



## **PERMESSO DI RICERCA D.R74.AP**

**Programma geologico e di  
perforazione del pozzo**

**“D.R74.AP/1 – Liuba 1 Or”**

San Donato Milanese, 14 maggio 2015

**Il Consigliere Delegato**

**Dott. Leonardo Spicci**

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

## Sommaro

<b>1</b>	<b>INFORMAZIONI GENERALI .....</b>	<b>6</b>
1.1	DATI GENERALI DEL POZZO .....	6
1.2	UBICAZIONE DEL PERMESSO E DEL POZZO .....	7
1.3	SCOPO DEL SONDAGGIO .....	9
1.4	CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO.....	10
1.5	DISEGNI IMPIANTO BENTEC 450.....	11
1.5.1	<i>Schema Impianto (Mast &amp; Sottostruttura).....</i>	<i>11</i>
1.5.2	<i>Layout Impianto.....</i>	<i>12</i>
1.5.3	<i>Postazione con Layout Impianto.....</i>	<i>13</i>
1.6	ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE.....	14
1.7	AMMINISTRAZIONE & COMUNICAZIONE DATI.....	14
1.7.1	<i>Reporting .....</i>	<i>14</i>
1.7.1	<i>Lista Contatti .....</i>	<i>15</i>
1.7.2	<i>Logistica .....</i>	<i>15</i>
1.7.3	<i>Comunicazioni.....</i>	<i>15</i>
1.8	EMERGENZA .....	16
1.8.1	<i>Definizione delle Emergenze .....</i>	<i>16</i>
1.8.2	<i>Organizzazione Struttura delle Emergenze .....</i>	<i>17</i>
1.8.3	<i>Flusso ed Informazioni da dare .....</i>	<i>21</i>
1.8.4	<i>Sound Oil risposte interne – Ufficio di Milano.....</i>	<i>21</i>
1.8.5	<i>Principali Recapiti telefonici delle Autorità Locali .....</i>	<i>22</i>
1.9	SALUTE E SICUREZZA.....	22
1.10	MANUALISTICA DI RIFERIMENTO .....	22
1.11	UNITÀ DI MISURA .....	24
<b>2</b>	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO.....</b>	<b>25</b>
2.1	INQUADRAMENTO GEOLOGICO .....	25
2.1.1	<i>Schema strutturale regionale.....</i>	<i>25</i>
2.1.2	<i>Schema tettonico - stratigrafico.....</i>	<i>25</i>
2.1.3	<i>Stratigrafia.....</i>	<i>26</i>
2.1.4	<i>Obiettivi della Ricerca.....</i>	<i>27</i>
2.2	INTERPRETAZIONE SISMICA.....	28
2.2.1	<i>Obiettivi del Pozzo.....</i>	<i>30</i>
2.2.2	<i>Profondità Totale.....</i>	<i>31</i>
2.2.3	<i>Sistema Petrolifero .....</i>	<i>31</i>
2.2.3.1	<i>Reservoir .....</i>	<i>31</i>
2.2.3.2	<i>Rocce Madri.....</i>	<i>31</i>
2.2.3.3	<i>Coperture.....</i>	<i>31</i>
2.2.3.4	<i>Trappole.....</i>	<i>31</i>
2.3	PROFILO LITOSTRATIGRAFICO PREVISTO .....	32
2.3.1	<i>Pozzi di Riferimento.....</i>	<i>32</i>
2.3.2	<i>Rischi in Fase di Perforazione.....</i>	<i>33</i>
2.3.3	<i>Previsione e Programmi.....</i>	<i>34</i>
2.4	GEOLOGIA OPERATIVA .....	35
2.4.1	<i>Introduzione.....</i>	<i>35</i>
2.4.1.1	<i>Obiettivi .....</i>	<i>35</i>
2.4.1.2	<i>Servizi di Monitoraggio Geologico .....</i>	<i>36</i>
2.4.2	<i>Surface Logging.....</i>	<i>36</i>
2.4.2.1	<i>Programma di campionamento.....</i>	<i>37</i>
2.4.2.2	<i>Confezionamento dei campioni .....</i>	<i>37</i>
2.4.2.3	<i>Etichettatura dei campioni .....</i>	<i>38</i>
2.4.2.4	<i>Spedizione dei campioni .....</i>	<i>38</i>
2.4.2.5	<i>Preparazione e descrizione dei campioni.....</i>	<i>39</i>

2.4.2.6	Campionamento del fango di perforazione.....	39
2.4.2.7	Calibrazione e controllo dell'attrezzatura.....	40
2.4.2.8	Documentazione cartacea e dati digitali.....	40
2.4.2.9	Etichettatura dei dati digitali.....	40
2.4.3	<i>Logging While Drilling</i> .....	41
2.4.3.1	Copie Cartacee.....	43
2.4.3.2	Dati Digitali.....	43
2.4.3.3	Etichettatura dei Dati Digitali di Memoria.....	43
2.4.4	<i>Logging While Fishing</i> .....	44
2.4.4.1	Copie Cartacee.....	45
2.4.4.2	Dati digitali.....	46
2.4.4.3	Etichettatura dei dati digitali memorizzati.....	46
2.4.5	<i>Completamento</i> .....	47
2.4.6	<i>Prova di Produzione</i> .....	47
2.4.7	<i>Acquisition Master Plan</i> .....	48
2.4.7.1	Strip Log.....	49
<b>3</b>	<b>PROGRAMMA DI PERFORAZIONE.....</b>	<b>50</b>
3.1	INGEGNERIA DI POZZO.....	50
3.1.1	<i>Pozzi di Riferimento</i> .....	50
3.1.2	<i>Schema del Pozzo</i> .....	51
3.1.3	<i>Criticità del pozzo Liuba 1 Or</i> .....	52
3.1.3.1	Fase 22" a 300 mMD (299,6 mVD).....	52
3.1.3.2	Fase 16" a 2000 mMD (919 mVD).....	52
3.1.3.3	Fase 12 ¼" a 4351 mMD (1313 mVD).....	55
3.1.3.4	Fase 8 ½" a 4586 mMD (1322 mVD).....	56
3.1.3.5	Contingency: Fase 6" a 4586 mMD (1322 mVD).....	57
3.1.4	<i>Perché i pozzi Extended Reach sono differenti</i> .....	57
3.1.4.1	Teoria della pulizia del foro dei pozzi ad angolo elevato.....	57
3.1.4.2	Regimi di pulizia foro in base all'inclinazione.....	58
3.1.4.3	Letti di detriti & loro rimozione.....	59
3.1.4.4	Monitoraggio del trascinarsi durante le manovre.....	61
3.1.5	<i>Pratiche Operative per pozzi ERD</i> .....	64
3.1.5.1	Procedure & Pratiche.....	64
3.1.5.2	Pulizia Foro.....	64
3.1.5.3	Monitoraggio della pulizia del foro (T&D Trending).....	65
3.1.5.4	Come prendere i dati di T&D (Procedura di Connessione).....	66
3.1.5.5	Preparativi Prima della Manovre.....	67
3.1.5.6	Risposta a Restrizioni di Foro durante la Manovra.....	68
3.1.5.7	Back Reaming.....	70
3.1.5.8	Acquisizione dei Dati – Parametri di Perforazione e PWD.....	71
3.1.5.9	Fluidi di Perforazione e Sistema di Controllo dei Solidi in Superficie.....	72
3.1.5.10	Idraulica.....	73
3.1.5.11	Discesa dei Casing.....	73
3.1.6	<i>WellBore Stability</i> .....	75
3.1.7	<i>Previsione Sviluppo Gradienti</i> .....	77
3.1.8	<i>Previsione Sviluppo Temperature</i> .....	79
3.1.9	<i>Presenza di Anidride Carbonica – Solfuro di Idrogeno</i> .....	80
3.1.10	<i>Scelta Quote Scarpe Casing</i> .....	80
3.1.11	<i>Progetto Casing</i> .....	82
3.1.11.1	Dati di input per i Casing e Tubing.....	83
3.1.11.2	Dati di Pressione e di Temperatura.....	83
3.1.11.3	Condizioni di carico dei Casing.....	84
3.1.11.4	Criteri del String Design.....	86
3.1.11.5	Casing Design per la Colonna Superficiale da 18 5/8" a 300 mMD.....	86
3.1.11.6	Casing Design per la Colonna Intermedia da 13 3/8" a 2000 mMD.....	87
3.1.11.7	Casing Design per la Colonna di Produzione da 9 5/8" a 4351 mMD.....	88
3.1.11.8	Tubing Design per la Batteria di Completamento a circa 4350 mMD.....	90

3.1.11.9	Giochi Diametrali.....	91
3.1.11.10	Massima usura del casing ammissibile.....	92
<b>3.1.12</b>	<b>Equipaggiamento Casing.....</b>	<b>92</b>
3.1.12.1	Introduzione.....	92
3.1.12.2	Centralizzazione del casing 18 5/8" a 300 mMD (299,6 mVD).....	93
3.1.12.3	Centralizzazione del casing 13 3/8" a 2000 mMD (919 mVD).....	96
3.1.12.4	Centralizzazione del casing 9 5/8" a 4351 mMD (1313 mVD).....	98
3.1.12.5	Scarpa del casing 13 3/8" a 2000 mMD (919 mVD).....	99
3.1.12.6	Scarpa del casing 9 5/8" a 4351 mMD (1313 mVD).....	100
<b>3.1.13</b>	<b>Programma di Cementazione dei Casing.....</b>	<b>101</b>
3.1.13.1	Cementazione Casing 18 5/8" a 300 mMD (299,6 mVD) in superficie.....	101
3.1.13.2	Cementazione Casing 13 3/8" a 2000 mMD (919 mVD) in superficie.....	103
3.1.13.3	Cementazione Casing 9 5/8" a 4351 mMD (1313 mVD) a 1900 m.....	106
3.1.13.4	Riassunto Cementazioni.....	108
<b>3.1.14</b>	<b>Programma Fanghi e Fluidi di Perforazione.....</b>	<b>109</b>
3.1.14.1	Introduzione.....	109
3.1.14.2	Reologia in pozzi ERD.....	109
3.1.14.3	Fenomeno della "Barite Sag" nei pozzi ERD.....	110
3.1.14.4	Coefficiente di Frizione nei pozzi ERD.....	111
3.1.14.5	Pulizia Foro nei pozzi ERD.....	111
3.1.14.6	Linee Guida per la Pulizia Foro nei pozzi ERD.....	115
3.1.14.7	Controllo dei Solidi e Waste Management.....	116
3.1.14.8	Introduzione al Programma Fluidi di Perforazione.....	117
3.1.14.9	Fase da 22".....	119
3.1.14.10	Fase da 16".....	120
3.1.14.11	Fase da 12 1/4".....	125
3.1.14.12	Fase da 8 1/2".....	130
3.1.14.13	Formulazione cuscini di lavaggio per spiazzamento SBM con DIF.....	132
3.1.14.14	Completamento.....	135
3.1.14.15	Formulazione cuscini per spiazzamento fango con brine.....	136
3.1.14.16	Stock minimo Prodotti di Emergenza.....	137
3.1.14.17	Perdite di Circolazione.....	138
3.1.14.18	Prese di Batteria.....	140
<b>3.1.15</b>	<b>Programma di Deviazione.....</b>	<b>141</b>
3.1.15.1	Sommario.....	141
3.1.15.2	Well Plot.....	142
3.1.15.3	Planned Wellpath Report.....	143
3.1.15.4	Planned Wellpath Report (CSV version).....	144
<b>3.1.16</b>	<b>Batterie di Perforazione.....</b>	<b>148</b>
3.1.16.1	Scelta delle Batterie di Perforazione.....	148
3.1.16.2	Batteria di Perforazione Fase 22" a 300 mMD (299,6 mVD).....	151
3.1.16.3	Batteria di Perforazione Fase 16" a 2000 mMD (919 mVD).....	152
3.1.16.4	Batteria di Perforazione Fase 12 1/4" a 4351 mMD (1312 mVD).....	153
3.1.16.5	Batteria di Perforazione Fase 8 1/2" a 4586 mMD (1322 mVD).....	154
<b>3.1.17</b>	<b>Selezione Scalpelli.....</b>	<b>155</b>
3.1.17.1	Tabella Scalpelli.....	156
<b>3.1.18</b>	<b>Calcoli di Torque &amp; Drag delle Batterie di Perforazione.....</b>	<b>157</b>
3.1.18.1	Introduzione.....	157
3.1.18.2	T&D Batteria di Perforazione Fase 22" a 300 mMD.....	157
3.1.18.3	T&D Batteria di Perforazione Fase 16" a 2000 mMD.....	158
3.1.18.4	T&D Batteria di Perforazione Fase 12 1/4" a 4351 mMD.....	158
3.1.18.5	T&D Batteria di Perforazione Fase 8 1/2" a 4586 mMD.....	159
3.1.18.6	NRDPP (Non-Rotating Drill Pipe Protectors).....	159
<b>3.1.19</b>	<b>Idraulica.....</b>	<b>166</b>
3.1.19.1	Problemi e scelte sull'idraulica.....	166
3.1.19.2	Circolazione Continua.....	166
3.1.19.3	GeoCVM (Cutting Volume Monitoring).....	171
3.1.19.4	Fase 22" a 300 mMD (299,6 mVD).....	176
3.1.19.5	Fase 16" a 2000 mMD (919 mVD).....	177

3.1.19.6	Fase 12 ¼" a 4351 mMD (1313 mVD) .....	178
3.1.19.7	Fase 8 ½" a 4586 mMD (1322 mVD) .....	179
3.1.19.8	Indice Pulizia Foro: parametri di perforazione vs giri al minuto .....	180
3.1.19.9	Indice Pulizia Foro: Portata vs Velocità d'Avanzamento .....	182
3.1.19.10	Grafici ECD delle varie fasi .....	184
3.1.20	<i>Testa Pozzo</i> .....	186
3.1.21	<i>B.O.P. Stack</i> .....	187
3.1.21.1	Fase 22" a 300 mMD (299,6 mVD) .....	187
3.1.21.2	Fase 16" a 2000 mMD (919 mVD) .....	188
3.1.21.3	Fasi 12 ¼" ed 8 ½" .....	189
3.1.21.4	Configurazione Choke manifold .....	190
3.1.21.5	Configurazione Inside B.O.P. ....	191
3.1.22	<i>Attrezzature dei B.O.P.</i> .....	196
3.1.23	<i>B.O.P. Test</i> .....	197
3.1.23.1	Frequenza dei collaudi .....	197
3.1.23.2	Fase 22" .....	197
3.1.23.3	Fase 16" .....	197
3.1.23.4	Fase 12 ¼" .....	198
3.1.23.5	Fase 8 ½" .....	199
3.1.24	<i>Completamento</i> .....	200
3.1.24.1	Tecnologia Expandable .....	201
3.1.24.2	FORMpac Expandable Isolation Packer .....	202
3.1.24.3	Express Screens - Buttress Thread .....	203
3.1.24.4	Schema di Completamento con Tecnologia Expandable .....	205
3.1.24.5	Tecnologia Expandable – Space Out Sheet .....	206
3.1.24.6	Batteria di Completamento .....	207
3.1.24.7	Coiled Tubing .....	208
3.1.25	<i>Prova di Produzione</i> .....	209
3.1.26	<i>Chiusura Mineraria</i> .....	209
3.2	<b>PROCEDURE OPERATIVE</b> .....	212
3.2.1	<i>Riassunto delle Operazioni</i> .....	212
3.2.1.1	Diagramma di Avanzamento .....	213
3.2.2	<i>Commenti Generali</i> .....	214
3.2.3	<i>Verifiche Prima della Perforazione</i> .....	215
3.2.4	<i>Tube Guida 30" (pre-posizionato)</i> .....	216
3.2.4.1	Descrizione Schematica .....	216
3.2.5	<i>Sezione 22" a 300 mMD (299 mVD)</i> .....	216
3.2.5.1	Descrizione Schematica .....	216
3.2.5.2	Preparazione .....	217
3.2.5.3	Esecuzione Foro 22" .....	218
3.2.5.4	Discesa Casing 18 5/8" .....	219
3.2.5.5	Cementazione Casing 18 5/8" .....	220
3.2.5.6	Installazione Testa Pozzo e BOP Stack .....	221
3.2.6	<i>Sezione 16" a 2000 mMD (919 mVD)</i> .....	223
3.2.6.1	Descrizione Schematica .....	223
3.2.6.2	Preparazione .....	224
3.2.6.3	Esecuzione Foro 16" .....	225
3.2.6.4	Discesa Casing 13 ¾" .....	226
3.2.6.5	Cementazione Casing 13 ¾" .....	227
3.2.6.6	Installazione Testa Pozzo e BOP Stack .....	228
3.2.7	<i>Sezione Foro 12 ¼" a 4251 mMD (1313 mVD)</i> .....	230
3.2.7.1	Descrizione Schematica .....	230
3.2.7.2	Preparazione .....	230
3.2.7.3	Esecuzione Foro 12 ¼" .....	231
3.2.7.4	Discesa Casing 9 5/8" .....	233
3.2.7.5	Cementazione Casing 9 5/8" .....	234
3.2.7.6	Installazione Testa Pozzo e BOP Stack .....	234
3.2.8	<i>Sezione Foro 8 ½" a 4586 mMD (1322 mVD)</i> .....	236

3.2.8.1	Descrizione Schematica.....	236
3.2.8.2	Preparazione.....	236
3.2.8.3	Esecuzione Foro 8 1/2".....	237
3.2.8.4	Logs Elettrici nel Foro 8 1/2" e csg 9 5/8".....	237
3.2.9	<i>Completamento Expandable Screen: Procedura Operativa.....</i>	<i>238</i>
3.2.9.1	Preparazione Foro.....	238
3.2.9.2	Procedura di Installazione del Sistema Expandable.....	239
3.2.9.3	Expandable Technology Contingencies.....	242
3.2.9.4	Necessità di isolare il livello inferiore A2-1 (il livello inferiore).....	244
3.2.9.5	Discesa Batteria di Completamento.....	244
3.2.10	<i>Procedura Prova di Produzione.....</i>	<i>245</i>
3.3	AFE.....	246

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

## 1 INFORMAZIONI GENERALI

### 1.1 DATI GENERALI DEL POZZO

Pozzo:	<b>D.R74.AP - Liuba 1 Or (LIB10)</b>	
Permesso:	<b>D.R74.AP</b>	
Titolarità:	<b>100% Apennine Energy S.p.A.</b>	
Classificazione iniziale:	<b>Esplorativo</b>	
Regione:	<b>Calabria</b>	
Provincia:	<b>Cosenza</b>	
Comune:	<b>Cassano allo Ionio</b>	
Coordinate di superficie:	<b>Long. 16° 30' 53,205" Lat. 39° 43' 12,979" N X = 2.649.835,83m : Y = 4.397.882,82m</b>	
Coordinate di fondo pozzo:	<b>Long. 16° 33' 20,698" ELat. 39° 44' 15,121" N X = 2.653.314,40m Y = 4.399.858,94m</b>	
Sistema di riferimento delle coordinate:	<b>Gauss Boaga – Roma 1940</b>	
Impianto:	<b>Bentec 450</b>	
Quota piano campagna:	<b>1,9 m slm</b>	<b>(+ 9,0 mMD TR)</b>
Altezza Tavola Rotary:	<b>9 m da PC</b>	<b>(+0 m TR)</b>
Quota Tavola Rotary:	<b>10,1 m slm</b>	<b>(+ 0 m TR)</b>
Obiettivo minerario:	<b>Sabbie del Pleistocene (F.ne San Mauro)</b>	
Profondità finale:	<b>4585,5mMD / 1322,1mTVD (1312,0mTVDSS)</b>	

## 1.2 UBICAZIONE DEL PERMESSO E DEL POZZO

Il pozzo D.R74.AP - Liuba 1 Or è stato ubicato nel Comune di Cassano allo Ionio, Provincia di Cosenza, Regione Calabria (**fig. 1.1**).



**Figura 1.1: Regione Calabria con l'ubicazione del Permesso di Ricerca ed il pozzo D.R74.AP - Liuba 1 Or.**

L'area oggetto dell'istanza di permesso di ricerca per idrocarburi denominata D.R74.AP (fig. 1.2) è situata nel mare Ionio adiacente alla costa calabra nelle Zone D - F con una superficie di ettari 631,3, in acque che vanno fino ad una profondità di circa 250 m.

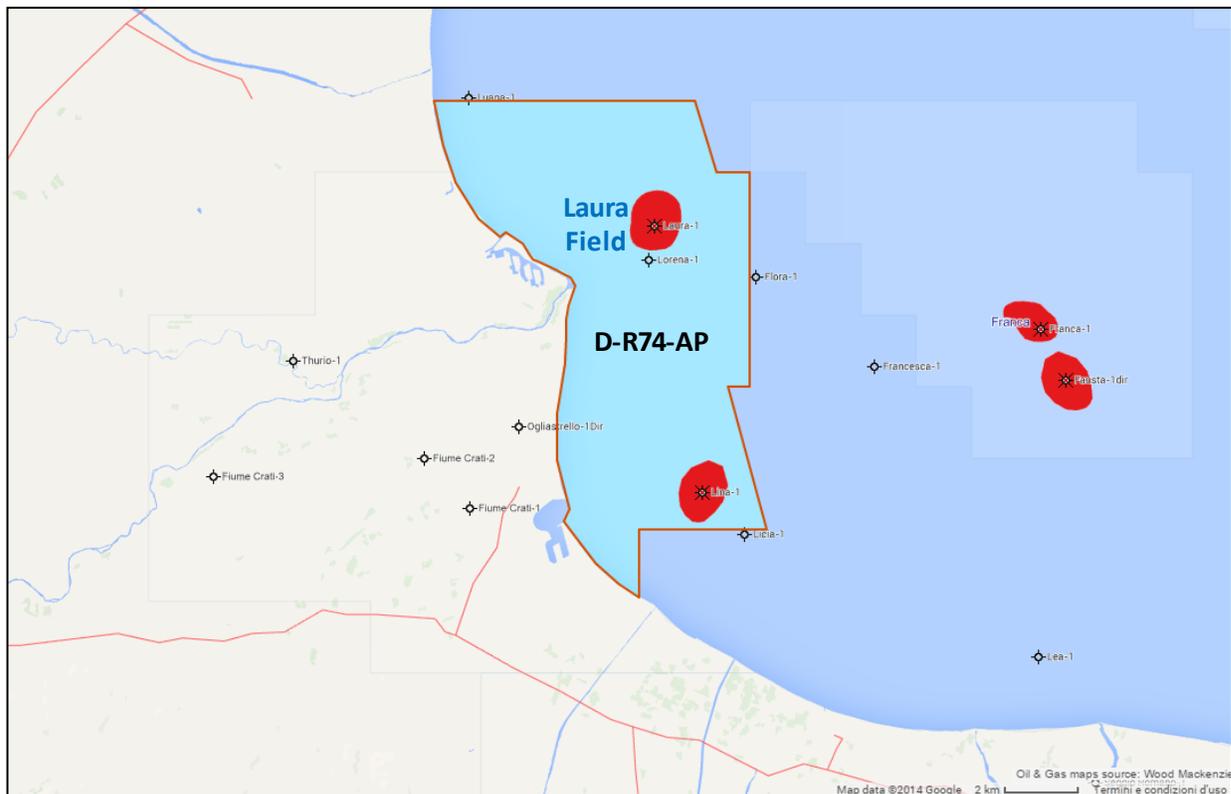


Figura 1.2: Permesso D.R74.AP

Il progetto di Apennine Energy prevede la perforazione di un pozzo sub-orizzontale partendo dalla terraferma. La postazione per l'ubicazione della testa pozzo è stata individuata nel territorio del Comune di Cassano allo Jonio, provincia di Cosenza, in un'area agricola (fig. 1.3).

La distanza orizzontale dall'obiettivo offshore risulta di circa 4 km.

Il nome del sondaggio nel permesso D.R74.AP è **D.R74.AP/1 - Liuba 1 Or**.

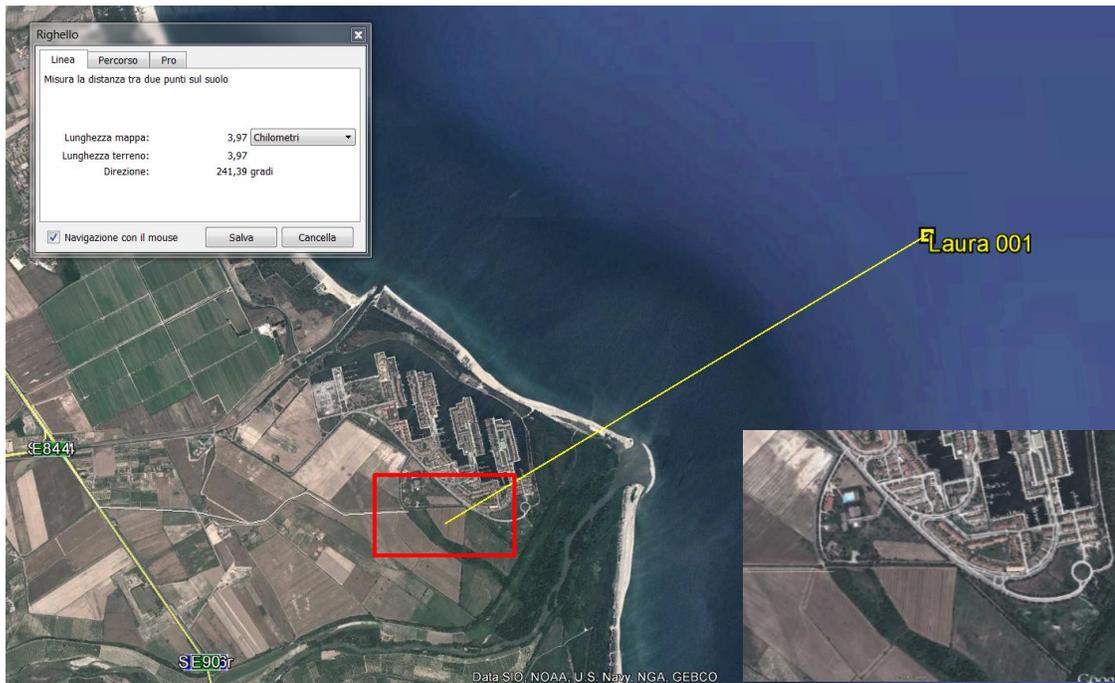


Figura 1.3: Ubicazione geografica del sondaggio

### 1.3 SCOPO DEL SONDAGGIO

Il sondaggio D.R74.AP/1 - Liuba 1 Or ha lo scopo di investigare la struttura ad anticlinale che contiene il campo di Laura; obiettivo principale del sondaggio è rappresentato dalle sabbie della Formazione San Mauro del Pleistocene, testate a gas dal sondaggio Laura 1 (1981).

La profondità finale del sondaggio è prevista a 1312 mTVDSS / 1322 mTVD / 4586 m MD.

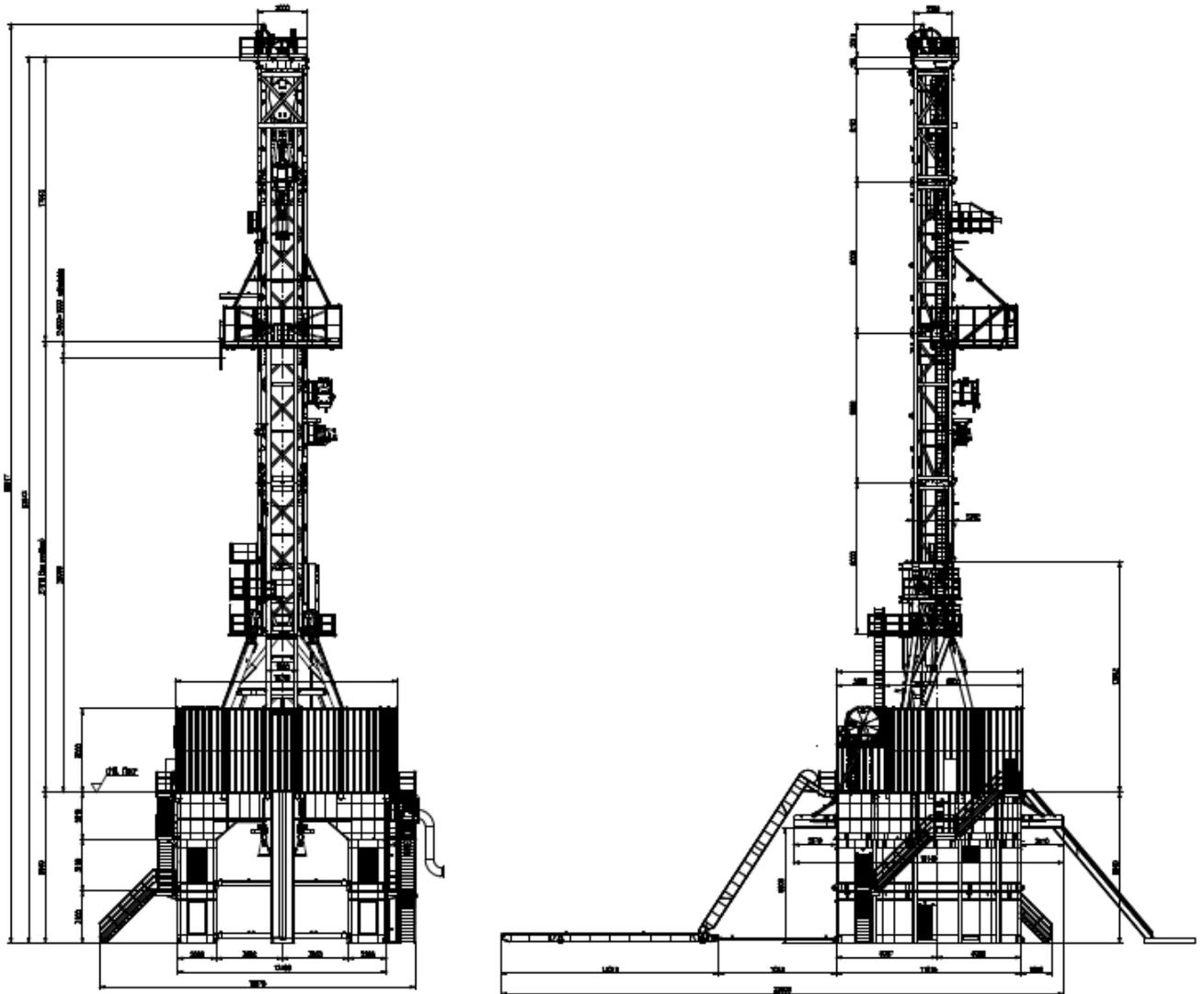
	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

#### 1.4 CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO

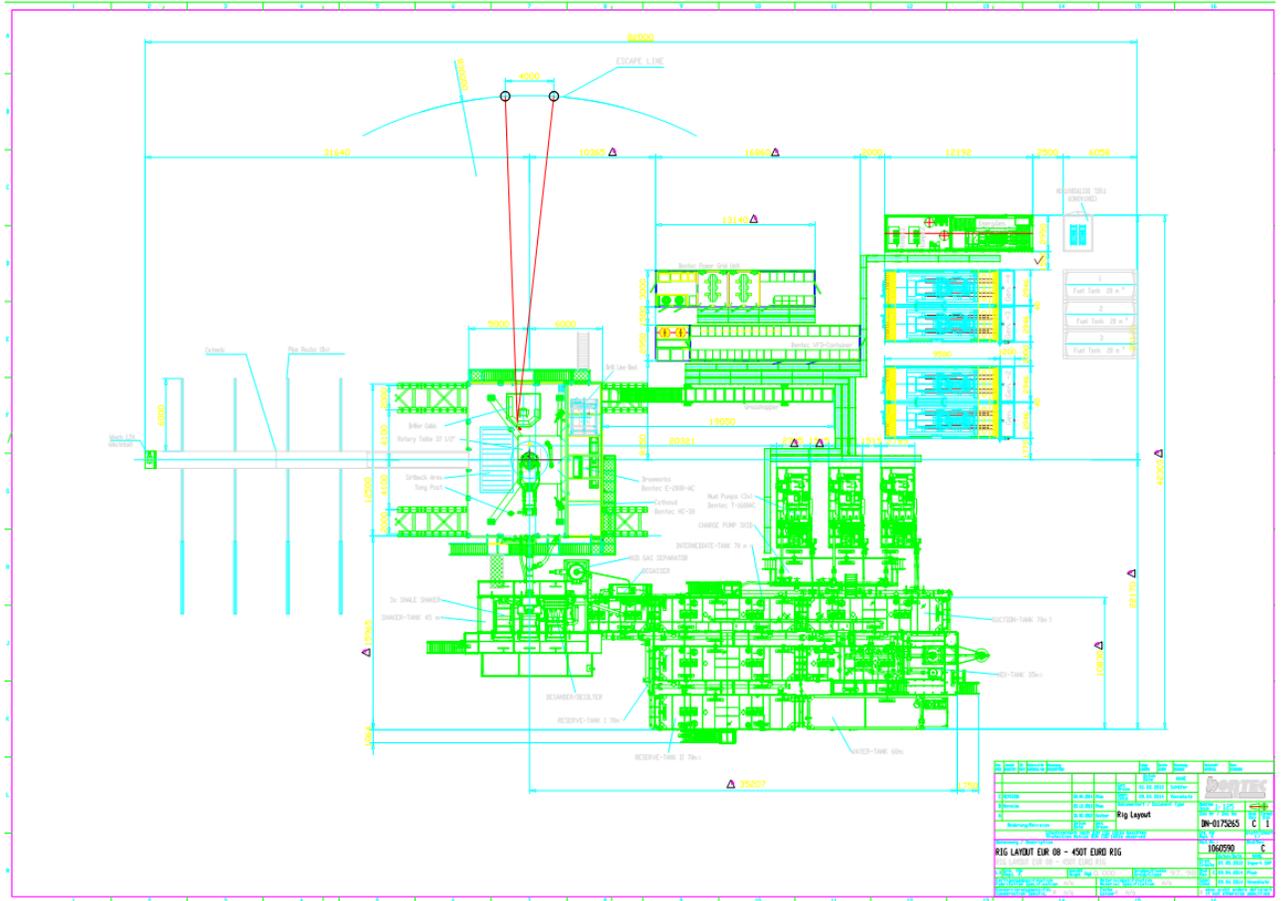
<b>Generals</b>		
Rig Owner	:	MND / LP Drilling
Rig Specification	:	Bentec 450 AC Eurorig 8
Rig Name	:	ser. Nr.: 0025
Rig Type	:	SSB-1000-575-29,5
Flag	:	Repubblica Ceca
Year of Construction	:	2012
<b>Drilling Rig</b>		
Mast (Make & Type)		Bootstrap telescoping, free standing mast
Max. Rated Static Hook Load	mt	450
Rated Capacity w/ 5" DPs	m	6200
Rated Capacity w/5 1/2" DPs	m	6000
Top Drive (Make & Type)		Bentec / TD-500-HT
Drawworks	HP	Bentec / DW-E-2000-AC-1-3/8
Rotary Load Capacity	mt	450
<b>Circulation System</b>		
Type of Mud Pumps	n. 3	Bentec / BMP T-1600-AC-7 1/2"x12"
Mud Pump rated working press.	psi	5000
Stand Pipe size & rated press.	psi	4" – 5000 psi
Mud Tanks Total Capacity	m <sup>3</sup>	420
Reserve Mud Tanks Total Cap.	m <sup>3</sup>	140
Shakers (Make & type)	n. 3	MiSwaco / Mongoose PT Platform Shale Shaker
<b>BOP Equipment</b>		
Diverter (Type/WP)	:	Hydril MSP: 29 1/2" x 500 psi
Annular BOP (Type/WP)	:	Hydril: 18 3/4" x 2 Kpsi – 13 5/8" x 5 Kpsi
Ram BOP (Type/WP)	:	1 x 18 3/4" Single + 1 Dual rams – 5 Kpsi; 1 x 13 5/8" Single + Dual rams – 5 Kpsi
BOP Control System	:	Control Unit Cameron 700 gal. - 3 Kpsi WP
Choke & Kill Manifold	:	3 1/16" - 10000/5000 psi WP
<b>Storage Capacity</b>		
Diesel fuel storage capacity	m <sup>3</sup>	60 (3 Tanks)
Drilling water storage capacity	m <sup>3</sup>	60 (1 Tank)
Silos for bulk barite (n. & tot cap.)	n.-m <sup>3</sup>	5 x 42,5 m <sup>3</sup> 3,5 bar – 213 m <sup>3</sup>
Silos for bulk cem. (n. & tot cap.)	n.-m <sup>3</sup>	5 x 42,5 m <sup>3</sup> 3,5 bar – 213 m <sup>3</sup>
<b>Power System</b>		
Transf. for Rig Power Supply from Public Grid (description)	n.	1 x 10/20 kV Grid Container
Make & Type	KW	24kV - shalt anlage Type: GAE @ 4500
Main Power (motors), N. & type	HP	4 Cummins / KTA50-DR-1750
Main Power (gener.), N. & type	KW	4 Cummings / AVK-DSG 86 K1/4 @ 1294
Aux. AC generator, N. & type	KW	1 Emerg. gen. Caterpillar C15PGKK @ 458

## 1.5 DISEGNI IMPIANTO BENTEC 450

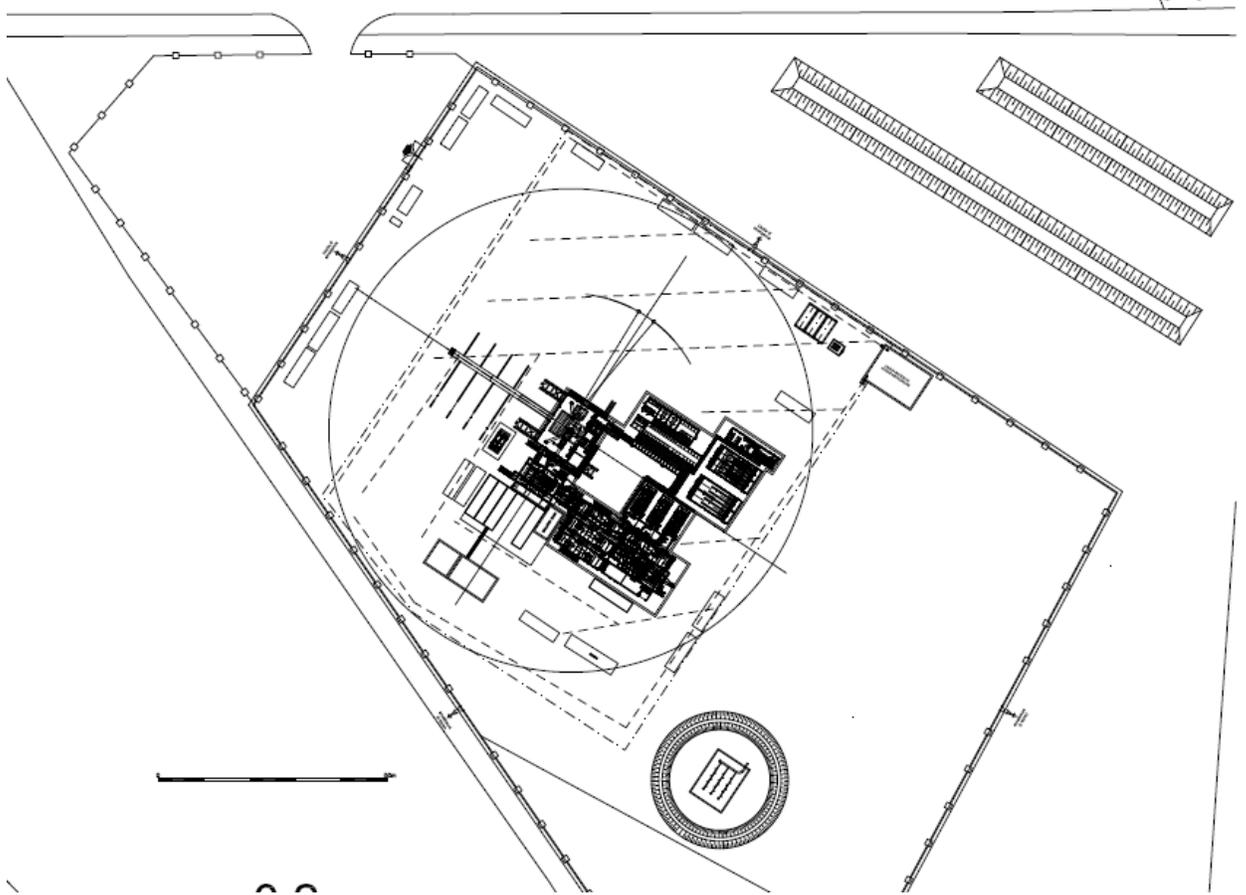
### 1.5.1 Schema Impianto (Mast & Sottostruttura)



### 1.5.2 Layout Impianto



### 1.5.3 Postazione con Layout Impianto



	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

## 1.6 ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE

SERVIZIO	SOCIETA' APPALTATRICE
IMPIANTO	da definire
MUD LOGGING	da definire
FANGHI & BRINE	da definire
CEMENTAZIONI	da definire
SLICK LINE	da definire
POWER TONG	da definire
FISHING	da definire
LOG ELETTRICI / SPARI EWL	da definire
TCP EQUIPEMENT	da definire
DEVIAZIONE	da definire
DST EQUIPEMENT	da definire
WELL TESTING	da definire
FACCHINAGGIO	da definire
GRU	da definire
TRATTAMENTO REFLUI	da definire
LAVORI CIVILI / RIF. IDRICO	da definire

## 1.7 AMMINISTRAZIONE & COMUNICAZIONE DATI

### 1.7.1 Reporting

I seguenti rapporti saranno utilizzati come mezzi primari di reporting per la perforazione:

Rapporto IADC	Contrattista perforazione	email
Rapporto Giornaliero di Perforazione	Responsabile Perforazione A-Energy	email
Rapporto Geologico Giornaliero	Geologo Apn-Energy	email
Rapporto Mud Logger	Senior Mudlogger	email
Rapporto Casing/Tubing	Supervisore Perforazione A-Energy	email
Rapporto Cementazione	Responsabile cementazione	email
Rapporto Fanghi	Fanghista	email

I rapporti quotidiani saranno consegnati entro le 8:00.

**Tutte le profondità saranno riportate in metri sotto la tavola rotary (RT).**

### 1.7.1 Lista Contatti

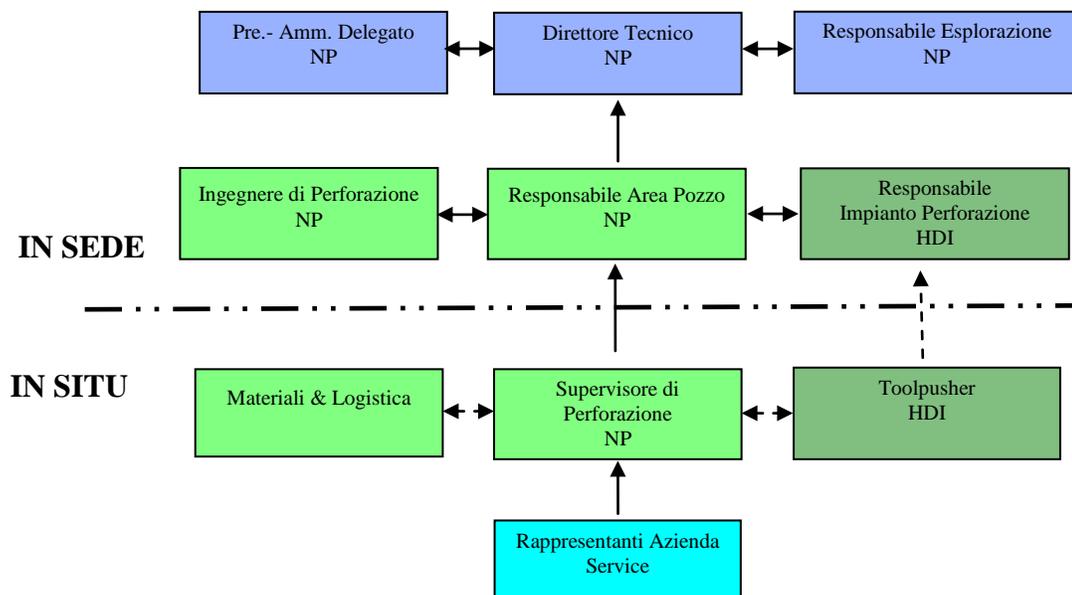
Nominativo	Posizione	Cellulare	Indirizzo di Posta Elettronica
Luca Madeddu	Presidente Amministratore Delegato	+ 39 3471412810	<a href="mailto:luca.madeddu@apn-energy.com">luca.madeddu@apn-energy.com</a>
Leonardo Spicci	Direttore Tecnico	+ 39 3883032075	<a href="mailto:leonardo.spicci@apn-energy.com">leonardo.spicci@apn-energy.com</a>
Roberto D'amico	Project Operation Manager	+39 3483010900	<a href="mailto:roberto.damico@apn-energy.com">roberto.damico@apn-energy.com</a>
Francesco Beraldi	Responsabile Area Pozzo	+ 39 3458668785	<a href="mailto:francesco.beraldi@apn-energy.com">francesco.beraldi@apn-energy.com</a>
Mauro Tripone	Cantiere di Perforazione	+ 39 3342358554	<a href="mailto:m.tripone@virgilio.it">m.tripone@virgilio.it</a> <a href="mailto:m.tripone@apn-energy.com">m.tripone@apn-energy.com</a>
Emilio Guadagnini	Geologia Operativa	+ 39 3391712864	<a href="mailto:emilio.guadagnini@yahoo.com">emilio.guadagnini@yahoo.com</a>
Francesca Barreca	Geologia / Liaison	+ 39 3474361959	<a href="mailto:fb@apn-energy.com">fb@apn-energy.com</a>
Cesare Introzzi	Responsabile Esplorazione	+ 39 3460096729	<a href="mailto:cesare.introzzi@apn-energy.com">cesare.introzzi@apn-energy.com</a>
Stefano Rossi	HSE Manager	+ 39 3356644376 + 39 3459945333	<a href="mailto:rossigeo@tin.it">rossigeo@tin.it</a> <a href="mailto:stefano.rossi@apn-energy.com">stefano.rossi@apn-energy.com</a>
Daniele Tripone	Geofisica	+ 39 3458931446	<a href="mailto:daniele.tripone@apn-energy.com">daniele.tripone@apn-energy.com</a>

### 1.7.2 Logistica

Tutta la logistica sarà coordinata dal sito del pozzo.

### 1.7.3 Comunicazioni

I dettagli delle linee di comunicazione sono indicati nel seguito:



	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

**LA SICUREZZA DEVE ESSERE SEMPRE PRIORITARIA.**

**LA COMUNICAZIONE FRA CONTRATTISTI E COMMITTENTE DEVE ESSERE  
COSTANTE E COSTRUTTIVA**

## **1.8 EMERGENZA**

### **1.8.1 Definizione delle Emergenze**

L'emergenza deriva da una situazione anomala che costituisce pericolo in atto o potenziale o che impedisce il normale svolgimento dell'attività operativa.

L'emergenza può essere classificata come segue:

Emergenza "**Minore**": situazione di pericolo limitata ad una zona ristretta e circoscritta del cantiere. L'emergenza è fronteggiata dalle società esecutrici dell'opera con il personale ed i mezzi disponibili sul posto che risultano sufficienti per far fronte alla situazione, senza alcuna conseguenza immediata e futura. L'incidente, anche se "minore" deve essere comunque oggetto di analisi e investigazione HSE per eventuale adeguamento delle procedure operative. Il Sorvegliante deve, comunque, essere prontamente informato dell'accadimento; a lui compete la reportistica del caso. Tale tipo di emergenza non verrà presa in considerazione nel presente Piano di Emergenza.

Emergenza "**Media**": situazione di pericolo circoscritta ma che rischia di estendersi anche all'esterno del cantiere. I mezzi ed il personale sul posto sono insufficienti o inadeguati per risolvere rapidamente il problema.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

Emergenza “**Maggiore**”: situazione di pericolo già in atto che interessa gran parte o in toto il cantiere e rischia di estendersi all’esterno con conseguenze considerate gravi dal punto di vista umano e/o ambientale e/o tecnico e che potrebbero influenzare negativamente l’immagine della società e dell’attività presso l’opinione pubblica.

Nel caso di emergenza media-maggiore, si darà attuazione al presente Piano Operativo di Sicurezza ed Emergenza (POSE).

### **1.8.2 Organizzazione Struttura delle Emergenze**

In caso di emergenza Apennine assumerà il controllo delle operazioni e allestirà un Centro di Comando fornito di tutto il necessario per affrontare una situazione di emergenza, per assistere secondo necessità.

Il POSE è il documento operativo di riferimento.

La struttura operativa comprenderà:

- Squadra di Emergenza (SE), sotto la responsabilità di DT, costituita da: Gruppo di Assistenza Tecnica (GAT) che opera negli uffici di Milano e altre eventuali funzioni di supporto amministrativo e massmediale.
- Squadra di Intervento (SI) che esegue gli ordini operativi sul pozzo o nei suoi dintorni immediati; coordinata da RAP;
- Direttore Lavori (DL) che funge da tramite tra DT e RAP per le problematiche operative di emergenza, oltre ad ottemperare agli obblighi di legge.

RAP assicurerà che il Contrattista di Perforazione abbia sistemi adeguati e personale competente per istituire propri team di intervento.

Se si prevede un rischio di H<sub>2</sub>S durante le operazioni di perforazione, sarà preparato un piano di emergenza H<sub>2</sub>S, con adeguate procedure operative e di emergenza. Un contrattista specializzato nei servizi di sicurezza H<sub>2</sub>S sarà nominato unitamente al

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

Contrattista di Perforazione. Si forniranno attrezzature di sicurezza H<sub>2</sub>S e addestramento al loro uso a tutto il personale coinvolto prima dell'inizio delle operazioni nell'intervallo in cui si può trovare H<sub>2</sub>S.

Per il pozzo D.R74.AP/1 - Liuba 1 Or la SE è composta dai seguenti componenti:

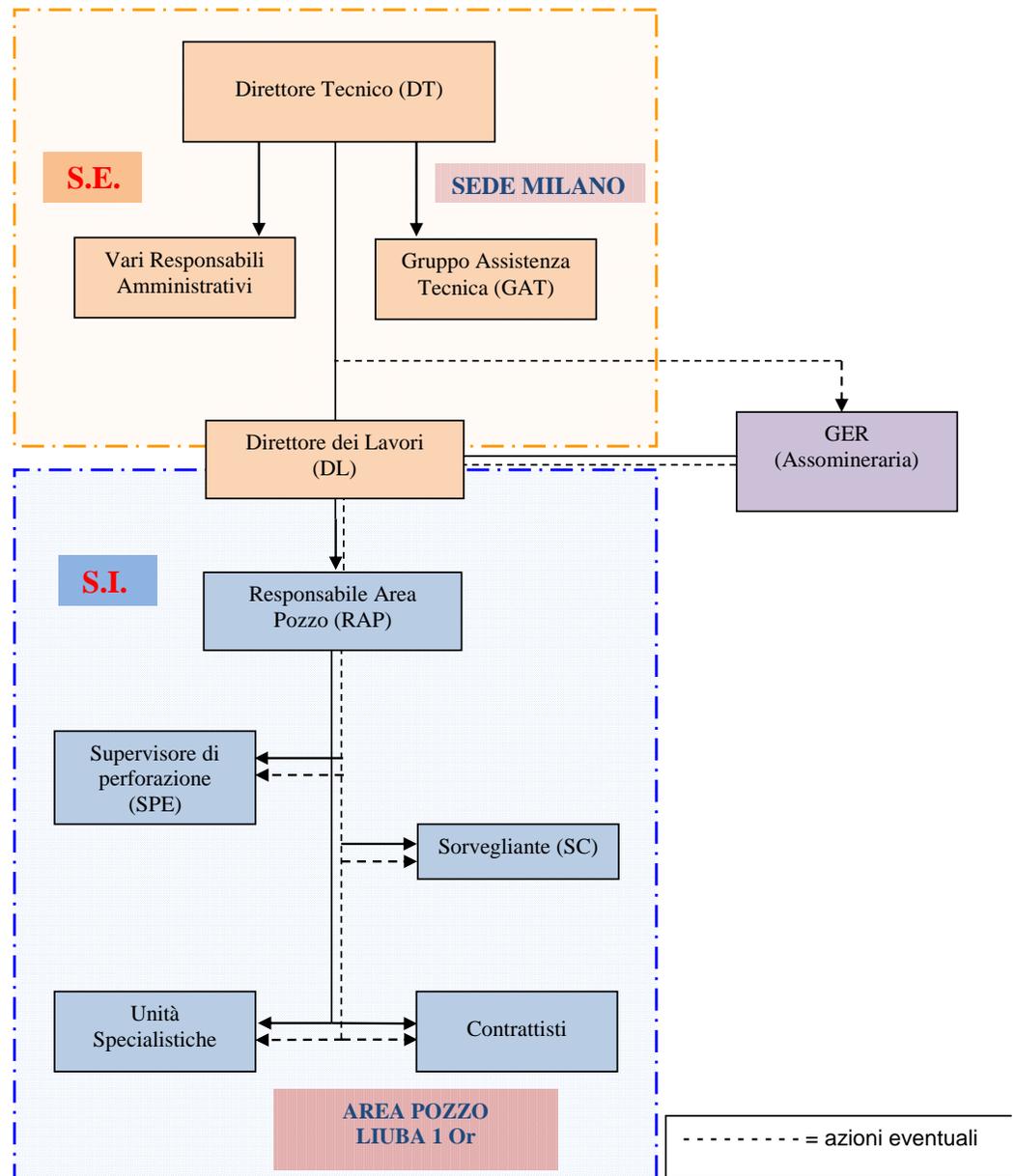
Direttore Tecnico	<b>L. Spicci</b>
Project Operation Manager	<b>R. D'Amico</b>
Responsabile Area Pozzo (RAP)	<b>F. Beraldi</b>
HSE Manager	<b>S. Rossi</b>
Assic. - Risorse Umane - Acquisti e contratti (ASS), (HR), (RAC)	<b>S. Peruzzi</b>
Exploration Manager	<b>C. Introzzi</b>
Direttore Lavori (DL)	-----
Supervisore di Perforazione (Spe)	-----

In **fig. 1.4** è riportato lo Schema Organizzativo per l'Emergenza; in tratteggio sono riportate le azioni "eventuali".

L'intera struttura di emergenza può richiedere tutto il personale necessario nonché mezzi e personale di terzi (es.: Oil Companies, Società di Servizio), anche al di fuori delle normali procedure aziendali, oltre che l'assistenza del Piano comune di Emergenza per emergenze rilevanti di Assomineraria.

In **fig. 1.5** è riportato lo Schema di Flusso Informativo per procedere all'attivazione della struttura per l'emergenza ed ai suoi compiti operativi.

### Schema organizzativo per l'emergenza



**Figura 1.4: Schema Organizzativo per l’Emergenza**



	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 1.8.3 Flusso ed Informazioni da dare

Chiamante:	A:	Oggetto della chiamata:
Labriola M. (Tecno Geo)	Tripone M. + 39 3382731772 Rossi S. + 39 335 6644376	Informare dell'incidente
Rossi S.	Diomede C. + 39 331 3453320 Madeddu L. + 39 347 1420710	Informare dell'incidente ed attivare i soccorsi
Tripone M.	Unità Logistiche numeri allegati Unità Speciali numeri allegati Subcontrattisti numeri allegati	Attivare i soccorsi
Rossi S.	UNMIG Bologna numeri allegati Prefettura numeri allegati Autorità Locali numeri allegati Autorità nazionali numeri allegati	Informare dell'incidente
Madeddu L.	Managment Altre Compagnie - numeri allegati Assomineraria (GER) - + 39 06 8073045 - + 39 349 7452153	Attivare i soccorsi
Madeddu L.	Sound Oil - Mick Cope +44 7796 577981	Informare dell'incidente
Sound Oil	Mass Media	Informare dell'incidente

### 1.8.4 Sound Oil risposte interne – Ufficio di Milano

Chiamante:	A:	Oggetto della chiamata:
Tripone M.	Stefano Rossi + 39 335 6644376 Luca Madeddu + 39 347 1420710	Informare dell'incidente
Madeddu L.	Mick Cope +44 7796 577981	Informare dell'incidente
Rossi S.	Celestino Diomede + 39 331 3453320	Chiamare in ufficio per specificare i doveri
Diomede C.	Francesca Barreca +39 347 4361959	Chiamare in ufficio per specificare i doveri

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 1.8.5 Principali Recapiti telefonici delle Autorità Locali

Autorità	Località	Telefono
Vigili del Fuoco (115)		
Polizia (113)		
Carabinieri (112)		
Polizia Stradale		
Questura		
Prefettura		
Polizia Municipale		
Provincia		
Regione		
ARPAV		
Protezione Civile		
Emergenze Ambientali (1515)		
Croce Rossa		
Guardia Medica		
Emergenza Sanitaria (118)		

## 1.9 SALUTE E SICUREZZA

Salute e Sicurezza saranno gestiti in loco e descritti nel DSSC che sarà preparato dal titolare in conformità con il D.Lgs 81/2008 e 624/96.

Come prescritto dalle normative vigenti in cantiere è presente un Sorvegliante che, in coordinamento con la Direzione Lavori, controlla che ogni trattista e ogni lavoratore ottemperino le prescrizioni sulla sicurezza e cura che ogni persona che accede al cantiere sia informata dei rischi e delle procedure di emergenza.

## 1.10 MANUALISTICA DI RIFERIMENTO

Le operazioni saranno condotte in ottemperanza con le disposizioni normative e di legge vigenti, con particolare riferimento a:

- DSSC
- Norme e Leggi sulla sicurezza del lavoro

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- Regolamenti in materia di attività minerarie
- Programma di Intervento approvato

Per le modalità operative si farà riferimento alla “Apennine Energy Drilling Policy”, in particolare:

- Drilling Standard & Procedures Manual
- Well Control Standard & Procedures Manual
- Well Control Technical Reference Manual
- HSE Standard & Procedures Manual

Dovranno inoltre essere disponibili in cantiere:

- Procedure operative del Drilling Contractor
- Documentazione tecnica delle attrezzature e dei materiali impiegati
- Contratti

### 1.11 UNITÀ DI MISURA

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

GRANDEZZA	UNITÀ DI MISURA
Profondità	m
Pressioni	bar oppure psi
Gradienti di pressione	kg/cm <sup>2</sup> /10m
Temperature	°C
Pesi specifici	kg/l oppure g/l
Lunghezze	m
Pesi	tons oppure ql
Volumi	m <sup>3</sup> oppure l
Diametri bit & casing	Inches
Peso materiale tubolare	lb/ft oppure Kg/m
Volume di gas	Smc
Plastic viscosity	Centipoise
Yeld & gel	g/100cm <sup>2</sup>
Salinità	ppm oppure g/l di NaCl Equivalente
Profondità misurata (Measured Depth) da Tavola Rotary	mMD
Profondità Verticale Vera (True Vertical Depth) da Tavola Rotary	mTVD
Profondità Verticale Vera sotto il livello del mare (True Vertical Depth Subsea)	mTVDSS

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

## 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

### 2.1 INQUADRAMENTO GEOLOGICO

#### 2.1.1 Schema strutturale regionale

L'area in esame rientra nel bacino neogenico di Sibari. Tale bacino si estende ampiamente nell'entroterra dove è limitato verso NE dalle secche di Amendolara, ed è costituito dalla sovrapposizione tettonica dei flysch eocenico-miocenico con una sottile copertura plio-pleistocenica. Verso SE, nell'offshore calabro, non presenta una ben definita separazione dal contiguo bacino di Ciro' Rossano.

Dal punto di vista strutturale l'area e' interessata da una evidente tettonica di "pull-apart" di eta' medio-pleistocenica che ha determinato l'apertura del bacino di Sibari ed una sua rapida subsidenza con la sedimentazione di una potente sequenza, anche superiore ai 3000 metri, di argille, silt, sabbie e talora conglomerati.

A livello del Pleistocene inferiore e medio in concomitanza con l'apertura del bacino si e' instaurato un regime di movimenti distensivi e compressivi specialmente lungo i livelli argillosi ed evaporitici del Messiniano che ha determinato dei raddoppi delle sequenze messiniane con strutturazioni di tipo anticlinalico allineate NW-SE, fra le quali quella interessata dal pozzo Laura.

#### 2.1.2 Schema tettonico - stratigrafico

Il bacino é caratterizzato da una serie neogenica postorogenica costituita da terreni miocenico-pleistocenici, trasgressiva su un basamento cristallino (Complesso Calabride) nel settore centro-occidentale e su formazioni flyscioidi alloctone (Complesso Liguride) nel settore orientale.

Vistosi fenomeni gravitativi e compressivi hanno determinato locali ripetizioni di serie con conseguenti notevoli ispessimenti.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

La serie neogenica presenta caratteristiche molto interessanti per la ricerca di idrocarburi in quanto racchiude diversi possibili serbatoi sia per quanto riguarda i terreni pleistocenici che per i miocenici.

La serie stratigrafica presente, dal basso verso l'alto, è costituita dai seguenti termini:

- **F.ne di Albidona** – flysch di eta' non definibile con litotipi sia arenacei che calcarei e calcareo-marnosi;
- **F.ne San Nicola** (Serravalliano) – arenarie e conglomerati con livelli di argilla;
- **F.ne Hera Lacinia** (Tortoniano) – sabbie con intercalazioni argillose;
- **F.ne Ponda** (Tortoniano) – argille con livelli di silt;
- **F.ne Gessoso Solifera** (Messiniano) – argille, calcari, evaporiti, sabbie talora grossolane nella parte superiore;
- **F.ne Argille di Crotona** (Plio-Pleistocene) – prevalentemente argille con livelli sottili di silt e sabbie diffusi lungo tutta la sequenza; alla base sono talora presenti sabbie anche grossolane (Formazione San Mauro)

### 2.1.3 Stratigrafia

La successione stratigrafica nell'area del permesso, indagata dal sondaggio D.R74.AP/1 - Liuba 1 Or, sarà costituita dalle seguenti formazioni (dalla più profonda alla più superficiale):

- Formazione San Mauro (Pleistocene): sabbia quarzosa prevalentemente grossolana con rari ciottoli e intercalazioni argillose;

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- Formazione Argille di Crotone (Pleistocene): argilla più o meno siltosa con livelletti di sabbia quarzosa a grana da fine a media.
- Rocca Imperiale (Pleistocene): sabbie e ghiaie con intercalazioni di argille.

#### **2.1.4 Obiettivi della Ricerca**

L'area costituiva il permesso di ricerca D.R50.AG accordato all' AGIP nel 1976. Nel 1984 dopo gli esiti positivi delle perforazioni era stata richiesta la concessione D.C5.AG.

L'operatore non ha mai sviluppato il campo, per questo motivo l'ENI ha chiesto nel 2005 il rilascio della concessione.

Intensa è stata l'attività di ricerca sia indiretta che diretta; sono state effettuate diverse campagne sismiche e perforati dodici pozzi, diversi dei quali, con esito positivo. Il principale obiettivo dei sondaggi era l'esplorazione dei livelli sabbiosi presenti nella parte basale del Pleistocene ed in quello sommitale del Messiniano. Un obiettivo secondario era rappresentato dai sedimenti clastici del Miocene medio.

#### Sismica:

Nell'area in istanza sono stati eseguiti rilievi sismici per un totale di 1313 km di linee tra il 1976 e il 1980 (1992 + 100 km) dalle CGG, Western and Prakla.

#### Perforazione:

##### Laura 1

Nella parte nord-orientale dell'area e' stato eseguito nel 1979 il sondaggio esplorativo Laura 1 ad una profondità di m 4093. Il pozzo è risultato mineralizzato a gas nel Pleistocene negli intervalli m 1305 – 1343 e m 1450 – 1480.

##### Lorena 1

Lorena 1 e' stato eseguito nel 1982 sul fianco SSW della struttura Laura, a 950 metri dal pozzo Laura 1. Il pozzo è risultato sterile.

### Lina 1

Nel corso del 1983 viene perforato il pozzo Lina 1 ad una profondità di m 1891. Il pozzo ha rinvenuto la mineralizzazione a gas nella serie sabbiosa del Pleistocene negli intervalli 1145 – 1147 m e 1151 – 1152.5 m, 1116 – 1123 m e 1129 – 1135 m, e 1054 – 1057 m. Non ci sono stime delle riserve di gas.

## 2.2 INTERPRETAZIONE SISMICA

L'interpretazione sismica del top delle sabbie della Formazione San Mauro è stata condotta su 10 linee sismiche 2D (**fig. 2.1**) utilizzando i tagli dei livelli del pozzo Laura 1:

- D85-154
- D85-155
- D85-158
- DF80-31
- DF-3021-77
- DR77-005
- FR314-78
- DR3024-77
- DR77-005
- FR314-78

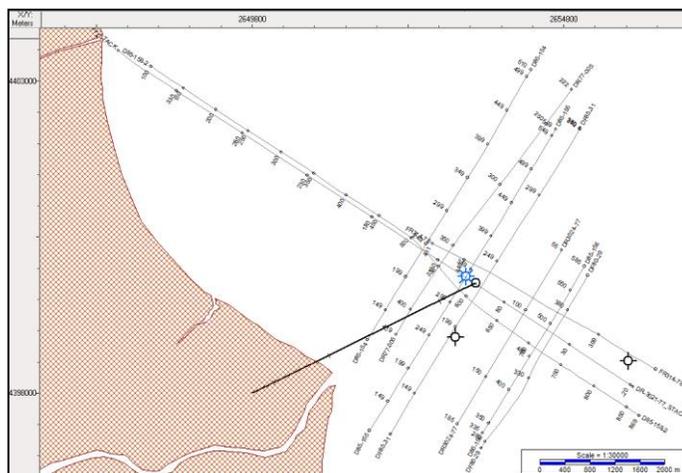


Figura 2.1: linee sismiche 2D utilizzate per l'interpretazione

La struttura in esame è rappresentata da un anticlinale fagliata il cui top strutturale è interessato da una faglia diretta (fig. 2.2).

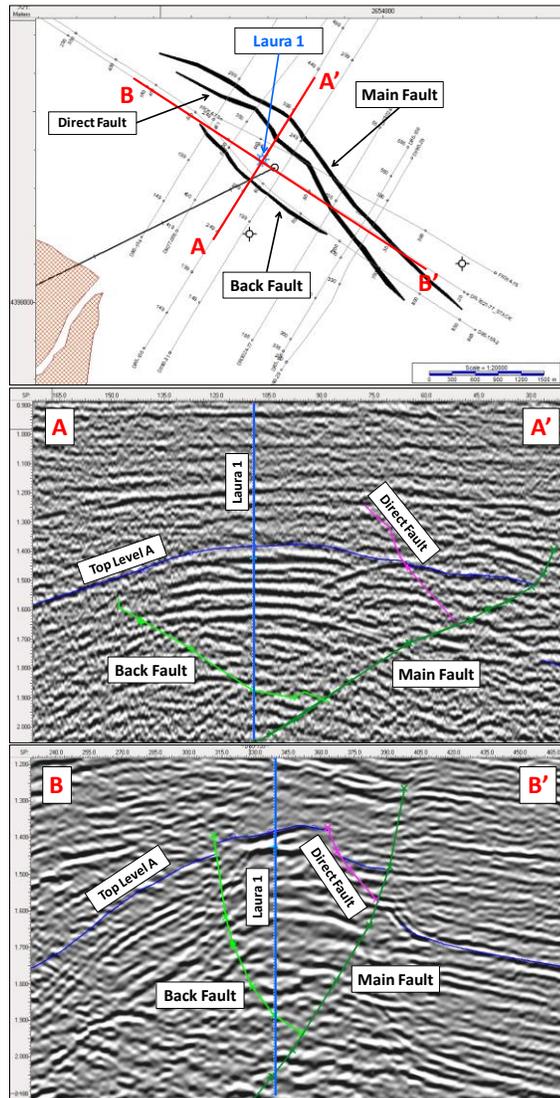
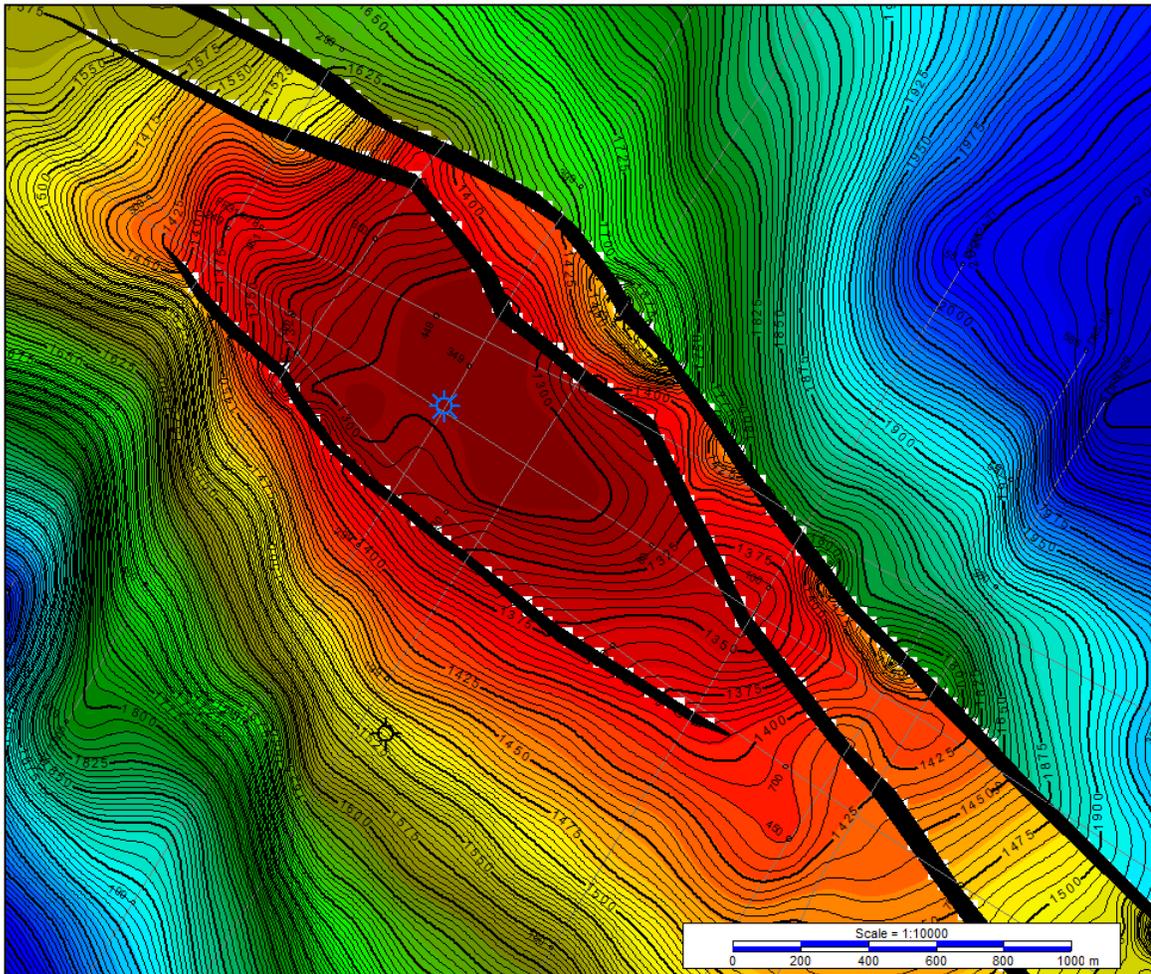


Figura 2.2: orizzonti e faglie interpretate

In fig. 2.3 il risultato dell'interpretazione è una mappa in profondità del top del reservoir appartenente alla Formazione San Mauro (Pleistocene).



**Figura 2.3: top San Mauro ricavato dall'interpretazione**

### **2.2.1 Obiettivi del Pozzo**

Il sondaggio D.R74.AP/1 - Liuba 1 Or ha lo scopo di investigare la struttura ad anticlinale fagliata che contiene il giacimento denominato Laura. Il pozzo è sub-orizzontale (ERW, extended reach well) e parte dalla terra ferma, nel territorio del Comune di Cassano allo Ionio, provincia di Cosenza. L'obiettivo è rappresentato dalle sabbie della Formazione San Mauro del Pleistocene, testate a gas dal pozzo Laura 1.

La distanza orizzontale tra testa e fondo pozzo è di circa 4 km.

Il sondaggio si fermerà alla profondità di 1312 mTVDS / 1322 mTVD / 4586 mMD.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

## 2.2.2 Profondità Totale

Il sondaggio si fermerà alla profondità di 4586 mMD ossia alla profondità di 1322 m TVD – 1312 m TVDSS.

## 2.2.3 Sistema Petrolifero

### 2.2.3.1 Reservoir

I reservoirs del bacino provati finora sono:

- le sequenze sabbiose al top del Messiniano (Formazione Gessosa Solfifera)
- Le sequenze sabbioso conglomeratiche del Pleistocene basale (Formazione San Mauro), mineralizzate a gas nel pozzo Laura 1.
- I livelli sabbiosi del Pleistocene medio (Formazione delle Argille di Crotona), mineralizzati a gas nel pozzo Lina 1.

### 2.2.3.2 Rocce Madri

Il gas rinvenuto nei pozzi Laura 1, Fausta 1, Franca 1 e Lina 1, ubicati sia nell'area del permesso che nelle immediate vicinanze, proviene dalle formazioni argillose del Miocene ed è di origine termogenica.

### 2.2.3.3 Coperture

La copertura è costituita dalla ampia presenza di formazioni argillose Pleistoceniche.

### 2.2.3.4 Trappole

Le trappole previste nell'area sono di natura sia strutturale (anticlinale fagliata allungata in direzione NW-SE) che stratigrafica (corpi sabbiosi coperti da sedimenti argillosi nel Pleistocene).

## 2.3 PROFILO LITOSTRATIGRAFICO PREVISTO

Il profilo litostratigrafico previsto per il pozzo D.R74.AP/1 - Liuba 1 Or (**fig. 2.4**) e gli spessori delle diverse formazioni sono stati desunti considerando i dati dei pozzi presenti nell'area: Laura 1 e Lorena 1 per la zona a mare, Thurio 1, Ogliastrello 1 Dir e Fiume Crati 1 per la zona a terra.

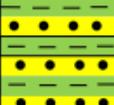
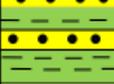
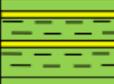
D-R74-AP/1 - Liuba 1 Or				
FORMAZIONE	TVDSS (m)	MD (m)		DESCRIZIONE
Rocca Imperiale	0-70	10-80		ghiaie e sabbie alluvionali + torbe e limi
	70-220	80-230		sabbia prevalentemente media e grossolana con possibili intercalazioni di livelli a ghiaia
	220-350	230-362		sabbia prevalentemente media con possibili intercalazioni di argilla con possibili intercalazioni di livelli a ghiaia
	350-500	362-522		alternanza di livelli di argilla e sabbia con possibili intercalazioni di livelli a ghiaia
	500-678	522-773		argilla con intercalazioni di livelli sabbiosi con possibili intercalazioni di livelli a ghiaia
Argille di Crotona	678-1303	773-4353		argilla più o meno siltosa con livelletti di sabbia quarzosa a grana da fine a media.
San Mauro	1303-1312	4353-4586		sabbia quarzosa prevalentemente grossolana con rari ciottoli, presenza di livello argilloso da 1308 a 1309 (da 4493 a 4526 MD)

Figura 2.4: Profilo Litostratigrafico

### 2.3.1 Pozzi di Riferimento

I pozzi di riferimento principale sono Laura 1, Lorena 1 e Flora 1.

