



**EniMed**

ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A

**POZZO GELA 57**  
**CONVERSIONE DA PRODUTTORE**  
**A SMALTITORE DELLE ACQUE DI STRATO**  
**IMPIANTO PERGEMINE MASSERENTI 7000**  
**“CONCESSIONE GELA”**

**18 Luglio 2016**



ENI-MED  
S.P.A.  
TEGE

**POZZO: GELA 57**  
**CONVERSIONE DA PRODUTTORE A**  
**SMALTITORE DELLE ACQUE DI STRATO**

PAG 2 DI 31  
AGGIORNAMENTI:

**LISTA DI DISTRIBUZIONE**

**Data di emissione:**

**18 Luglio 2016**

		E. Gattuso	X G. Carpineta Pierpaolo Pautica	G. Mascolo A. Mascolo
		PREPARAZIONE	CONVALIDA	IL RESPONSABILE



## INDICE

### INFORMAZIONI GENERALI

1. **Introduzione e conclusioni**
2. **Sintesi delle operazioni**
3. **Dati generali del pozzo**
4. **Ubicazione dei pozzi**
5. **Carta indice concessione Gela**
6. **Situazione attuale**
7. **Completamento del pozzo**
8. **Cementazione liner 7"**
9. **Tally 1 di 9**
10. **Tally 2 di 9**
11. **Tally 3 di 9**
12. **Tally 4 di 9**
13. **Tally 5 di 9**
14. **Tally 6 di 9**
15. **Tally 7 di 9**
16. **Tally 8 di 9**
17. **Tally 9 di 9**
18. **Well head**
19. **Situazione prevista**
20. **Testa pozzo dopo il workover**
21. **Caratteristiche generali dell'impianto**
22. **Configurazione BOP**
23. **Elenco principali contrattisti**
24. **Tabella tempi**
25. **Volumi e pesi**
26. **Scompletamento del pozzo**
27. **Verifica quote e diametrie foro**
28. **Chiusura mineraria del livelli Noto 6 - 5**
29. **Esecuzione logs**
30. **Fresaggio fasDrill, cemento e bridge**
31. **Approfondimento open hole**
32. **Completamento del pozzo**

**Allegato: Nota tecnica per la conversione a pozzo iniettore acqua di strato da  
TEGE-GIAC**



## INFORMAZIONI GENERALI

### 1 INTRODUZIONE E CONCLUSIONI

Come di seguito indicato nella nota tecnica per la conversione a pozzo iniettore acqua di strato lo scopo del lavoro è di valutare la conversione del pozzo produttore di olio gela#57 a pozzo iniettore per lo smaltimento delle acque di strato per cui è stato prodotto il programma di intervento per realizzare la conversione da produttore ad iniettore.

Partendo dall'analisi dei vari aspetti legati allo smaltimento dell'acqua di strato si sono esaminate le caratteristiche del pozzo Gela#57 in funzione di una sua conversione da produttore a iniettore, che così verrebbe ad aggiungersi agli altri due pozzi iniettori in esercizio (Gela#18 e Gela#25).

In particolare dall'analisi di Well Performance di Gela#57 si è desunta la massima portata di iniezione teorica pari a 1240 m<sup>3</sup>/g, con una pressione di iniezione a testa pozzo di 30 kg/cm<sup>2</sup> e Skin nullo. Tale portata può essere incrementata a 1490 m<sup>3</sup>/g iniettando con una pressione a testa pozzo di 45 kg/cm<sup>2</sup>. L'analisi è stata basata sulla configurazione del pozzo post-workover, ossia dopo chiusura/isolamento degli intervalli attualmente aperti in colonna sulla F.ne Noto e il ripristino dell'open-hole nella F.ne Sciacca con approfondimento di circa 150 m rispetto all'originaria TD (quindi da 3385 m TR a circa 3535 m TR).



## 2 SINTESI DELLE OPERAZIONI

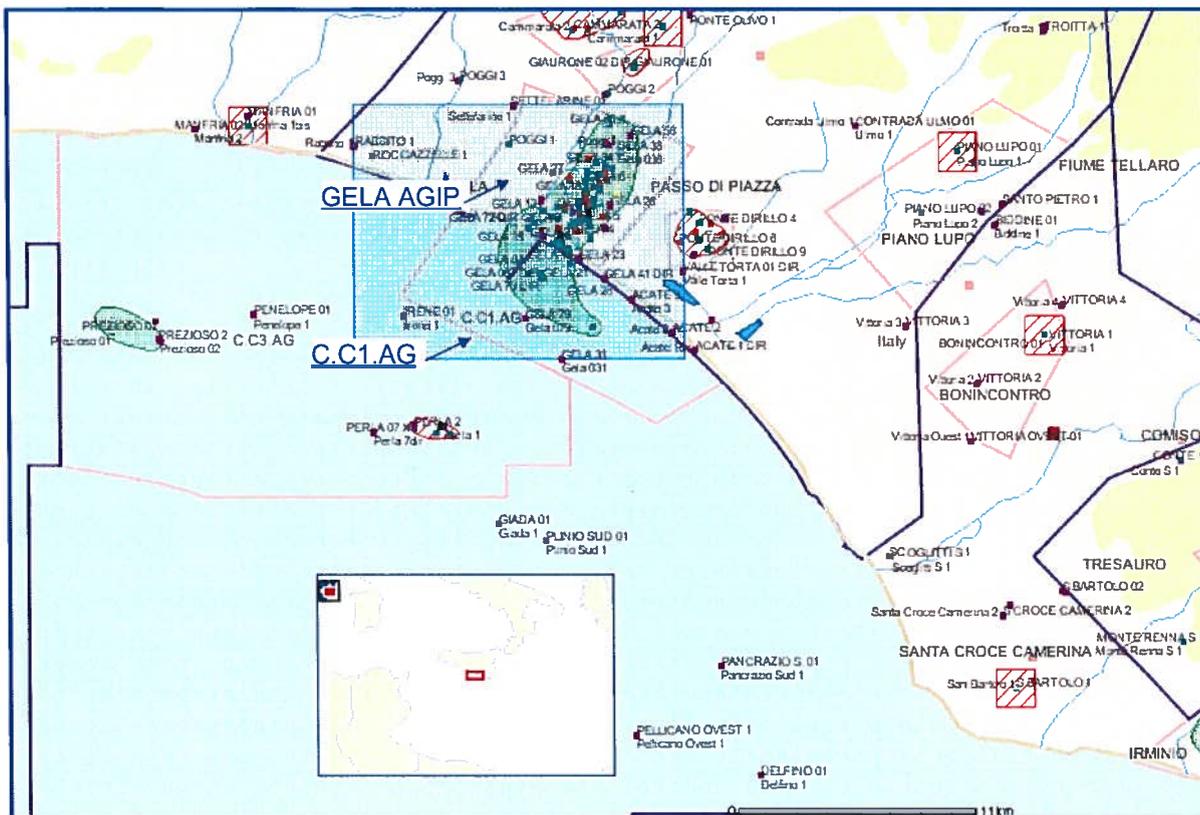
- Scompletamento del pozzo
- Controllo quote e diametrie foro
- Esclusione mineraria delle formazioni Noto 6 - 3
- Esecuzione logs
- Fresaggio fasdrill, cement retainer e cemento
- Approfondimento open hole fino alla massima profondità di m 3535
- Completamento del pozzo

## 3 DATI GENERALI DEL POZZO

VOCE	DESCRIZIONE
<b>ANAGRAFICA</b>	
Distretto	Gela
Nome del pozzo	Gela 57
Commessa	Non Disponibile
Classificazione iniziale	Development well (Da convertire in iniettore)
Tipo di intervento	Work Over tipo C
Profondità finale	m 3385
Concessione	Gela
Operatore	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A.
Quote di titolarità	100% ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A.
Regione	Sicilia
Provincia	Caltanissetta
Distanza base operativa	10 Km circa
Quota piano campagna	m 5
<b>OBIETTIVI</b>	
Formazione principale	Dolomie formazione Sciacca
<b>RIFERIMENTI GEOGRAFICI</b>	
Latitudine di partenza (geografica) N	37° 04' 15.5"
Longitudine di partenza (geografica) EMM	1° 50' 55.0"



#### 4 UBICAZIONE DEI POZZI

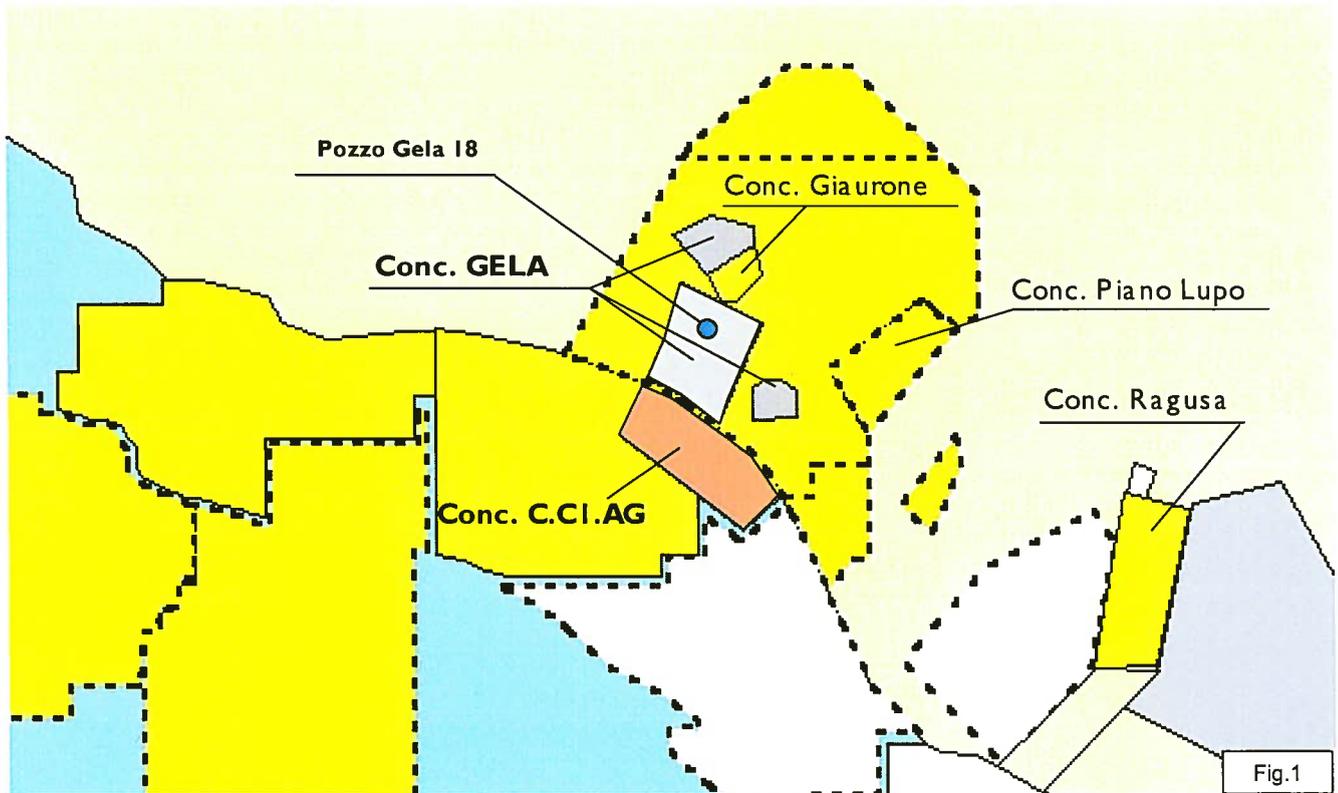




5 CARTA INDICE - CONCESSIONE GELA



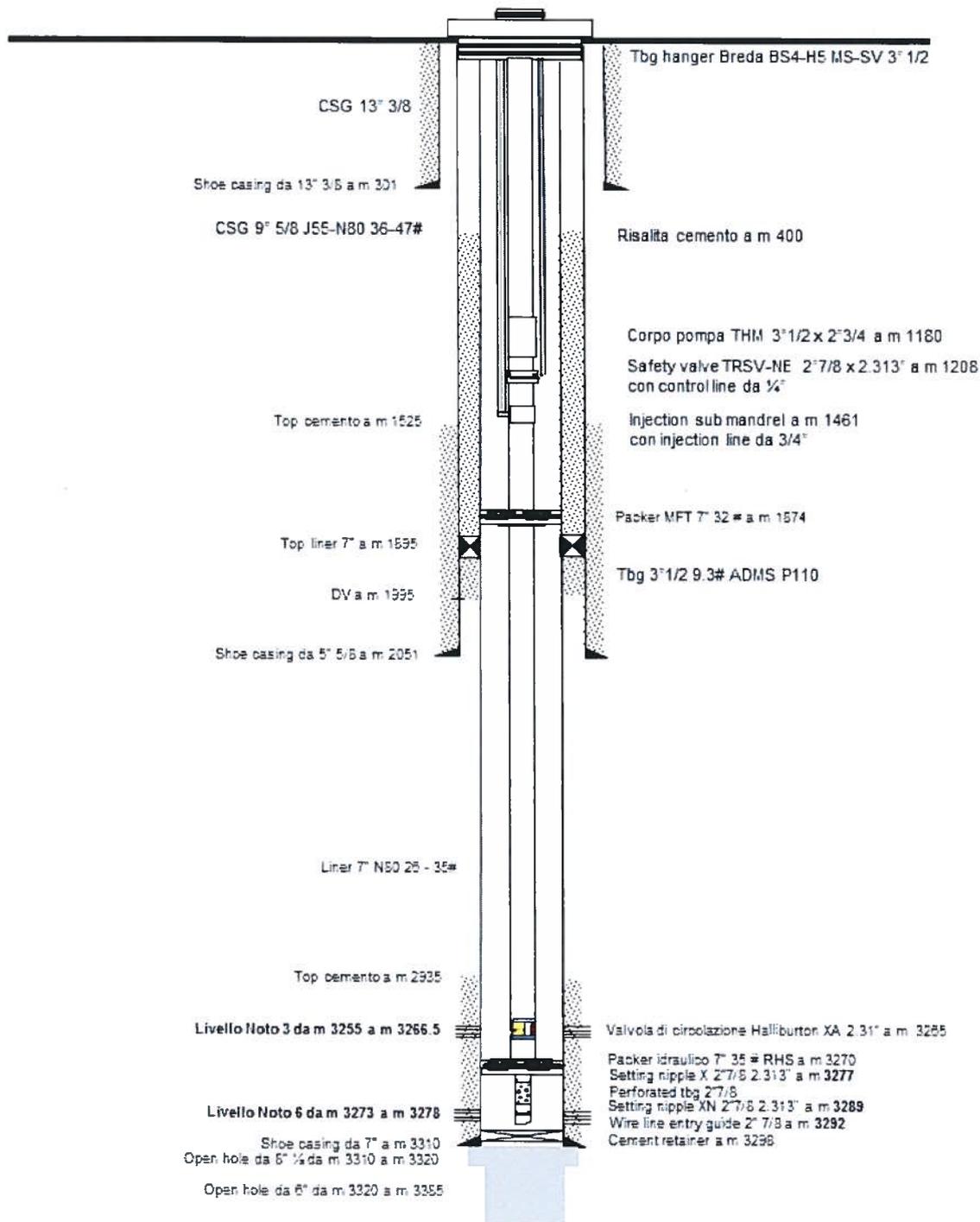
**Campo di Gela**  
Inquadramento geografico





6 SITUAZIONE ATTUALE

POZZO GELA 57 - SITUAZIONE ATTUALE





7 COMPLETAMENTO DEL POZZO

HALLIBURTON

COMPLETION INSTALLATION



COMPANY	FIELD	LEASE	WELL#				
EniMed S.p.A.	GELA		57				
COMPANY REP: CANNABUCI L	PARISH	STATE	DATE				
VINCENT - MESSINA M.		ITALY	05/05/2012				
TYPE	SIZE	WEIGHT	GRADE	THREAD	TOP Ø	BOTTOM Ø	
CASING	13 3/8				0	301	
CASING	9 5/8	36-47#	J55-N80		0	2051	
LINER	7"	26-35#	N80		1895	3310	
T.B.	7"	29#	N80-P110	TSH-BLUE	0	1895	
TUBINGS	3 1/2	9 3/10 3#	P110 - T95	ADMS	0	3264.05	
TUBINGS	2 7/8	6.5#	P110	ADMS	3264.05	3292.39	
IT	DEPTH	LENGTH	N° Joints	DESCRIPTION		I.D.	O.D.
	0.00	5.74		DIFFERENZATAVOLA ROTARY - TIE DOWN			
1	5.74	0.28		TBG HANGER BS4-HL-MS-SV BPV TYPE TBB 1 3" NOM 3 1/2 9 3/8 ADMS Box x 3 1/2 EU Box Material API 410		2,937	11,000
2	6.02	1.31		PUP JOINT 3 1/2 9 3/8 P110 PIN x PIN		2,992	3,500
3	7.33	8.62	1	TBG 3 1/2 9 3/8 ADMS BxP P110		2,992	3,500
4	15.95	1.44		PUP JOINT 3 1/2 9 3/8 P110 BOX x PIN		2,992	3,500
5	17.39	697.80	75	TBGS 3 1/2 9 3/8 ADMS BxP P110		2,992	3,500
6	715.19	462.41	49	TBGS 3 1/2 ADMS 10 3# T95 Box x Pin		2,922	3,500
7	1177.60	1.93		PUP JOINT 3 1/2 9 3/8 ADMS BxP P110		2,992	3,500
8	1179.53	0.39		X-O 3 1/2 9 3/8 ADMS B x 3 1/2 9 2# EU P L80		2,992	4,000
9	1179.92	0.15		COUPLING 3 1/2 EU		2,992	4,520
10	1180.07	0.48		UPPER EXTENSION 3 1/2 EU		2,992	3,500
11	1180.55	0.15		COUPLING 3 1/2 EU		2,992	4,520
12	1180.70	12.09		CORPO POMPA WEATHERFORD THM 3 1/2" x 2 3/4" 40R		2,760	3,250
13	1192.79	0.15		COUPLING 3 1/2 EU		2,992	4,520
14	1192.94	0.49		LOWER EXTENSION 3 1/2 EU		2,992	3,500
15	1193.43	0.15		COUPLING 3 1/2 EU		2,992	4,520
16	1193.68	0.11		ALLOGGIAMENTO STANDING VALVE 69.86 mm		2,480	3,500
17	1193.69	0.36		X-O 3 1/2 9 3/8 ADMS P x 3 1/2 9 2# EU B P110		2,992	4,510
18	1194.05	1.44		PUP JOINT 3 1/2 9 3/8 ADMS BxP P110		2,992	3,500
19	1195.49	9.48	1	TBGS 3 1/2 ADMS 10 3# T95 Box x Pin		2,922	3,500
20	1204.97	2.90		PUP JOINT 3 1/2 9 3/8 ADMS BxP P110		2,992	3,500
21	1207.87	0.36		XO 2 7/8 6 4# TSH-Blue PIN x 3 1/2 ADMS 9 3# BOX L80		2,441	4,000
22	1209.23	1.45		TRSV,NE 4.8#, 2.313, 2 7/8" TBH-BLUE 13Cr "X" Profile		2,313	4,650
23	1209.68	0.36		XO 2 7/8 6 4# TSH-Blue BOX x 3 1/2 ADMS 9 3# PIN L80		2,441	4,000
24	1210.04	1.91		PUP JOINT 3 1/2 9 3/8 ADMS BxP P110		2,992	3,500
25	1211.95	246.28	26	TBGS 3 1/2 ADMS 10 3# T95 Box x Pin		2,922	3,500
26	1458.23	2.91		PUP JOINT 3 1/2 9 3/8 ADMS BxP P110		2,992	3,500
27	1481.14	0.82		Chemical Injection Nipple, 3 1/2" 8.3# ADMS Box x Box 3/4-14 NPT L80		2,821	5,870
28	1481.96	0.32		NIPPLE 3 1/2 9 3/8 ADMS Pin x Pin P110		2,992	4,000
29	1482.28	1.89		PUP JOINT 3 1/2 9 3/8 ADMS BxP P110		2,992	3,500
30	1484.17	406.49	43	TBGS 3 1/2 ADMS 10 3# T95 Box x Pin		2,922	3,500
31	1870.66	2.91		Pup Joint 3 1/2 ADMS 9 3/8 P110 BxP P110		2,992	3,500
32	1873.57	0.29		X-OVER 2 7/8 ADMS PIN x 3 1/2 ADMS BOX 9 3# P110		2,441	4,000
33	1873.86	0.37		X-OVER 3 1/2 9 2#VAM TOP PIN x 2 7/8 ADMS BOX P110		2,441	3,530
34	1874.23	0.56		MFT Hydraulic Set Retrievable Production Packer, 7 In., 28-32#		2,880	5,950
35	1874.79	1.14		MFT Hydraulic Set Retrievable Production Packer, 7 In., 28-32#		2,880	5,950
36	1875.93	0.38		X-OVER 3 1/2 9 2#VAM TOP BOX x 2 7/8 ADMS PIN P110		2,441	3,940
37	1876.31	0.34		X-OVER 2 7/8 ADMS BOX x 3 1/2 ADMS PIN 9 3# L80		2,441	4,000
38	1876.65	1.90		Pup Joint 3 1/2 ADMS 9 3/8 P110 BxP P110		2,992	3,500
39	1878.55	1383.39	146	TBGS 3 1/2 ADMS 10 3# T95 Box x Pin		2,922	3,500
40	3261.94	2.91		Pup Joint 2 7/8 6 5# ADMS BxP P110		2,441	2,875
41	3264.85	0.29		X-OVER 3 1/2 9 3# ADMS BOX x 2 7/8 6 5# ADMS PIN P110		2,441	4,000
42	3265.14	1.12		SSD"XA" "X" Profile 2 7/8" ADMS 6.6# L80		2,313	3,98
43	3266.26	2.89		Pup Joint 2 7/8 6 5# ADMS BxP P110		2,441	2,875
44	3269.15	0.34		X-OVER 2 7/8 6 5# ADMS BOX x 3 1/2 9 3# ADMS PIN P110		2,441	4,000
45	3269.49	0.37		X-OVER 2 7/8 TSH-BLUE 6 4# PIN x 3 1/2 ADMS 9 3# BOX P110		2,441	4,000
46	3269.86	0.61		RHS Hydraulic-Set, Retrievable Packer, 7" 28-38# 13 Cr		2,355	5,828
47	3270.47	1.47		RHS Hydraulic-Set, Retrievable Packer, 7" 28-38# 13 Cr		2,355	5,828
48	3271.94	0.37		X-OVER 2 7/8 TSH-BLUE 6 4# BOX x ADMS 6 5# PIN L80		2,441	3,350
49	3272.31	1.95		Pup Joint 2 7/8 6 5# ADMS BxP P110		2,441	2,875
50	3274.26	2.90		Pup Joint 2 7/8 6 5# ADMS BxP P110		2,441	2,875
51	3277.18	0.34		L.N."X" 2 7/8" 6.6# ADMS Box-Pin SIZE 2.313" 9Cr-1Mo		2,313	3,357
52	3277.50	1.89		Pup Joint 2 7/8 6 5# ADMS BxP P110		2,441	2,875
53	3279.39	9.53	1	TBG 2 7/8 ADMS 6 5# P110 Perforato		2,441	2,875
54	3289.92	0.37		L.N."XN" 2 7/8" 6.6# ADMS Box-Pin SIZE 2.313" 9Cr-1Mo		2,208	3,357
55	3289.29	2.90		Pup Joint 2 7/8 6 5# ADMS BxP P110		2,441	2,875
56	3292.19	0.20		HALF MULE SHOE 2 7/8 ADMS 6 5# P110		2,441	3,320
57	3292.39						
BLOCK WGT		PICK UP WGT		LASH OFF WGT		NO OF EL. PROTE	
13 TON		55 TON		54 TON		185	
WGT ON LATCH		TRSV - NE		Max Opening Pressure : 3100 PSI		PACKER RELEASE 812RH57003-P 5 R. 40000 LBS	
0 Ton		Min Closing Pressure : 2300 PSI		812WF472301-CCAB : 5 R. 40000 LBS			
PERFORATION Livello Nero 3 de m 3295 a m 3266.5		WAT & TYPE PACKER FLUID		Control Point Permeable		MRT000XS-AZ 16	
Livello Nero 4 de m 3273 a m 3278		WAT & TYPE PACKER FLUID		1.1 Kg/1 NaCl - Micide			
TRSV I Ø 1" CAPACITY 0.0117 Um		INJECT ON LINE Ø 3/4" CAPACITY 0.2154 Um		M.E.S OPERATORS		COSTANTINI G. - GALATI E.	





