

Campo Rospo Mare

VARIAZIONE PROGRAMMA LAVORI NELL'AMBITO DELLA
CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE "B.C8.LF":
PERFORAZIONE DI NUOVI POZZI DI COLTIVAZIONE E
ADEGUAMENTO DEGLI IMPIANTI ESISTENTI PER
L'OTTIMIZZAZIONE DEL RECUPERO DI IDROCARBURI DAL
GIACIMENTO OFFSHORE "ROSPO MARE"

PROGETTO

INDICE

1	CONCLUSIONI	4
2	EXECUTIVE SUMMARY	4
3	CONFRONTO SOLUZIONE ERD / NUOVA PIATTAFORMA	8
4	BASI DI PROGETTO	10
5	GIACIMENTI	20
6	PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO	56
7	IMPIANTI	79
8	OPERATIVITA'	97
9	VALUTAZIONE COSTI	99

INTRODUZIONE

Il campo di Rospo Mare è ubicato a circa 20 km dalla costa abruzzese, in profondità d'acqua compresa tra i 65 e gli 80 metri.

Il giacimento è situato ad una profondità media di 1.300 m slm e presenta una mineralizzazione ad olio pesante (11.5° API) nei calcari carsificati della piattaforma Apula.

Il campo è stato avviato alla produzione nel 1982 raggiungendo un picco massimo di produzione di circa 6.000 m³/g.

La produzione viene gestita in condizioni anidre riducendo progressivamente le portate dei singoli pozzi per impedire l'arrivo di acqua dalla formazione; ad oggi il campo ha prodotto c.a. 13,9 milioni di m³ di olio, senza un significativo declino di pressione.

Allo stato attuale il campo è in produzione con 28 pozzi orizzontali e 3 verticali, perforati dalle 3 piattaforme RSM-A, RSM-B, RSM-C.

L'attuale portata complessiva di olio è dell'ordine dei 770 m³/g con condizioni di erogazione a testa pozzo di 5-7 bar di pressione e 50-60°C di temperatura, mentre i due nuovi pozzi realizzati, RSM 121 e 122d, dopo un picco iniziale, producono globalmente 371 m³/g.

La produzione del campo viene processata sulla piattaforma RSM-B ed inviata sulla nave di stoccaggio FSO Alba Marina. L'intero campo è operato da remoto attraverso una sala controllo ubicata presso la Centrale di S. Stefano.

Al fine di migliorare lo sfruttamento del campo, Edison, in qualità di Operatore, ha individuato un possibile scenario per l'esecuzione di nuovi pozzi di "infilling" e drenare riserve altrimenti non producibili ed intende esplorare una soluzione, nell'ambito dei possibili scenari di sviluppo, consistente nella perforazione di tre + uno nuovi pozzi orizzontali, ciascuno in un'area del giacimento verificata raggiungibile dalla attuale piattaforma.

La perforazione di questi nuovi pozzi può essere realizzata o da una nuova piattaforma RSM-D da installare in posizione baricentrica rispetto agli obiettivi, o dalla esistente piattaforma RSM-B utilizzando la tecnologia ERD (Extended Reach Drilling)

1 CONCLUSIONI

Dalla comparazione dei due casi (ERD vs nuova ptf RSM-D) si evidenzia che il caso ERD comporta un rendimento economico migliore a fronte di investimenti, costi operativi e costi dovuti alle chiusure minerarie inferiori, inoltre appare presentare rischi di Progetto maggiormente gestibili. L'impatto sull'ambiente, inoltre, risulta notevolmente inferiore.

Il conto economico ha evidenziato che le perdite dovute ai fermi, (totali e parziali del Campo) previste in questa soluzione, sono compensate dall'entrata in esercizio anticipata di circa 3 mesi rispetto al caso di nuova piattaforma.

La ripartizione dei costi di investimento fra attività di perforazione e impianti è a favore della prima nel caso dei pozzi ERD e della seconda nel caso di nuova piattaforma. Questo rende proficua per i pozzi ERD la strategia contrattuale qui prevista, che prevede il subordino della perforazione del 3° pozzo all'esito positivo del test sui primi due pozzi.

E' prevista la perforazione di un quarto pozzo qualora il comportamento produttivo dei nuovi pozzi sia incoraggiante.

2 EXECUTIVE SUMMARY

Nell'ultima interpretazione del modello geologico del Campo di Rospo sono state evidenziate tre Zone principali potenzialmente prospettive per incrementare le riserve drenabili, la produzione ed il recupero finale di olio:

- Zona 1: situata nella parte centrale della struttura, a Sud-Ovest rispetto la RSM-B dalla quale dista circa 2 Km e "controllata" dalla presenza di 3 pozzi produttivi;
- Zona 2: situata a Est rispetto la Zona 1, area nella quale fu perforato il pozzo esplorativo RSM 2.

- Zona 3: situata a Sud rispetto le due Zone precedenti, in un'area praticamente inesplorata ma strutturalmente molto simile all'area nella quale sono stati recentemente perforati i pozzi infilling RSM 121 e RSM 122.

Nel caso dei tre nuovi pozzi di infilling, uno per ogni Zona, il top dei carbonati (Epikarst) è atteso a 1324 m TVD-ssl, mentre il dreno orizzontale sarà perforato nella parte superiore della zona d'infiltrazione alla profondità di 1352 m TVD-ssl. Si prevede di perforare i dreni orizzontali a 90° di inclinazione, costante per tutta la loro lunghezza di circa 700 m.

Sono state studiate diverse soluzioni per localizzare la postazione da cui realizzare i 3 + 1 pozzi: da una nuova piattaforma denominata RSM-D, la cui fattibilità è stata completata nel Febbraio 2008, o dalla piattaforma esistente RSM-B.

La soluzione raccomandata è di realizzare i 3 + 1 pozzi dalla piattaforma esistente RSM-B, opportunamente modificata.

Due di questi 3 + 1 nuovi pozzi si configurano come "Extended Reach" (ERD), cioè aventi lo scostamento orizzontale a fine pozzo maggiore di 2 volte la profondità verticale, per la cui esecuzione sono richieste tecniche e tecnologie di perforazione specifiche.

Gli studi e le valutazioni effettuate durante la fase di prefattibilità del progetto, che ha portato a definire la strategia di esecuzione più conveniente, si sono principalmente concentrati sulla fattibilità dei pozzi ERD, fattibilità che è stata confermata sulla base delle simulazioni preliminari relativamente ai carichi indotti dalla perforazione ERD (idraulica, torque, drag, casing drag, ecc.).

Pur trattandosi di realizzazioni impegnative, per le quali è necessario un approccio multidisciplinare ed accurato lavoro di ingegneria di perforazione di dettaglio, la realizzazione dei 2 pozzi ERD si colloca nell'ambito di quanto già realizzato dall'industria petrolifera internazionale.

Di conseguenza la loro realizzazione potrà avvenire sfruttando conoscenze, tecniche e tecnologie "proven" nell'ambito delle attività di perforazione.

Per tali motivi, e con lo scopo di ridurre al minimo i rischi ed i problemi legati alla realizzazione di questa tipologia di pozzi, saranno individuati e coinvolti nel progetto, fin dalla fase di ingegneria di dettaglio, Contractor e Fornitori con riconosciute capacità e con adeguato "track record" nella realizzazione di progetti ERD.

Poiché sulla piattaforma RSM-B non esistono slots disponibili, la piattaforma esistente verrà adeguata tramite interventi di manutenzione straordinaria in modo da alloggiare 5 nuovi tubi guida da 26" per ospitare n°3 + 1 teste pozzo di tipo verticale 5" 1/8 classe 5000 PSI (API6A - ISO 10423) e tenere uno slot di scorta.

Gli interventi avverranno in quattro fasi distinte:

Fase 1: demolizioni, predisposizione alla produzione e montaggio protezioni.
La durata prevista è di circa 20-30 giorni lavorativi e si prevede di interrompere la produzione dai pozzi di RSM-B durante le operazioni di taglio e movimentazione delle strutture tagliate (totale stimato: circa 10 giorni).

Fase 2: operazioni offshore di installazione clampe e battitura tubi guida di circa 30-45 giorni lavorativi. Si prevede di interrompere la produzione di tutto il campo di Rospo durante le operazioni navali critiche (totale stimato: circa 5 giorni).

Fase 3: Operazioni Jack-up (Drilling & testing)
La durata complessiva delle operazioni condotte con jack-up è di circa 210 giorni. Le attività da condurre in simultanea sono tra le attività del jack-up e la produzione; inoltre sarà necessario collegare le teste pozzo al manifold di produzione dei pozzi appena completati per consentirne il test e decidere circa la convenienza di effettuare il 3° pozzo.

Si prevede di interrompere la produzione dai pozzi di RSM-B durante le operazioni di approccio dell'impianto di perforazione.

Fase 4: Ripristino piattaforma

La durata complessiva è di circa 50-90 giorni: si prevede di interrompere la produzione dai pozzi di RSM-B durante le operazioni di posizionamento, saldatura e movimentazione delle strutture tagliate.

Le attività simultanee sopra descritte saranno oggetto di approvazione delle Autorità competenti.

L'olio prodotto dai nuovi pozzi entrerà nel sistema esistente di separazione e disidratazione e, insieme alla produzione dei pozzi esistenti, verrà inviato sulla FSO "Alba Marina".

I lavori in piattaforma (Fasi 1 e 4) verranno eseguiti tramite i contrattisti normalmente utilizzati dal Distretto Operativo per le attività di manutenzione straordinaria, alloggiati sulla nave Alba Marina e avendo in supporto il Supply Vessel disponibile presso il Distretto per la movimentazione del materiale.

La Fase 2 verrà assegnata tramite contratto EPIC ad una Società specializzata nei lavori offshore per la progettazione, costruzione ed installazione tramite opportuno mezzo navale delle clampe e dei tubi guida.

Le tempistiche indicate nel presente studio si fondano sul presupposto di utilizzare il jack-up Stewart alla fine del 1° Trimestre 2010 prima che sia sottoposto alla manutenzione straordinaria in Dry Dock.

In caso contrario le attività di area pozzo potrebbero slittare di qualche mese pur garantendo la realizzazione dei pozzi nel 2010.

Gli investimenti complessivi sono stati valutati in circa 95 MM€ (valuta 2008) mentre i costi operativi incrementali sono stimati in circa 300 K€/anno.

I costi di dismissione e chiusura mineraria dei pozzi a fine vita produttiva sono stimati in 5 MM€.

3 CONFRONTO SOLUZIONE ERD / NUOVA PIATTAFORMA

A seguito dello studio di fattibilità effettuato da Edison nel Febbraio 2008 (documento N° RS-F-100-GE-01 REV.2) è stato valutato lo sviluppo delle 3 Zone con l'esecuzione di tre pozzi perforati da una nuova piattaforma RSM-D, pre-installata in posizione baricentrica, in termini di scostamento orizzontale, rispetto agli obiettivi nel giacimento.

Contemporaneamente, nei primi mesi del 2008, è stato effettuato uno studio di prefattibilità per pozzi "Extended Reach" (ERD)-

In seguito a studi specifici, è stata riconsiderata (Maggio-Giugno '08) l'opportunità di sviluppare "l'area D" di Rospo Mare a partire dalla piattaforma RSM-B, con pozzi ERD.

Sono state pertanto confrontate le due soluzioni "nuova piattaforma" rispetto al "caso pozzi ERD da RSM-B", secondo i criteri di seguito descritti.

La perforazione dei pozzi dall'esistente piattaforma Rospo Mare B non implica l'installazione di nuove strutture marine permanenti ed è quindi inequivocabilmente un intervento di entità minore rispetto al primo.

Inoltre, in base a precedenti studi, essendo gli impatti ambientali di minore entità la soluzione ERD presenta i requisiti di accettabilità ambientale necessari all'esito positivo dell'iter in oggetto.

3.1 Tempi

Il programma di Progetto per entrambe le soluzioni è stato redatto avendo come presupposto l'utilizzo di un jack-up del tipo Stewart.

Nella soluzione che prevede la nuova piattaforma RSM-D, pur ricorrendo a ottimizzazioni di un "fast track schedule", si potrebbe ottenere il first oil nel 2° semestre del 2010 e l'esercizio a piena portata entro fine 2010.

Nella soluzione che prevede di eseguire gli ERD dalla piattaforma RSM-B, grazie alle ottimizzazioni di un fast track schedule, si potrebbe realizzare il first oil nel 1° semestre del 2010 e l'esercizio a piena portata nel corso del 3° trimestre dello stesso anno.

3.2 Parametri Economici

La comparazione economica delle due soluzioni (ERD vs nuova pft RSM-D) si può riassumere come di seguito:

	CASO ERD	CASO nuova pft RSM-D
PREVISIONE DI SPESA		
2008	2.900.000 €	4.500.000 €
2009	8.500.000 €	28.000.000 €
2010	83.000.000 €	70.000.000 €
2011	600.000 €	3.000.000 €
TOTALE COSTO INVESTIMENTO	95.000.000 €	105.500.000 €
TOTALE COSTI OPERATIVI	300 k€/anno	800 k€/anno
CHIUSURE MINERARIE	5.000.000 €	13.000.000 €
FERMI PRODUZIONE		
FERMO TOTALE CAMPO ROSPO	6 gg	2 gg
FERMO TOTALE RSM-B	12 gg	

Nel caso di pozzi ERD, il volume di mancata produzione è pressochè compensato dall'entrata in marcia anticipata rispetto al caso di nuova piattaforma (circa 3 mesi).

La valutazione economica effettuata porta a risultati migliori per il caso ERD.

4 BASI DI PROGETTO

4.1 Generale

Questa sezione raccoglie le principali assunzioni di progetto che sono state utilizzate nella definizione delle strutture, apparecchiature e impianti per lo studio di fattibilità dei pozzi ERD perforati dalla piattaforma RSM-B.

I principali documenti utilizzati nella stesura delle Basi di Progetto sono :

1. D'Appolonia Rospo Mare B – Report Geotechnical Investigation – PROJECT n°84-144 April 1985.
2. ELF AQUITAINE ELF ITALIANA – Champ De Rospo-Mare Jacket RSM-C-Calcul en Place Du Jacket – AJ-NC-01 ;
3. Edison Campo di Rospo studio su possibili pozzi infilling - Rapporto finale (Giugno 2007).
4. Dati meteomarini et alia

4.2 Ubicazione

Coordinate UTM piattaforma RSM-B: X: 2515590 Y: 4673447

Le cui coordinate di centro piattaforma sono:

Roma 40

Lat. 42°12' 45" Nord	Long. 14°56' 48" Est
----------------------	----------------------

4.3 Vita di progetto – design life

Col recente D.M. 29 febbraio 2008, la durata della Concessione è stata prorogata sino al 9 marzo 2018, con un programma lavori che prevede (Art.2) "il mantenimento in marcia regolare del campo con la contemporanea razionalizzazione per l'ottimizzazione dei costi operativi".

Gli studi di giacimento aggiornati dopo l'esecuzione dei due nuovi pozzi (RSM121 e 122, dalla piattaforma RSM-A) e finalizzati a fine 2007, hanno portato alla definizione di ulteriori attività di sviluppo del campo che saranno discusse nella presente relazione tecnica.

Ad oggi si prevede che la vita produttiva residua del campo sia di 25 anni.

4.4 Certificazioni

Le modifiche alla piattaforma e le installazioni a mare dovranno essere certificate in accordo a quanto previsto dalla normativa vigente e secondo quanto richiesto dalle autorità competenti.

4.5 HS&E

La realizzazione del Progetto Pozzi ERD nelle varie fasi d'ingegneria, costruzione, installazione dovrà essere in accordo con le procedure aziendali Edison.

Particolare attenzione andrà rivolta alla realizzazione delle procedure SIMOPS, che dovranno tener conto di quelle già in vigore nel campo di Rospo.

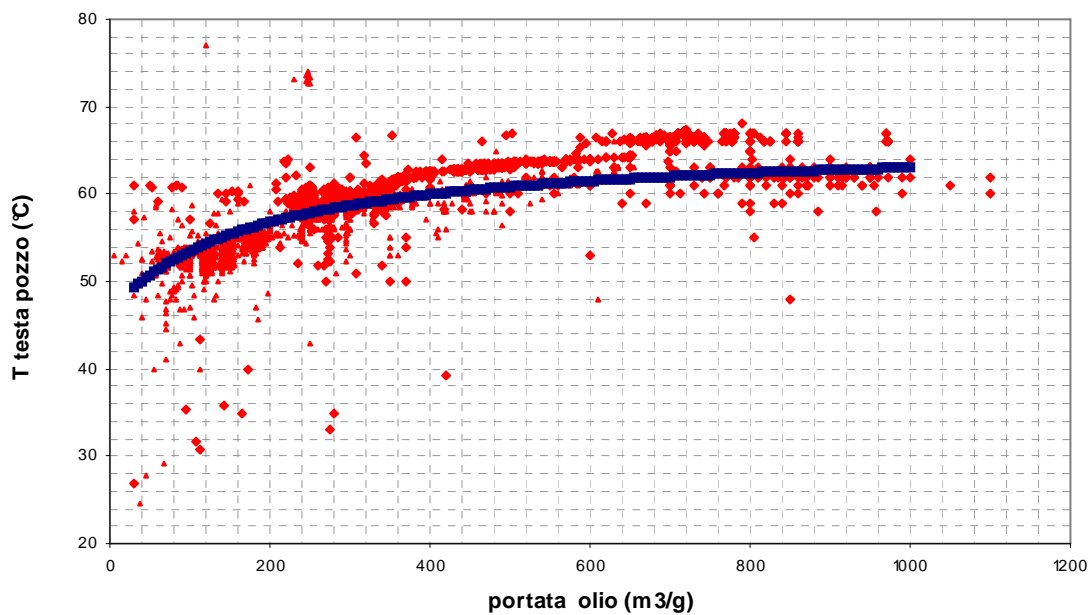
4.6 Dati di giacimento

Caratteristiche PVT

Temperatura di giacimento	65 °C (@1360 m ssl)
Pressione statica di giacimento	138 bara(@1360m ssl)
Densità dell'olio @ 15°C	987 Kg/m ³ - 11,8°API
Viscosità @ 27°C	6230 Cst
Viscosità @ 40°C	1830 Cst
Viscosità @ 50°C	900 Cst
Viscosità @ 70°C	240 Cst
Pressione di bolla	13.0 bara
Pour point	+ 6°C
Flash point	+10 °C
Peso molecolare miscela	290-370
Idrogeno solforato nel dead oil	25 ppm
Idrogeno solforato nel gas liberato	30.330 ppm
WC (Qw/Qtot)	1% max

Temperature di testa pozzo

Dall'interpolazione dei dati storici di temperatura di testa pozzo e portata di olio (downstream choke, @ +20 m s.l.m.) è stato possibile estrapolare la seguente curva che sarà usata per le considerazioni termofluidodinamiche:



Il regime di flusso nei pozzi ERD dovrebbe consentire l'erogazione in spontanea; tuttavia i nuovi pozzi verranno predisposti per l'installazione di un sistema di sollevamento artificiale qualora, nel corso della loro vita produttiva, dovesse rendersi necessario.

Profili di produzione

I profili medi di produzione su base annua, nel caso "do nothing" e nel caso di perforazione dei tre nuovi pozzi di infilling, sono riportati nella tabella di seguito, nella quale viene anche esplicitata la produzione incrementale annua attesa dai tre nuovi pozzi (certi).

CASO BASE		CASO INFILLING		INCREMENTO	
anno	Km3/anno	anno	Km3/anno	anno	Km3/anno
2008	269	2008	268	2008	
2009	230	2009	230	2009	
2010	201	2010	390	2010	188
2011	179	2011	480	2011	301
2012	162	2012	341	2012	178
2013	147	2013	262	2013	115
2014	135	2014	226	2014	91
2015	125	2015	203	2015	78
2016	121	2016	188	2016	67
2017	118	2017	176	2017	58
2018	114	2018	166	2018	52
2019	111	2019	158	2019	47
2020	108	2020	151	2020	43
2021	105	2021	144	2021	39
2022	102	2022	137	2022	35
2023	99	2023	130	2023	32
2024	95	2024	124	2024	29
2025	92	2025	117	2025	25
2026	89	2026	109	2026	20
2027	86	2027	101	2027	15
2028	83	2028	89	2028	6
2029	79	2029	79	2029	
2030	76	2030	76	2030	
2031	73	2031	73	2031	
2032	40	2032	40	2032	

L'inizio della produzione dai nuovi pozzi è stato assunto in via preliminare al 1 luglio 2010, prevedendo un tempo di marcia medio di 11,4 mesi all'anno (downtime del 5% annuo).

Pressioni di testa pozzo

La stima dei valori di pressione a testa pozzo (downstream choke, @ +20 m s.l.m) sono anch'essi ricavati dall'interpolazione di dati storici del campo:

- Pressione @ +20 m s.l.m: 5.0 barg

Acqua di giacimento

Si ipotizza una produzione anidra.

Eventuale acqua seguirà il processo di trattamento del Campo di Rospo.

4.7 Drilling Design

Le ubicazioni preliminari all'entry point previste per i tre pozzi sono riassunte nella seguente tabella.