POZZI PERFORATI NELL'AREA			
Pozzo	Anno	Profondità	Esito
Laura 1	1980	4093 m	Gas
Lorena 1	1982	1800 m	Dry
Lina 1	1983	1891 m	Gas

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 2.3.2 Rischi in Fase di Perforazione

Non si evidenziano rischi in fase di perforazione

Liuba 1 Or	mMD	mTVD	mTVDSS
Tavola Rotary	0	0	+10
Piano Campagna	9	9	+1,9
Livello Mare	10	10	0
20" Tubo Guida	35	35	25
KOP	150	150	140
Fase 22"/Colonna 18-5/8"	300	300	299
catenary 1	450	445	435
catenary 2	600	576	566
catenary 3	921	738	728
Fase 16"/Colonna 13-3/8"	2000	919	909
End of Tangent	4313	1308	1298
Fase 12-1/4"/Colonna 9-5/8"	4351	1313	1303
End of Build	4400	1316	1306
End of Tangent	4476	1317	1307
Profondità Finale / Fase 8-1/2"	4586	1322	1312

**MD: Measured Depth:** profondità misurata da tavola rotary

**TVD True Vertical Depth:** profondità verticalizzata da tavola rotary

**TVDSS True Vertical Depth Subsea:** profondità verticalizzata da livello mare

### 2.3.3 Previsione e Programmi

<b>Liuba 1 Or</b>			
	<b>MD</b>	<b>TVD</b>	<b>TVDSS</b>
<b>Tavola Rotary</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>+10</b>
<b>Piano Campagna</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>+1,9</b>
<b>Livello Mare</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>0</b>
<b>20" Tubo Guida</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>25</b>
<b>KOP</b>	<b>150</b>	<b>150</b>	<b>140</b>
<b>Fase 22"/Colonna 18-5/8"</b>	<b>300</b>	<b>300</b>	<b>299</b>
<b>catenary 1</b>	<b>450</b>	<b>445</b>	<b>435</b>
<b>catenary 2</b>	<b>600</b>	<b>576</b>	<b>566</b>
<b>Argille di Crotone</b>	<b>773</b>	<b>689</b>	<b>678</b>
<b>catenary 3</b>	<b>921</b>	<b>738</b>	<b>728</b>
<b>Fase 16"/Colonna 13-3/8"</b>	<b>2000</b>	<b>919</b>	<b>909</b>
<b>End of Tangent</b>	<b>4313</b>	<b>1308</b>	<b>1298</b>
<b>Fase 12-1/4"/Colonna 9-5/8"</b>	<b>4351</b>	<b>1313</b>	<b>1303</b>
<b>Top Reservoir (A1 - 1)</b>	<b>4353</b>	<b>1313</b>	<b>1303</b>
<b>End of Build</b>	<b>4400</b>	<b>1316</b>	<b>1306</b>
<b>End of Tangent</b>	<b>4476</b>	<b>1317</b>	<b>1307</b>
<b>Shale</b>	<b>4493</b>	<b>1318</b>	<b>1308</b>
<b>A2 - 1</b>	<b>4526</b>	<b>1319</b>	<b>1309</b>
<b>Profondità Finale</b>	<b>4586</b>	<b>1322</b>	<b>1312</b>

**MD: Measured Depth:** profondità misurata da tavola rotary

**TVD True Vertical Depth:** profondità verticalizzata da tavola rotary

**TVDSS True Vertical Depth Subsea:** profondità verticalizzata da livello mare

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

## 2.4 GEOLOGIA OPERATIVA

### 2.4.1 Introduzione

Il pozzo esplorativo Liuba 1 Or sarà presumibilmente perforato nel primo trimestre del 2016 con l'impianto Bentec 450.

Per investigare la struttura ad anticlinale fagliata del giacimento Laura, nella Formazione San Mauro del Pleistocene, è stato progettato un profilo pozzo con un angolo massimo di 89,00° N60,40° a 4400mMD e penetrare così l'obiettivo a gas con un dreno sub orizzontale di circa 234 m.

I pozzi di riferimento sono:

- ⇒ Laura 1, perforato da Agip nel 1980 (PT 4093m) con esito positivo: gas;
- ⇒ Lorena 1, perforato da Agip nel 1982 (PT 1800m) con esito negativo: sterile;
- ⇒ Lina 1, perforato da Agip nel 1983 (PT 1891m) con esito positivo: gas.

#### 2.4.1.1 Obiettivi

Gli obiettivi del Programma di Geologia Operativa sono:

- assicurare che tutte le operazioni inerenti alla Geologia Operativa contemplino e rispettino le norme di sicurezza stabilite dalla Committente;
- supportare l'Unità di Perforazione durante tutte le operazioni di perforazione del pozzo;
- controllare l'efficienza dei servizi che saranno resi alla Geologia Operativa: Surface Logging, *Logging While Drilling* e *Logging While Fishing*;
- controllare la qualità (QC) dei dati prodotti sia cartacei che digitali resi alla Geologia Operativa;
- convalidare la presenza di idrocarburi e la saturazione negli intervalli serbatoio;
- determinare la natura e l'età della sezione perforata;
- monitorare i parametri essenziali per il funzionamento in sicurezza del pozzo, specificamente le pressioni della formazione (pressione dei pori);
- determinare il legame tra i dati sismici e i dati del pozzo.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 2.4.1.2 Servizi di Monitoraggio Geologico

Un geologo della Committente sarà presente in loco nei punti critici del pozzo, quali:

- la definizione del settaggio delle colonne;
- il monitoraggio delle fasi obiettivo con controllo costante del campionamento, delle manifestazioni di gas e della spedizione puntuale della documentazione di pozzo via posta elettronica alle parti interessate.
- la definizione della profondità totale del pozzo;
- l'assistenza alla registrazione dei log while fishing.

Durante tutte le altre fasi della perforazione del pozzo, lo stesso geologo redigerà un Rapporto Geologico Sommario Giornaliero che invierà secondo una lista di distribuzione stabilita dalla Committente. Sarà anche responsabile della raccolta, convalidazione e distribuzione di tutti i dati di surface logging, deviazione e quant'altro venga prodotto in cantiere e non distribuito dall'Unità di Perforazione. Vedere anche punto 2.4.1.1 Acquisition Master Plan.

### 2.4.2 Surface Logging

Il servizio è in fase di assegnazione.

Una unità di mud logging sarà operativa con due data engineer e due mud logger nelle sole sezioni di perforazione del pozzo, dalla superficie (22 in) sino alla profondità totale (8-½ in). Nelle restanti fasi di discesa e cementazione colonne, log e completamento, il servizio sarà ridotto ed eseguito dai due data engineer.

Il servizio di surface logging comporterà:

- di prelevare, preparare e confezionare i *ditch cutting* secondo il programma di campionamento stabilito dalla Committente;
- di monitorare e raccogliere campioni del fango di perforazione;
- di monitorare e riportare i parametri di perforazione;
- di rilevare e valutare la pressione dei pori;
- di acquisire ed interpretare i dati di perforazione in tempo reale;

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- di ottimizzare la fase di perforazione, limitandone i problemi (riducendo i costi ed aumentando la sicurezza);
- di individuare e caratterizzare la presenza di idrocarburi e valutare le proprietà di giacimento.

#### **2.4.2.1 Programma di campionamento**

##### Campione umido (2 set)

- Ogni 20m, da 0035,0m a 4351,4m (punto di fissaggio della colonna da 9-5/8in).
- Ogni 05m, da 4351,4m a 4585,5m (profondità totale).

##### Campione secco (2 set)

- Ogni 20m, da 0035,0m a 4351,4m (punto di fissaggio della colonna da 9-5/8in).
- Ogni 05m, da 3351,4m a 4585,5m (profondità totale).

Il campionamento comincerà, quindi, subito dopo la scarpa del tubo guida da 30 in.

Potrebbe essere richiesto un infittimento della frequenza di campionamento ogni 3 m, all'approssimarsi del punto di fissaggio della colonna da 9-5/8in e durante la perforazione dell'obiettivo.

Verrà richiesta una circolazione con campione a giorno, nel caso di aumento repentino della velocità di avanzamento (ROP) ed in coincidenza del punto di fissaggio della colonna da 9-5/8in.

La frequenza di campionamento, durante tutte le fasi, potrà essere temporaneamente aumentata in seguito a manifestazioni di idrocarburi significative non previste, e comunque, a discrezione del geologo della Committente.

#### **2.4.2.2 Confezionamento dei campioni**

- Il campione umido, nella quantità di 250g, dovrà essere confezionato in sacchetti di stoffa o polietilene.
- Il campione secco, nella quantità di 100g, dovrà essere confezionato in buste di carta/cartoncino o sacchetti di polietilene.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 2.4.2.3 Etichettatura dei campioni

Tutti i campioni dovranno essere etichettati con un'etichetta resistente all'acqua e pennarelli neri, come segue:

- Committente **APN** (acronimo di Apennine Energy S.p.A.).
- Nome del pozzo **LIB10** (acronimo di Liuba 1 Or).
- Intervallo di profondità **0000 – 0000 mMD.**
- Data **GG / MM / AAAA.**

### 2.4.2.4 Spedizione dei campioni

A fine pozzo, tutti i campioni dovranno essere adeguatamente imballati ed inviati al seguente indirizzo:

**Apennine Energy S.p.A. / Via Angelo Moro, 109 (20097) San Donato Milanese – MI**

Ovvero, un set completo di:

- campione umido in casse di legno o contenitori di plastica.
- campione secco in scatole di cartone plastificate o contenitori di plastica.

Un elenco dettagliato dei campioni dovrà essere allegato alla spedizione ed una copia dovrà essere inviata al Dipartimento Esplorazione, attenzione Dr. Stefano Rossi, in San Donato Milanese a mezzo geologo della Committente.

Le casse / scatole dovranno essere etichettate nella loro parte superiore e laterale, come segue:

- Committente **APN** (acronimo di Apennine Energy S.p.A.).
- Nome del pozzo **LIB10** (acronimo di Liuba 1 Or).
- Tipo di campione **Umido o secco**
- Intervallo di profondità **0000 – 0000 mMD.**
- Data **GG / MM / AAAA.**

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

#### 2.4.2.5 Preparazione e descrizione dei campioni

Prima della descrizione, i campioni dovranno essere accuratamente lavati. È necessario fornire una descrizione dettagliata della litologia e delle manifestazioni degli idrocarburi. Dovrà essere utilizzata la nomenclatura standard della Committente.

Litologia:

- descrizione generale e cioè tipo di roccia, di colore, ecc;
- mineralogia;
- porosità visiva.

Manifestazioni:

- grado e colore dell'olio;
- grado e colore della fluorescenza diretta;
- fluorescenza indiretta;
- gas totale, cromatografia / composizione del gas.

Se vengono prelevate carote di fondo e/o carotine di parete, dovrà essere redatto un rapportino dedicato come da standard della Committente ed evidenziare quanto segue:

- intervallo di profondità;
- percentuale (%) del recupero o dimensione;
- descrizione litologica;
- fluorescenza diretta;
- fluorescenza indiretta.

#### 2.4.2.6 Campionamento del fango di perforazione

Il campione di fango di perforazione sarà prelevato dal Possum Belly in contenitori di plastica ed etichettati con pennarelli indelebili come segue:

- Committente **APN** (acronimo di Apennine Energy S.p.A.).
- Nome del pozzo **LIB10** (acronimo di Liuba 1 Or).

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- Intervallo di profondità                    **0000 – 0000 mMD.**
- Data    **GG / MM / AAAA.**

#### **2.4.2.7 Calibrazione e controllo dell'attrezzatura**

- Calibrare il total gas detector ed il gas cromatografo ogni 48 ore, utilizzando il gas test standard.
- Rilasciare quotidianamente del carburante in pozzo per verificare il lag time.
- Calibrare regolarmente i sensori.
- Eseguire quotidianamente il backup del database.

#### **2.4.2.8 Documentazione cartacea e dati digitali**

Il personale di surface logging fornirà quotidianamente, prima delle ore 07:00 a mezzo geologo della Committente, quanto segue:

- copia cartacea del Master Log in scala 1:1000MD/TVD ed in formato PDF;
- copia cartacea del Gas Ratio Log in scala 1:1000MD/TVD ed in formato PDF;
- copia cartacea del Drilling Log in scala 1:1000MD ed in formato PDF;
- copia cartacea del Daily Geological Report ed in formato XLS;
- data depth in formato XLS;
- data time in formato XLS;
- Copia cartacea delle calibrazioni eseguite.

#### **2.4.2.9 Etichettatura dei dati digitali**

L'etichettatura dei dati digitali dovrà essere strutturata come segue:

- LIB1O\_DGR\_00\_AAAAMMDD;
- LIB1O\_MasterLog\_0000-0000m\_1000MD;
- LIB1O\_MasterLog\_0000-0000m\_1000TVD;
- LIB1O\_GasRatioLog\_0000-0000m\_1000MD;
- LIB1O\_GasRatioLog\_0000-0000m\_1000TVD;
- LIB1O\_DrillingLog\_0000-0000m\_1000MD;
- LIB1O\_DataDepth\_0000-0000m;

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- LIB1O\_DataTime\_YYYYMMDD.

Dove:

- **LIB1O** è l'acronimo del pozzo Liuba 1 Or;
- **DGR** è l'abbreviazione del rapporto geologico giornaliero;
- **00** è il numero progressivo del DGR;
- **YYYYMMDD** è rispettivamente l'anno, il mese ed il giorno di riferimento;
- **0000-0000** è l'intervallo registrato in metri (senza decimali);
- **1000MD** è la scala profondità misurata;
- **1000TVD** è la scala profondità verticalizzata;

Ad operazioni concluse, un rapporto di fine pozzo (End of Well Report) dovrà essere prodotto dalla Contrattista ed essere spedito alla Committente in un tempo ragionevole, ma comunque non oltre le due settimane di tempo.

### 2.4.3 Logging While Drilling

Il servizio è in fase di assegnazione.

Vengono comunque qui utilizzate sigle ed attrezzature Baker Hughes per comodità descrittiva.

Durante la perforazione della fase da 12-¼in e da 8-½in, sarà acquisito un gamma ray azimutale, otto resistività a propagazione multipla, misure direzionali, pressioni ed un caliper (soltanto però nella sezione da 12-¼in) in tempo reale.

Lo scopo del servizio è quello di un monitoraggio while drilling dell'intera sezione per motivi correlativi e volumetrici. Infatti, il punto di settaggio della colonna da 9 5/8" è essenziale per la riuscita dell'intero progetto mentre la diametria del foro permette una corretta cementazione della stessa. Invece per la sezione sub-orizzontale del dreno da 8 ½", lo scopo è quello di navigare il giacimento nella traiettoria ottimale di progetto.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

Raggiunta la profondità finale ed estratta la batteria di perforazione, i dati memory dovranno essere recuperati e messi a disposizione della Committente nel più breve tempo possibile.

Il sensore **OnTrak**, con diametro nominale di 9- $\frac{1}{2}$ in ed una lunghezza di 7,00m, è incorporato e posto direttamente sopra l'AutoTrak.

Per la fase da **12- $\frac{1}{4}$ in** (2351,4mMD), il sensore provvede in tempo reale quanto segue:

- resistività a propagazione multipla, con distanza dallo scalpello di 7,60m;
- pressione anulare e del pozzo, con distanza dallo scalpello di 8,90m;
- gamma ray azimutale, con distanza dallo scalpello di 9,80m;
- misure direzionali, con distanza dallo scalpello di 11,30m.

Nota: la profondità d'investigazione del sensore è di circa 6in.

Il sensore **ORD**, componente (Sub) del LithoTrak, ha un diametro nominale di 8- $\frac{1}{4}$ in ed una lunghezza di 3,00m.

Per la sola fase da **12- $\frac{1}{4}$ in** (2351,4mMD), il sensore provvede in tempo reale quanto segue:

- caliper, con distanza dallo scalpello di 21,21m.

Nota: essendo la profondità d'investigazione del sensore di soli 1,5in per una lettura massima di 15in circa, i dati non possono essere usati per calcoli di cementazione, ma bensì per un'idea qualitativa del foro.

Il sensore **OnTrak**, con diametro nominale di 6- $\frac{3}{4}$ in ed una lunghezza di 5,20m, è incorporato e posto direttamente sopra l'AutoTrak.

Per la fase da **8- $\frac{1}{2}$ in** (234,1mMD), il sensore provvede in tempo reale quanto segue:

- pressione anulare e del pozzo, con distanza dallo scalpello di 13,00m;
- gamma ray azimutale, con distanza dallo scalpello di 13,30m;
- resistività a propagazione multipla, con distanza dallo scalpello di 14,50m;
- misure direzionali, con distanza dallo scalpello di 16,20m.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

Nota: la profondità d'investigazione del sensore è di circa 6in.

#### **2.4.3.1 Copie Cartacee**

Deve essere rilasciata in cantiere una copia cartacea a colori di ciascun log registrato ed alle scale di 1:200 (MD / TVD) e 1:1000 (M/TVD). Le rimanenti copie dovranno essere direttamente spedite da Baker Hughes al Dipartimento Esplorazione, attenzione Dr. Stefano Rossi, presso la sede della Committente in San Donato Milanese.

Su richiesta della Committente, dovranno essere disponibili copie cartacee addizionali, alle condizioni previste dal contratto.

#### **2.4.3.2 Dati Digitali**

Un file in formato LIS/DLIS o LAS con tutte le curve presentate nelle copie finali, dovrà essere preparato in loco e consegnato al geologo della Committente per poi essere trasmesso via posta elettronica alle parti interessate.

È inoltre richiesto un CD-Rom in formato LIS/DLIS per ciascuna discesa memorizzata. Il CD-Rom dovrà essere organizzato per file, in cui ciascuno di essi sarà correlato ad un differente servizio (nel caso di combinazioni di attrezzi nella stessa discesa). Ciascun file sarà organizzato poi per sub-file da correlarsi agli attrezzi discesi. L'etichettatura dei file dovrà includere il nome del pozzo, la data di registrazione, l'intervallo registrato ed il nome del servizio eseguito (vedere prossimo paragrafo per le modalità di etichettatura). Il CD-Rom dovrà essere corredato dalle presentazioni cartacee finali.

#### **2.4.3.3 Etichettatura dei Dati Digitali di Memoria**

L'etichettatura dei dati digitali di memoria dovrà essere strutturata come segue:

- LIB1O\_08.50inHole\_MPR/GR\_LogData\_0000-0000m.
- LIB1O\_08.50inHole\_MPR/GR\_LogPlot\_0000-0000m\_200MD.
- LIB1O\_08.50inHole\_MPR/GR\_LogPlot\_0000-0000m\_200TVD.
- LIB1O\_08.50inHole\_MPR/GR\_LogPlot\_0000-0000m\_1000MD.

- LIB1O\_08.50inHole\_MPR/GR\_LogPlot\_0000-0000m\_1000TVD.

Dove:

- LIB1O** è l'acronimo del pozzo Liuba 1 Or.
- 08.50in Hole** è la sezione di foro perforata.
- MPR/GR** è l'acronimo dei log memorizzati.
- Log Data / Log Plot** è il tipo di dato registrato.
- 0000-0000m** è l'intervallo registrato.
- 200MD / 1000MD** è la scala profondità misurata.
- 200TVD / 1000TVD** è la scala profondità verticalizzata.

#### **2.4.4 Logging While Fishing**

Il servizio è in fase di assegnazione.

Vengono comunque qui utilizzate sigle ed attrezzature Weatherford per comodità descrittiva.

Considerato l'angolo d'inclinazione del pozzo, è stato deciso di utilizzare la tecnica "Well Shuttle" della Weatherford per permettere una registrazione in sicurezza e veloce del log sonico nel dreno sub-orizzontale e del log di controllo della cementazione nella colonna da 9-5/8in.

La tecnologia "Well Shuttle" consente di scendere tutti gli attrezzi wireline della linea "Compact" (diametro nominale da 2,25in) con le aste di perforazione senza il cavo. La registrazione viene quindi fatta in modalità di memoria e non è disponibile la lettura in tempo reale. Gli attrezzi vengono montati all'interno di una asta aperta al fondo (mule shoe) e discesi sino alla profondità totale. Una volta toccato il fondo pozzo, viene estratta una lunghezza ed espulsa l'attrezzatura log. A questo punto inizia la registrazione in estrazione con le aste del log sonico nel dreno sub-orizzontale con le sei dita del caliper aperte. Raggiunta la scarpa della colonna da 9-5/8in, viene chiuso il caliper e viene registrato il log di controllo della cementazione all'interno della colonna. Una volta in superficie, la memoria viene scaricata,

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

vengono poi confrontati i dati di profondità con i dati misurati in pozzo e quindi resa immediatamente fruibile in cantiere.

Foro sub-orizzontale da 8-1/2in (234,1mMD), attrezzo **MSS-CMI-MCG**, con diametro nominale da 2,25in ed una lunghezza complessiva di 34,30 m:

- il Compact Sonic Sonde (MSS), con un diametro nominale da 2,25in ed una lunghezza di 3,82m, determina la porosità secondaria e la litologia;
- il Compact Microimager (CMI), con un diametro nominale da 4,10in ed una lunghezza di 4,25m, in configurazione di caliper soltanto;
- il Compact Gamma Ray (MCG), con un diametro da 2,25in ed una lunghezza di 1,04m, determina il volume del contenuto argilloso delle sabbie.

Foro ad alto angolo d'inclinazione da 12-1/4" (2351,4mMD), attrezzo precedente **MSS-CMI-MCG**, commutato in modalità CBL e con esclusione del CMI:

- il Compact Sonic Sonde (MSS), con un diametro nominale da 2,25in ed una lunghezza di 3,82m, provvede un cement bond log (CBL) qualitativo ed un variable density log (VDL);
- il Compact Gamma Ray (MCG), con un diametro da 2,25in ed una lunghezza di 1,04m, provvede un log correlativo della profondità, un casing collar locator (CCL) ed una temperatura.

Nota: la registrazione del sonico in modalità CBL terminerà 100m sopra il top del cemento (TOC).

#### 2.4.4.1 Copie Cartacee

Deve essere rilasciata in cantiere una copia cartacea a colori di ciascun log registrato ed alle scale di 1:200 (MD / TVD) e 1:1000 (MD / TVD). Le rimanenti copie dovranno essere direttamente spedite da *Weatherford* al Dipartimento Esplorazione, attenzione Dr. Stefano Rossi, presso la sede della Committente in San Donato Milanese.

Su richiesta della Committente, dovranno essere disponibili copie cartacee addizionali, alle condizioni previste dal contratto.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

#### 2.4.4.2 Dati digitali

Un file in formato LIS/DLIS o LAS con tutte le curve presentate nelle copie finali, dovrà essere preparato in loco e consegnato al geologo della Committente per poi essere trasmesso via posta elettronica alle parti interessate.

È inoltre richiesto un CD - Rom in formato LIS/DLIS per ciascuna discesa registrata. Il CD-Rom dovrà essere organizzato per file, in cui ciascuno di essi sarà correlato ad un differente servizio (nel caso di combinazioni di attrezzi nella stessa discesa). Ciascun file sarà organizzato poi per sub-file da correlarsi agli attrezzi discesi. L'etichettatura dei file dovrà includere il nome del pozzo, la data di registrazione, l'intervallo registrato ed il nome del servizio eseguito (vedere prossimo paragrafo per le modalità di etichettatura). Il CD-Rom dovrà essere corredato dalle presentazioni cartacee finali.

#### 2.4.4.3 Etichettatura dei dati digitali memorizzati

L'etichettatura dei dati digitali dovrà essere strutturata come segue:

- LIB1O\_08.50inHole\_MSS/CAL/MCG\_LogData\_0000-0000m.
- LIB1O\_08.50inHole\_MSS/CAL/MCG\_LogPlot\_0000-0000m\_200MD.
- LIB1O\_08.50inHole\_MSS/CAL/MCG\_LogPlot\_0000-0000m\_200TVD.
- LIB1O\_08.50inHole\_MSS/CAL/MCG\_LogPlot\_0000-0000m\_1000MD.
- LIB1O\_08.50inHole\_MSS/CAL/MCG\_LogPlot\_0000-0000m\_1000TVD.

Dove:

- **LIB1O** è l'acronimo del pozzo Liuba 1 Or.
- **08.50inHole** è la sezione di foro memorizzata.
- **MSS/CAL/MCG** è l'acronimo dei log registrati.
- **Log Data / Log Plot** è il tipo di dato registrato.
- **0000-0000m** è l'intervallo registrato.
- **200MD / 1000MD** è la scala profondità misurata.
- **200TVD / 1000TVD** è la scala profondità verticalizzata.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

#### **2.4.5 Completamento**

In caso di successo minerario, il pozzo verrà completato con una tecnologia che permetterà il controllo delle venute di sabbia, con packer gonfiabili e screen espandibili.

#### **2.4.6 Prova di Produzione**

Se il pozzo confermerà le caratteristiche di giacimento di Laura-1, verrà eseguita una prova di produzione con uno spurgo iniziale, due erogazioni ed una risalita di pressione finale con misuratori al fondo.

Una procedura verrà stilata dalla Committente in un documento a parte e distribuita a tempo debito.



2.4.7.1 Strip Log

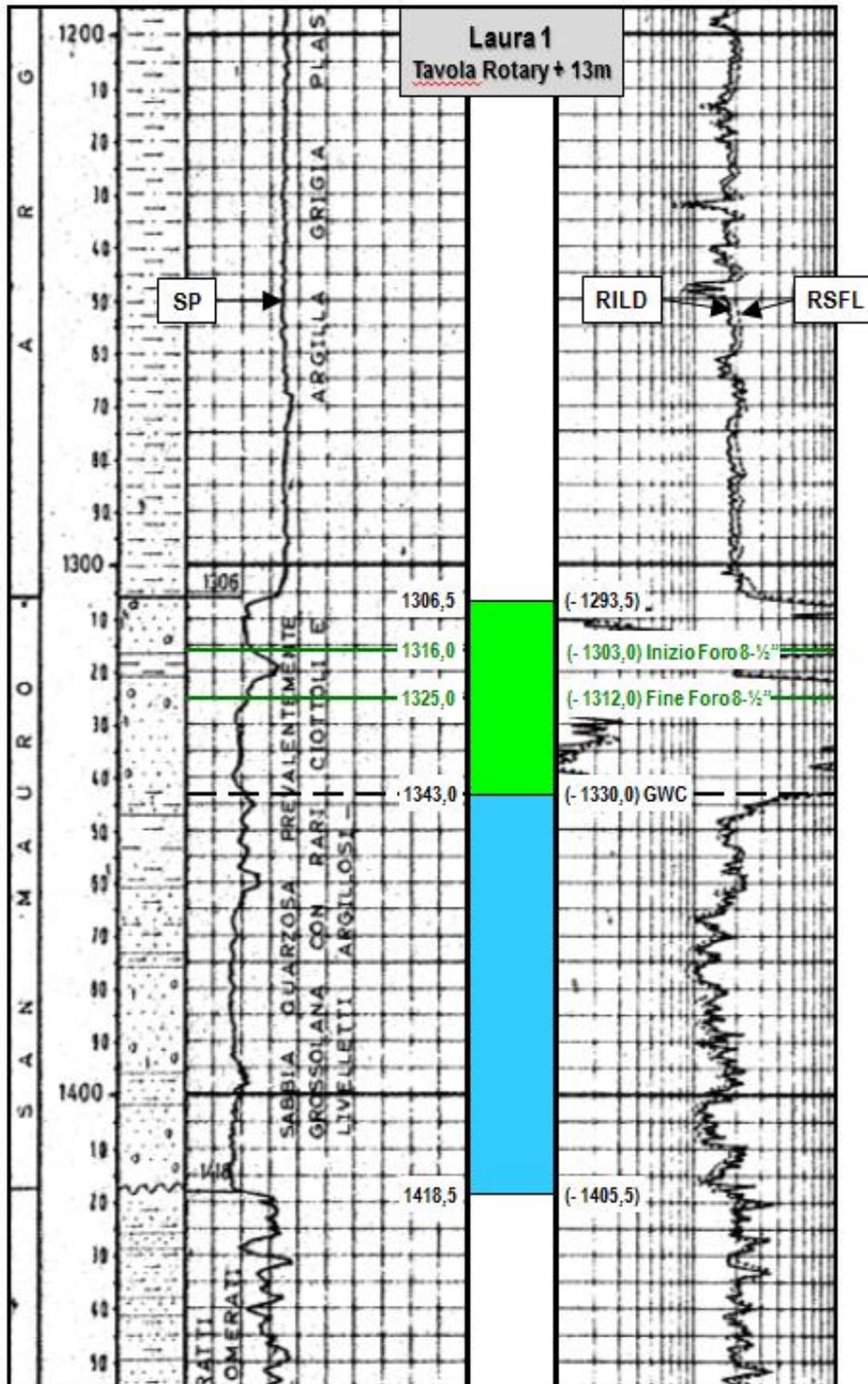


Figura 2.6: Strip Log

	<p align="center"><b>Programma Geologico e di Perforazione</b></p>	<p align="center"><i><b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b></i></p>
---	--	--

### **3 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE**

#### **3.1 INGEGNERIA DI POZZO**

##### **3.1.1 Pozzi di Riferimento**

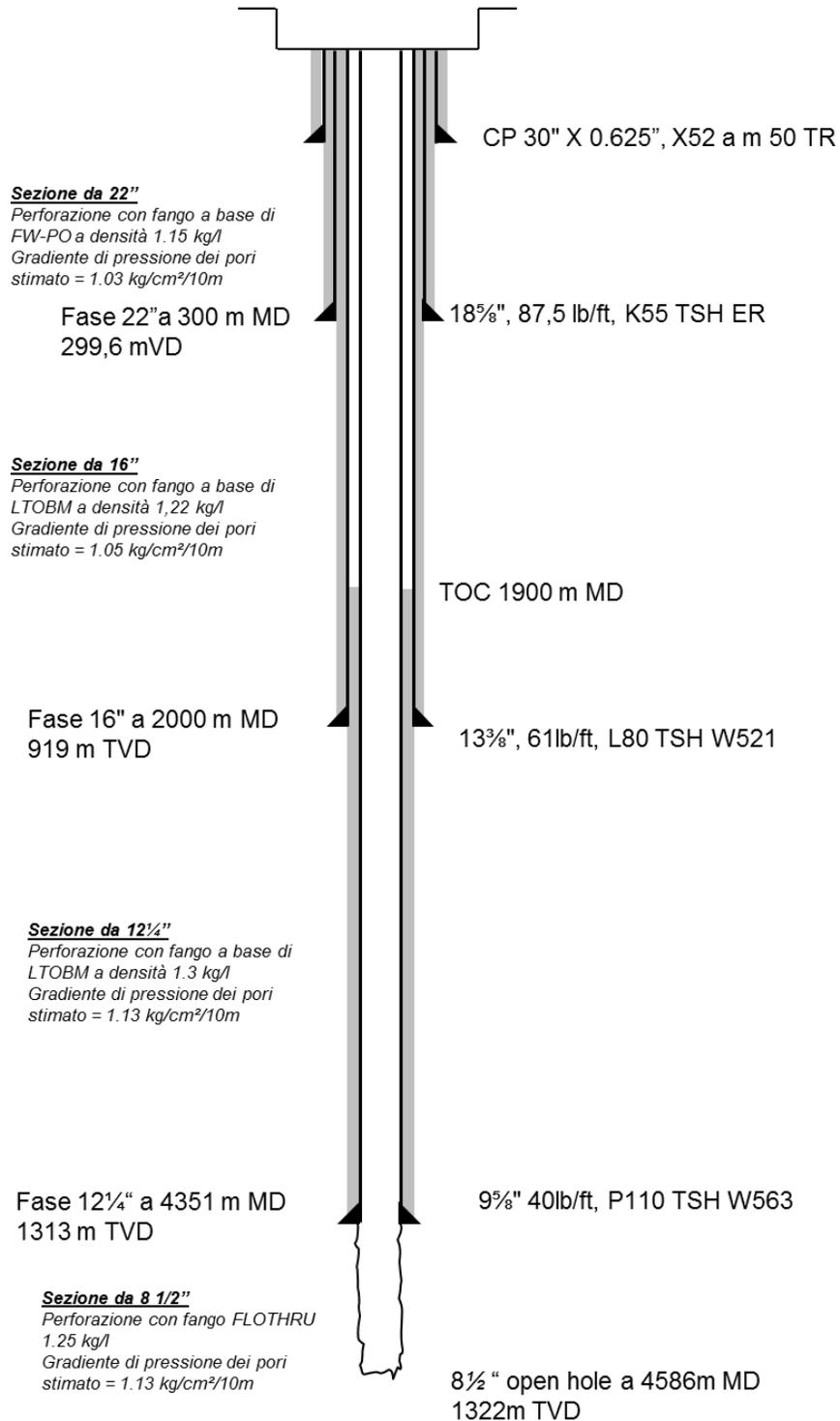
I pozzi di riferimento individuati sono: Laura 1 (il più vicino perforato nella stessa struttura e del quale si prevede di incontrare la stessa serie stratigrafica), Lorena 1 (situato sul fianco SSW della struttura di Laura: a 950 m) e Lina 1.

In questi pozzi non si è riscontrata presenza di H<sub>2</sub>S e/o CO<sub>2</sub> sia durante la perforazione che durante le prove di produzione.

Il pozzo Laura 1 (off-shore verticale) più profondo è stato perforato negli anni 1979/80 ed è arrivato alla profondità finale di 4093 m; il nuovo pozzo Liuba 1 Or ha come target minerario solo il livello superiore a gas "A" della formazione San Mauro individuato alla profondità compresa tra 1320 e 1340 mTVDSS del Pleistocene (sabbia quarzosa grossolana con rari ciottoli e livelletti argillosi con spessore di 37.5 metri). Il livello è stato testato con successo in Laura 1.

Dall'analisi dei Rapporti Giornalieri di Perforazione di Laura 1 fino a 1400 mVD non si evidenziano particolari problematiche di perforazione, solo dei forzamenti e ripassi nella formazione superficiale, probabilmente dovuti ad instabilità del foro e al tipo di fango utilizzato: LS + H<sub>2</sub>O di mare.

### 3.1.2 Schema del Pozzo



	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.3 Criticità del pozzo Liuba 1 Or

Durante la perforazioni del pozzo si potrebbero presentare le seguenti problematiche:

#### 3.1.3.1 Fase 22” a 300 mMD (299,6 mVD)

- Possibilità di contaminazione delle falde acquifere (possibilità remota).  
Per mitigare tale rischio è previsto l’utilizzo di un fango di perforazione ad acqua con componenti non contaminanti.

- Elevata velocità di avanzamento nella formazioni superficiali attraversate (sabbia con livelli di conglomerato ed argilla plastica).

L’argilla potrebbe idratarsi al contatto col fango di perforazione a base acqua e formare dei tappi d’argilla con conseguenti problemi di circolazione, di pulizia vibrovagli e ostruzione dell linee di circolazione. L’argilla inoltre a contatto con con il fango a base acqua potrebbe provocare fenomeni di bit balling (scalpello ricoperto da argilla plastica).

Sarà necessario avere una buona reologia del fango e circolare adeguatamente per pulire lo scalpello, il foro, i vibrovagli e le linee fango

- Difficoltà nel controllo della deviazione

Essendo il pozzo Extended Reach e poco profondo in verticale, si dovrà arrivare alla massima inclinazione prima possibile per agevolare il raggiungimento del target. Per questo motivo nella fase da 22” si cercherà di aumentare l’angolo di inclinazione fino a 7,5° a 300 mMD.

Date le caratteristiche delle formazioni attraversate, per aumentare l’angolo si utilizzerà un sistema automatico steerable non rotativo (es Tru-Track) con lo scopo di ridurre il disturbo sulle pareti del foro.

#### 3.1.3.2 Fase 16” a 2000 mMD (919 mVD)

- Elevata velocità di avanzamento nei livelli di sabbia con livelli di conglomerato ed argilla plastica.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

L'argilla potrebbe idratarsi al contatto col fango di perforazione a base acqua e formare dei tappi d'argilla con conseguenti problemi di circolazione, di pulizia vibrovagli e ostruzione delle linee di circolazione. Un altro possibile problema dovuto alla reazione dell'argilla con il fango a base acqua è rappresentato dal bit balling (scalpello ricoperto da argilla plastica).

Sarà necessario avere delle buone caratteristiche reologiche del fango e circolare adeguatamente per pulire lo scalpello, il foro, i vibrovagli e le linee fango

Per minimizzare questi problemi è stato deciso di utilizzare fango a base olio sintetico "Low Toxic" che inibisce le argille attraversate e migliora la lubrificazione del foro. Inoltre tutte le attrezzature di rimozione solidi dovranno essere mantenute efficienti per avere un buon controllo della concentrazione dei solidi nel fango (specialmente in considerazione dell'alta velocità d'avanzamento prevista) e della sua densità; a tale riguardo saranno utilizzati il Mud Cleaner e le Centrifughe.

- La fase da 16" è lunga circa 1700 m e raggiungerà la massima inclinazione di 80,327°. Si potrebbero presentare problemi di pulizia del foro con rischi di "prese batteria dovuti a pack off" o "cutting bed".

Per migliorare la pulizia foro si utilizzeranno delle aste di perforazione da 5 1/2" anziché da 5"

È inoltre previsto l'utilizzo del sistema di circolazione continua (tipo HoD della Drillmec) per avere la circolazione anche durante i cambi/aggiunte aste che minimizzerà il formarsi del cutting bed e/o di tappi d'argilla/detriti. Per assicurarsi che la pulizia del foro sia efficiente si terrà monitorato il volume di cuttings ai vibrovagli che dovrà essere comparabile a quello prodotto dalla perforazione. Per avere un riscontro in tale merito verrà utilizzato un CVM (Cutting Volume Monitoring) nella zona vibrovagli per pesare i cuttings che usciranno dal pozzo (punto 3.1.19.3).

- Le formazioni che saranno attraversate nella fase da 16" sono previste di bassa consistenza e quindi si dovranno evitare circolazioni prolungate nello

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

stessa zona per non creare scavarnamenti del foro. Bisognerà anche cercare di evitare i colpi di pressione ad ogni ripresa di circolazione per non destabilizzare il foro (il programmato sistema di circolazione continua potrà ridurre notevolmente tale fenomeno).

- Per le caratteristiche delle formazioni attraversare e per la lunghezza della fase stessa, si dovrà cercare di fare un foro il più smooth possibile per poi riuscire a scendere il casing a fondo fase. Per potere avere più chance a tale riguardo, le batterie di perforazione/deviazione dovranno essere del tipo Rotary Steerable System.
- L'attraversamento di livelli sabbiosi con un'alta inclinazione potrebbe favorire le prese di batteria per pressione differenziale (ciò potrebbe succedere nonostante l'utilizzo di un fango a base olio sintetico "Low Toxic" che riduce tale rischio): per ridurre ulteriormente tale rischio bisognerà evitare indesiderati aumenti della densità fango, utilizzare una BHA non troppo lunga e cercare di non tenere ferma la batteria se non necessario. La circolazione continua prevista in questa fase potrà anch'essa essere d'aiuto.
- Nei pozzi di riferimento le velocità d'avanzamento sono state mantenute attorno ai 10 m/ora senza perdite di circolazione e manifestazioni.
- Bisogna ricordarsi che la stabilità del foro aperto è dipendente dal tempo, più rimane esposto e più la sua stabilità verrà compromessa. Per evitare quindi problemi di instabilità del foro bisognerà cercare di scendere il casing prima possibile.
- La discesa della colonna di casing da 13 3/8" a fondo fase presenta un certo rischio e difficoltà: nell'intento di agevolare la discesa del casing, la colonna da 13 3/8" sarà equipaggiata con adeguati e speciali centralizzatori (centralizzatori a basso Friction Factor tipo gli "Spir-o-lizer" in lega di Zinco) e con una scarpa di tipo Pen-o-trator (idonea ad una eventuale rotazione ed alesatura del foro).

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.3.3 Fase 12 ¼” a 4351 mMD (1313 mVD)

- Anche in questa fase sarà utilizzato un fango a base olio sintetico “Low Toxic” per potere inibire le argille ed avere una migliore lubrificazione del foro, tutte le attrezzature di rimozione solidi dovranno essere mantenute efficienti per avere un buon controllo della concentrazione dei solidi nel fango (specialmente in considerazione dell’alta velocità d’avanzamento prevista) e della sua densità; a tale riguardo saranno utilizzati il Mud Cleaner e le Centrifughe.
- Il foro da 12 ¼” sarà lungo circa 2350 m e sarà perforato quasi tutto in tangente con una inclinazione di 80,327° fino a 4313 mMD per poi finire con un leggero BU che a fine fase porterà l’angolo di inclinazione del foro a circa 84,25°.
- Per evitare “prese di batteria dovuti a pack off” o “cutting bed” sarà necessario garantire una sufficiente pulizia foro. Per questo motivo si utilizzeranno le aste di perforazione da 5 ½” (le aste da 5 ½” dentro il casing saranno munite di NRDPP – Non Rotating Drill Pipe Protectors - per non usurare il casing e per diminuire la T&D), il sistema di circolazione continua (es. HoD della Drillmec) e il sistema di monitoraggio del volume di cuttings ai vibrovagli.
- Data la di bassa/media consistenza della formazione si dovranno evitare circolazioni prolungate nello stessa zona e cercare di evitare i colpi di pressione ad ogni ripresa di circolazione per non destabilizzare il foro.
- Per migliorare la qualità del foro si utilizzerà una batteria di deviazione con sistema di controllo automatico RSS.
- L’attraversamento di livelli di sabbiosi con un’alta inclinazione potrebbe favorire le prese di batteria per pressione differenziale, l’utilizzo di un fango a base olio sintetico “Low Toxic” di basso peso, la ridotta lunghezza dell BHA e la circolazione continua possono ridurre tale rischio.
- La stabilità del foro aperto è dipendente dal tempo, bisognerà quindi completare la perforazione e discendere il casing prima possibile.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- La discesa della colonna di casing da 9 5/8” a fondo fase potrebbe essere rischiosa e presentare delle difficoltà: per mitigare i tali rischi, la colonna sarà equipaggiata con centralizzatori a basso Friction Factor (tipo gli “Spir-o-lizer” in lega di Zinco) e con una speciale scarpa, si utilizzerà il sistema Turbocaser Express che permette la rotazione della scarpa medesima attraverso la circolazione (punto 3.1.12.6).

#### **3.1.3.4 Fase 8 ½” a 4586 mMD (1322 mVD)**

- Per posizionare correttamente il dreno orizzontale è importante controllare la formazione del build-up (iniziato nella fase precedente) portando l’angolo a 89°, che è previsto di raggiungere a circa 4400 mMD (1316 mVD) in modo da evitare la formazione di sifoni (pozzetti) che potrebbero diventare conduttori d’acqua. Una volta raggiunta l’inclinazione di 89° è prevista la continuazione della perforazione in tangente con tale angolo fino a 4476 mMD (1317 mVD) per poi effettuare un drop off a 86° che sarà raggiunto a fondo pozzo a 4586 mMD (1322 mVD). Tale profilo del dreno è stato definito per avere un maggiore drenaggio del reservoir.
- Per avere un buon controllo della deviazione secondo programma il foro sarà perforato con l’ausilio di Rotary Steerable System (RSS).
- Il fango della fase precedente sarà sostituito con fango ad acqua per non danneggiare il reservoir e per potere far fronte ad eventuali perdite di circolazione.
- Anche nel foro da 8 ½” c’è il rischio di avere un’insufficiente pulizia foro che potrebbe portare a problemi tipo “prese di batteria dovuti a pack off” o “cutting bed”. Per migliorare la pulizia del foro si continueranno ad utilizzare aste di perforazione da 5 ½” e il sistema di circolazione continua. L’efficienza della pulizia foro verrà monitorata attraverso un CVM (Cutting Volume Monitoring) in modo da confrontare il volume di cuttings ai vibrovagli con il volume teorico del foro.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

Le DP all'interno del casing saranno munite di NRDPP – Non Rotating Drill Pipe Protectors - per non usurare il casing e per diminuire la T&D.

### **3.1.3.5 Contingency: Fase 6" a 4586 mMD (1322 mVD)**

- Nel caso non si riuscisse ad arrivare con la colonna 9 5/8" al top del reservoir in modo da perforare la fase da 8 1/2" all'interno della zona produttiva, potrebbe essere necessario perforare un'ulteriore fase contingent da 6", in tal caso la discesa del liner da 7" sarà anticipata al top del reservoir.
- Anche in questa fase si utilizzerebbe un Rotary Steerable System (RSS) per il buon controllo della deviazione.
- le aste da 5 1/2" saranno sostituite con quelle da 3 1/2" per la parte di pozzo interessato dal liner da 7" e dal foro da 6".
- Tutti i materiali necessari per la perforazione della fase contingent da 6" saranno resi disponibili o reperibili velocemente senza fermare i lavori del pozzo.

### **3.1.4 Perché i pozzi Extended Reach sono differenti**

L'esperienza suggerisce che l'80% dei problemi nei pozzi a deviazione elevata è dovuto a procedure non appropriate e avrebbe potuto essere evitato. I problemi accadono più frequentemente durante le manovre, ma potrebbero aver iniziato a svilupparsi molti giorni prima, durante le operazioni di perforazione. Comprendere alcune teorie sul perchè i pozzi ER sono "differenti" aiuterà a capire le procedure di perforazione raccomandate.

#### **3.1.4.1 Teoria della pulizia del foro dei pozzi ad angolo elevato**

Molte variabili influenzano la pulizia del foro. Ciascuna di esse contribuisce alla sfida di riuscire a predire accuratamente se il pozzo è pulito per mezzo dell'utilizzo di simulazioni al computer.

Grazie all'esperienza sviluppata in progetti di ER ad elevata difficoltà condotti in ogni parte del mondo sono stati sviluppati parametri e pratiche minimi per assicurare una

adeguata pulizia del foro. Queste pratiche si sono dimostrate più volte valide non solo in pozzi ER record, ma anche in pozzi direzionati convenzionali.

Questa sezione offre le basi per comprendere l'importanza della pulizia del foro in pozzi a forte inclinazione e su come le pratiche di perforazione usate possano assicurare che un'effettiva pulizia del foro stia realmente avvenendo.

### 3.1.4.2 Regimi di pulizia foro in base all'inclinazione

Test di laboratorio e esperienza di campo indicano che la pulizia del foro ha tre regimi distinti che sono dipendenti dall'inclinazione.

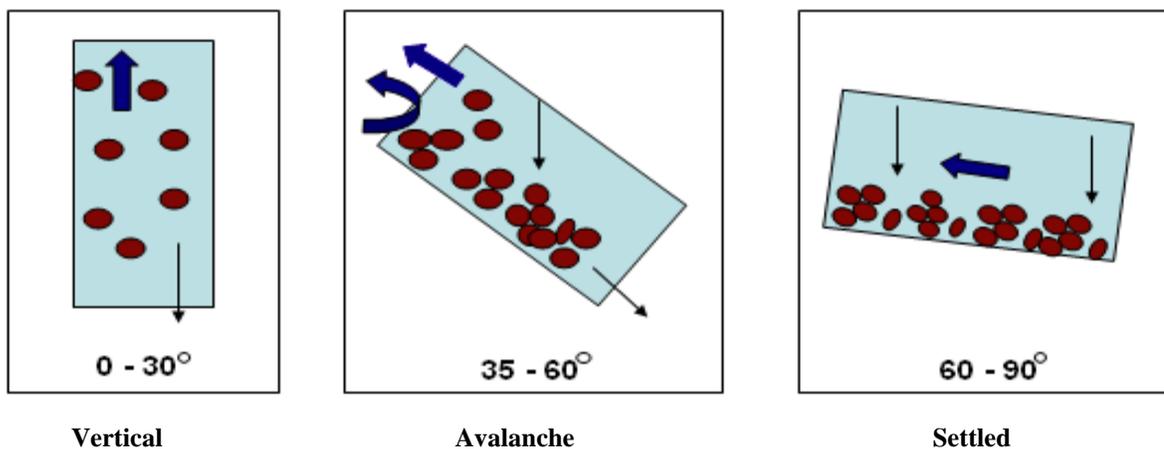


Figura 3.1: Regimi di Pulizia Foro

#### Verticale

Il regime verticale, o a basso angolo d'inclinazione, permette ai detriti di rimanere sospesi, con una distanza significativa di caduta prima che si accumulino al fondo del pozzo. La rotazione non è un requisito significativo per ottenere un'adeguata pulizia del foro. La portata necessita solo di essere superiore alla velocità di caduta dei detriti per riuscire ad ottenere la pulizia del foro.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

## **A valanga**

Il regime “a valanga” è usato per descrivere l’intervallo d’inclinazione al di sopra del quale i detriti hanno una distanza di caduta breve prima di raggiungere il lato inferiore del foro.

A pompe ferme, i detriti si accumulano rapidamente nella parte bassa creando uno strato denso. La gravità provoca lo scivolamento di questo strato lungo il foro fino a quando incontra una restrizione. L’intervallo d’inclinazione del regime “a valanga” dipende dal tipo di detrito, dal fango e dalla qualità del foro.

La rotazione della batteria è richiesta per sollevare i detriti e riportarli nella zona di flusso principale che sta al di sopra delle DP.

## **Sedimentato**

La zona a regime “sedimentato” ha la minore distanza di caduta per l’accumulo dei detriti sulla parte inferiore del foro. Una volta lì, i detriti non si muoveranno, evitando i rischi associati al regime “a valanga”. La rotazione della batteria è essenziale per sollevare i detriti e riportarli nella zona di flusso superiore per ottenere la pulizia del foro.

Reciprocare la batteria aiuta a disturbare il letto di detriti grazie al movimento dei tool joint e creando velocità annulari più alte in loro corrispondenza.

### **3.1.4.3 Letti di detriti & loro rimozione**

Pulire fori ad alta inclinazione e di grosso diametro (OD >8½”) è più difficoltoso dato che i detriti si accumulano sul fondo del foro insieme alla batteria di perforazione, anch’essa adagiata lungo la parte bassa del foro.

Il flusso annulare del fango segue il percorso di minore resistenza, come illustrato qui di seguito.

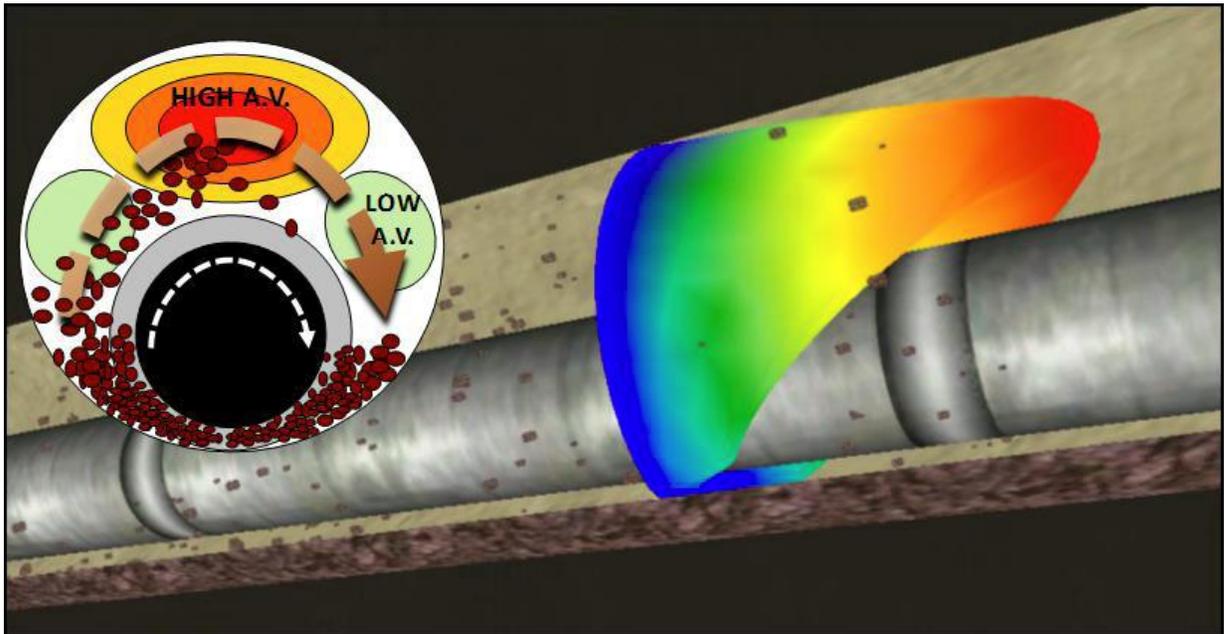
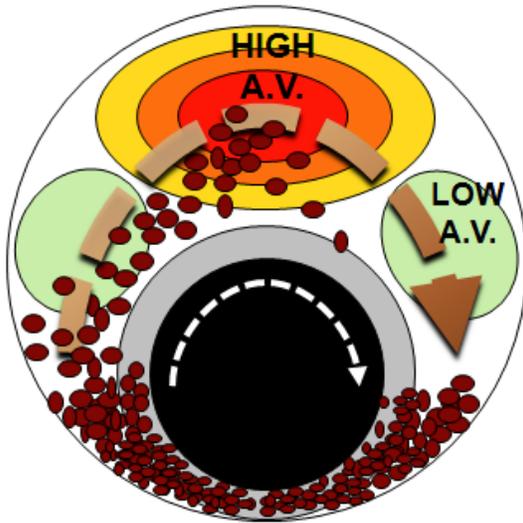


Figura 3.2: Profilo di velocità del fluido nell'annulus di fori ad alta inclinazione (courtesy of MI)

Per eliminare i detriti dal pozzo occorre sollevarli e portarli nella zona ad alta velocità di flusso al di sopra delle aste. Per fare questo è necessaria la rotazione della batteria di perforazione.

L'esperienza di campo dimostra che ci sono velocità **minime** di rotazione in grado di produrre cambi fondamentali nella performance della pulizia del foro nei pozzi ER. Le meccaniche dell'esistenza stessa di queste velocità minime di riferimento rimangono poco chiare, ma si pensa che esse siano collegate ad un fenomeno di accoppiamento con la viscosità.



Hole Section	Recommended		Minimum	
	Flowrate gpm (lpm)	Rotary rpm	Flowrate gpm (lpm)	Rotary rpm
17 1/2"	1200 (4550)	>150	900 (3400)	120
12 1/4"	1000 (3800)	>150	800 (3030)	120
8 1/2"	500 (1900)	>100 *	350 (1330)	80
6"	250 (950)	>100 *	175 (665)	80

\* Effect of rpm on ECD must be considered in these hole sizes

Figura 3.3: Rotazione per la rimozione dei detriti in fori ad alta inclinazione

### 3.1.4.4 Monitoraggio del trascinamento durante le manovre

I due diagrammi seguenti mostrano come l'andamento del peso al gancio reale ha poco significato senza una chiara comprensione dell'andamento teorico. Il primo diagramma indica il peso al gancio registrato in una manovra di estrazione senza il beneficio delle linee di riferimento teoriche.

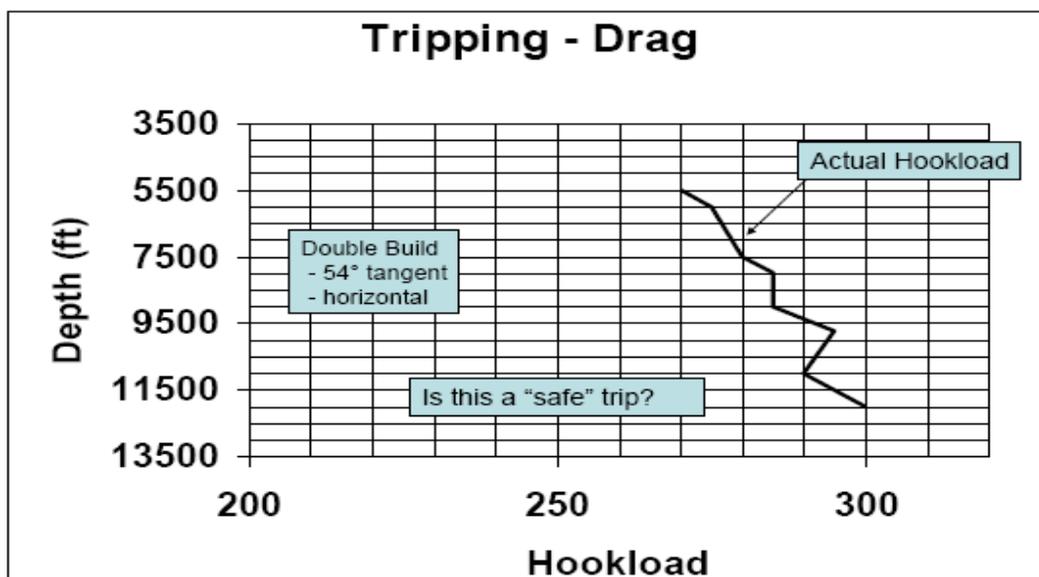


Figura 3.4: Peso a gancio vs profondità durante una manovra di estrazione

Si può facilmente assumere che l'andamento registrato indichi una manovra senza problem, con il peso al gancio che si reduce linearmente ad ogni lunghezza estratta.

Tuttavia se i dati sono sovrapposti su un diagramma che mostra l'andamento del peso al gancio previsto teoricamente, è possibile vedere rapidamente che gli andamenti reale e teorico si discostano tra loro in modo significativo.

Se il Driller non reagisce in fretta attivando le necessarie misure correttive, questa situazione può rapidamente svilupparsi in una presa di batteria.

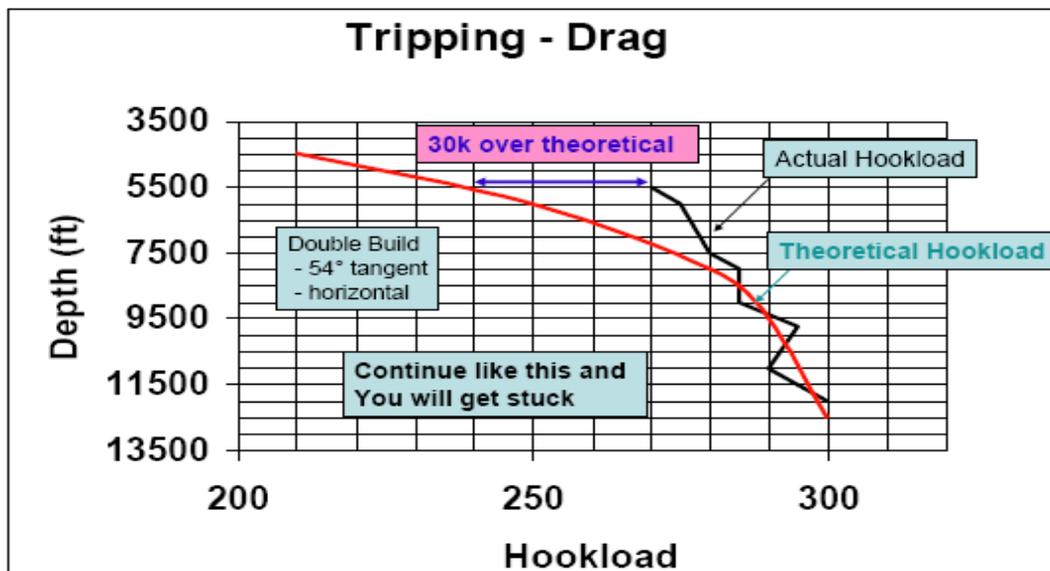


Figura 3.5: Peso al gancio reale vs teorico

La figura seguente mostra un caso reale di un incidente simile, che ha causato la presa di batteria ed il successivo sidetrack del pozzo dopo lunghi e infruttuosi tentativi di peacaggio. Il costo di questo incidente è stato stimato in \$15MM.

Val la pena notare che in questo pozzo il monitoraggio dell'andamento del tiro non era stato effettuato e l'analisi è stata condotta solo dopo l'evento, come parte dello studio sulle cause del problema occorso. I dati reali sono stati registrati dalla strumentazione del mudlogger.

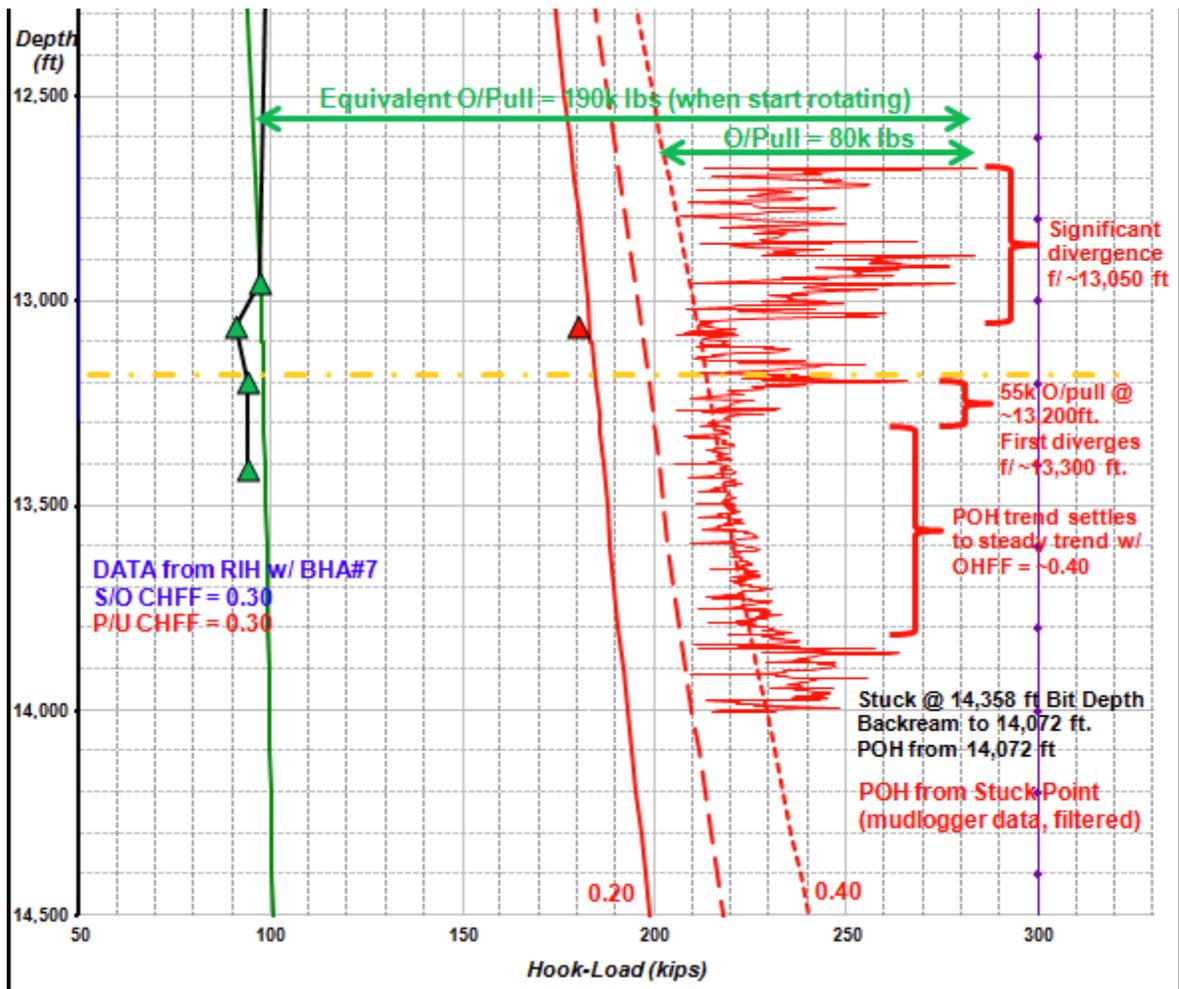


Figura 3.6: Esempio, Peso al gancio reale vs teorico

Il daily drilling report aveva indicato una manovra di estrazione liscia con un improvviso sovratiro di 30kl, da cui non riuscirono a liberare la batteria a causa dell'insufficiente peso di rilascio disponibile.

Il grafico successivamente preparato dal mudlogger dei dati reali verso le curve del peso al gancio teoriche è fortemente indicativo di aver estratto dentro ad un letto di detriti.

La batteria era stata precedentemente liberata da una presa al fondo. La manovra di estrazione era iniziata relativamente bene con un Friction Factor di circa 0.40.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

Risulta evidente che l'andamento è deteriorato per una considerevole lunghezza prima che la batteria risultasse definitivamente presa, con la prima indicazione del possibile insorgere del problema visibile circa 600ft prima. L'andamento ha quindi continuato a peggiorare, fino a raggiungere una differenza tra peso reale e teorico di 80 ton al momento della presa.

Impossibilitato a rilasciare peso sufficiente ad azionare il jar e cercare di liberare la batteria, il Driller provò a iniziare la rotazione – questa non fu una risposta appropriata, e avrebbe aumentato significativamente il sovrattiro effettivo.

Se il problema fosse stato riconosciuto per quello che era, il Driller avrebbe potuto prendere delle azioni correttive appropriate e l'incidente avrebbe potuto essere evitato.

### **3.1.5 Pratiche Operative per pozzi ERD**

#### **3.1.5.1 Procedure & Pratiche**

Frequentemente istruzioni soggettive o poco chiare contribuiscono ad aumentare le difficoltà. Ad esempio *“circolare 3x bottoms up alla TD”*. Se i vibrovagli non sono sufficientemente puliti dopo 3 B/U, o la portata o la velocità di rotazione sono inferiori a quanto richiesto per la pulizia del foro, allora questa istruzione potrebbe portare ad iniziare la manovra prima di essere in condizioni di sicurezza per farlo.

Le norme e procedure seguenti sono fornite per illustrare il livello di dettaglio che è richiesto per la progettazione e l'esecuzione dei pozzi ER.

#### **3.1.5.2 Pulizia Foro**

La velocità di avanzamento (ROP) in pozzi complessi ad elevata inclinazione migliora in funzione della capacità di pulire il foro dell'intero sistema di perforazione.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

Questo approccio considera tutti gli aspetti del sistema, in quanto variando un parametro si inciderà su tutti gli altri, portando a indesiderati problemi di pulizia foro.

I maggiori indicatori di un'insufficiente pulizia foro sono:

- Andamento del Torque & Drag – assicurarsi che il peso al gancio (tiri, rilasci, durante la rotazione al fondo) e i dati di trazione e frizione vengano registrati ad ogni lunghezza in modo coerente (facendo riferimento alle procedure di connessione) e raffrontare alle linee di andamento teoriche. Se il foro si sta riempiendo di detriti il tiro sarà il primo a divergere dal normale, seguito dal rilascio. Tutto questo deve essere interpretato in tempo reale sul piano sonda.
- Ritorno al vibrovaglio – monitorare in modo regolare. Guardare volume e dimensioni e forma dei detriti. Stabilire un livello base di riferimento per i detriti e fare comparazioni continue su base regolare. Cambierà completamente in caso di frana.

Risposta all'insufficiente pulizia foro:

- Cambiare i parametri se non ottimali (portata, rotazione batteria).
- Controllare avanzamento istantaneo (ROP) fino a quando il peso al gancio ritorna sulle curve teoriche.

### **3.1.5.3 Monitoraggio della pulizia del foro (T&D Trending)**

Un flusso di lavoro tipico nel caso in cui l'esperto ER non è in postazione è il seguente:

- Il drilling engineer prepara una base teorica di riferimento per il T&D per ogni intervallo o per operazione (ad es. peso al gancio vs profondità per una gamma di friction factors).
- Esportare i risultati del software T&D in formato Excel per un uso più semplice da parte del personale sull'impianto.

	<p align="center"><b>Programma Geologico e di Perforazione</b></p>	<p align="center"><b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b></p>
---	--	---

- Questi dati sono aggiornati e interpretati in tempo reale sull'impianto da una persona designata.
- E' importante notare che i diagrammi devono essere preparati non solo per la perforazione, ma anche per le manovre e per la discesa di casing/liner. La maggior parte delle prese di batteria nei pozzi ER si verifica durante le manovre di estrazione.
- Alla fine di ogni sezione, i risultati di progetto devono essere aggiornati con la traiettoria reale.
- Per ogni pozzo, diametro di foro e operazione deve essere costruito un database dei friction factors per aiutare nella pianificazione dei pozzi future.

#### **3.1.5.4 Come prendere i dati di T&D (Procedura di Connessione)**

La seguente è una procedura di connessione raccomandata: l'intenzione è di permettere la registrazione dei dati di T&D di buona qualità con un minimo impatto sul tempo impianto.

---

#### **Come prendere i dati (Procedura di Connessione)**

Il Driller e il Directional Driller sono la prima linea di difesa ai problemi di pozzo.

- Perforare la lunghezza.
- Ripassare la lunghezza come richiesto ai max portata e rpm.
  - A seconda delle condizioni del foro la lunghezza può essere ripassata 1/3 volte, in generale restare sul minimo necessario.
  - Fare una breve pausa (15-30 sec) prima di iniziare ad estrarre.
- Sollevare un'asta singola dal fondo e fermare la pompa (o ridurre la portata al minimo richiesto dai down-hole tools):
  - **Registrare la torsione in rotazione con batteria sollevata dal fondo (OffBT)**

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- **Registrare il peso della batteria in rotazione (rot. wt)**
- Fermare la rotary e sollevare ad una velocità costante (ad es. 30 ft/min).
  - **Registrare il peso in estrazione (PUW)**
- Rilasciare a 30 ft/min:
  - **Registrare il peso il rilascio (SOW)**
- Mantenere la batteria sollevata dal fondo e iniziare a ruotare.
  - **Registrare la torsione iniziale (Breakover Torque)**
- Ripassare la lunghezza.
- Mettere I cunei e fare la connessione.

**I dati vanno presi in modo coerente per avere un valore!!**

E' importante notare che la procedura di connessione descritta è di semplice riferimento e può essere variata per soddisfare specifiche esigenze legate all'impianto o al pozzo.

Se l'attrezzatura di fondo può essere programmata per registrare la min/max ECD durante le connessioni, trasmetterà i dati alla superficie quando inizia la circolazione. Questo è altamente raccomandabile in quanto

- Offre una indicazione molto buona della reale pressione di swab & surge durante le connessioni, che può essere critica nel caso di poco margine al peso del fango o in ambienti di bassa resistenza della formazione.

### **3.1.5.5 Preparativi Prima della Manovre**

L'esperienza dimostra che in pozzi ad elevato angolo di inclinazione non importa quanto sia buona la pulizia del foro durante la perforazione, ci sarà sempre un letto di detriti e quindi le operazioni di pulizia devono essere eseguite prima delle manovre.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- L'obiettivo non è di rimuovere tutti i detriti dal foro, ma di ridurre l'altezza del letto di detriti in modo che le operazioni seguenti possano essere condotte senza problemi, ritardi o rischi.
- La pulizia del foro per mezzo della circolazione deve essere eseguita con portata e numero di giri della batteria superiori alle minime soglie indicate per la pulizia.
- Si assume che non si ottiene la pulizia del foro se tutti i parametri necessari non sono al di sopra dei loro valori minimi di soglia.
  - Ad es. alte portate con basse velocità di rotazione non consentono la pulizia del foro.
  - Registrare solamente il bottoms-up può non essere significativo, in quanto 5 bottoms-up senza un'adeguata rotazione non sono un'indicazione di pulizia di un foro ad elevate inclinazione.
- Laddove qualcuno di questi parametri chiave (portata e giri) sono limitati dal sistema, la pulizia del foro può ancora essere possibile, ma i tempi di circolazione potranno essere eccessivi.

### **3.1.5.6 Risposta a Restrizioni di Foro durante la Manovra**

Nei pozzi Extended Reach prevenire i problemi è meglio che curarli una volta che accadono. Le tecniche sviluppate hanno provato la loro efficacia per pozzi di qualsiasi inclinazione >30° riducendo problemi durante le manovre, prese di batterie e perdita di BHA.

Anche quando la pulizia del foro e la preparazione prima delle manovre sono state insufficienti, incidenti importanti possono ancora essere evitati quando si incontrano restrizioni di foro durante la manovra, se viene messa in atto la corretta azione correttiva.

Subito dopo aver sperimentato un sovrattiro poco è noto sui meccanismi che l'hanno causato. L'azione iniziale è sempre quella di cercare di allontanarsi dal pericolo e farsi un'idea chiara sulle sue cause.

Una procedura raccomandata è la seguente:

- Incontrato un restringimento foro, assumere che sia causato da detriti.
- Ridiscendere 2 – 3 lunghezze (per assicurarsi che la BHA è libera da ostruzioni verso il basso).
- Circolare e ruotare a valori oltre il limite di soglia per 30 minuti.
- Estrarre con circolazione o rotazione.
  - Se il restringimento è scomparso allora la sua meccanica è mobile e probabilmente dovuta al letto di detriti. Eseguire un ciclo completo di pulizia prima di riprendere l'estrazione.
- Se la restrizione è ancora presente nello stesso posto, allora è probabilmente un vero problema di foro (ad es. un gradino o un angolo). In questo caso si applicano le pratiche standard di intervento.
- Ricominciare il monitoraggio del trascinarsi della manovra.

Il Back-reaming non è una prima risposta appropriata nel caso di restringimento.

- In pozzi ad angolo elevato è un'operazione lunga e ad alto rischio.
- Deve essere fatto solo una volta stabilito che il problema non è legato ai detriti o quando è stata tentata ogni altra opzione.

Anche una prolungata circolazione durante l'estrazione non è raccomandata.

- Questa causerà il trasporto dei detriti al di sopra del BHA, ma senza rotazione questi non verranno portati lungo il foro e si accumuleranno prima del BHA.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.5.7 Back Reaming

Il back-reaming non è raccomandato come pratica standard in pozzi ad elevate inclinazione, in quanto ci sono molti rischi significativi associati a questa operazione.

- Quando eseguito in modo corretto, è un'operazione che richiede molto tempo ed è tipicamente molto più lenta della manovra convenzionale.
- Formazioni di pack-off o fluttuazioni della pressione possono provocare un aumento di pressione in grado di destabilizzare le formazioni più deboli e causare prese di batteria.
- Le vibrazioni possono essere più severe mettendo a rischio di possibile danneggiamento i componenti del BHA e le formazioni deboli.

Ci sono tuttavia dei casi in cui il back-reaming non può essere evitato. Questo è tipicamente il caso in cui con un peso del fango che deve essere tenuto molto basso la manovra convenzionale potrebbe causare un effetto tampone, creando depressurizzazioni al di sotto della pressione dei pori o del gradiente di formazione.

In questi casi possono essere adottate le seguenti linee guida:

- Posizionare l'RST nella posizione neutrale
- Iniziare l'estrazione con lavaggio in rotazione a +/- 30 min/lunghezza fino a quando i vibrovagli sono puliti (monitorare il flusso di detriti ogni 15 min).
  - Mantenere giri e portata > dei valori di soglia per la pulizia del foro.
- Continuare il back-reaming a +/- 10 min/lunghezza.
  - Mantenere giri e portata > dei valori di soglia per la pulizia del foro (massimizzandoli entro gli eventuali limiti del sistema).
  - Monitorare torsione e pressione (principali indicatori dei problemi di pozzo).

