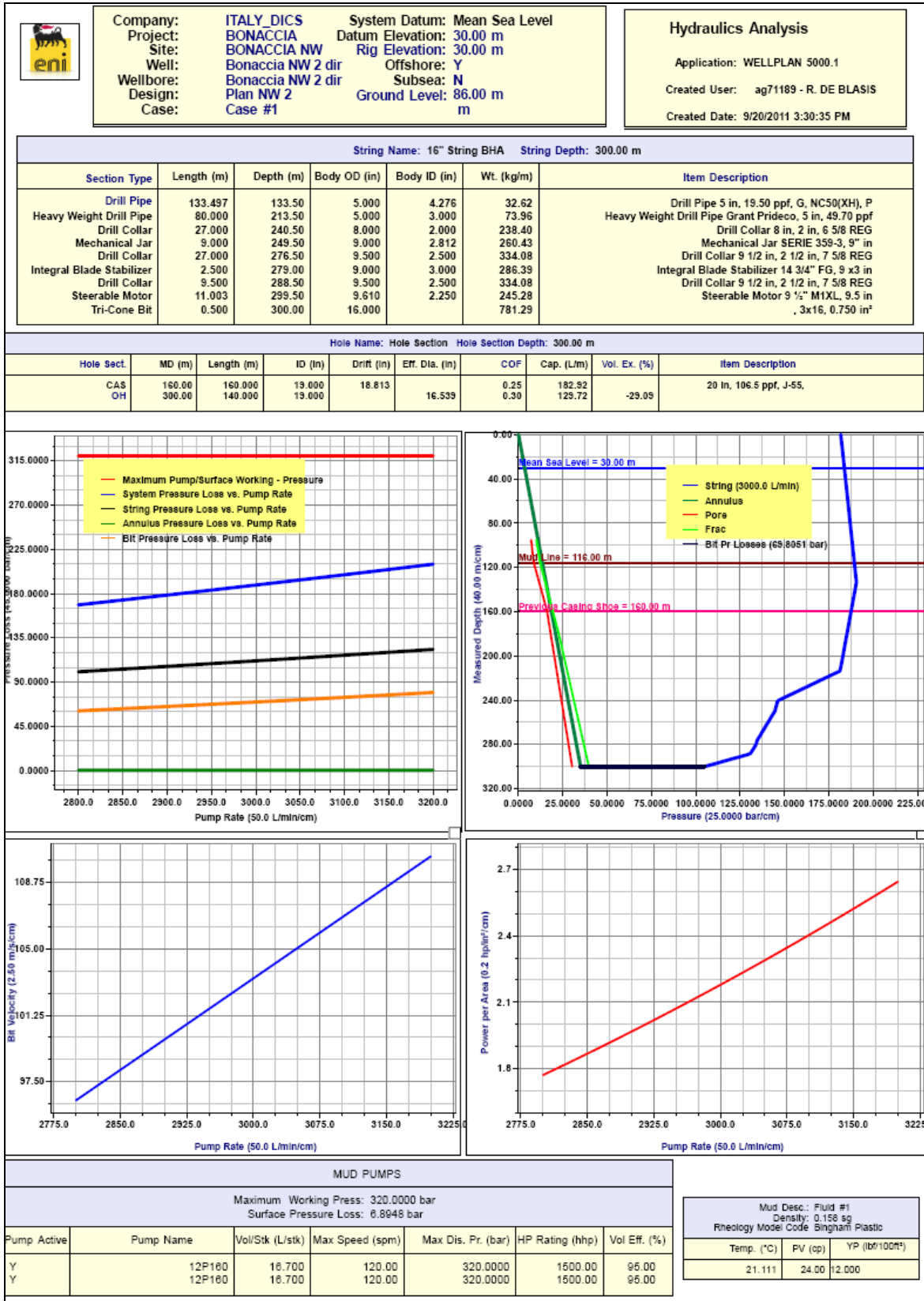
4.1.15 BATTERIE E STABILIZZAZIONI

Eni E&P Division		Bit&BHA Summary Report				Well Name BONACCIA E 3 DIR				
		Job Type: DRILLING				Well Code: 08075 Field Name: BONACCIA EST API/UWI:				
DICS		Bits & BHA								
Bit Run	BH A #	String Name	BHA	Drill Bit	Bit Dull	Depth In (mKB)	Depth Out (mKB)	Drilled (m)	Drill Time (hr)	BHA ROP (m/hr)
1	1	PILOT HOLE	VAREL MKS75DG1, X-OVER, SPIRALDRILL COLLAR, X-OVER, H.W.D.P.	8 1/2in, MKS75DG1, 26588	1-1-NO-A-X-0-CT-TD	110.30	177.00	66.70	5.50	12.1
2	2	C.P. 30"	REED Y 11C, HOLE OPENER, SPIRALDRILL COLLAR, STABILIZER, SPIRALDRILL COLLAR, X-OVER, X-OVER, SPIRALDRILL COLLAR, JAR, SPIRALDRILL COLLAR, X-OVER, H.W.D.P.	26in, Y 11C, CL 2684	0-0-NO-A-0-0-NO-TD	110.30	180.00	69.70	11.00	6.3
2 RR 1	3	PHASE 26"	REED Y 11C, X-OVER, NEAR BIT, NOT SPECIFIED DRILL COLLAR, STABILIZER, SPIRALDRILL COLLAR, STABILIZER, SPIRALDRILL COLLAR, X-OVER, SPIRALDRILL COLLAR, JAR, SPIRALDRILL COLLAR, X-OVER, H.W.D.P., DRILL PIPE	26in, Y 11C, CL 2684	0-0-NO-A-1-0-NO-DP	180.00	328.00	148.00	13.00	11.4
2 RR 2	4	PHASE 26"	REED Y 11C, X-OVER, NEAR BIT, NOT SPECIFIED DRILL COLLAR, STABILIZER, SPIRALDRILL COLLAR, STABILIZER, SPIRALDRILL COLLAR, X-OVER, SPIRALDRILL COLLAR, JAR, SPIRALDRILL COLLAR, X-OVER, H.W.D.P., DRILL PIPE	26in, Y 11C, CL 2684	0-0-NO-A-1-0-NO-TD	328.00	328.00			
3	5	Steerable	REED T 11, X-OVER, DHM-PDM, STABILIZER, MONEL DRILL COLLAR, MEASUREMENT WILE DRILLING, UP, JOINT (IF NOT CODE), NM Filter Sub, Circulating Valve, X-OVER, H.W.D.P., JAR, H.W.D.P., DRILL PIPE	16in, T 11, P22934	1-1-RO-S-1-0-NO-TD	328.00	757.00	429.00	22.50	19.1
4	6	PHASE 12 1/4"	GEODIAMOND S91HBPX, AUTOTRAK, MEASUREMENT WILE DRILLING, MEASUREMENT WILE DRILLING, MEASUREMENT WILE DRILLING, OTHER TOOL (IF NOT CODE), MONEL DRILL COLLAR, SUB (IF NOT CODE), NM Filter Sub, Circulating Valve, X-OVER, H.W.D.P., JAR, H.W.D.P., DRILL PIPE	12 1/4in, S91HBPX, SGC953	1-2-CT-G-X-0-NO-DTF	757.00	769.00	12.00	1.50	8.0
4 RR 1	7	PHASE 12 1/4"	GEODIAMOND S91HBPX, AUTOTRAK, MEASUREMENT WILE DRILLING, MEASUREMENT WILE DRILLING, MEASUREMENT WILE DRILLING, OTHER TOOL (IF NOT CODE), MONEL DRILL COLLAR, SUB (IF NOT CODE), NM Filter Sub, CIRCULATING VALVE, X-OVER, H.W.D.P., JAR, H.W.D.P., DRILL PIPE	12 1/4in, S91HBPX, SGC953	1-3-BT-S-X-0-LT-CP	769.00	1,208.00	439.00	23.50	18.7
5	8	Coring	CHRISTENSEN ARC 425, SPLIT RING HOUSING, SLICK SUB, STABILIZER, CORE BARREL, STABILIZER, SUB (IF NOT CODE), H.W.D.P., JAR, H.W.D.P., DRILL PIPE	8 1/2in, ARC 425, 1208699	1-1-NO-A-X-0-NO-TD	1,208.00	1,217.00	9.00	2.00	4.5
4 RR 2	9	PHASE 12 1/4"	GEODIAMOND S91HBPX, DHM-PDM, MEASUREMENT WILE DRILLING, LOGGING WHILE DRILLING, MEASUREMENT WILE DRILLING, LOGGING WHILE DRILLING, MEASUREMENT WILE DRILLING, OTHER TOOL (IF NOT CODE), MONEL DRILL COLLAR, OTHER TOOL (IF NOT CODE), OTHER TOOL (IF NOT CODE), CIRCULATING VALVE, X-OVER, H.W.D.P., JAR, H.W.D.P., DRILL PIPE	12 1/4in, S91HBPX, SGC953	1-3-BT-S-X-0-CT-TD	1,217.00	1,428.00	211.00	10.00	21.1
4 RR 3	10	WIPER TRIP	GEODIAMOND S91HBPX, NEAR BIT, SPIRALDRILL COLLAR, STABILIZER, X-OVER, H.W.D.P., JAR, H.W.D.P., DRILL PIPE	12 1/4in, S91HBPX, SGC953	1-3-BT-S-X-0-CT-TD					



4.1.16 IDRAULICA

Fase 16"





ENI Divisione E & P

ARPO / CS

PIATTAFORMA BONACCIA "NW"

Pozzi :

NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir

AGGIORNAMENTI:

0

Fase 12 ¼"



Company: ITALY_DICS
 Project: BONACCIA
 Site: BONACCIA NW
 Well: Bonaccia NW 2 dir
 Wellbore: Bonaccia NW 2 dir
 Design: Plan NW 2
 Case: Case 12.25

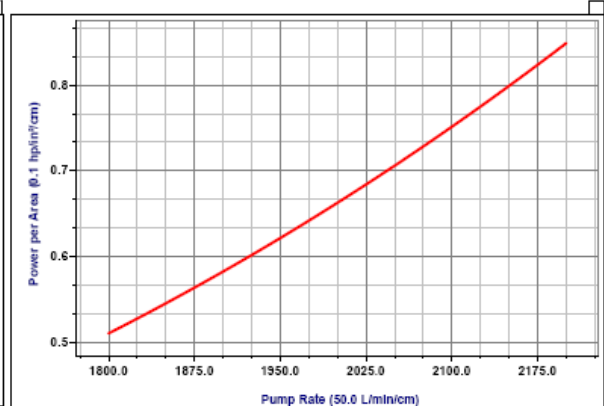
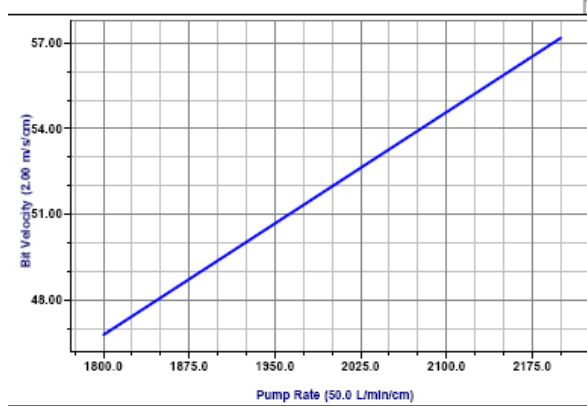
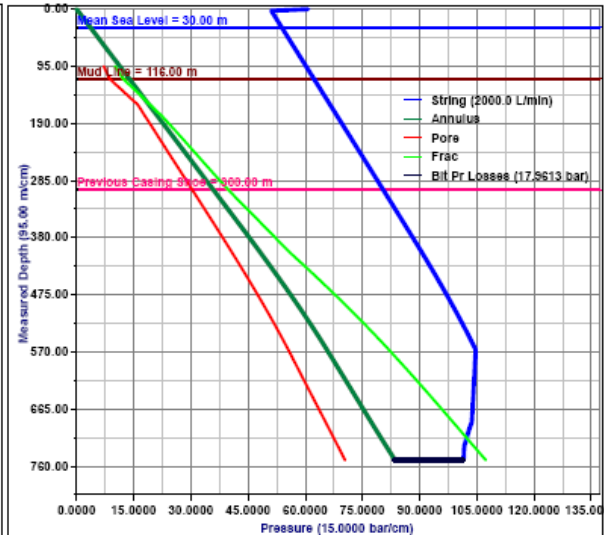
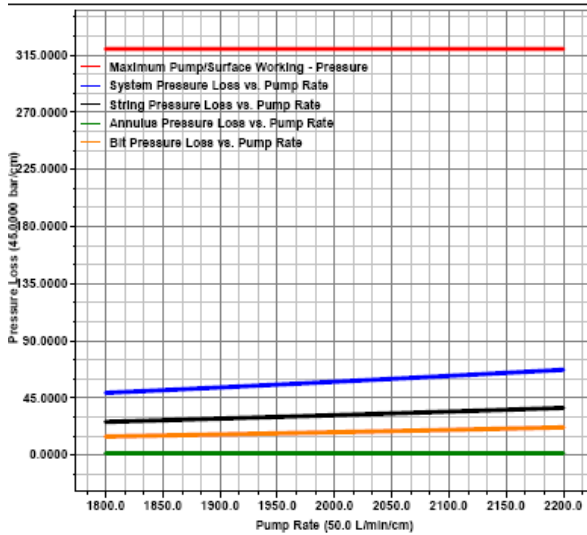
System Datum: Mean Sea Level
 Datum Elevation: 30.00 m
 Rig Elevation: 30.00 m
 Offshore: Y
 Subsea: N
 Ground Level: 86.00 m

Hydraulics Analysis

Application: WELLPLAN 5000.1
 Created User: ENAD01lag71189- R. DE BLASIS
 Created Date: 9/20/2011 3:43:38 PM

String Name: BHA phase 12 1/4 String Depth: 750.00 m						
Section Type	Length (m)	Depth (m)	Body OD (in)	Body ID (in)	Wt. (kg/m)	Item Description
Drill Pipe	566.668	566.67	5.000	4.276	33.63	Drill Pipe 5 in, 19.50 ppf, S, NC50(XH), P
Heavy Weight Drill Pipe	120.000	686.67	5.000	3.000	73.96	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
Mechanical Jar	10.520	697.19	7.750	2.750	207.45	Mechanical Jar Dailey Mech., 7 3/4 in
Drill Collar	30.000	727.19	8.000	2.812	223.19	Drill Collar 8 in, 2 13/16 in, 6 5/8 Reg
Integral Blade Stabilizer	1.524	728.71	8.500	3.000	251.39	Integral Blade Stabilizer 12 1/4" FG, 8 1/2 x3 in
MWD Tool	9.144	737.86	9.500	3.000	323.18	MWD Tool 9 1/2, 9 1/2 x3 in
Bent Housing	9.144	747.00	9.500	3.000	323.18	Bent Housing 9 1/2, 9 1/2 x3 in
Near Bit Stabilizer	2.000	749.00	8.500	3.000	251.39	Near Bit Stabilizer 14 3/4" FG, 8 1/2 x3 in
Polycrystalline Diamond Bit	1.000	750.00	12.250		104.17	Polycrystalline Diamond Bit, 4x18, 0.994 in ²