ENI-MED  
EX. MEDITERRANEA DISCOVER  
S.p.A  
TEGE

POZZO: GELA 57  
CONVERSIONE DA PRODUTTORE A  
SMALTITORE DELLE ACQUE DI STRATO

PAG 11 DI 31  
AGGIORNAMENTI:

9 TALLY 1 di 9

HALLIBURTON

POZZO : GELA 57

Nom. weight :	LB/FT	10,30	Int. diam.	2,922	LB/FT	9,30	2,992	Shoe mt:	3292,39
Body volume l/m:	Kg/m	15,33				13,84			
Capacity l/m:		1,970				1,760			
		4,330				4,540			
Mud weight :		1,100	TBG 3"1/2 ADMS 9.3#-10.3# P110 - T95						
Buoyancy factor		0,860							
Block weight :		13,0							
			Kg/l	T.8. 7" : MT 1895					
			tons						
									Date : 05/05/2012

run in nb	JOINT	joint nb	Joint	Total	Da PTR	Volume	Volume	Weight	Weight
			m	m	m	ferro	mt.	in air	in mud
						total	mc	Total +	Total +
								Hook	Hook
	HALF MULE SHOE 2 7/8 ADMS 6.5# P110		0,20	0,20	3292,39	0,00	0,0	13,00	13,00
	Pup Joint 2 7/8" 6.5# ADMS BxP P110		2,90	3,10	3289,29	0,01	0,0	13,05	13,04
	L.N."XN" 2 7/8" 6.5# L80		0,37	3,47	3288,92	0,01	0,0	13,05	13,05
	TBG 2 7/8" 6.5# ADMS 6.5# P110 Perf.		9,53	13,00	3279,39	0,03	0,1	13,20	13,17
	Pup Joint 2 7/8" 6.5# ADMS BxP P110		1,89	14,89	3277,50	0,03	0,1	13,23	13,20
	L.N."X" 2 7/8" 6.5# L80		0,34	15,23	3277,16	0,03	0,1	13,23	13,20
	Pup Joint 2 7/8" 6.5# ADMS BxP P110		2,90	18,13	3274,26	0,04	0,1	13,28	13,24
	Pup Joint 2 7/8" 6.5# ADMS BxP P110		1,95	20,08	3272,31	0,04	0,1	13,31	13,26
	X-O 2 7/8 TSH-BLUE 6.5# BxADMS 6.5# P L80		0,37	20,45	3271,94	0,04	0,1	13,31	13,27
	RHS Hydraulic-Set, Plr., 7 in., 29-38#		1,47	21,92	3270,47	0,04	0,1	13,34	13,29
	RHS Hydraulic-Set, Plr., 7 in., 29-35#		0,61	22,53	3269,86	0,04	0,1	13,35	13,30
	X-O 2 7/8 TSH-BLUE Fms 1 1/2 ADMS 9.3# B P110		0,37	22,90	3269,49	0,05	0,1	13,35	13,30
	X-O 2 7/8 ADMS BOX x 2 7/8 ADMS PIN P110		0,34	23,24	3269,15	0,05	0,1	13,36	13,31
	Pup Joint 2 7/8" 6.5# ADMS BxP P110		2,89	26,13	3266,26	0,05	0,1	13,40	13,34
	SSD"XA" 2 7/8" ADMS 6.5# L80		1,12	27,25	3265,14	0,05	0,1	13,42	13,36
	X-O 3 1/2 ADMS BOX x 2 7/8 6.5#ADMS PIN		0,29	27,54	3264,85	0,05	0,1	13,42	13,36
	PUP JOINT 3 1/2" ADMS 9.3# P110		2,91	30,45	3261,94	0,06	0,1	13,47	13,40
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	266	9,51	39,96	3252,43	0,08	0,2	13,61	13,53
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	265	9,48	49,44	3242,95	0,10	0,2	13,76	13,65
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	264	9,50	58,94	3233,45	0,12	0,3	13,90	13,78
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	263	9,50	68,44	3223,95	0,13	0,3	14,05	13,90
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	262	9,50	77,94	3214,45	0,15	0,3	14,19	14,03
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	261	9,49	87,43	3204,96	0,17	0,3	14,34	14,15
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	260	9,49	96,92	3195,47	0,19	0,4	14,49	14,28
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	259	9,48	106,40	3185,99	0,21	0,4	14,63	14,40
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	258	9,47	115,87	3176,52	0,23	0,5	14,78	14,53
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	257	9,50	125,37	3167,02	0,25	0,5	14,92	14,65
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	256	9,50	134,87	3157,52	0,27	0,5	15,07	14,78
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	255	8,73	143,60	3148,79	0,28	0,6	15,20	14,89
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	254	9,50	153,10	3139,29	0,30	0,6	15,35	15,02
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	253	9,50	162,60	3129,79	0,32	0,7	15,49	15,14
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	252	9,48	172,08	3120,31	0,34	0,7	15,64	15,26
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	251	9,50	181,58	3110,81	0,36	0,7	15,78	15,39
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	250	9,50	191,08	3101,31	0,38	0,8	15,93	15,52
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	249	9,49	200,57	3091,82	0,40	0,8	16,07	15,64
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	248	9,50	210,07	3082,32	0,41	0,9	16,22	15,76
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	247	9,48	219,55	3072,84	0,43	0,9	16,37	15,89
	TBG 3 1/2 ADMS 10.3# T95	246	9,51	229,06	3063,33	0,45	0,9	16,51	16,01

DAL 269 AL  
267 FUORI



10 TALLY 2 di 9

JOINT					Da PTR	Volume ferro	Volume int.	Weight in air	Weight in mud
run in nb	Joint nb	Joint	Total	m	total		Total +	Total +	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	245	9,51	238,57	3053,82	0,47	1,0	16,66	16,14	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	244	9,48	248,05	3044,34	0,49	1,0	16,80	16,26	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	243	9,49	257,54	3034,85	0,51	1,1	16,95	16,39	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	242	9,51	267,05	3025,34	0,53	1,1	17,09	16,51	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	241	9,50	276,55	3015,84	0,54	1,2	17,24	16,64	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	240	8,78	285,33	3007,06	0,56	1,2	17,37	16,76	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	239	9,48	294,81	2997,58	0,58	1,2	17,52	16,88	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	238	9,48	304,29	2988,10	0,60	1,3	17,66	17,01	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	237	9,49	313,78	2978,61	0,62	1,3	17,81	17,13	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	236	9,49	323,27	2969,12	0,64	1,4	17,96	17,25	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	235	9,46	332,73	2959,66	0,66	1,4	18,10	17,38	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	234	9,48	342,21	2950,18	0,67	1,4	18,25	17,50	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	233	9,51	351,72	2940,67	0,69	1,5	18,39	17,63	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	232	9,49	361,21	2931,18	0,71	1,5	18,54	17,75	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	231	9,53	370,74	2921,65	0,73	1,6	18,68	17,88	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	230	9,48	380,22	2912,17	0,75	1,6	18,83	18,00	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	229	9,49	389,71	2902,68	0,77	1,6	18,97	18,13	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	228	9,48	399,19	2893,20	0,79	1,7	19,12	18,25	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	227	9,47	408,66	2883,73	0,81	1,7	19,26	18,38	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	226	9,49	418,15	2874,24	0,82	1,8	19,41	18,50	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	225	9,49	427,64	2864,75	0,84	1,8	19,56	18,63	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	224	9,47	437,11	2855,28	0,86	1,8	19,70	18,75	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	223	9,49	446,60	2845,79	0,88	1,9	19,85	18,88	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	222	9,51	456,11	2836,28	0,90	1,9	19,99	19,00	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	221	9,48	465,59	2826,80	0,92	2,0	20,14	19,13	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	220	9,49	475,08	2817,31	0,94	2,0	20,28	19,25	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	219	9,49	484,57	2807,82	0,95	2,1	20,43	19,38	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	218	9,50	494,07	2798,32	0,97	2,1	20,57	19,50	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	217	9,49	503,56	2788,83	0,99	2,1	20,72	19,63	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	216	9,51	513,07	2779,32	1,01	2,2	20,86	19,75	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	215	9,51	522,58	2769,81	1,03	2,2	21,01	19,88	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	214	9,51	532,09	2760,30	1,05	2,3	21,16	20,00	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	213	9,49	541,58	2750,81	1,07	2,3	21,30	20,13	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	212	9,49	551,07	2741,32	1,09	2,3	21,45	20,25	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	211	9,50	560,57	2731,82	1,10	2,4	21,59	20,38	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	210	9,49	570,06	2722,33	1,12	2,4	21,74	20,50	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	209	9,48	579,54	2712,85	1,14	2,5	21,88	20,63	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	208	9,48	589,02	2703,37	1,16	2,5	22,03	20,75	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	207	9,51	598,53	2693,86	1,18	2,5	22,17	20,88	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	206	9,48	608,01	2684,38	1,20	2,6	22,32	21,00	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	205	9,49	617,50	2674,89	1,22	2,6	22,47	21,13	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	204	9,49	626,99	2665,40	1,24	2,7	22,61	21,25	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	203	9,50	636,49	2655,90	1,25	2,7	22,76	21,38	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	202	9,51	646,00	2646,39	1,27	2,8	22,90	21,50	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	201	9,48	655,48	2636,91	1,29	2,8	23,05	21,63	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	200	9,52	665,00	2627,39	1,31	2,8	23,19	21,75	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	199	9,49	674,49	2617,90	1,33	2,9	23,34	21,88	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	198	9,49	683,98	2608,41	1,35	2,9	23,48	22,00	



11 TALLY 3 di 9

JOINT					Da PTR	Volume ferro	Volume int.	Weight in air	Weight in mud
run in nb	joint nb	Joint	Total	m	total	total	Total +	Total +	Total +
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	197	9,50	693,48	2598,91	1,37	3,0	23,63	22,13	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	196	9,49	702,97	2589,42	1,38	3,0	23,78	22,25	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	195	9,50	712,47	2579,92	1,40	3,0	23,92	22,38	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	194	9,51	721,98	2570,41	1,42	3,1	24,07	22,50	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	193	9,51	731,49	2560,90	1,44	3,1	24,21	22,63	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	192	9,49	740,98	2551,41	1,46	3,2	24,36	22,75	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	191	9,49	750,47	2541,92	1,48	3,2	24,50	22,88	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	190	9,49	759,96	2532,43	1,50	3,2	24,65	23,00	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	189	9,50	769,46	2522,93	1,52	3,3	24,80	23,13	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	188	9,49	778,95	2513,44	1,53	3,3	24,94	23,25	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	187	9,50	788,45	2503,94	1,55	3,4	25,09	23,38	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	186	9,55	798,00	2494,39	1,57	3,4	25,23	23,50	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	185	9,51	807,51	2484,88	1,59	3,5	25,38	23,63	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	184	9,47	816,98	2475,41	1,61	3,5	25,52	23,75	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	183	9,48	826,46	2465,93	1,63	3,5	25,67	23,88	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	182	9,49	835,95	2456,44	1,65	3,6	25,81	24,00	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	181	9,49	845,44	2446,95	1,67	3,6	25,96	24,13	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	180	9,49	854,93	2437,46	1,68	3,7	26,11	24,25	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	179	9,52	864,45	2427,97	1,70	3,7	26,25	24,38	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	178	9,47	873,92	2418,47	1,72	3,7	26,40	24,50	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	177	9,50	883,42	2408,97	1,74	3,8	26,54	24,63	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	176	9,50	892,92	2399,47	1,76	3,8	26,69	24,75	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	175	9,50	902,42	2389,97	1,78	3,9	26,83	24,88	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	174	9,49	911,91	2380,48	1,80	3,9	26,98	25,00	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	173	9,52	921,43	2370,96	1,82	3,9	27,12	25,13	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	172	9,50	930,93	2361,46	1,83	4,0	27,27	25,25	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	171	9,49	940,42	2351,97	1,85	4,0	27,42	25,38	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	170	9,47	949,89	2342,50	1,87	4,1	27,56	25,50	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	169	9,48	959,37	2333,02	1,89	4,1	27,71	25,63	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	168	9,49	968,86	2323,53	1,91	4,2	27,85	25,75	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	167	9,49	978,35	2314,04	1,93	4,2	28,00	25,88	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	166	9,49	987,84	2304,55	1,95	4,2	28,14	26,00	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	165	9,52	997,36	2295,03	1,96	4,3	28,29	26,13	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	164	9,49	1006,85	2285,54	1,98	4,3	28,43	26,25	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	163	9,48	1016,33	2276,06	2,00	4,4	28,58	26,38	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	162	9,49	1025,82	2266,57	2,02	4,4	28,72	26,50	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	161	9,50	1035,32	2257,07	2,04	4,4	28,87	26,63	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	160	9,47	1044,79	2247,60	2,06	4,5	29,02	26,75	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	159	9,49	1054,28	2238,11	2,08	4,5	29,16	26,88	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	158	9,49	1063,77	2228,62	2,10	4,6	29,31	27,00	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	157	9,51	1073,28	2219,11	2,11	4,6	29,45	27,13	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	156	9,49	1082,77	2209,62	2,13	4,6	29,60	27,25	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	155	9,51	1092,28	2200,11	2,15	4,7	29,74	27,38	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	154	9,50	1101,78	2190,61	2,17	4,7	29,89	27,50	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	153	9,49	1111,27	2181,12	2,19	4,8	30,03	27,63	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	152	9,49	1120,76	2171,63	2,21	4,8	30,18	27,75	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	151	9,48	1130,24	2162,15	2,23	4,9	30,33	27,88	
TBG 3"1/2 ADMS 10 3# T95	150	9,50	1139,74	2152,65	2,25	4,9	30,47	28,00	



12 TALLY 4 di 9

JOINT					Da PTR	Volume	Volume	Weight	Weight
run in nb	joint nb	Joint	Total	m	total	ferro	int.	in air	in mud
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	149	9,50	1149,24	2143,15	2,26	4,9	30,62	28,13	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	148	8,84	1158,08	2134,31	2,28	5,0	30,75	28,24	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	147	9,52	1167,60	2124,79	2,30	5,0	30,90	28,37	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	146	9,48	1177,08	2115,31	2,32	5,1	31,04	28,49	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	145	9,49	1186,57	2105,82	2,34	5,1	31,19	28,62	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	144	9,49	1196,06	2096,33	2,36	5,1	31,33	28,74	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	143	9,50	1205,56	2086,83	2,37	5,2	31,48	28,87	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	142	9,50	1215,06	2077,33	2,39	5,2	31,63	28,99	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	141	9,49	1224,55	2067,84	2,41	5,3	31,77	29,12	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	140	9,49	1234,04	2058,35	2,43	5,3	31,92	29,24	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	139	9,49	1243,53	2048,86	2,45	5,3	32,06	29,37	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	138	9,48	1253,01	2039,38	2,47	5,4	32,21	29,49	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	137	9,49	1262,50	2029,89	2,49	5,4	32,35	29,62	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	136	9,49	1271,99	2020,40	2,51	5,5	32,50	29,74	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	135	9,52	1281,51	2010,88	2,52	5,5	32,64	29,87	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	134	9,49	1291,00	2001,39	2,54	5,5	32,79	29,99	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	133	9,49	1300,49	1991,90	2,56	5,6	32,94	30,12	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	132	9,50	1309,99	1982,40	2,58	5,6	33,08	30,24	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	131	9,49	1319,48	1972,91	2,60	5,7	33,23	30,37	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	130	8,88	1328,36	1964,03	2,62	5,7	33,36	30,48	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	129	9,49	1337,85	1954,54	2,64	5,8	33,51	30,61	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	128	9,48	1347,33	1945,06	2,65	5,8	33,65	30,73	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	127	9,50	1356,83	1935,56	2,67	5,8	33,80	30,86	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	126	9,48	1366,31	1926,08	2,69	5,9	33,94	30,98	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	125	9,52	1375,83	1916,56	2,71	5,9	34,09	31,11	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	124	9,50	1385,33	1907,06	2,73	6,0	34,24	31,23	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	123	9,49	1394,82	1897,57	2,75	6,0	34,38	31,36	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	122	9,50	1404,32	1888,07	2,77	6,0	34,53	31,48	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	121	9,52	1413,84	1878,55	2,79	6,1	34,67	31,61	
PUP JOINT 3 1/2" ADMS 9.3# P110		1,90	1415,74	1876,65	2,79	6,1	34,70	31,63	
X-O 2"7/8 ADMS B.x 3"1/2 ADMS P. 9.3# L80		0,34	1416,08	1876,31	2,79	6,1	34,71	31,64	
X-O 3"1/2 VAM TOP B x 2"7/8 ADMS P. P110		0,38	1416,46	1875,93	2,79	6,1	34,71	31,64	
MPT Hydraulic Set Packer, 7 in., 29-32#		1,14	1417,60	1874,79	2,79	6,1	34,73	31,66	
MPT Hydraulic Set Packer, 7 in., 29-32#		0,56	1418,16	1874,23	2,79	6,1	34,74	31,67	
X-O 3"1/2 VAM TOP P. x 2"7/8 ADMS B. P110		0,37	1418,53	1873,86	2,79	6,1	34,74	31,67	
X-O 2"7/8 ADMS P.x 3"1/2 ADMS B. 9.3# P110		0,29	1418,82	1873,57	2,80	6,1	34,75	31,67	
PUP JOINT 3 1/2" ADMS 9.3# P110		2,91	1421,73	1870,66	2,80	6,1	34,79	31,71	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	120	9,44	1431,17	1861,22	2,82	6,2	34,94	31,84	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	119	9,49	1440,66	1851,73	2,84	6,2	35,08	31,96	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	118	9,50	1450,16	1842,23	2,86	6,2	35,23	32,09	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	117	9,49	1459,65	1832,74	2,88	6,3	35,38	32,21	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	116	9,50	1469,15	1823,24	2,89	6,3	35,52	32,34	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	115	9,49	1478,64	1813,75	2,91	6,4	35,67	32,46	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	114	9,45	1488,09	1804,30	2,93	6,4	35,81	32,59	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	113	9,53	1497,62	1794,77	2,95	6,4	35,96	32,71	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	111	9,49	1507,11	1785,28	2,97	6,5	36,10	32,84	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	110	9,50	1516,61	1775,78	2,99	6,5	36,25	32,96	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	109	9,49	1526,10	1766,29	3,01	6,6	36,39	33,09	