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- Fermare l'estrazione se si verificano irregolarità nella torsione o nella pressione, portare a una situazione stabilizzata prima di riprendere ad estrarre a velocità ridotta.
- Monitorare pressione durante la perforazione (PWD) e vibrazioni, prendere azioni correttive per prevenire danneggiamenti meccanici al foro.
- Se la conoscenza del FF è critica per le operazioni successive (ad es. per una discesa di un casing o di un liner) allora durante l'estrazione registrare di tanto in tanto il peso al tiro, al rilascio e in rotazione per costruire un andamento base di riferimento. La frequenza suggerita potrebbe essere ogni 300-500 ft.
- Evitare cuscini pulitori durante il back-reaming in quanto aumentano il rischio di pack-off.
- Proseguire il back-reaming fino a quando il top dei DC è a +/- 30° di inclinazione (probabilmente all'interno di un casing) e circolare altri 2 BU.
  - Durante il back-reaming fare particolare attenzione quando si è all'interno della scarpa. I rat-hole di diametro maggiore al di sotto della scarpa è un'area dove si accumulano i detriti. Considerare un'extra circolazione con rotazione prima di continuare il back-reaming dentro la scarpa.
- Continuare l'estrazione con l'elevatore.

### **3.1.5.8 Acquisizione dei Dati – Parametri di Perforazione e PWD**

A questo aspetto del programma di perforazione viene spesso data poca considerazione, ma è spesso l'unica fonte dei dati di riferimento dei parametri di perforazione di dettaglio per il futuro.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

Questo può essere ad esempio richiesto quando si fa un esame dei problemi occorsi o per determinare i valori del friction factor. I Daily drilling report includono normalmente sufficienti dati di dettaglio per il livello di analisi richiesto.

Quindi sarebbe una cosa utile registrare i seguenti dati:

- Dati della Mud logging (possono essere preziosi durante la revisione delle performance o dei problemi).
- Dettagli del servizio di PWD.

### **3.1.5.9 Fluidi di Perforazione e Sistema di Controllo dei Solidi in Superficie**

Le procedure di perforazione dovrebbero tener conto delle limitazioni dell'attrezzatura di superficie per il controllo dei solidi. L'uso di fanghi ad olio ed il conseguente necessario sistema di contenimento chiuso richiederanno un uso efficiente delle attrezzature di controllo solidi disponibili.

Per quanto possibile evitare pratiche di perforazione che possono produrre un aumento del volume dei detriti e un sovraccaricamento dei vibrovagli. Questo può succedere, ad esempio, quando si perfora con parametri di superficie al di sotto dell'ottimale (portata o giri) ottenendo una insufficiente pulizia del foro. Quando verranno di nuovo applicati in pieno i giusti parametri, il letto di detriti che si è accumulato rientrerà nel flusso aggiungendosi ai nuovi detriti che nel frattempo verranno generati. Questo può essere sufficiente a saturare i vibrivagli o altri sistemi di separazione dei detriti (quale il auger/vacuum system).

Per mantenere la reologia e ridurre la manutenzione è critico:

- Assicurarsi che tutto il sistema di controllo solidi stia operando alla massima efficienza prima di iniziare sezioni critiche di foro e che il personale di sonda abbia familiarità con la sua operatività.
- Pulire e controllare le reti ad ogni connessione. Cambiare le reti non appena strappi o buchi diventano visibili per minimizzare l'ingresso nel sistema del

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

fango dei solidi fini. Questo può richiedere una persona dedicata al vibrovaglio che non sia parte della squadra necessaria per le connessioni sul piano sonda.

Cuscini pulitori – non sono generalmente utili in pozzi ad inclinazione elevate e dovrebbero essere evitati, particolarmente negli intervalli con una stretto margine del peso del fango.

- Cuscini ad alta viscosità o pesanti inevitabilmente si dilucono e vengono parzialmente incorporate nel sistema del fango, impattando negativamente sulle proprietà del fango stesso.
- Cuscini a bassa viscosità o ripetuti possono recuperare più solidi, ma introducono il rischio addizionale di pack-off o fluttuazioni della pressione che possono contribuire all'instabilità del foro.

### **3.1.5.10      Idraulica**

Circolando alle portate raccomandate per la pulizia del foro si avranno maggiori pressioni in superficie (SPP) nei fori 17½” e 12¼”, tuttavia appropriate portate per la pulizia del foro sono possibili per i parametri del fango previsto.

La perforazione con una pompa in riparazione deve essere proseguita solo quando è disponibile una sufficiente capacità di riserva, altrimenti la pulizia del foro sarà compromessa portando ad un sovraccarico dell'annulus e ad un'alta ECD non appena verrà ripristinata la piena portata.

### **3.1.5.11      Discesa dei Casing**

La modellizzazione iniziale di fattibilità indica che i casing 13⅜” e 9⅝” perdono peso a relativamente bassi FF e che esiste il rischio che non riescano ad arrivare a TD. Se la batteria di casing dovesse incontrare condizioni difficili di discesa, ci sarebbe insufficiente peso da rilasciare per consentire al casing di raggiungere il fondo

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

pozzo.

Esistono un certo numero di tecniche che possono essere usate per ridurre tale rischio:

### ***Galleggiamento del Casing***

La seguente tecnica si basa sul principio del galleggiamento. Significative riduzioni della frizione possono essere ottenute scendendo il casing interamente o parzialmente vuoto (di fango di perforazione).

Considerazioni generali:

- Tubi vuoti scendono molto lentamente, ed è pratica normale non discendere una sezione in galleggiamento più lunga del necessario.
- Il galleggiamento dipende dal diametro esterno del casing, dal suo peso e dal peso del fango. L'intendimento è quello di avere un casing che scende grazie a suo peso proprio, ma che sia sufficientemente "leggero" da ridurre la frizione a livello tale da consentirgli di raggiungere la TD. La circolazione non è possibile: se il casing viene riempito di fluido si perdono i vantaggi del metodo.

### **Galleggiamento Parziale (Fango su Aria)**

In questo metodo una lunghezza predeterminata di casing è discesa vuota (tipicamente in modo sufficiente da entrare nella sezione orizzontale). La sezione superiore fornisce il peso normale del casing per spingere in pozzo la sezione svuotata più leggera.

La modellizzazione iniziale suggerisce che è richiesta una lunghezza minima in galleggiamento di 1000m per permettere al casing di raggiungere la TD per un FF del foro=0.60 (in questo caso il peso disponibile al rilascio è vicino allo zero).

Un aumento della lunghezza della sezione in galleggiamento migliorerebbe il peso di rilascio vicino alla TD, ma a spese di una discesa più lenta della lunghezza addizionale.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### **Peso con Top Drive/ Sistemi di Discesa Casing**

- Avere la possibilità di poter dare peso con il Top Drive può essere utile, ma è una tecnica riservata alle emergenze, e non è ritenuta essenziale alla buona riuscita di una discesa casing.
- Questa tecnica dovrebbe essere usata solo a seguito dell'analisi del trasferimento del peso dal top drive e della reazione dei vari componenti. Il modo in cui si possono avere probabili rotture e la massima compressione ammissibile che il Top Drive System può sostenere devono essere compresi prima di tentare di utilizzare questo metodo.
- Notare che quando “spinto” in pozzo, il casing può tendere ad assumere una forma a serpentina lungo la parete del foro a causa della compressione. Questo può creare più elevati livelli di frizione durante le future manovre e operazioni di perforazione.
- L'uso di sistemi di discesa casing può fornire un vantaggio significativo, permettendo di poter circolare e/o ruotare (a seconda del sistema usato). Molti sistemi permettono anche di applicare una spinta al casing.

#### **3.1.6 WellBore Stability**

È stato commissionato alla Schlumberger uno Studio di WBS (WellBore Stability) per definire le ottimali condizioni di perforazione e la minima densità fango, avendo ritenuto importante considerare oltre ai gradienti di pressione (pori, fratturazione e overburden) anche gli stress geomeccanici delle rocce attraversate, particolarmente in questo caso trattandosi di un pozzo ERD (Extended Reach drilling) con perforazione di fori ad alta inclinazione.

Gli studi geomeccanici generalmente raccomandano una densità fango maggiore di quella che di solito si definisce prevalentemente in base allo sviluppo del gradiente dei pori.

 <p>APENNINE energy spa</p>	<p><b>Programma Geologico e di Perforazione</b></p>	<p><b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b></p>
--	---	--

Nel pozzo di Liuba 1 Or essendo prevista la circolazione continua con aste di perforazione da 5 ½” e avendo calcolato degli ECD non trascurabili, la densità fango in perforazione è stata definita sommando la densità statica del fango con l’ECD (Equivalent Circulation Density).

Il peso del fango del pozzo Liuba 1 Or definito in base al gradiente dei pori e all’ECD (Equivalent Circulation Density) risulta il linea con i risultati dello Studio della Stabilità del Foro.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

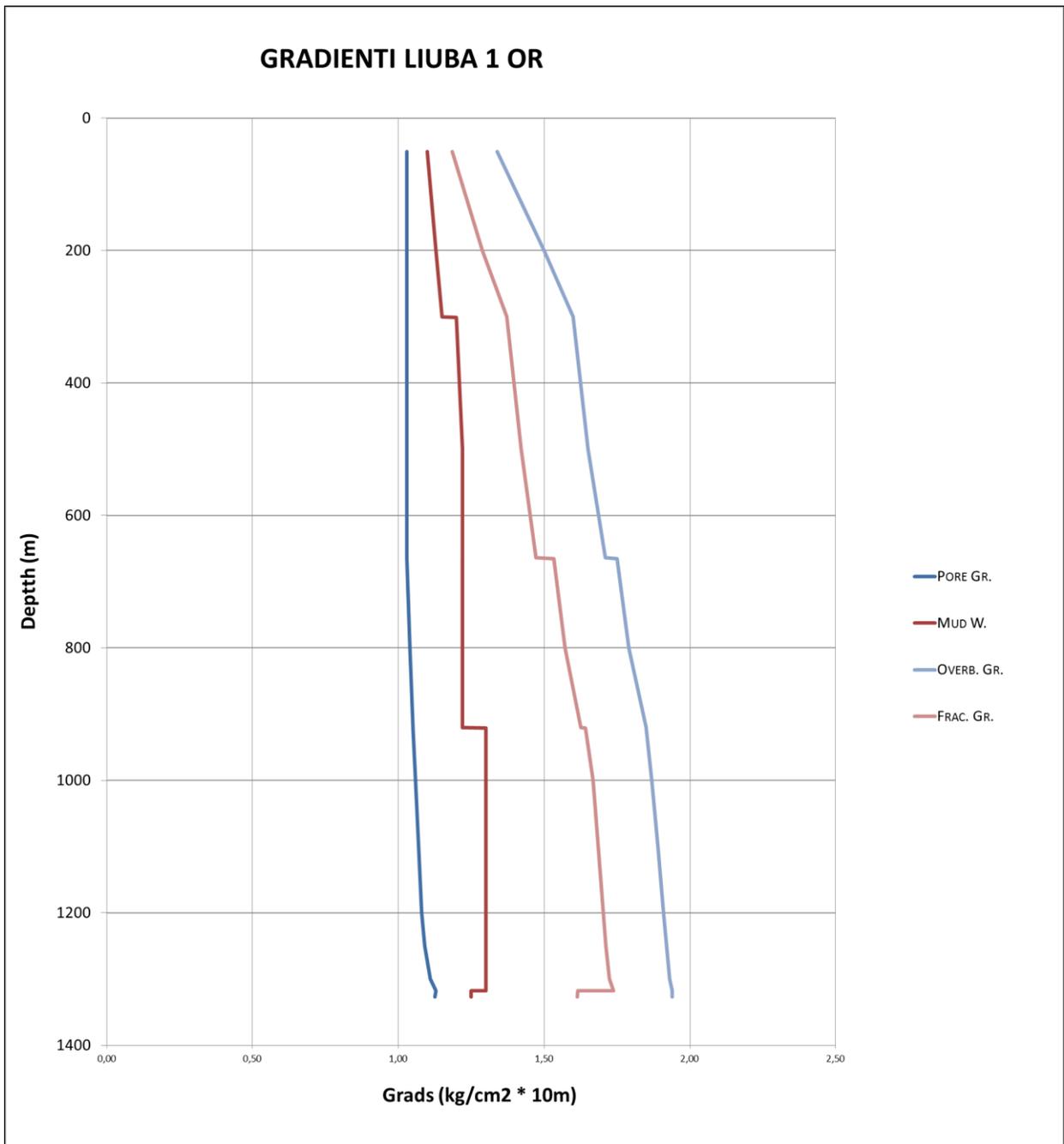
### 3.1.7 Previsione Sviluppo Gradienti

Le previsioni dello sviluppo dei gradienti di pressione di Liuba 1 Or sono state effettuate in base ai dati disponibili nel pozzo di riferimento di Laura 1 ed altri pozzi limitrofi come, Lorena 1 (situato sul fianco SSW della struttura di Laura) e Lina 1.

In particolare è previsto che il pozzo Liuba 1 Or incontri la serie stratigrafica completa precedentemente indagata nel pozzo Laura 1.

Il pozzo si sviluppa nel Pleistocene ed il gradiente di pressione interstiziale (**fig. 3.7**) presenta un andamento normale nella formazione Rocca Imperiale per poi aumentare leggermente nelle Argille di Crotona fino ad arrivare ad un valore di 1,13 Kg/cm<sup>2</sup>/10m nel reservoir delle Sabbie Quarzose Grossolane della formazione San Mauro (valore rilevato nelle prove di produzione del pozzo Laura 1).

LIUBA 1 OR					GRADIENTI DI PRESSIONE			KICK TOLERANCE			
VD	PORE GR.	OVERB.GR.	FRAC.GR.	MUD W.	CASING	MARG. CHOKE atm	PRESS. DIFF. Kg/cm2	Pore Gr = M.W. - 100 gr	Pore Gr = M.W.	Pore Gr = M.W. + 100 gr	Pore Gr = M.W. + 200 gr
10											
50					CP 30"						
51	1,03	1,34	1,19	1,10	Rocca Imperiale	0,43	0,36				
200	1,03	1,50	1,29	1,13		0,28	2,00				
300	1,03	1,60	1,37	1,15	CSG 18 5/8"	0,18	3,60	-42,53	13,27	6,71	1,12
301	1,03	1,60	1,37	1,20	Rocca Imperiale	5,18	5,12	16,11	9,34	3,61	-1,30
500	1,03	1,65	1,42	1,22		4,58	9,50	10,90	4,78	-0,41	-4,87
664	1,03	1,71	1,47	1,22		4,58	12,62	9,61	3,60	-1,50	-5,88
665	1,03	1,75	1,53	1,22	Arg. di Crotona	4,58	12,64	9,61	3,59	-1,51	-5,89
800	1,04	1,79	1,57	1,22		4,58	14,40	8,95	2,99	-2,07	-6,41
920	1,05	1,85	1,63	1,22	CSG 13 3/8"	4,58	15,64	8,52	2,60	-2,43	-6,75
921	1,05	1,85	1,64	1,30	Arg. di Crotona	31,50	23,03	54,03	38,59	25,36	13,89
1000	1,06	1,87	1,67	1,30		31,50	24,00	50,73	35,54	22,53	11,24
1100	1,07	1,89	1,69	1,30		31,50	25,30	47,23	32,31	19,53	8,44
1200	1,08	1,91	1,70	1,30		31,50	26,40	44,31	29,62	17,03	6,11
1250	1,09	1,92	1,71	1,30		31,50	26,25	43,03	28,43	15,92	5,08
1300	1,11	1,93	1,73	1,30		31,50	24,70	41,84	27,34	14,91	4,14
1318	1,13	1,94	1,74	1,30	CSG 9 5/8"	31,50	22,41	41,44	26,97	14,56	3,81
1318	1,13	1,94	1,62	1,25	San Mauro	48,24	15,82	57,24	41,36	27,83	16,17
1327	1,13	1,94	1,61	1,25		48,24	16,59	56,93	41,08	27,57	15,93



**Figura 3.7: Andamento Gradienti**

### 3.1.8 Previsione Sviluppo Temperature

La temperatura SBHT calcolata sul pozzo Liuba 1 Or, a 4586 mMD – 1322 mVD m, è di 40,6 °C (**fig. 3.8**) con il gradiente termico di 1.08 °C/100m definito in base ai logs del pozzo di riferimento.

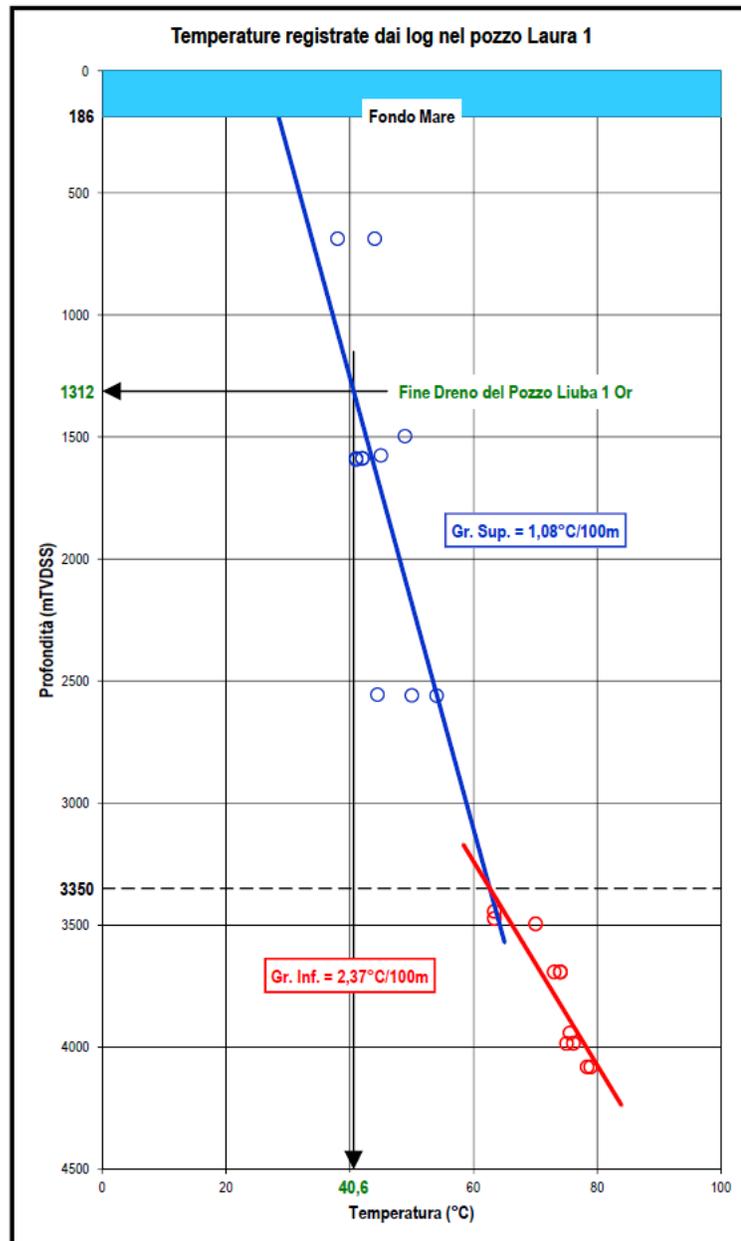


Figura 3.8: Andamento Temperatura

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.9 Presenza di Anidride Carbonica – Solfuro di Idrogeno

Non è prevista alcuna presenza di Anidride Carbonica e/o di Solfuro di Idrogeno.

### 3.1.10 Scelta Quote Scarpe Casing

#### Conductor pipe da 30" fino a $\pm$ 50 mVD

Il conductor pipe (tubo guida) da 30" verrà disceso fino a 50 m dal piano campagna oppure fino a rifiuto pari a 1-2 mm per colpo. Lo scopo del conductor pipe è quello di fornire un supporto alla formazione, evitare frane in caso di assorbimenti e proteggere le formazioni superficiali dall'invasione dei fluidi di perforazione.

#### Casing da 18 5/8" fino a $\pm$ 300 mMD (299,6 mVD)

Il casing superficiale da 18 5/8" ha lo scopo di isolare acquiferi e strati superficiali non consolidati, sostenere l'installazione della testa pozzo con i suoi BOP e permette di raggiungere (sotto scarpa del csg 18 5/8") un adeguato gradiente di fratturazione per il proseguo della perforazione con la fase successiva in sicurezza.

Il casing verrà cementato a giorno.

#### Casing da 13 3/8" fino a $\pm$ 2000 mMD ( $\pm$ 919 mVD)

Scopo di questo casing intermedio è quello di isolare i livelli di sabbia, ghiaia ed argilla della formazione Rocca Imperiale e settare la sua scarpa dentro le argille della formazione Argille di Crotone per raggiungere un gradiente di fratturazione idoneo per la continuazione della perforazione della fase successiva.

Il casing servirà anche per coprire tutto il primo build up, con il raggiungimento della massima inclinazione di 80,327°, e tutta la prima parte del foro in tangente con tale inclinazione fino a circa 2000 mMD.

	<p align="center"><b>Programma Geologico e di Perforazione</b></p>	<p align="center"><b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b></p>
---	--	---

Il casing verrà cementato a giorno, sotto la scarpa da 13 ⅜" verrà effettuato un FIT.

Casing da 9 ⅝" fino a ± 4351 mMD (± 1313 mTVD)

Lo scopo di questo casing di produzione è quello di isolare tutte le argille della formazione Argille del Crotone per raggiungere il top del reservoir e permettere la perforazione del reservoir col il successivo foro da 8 ½".

Tale casing avrà anche il compito di coprire tutto il foro in tangente (80,327°) con un leggero BU nell' ultima parte (a 84,25°).

Il casing verrà cementato a 1900 mMD (circa 100 m dentro il casing da 13 ⅜").

### 3.1.11 Progetto Casing

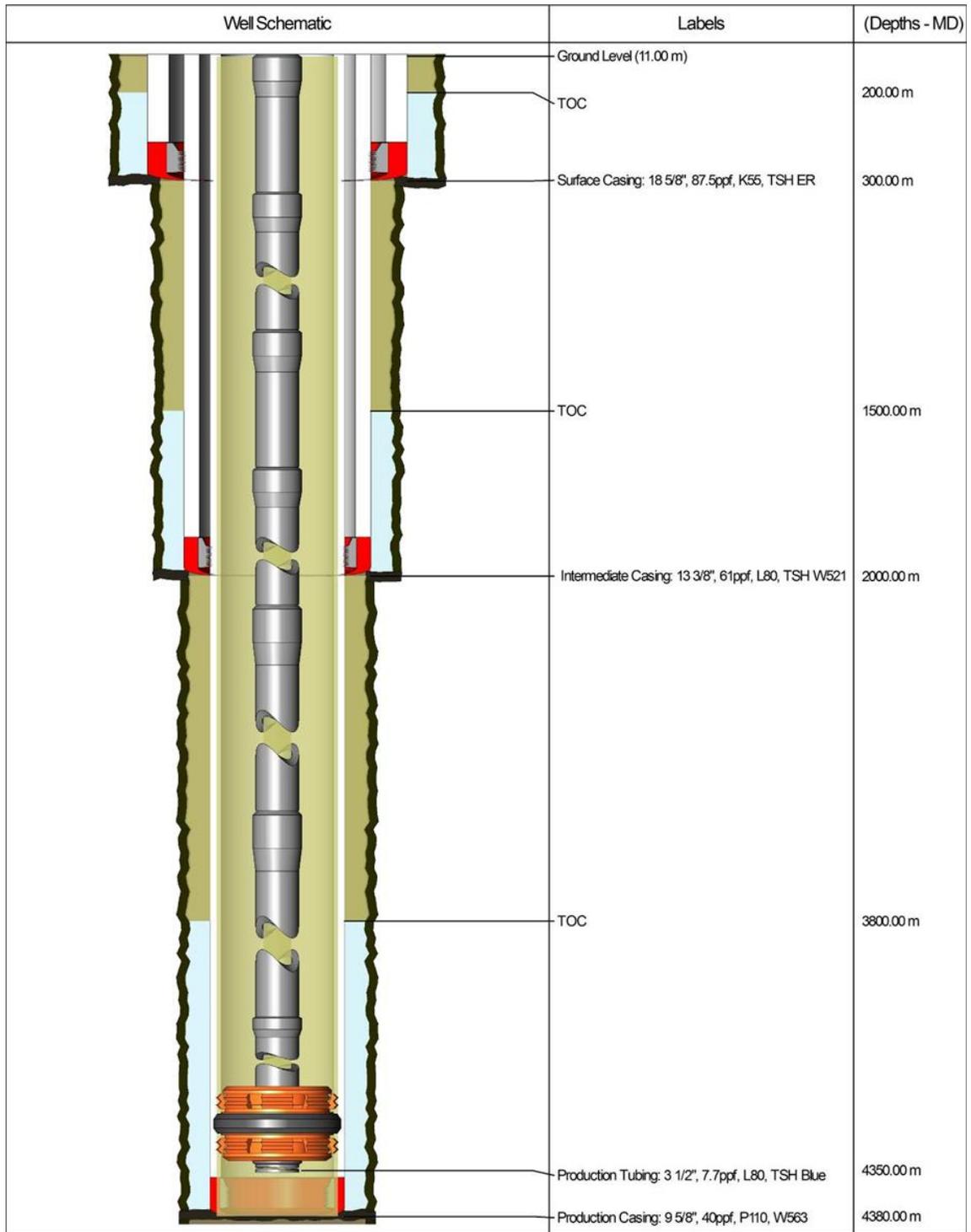


Figura 3.9: Schema Pozzo

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

**Casing raccomandati: peso, grado, connessioni e minimo DF.**

Casing	Raccomandazioni			MD		Minimo DF			
	Peso	Grado	Conn.	da	a	Burst	Coll.	Axial	VME
	lb/ft			m	m				
18 5/8" Surface Casing	87.5	K55	TSH ER	0	300	1.09	1.28	3C	1.31
13 3/8" Intermediate Casing	61.0	L80	TSH W521	0	2000	2.66	1.15	3,03C	3.21
9 5/8" Production Casing*	40.0	P110	TSH W563	0	4351	4.14	1.42	6.20	3.76
3 1/2" Production Tubing	7.7	L80	TSH Blue	0	4350	1.68	3.23	3.47 C	2.00

**3.1.11.1 Dati di input per i Casing e Tubing**

**Casing input data.**

Casing type	MD		Mud Weight	Drill Bit OD	TOC [MD]	Lead Cement	Tail Cement	
	From	To					m	sg
	m	m	sg	inch	m	sg	m	sg
18 5/8" Surface Casing	0	300	1.15	22"	0	1.50	200	1,92
13 3/8" Intermediate Casing	0	2000	1.22	16"	0	1.50	1500	1.92
9 5/8" Production Casing	0	4351	1.30	12 1/4"	1900	1.50	3800	1.92

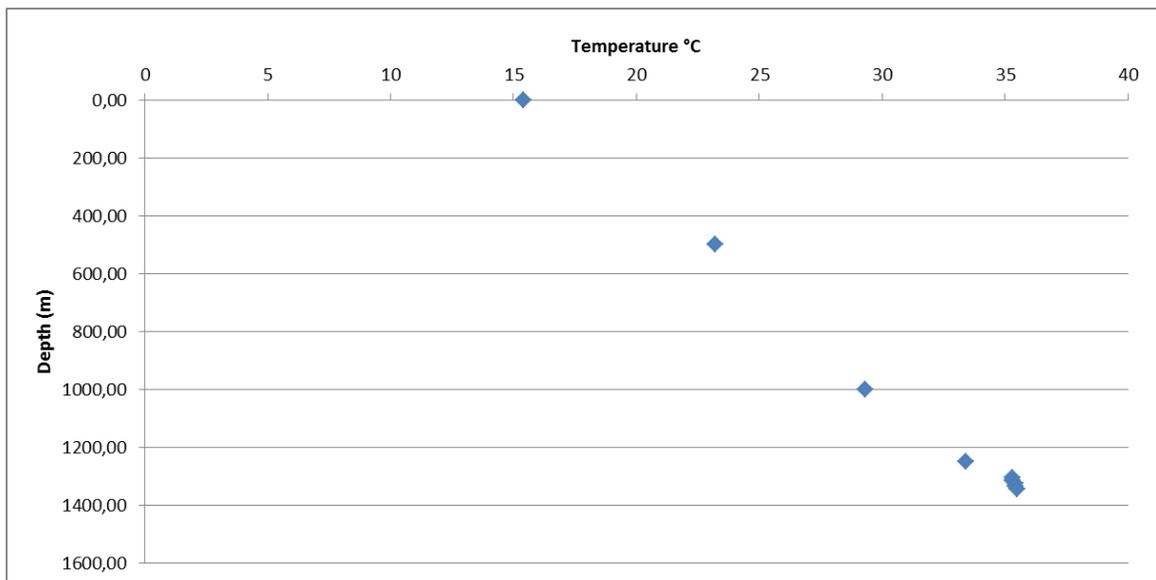
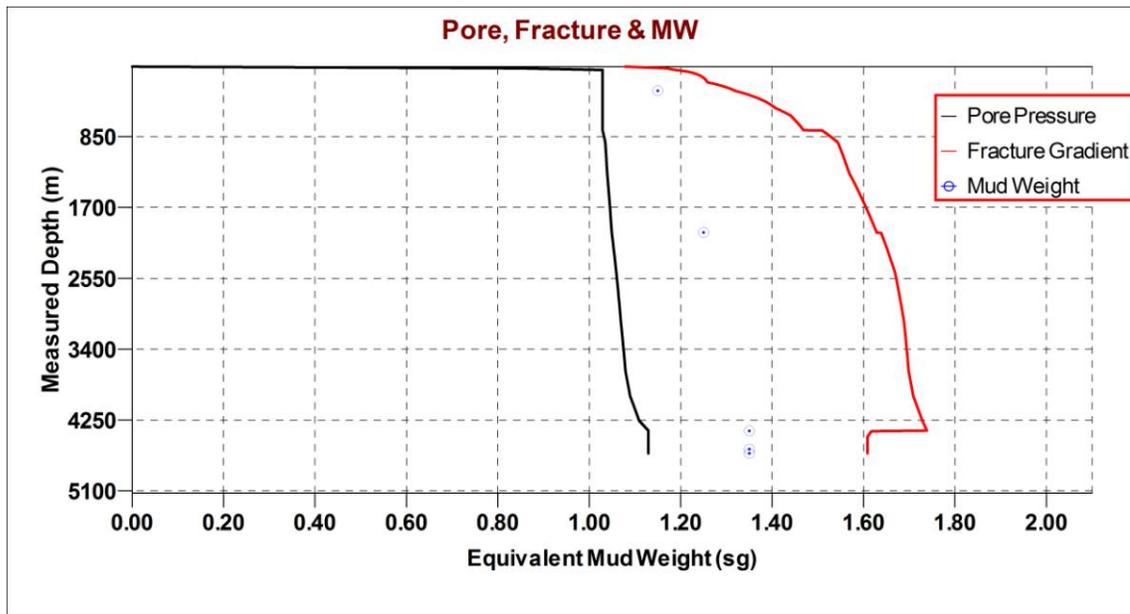
**Tubing input data**

Tubing type	MD		Packer Fluid Density	Packer type	Axial Force	Sealbore Diameter	Movement Length	
	From	To					Free	Upward
	m	m	ppg	kips	in	m	m	
3 1/2"	0	4350	1.30	Retrievable	N/A	N/A	N/A	N/A

**3.1.11.2 Dati di Pressione e di Temperatura**

**Shut-in conditions.**

Position	Temperature	Pressure
	°C	Kg/cm2
Wellhead	15	134
Bottomhole	36	150



### 3.1.11.3 Condizioni di carico dei Casing

Qui di seguito sono elencate in una Tabella le condizioni di carico del casing superficiale e del casing intermedio:

**Condizioni di carico del casing superficiale ed intermedio**

String	Load case	Loading mode	Internal Pressure Profile	External Pressure Profile	Temperature Profile
Surface and Intermediate casing	Installed Load	base case	displacing fluid	MW to TOC and lead plus tail slurry density	static
	Partial Evacuation	collapse	null from surface to 1460 m and drilling MW of next section below	drilling MW of this section	static
	Fracture at shoe with 1/3 BHP at WH	burst	1/3 of DSOHD pressure at wellhead and fracture pressure at shoe	MW to TOC, CMW density to prior shoe and PP below	circulating
	50 bbl Gas Kick	burst	MW pressure plus kick intensity at DSOHD, gas gradient up to kick height and drilling MW to surface	MW to TOC, CMW density to prior shoe and PP below	circulating
	Displacement to gas	burst	maximum pore pressure along the open hole interval with gas (0.7 specific gravity) up to gas/mud interface (assumed to be at surface)	MW to TOC, CMW density to prior shoe and PP below	circulating

La prossima Tabella mostra le condizioni di carico del casing di produzione, del liner e dei tubing:

**Condizioni di carico del casing di produzione**

String	Load case	Loading mode	Internal Pressure Profile	External Pressure Profile	Temperature Profile
Production casing	Installed Load	base case	displacing fluid	MW to TOC and cement slurry density	static
	Full Evacuation	collapse	null	drilling MW of this section	hot (36°C)
	Surface Tubing Leak	burst	WHSIP on top of packer fluid (1.35 sg)	MW to TOC, CMW density to prior shoe and PP below	hot (36°C)

Note – MW: mud weight, TOC: top of cement, DSOHD: deepest subsequent open hole depth, CMW: cement mix-water (0.998 sg), TOL: top of liner;

### 3.1.11.4 Criteri del String Design

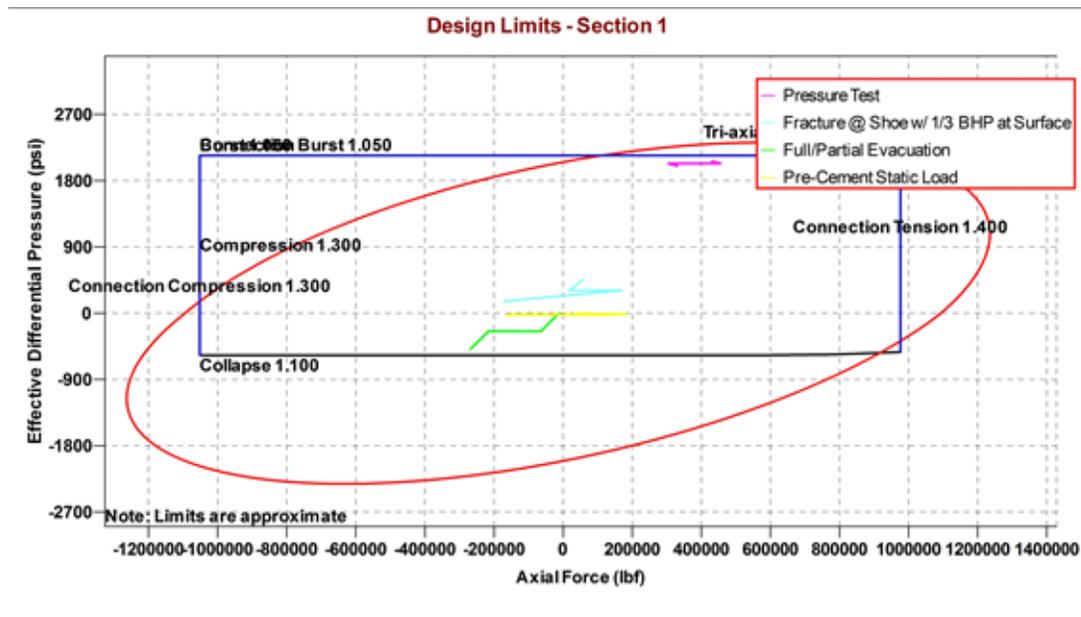
Le regole del StressCheck string design software [1] sono state usate per il calcolo dei carichi. I calcoli di resistenza dei casing e tubing sono basati sul API Bulletin 5C3. Il peso, grado e connessione dei casing sono stati selezionati in modo tale che i Fattori di Sicurezza siano risultati superiori a quelli della tabella di seguito riportata:

Minimi Fattori di Sicurezza

Steel grade	Burst	Collapse	Compression	Tension	VME
K55	1.05	1.1	1.3	1.4	1.25
L80 & P110	1.1	1.1	1.3	1.4	1.25

### 3.1.11.5 Casing Design per la Colonna Superficiale da 18 5/8" a 300 mMD

Il casing 18 5/8" 87.5ppf K55 TSH ER è raccomandato. L'involucro dello Sforzo Triassiale ed il minimo Fattore di Sicurezza per questa colonna di casing sono mostrati qui di seguito:



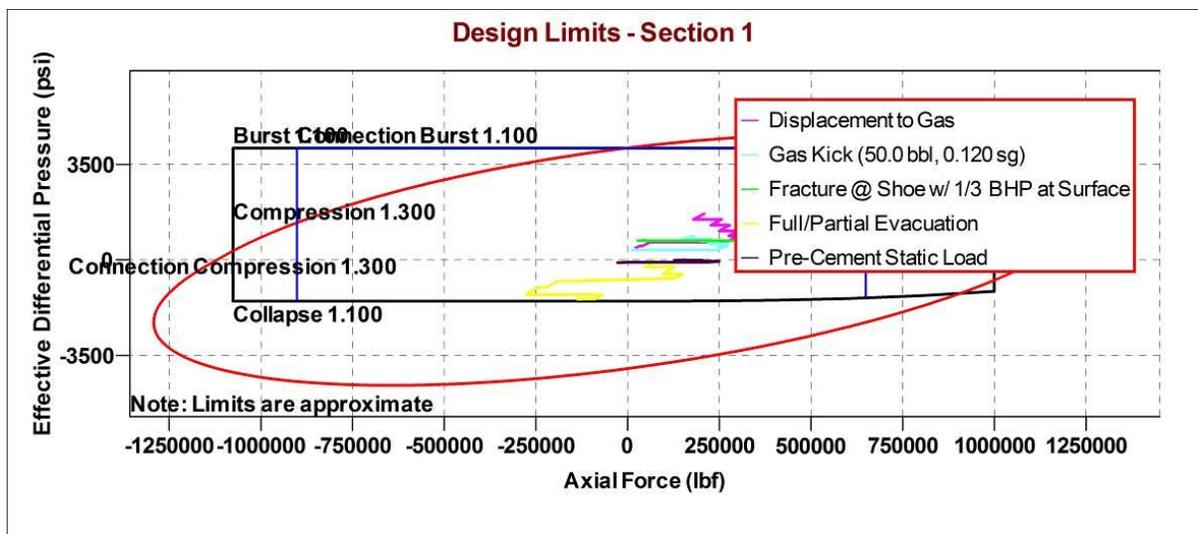
Depth (MD) (m)	Minimum Safety Factor (Abs)			
	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
0	1.12 B5	+ 100.00 C1	4.14 B5 C	1.43 B5
11	1.12 B5	34.91 C1	4.16 B5 C	1.42 B5
150	1.11 B5	2.56 C1	4.49 B5 C	1.40 B5
150	1.11 B5	2.56 C1	3.00 B5 C	1.34 B5
257	1.09 B5	1.50 C1	3.12 B5 C	1.32 B5
258	1.09 B5	1.49 C1	3.12 B5 C	1.32 B5
300	1.09 B5	1.28 C1	3.17 B5 C	1.31 B5
300	1.09 B5	1.28 C1	(8.36) A2 C	1.31 B5
300	13.89 B11	1.28 C1	(5.17) A2 C	3.83 C1

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

Per ogni condizione di carico considerato non è previsto nessun fenomeno di Buckling.

### 3.1.11.6 Casing Design per la Colonna Intermedia da 13 3/8" a 2000 mMD

Il casing 13 3/8" 61 ppf L80 TSH W561 è raccomandato. L'involucro dello Sforzo Triassiale ed il minimo Fattore di Sicurezza per questa colonna di casing sono mostrati qui di seguito:



Depth (MD) (m)	Minimum Safety Factor (Abs)			
	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
0	2.66 B1	100.00 C1	4.37 B1 C	3.40 B1
11	2.69 B1	87.32 C1	4.41 B1 C	3.43 B1
150	3.04 B1	6.40 C1	5.10 B1 C	3.89 B1
150	3.04 B1	6.40 C1	3.55 B1 C	3.81 B1
300	3.55 B1	3.21 C1	4.02 B1 C	4.40 B1
300	3.55 B1	3.21 C1	3.27 B1 C	4.21 B1
330	3.67 B1	2.92 C1	3.34 B1 C	4.33 B1
390	3.93 B1	2.48 C1	3.49 B1 C	4.59 B1
450	4.23 B1	2.16 C1	3.66 B1 C	4.84 C1
450	4.23 B1	2.16 C1	3.03 B1 C	4.28 C1
480	4.39 B1	2.03 C1	3.08 B1 C	4.17 C1
510	4.56 B1	1.92 C1	3.14 B1 C	4.08 C1
540	4.74 B1	1.83 C1	3.20 B1 C	3.99 C1
570	4.93 B1	1.74 C1	3.26 B1 C	3.90 C1
600	5.12 B1	1.67 C1	3.31 B1 C	3.82 C1
600	5.12 B1	1.67 C1	3.03 B1 C	3.63 C1
630	5.32 B1	1.60 C1	3.08 B1 C	3.57 C1
660	5.52 B1	1.55 C1	3.12 B1 C	3.51 C1
690	5.72 B1	1.50 C1	3.17 B1 C	3.45 C1
720	5.92 B1	1.46 C1	3.21 B1 C	3.40 C1

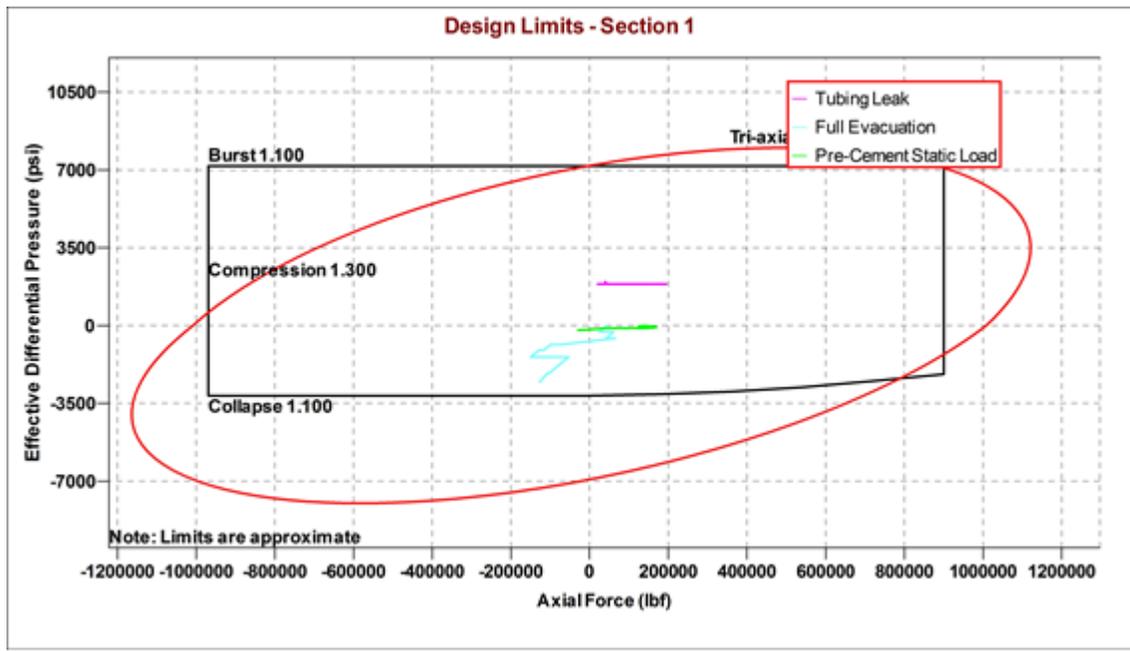
Depth (MD) (m)	Minimum Safety Factor (Abs)			
	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
750	6.11 B1	1.42 C1	3.25 B1 C	3.36 C1
783	6.31 B1	1.39 C1	3.29 B1 C	3.32 C1
783	6.31 B1	1.39 C1	3.29 B1 C	3.31 C1
792	6.36 B11	1.38 C1	3.29 B1 C	3.30 C1
810	6.36 B11	1.36 C1	3.31 B1 C	3.28 C1
840	6.36 B11	1.34 C1	3.34 B1 C	3.25 C1
870	6.36 B11	1.32 C1	3.37 B1 C	3.23 C1
900	6.36 B11	1.31 C1	3.38 B1 C	3.21 C1
922	6.36 B11	1.30 C1	8.02 B1 C	3.90 C1
922	6.36 B11	1.30 C1	8.06 B1 C	3.91 C1
930	6.36 B11	1.30 C1	15.09 B1 C	4.21 C1
930	6.36 B11	1.30 C1	16.87 C1	4.21 C1
1176	6.36 B11	1.23 C1	15.06 C1	4.00 C1
1460	6.36 B11	1.16 C1	13.40 C1	3.79 C1
1500	6.36 B11	1.16 C1	13.20 C1	3.79 C1
1500	6.36 B11	1.16 C1	(9.57) C1	3.88 C1
2000	6.13 B11	1.15 C1	(8.61) C1	3.91 C1

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

Per ogni condizione di carico considerato non è previsto nessun fenomeno di Buckling.

### 3.1.11.7 Casing Design per la Colonna di Produzione da 9 5/8" a 4351 mMD

Il casing 9 5/8" 40 ppf P110 TSH W563 special drift è raccomandato. La scelta è in linea la T&D e Fatigue analisi effettuata. L'involucro dello Sforzo Triassiale ed il minimo Fattore di Sicurezza per questa colonna di casing sono mostrati qui di seguito:



Depth (MD) (m)	Minimum Safety Factor (Abs)			
	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
0	4.23 B6	+ 100.00 C5	7.45 B6	5.21 B6
11	4.23 B6	+ 100.00 C5	7.52 B6	5.22 B6
150	4.23 B6	12.02 C5	8.45 B6	5.28 B6
150	4.23 B6	12.02 C5	6.79 B6	5.12 B6
300	4.23 B6	6.04 C5	7.60 B6	5.21 B6
300	4.23 B6	6.04 C5	6.63 B6	5.08 B6
450	4.23 B6	4.06 C5	7.38 B6	5.18 B6
450	4.23 B6	4.06 C5	6.46 B6	5.04 B6
600	4.23 B6	3.14 C5	7.09 B6	5.02 B6
600	4.23 B6	3.14 C5	6.64 B6	4.94 B6
921	4.23 B6	2.45 C5	7.49 B6	4.80 B6
921	4.23 B6	2.45 C5	17.66 B6	5.31 B6
1433	4.23 B6	2.19 C5	21.02 B6	5.28 B6
2000	4.23 B6	1.97 C5	26.63 B6	5.25 B6
2000	4.23 B6	1.97 C5	(16.32) C5	5.25 B6
3065	4.23 B6	1.64 C5	(12.48) C5	4.59 C5
3066	4.23 B6	1.64 C5	(12.48) C5	4.59 C5
3200	4.23 B6	1.61 C5	(12.12) C5	4.52 C5
3200	4.23 B6	1.61 C5	(11.69) C5	4.53 C5
4380	4.01 B6	1.37 C5	(9.95) C5	3.85 C5

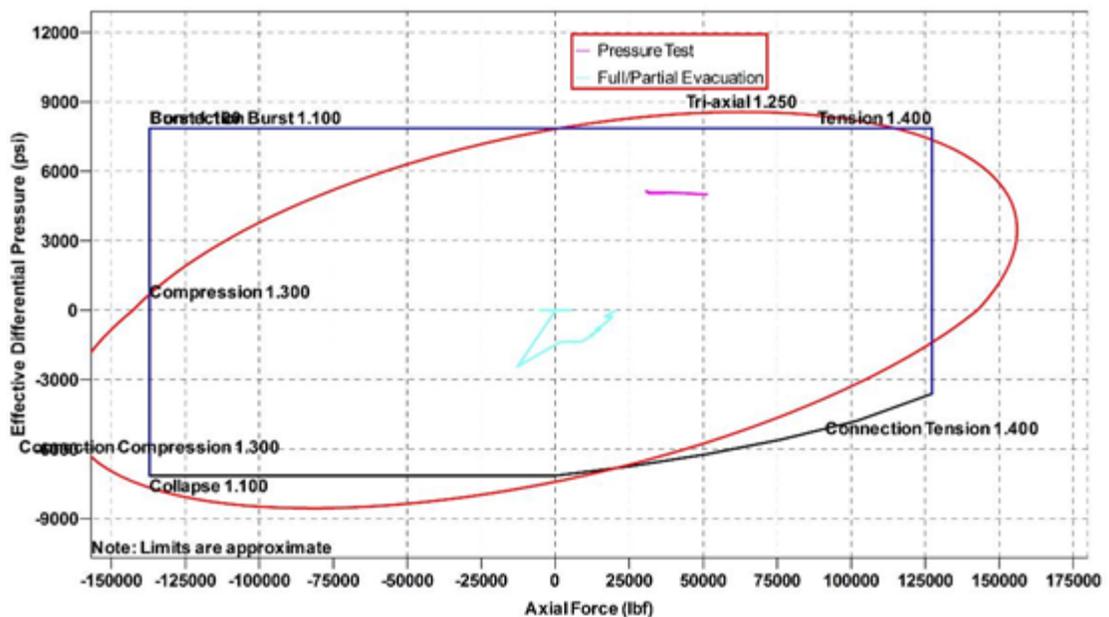
- C Connection Critical
- B5 Pressure Test
- B11 Fracture @ Shoe w/ 1/3 BHP at Si
- C1 Full/Partial Evacuation
- A2 Pre-Cement Static Load
- ( ) Compression

Per ogni condizione di carico considerato non è previsto nessun fenomeno di Buckling

**N.B.:** al fondo alcuni tubi da 9 5/8" dovranno essere da 53,5 lb/ft special drift per motivi di fissaggio Liner Hanger dell'Expandable Screen.

### 3.1.11.8 Tubing Design per la Batteria di Completamento a circa 4350 mMD

Il tubing 3 1/2" 7,7 ppf TSH Blue è raccomandato. L'involucro dello Sforzo Triassiale ed il minimo Fattore di Sicurezza per questa batteria di tubing sono mostrati qui di seguito:



Depth (MD) (m)	Minimum Safety Factor (Abs)			
	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
0	1.73 B5	+100.00 C1	3.47 B5 C	2.11 B5
11	1.73 B5	+100.00 C1	3.49 B5 C	2.11 B5
150	1.72 B5	27.37 C1	3.75 B5 C	2.12 B5
150	1.72 B5	27.37 C1	3.56 B5 C	2.11 B5
330	1.72 B5	12.60 C1	3.77 B5 C	2.11 B5
390	1.72 B5	10.73 C1	3.89 B5 C	2.11 B5
450	1.71 B5	9.38 C1	4.02 B5 C	2.11 B5
450	1.71 B5	9.38 C1	3.86 B5 C	2.11 B5
480	1.71 B5	8.84 C1	3.92 B5 C	2.11 B5
510	1.71 B5	8.37 C1	3.98 B5	2.11 B5
540	1.71 B5	7.96 C1	4.04 B5	2.11 B5
570	1.71 B5	7.60 C1	4.10 B5	2.11 B5
600	1.71 B5	7.29 C1	4.16 B5	2.11 B5
600	1.71 B5	7.29 C1	4.08 B5	2.11 B5
630	1.71 B5	7.02 C1	4.13 B5	2.11 B5

Depth (MD) (m)	Minimum Safety Factor (Abs)			
	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
660	1.71 B5	6.78 C1	4.19 B5	2.11 B5
690	1.71 B5	6.57 C1	4.24 B5	2.11 B5
720	1.71 B5	6.39 C1	4.28 B5	2.11 B5
750	1.71 B5	6.24 C1	4.33 B5	2.11 B5
783	1.71 B5	6.09 C1	4.37 B5	2.11 B5
810	1.71 B5	5.99 C1	4.41 B5	2.10 B5
840	1.71 B5	5.90 C1	4.44 B5	2.10 B5
870	1.70 B5	5.82 C1	4.46 B5	2.10 B5
900	1.70 B5	5.77 C1	4.48 B5	2.10 B5
930	1.70 B5	5.72 C1	5.46 B5	2.11 B5
4300	1.68 B5	3.23 C1	5.82 B5	2.00 B5
4300	1.71 B5	+100.00 C1	5.61 B5	2.12 B5
4320	1.71 B5	+100.00 C1	4.83 B5	2.12 B5
4350	1.71 B5	+100.00 C1	4.84 B5	2.12 B5

C Connection Critical  
 B5 Pressure Test  
 C1 Full/Partial Evacuation

### 3.1.11.9 Giochi Diametrali

#### Giochi Diametrali

String	Maximum Box OD		Minimum Drift		Drill Bit OD	Clearance		
	Connection	OD	Weight	Drift		Bit	Open Hole	Drift
		in	lb/ft	in				
18 5/8", Surface	TSH ER	20.000	87.50	17.568	22.000	1.57	2.00	3.95
13 3/8" Intermediate	TSH W521	13.620	61.00	12.359	16.000	0.11	2.38	1.73
9 5/8" Production *	TSH W563	10.625	40.00	8.750	12.250	-	1.63	-

\*Special drift

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.11.10 Massima usura del casing ammissibile

Stress Check è stato utilizzato per verificare la massima usura del casing 9 5/8" come si può vedere nella Tabella qui di seguito:

#### 9 5/8" casing maxima usura permessa

Depth (MD) [m]	Remaining Wall Thickness (in)		Max. Wear (% of Wall Thick.)		Max. Wear (in)	
	Burst	Collapse	Burst	Collapse	Burst	Collapse
0	0.138 B5	No Collapse Load	36.3	No Collapse Load	0.078	No Collapse Load
11	0.138 B5	0.028 C1	36.3	87.1	0.078	0.188
150	0.138 B5	0.066 C1	36.3	69.4	0.078	0.15
300	0.138 B5	0.083 C1	36.3	61.7	0.078	0.133
450	0.138 B5	0.094 C1	36.3	56.5	0.078	0.122
600	0.138 B5	0.102 C1	36.2	52.8	0.078	0.114
921	0.138 B5	0.110 C1	36.1	48.9	0.078	0.106
4300	0.139 B5	0.137 C1	35.8	36.7	0.077	0.079
4300	0.139 B5	0.007 C1	35.8	96.9	0.077	0.209
4349	0.139 B5	0.007 C1	35.8	96.9	0.077	0.209
4350	0.139 B5	0.007 C1	35.8	96.9	0.077	0.209
4350	0.139 B5	0.007 C1	35.8	96.9	0.077	0.209

B5      Pressure Test  
C1      Full/Partial Evacuation

### Riferimenti

- [1] StressCheck Release 5000.1 user guide
- [2] API Bulletin 5C3, "Bulletin on Formulas and Calculations for Casing, Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties", 6th Edition, October 1994.

### 3.1.12 Equipaggiamento Casing

#### 3.1.12.1 Introduzione

Un punto critico dei pozzi Extended Reach è la discesa dei casing in fori molto lunghi e inclinati.

Nel pozzo di Liuba 1 Or per la discesa della colonna casing da 18 5/8" non si prevedono difficoltà, mentre per i casing 13 3/8" e 9 5/8" si prevedono notevoli difficoltà per raggiungere le quote programmate.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

Il casing 13 3/8" deve scendere fino a 2000 mMD (i primi 300 m attraverso il casing 18 5/8") attraversando tutta la fase di build up del foro da 16" fino ad un'inclinazione del foro di 80,327° a circa 921 mMD e quindi continuare la discesa con tale inclinazione fino a 2000 mMD.

Il casing 9 5/8" (dopo essere disceso attraverso la colonna da 13 3/8" fino a 2000 mMD) deve continuare la sua discesa in un foro da 12 1/4", sempre con una inclinazione di 80,327°, fino a circa 4313 mMD per poi proseguire la sua discesa in un foro con una leggera BU (3°/30 m) fino a 4351 mMD con max inclinazione di 84,25°.

Per agevolare la discesa le string di casing hanno bisogno di centralizzazione con adeguato standoff in modo da tenere sollevati i casing dal foro tubato ed aperto. I centralizzatori inoltre devono avere un basso Friction Factor per ridurre il drag sulle pareti.

Per il casing 18 5/8" non si prevedendo particolari problemi e possono essere utilizzare dei comuni centralizzatori solidi/rigidi.

Per aumentare le possibilità di successo nella discesa delle colonne casing 13 3/8" e 9 5/8", oltre alla centralizzazione con bassissimi FF, dovranno essere utilizzate delle speciali scarpe che abbiano la possibilità di alesare il foro nel caso di ostruzioni o difficoltà nella discesa.

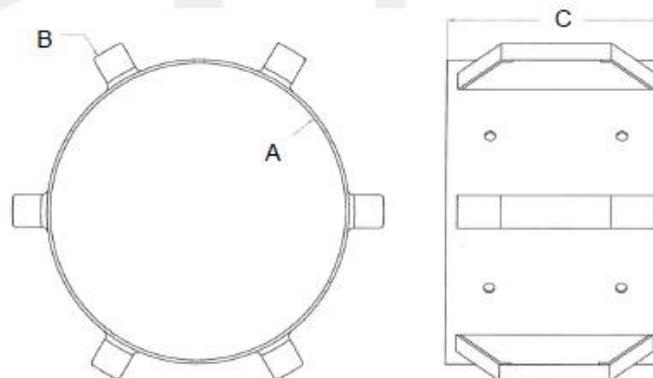
### **3.1.12.2 Centralizzazione del casing 18 5/8" a 300 mMD (299,6 mVD)**

Per questo casing si possono utilizzare dei comuni centralizzatori solidi/rigidi: un tipo di centralizzatore che potrebbe andare bene è l'Econ-o-glider che è fatto in lamiera stampata (**fig. 3.10**).



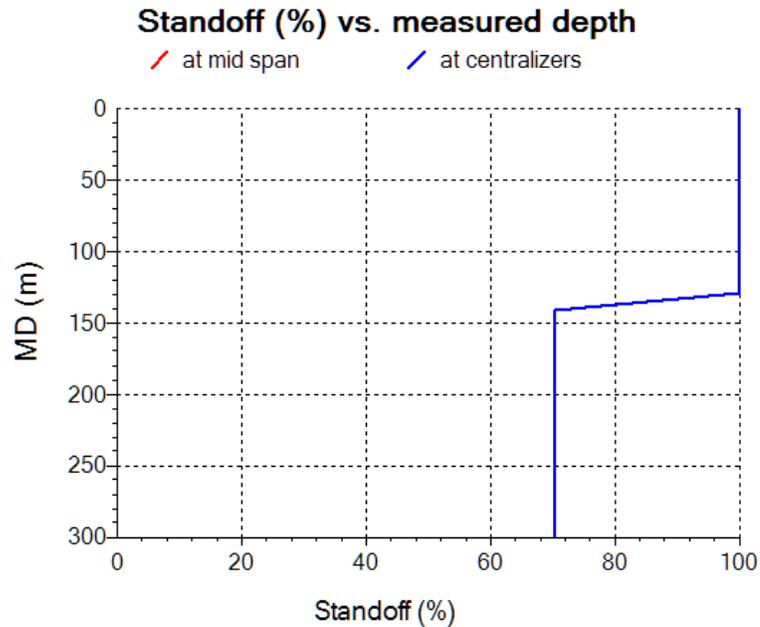
**ECON-O-GLIDER™ ST CENTRALIZERS**

UNIT SIZE	A	B	C
18 5/8" x 22" (OD21")	Ø18.860"	Ø21.000"	10.000"

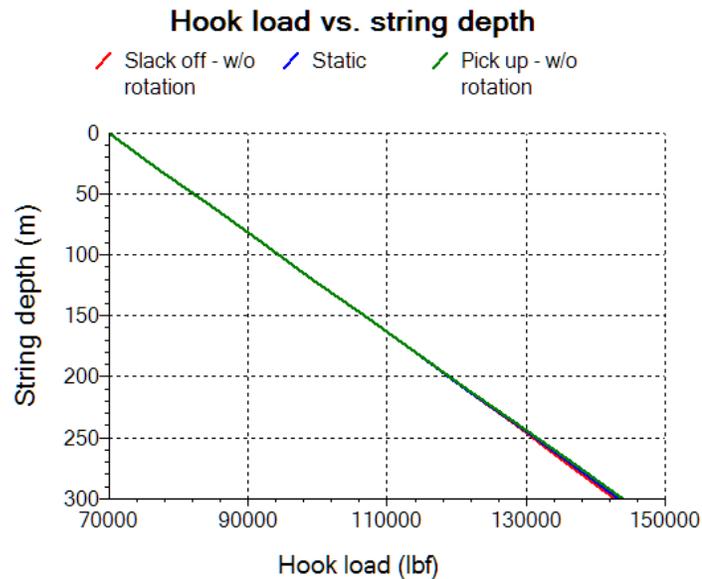


**Figura 3.10: Centralizzatori Econ-o-glider a 6 Lame**

Per questo casing sono previsti 10 centralizzatori solidi/rigidi per avere uno standoff di circa 70%.



È stata fatta una simulazione di discesa della colonna casing 18 5/8" con i centralizzatori Econ-o-glider ed il risultato dice che non ci sono assolutamente problemi.



**N.B.:** Il programma di centralizzazione potrà variare e sarà confermata prima della discesa della colonna di casing 18 5/8".

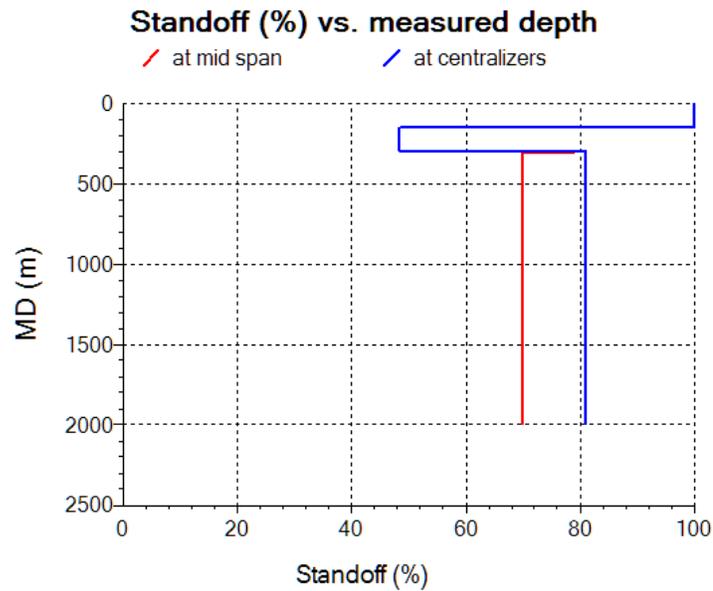
### 3.1.12.3 Centralizzazione del casing 13 3/8" a 2000 mMD (919 mVD)

Per la discesa della colonna casing 13 3/8" si prevede di utilizzare il tipo di centralizzatore Spir-o-lizer in lega di zinco che si può vedere in **fig. 3.11**. (Dal Test fatto all'IRIS – International Research Institute di Stavanger / Norway – dove sono stati provati diversi tipi di centralizzatori, lo Spir-o-lizer è risultato essere il migliore per la discesa dei casing senza rotazione ed uno dei migliori con rotazione con un FF di circa lo 0,04 – in cased hole - che può essere considerato uno dei più bassi in assoluto).

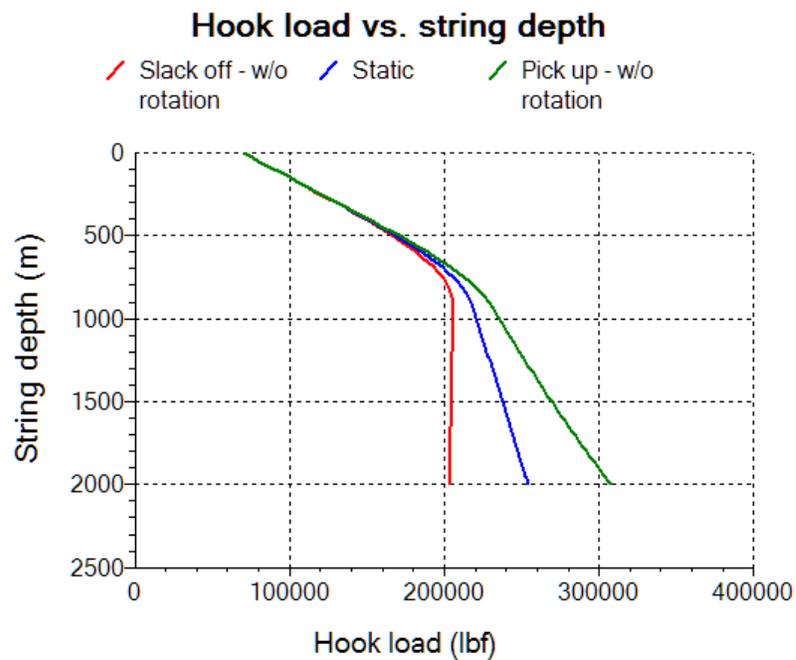


**Figura 3.11: Centralizzatore Spir-o-lizer**

Per questo casing sono previsti 136 centralizzatori tipo Spir-o-lizer per avere un standoff di circa il 70%.



È stata fatta una simulazione di discesa della colonna di casing 13 3/8" con i centralizzatori Spir-o-lizer ed il risultato conferma che si dovrebbe arrivare al fondo con un peso residuo al gancio di circa 200000 lbs.

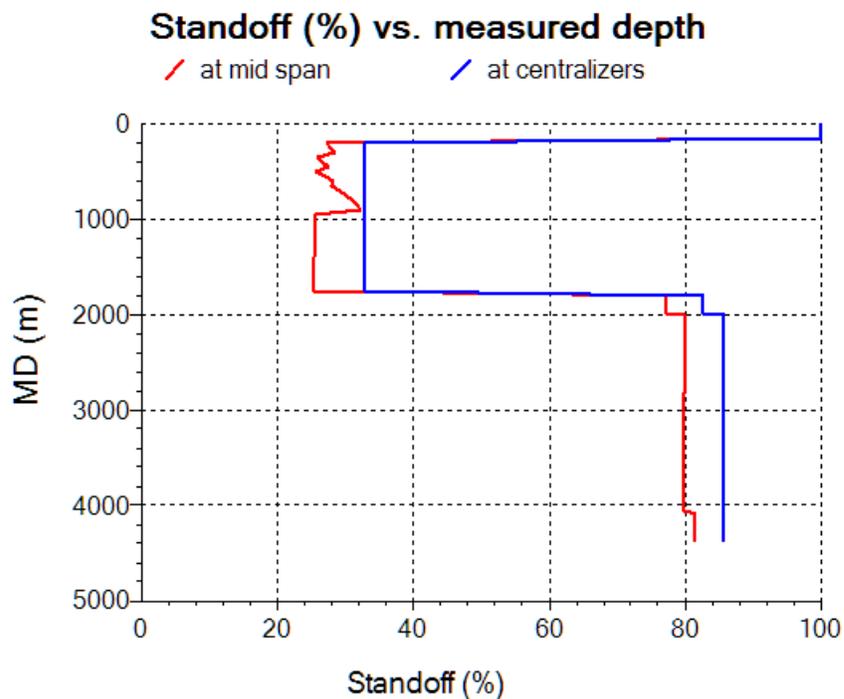


**N.B.:** prima della discesa della colonna di casing 13 3/8" si farà il programma attuativo della centralizzazione che potrà subire delle variazioni.

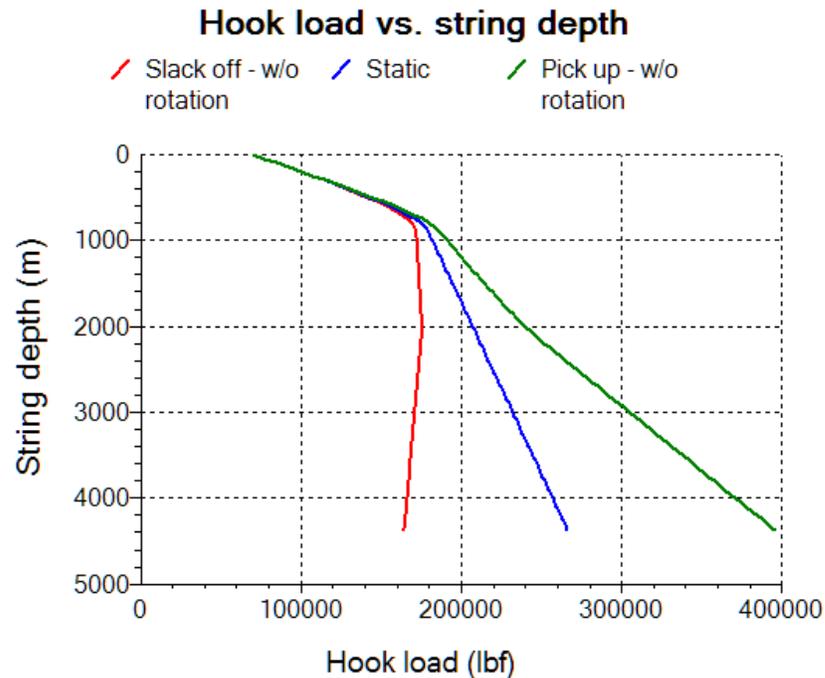
### 3.1.12.4 Centralizzazione del casing 9 5/8" a 4351 mMD (1313 mVD)

Anche per la discesa della colonna casing 9 5/8" si prevede di utilizzare centralizzatori Spir-o-lizer in lega di zinco, **fig. 3.11**

Per questo casing sono previsti 213 centralizzatori di tipo Spir-o-lizer per avere un standoff di min. 77,2 / max. 82,5%.



È stata fatta una simulazione di discesa della colonna casing 9 5/8" con i centralizzatori Spir-o-lizer e risulta che si dovrebbe arrivare al fondo con un peso residuo al gancio di circa 180000 lbs.



**N.B.:** prima della discesa della colonna di casing 9 5/8" si farà il programma attuativo della centralizzazione che potrà subire delle variazioni.

In ogni caso l'esperienza della discesa della colonna 13 3/8" potrà dare una più chiara indicazione sull'efficienza della centralizzazione scelta e, nel caso che si riscontrasse un qualche problema di centralizzazione nella 13 3/8", c'è la possibilità di cambiare la centralizzazione per la 9 5/8" con i centralizzatori MCC (Multilayer Composite Centralizer) con un Friction Factor di 0,08 in Cased Hole e 0,15 in Open Hole.

### 3.1.12.5 Scarpa del casing 13 3/8" a 2000 mMD (919 mVD)

Per il casing da 13 3/8" si utilizzerà una scarpa che possa permettere di ruotare ed alesare una possibile ostruzione del foro come ad esempio la PEN-O-TRATOR della Downhole Products (**fig. 3.12**).



**Figura 3.12: Scarpa PEN-O-TRATOR**

### **3.1.12.6 Scarpa del casing 9 5/8” a 4351 mMD (1313 mVD)**

Essendo la discesa del casing 9 5/8” molto impegnativa si prevede di equipaggiare la colonna di scarpa con turbina (sistema chiamato “Turbocaser Express” – **fig. 3.13**) che permette alla scarpa stessa di ruotare ed alesare il foro come uno scalpello mediante la circolazione del fango (indipendentemente dalla rotazione del casing). Tale sistema potrà dare un notevole e forse decisivo aiuto al casing 9 5/8” per raggiungere il suo csg point (settare la scarpa 9 5/8” al top del resevoir risulta fondamentale per la riuscita del progetto).

La cementazione del casing 9 5/8” potrà essere fatta con le modalità usuali. Il sistema Turbocaser Express è stato disegnato per essere fresato rapidamente con lo scalpello da 8 ½” (per il suo fresaggio non è richiesta nessuna manovra dedicata).

Il sistema Turbocaser Express è già stato usato per la discesa di casing e liner in fori dove le normali tecniche di discesa avevano fallito.



**Figura 3.13: Turbocaser Express**

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

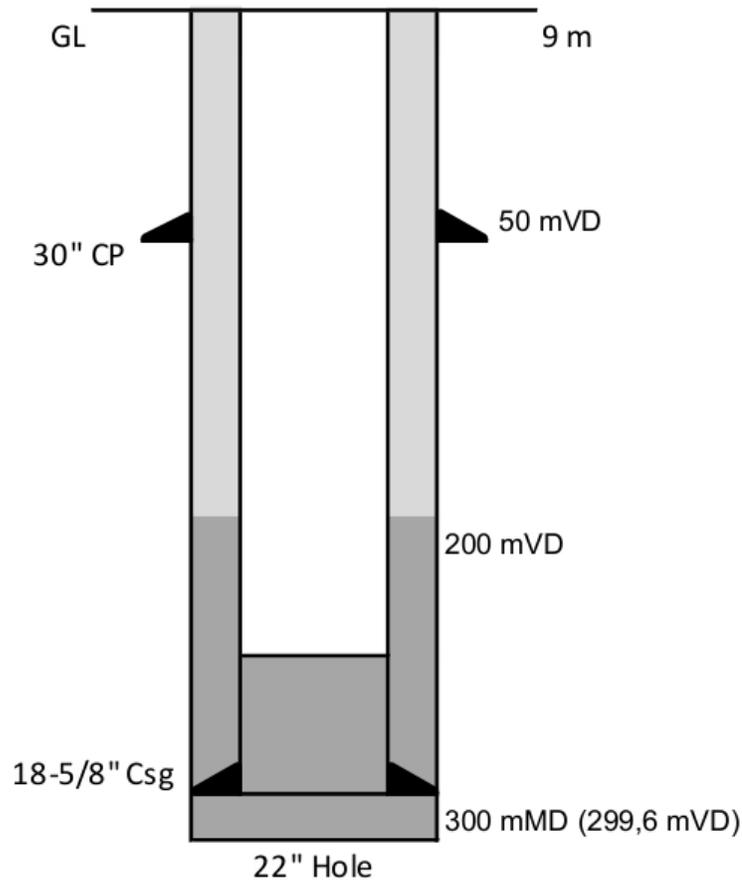
### 3.1.13 Programma di Cementazione dei Casing

Le prove di Laboratorio per la preparazione delle malte ed il calcolo dei volumi per la cementazione dei casings saranno riviste in fase esecutiva in base ai dati del foro (pressione, temperatura, caliper ecc).