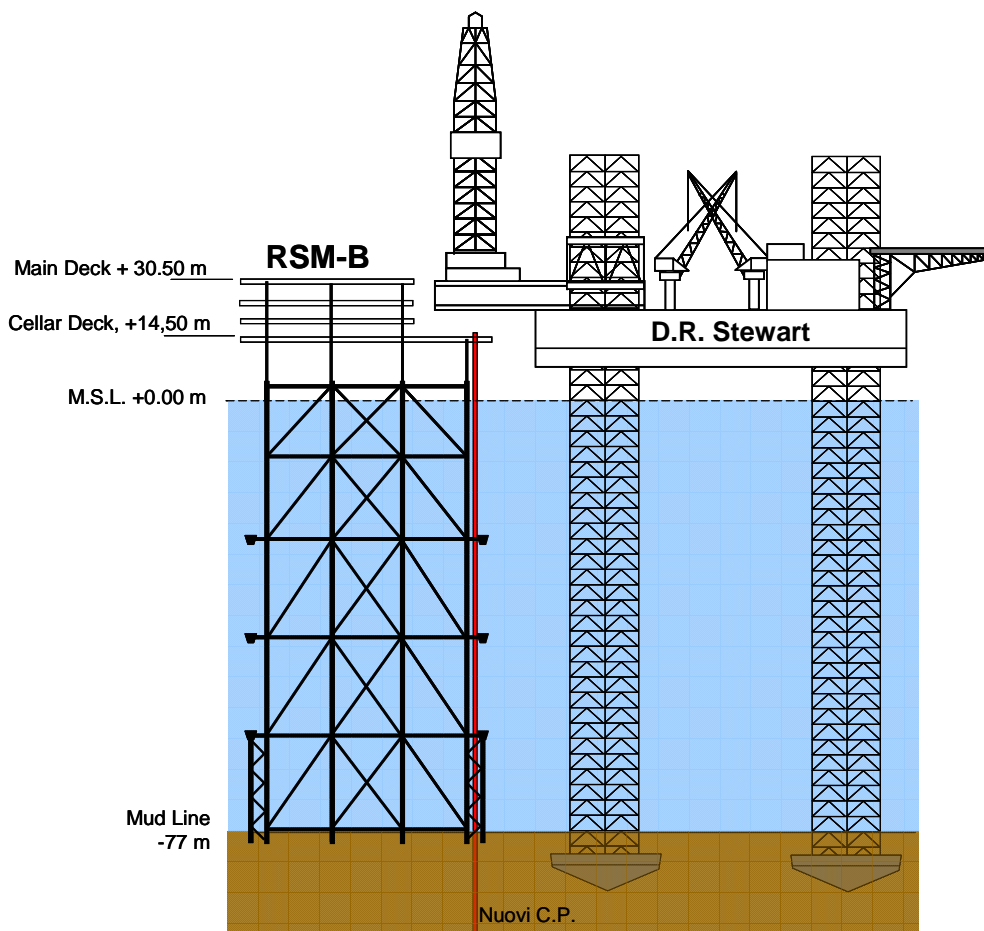
Coordinate	X, m	Y, m	Distanza	Azimuth	Prof., m TVD ssl
Ptf. B	2.515.588,000	4.673.445,000	m	°N	
RSM 228 Entry point	2.512.120,000	4.673.130,000	3482	264,8	1361
RSM 229 Entry point	2.513.920,000	4.672.580,000	1879	242,6	1357
RSM 230 Entry point	2.514.010,000	4.670.640,000	3218	209,4	1352

Tutti i pozzi sono direzionati e con un dreno orizzontale di 700 m a partire dall'entry point che interesserà la parte sommitale della "Zona di Infiltrazione" del giacimento di Rospo Mare, similamente agli altri pozzi di sviluppo ed in particolare ai pozzi RSM 121 e RSM 122 di più recente perforazione.

La perforazione dei pozzi è prevista essere effettuata con un impianto tipo jack up, avente sufficiente lunghezza di gambe per poter essere installato di fianco alla piattaforma. Data la profondità d'acqua, il prevedibile sprofondamento delle gambe nel fondale e la necessaria elevazione al di sopra del livello mare, il mezzo idoneo deve poter disporre di almeno 115 m di lunghezza gambe al di sotto dello scafo.

Un tale mezzo è stato identificato con il jack up D.R. Stewart (Transocean), l'unico di caratteristiche adeguate al momento presente nell'off-shore italiano dell'Adriatico.

L'elevazione sul livello del mare del main deck della piattaforma RSM-B non consentirebbe l'installazione del jack up. Per tale motivo la piattaforma stessa dovrà essere modificata per consentire l'accesso alle nuove teste pozzo entro i limiti operativi del jack up.



I 3 + 1 pozzi in oggetto saranno strutturalmente simili, con i seguenti profili di tubaggio:

Conductor pipe da 26" infisso durante i lavori di modifica della piattaforma RSM-B, con una infissione di circa 40-45 m sotto il fondo mare.

Foro da 23" per Casing Superficiale da 18 5/8" a circa 210-250 m, a copertura delle formazioni superficiali sotto il fondale marino.

Foro da 17 1/2" per Casing Intermedio da 13 3/8" a circa 1000 m TVD con lo scopo di isolare le formazioni potenzialmente instabili del Quaternario e raggiungere le formazioni Plioceniche dove è atteso un gradiente di fratturazione più appropriato, prima di proseguire con la successiva fase da 12 1/4".

Foro da 12 1/4" per Casing di Produzione da 9 5/8" a circa 1360-1375 m TVD. L'effettiva profondità di tubaggio del casing dipenderà dalle correlazioni geologiche e sarà inoltre determinata dall'intervallo verticale richiesto per

portare l'inclinazione del foro dall'attuale valore alla scarpa del casing sino ai 90° previsti come punto di ingresso del dreno orizzontale nella Zona d'Infiltrazione.

Scopo di questo casing è quello di isolare la sequenza di formazioni sovrastanti il reservoir carbonatico per consentirne poi la perforazione con scalpello da 8 ½" nella Zona d'Infiltrazione dove sono attese perdite totali di circolazione.

Foro scoperto da 8 ½" alla profondità finale. Il foro da 8 ½" interesserà l'obiettivo minerario dei pozzi, cioè l'area del giacimento identificata come Zona d'Infiltrazione. Questa sarà attraversata in orizzontale per una lunghezza di circa 700 m e sarà lasciata scoperta.

4.8 Dati Meteomarini, Caratteristiche Geotecniche e Geofisiche

4.8.1 Introduzione

In questo capitolo sono sintetizzati i principali dati geotecnici e meteomarini che sono utilizzati come base per lo studio di fattibilità dei pozzi ERD perforati dalla piattaforma RSM-B.

4.8.2 Dati ambientali

Per i dati non esplicitati di seguito si utilizzeranno i dati comunemente utilizzati per piattaforme analoghe nell'area.

4.8.3 Informazioni relative al sito

Profondità del mare, riferita alla L.A.T. al sito è di 77 m.

4.8.4 Subsidenza

La storia produttiva dimostra che la pressione media del giacimento si è mantenuta inalterata nonostante la produzione di idrocarburi. Tale comportamento è da ascrivere alla presenza di un acquifero molto esteso ed attivo. In considerazione della forte spinta d'acqua che caratterizza il giacimento di Rospo Mare, si ritiene che gli effetti indotti dal progetto relativamente al fenomeno di subsidenza siano trascurabili. Tali risultati sono confermati dalla mancanza di evidenze che possano indicare fenomeni di abbassamento del fondale in atto nei 25 anni di produzione del campo.

4.8.5 Dati sismici

I dati sismici da considerare sono in accordo al report di D'Appolonia (Ref. 1.)

4.8.6 Maree

L'innalzamento del livello del mare da considerare è la sovrapposizione di due effetti: uno, di valore costante, prodotto dalla marea astronomica; l'altro, variabile in funzione del periodo di ritorno prodotto dai fenomeni meteorologici ("Storm Surge").

I dati da considerare sono sintetizzati nella Tabella seguente:

Periodo di ritorno [anni]	Marea astronomica [m]	Storm surge [m]	Marea totale [m]
1	0.21	0.67	0.88
100	0.21	0.98	1.19

4.8.7 Correnti

Secondo quanto riportato nel report ELF AQUITANE (Ref.2) le correnti da considerare nel caso operativo (periodo di ritorno 1 anno) e per le condizioni estreme (periodo di ritorno 100 anni) sono sintetizzate nella seguente tabella.

	H_{max} [m]	T_{max} [s]	Corrente [m/s]		
			Superficie	-40.0 m	Fondo mare
Onda operativa	6.7	8.9	0.76	0.66	0.32
Onda condizioni estreme	12.6	11.4	1.04	0.90	0.43

Le condizioni sopra riportate sono da considerare applicate lungo 12 direzioni ogni 30°.

4.8.8 Venti

Secondo quanto riportato nel report ELF AQUITANE (Ref.2) i venti da considerare sono:

- $V_1 = 23$ m/s (caso operativo – periodo di ritorno 1 anno)
- $V_{100} = 35$ m/s (caso tempesta centenaria – periodo di ritorno 100 anni)

5 GIACIMENTI

Col recente D.M. 29 febbraio 2008, la durata della Concessione è stata prorogata sino al 9 marzo 2018, con un programma lavori che prevede (Art.2) "il mantenimento in marcia regolare del campo con la contemporanea razionalizzazione per l'ottimizzazione dei costi operativi".

Gli studi di giacimento aggiornati dopo l'esecuzione dei due nuovi pozzi (RSM121 e 122, dalla piattaforma RSM-A) e finalizzati a fine 2007, hanno portato alla definizione di ulteriori attività di sviluppo del campo che saranno discusse nella presente relazione tecnica.

5.1 INTRODUZIONE

Il campo ad olio di Rospo Mare è situato nella Concessione B.C8.LF (vedi carta indice in Fig.5.1), nell'offshore Adriatico prospiciente alla costa abruzzese, a circa 20 km a Est della città di Vasto, in profondità d'acqua variabile fra 65 e 80 metri.

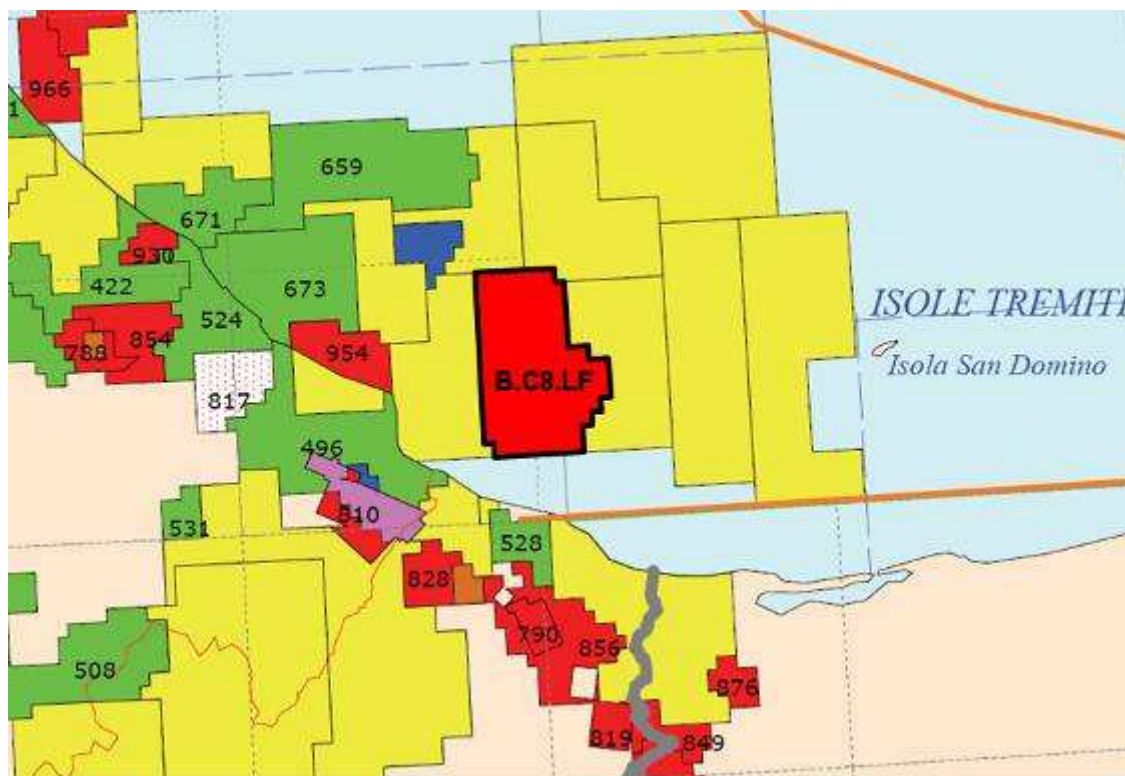


Figura 5.1: Carta indice della Concessione "B.C8.LF"

Il giacimento è situato ad una profondità di circa 1300 m slm ed è costituito da un paleokarst d'età oligo-miocenica sviluppatosi all'interno dei calcari cretacici e, al momento, ricoperto da circa 1200 metri di detriti mio-pliocenici. La natura carsica del giacimento è stata individuata con la perforazione di pozzi verticali carotati e la registrazione di logs.

La mineralizzazione è rappresentata da un olio pesante (11,5 °API), sottosaturo (pressione di bolla 5 bar) e molto viscoso. Alle condizioni iniziali di giacimento (138,8 bar, 65 °C @ 1360 m slm), l'olio presenta una viscosità di 360 cP, un fattore di volume pari a 1,03 ed un gas in soluzione di circa 1 Sm³/m³ (ST).

L'intrappolamento dell'olio in prossimità del bordo della piattaforma carbonatica (N-NE) avviene per mezzo di un acquifero di fondo inclinato (trappola idrodinamica), con profondità del contatto originario olio-acqua variabili tra 1374 e 1440 m slm e pendenze comprese tra 6 e 25 m/km, così come rilevato dai successivi sette pozzi di accertamento che seguirono alla scoperta del 1975 con il pozzo Rospo Mare 1 (RSM-1).

La salinità dell'acqua nell'acquifero aumenta da 36 a 44 gr/lt (NaCl) nella direzione del gradiente idrodinamico, in conseguenza della progressiva diluizione dei sali contenuti nella formazione rocciosa lungo il percorso di deflusso.

Lo sviluppo del giacimento ha inizio nel 1982 con la perforazione di tre pozzi pilota (uno verticale, uno deviato ed uno orizzontale) aventi l'obiettivo d'individuare la tipologia di pozzo che consentisse di ottimizzare il recupero, minimizzando la produzione d'acqua.

I risultati di questa prima fase di produzione hanno chiaramente indicato la preferenza per i pozzi orizzontali, portando allo sviluppo definitivo del campo con 3 piattaforme (RSM-A, B e C), 28 pozzi orizzontali e 3 pozzi verticali (RSM104 e 328) per monitoraggio dell'innalzamento dell'OWC nel tempo.

La produzione del campo è inviata a stoccaggio su di una nave in ormeggio (Alba Marina), da cui l'olio è periodicamente trasferito su petroliere.

Nel giugno 2008 il campo risultava in produzione con una portata media di olio anidro di circa 770 m³/g (ST), registrando al 31.06.2008 una produzione cumulativa di 13,907 milioni m³ (ST).

Il massimo di produzione giornaliera è stato realizzato nel corso del 1990 con una portata totale di poco superiore ai 6000 m³/g (ST).

Nel corso della vita produttiva, il giacimento non ha manifestato alcun declino di pressione confermando l'ipotesi di un acquifero molto attivo.

Dall'inizio della produzione, i pozzi sono gestiti tenendo sotto controllo i parametri erogativi di pressione e temperatura dinamica in superficie (testa pozzo). Il mantenimento di una pressione di testa pozzo di 5-7 bar ha consentito di produrre i pozzi in condizioni di portata critica per cono d'acqua, determinando un declino parabolico della portata, conseguente all'innalzamento dell'OWC determinato dal progressivo recupero dell'olio.

L'avanzamento dell'acquifero viene periodicamente monitorato mediante registrazioni con logs TDT (negli ultimi anni con RST di ultima generazione) nei 3 pozzi verticali, due dei quali (RSM104 e RSM328) per il monitoraggio dell'innalzamento dell'OWC nel tempo. Ad oggi, nell'area dei due pozzi, la risalita del contatto è mediamente di 45 metri.

5.2 GEOLOGIA DI GIACIMENTO

5.2.1 Inquadramento Geologico

Il giacimento di Rospo Mare è situato nel dominio sedimentario della piattaforma apula caratterizzata, durante tutto il Giurassico ed il Cretacico inferiore, da una sedimentazione di tipo essenzialmente carbonatico, con spessori di diverse migliaia di metri (calcari fini localmente argillosi e dolomitizzati). La piattaforma, rimasta emersa dal Cretacico Superiore alla fine dell'Oligocene, è stata in parte erosa subendo, localmente, un'intensa azione di carsificazione (Fig.5.2).

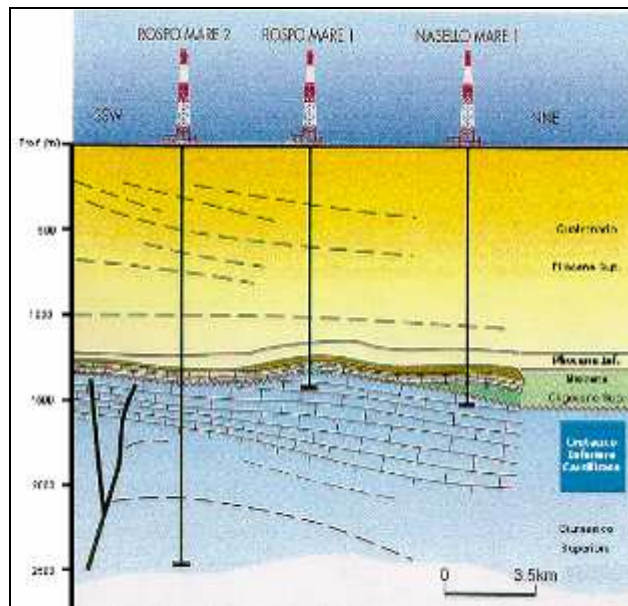


Figura 5.2: Sezione stratigrafica SSW-NNE

La formazione del paleokarst di Rospo Mare risale proprio a tale fase d'emersione della piattaforma.

La successiva trasgressione marina, alla fine dell'Oligocene, ha determinato la progressiva sommersione della piattaforma e l'insediamento di depositi marini ed evaporitici (Messiniano), che hanno contribuito alla fossilizzazione del sistema carsico di Rospo Mare, costituendone altresì la copertura impermeabile. In seguito, la tettonica appenninica ha causato una debole strutturazione ad anticlinale del giacimento, che si estende su una superficie di circa 120 kmq, con uno spessore di circa 150 m.

La natura atipica del giacimento ha richiesto l'esecuzione di numerose perforazioni e studi speciali prima di pervenire ad un'interpretazione geologica soddisfacente.

La particolarità del giacimento di Rospo Mare consiste nella singolare condizione d'intrappolamento dell'olio, sospinto nella parte superiore di un vasto sistema carsico da un acquifero di fondo inclinato, costituito da acqua a media salinità.

5.2.2 Generalità del Paleokarst di Rospo Mare

Il paleokarst di Rospo Mare, per quanto desunto dalle informazioni ottenute in fase di perforazione e dallo studio morfologico dell'immagine derivata dalla sismica, è comparabile ai sistemi carsici tropicali presenti a Cuba, Giamaica, Guatemala, Indonesia, Papuasias e Cina.

L'abbondanza di depressioni, doline-pozzi e forme molto scoscese denotano, infatti, un paesaggio tipico di un "carsismo a pistoni" o "torrette", molto sviluppato in questi paesi.

Le principali caratteristiche del paleokarst di Rospo Mare sono:

- un **carsismo di clima caldo** con prevalente corrosione chimica, notevole dissoluzione vacuolare, forte sviluppo di doline e doline-pozzi, e importanti concrezioni calcitiche;
- un **carsismo tabulare** evidenziato dallo spessore carsificato (circa 150 m), dall'esistenza di una paleotopografia poco contrastata, dal debole paleogradiente di scorrimento delle acque (inferiore a 1%), nonché dal forte sviluppo della dissoluzione nella zona di fluttuazione della paleofalda;
- un **carsismo gravimetrico** in cui l'azione predominante della gravità determina una netta zonazione verticale del sistema, con: una zona superficiale di percolazione verticale dell'acqua (epikarst e zona d'infiltrazione), ed una zona freatica con deflusso prevalentemente orizzontale, forte sviluppo di gallerie nella parte sommitale (zona dei condotti) e progressiva scomparsa di dissoluzione carsica nella parte basale (karst profondo);
- un **carsismo polifase** evidenziato, nella zona dei condotti, da colmatazioni stalagmitiche interessate da fratture allargate, tipiche della zona d'infiltrazione, nonché dagli indizi di continuazione del carsismo nel corso della trasgressione oligo-miocenica;
- un **carsismo evoluto** con considerevole dissoluzione (sino al 2 % di porosità secondaria), buona caratterizzazione delle zone d'infiltrazione e freatica, e grande sviluppo di gallerie e zone colmate.

5.2.3 Morfologia del Giacimento

La definizione di dettaglio della morfologia del tetto del giacimento è stata di fondamentale importanza per la corretta ubicazione dei pozzi produttori.