TBG 112  
FUORI



13 TALLY 5 di 9

JOINT					Da PTR	Volume	Volume	Weight	Weight
run in nb	joint nb	Joint	Total	m	ferro	inf.	in air	in mud	
				total			Total +	Total +	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	108	9,45	1535,55	1756,84	3,03	6,6	36,54	33,21	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	107	9,48	1545,03	1747,36	3,04	6,6	36,68	33,34	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	106	9,45	1554,48	1737,91	3,06	6,7	36,83	33,46	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	105	9,41	1563,89	1728,50	3,08	6,7	36,97	33,58	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	104	9,43	1573,32	1719,07	3,10	6,8	37,12	33,71	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	103	9,47	1582,79	1709,60	3,12	6,8	37,26	33,83	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	102	9,45	1592,24	1700,15	3,14	6,9	37,41	33,96	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	101	9,43	1601,67	1690,72	3,16	6,9	37,55	34,08	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	100	9,48	1611,15	1681,24	3,17	6,9	37,70	34,21	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	99	9,50	1620,65	1671,74	3,19	7,0	37,84	34,33	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	98	9,48	1630,13	1662,26	3,21	7,0	37,99	34,46	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	97	9,49	1639,62	1652,77	3,23	7,1	38,13	34,58	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	96	9,50	1649,12	1643,27	3,25	7,1	38,28	34,71	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	95	9,47	1658,59	1633,80	3,27	7,1	38,42	34,83	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	94	9,47	1668,06	1624,33	3,29	7,2	38,57	34,96	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	93	9,48	1677,54	1614,85	3,30	7,2	38,72	35,08	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	92	9,49	1687,03	1605,36	3,32	7,3	38,86	35,20	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	91	9,49	1696,52	1595,87	3,34	7,3	39,01	35,33	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	90	9,48	1706,00	1586,39	3,36	7,3	39,15	35,45	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	89	9,50	1715,50	1576,89	3,38	7,4	39,30	35,58	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	88	8,90	1724,40	1567,99	3,40	7,4	39,43	35,70	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	87	9,24	1733,64	1558,75	3,42	7,5	39,58	35,82	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	86	9,48	1743,12	1549,27	3,43	7,5	39,72	35,94	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	85	9,45	1752,57	1539,82	3,45	7,5	39,87	36,07	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	84	9,42	1761,99	1530,40	3,47	7,6	40,01	36,19	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	83	9,45	1771,44	1520,95	3,49	7,6	40,15	36,32	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	82	9,45	1780,89	1511,50	3,51	7,7	40,30	36,44	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	81	9,51	1790,40	1501,99	3,53	7,7	40,45	36,57	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	80	9,49	1799,89	1492,50	3,55	7,8	40,59	36,69	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	79	9,44	1809,33	1483,06	3,56	7,8	40,74	36,81	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	78	9,44	1818,77	1473,62	3,58	7,8	40,88	36,94	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	77	9,45	1828,22	1464,17	3,60	7,9	41,02	37,06	
PUP JOINT 3"1/2 9.3# ADMS BxP P110		1,89	1830,11	1462,28	3,61	7,9	41,05	37,09	
NIPPLE 3"1/2 9.3# ADMS Pin x Pin P110		0,32	1830,43	1461,96	3,61	7,9	41,06	37,09	
Chemical Injection Nipple 3/4-14 NPT		0,82	1831,25	1461,14	3,61	7,9	41,07	37,10	
PUP JOINT 3"1/2 9.3# ADMS BxP P110		2,91	1834,16	1458,23	3,61	7,9	41,12	37,14	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	76	9,46	1843,62	1448,77	3,63	7,9	41,26	37,27	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	75	9,43	1853,05	1439,34	3,65	8,0	41,41	37,39	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	74	9,42	1862,47	1429,92	3,67	8,0	41,55	37,51	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	73	9,43	1871,90	1420,49	3,69	8,1	41,69	37,64	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	72	9,50	1881,40	1410,99	3,71	8,1	41,84	37,76	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	71	9,49	1890,89	1401,50	3,73	8,1	41,99	37,89	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	70	9,47	1900,36	1392,03	3,74	8,2	42,13	38,01	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	69	9,50	1909,86	1382,53	3,76	8,2	42,28	38,14	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	68	9,48	1919,34	1373,05	3,78	8,3	42,42	38,26	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	67	9,47	1928,81	1363,58	3,80	8,3	42,57	38,39	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	66	9,46	1938,27	1354,12	3,82	8,3	42,71	38,51	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	65	9,48	1947,75	1344,64	3,84	8,4	42,86	38,64	



14 TALLY 6 di 9

JOINT					Da PTR	Volume	Volume	Weight	Weight
run in nb	joint nb	Joint	Total	m	ferro	int.	In air	In mud	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	64	9,49	1957,24	1335,15	3,86	8,4	43,00	38,76	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	63	9,47	1966,71	1325,68	3,87	8,5	43,15	38,89	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	62	9,47	1976,18	1316,21	3,89	8,5	43,29	39,01	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	61	9,49	1985,67	1306,72	3,91	8,6	43,44	39,14	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	60	9,46	1995,13	1297,26	3,93	8,6	43,58	39,26	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	59	9,47	2004,60	1287,79	3,95	8,6	43,73	39,38	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	58	9,47	2014,07	1278,32	3,97	8,7	43,87	39,51	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	57	9,48	2023,55	1268,84	3,99	8,7	44,02	39,63	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	56	9,49	2033,04	1259,35	4,01	8,8	44,16	39,76	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	55	9,50	2042,54	1249,85	4,02	8,8	44,31	39,88	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	54	9,48	2052,02	1240,37	4,04	8,8	44,46	40,01	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	53	9,47	2061,49	1230,90	4,06	8,9	44,60	40,13	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	52	9,48	2070,97	1221,42	4,08	8,9	44,75	40,26	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	51	9,47	2080,44	1211,95	4,10	9,0	44,89	40,38	
PUP JOINT 3"1/2 9.3# ADMS BxP P110		1,91	2082,35	1210,04	4,10	9,0	44,92	40,41	
XO 2 7/8" TS-Blue B.x3 1/2" ADMS P. L80		0,36	2082,71	1209,68	4,10	9,0	44,93	40,41	
TRSV,NE ,4.65, 2.313, 2 7/8" TS-BLUE	13 Cr	1,45	2084,16	1208,23	4,11	9,0	44,95	40,43	
XO 2 7/8" TS-Blue P.x3 1/2" ADMS B. L80		0,36	2084,52	1207,87	4,11	9,0	44,95	40,44	
PUP JOINT 3"1/2 9.3# ADMS BxP P110		2,90	2087,42	1204,97	4,11	9,0	45,00	40,47	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	50	9,48	2096,90	1195,49	4,13	9,0	45,14	40,60	
PUP JOINT 3"1/2 9.3# ADMS BxP P110		1,44	2098,34	1194,05	4,13	9,0	45,17	40,62	
X-O 3 1/2" ADMS P. x 3 1/2" EU B. P110		0,36	2098,70	1193,69	4,13	9,0	45,17	40,62	
ALLOG. STANDING VALVE 69,85 mm		0,11	2098,81	1193,58	4,13	9,0	45,17	40,62	
COUPLING 3 1/2" EU		0,15	2098,96	1193,43	4,13	9,0	45,18	40,63	
LOWER EXTENSION 3"1/2 EU		0,49	2099,45	1192,94	4,14	9,0	45,18	40,63	
COUPLING 3 1/2" EU		0,15	2099,60	1192,79	4,14	9,0	45,18	40,64	
C. POMPA WEATHERFORD 3 1/2"x2 3/4 40ft		12,09	2111,69	1180,70	4,16	9,1	45,37	40,79	
COUPLING 3 1/2" EU		0,15	2111,84	1180,55	4,16	9,1	45,37	40,80	
UPPER EXTENSION 3"1/2 EU		0,48	2112,32	1180,07	4,16	9,1	45,38	40,80	
COUPLING 3 1/2" EU		0,15	2112,47	1179,92	4,16	9,1	45,38	40,80	
X-O 3 1/2" ADMS B. x 3 1/2" EU P. L80		0,39	2112,86	1179,53	4,16	9,1	45,39	40,81	
PUP JOINT 3"1/2 9.3# ADMS BxP P110		1,93	2114,79	1177,60	4,17	9,1	45,42	40,84	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	49	9,49	2124,28	1168,11	4,18	9,2	45,56	40,96	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	48	9,48	2133,76	1158,63	4,20	9,2	45,71	41,08	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	47	9,48	2143,24	1149,15	4,22	9,2	45,85	41,21	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	46	9,00	2152,24	1140,15	4,24	9,3	45,99	41,33	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	45	9,48	2161,72	1130,67	4,26	9,3	46,14	41,45	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	44	9,48	2171,20	1121,19	4,28	9,4	46,28	41,58	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	43	9,51	2180,71	1111,68	4,30	9,4	46,43	41,70	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	42	9,48	2190,19	1102,20	4,31	9,4	46,57	41,83	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	41	9,47	2199,66	1092,73	4,33	9,5	46,72	41,95	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	40	9,48	2209,14	1083,25	4,35	9,5	46,86	42,08	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	39	9,50	2218,64	1073,75	4,37	9,6	47,01	42,20	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	38	9,48	2228,12	1064,27	4,39	9,6	47,16	42,33	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	37	9,48	2237,60	1054,79	4,41	9,6	47,30	42,45	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	36	9,47	2247,07	1045,32	4,43	9,7	47,45	42,58	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	35	8,89	2255,96	1036,43	4,44	9,7	47,58	42,69	
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	34	9,48	2265,44	1026,95	4,46	9,8	47,73	42,82	



15 TALLY 7 di 9

JOINT					Da PTR	Volume	Volume	Weight	Weight
run in nb	joint nb	Joint	Total	m	total	ferre	int.	in air	in mud
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	33	9,49	2274,93	1017,46	4,48	9,8		47,87	42,94
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	32	9,48	2284,41	1007,98	4,50	9,8		48,02	43,07
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	31	9,47	2293,88	998,51	4,52	9,9		48,16	43,19
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	30	9,48	2303,36	989,03	4,54	9,9		48,31	43,32
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	29	9,48	2312,84	979,55	4,56	10,0		48,45	43,44
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	28	9,47	2322,31	970,08	4,57	10,0		48,60	43,57
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	27	9,46	2331,77	960,62	4,59	10,1		48,74	43,69
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	26	9,47	2341,24	951,15	4,61	10,1		48,89	43,82
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	25	9,48	2350,72	941,67	4,63	10,1		49,03	43,94
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	24	9,49	2360,21	932,18	4,65	10,2		49,18	44,07
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	23	9,51	2369,72	922,67	4,67	10,2		49,33	44,19
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	22	9,47	2379,19	913,20	4,69	10,3		49,47	44,32
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	21	9,49	2388,68	903,71	4,71	10,3		49,62	44,44
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	20	9,47	2398,15	894,24	4,72	10,3		49,76	44,56
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	19	9,46	2407,61	884,78	4,74	10,4		49,91	44,69
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	18	9,47	2417,08	875,31	4,76	10,4		50,05	44,81
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	17	9,48	2426,56	865,83	4,78	10,5		50,20	44,94
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	16	9,00	2435,56	856,33	4,80	10,5		50,33	45,06
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	15	9,48	2445,04	847,35	4,82	10,5		50,48	45,18
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	14	9,48	2454,52	837,87	4,84	10,6		50,63	45,31
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	13	9,48	2464,00	828,39	4,85	10,6		50,77	45,43
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	12	9,48	2473,48	818,91	4,87	10,7		50,92	45,56
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	11	9,47	2482,95	809,44	4,89	10,7		51,06	45,68
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	10	9,47	2492,42	799,97	4,91	10,7		51,21	45,81
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	9	9,47	2501,89	790,50	4,93	10,8		51,35	45,93
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	8	9,49	2511,38	781,01	4,95	10,8		51,50	46,06
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	7	8,98	2520,36	772,03	4,97	10,9		51,63	46,17
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	6	9,45	2529,81	762,58	4,98	10,9		51,78	46,30
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	5	9,49	2539,30	753,09	5,00	11,0		51,93	46,42
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	4	9,47	2548,77	743,62	5,02	11,0		52,07	46,55
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	3	9,49	2558,26	734,13	5,04	11,0		52,22	46,67
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	2	9,47	2567,73	724,66	5,06	11,1		52,36	46,80
TBG 3"1/2 ADMS 10.3# T95	1	9,47	2577,20	715,19	5,08	11,1		52,51	46,92
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	80	9,32	2586,52	705,87	5,09	11,2		52,64	47,03
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	79	9,31	2595,83	696,56	5,11	11,2		52,76	47,14
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	78	9,30	2605,13	687,26	5,13	11,2		52,89	47,25
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	76	9,34	2614,47	677,92	5,14	11,3		53,02	47,37
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	75	9,33	2623,80	668,59	5,16	11,3		53,15	47,48
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	73	9,27	2633,07	659,32	5,18	11,4		53,28	47,59
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	72	9,30	2642,37	650,02	5,19	11,4		53,41	47,70
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	71	9,30	2651,67	640,72	5,21	11,5		53,54	47,81
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	70	9,32	2660,99	631,40	5,22	11,5		53,67	47,92
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	69	9,32	2670,31	622,08	5,24	11,5		53,79	48,03
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	68	9,31	2679,62	612,77	5,26	11,6		53,92	48,14
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	67	9,33	2688,95	603,44	5,27	11,6		54,05	48,25
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	66	9,31	2698,26	594,13	5,29	11,7		54,18	48,36
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	65	9,34	2707,60	584,79	5,31	11,7		54,31	48,47
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	64	9,33	2716,93	575,46	5,32	11,8		54,44	48,58

TBG 77  
FUORI  
TBG 74  
FUORI



16 TALLY 8 di 9

JOINT					Da PTR	Volume	Volume	Weight	Weight
run in nb	joint nb	Joint	Total	m	total	ferro	int.	in air	in mud
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	63	9,36	2726,29	566,10	5,34	11,8	54,57	48,70	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	62	9,31	2735,60	556,79	5,36	11,8	54,70	48,81	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	61	9,36	2744,96	547,43	5,37	11,9	54,83	48,92	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	60	9,33	2754,29	538,10	5,39	11,9	54,96	49,03	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	59	9,30	2763,59	528,80	5,41	12,0	55,09	49,14	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	58	9,35	2772,94	519,45	5,42	12,0	55,22	49,25	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	57	9,32	2782,26	510,13	5,44	12,0	55,34	49,36	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	56	9,31	2791,57	500,82	5,45	12,1	55,47	49,47	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	55	9,30	2800,87	491,52	5,47	12,1	55,60	49,58	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	54	9,31	2810,18	482,21	5,49	12,2	55,73	49,69	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	53	9,34	2819,52	472,87	5,50	12,2	55,86	49,81	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	52	9,31	2828,83	463,56	5,52	12,3	55,99	49,92	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	51	9,31	2838,14	454,25	5,54	12,3	56,12	50,03	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	50	9,31	2847,45	444,94	5,55	12,3	56,25	50,14	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	49	9,32	2856,77	435,62	5,57	12,4	56,38	50,25	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	48	9,35	2866,12	426,27	5,59	12,4	56,51	50,36	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	47	9,30	2875,42	416,97	5,60	12,5	56,63	50,47	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	46	9,29	2884,71	407,68	5,62	12,5	56,76	50,58	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	45	9,33	2894,04	398,35	5,63	12,6	56,89	50,69	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	44	9,33	2903,37	389,02	5,65	12,6	57,02	50,80	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	43	9,32	2912,69	379,70	5,67	12,6	57,15	50,92	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	42	9,32	2922,01	370,38	5,68	12,7	57,28	51,03	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	41	8,71	2930,72	361,67	5,70	12,7	57,40	51,13	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	40	9,32	2940,04	352,35	5,72	12,8	57,53	51,24	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	39	9,30	2949,34	343,05	5,73	12,8	57,66	51,35	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	38	9,06	2958,40	333,99	5,75	12,8	57,78	51,46	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	37	9,30	2967,70	324,69	5,76	12,9	57,91	51,57	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	36	9,31	2977,01	315,38	5,78	12,9	58,04	51,68	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	35	9,30	2986,31	306,08	5,80	13,0	58,17	51,79	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	34	9,31	2995,62	296,77	5,81	13,0	58,30	51,90	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	33	9,30	3004,92	287,47	5,83	13,1	58,43	52,01	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	32	9,32	3014,24	278,15	5,85	13,1	58,56	52,12	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	31	9,34	3023,58	268,81	5,86	13,1	58,68	52,24	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	30	9,30	3032,88	259,51	5,88	13,2	58,81	52,35	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	29	9,32	3042,20	250,19	5,90	13,2	58,94	52,46	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	28	9,32	3051,52	240,87	5,91	13,3	59,07	52,57	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	27	9,29	3060,81	231,58	5,93	13,3	59,20	52,68	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	26	9,30	3070,11	222,28	5,94	13,4	59,33	52,79	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	25	9,30	3079,41	212,98	5,96	13,4	59,46	52,90	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	24	9,32	3088,73	203,66	5,98	13,4	59,59	53,01	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	23	9,32	3098,05	194,34	5,99	13,5	59,72	53,12	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	22	9,27	3107,32	185,07	6,01	13,5	59,84	53,23	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	21	9,32	3116,64	175,75	6,03	13,6	59,97	53,34	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	20	9,30	3125,94	166,45	6,04	13,6	60,10	53,45	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	19	9,31	3135,25	157,14	6,06	13,7	60,23	53,56	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	18	9,34	3144,59	147,80	6,08	13,7	60,36	53,68	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	17	9,30	3153,89	138,50	6,09	13,7	60,49	53,79	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	16	9,33	3163,22	129,17	6,11	13,8	60,62	53,90	



17 TALLY 9 di 9

JOINT					Da PTR	Volume ferro	Volume int.	Weight in air	Weight in mud
run in nb	joint nb	Joint	Total	m	total		Total +	Total +	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	15	9,30	3172,52	119,87	6,12	13,8	60,75	54,01	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	14	9,30	3181,82	110,57	6,14	13,9	60,87	54,12	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	13	9,30	3191,12	101,27	6,16	13,9	61,00	54,23	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	12	9,33	3200,45	91,94	6,17	13,9	61,13	54,34	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	11	9,30	3209,75	82,64	6,19	14,0	61,26	54,45	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	10	9,33	3219,08	73,31	6,21	14,0	61,39	54,56	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	9	9,32	3228,40	63,99	6,22	14,1	61,52	54,67	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	8	9,31	3237,71	54,68	6,24	14,1	61,65	54,78	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	7	9,34	3247,05	45,34	6,26	14,2	61,78	54,90	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	6	9,32	3256,37	36,02	6,27	14,2	61,91	55,01	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	5	9,32	3265,69	26,70	6,29	14,2	62,04	55,12	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	4	9,31	3275,00	17,39	6,31	14,3	62,16	55,23	
PUP JOINT 3 1/2" ADMS 9.3# P110		1,44	3276,44	15,95	6,31	14,3	62,18	55,25	
TBG 3"1/2 ADMS 9.3# P110	74	8,62	3285,06	7,33	6,32	14,3	62,30	55,35	
PUP JOINT 3 1/2" ADMS 9.3# P110 Pxp		1,31	3286,37	6,02	6,33	14,3	62,32	55,36	
TBG HANGER BREDA		0,28	3286,65	5,74	6,33	14,3	62,33	55,37	
PTR - TIE DOWN		5,74	3292,39	0,00	6,34	14,4	62,40	55,44	



**ENI-MED**  
EN. MEDITERRANEA IDROCARBUR  
S.p.A.  
TEGE

**POZZO: GELA 57**  
**CONVERSIONE DA PRODUTTORE A**  
**SMALTITORE DELLE ACQUE DI STRATO**

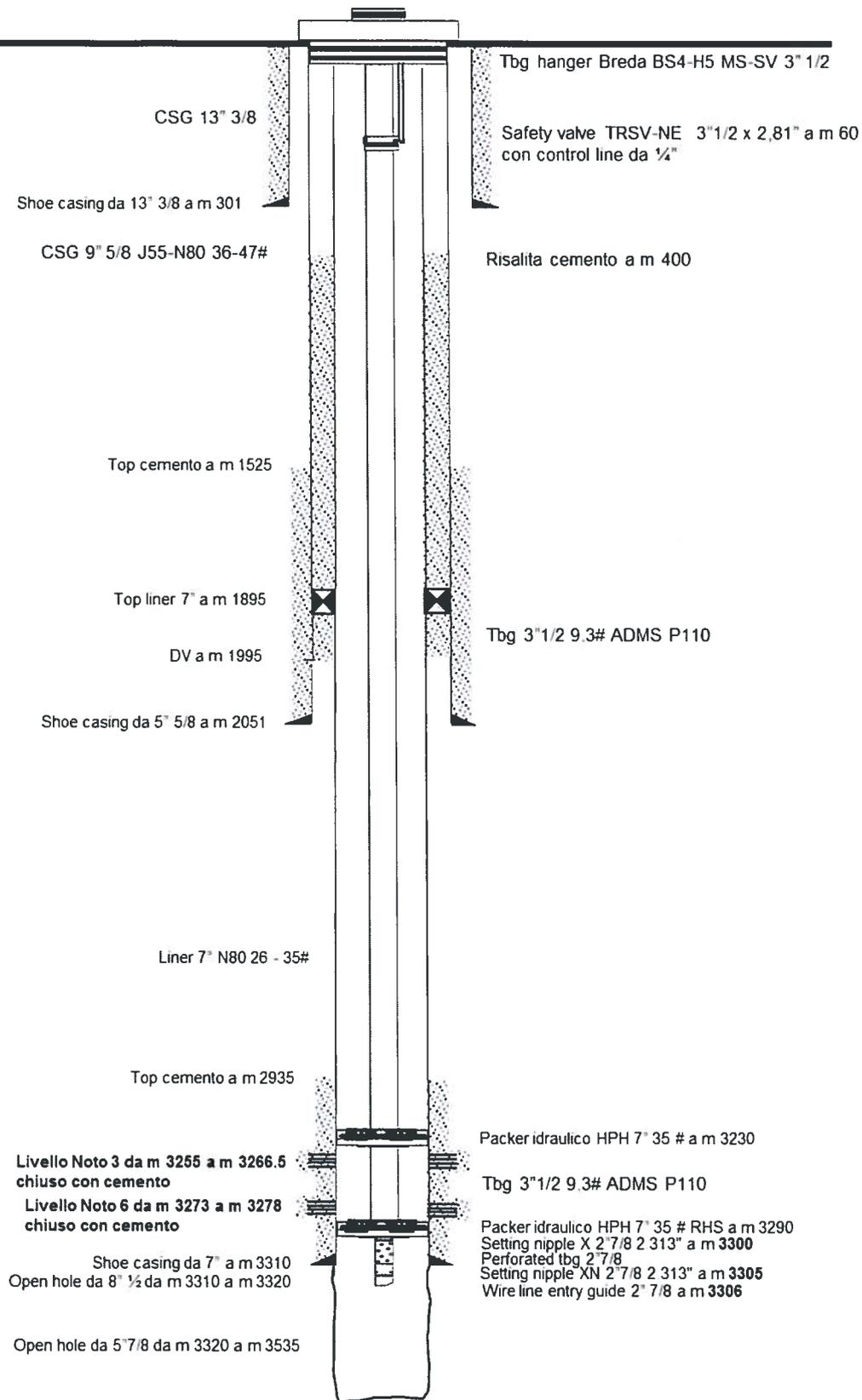
PAG **20** DI **31**  
**AGGIORNAMENTI:**