**N.B.: Per una migliore comprensione delle modalità di cementazione delle colonne casings, sono stati considerati i prodotti Halliburton, sola dopo l'assegnazione del Contratto si potrà confermare la Compagnia di Cementazione e quindi la corretta nomenclatura dei prodotti di cementazione.**

#### 3.1.13.1 Cementazione Casing 18 5/8" a 300 mMD (299,6 mVD) in superficie

Casing Size	Hole Size	Depth of Shoe	Desired Cmt Top	Estimated Temps
18 5/8in	22in (50%XS)	MD / TVD 300m / 300m	Lead / Tail Surface / 200m	BHST / BHCT 26°C / 22°C
				m³/m
18 5/8in 87.5ppf Casing capacity				0.1597
18 5/8in 87.5ppf Casing / 30in 157.5ppf casing capacity				0.2504
18 5/8in 87.5ppf Casing / 22in hole capacity				0.0695
<b>Spacer Design (per m³)</b>		<b>Total</b>		
Freshwater	999.00 ltr	10 m³	Spacer volume: 10.0 m³	
Musol	1.00 ltr	11 ltr	Spacer density: 1.00 sg	
<b>LEAD CEMENT</b>		<b>Total</b>		
GeoCem Class G		21 MT	Slurry Volume: 29.61 m³	
Econolite Liquid	5 ltr/100kg	1,049 ltr	Surface density: 1.50 sg	
Freshwater	105.12 ltr/100kg	22 m³	Surface yield: 141.46 ltr/100kg	
NF-6	0.1 ltr/100kg	23 ltr	Total mixing fluid: 110.18 ltr/100kg	
Thickening time (100 Bc): >5:00				
Pv/Yp at mix: 8/3 (cP/lbs/100ft²)				
Pv/Yp at 22°C: 8/7 (cP/lbs/100ft²)				
Comp strength at 22°C: 50 psi in 28 hrs				
Comp strength at 22°C: 100 psi in 48 hrs				
Lab report no: 2043462 / 1				
<b>TAIL CEMENT</b>		<b>Total</b>		
GeoCem Class G		19 MT	Slurry Volume: 14.25 m³	
CFR-3	0.3 %BWOC	57 kg	Surface density: 1.92 sg	
Calcium Chloride 1%	0.5 %BWOC	95 kg	Surface yield: 75.05 ltr/100kg	
Freshwater	43.75 ltr/100kg	8.3 m³	Total mixing fluid: 44.30 ltr/100kg	
NF-6	0.1 ltr/100kg	23 ltr	Thickening time (40 Bc): 4:20	
Thickening time (70 Bc): 4:48				
Thickening time (100 Bc): 5:34				
Pv/Yp at 22°C: 35/36 (cP/lbs/100ft²)				
Comp strength at 25°C 50 psi in 6 hrs				
Comp strength at 25°C 500 psi in 12 hrs				
Comp strength at 25°C 1,530 psi in 24 hrs				
Lab report no: 2042741 / 1				



**Displacement Schedule**

	Volume (m <sup>3</sup> )	Rate (m <sup>3</sup> /min)	Time (min)
Make up lines & pressure test:	N/A	N/A	30
Circulate 1.5 x Hole volume:	131.9	1.0	132
Pump spacers:	10.0	1.0	10
Release ball/bottom plug:	N/A	N/A	5
Mix & pump lead cement:	29.6	0.8	37
Mix & pump tail cement:	14.3	0.6	24
Release dart/top plug:	N/A	N/A	5
Pump displacement:	44.1	1.0	44

*Total job time (including circulation): 287 min 4hr 47min*

*Minimum lead cement thickening time (with 2hr safety factor): 230 min 3hr 50min*

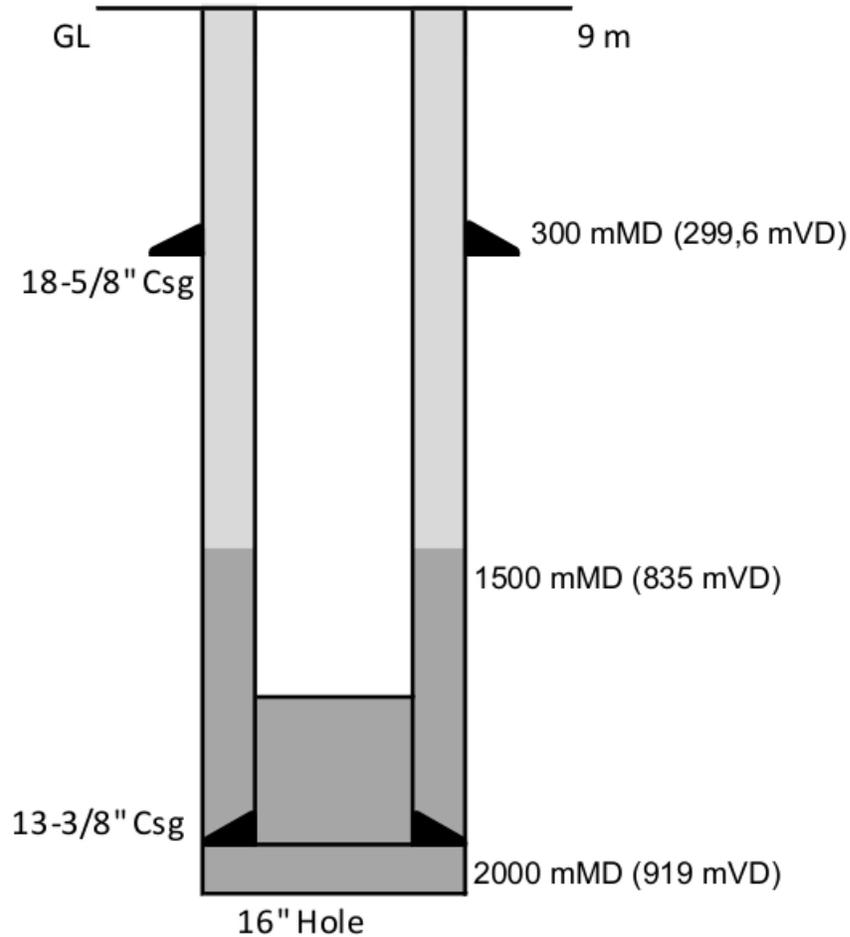
*Minimum tail cement thickening time (with 2hr safety factor): 193 min 3hr 13min*

*The final job calculations are to be completed on location by cementer, based on actual well parameters. All calculations from slurry volumes to additive dosages & requirements must be verified by the independent calculations of the drilling rep.*

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.13.2 Cementazione Casing 13 3/8" a 2000 mMD (919 mVD) in superficie

Casing Size	Hole Size	Depth of Shoe	Desired Cmt Top	Estimated Temps
13 3/8in	16in (50%XS)	MD / TVD 2,000m / 919m	Lead / Tail Surface / 1,500m	BHST / BHCT 39°C / 31°C
				m <sup>3</sup> /m
13 3/8in 68ppf Casing capacity				0.0781
13 3/8in 68ppf Casing / 18 5/8in 87.5ppf casing capacity				0.0691
13 3/8in 68ppf Casing / 16in hole capacity				0.0391
<b><u>Spacer Design (per m<sup>3</sup>)</u></b>		<b><u>Total</u></b>		
Freshwater	854.29 ltr	8.5 m <sup>3</sup>	Spacer volume: 10.0 m <sup>3</sup> Spacer density: 1.35 sg (Mud will be LTOBM @ 1.22 sg)	
NF-6	1.00 ltr	11 ltr		
Tuned Spacer E+	40.00 kg	400 kg		
Barite	430.29 kg	4,303 kg		
Pen-11	10.00 ltr	98 ltr		
Musol	15.00 ltr	151 ltr		
<b><u>LEAD CEMENT</u></b>		<b><u>Total</u></b>		
GeoCem Class G		64 MT	Slurry Volume: 91.05 m <sup>3</sup> Surface density: 1.50 sg Surface yield: 142.12 ltr/100kg Total mixing fluid: 110.89 ltr/100kg Thickening time (100 Bc): >8:00 Free water vert at 31°C: 0.0 % Pv/Yp at mix: 8/14 (cP/lbs/100ft <sup>2</sup> ) Pv/Yp at 31°C: 8/15 (cP/lbs/100ft <sup>2</sup> ) Comp strength at 31°C: 50 psi in 18 hrs Comp strength at 31°C: 250 psi in 90 hrs Lab report no: 2064214-2	
Econolite Liquid	6 ltr/100kg	3,846 ltr		
Freshwater	104.8 ltr/100kg	67.2 m <sup>3</sup>		
NF-6	0.1 ltr/100kg	64 ltr		
<b><u>TAIL CEMENT</u></b>		<b><u>Total</u></b>		
GeoCem Class G		43 MT	Slurry Volume: 32.11 m <sup>3</sup> Surface density: 1.92 sg Surface yield: 75.05 ltr/100kg Total mixing fluid: 44.04 ltr/100kg Thickening time (70 Bc): 6:00 Pv/Yp at mix: 57/1 (cP/lbs/100ft <sup>2</sup> ) Pv/Yp at 31°C: 74/4 (cP/lbs/100ft <sup>2</sup> ) Comp strength at 36°C 500 psi in 12 hrs Comp strength at 36°C 2,000 psi in 24 hrs Lab report no: 2143263-1	
Halad-322	0.8 %BWOC	342 kg		
Freshwater	43.32 ltr/100kg	18.5 m <sup>3</sup>		
NF-6	0.1 ltr/100kg	45 ltr		



**Displacement Schedule**

	Volume (m <sup>3</sup> )	Rate (m <sup>3</sup> /min)	Time (min)
Make up lines & pressure test:	N/A	N/A	30
Circulate 1.5 x Hole volume:	414.8	1.0	415
Pump spacers:	10.0	1.0	10
Release ball/bottom plug:	N/A	N/A	5
Mix & pump lead cement:	91.1	0.8	114
Mix & pump tail cement:	32.1	0.6	54
Release dart/top plug:	N/A	N/A	5
Pump displacement:	153.4	1.0	153
<i>Total job time (including circulation):</i>			<i>786 min</i>
<i>Minimum lead cement thickening time (with 2hr safety factor):</i>			<i>446 min</i>
<i>Minimum tail cement thickening time (with 2hr safety factor):</i>			<i>332 min</i>

The final job calculations are to be completed on location by cementer, based on actual well parameters. All calculations from slurry volumes to additive dosages & requirements must be verified by the independent calculations of the drilling rep.

 APENNINE energy spa	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
--	--	---

**N.B.:** non sono previsti Logs nella fase 16” e quindi si dovrà cementare il casing 13 3/8” senza l’ausilio di un caliper. Per riuscire a cementare fino in superficie si dovrà prevedere e calcolare un’adeguata maggiorazione della malta. Oppure in alternativa, per non avere grossi quantitativi di cemento in superficie si potrà utilizzare un cuscinio separatore in modo da avere indicazioni dell’avvicinarsi della malta in superficie e rilasciare quindi il secondo tappo di cementazione per procedere con lo spiazzamento.

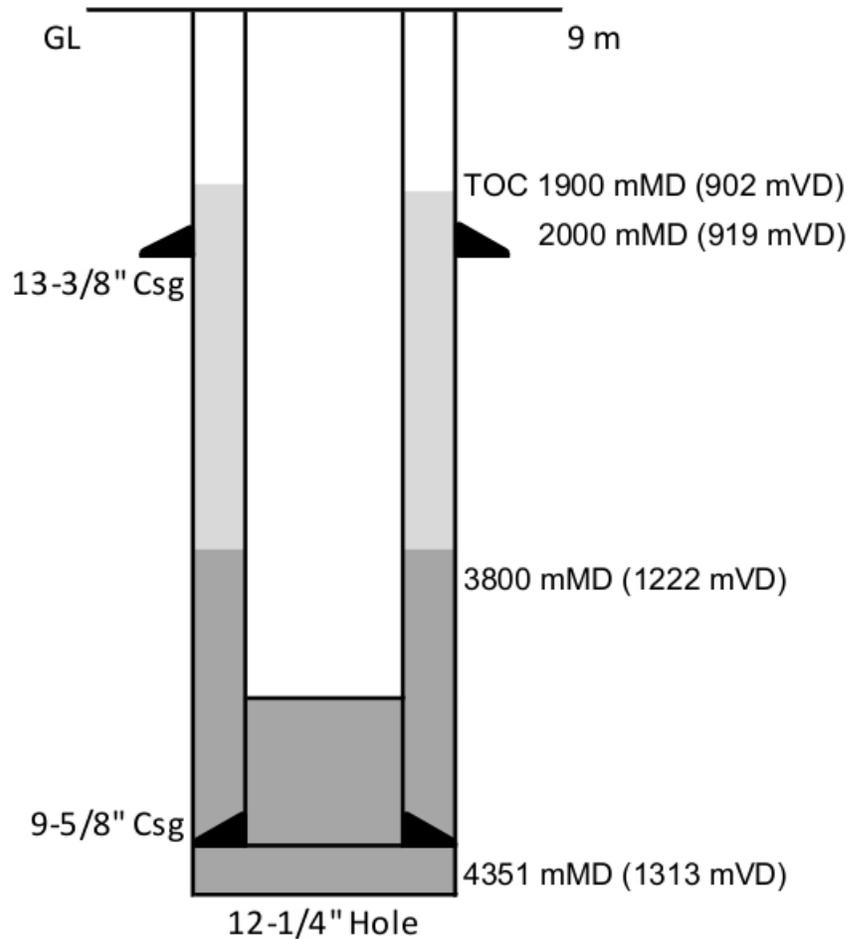
In caso di problematiche che richiedano una sicura cementazione fino in superficie, si considererà l’utilizzo di un DV per cementare la colonna 13 3/8” in due stadi.

Un dettagliato programma di cementazione della colonna casing 13 3/8” sarà preparato alla fine della perforazione del foro da 16”.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.13.3 Cementazione Casing 9 5/8" a 4351 mMD (1313 mVD) a 1900 m

Casing Size	Hole Size	Depth of Shoe	Desired Cmt Top	Estimated Temps
9 5/8in	12.25in (25%XS)	MD / TVD 4,351m / 1,313m	Lead / Tail 1,900m / 3,800m	BHST / BHCT 47°C / 37°C
				m <sup>3</sup> /m
9 5/8in 47ppf Casing capacity				0.0382
9 5/8in 47ppf Casing / 13 3/8in 68ppf casing capacity				0.0312
9 5/8in 47ppf Casing / 12.25in hole capacity				0.0291
<b>Spacer Design (per m<sup>3</sup>)</b>		<b>Total</b>		
Freshwater	832.55 ltr	8.3 m <sup>3</sup>	Spacer volume: 10.0 m <sup>3</sup> Spacer density: 1.42 sg (Mud will be LTOBM @ 1.30 sg)	
NF-6	1.00 ltr	11 ltr		
Tuned Spacer E+	40.00 kg	400 kg		
Barite	522.04 kg	5,220 kg		
Pen-11	10.00 ltr	98 ltr		
Musol	15.00 ltr	151 ltr		
<b>LEAD CEMENT</b>		<b>Total</b>		
GeoCem Class G		48 MT	Slurry Volume: 68.58 m <sup>3</sup> Surface density: 1.50 sg Surface yield: 142.12 ltr/100kg Total mixing fluid: 110.89 ltr/100kg Thickening time (100 Bc): >7:00 Free water vert at 37°C: 0.0 % Pv/Yp at mix: 8/14 (cP/lbs/100ft <sup>2</sup> ) Pv/Yp at 37°C: 8/15 (cP/lbs/100ft <sup>2</sup> ) Comp strength at 37°C: 50 psi in 16 hrs Comp strength at 37°C: 250 psi in 80 hrs Lab report no: 2064214-2	
Econolite Liquid	6 ltr/100kg	2,896 ltr		
Freshwater	104.8 ltr/100kg	50.6 m <sup>3</sup>		
NF-6	0.1 ltr/100kg	49 ltr		
<b>TAIL CEMENT</b>		<b>Total</b>		
GeoCem Class G		30 MT	Slurry Volume: 22.47 m <sup>3</sup> Surface density: 1.92 sg Surface yield: 75.05 ltr/100kg Total mixing fluid: 44.12 ltr/100kg Thickening time (70 Bc): 6:00 Free water vert at 37°C: 0.0 % Fluid loss at 37°C: 74 cc/30min Pv/Yp at mix: 57/1 (cP/lbs/100ft <sup>2</sup> ) Pv/Yp at 37°C: 74/4 (cP/lbs/100ft <sup>2</sup> ) Comp strength at 44°C 500 psi in 12 hrs Comp strength at 44°C 2,000 psi in 24 hrs Lab report no: 2143263-1	
Halad-322	0.8 %BWOC	239 kg		
HR-5	0.1 %BWOC	30 kg		
Freshwater	43.29 ltr/100kg	13 m <sup>3</sup>		
NF-6	0.1 ltr/100kg	30 ltr		



**Displacement Schedule**

	Volume (m <sup>3</sup> )	Rate (m <sup>3</sup> /min)	Time (min)
Make up lines & pressure test:	N/A	N/A	30
Circulate 1.5 x Hole volume:	474.2	1.0	474
Pump spacers:	10.0	1.0	10
Release ball/bottom plug:	N/A	N/A	5
Mix & pump lead cement:	68.6	0.8	86
Mix & pump tail cement:	22.5	0.6	37
Release dart/top plug:	N/A	N/A	5
Pump displacement:	165.9	1.0	166

*Total job time (including circulation): 813 min 13hr 33min*

*Minimum lead cement thickening time (with 2hr safety factor): 414 min 6hr 54min*

*Minimum tail cement thickening time (with 2hr safety factor): 328 min 5hr 28min*

*The final job calculations are to be completed on location by cementer, based on actual well parameters. All calculations from slurry volumes to additive dosages & requirements must be verified by the independent calculations of the drilling rep.*

### 3.1.13.4 Riassunto Cementazioni

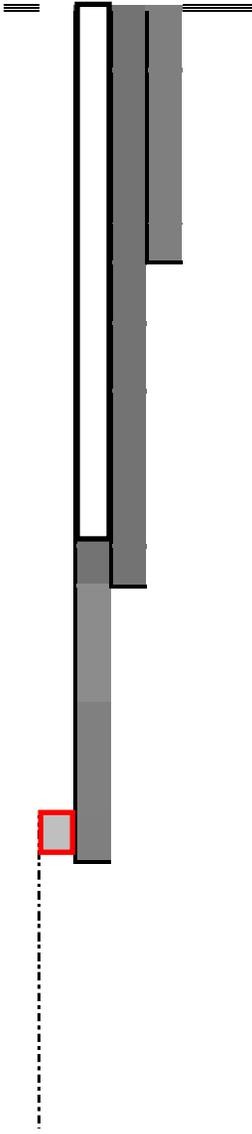
Schema Fondo Pozzo	Foro	Casing	Prof. (m BRT)	BHT (Deg C)	TOC (m)	Cemento		Eccesso	Tipo Fango	Peso Fango
	in.	in.	MD	TVD		Testa	Coda	(%)		(sg)
	22	18 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	300		Superficie	1.50 sg	1.92 sg	100 %	FW - PO	1.15
	16	13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	2000	38	Superficie	1.50 sg	1.92 sg	50 %	LTOBM	1.25
	12 <sup>1</sup> / <sub>4</sub>	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	4351	40	1900	1.50 sg	1.92 sg	20 %	LTOBM	1.35
	8 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>		4586	40,6						FLOTHRU (DIF)

Figura 3.14: Tabella di cementazione

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.14 Programma Fanghi e Fluidi di Perforazione

#### 3.1.14.1 Introduzione

La scelta e la successiva conduzione del fango di perforazione in applicazioni ERD sono essenziali per il successo delle operazioni. Per la perforazione del pozzo Liuba 1 Or è stato selezionato un fango a base olio sintetico “Low Toxic” LTOBM (Low Toxicity Oil Base Mud) per la sua caratteristica di inibire le argille e diminuire il Coefficiente di Frizione.

**N.B.: Per una migliore comprensione delle modalità di perforazione del pozzo ERD Liuba 1 Or, sono stati considerati i fanghi ed i prodotti della MI, la Compagnia Fanghi e la corretta nomenclatura dei prodotti utilizzati sarà confermata solamente dopo l'assegnazione del Contratto**

#### 3.1.14.2 Reologia in pozzi ERD

La pressione massima che si può ottenere con le pompe è fortemente legata al profilo reologico ed alla densità del fluido di perforazione. La combinazione di un profilo reologico ottimizzato e buone “drilling practices” come una buona portata e la rotazione della batteria è imperativo nella prevenzione e mitigazione della formazione di un letto solido fornendo una pulizia efficiente.

Generalmente, valori bassi della viscosità plastica (PV), valori (letture  $\theta_6$  e  $\theta_3$ ) alti della “low shear rate viscosity” (LSRV) e buoni valori dei gel sono parametri desiderabili per il profilo reologico di un pozzo ERD.

- Una PV bassa ridurrà la pressione di pompaggio, permettendo un’ottimizzazione della portata e quindi consentendo all’ECD di rimanere al di sotto dei valori massimi.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- Le letture a  $\theta_6$  e  $\theta_3$  possono essere utilizzate come benchmark. Alti valori di LSRV generalmente aiutano la pulizia foro, la sospensione dei solidi e la prevenzione della decantazione della barite.
- Buoni valori dei gel a 10", 10' e 30' permettono ai solidi (sia cutting che barite) di rimanere sospesi quando le pompe vengono fermate. Per buoni valori dei gel si intendono valori alti, ma non progressivi.

La reologia controlla la distribuzione del flusso, lo stato laminare o turbolento, la distribuzione della velocità ed il suo profilo sia nella parte alta del foro che in quella bassa. Il moto turbolento è più efficiente di quello laminare nel pulire fori con elevata inclinazione poiché previene la formazione del letto solido. Tuttavia i cuscini viscosi pompanti in regime di moto laminare sono più efficaci nel pulire fori di grande diametro nella sezione verticale.

### **3.1.14.3 Fenomeno della “Barite Sag” nei pozzi ERD**

Il fenomeno chiamato Barite Sag è l'indesiderata variazione della densità del fango che occorre a causa della sedimentazione della barite. Il fenomeno si identifica durante la circolazione quando si ha il ritorno di fango più leggero seguito da fango più pesante. Sintomi di Barite Sag sono: aumento della pressione di pompaggio, ECD eccessivamente alti, alti valori di T&D, incollamento della batteria, perdite di circolazione ed instabilità del foro.

La portata e la rotazione della batteria sono i parametri che più influenzano il fenomeno. Il Barite Sag è peggiore quando la batteria non ruota ed eccentrica (ad esempio in sliding), particolarmente per inclinazioni tra  $60^\circ$  e  $75^\circ$ , dove anche alte velocità anulari hanno vita difficile nel prevenire il fenomeno.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

#### **3.1.14.4 Coefficiente di Frizione nei pozzi ERD**

Un valore basso del CoF (Coefficient of Friction) ha un valore molto importante nei pozzi ERD. I fanghi a base sintetica o olio sono i più adeguati per raggiungere tali valori.

Un pannello sottile e scivoloso aiuterà sia il controllo dell'avanzamento direzionale e la stabilità del foro riducendo il CoF.

I solidi hanno un ruolo chiave in un fluido per un'applicazione ERD. L'eventuale accumulo di solidi fini può portare all'aumento del CoF e quindi ad un minor controllo della deviazione. L'ottimizzazione e l'efficienza delle attrezzature di controllo solidi può migliorare sensibilmente la performance del fluido utilizzato.

#### **3.1.14.5 Pulizia Foro nei pozzi ERD**

La pulizia del foro in pozzi ERD è fortemente dipendente dal profilo di deviazione e dalla geometria anulare. Una pessima pulizia del foro può portare allo sviluppo di un letto solido e quindi a problemi sul foro se non vengono seguite le corrette procedure di perforazione e manovra. E' anche una delle prime cause di valori elevati di T&D a può ridurre l'effettivo weight on bit. I principali segnali di una cattiva pulizia foro sono i seguenti:

- Volume di cuttings a giorno minore del teorico
- Creazione di un letto solido
- Rapido aumento dell'ECD appena si inizia a ruotare la batteria
- Aumento continuo della torque
- Aumento continuo dei valori di drag dopo le connessioni
- Sovrattiri
- Packoff
- Stuck pipe

### ***Fattori che influenzano la pulizia foro***

***Deviazione e letto solido.*** Più la deviazione aumenta e devia dalla verticale e più i detriti si depositeranno sulla parte bassa del foro dove c'è una velocità di flusso ridotta o addirittura nulla. Una deviazione al di sopra dei 30° è a rischio per quanto riguarda la creazione di un letto solido. Ulteriori studi suggeriscono che il valore di deviazione più critico per il deposito dei solidi nella parte bassa del foro è tra 50° e 60°. Si possono individuare quattro categorie di angoli:

- 0°-10° Verticali
- 10°-30° Devianti (angoli bassi)
- 30°-60° Devianti (angoli intermedi)
- 60°-90° Orizzontali (angoli alti)

Un pozzo ERD contiene tutte e quattro le categorie ed è importante sottolineare il fatto che è necessario ottimizzare la pulizia del foro per tutte le sezioni del pozzo e non si una singola. Le proprietà del fluido dovranno focalizzarsi sull'intervallo più critico senza però trascurare gli altri.

I cuttings possono depositarsi molto più velocemente nella sezione inferiore del foro in pozzi deviati. Ciò è più evidente quando l'angolazione del foro è compresa tra 30° e 60°. Questo range può portare anche alla formazione di un fenomeno chiamato "bed sliding". In funzione delle caratteristiche di deposizione dei detriti, si possono definire tre diverse regioni:

- Verticale – le particelle rimangono nel fluido e la velocità di deposizione è solitamente bassa e dipende dalla viscosità e dalla densità.
- Deviata – le particelle si depositano sulle pareti inferiori del foro e scivolano rapidamente verso il basso.
- Orizzontale – le particelle si depositano sulle pareti inferiori del foro e lì rimangono.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

Nelle sezioni verticali i detriti rimangono solitamente in sospensione nel fluido. L'ROP è il parametro che influenza maggiormente la quantità di detriti presenti. Dove il diametro del foro aumenta e quindi la velocità anulare diminuisce, i cuttings possono accumularsi e portare ad un aumento dell'ECD. E' quindi essenziale portare a giorno tutti i detriti possibili prima di effettuare le connessioni.

Nelle sezioni deviate in condizioni statiche o a basse portate può manifestarsi quello che si chiama "Boycott Settling". L'effetto del Boycott Settling può essere definito come: *"la conseguenza di un rapido deposito sulla parte inferiore di fori inclinati. Questo causa uno sbilanciamento di pressione che porta il fluido (nella parte superiore) più leggero verso l'alto e il letto solido nella parte inferiore verso il basso"*. Letti solidi di detrito ed il movimento assiale della batteria possono creare le condizioni ideali affinché i detriti letteralmente franino verso il basso. La circolazione del fango a basse portate può addirittura aumentare l'effetto del Boycott Settling e quindi i detriti possono depositarsi e franare molto più velocemente in condizioni dinamiche. Aumentare la velocità anulare e la viscosità può aiutare a ridurre l'effetto, ma comunque non lo elimina.

Nelle sezioni deviate i detriti si depositano nella parte inferiore del foro e da lì non si muovono fino a che non viene impartita una rotazione alla batteria. La chiave per il trasporto dei detriti nelle sezioni orizzontali è la rotazione della batteria ed una portata adeguata. Anche se i detriti non possono franare nelle sezioni orizzontali, il movimento assiale della batteria può accumulare detriti e quindi provocare una presa di batteria per pack-off.

**Comportamento dei cutting.** Il comportamento dei detriti dopo la loro deposizione è un fattore critico. Una volta che si forma il letto solido, i cuttings si muovono verso l'alto attraverso un processo di rotolamento e saltellamento e la loro velocità di trasporto è notevolmente ridotta rispetto a quella nei tratti verticali. Quando le pompe vengono fermate i detriti possono scivolare o franare nel foro causando prese di batteria e ciò accade con maggiore probabilità nei tratti con angolazione compresa tra 35° e 55°. Il trascinamento viscoso sulla superficie del letto solido è

dipendente dal tipo di fluido e dalla scabrezza del foro. E' necessario ricordare che lo scivolamento dei detriti nel foro può avvenire anche durante la circolazione, il che significa che parte dei cuttings hanno un movimento verso il basso.

Una volta che un letto solido si è formato, per smuovere i detriti è necessario ruotare la batteria e pompare ad una portata tale da generare una velocità anulare maggiore di quella necessaria per prevenirne la formazione. Ecco alcune considerazioni sui letti solidi:

- I letti solidi sono instabili per angoli compresi tra 35° e 55°.
- I letti solidi sono difficili da eliminare una volta formati. L'aumento della reologia ha un effetto minimo.
- Il loro spessore dipende dalla velocità anulare e dall'ROP.
- Per cercare di rimuovere i letti solidi è necessario ruotare la batteria e che il fluido sia in stato di moto turbolento.

**Portata e velocità anulare.** Questo è probabilmente il fattore più importante, specialmente per fori molto deviati. Un aumento della portata e quindi della velocità anulare migliorerà il trasporto dei solidi indipendentemente dal regime di flusso. Dare energia sufficiente ai detriti è la chiave. Il moto turbolento da questa energia a portate elevate e quindi la maggior parte dei detriti verranno immessi nel flusso.

**Rotazione ed eccentricità.** La rotazione della batteria è un **parametro chiave** per una buona pulizia del foro. Tipicamente è richiesta una rotazione di almeno 70-75rpm affinché essa risulti efficace quando la batteria sia trova nella parte inferiore del foro. La rotazione è molto meno efficace quando la batteria è concentrica oppure si trovi nella parte superiore del foro (eccentricità negativa). La rotazione è meno efficace quando il fluido è in moto turbolento.

Test di laboratorio e modelli matematici hanno evidenziato che l'impatto della velocità di rotazione è maggiore nelle sezioni con grandi diametri (17.1/2" e 12.1/4") rispetto a quello in diametri minori (8.1/2" e 6"). Nei diametri più grandi velocità di

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

rotazione da 120rpm ed oltre danno l'effetto maggiore, mentre in diametri da 8.1/2" in giù velocità di rotazione tra 80rpm e 120rpm.

**Densità.** Spesso il contributo della spinta idrostatica è trascurato. Modelli sperimentali indicano che un aumento nella densità del fango di 1ppg (0.12SG) porta a benefici maggiori nella pulizia foro rispetto ad ogni cambiamento nella reologia. A densità di 17ppg (2.04SG) o maggiori, i solidi possono letteralmente galleggiare.

**Reologia.** La reologia controlla lo stato di moto del fluido (laminare, transizione o turbolento) e la distribuzione delle velocità nella sezione del foro. Il regime di moto turbolento è più efficace di quello laminare nella pulizia foro in fori molto deviati e nel prevenire la formazione del letto solido. Fluidi ad alta viscosità pompanti in regime di moto laminare sono invece più efficaci nel pulire diametri più grandi nella sezione verticale rispetto a fluidi a bassa viscosità. Valori elevati della LSRV forniscono una migliore capacità di trasporto quando il fluido è in movimento poiché generano un profilo di velocità più piatto lungo la sezione del foro e quindi distribuisce più energia attraverso una porzione maggiore dell'annulus.

### 3.1.14.6 Linee Guida per la Pulizia Foro nei pozzi ERD

#### **Pozzi deviati**

- Selezionare il miglior compromesso per pulire contemporaneamente sia la sezione orizzontale del foro che quella verticale caratterizzata da diametri maggiori.
- Trattare il fango in modo da evitare gel progressivi.
- Ruotare la batteria a una velocità >70rpm per mitigare la formazione di letto solido o per aiutare a rimuoverlo se già presente. La rotazione, l'eccentricità della batteria e valori corretti di LSRV danno i risultati migliori.
- Limitare l'altezza del letto solido a <15% del diametro.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- Mantenere sempre un adeguato valore della portata in quanto questo parametro ha l'impatto maggiore sulla pulizia.
- Per diametri da 12.1/4" in su ruotare ad almeno 100/120rpm. Per diametri da 8.1/2" in giù ruotare la batteria a 80/100rpm.

### 3.1.14.7 Controllo dei Solidi e Waste Management

La chiave per condurre in modo appropriato il fango è il controllo dei solidi. Attrezzature di controllo solidi efficienti, il loro utilizzo e manutenzione sono importantissimi per risparmiare sulla quantità di prodotti da utilizzare (minor diluizione) e diminuire la quantità di fango da scartare.

Prima dell'inizio della perforazione, tutte le attrezzature devono essere ispezionate in modo tale che sia assicurato il loro funzionamento alla massima efficienza. L'impianto dovrà assicurarsi di avere un adeguato inventario di reti e parti di ricambio per mantenere tale efficienza.

Le attrezzature consigliate sono le seguenti:

- 1) **VIBROVAGLI.** Sono la componente chiave di un sistema di rimozione solidi efficiente. I nuovi vibrovagli ad alta performance danno un ulteriore vantaggio in termini di diluizione e riduzione dei costi.

Le reti montate devono portare alla copertura del 75/80% dell'intera superficie utile del vibrovaglio. Ciò permette di utilizzare l'intera capacità del vibrovaglio ed avere abbastanza superficie rimanente per gestire eventuali sovraccarichi.

Il flusso deve esser diviso in maniera equa su tutti i vibrovagli in uso in modo tale da non sovraccaricare solo alcuni di loro. Questo può portare alla rottura prematura delle reti dovuta ad una usura eccessiva.

- 2) **SANDTRAP.** Il tecnico fanghista farà scartare e pulire la sand trap solo quando necessario. Coordinarsi con il piano sonda e supervisionare le operazioni per evitare scarti di fango eccessivi.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- 3) **MUD CLEANER.** Il mud cleaner è stato sviluppato dalla Exxon nei primi anni 70 per rimuovere la sabbia dal fango pesante. A quei tempi le reti raggiungevano al massimo le 80mesh.

Una rete superiore alle 100mesh darà una migliore separazione di un mud cleaner. E' quindi consigliato utilizzare il mud cleaner come vibrovaglio addizionale con montate reti molto fini.

Inoltre i solidi trattati dal mud cleaner tendono a degradarsi attraverso le pompe centrifughe e gli idrocycloni incrementando la percentuale di LGS nel fango.

- 4) **CENTRIFUGHE.** E' raccomandato l'utilizzo di una o due centrifughe per mantenere basso il valore dei LGS. La centrifuga dovrà essere sempre utilizzata durante tutta la fase di perforazione in modo tale da trattare il maggior volume possibile di fango.
- 5) Un sistema di circolazione che preveda una vasca di ritorno prima della vasca di aspirazione, può aiutare ulteriormente in modo tale da fare depositare ulteriormente i solidi e equalizzare il fango.

### 3.1.14.8 Introduzione al Programma Fluidi di Perforazione

PERFORAZIONE FASE 22" @ 300 mt MD	
Fluido utilizzato	FW -PO
Motivazione dell'utilizzo del fluido	economico
Prodotti chiave	Bentonite, soda caustica, PAC ULV

PERFORAZIONE FASE 16" @ 2000 mt MD	
Fluido utilizzato	LTOBM
Motivazione dell'utilizzo del fluido	Inibizione argille e lubrificà foro
Prodotti chiave	Megamul, VG-69, EMI-2429, Calce Idrata, Barite

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### PERFORAZIONE FASE 12.1/4" @ 4351 mt MD

Fluido utilizzato	LTOBM
Motivazione dell'utilizzo del fluido	Inibizione argille e lubrlicità foro
Prodotti chiave	Megamul, VG-69, EMI-2429, Calce Idrata, Barite

### PERFORAZIONE FASE 8.1/2" @ 4586 mt MD

Fluido utilizzato	FLO THRU ( DIF)
Motivazione dell'utilizzo del fluido	Non Danneggiante
Prodotti chiave	THRUTROL, THRUCARB, Actigum C6, Starcarb, Durcal, MgO.

### COMPLETAMENTO

Fluido utilizzato	CaCl <sub>2</sub> Brine
Motivazione dell'utilizzo del fluido	Senza solidi
Prodotti chiave	CaCl <sub>2</sub> , Conqor 303A

### QUOTE CASING

CP 30"	50 mMD
Casing 18.5/8	300 mMD
Casing 13.3/8"	2000 mMD
Casing 9.5/8"	4351 mMD
Open Hole 8.1/2"	4586 mMD

### CARATTERISTICHE CONSIGLIATE

Fase	Densità	Viscosità	Filtrato HTHP	YP	Sistema	Giorni
-	Kg/l	Sec/l	cc/30min	Lb/100 sqft	-	gg

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

<b>Fase 22"</b>	1.10-1.15	50-60-	-	15-20	FW PO	5
<b>Fase 16"</b>	1.22	50 – 55	2 – 3	20-28	LTOBM	21
<b>Fase 12.1/4"</b>	1.30	55 – 60	2 – 3	20-24	LTOBM	18
<b>Fase 8.1/2"</b>	1.25	45 – 50	2-3	20-28	FLOTHRU (DIF)	10
<b>Completamento</b>	1.30	-	-	-	CaCl2 Brine	10

### 3.1.14.9 Fase da 22"

Intervallo: 0-300 mMD (299,6 mVD)  
 Foro perforato: 300 mMD  
 Casing: 18 5/8" @ 300 mMD  
 Tipo di Fluido: FW PO  
 Densità: 1,10 - 1.15 kg/l

#### Introduzione:

Preidratate la bentonite

#### Volume stimato

<b>Volume di superficie</b>	100	mc
<b>Volume foro</b>	75	mc
<b>Volume casing</b>	0	mc
<b>Volume diluizione</b>	200	mc
<b>Volume totale</b>	375	mc
<b>Volume recuperato</b>	-	mc
<b>Totale da confezionare</b>	<b>375</b>	<b>mc</b>

I volumi sono calcolati senza considerare scavarnamenti, eventuali incidenti e/o perdite di circolazione.

#### Formulazione fango

<b>Prodotto</b>	<b>Kg/mc</b>	<b>Totale</b>	<b>Funzione</b>
<b>Bentonite</b>	5-60	20	viscosizzante
<b>Soda Caustica</b>	1-2	0.5 t	Controllo pH
<b>PAC ULV</b>	6-10	3 t	Controllo filtrato
<b>Spersene CF</b>		0.5 t	Controllo gels

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### Caratteristiche raccomandate a 120°F

<b>Densità</b>	1,10-1.15	kg/l
<b>Viscosità</b>	50-55	sec/l
<b>PV</b>	16 – 22	cps
<b>YP</b>	20-30	lb/100cm <sup>2</sup>
<b>pH</b>	9-10	

#### 3.1.14.10 Fase da 16”

Intervallo: 300 – 2000 mMD (919 mVD max. angolo di deviazione 80.327°)  
 Foro perforato: 1700 mMD  
 Casing: 13.3/8” @ 2000 mMD  
 Tipo di Fluido: LTOBM  
 Densità: 1.22 kg/l

#### Introduzione:

La sezione sarà attraversata con un fango a base olio sintetico “Low Toxic” sintetico “Low Toxic” spiazzato al termine del fresaggio del cemento nella 18 5/8”.

#### Volume stimato

<b>Volume di superficie</b>	160	mc
<b>Volume foro</b>	221	mc
<b>Volume casing</b>	50	mc
<b>Volume diluizione</b>	280	mc
<b>Volume totale</b>	710	mc
<b>Volume recuperato</b>	-	mc
<b>Totale da confezionare</b>	<b>711</b>	<b>mc</b>

I volumi sono calcolati senza considerare scavarnamenti, eventuali incidenti e/o perdite di circolazione.

#### Formulazione fango

Prodotto	Kg/mc	Totale	Funzione
Lamix 30	596 lt/mc	423+10 mc	Fluido di base

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

<b>Acqua</b>	244 lt/mc	173mc	Fase interna
<b>Barite</b>	404	250+50 t	Controllo densità
<b>VG-69</b>	20-25	15+1 t	Viscosizzante
<b>Megamul</b>	35-45	32 ct	Emulsivo/Agente bagnante
<b>EMI-2429</b>	3-6	2.8+0.2t	Aumento tissotropia
<b>Vedrsatrol M</b>	6-8	5+0.5	Controllo filtrato
<b>Calcio Cloruro (85%)</b>	75	53 t	Attività elettrolitica
<b>Calce Idrata</b>	15-20	15+3 t	Controllo alcalinità
<b>HRP</b>	8-10 lt/mc	30 ft	Modificatore di reologia

#### Caratteristiche raccomandate a 120°F

<b>Densità</b>	1.22	kg/l
<b>Viscosità</b>	60 - 70	sec/l
<b>PV</b>	25 - 30	cps
<b>YP</b>	20 - 28	lb/100cm <sup>2</sup>
<b>θ 3/6</b>	10/12 - 12/14	Reading
<b>LSRYP</b>	8 - 11	lb/100cm <sup>2</sup>
<b>Gel 10'/10''</b>	20-22/30-45	lb/100cm <sup>2</sup>
<b>P<sub>om</sub></b>	2 - 2.5	cc H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> N/50
<b>Excess Lime</b>	5 - 8	Kg/mc
<b>O/W</b>	70/30	-
<b>CaCl<sub>2</sub></b>	18 - 20	%P
<b>Filtrato HTHP</b>	2 - 3	cc/30'
<b>ES</b>	>400	Volts
<b>Solidi</b>	12 - 13	%V

#### Miscelazione:

- All'acqua aggiungere il Cloruro di Calcio;
- Travasare il Brine confezionato nel Lamix 30;
- Aggiungere VG 69 nella concentrazione prevista;
- Aggiungere Megamul nella concentrazione prevista;

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- Aggiungere il EMI-2429 nella concentrazione prevista;
- Aggiungere la Calce Idrata;
- Aggiungere il materiale di appesantimento sino alla densità desiderata;
- Aggiungere 3-5 kg/mc di HRP in circolazione solo se si rendesse necessario incrementare i valori reologici.

**Commenti/mantenimento:**

Durante la perforazione, qualora non si raggiungessero le caratteristiche reologiche richieste, aggiungere 3-5 lt/mc di HRP che permette di aumentare lo YP senza aumentare la concentrazione di VG 69 e quindi di solidi.

Controllare il Filtrato HP HT utilizzando EMI-2429, controllare che non ci sia acqua nel filtrato che sarebbe sintomo di una non sufficiente stabilità dell'emulsione; in tal caso occorre aumentare la concentrazione di Megamul.

Fare il massimo uso delle attrezzature di controllo solidi. In un sistema di questo tipo è di estrema importanza l'ottimizzazione delle attrezzature per il controllo dei solidi, in particolare controllare al massimo l'efficienza e il buon funzionamento dei vibrovagli, che dovranno essere controllarli continuamente utilizzando le reti più fini possibili; evitare di lavorare con reti rotte anche per piccoli periodi di tempo. Durante la perforazione, tenere sempre in funzione le centrifughe. Controllare che la quantità di detriti scartati non sia inferiore al volume perforato. Qualora il volume del detrito prodotto dovesse essere minore di quello previsto, potrebbe esserci un problema di capacità di rimozione dei detriti e quindi di pulizia del foro; occorre pertanto condizionare il fango in modo da correggere le caratteristiche reologiche a valori più appropriati. Utilizzare per questo il software Virtual Hydraulics cooperando con il supervisore in ufficio.

Controllare continuamente i detriti che arrivano ai vibrovagli; questi devono essere asciutti e ben separati tra loro. Qualora i detriti argillosi tendano ad incollarsi tra di loro o tendano a rimanere incollati alle reti dei vagli, può essere il sintomo che essi siano bagnati dall'acqua della fase interna del fango (fenomeno chiamato Water

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

Wetting). Se ciò accade occorre intervenire mediante trattamento con Megamul in modo da ripristinare la bagnabilità all'olio (Oil Wetting)

Per risparmiare tempo utilizzare  $\text{CaCl}_2$  in polvere, più facile da solubilizzare. Questo sistema oltre ad essere più rapido, permette di economizzare una vasca (quella della soluzione di  $\text{CaCl}_2$ ).

Durante la perforazione, il  $\text{CaCl}_2$  in polvere dovrà essere aggiunto ogni qualvolta sia necessario abbassare l'attività del fango. Particolare attenzione si deve prestare a non saturare il sistema con  $\text{CaCl}_2$ ; si suggerisce, compatibilmente con l'attività delle argille perforate, di non superare il valore del 30%P di  $\text{CaCl}_2$ .

Di particolare importanza sarà l'uso di vibrovagli che permettano l'utilizzo di reti fino a 210 mesh. In funzione delle condizioni operative il tecnico fanghista opererà per un setup di reti che risulteranno le più fini possibili per la portata utilizzata. Tale scelta sarà determinante nel ridurre i consumi di fango di diluizione ed quindi il costo di mantenimento.

### **Problematiche ERD**

Per una descrizione generale delle principali problematiche che si possono avere nella perforazione di pozzi ERD, si faccia riferimento al capitolo "POZZI ERD (Extended Reach Drilling)" nella prima parte del presente programma fango.

**Pulizia foro.** Monitorare le caratteristiche reologiche costantemente e mantenerle ai valori raccomandati tramite l'aggiunta di HRP. Di fondamentale importanza ruotare la batteria ad una velocità di almeno 100/120 RPM per evitare la formazione del letto solido.

- **YP:** 20 – 28 lb/100cm<sup>2</sup>
- **LSRYP:** 8 – 11 lb/100cm<sup>2</sup> ( $LSRYP = \theta 3 \times 2 - \theta 6$ )
- **Rotazione batteria:** 100-120 RPM

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- **Portata:** >4000 lt/min

Nel caso di accumulo eccessivo di detriti all'interno del foro è possibile spiazzare un cuscino da 7mc di Lamix 30 seguito immediatamente dopo da un cuscino di fango pesante (+0.5SG rispetto alla densità in uso) da 7mc. Il primo cuscino leggero costituito da olio base sarà in regime di moto turbolento e quindi andrà a smuovere i detriti presenti nella parte inferiore del foro, mentre il successivo cuscino pesante andrà a catturare questi detriti portandoli a giorno. E' comunque consigliato il pompaggio del cuscino prima di effettuare una manovra e alla fine della fase per pulire il foro.

Ecco alcuni suggerimenti:

- I cuscini devono essere spiazzati in coppia uno dietro l'altro.
- La batteria dovrà essere ruotata alla massima velocità (>120RPM) quando i cuscini saranno nell'annulus. I valori ottimali sono di 150-180RPM.
- Il bit dovrà essere sollevato dal fondo. E' preferibile non effettuare questa operazione durante la perforazione in modo tale da non appesantire ulteriormente di detriti l'annulus.
- Non interrompere la rotazione della batteria o fermare le pompe fino all'arrivo a giorno dei cuscini per nessun motivo.
- Non è improbabile che i cuscini possano arrivare a giorno prima del previsto, in quanto tendono a canalizzarsi nella parte superiore del foro.

**Torsione.** Nel caso di valori di Torsione elevati è possibile aggiungere direttamente in circolazione una concentrazione di 10-15 kg/mc di Alpine Drill Beads per ridurre tale valori.

In caso di elevati valori di Torsione per un problema di pulizia foro, è possibile spiazzare un cuscino da 7mc di Lamix 30 seguito immediatamente dopo da un cuscino di fango pesante (+0.5SG rispetto alla densità in uso) da 7mc come descritto sopra.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

**Discesa casing.** Nel caso di difficoltà nella discesa del casing è possibile spiazzare dei cuscini contenenti una concentrazione di 20-25 kg/mc di Alpine Drill Beads.

**VIRTUAL HYDRAULICS:** La pulizia del foro potrà essere controllata anche mediante il software “virtual hydraulic che sarà gestito sia dai fanghisti in cantiere, che dai supervisori in ufficio.

### 3.1.14.11 Fase da 12 ¼”

Intervallo: 2000 – 4351 mMD (1313 mVD max. angolo di deviazione 84.25°)  
 Foro perforato: 2351 mMD  
 Casing: 9.5/8” @ 4351 mMD  
 Tipo di Fluido: LTOBM  
 Densità: 1.30 kg/l

#### Introduzione:

L’intervallo sarà realizzato con lo stesso sistema fango della fase precedente. Il mantenimento delle corrette caratteristiche reologiche sarà di fondamentale importanza per assicurare un’ottima pulizia del foro che avrà un’inclinazione di oltre 80° lungo tutto il tratto di foro scoperto.

#### Volume stimato

<b>Volume di superficie</b>	160	mc
<b>Volume foro</b>	179	mc
<b>Volume casing</b>	160	mc
<b>Volume diluizione</b>	200	mc
<b>Volume totale</b>	699	mc
<b>Volume recuperato</b>	400	mc
<b>Totale da confezionare</b>	<b>299</b>	<b>mc</b>

I volumi sono calcolati senza considerare scavarnamenti, eventuali incidenti e/o perdite di circolazione.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### Formulazione fango

Prodotto	Kg/mc	Totale	Funzione
Lamix 30	586 lt/mc	179 mc	Fluido di base
Acqua	240 lt/mc	73 mc	Fase interna
Barite	468	143+20 t	Controllo densità
VG-69	12-15	4.0+0.5 t	Viscosizzante
Megamul	35-45	12 ct	Emulsivo/Agente bagnante
EMI-2429	2-3	0.75+0.25 t	Riduttore di filtrato Aumento tissotropia
Versatrol M	6-8	2.2+0.3 t	Riduttore di filtrato
Calce Idrata	15-20	6+5 t	Controllo alcalinità
Calcio Cloruro (85%)	74	23 t	Controllo attività
HRP	5-6 lt/mc	8+1 ft	Modificatore di reologia

### Caratteristiche raccomandate a 120°F

Densità	1.30	kg/l
Viscosità	55-60	sec/l
PV	25 - 30	cps
YP	20 – 24	lb/100cm <sup>2</sup>
θ 3/6	10-12/12-14	Reading
LSRYP	8 – 11	lb/100cm <sup>2</sup>
Gel 10'/10''	12-14/16-18	lb/100cm <sup>2</sup>
P <sub>om</sub>	2 – 2.5	cc H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> N/50
Excess Lime	5 -8	Kg/mc
O/W	70/30	-
CaCl <sub>2</sub>	18-20	%P
Filtrato HTHP	2 – 3	cc/30'
ES	>400	Volts
Solidi	13-14	%V

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### Miscelazione:

- All'acqua aggiungere il Cloruro di Calcio;
- Travasare il Brine confezionato nel Lamix 30;
- Aggiungere VG 69 nella concentrazione prevista;
- Aggiungere Megamul nella concentrazione prevista;
- Aggiungere il EMI-2429/Versatrol M nella concentrazione prevista;
- Aggiungere la Calce Idrata;
- Aggiungere il materiale di appesantimento sino alla densità desiderata;
- Aggiungere 3-5 kg/mc di HRP in circolazione solo se si rendesse necessario incrementare i valori reologici.

### Commenti/mantenimento:

Vedi fase precedente

### Problematiche ERD

Per una descrizione generale delle principali problematiche che si possono avere nella perforazione di pozzi ERD, si faccia riferimento al capitolo "POZZI ERD (Extended Reach Drilling)" nella prima parte del presente programma fango.

**Pulizia foro.** Monitorare le caratteristiche reologiche costantemente e mantenerle ai valori raccomandati tramite l'aggiunta di HRP. Di fondamentale importanza ruotare la batteria ad una velocità di almeno 100/120 RPM per evitare la formazione del letto solido.

- **YP:** 20 – 24 lb/100cm<sup>2</sup>
- **LSRYP:** 8 – 11 lb/100cm<sup>2</sup> ( $LSRYP = \theta 3 \times 2 - \theta 6$ )
- **Rotazione batteria:** 100-120 RPM
- **Portata:** >3200 lt/min

Nel caso di accumulo eccessivo di detriti all'interno del foro è possibile spiazzare un cuscino da 4mc di Lamix 30 seguito immediatamente dopo da un cuscino di fango pesante (+0.5SG rispetto alla densità in uso) da 4mc. Il primo cuscino leggero

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

costituito da olio base sarà in regime di moto turbolento e quindi andrà a smuovere i detriti presenti nella parte inferiore del foro, mentre il successivo cuscinio pesante andrà a catturare questi detriti portandoli a giorno. E' comunque consigliato il pompaggio del cuscinio prima di effettuare una manovra e alla fine della fase per pulire il foro.

Ecco alcuni suggerimenti:

- I cuscini devono essere spiazzati in coppia uno dietro l'altro.
- La batteria dovrà essere ruotata alla massima velocità (>120RPM) quando i cuscini saranno nell'annulus. I valori ottimali sono di 150-180RPM.
- Il bit dovrà essere sollevato dal fondo. E' preferibile non effettuare questa operazione durante la perforazione in modo tale da non appesantire ulteriormente di detriti l'annulus.
- Non interrompere la rotazione della batteria o fermare le pompe fino all'arrivo a giorno dei cuscini per nessun motivo.
- Non è improbabile che i cuscini possano arrivare a giorno prima del previsto, in quanto tendono a canalizzarsi nella parte superiore del foro.

**Torsione.** Nel caso di valori di Torsione elevati è possibile aggiungere direttamente in circolazione una concentrazione di 10-15 kg/mc di Alpine Drill Beads per ridurre tale valori.

In caso di elevati valori di Torsione per un problema di pulizia foro, è possibile spiazzare un cuscinio da 7mc di Lamix 30 seguito immediatamente dopo da un cuscinio di fango pesante (+0.5SG rispetto alla densità in uso) da 7mc come descritto sopra.

**Discesa casing.** Nel caso di difficoltà nella discesa del casing è possibile spiazzare dei cuscini contenenti una concentrazione di 20-25 kg/mc di Alpine Drill Beads per ridurre la T&D.

 <p>APENNINE energy spa</p>	<p><b>Programma Geologico e di Perforazione</b></p>	<p><b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b></p>
--	---	--

**VIRTUAL HYDRAULICS:** La pulizia del foro potrà essere controllata anche mediante il software “ virtual hydraulic che sarà gestito sia dai fanghistiin cantiere, che dai supervisori in ufficio.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.14.12 Fase da 8 ½”

Intervallo:	4351 – 4586 mMD (1322 mVD max. angolo di deviazione 89°)
Foro perforato:	234,5 mMD
Tipo di Fluido:	FLO THRU (DIF)
Densità:	1.25 kg/l

#### **Introduzione:**

Il DIF qui suggerito, è un fluido a base acqua per completamenti in Open Hole.

Questo Fluido ha la caratteristica di non danneggiare la formazione produttiva attraversata, e quindi di ottenere un ritorno di permeabilità ottimale.

Il pannello, che questo fluido deposita nelle pareti del foro durante la perforazione, ha la capacità di sigillare la formazione in modo ottimale, minimizzando l’invasione del fluido di perforazione nella formazione perforata; a questa caratteristica si aggiunge la particolarità, che il pannello viene facilmente dissolto, in fase di produzione, senza la necessità di ricorrere a operazioni di acidificazione.

Questa Particolarità del pannello è dovuta alla composizione del ThruTrol e ThruCarb: il primo è un amido, il secondo è Calcio Carbonato; questi prodotti sono stati modificati in modo che possano creare, all’interno del pannello dei canali idrofobi che facilitano il passaggio degli idrocarburi, rendono inoltre il pannello facilmente dissolvibile durante le fasi produttive iniziali del pozzo.

#### **Volume stimato**

<b>Volume di superficie</b>	80	mc
<b>Volume foro</b>	9	mc
<b>Volume casing</b>	175	mc
<b>Volume diluizione</b>	50	mc
<b>Volume totale</b>	314	mc
<b>Volume recuperato</b>	-	mc
<b>Totale da confezionare</b>	<b>314</b>	<b>mc</b>

I volumi sono calcolati senza considerare scavarnamenti, eventuali incidenti e/o perdite di circolazione.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### Formulazione FLOTHRU (alla densità di 1.25 kg/l)

Prodotto	Kg/mc	Totale	Funzione
Calcio Cloruro 78% (1.24 kg/l)	294	92+10 t	densità
Acqua	871	306 mc	Fluido di base
Actigum C6	4-6	1.8+0.2 t	Viscosizzante
Ossido di magnesio	1-2	0.4+0.1 t	Controllo pH
ThruTrol	28	8.8+0.2	Controllo filtrato + sealing
Thrucarb	20	6.3+0.2 t	sealing
Starcarb	60	19+2 t	sealing
Durcal	20	6.3+0.2	sealing

**Note:** Le concentrazioni ottimali di Starcarb e Durcal per avere un effetto “sealing” ottimale si può determinare mediante l'utilizzazione del software (OPTIBRIDGE) qualora si conosca la permeabilità della formazione produttiva. In questa formulazione, come viscosizzante si è suggerito l'impiego di Actigum C6, questo prodotto è un biopolimero non ionico (Scleroglucano) particolarmente adatto da usare con sali bivalenti quale il calcio cloruro.

### Caratteristiche raccomandate a 120°F

Densità	1.25	kg/l
Viscosità	50-55	sec/l
PV	10-15	cps
YP	20-28	lb/100cm <sup>2</sup>
θ 3/6	8-10/10-12	Reading
Gel 10'/10''	8-10/14-16	lb/100cm <sup>2</sup>
pH	9-9.5	
Filtrato API	4-5	MI/30'
Solidi	4-5	%V

#### Miscelazione:

All'acqua do confezionamento aggiungere 1 kg/mc di ossido di magnesio

Aggiungere una quantità iniziale di Actigum C6 pari a 4 kg/mc

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

Aggiungere id calcio Cloruro sino alla densità di 1.24 kg/lt

Aggiungere il ThruTrol

Aggiungere il ThruCarb

Aggiungere gli altri prodotti Carbonatici.

**Commenti/mantenimento:**

Fresare il cemento con il fango della fase precedente.

Preparare il fluido in quantità sufficiente a spiazzare il fango a base olio sintetico “Low Toxic”, seguire le procedure di spiazzamento e i cuscini di lavaggio suggeriti di seguito in modo da assicurare una buona rimozione del fango a base olio sintetico “Low Toxic” dal casing.

Controllare I Valori reologici con Actigum C6 in caso questi tendano a diminuire.

In Caso di presenza di argilla reattiva l’azione inibente del brine dovrebbe essere sufficiente, in ogni caso si può aggiungere al sistema un prodotto inibente quale Ultrahib/KlaHib.

Il FLOTHRU è un fluido che ha un coefficiente di frizione molto basso, in ogni caso in caso di torsione e sovrattiri si può aggiungere al sistema un lubrificante quale il lube 776 sino alla concentrazione di 30 lt per mc.

**3.1.14.13 Formulazione cuscini di lavaggio per spiazzamento SBM con DIF**

**Cuscino N°1 Olio di Base.**

<b>Volume Cuscino</b>	6	mc
-----------------------	---	----

**Composizione**

Prodotto	lt/mc	Totale	Funzione
Lamix 30	1000	6 mc	fluidificante

**Nota:** Lo scopo di questo cuscino è quello di fluidificare il fango a base olio sintetico “Low Toxic” in cui viene a contatto in modo da facilitarne la rimozione. Data la sua

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

bassa densità occorre limitare il volume di questo cuscinio per non sbilanciare troppo il sistema.

### Cuscino N° 2 Cuscino di transizione

<b>Volume cuscinio</b>	15	mc
<b>Densità</b>	1.55	Kg/mc
<b>Funnel Viscosity</b>	70-80	sec

#### Composizione

Prodotto	Kg/mc	Totale	Funzione
Acqua	872	8.7 mc	Fluido base
Duotec	4-6	0.05 t	Viscosizzante
Safe Solv OM	120	9 ft	Solvente
Safe Surf WI	35	3 ft	Tensioattivo
Barite	720	12 t	Controllo densità

**Nota:** viene definito cuscinio di transizione perché si interpone tra la fase oleosa e le successive fasi a base acqua. La sua densità deve avere una densità di circa 250 gr/ lt maggiore del fango da spiazzare e deve avere una viscosità superiore al fluido da spiazzare. Il volume di questo cuscinio è circa il 10% del volume anulare del pozzo

### Cuscino N° 3 Cuscino di Lavaggio A

<b>Volume cuscinio</b>	12	mc
------------------------	----	----

#### Composizione

Prodotto	Kg/mc	Totale	Funzione
Acqua	880	8.8 mc	Fluido base
Safe Surf WI	30	3 ft	Tensioattivo
Safe Solv OM	120	7ft	Solvente

**Nota:** il volume di questo cuscinio è calcolato in base al volume del film di fango che riveste il casing e il DP: questo cuscinio deve avere un volume minimo pari a 3 volte il volume del film da rimuovere (calcolato considerando uno spessore del film pari a 1.2

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

mm). Si può confezionare con acqua o brine in funzione dello sbilanciamento di pressione.

#### Cuscino N° 4 Cuscino di Lavaggio B

<b>Volume cuscino</b>	4	mc
-----------------------	---	----

##### Composizione

Prodotto	Kg/mc	Totale	Funzione
Acqua	950	3.8mc	Fluido base
Soda Caustica	100	0.4 ton	Pulizia casing

**Nota:** Questo cuscino aiuta a destrutturare il fango a base acqua rendendolo più facilmente rimovibile Dato il pH elevato, in uscita dal pozzo, questo cuscino può essere facilmente individuato misurando il pH (si può anche usare della fenolftaleina che si colorerà di rosso).

Questo cuscino può essere pompato in stadi multipli intervallati da cuscini di acqua, questo per aumentare il tempo di contatto con il casing.

#### Cuscino N° 5 Cuscino Viscoso di coda

<b>Volume cuscino</b>	10	mc
-----------------------	----	----

##### Composizione

Prodotto	Kg/mc	Totale	Funzione
Acqua	7000	10 mc	Fluido base
Duotec	12-15	0.125 t	Viscosizzante

**Nota:** si confeziona con acqua industriale e polimero, ha la funzione di rimuovere gli ultimi residui solidi e detriti eventualmente presenti. Una volta scartato l'ultimo cuscino, continuare a pompare e controllare la densità del fango ad acqua in uscita.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.14.14 Completamento

Tipo di Fluido: CaCl<sub>2</sub> Brine

Densità: 1.30 kg/l

#### Introduzione:

Il pozzo Liuba 1 Or sarà completato con brine confezionato con Calcio a densità 1.30 kg/l. Prima di procedere al confezionamento, pulire il sistema fango di superficie mediante cuscini di lavaggio; è importante assicurarsi che tutte le linee ed equipaggiamento che saranno a contatto con il Brine, siano stati adeguatamente pulite.

Dopo essersi accertati della completa pulizia del sistema di superficie, si può procedere a preparare il Brine ed i relativi cuscini di spiazzamento.

#### Volume stimato

Volume di superficie	100	mc
Volume casing	178	mc
Volume mantenimento	80	mc
Volume totale		mc
Volume recuperato	-	mc
Totale da confezionare	258	mc

I volumi sono calcolati senza considerare scavarnamenti, eventuali incidenti e/o perdite di circolazione.

#### Formulazione brine nuovo

Prodotto	Lt/mc	Totale	Funzione
Acqua	143	228 mc	Fluido di base
CaCl <sub>2</sub> ( d=1.35 Kg/l)	857	221 mc = 298.5 t	Sale
Conqor 303	10-12	14 ft	Anticorrosivo
Defomex 620		1 ft	antischiuma

**NB:** qualora fossero disponibili delle navi adeguate al trasporto brine, il Cloruro di Calcio in scaglie potrà essere sostituito da Cloruro di Calcio liquido.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.14.15 Formulazione cuscini per spiazzamento fango con brine

#### Cuscino N°1 acqua.

Volume Cuscino	8	mc
----------------	---	----

#### Composizione

Prodotto	lt/mc	Totale	Funzione
acqua	1000	8 mc	fluidificante

**Nota:** Lo scopo di questo cuscino è quello di fluidificare il fango in cui viene a contatto in modo da facilitarne la rimozione.

#### Cuscino N° 2 Cuscino di transizione

Volume cuscino	10	mc
Densità	1.35	Kg/mc
Funnel Viscosity	70-80	sec

#### Composizione

Prodotto	Kg/mc	Totale	Funzione
Brine	880	8.80 mc	Fluido base
Actigum	8-12	0.12 t	Viscosizzante
Safe Surf WN	40	2 ft	Tensioattivo

#### Cuscino N° 3 Cuscino Viscoso di coda

Volume cuscino	10	mc
----------------	----	----

#### Composizione

Prodotto	Kg/mc	Totale	Funzione
Acqua	10000	10 mc	Fluido base
Flowzan	10-12	0.1 t	viscosizzante

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

**Nota:** si confeziona con acqua industriale e polimero, ha la funzione di rimuovere gli ultimi residui solidi e detriti eventualmente presenti.

Una volta scartato l'ultimo cuscino, continuare a pompare e controllare la densità del brine; continuare a pompare sino ad ottenere il brine pulito e alla densità della vasca di aspirazione, (prelevare un campione) si suggerisce di circolare almeno il Bottom-up. Durante questa circolazione prelevare campioni e pesare continuamente in modo da essere sicuri che tutto il pozzo contenga il brine alla densità richiesta.

### 3.1.14.16 Stock minimo Prodotti di Emergenza

Prodotto	Unità	16"	12.1/4"	8.1/2"	Compl
Barite	MT	100	100	-	-
Duotec	MT	-	-	-	-
Soda caustica	MT	-	-	-	1
VG-69	MT	4	3	-	-
Megamul	CT	8	6	-	-
Ecotrol RD/EMI-2429	MT	2	2	-	-
Cloruro di calcio 82-85%	MT	15	15	10	-
Calce idrata	MT	5	5	-	-
Versa HRP	FT	8	8	-	-
Bentonite	MT	-	-	-	-
Sodio bicarbonato	MT	-	-	-	-
PAC ULV	MT	-	-	-	-
Mica F/M/C	MT	2/2/2	2/2/2	-	-
Nut Plug F/M/C	MT	2/2/2	2/2/2	-	-
CaCO3 F/M/C	MT	-	-	2/2/2	2/2/2
Presantil	FT	-	-	3	-
Presantil WNF	FT	-	-	12	-
Alpine Drill Beads	MT	3	3	-	-

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.14.17 Perdite di Circolazione

In caso di perdite di circolazione, a prescindere dalla loro entità e natura e dall'intervallo che si sta perforando, è prassi normale, come prima rimedio, ridurre la pressione di circolazione sia diminuendo la portata delle pompe che riducendo, se possibile, la densità del fluido di circolazione. Soltanto in caso di inefficacia dell'azione sopra descritta si procederà al pompaggio di cuscini intasanti miscelati con prodotti che variano a secondo della formazione.

#### FASI NON PRODUTTIVE

Le perdite di circolazione nelle fasi non produttive vengono solitamente combattute e/o controllate con l'impiego di cuscini intasanti formulati con Mica e/o prodotti Granulari di granulometria variabile. I prodotti vengono miscelati in concentrazioni e proporzioni diverse a secondo della causa e dell'entità delle perdite. Ovviamente la granulometria dei materiali e i rispettivi quantitativi vanno decisi sia in base al tipo di perdita che tenendo in considerazione l'eventuale attrezzatura in pozzo. Molti prodotti non possono essere pompati se in pozzo vi sono attrezzatura tipo MWD e/o Mud Motor.

Si suggeriscono inoltre i seguenti interventi con impiego di materiale intasante in funzione della quantità di fango assorbito.

- **Volume assorbito minore di 1.5 mc/h (seepage losses):**

Aggiungere in circolazione 20 kg/mc di Mica fine o 20 kg/mc di granulare fine. Mantenere la concentrazione degli intasanti aggiungendo circa 0.5-1 kg/mc ogni ora.

- **Volume assorbito compreso tra 1.5 e 3 mc/h:**

Confezionare e spiazzare un cuscinio di fango di circa 10 mc contenente:  
20-40 kg/mc Mica fine  
30-40 kg/mc di Mica media

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

30-40 kg/mc di Nut-Plug fine

- **Volume assorbito compreso tra 3 e 8 mc/h:**

Confezionare e spiazzare un cuscino di fango di circa 10 mc contenente:

40-50 kg/mc di Mica fine

40-50 kg/mc di Mica media

40-50 kg/mc di Nut-Plug fine

- **Volume assorbito superiore a 15 mc/h:**

Confezionare e spiazzare un cuscino di fango di 15-20 mc confezionato con Mica e Nut Plug a varia pezzatura (fine e medio) in concentrazione totale di 130-180 kg/mc.

In caso di impiego di MWD occorre porre estrema attenzione all'impiego di intasanti e allo spiazzamento di questi cuscini in modo da evitare che si possano ostruire gli strumenti usati e lo scalpello: è buona regola che la dimensione massima delle particelle intasanti non siano più grandi di un terzo della più piccola apertura presente negli strumenti presenti nella batteria di perforazione; per usare cuscini con intasanti a maggiore granulometria occorre utilizzare il by-pass dello MWD.

- **Perdite totali:**

Prima di cercare di ristabilire la circolazione dovrà essere effettuato ogni tentativo per cercare di localizzare la zona di assorbimento; sarà quindi consigliabile spiazzare, sulla zona interessata, cuscini di fango contenenti 130-200 kg/mc di intasanti fini, medi e grossolani, quali Mica e granulari.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.14.18 Prese di Batteria

Formulazione per 1 Mc finale di soluzione:

Prodotto		Densità kg/lt				
		1.20	1.44	1.68	1.92	2.16
Presantil WNF	lt	120	120	120	120	120
Lamix 30	lt	580	540	490	510	440
Acqua	lt	260	220	210	110	100
Barite	kg	396	710	995	1310	1620
Presantil	lt	15	14	13	13	11

Il materiale dovrà essere aggiunto nel seguente ordine:

1. Lamix 30
2. Presantil WNF
3. Acqua (attraverso l'imbuto miscelatore)
4. Presantil
5. Barite

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.15 Programma di Deviazione

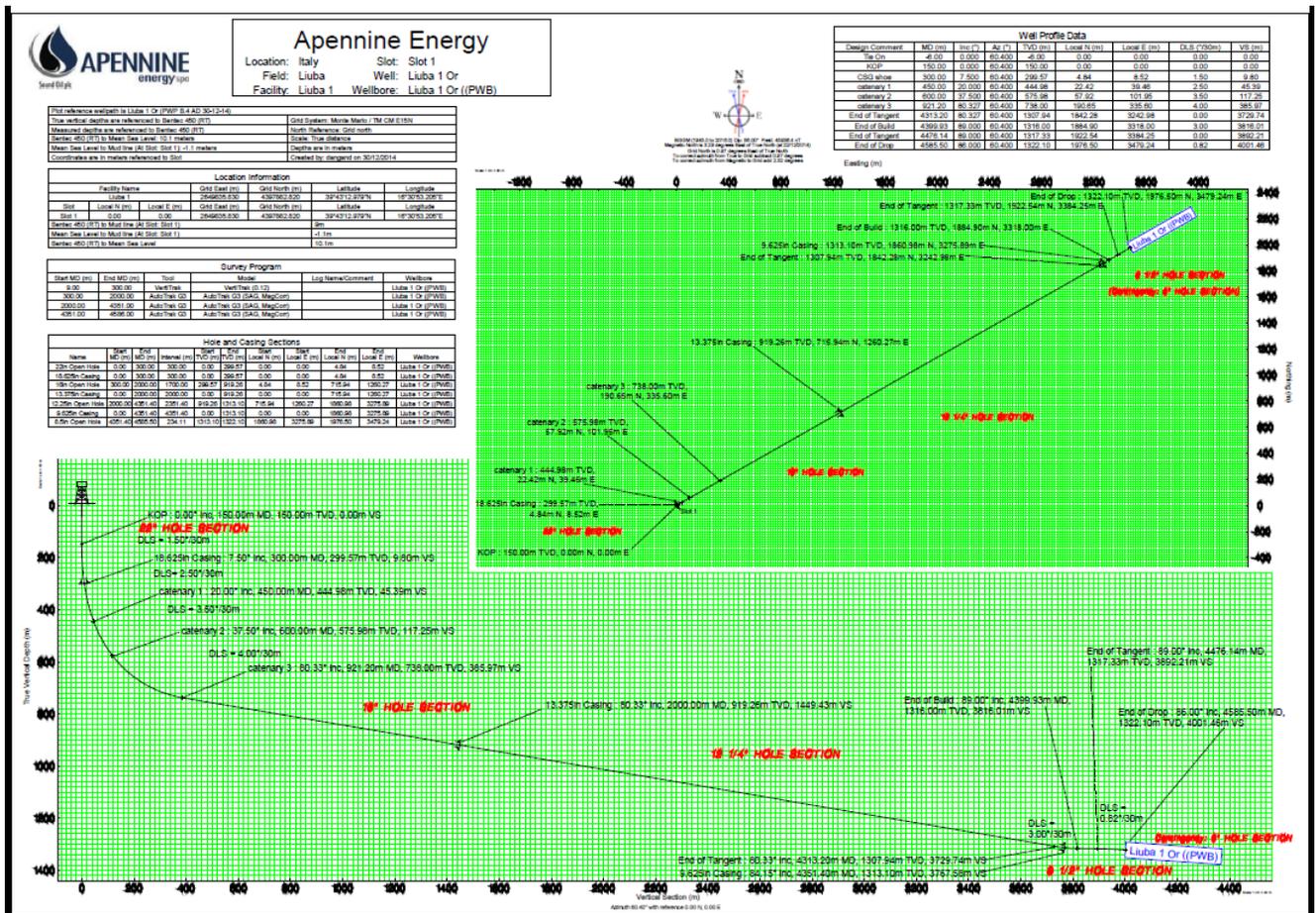
#### 3.1.15.1 Sommario

Il Profilo di Deviazione prevede i seguenti punti principali:

- Perforazione foro 22" a 300 mMD per un csg da 18 5/8": in questa fase sarà utilizzata un'attrezzatura automatica per il mantenimento della verticalità (che comunque può effettuare anche delle piccole deviazioni) per avere un foro perfettamente verticale nei primi 150 m e poi costruire una leggera build up di 1,5°/30 m per i restanti 150 m in modo da arrivare alla TD di fase a 300 m con un'inclinazione di 7,5°.
- Perforazione foro 16" a 2000 mMD (919 mVD) per un csg da 13 3/8": in questa fase sarà utilizzato un Rotary Steerable System (RSS) che avrà il compito di effettuare un primo build up (con una dog leg severity - DLS - crescente da 2,5° a 4°/30 m – curva catenaria che facilita la discesa del casing) per raggiungere l'angolo di tangente di 80,327° a circa 921 mMD (738 mVD). Quindi la perforazione proseguirà con un foro in tangente fino a fine fase a 2000 mMD dove sarà disceso un csg da 13 3/8".
- Perforazione foro 12 1/4" a 4351 m (1313 mVD) per un csg da 9 5/8": in questa fase continuerà ad essere utilizzato un Rotary Steerable System (RSS) che avrà il compito di proseguire la perforazione del foro in tangente (80,327°) fino a circa 4313 mMD (1308 mVD) per poi effettuare una piccola BU con un DLS di 3°/30 m fino a raggiungere un angolo di circa 84,25° a TD di fase a 4351 mMD dove sarà disceso un csg da 9 5/8".
- Perforazione foro 8 1/2" a 4586 m (1322 mVD) per un completamento in OH con Expandable Screens: in questa fase continuerà ad essere utilizzato un Rotary Steerable System (RSS) che avrà il compito di continuare la BU, iniziata nella fase precedente, con 3°/30 m fino ad arrivare ad un angolo di 89° a circa 4400 mMD (1316 mVD), mantenere tale angolo fino a circa 4476 mMD (1317 mVD) e quindi effettuare un leggero drop off (con una DLS

costante di 0,82°/30 m) fino a raggiungere un angolo di 86° a 4586 mMD (1322 mVD - TD del pozzo). Per una eventuale Prova di Produzione saranno discesi nel reservoir, foro da 8 ½”, degli Expandable Screens.