Hole Name: Hole Section 12.25 Hole Section Depth: 750.00 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	12.515	12.359		0.25	79.43		13 3/8 in, 61 ppt, J-55,
OH	750.00	450.000	12.515		12.304	0.30	76.04	-4.19	



MUD PUMPS						
Maximum Working Press: 320.0000 bar Surface Pressure Loss: 6.8948 bar						
Pump Active	Pump Name	Vol/Stk (L/stk)	Max Speed (spm)	Max Dis. Pr. (bar)	HP Rating (hhp)	Vol Eff. (%)
Y	12P160	16.700	120.00	320.0000	1500.00	95.00
Y	12P160	16.700	120.00	320.0000	1500.00	95.00

Mud Desc.: Fluid #1 Density: 0.160 sg Rheology Model Code Bingham Plastic			
Temp. (°C)	PV (cp)	YP (lb/100ft ²)	
21.111	24.00	12.000	



Fase 8 1/2"



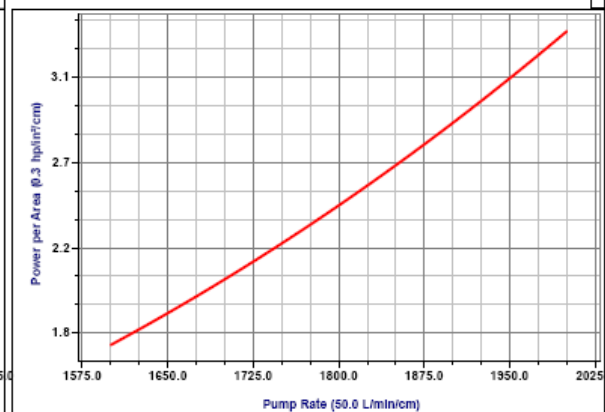
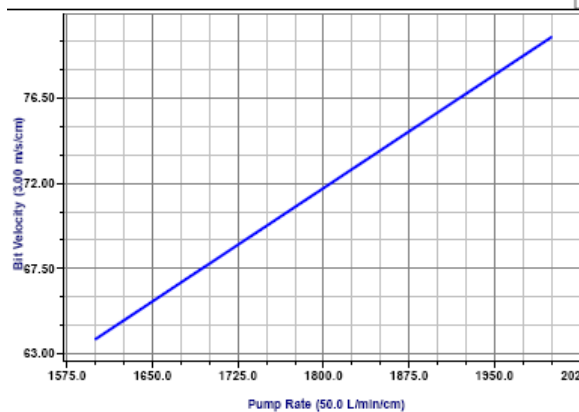
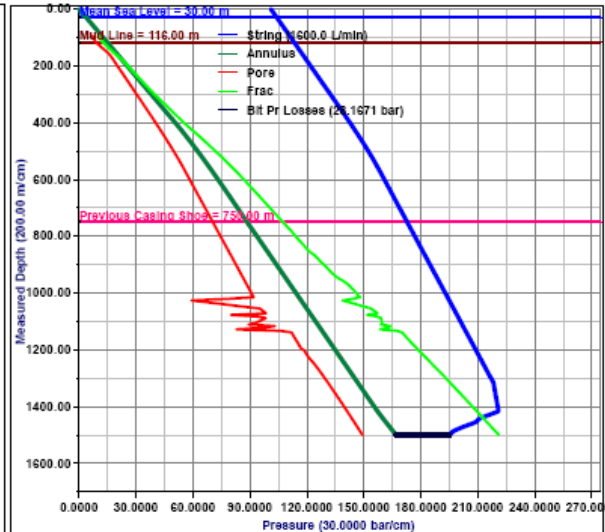
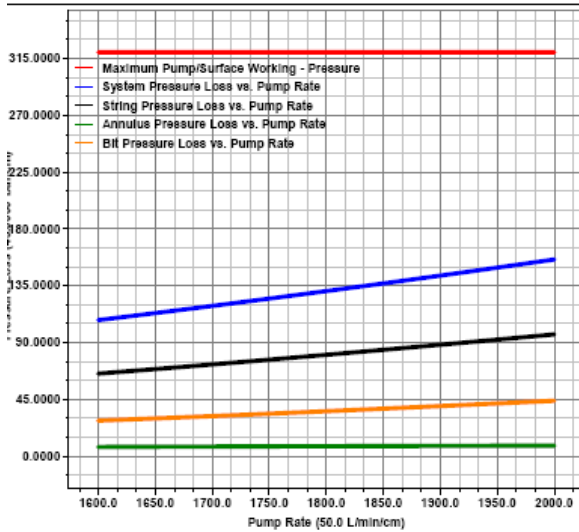
Company:	ITALY DICS	System Datum:	Mean Sea Level
Project:	BONACCIA	Datum Elevation:	30.00 m
Site:	BONACCIA NW	Rig Elevation:	30.00 m
Well:	Bonaccia NW 2 dir	Offshore:	Y
Wellbore:	Bonaccia NW 2 dir	Subsea:	N
Design:	Plan NW 2	Ground Level:	86.00 m
Case:	Case 8.5		

Hydraulics Analysis

Application: WELLPLAN 5000.1
 Created User: ENAD01lag71189- R. DE BLASIS
 Created Date: 9/20/2011 4:07:47 PM

String Name: BHA fase 8.5" ADRIATICO-sim String Depth: 1500.00 m						
Section Type	Length (m)	Depth (m)	Body OD (in)	Body ID (in)	Wt. (kg/m)	Item Description
Drill Pipe	1316.027	1316.03	5.000	4.000	43.68	Drill Pipe 5 in, 25.60 ppf, S, 5 1/2 FH, P
Heavy Weight Drill Pipe	100.000	1416.03	5.000	3.000	73.96	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
Drill Collar	27.000	1443.03	6.750	2.000	165.14	Drill Collar 6 3/4 in, 2 in, 5 1/2 REG
Hydro-Mechanical Jar	10.000	1453.03	6.750	2.500	102.46	Hydro-Mechanical Jar Bowen Hyd/Mech, 6 3/4 in
Drill Collar	27.000	1480.03	6.750	2.000	165.14	Drill Collar 6 3/4 in, 2 in, 5 1/2 REG
MWD Tool	9.000	1489.03	6.750	3.500	111.91	MWD Tool HDS1 6"3/4, 6"3/4 in
Integral Blade Stabilizer	1.524	1490.55	4.250	2.000	55.94	Integral Blade Stabilizer 7 7/8" FG, 4 1/4 x2 in
Bent Housing	9.144	1499.69	6.750	2.500	156.37	Bent Housing 6 3/4 , 6 3/4 x2 1/2 in
Polycrystalline Diamond Bit	0.305	1500.00	8.500		133.93	Polycrystalline Diamond Bit, 5x13, 0.648 in ²

Hole Name: Hole Section 8.5 Hole Section Depth: 1500.00 m									
Hole Sect.	MD (m)	Length (m)	ID (in)	Drift (in)	Eff. Dia. (in)	COF	Cap. (L/m)	Vol. Ex. (%)	Item Description
CAS	750.00	750.000	8.755	8.625		0.25	38.88		9 5/8 in, 43.5 ppf, L-80,
OH	1500.00	750.000	8.755		8.592	0.30	36.61	-5.74	



MUD PUMPS						
Maximum Working Press: 320.0000 bar Surface Pressure Loss: 6.8948 bar						
Pump Active	Pump Name	Vol/Stk (L/stk)	Max Speed (spm)	Max Dis. Pr. (bar)	HP Rating (hhp)	Vol Eff. (%)
Y	12P160	16.500	120.00	320.0000	1500.00	95.00
Y	12P160	16.500	120.00	320.0000	1500.00	95.00

Mud Desc.: Fluid #1 Density: 0.167 sg Rheology Model Code: Singham Plastic		
Temp. (°C)	PV (cp)	YP (lbf/100ft ²)
21.111	24.00	12.000



4.1.17 BOP STACK

- La fase da 16" per i pozzi NW 2, NW 3, NW 4 e la fase da 26" per il pozzo NW 1 verranno perforate con il 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" per i pozzi NW 2, NW 3, NW 4 verranno perforate con l'utilizzo di un BOP Stack 13 5/8" – 5000 psi completo di ganasce trancianti.
- La fase da 16" nel pozzo NW 1 verrà perforata con l'utilizzo di un BOP Stack 21 1/4" – 2000 psi completo di ganasce trancianti.
- La fase da 12 1/4" nel pozzo NW 1 verrà perforata con l'utilizzo di un BOP Stack 13 5/8" – 5000 psi completo di ganasce trancianti.

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:

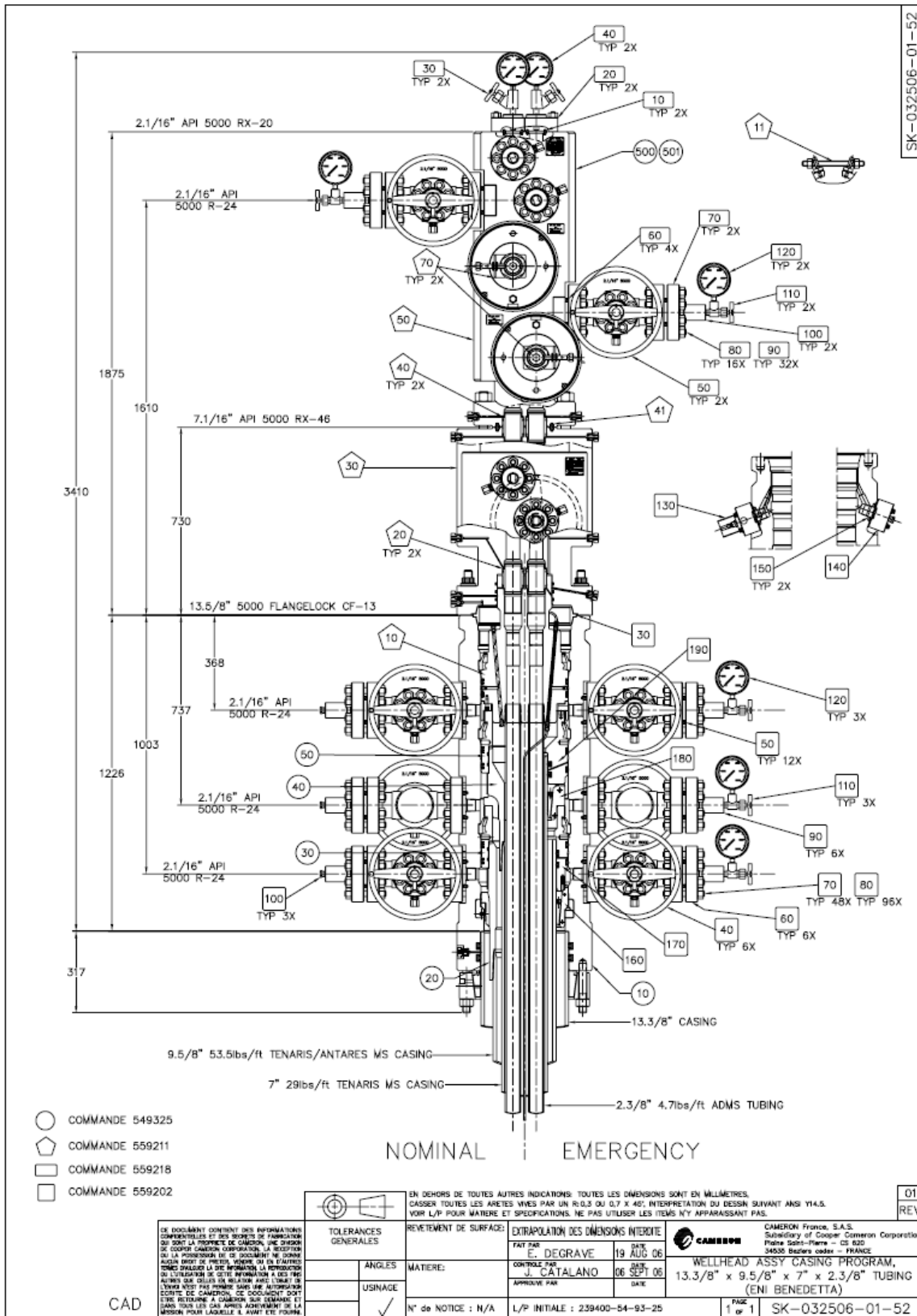
Eseguire i test di routine ogni 21 gg e i test di funzionalità ogni 7 gg.

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.



4.1.18 SCHEMA TESTA POZZO





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

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

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

4.2.2 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 :

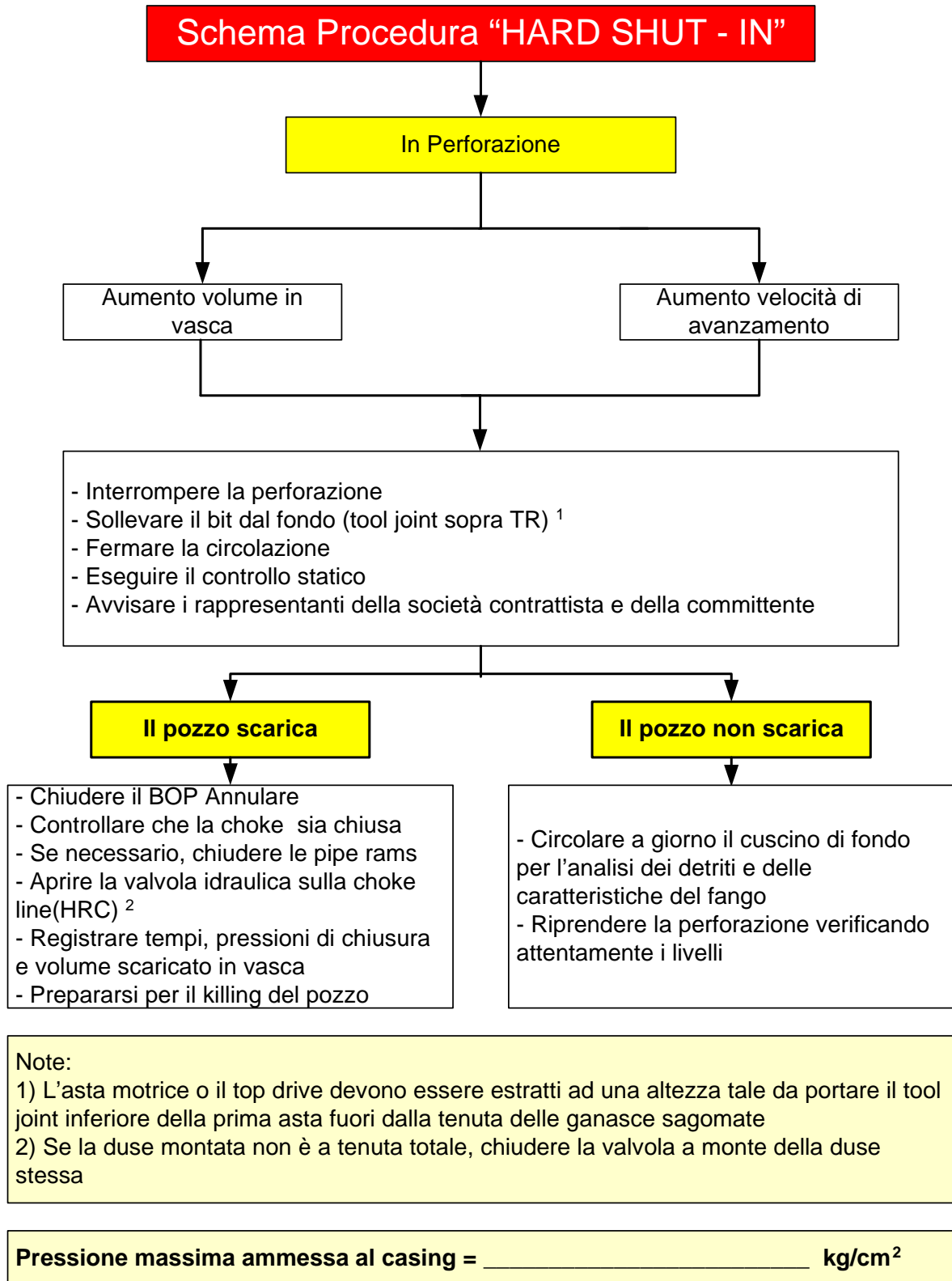
- Fresare il collare e scarpa, pulire il rat-hole e perforare al massimo 5 mt di foro nuovo.
- Circolare e condizionare il fango in modo di avere un peso omogeneo.
- Ritirare lo scalpello in scarpa, collegare ed eseguire un test delle linee della cementatrice.
- Circolare controllando che le dusi non 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