**18 WELL HEAD**

<b>Enimed</b> District/Affiliate Company Gela/ENIMED		<b>WELL SITUATION</b> (WELLHEAD)		FIELD NAME Gela WELL NAME Gela 57 Cost center M00798
DATE: 05/05/2012 ARPO 20 / B				
NORMAL <input type="checkbox"/> UNITIZED <input type="checkbox"/> SUB SEA <input type="checkbox"/> HORIZONTAL <input type="checkbox"/>	<b>Cellar Dimension</b> Length: 3.10 [m] Width: 3.07 [m] Depth: 1.90 [m]		<b>Well Head On Location</b> Max Elevation 1.58 [m] From Piano campagna	
		<b>Well Head Recovered</b> Cut at: [m] From: Flange welded on: 13"3/8 csg		
<b>Component Type</b>	<b>Lower Connection</b> O [in] w.p [psi]	<b>Upper Connection</b> O [in] w.p [psi]	<b>Manufacturer</b>	
Braden Head 1 <sup>st</sup> Spool Tbg Spool	13"3/8 3000 13"5/8 3000 13"5/8 3000	13"5/8 3000 13"5/8 3000 11" 5000	Breda Breda Breda	
<b>Seal flange</b> Tbg hanger Type BS4-H5-MS-SV O.D. 11" I.D.: 3" Top Thread EU 3 1/2 BPV Type TSB-1 O.D.: 3" X-mas tree: Vert. O.D.: 3"1/8 Horiz. O.D.: 3"1/8 W.P.: 5000				
<b>Hanger seal</b> Metal seal Elastomer:		<b>Actuator</b> Pneumatic <input type="checkbox"/> Oper. pressure (kg/cm <sup>2</sup> ) Hydraulic <input type="checkbox"/> Max. pressure (kg/cm <sup>2</sup> )		
<b>Material description</b>				
AGIP code	Description	Part number		
	FLANGIA BASE 13"5/8 3000 psi	12"1/2 serie 91 API		
	CASING SPOOL 13"5/8 X 13"5/8 3000 psi	Assy 022-618090R21		
	TUBING SPOOL 13"5/8 3000 psi X 11" 5000 psi	Assy 0227090L3990		
	BONNET 11" 5000 psi X 3"1/8 5000 psi	Assy 0207404974		
	MASTER VALVE 3"1/8 5000 psi	111707764-02		
	MASTER VALVE 3"1/8 5000 psi	111707765-01		
	CUBO DI EROGAZIONE 3"1/8 X 3"1/8 5000 psi	03.06.009		
	WING VALVE 3"1/8 5000 psi	111707764-03		
	WING VALVE 3"1/8 5000 psi	111707764-04		
	CONTROFLANGIA Ø 3"1/8 X Ø 2" LP	SX		
	CONTROFLANGIA Ø 3"1/8 X Ø 2" LP	DX		
	CONTROFLANGIA Ø 3"1/8 X Ø 1/2" NPT + Plug	Top		
<b>Csg Spool:</b> n° 2 Gate Valve CAMERON Mod. FL Size Ø 2"1/16 5K s.n. 111454371013 - s.n. 111454371006 + n° 2 C/flange Ø 2"1/16 x 2" LP				
<b>Tbg Spool:</b> n° 2 Gate Valve CAMERON Mod. FL Size Ø 2"1/16 5K s.n. 111454371016 - s.n. 111454371004 + n° 2 C/flange Ø 2"1/16 x 2" LP				
<b>WELL HEAD SKETCH</b>				
In case of dual completion, specify Long and Short string position on well head valves				
<b>Notes:</b>		D & C Supervisor Messina Massimo		
		Superintendent		

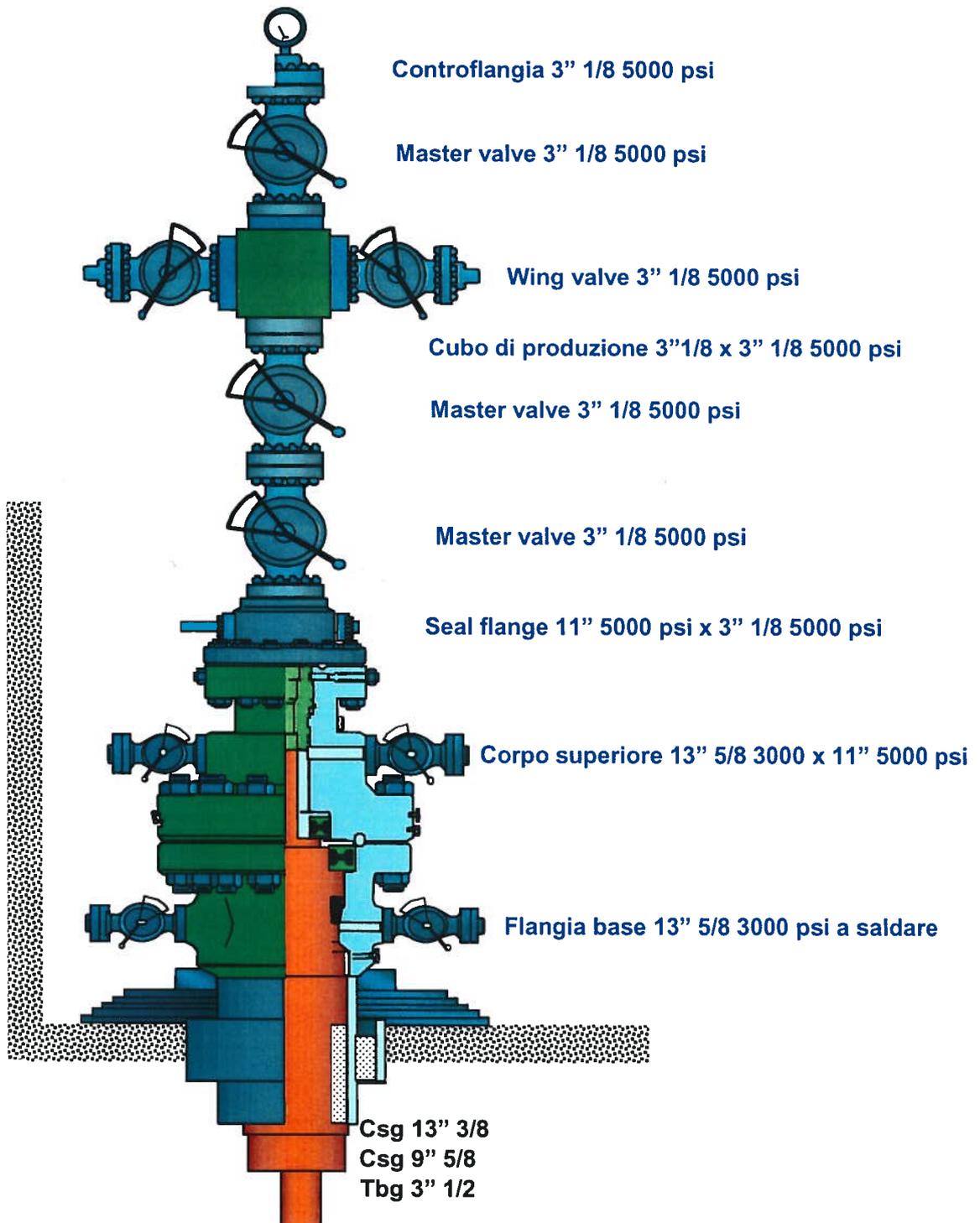


## 19 SITUAZIONE PREVISTA





20 TESTA POZZO PREVISTA DOPO IL WORKOVER





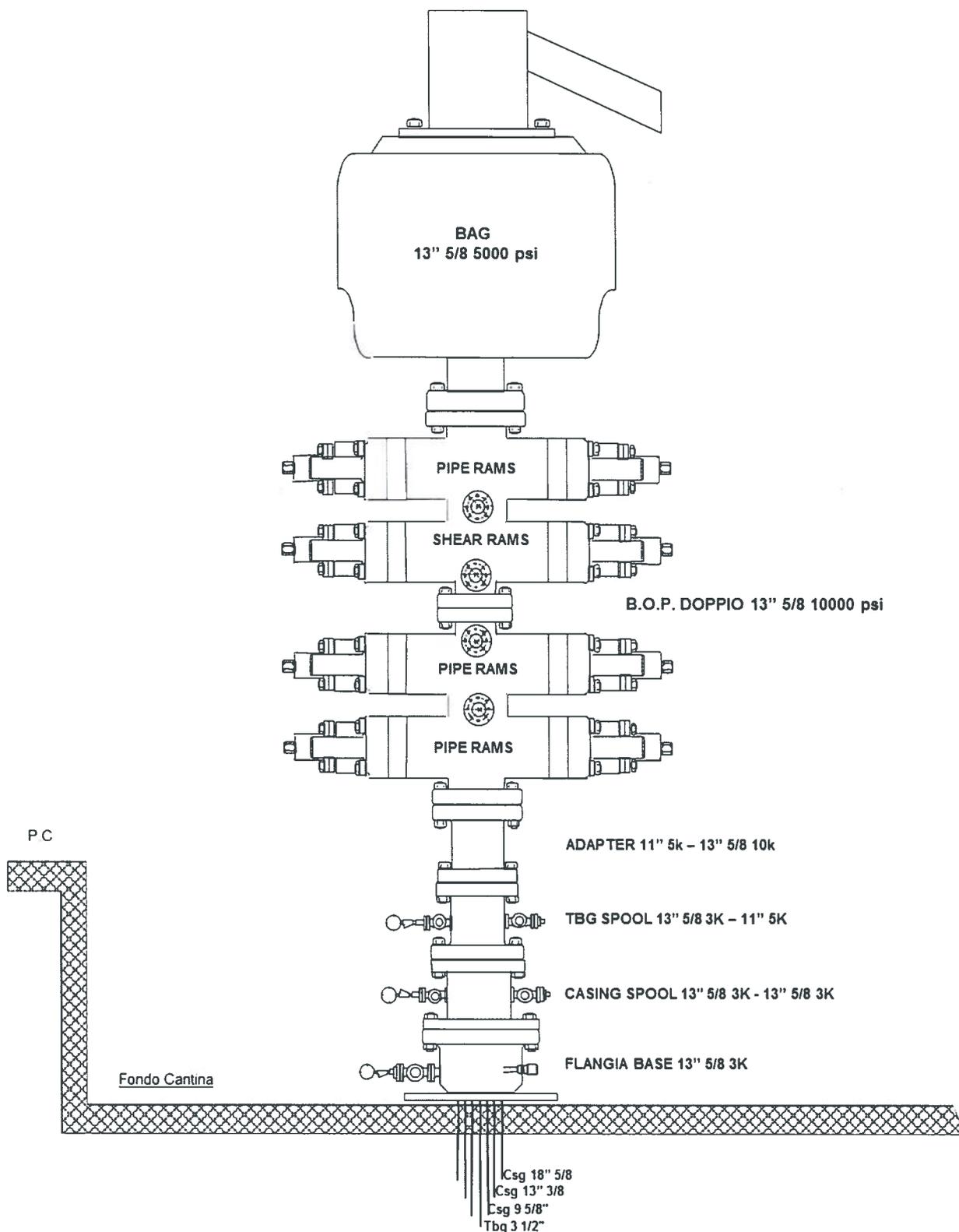
## 21 CARATTERISTICHE GENERALI DELL'IMPIANTO

Di seguito riportiamo le caratteristiche e le dotazioni di sicurezza dell'impianto che effettuerà l'intervento sul pozzo GELA 57.

VOCE	DESCRIZIONE
Contrattista	PERGEMINE
Nome impianto	MASSARENTI MR7000XS - Az. 16
Tipo impianto	Trailer mounted mechanic rig
Altezza sotto struttura	5.18 rig floor height from ground level 4.00m clear height between RT beams and ground level
Anno di costruzione	2010, ricertificazione
Max tiro al gancio statico	181 Ton
Capacità nominale con DP 3"1/2	3'000 m
Top drive motor type	Hydraulic
Rated working pressure	5'000 psi
Rotary table make and type	NATIONAL C275
Rotary table capacity	475 Ton static load capacity
Maximum RT opening	27" ½
RT dimension	1600 W x 2100 L
Mud pump make and type	GARDNER DENVER PZ9
Size of liners available	5" – 5"1/2 – 6" – 6"1/2
Mud pumps max rated input power	850 HP
Max flow rate	1'908 l/min w/6.1/2" liners
Max discharge pressure	5'000 psi w/5" liners
Auxliar md pump	N.A.
Max flow rate e pressure	N.A.
Capacità totale vasche fango	174 mc
Capacità stoccaggio acqua industriale	50 mc



22 CONFIGURAZIONE BOP





**23 ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTI**

<b>IMPRESA / DITTA APPALTATRICE</b>	<b>ATTIVITÀ SVOLTA o PROGRAMMATA</b>	<b>BREVE DESCRIZIONE DELL'ATTIVITÀ</b>
<b>ENI S.p.A. Div. E&amp;P</b>	Assistenza Cantiere	Coordina i contrattisti secondo il programma di workover
<b>PERGEMINE</b>	Noleggio impianto con personale	Trasporto e montaggio impianto di workover. Attività di intervento finalizzato all'ottimizzazione della produzione. Smontaggio e rimozione dell'impianto.
<b>PERGEMINE - WEATHERFORD</b>	Noleggio attrezzatura	Trasporto e noleggio attrezzatura
<b>M.I. - AVA</b>	Assistenza fanghi, fornitura prodotti e noleggio centrifughe	Confezionamento e conduzione dei fluidi di killig e completamento. Fornitura dei relativi prodotti e noleggio centrifughe.
<b>NICO SpA</b>	Trattamento reflui	Esegue il trattamento dei prodotti reflui (solidi e liquidi), prelevandoli dai vasconi appositamente predisposti in cantiere ed il trasporto in una discarica autorizzata.
<b>HALLIBURTON IT SCHLUMBERGER</b>	Servizio di cementazione e fornitura prodotti chimici	Esegue le operazioni di cementazione delle colonne di rivestimento, la posa di tappi di cemento con fornitura delle relative attrezzature.
<b>PETROSERVICES - WEATHERFORD</b>	Servizio chiavi	Esegue le operazioni di avvitemento, con controllo della torsione applicata, di casing e tubing.
<b>N.S.C. - SMITH INTERNATIONAL ITALIA</b>	Operazioni di pescaggio, fresaggio, taglio e recupero colonne	Supervisione delle operazioni di pescaggio, di fresaggio, taglio e recupero colonne
<b>DAJAN</b>	Servizio di Wire Line SLICK LINE	Esecuzioni di operazioni wire line, che consistono essenzialmente nella discesa in pozzo di attrezzatura specialistica mediante cavo.
<b>HALLIBURTON</b>	Assistenza completamenti	Assistenza tecnica durante l'attività di completamento del pozzo
<b>SPADARO ORAZIO</b>	Trasporto acqua	Trasporto acqua in cantiere per mezzo di autobotte
<b>BREDA</b>	Teste pozzo e accessori	Montaggio ed assistenza tecnica per messa in opera di parti specifiche di completamento
<b>BAKER HUGHES</b>	Servizio "Mud Logging"	Assistenza geologica e controllo continuo dei parametri di perforazione. Controlla i dispositivi di allarme "gas & H2S".
<b>SMAPE - HALLIBURTON IT</b>	Coiled tubing e azoto	Operazioni di spazzamento con azoto e più in generale pompaggi vari in pozzo. Operazioni che richiedono l'impiego di unità di coiled tubing.
<b>SERING ITALIA - SIS</b>	Sorveglianza Cantiere	Sorveglianza sul luogo di lavoro occupato dai lavoratori, D.lgs. 624/96. e direzione lavori
<b>Weatherford - Western Atlas</b>	Logs e spari	Registrazione logs elettrici e spari per apertura livelli
<b>Co.Fa</b>	Trasporto esplosivi	Trasporto esplosivi con vigilanza armata
<b>SAT.C.S.</b>	Telecomunicazioni satellitari	Montaggio, posizionamento e smontaggio antenne satellitari



## 24 TABELLA TEMPI

OPERAZIONI	ORE
Confezionamento brine e monitoraggio pressioni	24
Killing del pozzo (selettivo su due livelli)	72
Smontaggio croce e montaggio B.O.P.	24
Estrazione batteria di completamento	48
Controllo foro con taper mill	72
Chiusura mineraria livelli Noto 6 – Noto 3	48
Esecuzione logs di corrosione 7"	24
Fresaggio fast drill, cemento e bridge	96
Approfondimento open hole	192
Test di iniettività	12
Esecuzione logs – Gamma ray - resistività	24
Completamento del pozzo	120
Sdoppiaggio aste e pulizia vasche	36
<b>TOTALE ORE</b>	<b>792</b>
<b>TOTALE GIORNI</b>	<b>33</b>



## 25 VOLUMI E PESI

	Capacità l/m	Profondità metri	Volume mc	Peso Kg/m	Peso totale Ton (in aria)
Capacità tubing 3 1/2" 9.3#	4.5	3270	15	13.84	
Capacità casing 7" 32#	18.81	3310	62		
Open hole da 8" 1/2	35.52	5	0.2	-	-
Capacità pozzo	-	3385	62.2	-	-



## PROGRAMMA OPERATIVO

### 26 SCOMPLETAMENTO DEL POZZO

Verifica pressioni al tubing, casing, intercapedini ed eventualmente operare al fine di ridurle.

Rimuovere unità di superficie e astine di pompamento

Mettere in sicurezza il pozzo con wire line inserendo BPV nel tbg hanger

Rig up impianto

Recuperare BPV dal tbg hanger

Confezionare 200 mc di brine (NaCl) d=1080 g/lit.

Con wire line inserire un plug nel landing nipple X a m 3277

Con wire line aprire (se chiusa) la valvola di circolazione posta a m 3265

Eseguire killing del livello Noto 3 pompando in bullheading brine d=1080 g/lit annotando l'iniettività del livello

Controllo statico

Con wire line recuperare plug dal landing nipple X a m 3277 e chiudere la valvola di circolazione a m 3265

Eseguire killing del livello Noto 6 pompando in bullheading brine d=1080 g/lit annotando l'iniettività del livello

Controllo statico

Chiudere valvola di sicurezza (TRSV) a m 1208

Inserire la BPV nel tbg hanger

Sflangiare e rimuovere croce di produzione 3" 1/8 x 3" 1/8 5000 psi.

Montare adapter spool 11" 5000 x 13" 5/8 5000 psi e Bop-Stack 13" 5/8 5000 corredato da pipe rams 3"1/2, eseguire BOP test come segue: con plug BPV inserita provare shear a 100 Atm, recuperare plug BPV, reintegrare tbg hanger con landing joint ed eseguire BOP tests di cui le rams a 140 atm x 15 min – Hydril a 30 – 100 atm x 15 min - Choke, Kill line e Choke manifold e stand pipe a 4000 psi

Ricuperare le B.P.V. quindi reintegrare tbg hanger con le landing string con DP 3" I.F. + x-over 3"1/2 EU

Svincolare il packer da 7" MFT posto a m 1874

Controllo statico

Svincolare packer da 7" RHS posto a m 3270 tirando fino a 66 ton (46 ton peso della batteria (m 3270) + 20 ton di s.r. per rilascio packer)

Controllo statico



Estrarre il completamento composto da m 3270 di tbg da 3" ½, corpo pompa, safety valve, con control line con injection line da ¼", injection mandrel con injection line da ¾" e protettori, packer MFT, valvola di circolazione, packer RHS e peduncolo da 2"7/8.