### 3.1.15.2 Well Plot



### 3.1.15.3 Planned Wellpath Report

#### REFERENCE WELLPATH IDENTIFICATION

Operator	Apennine Energy	Slot	Slot 1
Area	Italy	Well	Liuba 1 Or
Field	Liuba	Wellbore	Liuba 1 Or ((PWB))
Facility	Liuba 1		

#### REPORT SETUP INFORMATION

Projection System	Monte Mario / TM CME15N	Software System	WellArchitect® 4.0.0
North Reference	Grid	User	Dangand
Scale	0.999808	Report Generated	29/12/2014 at 08:59:20
Convergence at slot	0.97° East	Database/Source file	WellArchitect Pescara Server/Liuba_1_Or__PWB_.xml

#### WELLPATH LOCATION

	Local coordinates		Grid coordinates		Geographic coordinates	
	North[m]	East[m]	Easting[m]	Northing[m]	Latitude	Longitude
Slot Location	0.00	0.00	2649835.83	4397882.82	39°43'12.979"N	16°30'53.205"E
Facility Reference Pt			2649835.83	4397882.82	39°43'12.979"N	16°30'53.205"E
Field Reference Pt			2649835.83	4397882.82	39°43'12.979"N	16°30'53.205"E

#### WELLPATH DATUM

Calculation method	Minimum curvature	Bentec 450 (RT) to Facility Vertical Datum	-6.00m
Horizontal Reference Pt	Slot	Bentec 450 (RT) to Mean Sea Level	10.10m
Vertical Reference Pt	Bentec 450 (RT)	Bentec 450 (RT) to Mud Line at Slot (Slot 1)	9.00m
MD Reference Pt	Bentec 450 (RT)	Section Origin	N 0.00, E 0.00 m
Field Vertical Reference	Mean Sea Level	Section Azimuth	60.40°

#### WELLPATH DATA (15 stations) † = interpolated/extrapolated station

MD [m]	Inclination [°]	Azimuth [°]	TVD [m]	TVD from Fid Vert Ref [m]	Vert Sect [m]	North [m]	East [m]	Grid East [m]	Grid North [m]	Latitude	Longitude	DLS [°/30m]	Toolface [°]	Comments
-6.00	0.000	60.400	-6.00	-16.10	0.00	0.00	0.00	2649835.83	4397882.82	39°43'12.979"N	16°30'53.205"E	0.00	0.00	Tie On
0.00†	0.000	60.400	0.00	-10.10	0.00	0.00	0.00	2649835.83	4397882.82	39°43'12.979"N	16°30'53.205"E	0.00	0.00	
150.00	0.000	60.400	150.00	139.90	0.00	0.00	0.00	2649835.83	4397882.82	39°43'12.979"N	16°30'53.205"E	0.00	60.40	KOP
300.00	7.500	60.400	299.57	289.47	9.80	4.84	8.52	2649844.35	4397887.66	39°43'13.131"N	16°30'53.566"E	1.50	0.00	CSG shoe
450.00	20.000	60.400	444.98	434.88	45.39	22.42	39.46	2649875.28	4397905.23	39°43'13.684"N	16°30'54.878"E	2.50	0.00	catenary 1
600.00	37.500	60.400	575.98	565.88	117.25	57.92	101.95	2649937.76	4397940.73	39°43'14.800"N	16°30'57.526"E	3.50	0.00	catenary 2
772.71†	60.528	60.400	688.50	678.40	246.75	121.88	214.55	2650050.34	4398004.68	39°43'16.812"N	16°31'02.298"E	4.00	0.00	Argille di Crotona
921.20	80.327	60.400	738.00	727.90	385.97	190.65	335.60	2650171.36	4398073.43	39°43'18.975"N	16°31'07.429"E	4.00	0.00	catenary 3
4313.20	80.327	60.400	1307.94	1297.84	3729.74	1842.28	3242.98	2653078.19	4399724.75	39°44'10.903"N	16°33'10.680"E	0.00	0.00	End of Tangent
4353.39†	84.346	60.400	1313.30	1303.20	3769.56	1861.96	3277.61	2653112.81	4399744.42	39°44'11.521"N	16°33'12.149"E	3.00	0.00	Top Reservoir (A1 - 1)
4399.93	89.000	60.400	1316.00	1305.90	3816.01	1884.90	3318.00	2653153.19	4399767.36	39°44'12.242"N	16°33'13.861"E	3.00	0.00	End of Build
4476.14	89.000	60.400	1317.33	1307.23	3892.21	1922.54	3384.25	2653219.43	4399804.99	39°44'13.425"N	16°33'16.670"E	0.00	180.00	End of Tangent
4493.30†	88.529	60.400	1317.70	1307.60	3909.36	1931.01	3399.17	2653234.34	4399813.46	39°44'13.691"N	16°33'17.303"E	0.82	180.00	Shale
4526.12†	87.629	60.400	1318.80	1308.70	3942.16	1947.21	3427.69	2653262.86	4399829.66	39°44'14.200"N	16°33'18.512"E	0.82	180.00	A2 - 1
4585.50	86.000	60.400	1322.10	1312.00	4001.46	1976.50	3479.24	2653314.40	4399858.94	39°44'15.121"N	16°33'20.698"E	0.82		End of Drop

#### HOLE & CASING SECTIONS - Ref Wellbore: Liuba 1 Or ((PWB)) Ref Wellpath: Liuba 1 Or (PWP B.4 AD 30-12-14)

String Diameter	Start MD [m]	End MD [m]	Interval [m]	Start TVD [m]	End TVD [m]	Start N/S [m]	Start E/W [m]	End N/S [m]	End E/W [m]
22in Open Hole	0.00	300.00	300.00	0.00	299.57	0.00	0.00	4.84	8.52
18.625in Casing	0.00	300.00	300.00	0.00	299.57	0.00	0.00	4.84	8.52
16in Open Hole	300.00	2000.00	1700.00	299.57	919.26	4.84	8.52	715.94	1260.27
13.375in Casing	0.00	2000.00	2000.00	0.00	919.26	0.00	0.00	715.94	1260.27
12.25in Open Hole	2000.00	4351.40	2351.40	919.26	1313.10	715.94	1260.27	1860.98	3275.89
9.625in Casing	0.00	4351.40	4351.40	0.00	1313.10	0.00	0.00	1860.98	3275.89
8.5in Open Hole	4351.40	4585.50	234.11	1313.10	1322.10	1860.98	3275.89	1976.50	3479.24

#### SURVEY PROGRAM - Ref Wellbore: Liuba 1 Or ((PWB)) Ref Wellpath: Liuba 1 Or (PWP B.3 AD 22-12-14)

Start MD [m]	End MD [m]	Positional Uncertainty Model	Log Name/Comment	Wellbore
10.10	300.00	VernTrak (0.12)		Liuba 1 Or ((PWB))
300.00	2000.00	AutoTrak G3 (SAG, MagCor)		Liuba 1 Or ((PWB))
2000.00	4351.00	AutoTrak G3 (SAG, MagCor)		Liuba 1 Or ((PWB))
4351.00	4586.00	AutoTrak G3 (SAG, MagCor)		Liuba 1 Or ((PWB))

### 3.1.15.4 Planned Wellpath Report (CSV version)

<u>PLANNED WELLPATH REPORT (CSV version)</u>						
Prepared by						
Software System: WellArchitect® 4.0.0						
<u>REFERENCE WELLPATH IDENTIFICATION</u>						
Operator	Apennine Energy					
Area	Italy					
Field	Liuba					
Facility	Liuba 1					
Slot	Slot 1					
Well	Liuba 1 Or					
Wellbore	Liuba 1 Or ((PWB)					
Wellpath	Liuba 1 Or (PWP B.4 AD 30-12-14)					
Sidetrack	(none)					
<u>REPORT SETUP INFORMATION</u>						
Projection System	Monte Mario / TM CM E15N					
North Reference	Grid					
Scale	0,999808					
Convergence at slot	0.97° East					
Software System	WellArchitect® 4.0.0					
User	Dangand					
Report Generated	30/12/2014 at 15:24:54					
DataBase/Source file	WellArchitect Pescara Server/ev236237.xml					
<u>WELLPATH LOCATION</u>						
	Local North	Local East	Easting	Northing	Latitude	Longitude
	[m]	[m]	[m]	[m]		
Slot Location	0	0	2649835,83	4397882,82	39°43'12.979"N	16°30'53.205"E
Facility Reference Pt			2649835,83	4397882,82	39°43'12.979"N	16°30'53.205"E
Field Reference Pt			2649835,83	4397882,82	39°43'12.979"N	16°30'53.205"E
<u>WELLPATH DATUM</u>						
Calculation method	Minimum curvature					
Horizontal Reference Point	Slot					
Vertical Reference Point	Bentec 450 (RT)					
MD Reference Point	Bentec 450 (RT)					
Field Vertical Reference	Mean Sea Level					
Bentec 450 (RT) to Facility Vertical Datum	-6.00m					
Bentec 450 (RT) to Mean Sea Level	10.10m					
Bentec 450 (RT) to Mud Line at Slot (Slot 1)	9.00m					
Section Origin	N 0.00, E 0.00 m					
Section Azimuth	60.40°					

WELLPATH DATA † = interpolated/extrapolated station														DLS	Toolface	Comments
MD	Inclinatio	Azimuth	TVD	TVD from Fld Ref	Vert Sect	North	East	Grid East	Grid North	Latitude	Longitude					
[m]	[°]	[°]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]			[*/30m]	[°]			
-6	0	60,4	-6	-16,1	0	0	0	2649835,83	4397882,82	39°43'12.979"N	16°30'53.205"E	0	0	Tie On		
0	0	60,4	0	-10,1	0	0	0	2649835,83	4397882,82	39°43'12.979"N	16°30'53.205"E	0	0			
24	0	60,4	24	13,9	0	0	0	2649835,83	4397882,82	39°43'12.979"N	16°30'53.205"E	0	0			
54	0	60,4	54	43,9	0	0	0	2649835,83	4397882,82	39°43'12.979"N	16°30'53.205"E	0	0			
84	0	60,4	84	73,9	0	0	0	2649835,83	4397882,82	39°43'12.979"N	16°30'53.205"E	0	0			
114	0	60,4	114	103,9	0	0	0	2649835,83	4397882,82	39°43'12.979"N	16°30'53.205"E	0	0			
144	0	60,4	144	133,9	0	0	0	2649835,83	4397882,82	39°43'12.979"N	16°30'53.205"E	0	0			
150	0	60,4	150	139,9	0	0	0	2649835,83	4397882,82	39°43'12.979"N	16°30'53.205"E	0	0	60,4	KOP	
174	1,2	60,4	174	163,9	0,25	0,12	0,22	2649836,05	4397882,94	39°43'12.983"N	16°30'53.214"E	1,5	0			
204	2,7	60,4	203,98	193,88	1,27	0,63	1,11	2649836,94	4397883,45	39°43'12.998"N	16°30'53.252"E	1,5	0			
234	4,2	60,4	233,92	223,82	3,08	1,52	2,68	2649838,51	4397884,34	39°43'13.026"N	16°30'53.319"E	1,5	0			
264	5,7	60,4	263,81	253,71	5,67	2,8	4,93	2649840,76	4397885,62	39°43'13.067"N	16°30'53.414"E	1,5	0			
294	7,2	60,4	293,62	283,52	9,04	4,46	7,86	2649843,69	4397887,28	39°43'13.119"N	16°30'53.538"E	1,5	0			
300	7,5	60,4	299,57	289,47	9,8	4,84	8,52	2649844,35	4397887,66	39°43'13.131"N	16°30'53.566"E	1,5	0	CSG shoe		
324	9,5	60,4	323,31	313,21	13,35	6,59	11,61	2649847,44	4397889,41	39°43'13.186"N	16°30'53.697"E	2,5	0			
354	12	60,4	352,78	342,68	18,95	9,36	16,47	2649852,3	4397892,18	39°43'13.273"N	16°30'53.903"E	2,5	0			
384	14,5	60,4	381,98	371,88	25,82	12,75	22,45	2649858,28	4397895,57	39°43'13.380"N	16°30'54.127"E	2,5	0			
414	17	60,4	410,85	400,75	33,96	16,78	29,53	2649865,36	4397899,59	39°43'13.506"N	16°30'54.457"E	2,5	0			
444	19,5	60,4	439,34	429,24	43,36	21,42	37,7	2649873,52	4397904,23	39°43'13.652"N	16°30'54.803"E	2,5	0			
450	20	60,4	444,98	434,88	45,39	22,42	39,6	2649875,28	4397905,23	39°43'13.684"N	16°30'54.878"E	2,5	0	catenary 1		
474	22,8	60,4	467,33	457,23	54,14	26,74	47,08	2649882,9	4397909,56	39°43'13.820"N	16°30'55.200"E	3,5	0			
504	26,3	60,4	494,61	484,51	66,6	32,9	57,91	2649893,73	4397915,71	39°43'14.013"N	16°30'55.660"E	3,5	0			
534	29,8	60,4	521,08	510,98	80,71	39,87	70,18	2649905,99	4397922,68	39°43'14.233"N	16°30'56.179"E	3,5	0			
564	33,3	60,4	546,64	536,54	96,4	47,62	83,82	2649919,64	4397930,43	39°43'14.476"N	16°30'56.758"E	3,5	0			
594	36,8	60,4	571,2	561,1	113,63	56,13	98,8	2649934,61	4397938,94	39°43'14.744"N	16°30'57.393"E	3,5	0			
600	37,5	60,4	575,98	565,88	117,25	57,92	101,95	2649937,76	4397940,73	39°43'14.800"N	16°30'57.526"E	3,5	0	catenary 2		
624	40,7	60,4	594,61	584,51	132,39	65,39	115,11	2649950,92	4397948,2	39°43'15.036"N	16°30'58.084"E	4	0			
654	44,7	60,4	616,65	606,55	152,73	75,44	132,8	2649968,6	4397958,25	39°43'15.352"N	16°30'58.833"E	4	0			
684	48,7	60,4	637,22	627,12	174,56	86,22	151,78	2649987,58	4397969,03	39°43'15.691"N	16°30'59.638"E	4	0			
714	52,7	60,4	656,22	646,12	197,77	97,69	171,96	2650007,75	4397980,49	39°43'16.051"N	16°31'00.493"E	4	0			
744	56,8	60,4	673,55	663,45	222,25	109,78	193,24	2650029,04	4397992,58	39°43'16.432"N	16°31'01.395"E	4	0			
772,71	60,528	60,4	688,5	678,4	246,75	121,88	214,55	2650050,34	4398004,68	39°43'16.812"N	16°31'02.298"E	4	0	Argille di Crotone		
774	60,7	60,4	689,13	679,03	247,88	122,44	215,53	2650051,31	4398005,23	39°43'16.830"N	16°31'02.340"E	4	0			
804	64,7	60,4	702,89	692,79	274,53	135,6	238,7	2650074,49	4398018,4	39°43'17.244"N	16°31'03.322"E	4	0			
834	68,7	60,4	714,75	704,65	302,08	149,21	262,65	2650098,43	4398032	39°43'17.672"N	16°31'04.337"E	4	0			
864	72,7	60,4	724,67	714,57	330,38	163,19	287,27	2650123,04	4398045,98	39°43'18.112"N	16°31'05.380"E	4	0			
894	76,7	60,4	732,58	722,48	359,32	177,48	312,42	2650148,19	4398060,27	39°43'18.561"N	16°31'06.447"E	4	0			
921,2	80,327	60,4	738	727,9	385,97	190,65	335,6	2650171,36	4398073,43	39°43'18.975"N	16°31'07.429"E	4	0	catenary 3		
924	80,327	60,4	738,47	728,37	388,73	192,01	338	2650173,76	4398074,79	39°43'19.018"N	16°31'07.530"E	0	0			
954	80,327	60,4	743,51	733,41	418,3	206,62	363,71	2650199,47	4398089,4	39°43'19.477"N	16°31'08.620"E	0	0			
984	80,327	60,4	748,55	738,45	447,87	221,22	389,42	2650225,18	4398104	39°43'19.937"N	16°31'09.710"E	0	0			
1014	80,327	60,4	753,59	743,49	477,45	235,83	415,14	2650250,89	4398118,61	39°43'20.396"N	16°31'10.800"E	0	0			
1044	80,327	60,4	758,63	748,53	507,02	250,44	440,85	2650276,6	4398133,21	39°43'20.856"N	16°31'11.890"E	0	0			
1074	80,327	60,4	763,67	753,57	536,59	265,05	466,56	2650302,31	4398147,82	39°43'21.315"N	16°31'12.980"E	0	0			
1104	80,327	60,4	768,71	758,61	566,17	279,66	492,28	2650328,01	4398162,42	39°43'21.774"N	16°31'14.070"E	0	0			
1134	80,327	60,4	773,75	763,65	595,74	294,26	517,99	2650353,72	4398177,03	39°43'22.234"N	16°31'15.160"E	0	0			
1164	80,327	60,4	778,79	768,69	625,31	308,87	543,71	2650379,43	4398191,63	39°43'22.693"N	16°31'16.249"E	0	0			
1194	80,327	60,4	783,83	773,73	654,89	323,48	569,42	2650405,14	4398206,24	39°43'23.153"N	16°31'17.339"E	0	0			
1224	80,327	60,4	788,87	778,77	684,46	338,09	595,13	2650430,85	4398220,84	39°43'23.612"N	16°31'18.429"E	0	0			
1254	80,327	60,4	793,91	783,81	714,03	352,69	620,85	2650456,56	4398235,45	39°43'24.071"N	16°31'19.519"E	0	0			
1284	80,327	60,4	798,96	788,86	743,61	367,3	646,56	2650482,27	4398250,05	39°43'24.531"N	16°31'20.609"E	0	0			
1314	80,327	60,4	804	793,9	773,18	381,91	672,28	2650507,98	4398264,66	39°43'24.990"N	16°31'21.699"E	0	0			
1344	80,327	60,4	809,04	798,94	802,76	396,52	697,99	2650533,69	4398279,26	39°43'25.450"N	16°31'22.789"E	0	0			
1374	80,327	60,4	814,08	803,98	832,33	411,12	723,7	2650559,4	4398293,87	39°43'25.909"N	16°31'23.879"E	0	0			
1404	80,327	60,4	819,12	809,02	861,9	425,73	749,42	2650585,1	4398308,47	39°43'26.368"N	16°31'24.969"E	0	0			
1434	80,327	60,4	824,16	814,06	891,48	440,34	775,13	2650610,81	4398323,08	39°43'26.828"N	16°31'26.059"E	0	0			
1464	80,327	60,4	829,2	819,1	921,05	454,95	800,85	2650636,52	4398337,68	39°43'27.287"N	16°31'27.149"E	0	0			
1494	80,327	60,4	834,24	824,14	950,62	469,56	826,56	2650662,23	4398352,28	39°43'27.747"N	16°31'28.238"E	0	0			
1524	80,327	60,4	839,28	829,18	980,2	484,16	852,27	2650687,94	4398366,89	39°43'28.206"N	16°31'29.328"E	0	0			
1554	80,327	60,4	844,32	834,22	1009,77	498,77	877,99	2650713,65	4398381,49	39°43'28.665"N	16°31'30.418"E	0	0			
1584	80,327	60,4	849,36	839,26	1039,34	513,38	903,7	2650739,36	4398396,1	39°43'29.125"N	16°31'31.508"E	0	0			
1614	80,327	60,4	854,4	844,3	1068,92	527,99	929,42	2650765,07	4398410,7	39°43'29.584"N	16°31'32.598"E	0	0			
1644	80,327	60,4	859,45	849,35	1098,49	542,59	955,13	2650790,78	4398425,31	39°43'30.043"N	16°31'33.688"E	0	0			
1674	80,327	60,4	864,49	854,39	1128,06	557,2	980,84	2650816,48	4398439,91	39°43'30.503"N	16°31'34.778"E	0	0			
1704	80,327	60,4	869,53	859,43	1157,64	571,81	1006,56	2650842,19	4398454,52	39°43'30.962"N	16°31'35.868"E	0	0			
1734	80,327	60,4	874,57	864,47	1187,21	586,42	1032,27	2650867,9	4398469,12	39°43'31.421"N	16°31'36.958"E	0	0			
1764	80,327	60,4	879,61	869,51	1216,78	601,02	1057,99	2650893,61	4398483,73	39°43'31.881"N	16°31'38.048"E	0	0			
1794	80,327	60,4	884,65	874,55	1246,36	615,63	1083,7	2650919,32	4398498,33	39°43'32.340"N	16°31'39.138"E	0	0			
1824	80,327	60,4	889,69	879,59	1275,											

1974	80,327	60,4	914,89	904,79	1423,8	703,28	1237,98	2651073,57	4398585,96	39°43'35.096"N	16°31'45.678"E	0	0
2004	80,327	60,4	919,93	909,83	1453,37	717,89	1263,7	2651099,28	4398600,57	39°43'35.555"N	16°31'46.768"E	0	0
2034	80,327	60,4	924,98	914,88	1482,95	732,49	1289,41	2651124,99	4398615,17	39°43'36.015"N	16°31'47.858"E	0	0
2064	80,327	60,4	930,02	919,92	1512,52	747,1	1315,12	2651150,7	4398629,78	39°43'36.474"N	16°31'48.948"E	0	0
2094	80,327	60,4	935,06	924,96	1542,09	761,71	1340,84	2651176,41	4398644,38	39°43'36.933"N	16°31'50.038"E	0	0
2124	80,327	60,4	940,1	930	1571,67	776,32	1366,55	2651202,12	4398658,99	39°43'37.393"N	16°31'51.128"E	0	0
2154	80,327	60,4	945,14	935,04	1601,24	790,92	1392,27	2651227,83	4398673,59	39°43'37.852"N	16°31'52.218"E	0	0
2184	80,327	60,4	950,18	940,08	1630,81	805,53	1417,98	2651253,54	4398688,2	39°43'38.311"N	16°31'53.308"E	0	0
2214	80,327	60,4	955,22	945,12	1660,39	820,14	1443,69	2651279,25	4398702,8	39°43'38.771"N	16°31'54.398"E	0	0
2244	80,327	60,4	960,26	950,16	1689,96	834,75	1469,41	2651304,96	4398717,41	39°43'39.230"N	16°31'55.488"E	0	0
2274	80,327	60,4	965,3	955,2	1719,53	849,35	1495,12	2651330,66	4398732,01	39°43'39.689"N	16°31'56.578"E	0	0
2304	80,327	60,4	970,34	960,24	1749,11	863,96	1520,84	2651356,37	4398746,62	39°43'40.149"N	16°31'57.668"E	0	0
2334	80,327	60,4	975,38	965,28	1778,68	878,57	1546,55	2651382,08	4398761,22	39°43'40.608"N	16°31'58.758"E	0	0
2364	80,327	60,4	980,42	970,32	1808,25	893,18	1572,26	2651407,79	4398775,83	39°43'41.067"N	16°31'59.848"E	0	0
2394	80,327	60,4	985,46	975,36	1837,83	907,78	1597,98	2651433,5	4398790,43	39°43'41.526"N	16°32'00.938"E	0	0
2424	80,327	60,4	990,51	980,41	1867,4	922,39	1623,69	2651459,21	4398805,04	39°43'41.986"N	16°32'02.028"E	0	0
2454	80,327	60,4	995,55	985,45	1896,97	937	1649,41	2651484,92	4398819,64	39°43'42.445"N	16°32'03.118"E	0	0
2484	80,327	60,4	1000,59	990,49	1926,55	951,61	1675,12	2651510,63	4398834,24	39°43'42.904"N	16°32'04.208"E	0	0
2514	80,327	60,4	1005,63	995,53	1956,12	966,22	1700,83	2651536,34	4398848,85	39°43'43.364"N	16°32'05.298"E	0	0
2544	80,327	60,4	1010,67	1000,57	1985,69	980,82	1726,55	2651562,05	4398863,45	39°43'43.823"N	16°32'06.389"E	0	0
2574	80,327	60,4	1015,71	1005,61	2015,27	995,43	1752,26	2651587,75	4398878,06	39°43'44.282"N	16°32'07.479"E	0	0
2604	80,327	60,4	1020,75	1010,65	2044,84	1010,04	1777,98	2651613,46	4398892,66	39°43'44.741"N	16°32'08.569"E	0	0
2634	80,327	60,4	1025,79	1015,69	2074,41	1024,65	1803,69	2651639,17	4398907,27	39°43'45.201"N	16°32'09.659"E	0	0
2664	80,327	60,4	1030,83	1020,73	2103,99	1039,25	1829,4	2651664,88	4398921,87	39°43'45.660"N	16°32'10.749"E	0	0
2694	80,327	60,4	1035,87	1025,77	2133,56	1053,86	1855,12	2651690,59	4398936,48	39°43'46.119"N	16°32'11.839"E	0	0
2724	80,327	60,4	1040,91	1030,81	2163,14	1068,47	1880,83	2651716,3	4398951,08	39°43'46.578"N	16°32'12.929"E	0	0
2754	80,327	60,4	1045,95	1035,85	2192,71	1083,08	1906,55	2651742,01	4398965,69	39°43'47.038"N	16°32'14.019"E	0	0
2784	80,327	60,4	1051	1040,9	2222,28	1097,68	1932,26	2651767,72	4398980,29	39°43'47.497"N	16°32'15.109"E	0	0
2814	80,327	60,4	1056,04	1045,94	2251,86	1112,29	1957,97	2651793,43	4398994,9	39°43'47.956"N	16°32'16.199"E	0	0
2844	80,327	60,4	1061,08	1050,98	2281,43	1126,9	1983,69	2651819,14	4399009,5	39°43'48.415"N	16°32'17.289"E	0	0
2874	80,327	60,4	1066,12	1056,02	2311	1141,51	2009,4	2651844,84	4399024,11	39°43'48.875"N	16°32'18.380"E	0	0
2904	80,327	60,4	1071,16	1061,06	2340,58	1156,12	2035,12	2651870,55	4399038,71	39°43'49.334"N	16°32'19.470"E	0	0
2934	80,327	60,4	1076,2	1066,1	2370,15	1170,72	2060,83	2651896,26	4399053,32	39°43'49.793"N	16°32'20.560"E	0	0
2964	80,327	60,4	1081,24	1071,14	2399,72	1185,33	2086,54	2651921,97	4399067,92	39°43'50.252"N	16°32'21.650"E	0	0
2994	80,327	60,4	1086,28	1076,18	2429,3	1199,94	2112,26	2651947,68	4399082,53	39°43'50.712"N	16°32'22.740"E	0	0
3024	80,327	60,4	1091,32	1081,22	2458,87	1214,55	2137,97	2651973,39	4399097,13	39°43'51.171"N	16°32'23.830"E	0	0
3054	80,327	60,4	1096,36	1086,26	2488,44	1229,15	2163,68	2651999,1	4399111,74	39°43'51.630"N	16°32'24.920"E	0	0
3084	80,327	60,4	1101,4	1091,3	2518,02	1243,76	2189,4	2652024,81	4399126,34	39°43'52.089"N	16°32'26.010"E	0	0
3114	80,327	60,4	1106,44	1096,34	2547,59	1258,37	2215,11	2652050,52	4399140,95	39°43'52.549"N	16°32'27.101"E	0	0
3144	80,327	60,4	1111,48	1101,38	2577,16	1272,98	2240,83	2652076,23	4399155,55	39°43'53.008"N	16°32'28.191"E	0	0
3174	80,327	60,4	1116,53	1106,43	2606,74	1287,58	2266,54	2652101,93	4399170,16	39°43'53.467"N	16°32'29.281"E	0	0
3204	80,327	60,4	1121,57	1111,47	2636,31	1302,19	2292,25	2652127,64	4399184,76	39°43'53.926"N	16°32'30.371"E	0	0
3234	80,327	60,4	1126,61	1116,51	2665,88	1316,8	2317,97	2652153,35	4399199,37	39°43'54.385"N	16°32'31.461"E	0	0
3264	80,327	60,4	1131,65	1121,55	2695,46	1331,41	2343,68	2652179,06	4399213,97	39°43'54.845"N	16°32'32.551"E	0	0
3294	80,327	60,4	1136,69	1126,59	2725,03	1346,01	2369,4	2652204,77	4399228,58	39°43'55.304"N	16°32'33.642"E	0	0
3324	80,327	60,4	1141,73	1131,63	2754,6	1360,62	2395,11	2652230,48	4399243,18	39°43'55.763"N	16°32'34.732"E	0	0
3354	80,327	60,4	1146,77	1136,67	2784,18	1375,23	2420,82	2652256,19	4399257,79	39°43'56.222"N	16°32'35.822"E	0	0
3384	80,327	60,4	1151,81	1141,71	2813,75	1389,84	2446,54	2652281,9	4399272,39	39°43'56.681"N	16°32'36.912"E	0	0
3414	80,327	60,4	1156,85	1146,75	2843,33	1404,45	2472,25	2652307,61	4399287	39°43'57.141"N	16°32'38.002"E	0	0
3444	80,327	60,4	1161,89	1151,79	2872,9	1419,05	2497,97	2652333,32	4399301,6	39°43'57.600"N	16°32'39.092"E	0	0
3474	80,327	60,4	1166,93	1156,83	2902,47	1433,66	2523,68	2652359,02	4399316,2	39°43'58.059"N	16°32'40.183"E	0	0
3504	80,327	60,4	1171,97	1161,87	2932,05	1448,27	2549,39	2652384,73	4399330,81	39°43'58.518"N	16°32'41.273"E	0	0
3534	80,327	60,4	1177,02	1166,92	2961,62	1462,88	2575,11	2652410,44	4399345,41	39°43'58.977"N	16°32'42.363"E	0	0
3564	80,327	60,4	1182,06	1171,96	2991,19	1477,48	2600,82	2652436,15	4399360,02	39°43'59.436"N	16°32'43.453"E	0	0
3594	80,327	60,4	1187,1	1177	3020,77	1492,09	2626,54	2652461,86	4399374,62	39°43'59.896"N	16°32'44.543"E	0	0
3624	80,327	60,4	1192,14	1182,04	3050,34	1506,7	2652,25	2652487,57	4399389,23	39°44'00.355"N	16°32'45.634"E	0	0
3654	80,327	60,4	1197,18	1187,08	3079,91	1521,31	2677,96	2652513,28	4399403,83	39°44'00.814"N	16°32'46.724"E	0	0
3684	80,327	60,4	1202,22	1192,12	3109,49	1535,91	2703,68	2652538,99	4399418,44	39°44'01.273"N	16°32'47.814"E	0	0
3714	80,327	60,4	1207,26	1197,16	3139,06	1550,52	2729,39	2652564,7	4399433,04	39°44'01.732"N	16°32'48.904"E	0	0
3744	80,327	60,4	1212,3	1202,2	3168,63	1565,13	2755,11	2652590,41	4399447,65	39°44'02.191"N	16°32'49.994"E	0	0
3774	80,327	60,4	1217,34	1207,24	3198,21	1579,74	2780,82	2652616,11	4399462,25	39°44'02.651"N	16°32'51.085"E	0	0
3804	80,327	60,4	1222,38	1212,28	3227,78	1594,34	2806,53	2652641,82	4399476,86	39°44'03.110"N	16°32'52.175"E	0	0
3834	80,327	60,4	1227,42	1217,32	3257,35	1608,95	2832,25	2652667,53	4399491,46	39°44'03.569"N	16°32'53.265"E	0	0
3864	80,327	60,4	1232,46	1222,36	3286,93	1623,56	2857,96	2652693,24	4399506,07	39°44'04.028"N	16°32'54.355"E	0	0
3894	80,327	60,4	1237,5	1227,4	3316,5	1638,17	2883,68	2652718,95	4399520,67	39°44'04.487"N	16°32'55.446"E	0	0
3924	80,327	60,4	1242,55	1232,45	3346,07	1652,78	2909,39	2652744,66	4399535,28	39°44'04.946"N	16°32'56.536"E	0	0
3954	80,327	60,4	1247,59	1237,49	3375,65	1667,38	2935,1	2652770,37	4399549,88	39°44'05.405"N	16°32'57.626"E	0	0
3984	80,327	60,4	1252,63	1242,53	3405,22	1681,99	2960,82	2652796,08	4399564,49	39°44'05.865"N	16°32'58.716"E	0	0
4014	80,327	60,4	1257,67	1247,57	3434,79	1696,6	2986,53	2652821,79	4399579,09	39°44'06.324"N	16°32'59.807"E	0	0
4044	80,327	60,4	1262,71	1252,61	3464,37	1711,21	3012,24	2652847,5	4399593,7	39°44'06.783"N	16°33'00.897"E	0	0
4074	80,327	60,4	1267,75	1257,65	3493,94	1725,81	3037,96	2652873,2	4399608,3	39°44'07.242"N	16°33'01.987"E	0	0
4104	80,327	60,4	1272,79	1262,69	3523,51	1740,42							



**Programma Geologico  
e di Perforazione**

**Pozzo  
D.R74.AP/1- Liuba 1 Or**

4224	80,327	60,4	1292,95	1282,85	3641,81	1798,85	3166,53	2653001,75	4399681,33	39°44'09.538"N	16°33'07.439"E	0	0
4254	80,327	60,4	1297,99	1287,89	3671,38	1813,46	3192,24	2653027,46	4399695,93	39°44'09.997"N	16°33'08.529"E	0	0
4284	80,327	60,4	1303,04	1292,94	3700,96	1828,07	3217,96	2653053,17	4399710,54	39°44'10.456"N	16°33'09.619"E	0	0
4313,2	80,327	60,4	1307,94	1297,84	3729,74	1842,28	3242,98	2653078,19	4399724,75	39°44'10.903"N	16°33'10.680"E	0	0 End of Tangent
4314	80,407	60,4	1308,08	1297,98	3730,53	1842,68	3243,67	2653078,88	4399725,14	39°44'10.915"N	16°33'10.710"E	3	0
4344	83,407	60,4	1312,3	1302,2	3760,23	1857,34	3269,49	2653104,69	4399739,81	39°44'11.376"N	16°33'11.804"E	3	0
4353,39	84,346	60,4	1313,3	1303,2	3769,56	1861,96	3277,61	2653112,81	4399744,42	39°44'11.521"N	16°33'12.149"E	3	0 Top Reservoir (A1 - 1)
4374	86,407	60,4	1314,96	1304,86	3790,11	1872,1	3295,47	2653130,67	4399754,56	39°44'11.840"N	16°33'12.906"E	3	0
4399,93	89	60,4	1316	1305,9	3816,01	1884,9	3318	2653153,19	4399767,36	39°44'12.242"N	16°33'13.861"E	3	0 End of Build
4404	89	60,4	1316,07	1305,97	3820,08	1886,91	3321,54	2653156,73	4399769,37	39°44'12.305"N	16°33'14.011"E	0	0
4434	89	60,4	1316,59	1306,49	3850,08	1901,73	3347,62	2653182,8	4399784,18	39°44'12.771"N	16°33'15.117"E	0	0
4464	89	60,4	1317,12	1307,02	3880,07	1916,54	3373,7	2653208,88	4399798,99	39°44'13.236"N	16°33'16.223"E	0	0
4476,14	89	60,4	1317,33	1307,23	3892,21	1922,54	3384,25	2653219,43	4399804,99	39°44'13.425"N	16°33'16.670"E	0	180 End of Tangent
4493,3	88,529	60,4	1317,7	1307,6	3909,36	1931,01	3399,17	2653234,34	4399813,46	39°44'13.691"N	16°33'17.303"E	0,82	180 Shale
4494	88,51	60,4	1317,72	1307,62	3910,07	1931,36	3399,78	2653234,95	4399813,8	39°44'13.702"N	16°33'17.329"E	0,82	180
4524	87,687	60,4	1318,71	1308,61	3940,05	1946,17	3425,85	2653261,02	4399828,61	39°44'14.167"N	16°33'18.434"E	0,82	180
4526,12	87,629	60,4	1318,8	1308,7	3942,16	1947,21	3427,69	2653262,86	4399829,66	39°44'14.200"N	16°33'18.512"E	0,82	180 A2 - 1
4554	86,864	60,4	1320,14	1310,04	3970,02	1960,97	3451,9	2653287,07	4399843,41	39°44'14.633"N	16°33'19.539"E	0,82	180
4584	86,041	60,4	1322	1311,9	3999,96	1975,76	3477,94	2653313,1	4399858,2	39°44'15.097"N	16°33'20.643"E	0,82	-180
4585,5	86	60,4	1322,1	1312	4001,46	1976,5	3479,24	2653314,4	4399858,94	39°44'15.121"N	16°33'20.698"E	0,82 NA	End of Drop

**HOLE AND CASING SECTIONS Ref Wellbore: Liuba 1 Or ((PWB) Ref Wellpath: Liuba 1 Or (PWP B.4 AD 30-12-14)**

String/Diameter	Start MD	End MD	Interval	Start TVD	End TVD	Start N/S	Start E/W	End N/S	End E/W
	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]
22in Open Hole	0	300	300	0	299,57	0	0	4,84	8,52
18.625in Casing	0	300	300	0	299,57	0	0	4,84	8,52
16in Open Hole	300	2000	1700	299,57	919,26	4,84	8,52	715,94	1260,27
13.375in Casing	0	2000	2000	0	919,26	0	0	715,94	1260,27
12.25in Open Hole	2000	4351,4	2351,4	919,26	1313,1	715,94	1260,27	1860,98	3275,89
9.625in Casing	0	4351,4	4351,4	0	1313,1	0	0	1860,98	3275,89
8.5in Open Hole	4351,4	4585,5	234,11	1313,1	1322,1	1860,98	3275,89	1976,5	3479,24

**SURVEY PROGRAM Ref Wellbore: Liuba 1 Or ((PWB) Ref Wellpath: Liuba 1 Or (PWP B.4 AD 30-12-14)**

Start MD	End MD	Pos Unc Model	Log Name/Cor Wellbore
[m]	[m]		
9	300	VertiTrak (0,12)	Liuba 1 Or ((PWB)
300	2000	AutoTrak G3 (SAG, MagCorr)	Liuba 1 Or ((PWB)
2000	4351	AutoTrak G3 (SAG, MagCorr)	Liuba 1 Or ((PWB)
4351	4586	AutoTrak G3 (SAG, MagCorr)	Liuba 1 Or ((PWB)

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.16 Batterie di Perforazione

#### 3.1.16.1 Scelta delle Batterie di Perforazione

Il pozzo di Liuba 1 Or è un pozzo Extended Reach con target finale poco profondo in verticale, pertanto per agevolare le operazioni si comincerà la sua deviazione sin dalla prima fase da 22" a 150 m per arrivare a 7,5° a 300 m (TD fase) con un DLS di 1,5°/30 m. Per far ciò nella formazione superficiale poco consolidata si utilizzerà il Tru Trak che è un attrezzo automatico disegnato per perforare pozzi verticali, ma che può essere anche impostato per piccole e lente deviazioni (con l'aggiunta del NaviTrak MWD). Tale caratteristica, associato al fatto che per lavorare non ha bisogno di far ruotare la batteria, porta il Tru Trak ad essere lo strumento più idoneo per potere effettuare una deviazione in tali condizioni perché il suo disturbo alla formazione è ridotto.

Tutto il resto del pozzo (fasi da 16", 12 ¼" e 8 ½") saranno perforate con l'utilizzo di un RSS (Rotary Steerable System). Il RSS individuato per il pozzo di Liuba 1 Or è l'AutoTrak (strumento collaudato e che ha dimostrato la sua estrema validità/efficienza) che, automaticamente, eseguirà la traiettoria della deviazione del pozzo. L'AutoTrak ha la caratteristica che le sue lame poste sulla sleeve (che attraverso il loro aprirsi/chiudersi permettono una perforazione direzionata) non ruotano con la batteria, ma rimangono essenzialmente ferme dando in tale modo un appoggio migliore all'attrezzo e quindi una sua maggiore efficienza. La batteria invece ruoterà aiutando così ad avere una più veloce perforazione, una migliore pulizia del foro e riducendo le possibilità di presa della batteria per pressione differenziale.

Il RSS oltre al sistema di controllo della deviazione, contiene anche il GR, la Resistivity ed un Annular Pressure che possono essere utilizzati per il controllo delle formazioni e dell'ECD.

Per la fase 12 ¼" sarà aggiunto un ORD-Sub per potere avere un Caliper del foro perforato che servirà sia per la discesa della casing 9 5/8" e sia per la sua cementazione.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

Per potere riconoscere le sabbie della formazione San Mauro (il reservoir del pozzo) si utilizzerà il GR dell'OnTrak per le correlazioni e si farà particolare attenzione alla velocità di avanzamento ed alle manifestazioni di gas (che aumenteranno una volta entrati nelle sabbie). In tal modo si potrà fermare la perforazione del foro 12 ¼" appena intaccate le sabbie e potere scendere/cementare il csg 9 5/8" senza un rilevante pericolo di assorbimenti indesiderati.

Per la perforazione del foro 8 ½" sarà aggiunto all'AutoTrak un motore (per ridurre la T&D e migliorare la perforazione).

Previsto l'utilizzo delle aste di perforazione da 5 ½": TJ OD da 6,625" – TJ ID da 4,250" – Tube ID da 4,778" – Thread Connection TT550 per avere:

Le aste di perforazione da 5 ½" scelte hanno i seguenti vantaggi rispetto ad altre aste di perforazione da 5 ½" più comuni:

- TJ OD da 6,625" (normalmente le aste di perforazione da 5 ½" hanno un TJ OD da 7" o maggiore) come le aste da 5" che si possono pescare con gli Overshot, sia con gli Spiral che con i Basket grapples, anche nel foro da 8 ½". Inoltre un TJ OD più piccolo riduce l'ECD (specialmente nel foro da 8 ½").
- TJ ID da 4,250" (normalmente le aste di perforazione da 5 ½" hanno un TJ ID di 4,000") che riduce la pressione di circolazione.
- Make Up Torque più alto, rispetto ad altre aste di perforazione da 5 ½", che rende più sicura la perforazione in pozzi Extended Reach Drilling come Liuba 1 Or.
- Una migliore pulizia dei fori perforati per via delle loro maggiori dimensioni

Le aste di perforazione da 5 ½" descritte qui sopra sono di range 2, cioè sono lunghe poco più di 9 m (come normalmente sono le DP che si utilizzano nella perforazione dei pozzi petroliferi) in modo da comporre una lunghezza di poco più di 27 m con 3 DP – lunghezza necessaria per poterle stoccare in torre, ma esistono in commercio anche delle aste di perforazione di range 3 che sono lunghe circa 14 m per cui ne servono solamente due per formare una lunghezza da stoccare in torre.

	<p align="center"><b>Programma Geologico e di Perforazione</b></p>	<p align="center"><b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b></p>
---	--	---

Per il nostro pozzo ERD queste aste di perforazione di range 3, rispetto a quelle di range 2, avrebbero i seguenti vantaggi:

- Una velocità di avanzamento della perforazione più veloce (meno aste da aggiungere e togliere)
- Un ECD minore (meno TJ nell'annulus)
- Una SPP minore (meno TJ che vuol dire meno restrizioni di diametro)

Quindi, essendo le DP range 3 poco presenti sul mercato, sarà effettuata una ricerca di mercato per vedere se è possibile trovarne in affitto per poterle avere prima dell'inizio dell'esecuzione del pozzo (sarà anche effettuato uno studio ad hoc con la Contrattista dell'Impianto per accertarsi che non ci sia alcun intoppo per un loro eventuale utilizzo).

**N.B.: Per una migliore comprensione delle modalità di perforazione del pozzo ERD Liuba 1 Or, sono state considerate le attrezzature della BH, la Compagnia di Deviazione e le attrezzature delle batterie di perforazione saranno confermate in fase di assegnazione del Servizio di Deviazione.**

### 3.1.16.2 Batteria di Perforazione Fase 22" a 300 mMD (299,6 mVD)

BHA – Liuba 1 Or – TruTrak + NaviTrak								
Item	#	Component	Gauge OD in	OD in	ID in	Thread	Length m	Total Length m
	16	Drill pipe		5 ½	4.778	(BP) 5 ½ FH – 5 ½ FH	47.10	300.00
	15	X/O Sub		5 ½	3	(BP) 5 ½ FH – 4 ½ IF	1.00	252.90
	14	HWDP x 9		5	3	(BP) 4 ½ IF – 4 ½ IF	82.80	251.90
	13	X/O Sub		8 ¼	2.795	(BP) 4 ½ IF – 6 5/8 Reg	1.00	169.10
	12	Drill Collar x 6		8 ¼	2 13/16	(BP) 6 5/8 Reg – 6 5/8 Reg	55.80	168.10
	11	Jar		8	2 13/16	(BP) 6 5/8 Reg – 6 5/8 Reg	9.60	112.30
	10	Drill Collar x 2		8 ¼	2 13/16	(BP) 6 5/8 Reg – 6 5/8 Reg	18.60	102.70
	9	X/O Sub		9 ½	3	(BP) 6 5/8 Reg – 7 5/8 Reg	1.00	84.10
	10	Drill Collar x 6		9 ½	3	(BP) 7 5/8 Reg – 7 5/8 Reg	55.80	83.10
	8	Circulating Sub		9 ½	3	(BP) 7 5/8 Reg – 7 5/8 Reg	3.10	27.30
	7	Filter Sub		9 ½	3	(BP) 7 5/8 Reg – 7 5/8 Reg	1.50	24.20
	6	Float Sub		9 ½	3	(BP) 7 5/8 Reg – 7 5/8 Reg	0.80	22.70
	5	NaviTrak MWD		9 ½	3	(BP) 7 5/8 Reg – 7 5/8 Reg	9.30	21.90
	4	Adapter Sub		9 ½	3	(BP) 7 5/8 Reg – 9 ½ T2	1.20	12.60
	3	Integrated Stab	21 ¾	9 ½	3	(BP) 9 ½ T2 – 9 ½ T2	0.80	11.40
	2	TruTrak		9 ½	2	(BB) 9 ½ T2 – 7 5/8 Reg	10.20	10.60
	1	Bit	22	22		7 5/8 Reg	0.40	0.40
16 BHA components.								

Sensors Offset: Directional 16,70 m.

### 3.1.16.3 Batteria di Perforazione Fase 16" a 2000 mMD (919 mVD)

BHA – Liuba 1 Or – AutoTrak G3								
Item	#	Component	Gauge OD In	OD In	ID In	Thread	Length m	Total Length m
	16	Drill pipe		5 1/2	4.778	(BP) 5 1/2 FH – 5 1/2 FH	1778.30	2000.00
	15	X/O Sub		5 1/2	3	(BP) 5 1/2 FH – 4 1/2 IF	0.80	221.70
	14	HWDP x 15		5	3	(BP) 4 1/2 IF– 4 1/2 IF	139.50	220.90
	13	Jar		6 3/4	2 1/2	(BP) 4 1/2 IF– 4 1/2 IF	8.60	81.40
	12	HWDP x 5		5	3	(BP) 4 1/2 IF– 4 1/2 IF	46.50	72.80
	11	X/O Sub		8	3	(BP) 4 1/2 IF – 6 5/8 Reg	0.80	26.30
	10	Circulating Sub		8	3	(BP) 6 5/8 Reg – 6 5/8 Reg	3.10	25.50
	9	Filter Sub		8	3	(BP) 6 5/8 Reg – 6 5/8 Reg	2.10	22.40
	8	Float Sub		8	3	(BP) 6 5/8 Reg – 6 5/8 Reg	0.70	20.30
	7	Stop Sub		9 1/2	3	(BP) 6 5/8 Reg – 9 1/2" T2	0.80	19.60
	6	BCPM		9 1/2	2	(BP) 9 1/2" T2 – 9 1/2" T2	3.60	18.80
	5	Modular Stab	15 3/4	9 1/2	3 1/8	(BP) 9 1/2" T2 – 9 1/2" T2	1.80	15.20
	4	OnTrak II		9 1/2	3	(BP) 9 1/2" T2 – 9 1/2" T2	7.00	13.40
	3	Flex Stab	15 7/8	9 1/2	3 1/8	(BP) 9 1/2" T2 – 9 1/2" T2	3.50	6.40
	2	AutoTrak		9 1/2	2	(BB) 9 1/2" T2 – 7 5/8 Reg	2.50	2.90
	1	Bit	16	14 3/4		7 5/8 Reg	0.40	0.40
16 BHA components.								

**Sensors Offset:** Resistivity a 7,70 m; Annular Pressure a 9,00 m; Azimuthal Gamma Ray a 9,90 m; Directional 11,40 m.

### 3.1.16.4 Batteria di Perforazione Fase 12 ¼” a 4351 mMD (1312 mVD)

BHA – Liuba 1 Or – AutoTrak G3 + ZoneTrak								
Item	#	Component	Gauge OD In	OD In	ID In	Thread	Length m	Total Length m
	18	Drill pipe		5 ½	4.778	(BP) 5 ½ FH – 5 ½ FH	4125.40	4351.00
	17	X/O Sub		5 ½	3	(BP) 5 ½ FH – 4 ½ IF	0.80	225.60
	16	HWDP x 15		5 ½	3	(BP) 4 ½ IF– 4 ½ IF	139.50	224.80
	15	Jar		6 ¾	2 ½	(BP) 4 ½ IF– 4 ½ IF	8.60	85.30
	14	HWDP x 5		5	3	(BP) 4 ½ IF– 4 ½ IF	46.50	76.70
	13	X/O Sub		8	3	(BP) 4 ½ IF – 6 5/8 Reg	0.80	30.20
	12	Circulating Sub		8	3	(BP) 6 5/8 Reg – 6 5/8 Reg	3.10	29.40
	11	Filter Sub		8	3	(BP) 6 5/8 Reg – 6 5/8 Reg	2.10	26.30
	10	Float Sub		8	3	(BP) 6 5/8 Reg – 6 5/8 Reg	0.70	24.20
	9	Stop Sub		8 ¼	3	(BP) 6 5/8 Reg – 8 ¼” T2	0.80	23.50
	8	ORD Sub	12 ⅛	8 ¼	2 ¾	(BP) 8 ¼” T2 – 8 ¼” T2	3.00	22.70
	7	Modular X/O		9 ½	2	(BP) 8 ¼” T2 – 9 ½” T2	1.00	19.70
	6	BCPM		9 ½	2	(BP) 9 ½” T2 – 9 ½” T2	3.60	18.70
	5	Modular Stab	12 ⅛	9 ½	3 ⅛	(BP) 9 ½” T2 – 9 ½” T2	1.80	15.10
	4	OnTrak II		9 ½	3	(BP) 9 ½” T2 – 9 ½” T2	7.00	13.30
	3	Modular Stab	12 ⅛	9 ½	3 ⅛	(BP) 9 ½” T2 – 9 ½” T2	3.50	6.30
	2	AutoTrak		9 ½	2	(BB) 9 ½” T2 – 6 5/8 Reg	2.50	2.80
	1	Bit	12 ¼	12 ¼		6 5/8 Reg	0.30	0.30

18 BHA components.

**Sensors Offset:** Resistivity a 7,60 m; Annular Pressure a 8,90 m; Azimuthal Gamma Ray a 9,80 m; Directional 11,30 m; Caliper a 21,21 m.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.16.5 Batteria di Perforazione Fase 8 1/2" a 4586 mMD (1322 mVD)

BHA – Liuba 1 Or – AutoTrak X-treme + SoundTrak								
Item	#	Component	Gauge OD In	OD In	ID In	Thread	Length m	Total Length M
	15	Drill pipe		5 1/2	4.778	(BP) 5 1/2 FH – 5 1/2 FH	4362.10	4586.00
	14	HWDP x 15		5 1/2	3	(BP) 5 1/2 FH – 4 1/2 IF	139.50	223.90
	13	Jar		6 3/4	2 1/2	(BP) 4 1/2 IF 4 1/2 IF	9.60	84.40
	12	HWDP x 5		5	3	(BP) 4 1/2 IF 4 1/2 IF	46.50	74.80
	11	Circulation Sub		6 3/4	2	(BP) 4 1/2 IF 4 1/2 IF	2.00	28.30
	10	Filter Sub		6 3/4	2 1/4	(BP) 4 1/2 IF 4 1/2 IF	1.90	26.30
	9	Float Sub		6 3/4	2 1/4	(BP) 4 1/2 IF 4 1/2 IF	0.80	24.40
	8	Stop Sub		6 3/4	2 1/2	(BP) 4 1/2 IF – 6 3/4" T2	0.80	23.60
	7	BCPM		6 3/4	2	(BP) 6 3/4" T2 – 6 3/4" T2	3.40	22.80
	6	Modular Stab	8 3/8	6 3/4	2 1/4	(BP) 6 3/4" T2 – 6 3/4" T2	1.30	19.40
	5	OnTrak		6 3/4	2 1/2	(BP) 6 3/4" T2 – 6 3/4" T2	5.20	18.10
	4	Integrated Stab	8 3/8	6 3/4	2 1/4	(BP) 6 3/4" T2 – 6 3/4" T2	1.40	12.90
	3	Modular Motor X-treme	8 3/8	6 3/4	3 1/2	(BP) 6 3/4" T2 – 6 3/4" T2	9.00	11.50
	2	AutoTrak		6 3/4	1 1/2	(BB) 6 3/4" T2 – 4 1/2 Reg	2.20	2.50
	1	Bit		8 1/2	8 1/2	4 1/2 Reg	0.30	0.30
15 BHA components.								

**Sensors Offset:** Annular Pressure a 13,00 m; Azimuthal Gamma Ray a 13,30 m; Resistivity a 14,50 m; Directional 16,20 m.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.17 Selezione Scalpelli

Per la perforazione del pozzo si riportano le indicazioni sugli scalpelli che potrebbero essere utilizzati (una più precisa analisi con una dettagliata selezione scalpelli sarà effettuata con le Compagnie Scalpelli prima dell'esecuzione del pozzo):

#### **Fase 22"** a 300 mMD (299,6 mVD)

Formazione Rocca Imperiale (Pleistocene): sabbie e ghiaie con intercalazioni di argille. Perforazione con TruTrak (od attrezzatura similare). È sufficiente 1 scalpello a denti aggressivo con cuscinetto O-ring Elastomer Seal (IADC code: 115).

#### **Fase 16"** a 2000 mMD (919 mVD)

Formazione Rocca Imperiale (Pleistocene): sabbie e ghiaie con intercalazioni di argille. Perforazione con RSS. Dovrebbe essere sufficiente 1 scalpello PDC "Directional" con 6 lame e cutters da 16 mm (IADC code M323). Eventualmente utilizzarne un secondo.

#### **Fase 12 ¼"** a 4351 mMD (1312 mVD)

Formazione Rocca Imperiale (Pleistocene): sabbie e ghiaie con intercalazioni di argille ed Argille di Crotona (Pleistocene): argilla +/- siltosa con livelletti di sabbia quarzosa. Perforazione con RSS. Dovrebbe essere sufficiente 1 scalpello PDC "Directional" con 6 lame e cutters da 16 mm (IADC code M323). Eventualmente utilizzarne un secondo.

#### **Fase 8 ½"** a 4586 mMD (1322 mVD)

Formazione San Mauro (Pleistocene): sabbia quarzosa grossolana con rari ciottoli ed intercalazioni argillose. Perforazione con RSS + motore. È sufficiente 1 scalpello PDC "Directional" con 6 lame e cutters da 16 mm - X back up cutters (IADC code M323).

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.17.1 Tabella Scalpelli

size	iadc	Depth in	Depth out	Metri	ore	ROP m/h
22	115	0	300	300	40	7,5
16	M323	300	1500	1200	120	10,0
16	M323	1500	2000	500	70	7,1
12 ¼"	M323	2000	3200	1200	120	10,0
12 ¼"	M323	3200	4351	1151	120	9,6
8 ½"	M223	4351	4586	235	34	7,0

**N.B.:** Le velocità d'avanzamento, le ore d'impiego ed il numero di scalpelli riportati nella Tabella Scalpelli devono interdersi conservativi, ma si pensa che tali parametri possano risultare migliori e che quindi il numero scalpelli risulti minore.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.18 Calcoli di Torque & Drag delle Batterie di Perforazione

#### 3.1.18.1 Introduzione

Qui di seguito vengono riportate le torsioni di superficie delle varie fasi:

#### TORSIONE in superficie

Fase [in]	Mud System	Drilling Torque [kft.lb]
16	OBM	18.9
12 ¼	OBM	24.1
8 ½	WBM	25.5

Le aste di perforazione da 5 ½” scelte per la perforazione del pozzo ERD di Liuba 1 Or hanno un range di Make Up Torque da 59300 Ft Lbs (nuove) a 42400 Ft Lbs (classe II) sufficiente per la perforazione di tutte le fasi (il MU Torque delle 5” varia da 31187 Ft Lbs quando sono nuove a 25250 Ft Lbs quando sono di Classe II).

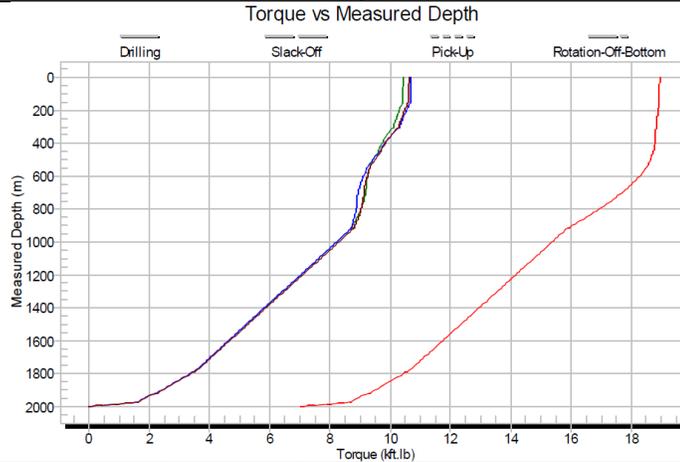
Per diminuire la Torsione in superficie (che dai calcoli potrebbe arrivare anche a circa 33,0 Kft.lb) è prevista l'utilizzo dei NRDPP (Non-Rotating Drill Pipe Protectors) da applicare nella batteria di aste di perforazione. Tali protettori permettono anche una riduzione dell'usura dei casings, degli stick-slip e delle vibrazioni della batteria.

#### 3.1.18.2 T&D Batteria di Perforazione Fase 22” a 300 mMD

Per la perforazione della fase da 22” non si prevedono problemi di T&D essendo poco profonda e quasi verticale.

### 3.1.18.3 T&D Batteria di Perforazione Fase 16" a 2000 mMD

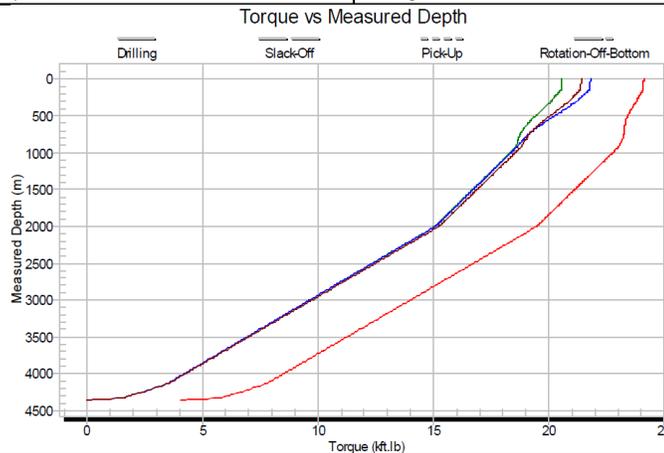
Drilling Parameter		Analysis Setup	
Bit Depth	2000 m	Calculate Indicated Hook Loads	No
Weight on Bit	17 tonne		
Torque on Bit	7.055 kft.lb		
Bit Drag Force	- tonne	Include Bending Influence	Yes
Overpull Force	- tonne	Buckling Criterion	Conservative - (Unloading)
ROB Torque Resistance	- kft.lb		



	Hook Load @ 0.0 MD tonne	Indicated Hook Load tonne	Rotary Torque kft.lb		Axial Velocity m/hr	Rotary Speed RPM
Drilling	18	18	18.943	ROP	10.00	120
Slack-Off	33	33	10.434	RIH	300.00	60
Pick-Up	37	37	10.691	POOH	300.00	60
Rot off Btm	35	35	10.629	Rotational Discontinuity	No	

### 3.1.18.4 T&D Batteria di Perforazione Fase 12 1/4" a 4351 mMD

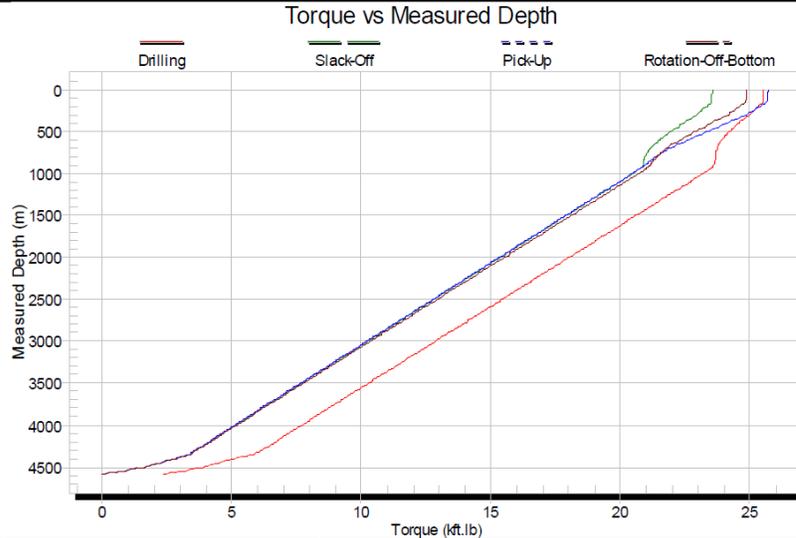
Drilling Parameter		Analysis Setup	
Bit Depth	4351 m	Calculate Indicated Hook Loads	No
Weight on Bit	15 tonne		
Torque on Bit	4.051 kft.lb		
Bit Drag Force	- tonne	Include Bending Influence	Yes
Overpull Force	- tonne	Buckling Criterion	Conservative - (Unloading)
ROB Torque Resistance	- kft.lb		



	Hook Load @ 0.0 MD tonne	Indicated Hook Load tonne	Rotary Torque kft.lb		Axial Velocity m/hr	Rotary Speed RPM
Drilling	33	33	24.107	ROP	10.00	120
Slack-Off	43	43	20.556	RIH	300.00	60
Pick-Up	53	53	21.795	POOH	300.00	60
Rot off Btm	48	48	21.397	Rotational Discontinuity	No	

### 3.1.18.5 T&D Batteria di Perforazione Fase 8 1/2" a 4586 mMD

Drilling Parameter		Analysis Setup	
Bit Depth	4586 m	Calculate Indicated Hook Loads	No
Weight on Bit	10 tonne		
Torque on Bit	2.342 kft.lb		
Bit Drag Force	- tonne	Include Bending Influence	Yes
Overpull Force	- tonne	Buckling Criterion	Conservative - (Unloading)
ROB Torque Resistance	- kft.lb		



	Hook Load @ 0.0 MD tonne	Indicated Hook Load tonne	Rotary Torque kft.lb		Axial Velocity m/hr	Rotary Speed RPM
Drilling	37	37	25.530	ROP	5.00	120
Slack-Off	42	42	23.564	RIH	300.00	60
Pick-Up	53	53	25.706	POOH	300.00	60
Rot off Btm	47	47	24.885	Rotational Discontinuity	No	

### 3.1.18.6 NRDPP (Non-Rotating Drill Pipe Protectors)

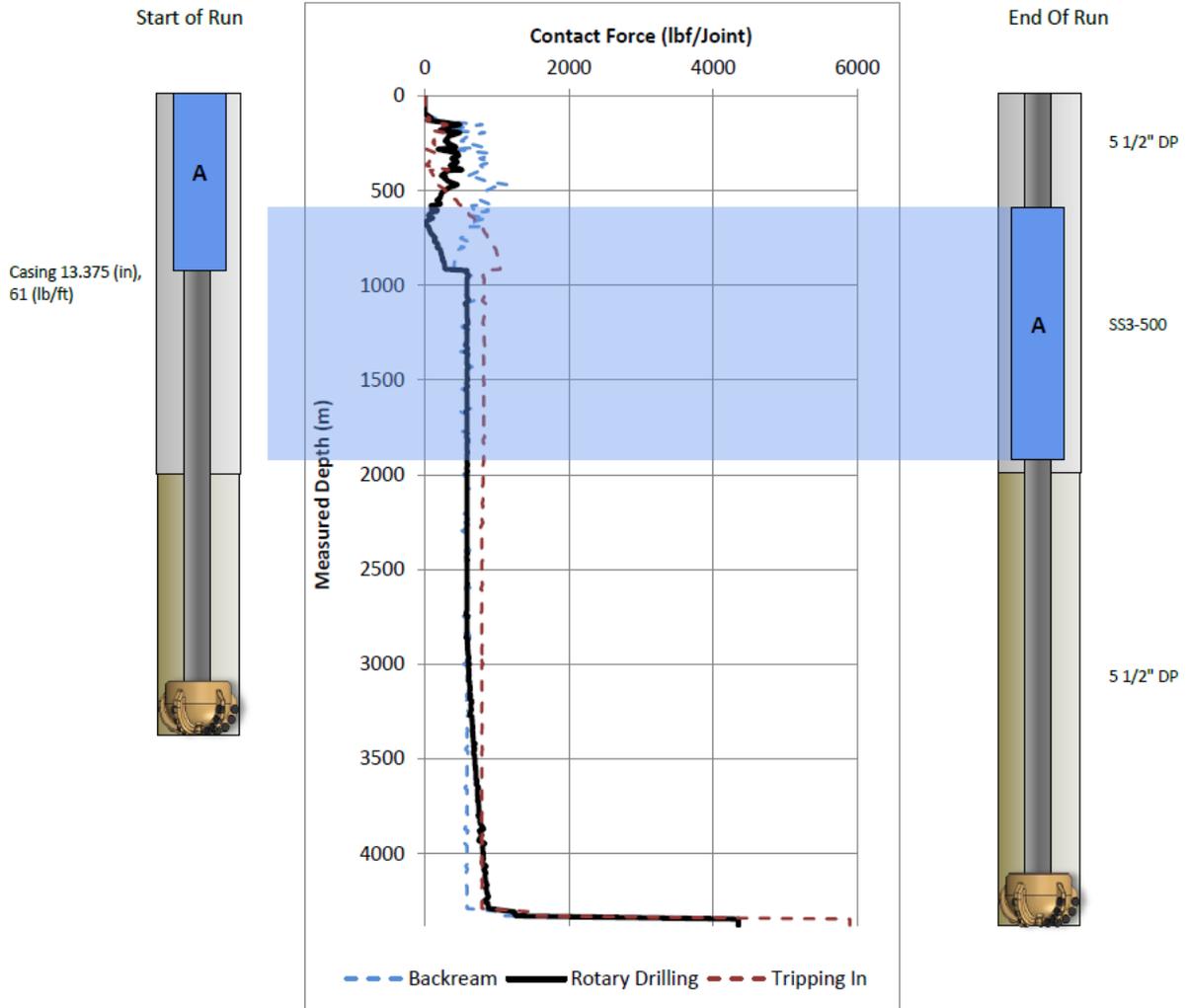
Nella perforazione delle fasi da 12 1/4" ed 8 1/2", per ridurre la torsione in superficie (di circa il 15%), è previsto l'utilizzo dei NRP (Non-Rotating Protectors); oltre a ciò essi permettono anche di ridurre l'usura dei casings (nel nostro caso i 13 3/8" e 9 5/8"), gli stick-slip e le vibrazioni della batteria di perforazione.