Lo sviluppo con pozzi orizzontali doveva soddisfare ad un duplice requisito: da un lato, posizionare il tratto drenante quanto più possibile lontano dall'acquifero, per limitare la produzione d'acqua; dall'altro, perforare il più lontano possibile da asperità colmate per non pregiudicare la produttività dei pozzi stessi.

E' evidente, quindi, come una risposta esaustiva ad entrambe queste due esigenze non poteva prescindere da un'accurata conoscenza morfologica del top del reservoir.

Lo studio morfologico del paleokarst di Rospo Mare è stato condotto utilizzando la sismica 3D, nonché le informazioni desunte dallo studio sugli affioramenti della piattaforma carsificata nella vicina Apricena.

L'ottima qualità del dato sismico (vedi Fig.5.3) ha consentito di ottenere un'immagine molto dettagliata del top del giacimento, con risoluzione massima di 20 metri.

La superficie paleocarsica è molto irregolare, con frequenti depressioni di dimensioni molto variabili.

Con riferimento alla tipologia ed alle dimensioni delle asperità superficiali, si possono distinguere le seguenti forme carsiche:

- doline semplici, di forma circolare o ellittica, con pareti molto scoscese e profondità sino 50 metri;
- doline pozzo, di taglia considerevole, estese per oltre 150 m sino alla zona freatica (vedi Fig.5.4);
- complesso di doline sia coalescenti che coassiali talvolta con morfologia a gradini;
- depressioni chiuse, poco profonde ma molto estese, interpretabili come paleovalli o polje.

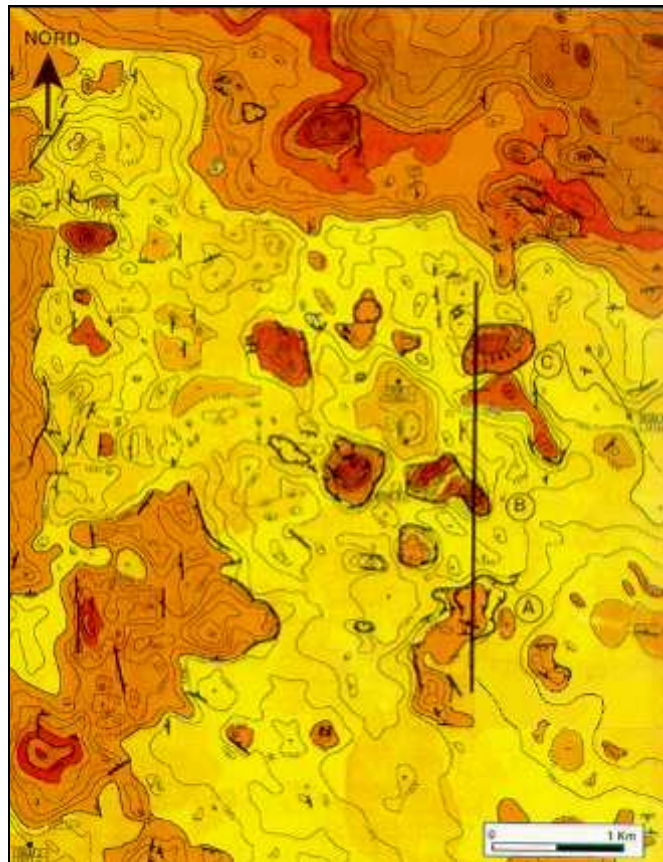


Figura 5.3: Mappa in profondità al tetto del giacimento

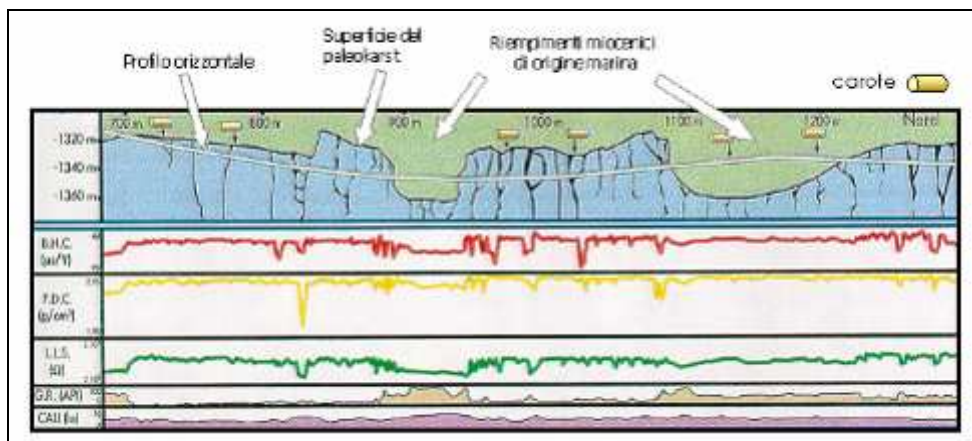


Figura 5.4: Profilo morfologico al tetto del giacimento

La distribuzione spaziale delle depressioni è abbastanza irregolare, sebbene esista una prevalente concentrazione delle stesse nella parte sommitale del

paleokarst e verso il limite Nord Orientale del giacimento, in corrispondenza della paleozona di risorgenza.

La bontà dell'interpretazione morfologica è stata suffragata dai riscontri diretti ottenuti nel corso di perforazioni attraverso le depressioni colmatate (vedi Fig. 5.4).

L'analisi del materiale di riempimento, recuperato dalle carote, ha consentito di individuarne l'origine continentale carsica (alterazioni di brecce derivanti dallo sprofondamento di parete). Tuttavia, la presenza di depositi marini legati alla trasgressione miocenica conferma l'ipotesi di un'invasione marina nelle zone più basse del paleokarst.

5.2.4 Descrizione del Sistema Poroso

Il sistema di vuoti presenti nel giacimento di Rospo Mare è costituito in prevalenza da porosità secondaria derivata dalla dissoluzione chimica legata alla circolazione di acque meteoriche nella formazione rocciosa.

Lo studio qualitativo dei fenomeni di dissoluzione è basato sull'analisi di 1100 metri di carote, prelevate su 7 pozzi. Di particolare utilità si è rivelato inoltre l'utilizzo di logs ad alta risoluzione FMS (Formation Micro-Scanner).

Dalle acquisizioni fatte, emerge un impianto poroso caratterizzato da fenomeni di dissoluzione e riempimento tipici di un contesto ad intensa carsificazione.

Il processo di dissoluzione della matrice rocciosa si manifesta con la presenza di fratture allargate, vacuoli, condotti orizzontali e brecce di crollo (Fig.5.5).

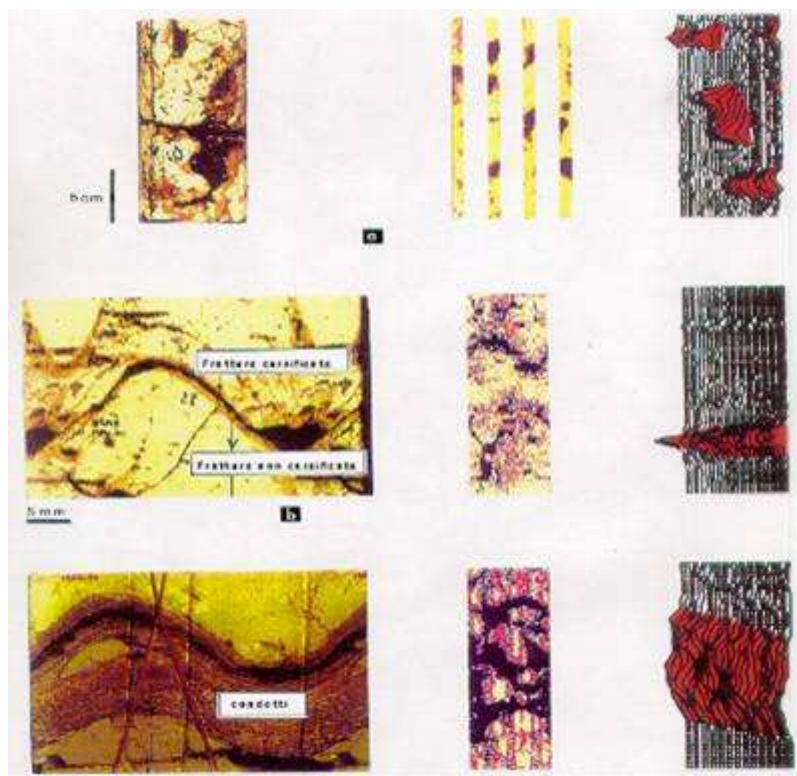


Figura 5.5: Evidenze del carsismo su carote

Le fratture allargate, in genere sub-verticali, sono prevalenti nella parte alta del paleokarst e vengono associate alla percolazione in verticale delle acque meteoriche al di sopra della paleozona freatica.

La presenza di vacuoli è riscontrabile tanto nella parte alta quanto nella parte bassa del paleokarst.

I condotti orizzontali, con altezze da decimetriche a metriche, sono riferibili alla circolazione sotterranea di corsi d'acqua a livello della paleo-superficie freatica. La presenza di brecce da crollo è un chiaro indizio dell'esistenza di rilevanti cavità sub-orizzontali (condotti).

Il sistema poroso carsico è variamente alterato da processi chimico-fisici, successivi alla fase di dissoluzione, che hanno determinato la parziale o totale occlusione (colmatazione, riempimento) dei vuoti stessi.

Nel giacimento di Rospo Mare si distingue un riempimento d'origine continentale, caratteristico della carsificazione, da un riempimento di origine marina, legato allo sprofondamento della piattaforma carsificata durante la trasgressione oligo-miocenica.

I riempimenti d'origine continentale sono costituiti da concrezioni calcitiche e da materiale d'alterazione pedogenetica (Figg. 5.6 e 5.7).

Le concrezioni calcitiche sono osservabili in tutto il sistema poroso, arrivando persino a colmare condotti di diversi metri. Sono costituite da calcite pura, gialla o bianca, ben cristallizzata. Non mancano formazioni stalattitiche.

I depositi d'alterazione pedogenetici si osservano principalmente al tetto del paleokarst nel sistema di fessure allargate, ma anche in profondità tra i condotti.

Si tratta di "terre rosse", principalmente costituite da caolinite spesso associata a pisolite ferrosa, con minerali d'alterazione quali ematite, boehmite e anatasio.

I riempimenti legati alla trasgressione miocenica, caratterizzati da microfauna ed argille simili a quelle riscontrate nei primi livelli oligo-miocenici, ricorrono con maggior frequenza nelle zone più esterne del sistema carsico (parte superficiale e aree di risorgenza), rimaneggiando le concrezioni calcitiche e i depositi d'alterazione pedogenetica.

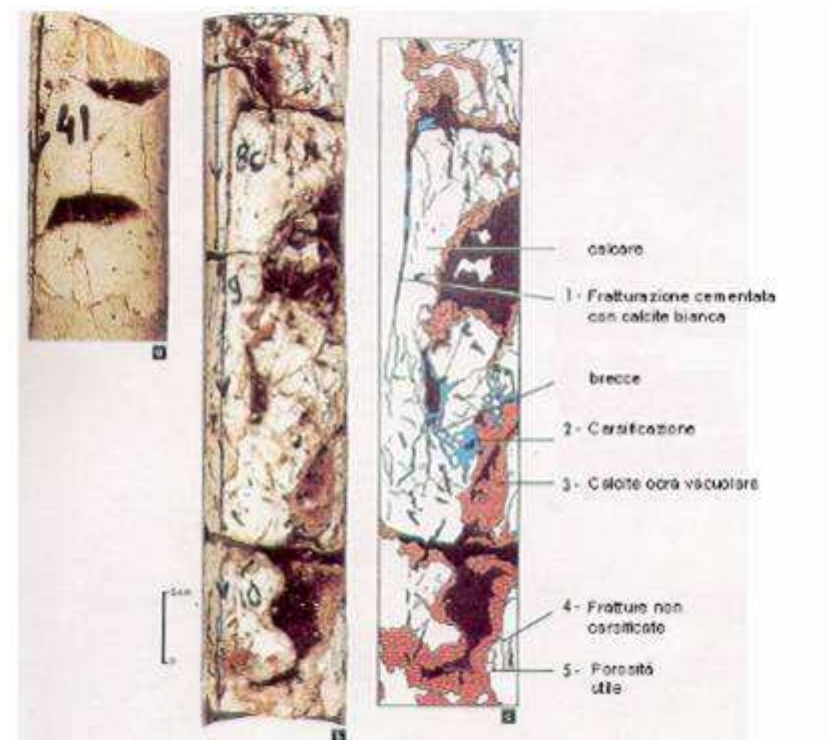


Figura 5.6: Analisi del riempimento dei vuoti carsici e delle fratture

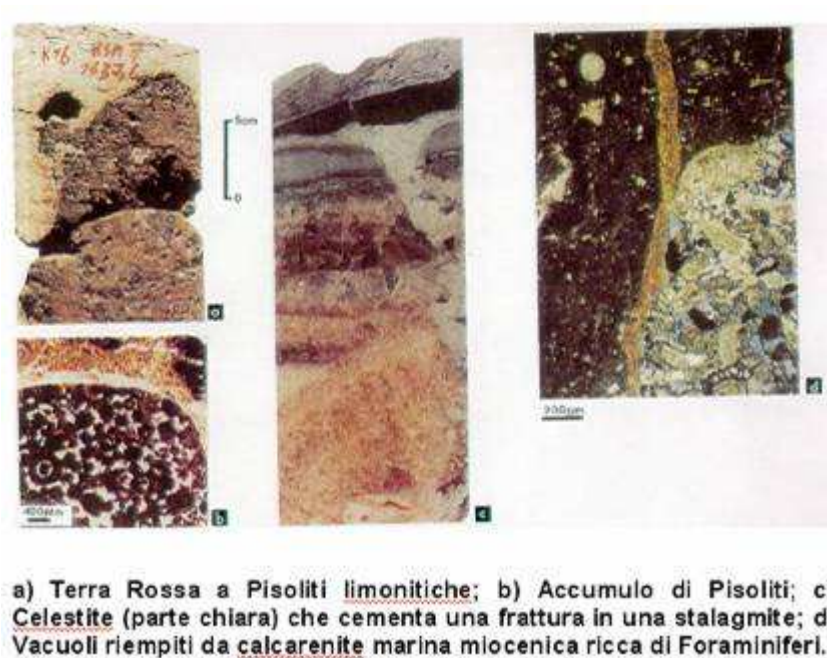


Figura 5.7: Analisi dei riempimenti dei vuoti su sezioni sottili

5.2.5 Zonazione Verticale del Paleokarst

La zonazione verticale del paleokarst di Rospo Mare si evince dall'analisi dei fenomeni di dissoluzione e riempimento appena presentata e riflette, coerentemente alle osservazioni fatte sui pozzi verticali, il regime paleo-idrologico che ne ha determinato la formazione. Dall'alto verso il basso, si possono così distinguere quattro diverse zone (vedi Fig.5.8): epikarst, zona d'infiltrazione, zona dei condotti e zona carsica profonda.



Figura 5.8: Zonazione verticale del giacimento

Epikarst

Corrisponde alla parte alta della zona di percolazione verticale delle acque meteoriche. I fenomeni erosivi e di dissoluzione sono molto sviluppati, determinando una geometria superficiale alquanto irregolare, con spessori variabili tra 0 e 35 metri. Nonostante il forte sviluppo della carsificazione e la notevole presenza di fratture allargate, la porosità utile nell'Epikarst non eccede l' 1,2 % a causa dell'elevato tasso di riempimento (terre rosse ed argille marine). Nelle condizioni attuali, il drenaggio nell'Epikarst avviene prevalentemente in direzione verticale.

Zona d'Infiltrazione

Corrisponde geneticamente alla zona di passaggio delle acque meteoriche dall'Epikarst alla zona freatica. Il suo limite inferiore si sovrappone alla superficie libera della paleofalda mentre il suo limite superiore è più irregolare e dipende dallo sviluppo inferiore dell'Epikarst. La zona d'infiltrazione ha uno spessore compreso tra 15 e 45 metri. Il passaggio dall'epikarst alla zona d'infiltrazione è caratterizzato dalla sparizione del fitto reticolo di fratture superficiali che lasciano il posto a grandi fasci di fratture sub-verticali allargate. Tali fasci di fratture tendono a rastremarsi verso il basso ed a confluire in poche grandi fratture (gerarchizzazione) in prossimità della zona freatica. Contrariamente a quanto avviene per l'Epikarst, la penetrazione del materiale detritico (argille mioceniche o terra rossa) all'interno della zona d'infiltrazione è molto più difficile. Per quanto maggiormente preservata che nell'Epikarst, la porosità secondaria nella zona d'infiltrazione non supera lo 0,6 % per via della localizzazione dei fenomeni di dissoluzione su fasci di fratture a spaziatura decametrica. La presenza di setti argillosi nel mezzo della matrice calcarea interrompe localmente lo sviluppo sub-verticale della carsificazione. Il paleodefusso diventa allora orizzontale dando origine a delle vere e proprie gallerie in prossimità del "seal". Al di sotto di tali gallerie si crea una zona protetta (effetto ombrello) senza sviluppo della dissoluzione e quindi senza incremento della fratturazione utile (vedi Fig.5.9). Il drenaggio nella zona

d'infiltrazione avviene, comunque, in direzione prevalentemente verticale. Tutti i pozzi orizzontali sono perforati in questa zona con l'obiettivo di intersecare il maggior numero possibile di fratture.

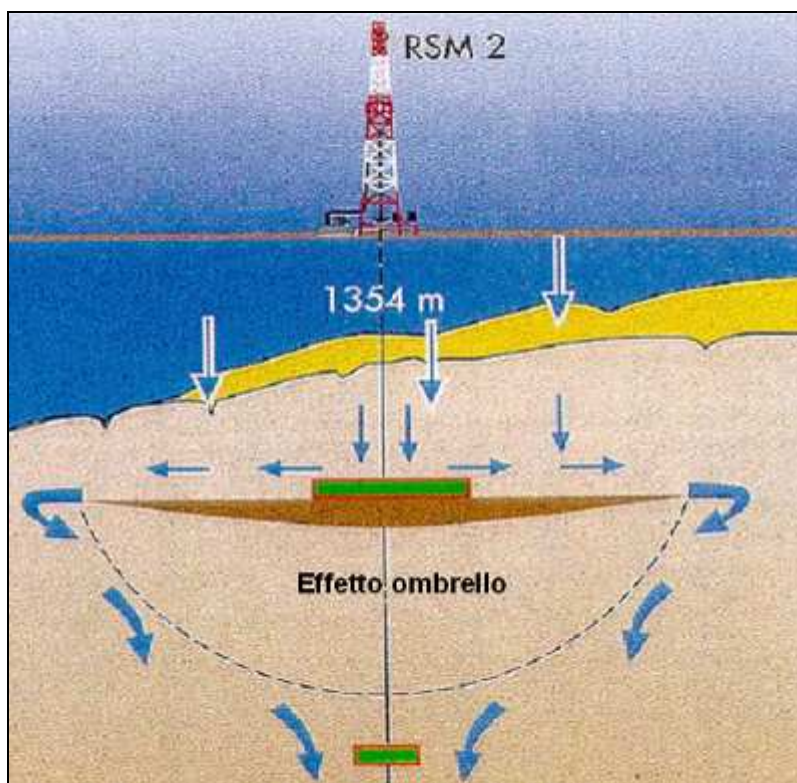


Figura 5.9: Effetto dei setti argillosi sui fenomeni di dissoluzione

Zona dei condotti orizzontali

Si sviluppa su uno spessore compreso tra 35 e 70 metri e corrisponde alla parte superiore della zona freatica, laddove i paleodeflessi verticali (soggetti a gravità) divengono orizzontali (tipo deflusso di falda). Nella zona dei condotti, il processo di dissoluzione si sviluppa soprattutto orizzontalmente, nella direzione del paleogradiente di deflusso delle acque. La direzione di deflusso è dettata dalla presenza di almeno due direzioni principali di fratturazione che determinano, in pianta, un reticolo anastomizzato di gallerie convergenti verso la zona di estuario. Il carattere polifasico del carsismo di Rospo Mare si evidenzia nella zona dei condotti con la presenza di almeno due livelli principali di gallerie: quelle più superficiali hanno dimensioni maggiori, ma anche una

forte colmatazione che ne penalizza la porosità; quelle più profonde, di dimensioni più ridotte, ma anche maggiormente preservate per la scarsa colmatazione che le ha interessate. Il riempimento dei condotti comprende incrostazioni calcitiche, sabbie calcaree, terre rosse, argilla continentale e marina, brecce. Nonostante la colmatazione, la zona dei condotti ha comunque permeabilità molto alte (centinaia di Darcy) sia per sua stessa natura che grazie alla presenza di un fitto reticolo di fratture ben preservate, indotte nella zona di volta delle cavità. Dal punto di vista della permeabilità, la zona dei condotti è sicuramente la migliore del campo. La porosità è dell'ordine di 2-2,5%.

Zona Carsica Profonda

E' la zona in cui la circolazione delle acque e la dissoluzione diminuiscono progressivamente verso il basso. Il volume di vuoti si riduce progressivamente per lasciar posto a dei vacuoli poco comunicanti e poco riempiti. La dissoluzione si esprime solamente per mezzo di gruppi di vacuoli, senza alcun allargamento del sistema fessurato che resta chiuso. La porosità è dell'ordine di 0,5 %, mentre la permeabilità è molto modesta.