Durante tutta la fase di scompletamento tentare di tenere il pozzo colmatato con brine Na Cl.d=1080 g/lt

Discendere cup tester per casing da 7" 29# ed eseguire test delle pipe rams (variabili 3 ½" – 2 7/8") a 100 atm x 15 min – Hydril a 30 – 100 atm x 15 min – Choke, Kill line e Choke manifold a W.P.

## **27 CONTROLLO QUOTE E DIAMETRIE FORO**

Comporre batteria in duplex con DP 3" ½ IF e stivarle in torre

Discendere taper mill + string mill da + drill collar da 4" ¾ + drilling jar e drill pipe da 3" IF fino a quota cement retainer (m 3298) in duplex

Estrarre batteria a giorno

Estrarre a giorno BHA

## **28 CHIUSURA MINERARIA DEI LIVELLI NOTO 6 – 3**

Discendere fasDrill squeeze packer per casing da 7" 35# con DP 3 ½" + stinger a m 3240 eseguendo prove di circolazione intermedie durante la discesa.

Fissare il fasDrill squeeze packer a m 3240 ed eseguire test idraulico.

Eseguire test di iniettività, chiudere minerariamente i livelli NOTO 3 da m 3255 a m 3266.5 e Noto 6 da m 3273 a m 3278 pompando in squeeze malta cementizia d=1.9 Kg/lt (quantità da stabilire in funzione dell'indica di iniettività rilevato)

Sollevarre stinger circolare ed estrarre a giorno la batteria di DP da 3" 1/2

## **29 ESECUZIONE LOGS**

Eseguire logs di corrosione in tutto il pozzo (casing da 7") da m 3240 a giorno



### 30 FRESAGGIO squeeze paker, cemento e bridge plug

Assemblare e discendere batteria di fresaggio con bit da 5" 3/8. Fresare utilizzando brine viscoso fasDrill squeeze packer a m 3240, cemento da 3240 a m 3298 e bridge plug 7" EZ Drill SVBI a m 3298.

### 31 APPROFONDIMENTO OPEN HOLE

Con la stessa BHA e bit 5 3/8", proseguire a perforare da m 3310 (quota scarpa casing) a m 3315 (quota fondo pozzo cementato) ed ancora da m 3315 a m 3535 utilizzando brine a d= 1.08 - 1.10 Kg/Lt. e cuscini viscosi.

Estrarre batteria di perforazione a giorno.

Sono previsti assorbimenti consistenti e perdite di circolazione.

Si prevede l'utilizzo di 1 solo PDC da 5 3/8" sia per fresare il cemento che per la perforazione. Si valuterà comunque, visto i BP/CR da fresare, cosa rimane in pozzo, al fine di non danneggiare il PDC.

Si allega una tabella con alcuni scalpelli usati nell'area

Pozzo	Intervallo	Metri	Ore	Rop (m/h)	Bit Type	Litologia	Incl. Tratto Perforato	BHA
Gela 108 Dir	3596-3770	174	57	3.05	PDC-DS72HGS (6")	Dolomia F.ne Sciacca	0,81°	Stabilizzata
Gela 109 Dir	3559-3690	131	42.5	3.08	TSP-TT636 (6")	Dolomia F.ne Sciacca	1,5°	Stabilizzata
Gela 110 Dir	3473-3630	157	67	2.34	TSP-DK320RC (6")	Dolomia F.ne Sciacca	3°	Stabilizzata
	3630-3830	200	37.5	5.33	PDC-DS72HGS (6")	Dolomia F.ne Sciacca	4°	Con Motore



### 32 COMPLETAMENTO DEL POZZO

Assemblare batteria con Taper Mill da 5 ½"+ scraper tipo Rotovert per Liner 7" 35 lb/ft, discendere fino a m 3310 (quota scarpa Liner 7"), condizionare brine 1.10 Kg/l ed estrarre a giorno.

Eseguire dummy run con tubing hanger

Assemblare e discendere completamento composto da:

wire line entry guide 2" 7/8

Tbg 2" 7/8 ADMS P110

setting nipple XN I.D. 2.313"

setting nipple X I.D. 2.313"

Packer 7" 35# HPH a m 3290

Tbg 3"1/2 9.3# ADMS P110

Packer 7" 35# HPH a m 3230

Tbg 3"1/2 9.3# ADMS P110

Eseguire calibratura con gauge cutter da 58.6 mm fino al L.N. "XN" da 2.313"

Montare e discendere assy con valvola di sicurezza TRSV-NE a m 60 e connettere control line da ¼"

Eseguire pressure test della control line e funzionalità della valvola

Proseguire discesa completamento

Spezzonare e montare tbg hanger + landing string

Connettere la control line al tbg hanger

Eseguire test valvola di sicurezza TRSV-NE

Ricalibrare tutta la string di completamento con gauge cutter da 58.6 mm fino al LN XN

Inserire BPV nel tbg hanger

Smontare e rimuovere BOP

Montare croce di produzione composta 3" 1/8 5000 psi ed eseguire tests

Con wire line discendere plug nel LN X

Pressurizzare string (4500 psi), o come sarà indicato dalla contrattista, e fissare packers

Lasciare BPV plug in sede, rig down attrezzature

Pulizia vasche

**GELA#57**  
**NOTA TECNICA**  
**PER LA CONVERSIONE A**  
**POZZO INIETTORE ACQUA DI STRATO**

**Data di emissione: Luglio 2016**

①		PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	AUTORIZZATO DA
		V. De Gaetano <i>V. De Gaetano</i>	X E. Libonati <i>Gabrielle Balestro</i>	A. Mascolo (TEGE) <i>OFEM</i>
		P. Valvarà <i>P. Valvarà</i>	X G. Carpineta <i>Pierpaolo Carpineta</i>	<i>Alfredo</i>
	AGGIORNAMENTI	TEGE/GIAC	TEGE/GIAC	ENIMED

 EniMed Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A.	<b>pozzo GELA#57</b>  <b>NOTA TECNICA PER LA CONVERSIONE          A POZZO INIETTORE ACQUA DI STRATO</b>	PAG. <b>2</b> DI <b>29</b>			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

### INDICE

1. SCOPO DEL LAVORO .....	4
2. CONCLUSIONI.....	4
3. DATI GENERALI .....	4
3.1 INQUADRAMENTO GEOGRAFICO.....	7
3.2 INQUADRAMENTO GEOLOGICO.....	8
3.3 STORIA PRODUTTIVA DEL CAMPO.....	11
4. ESIGENZA SMALTIMENTO ACQUA DI STRATO.....	12
5. GELA#57 CANDIDATO ALL'INIEZIONE D'ACQUA DI STRATO.....	13
5.1 STORIA PRODUTTIVA POZZO GELA#57.....	16
5.2 POTENZIALE PRODUTTIVO RESIDUO.....	17
5.3 POSIZIONE STRUTTURALE.....	18
5.4 FACILITIES DI SUPERFICIE.....	21
6. VALUTAZIONE PERFORMANCES INIETTIVE POZZO GELA#57.....	21
6.1 DATI PVT DELL'ACQUA INIETTATA.....	22
6.2 DATI UTILIZZATI PER IL CALCOLO DELLA INFLOW PERFORMANCE.....	22
6.3 DATI UTILIZZATI PER IL CALCOLO DELLA OUTFLOW PERFORMANCE.....	23
6.4 RISULTATI OTTENUTI.....	25

### FIGURE

figura 1 / mappa con ubicazione del campo di Gela .....	8
figura 2 / mappa del campo di Gela (top F.ne Sciacca) .....	10
figura 3 / storia produttiva del campo di Gela (1957-2016) .....	12
figura 4 / screening dei potenziali candidati per conversione a pozzo iniettore .....	15
figura 5 / storia produttiva del pozzo Gela#57.....	17
figura 6 / ubicazione Gela#57 su Top Sciacca.....	18
figura 7 / sezione geologica NO-SE.....	19
figura 8 / settore del campo con OOWC@-3450 m slm.....	20
figura 9 / distanza pozzo Gela#57 dal Nuovo Centro Olio.....	21



Figura 10 / Schema di completamento previsto .....	24
Figura 11 / VLP-IPR .....	25
Figura 12 / IPR sensitivity sullo Skin con THP= 30 kg/cm <sup>2</sup> .....	26
Figura 13 / IPR sensitivity sullo Skin con THP= 45 kg/cm <sup>2</sup> .....	27
Figura 14 / VLP sensitivity sulla pressione di iniezione di testa con S=0.....	28

**TABELLE**

Tabella 1 / IPR sensitivity sullo Skin con THP=30 kg/cm <sup>2</sup> .....	26
Tabella 2 / IPR sensitivity sullo Skin con THP= 45 kg/cm <sup>2</sup> .....	27
Tabella 3 / VLP sensitivity sulla pressione di iniezione di testa con S=0 .....	29
Tabella 4 / IPR sensitivity sulla lunghezza dell'open-hole con THP=30 kg/cm <sup>2</sup> e S=0.....	29

 <p>EniMed Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A.</p>	<p><b>pozzo GELA#57</b></p> <p><b>NOTA TECNICA PER LA CONVERSIONE A POZZO INIETTORE ACQUA DI STRATO</b></p>	<p>PAG. <b>4</b> DI <b>29</b></p> <hr/> <p>AGGIORNAMENTI:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 25%; text-align: center;">0</td> <td style="width: 25%;"></td> <td style="width: 25%;"></td> <td style="width: 25%;"></td> </tr> </table>	0			
0						

## 1. SCOPO DEL LAVORO

La presente nota ha lo scopo di valutare la conversione del pozzo produttore di olio Gela#57 a pozzo iniettore per lo smaltimento delle acque di strato.

## 2. CONCLUSIONI

Partendo dall'analisi dei vari aspetti legati allo smaltimento dell'acqua di strato si sono esaminate le caratteristiche del pozzo Gela#57 in funzione di una sua conversione da produttore a iniettore, che così verrebbe ad aggiungersi agli altri due pozzi iniettori in esercizio (Gela#18 e Gela#25).

In particolare dall'analisi di Well Performance di Gela#57 si è desunta la massima portata di iniezione teorica pari a 1240 m<sup>3</sup>/g, con una pressione di iniezione a testa pozzo di 30 kg/cm<sup>2</sup> e Skin nullo. Tale portata può essere incrementata a 1490 m<sup>3</sup>/g iniettando con una pressione a testa pozzo di 45 kg/cm<sup>2</sup>. L'analisi è stata basata sulla configurazione del pozzo post-workover, ossia dopo chiusura/isolamento degli intervalli attualmente aperti in colonna sulla F.ne Noto e il ripristino dell'open-hole nella F.ne Sciacca con approfondimento di circa 150 m rispetto all'originaria TD (quindi da 3385 m TR a circa 3535 m TR).

## 3. DATI GENERALI

Vengono qui di seguito forniti i principali aspetti descrittivi del Campo di Gela e dei campi satelliti dai quali proviene l'acqua per separazione dal greggio prodotto.

### Campo di Gela

Scoperto nel 1956 con la perforazione del pozzo esplorativo Gela#1 nei pressi dell'omonima cittadina. Ricade nella Zona A della Concessione Gela Agip (per la parte onshore) e nella Concessione C.C1.AG (parte offshore).

Sono stati perforati complessivamente 125 pozzi (compresi i "pilot hole"), di cui 39 sono stati chiusi minerariamente e 3 sono stati convertiti a pozzi per lo smaltimento dell'acqua di strato.



I reservoir principali, di età Triassico Superiore, sono le dolomie della F.ne Sciacca e le alternanze di livelli calcarei (mudstone a volte ricristallizzati/dolomitizzati) e argilliti della soprastante F.ne Noto. La roccia di copertura è rappresentata dalle argilliti della F.ne Streppenosa. Da segnalare la presenza del reservoir secondario della F.ne Rabbito, mineralizzato in alcuni pozzi (in produzione solo dal pozzo Gela 71 Or A).

La mineralizzazione è data da olio pesante (densità  $7\div 16$  °API; viscosità in giacimento  $120\div 200$  cP).

La produzione ha avuto inizio nel mese di aprile del 1957.

La produzione di olio nell'anno 2015 è stata di 1.8 MBoe, mentre la cumulativa prodotta dall'inizio dello sfruttamento del campo risulta essere di 174.3 Mboe @ Dicembre 2015. **La produzione è allo stato contraddistinta da un valore medio di Water Cut di campo del 55% circa.**

Attualmente sono in produzione 61 pozzi.

Il giacimento non presenta gas-cap e la pressione è mantenuta pressoché costante dalla forte spinta assicurata dall'acquifero di fondo (la depressurizzazione del giacimento è stimata in circa  $10 \text{ kg/cm}^2$ ).

La pressione iniziale media del giacimento è di  $343 \text{ kg/cm}^2$  (datum a  $-3300 \text{ m s.l.m.}$ ), mentre la temperatura iniziale media risulta compresa fra  $94\div 99$  °C.

Il contatto originario, determinato con il supporto delle prove di strato, è stato individuato alla quota di  $-3515 \text{ m s.l.m.}$  su quasi tutto il campo. Soltanto per la fascia orientale delimitata dalle faglie più esterne il contatto è stato riscontrato a quota  $-3450 \text{ m s.l.m.}$  Nel tempo il contatto è risalito probabilmente in maniera non uniforme, anche in funzione della concentrazione dei pozzi per area, ma comunque non si è in possesso di altre misure per stabilire con sufficiente precisione l'attuale posizione della tavola d'acqua.

La maggior parte dei pozzi produce con sistema di sollevamento artificiale, ossia con pompa a cavalletto e iniezione di flussante al fondo (fluido base gasolio a  $35$  °API).

### **Campo di Ponte Dirillo**

Scoperto nel 1958 con la perforazione del pozzo Ponte Dirillo#1, si trova circa  $3.5 \text{ km}$

 EniMed Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A.	<b>pozzo GELA#57</b>  <b>NOTA TECNICA PER LA CONVERSIONE          A POZZO INIETTORE ACQUA DI STRATO</b>	PAG. <b>6</b> DI <b>29</b>			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

a est del Campo di Gela e ricade nella Zona B della Concessione Gela Agip.

Sono stati perforati complessivamente 13 pozzi, di cui 3 sono stati chiusi minerariamente.

I reservoir principali, di età Triassico Superiore, sono le dolomie della F.ne Sciacca e le alternanze di livelli calcarei (mudstone a volte ricristallizzati/dolomitizzati) e argilliti della soprastante F.ne Noto. La roccia di copertura è rappresentata dalle argilliti della F.ne Streppenosa.

La produzione di olio nell'anno 2015 è stata di 77.5 kboe, mentre la cumulativa prodotta dall'inizio dello sfruttamento del campo risulta essere di 18.73 Mboe @ Dicembre 2015. **La produzione è allo stato contraddistinta da un valore medio di Water Cut di campo del 35% circa.**

#### **Campo di Cammarata**

Scoperto sul finire degli Anni Cinquanta con la perforazione del pozzo Cammarata#1 si trova circa 5 km a nord del Campo di Gela e ricade nella Zona C della Concessione Gela Agip.

Sono stati perforati complessivamente 4 pozzi, di cui 1 chiuso minerariamente.

La formazione mineralizzata è costituita dai calcari fratturati della Formazione Rabbito.

La produzione di olio nell'anno 2015 è stata di 6.9 Kboe, mentre la cumulativa prodotta dall'inizio dello sfruttamento del campo risulta essere di 2,89 Mboe @ Dicembre 2015. **La produzione è allo stato contraddistinta da un valore medio di Water Cut di campo del 70% circa.**

#### **Campo di Armatella**

Scoperto nel 1991 con la perforazione del pozzo Armatella#1 si trova circa 5 km a nord del Campo di Gela e ricade nella Zona C della Concessione Gela Agip.

Sono stati perforati complessivamente 2 pozzi. Dal primo di essi, Armatella#1 (previa chiusura mineraria del primo foro di scoperta), sono stati perforati due sidetrack conclusi con la realizzazione di due dreni orizzontali tributari della produzione del pozzo Armatella#1 DirA DirB (pozzo bi-dreno). Il secondo pozzo, Armatella#2Dir, è stato

 EniMed Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A.	<b>pozzo GELA#57</b>  <b>NOTA TECNICA PER LA CONVERSIONE          A POZZO INIETTORE ACQUA DI STRATO</b>	PAG. 7 DI 29			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

perforato nel 2014.

Le formazioni mineralizzate e in produzione sono rappresentate dai calcari fratturati delle Formazioni Rosso ammonitico e Rabbito (Armatella#1 DirA DirB) e Rosso Ammonitico e Noto (Armatella#2 Dir).

La produzione di olio nell'anno 2015 è stata di 316.2 Kboe, mentre la cumulativa prodotta dall'inizio dello sfruttamento del campo risulta essere di 3.17 Mboe @ Dicembre 2015. **La produzione è allo stato contraddistinta da un valore medio di Water Cut di campo del 40% circa.**

### **Campo di Giaurone**

Scoperto nel 1982 con la perforazione del pozzo esplorativo Giaurone#1, si trova circa 1.5 km a sud dei campi Cammarata e Armatella e circa 3.5 km a nord del Campo di Gela. Ricade nella Concessione omonima.

Sono stati perforati complessivamente 7 pozzi, più 1 sidetrack.

Il reservoir in produzione è costituito dalle dolomie fratturate della F.ne Sciacca e dai soprastanti livelli calcarei della F.ne Noto.

Mineralizzazione a olio è stata rinvenuta anche nei calcari della F.ne Rabbito, messa in produzione (con scarsissimi risultati) dal pozzo Giaurone#1 dopo che su questo era stata chiusa la F.ne Sciacca.

La produzione di olio nell'anno 2015 è stata di 949.7 Kboe, mentre la cumulativa prodotta dall'inizio dello sfruttamento del campo risulta essere di 16.7 Mboe @ Dicembre 2015. **La produzione è allo stato contraddistinta da un valore medio di Water Cut di campo del 25% circa.**

### **3.1 INQUADRAMENTO GEOGRAFICO**

Il campo di Gela e i campi satelliti sono ubicati nella Sicilia sud-orientale, nei pressi della città di Gela (figura 1).

I pozzi sulla terraferma sono ubicati nella Piana di Gela, con quote a testa pozzo

comprese fra il livello del mare (per i pozzi vicini al litorale) fino ad un massimo di circa 90 m sul l.m. (Armatella) L'orografia è quasi perfettamente pianeggiante, eccezion fatta per le aree limitrofe alle incisioni fluviali del torrente Maroglio.

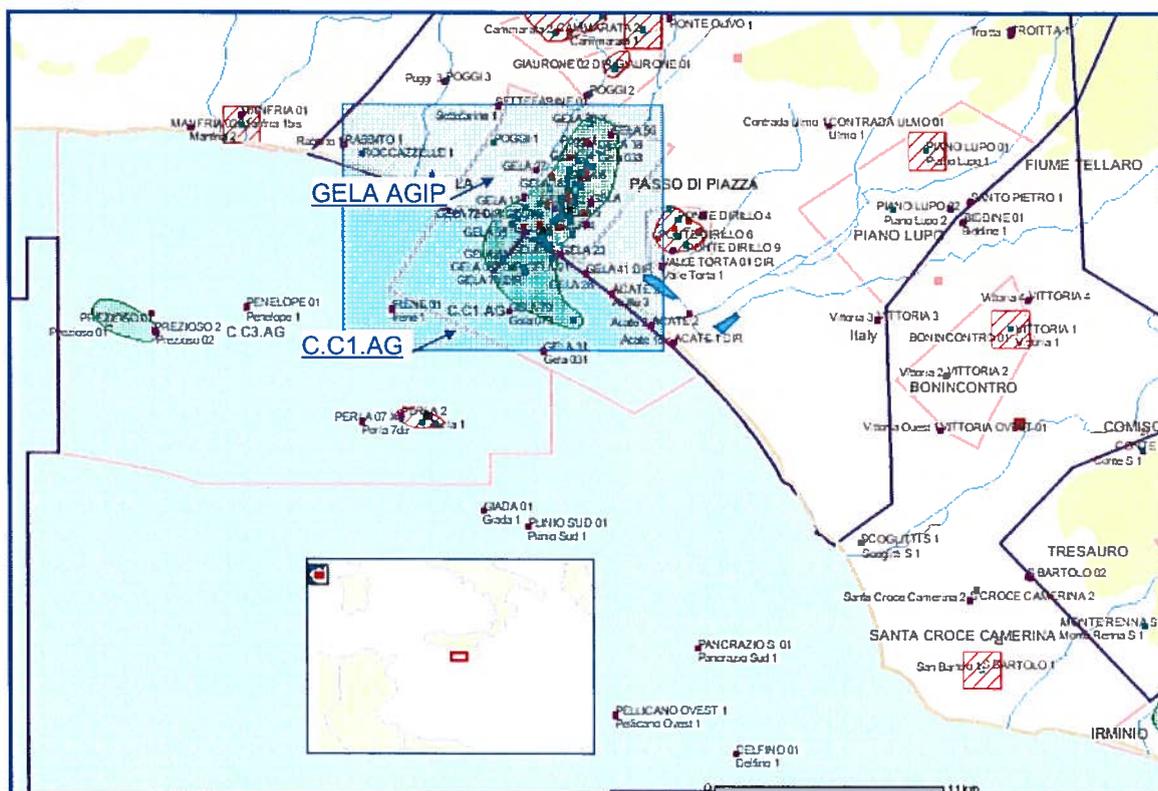


figura 1 / mappa con ubicazione del campo di Gela

Nei pozzi offshore il battente d'acqua giunge al massimo a una decina di metri.