### NRDPP nella fase 12 1/4"

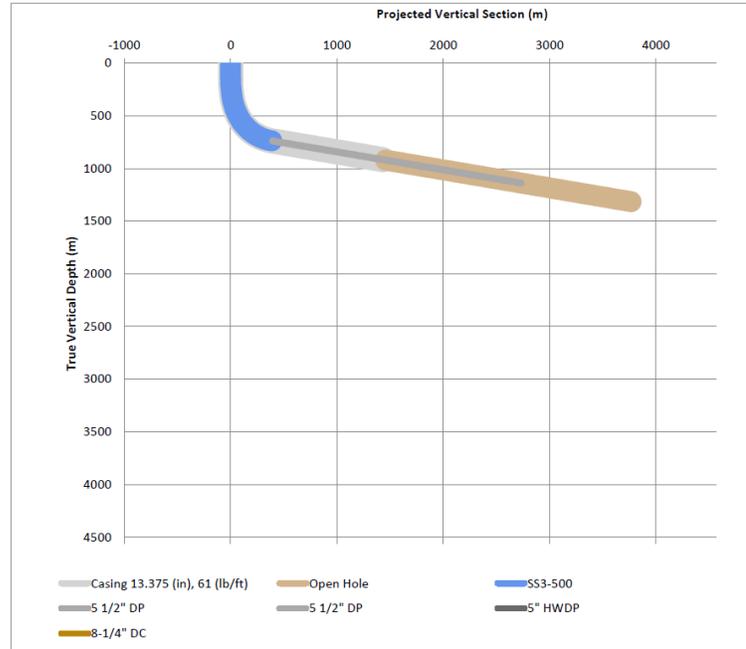
#### Contact Force / Protector Placement Graph

Area of Concern	Placement MD: Start of Run			Placement MD: End Of Run			Protectors Per Joint	Protector Quantity	Model
	Zone	Top	Bottom	Joints	Top	Bottom			
A	0	930	98	600	1930	141	1	141	SS3-500



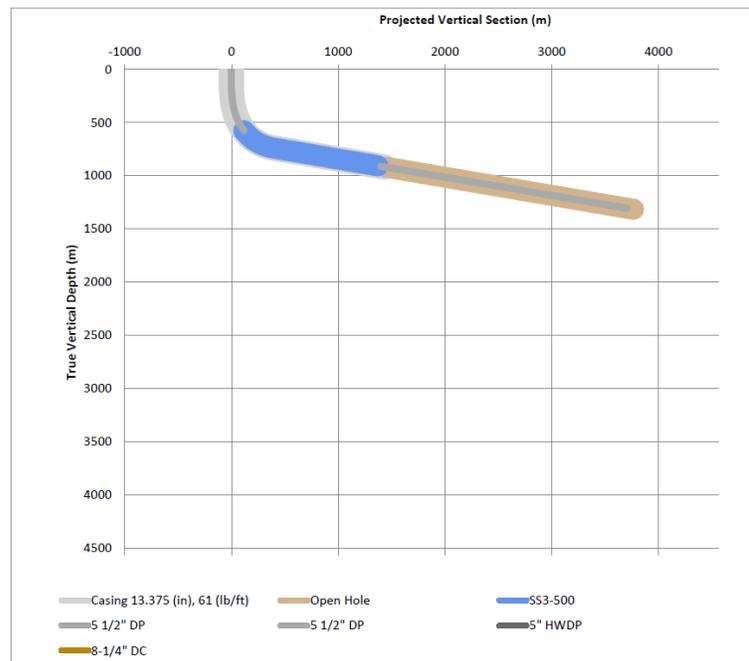
Vertical Section Graph @ Start of 1000m Run

Area of Concern	Placement MD: Start of Run			Placement MD: End Of Run			Protectors Per Joint	Protector Quantity	Model
	Top	Bottom	Joints	Top	Bottom	Joints			
A	0	930	98	600	1930	141	1	141	SS3-500



Vertical Section Graph @ End of 1000m Run

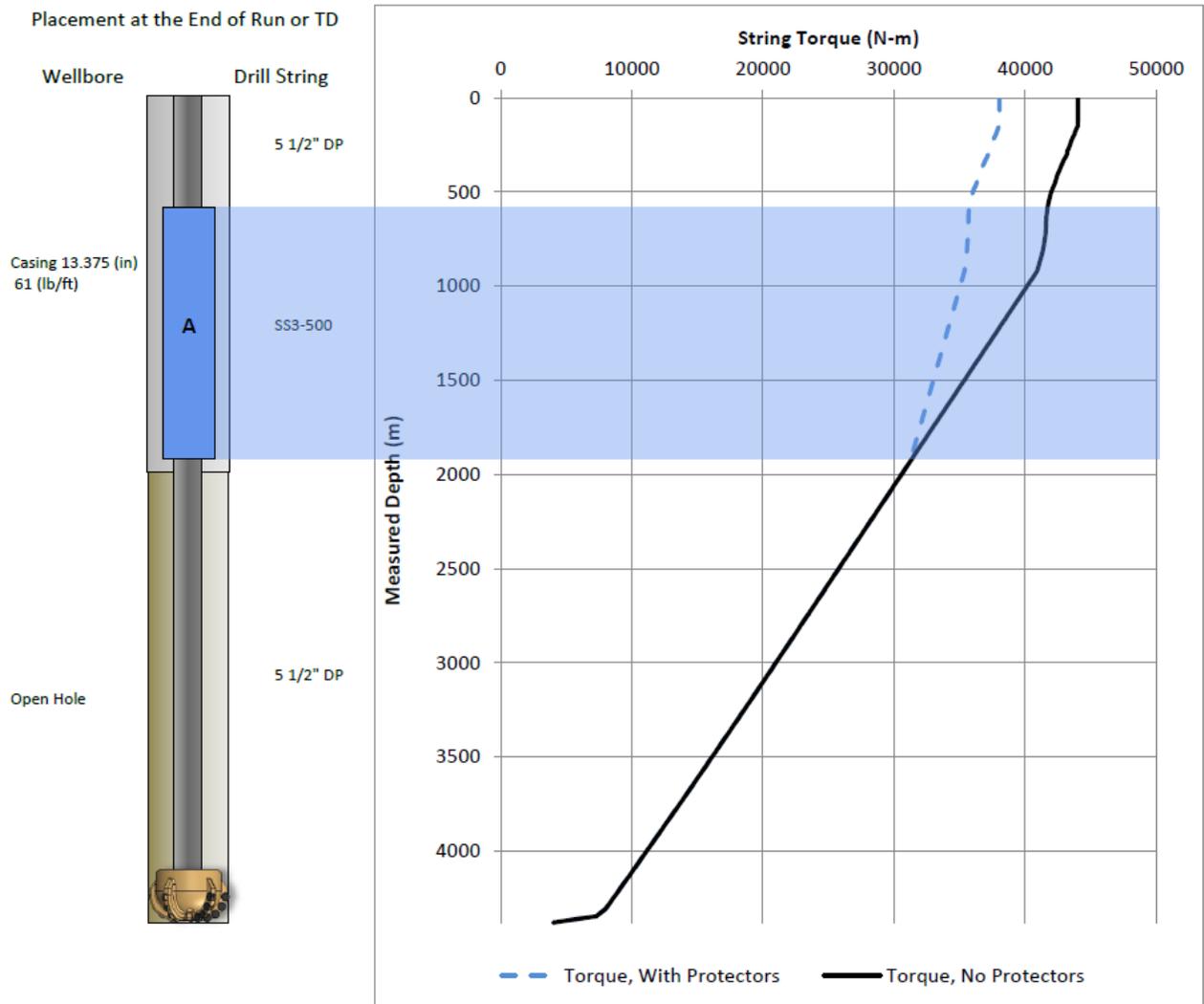
Area of Concern	Placement MD: Start of Run			Placement MD: End Of Run			Protectors Per Joint	Protector Quantity	Model
	Top	Bottom	Joints	Top	Bottom	Joints			
A	0	930	98	600	1930	141	1	141	SS3-500



### Torque Along Drill String Graph

CONDITION	TORQUE NO NRP (N-m)	TORQUE WITH NRP (N-m)	% BENEFIT
DRILLING	44029	38048	14
BACKREAMING	45946	38679	16

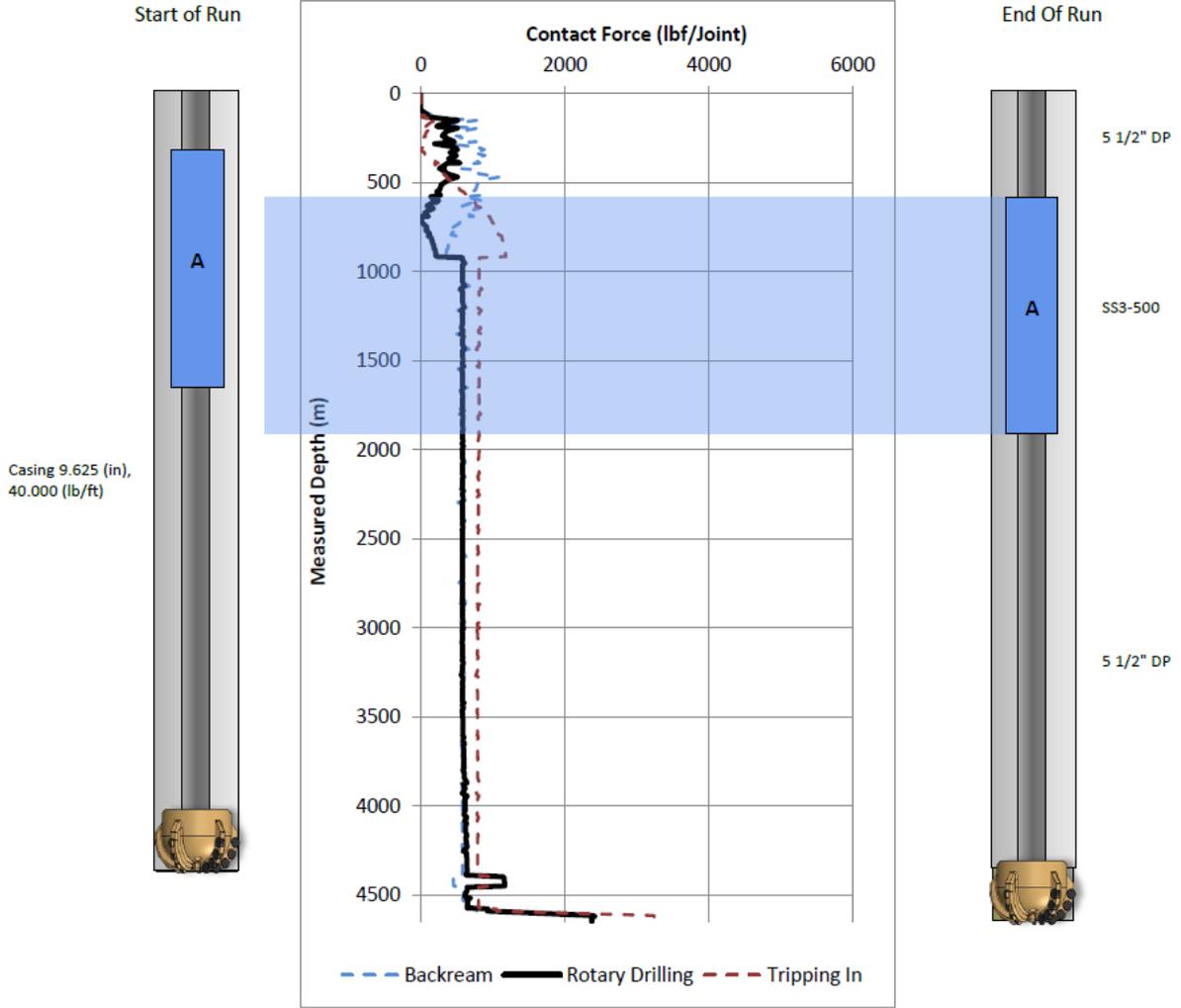
*Protector benefits often include reduced torque, prevention of casing wear, reduced stick-slip and vibration.*



**NRDPP nella fase 8 1/2"**

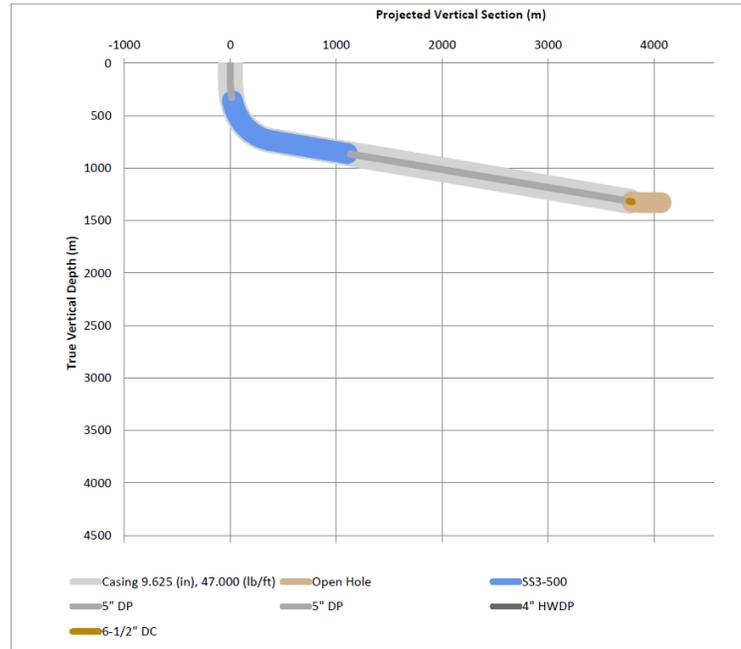
Contact Force / Protector Placement Graph

Area of Concern	Placement MD: Start of Run			Placement MD: End Of Run			Protectors Per Joint	Protector Quantity	Model
	Zone	Top	Bottom	Joints	Top	Bottom			
A	330	1660	141	600	1930	141	1	141	SS3-500



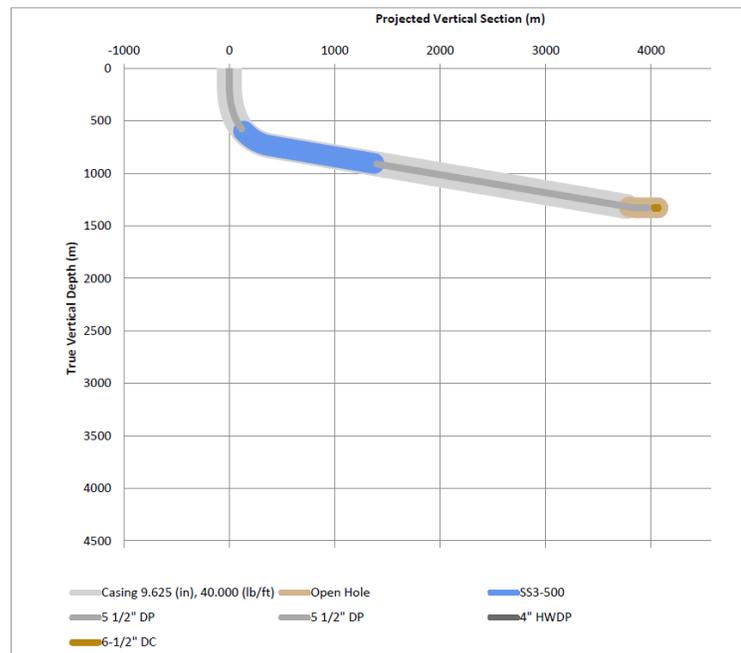
Vertical Section Graph @ start of 240 m Run

Area of Concern	Placement MD: Start of Run			Placement MD: End Of Run			Protectors Per Joint	Protector Quantity	Model
	Top	Bottom	Joints	Top	Bottom	Joints			
A	330	1660	141	600	1930	141	1	141	SS3-500



Vertical Section Graph @ End of 240m Run

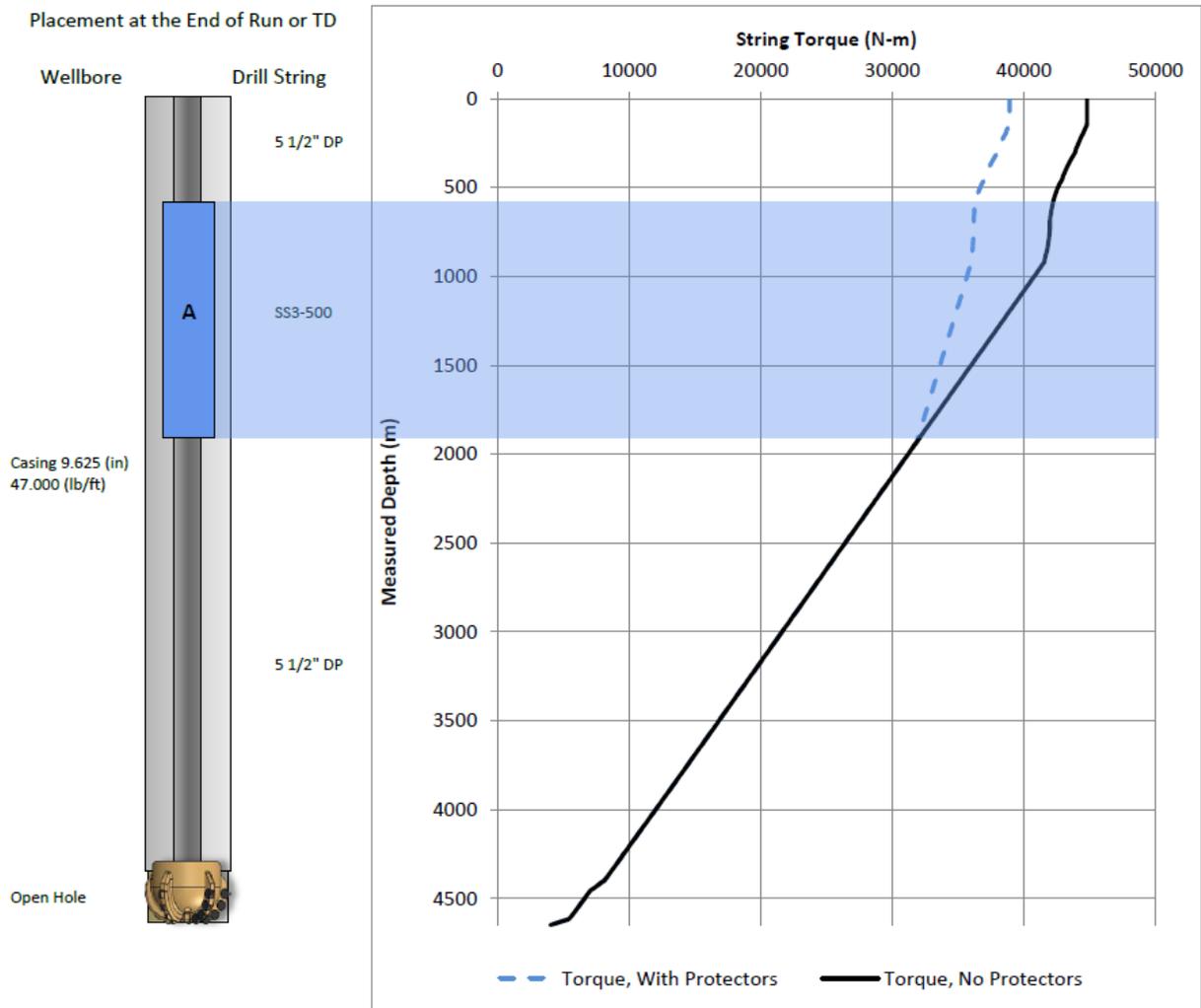
Area of Concern	Placement MD: Start of Run			Placement MD: End Of Run			Protectors Per Joint	Protector Quantity	Model
	Top	Bottom	Joints	Top	Bottom	Joints			
A	330	1660	141	600	1930	141	1	141	SS3-500



Torque Along Drill String Graph

CONDITION	TORQUE NO NRP (N-m)	TORQUE WITH NRP (N-m)	% BENEFIT
DRILLING	44802	38898	13
BACKREAMING	45793	38668	16

*Protector benefits often include reduced torque, prevention of casing wear, reduced stick-slip and vibration.*



### 3.1.19 Idraulica

#### 3.1.19.1 Problemi e scelte sull'idraulica

L'idraulica riveste una grande importanza per la perforazione di Liuba 1 Or soprattutto per gli aspetti riguardanti la pulizia foro. Le portate di circolazione devono essere sostenute per avere una adeguata velocità di risalita del fango capace di trascinare con sé i detriti prodotti dalla perforazione.

I pozzi ERD, essendo normalmente lunghi richiedendo alte portate di circolazione necessitando circuiti fango con una Working Pressure di 7500 psi, il pozzo Liuba 1 Or seppur un ERD difficoltoso per via del suo ratio lunghezza vs profondità, non è estremamente lungo ed inoltre utilizzando le aste di perforazione da 5 ½" la pressione di circolazione non risulta essere elevata. In base ai risultati delle simulazioni idrauliche si ritiene sufficiente una WP di 5000 psi.

Qui di seguito uno specchietto con le portate di circolazione minime da tenere nelle varie fasi con i rispettivi valori di pressione:

#### PERDITE IDRAULICHE - SPP

Fase [in]	SPP [bar]	Portata di riferimento [lpm]
22	228	3800
16	192	3600
12 ¼	208	3000
8 ½	170	1800

#### 3.1.19.2 Circolazione Continua

Uno dei problemi principali dei pozzi ERD è ottenere una buona pulizia foro estremamente difficile da attuare: nel foro molto inclinato si accumula un letto di detriti che potrebbe generare seri problemi (pack off, continui ripassi, instabilità foro, prese di batteria, etc).

Per migliorare la pulizia fore e minimizzare tale problema si prevede di applicare il sistema della circolazione continua che riduce il processo di accumulo dei detriti.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### ***Le tecnologie di circolazione continua di tipo “SUB-based”***

Negli ultimi anni sono state sviluppate diverse tecnologie atte a garantire la circolazione continua del fango in pozzo.

La prima tecnologia portata in campo è stata il “continuous circulation system (CCS) della NOV, che consisteva principalmente di un “BOP speciale” posizionato sul piano sonda. Le altre tecnologie invece sono basate sull’utilizzo di un “SUB” montato su ogni lunghezza di perforazione.

Le principali tecnologie, attualmente sul mercato, sono le seguenti:

- **CFS** - Continuous Flow System – Weatherford
- **E-CD** - Eni Circulating Device – ENI
- **HoD** - Heart of Drilling Continuous Circulation – Drillmec
- **NSD** - Non Stop Driller – Canrig

Tutte queste tecnologie sono caratterizzate dalla presenza di tre elementi fondamentali:

- **SUB**: montato su ogni nuova lunghezza di perforazione, contiene una o più gruppi valvolari che permettono al fango di circolare anche durante le operazioni di avvitanamento/svitamento delle lunghezze: durante queste operazioni, il fango continua a circolare attraverso una valvola laterale presente sul SUB.
- **Manifold**: ha lo scopo di deviare il fango dal Top Drive alla valvola laterale del SUB e viceversa.
- **Dispositivo di connessione Manifold / Valvola laterale SUB**: permette il passaggio del fango attraverso la Valvola laterale.

Il servizio non è ancora assegnato e la compagnia verrà definita in funzione dei risultati di gara.

A titolo di esempio per capire il funzionamento del sistema si considera il sistema HoD della Drillmec qui di seguito descritta come tecnologia di riferimento.

## HoD - Heart of Drilling Continuous Circulation – Drillmec

Il **SUB HoD (DRILLMEC)** monta al suo interno un unico gruppo valvolare caratterizzato da un otturatore esterno, che viene aperto in modo automatico dalla *Clampa HoD*, e da una *flapper* interna che chiude il flusso laterale e assiale a seconda che il fango stia circolando dal Top Drive o dalla *Valvola HoD*.

### Principali vantaggi:

- doppia barriera tra l'interno e l'esterno del SUB → high security
- apertura automatica dell'otturatore esterno da posizione remota
- unico gruppo valvolare all'interno del SUB

### Svantaggi:

- valvola flapper interna → controllo basato sulle pressioni e non di tipo meccanico

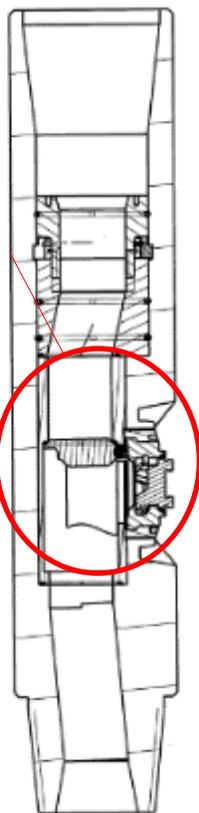


Fig. 3.15: HoD

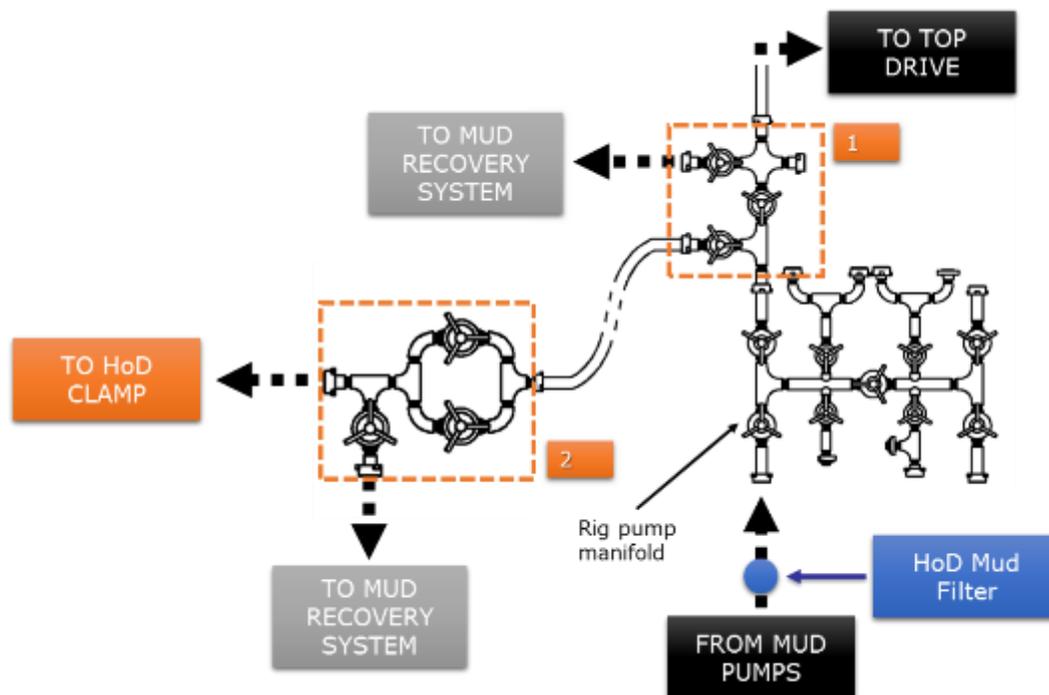
## Manifold

Drillmec è in grado di fornire due soluzioni di manifold:

- a. una soluzione FULLY INTEGRATED cioè che si integra completamente con il manifold di sonda, destinata ad equipaggiare i nuovi impianti realizzati da Drillmec;
- b. una soluzione STAND-ALONE, destinata ad equipaggiare gli impianti in esercizio.

L'**HoD Manifold FULLY INTEGRATED** rappresenta un'evoluzione degli attuali manifold di sonda necessaria per operare in circolazione continua. Essa si compone principalmente di due sottosistemi:

- 1) un sottosistema lato Top Drive, a cui è demandata la deviazione del flusso dal Top Drive al secondo sottosistema;
- 2) un sottosistema lato Sub, che invece svolge tutte le funzioni operative che consentono di realizzare la circolazione laterale mediante la *Valvola HoD* alloggiata nel SUB.



**Figura 3.16: HoD Manifold FULLY INTEGRATED**

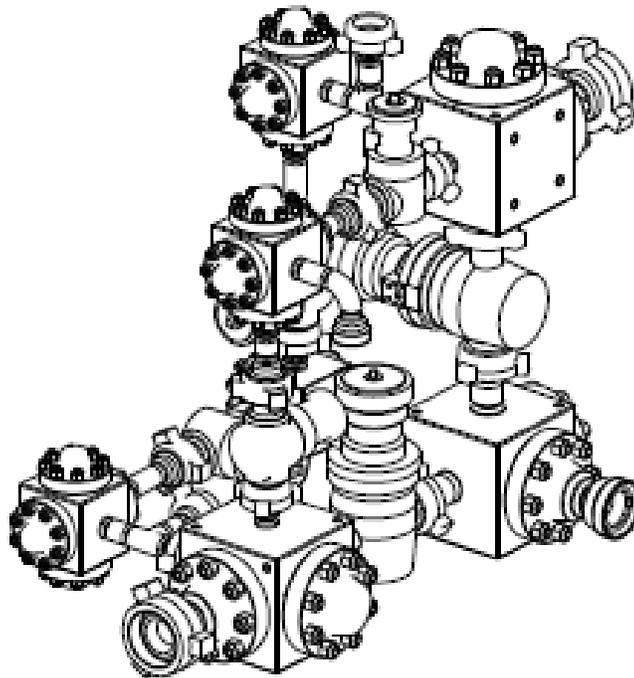
Al fine di garantire la sicurezza durante le operazioni, il sottosistema lato SUB è sempre escluso dal circuito di alimentazione del fango durante le tradizionali fasi di perforazione in cui la circolazione del fango avviene attraverso il Top Drive.

Il controllo delle singole valvole che compongono tale configurazione avviene in remoto direttamente dalla driller cabin.

Principali vantaggi:

- completa integrazione con il manifold di sonda dell'impianto
- circuito "lato SUB" escluso durante la fase di perforazione
- controllo remoto dalla driller cabin

L'**HoD Manifold STAND-ALONE** è progettato per una facile integrazione negli impianti in esercizio, garantendo un ingombro contenuto sul piano sonda.



**Figura 3.17: HoD Manifold STAND ALONE VERSION**

Il controllo delle valvole del Manifold avviene in remoto attraverso un apposito pannello di controllo che comprende anche i comandi della Clampa. Tale pannello può essere posizionato all'interno della driller cabin ed operato direttamente dal driller o in una zona del piano sonda ritenuta sicura.

Principali vantaggi :

- ingombro contenuto sul piano sonda
- pannello di controllo posizionabile in zona sicura

### 3.1.19.3 GeoCVM (Cutting Volume Monitoring)

I problemi dovuti all'instabilità del foro portano a molti non-productive time ed a costi aggiuntivi.

Un importante parametro che il Driller, sul piano sonda, deve monitorare con cura durante la perforazione per cercare di ottimizzarla è il volume di detriti perforati che escono dal pozzo. Problemi di instabilità del foro o un'inadeguata sua pulizia possono causare seri problemi alle operazioni di perforazione con conseguente impatto sul costo del pozzo.

Un'accurata misurazione in tempo reale dei detriti di perforazione che escono dal pozzo è essenziale per una corretta valutazione delle condizioni del foro che si sta perforando, in combinazione con l'Analisi geo-meccanica sulla Stabilità del Foro ed alle altre informazioni e dati disponibili.

Un metodo di monitoraggio della presenza di frana nel foro perforato o di una sua scarsa pulizia è quello di comparare il reale volume detriti usciti dal pozzo con quello teorico calcolato col volume del foro perforato (**fig. 3.18**). Infatti il volume di detriti che esce dal pozzo dovrebbe corrispondere col volume di formazione perforata.

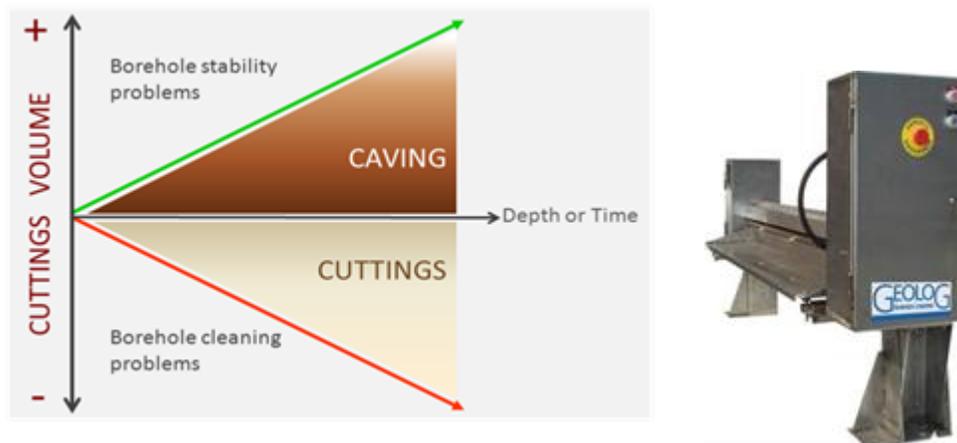


Figura 3.18: Cutting Volume Monitoring & suo grafico

Questa operazione è normalmente effettuata dopo le operazioni di perforazione del foro con l'acquisizione del Log Caliper, ma in molti casi può essere troppo tardi.

L'intervento immediato, durante le operazioni di perforazione del foro, per correggere la reologia/densità del fango e/o i parametri di perforazione, può risultare essenziale per evitare seri problemi alle operazioni di perforazione.

La conoscenza delle condizioni del pozzo durante la perforazione può essere ottenuta solamente con una diretta misurazione dei detriti che arrivano in superficie.

Un appropriato processo dei dati sul peso dei detriti che arrivano in superficie permette di valutare in tempo reale il volume e la portata di detriti che escono dal pozzo e potere correlare tali dati con gli eventi che succedono in pozzo durante le operazioni di perforazione (es. durante la perforazione, la circolazione, le manovre etc).

Geolog (in cooperazione con Eni) ha sviluppato negli anni scorsi il più efficiente metodo di misurazione del peso dei detriti presi al vibrovaglio durante la perforazione e le circolazioni.

Un macchinario pesa detriti è installata di fronte ad ogni vibrovaglio (**fig. 3.19**) e connessa al sistema acquisizione dati della Mud Logging.



**Figura 3.19: Installazione di un Sistema di CVM composto da quattro macchine**

Un software trasforma in tempo reale il peso dei detriti bagnati presi ai vibrovagli in un volume ed i risultati sono graficamente mostrati sul piano sonda e nell'ufficio del Rappresentante della Compagnia (il Drilling Supervisor o Company Man).

I dati dei CVM sono rappresentati/valutati sia verso la profondità e sia verso il tempo in modo da ottenere un'istantanea ed immediata situazione del foro durante le varie operazioni di perforazione (fig. 3.20).

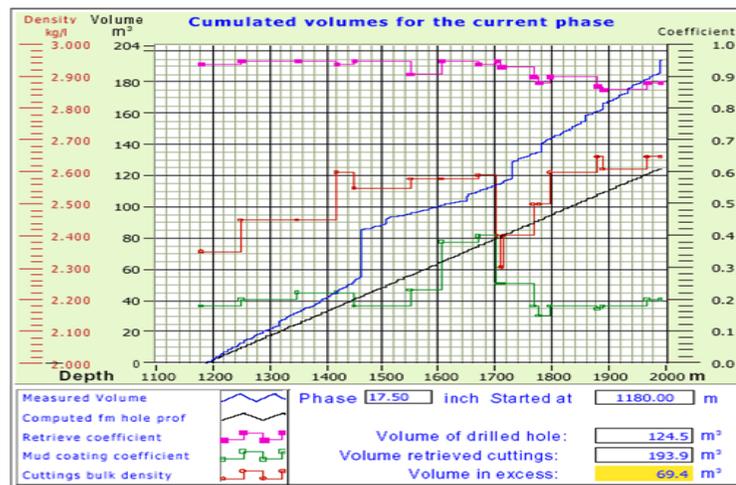


Figura 3.20: Dati CVM vs profondità e tempo

I risultati di tali analisi sono rese disponibili al Rappresentante della Compagnia

Committente ed al Driller (sul piano sonda) in tempo reale. Usando WellComs  (Sistema Web della Geolog di trasmissione in tempo reale) tali dati/registrazioni possono essere resi disponibili anche in vari altri luoghi remoti scelti dal Cliente.

Le informazioni registrate in tempo reale sono:

- Il peso cumulativo dei detriti.
- Il volume cumulativo dei detriti.
- La portata dei detriti in uscita dal pozzo in volume riferita al tempo.
- La portata dei detriti in uscita dal pozzo in volume riferita alla profondità corretta con il tempo della loro risalita.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- Il rapporto tra la portata di detriti in uscita dal pozzo e l'incremento del volume del foro dovuto all'avanzamento della perforazione.

Questa Tecnologia è particolarmente adatta per pozzi deviati, orizzontali e soprattutto per pozzi Extended Reach (come Liuba 1 Or) dove le difficoltà di pulizia foro sono maggiori. Tale Tecnologia può essere d'aiuto nel:

- Ottimizzare l'efficienza della perforazione.
- Prevenire le prese di batteria.
- Modificare le procedure delle manovre per renderle più sicure.
- Essere un'alternativa al Log Caliper quando questo non è disponibile (come per il foro da 16" di Liuba 1 Or).
- Modificare il Programma Fango per renderlo più compatibile con la formazione perforata.
- Modificare un qualsiasi parametro di perforazione per rendere la perforazione stessa più sicura ed efficiente.

In ogni caso di discrepanza tra il volume teorico del foro perforato e il volume misurato dei detriti in uscita dal pozzo gli specialisti Geolog, assieme al Rappresentante della Compagnia Committente, al Mud Engineer ed al Rappresentante della Contrattista di Perforazione, potranno essere in grado di individuare la possibile causa di tale discrepanza e potere correggere le proprietà del fango oppure i parametri di perforazione per cercare di migliorare la situazione ed evitare serie conseguenze.

Con la Tecnologia dei CVM è possibile quindi riuscire a capire in tempo reale la situazione del foro in perforazione (es. quando c'è una frana oppure quando i detriti rimangono in pozzo e creano un letto di detriti nella bassa del foro) e quindi essere in grado di fare le opportune correzioni. Inoltre tale Tecnologia CVM offre al Mud Engineer delle utili informazioni per potere rendere il fango più efficiente.

Se, per esempio, il CVM mette in evidenza che il volume detriti in uscita è notevolmente minore del teorico, ciò potrebbe essere messo in relazione con la bassa efficienza del sistema fango a pulire il foro. Per migliorare l'efficienza del

sistema fango nella pulizia foro potrebbe essere deciso di correggere il fango, di circolare maggiormente, di pompare dei cuscini viscosi od addirittura cambiare fango in modo da evitare possibili pack-off, sovratiri durante le estrazioni e prese di batteria.

Il meccanismo di tale tecnologia dei CVM è pienamente descritta nel paper "IADC World Drilling 2004" (disponibile anche nel Geolog web site: [www.geologinternational.com](http://www.geologinternational.com)).

Il sistema CVM della Geolog ha i seguenti vantaggi rispetto ad altri sistemi comparativi:

- L'utilizzo di quattro celle di carico permette al Sistema Geolog di garantire una maggiore linearità di misurazione dei detriti su tutta la gamma (**fig. 3.21**).
- Di affidabilità.
- Di dimensioni ed ingombri delle macchine.
- Nella determinazione delle proprietà dei detriti.
- Nel calcolo del volume del foro perforato.

Questo permette di avere migliori ed affidabili dati/informazioni sullo stato reale del foro durante la perforazione.



**Figura 3.21:** Quattro celle di carico per garantire una maggiore linearità di misurazione di tutta la gamma dei detriti

**N.B.:** per potere descrivere la Tecnologia ed i suoi effetti sulla perforazione del pozzo si è analizzato il sistema della Società Mud Logging Geolog, Il servizio

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

potrebbe essere fornita da una Compagnia diversa scelta in abbinamento al servizio Mud Logging.

### 3.1.19.4 Fase 22" a 300 mMD (299,6 mVD)

General				Drill String							
Max Allw.SPP		300.0 bar		Type	Length m	OD in	ID in	TJ in \ in	Weight lb/ft		
Surface Equipment		Type 4		DP - FH / S-135	47.10	5 1/2	4.778	6 29/32 \ 3	21.90		
Bit Depth		300.00	Bit TVD	Sub - X/O	1.00	5 1/2	3		208.22		
Bit Nozzles in/32		3x20\ 18	TFA	HWDP - NC50 / HW-55	82.80	5	3	6 5/8 \ 3 1/16	50.36		
			1.1689 in^2	Sub - X/O	1.00	8 1/4	2.759		208.22		
Drilling Fluid				DC - 6 5/8 API REG	55.80	8 1/4	2 13/16		161.00		
Mud System		Water Based		Jar	9.60	8	2 1/2		217.05		
Mud Weight		1.15 kg/l		DC - 6 5/8 API REG	18.60	8 1/4	2 13/16		161.00		
PV \ YP		15.00 cP \ 20.00 lbf/100ft^2		Sub - X/O	1.00	9 1/2	3		216.89		
Gel Strength, 10s\10min		8 \ 16 lbf/100ft^2		DC - 7 5/8 API REG.	55.80	9 1/2	3		217.00		
Rheological Model		Robertson-Stiff		Bypass - Single acti ...	3.10	9 5/8	3	9.370 \ 2.374	219.33		
		K: 6.080[P] N: 0.533[-] sri: 24.464[1/s]		NM Sub - filter	1.50	9 1/2	3	9.488 \ 4	197.61		
Casing / Open Hole				Sub - float	0.80	9 1/2	3	9.528 \ 3	216.89		
Type	OD in	ID in	Bottom MD m	MWD - NaviTrak/INTEQ	10.50	9 1/2	3		325.34		
Casing	26	24 1/2	50.00	PDM - X-treme/INTEQ	9.70	9 1/2	3		226.49		
Openhole		22	300.00	MWD - TRUTRAK/INTEQ	1.30	9 1/2	2		248.63		
Volumes bbl				Bit - insert - rolle ...	0.40	22			302.39		
Annulus Volume		427.15	Hole Volume								
String Displacement		43.95	String Volume								
		10.20									
Flowrate	l/min	4000	3900	3800	3700	3600	3500	3400	3300	3200	3100
Bit Hydraulics											
SPP	bar	247.2	237.7	228.4	219.2	210.3	201.6	193.0	184.7	176.6	168.7
Surface HP	kW	1648.14	1544.96	1446.23	1351.85	1261.74	1175.78	1093.87	1015.93	941.85	871.53
Bit Pressure Drop	bar	43.2	41.1	39.0	37.0	35.0	33.1	31.2	29.4	27.6	25.9
%SPP	%	17	17	17	17	17	16	16	16	16	15
Jet Velocity	m/s	88.40	86.19	83.98	81.77	79.56	77.35	75.14	72.93	70.72	68.51
Impact Force	lbf/in^2	4.01	3.81	3.62	3.43	3.25	3.07	2.90	2.73	2.57	2.41
HSI	HP/in^2	1.03	0.95	0.88	0.82	0.75	0.69	0.63	0.58	0.53	0.48
TFA For Max SPP	in^2	0.7842	0.7367	0.6938	0.6549	0.6191	0.5862	0.5555	0.5269	0.5000	0.4748
Bit Pressure Drop	bar	96.0	103.4	110.6	117.7	124.7	131.5	138.2	144.7	151.0	157.3
Jet Velocity	m/s	131.78	136.76	141.48	145.96	150.21	154.26	158.11	161.80	165.32	168.68
Impact Force	lbf/in^2	5.97	6.05	6.09	6.12	6.13	6.12	6.09	6.05	6.00	5.93
HSI	HP/in^2	2.29	2.40	2.51	2.60	2.68	2.74	2.80	2.85	2.88	2.91
System Pressure Loss - W/O Cuttings Effect											
Surf Equip	bar	8.4	8.0	7.6	7.3	6.9	6.6	6.2	5.9	5.6	5.3
DP, CSG, LNR, TBG	bar	1.4	1.4	1.3	1.2	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9
HWDP/CSDP	bar	16.9	16.2	15.6	14.9	14.3	13.7	13.1	12.5	11.9	11.3
DC/CT	bar	30.6	29.4	28.2	27.1	25.9	24.8	23.7	22.6	21.5	20.5
MWD/VertiTrak	bar	89.6	85.2	81.0	76.8	72.8	68.9	65.1	61.4	57.8	54.4
Motor	bar	51.1	50.6	50.0	49.5	49.0	48.4	47.9	47.3	46.8	46.3
Additional Tools	bar	5.9	5.7	5.5	5.2	5.0	4.8	4.6	4.4	4.2	4.0
Annulus	bar	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
ECD - CSG Shoe	kg/l	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15
ECD - Bottomhole	kg/l	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16
Annular Velocities m/min Flow Regime											
Hole ID in	String OD in										
24 1/2	5 1/2	13.849 L	13.503 L	13.157 L	12.811 L	12.464 L	12.118 L	11.772 L	11.426 L	11.079 L	11.079 L
24 1/2	5	13.723 L	13.380 L	13.037 L	12.694 L	12.351 L	12.008 L	11.664 L	11.321 L	10.978 L	10.978 L
22	5	17.198 L	16.769 L	16.339 L	15.909 L	15.479 L	15.049 L	14.619 L	14.189 L	13.759 L	13.759 L
22	8 1/4	18.979 L	18.505 L	18.030 L	17.556 L	17.081 L	16.607 L	16.132 L	15.658 L	15.183 L	15.183 L
Fluid Circulation Times											
Surface to Bit	s	24.58	25.21	25.87	26.57	27.31	28.09	28.92	29.79	30.73	31.72
Bottom Up	s	1019.57	1045.72	1073.24	1102.24	1132.86	1165.23	1199.50	1235.85	1274.47	1315.58

### 3.1.19.5 Fase 16" a 2000 mMD (919 mVD)

General				Drill String							
Max Allw.SPP	300.0 bar			Type	Length	OD	ID	TJ	Weight		
Surface Equipment	Type 4				m	in	in	in \ in	lb/ft		
Bit Depth	2000.00	Bit TVD	919 m	DP - FH / S-135	1778.30	5 1/2	4.778	7 1/2 \ 3	21.90		
Bit Nozzles in/32	5x15	TFA	0.8629 in^2	Sub - X/O	0.80	5 1/2	3		146.82		
Drilling Fluid				HWDP - NC50 / HW-55	139.50	5	3	6 5/8 \ 3 1/16	50.36		
Mud System	Oil Based			Jar	8.60	6 3/4	2 1/2		242.25		
Mud Weight	1.22 kg/l			HWDP - NC50 / HW-55	46.50	5	3	6 5/8 \ 3 1/16	50.36		
PV \ YP	15.00 cP \ 28.00 lbf/100ft^2			Sub - X/O	0.80	9 1/2	3		146.82		
Gel Strength, 10s\10min	8 \ 20 lbf/100ft^2			Bypass - PBL/INTEQ	3.10	9 1/2	3	9.449 \ 3	216.89		
Rheological Model	Robertson-Stiff			NM Sub - filter	2.10	9 1/2	3	9.449 \ 4	198.21		
	K: 14.070[P] N: 0.434[-] sri: 4.359[1/s]			Sub - float	0.70	9 1/2	3	9 1/2 \ 3	216.89		
Casing / Open Hole				NM Sub - stop	0.80	9 1/2	3		208.22		
Type	OD	ID	Bottom MD	MWD - BCPM HP 57mm/I ...	3.60	9 1/2	3		345.36		
	in	in	m	MWD - stab - mod	1.80	9 1/2	3 1/8		214.85		
Casing	18 5/8	17.705	300.00	MWD - ONTRAK/INTEQ	7.00	9 1/2	3		345.36		
Openhole		16	2000.00	Flex sub w/ Stab	3.50	9 1/2	3 1/8		214.85		
Volumes bbl				ATK - 9-1/2" ATK G3 ...	2.50	9 1/2	2		278.44		
Annulus Volume	1,483.65	Hole Volume	1,686.74	Bit - PDC - fixed cu ...	0.40	16			280.00		
String Displacement	71.38	String Volume	131.71								
Flowrate	l/min	3800	3700	3600	3500	3400	3300	3200	3100	3000	2900
Bit Hydraulics											
SPP	bar	210.8	201.3	191.9	182.7	173.8	165.1	156.5	148.2	140.1	132.2
Surface HP	kW	1335.14	1241.05	1151.37	1066.01	984.85	907.81	834.79	765.68	700.39	638.81
Bit Pressure Drop	bar	75.9	71.9	68.1	64.4	60.8	57.2	53.8	50.5	47.3	44.2
%SPP	%	36	36	35	35	35	35	34	34	34	33
Jet Velocity	m/s	113.77	110.77	107.78	104.79	101.79	98.80	95.81	92.81	89.82	86.82
Impact Force	lbf/in^2	9.83	9.32	8.82	8.34	7.87	7.41	6.97	6.54	6.13	5.72
HSI	HP/in^2	3.25	3.00	2.76	2.54	2.33	2.13	1.94	1.76	1.60	1.44
TFA For Max SPP	in^2	0.5850	0.5602	0.5364	0.5137	0.4919	0.4709	0.4507	0.4311	0.4122	0.3940
Bit Pressure Drop	bar	165.1	170.7	176.2	181.6	187.0	192.2	197.3	202.3	207.2	212.0
Jet Velocity	m/s	167.79	170.63	173.36	176.01	178.57	181.04	183.44	185.76	188.00	190.17
Impact Force	lbf/in^2	14.50	14.35	14.19	14.01	13.80	13.58	13.35	13.09	12.82	12.54
HSI	HP/in^2	7.07	7.12	7.15	7.16	7.16	7.15	7.12	7.07	7.01	6.93
System Pressure Loss - W/O Cuttings Effect											
Surf Equip	bar	8.0	7.6	7.2	6.9	6.5	6.2	5.9	5.5	5.2	4.9
DP, CSG, LNR, TBG	bar	47.8	45.8	43.9	42.0	40.1	38.2	36.4	34.7	32.9	31.2
HWDP/CDSP	bar	32.3	31.0	29.7	28.5	27.2	26.0	24.8	23.6	22.5	21.3
MWD/AutoTrak	bar	39.5	37.7	36.0	34.3	32.7	31.1	29.5	28.0	26.5	25.1
Additional Tools	bar	5.3	5.0	4.8	4.6	4.4	4.2	4.0	3.9	3.7	3.5
Annulus	bar	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.0	2.0	2.0	2.0	1.9
ECD - CSG Shoe	kg/l	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23
ECD - Bottomhole	kg/l	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24
Annular Velocities m/min Flow Regime											
Hole ID in	String OD in										
17.705	5 1/2	26.479 L	25.783 L	25.086 L	24.389 L	23.692 L	22.995 L	22.298 L	21.602 L	20.905 L	20.905 L
16	5 1/2	33.220 L	32.346 L	31.471 L	30.597 L	29.723 L	28.849 L	27.975 L	27.100 L	26.226 L	26.226 L
16	5	32.465 L	31.611 L	30.756 L	29.902 L	29.048 L	28.193 L	27.339 L	26.485 L	25.630 L	25.630 L
Fluid Circulation Times											
Surface to Bit	s	340.50	349.70	359.41	369.68	380.55	392.09	404.34	417.38	431.29	446.17
Bottom Up	s	3744.36	3845.56	3952.38	4065.30	4184.87	4311.68	4446.42	4589.86	4742.85	4906.40

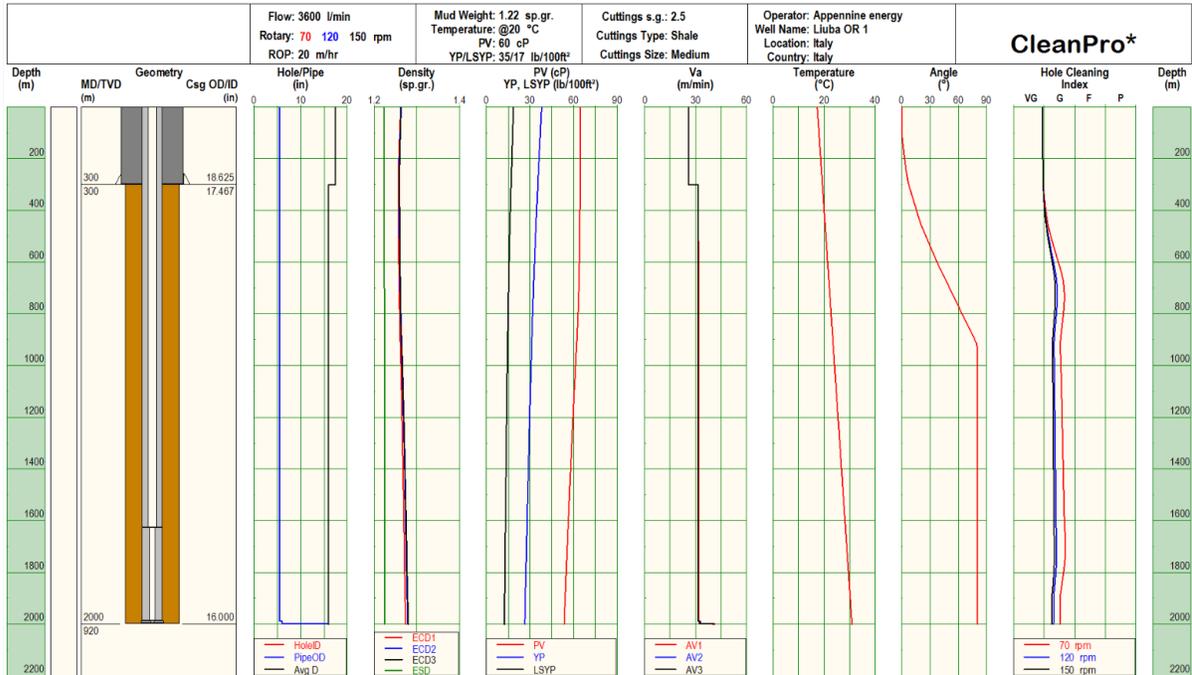
3.1.19.6 Fase 12 1/4" a 4351 mMD (1313 mVD)

General				Drill String							
Max Allw.SPP	300.0 bar			Type	Length	OD	ID	TJ	Weight		
Surface Equipment	Type 4				m	in	in	in \ in	lb/ft		
Bit Depth	4352.00	Bit TVD	1318.00 m	DP - FH / S-135	4128.60	5 1/2	4.778	6 29/32 \ 3	21.90		
Bit Nozzles in/32	8x12	TFA	0.8836 in^2	Sub - X/O	0.80	5 1/2	3		146.82		
Drilling Fluid				HWDP - NC50 / HW-55	139.50	5	3	6 5/8 \ 3 1/16	50.36		
Mud System	Oil Based			Jar	8.60	6 3/4	2 1/2		242.25		
Mud Weight	1.30 kg/l			HWDP - NC50 / HW-55	46.50	5	3	6 5/8 \ 3 1/16	50.36		
PV \ YP	15.00 cP \ 24.00 lbf/100ft^2			Sub - X/O	0.80	8	3		146.82		
Gel Strength, 10s\10min	8 \ 24 lbf/100ft^2			Bypass - PBL/INTEQ	3.10	8	3	9.449 \ 3	216.89		
Rheological Model	Robertson-Stiff			NM Sub - filter	2.10	8	3	9.449 \ 4	198.21		
	K: 9.710[P] N: 0.478[-] sri: 11.496[1/s]			Sub - float	0.70	8	3	9 1/2 \ 3	216.89		
Casing / Open Hole				NM Sub - stop	0.80	9 1/2	3		208.22		
Type	OD	ID	Bottom MD	MWD - BCPM HP 57mm/I ...	3.60	9 1/2	3		345.36		
	in	in	m	MWD - stab - mod	1.80	9 1/2	3 1/8		214.85		
Casing	13 3/8	12.615	2000.00	MWD - ONTRAK/INTEQ	7.00	9 1/2	3		345.36		
Openhole		12 1/4	4352.00	Flex sub w/ Stab	3.50	9 1/2	3 1/8		214.85		
Volumes bbl				MWD - ZONETRAK	1.80	9 1/2	3		325.34		
Annulus Volume	1,705.54	Hole Volume	2,139.25	ATK - 9-1/2" ATK G3 ...	2.50	9 1/2	2		278.44		
String Displacement	136.13	String Volume	297.58	Bit - PDC - fixed cu ...	0.30	12 1/4			240.00		
Flowrate	l/min	3200	3100	3000	2900	2800	2700	2600	2500	2400	2300
Bit Hydraulics											
SPP	bar	231.2	219.3	207.7	196.4	185.4	174.6	164.2	154.0	144.2	134.6
Surface HP	kW	1233.00	1133.11	1038.58	949.29	865.10	785.87	711.47	641.76	576.61	515.87
Bit Pressure Drop	bar	54.7	51.3	48.1	44.9	41.9	38.9	36.1	33.4	30.8	28.3
%SPP	%	24	23	23	23	23	22	22	22	21	21
Jet Velocity	m/s	93.56	90.64	87.71	84.79	81.86	78.94	76.02	73.09	70.17	67.25
Impact Force	lbf/in^2	12.37	11.61	10.87	10.16	9.47	8.81	8.17	7.55	6.96	6.39
HSI	HP/in^2	3.36	3.06	2.77	2.50	2.25	2.02	1.80	1.60	1.42	1.25
TFA For Max SPP	in^2	0.5880	0.5509	0.5171	0.4859	0.4570	0.4301	0.4049	0.3812	0.3587	0.3375
Bit Pressure Drop	bar	123.5	132.0	140.3	148.5	156.5	164.3	171.9	179.4	186.6	193.7
Jet Velocity	m/s	140.60	145.36	149.88	154.18	158.27	162.16	165.88	169.43	172.83	176.07
Impact Force	lbf/in^2	18.59	18.62	18.58	18.48	18.31	18.10	17.82	17.51	17.14	16.74
HSI	HP/in^2	7.60	7.87	8.10	8.28	8.42	8.53	8.59	8.62	8.61	8.56
System Pressure Loss - W/O Cuttings Effect											
Surf Equip	bar	6.2	5.8	5.5	5.2	4.8	4.5	4.2	4.0	3.7	3.4
DP, CSG, LNR, TBG	bar	91.2	86.7	82.3	78.0	73.8	69.7	65.6	61.7	57.8	54.1
HWDP/CSDP	bar	27.3	26.0	24.7	23.4	22.2	21.0	19.8	18.6	17.5	16.3
MWD/AutoTrak	bar	38.4	36.4	34.4	32.5	30.6	28.7	27.0	25.2	23.6	22.0
Additional Tools	bar	4.5	4.3	4.1	3.9	3.6	3.4	3.3	3.1	2.9	2.7
Annulus	bar	8.9	8.8	8.7	8.6	8.5	8.3	8.2	8.1	8.0	7.9
ECD - CSG Shoe	kg/l	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34
ECD - Bottomhole	kg/l	1.37	1.37	1.37	1.37	1.37	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36
Annular Velocities m/min Flow Regime											
Hole ID in	String OD in										
12.615	5 1/2	48.998 L	47.467 L	45.936 L	44.405 L	42.873 L	41.342 L	39.811 L	38.280 L	36.749 L	36.749 L
12 1/4	5 1/2	52.710 L	51.063 L	49.415 L	47.768 L	46.121 L	44.474 L	42.827 L	41.179 L	39.532 L	39.532 L
12 1/4	5	50.497 L	48.919 L	47.341 L	45.763 L	44.185 L	42.607 L	41.029 L	39.451 L	37.873 L	37.873 L
Fluid Circulation Times											
Surface to Bit	s	914.26	943.75	975.21	1008.84	1044.87	1083.57	1125.24	1170.25	1219.01	1272.01
Bottom Up	s	5120.12	5285.28	5461.46	5649.78	5851.56	6068.29	6301.68	6553.75	6826.82	7123.64

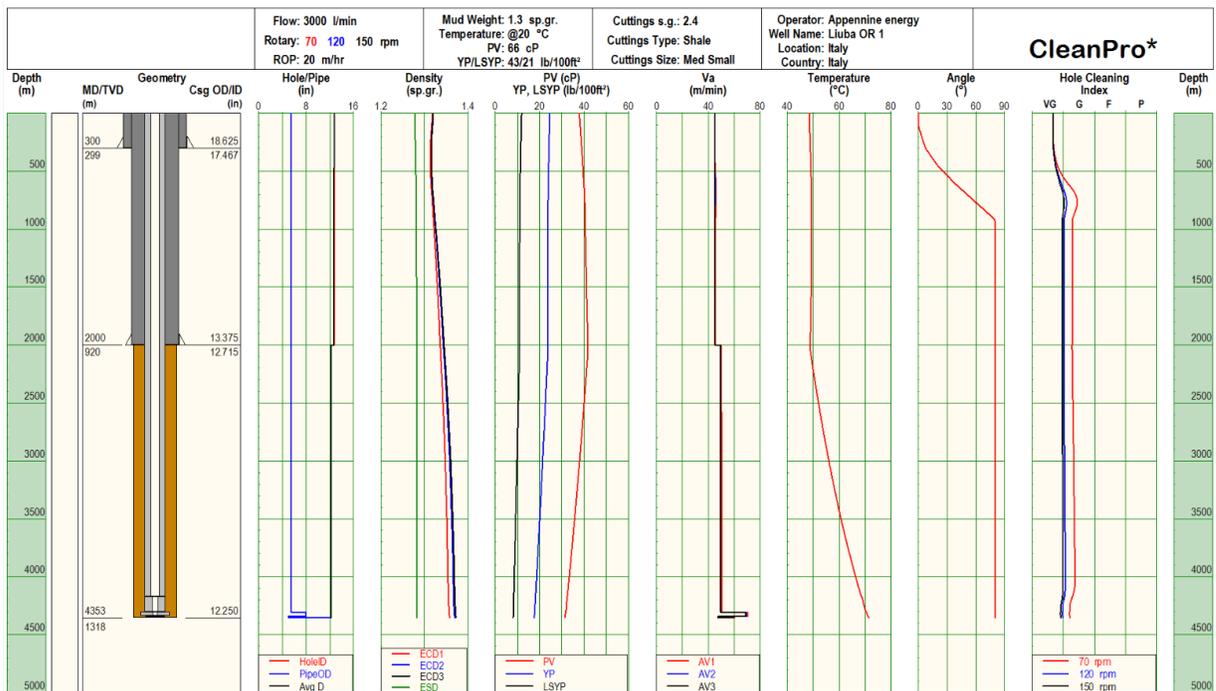
### 3.1.19.7 Fase 8 1/2" a 4586 mMD (1322 mVD)

General				Drill String							
Max Allw.SPP	300.0 bar			Type	Length	OD	ID	TJ	Weight		
Surface Equipment	Type 4			DP - FH / S-135	4128.60	5 1/2	4.778	6 29/32 \ 3	21.90		
Bit Depth	4351.00	Bit TVD	1313 m	Sub - X/O	0.80	5 1/2	3		146.82		
Bit Nozzles	in/32 8x12	TFA	0.8836 in^2	HWDP - NC50 / HW-55	139.50	5	3	6 5/8 \ 3 1/16	50.36		
<b>Drilling Fluid</b>				Jar	8.60	6 3/4	2 1/2		242.25		
Mud System	Oil Based			HWDP - NC50 / HW-55	46.50	5	3	6 5/8 \ 3 1/16	50.36		
Mud Weight	1.30 kg/l			Sub - X/O	0.80	8	3		146.82		
PV \ YP	15.00 cP \ 24.00 lbf/100ft^2			Bypass - PBL/INTEQ	3.10	8	3	9.449 \ 3	216.89		
Gel Strength, 10s\10min	8 \ 24 lbf/100ft^2			NM Sub - filter	2.10	8	3	9.449 \ 4	198.21		
Rheological Model	Robertson-Stiff			Sub - float	0.70	8	3	9 1/2 \ 3	216.89		
	K: 9.710[P] N: 0.478[-] sri: 11.496[1/s]			NM Sub - stop	0.80	9 1/2	3		208.22		
<b>Casing / Open Hole</b>				MWD - BCPM HP 57mm/I ...	3.60	9 1/2	3		345.36		
Type	OD	ID	Bottom MD	MWD - stab - mod	1.80	9 1/2	3 1/8		214.85		
Casing	13 3/8	12.615	2000.00	MWD - ONTRAK/INTEQ	7.00	9 1/2	3		345.36		
Openhole		12 1/4	4352.00	Flex sub w/ Stab	3.50	9 1/2	3 1/8		214.85		
<b>Volumes bbl</b>				MWD - ZONETRAK	1.80	9 1/2	3		325.34		
Annulus Volume	1,705.54	Hole Volume	2,139.25	ATK - 9-1/2" ATK G3 ...	2.50	9 1/2	2		278.44		
String Displacement	136.13	String Volume	297.58	Bit - PDC - fixed cu ...	0.30	12 1/4			240.00		
Flowrate	l/min	3200	3100	3000	2900	2800	2700	2600	2500	2400	2300
<b>Bit Hydraulics</b>											
SPP	bar	231.2	219.3	207.7	196.4	185.4	174.6	164.2	154.0	144.2	134.6
Surface HP	kW	1233.00	1133.11	1038.58	949.29	865.10	785.87	711.47	641.76	576.61	515.87
Bit Pressure Drop	bar	54.7	51.3	48.1	44.9	41.9	38.9	36.1	33.4	30.8	28.3
%SPP	%	24	23	23	23	23	22	22	22	21	21
Jet Velocity	m/s	93.56	90.64	87.71	84.79	81.86	78.94	76.02	73.09	70.17	67.25
Impact Force	lbf/in^2	12.37	11.61	10.87	10.16	9.47	8.81	8.17	7.55	6.96	6.39
HSI	HP/in^2	3.36	3.06	2.77	2.50	2.25	2.02	1.80	1.60	1.42	1.25
TFA For Max SPP	in^2	0.5880	0.5509	0.5171	0.4859	0.4570	0.4301	0.4049	0.3812	0.3587	0.3375
Bit Pressure Drop	bar	123.5	132.0	140.3	148.5	156.5	164.3	171.9	179.4	186.6	193.7
Jet Velocity	m/s	140.60	145.36	149.88	154.18	158.27	162.16	165.88	169.43	172.83	176.07
Impact Force	lbf/in^2	18.59	18.62	18.58	18.48	18.31	18.10	17.82	17.51	17.14	16.74
HSI	HP/in^2	7.60	7.87	8.10	8.28	8.42	8.53	8.59	8.62	8.61	8.56
<b>System Pressure Loss - W/O Cuttings Effect</b>											
Surf Equip	bar	6.2	5.8	5.5	5.2	4.8	4.5	4.2	4.0	3.7	3.4
DP, CSG, LNR, TBG	bar	91.2	86.7	82.3	78.0	73.8	69.7	65.6	61.7	57.8	54.1
HWDP/CSDP	bar	27.3	26.0	24.7	23.4	22.2	21.0	19.8	18.6	17.5	16.3
MWD/AutoTrak	bar	38.4	36.4	34.4	32.5	30.6	28.7	27.0	25.2	23.6	22.0
Additional Tools	bar	4.5	4.3	4.1	3.9	3.6	3.4	3.3	3.1	2.9	2.7
Annulus	bar	8.9	8.8	8.7	8.6	8.5	8.3	8.2	8.1	8.0	7.9
ECD - CSG Shoe	kg/l	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34
ECD - Bottomhole	kg/l	1.37	1.37	1.37	1.37	1.37	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36
<b>Annular Velocities m/min Flow Regime</b>											
Hole ID in	String OD in										
12.615	5 1/2	48.998 L	47.467 L	45.936 L	44.405 L	42.873 L	41.342 L	39.811 L	38.280 L	36.749 L	36.749 L
12 1/4	5 1/2	52.710 L	51.063 L	49.415 L	47.768 L	46.121 L	44.474 L	42.827 L	41.179 L	39.532 L	39.532 L
12 1/4	5	50.497 L	48.919 L	47.341 L	45.763 L	44.185 L	42.607 L	41.029 L	39.451 L	37.873 L	37.873 L
<b>Fluid Circulation Times</b>											
Surface to Bit	s	914.26	943.75	975.21	1008.84	1044.87	1083.57	1125.24	1170.25	1219.01	1272.01
Bottom Up	s	5120.12	5285.28	5461.46	5649.78	5851.56	6068.29	6301.68	6553.75	6826.82	7123.64

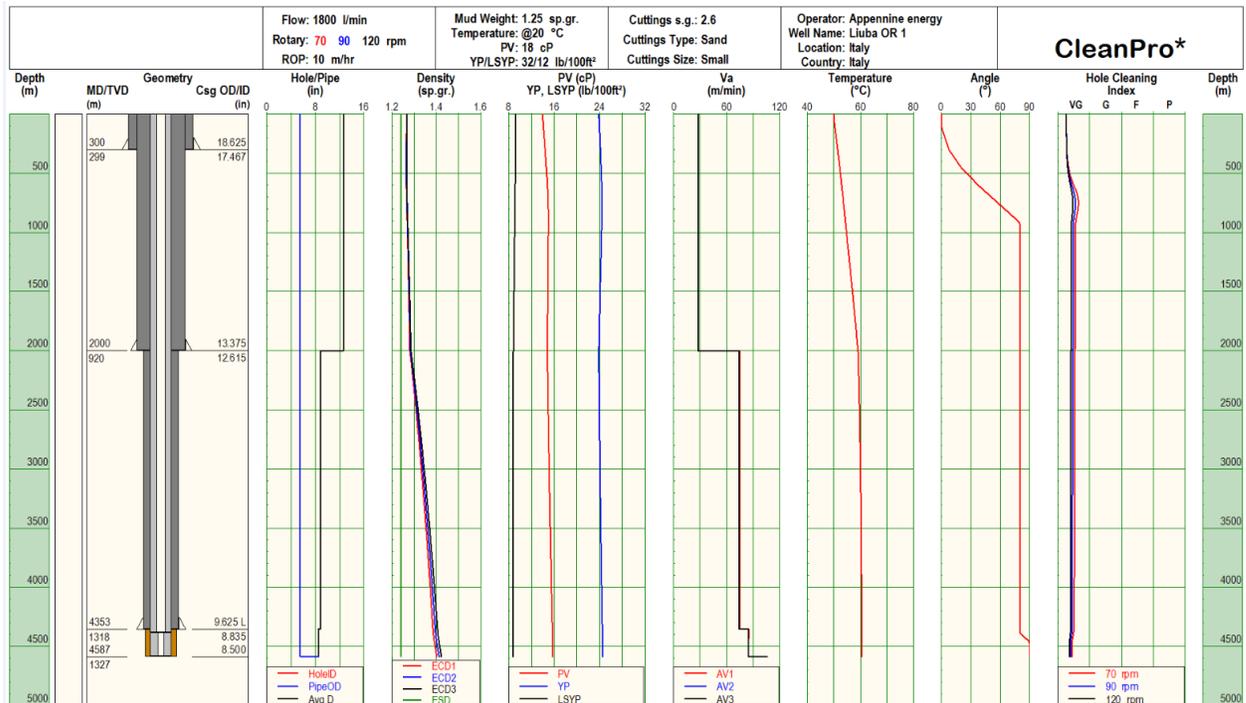
### 3.1.19.8 Indice Pulizia Foro: parametri di perforazione vs giri al minuto Fase 16''



### Fase 12 1/4''



## Fase 8 1/2"



## Commento

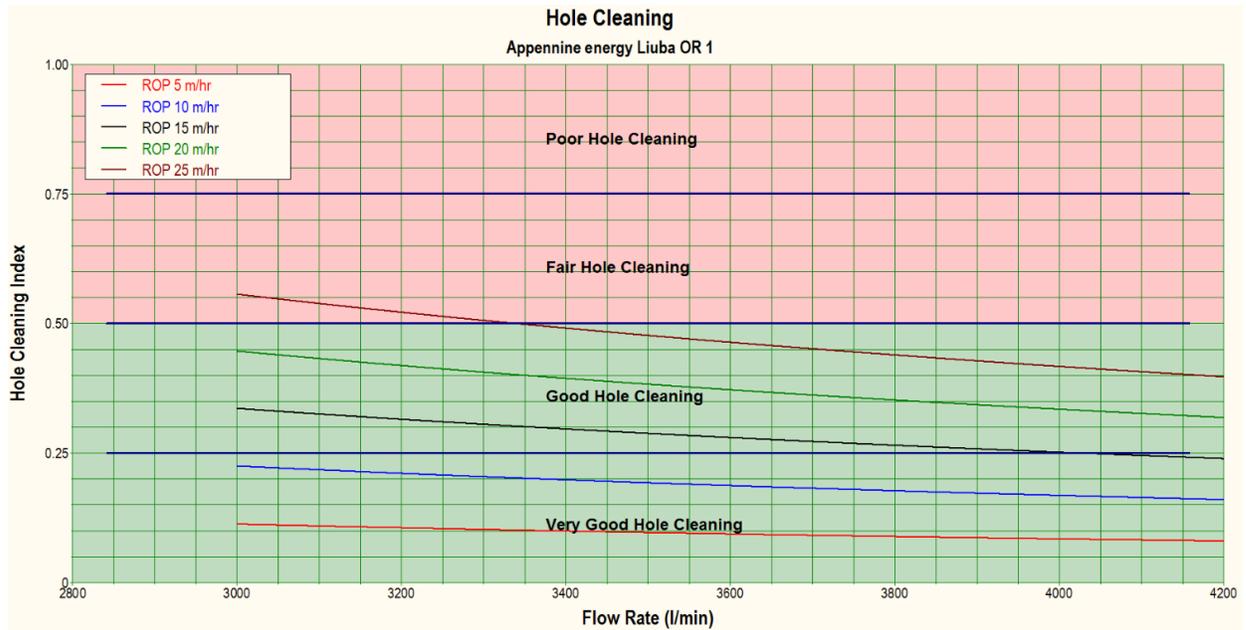
**Fase 16"**: dal grafico possiamo vedere che, a parità di parametri di perforazione, la pulizia foro migliora coll'aumentare dei giri per minuto della batteria di perforazione.

**Fase 12 1/4"**: dal grafico possiamo vedere che, a parità di parametri di perforazione, la pulizia foro migliora coll'aumentare dei giri per minuto della batteria di perforazione.

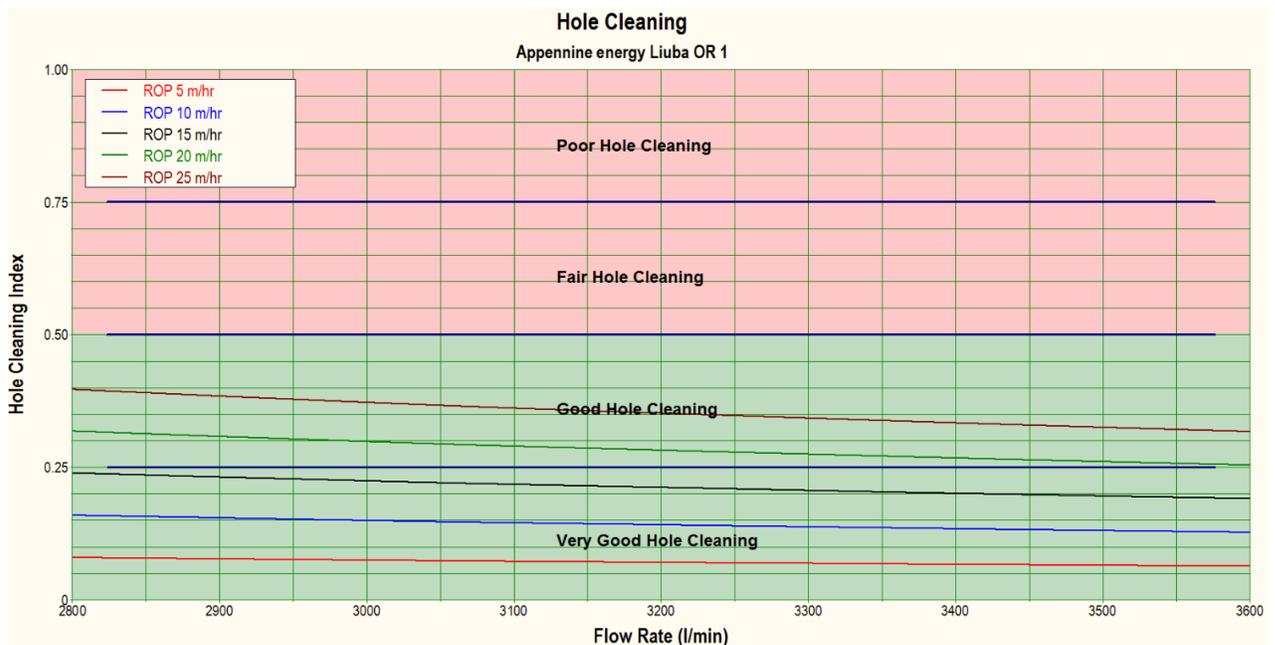
**Fase 8 1/2"**: in questa fase è meno evidente il miglioramento della pulizia foro coll'aumentare dei giri al minuto della batteria di perforazione perché, essendo l'intercapedine aste/foro molto stretto, il flusso di risalita del fango di perforazione è sicuramente alto e turbolento e già questo contribuisce ad avere una buona pulizia foro.

### 3.1.19.9 Indice Pulizia Foro: Portata vs Velocità d'Avanzamento

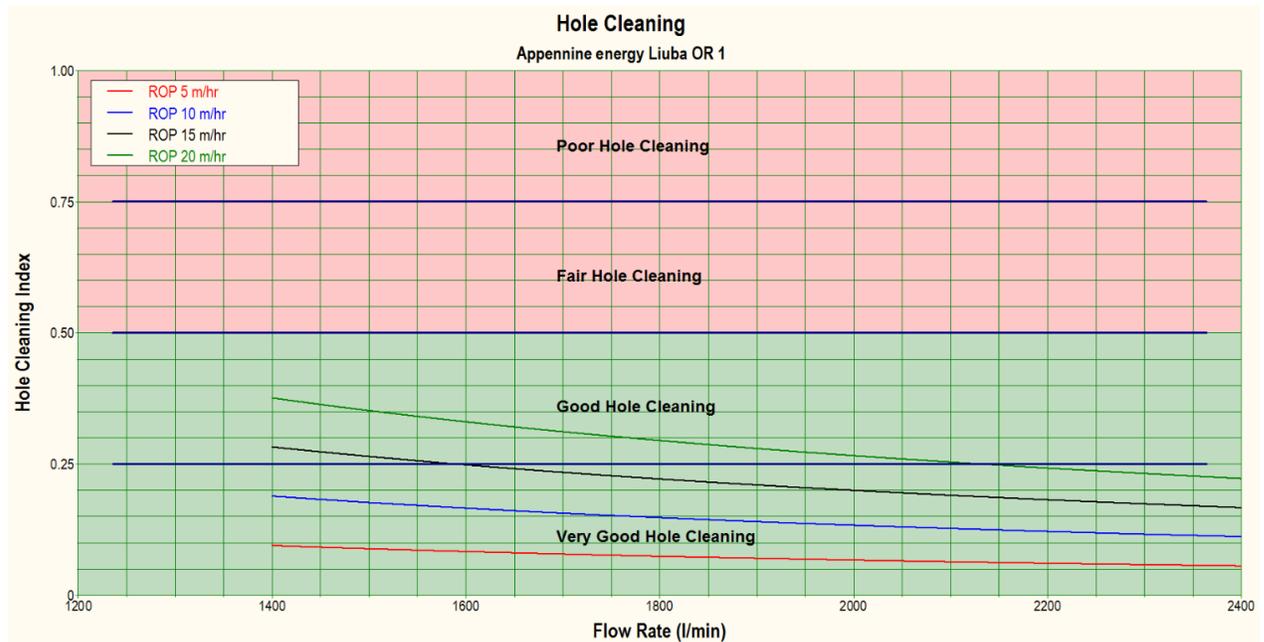
#### Fase 16"



#### Fase 12 1/4"



## Fase 8 1/2"



### Commento

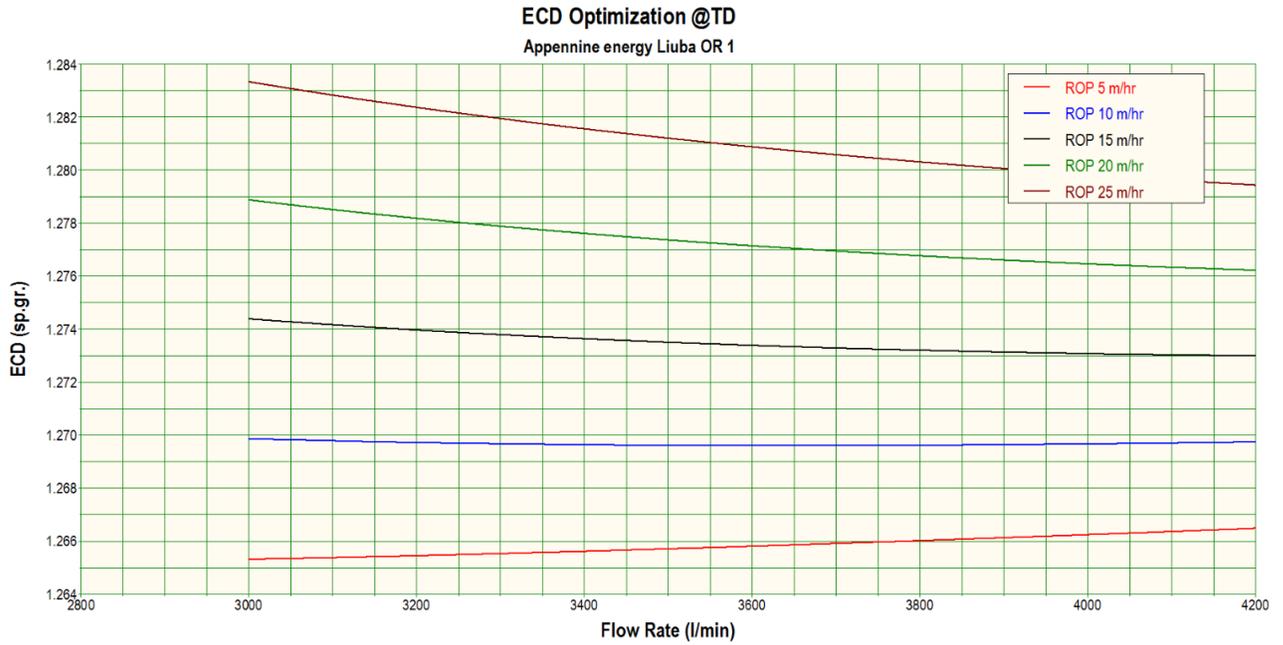
**Fase 16"**: dal grafico possiamo vedere che più è alta la velocità d'avanzamento della perforazione e più è bassa la pulizia del foro. Lo stesso grafico indica anche che, alla stessa velocità d'avanzamento, la pulizia foro migliora coll'aumentare della portata del fango di perforazione.

**Fase 12 1/4"**: dal grafico possiamo vedere che più è alta la velocità d'avanzamento della perforazione e più è bassa la pulizia del foro. Lo stesso grafico indica anche che, alla stessa velocità d'avanzamento, la pulizia foro migliora coll'aumentare della portata del fango di perforazione.

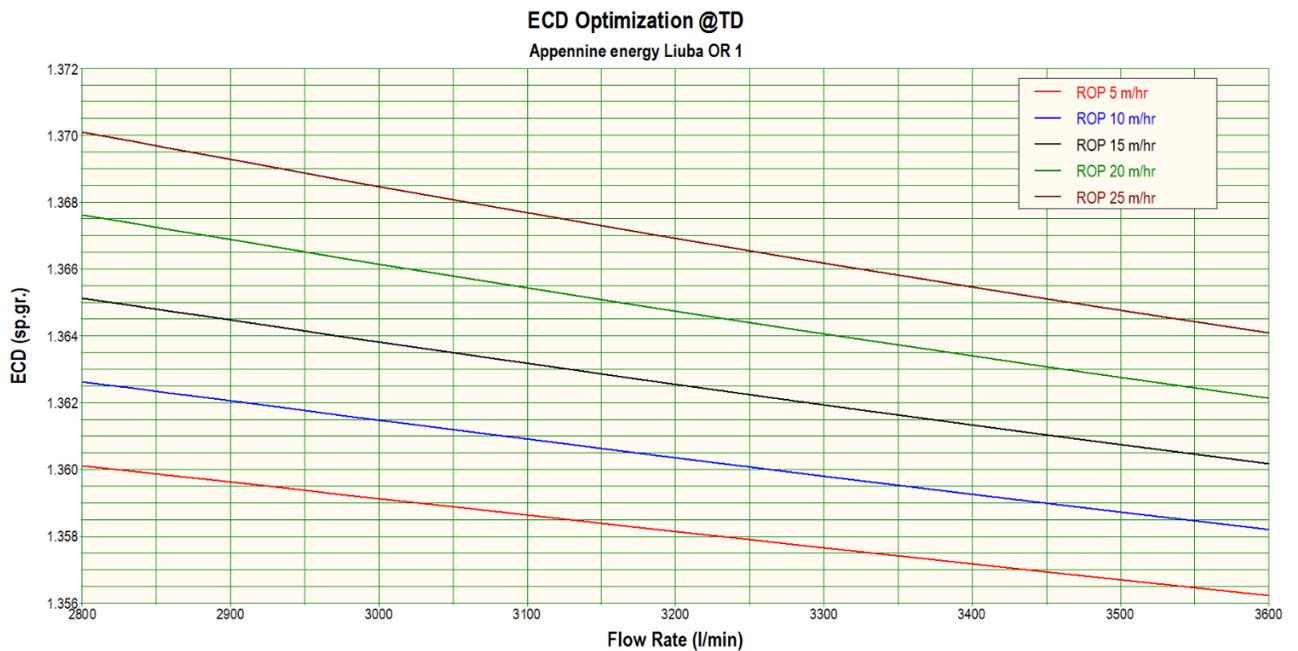
**Fase 8 1/2"**: dal grafico possiamo vedere che più è alta la velocità d'avanzamento della perforazione e più è bassa la pulizia del foro. Lo stesso grafico indica anche che, alla stessa velocità d'avanzamento, la pulizia foro migliora coll'aumentare della portata del fango di perforazione.