5.2.6 Zonazione Areale

L'evoluzione laterale del carsismo di Rospo Mare è ricostruibile con precisione solo nella parte superficiale del reservoir grazie all'immagine sismica ed ai pozzi orizzontali ubicati al tetto della zona d'infiltrazione. Per le zone più profonde esiste solo il dato dei pozzi verticali, esplorativi e di accertamento che, essendo in numero limitato rispetto all'estensione del giacimento, non consentono di descrivere le variazioni laterali del sistema carsico che in esse si sviluppa.

L'immagine sismica è stata perfezionata nel corso dello sviluppo del campo e, soprattutto, a seguito delle campagne d'acquisizione 3D (1984, 1986 e 1991) si è potuto definitivamente avere un chiaro riferimento topografico del paleokarst.

Arealmente, nel campo di Rospo Mare si distinguono tre diverse zone (Fig.5.10):

- una piattaforma carsificata con elevato tasso di fratturazione utile (zona delle piattaforme RSMA e RSMB);
- un bordo nord-orientale molto carsificato, ma altrettanto fortemente interessato dalla colmatazione di argille oligo-mioceniche;
- un'area di paleolapiaz, a Ovest, molto estesa, con topografia molto irregolare e forte colmatazione.

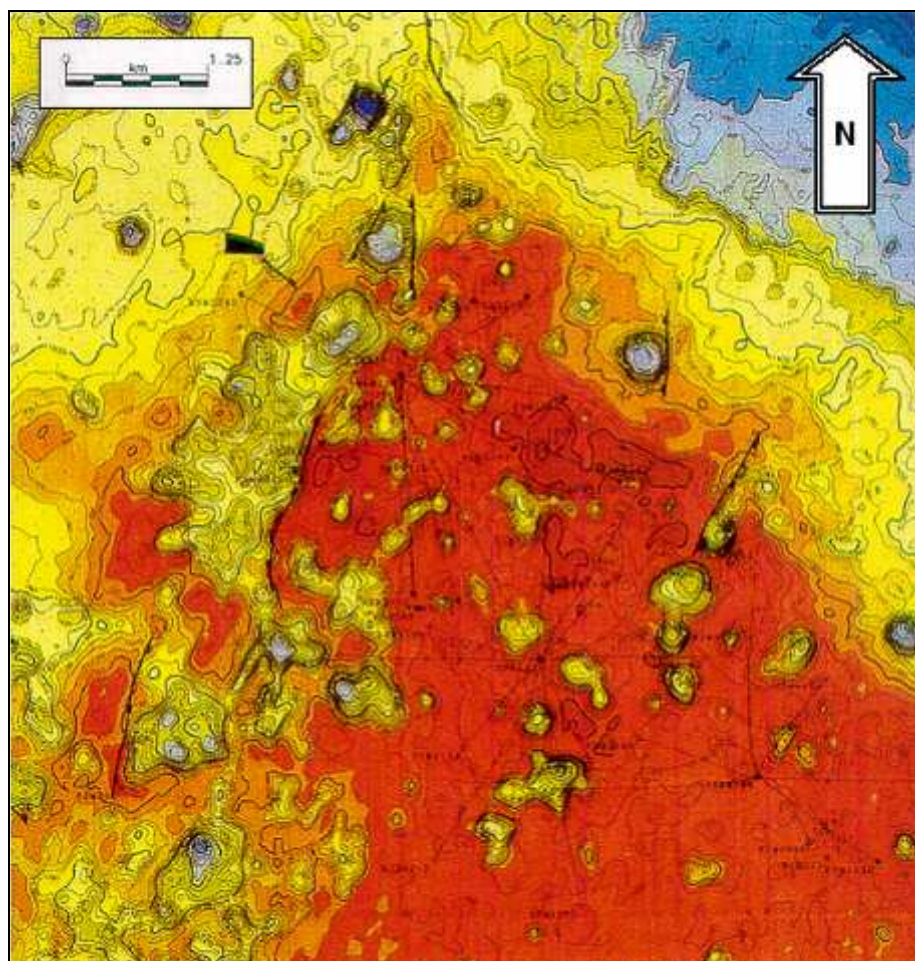


Figura 5.10: Zonazione areale del sistema carsico

I principali lineamenti strutturali che hanno determinato l'architettura del sistema carsico, costituendo le vie preferenziali di dissoluzione, hanno direzione S20E-NS verso il bordo della piattaforma e N30E nella zona ad Ovest.

Alla scala dei pozzi orizzontali, oltre ai principali lineamenti strutturali del campo sono anche visibili (da FMS) delle direzioni di fratturazione secondarie con orientamento S50E ed E-W. Dalle osservazioni eseguite (logs, carote, perdite di circolazione durante la perforazione) e dal tipo di comportamento produttivo esibito dai pozzi orizzontali è possibile asserire che sia il tipo di colmatazione che lo stato di preservazione delle fratture sono indipendenti dalla loro orientazione.

Le fratture lungo le quali si è impostato il processo di dissoluzione hanno giocato un ruolo importante nella definizione delle macro strutture carsiche (direzioni d'allungamento delle paleovalli e di allineamento dei pozzi-dolina). A scala più ridotta, la reciproca intersezione di fratture coniugate fa sì che il deflusso delle acque verso l'estuario (direzione di drenaggio) avvenga secondo il gradiente idraulico regionale, dando origine a direzioni di dissoluzione, non necessariamente coincidenti con le direttrici strutturali.

Sebbene, a piccola scala, i processi di carsificazione e colmatazione possono risultare indipendenti dalla direzione di fratturazione, risulta invece chiaro come il loro sviluppo sia influenzato dalla vicinanza di grandi eventi carsici quali doline e paleovalli. In particolare, in prossimità di doline e/o paleovalli si è osservato (pozzi RSM-225 e RSM-213) un drastico incremento del tasso di colmatazione dei vuoti con relativo peggioramento delle caratteristiche erogative della formazione.

Risulta infine intuibile come il fattore che maggiormente influenza la distribuzione areale delle proprietà di drenaggio sia proprio il livello di colmatazione dei vuoti carsici.

In generale, si riscontra un progressivo degradamento delle caratteristiche di drenaggio procedendo da SW verso il margine NE della piattaforma, dove ai normali processi di colmatazione continentale si sovrappone l'effetto di riempimento con depositi marini associati alla trasgressione miocenica.

5.2.7 Caratteristiche Petrofisiche

La determinazione dei parametri petrofisici in un giacimento carsico non può essere affrontata con metodologie convenzionali quali l'analisi di logs e le prove su carote.

La natura fortemente eterogenea del mezzo e la presenza di fenomeni di dissoluzione molto estesi pone, infatti, seri dubbi sulla rappresentatività di misurazioni effettuate a scala centimetrica (carote) e/o decimetrica (logs).

A titolo puramente indicativo, in Tabella 5.1 si riportano i valori medi di porosità e permeabilità attribuibili alle diverse zone carsiche in base all'analisi delle carote.

	Porosità, %	Permeabilità, Darcy	
		k_h	k_v
Epikarst	1.2	35	35
Zona d'Infiltrazione	0.6	0.8	4
Zona dei Condotti	1.9	60	6
Karst Profondo	0.4	0.005	0.005

Tabella 5.1: Parametri petrofisici medi da carota

5.3 INGEGNERIA DI GIACIMENTO

5.3.1 Modellizzazione spaziale della geometria del giacimento

La geometria del giacimento è stata modellizzata utilizzando il software GRID, per mezzo di un reticolo areale di 60 x 53 maglie quadrilatere (200 x 200 e 200 x 400 metri di lato). In senso verticale, il modello si compone di 9 layers. Il numero complessivo di celle è pari a 29620, di cui 19758 attive.

Il giacimento di Rospo Mare ha una morfologia molto complessa, caratterizzata dalla presenza di frequenti affossamenti carsici (paleovalli, inghiottitoi e doline) colmatati da detriti miocenici, non serbatoio, che incidono profondamente lo

spessore mineralizzato estendendosi, in alcuni casi, ben al di sotto dell'acquifero.

La riproduzione geometrica della struttura è tutt'altro che semplice, tenuto conto della necessità di riprodurre adeguatamente le brusche interruzioni del serbatoio, in presenza di fosse carsiche colmatate, contenendo al contempo il numero complessivo di blocchi elementari del modello (celle).

Dai dati sismici è stato possibile ricostruire con estremo dettaglio il top strutturale del giacimento descrivendone, sino ad una risoluzione d'alcune decine di metri, le asperità legate allo sviluppo del carsismo.

Verticalmente, il giacimento presenta una zonazione tipica da carsismo di piattaforma. Dall'analisi dei dati raccolti nel corso della perforazione dei pozzi (logs e carote) si sono individuate e mappate quattro diverse unità carsiche (dall'alto verso il basso: epikarst, zona d'infiltrazione, zona dei condotti orizzontali, zona carsica profonda). La continuità laterale di tali unità carsiche s'interrompe bruscamente laddove queste sono state intaccate da doline, inghiottitoi o paleovalli.

La mappa del top strutturale derivata dalla sismica è stata lisciata allo scopo di ricostruire la superficie della piattaforma carbonatica prima della dissoluzione carsica. Tale operazione si è resa necessaria per l'elaborazione delle mappe delle principali aree colmatate in ogni unità carsica. La mappa lisciata del top carbonati e le mappe del top delle altre unità carsiche sono state utilizzate per definire profondità e spessori delle 4 principali unità carsiche. La zona carsica profonda ha spessore costante di 100 metri.

In ogni livello del grid, le celle ubicate in corrispondenza di doline, o altri macro eventi carsici, sono state disattivate campionando le relative mappe delle doline (vedi Fig.5.11).

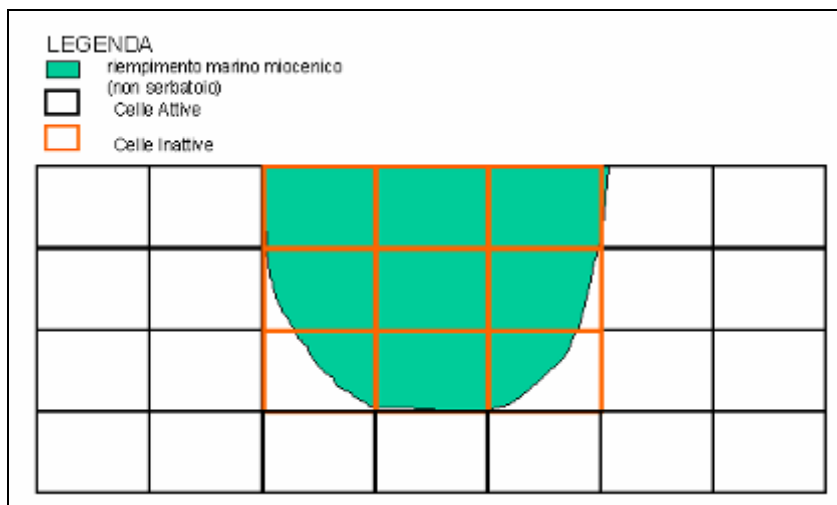


Figura 5.11: Schema di modellizzazione dei vuoti carsici colmatati

5.3.2 Parametri Petrofisici

Riprendendo le considerazioni espresse nella descrizione del modello geologico circa l'impraticabilità di un approccio convenzionale per la caratterizzazione petrofisica del giacimento, le distribuzioni di porosità e permeabilità nel mezzo carsico sono state derivate ricorrendo ad una tecnica di valutazione "dinamica". Tale tecnica, messa a punto nel corso dei primi anni di produzione del campo, trova fondamento teorico nella verifica sperimentale del comportamento dei pozzi che si allineano alle previsioni del modello analitico di Sobocinski per il calcolo della portata critica di Water Coning.

Combinando matematicamente l'equazione di Sobocinski con la legge di risalita dell'acquifero (derivata dal bilancio di massa nelle aree di drenaggio) è possibile esplicitare i valori di porosità e permeabilità per ogni pozzo in funzione di parametri sperimentali ricavati interpolando il relativo declino di portata con una legge di tipo parabolico.

Al di fuori delle aree di drenaggio dei pozzi si è ipotizzato un valore costante di porosità e permeabilità. In particolare, per la porosità si è assunto un valore di tentativo pari a quello indicato nello studio ELF del 1998, mentre per la permeabilità si è preso il valore ricavato dalla media geometrica delle permeabilità nelle aree di drenaggio dei pozzi.

Per quanto riguarda le componenti del vettore di permeabilità, si è assunto una distribuzione isotropa nel piano orizzontale ($k_x=k_y=k_h$) ed un rapporto d'anisotropia di 0,01 (k_v/k_h) nel piano verticale.

Data la particolarità del sistema poroso interconnesso, caratterizzato per lo più da vuoti di grosse dimensioni, è verosimile che, in condizioni statiche, la gravità prevalga sulle forze capillari dando origine ad una distribuzione verticale dei fluidi totalmente segregata con assenza di acqua irriducibile ($S_{wi}=0$) al di sopra del contatto olio-acqua originario.

In conclusione, il modello petrofisico utilizzato nello studio prevede solo delle variazioni areali di porosità e permeabilità. All'interno della stessa area di drenaggio, i 9 livelli del grid di simulazione presentano parametri petrofisici costanti. La saturazione iniziale in acqua è nulla al di sopra del contatto olio-acqua originario.

La Tabella 5.2 riassume i parametri petrofisici medi ricavati all'interno di ogni area di drenaggio dei pozzi e utilizzati nel modello per il calcolo dei volumi in posto.

Area	Φ (%)	k_h (Darcy)
Non Drenata	1.00	291
RSM005	0.63	74
RSM104	0.63	74
RSM105	0.38	97
RSM106	1.44	1,064
RSM116	0.17	77
RSM117	0.26	133
RSM118	0.59	335
RSM119	1.38	1,381
RSM120	0.59	283
RSM121	0.82	364
RSM122	0.63	195
RSM210	0.71	286
RSM211	1.87	194
RSM212	2.10	785
RSM213	1.69	592
RSM214	1.07	215
RSM215	1.04	257
RSM221	1.75	653
RSM222	0.62	579
RSM223	0.60	122
RSM224	0.25	29
RSM225	0.76	126
RSM227	1.05	850
RSM328	0.15	41
RSM329	0.32	105
RSM330	0.26	26
RSM331	0.49	72
RSM332	0.38	70
RSM333	0.51	61
RSM334	0.19	32
RSM335	0.80	83
RSM336	0.36	46

Tabella 5.2: Parametri petrofisici medi nelle aree di drenaggio

5.3.3 Proprietà dei Fluidi

Il giacimento di Rospo Mare è mineralizzato ad olio pesante (11,5 °API) fortemente sottosaturo, con modestissimi quantitativi di gas in soluzione.

Il sottostante acquifero presenta una salinità variabile tra 36 e 44 gr/lit (NaCl). A conferma dell'idrodinamismo presente nel giacimento la salinità dell'acqua aumenta procedendo da Sud-Ovest verso Nord-Est (zona di deflusso delle acque) a seguito della progressiva dissoluzione dei sali presenti nella formazione rocciosa.

Le caratteristiche termodinamiche dell'olio sono state valutate nel corso di prove di laboratorio (PVT) effettuate sui campioni prelevati nel corso delle prove di produzione eseguite sia su pozzi d'accertamento che di sviluppo. La Tabella 5.3 riassume i dati salienti rilevati nel corso del campionamento.

Campione	RSM2-1	RSM2-2	RSM213	RSM4	RSM6	RSM117
Tipo di Campionamento	fondo	fondo	fondo	superficie	superficie	fondo
Data di Campionamento	09/10/78	11/10/78	18/08/87	07/02/84	08/02/84	23/11/80
Condizioni di Giacimento @ MSSL	1301	1301	1275	1275	1275	1068
pressione statica in BAR	134	134	130	130	130	129
temperatura in °C	72	72	65	65	65	60
Densità Stock Tank in °API	12	14	11.5	13	13	12

Tabella 5.3: Riepilogo delle condizone di campionamento dell'olio

I campioni pervenuti in laboratorio sono stati sottoposti a test di qualità per accertarne la rappresentatività prima di eseguire l'analisi composizionale, le misure di viscosità e le prove in cella (Espansione Flash, Liberazione Differenziale e Prove di Separatore).

Ai fini dello studio, i parametri PVT necessari per descrivere il comportamento termodinamico dell'olio in giacimento sono ricavati nel corso delle prove di Liberazione Differenziale e di viscosità.

I parametri PVT utilizzati per lo studio sono quelli relativi alle prove sul campione d'olio prelevato al pozzo RSM213.

Per la definizione delle caratteristiche dell'acqua si è ricorso a correlazioni di letteratura sviluppate in funzione della sua concentrazione salina (NaCl).

La tabella 5.4 riporta i parametri PVT utilizzati per olio e acqua e le condizioni statiche di riferimento nel giacimento.

CONDIZIONI STATICHE DI RIFERIMENTO				
profondità al DATUM	1,360.0 m s.l.m.			
pressione al DATUM	138.8 bar			
temperatura al DATUM	65.0 °C			
PARAMETRI PVT OLIO				
pressione di saturazione	fattore di volume		viscosità	
bar	-		cP	
13.0	1.039		252	
47.3	1.037		282	
81.5	1.034		312	
115.8	1.032		341	
138.8	1.030		361	
150.0	1.029		371	
PARAMETRI PVT ACQUA				
pressione	fattore di volume	compressibilità	viscosità	viscosibilità
bar	-	1/bar	cP	1/bar
138.8	1.024	4.06E-05	0.51	6.96E-04

Tabella 5.4: Caratteristiche PVT di olio e acqua a condizioni originarie

5.3.4 Permeabilità Relative e Pressioni Capillari

La predominante presenza di macro-eterogeneità pregiudica la possibilità di definire le permeabilità relative e le pressioni capillari per mezzo di prove speciali su carote.

Difficile è altresì l'individuazione di un'eventuale frangia capillare, al di sopra del contatto olio-acqua, per mezzo dei logs di Resistività e Neutron Density a causa della bassissima porosità ($\phi < 1\%$), legata per lo più alla presenza di fratture.

Sulla base della descrizione qualitativa del sistema poroso nel giacimento è possibile prefigurare una dinamica di spiazzamento dell'olio in condizioni di flusso segregato, in assenza di frangia capillare. E' plausibile, cioè, assumere che le due fasi presenti in giacimento siano completamente segregate e che,

quindi, il profilo di saturazione lungo la verticale sia descritto da una "funzione a gradini".

Sotto tale ipotesi, il profilo di saturazione in acqua a seguito di una certa produzione d'olio e conseguente innalzamento della superficie iniziale dell'acquifero, si presenterebbe come in Fig.5.12.

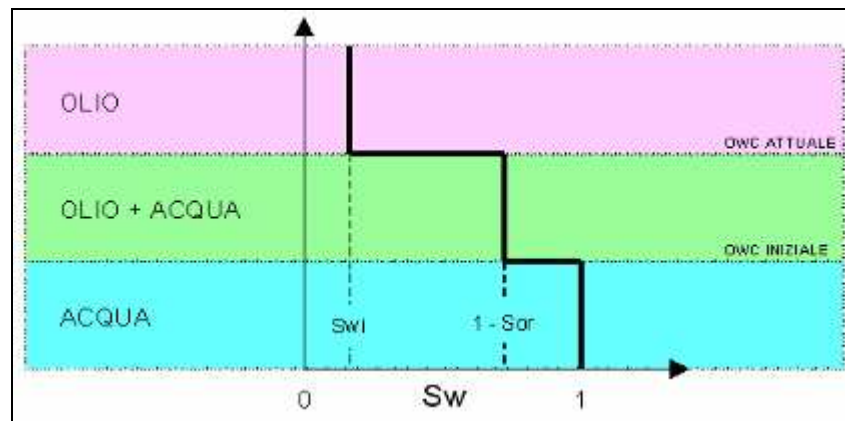


Figura 5.12: Schema della distribuzione discontinua di Sw

Nella zona al di sotto del contatto iniziale è presente solamente acqua ($S_w=100\%$); nella zona invasa dall'acqua, tra il contatto attuale e il contatto iniziale, è presente solo olio residuo ($S_w = 1 - S_{or}$) non più mobile; al di sopra del contatto attuale l'acqua è alla saturazione irriducibile (S_{wi}) e non è mobile.

In condizioni di flusso segregato, le curve di permeabilità relativa sono rappresentate da segmenti di retta che congiungono i rispettivi End Points (S_{wi} e k_{rwmax} per l'acqua, S_{or} e k_{romax} per l'olio).

Relativamente al valore degli End Points, le stesse motivazioni addotte per introdurre il modello di flusso segregato (peculiarità del sistema poroso carsico) hanno portato ad assumere:

- $S_{wi} = S_{or} = 0$
- $K_{rwmax} = k_{romax} = 1$

5.3.5 Descrizione dell'Acquifero

Il giacimento di Rospo Mare è caratterizzato dalla presenza di un acquifero al fondo di dimensioni non quantificabili, ma certamente molto attivo stando all'impercettibile declino di pressione registrato nel corso della produzione.

Il contatto iniziale olio-acqua è situato a profondità variabili da pozzo a pozzo (Fig.5.13).