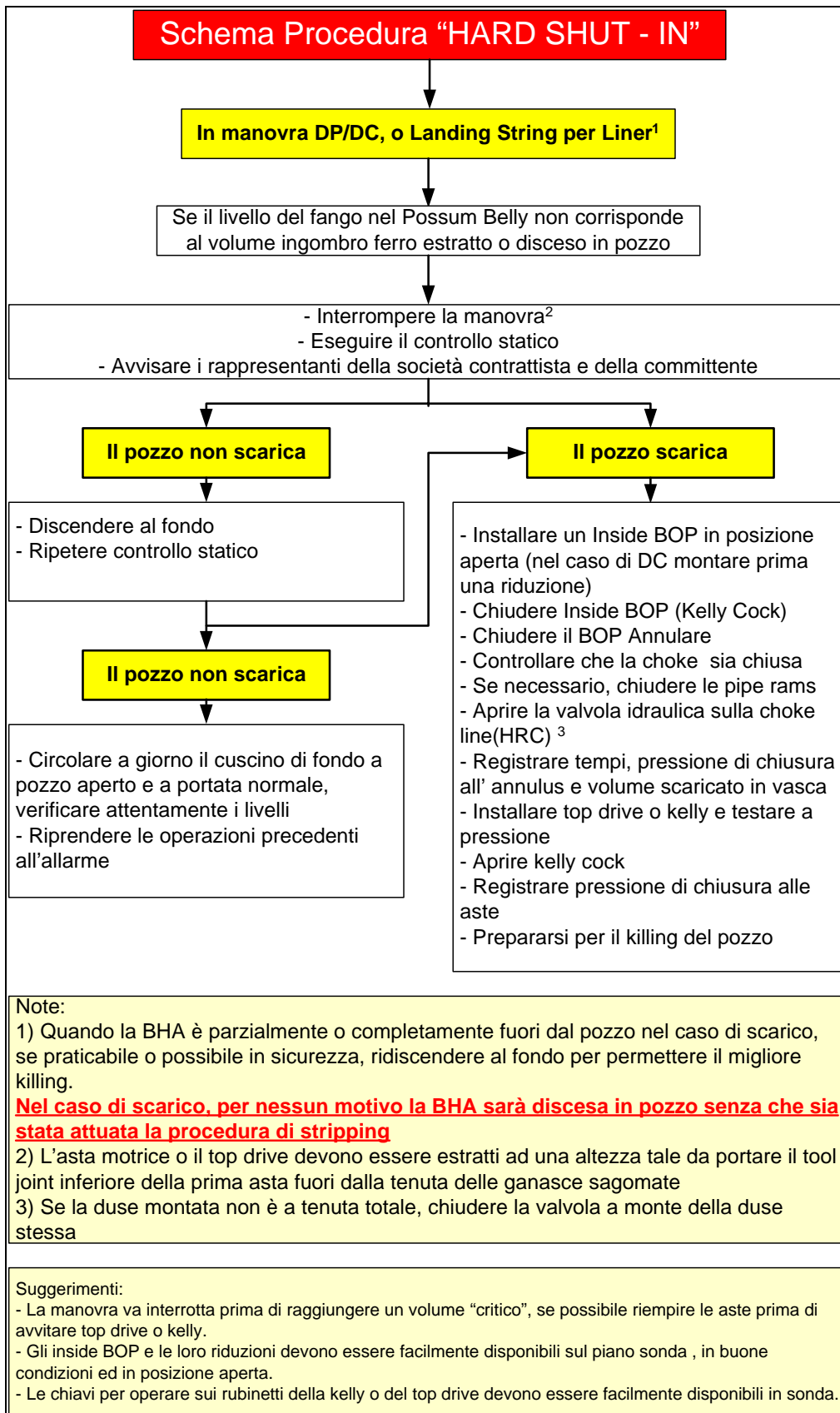
Continuare con questa procedura finchè due dati consecutivi acquisiti fuoriescano dal trend rettilineo (o la pressione predeterminata per il test viene raggiunta)

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 BONACCIA NW
POZZI: 1 Dir – 2 Dir – 3 Dir – 4 Dir

PAG.1 DI 63

AGGIORNAMENTI

0

SEZIONE 5

PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO

PIATTAFORMA BONACCIA NW

Pozzi: 1 Dir – 2 Dir – 3 Dir – 4 Dir

Data di emissione : 21 Settembre 2011

©	ARPO-CS	A. Laghi	G. Ferrara	L. Petrilli	L. Pellicciotta
		A. Cusintino			
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	IL RESPONSABILE	



INDICE

5.1	OBIETTIVO DEI POZZI	5
5.2	BONACCIA NW 1 DIR	6
5.2.1	BONACCIA NW 1 DIR: GRADIENTI E TEMPI	8
5.2.2	SCHEMA DI COMPLETAMENTO POZZO BONACCIA NW 1 DIR	9
5.2.3	LAVORI DI PREPARAZIONE	10
5.2.4	LOG E LAVAGGIO CASING	10
5.2.5	COMPLETAMENTO IN ICGP- HRWP LIVELLO “PLQ-C”	11
5.2.5.1	SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ-C”	11
5.2.5.2	SCRAPERAGGIO CASING E FISSAGGIO SUMP PACKER	11
5.2.5.3	ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ-C”	12
5.2.6	COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ-A”	12
5.2.6.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ-A”	12
5.2.6.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	13
5.2.6.3	ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ-A”	13
5.2.7	COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ1-C1”	14
5.2.7.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ1-C1”	14
5.2.7.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	14
5.2.7.3	ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ1-C1”	15
5.2.8	COMPLETAMENTO IN ICGP- HRWP LIVELLO “PLQ1-A3+B”	15
5.2.8.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ1-A3+B”	15
5.2.8.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	17
5.2.8.3	ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ1-A3+B”	17
5.2.9	COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ1-A2”	18
5.2.9.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ1-A2”	18
5.2.9.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	18
5.2.9.3	ESECUZIONE ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ1-A2”	19
5.2.10	COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ1-A1”	19
5.2.10.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ1-A1”	19
5.2.10.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	20
5.2.10.3	ESECUZIONE ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ1-A1”	20
5.2.11	DISCESA COMPLETAMENTO DEFINITIVO	21
5.2.12	MONTAGGIO CROCE E FISSAGGIO PACKER	21
5.2.13	SPURGO	22
5.3	POZZO BONACCIA NW 2 DIR	23
5.3.1	BONACCIA NW 2 DIR: GRADIENTI E TEMPI	24
5.3.2	SCHEMA DI COMPLETAMENTO POZZO BONACCIA NW 2 DIR	25
5.3.3	LAVORI DI PREPARAZIONE	26
5.3.4	LOG E LAVAGGIO CASING	26
5.3.5	COMPLETAMENTO IN ICGP- HRWP LIVELLO “PLQ-J0”	27
5.3.5.1	SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ-J0”	27
5.3.5.2	SCRAPERAGGIO CASING E FISSAGGIO SUMP PACKER	27
5.3.5.3	ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ-J0”	28
5.3.6	COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ-B”	28
5.3.6.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ-B”	28
5.3.6.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	29
5.3.6.3	ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ-B”	29
5.3.7	COMPLETAMENTO IN ICGP- HRWP LIVELLO “PLQ1-C+C1”	30
5.3.7.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ1-C+C1”	30
5.3.7.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	30
5.3.7.3	ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ1-C+C1”	31



5.3.7.4	DISCESA DELLA SPAZIATURA	31
5.3.8	COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ2”	32
5.3.8.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ2”	32
5.3.8.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	32
5.3.8.3	ESECUZIONE ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ2”	33
5.3.9	DISCESA COMPLETAMENTO DEFINITIVO	33
5.3.10	MONTAGGIO CROCE E FISSAGGIO PACKER	34
5.3.11	SPURGO	34
5.4	BONACCIA NW 3 DIR	35
5.4.1	BONACCIA NW 3 DIR: GRADIENTI E TEMPI	37
5.4.2	SCHEMA DI COMPLETAMENTO POZZO BONACCIA NW 3 DIR	38
5.4.3	LAVORI DI PREPARAZIONE	39
5.4.4	LOG E LAVAGGIO CASING	39
5.4.5	COMPLETAMENTO IN ICGP- HRWP LIVELLO “PLQ-J”	40
5.4.5.1	SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ-J”	40
5.4.5.2	SCRAPERAGGIO CASING E FISSAGGIO SUMP PACKER	40
5.4.5.3	ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ-J”	41
5.4.6	COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ-D”	41
5.4.6.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ-D”	41
5.4.6.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	42
5.4.6.3	ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ-D”	42
5.4.7	COMPLETAMENTO IN ICGP- HRWP LIVELLO “PLQ1-C1”	43
5.4.7.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ1-C1”	43
5.4.7.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	44
5.4.7.3	ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ1-C”	44
5.4.8	DISCESA DELLA SPAZIATURA	45
5.4.9	COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ1-A1”	45
5.4.9.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ1-A1”	45
5.4.9.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	46
5.4.9.3	ESECUZIONE ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ1-A1”	46
5.4.10	DISCESA COMPLETAMENTO DEFINITIVO	46
5.4.11	MONTAGGIO CROCE E FISSAGGIO PACKER	47
5.4.12	SPURGO	47
5.5	BONACCIA NW 4 DIR	49
5.5.1	BONACCIA NW 4 DIR: GRADIENTI E TEMPI	51
5.5.2	SCHEMA DI COMPLETAMENTO POZZO BONACCIA NW 4 DIR	52
5.5.3	LAVORI DI PREPARAZIONE	53
5.5.4	LOG E LAVAGGIO CASING	53
5.5.5	COMPLETAMENTO IN ICGP- HRWP LIVELLO “PLQ-E”	54
5.5.5.1	SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ-E”	54
5.5.5.2	SCRAPERAGGIO CASING E FISSAGGIO SUMP PACKER	54
5.5.5.3	ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ-E”	55
5.5.6	COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ-C”	55
5.5.6.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ-C”	55
5.5.6.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	56
5.5.6.3	ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ-C”	56
5.5.7	COMPLETAMENTO IN ICGP- HRWP LIVELLO “PLQ-A”	57
5.5.7.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ-A”	57
5.5.7.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	58
5.5.7.3	ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ-A”	58
5.5.8	COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ1-D”	59
5.5.8.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ1-D”	59
5.5.8.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	59
5.5.8.3	ESECUZIONE ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ1-D”	60



5.5.9	COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ1-B”	60
5.5.9.1	DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ1-B”	60
5.5.9.2	RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG	61
5.5.9.3	ESECUZIONE ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ1-B”	61
5.5.10	DISCESA COMPLETAMENTO DEFINITIVO	62
5.5.11	MONTAGGIO CROCE E FISSAGGIO PACKER	63
5.5.12	SPURGO	63



5.1 OBIETTIVO DEI POZZI

Il campo di Bonaccia NW si trova nell'off-shore adriatico.

L'attività di completamento riguarderà i pozzi:

- Bonaccia NW 1 Dir
- Bonaccia NW 2 Dir
- Bonaccia NW 3 Dir
- Bonaccia NW 4 Dir

Tutti i pozzi saranno completati in doppio con tubing 2 3/8" 4.7 lbs/ft ADMS, tranne il pozzo Bonaccia NW 1 Dir che verrà completato in doppio con tbg 2 3/8" sulla string corta e 2 7/8" sulla string lunga.

I livelli saranno completati in foro tubato utilizzando tecniche di completamento in sand control tipo Inside Casing Gravel Pack (ICGP) – High Rate Water Pack (HRWP) o Frac & Pack (F&P).



5.2 BONACCIA NW 1 DIR

Il completamento previsto per il pozzo Bonaccia NW 1 DIR sarà in doppio con tecnologia sand control in casing di produzione 9 5/8".

Le due string avranno la seguente configurazione:

String Corta			
Size	2 3/8"		
Materiale	P-110, 4.7 lbs/ft		
Filetto	ADMS		
Livelli	Top Livello [mMD]	Completamento	Screen
PLQ1-A1	775.33	HRWP	Screen prepacked 5 1/2" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
String Lunga			
Size	2 7/8"		
Materiale	P-110, 6.4 lbs/ft		
Filetto	ADMS		
Livelli	Top Livello [mMD]	Completamento	Screen
PLQ1-A2	860.99	HRWP	Screen prepacked 5 1/2" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
PLQ1-A3+B	880.11	HRWP	Screen prepacked 5 1/2" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
PLQ1-C1	913.6	HRWP	Screen prepacked 5 1/2" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
PLQ-A	973.08	HRWP	Screen prepacked 5 1/2" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
PLQ-C	983.06	HRWP	Screen prepacked 5 1/2" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
Casing di Produzione			
Csg 9 5/8", 43.5 lbs/ft @ 1360 mMD			

Sia il livello della string lunga che quello della string corta saranno muniti di un sistema meccanico di controllo degli assorbimenti.

Il brine di completamento sarà CaCl₂ 1.26 s.g.



ENI Divisione E&P
ARPO-CS

PIATTAFORMA BONACCIA NW
POZZI: 1 Dir – 2 Dir – 3 Dir – 4 Dir

PAG.7 DI 63

AGGIORNAMENTI

0			
---	--	--	--

Il fluido di trattamento per i lavori di gravel sarà:

- brine KCl 1.05 s.g. per i trattamenti di HRWP

La fase di perforating verrà eseguita in brine filtrato CaCl_2 1.26 s.g. e condizioni:

- underbalance in TCP (DST string spazzata ad azoto) con fucili 7" e cariche Big Hole 12 spf per i livelli da completare in HRWP.