### 3.2 INQUADRAMENTO GEOLOGICO

Dal punto di vista regionale il campo di Gela e satelliti si trovano in corrispondenza del limite tra l'Avampae Ibleo (a SE) e la Catena Appenninico-Maghrebide (a NO). Le strutture che individuano i giacimenti in questione si originano a seguito della messa in posto della Falda di Gela e della tettonica compressiva tardo pliocenica associata, che ha finito con l'interessare anche la sottostante successione mesozoica dell'avampae flessurato. Infatti a seguito della tettonica compressiva associata alla messa in posto delle scaglie e falde sud-vergenti, si è avuta la riattivazione delle preesistenti faglie



normali della successione mesozoica dell'avampaese con fenomeni di inversione tettonica che hanno generato delle anticlinali (vedi le strutture di Gela e Giaurone) all'interno della monoclinale regionale. Le faglie inverse che delimitano queste anticlinali mostrano un orientamento NE-SO o NNE-SSO, come si vede nel campo di Gela appunto. È stato riconosciuto anche un trend strutturale secondario con direzione E-O associato ad un evento distensivo di età retico-liassica.

In particolare l'architettura del campo di Gela si può descrivere come un'anticlinale orientata NNE-SSW delimitata:

- a est da una serie di faglie inverse parallele con orientamento NE-SO nella parte meridionale (immersione NO) e NNO-SSE nella porzione settentrionale (con immersione ONO);
- a ovest da faglie antitetiche rispetto alle precedenti sempre con orientamento NE-SO e NNE-SSO;

La presenza poi del sistema di faglie normali E-O e ESE-ONO suddivide l'anticlinale in blocchi, generando a livello della successione carbonatica una sorta di gradinata degradante verso nord. Sono state individuate poi, a una scala minore, altre strutture oblique rispetto all'orientamento dei lineamenti principali già descritti, che contribuiscono a suddividere e rendere ancor più complesso l'assetto strutturale del campo.

Il reservoir principale è rappresentato dalla F.ne Sciacca, costituita da dolomia biancastra microcristallina fratturata e vacuolare di età Triassica di ambiente subtidale/sopratidale. È proprio il ridottissimo battente d'acqua (se non addirittura i periodi di esposizione subaerea) ad aver creato le condizioni favorevoli all'innescio dei fenomeni di carsismo e dolomitizzazione per l'azione delle acque meteoriche. **Sono proprio le dolomie della F.ne Sciacca il reservoir destinato alla reiniezione dell'acqua di strato.**

Successivamente un innalzamento del livello medio marino porta alla deposizione dei calcari della F.ne Noto e una prima fase tettonica distensiva porta allo smembramento della piattaforma carbonatica triassica con la creazione di un bacino euxinico in cui si depositano le facies argillitiche della F.ne Noto e della Streppenosa (rocce madri). Nella



**pozzo GELA#57**  
**NOTA TECNICA PER LA CONVERSIONE  
A POZZO INIETTORE ACQUA DI STRATO**

porzione più occidentale del bacino permane invece un ambiente di piattaforma e non si depositano le facies euxiniche. Alla fine dell'Hettangiano, per effetto di una regressione marina, si arresta la deposizione della Streppenosa e ai margini della piattaforma si registra la progradazione delle facies di piattaforma (F.ne Inici) su quelle di slope (F.ne Rabbito) e di bacino (F.ne Modica).

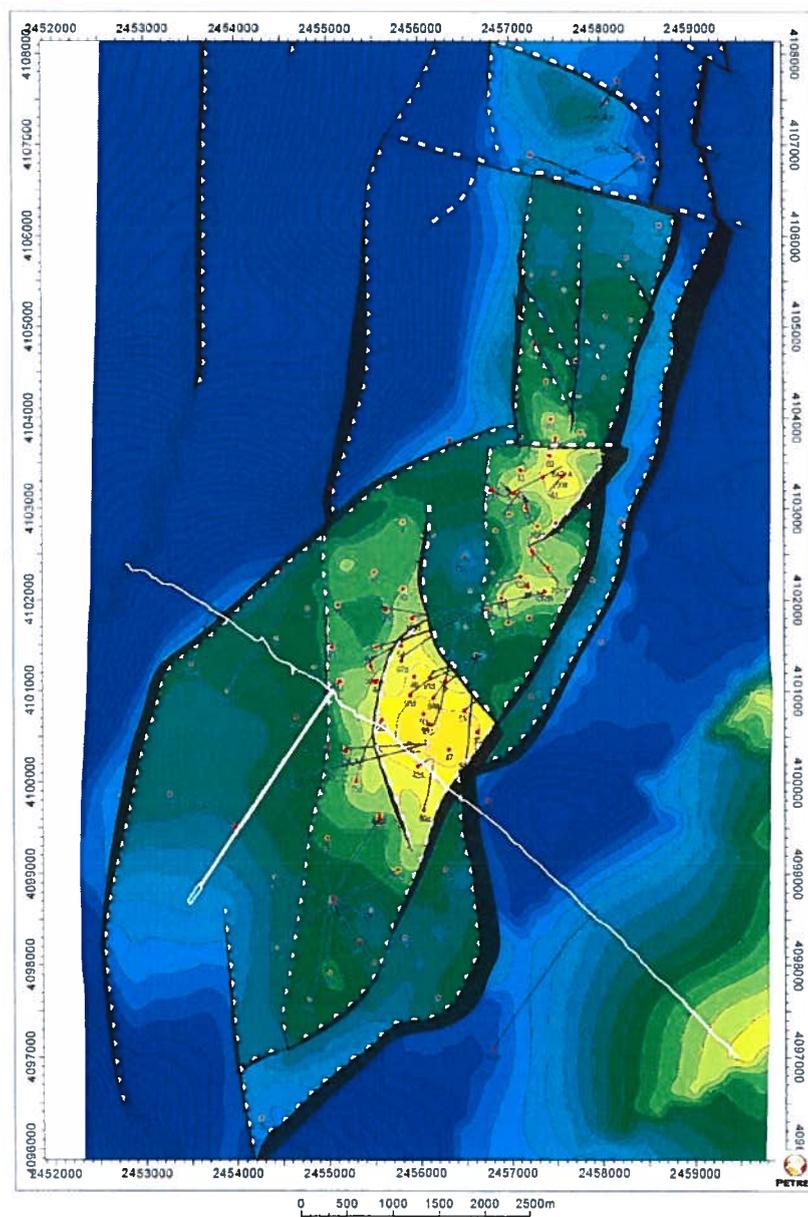


figura 2 / mappa del campo di Gela (top F.ne Sciacca)

Alla fine del Lias l'instaurarsi di una fase distensiva porta all'annegamento dei calcari liassici delle formazioni Inici e Rabbito e alla deposizione della F.ne Rosso Ammonitico



che nell'area in oggetto presenta spessori ridotti perché depostasi in condizioni di alto strutturale (non di rado è presente in filoni sedimentari a riempimento delle fratture generatesi nei calcari della piattaforma).

Le formazioni Rabbito e Rosso Ammonitico costituiscono i reservoir nei campi di Cammarata e Armatella.

Il perdurare della fase distensiva porta all'approfondimento del livello marino con la deposizione dei calcari pelagici della Lattimusa e poi, dal Cretaceo inf. all'Eocene, delle facies bacinali (mare profondo) delle formazioni Hybla (marne) e Scaglia (calcari marnosi). Alla Lacuna Stratigrafica dell'Oligocene segue la deposizione dei calcari della F.ne Ragusa e delle marne della F.ne Tellaro che chiudono nel Miocene inf. e medio la sequenza carbonatica ragusano-iblea. Durante la regressione messiniana si ha la deposizione della serie Gessoso-Solfifera ricoperta dalle marne e marne calcaree a Globigerina della F.ne Ribera (membro Trubi) del Pliocene inferiore.

All'interno della F.ne Ribera si trovano le argille, argille-sabbiose, marne e gessi con livelli calcarei delle Falde Neogeniche (Falda di Gela o Complesso Alloctono) sovrascorse e messe in posto contemporaneamente alla deposizione della F.ne Ribera. Quest'ultima, coi depositi torbiditici del membro Narbone, rappresenta il bacino di avanfossa plio-pleistocenico.

### **3.3 STORIA PRODUTTIVA DEL CAMPO**

La produzione ha avuto inizio nel mese di aprile del 1957 ed ha raggiunto il suo picco nel 1964 ( $\approx 6000 \text{ STm}^3/\text{g}$ ) per poi declinare rapidamente nei successivi dieci anni. All'aumento di produzione d'olio netto degli anni Ottanta, legato anche alla perforazione di nuovi pozzi, si associa un marcato aumento della produzione d'acqua che rimane in costante crescita fino ad oggi (valore medio di campo intorno al 50%).

I circa sessanta pozzi attualmente in produzione cumulano una portata di olio giornaliera complessiva pari a circa  $725 \text{ STm}^3/\text{g}$  (media di maggio 2016) per una cumulativa di Campo pari a  $27.83 \text{ M STm}^3 @ 31/05/2016$ .

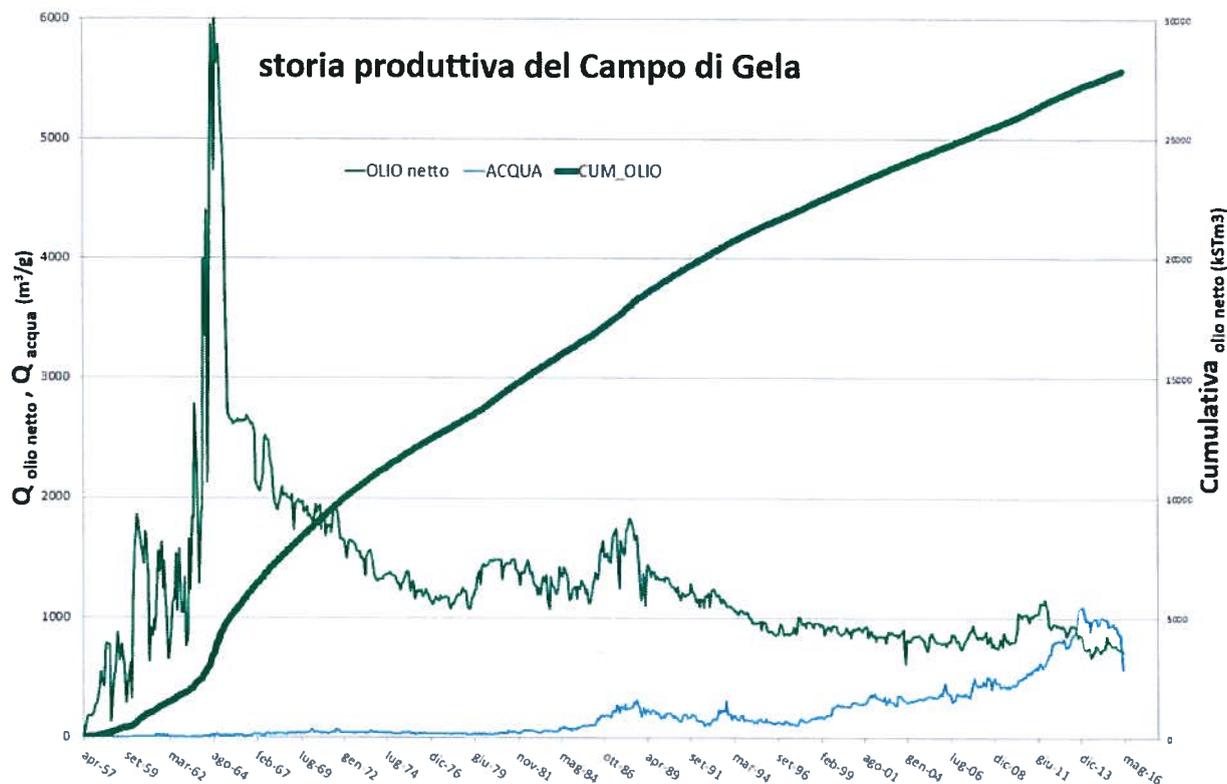


figura 3 / storia produttiva del campo di Gela (1957-2016)

#### 4. ESIGENZA SMALTIMENTO ACQUA DI STRATO

I campi di Gela (ricadente nelle Concessioni "Gela Agip" e "C.C1.AG"), Cammarata, Armatella e Ponte Dirillo (tutti ricadenti nella Concessione "Gela Agip") e Giaurone (ricadente nella Concessione omonima) conferiscono il greggio al Nuovo Centro Olio (NCO) e al 3° Centro Raccolta Olio (3° CRO) laddove avviene la separazione dei fluidi olio, acqua e gas prodotti dai diversi campi/giacimenti. Le acque separate dagli idrocarburi, dopo gli opportuni trattamenti, vengono collettate nello schema della rete di reiniezione che parte dal NCO (ivi compresa l'acqua di strato proveniente dal 3° CRO).

Nel rispetto delle normative di Legge vigenti e secondo prassi di uso comune, l'acqua di strato viene smaltita immettendola in Unità Geologiche Profonde.

Nel caso particolare, gran parte dell'acqua di strato separata proviene dal medesimo reservoir (F.ne Sciacca) in cui viene reiniettata. Nel complesso comunque tutta l'acqua di strato ha una provenienza confinata a un ristretto numero di reservoir tutti prossimi

 <p>EniMed Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A.</p>	<p><b>pozzo GELA#57</b></p> <p><b>NOTA TECNICA PER LA CONVERSIONE A POZZO INIETTORE ACQUA DI STRATO</b></p>	<p>PAG. <b>13</b> DI <b>29</b></p> <hr/> <p>AGGIORNAMENTI:</p> <table border="1" data-bbox="1252 291 1519 344"> <tr> <td style="text-align: center;">0</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	0			
0						

all'Unità Geologica Profonda di reiniezione. La reiniezione dell'acqua di strato avviene attraverso i due pozzi iniettori attualmente in esercizio (Gela#18 e Gela#25).

Lo smaltimento per reiniezione è giustificato poiché, in rapporto ai quantitativi ed alle caratteristiche degli effluenti prodotti, non sono percorribili soluzioni alternative tecnicamente ed economicamente valide.

Prima della reiniezione, l'acqua di strato separata nelle unità di trattamento olio viene trattata chimicamente e filtrata attraverso un processo (unità 560) che consiste essenzialmente in:

- rimozione olio residuo attraverso un disoleatore ed un flottatore;
- filtrazione dei solidi sospesi.

Ad oggi, essendo stata rilevata una diminuzione nei quantitativi di acqua iniettata attraverso i pozzi Gela#18 e Gela#25, sono state avviate delle operazioni di verifica attraverso la manutenzione straordinaria dell'unità 560 e lo studio di soluzioni di debottlenecking atte innanzitutto al ripristino delle quantità di smaltimento previste (totale di 1200m<sup>3</sup>/g) e, successivamente, ad un incremento delle quantità di acqua reiniettata attraverso l'ampliamento dell'impianto di trattamento e l'utilizzo di un nuovo pozzo iniettore (candidato Gela#57).

## **5. GELA#57 CANDIDATO ALL'INIEZIONE D'ACQUA DI STRATO**

Alla luce degli elementi valutativi di cui si è in possesso ad oggi, è emersa la candidatura del pozzo Gela#57 per la conversione da produttore a iniettore.

La candidatura di Gela#57 è stata avanzata dopo un'accurata fase di *screening* fra i pozzi potenzialmente candidabili all'iniezione. Di seguito vengono riassunte le linee seguite per la selezione del pozzo da candidare all'iniezione; nei paragrafi successivi verranno poi affrontati gli aspetti legati a:

- storia produttiva del pozzo;
- scarso potenziale produttivo residuo del pozzo;
- posizione strutturale del pozzo rispetto al resto del Campo;
- facilities di superficie.

Malgrado i numerosi pozzi perforati nel Campo di Gela, come vedremo di seguito non sono poi tanti quelli candidabili a pozzi iniettori. Infatti è sufficiente fissare come



requisito iniziale la presenza di una colonna d'olio ("pay thickness") ridotta (ossia top del reservoir in prossimità del contatto acqua-olio), ed ecco che già si riduce di parecchio il numero di pozzi candidabili. Infatti i pozzi aventi un ridotto *pay-thickness* sono quasi tutti ubicati lungo i due fianchi che delimitano a est e a ovest il giacimento, con la sola eccezione dei pozzi ubicati nel blocco ribassato posto fra le cosiddette "Zona Centro" e "Zona Sud-Terra" del campo (fig.4). Nel dettaglio si hanno:

- n.4 pozzi lungo il fianco Ovest, di cui n.2 chiusi minerariamente (Gela#13 e Gela#27) e n.2 già da tempo convertiti a iniettori (Gela#18 e Gela#25);
- n.6 pozzi lungo il fianco Est, di cui n.2 chiusi minerariamente (Gela#26 e Gela#36); in questo gruppo di pozzi rientra Gela#16, già da tempo convertito all'iniezione (attualmente non in esercizio); gli altri tre pozzi sono produttori (Gela#11 e Gela#57 aperti, Gela#30 chiuso e potenziale candidato a chiusura mineraria);
- n.4 pozzi nel blocco ribassato che si ritrova fra la "Zona Centro" e la "Zona Sud-Terra" del Campo, di cui n.3 chiusi minerariamente (Gela#1, #2 e #66) e n.1 chiuso alla produzione e potenziale candidato a chiusura mineraria (Gela#4);
- n.3 pozzi fuori struttura non utilizzabili allo scopo anche perché chiusi minerariamente (Gela#23, Gela#56, Gela#41).

Quindi, riassumendo, fra i potenziali candidati alla conversione a iniettore rimangono soltanto Gela#11 e Gela#57. In quest'ottica è stato fatto un raffronto comparativo dei due pozzi, dal quale è emerso che il pozzo #57 mostra diversi aspetti vantaggiosi rispetto al pozzo #11. Questi aspetti possono essere riassunti in:

- a) il pozzo è stato oggetto di recente workover (2012) in occasione del quale si è intervenuti anche sugli aspetti legati alla *well integrity* (fra le operazioni effettuate si ricordano la registrazione dei logs di cementazione e corrosione e il reintegro a giorno della colonna da 7");
- b) migliori performances erogative dall'open-hole Sciacca (congruenti con gli assorbimenti manifestati in perforazione e invece assenti su Gela#11);
- c) attuale minore produzione di olio netto rispetto a Gela#11.

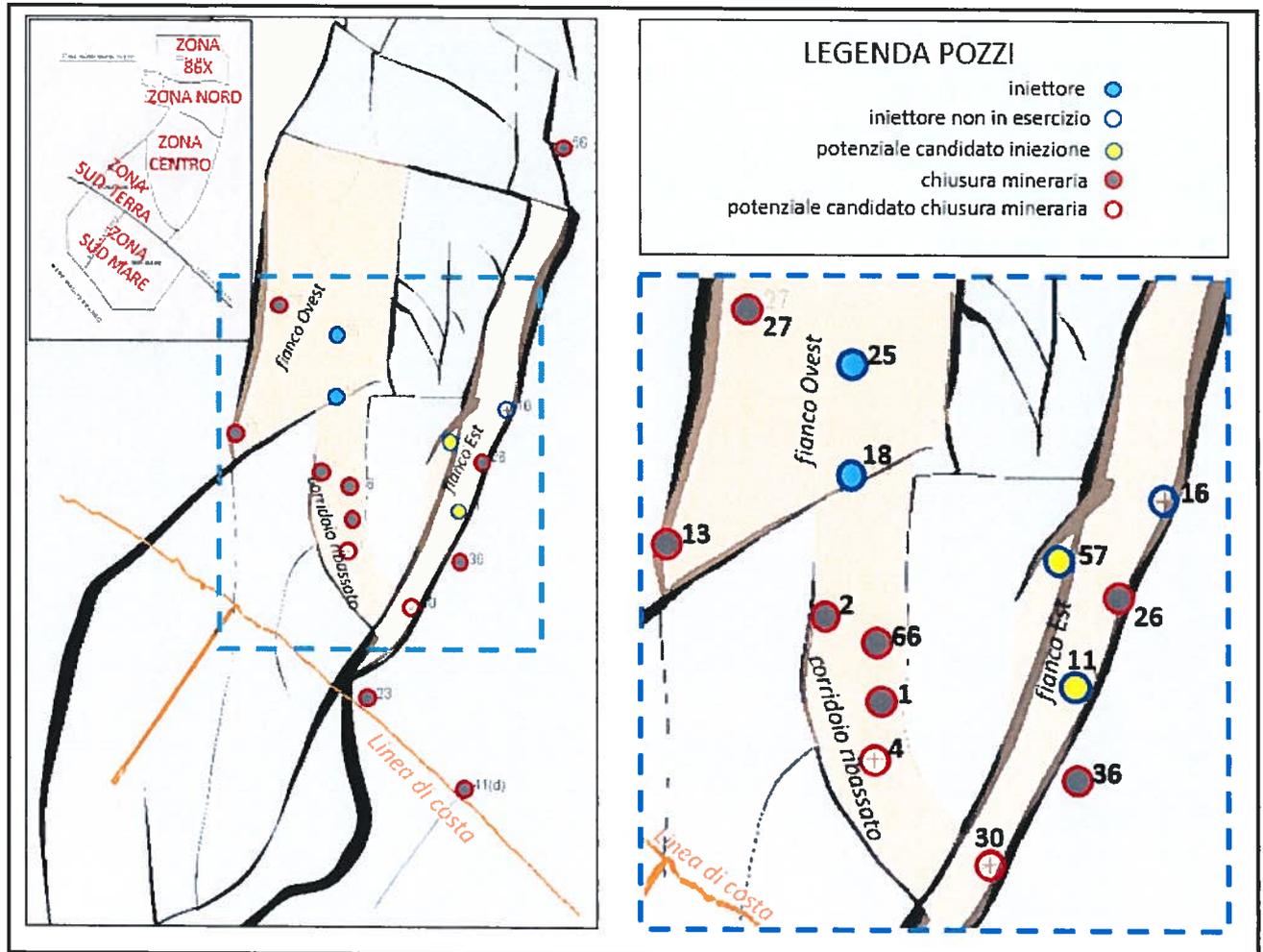


figura 4 / screening dei potenziali candidati per conversione a pozzo iniettore

Fermo restando la prioritaria importanza degli aspetti evidenziati al punto a), per maggiore chiarezza e completezza di informazione si vogliono adesso fornire alcuni ragguagli sui punti b) e c).