In un primo tempo s'ipotizzò la compartimentazione del campo con diverse profondità dell'acquifero in ciascun blocco. Tale ipotesi, più che da un effettivo riscontro geo-strutturale (faglie sealing), era avvalorata dalle specificità del sistema poroso (sistema carsico).

Con l'avvio della produzione e la conduzione di studi regionali sull'acquifero, l'ipotesi di compartimentazione è stata soppiantata dall'attuale interpretazione che prevede la presenza di un acquifero inclinato con immersione della superficie d'interfaccia olio-acqua verso E-NE.

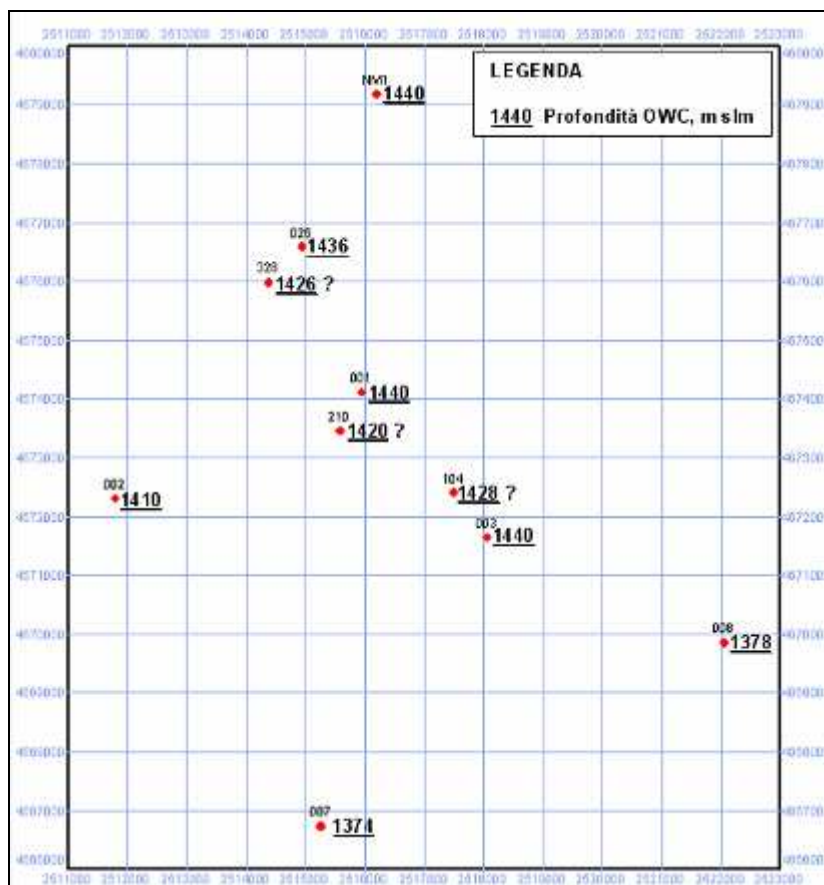


Figura 5.13: Quote del contatto olio-acqua nei pozzi di accertamento

La ricostruzione delle altezze piezometriche dell'acquifero ha consentito di individuarne la zona di messa in carica (Massiccio della Maiella) e la zona di scarico (a Nord delle Isole Tremiti). Il gradiente piezometrico medio, pari a circa

1,2 m/km, lascerebbe presupporre un regime di flusso molto lento con basse pendenze dell'interfaccia olio-acqua.

Nel caso particolare di Rospo Mare, le pendenze sono esaltate dall'elevata densità dell'olio raggiungendo così valori compresi tra 6 e 25 m/km, con tendenza ad aumentare nelle zone caratterizzate da bassi valori di permeabilità.

La Fig.5.14 riporta la mappa in profondità della superficie dell'acquifero nel campo di Rospo Mare.

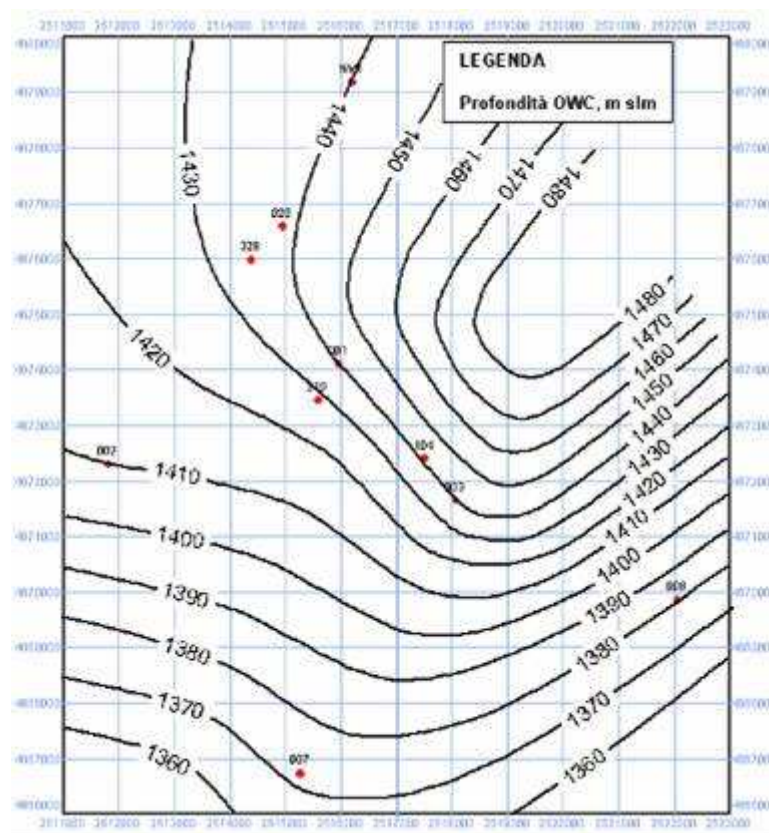


Figura 5.14: Superficie del contatto originario olio-acqua

5.3.6 Storia Produttiva del Campo

La sviluppo del campo di Rospo Mare ha inizio nel 1982 con la perforazione di 3 pozzi pilota sulla piattaforma RSMA (pozzi RSM004, verticale; RSM005, deviato; RSM006, orizzontale). Questi primi pozzi sono stati poi rinominati come RSM104, RSM105 e RSM106, rispettivamente.

Nel 1986 vengono perforati i primi 6 pozzi sulla piattaforma RSMB (RSM210, verticale; RSM211, 212, 213, 214, 215, orizzontali).

Nel 1989 si ritorna sulla piattaforma RSMA per perforare altri 6 pozzi orizzontali (RSM105, 116, 117, 118, 119, 120).

Nel 1990 la piattaforma RSMB viene ampliata con ulteriori 6 pozzi orizzontali (RSM221, 222, 223, 224, 225, 227).

Infine, nel 1992 si è provveduto alla messa in produzione della piattaforma RSMC con 1 pozzo multidreno (RSM328) ed altri 8 pozzi orizzontali (RSM329, 330, 331, 332, 333, 334, 335, 336).

Nel 2006, venivano realizzati altri 2 pozzi orizzontali (RSM121, 122) dalla piattaforma RSMA. In Fig. 5.15 si riporta la disposizione areale dei pozzi delle tre piattaforme sulla mappa al top del giacimento.

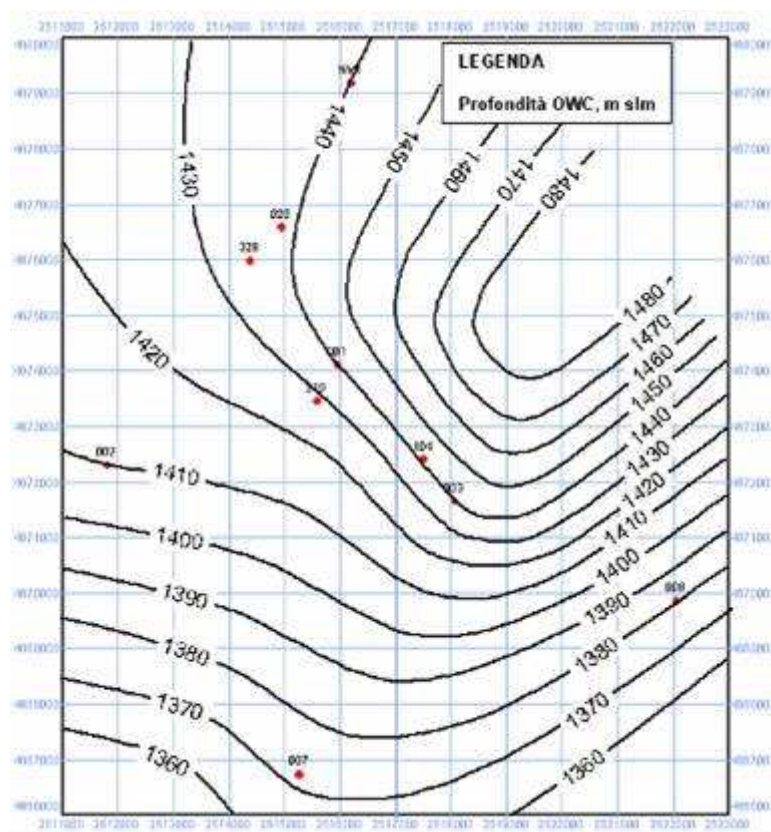


Figura 5.15: Traiettorie e posizione dei pozzi di sviluppo al tetto del giacimento

Durante la sua storia produttiva, il giacimento non ha manifestato declino di pressione, la quale è rimasta pressoché costante al valore iniziale di 138,8 bar @ 1360 mslm.

I pozzi vengono eserciti a pressione d'erogazione costante, compresa tra 5 e 7 bar, mentre la produzione viene mantenuta anidra riducendo la portata al manifestarsi di un decremento di pressione e/o temperatura a testa pozzo.

Lo stoccaggio dell'olio prodotto viene realizzato in mare sull'unità galleggiante (FSO) denominata "Alba Marina".

La produzione cumulativa del campo al 30/06/2008 è pari a 13,907 milioni m3 (ST), di cui circa il 64% proviene dalla piattaforma RSMB. Il dettaglio della produzione per piattaforma è riportato qui di seguito.

- 3,6 Milioni m3 (ST) **RSMA**
- 8,9 Milioni m3 (ST) **RSMB**
- 1,4 Milioni m3 (ST) **RSMC**

Nel giugno 2008, il campo risultava in produzione con una portata d'olio anidro di circa 770 m3/g (ST), ripartita in:

- 344 m3/g (ST) **RSMA**
- 326 m3/g (ST) **RSMB**
- 100 m3/g (ST) **RSMC**

Di seguito si riporta il grafico (Fig.5.16) della produzione giornaliera medie, su base mensile, del campo assieme alla tabella delle produzioni annue e della cumulativa realizzata al 31/12/2007.

Nei primi sei mesi del 2008 il campo ha prodotto ulteriori 145 Km3 (ST).

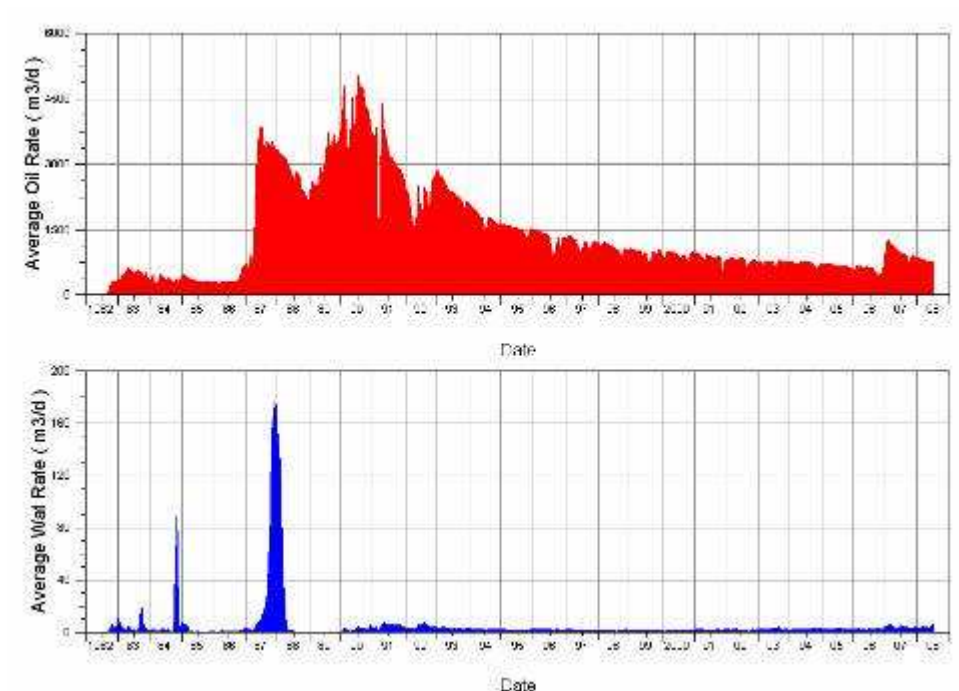


Figura 5.16: Portate giornaliere medie sul mese di olio e acqua di Rospo Mare

ANNO	PRODUZIONE	
	annua, m3 (ST)	cumulata, m3 (ST)
1982	38,681	38,681
1983	187,830	226,511
1984	145,049	371,560
1985	132,611	504,171
1986	142,276	646,447
1987	1,036,998	1,683,445
1988	1,031,284	2,714,729
1989	1,188,267	3,902,996
1990	1,605,316	5,508,312
1991	1,142,895	6,651,207
1992	962,663	7,613,870
1993	857,742	8,471,612
1994	653,889	9,125,501
1995	564,813	9,710,314
1996	497,647	10,207,961
1997	449,029	10,656,990
1998	407,327	11,064,317
1999	360,031	11,424,348
2000	198,084	11,622,432
2001	456,793	12,079,225
2002	295,987	12,375,212
2003	282,605	12,657,817
2004	267,222	12,925,039
2005	243,753	13,168,793
2006	232,044	13,400,837
2007	361,791	13,762,628

Tabella 5.5: Produzioni annuali e cumulative al 31.12.2007

5.4 OLIO IN POSTO (OOIP)

L'olio originariamente in posto nel campo di Rospo Mare è stato valutato inizializzando il modello numerico (ECLIPSE 100) generato con i dati discussi nei precedenti paragrafi.

Date le particolari condizioni d'intrappolamento presenti nel campo di Rospo Mare (idrodinamismo), l'olio originariamente in posto (OOIP) non deriva da un semplice computo statico, bensì dalla distribuzione delle fasi liquide (olio ed acqua) che soddisfa alle condizioni d'equilibrio dinamico esistenti prima dello sfruttamento (vedi Fig.5.17).

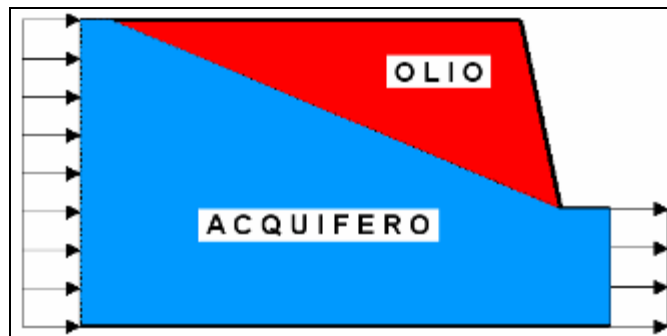


Figura 5.17: Schema di intrappolamento in Rospo Mare

In altre parole, l'OOIP viene calcolato con una "inizializzazione dinamica" del modello, opportunamente configurato per riprodurre, in condizioni stazionarie, l'interfaccia olio-acqua riscontrata prima della produzione dell'olio.

L'acquifero inclinato è stato modellizzato considerando una serie d'acquiferi orizzontali con interfaccia situata alla profondità media dell'acquifero reale in una specifica area del campo (vedi Fig.5.18).

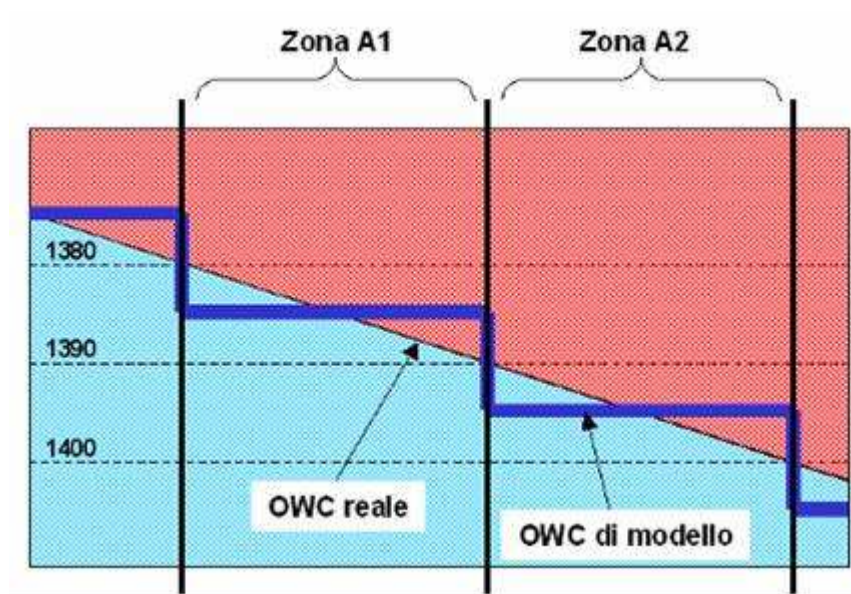


Figura 5.18: Modellizzazione del contatto olio-acqua iniziale

Ogni acquifero agisce in una regione del campo definita sulla base delle isobate dell'acquifero reale, per intervalli di 10 metri. Gli acquiferi sono intercomunicanti sicché, nella fase d'inizializzazione dinamica, s'innescia un flusso transitorio verso le zone a minor potenziale (E-NE).

5.5 SCENARI DI PRODUZIONE

Le buone prestazioni produttive manifestate dagli ultimi due pozzi RSM121 ed RSM122 hanno dato impulso ad una serie di valutazioni di giacimento mirate ad individuare possibili interventi finalizzati ad incrementare l'efficienza areale di spiazzamento, accelerando e migliorando il recupero finale.

Nelle attuali condizioni erogative del campo (pozzi in condizione limite per cono d'acqua) e con i vincoli relativi alla commercializzazione del greggio (limitata presenza d'acqua nel greggio), l'ottimizzazione del fattore di recupero può essere perseguita solo con la perforazione di nuovi pozzi.

Le valutazioni sono state quindi rivolte ad individuare delle aree del giacimento non drenate dai pozzi esistenti e aventi caratteristiche di mineralizzazione (colonna d'olio residua) e produttività tali da poter garantire un ritorno economico dell'investimento in nuove perforazioni.

Dagli studi finalizzati nel corso del 2007 è emersa la presenza di tre distinte zone del giacimento, poste a 4-6 km O-SO della piattaforma RSM-A, in prossimità del pozzo esplorativo RSM2 perforato nel 1978 (vedi Fig.5.20)

Considerando l'attuale posizione del contatto olio-acqua (vedi Fig.5.21), così come prevista dal modello numerico appositamente calibrato per riprodurre l'andamento storico della produzione e la risalita del contatto ai pozzi verticali di osservazione RSM104, RSM328 ed RSM210, la colonna totale mineralizzata ad olio (vedi Fig.5.22) nelle tre aree di interesse sarebbe compresa tra 60 metri (zone 2, 3) e 70 metri (zona 1).