Sulla string lunga prima di eseguire lo spurgo dei livelli verrà registrato il log FSMT.



5.2.1 BONACCIA NW 1 DIR: GRADIENTI E TEMPI

Livelli	mTVD Top Livello	mTVD Top Livello	Pressione iniziale stimata	Pressione attuale attesa	Gradiente Iniziale	Gradiente Attuale Stimato	Gradiente di fratturazione stimato (Breakdown con K>0)
	mssl	m PTR	Kg/cm ²	Kg/cm ²	Kg/cm ² 10 m	Kg/cm ² 10 m	Kg/cm ² 10 m
PLQ1 A1	757.17	787.17	79.60	79.60	1.011	1.011	1.48
PLQ1 A2	838.91	868.91	87.68	87.68	1.009	1.009	1.48
PLQ1 A3	856.99	886.99	89.50	89.50	1.009	1.009	1.48
PLQ1 B	861.35	891.35	90.87	90.87	1.019	1.019	1.50
PLQ1-C1	889.49	919.49	93.30	68.23	1.01	0.74	1.36
PLQ-A	946.16	976.16	103.90	39.00	1.06	0.40	1.19
PLQ-C	955.9	985.9	103.47	74.57	1.05	0.76	1.38

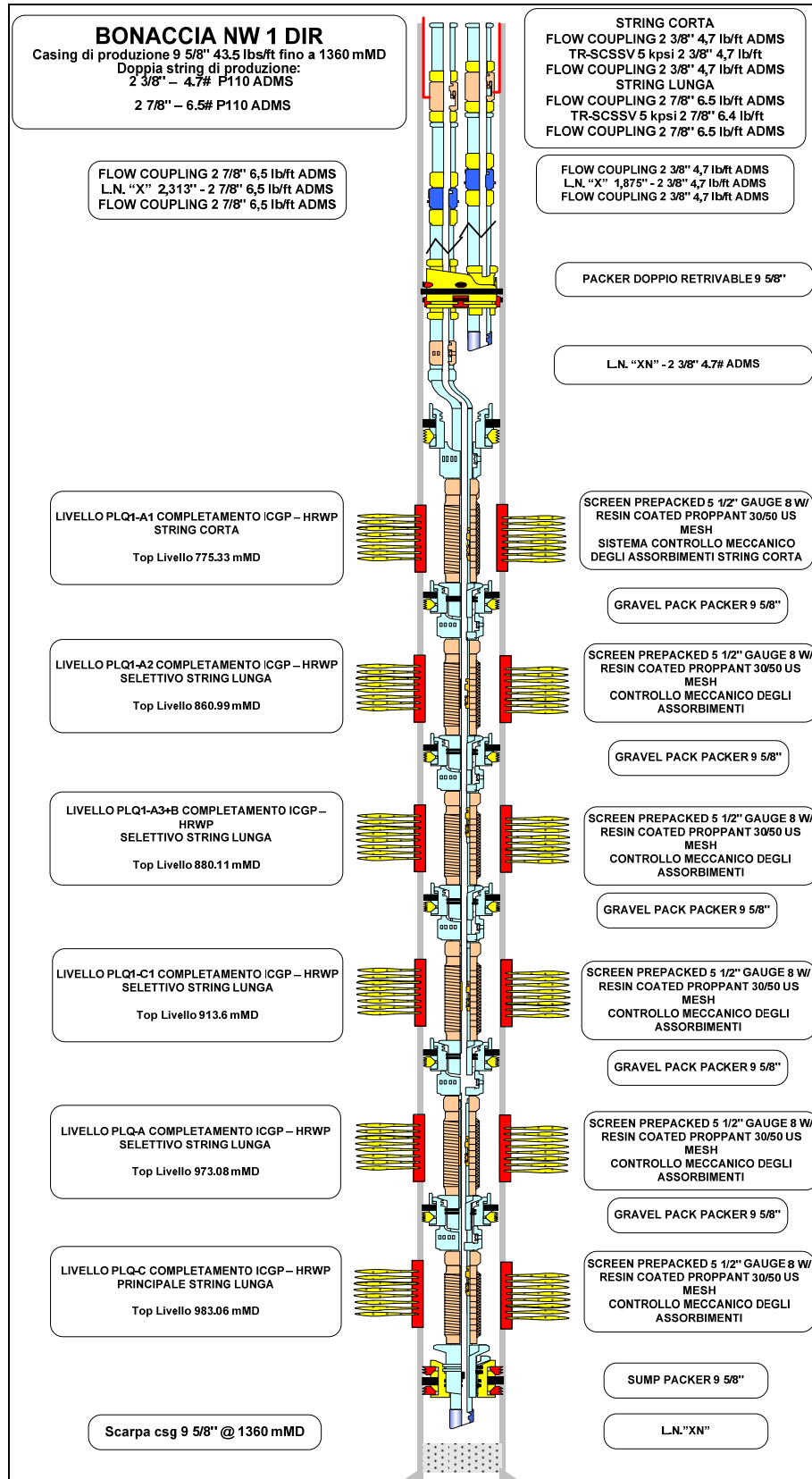
TABELLA TEMPI BONACCIA NW 1 DIR

FASI OPERATIVE		PREVENTIVO [gg]
Fase 1°	MONTAGGIO E TEST BOP - LAVAGGIO CASING E REGISTRAZIONE LOG	2.6
Fase 2°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ-C	3.2
Fase 3°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ-A	3.5
Fase 4°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ1-C1	3.5
Fase 5°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ1-A3+B	3.5
Fase 6°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ1-A2	3.5
Fase 7°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ1-A1	3.5
Fase 8°	DISCESA COMPLETAMENTO	3.2
Fase 9°	LOG+SPURGO	5.5
TOTALE		32

I tempi di completamento sono da intendersi stimati e considerano una contingency del 8%.



5.2.2 SCHEMA DI COMPLETAMENTO POZZO BONACCIA NW 1 DIR



Nota bene: le profondità degli spari saranno definite dopo la registrazione degli E-logs.



5.2.3 LAVORI DI PREPARAZIONE

- Montare Adapter Spool + Riser + BOP stack + Bell Nipple + Flow Line. Installare Rams. Eseguire test shear rams con 300 ÷ 1500 psi. Discendere cup tester ed eseguire test Hydril 300 ÷ 1500 psi. Upper, Middle, Lower rams, Choke e Kill lines a 5000 psi. Eseguire test Top Drive System a 5000 psi. Tutti i test devono avere una durata di 15 min.

5.2.4 LOG E LAVAGGIO CASING

- Assemblare e discendere a fondo pozzo taper mill + scraper rotovert + spazzole per casing Ø 9 5/8" 43.5 lbs/ft con DP 5". Circolare per 10' e sostituire fango di perforazione con brine Cloruro di Calcio **1.26** s.g. pompando i seguenti cuscini di lavaggio casing ad una portata di 7 bpm:
 - 1 m³ di acqua industriale
 - 4 m³ di acqua di mare con Well Wash 100 (o similare)
 - 1 m³ di acqua industriale
 - 5 m³ di NaOH al 10%
 - 2 m³ di acqua industriale
 - 5 m³ di HCl al 10% addizionato di inibitore di corrosioneseguiti da 1 m³ di acqua industriale e poi da brine filtrato CaCl₂ **1.26** 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 1100 l/min, pari ad una velocità anulare di 300 ft/min, così da consentire la rimozione ottimale di eventuali particelle in sospensione.
- Eseguire pulizia vasche e linee di superficie.
Circolare e verificare una lettura di torbidità di 20 NTU del brine di completamento di ritorno dal pozzo; fermare la circolazione.
- Estrarre batteria con taper mill + scraper.
- Rig-up della Electric Wire Line e registrare CBL-VDL CNL-CCL casing Ø 9 5/8".



5.2.5 COMPLETAMENTO IN ICGP- HRWP LIVELLO “PLQ-C”

5.2.5.1 SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ-C”

Assemblare fucili in TCP Ø 7” - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 9 5/8”+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve, correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all’anulare. Chiudere l’Hydrill e pressurizzare l’anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.

Make up kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spiazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; Scaricare la pressione della string di DST per ottenere un underbalance di 700 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test;

Lanciare la barra per l’attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l’Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell’anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell’intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi. In caso di assorbimenti superiori a 1 m³/h pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

5.2.5.2 SCRAPERAGGIO CASING E FISSAGGIO SUMP PACKER

Discendere taper mill per casing Ø 9” 43.5 lbs/ft a fondo pozzo, circolare e filtrare brine, estrarre taper mill. Con Electric Wire Line (o drill pipe Ø 5” con setting tool meccanico qualora non sia possibile utilizzare la E-wireline) discendere e fissare sump packer 4 m 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).



5.2.5.3 ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ-C”

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con drill pipe 5”. Arrivati in quota, inserire seal assembly nel sump packer ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio.

Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. Durante questa fase spiazzare il pozzo con brine **1.05 s.g.**. Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscino intasante dopo il backsurging, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine CaCl₂ **1.26** s.g.; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool.

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

5.2.6 COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ-A”

5.2.6.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ-A”

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 5”. Fissare plug nel gravel pack packer; eseguire test di tenuta all'intercapedine con 1000 psi; eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug. Estrarre batteria di drill pipe con running/pulling tool.

Assemblare fucili in TCP Ø 7” - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 9 5/8”+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve, correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all'anulare. Chiudere l'Hydrill e pressurizzare l'anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.

Make up di kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spiazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; per ottenere un underbalance di 700 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test.



Lanciare la barra per l'attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l'Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell'anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell'intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi.

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

5.2.6.2 RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG


Discendere washover shoe + Venturi + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + 1 Std DP Ø 5" + Fishing Jar + DP Ø 5" a top packer plug, lavare sabbia, eseguire pescaggi ed estrarre. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 5" + Fishing Jar + 6 DC + DP sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

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).

5.2.6.3 ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO "PLQ-A"

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con drill pipe 5". Arrivati in quota, inserire seal assembly nel gravel pack packer del livello inferiore ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio.

Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. Durante questa fase spazzare il pozzo con brine KCl **1.05 s.g.** Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscino intasante dopo il backsurging, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine CaCl₂ **1.26 s.g.**; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA BONACCIA NW POZZI: 1 Dir – 2 Dir – 3 Dir – 4 Dir	PAG.14 DI 63			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min**; estrarre X-over tool.

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

5.2.7 COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ1-C1”

5.2.7.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ1-C1”

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 5”. Fissare plug nel gravel pack packer; eseguire test di tenuta all’intercapedine con 1000 psi; eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug. Estrarre batteria di drill pipe con running/pulling tool.

Assemblare fucili in TCP Ø 7” - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 9 5/8”+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve, correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all’anulare. Chiudere l’Hydrill e pressurizzare l’anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.

Make up di kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spiazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; per ottenere un underbalance di 700 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test.

Lanciare la barra per l’attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l’Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell’anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell’intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi.

Contingency: In caso di assorbimenti superiori a 1 m³/hr pompare un cuscinio intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

5.2.7.2 RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG

Discendere washover shoe + Venturi + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + 1 Std DP Ø 5” + Fishing Jar + DP Ø 5” a top packer plug, lavare sabbia, eseguire pescaggi ed estrarre. Discendere retrieving head



+ n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 5" + Fishing Jar + 6 DC + DP sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

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).

5.2.7.3 ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ1-C1”

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con drill pipe 5". Arrivati in quota, inserire seal assembly nel gravel pack packer del livello inferiore ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio.

Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. Durante questa fase spazzare il pozzo con brine KCl **1.05 s.g.** Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscino intasante dopo il backsurging, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine CaCl₂ **1.26 s.g.**; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool.

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

5.2.8 COMPLETAMENTO IN ICGP- HRWP LIVELLO “PLQ1-A3+B”

5.2.8.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ1-A3+B”

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 5". Fissare plug nel gravel pack packer; eseguire test di tenuta all'intercapedine con 1000 psi; eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug. Estrarre batteria di drill pipe con running/pulling tool.

Assemblare fucili in TCP Ø 7" - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 9 5/8"+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve,



correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all'anulare. Chiudere l'Hydrill e pressurizzare l'anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.

Make up di kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spiazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; Scaricare la pressione della string di DST per ottenere un underbalance di 700 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test;

Lanciare la barra per l'attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l'Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell'anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell'intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi. In caso di assorbimenti superiori a 1 m³/h pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).



5.2.8.2 RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG

Discendere washover shoe + Venturi + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + 1 Std DP Ø 5" + Fishing Jar + DP Ø 5" a top packer plug, lavare sabbia, eseguire pescaggi ed estrarre. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 5" + Fishing Jar + 6 DC + DP sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

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).

5.2.8.3 ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO "PLQ1-A3+B"

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti per la string lunga e discendere in pozzo con DP Ø 5" calibrando lunghezze. Arrivati in quota, inserire snap latch nel gravel pack packer del livello inferiore ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio. Rig up linee HP ed esecuzione test a 5000 psi per 15 minuti.

Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. Durante questa fase spiazzare il pozzo con brine KCl **1.05 s.g.** Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscino intasante dopo il backsurging, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine CaCl₂ **1.26 s.g.**; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min.** Estrarre X-over tool + wash pipe dal packer bore. Eseguire controllo statico per verificare funzionalità sistema di controllo assorbimenti per la string corta. Con le wash-pipe fuori dal packer bore, circolare aggiungendo inibitore di corrosione al brine di completamento ed estrarre a giorno X-over tool.

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



5.2.9 COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ1-A2”

5.2.9.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ1-A2”

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 5”. Fissare plug nel gravel pack packer; eseguire test di tenuta all’intercapedine con 1000 psi; eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug. Estrarre batteria di drill pipe con running/pulling tool.

Assemblare fucili in TCP Ø 7” - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 9 5/8”+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve, correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all’anulare. Chiudere l’Hydrill e pressurizzare l’anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.

Make up di kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spiazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; Scaricare la pressione della string di DST per ottenere un underbalance di 700 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test;

Lanciare la barra per l’attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l’Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell’anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell’intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi. In caso di assorbimenti superiori a 1 m³/h pompare un cuscono intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

5.2.9.2 RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG

Discendere washover shoe + Venturi + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + 1 Std DP Ø 5” + Fishing Jar + DP Ø 5” a top packer plug, lavare sabbia, eseguire pescaggi ed estrarre. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 5” + Fishing Jar + 6 DC + DP sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

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



5.2.9.3 ESECUZIONE ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ1-A2”

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti per la string lunga e discendere in pozzo con DP Ø 5” calibrando lunghezze. Arrivati in quota, inserire snap latch nel gravel pack packer del livello inferiore ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio. Rig up linee HP ed esecuzione test a 5000 psi per 15 minuti.

Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. Durante questa fase spazzare il pozzo con brine KCl **1.05 s.g.** Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscino intasante dopo il backsurging, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l’operazione di ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine CaCl₂ **1.26 s.g.**; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min;** estrarre X-over tool + wash pipe a giorno.

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

5.2.10 COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ1-A1”

5.2.10.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ1-A1”

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 5”. Fissare plug nel gravel pack packer; eseguire test di tenuta all’intercapedine con 1000 psi; eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug. Estrarre batteria di drill pipe con running/pulling tool.

Assemblare fucili in TCP Ø 7” - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 9 5/8”+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve, correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all’anulare. Chiudere l’Hydrill e pressurizzare l’anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.

Make up di kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; Scaricare la pressione della string di DST per ottenere un



underbalance di 700 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test;

Lanciare la barra per l'attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l'Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell'anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell'intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi. In caso di assorbimenti superiori a 1 m³/h pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

5.2.10.2 RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG

Discendere washover shoe + Venturi + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + 1 Std DP Ø 5" + Fishing Jar + DP Ø 5" a top packer plug, lavare sabbia, eseguire pescaggi ed estrarre. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 5" + Fishing Jar + 6 DC + DP sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

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).

5.2.10.3 ESECUZIONE ICGP-HRWP LIVELLO "PLQ1-A1"

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti per la string corta e discendere in pozzo con DP Ø 5" calibrando lunghezze. Arrivati in quota, inserire snap latch nel gravel pack packer del livello inferiore ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio. Rig up linee HP ed esecuzione test a 5000 psi per 15 minuti.

Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. Durante questa fase spiazzare il pozzo con brine KCl **1.05 s.g.** Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscino intasante dopo il backsurging, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine CaCl₂ **1.26 s.g.**; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve**



gravel pack extension a 500 psi per 10 min.; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min.** Estrarre X-over tool + wash pipe dal packer bore. Eseguire controllo statico per verificare funzionalità sistema di controllo assorbimenti per la string corta. Con le wash-pipe fuori dal packer bore, circolare aggiungendo inibitore di corrosione al brine di completamento ed estrarre a giorno X-over tool.

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

5.2.11 DISCESA COMPLETAMENTO DEFINITIVO

Estrarre wear bushing, eseguire dummy run con tubing hanger doppio preassemblato + landing joint. Eseguire test dual rams a 5000 psi per 15 min; estrarre tbg hanger per dummy run; discendere cup tester ed eseguire test Hydril 500-1500 psi per 15 min, flex rams 2 3/8"-3 1/2" a 5000 psi per 15 min; Kill line + Choke line e valvole a 5000 psi per 15 min. Estrarre cup tester. Eseguire test top drive + upper e lower kelly + BOP. Discendere completamento doppio in dual spider come da schema allegato; inserire su S/L L.N."X" 2.313" e S/C L.N. "X" 1,875" a 600 m circa; inserire su S/L e S/C Tubing Retrievable Safety Valve 5 Kpsi a 200 m circa inserendo control line Ø 1/4" 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 (twin flow o SAF); spezzonare; montare preassemblato tubing hanger doppio, collegare control line ed eseguire test control-line alla pressione indicata dalla Service Co. Discendere ed alloggiare tubing hanger in sede, serrare i tie-down ed eseguire test seal assembly con 1000 psi per 15 min; eseguire test tubing hanger con 300 psi per 5'; eseguire calibratura wireline con gauge cutter Ø 57,5 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.

5.2.12 MONTAGGIO CROCE E FISSAGGIO PACKER

Montare croce di produzione; eseguire test inflangiatura e test control line; estrarre BPV da S/L e S/C. Aprire entrambe SCSSV. Aprire valvola di circolazione S/L sotto il packer doppio. Montare attrezzatura wire line su S/C, discendere e fissare plug nel L.N. "XN" e pressurizzare string come da indicazioni fornite dalla service company per fissaggio packer doppio. Eseguire test di tenuta con 1000 psi all'annulus per 30 min. Recuperare plug e rig down wire line. Chiudere SSD



5.2.13 SPURGO

Con CT e batteria composta da Venturi eseguire il pickling della string lunga; 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.

Rig-up della Electric Wire Line e registrare FSMT nella string lunga.

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

Terminato lo spurgo sulla string corta, proseguire lo spurgo selettivo di tutti i livelli della string lunga come da indicazioni GIAC-CS.



5.3 POZZO BONACCIA NW 2 DIR

Il completamento previsto per il pozzo Bonaccia NW 2 DIR sarà in doppio con tecnologia sand control.

Le due string avranno la seguente configurazione:

String Corta			
Size	2 3/8"		
Materiale	P-110, 4.7 lbs/ft		
Filetto	ADMS		
Livelli	Top Livello [mMD]	Completamento	Screen
PLQ-2	865	HRWP	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
String Lunga			
Size	2 3/8"		
Materiale	P-110, 4.7 lbs/ft		
Filetto	ADMS		
Livelli	Top Livello	Completamento	Screen
PLQ1-C+C1	990.87	HRWP	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
PLQ-B	1081.7	HRWP	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
PLQ-J0	1164.12	HRWP	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
Casing di Produzione			
Csg 7", 23 lbs/ft, @ 1465 mMD (scarpa prevista)			

Sia il livello della string lunga che quello della string corta saranno muniti di un sistema meccanico di controllo degli assorbimenti.

Il brine di completamento sarà CaCl₂ 1.28 s.g.

Il fluido di trattamento per i lavori di gravel pack sarà: CaCl₂ 1.28 s.g. per il livello PLQ-J0 e KCl 1.05 s.g. per tutti gli altri livelli.

La fase di perforating verrà eseguita in brine filtrato CaCl₂ 1.28 s.g. e condizioni di underbalance in TCP (DST string spiazzata ad azoto), fucili Ø 4 ½" e cariche Big Hole 12 spf



5.3.1 BONACCIA NW 2 DIR: GRADIENTI E TEMPI

Livelli	mTVD Top Livello	mTVD Top Livello	Pressione iniziale stimata	Pressione attuale attesa	Gradiente Iniziale	Gradiente Attuale Stimato	Gradiente di fratturazione stimato (Breakdown con K>0)
	mssl	m PTR	Kg/cm ²	Kg/cm ²	Kg/cm ² 10 m	Kg/cm ² 10 m	Kg/cm ² 10 m
PLQ 2	759	789	79.00	79	1.00	1.00	1.48
PLQ1 C+C1	881.4	911.4	93.08	70	1.02	0.77	1.37
PLQ B	958.09	988.09	103.54	38.64	1.05	0.39	1.20
PLQ J0	1027.33	1057.3 3	117.50	117.5	1.11	1.11	1.56

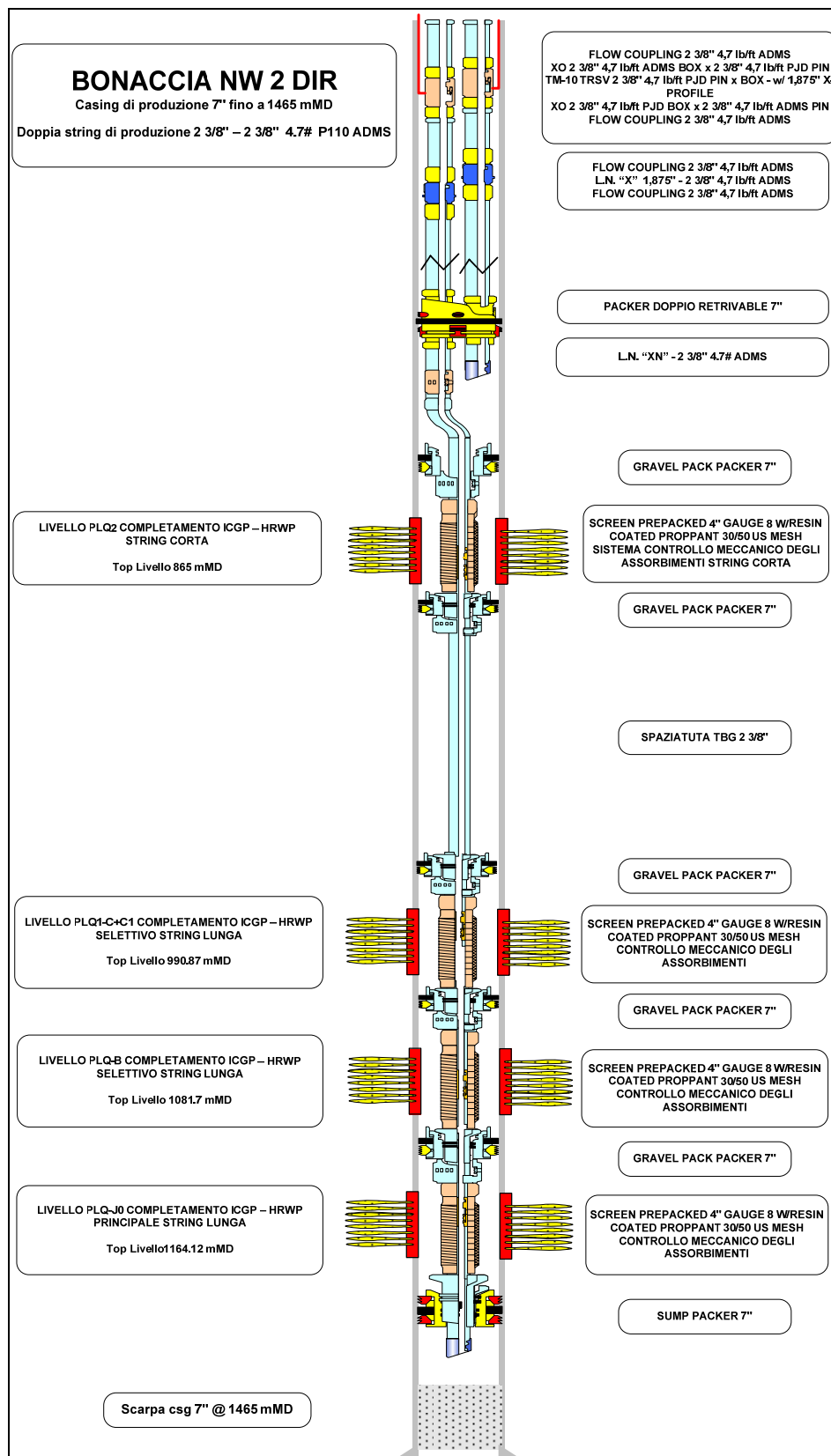
TABELLA TEMPI BONACCIA NW 2 DIR

FASI OPERATIVE		PREVENTIVO [gg]
Fase 1°	MONTAGGIO E TEST BOP - LAVAGGIO CASING E REGISTRAZIONE LOG	2.6
Fase 2°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ-J0	3.3
Fase 3°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ-B	3.5
Fase 4°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ1-C+C1	3.5
Fase 5°	DISCESA SPAZIATURA	0.6
Fase 6°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ2	3.5
Fase 7°	DISCESA COMPLETAMENTO	3.4
Fase 8°	SPURGO	3.6
TOTALE		24

I tempi di completamento sono da intendersi stimati e considerano una contingency del 8%.



5.3.2 SCHEMA DI COMPLETAMENTO POZZO BONACCIA NW 2 DIR



Nota bene: le profondità degli spari saranno definite dopo la registrazione degli E-logs.



5.3.3 LAVORI DI PREPARAZIONE

- Montare Adapter Spool + Riser + BOP stack + Bell Nipple + Flow Line. Installare Rams. Eseguire test shear rams con 300 ÷ 1500 psi. Discendere cup tester ed eseguire test Hydril 300 ÷ 1500 psi. Upper, Middle, Lower rams, Choke e Kill lines a 5000 psi. Eseguire test Top Drive System a 5000 psi. Tutti i test devono avere una durata di 15 min.

5.3.4 LOG E LAVAGGIO CASING

- Assemblare e discendere a fondo pozzo taper mill + scraper rotovert + spazzole per casing Ø 7" 23 lbs/ft. Circolare per 10' e sostituire fango di perforazione con brine Cloruro di Calcio **1.28** s.g. pompando i seguenti cuscini di lavaggio casing ad una portata di 600 l/min:
 - 1 m³ di acqua industriale
 - 4 m³ di acqua di mare con Well Wash 100 (o similare)
 - 1 m³ di acqua industriale
 - 4 m³ di NaOH al 10%
 - 2 m³ di acqua industriale
 - 4 m³ di HCl al 10% addizionato di inibitore di corrosioneseguiti da 1 m³ di acqua industriale e poi da brine filtrato CaCl₂ **1.28** 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 1100 l/min, pari ad una velocità anulare di 300 ft/min, così da consentire la rimozione ottimale di eventuali particelle in sospensione.
- Eseguire pulizia vasche e linee di superficie.
Circolare e verificare una lettura di torbidità di 20 NTU del brine di completamento di ritorno dal pozzo; fermare la circolazione.
- Estrarre batteria con taper mill + scraper.
- Rig-up della Electric Wire Line e registrare CBL-VDL CNL-CCL casing Ø 7".



5.3.5 COMPLETAMENTO IN ICGP- HRWP LIVELLO “PLQ-J0”

5.3.5.1 SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ-J0”

Assemblare fucili in TCP Ø 4 1/2” - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 7”+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve, correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all’anulare. Chiudere l’Hydrill e pressurizzare l’anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.

Make up kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spiazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; Scaricare la pressione della string di DST per ottenere un underbalance di 700 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test;

Lanciare la barra per l’attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l’Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell’anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell’intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi. In caso di assorbimenti superiori a 1 m³/h pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

5.3.5.2 SCRAPERAGGIO CASING E FISSAGGIO SUMP PACKER

Discendere taper mill per casing Ø 7” 23 lbs/ft a fondo pozzo, circolare e filtrare brine, estrarre taper mill. Con Electric Wire Line (o drill pipe Ø 3 1/2” con setting tool meccanico qualora non sia possibile utilizzare la E-wireline) discendere e fissare sump packer 4 m sotto il bottom spari del livello. Estrarre setting tool.

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).



5.3.5.3 ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ-J0”

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con drill pipe 3 1/2”. Arrivati in quota, inserire seal assembly nel sump packer ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio.

Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscino intasante dopo il backsurging, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l’operazione di ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine CaCl₂ **1.28** s.g.; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min.** Estrarre il x-over tool.

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

5.3.6 COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ-B”

5.3.6.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ-B”

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3 1/2”. Fissare plug nel gravel pack packer di spaziatura; eseguire test di tenuta all’intercapedine con 1000 psi; eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug. Estrarre batteria di drill pipe con running/pulling tool.

Assemblare fucili in TCP Ø 4 1/2” - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 7”+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve, correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all’anulare. Chiudere l’Hydrill e pressurizzare l’anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.

Make up di kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spiazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; per ottenere un underbalance di 700 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test.



Lanciare la barra per l'attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l'Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell'anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell'intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi.

Contingency: in caso di assorbimenti superiori a 1 m³/hr pompare un cuscinio intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

5.3.6.2 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 ed estrarre. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 3 1/2" + Fishing Jar + 6 DC + DP sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

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).