Le migliori performances erogative di cui al punto b) si riferiscono a quando il pozzo Gela#57 produceva dal tratto open-hole, ossia dalle dolomie Sciacca. Comparando le portate di picco e le cumulative di olio del pozzo Gela#57 con quelle di Gela#11 (quando entrambi i pozzi producevano dalle dolomie Sciacca) si nota chiaramente che il pozzo Gela#57 ha fatto registrare performances decisamente migliori. Questo aspetto, unitamente alla presenza di assorbimenti in fase di perforazione (invece assenti al pozzo Gela#11), depone a favore di una migliore erogazione delle dolomie della F.ne Sciacca su Gela#57 piuttosto che su Gela#11. Ciò porta ad ipotizzare una migliore

 EniMed Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A.	<b>pozzo GELA#57</b>  <b>NOTA TECNICA PER LA CONVERSIONE          A POZZO INIETTORE ACQUA DI STRATO</b>	PAG. <b>16</b> DI <b>29</b>			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

iniettabilità delle dolomie Sciacca su Gela#57 rispetto che su Gela#11. Ovviamente il programma di workover per la conversione a iniettore del pozzo Gela#57 dovrà prevedere l'isolamento e la chiusura degli intervalli cased-hole oggi aperti alla produzione (dalla F.ne Noto) e la riapertura dell'open-hole (dolomie Sciacca) con un ulteriore approfondimento rispetto all'originaria TD.

Al punto c) si accenna al fatto che la conversione a iniettore del pozzo Gela#57 comporterebbe una perdita di produzione di olio netto minore rispetto a quella che si avrebbe convertendo a iniettore Gela#11. Quest'ultimo infatti, essendo attualmente aperto sulle dolomie Sciacca, ha una produzione giornaliera di olio netto sensibilmente maggiore. Da notare che comunque anche sul pozzo Gela#11, nell'ottica di una sua conversione a iniettore, sarebbe necessario procedere ad un opportuno approfondimento rispetto all'originaria TD.

### **5.1 STORIA PRODUTTIVA POZZO GELA#57**

Il pozzo è stato perforato nel 1961 e messo in produzione dall'open-hole (dolomie Sciacca) nell'ottobre 1963 con una portata di picco di oltre 140 STm<sup>3</sup>/g.

Dopo i primi 7 anni, la produzione si è assestata sul valore medio di circa 20 Smc/d, con un WC che dal valore nullo iniziale è andato crescendo dai primi anni '80 fino a raggiungere il 30% nell'estate del 1988, per cui c'è stata una prima parzializzazione dell'openhole tramite tappo di sabbia.

Nel 1994 il pozzo è stato oggetto di un ulteriore intervento di parzializzazione dell'openhole con tappo di cemento.

Tra marzo e maggio 2012 il pozzo è stato oggetto di WO atto ad escludere l'openhole e ad aprire alla produzione la formazione Noto (con spari su colonna da 7"). Le performances erogative della Noto sono risultate scadenti, anche dopo interventi di estensione spari e stimolazione acida.

Il pozzo è tuttora in produzione dalla f.ne Noto con i seguenti parametri:

- Portata liquidi totale  $\approx 7 \text{ m}^3/\text{g}$
- Portata flussante  $\approx 4 \text{ m}^3/\text{g}$
- Portata di olio netto  $\approx 2 \text{ m}^3/\text{g}$
- W.C.  $\approx 35\%$ .

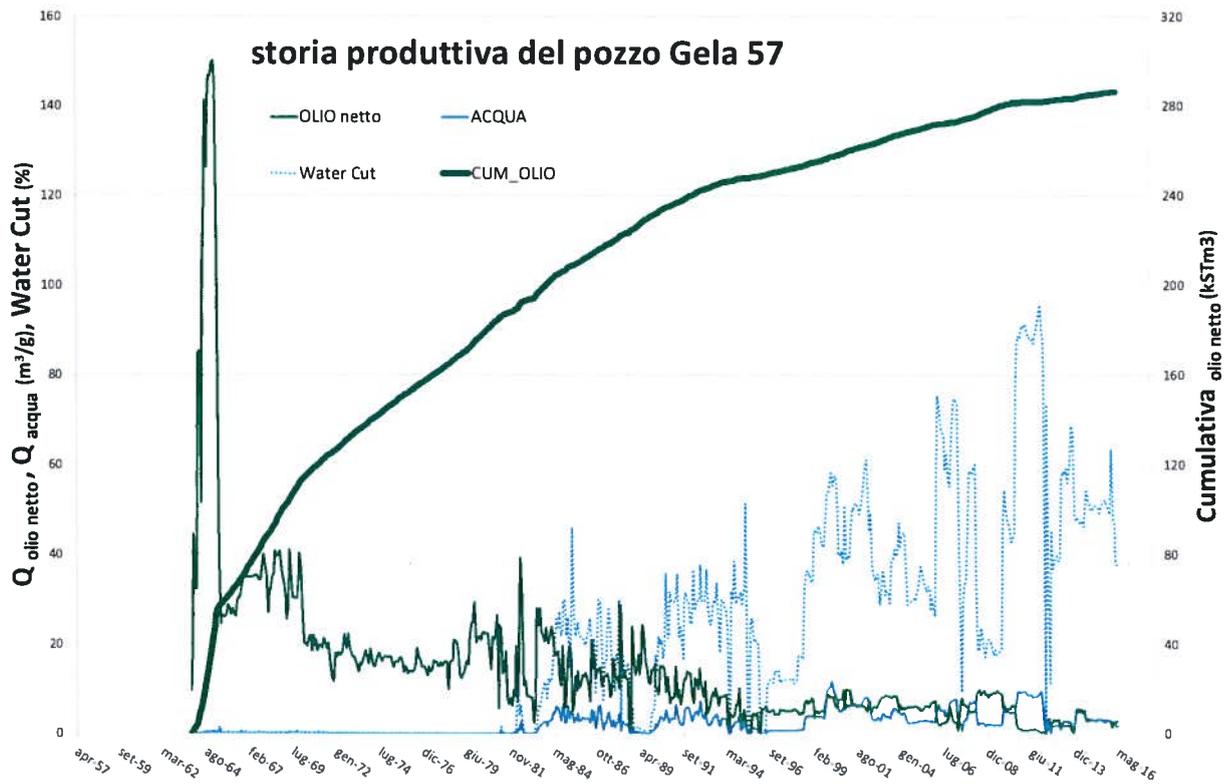


figura 5 / storia produttiva del pozzo Gela#57

## 5.2 POTENZIALE PRODUTTIVO RESIDUO

Alla luce della storia produttiva del pozzo e degli interventi cui è stato sottoposto, che hanno portato dapprima alla parzializzazione e poi all'abbandono dell'open-hole (dolomie F.ne Sciacca) con apertura spari nella F.ne Noto, **non si ravvisano ulteriori possibilità d'intervento sul pozzo per incrementare il recupero di riserve.** Infatti, se da un lato l'abbandono delle dolomie Sciacca (esclusione open-hole) e l'apertura dei livelli della F.ne Noto (spari cased-hole) ha comportato la riduzione della produzione d'acqua, dall'altro si è ridotta drasticamente anche la produzione di olio netto e ciò malgrado gli interventi di estensione spari e stimolazione acida. D'altra parte il pozzo era sfavorito in partenza dal ridotto "pay thickness", in quanto strutturalmente più basso di circa 150 m rispetto ai pozzi produttori del settore di campo inteso come "Zona Centro" (es.: Gela#61, Gela#10). Pertanto già nei primi anni di vita produttiva le

dolomie Sciacca sono state interessate dalla risalita dell'acquifero.

### 5.3 POSIZIONE STRUTTURALE

Il pozzo Gela#57 è situato sul fianco Est del giacimento (Figure 6 e 7), in un settore ribassato (circa 150 m) rispetto alla zona centrale del campo (in cui sono concentrati diversi pozzi produttori) per la presenza di una delle faglie inverse che delimitano la struttura verso est.

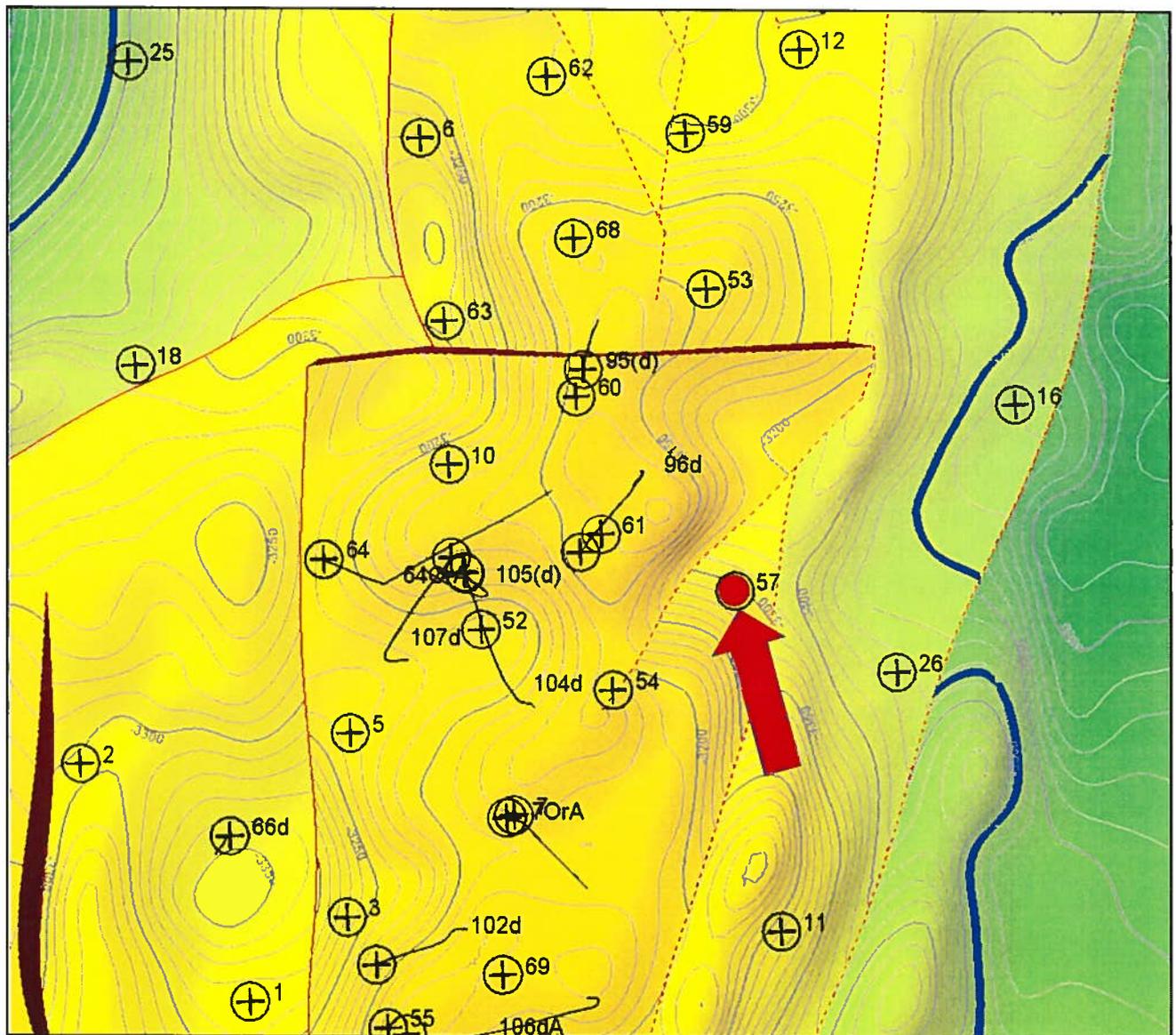


figura 6 / ubicazione Gela#57 su Top Sciacca

Il pozzo ha intercettato il top del reservoir Sciacca alla profondità di 3312 m TR (-3296 m s.l.m.) ed ha raggiunto la profondità (TD) di 3385 m TR (-3369 m s.l.m.). L'attività di

workover per la conversione del pozzo all'iniezione dovrà prevedere (fra l'altro):

- chiusura/isolamento degli intervalli spari cased-hole nella F.ne Noto;
- ripristino del tratto open-hole (3310÷3385 m TR) aperto nei primi anni di vita produttiva del pozzo e successivamente oggetto di parzializzazione (prima) ed esclusione con *squeeze* di cemento (poi);
- perforazione al di sotto dell'originaria profondità finale (3385 m TR) per ottenere un intervallo open-hole più esteso; l'approfondimento minimo previsto è di circa 50 m, suscettibile di essere incrementato sulla base dei responsi acquisiti in perforazione (assenza/presenza di assorbimenti e loro entità, velocità di avanzamento, etc.) fino ad un massimo di 150 m.

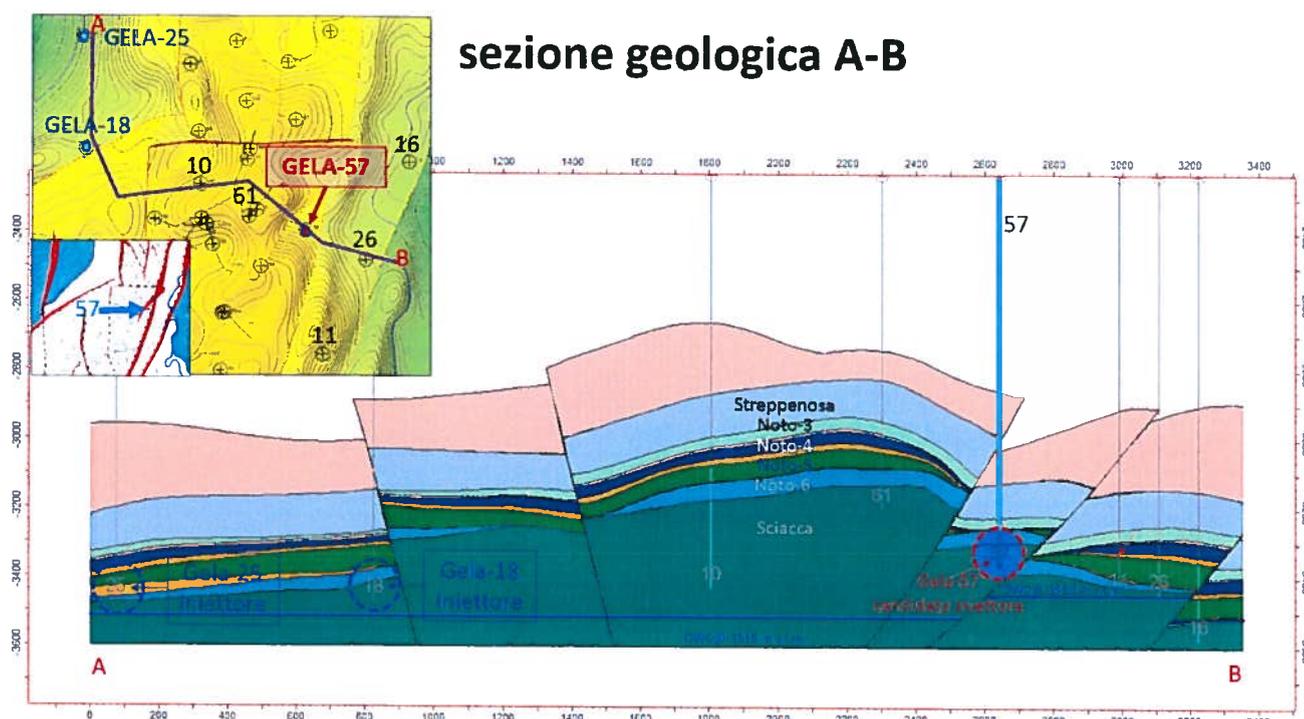


figura 7 / sezione geologica NO-SE

Riguardo la definizione della quota del contatto nel Campo di Gela rimane da sempre un certo margine d'incertezza, dato che non sono definitivamente discriminanti né il responso dei log elettrici né i risultati da DST. Infatti se da una parte i log elettrici spesso restituiscono altissime saturazioni in acqua anche in presenza di olio (perché influenzati dalla bassissima porosità della matrice carbonatica), dall'altra definire la quota di un contatto sulla base delle profondità di intervallo sottoposte a DST può

essere parimenti fuorviante in quanto non tiene conto del ruolo di possibili fratture a sviluppo verticale che possono mettere in comunicazione diretta la zona ad acqua con quella a olio. A riguardo si ricorda che negli Anni Ottanta sono stati perforati dreni orizzontali ben all'interno del pay-thickness (e quindi ben distanti dall'ipotetica tavola d'acqua) che già in Prova di Produzione hanno erogato acqua di strato con tracce di olio!

Per completezza d'informazione, ma con tutte le incertezze di cui sopra, si riporta che proprio lungo il fianco orientale del Campo di Gela si è anche ipotizzata una diversa profondità del contatto acqua-olio originario (-3450 m VS -3515 m s.l.m.), come si può osservare in fig.8.

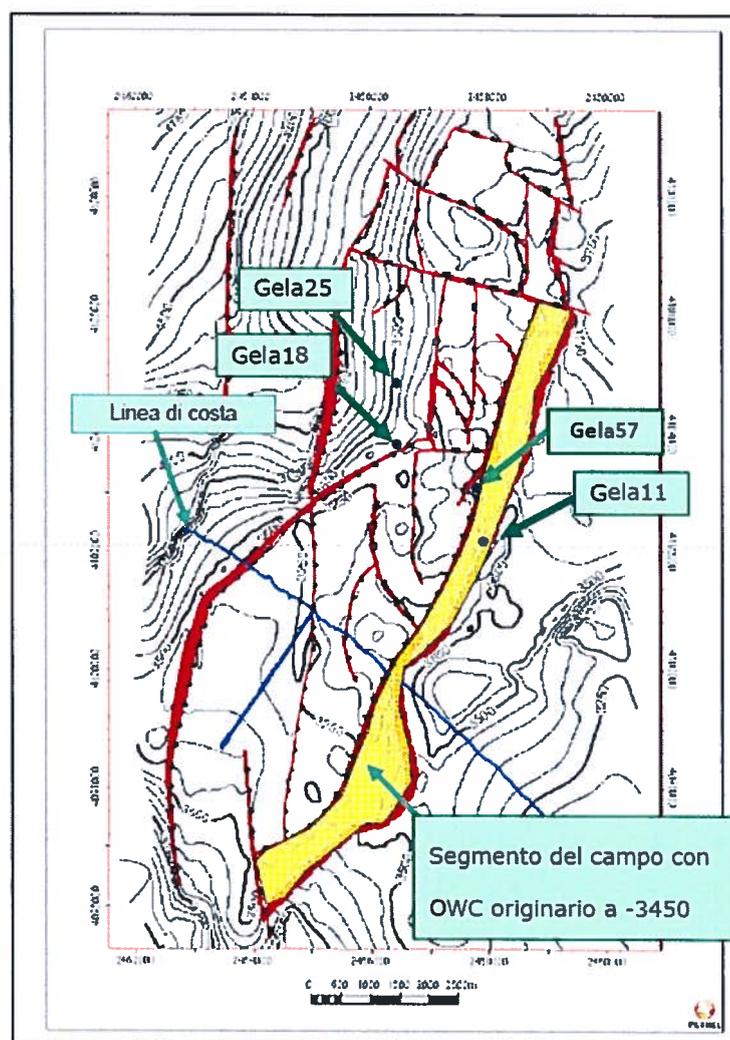


figura 8 / settore del campo con OOWC@-3450 m slm

Ancora più arduo risalire all'entità di risalita del contatto acqua-olio nel corso degli anni

dall'inizio della produzione ad oggi. Anche in questo caso, per le ragioni appena esposte, non si è in possesso di dati davvero discriminanti e risolutivi sulla quota dell'OWC.

Ad ogni modo il pozzo Gela-57 ha il vantaggio di essere ubicato su un fianco della struttura e quindi in posizione ribassata e distanziata rispetto ai pozzi produttori.

#### 5.4 FACILITIES DI SUPERFICIE

Il pozzo Gela#57 presenta anche il vantaggio di essere ubicato in prossimità del Nuovo Centro Olio (NCO), distando da questi circa 600 m in linea d'aria.