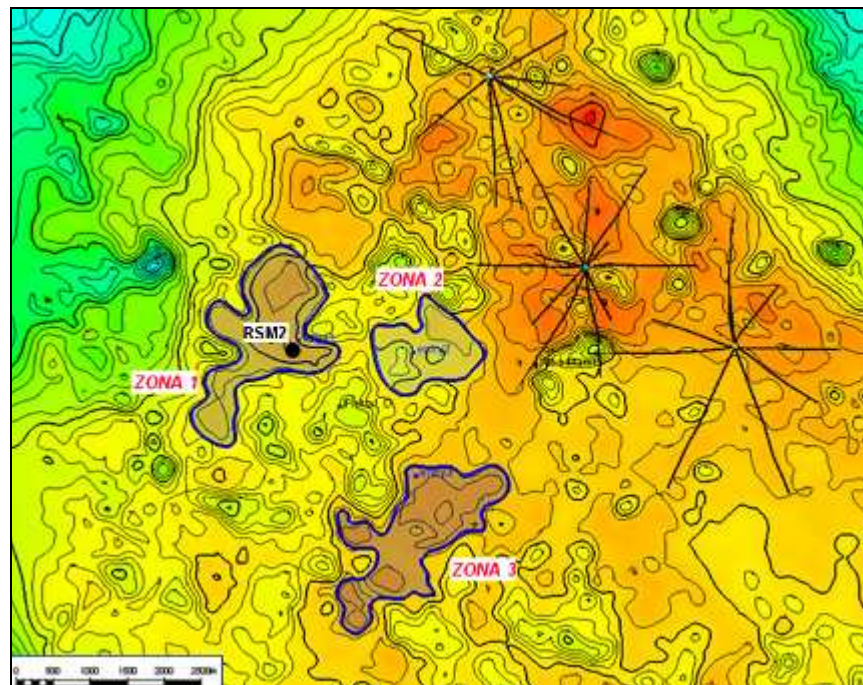


Figura 5.19: Individuazione delle 3 zone di interesse al tetto del giacimento

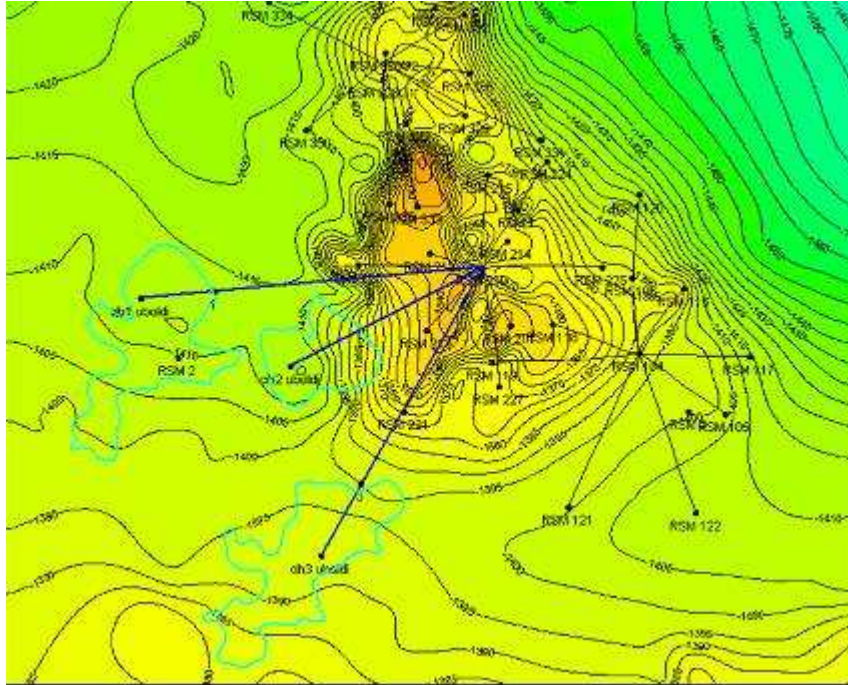


Figura 5.20: Profondità del contatto olio-acqua al 30.06.2008

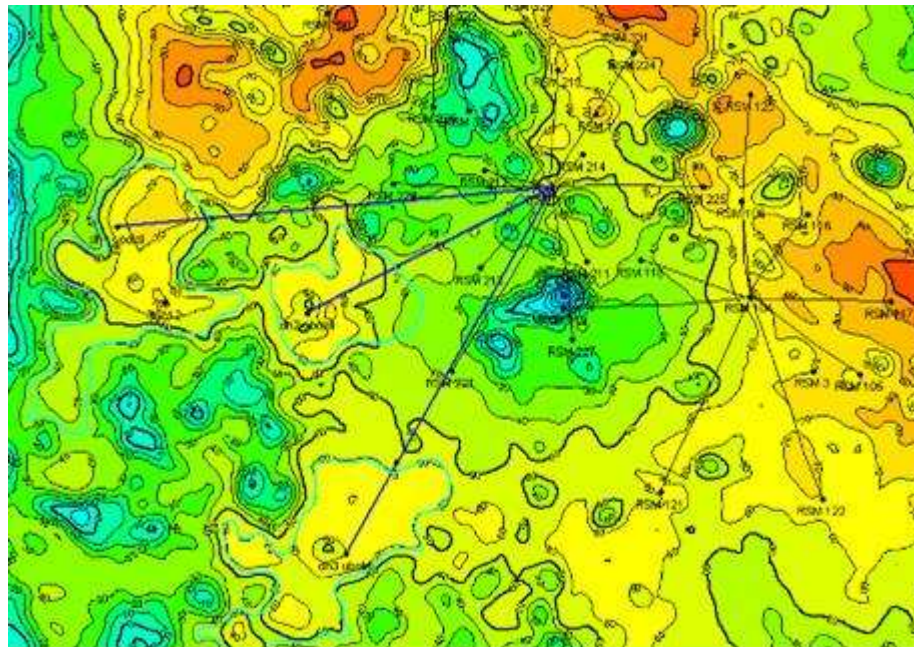


Figura 5.21: Spessore della mineralizzazione al 31.06.2008

Dal punto di vista della caratteristiche di produttività nelle tre aree, si fa riferimento all'esito della prova eseguita nel pozzo esplorativo RSM2 che ha registrato una produzione di 270 m³/g di olio in assenza di acqua.

Le tre aree individuate sono in definitiva ritenute idonee per ospitare tre nuovi pozzi orizzontali (denominati RSM228, RSM229, RSM230) che si prevede di eseguire a partire dall'esistente piattaforma RSM-B.

La Fig. 5.23 riporta le traiettorie dei tre nuovi pozzi sulla mappa in profondità del tetto del giacimento con le tracce del tratto drenante (in rosso) all'interno del giacimento stesso (lunghezze dei dreni di circa 700 metri).

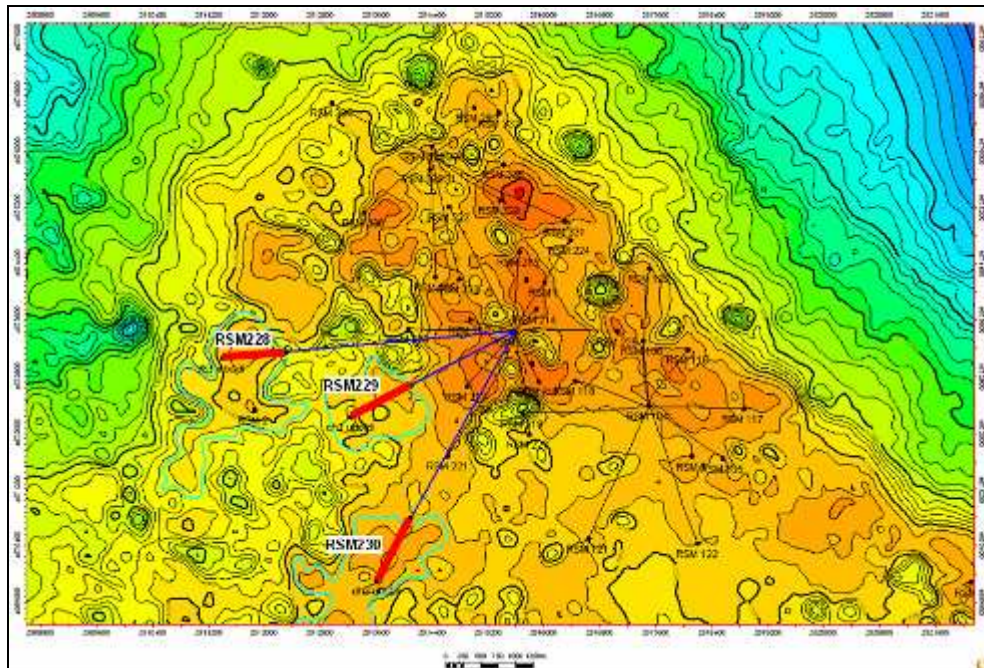


Figura 5.22: Traiettorie dei 3 nuovi pozzi e posizione dei dreni in giacimento

Con riferimento alla Fig.5.23, una ulteriore area di interesse potrebbe essere quella immediatamente a nord del nuovo pozzo RSM228, dove si evince una zona più rilevata rispetto a quella dello stesso RSM228.

Per tale zona permangono comunque dei dubbi circa le caratteristiche di produttività della formazione (siamo in prossimità del margine settentrionale del campo dove i fenomeni di colmatazione dei vuoti carsici sono molto sviluppati),

per cui l'eventualità di un pozzo ad essa dedicato viene demandata alla verifica del comportamento produttivo del nuovo pozzo RSM228.

5.6 RISERVE & PREVISIONI DI PRODUZIONE

Le previsioni di produzione e le riserve residue del campo Rospo Mare sono presentate qui di seguito per due distinte situazioni operative:

CASO BASE (do-nothing)

prevede la produzione del campo nel suo attuale assetto, vale a dire con gli attuali pozzi in produzione e nelle attuali condizioni di esercizio (produzione anidra con pressioni dinamiche in testa costantemente mantenute intorno ai 5 bar).

CASO INFILLING

in aggiunta alle produzioni del Caso Base, prevede anche la produzione incrementale proveniente dai tre + uno nuovi pozzi discussi nel capitolo precedente.

Le riserve residue di olio (100%) nel campo di Rospo Mare, al 01.01.2008, sono riportate in Tab.5.6. Si consideri che nei primi sei mesi del 2008 il campo ha già prodotto circa 145 Km³ (911 KBbls).

RISERVE RESIDUE al 1 Gennaio 2008			
Unità	Caso Base	Caso Infilling	Incremento
Mm3 (ST)	3.0	4.5	1.4
MBbls (ST)	19.1	28.0	8.9

Tabella 5.6: Riserve residue (100%) nei casi do-nothing e con 3 infilling

I profili di produzione su base annua nei due casi di produzione sono riportati in Tabella 5.7, dove viene anche esplicitata la produzione incrementale annua attesa dai tre nuovi pozzi.

L'inizio della produzione dai nuovi pozzi è stato assunto in via preliminare al 1 luglio 2010, prevedendo un tempo di marcia medio di 11,4 mesi all'anno (downtime del 5% annuo).

CASO BASE		CASO INFILLING		INCREMENTO	
anno	Km3/anno	anno	Km3/anno	anno	Km3/anno
2008	268	2008	268	2008	
2009	230	2009	230	2009	
2010	201	2010	390	2010	188
2011	179	2011	480	2011	301
2012	162	2012	341	2012	178
2013	147	2013	262	2013	115
2014	135	2014	226	2014	91
2015	125	2015	203	2015	78
2016	121	2016	188	2016	67
2017	118	2017	176	2017	58
2018	114	2018	166	2018	52
2019	111	2019	158	2019	47
2020	108	2020	151	2020	43
2021	105	2021	144	2021	39
2022	102	2022	137	2022	35
2023	99	2023	130	2023	32
2024	95	2024	124	2024	29
2025	92	2025	117	2025	25
2026	89	2026	109	2026	20
2027	86	2027	101	2027	15
2028	83	2028	89	2028	6
2029	79	2029	79	2029	
2030	76	2030	76	2030	
2031	73	2031	73	2031	
2032	40	2032	40	2032	

Tabella 5.7: Previsioni di produzione annua nei casi do-nothing e con 3 infilling

6 PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO

6.1 Introduzione

6.1.1 Management Summary

Dopo aver valutato diversi scenari per lo sviluppo delle aree individuate, la scelta, sulla base delle valutazioni tecnico-economiche, si è orientata verso la perforazione di 3 + 1 pozzi "infilling" dalla piattaforma "RSM-B", opportunamente adattata per ricavare i necessari slot aggiuntivi .

2 di questi 3 nuovi pozzi si configurano come "Extended Reach" (ERD), cioè aventi lo scostamento orizzontale a fine pozzo maggiore di 2 volte la profondità verticale, per la cui esecuzione sono richieste tecniche e tecnologie di perforazione specifiche.

Gli studi e le valutazioni effettuate durante la fase di prefattibilità del progetto, che ha portato a definirne la strategia di esecuzione più conveniente, si sono principalmente concentrati sulla fattibilità dei pozzi ERD, fattibilità che è stata confermata sulla base delle simulazioni preliminari relativamente ai carichi indotti dalla perforazione ERD (idraulica, torque, drag, casing drag, ecc.).

Pur trattandosi di realizzazioni impegnative, per le quali è necessario un approccio multidisciplinare ed accurato lavoro di ingegneria di perforazione di dettaglio, la realizzazione dei 2 pozzi ERD si colloca nell'ambito di quanto già realizzato dall'industria petrolifera internazionale.

Di conseguenza la loro realizzazione potrà avvenire sfruttando conoscenze, tecniche e tecnologie "proven" nell'ambito delle attività di perforazione.

Per tali motivi, e con lo scopo di ridurre al minimo i rischi ed i problemi legati alla realizzazione di questa tipologia di pozzi, saranno individuati e coinvolti nel progetto Contractor e Fornitori con riconosciute capacità e con adeguato "track record" nella realizzazione di progetti ERD.

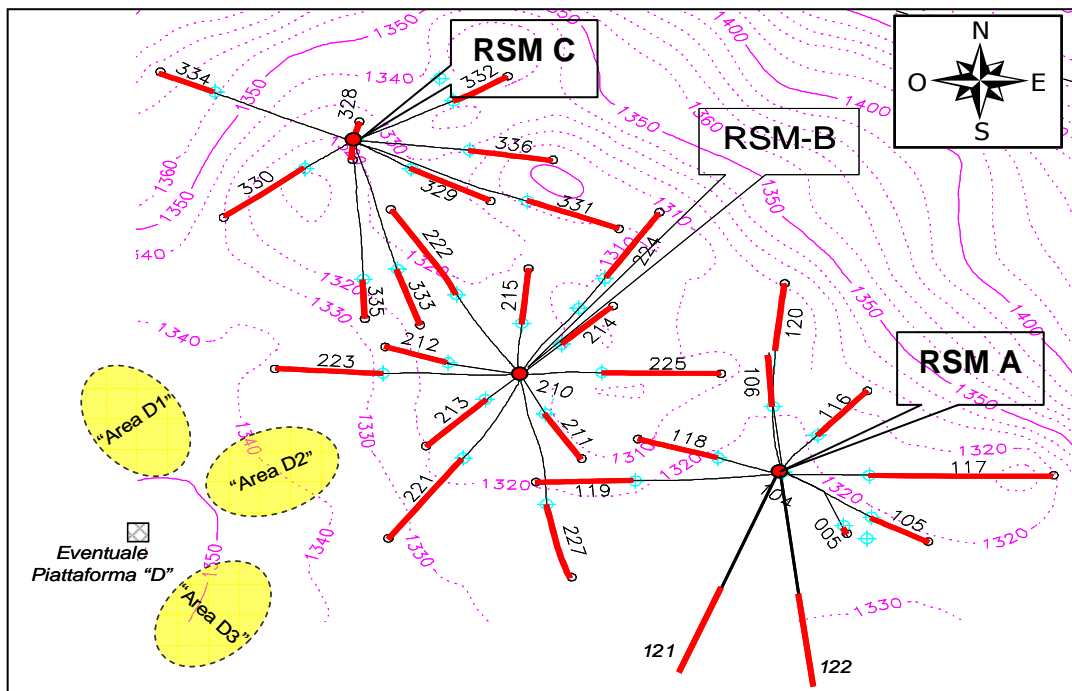


Figura 6.1

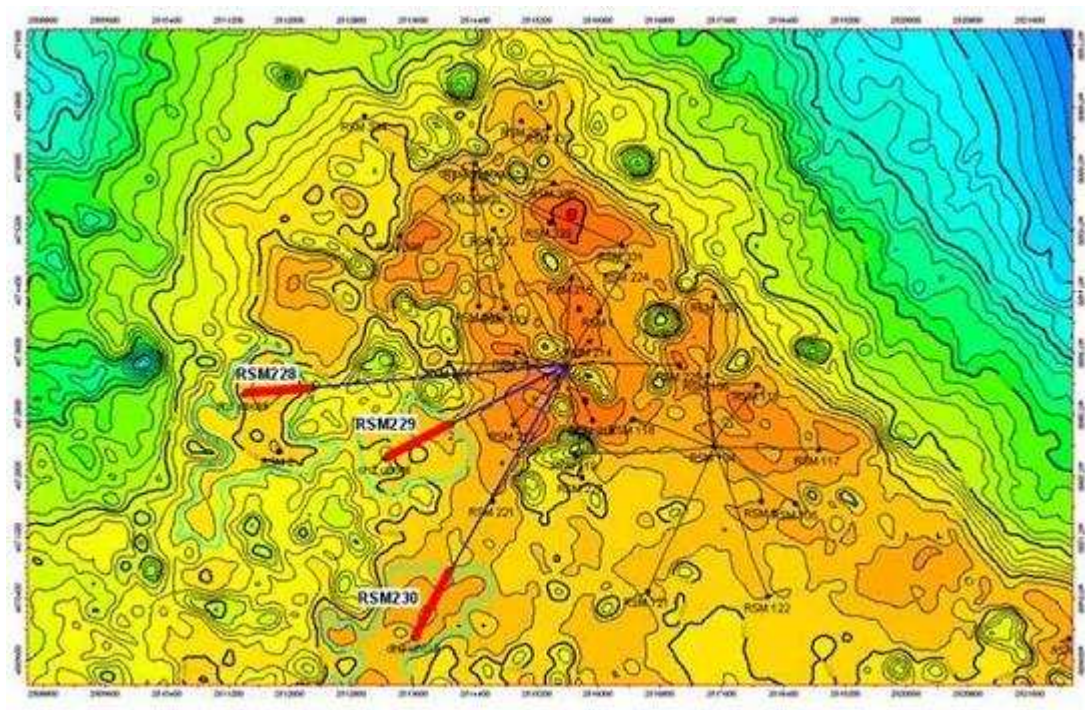


Figura 6.1a

6.2 Programma di Perforazione

Con riferimento alla Fig. 6.2, in questo studio i pozzi sono indicati con RSM 228, RSM 229 e RSM 230 rispettivamente per i target "Area D1, D2 e D3" in Fig. 6.1. Le ubicazioni all'entry point previste per i tre pozzi sono riassunte nella seguente tabella.

Coordinate	X, m	Y, m	Distanza	Azimuth	Prof., m
Ptf. B	2.515.588,000	4.673.445,000	m	°N	TVD ssl
RSM 228 Entry point	2.512.120,000	4.673.130,000	3482	264,8	1361
RSM 229 Entry point	2.513.920,000	4.672.580,000	1879	242,6	1357
RSM 230 Entry point	2.514.010,000	4.670.640,000	3218	209,4	1352

Tutti i pozzi sono direzionati e con un dreno orizzontale di 700 m a partire dall'entry point che interesserà la parte sommitale della "Zona di Infiltrazione" del giacimento di Rospo Mare (Fig. 6.3), similamente agli altri pozzi di sviluppo ed in particolare ai pozzi RSM 121 e RSM 122 di più recente perforazione.