5.3.6.3 ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO "PLQ-B"

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con drill pipe 3 1/2". Arrivati in quota, inserire seal assembly nel gravel pack packer di spaziatura ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio.

Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. Durante questa fase spiazzare il pozzo con brine **1.05 s.g.** Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscinio intasante dopo il backsurging, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine CaCl₂ **1.28 s.g.**; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min.**

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA BONACCIA NW POZZI: 1 Dir – 2 Dir – 3 Dir – 4 Dir	PAG.30 DI 63			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

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

5.3.7 COMPLETAMENTO IN ICGP- HRWP LIVELLO “PLQ1-C+C1”

5.3.7.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ1-C+C1”

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3 1/2”. Fissare plug nel gravel pack packer di spaziatura; eseguire test di tenuta all’intercapedine con 1000 psi; eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug. Estrarre batteria di drill pipe con running/pulling tool.

Assemblare fucili in TCP Ø 4 1/2” - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 7”+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve, correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all’anulare. Chiudere l’Hydrill e pressurizzare l’anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.

Make up di kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spiazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; Scaricare la pressione della string di DST per ottenere un underbalance di 700 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test;

Lanciare la barra per l’attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l’Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell’anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell’intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi. In caso di assorbimenti superiori a 1 m³/h pompare un cuscinio intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

5.3.7.2 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 ed estrarre. Discendere



retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 3 1/2” + Fishing Jar + 6 DC + DP sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

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).

5.3.7.3 ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ1-C+C1”

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti per la string lunga e discendere in pozzo con DP Ø 3 1/2” calibrando lunghezze. Arrivati in quota, inserire snap latch nel gravel pack packer di spaziatura ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio. Rig up linee HP ed esecuzione test a 5000 psi per 15 minuti.


Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. Durante questa fase spiazzare il pozzo con brine KCl **1.05 s.g.** Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscino intasante dopo il backsurging, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l’operazione di ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine CaCl₂ **1.28 s.g.**; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min.** Estrarre X-over tool + wash pipe dal packer bore. Eseguire controllo statico per verificare funzionalità sistema di controllo assorbimenti per la string corta. Con le wash-pipe fuori dal packer bore, circolare aggiungendo inibitore di corrosione al brine di completamento ed estrarre a giorno X-over tool.

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

5.3.7.4 DISCESA DELLA SPAZIATURA

Assemblare batteria di spaziatura composta da snap latch seal assembly, tbg Ø 2 3/8” 4.7 lbs/ft ADMS, gravel pack packer 7” con mill-out extension forata e discendere con DP Ø 3 1/2”.

Inserire snap latch seal assembly nel sel bore del gravel pack packer del livello inferiore. Lanciare la biglia e fissare il packer, eseguire il test meccanico ed idraulico del packer secondo le indicazioni fornite dalla Service Co. Estrarre quindi il service tool.

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA BONACCIA NW POZZI: 1 Dir – 2 Dir – 3 Dir – 4 Dir	PAG.32 DI 63			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

5.3.8 COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ2”

5.3.8.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ2”

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3 1/2”. Fissare plug nel gravel pack packer di spaziatura; eseguire test di tenuta all’intercapedine con 1000 psi; eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug. Estrarre batteria di drill pipe con running/pulling tool.

Assemblare fucili in TCP Ø 4 1/2” - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 7”+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve, correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all’anulare. Chiudere l’Hydrill e pressurizzare l’anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.

Make up di kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spiazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; Scaricare la pressione della string di DST per ottenere un underbalance di 400 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test;

Lanciare la barra per l’attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l’Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell’anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell’intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi. In caso di assorbimenti superiori a 1 m³/h pompare un cuscono intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

5.3.8.2 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 ed estrarre. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 3 1/2” + Fishing Jar + 6 DC + DP sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

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



5.3.8.3 ESECUZIONE ICGP-HRWP LIVELLO "PLQ2"

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti per la string corta e discendere in pozzo con DP Ø 3 1/2" calibrando lunghezze. Arrivati in quota, inserire snap latch nel gravel pack packer del livello inferiore ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio. Rig up linee HP ed esecuzione test a 5000 psi per 15 minuti.

Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. Durante questa fase spazzare il pozzo con brine KCl **1.05 s.g.** Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscino intasante dopo il backsurging, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine CaCl₂ **1.28 s.g.**; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min.** Estrarre X-over tool + wash pipe dal packer bore. Eseguire controllo statico per verificare funzionalità sistema di controllo assorbimenti per la string corta. Con le wash-pipe fuori dal packer bore, circolare aggiungendo inibitore di corrosione al brine di completamento ed estrarre a giorno X-over tool.

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

5.3.9 DISCESA COMPLETAMENTO DEFINITIVO

Estrarre wear bushing, eseguire dummy run con tubing hanger doppio preassemblato + landing joint. Eseguire test dual rams a 5000 psi per 15 min; estrarre tbg hanger per dummy run; discendere cup tester ed eseguire test Hydril 500-1500 psi per 15 min, flex rams 2 3/8"-3 1/2" a 5000 psi per 15 min; Kill line + Choke line e valvole a 5000 psi per 15 min. Estrarre cup tester. Eseguire test top drive + upper e lower kelly + BOP. Discendere completamento doppio in dual spider come da schema allegato; inserire su S/L e S/C L.N. "X" 1,875" a 600 m circa; inserire su S/L e S/C Tubing Retrievable Safety Valve 5 Kpsi a 200 m circa inserendo control line Ø 1/4" 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 (twin flow o SAF); spezzonare; montare preassemblato tubing hanger doppio, collegare control line ed eseguire test control-line alla pressione indicata dalla Service Co. Discendere ed alloggiare tubing hanger in sede, serrare i tie-down ed eseguire test seal assembly con 1000 psi per 15 min; eseguire test tubing hanger con 300 psi per 5'; eseguire calibratura wireline con gauge cutter Ø 47,5 mm su S/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.

5.3.10 MONTAGGIO CROCE E FISSAGGIO PACKER

Montare croce di produzione; eseguire test inflangitura e test control line; estrarre BPV da S/L e S/C. Aprire entrambe SCSSV. Aprire valvola di circolazione S/L sotto il packer doppio. Montare attrezzatura wire line su S/C, discendere e fissare plug nel L.N. "XN" e pressurizzare string come da indicazioni fornite dalla service company per fissaggio packer doppio. Eseguire test di tenuta con 1000 psi all'annulus per 30 min. Recuperare plug e rig down wire line. Chiudere SSD

5.3.11 SPURGO

Con CT e batteria composta da Venturi eseguire il pickling della string lunga; 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.

Terminato lo spurgo sulla string corta, proseguire lo spurgo selettivo di tutti i livelli della string lunga come da indicazioni GIAC-CS.



5.4 BONACCIA NW 3 DIR

Il completamento previsto per il pozzo Bonaccia NW 3 DIR sarà in doppio con tecnologia sand control in casing di produzione 7".

Le due string avranno la seguente configurazione:

String Corta			
Size	2 3/8"		
Materiale	P-110, 4.7 lbs/ft		
Filetto	ADMS		
Livelli	Top Livello [mMD]	Completamento	Screen
PLQ1-A1	850.61	HRWP	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
String Lunga			
Size	2 3/8"		
Materiale	P-110, 4.7 lbs/ft		
Filetto	ADMS		
Livelli	Top Livello [mMD]	Completamento	Screen
PLQ1-C1	986.84	HRWP	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
PLQ-D	1061.43	HRWP	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
PLQ-J	1133.73	HRWP	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
Casing di Produzione			
Csg 7", 23 lbs/ft, @ 1180 mMD (scarpa prevista)			

Sia il livello della string lunga che quello della string corta saranno muniti di un sistema meccanico di controllo degli assorbimenti.

Il brine di completamento sarà CaCl₂ 1.28 s.g.

Il fluido di trattamento per i lavori di gravel sarà:

- brine KCl 1.05 s.g. per i trattamenti di HRWP tranne che per il livello PLQ-J in cui verrà usato il brine di completamento

La fase di perforating verrà eseguita in brine filtrato CaCl₂ 1.28 s.g. e condizioni:



ENI Divisione E&P
ARPO-CS

PIATTAFORMA BONACCIA NW
POZZI: 1 Dir – 2 Dir – 3 Dir – 4 Dir

PAG.36 DI 63

AGGIORNAMENTI

0			
---	--	--	--

- underbalance in TCP (DST string spazzata ad azoto) con fucili 4 ½" e cariche Big Hole 12 spf per i livelli da completare in HRWP nel csg 7"



5.4.1 BONACCIA NW 3 DIR: GRADIENTI E TEMPI

Livelli	mTVD Top Livello	mTVD Top Livello	Pressione iniziale stimata	Pressione attuale attesa	Gradiente Iniziale	Gradiente Attuale Stimato	Gradiente di fratturazione stimato (Breakdown con K>0)
	mssl	m PTR	Kg/cm ²	Kg/cm ²	Kg/cm ² 10 m	Kg/cm ² 10 m	Kg/cm ² 10 m
PLQ1 A1	760.87	790.87	79.71	79.71	1.01	1.01	1.48
PLQ1 C1	889.99	919.99	93.30	68.25	1.01	0.74	1.36
PLQ D	964.45	994.45	104.02	77.52	1.05	0.78	1.39
PLQ J	1036.64	1066.64	118.30	118.3	1.11	1.11	1.55

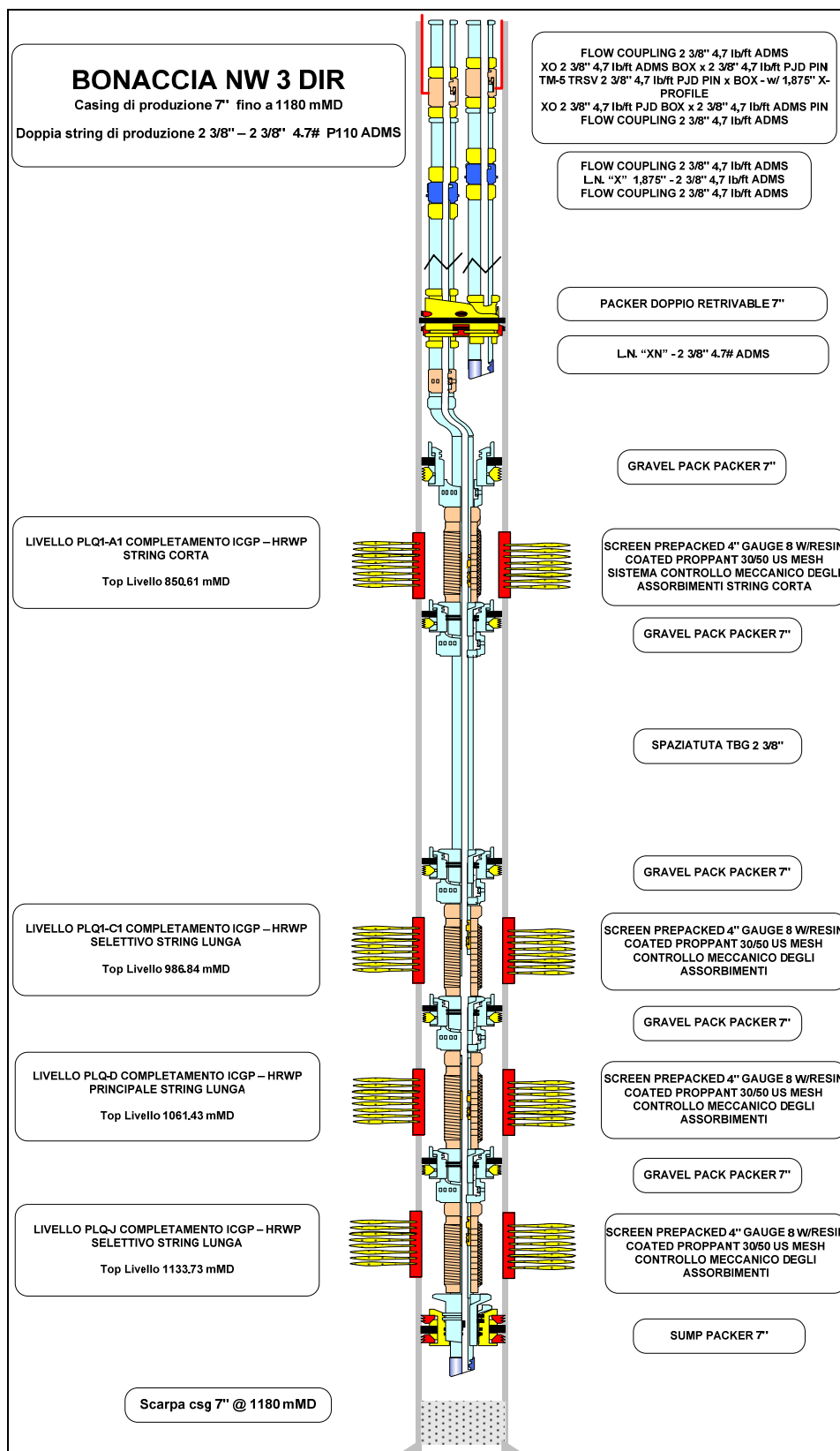
TABELLA TEMPI BONACCIA NW 3 DIR

FASI OPERATIVE		PREVENTIVO [gg]
Fase 1°	MONTAGGIO E TEST BOP - LAVAGGIO CASING E REGISTRAZIONE LOG	2.6
Fase 2°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ-J	3.3
Fase 3°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ-D	3.5
Fase 4°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ1-C1	3.5
Fase 5°	DISCESA SPAZIATURA	0.6
Fase 6°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ1-A1	3.5
Fase 7°	DISCESA COMPLETAMENTO	3.3
Fase 8°	SPURGO	3.7
TOTALE		24

I tempi di completamento sono da intendersi stimati e considerano una contingency del 8%.



5.4.2 SCHEMA DI COMPLETAMENTO POZZO BONACCIA NW 3 DIR



Nota bene: le profondità degli spari saranno definite dopo la registrazione degli E-logs.



5.4.3 LAVORI DI PREPARAZIONE

- Montare Adapter Spool + Riser + BOP stack + Bell Nipple + Flow Line. Installare Rams. Eseguire test shear rams con 300 ÷ 1500 psi. Discendere cup tester ed eseguire test Hydril 300 ÷ 1500 psi. Upper, Middle, Lower rams, Choke e Kill lines a 5000 psi. Eseguire test Top Drive System a 5000 psi. Tutti i test devono avere una durata di 15 min.