### 3.1.19.10 Grafici ECD delle varie fasi

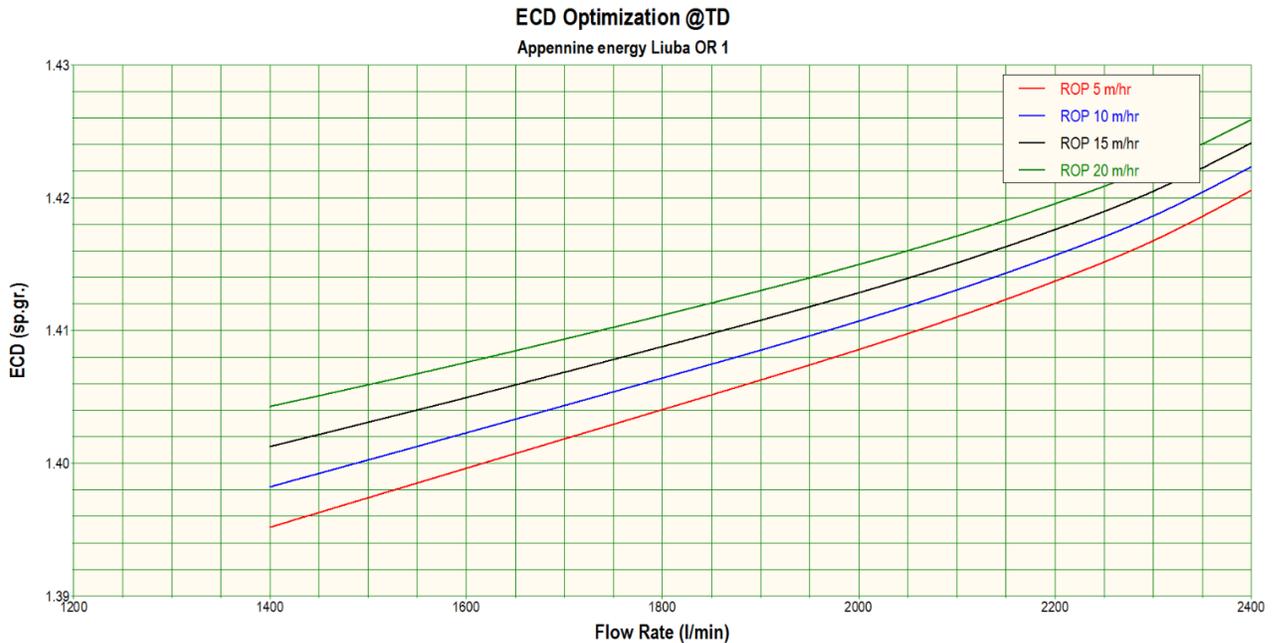
#### Fase 16''



#### Fase 12 1/4''



## Fase 8 1/2"



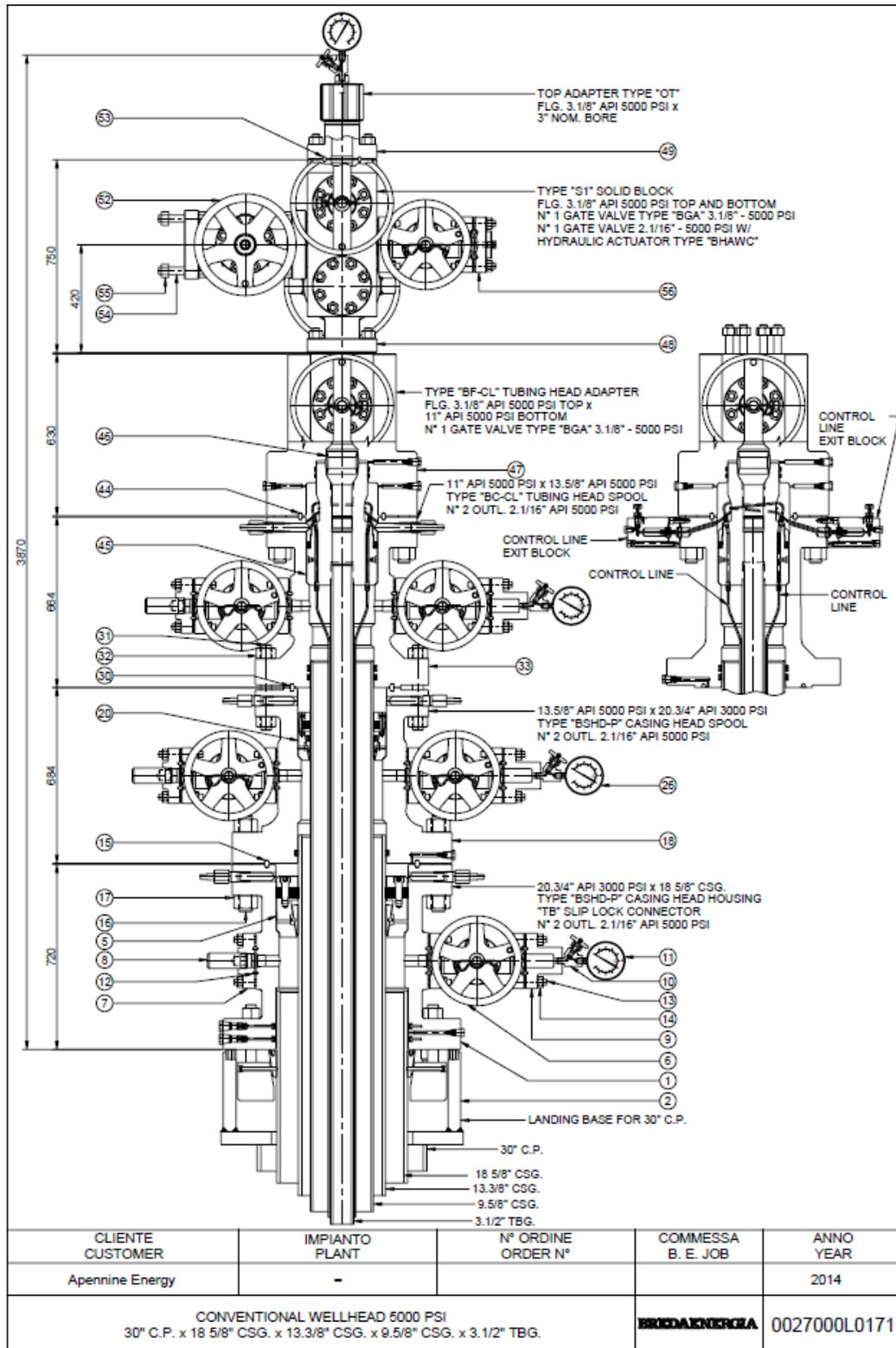
### Commento

**Fase 16"**: Il fatto che per ROP di 25m/h l'ECD tenda a scendere con l'aumento della portata e viceversa per ROP di 5m/h l'ECD tenda a salire con la portata dipende esclusivamente dal carico di solidi nel fango. Nel caso di ROP 25m/h, l'aumento di portata porta ad un miglioramento della pulizia foro che si trasforma in un minor carico di solidi e quindi in un abbassamento dell'ECD, mentre nel caso di ROP 5m/h, il foro risulta più pulito (essendoci meno solidi nel foro) e quindi un aumento di portata non migliora la pulizia, ma aumenta solo le perdite di carico e quindi l'ECD.

**Fase 12 1/4"**: nel grafico vediamo l'effetto della pulizia foro che migliora con l'aumentare della portata e che quindi porta ad una diminuzione dell'ECD. L'aumento dell'ECD in funzione della portata inizia solo a portate molto più elevate e fuori dalla scala del grafico.

**Fase 8 1/2"**: qui l'effetto delle perdite di carico è predominante sulla pulizia foro che è già ottimale (a motivo del volume annulus minimo) e quindi all'aumentare della portata aumentano le perdite di carico e l'ECD.

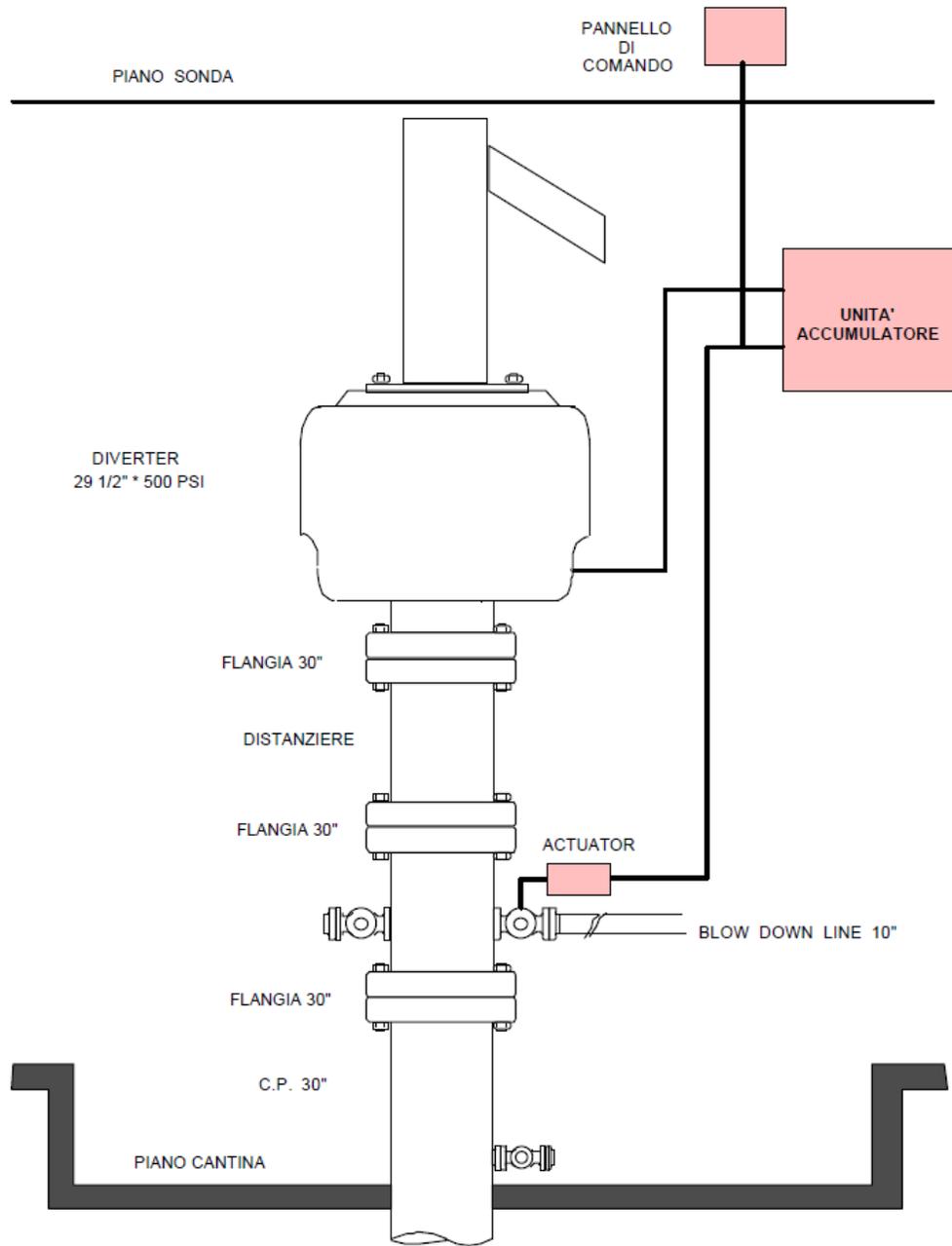
### 3.1.20 Testa Pozzo



### 3.1.21 B.O.P. Stack

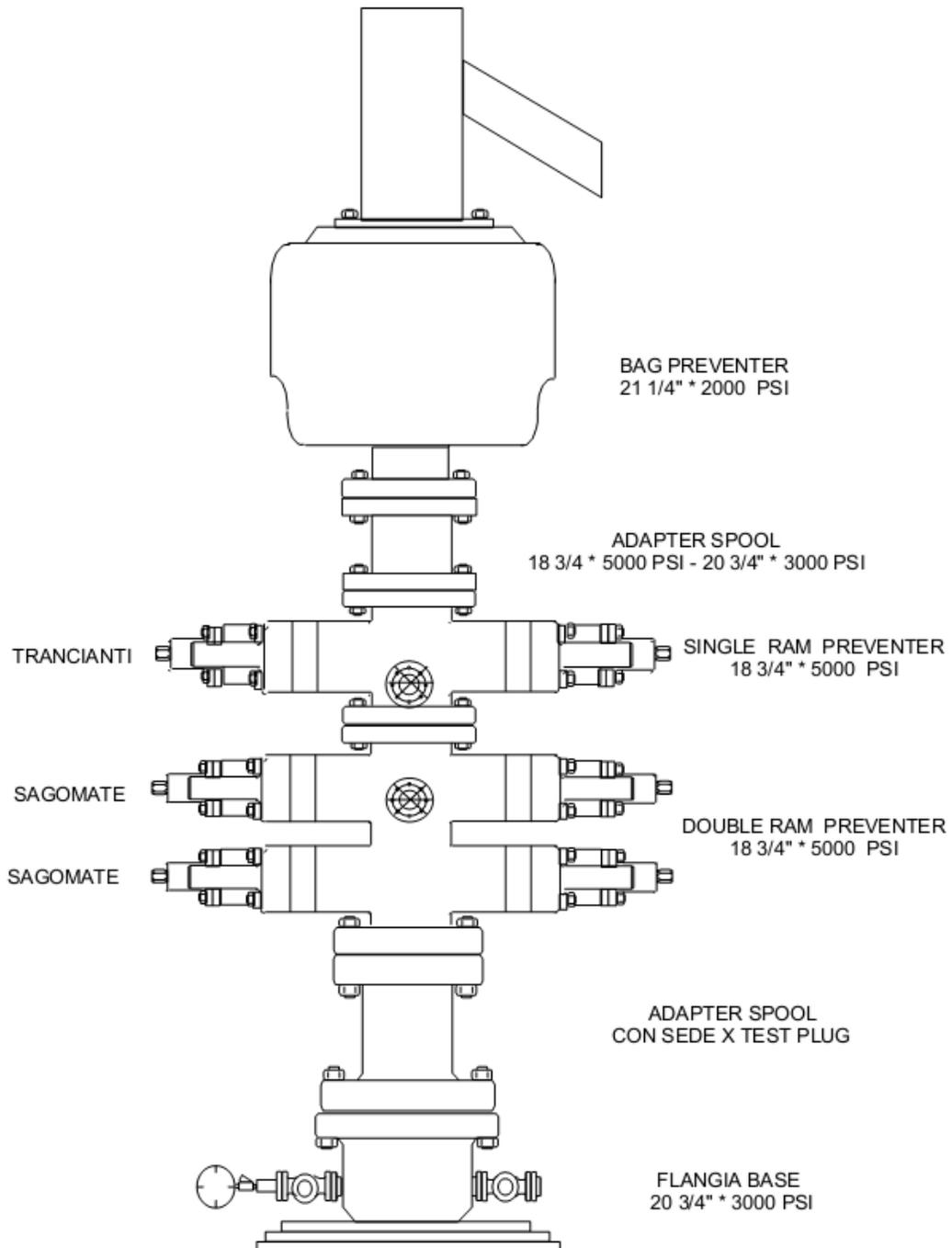
#### 3.1.21.1 Fase 22" a 300 mMD (299,6 mVD)

La zona da perforare è nota, in base ai pozzi di riferimento non si prevede gas superficiale, è previsto comunque l'utilizzo di un Diverter da 29 1/2" x 500 psi.



### 3.1.21.2 Fase 16" a 2000 mMD (919 mVD)

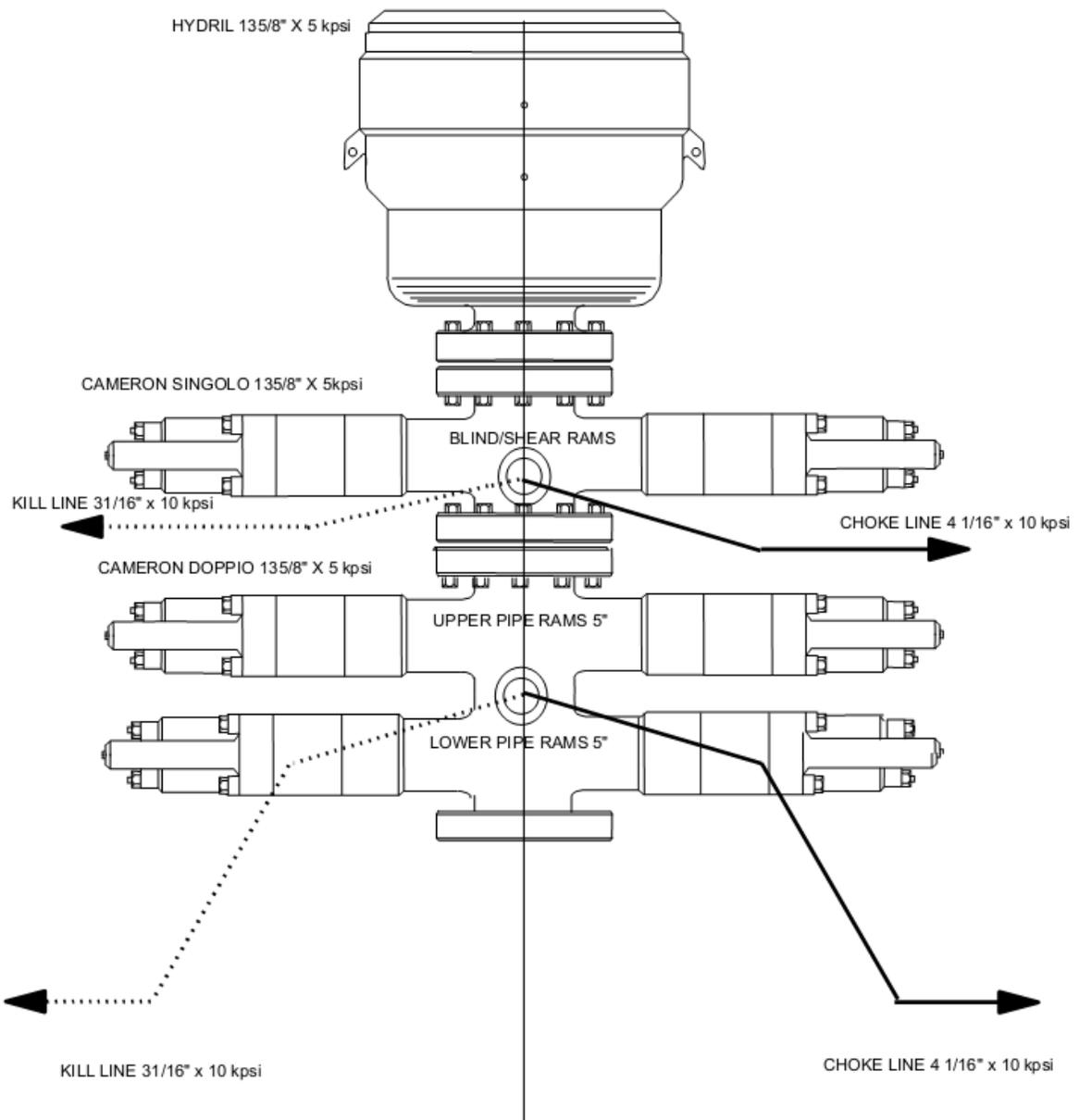
Fase a gradiente normale, è previsto l'utilizzo di un BOP Stack da 18 3/4" x 5000 psi completo di ganasce trancianti.



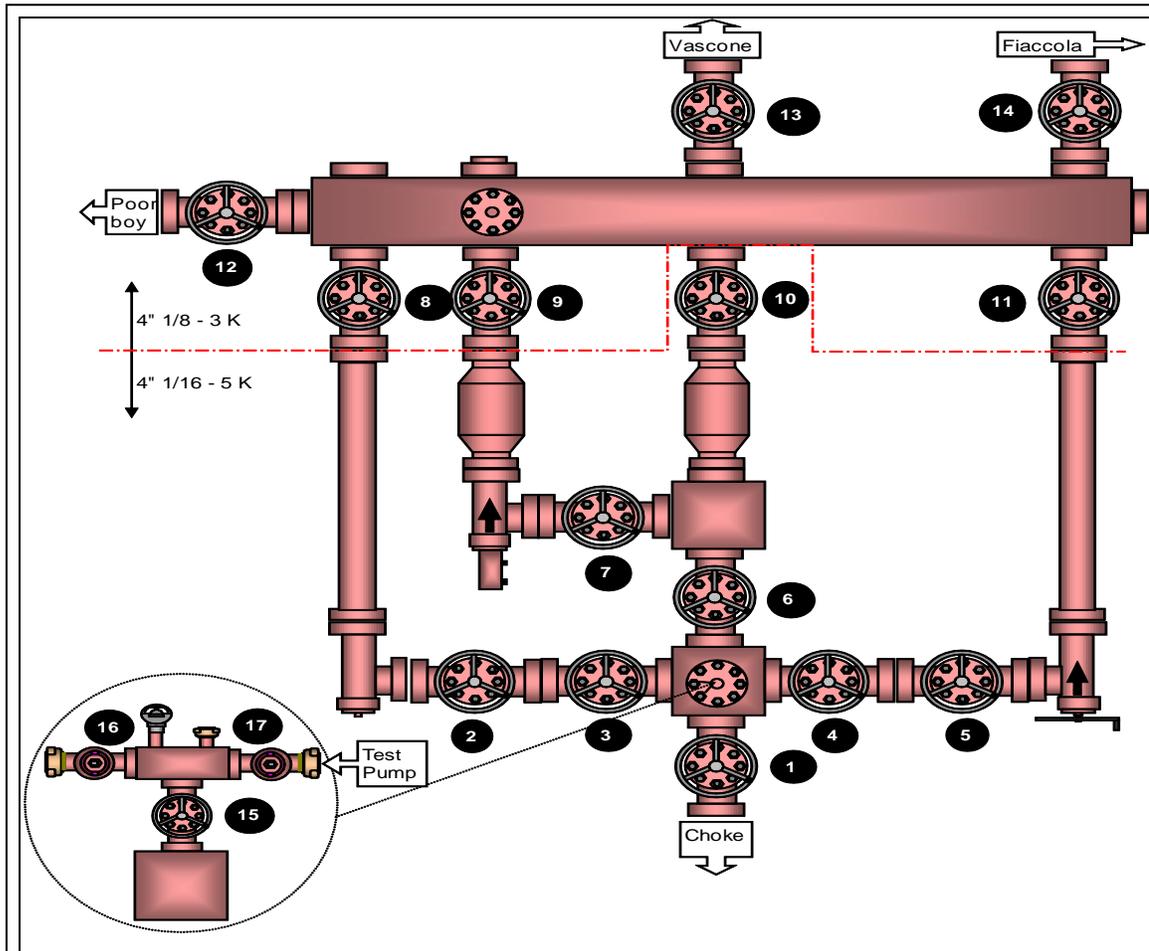
### 3.1.21.3 Fasi 12 1/4" ed 8 1/2"

È previsto l'utilizzo di un BOP Stack da 13 5/8" x 5000 psi completo di ganasce trancianti. Si prevede un aumento del gradiente di pressione fino a circa 1.15 Kg/cm<sup>2</sup>/10m

**Schema BOP Stack 13 5/8" x 5000 psi**



### 3.1.21.4 Configurazione Choke manifold



**TEST CHOKE MANIFOLD (Through Choke Line)**

Test N°	Valves Closed & Tested	Valves Opened	Pressure	Comment
0	All valves in Open Position	Flush Lines and Fill Choke manifold to Valve 17 or 16		
1	1		500 & 5000 psi	Test Line
2	3.6.4.15	1	500 & 5000 psi	
3	2.7.10.5.16.17	1.15.3.6.4	500 & 5000 psi	
4	8.9.11	1.15.3.6.4.16.17	500 & 3000 psi	Choke Open
5	12.13.14	1.15.3.6.4.16.17.8.9.11	500 & 3000 psi	

**TEST CHOKE MANIFOLD (With Test Pump Unit)**

Test N°	Valves Closed & Tested	Valves Opened	Pressure	Comment
0	All valves in Open Position	Flush Lines and Fill Choke manifold to Valve 16		
1	17		500 & 5000 psi	Test Line
2	16.15	17.15	500 & 5000 psi	
3	16.1.3.4.6	17.15	500 & 5000 psi	
4	16.1.2.7.10.5	17.15.3.4.6	500 & 5000 psi	
5	8.9.11.12.13.14	17.15.3.4.6.2.7.5	500 & 3000 psi	Choke Open

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.21.5 Configurazione Inside B.O.P.

**Drop-in Check Valve:** valvola di contro che viene lanciata, in caso di eruzione, dentro le aste e che si incunea nella propria sede posta nella batteria di perforazione ad una certa profondità senza pregiudicare la possibilità di pompare in pozzo.

**Inside Blowout Preventer (Gray valve):** valvola di contro che si avvita alle aste di perforazione e che viene utilizzata sul piano sonda durante le manovre in caso di eruzione.

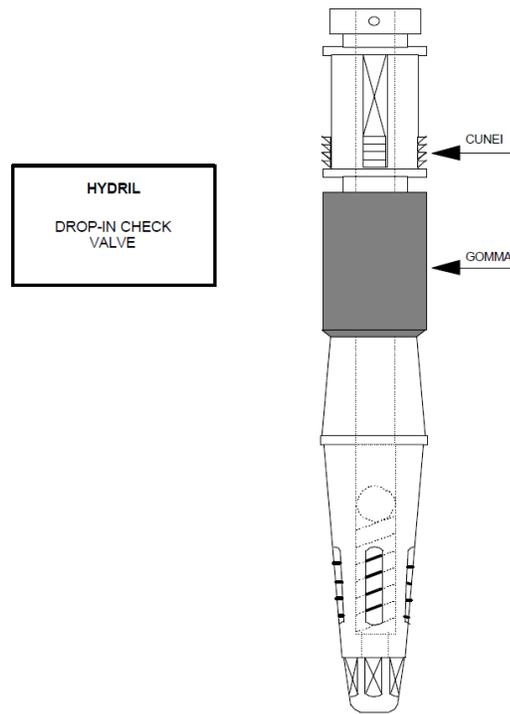
**Drill Pipe Float Valve:** valvola di contro situata nelle aste di perforazione che si utilizza nelle fasi superficiali e che impedisce l'entrata di fluidi provenienti dal pozzo nella batteria.

**Upper Kelly Valve:** valvola di sicurezza a sfera posta sopra sul top drive che si chiude automaticamente in caso di violento ritorno di flusso (chiusura anche manuale).

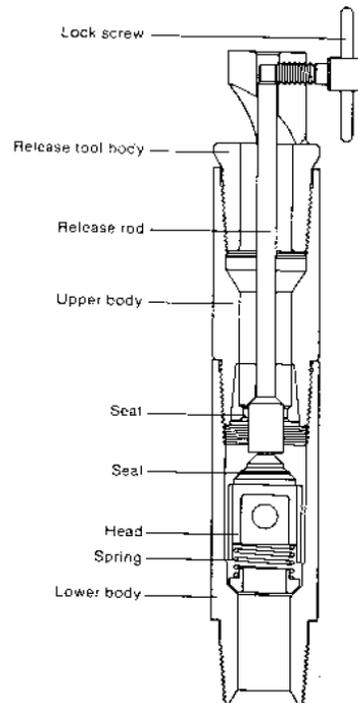
**Lower Kelly Valve:** valvola di sicurezza a sfera posta sotto la precedente che si chiude idraulicamente e manualmente.

**Kelly Cocks:** Schema valvole di sicurezza del top drive.

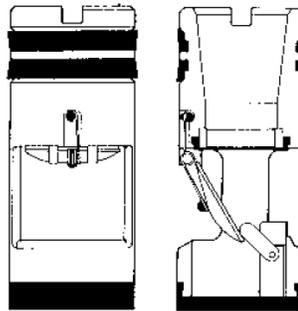
**Schema Top Drive:** sistema per la trasmissione del moto rotatorio e trasversale alla batteria di perforazione collegato al circuito idraulico (Pompe) tramite Mud Hose & Stand Pipe.



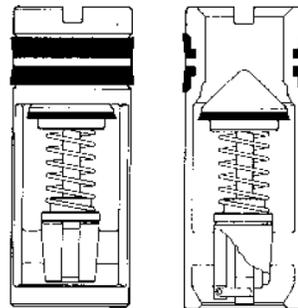
**Inside Blowout Preventer  
 (Gray valve)**



**Drill Pipe Float Valve**

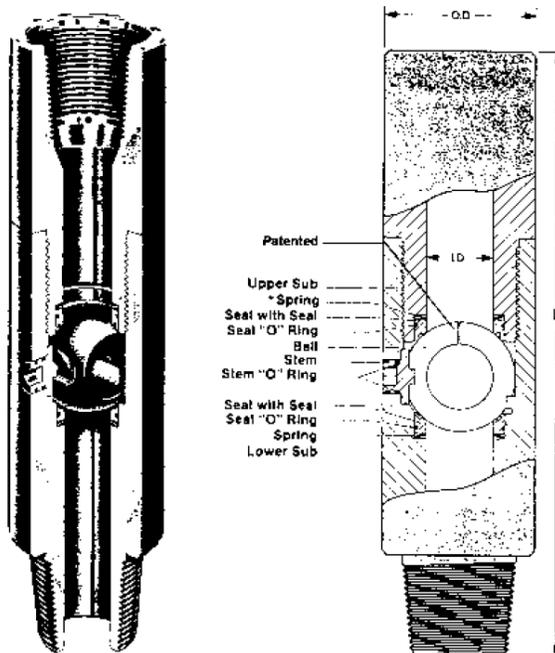


**BAKERLINE MODEL "G"**



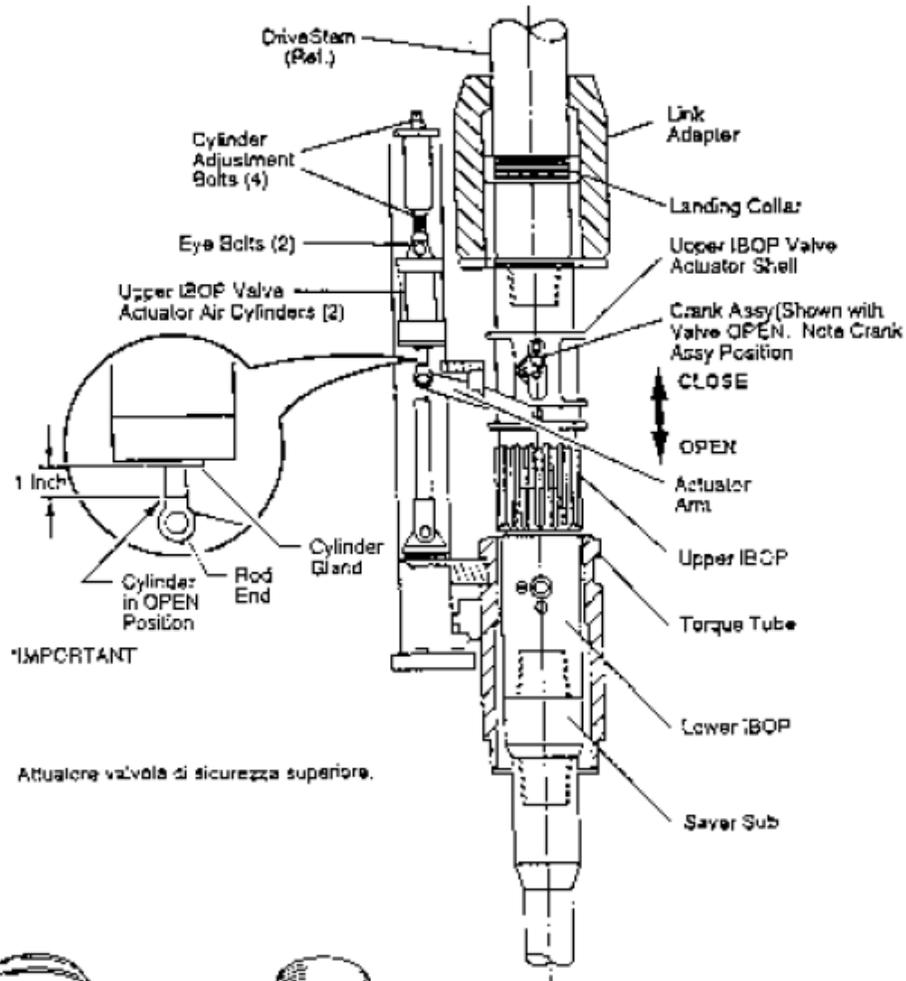
**BAKERLINE MODEL "F"**

**Kelly Cocks**



## Kelly Cocks

### Schema valvole di sicurezza del Top Drive

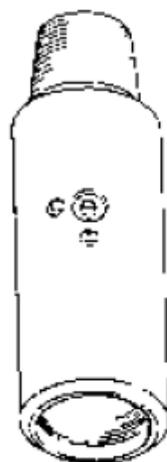


IMPORTANT

Attuatore valvola di sicurezza superiore.

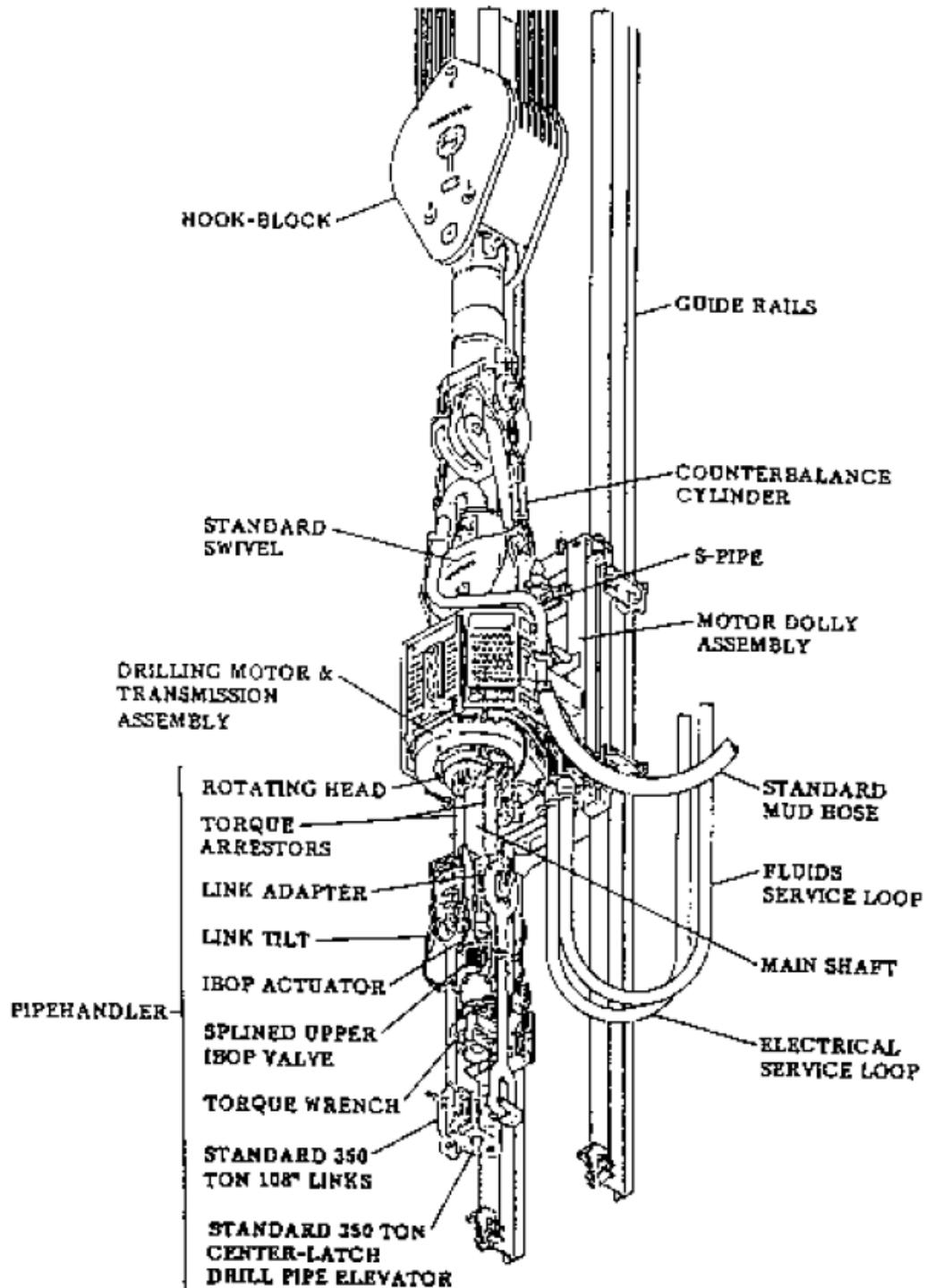


Valvola di sic. superiore



Valvola di sic. inferiore

## Schema Top Drive



	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.22 Attrezzature dei B.O.P.

Il sistema BOP include le seguenti attrezzature di controllo pozzo:

VOCE	DESCRIZIONE
Diverter (type)	Hydril MSP
Diverter (size & working pressure)	29 1/2" – 500 psi
B.O.P. (type)	Annular - Hydril
B.O.P. (size & working pressure)	21 1/4" x 2000 psi
B.O.P. (type)	Cameron – Single Ram
B.O.P. (size & working pressure)	18 3/4" x 5000 psi
B.O.P. (type)	Cameron – Double Ram
B.O.P. (size & working pressure)	18 3/4" x 5000 psi
B.O.P. (type)	Annular - Hydril
B.O.P. (size & working pressure)	13 5/8" – 5000 psi
B.O.P. (type)	Cameron – Single Ram
B.O.P. (size & working pressure)	13 5/8" – 5000 psi
B.O.P. (type)	Cameron – Double Ram
B.O.P. (size & working pressure)	13 5/8" – 5000 psi
Choke Manifold (size & working pressure)	3 1/16" - 10000 psi
Kill Lines (size & working pressure)	2 X 3 1/16" - 10000 psi
Choke Lines (size & working pressure)	2 X 4 1/16" - 10000 psi
Pannello Controllo B.O.P. (Type)	Control Unit Cameron – 700 gall., 3000 psi
Pannello Controllo B.O.P. (ubicazione)	Control Unit Cameron e sul piano sonda
Inside B.O.P. (type)	Upper & Lower Kelly Cocks 10000 psi W.P.
Inside B.O.P. (ubicazione)	Installati su Top Drive
Inside B.O.P. (type)	Drop-In Check Valve
Inside B.O.P. (ubicazione)	Piano sonda
Inside B.O.P. (type)	Sede Drop-In Check Valve
Inside B.O.P. (ubicazione)	BHA
Inside B.O.P. (type)	Gray valve
Inside B.O.P. (ubicazione)	Piano sonda
Inside B.O.P. (type)	Drill Pipe Float Valve
Inside B.O.P. (ubicazione)	BHA

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.23 B.O.P. Test

#### 3.1.23.1 Frequenza dei collaudi

Il collaudo dell'equipaggiamento di sicurezza è previsto nelle seguenti situazioni:

- Ogni 14 gg
- Al loro montaggio, dopo un sollevamento effettuato per consentire il montaggio di un nuovo elemento della testa pozzo ed a ogni riparazione e/o sostituzione di sue parti
- Prima di attraversare zone in sovrappressione
- Ogni qualvolta richiesto dalla Committente

#### 3.1.23.2 Fase 22"

**BOP installati** Diverter System da 29 ½" x 500 psi

##### Collaudi

Prove di funzionalità del Diverter System

Condotte di superficie	350 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min (W.P.)
Rig-Floor Manifold	350 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min (W.P.)
Kill / Choke Lines & Choke Manifold	350 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min
Lower / Upper Kelly Cocks	350 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min

##### Note

Durante i collaudi delle linee, dei manifolds e delle saracinesche assicurarsi che la pressione non venga trasmessa all'interno della colonna. Registrare i test su un grafico pressione - tempi.

#### 3.1.23.3 Fase 16"

<b>Ultimo casing disceso</b>	18 5/8" – K55 – 87,5 # - TSH ER
<b>Ultimo casing spool installato</b>	20 ¾" x 3 Kpsi

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

<b>BOP installati</b>	18 ¾" x 5 Kpsi
Pipe Rams Preventer	18 ¾" x 5 Kpsi
Shear Rams Preventer	18 ¾" x 5 Kpsi
Bag Preventer	21 ¼" x 2 Kpsi

### **Collaudi**

Ganasce Cieche / Trancianti	40 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min (vedi note)
Ganasce Sagomate	40 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min (vedi note)
Sferico	20 e 40 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min (vedi note)
Condotte di Superficie	350 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min (W.P.)
Rig-Floor Manifold	350 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min (W.P.)
Kill / Choke Lines & Choke Manifold	350 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min
Lower / Upper Kelly Cocks	350 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min

### **Note**

Le prove dei BOP saranno fatte col Plug Tester (in mancanza utilizzare il Cup Tester).

Eeguire i collaudi con testa pozzo piena d'acqua alla pressione max. prevista nella perforazione della successiva fase.

Durante i collaudi assicurarsi che la pressione non venga trasmessa all'interno della colonna. Registrare i test su un grafico pressione/tempo.

#### **3.1.23.4 Fase 12 ¼"**

<b>Ultimo casing disceso</b>	13 3/8" – L80 – 61 # - TSH W521
<b>Ultimo casing spool installato</b>	13 5/8" x 5 Kpsi - 20 ¾" x 3 Kpsi
<b>BOP installati</b>	13 5/8" x 5 Kpsi

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

Pipe Rams Preventer	13 5/8" x 5 Kpsi
Shear Rams Preventer	13 5/8" x 5 Kpsi
Bag Preventer	13 5/8" x 5 Kpsi

### **Collaudi**

Ganasce Cieche / Trancianti	100 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min (vedi note)
Ganasce Sagomate	100 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min (vedi note)
Sferico	20 e 100 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min (vedi note)
Condotte di Superficie	350 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min (W.P.)
Rig-Floor Manifold	350 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min (W.P.)
Kill / Choke Lines & Choke Manifold	350 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min
Lower / Upper Kelly Cocks	350 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min

### **Note**

Le prove dei BOP saranno fatte col Plug Tester (in mancanza utilizzare il Cup Tester).

Eeguire i collaudi con testa pozzo piena d'acqua alla pressione max. prevista nella perforazione della successiva fase.

Durante i collaudi assicurarsi che la pressione non venga trasmessa all'interno della colonna. Registrare i test su un grafico pressione/tempo.

#### **3.1.23.5 Fase 8 1/2"**

<b>Ultimo casing disceso</b>	9 5/8" – P110 – 40 # - TSH W563
<b>Ultimo casing spool installato</b>	11" x 5 Kpsi – 13 5/8" x 5 Kpsi

<b>BOP installati</b>	13 5/8" x 5 Kpsi
Pipe Rams Preventer	13 5/8" x 5 Kpsi
Shear Rams Preventer	13 5/8" x 5 Kpsi
Bag Preventer	13 5/8" x 5 Kpsi

**Collaudi**

Ganasce Cieche / Trancianti	150 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min (vedi note)
Ganasce Sagomate	150 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min (vedi note)
Sferico	20 e 100 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min (vedi note)
Condotte di Superficie	350 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min (W.P.)
Rig-Floor Manifold	350 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min (W.P.)
Kill / Choke Lines & Choke Manifold	350 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min
Lower / Upper Kelly Cocks	350 Kg/cm <sup>2</sup> x 10 min

**Note**

Le prove dei BOP saranno fatte col Plug Tester (in mancanza utilizzare il Cup Tester).

Eseguire i collaudi con testa pozzo piena d'acqua alla pressione max. prevista nella perforazione della successiva fase.

Durante i collaudi assicurarsi che la pressione non venga trasmessa all'interno della colonna. Registrare i test su un grafico pressione/tempo.

**3.1.24 Completamento**

Il Programma di Completamento definitivo sarà prodotto in fase esecutiva in base al raggiungimento dei livelli mineralizzati di Liuba 1 Or.

Pur non avendo ancora definito la Compagnia di Completamento, per tutte le attrezzature del Completamento, a titolo di esempio, si considerano quelle della Baker Hughes qui sotto descritte (Tecnologia Expandable e Batteria di Completamento di tbg da 3 1/2"), la compagnia potrà variare in funzione dei risultati delle gare.

### 3.1.24.1 Tecnologia Expandable

Il completamento sarà composto da una batteria di tubing da 3 ½” + Packer (il casing 9 5/8” dove si fissa il packer è da 53,5 #/ft) + Expandable Screens nel reservoir in foro scoperto (**fig. 3.21**).

Per il completamento si propongono degli Expandable Screens in open hole per evitare alla sabbia di entrare dentro il completamento. Le mesh (densità della maglia filtrante) di screens sono state selezionate sulla base della granulometria della formazione del reservoir (la San Mauro è composta da sabbia quarzosa prevalentemente grossolana con rari ciottoli)

Qui di seguito uno specchietto con descritto il criterio di scelta delle mesh degli screens in relazione alla granulometria della formazione:

**Filter “Pore” Size Selection Criteria**

Filter Size	Description	Formation
Fine	High sand retention efficiency	100µm < d10 < 200µm
Medium	Allows for conditioned mud flowback	200µm < d10 < 300µm
Coarse	Minimum fines plugging and maximum mud flow back capacity	d10 > 300µm

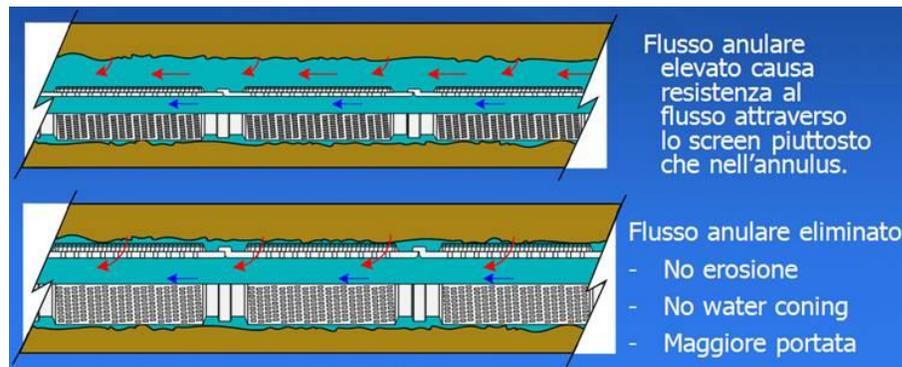
Questa tecnologia permette di ottenere i seguenti vantaggi:

- Maggiore ID di produzione: 7.48” – 7.79”.
- Evitare il “dynam resorting”, cioè la mobilitazione di particelle fini che possono accumularsi lungo l’annulus in punti in cui si possono verificare fenomeni di plugging o erosione degli screens.
- La presenza di un base pipe perforato garantisce robustezza (in termini di burst e collapse) allo screen espanso e di conseguenza una maggiore resistenza radiale al carico esercitato dalla formazione.
- Riduzione water coning e annular flow con conseguente miglioramento della longevità del pozzo
- Sistema One trip per settare Liner Hanger ed espandere i tubolari expandable
- Ridotta attrezzatura di superficie; pompaggio sabbia non necessario

Criticità:

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- Liner Hanger disponibile solo per casing **9-5/8" 53.5#**
- Preparazione open hole (condizioni reservoir e spiazamento fluidi)
- Lunghezza assemblaggio (15 mt)



**Figura 3.21: Installazione di un Sistema di CVM composto da quattro macchine**

Negli Expandable Screens ci sarà una parte di tubi blank con due packers da interporre nel livello di argilla intermedio (1-2 m di spessore) fra i due livelli di sabbia del reservoir. In questo modo sarà inoltre possibile chiudere il livello inferiore con un inflattabile packer da scendere con Coiled Tubing dentro i tubi blank, nel caso di produzione di acqua dal livello inferiore.

### 3.1.24.2 FORMpac Expandable Isolation Packer

Il FORMpac™ è un open hole packer che viene utilizzato per escludere livelli indesiderati, generalmente a contenuto argilloso e direttamente sotto la scarpa del casing.

In Liuba 1 Or, oltre al FORMpac sotto la scarpa del casing per separare l'Open Hole dal Cased Hole, se ne metteranno altri due alle estremità di blank pipe che copriranno il livello d'argilla situato in mezzo alle sabbie del reservoir in modo da avere la possibilità di escludere il livello sabbioso inferiore in caso di venuta d'acqua con un Inflatable Bridge Packer fissato dentro i Blank Pipe con un Coil Tubing (**fig. 3.22**).

Essi vengono espansi con la stessa attrezzatura di servizio (un pistone) con cui si esegue l'espansione del settaggio del liner hanger e l'espansione degli screen.

Nel caso che dal caliper risultasse che la zona foro dove fissare gli Expandable Open Hole Packers non è a gauge si utilizzeranno degli Expandable Open Hole Packers con swelling elastomer, con gomme water reactive, vulcanizzato sul max OD possibile.

### Principali Vantaggi

1. Elevata resistenza
2. Elemento di tenuta elastomerico
3. Isolamento idraulico anche di zone "over gauge"

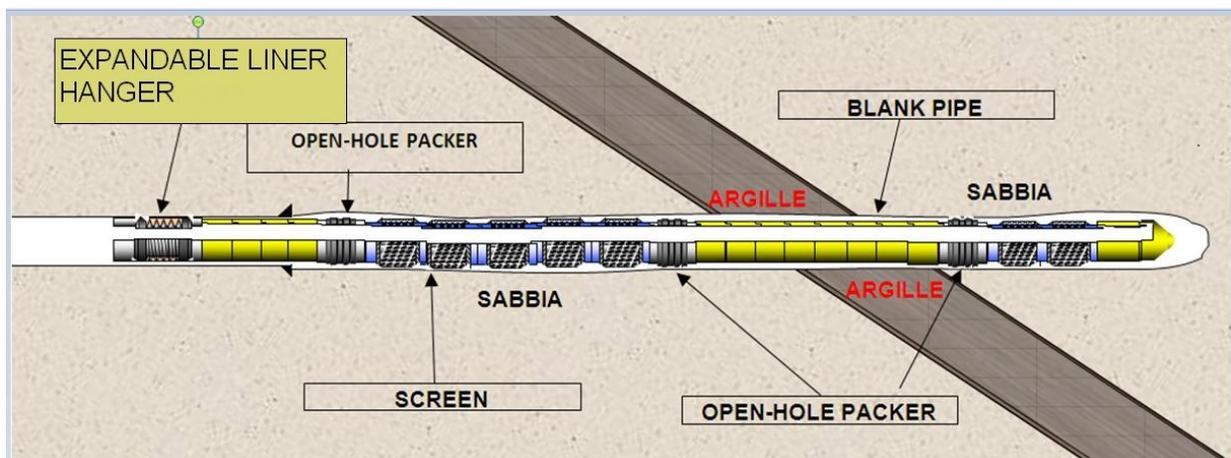


Figura 3.22: Completamento Expandable Screens con Open-Hole Packers

### 3.1.24.3 Express Screens - Buttress Thread

L'EXPress screen è uno screen premium che viene espanso meccanicamente applicando pressione alla stringa e viene portato direttamente a contatto con l'open

hole dove le condizioni lo permettono. A seconda della configurazione dell'attrezzatura di servizio lo screen post espansione può compensare eventuali tratti scavernati di foro e bypassare eventuali tight spot. Il risultato è una minimizzazione o azzeramento del gap anulare tra screen e ID dell'open hole (fig. 3.23).

### Principali vantaggi

1. Conformità alla formazione
2. ELEVATE diametrie e flow area
3. Elevata resistenza
4. Funzionale anche se non espanso

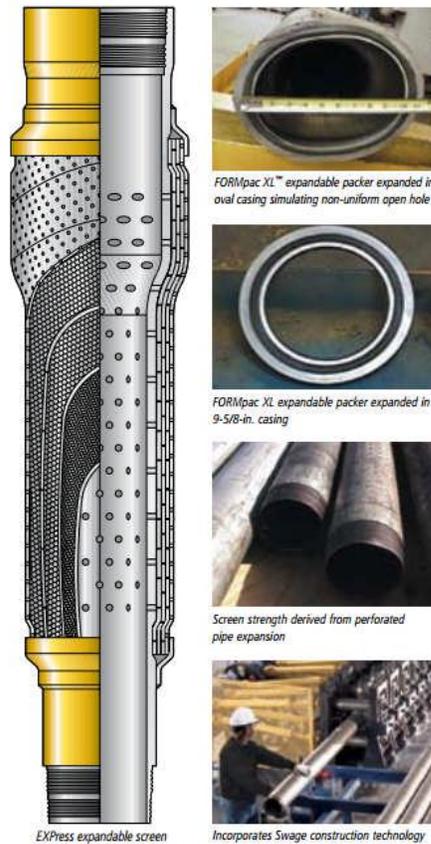


Figura 3.23: Expandable Screens

### 3.1.24.4 Schema di Completamento con Tecnologia Expandable

	Description	Depth m	Length m	OD in	ID in
Casing 9 5/8" 53 #/ft ID: 8.535" Drift: 8.379"	<b>6 7/8" EXPress &amp; 20-25% Adjustable Swage Dimensional Data:</b>				
		<b>OD</b>	<b>ID</b>	<b>DRIFT</b>	
	- Setting Sleeve	8.375	7.563	7.386	
	- FORMlock Hanger	8.416	6.235	6.150	
	- EXPress Blank Pipe (Pre-Expansion)	6.875	6.235	6.150	
	- EXPress Blank (Post-Expansion)	8.12 - 8.37	7.48 - 7.79		
	- FORMpack Packer (Pre-Expansion)	7.50	6.235	6.150	
	- FORMpack Packer (Post-Expansion)	8.68 - 8.98	7.48 - 7.79		
	- EXPress Screen (Pre-Expansion)	7.266	6.235	6.150	
	- EXPress Screen (Post-Expansion)	8.37 - 8.76	7.48 - 7.79		
Landing Collar @ 4322 m MD 1316 TVD 90 incl	Size 8.375" Setting Sleeve W 8.375 TSS box x pin	4300.24	2.68	8.375	7.563
	Size 8.375" Setting Sleeve W 8.375 TSS box x pin	4302.92	2.65	8.375	7.563
	Size 8.375" Setting Sleeve W 8.375 TSS box x pin	4305.57	4.32	8.375	7.563
	Size 8.375" Setting Sleeve W 8.375 TSS box x pin	4309.89	4.32	8.375	7.563
	Crossover 8.375" TSS Box x 7.995" ACME 4TPI Left Hand Pin	4314.21	0.29	8.375	7.500
	Size 6 7/8" FORMlock EXPress Hanger 1' 9 5/8 53.5 #/ft Csg.	4314.50	1.10	8.416	7.695
	Size 6 7/8" FORMlock EXPress Hanger 1' 9 5/8 53.5 #/ft Csg.	4315.60	1.07		7.48-7.79
	Saver Sub express box x express buttress pin	4316.67	0.45	8.12 - 8.37	7.48-7.79
	Size 6-7/8" EXPress Blank Pipe 316L SS w/ EXPress Buttress thread	4317.12			
	<b>6 x 20 ft Joints</b>		35.74	8.12 - 8.37	7.48-7.79
<b>1 x 5 ft joint</b>	4352.86				
FORMPac Packer 6-7/8" x 10 ft w/ express buttress thread	4352.86	2.75	8.68 - 8.98	7.48-7.79	
	<b>4355.61</b>				
Casing shoe @ 4351 m MD 1313 m TVD	Size 6-7/8" EXPress Screen, Medium mesh w/ 6 7/8 EXPress Buttress thr		140.73	8.37-8.76	7.48-7.79
	<b>24 x 20 ft joints</b>				
	FORMPac Packer 6-7/8" x 10 ft w/ express buttress thread	<b>4496.34</b>	2.75	8.68 - 8.98	7.48-7.79
	Size 6-7/8" EXPress Blank Pipe 316L SS w/ EXPress Buttress thread	4499.09	28.58		
	<b>5 x 20 ft Joints</b>				
	FORMPac Packer 6-7/8" x 10 ft w/ express buttress thread	<b>4527.67</b>	2.75	8.68 - 8.98	7.48-7.79
		<b>4530.42</b>			
	Size 6-7/8" EXPress Screen, Medium mesh w/ 6 7/8 EXPress Buttress thr		29.32	8.37-8.76	7.48-7.79
	<b>5 x 20 ft Joints</b>				
	Size 6-7/8" x 20+10 ft, EXPress Blank Pipe w/ 6-7/8" EXPress Buttress thread	4559.74	9.02	6.875	6.235
Bull Plug 6-7/8" Express Buttress box up	4568.76	0.30			
	4569.06				
8.5" OH @ 86' - TD 4586 m MD -132.2 mTVD					

### 3.1.24.5 Tecnologia Expandable – Space Out Sheet

RIH Position - 0 @ Rig Floor				Post Expansion - 0 @ Rig Floor			Screen		
Critical point	from	to	net	Blank Pipe	less	6.00%	Screen	29 x 20 ft	
CSG collar - shoe	4322.00	4352.22	30.22	Screen	less	3.40%	Blank	12 x 20 ft	1 x 10ft 1 x 5 ft
CSG shoe - TD	4352.22	4586.50	234.28		From	MD m	OH Packer	3	
				Planned Expansion	To	MD m			
					Net	MD m			
Item	Length	Top @	Item	Length	Top @	Item	Top @		
PupJoint 4.5 IF box x pin	4.01	4296.14							
Hydraulic Anchor (Stick out)	0.09	4300.15							
9 FT SLEEVE 8 3/8"	2.68	4300.24	9 FT SLEEVE 8 3/8"	2.68	4300.24	Top Sleeves			
9 FT SLEEVE 8 3/8"	2.65	4302.92	9 FT SLEEVE 8 3/8"	2.65	4302.92				
14 FT SLEEVE 8 3/8"	4.32	4305.57	14 FT SLEEVE 8 3/8"	4.32	4305.57				
14 FT SLEEVE 8 3/8"	4.32	4309.89	14 FT SLEEVE 8 3/8"	4.32	4309.89				
XOVER	0.29	4314.21	XOVER	0.29	4314.21				
Formlock Hanger	1.10	4314.50	Formlock Hanger	1.10	4314.50				
Formlock Hanger	1.08	4315.60	Formlock Hanger	1.07	4315.60	Top packing element - slip			
6 7/8" Saver Sub	0.48	4316.68	6 7/8" Saver Sub	0.45	4316.67				
Blank Pipe 20 ft	6.08	4317.16	Blank Pipe 20 ft	5.72	4317.12	Landing Collar @		4322.00	
Blank Pipe 20 ft	6.08	4323.24	Blank Pipe 20 ft	5.72	4322.84				
Blank Pipe 20 ft	6.08	4329.32	Blank Pipe 20 ft	5.72	4328.55				
Blank Pipe 20 ft	6.08	4335.40	Blank Pipe 20 ft	5.72	4334.27				
Blank Pipe 20 ft	6.08	4341.48	Blank Pipe 20 ft	5.72	4339.98	Casing Shoe @		4352.22	
Blank Pipe 20 ft	6.08	4347.56	Blank Pipe 20 ft	5.72	4345.70				
Blank Pipe 5 ft	1.54	4353.64	Blank Pipe 5 ft	1.45	4351.41				
Formpac Packer	2.93	4355.18	Formpac Packer	2.75	4352.86				
Screen 20 ft	6.07	4358.11	Screen 20 ft	5.86	4355.61				
Screen 20 ft	6.07	4364.18	Screen 20 ft	5.86	4361.48				
Screen 20 ft	6.07	4370.25	Screen 20 ft	5.86	4367.34				
Screen 20 ft	6.07	4376.32	Screen 20 ft	5.86	4373.21				
Screen 20 ft	6.07	4382.39	Screen 20 ft	5.86	4379.07				
Screen 20 ft	6.07	4388.46	Screen 20 ft	5.86	4384.93				
Screen 20 ft	6.07	4394.53	Screen 20 ft	5.86	4390.80				
Screen 20 ft	6.07	4400.60	Screen 20 ft	5.86	4396.66				
Screen 20 ft	6.07	4406.67	Screen 20 ft	5.86	4402.52				
Screen 20 ft	6.07	4412.74	Screen 20 ft	5.86	4408.39	Screen section		140.73	
Screen 20 ft	6.07	4418.81	Screen 20 ft	5.86	4414.25				
Screen 20 ft	6.07	4424.88	Screen 20 ft	5.86	4420.11				
Screen 20 ft	6.07	4430.95	Screen 20 ft	5.86	4425.98				
Screen 20 ft	6.07	4437.02	Screen 20 ft	5.86	4431.84				
Screen 20 ft	6.07	4443.09	Screen 20 ft	5.86	4437.70				
Screen 20 ft	6.07	4449.16	Screen 20 ft	5.86	4443.57				
Screen 20 ft	6.07	4455.23	Screen 20 ft	5.86	4449.43				
Screen 20 ft	6.07	4461.30	Screen 20 ft	5.86	4455.30				
Screen 20 ft	6.07	4467.37	Screen 20 ft	5.86	4461.16				
Screen 20 ft	6.07	4473.44	Screen 20 ft	5.86	4467.02				
Screen 20 ft	6.07	4479.51	Screen 20 ft	5.86	4472.89				
Screen 20 ft	6.07	4485.58	Screen 20 ft	5.86	4478.75				
Screen 20 ft	6.07	4491.65	Screen 20 ft	5.86	4484.61				
Screen 20 ft	6.07	4497.72	Screen 20 ft	5.86	4490.48				
Formpac Packer	2.93	4503.79	Formpac Packer	2.75	4496.34				
Blank Pipe 20 ft	6.08	4506.72	Blank Pipe 20 ft	5.72	4499.10				
Blank Pipe 20 ft	6.08	4512.80	Blank Pipe 20 ft	5.72	4504.81				
Blank Pipe 20 ft	6.08	4518.88	Blank Pipe 20 ft	5.72	4510.53				
Blank Pipe 20 ft	6.08	4524.96	Blank Pipe 20 ft	5.72	4516.24				
Blank Pipe 20 ft	6.08	4531.04	Blank Pipe 20 ft	5.72	4521.96				
Formpac Packer	2.93	4537.12	Formpac Packer	2.75	4527.67				
Screen 20 ft	6.07	4540.05	Screen 20 ft	5.86	4530.43				
Screen 20 ft	6.07	4546.12	Screen 20 ft	5.86	4536.29				
Screen 20 ft	6.07	4552.19	Screen 20 ft	5.86	4542.15	Screen section		29.32	
Screen 20 ft	6.07	4558.26	Screen 20 ft	5.86	4548.02				
Screen 20 ft	6.07	4564.33	Screen 20 ft	5.86	4553.88				
Blank Pipe 10 ft	2.96	4570.40	Blank Pipe 10 ft	2.96	4559.74				
Blank Pipe 20 ft	6.06	4573.36	Blank Pipe 20 ft	6.06	4562.70				
Bull Nose	0.30	4579.42	Bull Nose	0.30	4568.76				
		4579.72			4569.06				
Expandables BHA		279.48							
Total BHA		283.58							

### 3.1.24.6 Batteria di Completamento

Una volta disceso il completamento in open hoel, settato Liner Hanger ed espanso gli screens si procederà con la discesa del Completamento con Tubings da 3 1/2".

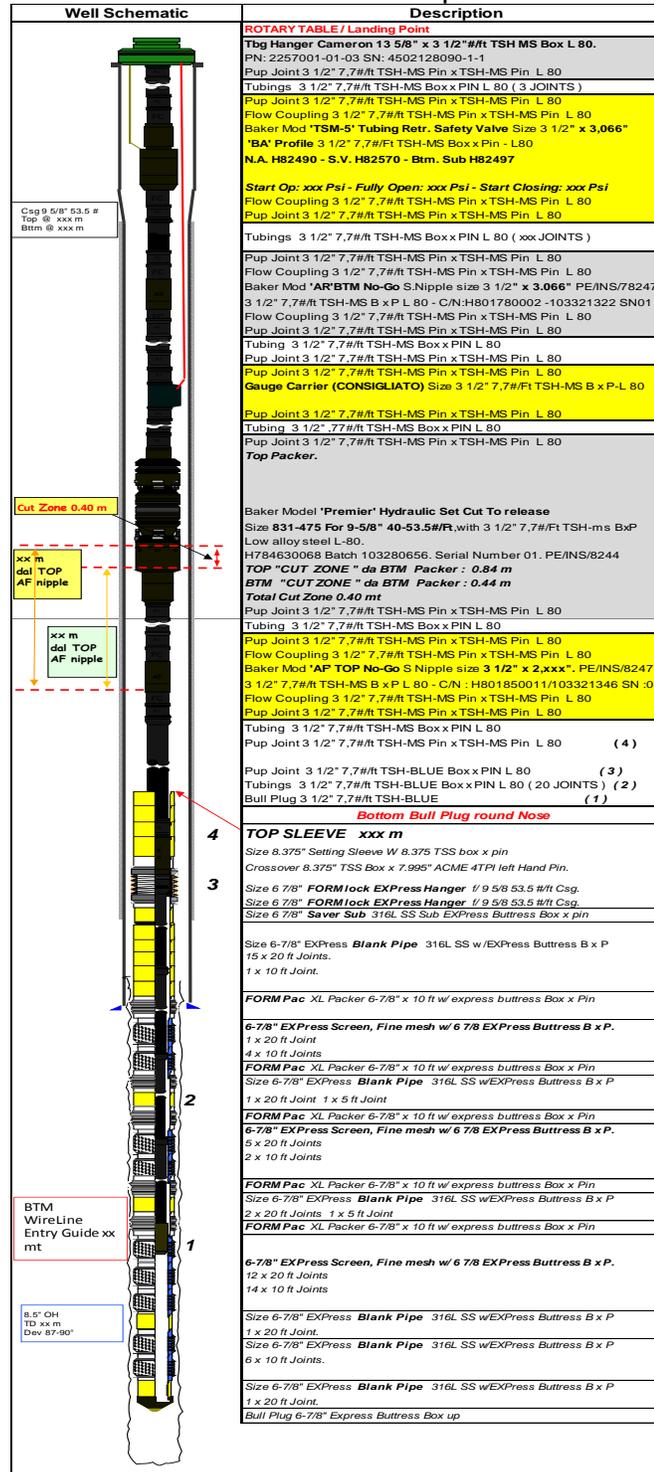


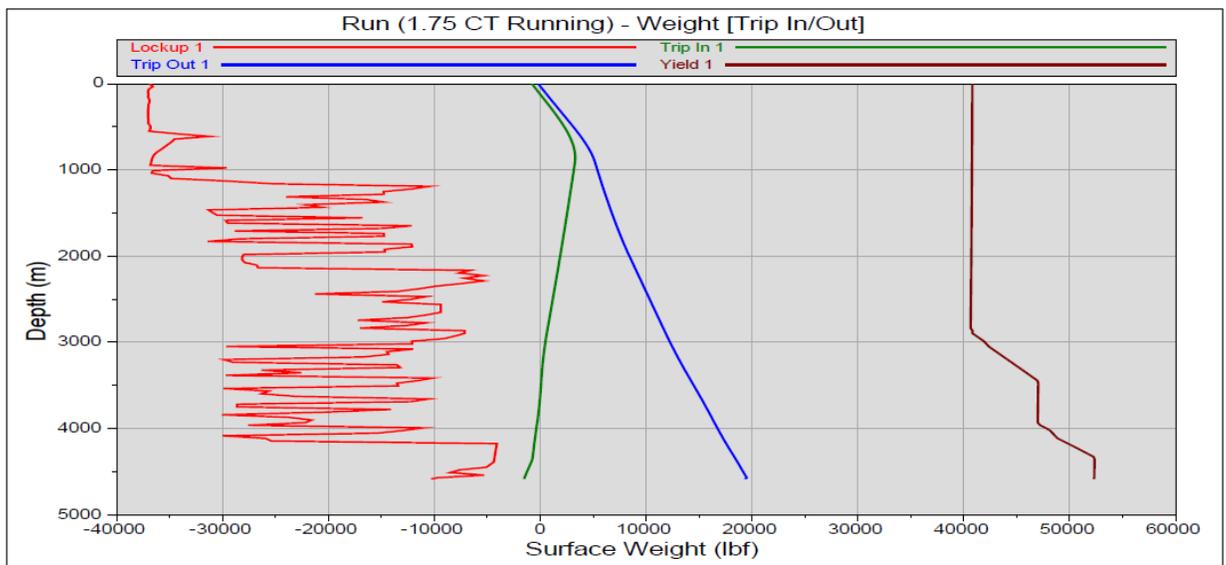
Figura 3.24: Batteria di completamento

### 3.1.24.7 Coiled Tubing

Il CT (Coiled Tubing) dovrà essere utilizzato per le seguenti operazioni:

- Discesa in brine di un tappo nella batteria di completamento per permettere il fissaggio del Packer di Produzione.
- Discesa in gas (dopo lo spurgo del pozzo) dei Memories Gauge per la registrazione dei dati della Prova di Produzione.
- In Work Over per l'installazione di un Inflatable Bridge Plug nei Blank pipe dell'Expandable.

La fattibilità di queste operazioni con CT di diametro da 1,75"CT è stata verificata, come risulta dal grafico sotto riportato (**fig. 3.25**).



**Figura 3.25: Andamento del peso del CT durante la sua discesa ed estrazione**

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.1.25 Prova di Produzione

A conclusione dell'inserimento in pozzo del completamento definitivo, si procederà ad una prima fase di clean-up fino a registrare condizioni erogative anidre, installando le necessarie attrezzature (separatori, misuratori, serbatoio per il brine di completamento recuperato, manifold) nell'area di cantiere.

Una volta conclusa la fase di clean-up, utilizzando le attrezzature necessarie di cui sopra e Coil Tubing, si condurrà una prova di produzione completa secondo le seguenti fasi indicative:

- Con il pozzo chiuso in testa scendere (attraverso utilizzo di coil tubing) di un tandem di memory gauge a fondo pozzo per il rilievo di pressione e temperatura in continuo.
- Apertura del pozzo ed esecuzione di almeno 2 erogazioni isocrone a portata crescente di circa 6 ore ciascuna, con campionamento finale del gas.
- A seguire una build up finale di almeno 14 ore.

La decisione se effettuare o meno un lavaggio dei fori per eliminare l'eventuale skin dovuto al brine di completamento e a residui di fluido di perforazione, nonché il Programma dettagliato della Prova di Produzione (dusi, durata delle fasi, volumi erogabili ecc.) saranno sottoposti per tempo all'ufficio UNMIG in base ai dati misurati durante lo spurgo.

### 3.1.26 Chiusura Mineraria

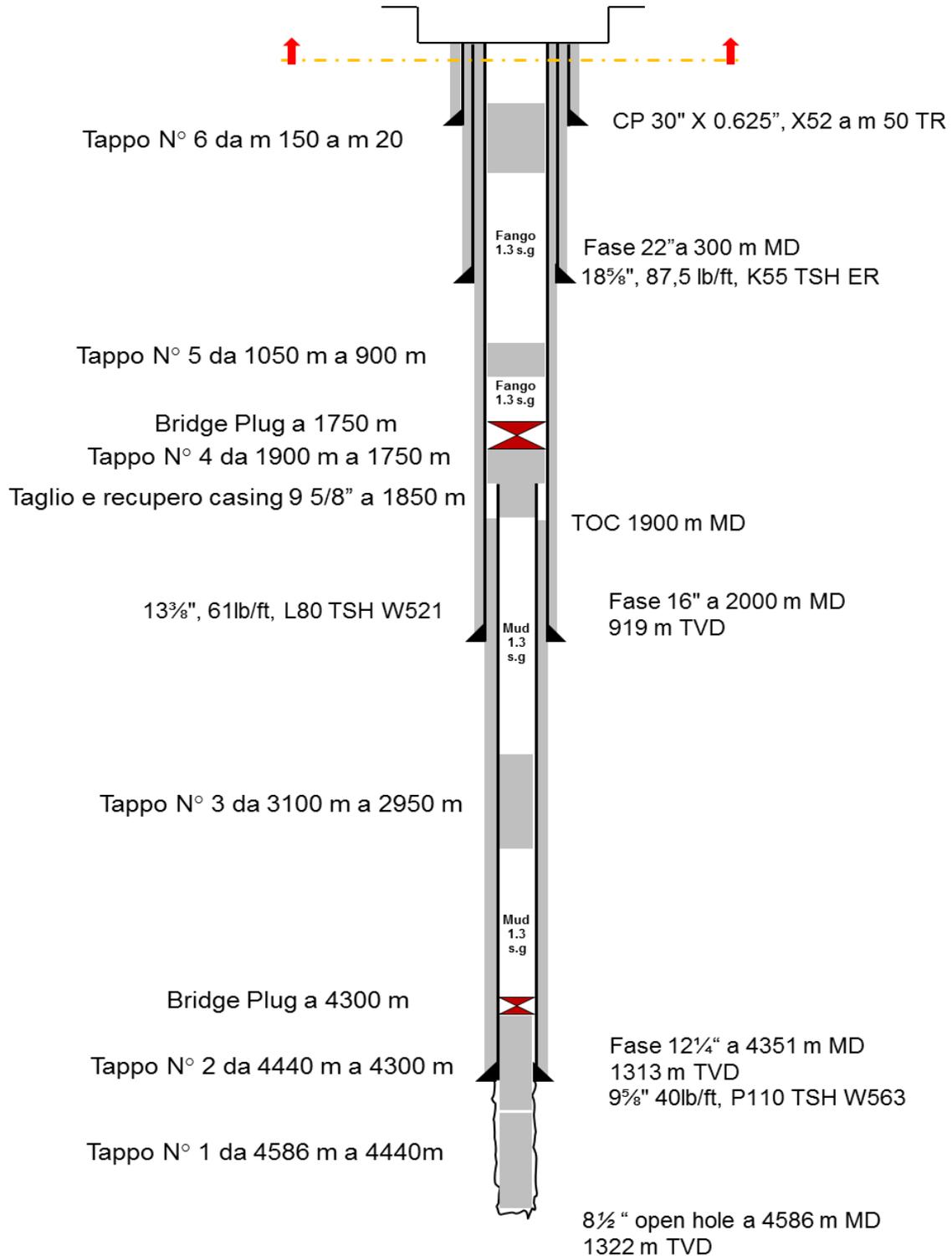
In caso di esito negativo del sondaggio, si procederà alla chiusura mineraria del pozzo con tappi di cemento e BP (tra i tappi di cemento verrà spiazzato del fango di adeguata densità) come segue:

- Due tappi eseguiti in successione di circa 150 m cadauno, da fondo pozzo a 4586 mMD fino dentro il csg da 9 5/8". Una piccola parte della malta del secondo tappo di cemento sarà squizzata in formazione (se permeabile).
- Discesa scalpello 8 1/2" (senza dusi) e test del secondo tappo di cemento con pressione (70 Kg/cm<sup>2</sup>) e peso (10 Ton).