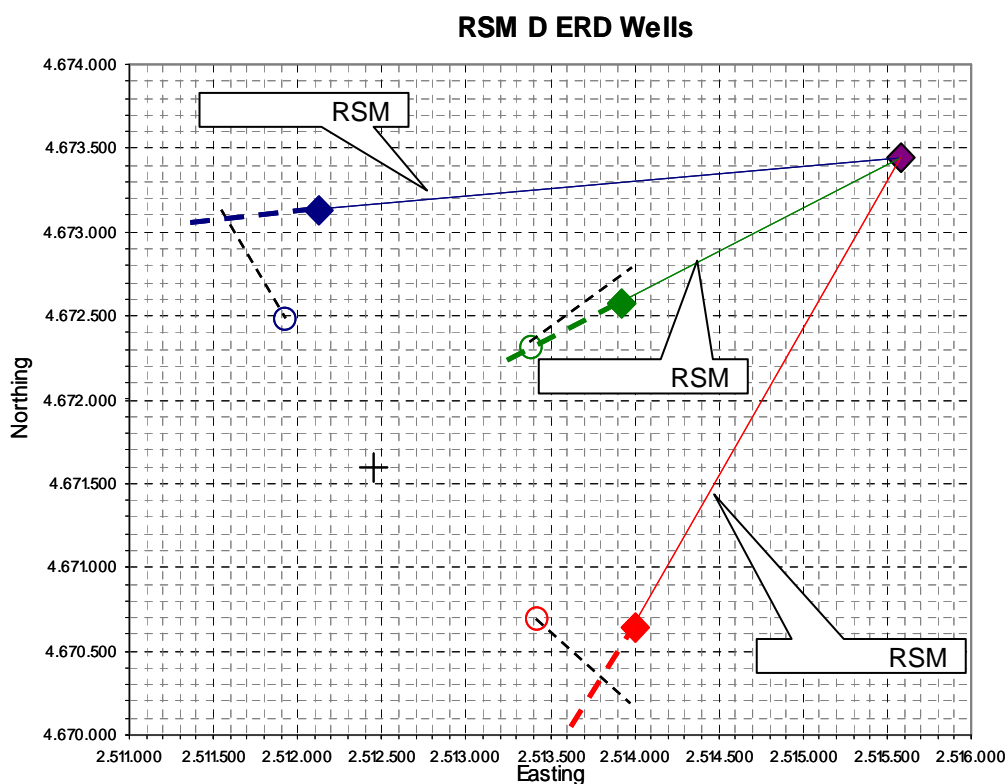


Figura 6.2

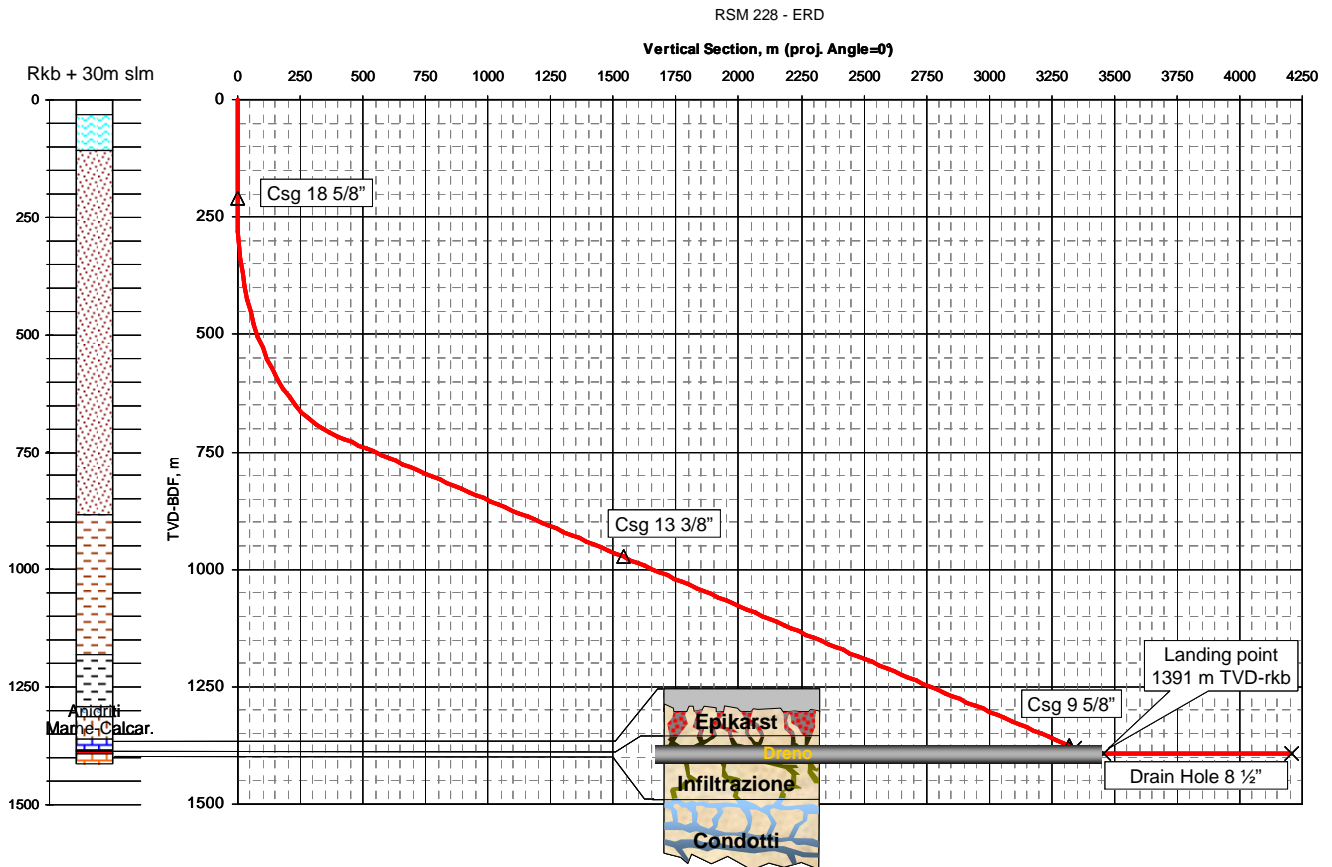


Figura 6.3

6.2.1 Ubicazione e Installazioni

Il campo ad olio di Rospo Mare si estende nell'off-shore adriatico a circa 12 miglia nautiche dalla costa italiana a nord di Termoli. (Fig. 6.4). Il campo è sviluppato con 3 piattaforme (Fig. 6.1), RSM-A, RSM-B e RSM-C.

I 3 pozzi in oggetto saranno perforati dalla piattaforma B le cui coordinate di centro sono:

Roma 40:

Lat. 42° 12' 45" Nord

Long. 14° 56' 48" Est

La profondità d'acqua alla piattaforma B è di circa 77 m.

La perforazione dei pozzi è prevista essere effettuata con un impianto tipo jack up, avente sufficiente lunghezza di gambe per poter essere installato di fianco alla piattaforma. Data la profondità d'acqua, il prevedibile sprofondamento delle gambe nel fondale e la necessaria elevazione al di sopra del livello mare, il mezzo idoneo deve poter disporre di almeno 115 m di lunghezza gambe al di sotto dello scafo.

Un tale mezzo è stato identificato con il jack up D.R. Stewart (Transocean), l'unico di caratteristiche adeguate al momento presente nell'off-shore italiano dell' Adriatico.

L'elevazione sul livello del mare del main deck della piattaforma RSM-B non consentirebbe l'installazione del jack up. Per tale motivo la piattaforma stessa dovrà essere modificata per consentire l'accesso alle nuove teste pozzo entro i limiti operativi del jack up (Fig. 6.5).

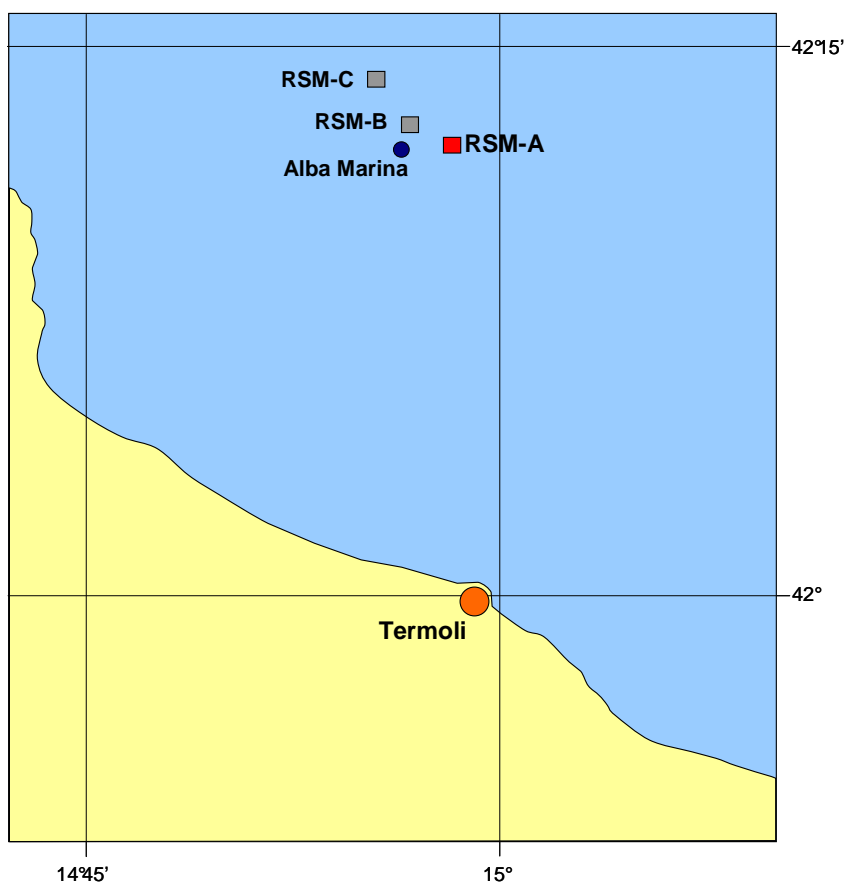


Figura 6.4

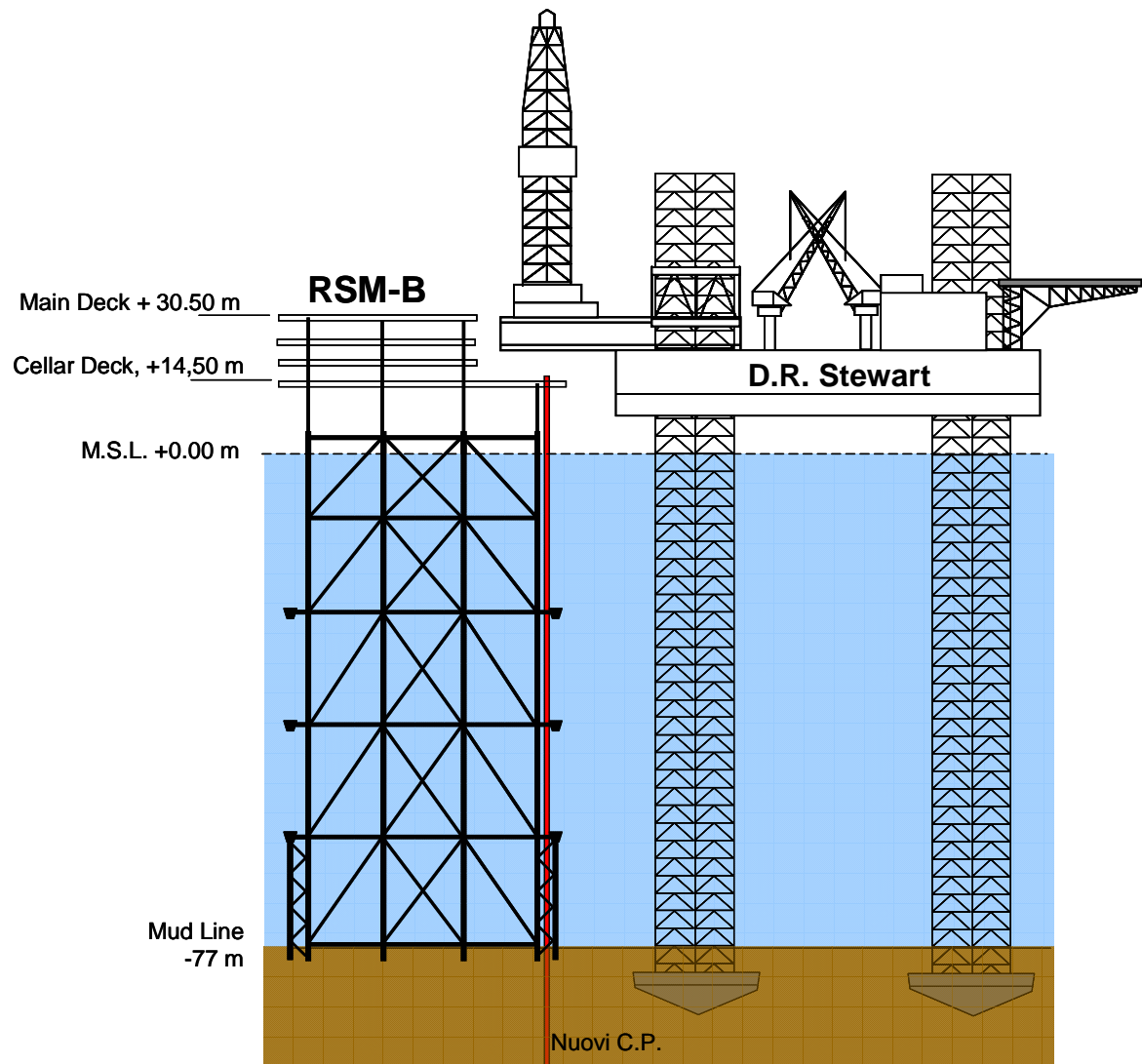


Figura 6.5

6.2.1.1 Principali Caratteristiche Impianto di Perforazione

Contractor Data			
Rig Owner/Op. Management	:	Transocean	
Rig General Data			
Name	:	D. R. Stewart	
Type	:	3 leg Marathon LeTourneau Class C-116	
Flag	:	Isole Marshall	
Year of Construction/Refurbish.	:	1980	
Classification	:	ABS +A1	
Av. Fuel consum. (drlg. Op's)	m ³ /d	10	
MAX water depth	m	91	
Useable legs below hull	m	118	
VDL operating	t	2248	
Accommodation	n.	86 (Company 22)	
Drilling Rig			
Mast (Make & Static HL cap.)	t	Derrick Dreco 160', 453,5 t	
Nominal drlg. Capacity w/ 5" dp's	m	7620 m	
Top Drive rated capacity		Varco TDS-4S	
Drawworks Type & input power	HP	Oilwell E-3000 – 2000 hp	
Rotary type & Static load	Inch-t	National C495 49 ½"	
Circulation System			
Type of Mud Pumps	n.	1 Oilwell A1700-PT	2 Oilwell A1700-PT
			3 N/A
Rrated input power	HP	1600	1600
Mud Pump rated working press.	psi	5000	5000
Stand Pipe size & rated press.		4 1/16" – 5000 psi	
Mud Tanks Total Capacity	m ³	233	
Shakers		1xBrandt Dual Tandem ATL-CS; 2xBrandt Linear	
BOP Equipment			
Diverter size & rated pressure	:	30" Regan KFL 2K 2x12" outlets	
21 ¼" BOP annular (Type/WP)	:	Hydril MSP 21 ¼" 2000	
21 ¼" BOP ram (Type/WP)	:	Dual rams 21 ¼" 2000	
13 5/8" BOP annular (Type/WP)	:	Hydril GK 13 5/8" 5000 psi	
13 5/8" BOP ram make& type	:	Cameron U	Cameron U
13 5/8" BOP ram N. & W.P.	:	N. 2 single 13 5/8" 10k	N. 1 double 13 5/8" 10k
Choke manifold, size & WP	:	4 1/16" 10kpsi	
Storage Capacity			
Diesel fuel storage capacity	m ³	496	
Drilling water storage capacity	m ³	1728	
Potable water storage capacity	m ³	203	
Silos for bulk barite (n. & tot cap.)	n.-m ³	113	
Silos for bulk cem. (n. & tot cap.)	n.-m ³	113	
Installed Power			
Main Power (motors), N. & type	HP	2xEMD 16-645-E8 + 1xEMD 12-645-E8	
Main Power (gener.), N. & type	KVA	3xEMD AB20-6	
Continuous output power	KVA	2x1750 – 1x1512	
Power distribution system		SCR Ross-Hill (3 gen. control – 4x1800A bridges)	
Emergency generator, N. & type		1 Cat. D3408 c/w 1x343 KVA AC generator	

6.2.2 Realizzazione dei pozzi

Se non diversamente indicato, le profondità si intendono riferite a p.t.r. ipotizzata a 30m sul livello mare.

6.2.2.1 Pressioni e Problemi di Perforazione

La pressione di pori è normale idrostatica (cioè 1,03-1,07 kg/cm²/10m, riferita al livello del mare) lungo l'intero profilo dei pozzi.

Nelle formazioni carbonatiche del giacimento, a causa della loro natura fratturata e carsica, qualsiasi pressione in eccesso alla propria di formazione risulta in perdite di circolazione parziali o totali a seconda della natura delle fratture.

Quanto ai problemi di perforazione possono essere sintetizzati come segue:

Fase Superficiale fino a circa 200-300 m TVD: Argille reattive causano la formazione di tappi di argilla che a loro volta generano difficoltà nella gestione e nello smaltimento dei solidi in superficie.

Fase Intermedia fino a circa 1000 m TVD: Le principali problematiche risiedono nella reattività delle argille, soprattutto nei tratti più superficiali (gumbo shale) che generano tappi di difficoltoso smaltimento in superficie. La perforazione è caratterizzata da prolungate circolazioni e perdite di tempo per smaltire i tappi, pulire i vibrovagli e la flow line. Riveste notevole importanza l'efficienza del sistema di circolazione e rimozione solidi in superficie al fine di contenere i tempi morti. Nel caso particolare dei pozzi ERD, caratterizzati da elevate inclinazioni, sono da considerare le problematiche relative ad una efficiente pulizia del foro, specialmente verso la parte finale della fase. Non si sono riscontrate perdite di circolazione.

Con l'obiettivo di contenere i problemi legati alla reattività delle argille, che nel caso di alte inclinazioni e prolungato tempo di esposizione possono risultare in seri problemi di stabilità del foro, è opportuno il ricorso a sistemi fango a base olio.

Fase Profonda fino a circa 1360 m TVD (prima del top dei carbonati del reservoir): La perforazione di questa fase interessa le formazioni argillose del

Pliocene e le marne, anidriti, calcari e calcareniti del Miocene. Nei pozzi di riferimento si sono evidenziati problemi di stabilità formazionali e di adeguata pulizia del foro con inclinazioni dell'ordine di 50-60°. Tali problemi sono risultati in ripetute prese di batteria fortunatamente risolte. Non si sono riscontrate perdite di circolazione.

Sempre con lo scopo di minimizzare tali problemi e rischi associati, è opportuno il ricorso a sistemi fango a base olio anche per questa fase.

Fase nel Reservoir Carbonatico a circa 1380-1390 m TVD fino alla profondità finale del dreno orizzontale: Ai fini del corretto posizionamento del dreno orizzontale nella zona di infiltrazione è importante controllare l'esecuzione del secondo build up fino a 90°. Occorre evitare la formazione di un "sifone" che sarebbe deleterio in quanto potenzialmente conduttore di acqua di strato. Sono da attendersi perdite parziali di circolazione nella zona di Epikarst e perdite totali nella Zona d'Infiltrazione. La perforazione di questa fase sarà eseguita con acqua di mare.

6.2.2.2 Architettura dei Pozzi

I 3 pozzi in oggetto saranno strutturalmente simili, con i seguenti profili di tubaggio:

Conductor pipe da 26" infisso durante i lavori di modifica della piattaforma RSM-B, con una infissione di circa 40-45 m sotto il fondo mare.

Foro da 23" per Casing Superficiale da 18 5/8" a circa 210-250 m, a copertura delle formazioni superficiali sotto il fondale marino.

Foro da 17 1/2" per Casing Intermedio da 13 3/8" a circa 1000 m TVD con lo scopo di isolare le formazioni potenzialmente instabili del Quaternario e raggiungere le formazioni Plioceniche dove è atteso un gradiente di fatturazione più appropriato, prima di proseguire con la successiva fase da 12 1/4".

Foro da 12 1/4" per Casing di Produzione da 9 5/8" a circa 1360-1375 m TVD. L'effettiva profondità di tubaggio del casing dipenderà dalle correlazioni geologiche e sarà inoltre determinata dall'intervallo verticale richiesto per portare l'inclinazione del foro dall'attuale valore alla scarpa del casing sino ai

90° previsti come punto di ingresso del dreno orizzontale nella Zona d'Infiltrazione. Scopo di questo casing è quello di isolare la sequenza di formazioni sovrastanti il reservoir carbonatico per consentirne poi la perforazione con scalpello da 8 ½" nella Zona d'Infiltrazione dove sono attese perdite totali di circolazione.

Foro scoperto da 8 ½" alla profondità finale. Il foro da 8 ½" interesserà l'obbiettivo minerario dei pozzi, cioè l'area del giacimento identificata come Zona d'Infiltrazione. Questa sarà attraversata in orizzontale per una lunghezza di circa 700 m e sarà lasciata scoperta.

Le profondità misurate, derivate dal profilo di deviazione preliminare, sono riassunte nella seguente tabella:

	Pozzo RSM228	RSM229	RSM230
Bit 23" per csg. 18 5/8, m TVD	210	250	210
Bit 23" per csg. 18 5/8, m MD	210	250	210
Bit 17 1/2" per csg. 13 3/8, m TVD	974	999	989
Bit 17 1/2" per csg. 13 3/8, m MD	2080	1510	2080
Bit 12 1/4" per csg. 9 5/8, m TVD	1375	1370	1356
Bit 12 1/4" per csg. 9 5/8, m MD	3905	2440	3700
Bit 8 1/2" per OH 8 1/2" a T.D., m TVD	1392	1387	1381
Bit 8 1/2" per OH 8 1/2" a T.D., m MD	4795	3340	4046

6.2.2.3 Sequenza Operativa Preliminare

La sequenza operativa è la seguente:

1. Installazione dell'impianto di perforazione in posizione opportuna lungo il lato E-SE della piattaforma RSM-B; precarica e preparativi per la perforazione.
2. Perforazione con bit da 23" per l'installazione dei casing superficiali da 18 5/8". L'operazione sarà ripetuta su tutti e 3 i pozzi (batch drilling).
3. Installazione della testa pozzo e del diverter (o BOP da 21 ¼").

4. Ripresa della perforazione sul primo pozzo sostituendo il fango a base acqua (spud mud) con fango a base olio;
5. Kick off ed esecuzione del profilo di deviazione come da progetto fino alla profondità di tubaggio del casing 13 3/8".
6. Log elettrici, dove richiesto dal programma geologico.
7. Tubaggio e cementazione del casing da 13 3/8"; Installazione del BOP stack da 13 5/8" x 10.000 psi
8. Ripresa della perforazione con bit 12 1/4" sullo stesso pozzo in corso fino alla prevista profondità di installazione del casing da 9 5/8", utilizzando lo stesso fango a base olio della fase precedente.
9. Saranno utilizzati sistemi di perforazione tipo "rotary Steerable (RSS) allo scopo di ottimizzare la qualità del foro e minimizzare le sollecitazioni di torsione e tiro.
10. La profondità di tubaggio sarà definita in base ai marker geologici ed in considerazione dello spazio verticale richiesto dal secondo build up fino a 90° alla profondità verticale stabilita.
11. Log elettrici
12. Tubaggio e cementazione del casing da 9 5/8".
13. Ripresa della perforazione con scalpello da 8 1/2" e sistema RSS; prima dell'inizio della perforazione sarà sostituito il fango a base olio con acqua di mare
14. Esecuzione del 2° build up fino ad inclinazione di 90°, poi perforazione orizzontale fino alla profondità finale.
15. Sono attese perdite di circolazione parziali nell'Epikarst e totali con l'incontro con la Zona d'Infiltrazione.
16. Log elettrici
17. Acidificazione del dreno orizzontale con acido HCl.
18. Completamento del pozzo.