5.4.4 LOG E LAVAGGIO CASING

- Assemblare e discendere a fondo pozzo taper mill + scraper rotovert + spazzole per casing Ø 7" 23 lbs/ft. Circolare per 10' e sostituire fango di perforazione con brine Cloruro di Calcio **1.28** s.g. pompando i seguenti cuscini di lavaggio casing ad una portata di 600 l/min:
 - 1 m³ di acqua industriale
 - 4 m³ di acqua di mare con Well Wash 100 (o similare)
 - 1 m³ di acqua industriale
 - 4 m³ di NaOH al 10%
 - 2 m³ di acqua industriale
 - 4 m³ di HCl al 10% addizionato di inibitore di corrosioneseguiti da 1 m³ di acqua industriale e poi da brine filtrato CaCl₂ **1.28** 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 1100 l/min, pari ad una velocità anulare di 300 ft/min, così da consentire la rimozione ottimale di eventuali particelle in sospensione.
- Eseguire pulizia vasche e linee di superficie.
Circolare e verificare una lettura di torbidità di 20 NTU del brine di completamento di ritorno dal pozzo; fermare la circolazione.
- Estrarre batteria con taper mill + scraper.
- Rig-up della Electric Wire Line e registrare CBL-VDL CNL-CCL casing Ø 7".



5.4.5 COMPLETAMENTO IN ICGP- HRWP LIVELLO “PLQ-J”

5.4.5.1 SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ-J”

Assemblare fucili in TCP Ø 4 1/2” - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 7”+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve, correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all’anulare. Chiudere l’Hydrill e pressurizzare l’anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.

Make up kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spiazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; Scaricare la pressione della string di DST per ottenere un underbalance di 500 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test;

Lanciare la barra per l’attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l’Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell’anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell’intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi. In caso di assorbimenti superiori a 1 m³/h pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

5.4.5.2 SCRAPERAGGIO CASING E FISSAGGIO SUMP PACKER

Discendere taper mill per casing Ø 7” 23 lbs/ft a fondo pozzo, circolare e filtrare brine, estrarre taper mill. Con Electric Wire Line (o drill pipe Ø 3 1/2” con setting tool meccanico qualora non sia possibile utilizzare la E-wireline) discendere e fissare sump packer 4 m sotto il bottom spari del livello. Estrarre setting tool.

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).



5.4.5.3 ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ-J”

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con drill pipe 3 1/2”. Arrivati in quota, inserire seal assembly nel sump packer ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio.

Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscino intasante dopo il backsurgin, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l’operazione di ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine CaCl₂ 1.28 s.g.; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min**; estrarre X-over tool.

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

5.4.6 COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ-D”

5.4.6.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ-D”

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3 1/2”. Fissare plug nel gravel pack packer; eseguire test di tenuta all’intercapedine con 1000 psi; eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug.

Assemblare fucili in TCP Ø 4 1/2” - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 7”+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve, correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all’anulare. Chiudere l’Hydrill e pressurizzare l’anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.

Make up di kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spiazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; per ottenere un underbalance di 200 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test.



Lanciare la barra per l'attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l'Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell'anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell'intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi.

Contingency: in caso di assorbimenti superiori a 1 m³/hr pompare un cuscinio intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

5.4.6.2 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 ed estrarre. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 3 1/2" + Fishing Jar + 6 DC + DP sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

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).

5.4.6.3 ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO "PLQ-D"

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con drill pipe 3 1/2". Arrivati in quota, inserire seal assembly nel gravel pack packer del livello inferiore ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio.

Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. Durante questa fase spiazzare il pozzo con brine KCl **1.05 s.g.** Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscinio intasante dopo il backsurging, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine CaCl₂ **1.28 s.g.**; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min.** Estrarre X-over tool.

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA BONACCIA NW POZZI: 1 Dir – 2 Dir – 3 Dir – 4 Dir	PAG.43 DI 63			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

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

5.4.7 COMPLETAMENTO IN ICGP- HRWP LIVELLO “PLQ1-C1”

5.4.7.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ1-C1”

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3 1/2”. Fissare plug nel gravel pack packer; eseguire test di tenuta all’intercapedine con 1000 psi; eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug. Estrarre batteria di drill pipe con running/pulling tool.

Assemblare fucili in TCP Ø 4 1/2” - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 7”+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve, correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all’anulare. Chiudere l’Hydrill e pressurizzare l’anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.

Make up di kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spiazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; Scaricare la pressione della string di DST per ottenere un underbalance di 400 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test. Lanciare la barra per l’attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l’Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell’anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell’intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi. In caso di assorbimenti superiori a 1 m³/h pompare un cuscinio intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).



5.4.7.2 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 ed estrarre. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 3 1/2" + Fishing Jar + 6 DC + DP sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

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).

5.4.7.3 ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO "PLQ1-C"

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti per la string lunga e discendere in pozzo con DP Ø 3 1/2" calibrando lunghezze. Arrivati in quota, inserire snap latch nel gravel pack packer del livello inferiore ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio. Rig up linee HP ed esecuzione test a 5000 psi per 15 minuti.

Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. Durante questa fase spiazzare il pozzo con brine KCl **1.05 s.g.** Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscino intasante dopo il backsurging, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine CaCl₂ **1.28 s.g.**; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min.** Estrarre X-over tool + wash pipe dal packer bore. Esegui controllo statico per verificare funzionalità sistema di controllo assorbimenti per la string corta. Con le wash-pipe fuori dal packer bore, circolare aggiungendo inibitore di corrosione al brine di completamento ed estrarre a giorno X-over tool. Contingency: in caso di assorbimenti causati dal malfunzionamento della valvola di circolazione, ripetere la procedura di chiusura della SSD.



5.4.8 DISCESA DELLA SPAZIATURA

Assemblare batteria di spaziatura composta da snap latch seal assembly, tbg Ø 2 3/8" 4.7 lbs/ft ADMS, gravel pack packer 7" con mill-out extension forata e discendere con DP Ø 3 1/2".

Inserire snap latch seal assembly nel sel bore del gravel pack packer del livello inferiore. Lanciare la biglia e fissare il packer, eseguire il test meccanico ed idraulico del packer secondo le indicazioni fornite dalla Service Co. Estrarre quindi il service tool.

5.4.9 COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO "PLQ1-A1"

5.4.9.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO "PLQ1-A1"

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3 1/2". Fissare plug nel gravel pack packer; eseguire test di tenuta all'intercapedine con 1000 psi; eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug. Estrarre batteria di drill pipe con running/pulling tool.

Assemblare fucili in TCP Ø 4 1/2" - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 7"+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve, correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all'anulare. Chiudere l'Hydrill e pressurizzare l'anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.

Make up di kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spiazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; Scaricare la pressione della string di DST per ottenere un underbalance di 400 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test;

Lanciare la barra per l'attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l'Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell'anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell'intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi. In caso di assorbimenti superiori a 1 m³/h pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).



5.4.9.2 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 ed estrarre. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 3 1/2" + Fishing Jar + 6 DC + DP sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

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).

5.4.9.3 ESECUZIONE ICGP-HRWP LIVELLO "PLQ1-A1"

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti per la string corta tipo Twin Flow Valve e discendere in pozzo con DP Ø 3 1/2" calibrando lunghezze. Arrivati in quota, inserire snap latch nel packer di spaziatura ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio. Rig up linee HP ed esecuzione test a 5000 psi per 15 minuti.

Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. Durante questa fase spiazzare il pozzo con brine KCl **1.05 s.g.** Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscino intasante dopo il backsurging, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine CaCl₂ **1.28 s.g.**; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min.** Estrarre X-over tool + wash pipe dal packer bore. Eseguire controllo statico per verificare funzionalità sistema di controllo assorbimenti per la string corta. Con le wash-pipe fuori dal packer bore, circolare aggiungendo inibitore di corrosione al brine di completamento ed estrarre a giorno X-over tool.

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

5.4.10 DISCESA COMPLETAMENTO DEFINITIVO

Estrarre wear bushing, eseguire dummy run con tubing hanger doppio preassemblato + landing joint. Eseguire test dual rams a 5000 psi per 15 min; estrarre tbg hanger per dummy run; discendere cup tester ed eseguire test Hydril 500-1500 psi per 15 min, flex rams 2 3/8"-3 1/2" a 5000 psi per 15 min; Kill line + Choke line e valvole a 5000 psi per 15 min. Estrarre cup tester. Eseguire test top drive + upper e



lower kelly + BOP. Discendere completamento doppio in dual spider come da schema allegato; inserire su S/L e S/C L.N. "X" 1,875" a 600 m circa; inserire su S/L e S/C Tubing Retrievable Safety Valve 5 Kpsi a 200 m circa inserendo control line Ø 1/4" 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 (twin flow o SAF); spezzonare; montare preassemblato tubing hanger doppio, collegare control line ed eseguire test control-line alla pressione indicata dalla Service Co. Discendere ed alloggiare tubing hanger in sede, serrare i tie-down ed eseguire test seal assembly con 1000 psi per 15 min; eseguire test tubing hanger con 300 psi per 5'; eseguire calibratura wireline con gauge cutter Ø 47,5 mm su S/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.

5.4.11 MONTAGGIO CROCE E FISSAGGIO PACKER

Montare croce di produzione; eseguire test inflangiatura e test control line; estrarre BPV da S/L e S/C. Aprire entrambe SCSSV. Aprire valvola di circolazione S/L sotto il packer doppio. Montare attrezzatura wire line su S/C, discendere e fissare plug nel L.N. "XN" e pressurizzare string come da indicazioni fornite dalla service company per fissaggio packer doppio. Eseguire test di tenuta con 1000 psi all'annulus per 30 min. Recuperare plug e rig down wire line. Chiudere SSD

5.4.12 SPURGO

Con CT e batteria composta da Venturi eseguire il pickling della string lunga; 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.



ENI Divisione E&P
ARPO-CS

PIATTAFORMA BONACCIA NW
POZZI: 1 Dir – 2 Dir – 3 Dir – 4 Dir

PAG.48 DI 63

AGGIORNAMENTI

0			
---	--	--	--

Terminato lo spurgo sulla string corta, proseguire lo spurgo selettivo di tutti i livelli della string lunga come da indicazioni GIAC-CS.



5.5 BONACCIA NW 4 DIR

Il completamento previsto per il pozzo Bonaccia NW 4 DIR sarà in doppio con tecnologia sand control in casing di produzione 7".

Le due string avranno la seguente configurazione:

String Corta			
Size	2 3/8"		
Materiale	P-110, 4.7 lbs/ft		
Filetto	ADMS		
Livelli	Top Livello [mMD]	Completamento	Screen
PLQ1-B	1114.86	HRWP	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
String Lunga			
Size	2 3/8"		
Materiale	P-110, 4.7 lbs/ft		
Filetto	ADMS		
Livelli	Top Livello [mMD]	Completamento	Screen
PLQ1-D	1201.22	HRWP	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
PLQ-A	1245.2	HRWP	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
PLQ-C	1259.21	HRWP	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
PLQ-E	1280.7	HRWP	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 40-60 per l'HRWP
Casing di Produzione			
Csg 7", 23 lbs/ft, @ 1712 mMD (scarpa prevista)			

Sia il livello della string lunga che quello della string corta saranno muniti di un sistema meccanico di controllo degli assorbimenti.

Il brine di completamento sarà CaCl₂ 1.30 s.g.

Il fluido di trattamento per i lavori di gravel sarà:

- brine KCl 1.05 s.g. per i trattamenti HRWP



ENI Divisione E&P
ARPO-CS

PIATTAFORMA BONACCIA NW
POZZI: 1 Dir – 2 Dir – 3 Dir – 4 Dir

PAG.50 DI 63

AGGIORNAMENTI

0			
---	--	--	--

La fase di perforating verrà eseguita in brine filtrato CaCl_2 1.30 s.g. filtrato su tutti gli altri livelli e condizioni:

- underbalance in TCP (DST string spiazzata ad azoto) con fucili 4 ½" e cariche Big Hole 12 spf per i livelli da completare in HRWP nel csg 7"



5.5.1 BONACCIA NW 4 DIR: GRADIENTI E TEMPI

Livelli	mTVD Top Livello	mTVD Top Livello	Pressione iniziale stimata	Pressione attuale attesa	Gradiente Iniziale	Gradiente Attuale Stimato	Gradiente di fratturazione stimato (Breakdown con K>0)
	mssl	m PTR	Kg/cm ²	Kg/cm ²	Kg/cm ² 10 m	Kg/cm ² 10 m	Kg/cm ² 10 m
PLQ1 B	862.53	892.53	91.70	91.7	1.03	1.03	1.51
PLQ1 D	921.67	951.67	99.45	77.45	1.05	0.81	1.40
PLQ A	951.73	981.73	103.35	38.45	1.05	0.39	1.20
PLQ C	961.3	991.3	103.38	74.74	1.04	0.75	1.38
PLQ E	975.98	1005.98	114.53	65.03	1.14	0.65	1.32

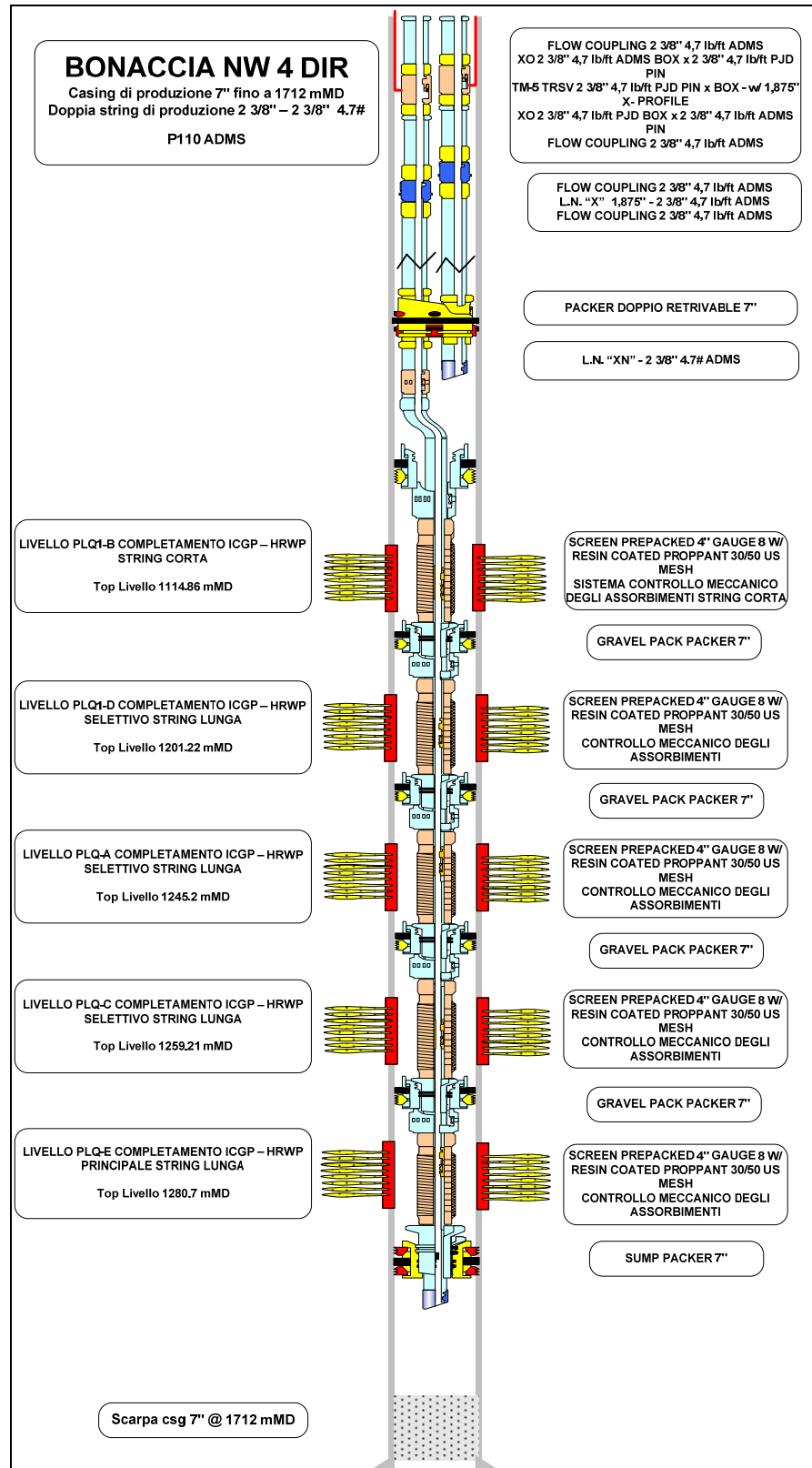
TABELLA TEMPI BONACCIA NW 4 DIR

FASI OPERATIVE		PREVENTIVO [gg]
Fase 1°	MONTAGGIO E TEST BOP - LAVAGGIO CASING E REGISTRAZIONE LOG	2.6
Fase 2°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ-E	3.3
Fase 3°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ-C	3.5
Fase 4°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ-A	3.5
Fase 5°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ1-D	3.5
Fase 6°	COMPLETAMENTO ICGP-HRWP LIVELLO PLQ1-B	3.5
Fase 7°	DISCESA COMPLETAMENTO	3.3
Fase 8°	SPURGO	4.8
TOTALE		28

I tempi di completamento sono da intendersi stimati e considerano una contingency del 8%.