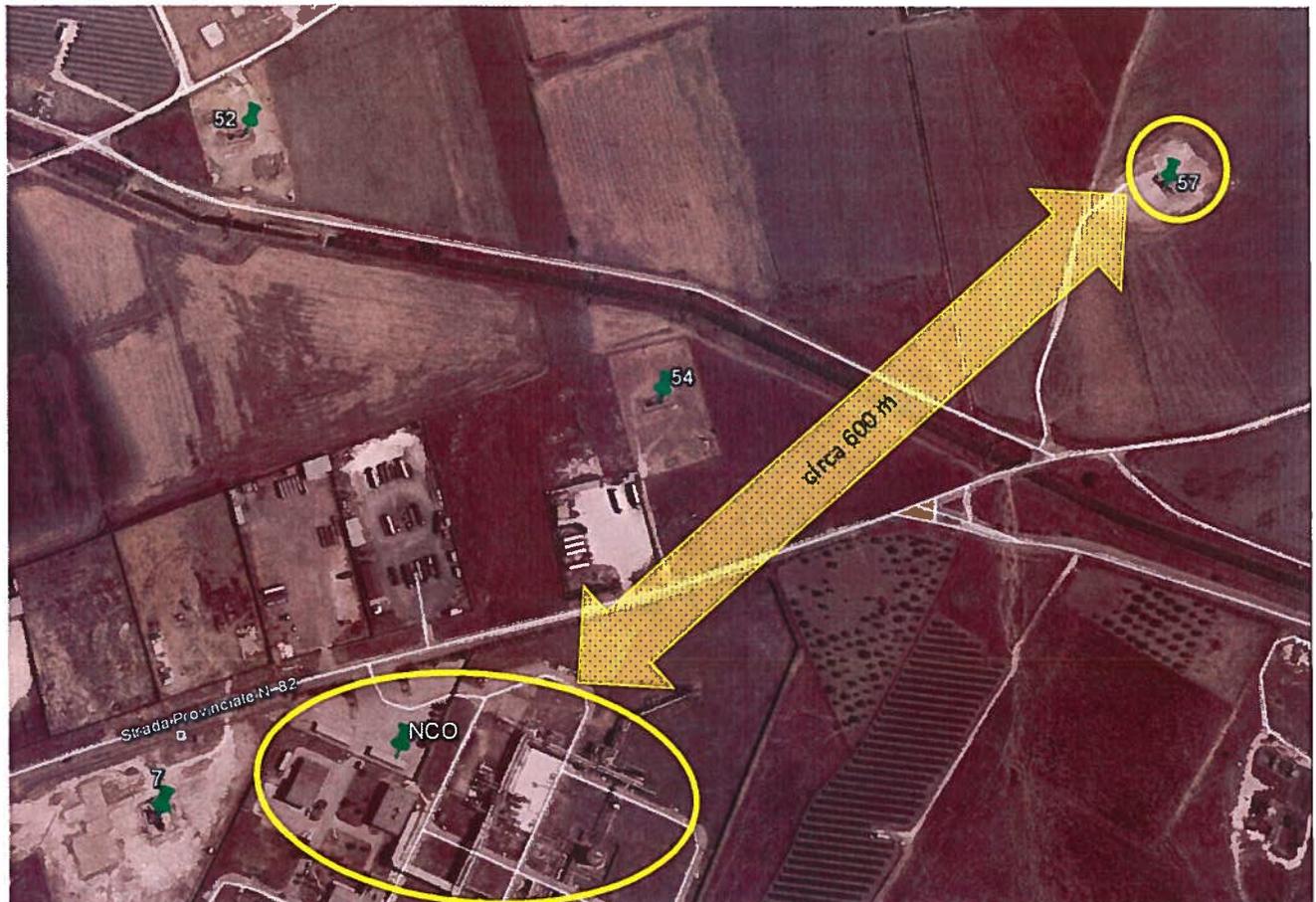


figura 9 / distanza pozzo Gela#57 dal Nuovo Centro Olio.

#### 6. VALUTAZIONE PERFORMANCES INIETTIVE POZZO GELA#57

Per il pozzo Gela 57 è stato effettuato il calcolo della massima iniettività sotto diverse condizioni dinamiche (pressione di iniezione a testa pozzo) e varie condizioni di

 EniMed Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	<b>pozzo GELA#57</b>  <b>NOTA TECNICA PER LA CONVERSIONE  A POZZO INIETTORE ACQUA DI STRATO</b>	PAG. <b>22</b> DI <b>29</b>			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

giacimento (skin factor e spessore dell'intervallo iniettivo).

La metodologia di calcolo utilizzata è quella della Well Performance Analysis, che prevede il calcolo delle curve di Outflow e di Inflow Performance per la determinazione del punto di funzionamento stabile del sistema pozzo-giacimento, mediante l'utilizzo del software Prosper.

Vengono di seguito riassunti i dati utilizzati per l'analisi ed i risultati ottenuti dai diversi casi simulati.

### **6.1 DATI PVT DELL'ACQUA INIETTATA**

Per l'acqua da iniettare è stata assunta una salinità pari a 45 g/l NaCl, valore medio di salinità dell'acqua attualmente iniettata sugli altri due iniettori.

### **6.2 DATI UTILIZZATI PER IL CALCOLO DELLA INFLOW PERFORMANCE**

La correlazione scelta per il calcolo della curva di Inflow è quella di Jones. La pressione di giacimento alla quota di iniezione (bottom del tubing a 3306 mTVD) è stata ricavata considerando l'ultimo profilo statico registrato sul pozzo Gela#93 nel Gennaio 2008 e un gradiente medio del campo di 0.095 kg/cm<sup>2</sup>/m: la pressione statica di giacimento risulta pari a 327.3 kg/cm<sup>2</sup> alla quota di 3292 mTVD (-3277 m sl). Analogamente, per la temperatura di giacimento è stato assunto un valore di 102 °C.

Non essendo disponibili risultati affidabili dell'interpretazione di alcun test di iniettività/produzione, per la verifica delle condizioni di funzionamento del sistema e per il calcolo della portata massima iniettabile, è stato utilizzato il valore di permeabilità media della zona di iniezione (formazione Sciacca) pari a 100 mD, valore utilizzato anche nel caso dei pozzi iniettori esistenti Gela 18 e Gela 25, e un intervallo in open hole di 225 m (3310-3535 mMD) con un diametro di 5" 7/8.

Per ciò che concerne il valore dello Skin Factor utilizzato, è stato considerato un valore iniziale pari a 0, ipotizzando una completa pulizia dell'intervallo iniettivo post-WO.

In un secondo tempo, è stata condotta un'analisi simulando un progressivo aumento del danneggiamento per stimarne gli effetti sulle performance iniettive.

Il valore del gradiente di fratturazione della roccia nella zona interessata all'iniezione è stato assunto pari a 1.65 kg/cm<sup>2</sup>/10 m (0.72 psi/ft), con un coefficiente di Poisson pari a 0.33.

 EniMed Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A.	<b>pozzo GELA#57</b>  <b>NOTA TECNICA PER LA CONVERSIONE          A POZZO INIETTORE ACQUA DI STRATO</b>	PAG. <b>23</b> DI <b>29</b>			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

Di seguito un elenco riassuntivo delle proprietà della formazione Sciacca implementate in Prosper per il calcolo della curva di Inflow Performance:

- Permeabilità in acquifero 100 mD
- SBHP\* 328.5 kg/cm<sup>2</sup> (4670 psi) @ 3306 mMD
- SBHT 102°C
- Gradiente dei pori 1.014 kg/cm<sup>2</sup>/10m (0.44 psi/ft)
- Gradiente di fratturazione (stimato) 1.65 kg/cm<sup>2</sup>/10m (0.72 psi/ft)
- Pressione di fratturazione (stimato) 545 kg/cm<sup>2</sup> (7750 psi)
- Coefficiente di Poisson (stimato) 0.33

\* *Stimate dall'andamento delle pressioni misurate da profili statici*

### 6.3 DATI UTILIZZATI PER IL CALCOLO DELLA OUTFLOW PERFORMANCE

La correlazione utilizzata per il calcolo della curva di Outflow performance del sistema è quella di Orkiszewski.

In fase di calcolo è stato ipotizzato il seguente schema di completamento (Figura 6):

- Formazione Sciacca
- Quota RT 16 m sul l.m.
- Completamento OH
- Intervallo aperto 5" 7/8, 3310-3535 mMD
- Inclinazione pozzo verticale
- Casing 9" 5/8, J55-N80, 36-47 lbs/ft @ 2051 mMD
- Liner 7" (Tie Back), N80-P110, 29 lbs/ft @ 0-1895 mMD  
7", N80, 26-35 lbs/ft @ 1895-3310 mMD
- Packer PKR HPH (ID 2.75"), 35-38 lbs/ft, @ 3250 mMD  
PKR HPH (ID 2.75"), 35-38 lbs/ft, @ 3290 mMD
- Tubing 3" 1/2 (ID 2.996"), P110, 9.3 lbs/ft, @ 3290 mMD  
2" 7/8 (ID 2.442"), P110, 6.5 lbs/ft, @ 3290-3306 mMD



## 6.4 RISULTATI OTTENUTI

Per valutare le performance iniettive del Gela 57 è stata considerata una pressione di iniezione a testa pozzo pari a circa  $30 \text{ kg/cm}^2$ , pressione stimata considerando che ad oggi dal NCO l'acqua viene immessa nella rete di iniezione con una pressione di mandata pari a circa  $32 \text{ kg/cm}^2$  e che il pozzo Gela 57 si trova a circa 600 m dal NCO, quindi considerando ridotte perdite di carico nella linea che andrebbe a collegare il NCO all'iniettore Gela 57.

In assenza di dati di fondo relativi a test di iniettività, è opportuno evidenziare che i risultati di seguito presentati sono condizionati dalle necessarie assunzioni in sede di calcolo, relative al valore di permeabilità e danneggiamento del giacimento.

La portata massima teorica iniettabile è dell'ordine dei  $1240 \text{ Sm}^3/\text{g}$  con una pressione di iniezione alla testa di  $30 \text{ kg/cm}^2$  (Figura 11).

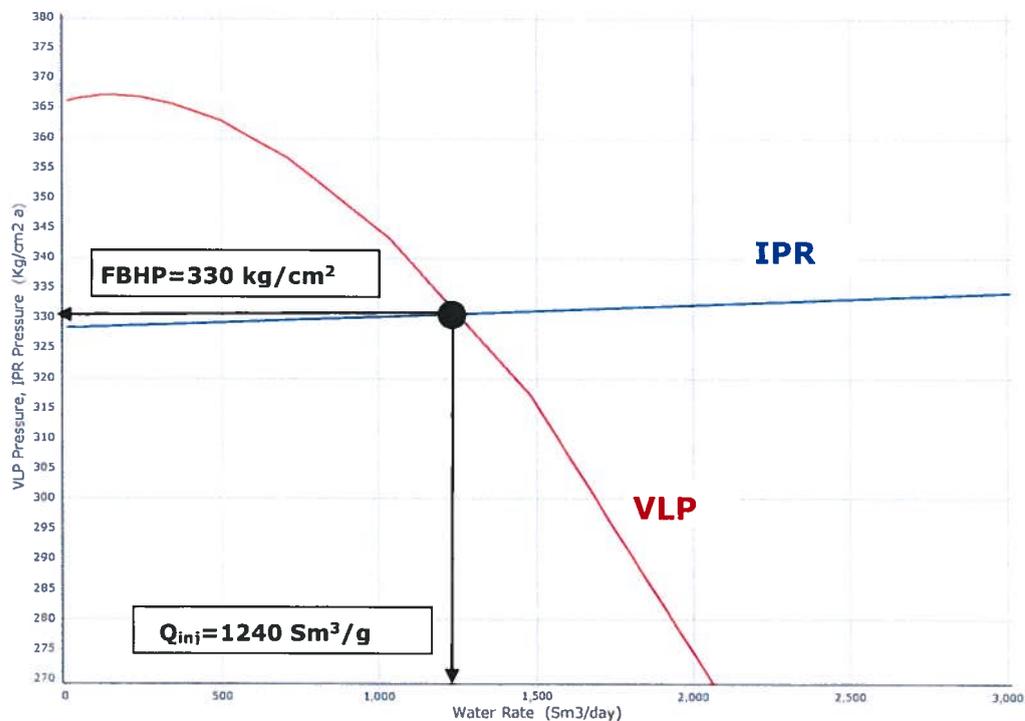


Figura 11 / VLP-IPR

Al fine di valutare l'impatto sulla portata massima teorica iniettabile, sono state eseguite delle sensitivities sui parametri skin, pressione di iniezione a testa pozzo e

lunghezza dell'open hole.

La **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** e la **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** mostrano l'effetto di un progressivo aumento del danneggiamento della zona completata sull'iniettabilità del sistema, assumendo:  $k=100$  mD; open hole=225 m; THP=30 kg/cm<sup>2</sup>. Da tale calcolo risulta che, con un valore di skin pari ad 80, si ottiene una portata teorica iniettabile di circa 880 Sm<sup>3</sup>/g.

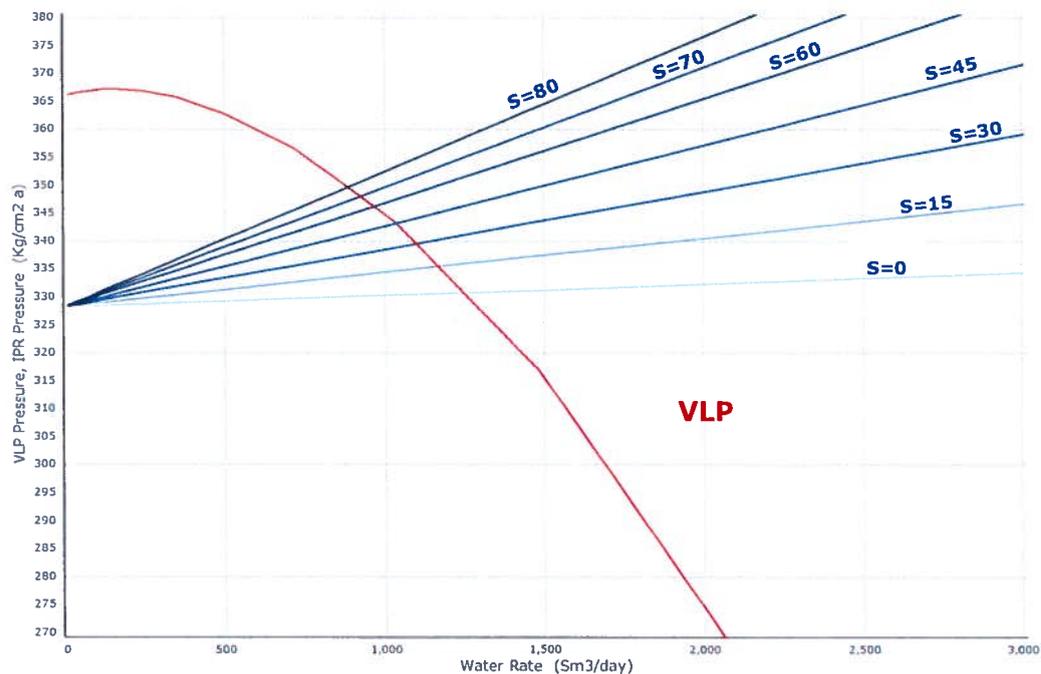


Figura 12 / IPR sensitivity sullo Skin con THP= 30 kg/cm<sup>2</sup>

Skin	Qinj [Sm <sup>3</sup> /g]
0	1240
15	1160
30	1095
45	1035
60	965
70	920
80	880

Tabella 1 / IPR sensitivity sullo Skin con THP=30 kg/cm<sup>2</sup>

Ipotizzando una THP di 45 kg/cm<sup>2</sup> (Figura 13 e Tabella 2) con skin nulla si calcola una portata massima iniettabile di circa 1490 Sm<sup>3</sup>/g.

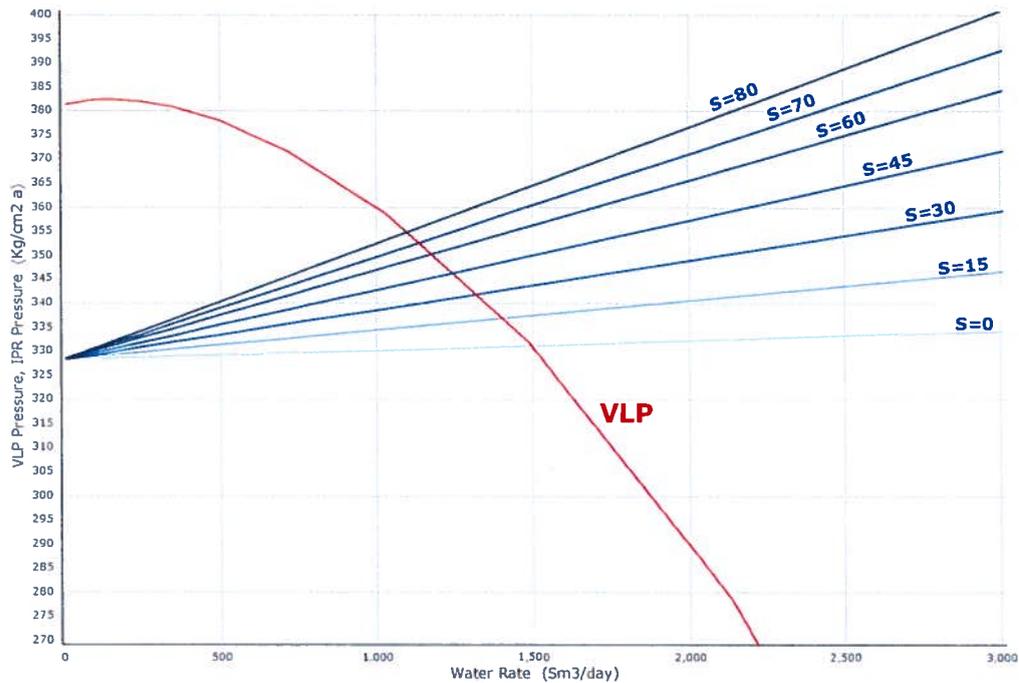


Figura 13 / IPR sensitivity sullo Skin con THP= 45 kg/cm<sup>2</sup>

Skin	Qinj [Sm <sup>3</sup> /g]
0	1490
15	1400
30	1315
45	1240
60	1175
70	1135
80	1095

Tabella 2 / IPR sensitivity sullo Skin con THP= 45 kg/cm<sup>2</sup>

Un ulteriore analisi (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**14 e **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**) mostra il comportamento delle performance iniettive al variare della pressione di iniezione a testa pozzo (skin=0 e open hole=225 m). Con una pressione di iniezione di 10 kg/cm<sup>2</sup>, la portata teorica iniettabile si riduce a circa 870 Sm<sup>3</sup>/g.

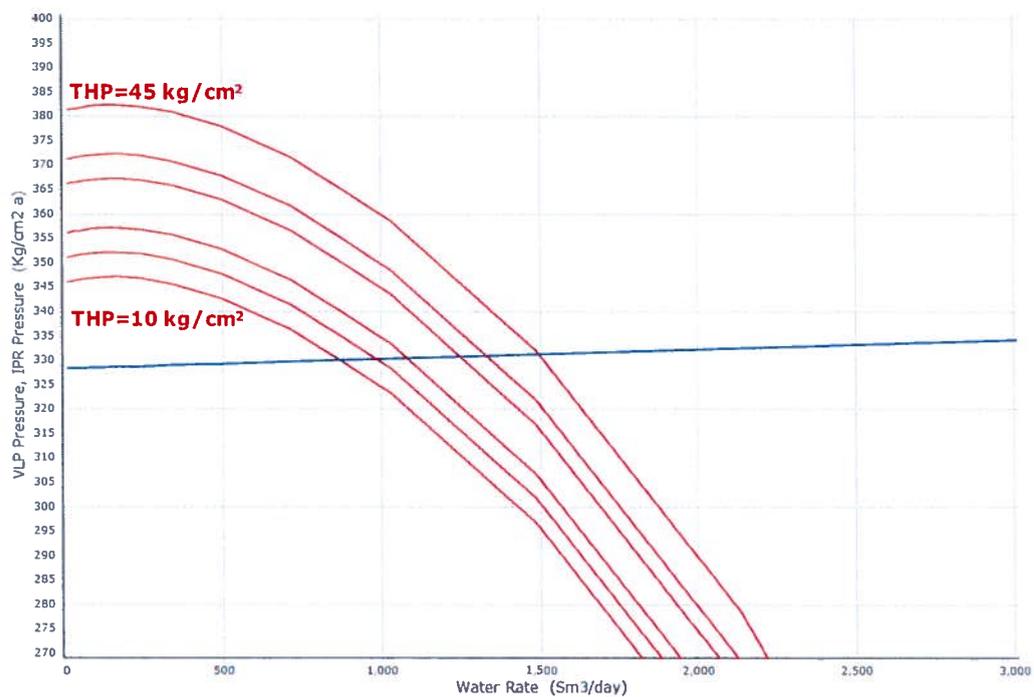


Figura 14 / VLP sensitivity sulla pressione di iniezione di testa con S=0

THP [kg/cm <sup>2</sup> ]	Qinj [Sm <sup>3</sup> /g]
10	870
15	985
20	1080
30	1245
35	1330
45	1490

 EniMed Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	<b>pozzo GELA#57</b>  <b>NOTA TECNICA PER LA CONVERSIONE          A POZZO INIETTORE ACQUA DI STRATO</b>	PAG. <b>29</b> DI <b>29</b>			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

Tabella 3 / VLP sensitivity sulla pressione di iniezione di testa con S=0

In **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, invece, sono mostrati i risultati del calcolo nel caso di danneggiamento pari a 0 e di pressione di iniezione a testa pozzo pari a 30 kg/cm<sup>2</sup>, al variare della lunghezza dell'open-hole.

Si nota che al variare della lunghezza dell'open-hole corrisponde uno scarso incremento delle portate iniettive.

Open Hole [m]	Quote open hole [m MD]	Qinj [Sm <sup>3</sup> /g]
100	3310-3410	1200
150	3310-3460	1225
200	3310-3510	1235
225	3310-3535	1240
275	3310-3585	1255

Tabella 4 / IPR sensitivity sulla lunghezza dell'open-hole con THP=30 kg/cm<sup>2</sup> e S=0