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- Discesa e fissaggio BP (Bridge Plug) sopra secondo tappo di cemento.
- Esecuzione di un terzo tappo di cemento da circa 3100 a 2950 mMD.
- Discesa scalpello 8 ½" (senza dusi) e test del terzo tappo di cemento con pressione (70 Kg/cm<sup>2</sup>) e peso (10 T).
- Taglio e recupero del casing 9 5/8" a 1850 mMD ed in ogni caso a circa 50 m sopra il TOC (TOC della cementazione 9 5/8" programmata a 1900 mMD).
- Esecuzione di un quarto tappo di cemento a cavallo del taglio colonna 9 5/8": da 1900 a 1750 mMD.
- Discesa scalpello 12 ¼" (senza dusi) e test del quarto tappo di cemento con pressione (50 Kg/cm<sup>2</sup>) e peso (10 T).
- Discesa e fissaggio BP (Bridge Plug) sopra quarto tappo di cemento.
- Esecuzione di un quinto tappo di cemento da circa 1050 a 900 mMD.
- Discesa scalpello 12 ¼" (senza dusi) e test del quinto tappo di cemento con pressione (50 Kg/cm<sup>2</sup>) e peso (5 T).
- Esecuzione di un sesto tappo di cemento da circa 150 a 20 mMD.
- Discesa scalpello 12 ¼" (senza dusi) e test del sesto tappo di cemento con pressione e peso.

Nel caso si decidesse l'esecuzione di una Chiusura Mineraria dopo la Prova di Produzione si dovrebbe prima estrarre la Batteria di Completamento di Tubing da 3 ½" (lasciando in pozzo, dentro al foro scoperto, gli Expandable Screens) e poi passare alla CM come da schema: in tale circostanza i tappi del foro scoperto sarebbero fissati all'interno dentro gli Expandable Screens.



### 3.2 PROCEDURE OPERATIVE

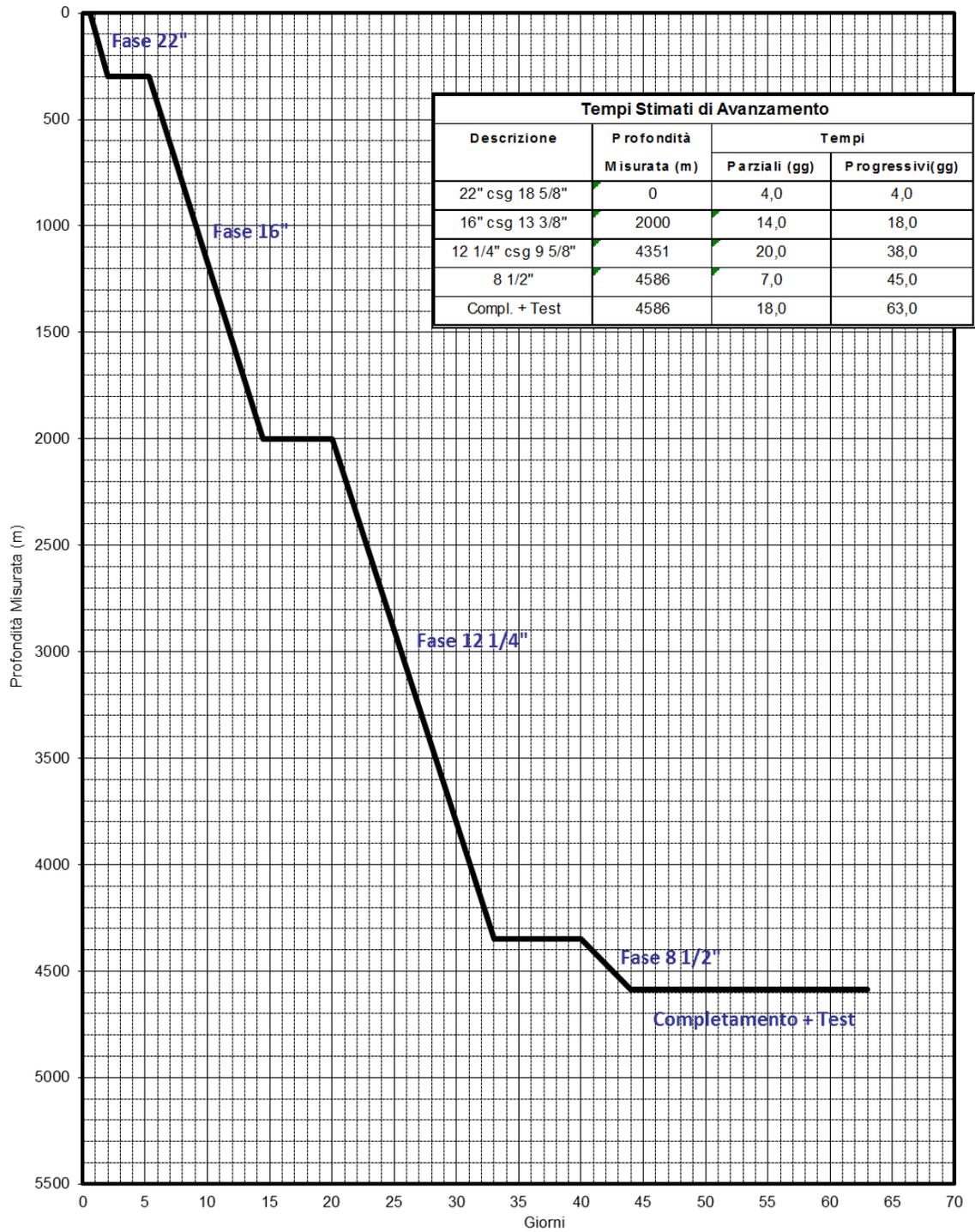
#### 3.2.1 Riassunto delle Operazioni

LOOKAHEAD: Liuba 1 Or				Well: Liuba 1 Or	
Servizio Perforazione e Completamento				Rig: Bentec 450 - MND	
			Time, Hrs.	Start (Date Time) *	
		Ref.	Plan	Start:	End
	<b>Start</b>		0,00	1/1/16 0:00	1/1/16 0:00
1	Prep. & conf. spud mud + kill mud + M/U Diverter su CP 30"	LIB10	13,00	1/1/16 0:00	1/1/16 13:00
2	M/U 22" BHA (TruTrak) e lavaggio interno C.P. 30"	LIB10	4,00	1/1/16 13:00	1/1/16 17:00
3	Perforazione 22" a ca. 300 mMD (DD da ca. 150m)	LIB10	26,00	1/1/16 17:00	2/1/16 19:00
4	Circolazione e POH per casing 18 5/8" - L/D BHA	LIB10	5,00	2/1/16 19:00	3/1/16 0:00
5	RIH con csg. 18 5/8" a 300 m circa	LIB10	6,00	3/1/16 0:00	3/1/16 6:00
6	RIH stinger cem & Cementazione casing	LIB10	5,00	3/1/16 6:00	3/1/16 11:00
7	POH stinger & WOC - Preparativi per sollevamento diverter	LIB10	7,00	3/1/16 11:00	3/1/16 18:00
8	N/D diverter e rough cut casing - Taglio finale 30" + 18 5/8"	LIB10	7,00	3/1/16 18:00	4/1/16 1:00
9	Installare la flangia base 20 3/4" 3K su 18 5/8" e test	LIB10	7,00	4/1/16 1:00	4/1/16 8:00
10	N/U BOP stack 18 3/4" x 5000 - Test funzionali e di tenuta.	LIB10	16,00	4/1/16 8:00	5/1/16 0:00
11	Preparazione stand DP 5 1/2" & M/U & RIH con BHA 16" (RSS)	LIB10	20,00	5/1/16 0:00	5/1/16 20:00
12	Fresare lo shoe track csg 18 5/8". - Spiazzamento "LTOBMM"	LIB10	12,00	5/1/16 20:00	6/1/16 8:00
13	RSS drlg foro 16" a ca. 2000 m MD	LIB10	200,00	6/1/16 8:00	14/1/16 16:00
14	Circ. & POOH bit 16" x RIH csg 13 3/8" - L/D BHA	LIB10	20,00	14/1/16 16:00	15/1/16 12:00
15	RIH con csg. 13 3/8" a 2000 m circa	LIB10	36,00	15/1/16 12:00	17/1/16 0:00
16	Cementazione casing	LIB10	10,00	17/1/16 0:00	17/1/16 10:00
17	WOC - Preparativi per nuova testa pozzo	LIB10	8,00	17/1/16 10:00	17/1/16 18:00
18	Taglio csg 13 3/8" - nuova Testa Pozzo & BOP 13 5/8" x 5 Kpsi	LIB10	30,00	17/1/16 18:00	19/1/16 0:00
19	Prep. stand DP 5 1/2" & M/U & RIH con BHA 12 1/4" (RSS)	LIB10	42,00	19/1/16 0:00	20/1/16 18:00
20	Fresaggio shoe track csg 13 3/8" & perf. 5 m di form. FIT	LIB10	6,00	20/1/16 18:00	21/1/16 0:00
21	RSS drlg foro 12 1/4" a ca. 4351 m MD	LIB10	270,00	21/1/16 0:00	1/2/16 6:00
22	Circ. & POOH bit 12 1/4" x RIH csg 9 5/8" - L/D BHA	LIB10	44,00	1/2/16 6:00	3/2/16 2:00
23	RIH con csg. 9 5/8" a 4351 m circa	LIB10	70,00	3/2/16 2:00	6/2/16 0:00
24	Cementazione casing	LIB10	10,00	6/2/16 0:00	6/2/16 10:00
25	WOC - Preparativi per nuova testa pozzo	LIB10	8,00	6/2/16 10:00	6/2/16 18:00
26	Taglio csg 9 5/8" - nuova Testa Pozzo & BOP 13 5/8" x 5 Kpsi	LIB10	30,00	6/2/16 18:00	8/2/16 0:00
27	Prep. stand DP 5 1/2" & M/U & RIH BHA 8 1/2" (RSS + PDM)	LIB10	20,00	8/2/16 0:00	8/2/16 20:00
28	Fresare lo shoe track csg 9 5/8". - Spiazzamento "TRUFLOW"	LIB10	24,00	8/2/16 20:00	9/2/16 20:00
29	RSS drlg foro 8 1/2" a ca. 4586 m MD	LIB10	64,00	9/2/16 20:00	12/2/16 12:00
30	Circ. & POOH bit 8 1/2" x Logs & L/D BHA	LIB10	36,00	12/2/16 12:00	14/2/16 0:00
31	Discesa Electrical Logs in LWF (Sonic + Caliper + CBL/VDL)	LIB10	24,00	14/2/16 0:00	15/2/16 0:00
32	Handover Completamento	LIB10	0,00	15/2/16 0:00	15/2/16 0:00
33	Discesa e settaggio degli Expandable Screens	LIB10	216,00	15/2/16 0:00	24/2/16 0:00
34	Discesa batteria di completamento tbg 3 1/2"	LIB10	72,00	24/2/16 0:00	27/2/16 0:00
35	Smont BOP, mont x-tree, colleg. linee (c. l. TRSSSV etc) e fiss. Packer	LIB10	48,00	27/2/16 0:00	29/2/16 0:00
36	Spurgo pozzo, discesa MG col CT, Prova di Produzione, estrazione MG col CT	LIB10	96,00	29/2/16 0:00	4/3/16 0:00
	<b>Fine Operazioni su Liuba 1 Or</b>	LIB10			<b>4/3/16 0:00</b>

\*Si è ipotizzato lo Spudding del pozzo Liuba 1 Or per inizio anno 2016.

### 3.2.1.1 Diagramma di Avanzamento

Liuba 1 Or  
Diagramma di Avanzamento



	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.2.2 Commenti Generali

1. Prima dell'inizio della perforazione, alla presenza di tutti i contrattisti, verrà tenuto un incontro per trattare i seguenti argomenti:
  - (i) Verifica e discussione dettagliata del programma;
  - (ii) Salute e sicurezza e altri argomenti specifici del sito;
  - (iii) Punti sensibili per quanto riguarda sicurezza e questione ambientale.
2. Dopo il montaggio dell'Impianto, il Responsabile della Perforazione ed il Supervisore alla Perforazione di Apennine-Energy insieme al Responsabile della Perforazione della Società Contrattista ispezioneranno fisicamente il sito per assicurarsi che tutti gli aspetti legati a sicurezza e ambiente siano stati trattati adeguatamente. Le operazioni non inizieranno fino a quando tale ispezione non sarà stata eseguita.
3. Il Supervisore alla Perforazione terrà regolarmente un incontro giornaliero con tutti i Responsabili delle varie società impiegate al fine di verificare e discutere delle operazioni programmate per le 24 ore successive.
4. Il tiro massimo consentito sulla batteria di perforazione sarà limitato all'80% della resistenza allo snervamento della batteria in uso. In nessun caso tali limiti devono essere superati senza l'approvazione del Responsabile della Perforazione.
5. La conformità con le pratiche raccomandate dal protocollo API 53 è obbligatoria. I rapporti dei test BOP devono mostrare tutti i risultati (alte e basse pressioni) e devono essere accompagnati da un grafico pressione - tempi. Tutti i test BOP devono essere condotti con acqua dolce pulita per evitare situazioni in cui particelle di fango possano ostruire piccole perdite. Il test in alta pressione sarà condotto per 10 minuti. Entrambi devono essere etichettati correttamente e firmati da:
  - (i) Supervisore alla Perforazione;
  - (ii) Toolpusher del Contrattista;
  - (iii) Operatore della Pompa.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

6. Le batterie di perforazione saranno dotate di adeguate valvole di non ritorno, ove richiesto.
7. In tutte le flange della testa pozzo saranno utilizzate guarnizioni ad anello nuove in acciaio inossidabile.
8. Annotare le dimensioni di tutti gli utensili e tubolari prima che gli oggetti entrino nel pozzo. Devono essere redatti diagrammi di pescaggio per tutte le batterie di perforazione (BHA).
9. La velocità di avanzamento non deve mai eccedere un valore per cui tutti i detriti di perforazione possano essere eliminati in modo efficiente dal foro.

### **3.2.3 Verifiche Prima della Perforazione**

Prima di iniziare la perforazione il Supervisore della Perforazione, come da lista di controllo di Apennine Energy, condurrà un'ispezione dell'impianto. Quando avrà firmato l'accettazione dell'impianto di perforazione, le operazioni potranno cominciare. L'ispezione dell'impianto deve includere quanto segue:

1. Tutte le apparecchiature di controllo eruzioni BOP (Diverter 29 ½", BOP 18 ¾" e 13 ⅝"), adattatori di testa, raccordi a campana ecc. devono essere calibrati con gli appositi manicotti di protezione dall'usura.
2. Tutto l'equipaggiamento di comando del pozzo compresi stack BOP, Unità Koomey, valvola HCR, choke manifold, pannello per il comando in remoto, ecc.
3. Sistema fanghi in alta pressione, compresi collettore colonna montante, rotary hose (tubo flessibile tra collettore di sonda e testa d'iniezione) e tutte le relative valvole.
4. Sistema fanghi di superficie, compreso il sistema miscelatore del fango, apparecchiature di controllo fango e tutte le valvole.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

5. Tutte le apparecchiature in noleggio devono essere consegnate complete di certificati di controllo. Il Supervisore alla Perforazione deve controllare i certificati di controllo di tutte le apparecchiature.
6. Le apparecchiature di terzi devono essere controllate e confermate con riferimento agli elenchi di carico. La funzionalità di tutte le apparecchiature deve essere controllata.
7. Assicurarsi che i sensori gas del contrattista di perforazione e della Mud Logging (se applicabile) siano installati correttamente nelle posizioni concordate e che ogni sistema sia stato calibrato e testato funzionalmente.

### **3.2.4 Tubo Guida 30" (pre-posizionato)**

#### **3.2.4.1 Descrizione Schematica**

1. Un conductor pipe da 30" con pareti di spessore 0,625" – X52 sarà battuto prima dell'arrivo dell'Impianto di Perforazione a  $\pm 50$  mMD o fino al rifiuto di 1-2 mm per colpo.

### **3.2.5 Sezione 22" a 300 mMD (299 mVD)**

#### **3.2.5.1 Descrizione Schematica**

L'obiettivo di questa fase è quello di isolare gli acquiferi e gli strati superficiali non consolidati per raggiungere un adeguato gradiente di fratturazione richiesto per perforare la fase successiva da 16" in sicurezza dopo aver diceso e cementato a giorno il casing superficiale 18 5/8". La profondità totale TD della sezione è programmata a 300 mMD.

1. La sezione sarà perforata verticalmente fino a 150 m per poi deviare con un dog leg severity di  $1,5^\circ/30$  m fino a TD fase dove saranno raggiunti i  $7,5^\circ$ . Previsto l'utilizzo di una batteria con attrezzatura automatica per verticalità e lievi deviazioni (punti **3.1.16.2** e **3.1.15**).

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

2. Non si prevede la presenza di gas superficiale.
3. Sarà utilizzato un fango a base d'acqua (per i dettagli vedi Programma Fanghi e Fluidi di Perforazione, punto **3.1.14.9**).
4. Il casing 18 5/8" cementato fino in superficie fornirà il supporto strutturale per la testa pozzo e BOP. Se si dovessero verificare perdite, sarà eseguito il riempimento dall'alto con cemento (Top Job).

### **3.2.5.2 Preparazione**

1. Pre-miscelare 25 m<sup>3</sup> di fango per il controllo pozzo (1,40 kg/l).
2. Assicurarsi che una valvola di sicurezza (per ogni tipo di collegamento da inserire nel foro) sia disponibile, in ogni momento, nell'impianto di perforazione.
3. Controllare fisicamente che tutte le apparecchiature dettagliate in un elenco siano presenti in loco, in buone condizioni e perfettamente funzionanti.
4. Controllare che il casing 18 5/8", presente in loco, sia sufficiente.
5. Pulire ed effettuare il controllo visivo di tutti i filetti. Tutto il casing deve essere liberato da detriti interni, calibrato, controllato per verificare eventuali danni strutturali ed etichettato. Le misurazioni devono essere controllate in modo indipendente.
6. Installare anelli di arresto sul casing come da programma dei centralizzatori. Il casing da 18 5/8" sarà equipaggiato con scarpa di cementazione di tipo "sting-in", e con tutti i centralizzatori (come numero e come tipo) ritenuti necessari alla fine della perforazione della fase da 22".
7. I primi tre giunti di casing saranno bloccati utilizzando un composto tipo Thread-lock sui filetti prima del serraggio.
8. Assicurarsi che sia disponibile una serie di tubi da 1,9" per eventuale cementazione dell'intercapedine 18 5/8" x 30" dall'alto, qualora non si verifichi il ritorno di cemento a giorno.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

9. Assicurarsi che in loco siano disponibili quantità sufficienti di cemento e di additivi per cemento, anche nel caso in cui si dovessero rendere necessari eventuali riempimenti dall'alto.
10. Preparare composti ad alta viscosità adatti, per aiutare nella pulizia del foro, se necessario.
11. Essere pronti a pompare miscele intasanti (LCM) se si dovessero verificare perdite.
12. Assicurarsi che il sistema di monitoraggio del gas e del flusso del fango siano perfettamente funzionanti. Il personale del contrattista di Mud Logging dovrà controllare tali sensori ogni ora durante la perforazione.
13. Saldare la flangia da 30" sul CP da 30" per l'installazione del sistema Diverter 29 1/2" x 500 psi.
14. Montare Drilling Spool dotato di scarichi laterali da 10" + Distanziere (se necessario) flangiate 30". La linea da 10" del Diverter avrà una valvola idraulica attuata che dovrà funzionare in connessione con il B.O.P. Annulare 29 1/2" x 500 psi: quando il B.O.P. Annulare si chiude, automaticamente la valvola idraulica della linea del Diverter si apre in modo da evitare ogni accumulo di pressione dentro il pozzo e fratturare la formazione superficiale.
15. Connettere il Diverter 29 1/2" x 500 psi (35 bar), il tubo pipa / flow line ed effettuare test di funzionalità e di pressione.

### **3.2.5.3 Esecuzione Foro 22"**

1. Per la perforazione della fase da 22" si userà la batteria descritta al punto **3.1.16.2.**
2. Con scalpello da 22" ripulire l'interno del C.P. fino alla scarpa dello stesso.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

3. Mantenere peso sullo scalpello, portate di fango e giri della batteria bassi per i primi 20 m sotto la scarpa da 30", per minimizzare il rischio di dilavamento della formazione. In seguito aumentare gradualmente le portate.
4. Perforare un foro 22" a  $\pm$  300 mMD. Pompate fluido ad alta viscosità se necessario per mantenere la pulizia del foro.
5. Se si incontrano formazioni a rapida perforazione, controllare la velocità di avanzamento ROP per impedire l'accumulo di detriti nell'intercapedine. Se necessario, sollevare la batteria dal fondo pozzo e circolare per pulire il foro.
6. Alla profondità totale prevista per la sezione, circolare abbondantemente il volume del foro.
7. Estrarre batteria.

#### **3.2.5.4 Discesa Casing 18 5/8"**

1. Una riunione del personale coinvolto nelle seguenti attività sarà tenuta per pianificare le operazioni e discutere della sicurezza e delle procedure.
2. Preparare le attrezzature per la discesa del casing da 18 5/8". Controllare che una testa di circolazione sia disponibile sul piano sonda e pronta all'uso nel caso in cui sia necessario circolare durante la discesa del casing.
3. Equipaggiare la colonna di casing con la centralizzazione programmata (punto **3.1.12.2**). Controllare la valvola di non ritorno.
4. Il casing TSH ER (od un casing simile, punto 3.1.11.15) deve essere serrato con una coppia di serraggio fornita dal produttore e sarà attuata attraverso chiavi automatiche fornite da una Compagnia specialistica nel serraggio e discesa casing.
5. Se necessario una cravatta di sicurezza deve essere utilizzata sul casing fino a che non viene esercitato un peso sufficiente sui cunei di tenuta per garantire la presa corretta.
6. Registrare il peso ogni 5 giunti durante la discesa in pozzo.
7. Eseguire discesa casing da 18 5/8" come segue:

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- (i) Bloccare i primi tre giunti con composto Thread-lock per prevenire il potenziale svitamento durante la successiva fresatura della scarpa.
- (ii) Discendere tanti giunti di casing 18 5/8" quanti sono necessari per raggiungere la profondità di posa richiesta installando i centralizzatori come da programma.
- (iii) Durante la discesa riempire il casing con fango dopo ogni giunto.
- (iv) Installare un centralizzatore rigido alla base del CP 30" ± 30m e 3m sotto il fondo della cantina.
- (v) Posizionare il casing in assetto finale, montare testa di circolazione. Circolare il volume dell'intercapedine + 50%.
- (vi) Smontare la testa di circolazione.
- (vii) Discendere nel pozzo con stinger e centralizzatore 18 5/8" x 5" 1,5m.
- (viii) Provare la circolazione attraverso lo stinger.

### **3.2.5.5 Cementazione Casing 18 5/8"**

1. Preparare malta come da Programma di Cementazione (punto **3.1.13.1**)
2. Montare testa di cementazione sull'asta di perforazione.
3. Montare le linee del cemento.
4. Sottoporre a test di pressione le condotte del cemento a 500 psi (34 bar) x 10 min e 2000 psi (138 bar) x 10 min. Iniziare la circolazione.
5. Circolare il fondo del foro a giorno. Controllare i ritorni e verificare eventuali perdite. Stabilire la portata ottimale.
6. Eseguire cementazione secondo il Programma di Cementazione.
7. Monitorare il ritorno dei fluidi durante lo spiazzamento. Se in superficie si vede il ritorno del cuscino d'acqua, dopo 5 m<sup>3</sup> cominciare a pompare la malta tal quale. È possibile ridurre il solo volume della malta di testa. Registrare eventuali perdite.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

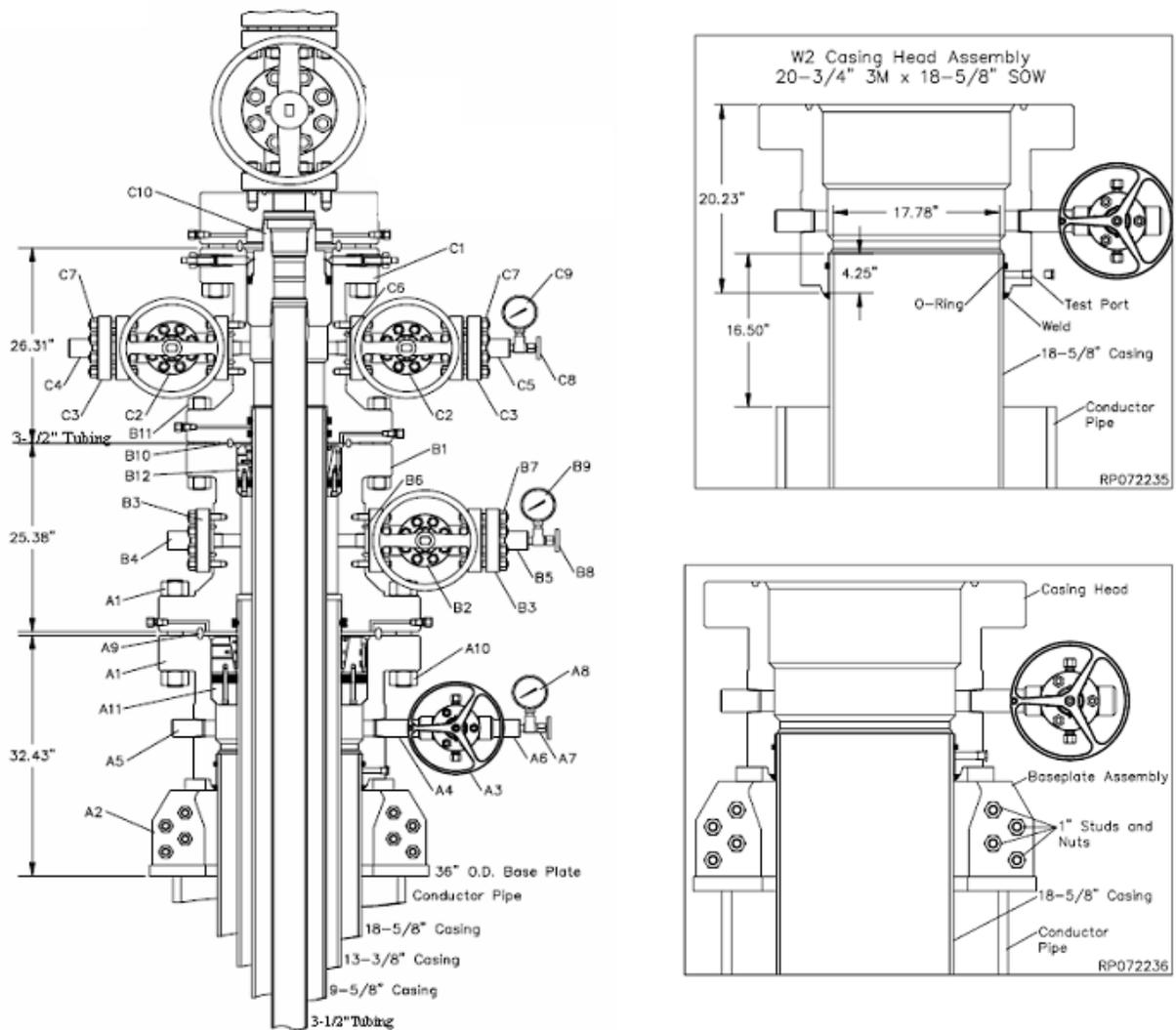
8. Spiazzare il cemento.
9. Registrare la pressione a fine spiazzamento (utilizzare questa per stimare il TOC se non c'è ritorno di cemento a giorno).
10. Rilasciare la pressione. Verificare eventuale ritorno.
11. Sollevare e attendere che l'eventuale eccesso di malta cada dall'asta.
12. Circolare per pulire lo stinger e la batteria. Estrarre batteria di cementazione.
13. Durante l'attesa presa cemento (da verificare con i campioni di superficie) preparare per il taglio delle colonne.

Riempimento dall'alto di cemento (top job)

*Se non si è verificato il ritorno della malta a giorno, sarà necessario procedere al riempimento dall'alto. È importante eseguire un buon riempimento dall'alto per fornire il supporto strutturale alla testa pozzo ed alle colonne del casing. Il riempimento dall'alto sarà eseguito nell'intercapedine 30" x 18 5/8", fino ad avere il cemento a giorno. Sarà utilizzata una malta a presa rapida.*

### **3.2.5.6 Installazione Testa Pozzo e BOP Stack**

1. Smontare il sistema diverter.
2. Tagliare il conductor pipe 30" ed il casing 18 5/8" all'altezza richiesta dal costruttore della Testa pozzo.
3. Installare la sezione "A" della testa pozzo come dalla figura seguente:



Wellhead Section "A" Components

Item	Component	Item	Component
A1	18-5/8" x 20-3/4" 3K Casing Head SOW with 2 x 2" Line Pipe outlets	A7	1/2" NPT Needle Valve
A2	36" OD Base Plate x 21.6" ID x 13" Height	A8	Pressure Gauge 0-5000 psi
A3	2-1/16" 5K Manual Gate Valve x 2" Line Pipe	A9	Ring Gasket RX-74
A4	2" Line Pipe Nipple x 6" Long	A10	20 x 2" 8UNC x 14.75" Long Studs with 2 nuts each
A5	2" Line Pipe Bull Plug x Blank x 4" Long	A11	20" x 13-3/8" Casing Hanger
A6	2" Line Pipe Bull Plug x Tapped 1/2" NPT x 4" Long		

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

4. Chiudere l'intercapedine 30" x 18 5/8" tramite saldatura di due semicorone, di cui una equipaggiata con un connettore da 1/2" che permetta l'installazione di manometro e di una valvola.
5. Montare stack BOP 18 3/4" x 5000 psi.
6. Effettuare B.O.P. test (punto **3.1.23.3**).
7. Tutti i test vanno registrati su relativo grafico e sul modulo di Prova BOP.

### **3.2.6 Sezione 16" a 2000 mMD (919 mVD)**

#### **3.2.6.1 Descrizione Schematica**

L'obiettivo di questa fase è quello di isolare i livelli di sabbia, ghiaia ed argilla della formazione Rocca Imperiale con il casing intermedio 13 3/8" che sarà disceso con scarpa nelle argille della formazione Argille di Crotona (circa 200 m in verticale) in modo da raggiungere un gradiente di fratturazione idoneo per la continuazione della perforazione della fase successiva.

Il casing servirà anche per coprire tutto il tratto curvo di build-up fino alla massima inclinazione di 80,327° e la prima parte del foro tangente ad inclinazione costante.

Sarà effettuato un FIT sotto scarpa csg 13 3/8".

1. La profondità totale TD della sezione è programmata a 2000 mMD.
2. La sezione sarà perforata seguendo il Programma di Deviazione (punto **3.1.15**) e si useranno scalpelli PDC (Polycrystalline Diamond Compact. Punto **3.1.17**).
3. La sezione sarà perforata con un fango a base olio sintetico "Low Toxic" ed in circolazione continua. Vedere Programma Fanghi e Fluidi di Perforazione e paragrafo Circolazione Continua per i dettagli (punti **3.1.14.10** e **3.1.19.2**).
4. Il casing 13 3/8" sarà cementato fino in superficie (punto **3.1.13.2**).

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.2.6.2 Preparazione

1. Assicurarsi che una valvola di sicurezza per ogni tipo di connessione da utilizzare nel foro sia disponibile in ogni momento sull'impianto di perforazione.
2. Controllare fisicamente che tutte le attrezzature/apparecchiature dettagliate nell'elenco delle apparecchiature siano presenti in loco, in buone condizioni e perfettamente funzionanti.
3. Controllare che il casing 13 3/8" in loco sia sufficiente.
4. Pulire ed effettuare il controllo visivo di tutti i filetti. Tutto il casing deve essere liberato da detriti interni, calibrato, controllato per verificare eventuali danni strutturali ed etichettato. Le misurazioni devono essere controllate in modo indipendente.
5. Installare anelli di arresto sul casing come da programma dei centralizzatori. Il casing da 13 3/8" sarà equipaggiato con scarpa di cementazione di tipo "Pen-otrator" e con tutti i centralizzatori (come numero e come tipo) ritenuti necessari alla fine della perforazione della fase da 16" (punto **3.1.12.3** e **3.1.12.5**).
6. Installare la scarpa del casing con doppia valvola di non ritorno. Sigillare i giunti al serraggio utilizzando composto Thread-lock sui primi due giunti da scendere in pozzo.
7. Assicurarsi che la testa di cementazione sia controllata e verificata.
8. Assicurarsi che in loco siano disponibili quantità sufficienti di cemento e di additivi per cemento.
9. Preparare cuscini ad alta viscosità in quantità adeguata da circolare per aiutare nella pulizia del foro, se necessario.
10. Preparare in anticipo le lunghezze necessarie per la perforazione della fase 16" montandogli i Sub HoD ed i NRDPP come da Programmi (punto **3.1.19.2** e **3.1.18.6**). Montare il Manifold e le linee del sistema Circolazione Continua HoD durante il W.O.C. / montaggio Testa Pozzo e B.O.P. Stack.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.2.6.3 Esecuzione Foro 16"

1. Per la perforazione della fase da 16" fino a 2000 mMD (919 mVD) si utilizzerà un RSS e la batteria sarà composta come da punto **3.1.16.3**.
2. Discendere Bit con precauzione nel toccare il top del cemento.
3. Fresare cemento e scarpa da 18 5/8", prima di fresare la scarpa, spiazzare il Fango a base Acqua col Fango a base olio sintetico "Low Toxic": punto **3.1.14.10**), pulire il foro da 22" sotto la scarpa e perforare almeno 5 m di nuovo foro.
4. Circolare e condizionare il fango. Continuare a circolare fino a che il fango avrà densità costante.
5. Ritirare lo scalpello nel casing da 18 5/8".
  - *Eeguire il Test di Integrità della Formazione (FIT) fino ad arrivare ad un gradiente pari a  $1,3 \text{ Kg/cm}^2 \times 10 \text{ m}$ . Pompare a incrementi di 0,5 bbls. Registrare e plottare la pressione stabilizzata dopo ogni incremento. Comunicare il gradiente di Leak Off (se raggiunto) al Responsabile della Perforazione.*
6. Il gradiente di fratturazione deve essere segnalato sul Rapporto Giornaliero di perforazione. Deve essere preparato un rapporto dettagliato sul test FIT, che includa dettagli di profondità foro, dimensioni, pressioni, volumi pompato, ecc. ed il grafico di pressione superficiale - volume pompato.
7. Ricalcolare la tolleranza al kick.
8. Perforare il foro da 16" in circolazione continua, seguendo il Programma di Deviazione (punto **3.1.15**), fino al csg point di 2000 mMD.
9. Alla profondità totale TD della sezione, circolare 2 volte il volume del foro ed eseguire una manovra corta (5 lunghezze) per verificare la presenza di eventuali detriti a fondo foro, di sovratiri e assorbimenti. Al fondo circolare, muovendo la batteria, fino a vibrovagli puliti. Prima di estrarre aumentare la

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

densità fango da 1,22 a 1,25 kg/l per bilanciare almeno in parte, la perdita dell'ECD a fine circolazione.

10. Estrarre batteria di perforazione in circolazione a portata ridotta, per non superare l'ECD di perforazione, se l'estrazione in foro scoperto ha avuto problemi, ritornare al fondo per un nuovo ripasso o pulizia del foro). Ultimare estrazione della batteria di perforazione a giorno senza circolazione.

#### **3.2.6.4 Discesa Casing 13 3/8"**

1. Una riunione del personale coinvolto nelle seguenti attività sarà tenuta per pianificare le operazioni e discutere la sicurezza delle procedure.
2. Montare l'attrezzatura per la discesa del casing 13 3/8".
3. Discendere il giunto con la scarpa ed il Float Collar divisi da tre giunti ed assicurarsi che la scarpa sia funzionante e che sia possibile la circolazione attraverso la stessa. Sigillare i primi 3 giunti con composto Thread-Lock.
4. Il casing TSH W521 (o casing similare, punto **3.1.11.6**) deve essere serrato con una coppia di serraggio fornita dal produttore e sarà attuata attraverso chiavi automatiche fornite da una Compagnia specialistica nel serraggio e discesa casing.
5. Una cravatta di sicurezza deve essere utilizzata sul casing fino a che non viene esercitato un peso sufficiente sui cunei di tenuta per garantire la presa corretta.
6. Registrare il peso ogni 5 giunti durante la discesa in pozzo.
7. Per il riempimento casing e per eventuali circolazioni utilizzare un'attrezzatura tipo "Tam Packer". Preparare comunque una testina di circolazione/sicurezza prima di eseguire l'operazione di discesa casing.
8. Eseguire un test di circolazione dopo 5 giunti a 3 diverse portate per verificare il flusso e la relativa caduta di pressione dovuti alla valvola di non ritorno e alla scarpa.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

9. Continuare la discesa del casing 13 3/8" con la centralizzazione programmata (punto **3.1.12.3**) e riempire ogni giunto durante la discesa.
10. Installare il giunto finale (landing joint).
11. Circolare durante il posizionamento finale del casing se le condizioni del foro lo richiedono.
12. Eseguire circolazione completa dei volumi dell'intercapedine più il 50%. Muovere leggermente il casing verticalmente durante la circolazione fin quando non si vi sono sovratiri.
13. Condizionare il fango in preparazione della cementazione.

#### **3.2.6.5 Cementazione Casing 13 3/8"**

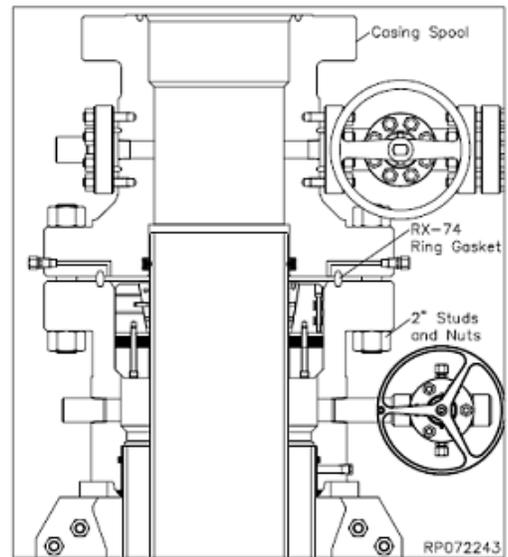
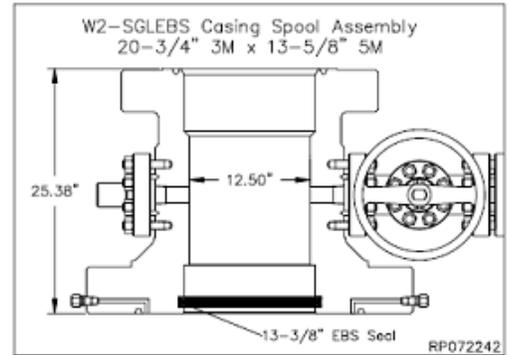
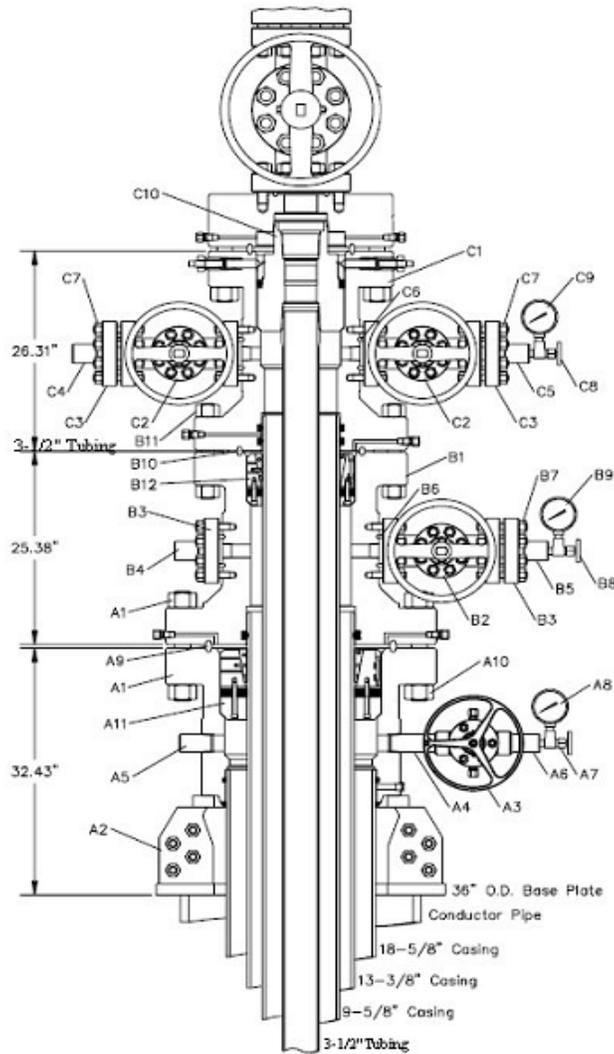
1. Montare la testa di cementazione con i tappi superiore e inferiore installati.
2. Montare le linee del cemento.
3. Sottoporre a test di pressione le linee del cemento a 500 psi (34 bar) x 10 min e 3000 psi (207 bar) x 10 min. Iniziare la circolazione.
4. Circolare il fondo a giorno, controllare il flusso di ritorno e verificare eventuali assorbimenti. Stabilire la portata ottimale.
5. Pompate cuscino separatore e rilasciare il tappo di cementazione inferiore.
6. Preparare e pompare malta di cemento secondo il Programma di Cementazione (punto **3.1.13.2**).
7. Monitorare il ritorno durante la cementazione. Registrare eventuali assorbimenti. Se si osservano assorbimenti durante la fase di spiazzamento ridurre le portate.
8. Rilasciare il tappo di cementazione superiore e spiazzare il cemento con le pompe di fango.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

9. Registrare la pressione finale di pompaggio (da usare per stimare la posizione del top del cemento).
10. Ridurre la portata di spazzamento a 0,5 bbl/min prima di avere il contatto tappi. Eseguire contatto tappi. Aumentare la pressione a 2500 psi. Mantenerla per 10 minuti.
11. Rilasciare lentamente la pressione e verificare il flusso di ritorno per controllare la tenuta delle valvole.
12. Attesa presa cemento per 8 ore dopo il contatto tappi o finché i campioni di superficie non si siano induriti.

#### **3.2.6.6 Installazione Testa Pozzo e BOP Stack**

1. Scollegare e sollevare lo stack BOP, monitorare l'intercapedine.
2. Posizionare i cunei di tenuta e incuneare il casing 13 3/8".
3. Eseguire primo taglio del csg 13 3/8" e rimuovere il suo landing joint.
4. Rimuovere e smontare B.O.P.Stack da 18 3/4" x 5000 psi.
5. Eseguire il taglio finale del casing 13 3/8".
6. Installare la sezione B della Testa Pozzo come da procedura del costruttore.
7. Testare inflangiatura a 1000 psi.
8. Montare lo stack BOP 13 5/8"x 5000 psi, completo di linee choke e kill ed eseguire B.O.P. test (punto **3.1.23.4**).
9. Tutti i test devono essere registrati su un grafico e riportati su un modulo di test BOP.



Wellhead Section "B" Components

Item	Component	Item	Component
B1	20-3/4" 3K x 13-5/8" 5K Casing Spool with two 2-1/16" 5K studded outlets	B7	8 x 7/8" 9UNC x 6.5" long Studs with 2 two nuts each
B2	2-1/16" 5K Gate Valve Flanged end, handwheel operated	B8	Needle Valve 1/2" NPT male x female
B3	2 x 2-1/16" 5K x 2" Line Pipe Companion Flange	B9	4-1/2" OD face x 1/2" NPT Pressure Gauge 0-5000 psi
B4	2" Line Pie Bull Plug x blank x 4" Long	B10	Ring Gasket BX-160
B5	2" Line Pipe Bull Plug x Tapped 1/2" NPT x 4" Long	B11	16 x 1-5/8" 8UNC x 12.75" long Studs with two nuts each
B6	3 x Ring Gasket RX-24	B12	13-5/8" x 9-5/8" Casing Hanger

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.2.7 Sezione Foro 12 ¼” a 4251 mMD (1313 mVD)

#### 3.2.7.1 Descrizione Schematica

L’obiettivo di questa fase è quello di isolare le ”Argille di Crotone” soprastanti il reservoir in modo da completare la perforazione con la fase finale 8 ½” dentro il giacimento.

Il casing servirà anche per coprire tutto il rimanente tratto in tangente e l’inizio del secondo BU che, nella parte finale della fase, innalzerà l’inclinazione del pozzo da 80,327° a circa 84°.

1. La profondità totale TD della sezione è programmata a 4351 mMD (1313 mVD).
2. La sezione sarà perforata con un RSS per fase da 12 ¼” e seguirà il Progetto di Deviazione (punto **3.1.15**)
3. Previsto l’utilizzo di scalpelli PDC (Polycrystalline Diamond Compact. Punto **3.1.17**).
4. La sezione sarà perforata con un fango a base olio sintetico “Low Toxic”. Vedere Programma Fanghi e Fluidi di Perforazione per i dettagli (punto **3.1.14.11**).
5. Durante la perforazione si utilizzerà il sistema di Circolazione Continua HoD (punto **3.1.19.2**).
6. Il casing 9 5/8” verrà cementato fino a 1900 mMD (100 m dentro il csg 13 3/8”)

#### 3.2.7.2 Preparazione

1. Assicurarsi che una valvola di sicurezza per ogni tipo di connessione da utilizzare nel foro sia disponibile in ogni momento sull’impianto di perforazione.
2. Controllare fisicamente che tutte le attrezzature/apparecchiature dettagliate nell’elenco delle apparecchiature siano presenti in loco, in buone condizioni e perfettamente funzionanti.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

3. Controllare che il casing 9 5/8" in loco sia sufficiente. Controllare di avere alcuni casing 9 5/8" da 53,5 # da mettere al fondo per il fissaggio del Packer di Produzione.
4. Pulire ed effettuare il controllo visivo di tutti i filetti. Tutto il casing deve essere liberato da detriti interni, calibrato, controllato per verificare eventuali danni strutturali ed etichettato. Le misurazioni devono essere controllate in modo indipendente.
5. Installare anelli di arresto sul casing come da programma dei centralizzatori. Il casing da 9 5/8" sarà equipaggiato con tutti i centralizzatori (come numero e come tipo) ritenuti necessari alla fine della perforazione della fase da 12 1/4" (punto **3.1.12.4**).
6. Installare la scarpa del casing (Turbocaser Express – punto **3.1.12.6**). Sigillare i giunti al serraggio utilizzando composto Thread-lock sui primi due giunti da scendere in pozzo.
7. Assicurarsi che la testa di cementazione sia controllata e verificata.
8. Assicurarsi che in loco siano disponibili quantità sufficienti di cemento e di additivi per cemento.
9. Preparare cuscini ad alta viscosità in quantità adeguata da circolare per aiutare nella pulizia del foro, se necessario.
10. Preparare in anticipo le lunghezze necessarie per la perforazione della fase 12 1/4" montandogli i Sub HoD ed i NRDPP come da Programmi (punto **3.1.19.2** e **3.1.18.6**).

### **3.2.7.3 Esecuzione Foro 12 1/4"**

1. Per la perforazione della fase da 12 1/4" fino a 4351 mMD (1313 mVD) si utilizzerà un RSS e la batteria sarà composta come da punto **3.1.16.4**.
2. Discendere Bit con precauzione nel toccare il top del cemento.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

3. Fresare cemento e scarpa da 13 3/8", pulire il foro da 16" sotto la scarpa e perforare almeno 5 m di nuovo foro.
4. Circolare e condizionare il fango. Continuare a circolare fino a che il fango avrà densità costante.
5. Ritirare lo scalpello nel casing da 13 3/8".
6. *Eeguire il Test di Integrità della Formazione (FIT) fino ad arrivare ad un gradiente pari a 1,5 Kg/cm<sup>2</sup> x 10 m. Pompate a incrementi di 0,5 bbls. Registrare e plottare la pressione stabilizzata dopo ogni incremento. Comunicare il gradiente di Leak Off (se raggiunto) al Responsabile della Perforazione.*
7. Il gradiente di fratturazione deve essere segnalato sul Rapporto Giornaliero di perforazione. Deve essere preparato un rapporto dettagliato sul test FIT, che includa dettagli di profondità foro, dimensioni, pressioni, volumi pompati, ecc. ed il grafico di pressione superficiale - volume pompato.
8. Ricalcolare la tolleranza al kick.
9. Perforare il foro da 12 1/4" in circolazione continua, seguendo il Programma di Deviazione (punto 3.1.15), fino al csg point di 4351 mMD.
10. Alla profondità totale TD della sezione, circolare 2 volte il volume del foro ed eseguire una manovra corta (5 lunghezze) per verificare la presenza di eventuali detriti a fondo foro, di sovratiri ed assorbimenti. Ricircolare al fondo, muovendo la batteria, fino a vibrovagli puliti. Durante tali operazioni e comunque prima di estrarre aumentare la densità fango da 1,30 a 1,35 kg/l per bilanciare, almeno in parte, la perdita dell'ECD che si aveva con la circolazione continua durante la perforazione.
11. Estrarre batteria di perforazione in circolazione a portata ridotta, per non superare l'ECD di perforazione, dentro al csg 13 3/8" (se l'estrazione dal foro aperto 12 1/4" ha avuto problemi, ritornare al fondo per un nuovo ripasso/pulizia foro) ed ultimare estrazione della batteria di perforazione a giorno senza circolazione.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

#### 3.2.7.4 Discesa Casing 9 5/8"

1. Il casing TSH W563 (o casing similare, punto **3.1.11.7**) deve essere serrato con una coppia di serraggio fornita dal produttore e sarà attuata attraverso chiavi automatiche fornite da una Compagnia specialistica nel serraggio e discesa casing. Nei primi giunti serrati sarà aggiunto il composto sigillante Thread-Lock.
2. Una cravatta di sicurezza deve essere utilizzata sul casing fino a che non viene esercitato un peso sufficiente sui cunei di tenuta per garantire la presa corretta.
3. Registrare il peso ogni 5 giunti durante la discesa in pozzo.
4. Una riunione del personale coinvolto nelle seguenti attività sarà tenuta per pianificare le operazioni e discutere la sicurezza delle procedure.
5. Montare l'attrezzatura per la discesa del casing 9 5/8".
6. Discendere il giunto con la scarpa (Turbocaser Express – punto **3.1.12.6**) ed il Float Collar divisi da tre giunti ed assicurarsi che la scarpa sia funzionante e che sia possibile la circolazione attraverso la stessa. Sigillare i primi 3 giunti con composto Thread-Lock.
7. Per il riempimento casing e per eventuali circolazioni utilizzare un'attrezzatura tipo Tam Packer. Preparare comunque una testina di circolazione/sicurezza prima di eseguire l'operazione di discesa casing.
8. Eseguire un test di circolazione dopo 5 giunti a 3 diverse portate per verificare il flusso e la relativa caduta di pressione dovuti alla valvola di non ritorno e alla scarpa.
9. Continuare la discesa del casing 9 5/8" con la centralizzazione programmata (punto **3.1.12.4**) e riempire ogni giunto durante la discesa.
10. Installare il giunto finale (landing joint).
11. Circolare durante il posizionamento finale del casing se le condizioni del foro lo richiedono.
12. Eseguire circolazione completa dei volumi dell'intercapedine più il 50%. Muovere leggermente il casing verticalmente durante la circolazione fin quando non si vi sono sovratiri.
13. Condizionare il fango in preparazione della cementazione.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

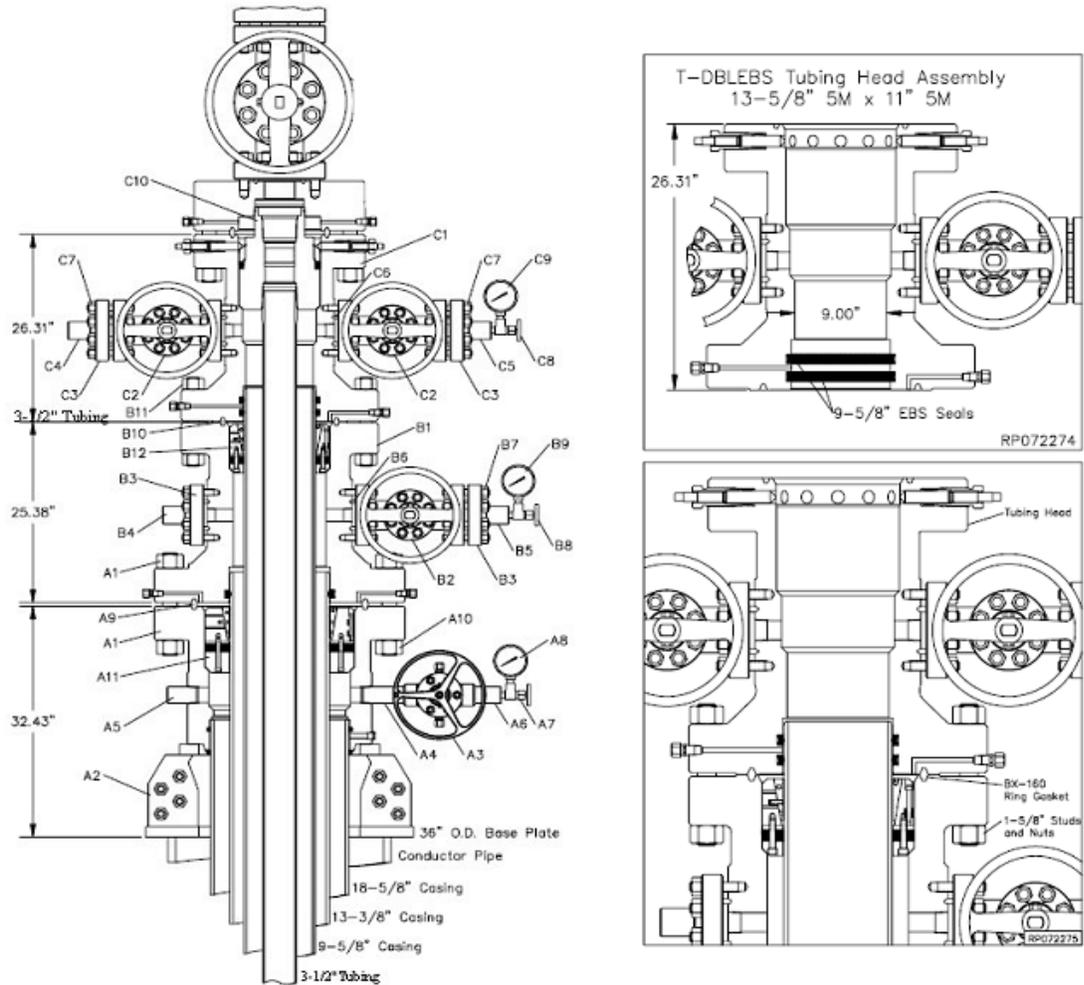
### 3.2.7.5 Cementazione Casing 9 5/8"

1. Montare la testa di cementazione con i tappi superiore e inferiore installati.
2. Montare le linee del cemento.
3. Sottoporre a test di pressione le linee del cemento a 500 psi (34 bar) x 10 min e 3000 psi (207 bar) x 10 min. Iniziare la circolazione.
4. Circolare il fondo a giorno, controllare il flusso di ritorno e verificare eventuali assorbimenti. Stabilire la portata ottimale.
5. Pompate cuscino separatore e rilasciare il tappo di cementazione inferiore.
6. Preparare e pompare malta di cemento secondo il Programma di Cementazione (punto **3.1.13.3**).
7. Monitorare il ritorno durante la cementazione. Registrare eventuali assorbimenti. Se si osservano assorbimenti durante la fase di spiazzamento ridurre le portate.
8. Rilasciare il tappo di cementazione superiore e spiazzare il cemento con le pompe di fango.
9. Registrare la pressione finale di pompaggio (da usare per stimare la posizione del top del cemento).
10. Ridurre la portata di spiazzamento a 0,5 bbl/min prima di avere il contatto tappi. Eseguire contatto tappi. Aumentare la pressione a 2500 psi. Mantenerla per 10 minuti.
11. Rilasciare lentamente la pressione e verificare il flusso di ritorno per controllare la tenuta delle valvole.
12. Attesa presa cemento per 7 ore dopo il contatto tappi o finché i campioni di superficie non si siano induriti.

### 3.2.7.6 Installazione Testa Pozzo e BOP Stack

1. Scollegare e sollevare lo stack BOP, monitorare l'intercapedine.
2. Posizionare i cunei di tenuta e settare casing 9 5/8" su di essi. Eseguire primo taglio del csg 9 5/8" e rimuovere il suo landing joint. Eseguire il taglio finale del casing 9 5/8".

3. Installare la sezione C come figura seguente:



Wellhead Section "C" Components

Item	Component	Item	Component
C1	13-5/8" 5K x 11" 5K Tubing Head with two 2-1/16" 5K studded outlets	C6	4 x Ring Gasket RX-24
C2	2 x 2-1/16" 5K Gate Valve Flanged end, handwhell operated	C7	16 x 7/8" 9UNC x 6.5" long Studs with two nuts each
C3	2 x 2-1/16" 5K x 2" Line Pipe Companion Flange	C8	Needle Valve 1/2" NPT male x female
C4	2" Line Pipe Bull Plug x blank x 4" Long	C9	4-1/2" OD face x 1/2" NPT Pressure Gauge 0-5000 psi
C5	2" Line Pipe Bull Plug x Tapped 1/2" NPT x 4" Long	C10	11" x 4-1/2" New Vam bottom Tubing Hanger with 4" H BPV thread

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

4. Testare inflangiatura a 1000 psi.
5. Rimontare lo stack BOP 13 5/8"x 5000 psi, completo di linee choke e kill ed eseguire B.O.P. test (punto **3.1.23.5**).
6. Tutti i test devono essere registrati su un grafico e riportati su un modulo di test BOP.

### **3.2.8 Sezione Foro 8 1/2" a 4586 mMD (1322 mVD)**

#### **3.2.8.1 Descrizione Schematica.**

L'obiettivo di questa fase è di perforare il Drain Hole all'interno della struttura a gas sabbiosa della Formazione San Mauro scoperta con il pozzo off-shore di Laura 1.

1. La profondità finale prevista è di 4386 mMD (1322 mVD).
2. La sezione sarà perforata con un RSS secondo il Progetto di Deviazione (punto **3.1.15**)
3. Si useranno scalpelli PDC (Polycrystalline Diamond Compact. Punto **3.1.17**).
4. La sezione sarà perforata con un fango a base acqua (tra le caratteristiche del fluido di perforazione scelto c'è quella di minimizzare l'invasione in formazioni potenzialmente produttive riducendo il possibile danneggiamento). Vedere Programma Fanghi e Fluidi di Perforazione per i dettagli (punto **3.1.14.12**).
5. Durante la perforazione si utilizzerà il sistema di Circolazione Continua HoD (punto **3.1.19.2**).

#### **3.2.8.2 Preparazione**

1. Assicurarsi che una valvola di sicurezza, adeguata ad ogni tipo di connessione, sia disponibile in ogni momento sull'impianto di perforazione.
2. Controllare fisicamente che tutte le apparecchiature dettagliate in un elenco siano presenti in loco, in buone condizioni e perfettamente funzionanti.
3. Assicurarsi che i vibrovagli siano dotati delle reti corrette.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

4. Preparare composti ad alta viscosità utili se necessario a pulire il foro.
5. Preparare in anticipo le lunghezze necessarie per la perforazione della fase 8 ½" montandogli i Sub HoD ed i NRDPP come da Programmi (punto **3.1.19.2** e **3.1.18.6**).

### **3.2.8.3 Esecuzione Foro 8 ½"**

1. Per la perforazione della fase da 8 ½" fino a TD 4586 (1322 mVD) si utilizzerà un RSS e la batteria sarà composta come da punto **3.1.16.5**.
2. Scendere in pozzo la batteria di perforazione e registrare la profondità del top cemento.
3. Fresare cemento, collare, cemento e scarpa (prima di uscire dalla scarpa spazzare Fango a base olio sintetico "Low Toxic" con il Fango ad Acqua - punto **3.1.14.12** e **3.1.14.13**) e pulire il foro da 12 ¼" sotto la scarpa.
4. Perforare il foro da 8 ½" in circolazione continua, seguendo il Programma di Deviazione (punto **3.1.15**), fino alla TD di 4386 mMD (la quota esatta verrà decisa dalla Geologia Operativa in fase di perforazione).
5. Alla TD, circolare 2 volte il volume del foro ed eseguire una manovra corta alla scarpa 9 5/8" per verificare la presenza di eventuali detriti a fondo foro, di sovratiri ed assorbimenti. Ricircolare il fondo, muovendo la batteria, fino a vibrovagli puliti. Durante tali operazioni e comunque prima di estrarre aumentare la densità fango da 1,25 a 1,30 kg/l per bilanciare, almeno in parte, la perdita dell'ECD che si aveva con la circolazione continua durante la perforazione e per portare il fango alla stessa densità del futuro fluido di completamento.
6. Estrarre batteria di perforazione in circolazione (ad una bassa portata in modo da non aumentare troppo l'ECD) fino dentro il csg 9 5/8" e poi ultimare estrazione batteria di perforazione senza circolazione.

### **3.2.8.4 Logs Elettrici nel Foro 8 ½" e csg 9 5/8"**

1. Considerato l'angolo d'inclinazione del pozzo si procederà con la registrazione dei logs con le aste, è stata considerato la tecnica "Well Shuttle" della Weatherford

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

(come riferimento da confermare) per permettere una registrazione in sicurezza e veloce del log sonico nel dreno sub-orizzontale e del log di controllo della cementazione nella colonna da 9 5/8" (punto **2.4.4**).

2. La tecnologia "Well Shuttle" consente di scendere tutti gli attrezzi wireline della linea "Compact" (diametro nominale da 2,25in) con le aste di perforazione senza il cavo. La registrazione viene quindi fatta in modalità di memoria e non è disponibile la lettura in tempo reale. Gli attrezzi vengono montati all'interno di una asta aperta al fondo (mule shoe) e discesi sino alla profondità totale. Una volta toccato il fondo pozzo, viene estratta una lunghezza ed espulsa l'attrezzatura log. A questo punto inizia la registrazione in estrazione con le aste del log sonico nel dreno sub-orizzontale con le sei dita del caliper aperte. Alla scarpa della colonna da 9 5/8", viene chiuso il caliper e viene registrato il log di controllo della cementazione all'interno della colonna fino a 100 m sopra il TOC (Top of Cement). Una volta in superficie, la memoria viene scaricata, vengono poi confrontati i dati di profondità con i dati misurati in pozzo e quindi resa immediatamente fruibile in cantiere.

**N.B.:** il Servizio Logs potrebbe essere fornito da una Compagnia diversa dalla Weatherford in base ai risultati di gara.

### **3.2.9 Completamento Expandable Screen: Procedura Operativa**

#### **3.2.9.1 Preparazione Foro**

1. Discendere uno scalpello da 8 1/2" (senza dusi) + una String Mill a drift per il csg 9 5/8" - 53,5 lb/ft. Circolare bottom up ed estrarre batteria di pulizia casing.
2. Discendere, con una batteria di aste, una scarpa di circolazione 6 3/8" (fornita da Baker) per una pulizia del foro da 8 1/2" (circolare con una portata capace di rimuovere e trasportare i detriti in superficie). Circolare attraverso un vibrovaglio con una rete da 60 US Mesh (250 micron) al fine di trattenere i cuttings in superficie.
3. Monitorare reologia e densità del DIF durante tutte le fasi dell'operazione.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

4. Una volta pulito il foro da 8 ½” (circolazione con vibrovaglio pulito), spazzare il DIF del foro aperto 8 ½” con il Brine di Completamento (punti **3.1.14.14** e **3.1.14.15**).
5. Estrarre batteria di circolazione in scarpa 9 5/8” ed effettuare un controllo statico di 30’.
6. Se si registrano assorbimenti prossimi a 10 bph (monitorare eventuali assorbimenti tramite Trip Tank) ridiscendere batteria di circolazione a fondo pozzo per il ripristino del Filter Cake e riprendere dal punto 3 di questo paragrafo. Se invece gli assorbimenti sono trascurabili, eseguire pulizia casing con cuscini di Acido Cloridrico e Soda (da definire nel dettaglio).
7. Estrarre batteria di circolazione con scarpa da 6 5/8” Baker.

### **3.2.9.2 Procedura di Installazione del Sistema Expandable**

1. Assemblare bull plug e blank pipe (9 m), Express Screen e FORMPac Packers (la configurazione finale della string verrà definita base alla profilo litostratigrafico risultante dai logs punti **3.1.24.3** e **3.1.24.4**).

**Prestare la massima attenzione durante la movimentazione del materiale su parco tubi e piano sonda, soprattutto durante il sollevamento degli attrezzi di servizio (Stroker e catEXX running tool), considerata la lunghezza di circa 15 m.**

- a. Una volta che l’ultimo joint di blank pipe è stato connesso, installare il contingency well control safety sub con kelly cock al top del blank pipe.
  - b. Sollevare la parte inferiore del CatEXX Service Tool String (pre assemblata) e collegarla al top blank pipe tramite saver sub (blank 2 ft).
  - c. Sollevare e assemblare la parte superiore del CatEXX Service Tool (Hydraulic Anchor e Upper Setting Sleeve 9 ft lg).
2. RIH lentamente, essendo estremamente cauti durante il passaggio nel BOP Stack con il Liner Hanger Assembly. Il riempimento della batteria avverrà attraverso screen e ball seat (le cui biglie sono bloccate superiormente) e attraverso port della hyflo valve. **Tutte le aste devono essere calibrate. È**

- fondamentale che l'annulus sia mantenuto pieno di continuo durante l'intera operazione per mantenere la pressione idrostatica sul DIF filter cake. Verificare rating del Top Drive.**
3. Eseguire test di pressione alle linee fino a 7500 psi x 10' (utilizzare Cementatrice con le sue linee oppure il set pompa / linee ad alta pressione).
  4. Continuare la discesa fino alla profondità di settaggio del Liner Hanger; monitorare gli assorbimenti nella trip tank sull'annulus; durante la discesa dell'assemblaggio nella sezione in open hole, osservare e registrare eventuali assorbimenti prima di settare il packer/liner hanger ed usare la trip tank per mantenere il foro pieno con brine filtrato. **Non ruotare l'assemblaggio. Massimo set down weight e overpull 15 ton.**
  5. Lanciare biglia di bronzo da **1 7/16"** (biglia secondaria 1.5") e pompare 5-6 bbls a 1.0 bpm per aiutare la gravitazione della biglia nel ball seat (5min/1,000ft) della Hyflo Valve. Con la biglia in sede pressurizzare per chiudere Hyflo Valve ed eseguire estrusione della biglia a circa 1400 psi.
  6. Continuare a pressurizzare per espandere e settare il Liner Hanger sul casing da 9 5/8", pompando a bassa portata (0.2 – 0.5 bpm) fino ad una pressione massima di 5500 psi (utilizzare Cementatrice con le sue linee oppure il set pompa / linee ad alta pressione della Baker Hughes che può noleggiare per tale utilizzo).
  7. Verificare settaggio Liner Hanger in base a pesi e corsa effettuata dal pistone; si dovrebbe verificare un movimento delle aste di 15 ft (4.6 m)  
**La massima pressione di settaggio prevista durante l'espansione dell'Expandable Liner Hanger è di circa 5500 psi; per l'espansione di Screen, Blank Pipe e FORMPac Packer si raggiungeranno 3200-4000 psi (massima pressione applicabile 4800 psi). Monitorare il volume di fluido pompato per confermare che l'Expansion Tool sia aperto.**

Liner Setting	
Min approx. Liner Set Pressure	4500 psi
Max approx. Liner Set Pressure	5500 psi
Average Expansion Pressures	
Screens	3500 – 4000 psi
Blank Pipes	2500 – 3500 psi
Packers	2500 – 3500 psi

**L'Expansion Tool è un "one stage" piston system. La corsa del pistone è di 15 piedi (4.6 m). Osservare la portata del fluido, il volume pompato e la pressione durante l'attivazione del pistone. Tali parametri vanno registrati e comparati all'entità del movimento in basso delle aste dopo ogni ciclo di espansione al fine di ottimizzare il processo (volume di fluido nel catEXX 1 bbl).**

8. Ripetere gli steps di pressurizzazione fino a quando gli screen ed i blank pipe si espanderanno per tutta la lunghezza.
9. Con l'ultima pressurizzazione verra valutato se effettuare una "short expansion" della lunghezza necessaria a completare l'espansione dell'ultimo screen ed evitare di espandere l'ultima sezione blank.
10. Estrazione dell'expansion assembly monitorando gli assorbimenti con la trip tank sull'annulus e mantenendo il foro pieno. Una volta estratto l'anchor dalle setting sleeves aprire il pump out sub superiore lanciando biglia di acciaio 2" (size ball seat 1.75"). Procedere con l'estrazione. Una volta estratto pump out sub superiore lanciare biglia di acciaio 2" per attivare pump out sub inferiore posto al di sopra della Hyflo Valve.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

### 3.2.9.3 Expandable Technology Contingencies

#### **Cuscino intasante**

E il cuscino designato per isolare la formazione in caso di assorbimenti nella fase di spiazzamento del DIF e in tutte le operazioni precedenti la discesa degli expandable.

#### **Healer Pill (Kill Pill)**

E il cuscino designato per isolare la formazione, ma in grado di passare attraverso gli screens. Il cuscino e utilizzato per recuperare ritorni di circolazione per assorbimenti maggiori di 10 bbls/hr (non accettabili) durante la discesa dell'Expandable Assy e durante le espansioni.

#### **EXPress Screen Pill – Baker Hughes**

E il cuscino designato come bridge interno di un 110 $\mu$ , 230 $\mu$ , o 250 $\mu$  EXPress/Excluder screen. La preparazione per 1 mc descritta in basso deve seguire una sequenza di mixing utilizzata per preparare il cuscino di spiazzamento nel fatto che i polimeri vanno dispersi e idratati in acqua, con sale aggiunto per aumentare il peso e carbonato aggiunto alla fine.

**915 litri di brine confezionato**

**155 kg PERflow DIF**

**29 kg Baracarb 600**

**29 kg Baracarb 150**

**20 kg Biolose**

**1 kg Actigum (Scleroglucano)**

**2 litri carbosan (battericida)**

#### **Il pozzo subisce un kick durante la discesa dell'Expandable screen attraverso la Tavola Rotary**

Prima di iniziare il RIH il materiale expandable ha assemblati i seguenti accessori e connessioni sul piano sonda:

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

- Crossover Express Buttress
  - Kelly-Cock 4 ½" IF box x pin
1. Connettere Baker Well control sub (XO 6-7/8" Express Buttress connection x 4 ½" IF) all'Expandable BHA.
  2. Incuneare DP 4-1/2" DP sugli Slips e collegare il Kelly-Cock alle 4 ½" DP.
  3. Chiudere la Kelly-Cock.
  4. Chiudere le Rams / annular preventer (vedi ENI well control policy manual).

### **Problemi durante l'espansione del liner hanger**

Per rilasciare meccanicamente il catEXX Running Tool posizionare la stringa in neutro e, una volta ruotato 8 giri a destra, il Running Tool ingaggia il Secondary Release Crossover; quindi applicare 13 giri a destra con un po' di overpull.

### **Problemi durante l'estrazione a fine espansione – Cone stuck**

Applicare overpull di 55-60 ton per tranciare lo shear ring e lasciare lo swage assy in pozzo; successivamente in accordo con la Committente, si procederà a proseguire l'espansione con reentry nose o ad una operazione di fishing dello swage.

### **Problemi per il rilascio dell'Hydraulic Anchor**

Pressurizzare la stringa fino a 3000 psi per una espansione parziale, quindi rilasciare peso e provare a tirare; se l'anchor non è rilasciato, ritentare nuovamente a seconda della distanza del cono dal bull plug. Se il tool non è ancora rilasciato, pressurizzare la stringa a **7500** psi per rompere il rupture disk dell'anchor e permettere il rilascio degli slips.

### **Excessive Drag**

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

Se si rileva eccessivo drag durante la discesa dell'assemblaggio, si rendera necessario estrarre tutta la batteria. Eseguire un wiper trip e scendere di nuovo tutto l'assemblaggio.

### **Piston failure**

Se si verifica una piccola perdita nel pistone una volta che ha compiuto l'intera corsa (15ft), questa puo essere ignorata.

Se la perdita e grande abbastanza da non permettere l'espansione, allora il CatEXX System Service Tool dovra essere estratto.

#### **3.2.9.4 Necessità di isolare il livello inferiore A2-1 (il livello inferiore)**

Nel caso fosse richiesto isolare dalla produzione il livello inferiore del reservoir, si propone l'utilizzo di un tapo inflatabile thru tubing system, da installare con CT nella zone di blank pipe disponibile nel livello argillosodi separazione previsto tra i livelli A1 e A2.

#### **3.2.9.5 Discesa Batteria di Completamento**

1. Discendere una batteria per la pulizia della Setting Sleeve e circolare per condizionamento brine. Estrarre batteria di pulizia.
2. Discendere una Batteria di Completamento di Tubings da 3 ½" da inserire nella Setting Sleeve/Expandable Screens.
3. Discendere con Coiled Tubing un plug per il fissaggio del Packer di Produzione, fissarlo, se la pressione di fissaggio Packer di Produzione eccede la capacità di resistenza del CT, allora bisognerà estrarre il CT prima del fissaggio Packer di Produzione e poi successivamente si estrarrà il plug con una nuova discesa di CT.

	<b>Programma Geologico e di Perforazione</b>	<b>Pozzo D.R74.AP/1- Liuba 1 Or</b>
---	--	---

4. Smontaggio BOP, montaggio x-tree e collegamento linee (control line per TRSSSV etc).
5. Dopo lo spurgo del pozzo discendere col Coiled Tubing due memory gauge al fondo nel Gauge Carrier anche 50 m in verticale al di sopra il Packer di Produzione. Tali memory gauge saranno estratti col CT una volta ultimata la Prova di Produzione.

**N.B.:** Il Programma Operativo di Completamento dettagliato verrà emesso in base alla situazione effettiva del pozzo al raggiungimento del target finale.

### **3.2.10 Procedura Prova di Produzione**

A conclusione dell'inserimento in pozzo del completamento definitivo, si procederà ad una prima fase di clean-up fino a registrare condizioni erogative anidre, installando le necessarie attrezzature (separatore, misuratori, serbatoio per il brine di completamento recuperato, manifold) nell'area di cantiere.

Una volta conclusa la fase di clean-up, utilizzando le attrezzature necessarie di cui sopra e Coil Tubing, si condurrà una prova di produzione completa secondo le seguenti fasi indicative: con il pozzo chiuso in testa installazione (attraverso utilizzo di coil tubing) di un tandem di memory gauge al fondo pozzo per il rilievo di pressione e temperatura in continuo. Apertura del pozzo ed esecuzione di almeno 2 erogazioni isocrone a portata crescente di circa 6 ore ciascuna, con campionamento finale del gas. A seguire una build up finale di almeno 14 ore.

La decisione se effettuare o meno un lavaggio dei fori per eliminare l'eventuale skin dovuto al brine di completamento e a residui di fluido di perforazione, nonché il programma dettagliato (dusi, durata delle fasi, volumi erogabili ecc.) della prova di produzione saranno sottoposti per tempo all'ufficio UNMIG in base ai dati misurati durante lo spurgo.