5.5.2 SCHEMA DI COMPLETAMENTO POZZO BONACCIA NW 4 DIR



Nota bene: le profondità degli spari saranno definite dopo la registrazione degli E-logs.



5.5.3 LAVORI DI PREPARAZIONE

- Montare Adapter Spool + Riser + BOP stack + Bell Nipple + Flow Line. Installare Rams. Eseguire test shear rams con 300 ÷ 1500 psi. Discendere cup tester ed eseguire test Hydril 300 ÷ 1500 psi. Upper, Middle, Lower rams, Choke e Kill lines a 5000 psi. Eseguire test Top Drive System a 5000 psi. Tutti i test devono avere una durata di 15 min.

5.5.4 LOG E LAVAGGIO CASING

- Assemblare e discendere a fondo pozzo taper mill + scraper rotovert + spazzole per casing Ø 7" 23 lbs/ft. Circolare per 10' e sostituire fango di perforazione con brine Cloruro di Calcio **1.30** s.g. pompando i seguenti cuscini di lavaggio casing ad una portata di 600 l/min:
 - 1 m³ di acqua industriale
 - 4 m³ di acqua di mare con Well Wash 100 (o similare)
 - 1 m³ di acqua industriale
 - 4 m³ di NaOH al 10%
 - 2 m³ di acqua industriale
 - 4 m³ di HCl al 10% addizionato di inibitore di corrosioneseguiti da 1 m³ di acqua industriale e poi da brine filtrato CaCl₂ **1.30** 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 1100 l/min, pari ad una velocità anulare di 300 ft/min, così da consentire la rimozione ottimale di eventuali particelle in sospensione.
- Eseguire pulizia vasche e linee di superficie.
Circolare e verificare una lettura di torbidità di 20 NTU del brine di completamento di ritorno dal pozzo; fermare la circolazione.
- Estrarre batteria con taper mill + scraper.
- Rig-up della Electric Wire Line e registrare CBL-VDL CNL-CCL casing Ø 7".



5.5.5 COMPLETAMENTO IN ICGP- HRWP LIVELLO “PLQ-E”

5.5.5.1 SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ-E”

Assemblare fucili in TCP Ø 4 1/2” - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 7”+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve, correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all’anulare. Chiudere l’Hydrill e pressurizzare l’anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.

Make up kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spiazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; Scaricare la pressione della string di DST per ottenere un underbalance di 500 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test;

Lanciare la barra per l’attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l’Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell’anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell’intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi. In caso di assorbimenti superiori a 1 m³/h pompare un cuscono intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

5.5.5.2 SCRAPERAGGIO CASING E FISSAGGIO SUMP PACKER

Discendere taper mill per casing Ø 7” 23 lbs/ft a fondo pozzo, circolare e filtrare brine, estrarre taper mill. Con Electric Wire Line (o drill pipe Ø 3 1/2” con setting tool meccanico qualora non sia possibile utilizzare la E-wireline) discendere e fissare sump packer 4 m sotto il bottom spari del livello. Estrarre setting tool.

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



5.5.5.3 ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO “PLQ-E”

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con drill pipe 3 1/2”. Arrivati in quota, inserire seal assembly nel sump packer ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio.

Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. In questa fase spiazzare il pozzo con brine KCl 1.05 s.g. Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscino intasante dopo il backsurging, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine CaCl₂ 1.30 s.g.; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool.

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

5.5.6 COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ-C”

5.5.6.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ-C”

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3 1/2”. Fissare plug nel gravel pack packer; eseguire test di tenuta all'intercapedine con 1000 psi; eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug. Estrarre batteria di drill pipe con running/pulling tool.

Assemblare fucili in TCP Ø 4 1/2” - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 7”+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve, correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all'anulare. Chiudere l'Hydrill e pressurizzare l'anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.

Make up di kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spiazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; per ottenere un underbalance di 500 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test.



Lanciare la barra per l'attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l'Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell'anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell'intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi.

Contingency: in caso di assorbimenti superiori a 1 m³/hr pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

5.5.6.2 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 ed estrarre. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 3 1/2" + Fishing Jar + 6 DC + DP sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

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).

5.5.6.3 ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO "PLQ-C"

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con drill pipe 3 1/2". Arrivati in quota, inserire seal assembly nel gravel pack packer del livello inferiore ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio.

Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. Durante questa fase spiazzare il pozzo con brine **1.05 s.g.** Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscino intasante dopo il backsurging, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine CaCl₂ **1.30 s.g.**; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello



appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min**; estrarre X-over tool.

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

5.5.7 COMPLETAMENTO IN ICGP- HRWP LIVELLO “PLQ-A”

5.5.7.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ-A”

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3 1/2”. Fissare plug nel gravel pack packer; eseguire test di tenuta all’intercapedine con 1000 psi; eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug. Estrarre batteria di drill pipe con running/pulling tool.

Assemblare fucili in TCP Ø 4 1/2” - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 7”+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve, correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all’anulare. Chiudere l’Hydrill e pressurizzare l’anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.

Make up di kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spiazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; Scaricare la pressione della string di DST per ottenere un underbalance di 500 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test;

Lanciare la barra per l’attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l’Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell’anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell’intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi. In caso di assorbimenti superiori a 1 m³/h pompare un cuscinio intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).



5.5.7.2 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 ed estrarre. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 3 1/2" + Fishing Jar + 6 DC + DP sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.


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

5.5.7.3 ESECUZIONE ICGP – HRWP LIVELLO "PLQ-A"

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti per la string lunga e discendere in pozzo con DP Ø 3 1/2" calibrando lunghezze. Arrivati in quota, inserire snap latch nel gravel pack packer del livello inferiore ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio. Rig up linee HP ed esecuzione test a 5000 psi per 15 minuti.

Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. Durante questa fase spiazzare il pozzo con brine **1.05 s.g.** Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscino intasante dopo il backsurging, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine CaCl₂ **1.30 s.g.**; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min.** Estrarre X-over tool + wash pipe dal packer bore. Eseguire controllo statico per verificare funzionalità sistema di controllo assorbimenti per la string corta. Con le wash-pipe fuori dal packer bore, circolare aggiungendo inibitore di corrosione al brine di completamento ed estrarre a giorno X-over tool.

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

 ENI Divisione E&P ARPO-CS	PIATTAFORMA BONACCIA NW POZZI: 1 Dir – 2 Dir – 3 Dir – 4 Dir	PAG.59 DI 63			
		AGGIORNAMENTI			
		0			

5.5.8 COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ1-D”

5.5.8.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ1-D”

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3 1/2”. Fissare plug nel gravel pack packer; eseguire test di tenuta all’intercapedine con 1000 psi; eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug. Estrarre batteria di drill pipe con running/pulling tool.

Assemblare fucili in TCP Ø 4 1/2” - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 7”+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve, correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all’anulare. Chiudere l’Hydrill e pressurizzare l’anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.

Make up di kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spiazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; Scaricare la pressione della string di DST per ottenere un underbalance di 200 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test;

Lanciare la barra per l’attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l’Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell’anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell’intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi. In caso di assorbimenti superiori a 1 m³/h pompare un cuscinio intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

5.5.8.2 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 ed estrarre. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 3 1/2” + Fishing Jar + 6 DC + DP sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

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).



5.5.8.3 ESECUZIONE ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ1-D”

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con DP Ø 3 1/2” calibrando lunghezze. Arrivati in quota, inserire snap latch nel gravel pack packer del livello inferiore ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio. Rig up linee HP ed esecuzione test a 5000 psi per 15 minuti.

Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. In questa fase spiazzare il pozzo con brine KCl 1.05 s.g. Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscinio intasante dopo il backsurging, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l’operazione di ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine **1.30 s.g.**; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min**; Spiazzare il pozzo con brine CaCl₂ 1.25 s.g. ed estrarre X-over tool.

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

5.5.9 COMPLETAMENTO IN ICGP-HRWP LIVELLO “PLQ1-B”

5.5.9.1 DISCESA PACKER PLUG E SPARI TCP UNDERBALANCE LIVELLO “PLQ1-B”

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3 1/2”. Fissare plug nel gravel pack packer del livello precedente; eseguire test di tenuta all’intercapedine con 1000 psi; eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug. Estrarre batteria di drill pipe con running/pulling tool.

Assemblare fucili in TCP Ø 4 1/2” - 12 SpF, Big Hole charges. Assemblare e discendere la BHA/DST assembly costituita da mechanical set packer 7”+ RTTS safety joint+big john jar+tester valve +RD circulating valve+X-over+radioactive marker sub+DP. Assemblare flow head senza EZ-valve, correlare con GR/CCL e posizionare in quota i fucili; set packer meccanico e test a 1500 psi all’anulare. Chiudere l’Hydrill e pressurizzare l’anulare a 200 psi.

Set tester valve in blank position per testare la string.



Make up di kill e flow line al choke manifold ed eseguire test di pressione a 3000 psi; spiazzare brine con azoto; misurare i volumi recuperati; Scaricare la pressione della string di DST per ottenere un underbalance di 400 psi nei confronti della formazione; ciclare la tester valve nella posizione di well test;

Lanciare la barra per l'attivazione dei fucili. Non appena la pressione della string in superficie aumenterà di 200/300 psi, sollevare la DST string in stripping attraverso l'Hydrill per svincolare il packer e circolare in inversa con brine di completamento attraverso la kill line nell'anulare DP/casing; il ritorno sarà dal rig choke manifold alla fiaccola. Circolare un bottom up ed eseguire un controllo statico.

Sollevare la DST string fino ad avere il bottom dei fucili al di sopra dell'intervallo perforato. Eseguire controllo statico e POOH DST string eseguendo controlli statici intermedi. In caso di assorbimenti superiori a 1 m³/h pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

5.5.9.2 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 ed estrarre. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 3 1/2" + Fishing Jar + 6 DC + DP sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

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).

5.5.9.3 ESECUZIONE ICGP-HRWP LIVELLO "PLQ1-B"

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-HRWP equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti per la string corta tipo Twin Flow Valve e discendere in pozzo con DP Ø 3 1/2" calibrando lunghezze. Arrivati in quota, inserire snap latch nel gravel pack packer del livello precedente ed agganciare snap latch. Verifica aggancio snap-latch e profondità di aggancio. Rig up linee HP ed esecuzione test a 5000 psi per 15 minuti.

Lancio biglia, settaggio e test gravel pack packer, rilasciare X-over tool ed eseguire prove di circolazione in reverse e circulating position. Durante questa fase spiazzare il pozzo con brine **1.05 s.g.** Esecuzione HRWP. Qualora sia stato pompato un cuscino intasante dopo il backsurging, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di



ICGP-HRWP (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string circolando in inversa brine CaCl₂ 1.30 s.g.; test copertura screen; **chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.**; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola di circolazione del double pin sub isolando il livello appena trattato; **testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min.** Estrarre X-over tool + wash pipe dal packer bore. Eseguire controllo statico per verificare funzionalità sistema di controllo assorbimenti per la string corta. Con le wash-pipe fuori dal packer bore, circolare aggiungendo inibitore di corrosione al brine di completamento ed estrarre a giorno X-over tool.

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

5.5.10 DISCESA COMPLETAMENTO DEFINITIVO

Estrarre wear bushing, eseguire dummy run con tubing hanger doppio preassemblato + landing joint. Eseguire test dual rams a 5000 psi per 15 min; estrarre tbg hanger per dummy run; discendere cup tester ed eseguire test Hydril 500-1500 psi per 15 min, flex rams 2 3/8"-3 1/2" a 5000 psi per 15 min; Kill line + Choke line e valvole a 5000 psi per 15 min. Estrarre cup tester. Eseguire test top drive + upper e lower kelly + BOP. Discendere completamento doppio in dual spider come da schema allegato; inserire su S/L e S/C L.N. "X" 1,875" a 600 m circa; inserire su S/L e S/C Tubing Retrievable Safety Valve 5 Kpsi a 200 m circa inserendo control line Ø 1/4" 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 (twin flow o SAF); spezzonare; montare preassemblato tubing hanger doppio, collegare control line ed eseguire test control-line alla pressione indicata dalla Service Co. Discendere ed alloggiare tubing hanger in sede, serrare i tie-down ed eseguire test seal assembly con 1000 psi per 15 min; eseguire test tubing hanger con 300 psi per 5'; eseguire calibratura wireline con gauge cutter Ø 47,5 mm su S/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.



5.5.11 MONTAGGIO CROCE E FISSAGGIO PACKER

Montare croce di produzione; eseguire test inflangiatura e test control line; estrarre BPV da S/L e S/C. Aprire entrambe SCSSV. Aprire valvola di circolazione S/L sotto il packer doppio. Montare attrezzatura wire line su S/C, discendere e fissare plug nel L.N. "XN" e pressurizzare string come da indicazioni fornite dalla service company per fissaggio packer doppio. Eseguire test di tenuta con 1000 psi all'annulus per 30 min. Recuperare plug e rig down wire line. Chiudere SSD

5.5.12 SPURGO

Con CT e batteria composta da Venturi eseguire il pickling della string lunga; 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.

Terminato lo spurgo sulla string corta, proseguire lo spurgo selettivo di tutti i livelli della string lunga come da indicazioni GIAC-CS.