La sequenza dal punto 4 al punto 18 sarà ripetuto per i restanti 2 pozzi.

6.2.2.4 Fluidi di Perforazione e Completamento

Sono previsti i seguenti fluidi di perforazione e completamento:

Fase Superficiale 23" Tipo: Spud mud (FW-GE) a base acqua

Si utilizza fango FW-GE a $1,1 \text{ kg/dm}^3$ (bentonitico a base acqua) al fine di consentire un'efficace pulizia del foro.

Fase Intermedia da 17 1/2" Tipo: LTOBM (low Toxic Oil Based Mud)

E' previsto utilizzare fango a base olio a bassa tossicità che verrà spiazzato al termine del fresaggio della scarpa del casing da 18 5/8". Il fango a base olio mira all'inibizione delle argille, molto plastiche e reattive all'idratazione, e ad una migliorata stabilità del foro con un profilo di deviazione impegnativo (fino a 77° di inclinazione). La densità del fango è prevista essere contenuta entro un max. di $1.20-1.25 \text{ kg/dm}^3$.

Fase Profonda da 12 1/4" Tipo: LTOBM (Low Toxic Oil Based Mud)

Si prevede di utilizzare lo stesso sistema fango della fase precedente, alla stessa densità. Le esigenze che dettano il ricorso a questa tipologia di fanghi, già espresse al punto 2.2.1, sono relative alla necessità di ottimizzazione del foro, contenimento dei carichi a torsione e tiro in ragione dell'impegnativo profilo di deviazione dei pozzi ERD, minimizzazione dei rischi di instabilità del foro e dei conseguenti rischi di presa di batteria.

Fase Reservoir da 8 1/2" Tipo: SW

Prima dell'inizio di questa fase finale il fango LTOBM sarà sostituito da acqua di mare e quindi si perforerà fino a che consentito da parziali perdite di circolazione.

Acidificazione**Tipo: HCl**

Il dreno orizzontale verrà acidificato al fine di migliorare la conduttività delle fratture e quindi ricercare le migliori performance produttive.

L'intervento consiste nel pompamento in formazione di acido HCl al 15% (circa 60 m³) distribuiti lungo tutta la lunghezza del dreno orizzontale. L'acido viene poi disperso in profondità nella formazione carbonatica del giacimento..

Completamento/Packer Fluid**Tipo: Acqua di Mare/Diesel**

Il completamento del pozzo viene generalmente effettuato in condizioni di perdita totale di circolazione, pompando in continuazione acqua di mare in modo da prevenire l'ingresso di olio di strato durante le operazioni. Dopo aver energizzato il packer di produzione, l'intercapedine al di sopra di quest'ultimo verrà riempita con gasolio inibito.

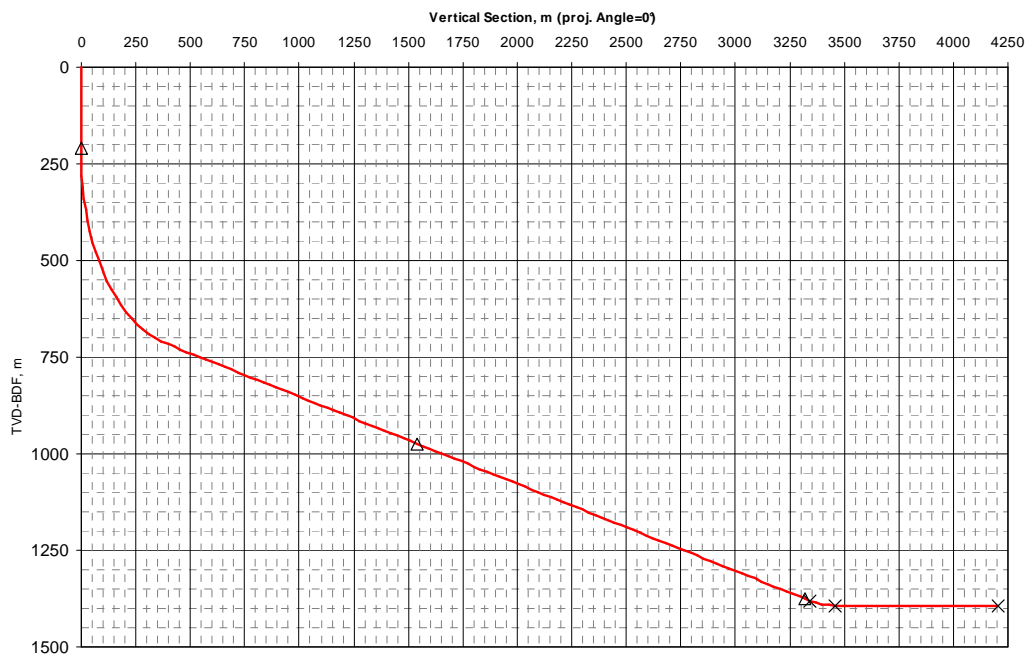
6.2.2.5 Profili di Deviazione Preliminari

Pozzo RSM 228 (ERD)

Hole	Csg	TVD, m	MD, m	VS, m	Azimuth N
23"	18 5/8	210,0	210,0	0,0	0
16"	13 3/8	973,7	2080,0	1538,3	264,9
12 1/4"	9 5/8	1375,0	3905,0	3318,7	264,9
8 1/2"	Top Epik	1380,0	3928,0	3341,1	264,9
8 1/2"	L.P.	1392,4	4045,0	3457,2	264,9
8 1/2"	T.D.	1392,4	4795,0	4207,2	264,9

1st KOP	220 m
BUR	3,48°/30m
EOC	910 m MD; 716,5 m TVD
Inclinaz.	77,3°
2nd KOP	3928 m MD; 1380 m TVD
BUR	3,5°/30m
EOC	4045 m MD; 1392,4 m TVD
Inclinaz.	90°

RSM - Well RSM 228 (ERD)

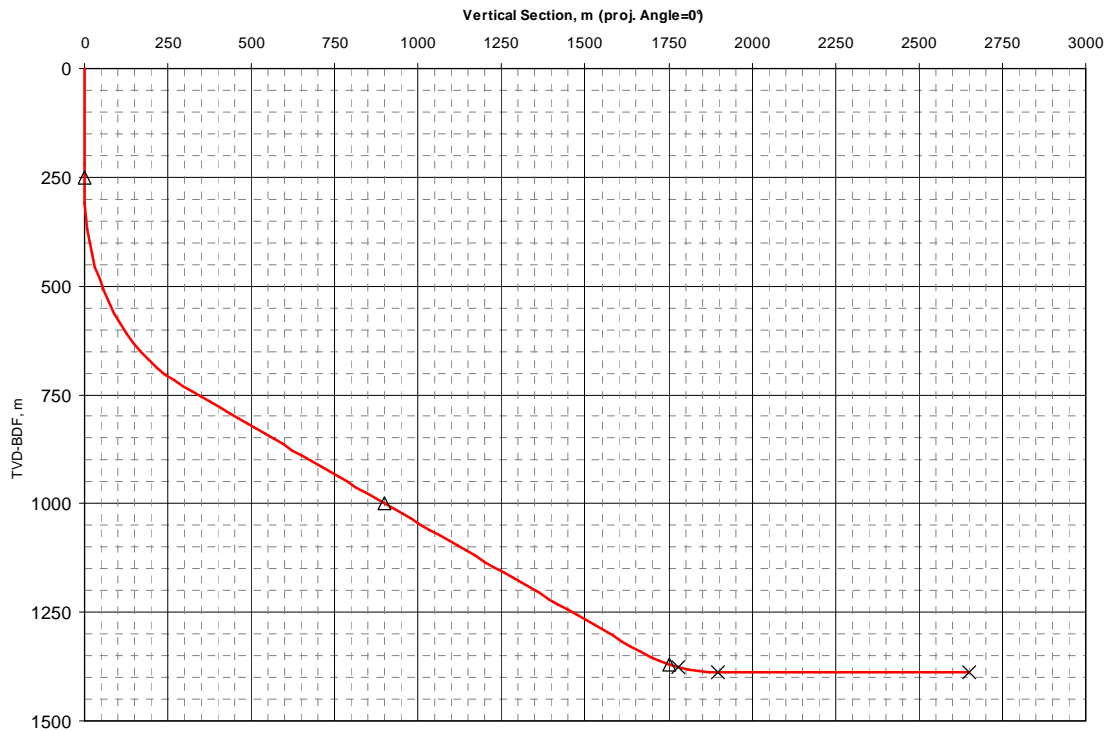


PozzoRSM 229

Hole	Csg	TVD	MD	VS	Azimuth N
23"	18 5/8	250,0	250,0	0,0	0,0
16"	13 3/8	998,9	1510,0	898,2	242,9
12 1/4"	9 5/8	1370,2	2440,0	1750,4	242,9
8 1/2"	Top Epik	1376,8	2470,0	1779,7	242,9
8 1/2"	L.P.	1387,2	2590,0	1899,0	242,9
8 1/2"	T.D.	1387,2	3340,0	2649,0	242,9

1st KOP	280 m
BUR	3,5 %30m
EOC	850 m MD; 730,5 m TVD
Incl	66°
2nd KOP	2350 m MD; 1340,6 m TVD
BUR	3,2%30m
EOC	2590 m MD, 1387,3 m TVD
Incl	90°

RSM - Well RSM 229

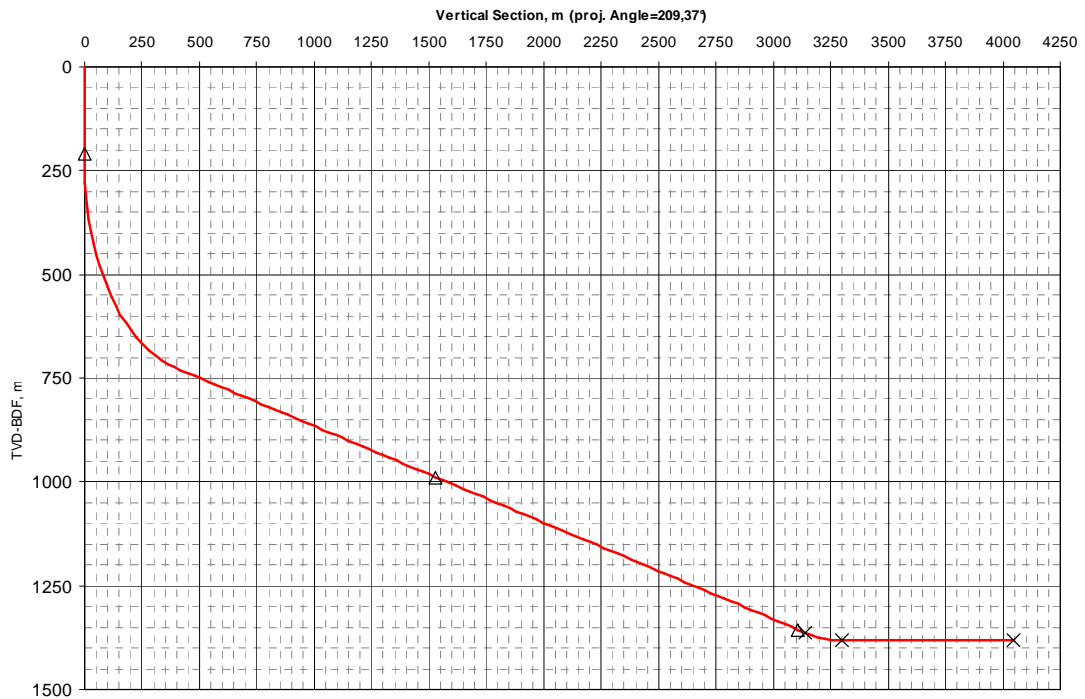


Pozzo RSM 230 (ERD)

Hole	Csg	TVD	MD	VS	Azimuth N
23"	18 5/8	210,0	210,0	0	0
16"	13 3/8	989,0	2080,0	1530,7	209,4
12 1/4"	9 5/8	1356,2	3700,0	3108,6	209,4
8 1/2"	Top Epik	1363,0	3730,0	3137,8	209,4
8 1/2"	L.P.	1381,4	3890,0	3296,4	209,4
8 1/2"	T.D.	1381,4	4640,0	4046,4	209,4

1st KOP	220 m
BUR	3,4 %30m
EOC	910 m MD; 723,9 m TVD
Incl	76,9°
2nd KOP	3730 m MD; 1363 m TVD
BUR	2,43%30m
EOC	3890 m MD; 1381,4 m TVD
Incl	90°

RSM - Well RSM 230 (ERD)



6.2.3 HSE

Le operazioni di pozzo saranno condotte nel pieno rispetto delle leggi e norme vigenti in materia di sicurezza, salute e ambiente.

In particolare, per quanto riguarda la realizzazione dei pozzi si adotteranno le seguenti misure principali:

L'impianto di perforazione sarà configurato come "zero discharge", cioè sarà dotato di strutture atte al contenimento dei fluidi utilizzati durante le attività di perforazione e completamento anche in caso di sversamenti accidentali.

Tutti i fluidi reflui ed i solidi di perforazione saranno trasferiti a terra in appositi contenitori stagni per essere conferiti in discariche autorizzate. Il ciclo di trasporto, trattamento e conferimento in discarica sarà effettuato da società autorizzate.

Nel caso di un improbabile sversamento accidentale in mare, la piattaforma ed i mezzi marittimi di supporto saranno dotati di appositi mezzi di contenimento e di solventi approvati.

Tutti i prodotti chimici e le attrezzature che lo richiedono, inviate sull'impianto di perforazione, saranno corredati dei rispettivi "safety data sheet". Il trasporto di chimici sarà effettuato con appositi contenitori (container, mini container)

Gli argani e le attrezzature di sollevamento saranno corredati di certificati in corso di validità.

Lavori diversi effettuati simultaneamente saranno regolati con apposita (permessi di lavoro – PTW system).

L'accesso alle aree di lavoro sarà consentito al solo personale autorizzato ed in possesso delle necessarie certificazioni. Per ogni operazione non routinaria o che preveda la partecipazione di più competenze, saranno effettuate, a cura del responsabile Edison, apposite riunioni di sicurezza (PJSM).

Nel corso di tutta la durata delle operazioni sarà assicurata l'evacuazione sanitaria a mezzo elicottero.

6.2.4 Tempi operativi stimati

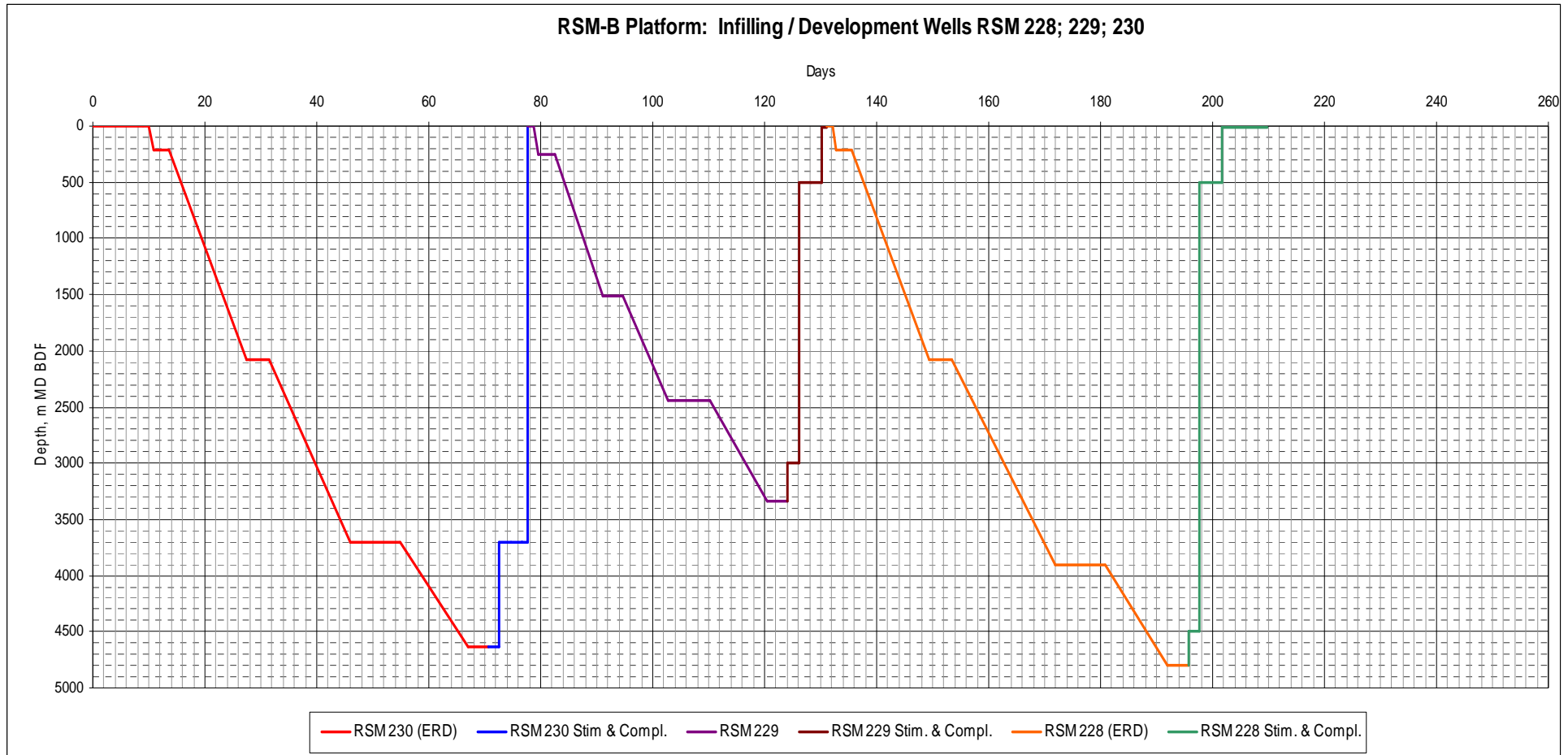
I tempi di realizzazione dei tre pozzi in oggetto sono stimati come segue:

Tempi pozzi Caso 4	Giorni		
	Drill	Compl	Totale
Rig M.I.+RSM 230	70,6	7,1	77,7
Well RSM 229	46,4	6,9	53,3
Well RSM228+Rig M.O.	64,7	14,1	78,8
Totale	181,7	28,1	209,8

Nota: sequenza pozzi arbitrariamente assunta; I tempi di moving in/out del J.U. sono inclusi rispettivamente nella prima (drill) e ultima (compl.) operazione sul pozzo.

Tutti i tempi si considerano "trouble-free"; Tempi di mob-demob tipici per l'area Centro-Nord Adriatico.

6.2.4.1 Diagramma Tempo vs. Profondità



6.2.5 APPENDICE : Valutazioni Torque & Drag

6.2.5.1 Perforazione

Allo scopo di verificare la fattibilità dei pozzi ERD è stata effettuata una valutazione preliminare dei carichi di perforazione relativamente ai valori di torsione e tiro.

E' stato utilizzato il profilo più impegnativo (pozzo RSM 228) utilizzando criteri di simulazione e dati di input conservativi, valutando sia l'impiego di fango a base acqua che a base olio per le fasi da 17 ½" e 12 ¼".

Di seguito sono riportati i risultati di una analisi preliminare che saranno affinati in fase di ingegneria di dettaglio.

La valutazione T&D preliminare è stata effettuata considerandi i seguenti, principali dati di input:

Fase 12 ¼"

Perforazione fino a casing point 9 5/8" con steerable system; Dp's 5 1/2" high torque e BHA leggera: mud motor + MWD + Monel + 2Jars + ca. 35 HWDP's

Fango:

1a alternativa base acqua MW=1,20, PV24, YP12, solidi 16%

2a alternativa, base olio, stesse caratteristiche

TDS: Varco TDS-3 Torque cap. 30,000 ft*lb

Pompe: N. 2 x 1600 HP

Fase 8 ½"

Perforazione fino a TD, dreno orizzontale L=700 m con rotary steerable system;

Dp's 5" high torque. BHA leggera: rotary stererable system + MWD + Monel + 3x HWDP + 2Jars + DP's + 60 HWDP's nel tratto inclinato

Fango: Acqua di mare (perdita totale di circolazione).

Attrezzature di superficie come per fase 12 ¼".

Risultati

I risultati ottenuti portano alle seguenti considerazioni preliminari:

- 1) La fase 12 ¼" non può essere perforata con WBM, perchè si supera il limite di torsione del TDS. Utilizzando l'OBM alla quota del casing point 9 5/8" la torsione del TDS è al limite, Va valutata l'opportunità di sostituire il TDS qualora la sua coppia massima non lasciasse spazio ad un sufficiente margine di sicurezza.
- 2) Le DP's 5 ½" sono sufficienti a sopportare le torsioni in gioco; l'impiego di aste di diametro maggiore (6 5/8") così come l'influenza di dispositivi atti a limitare/contenere le sollecitazioni di T&D, oppure l'impiego di sistemi rotary steerable dovranno essere valutati in sede di ingegneria di dettaglio al fine di contenere quanto più possibile le sollecitazioni, specialmente la torsione.
- 3) La fase da 8 ½" non presenta particolari problemi, anche se a TD le aste di superficie (5" 19,5 ppf grado "S") potrebbero essere sovrasollecitate. L'impiego di aste da 5 ½" in testa potrebbe migliorare la situazione.

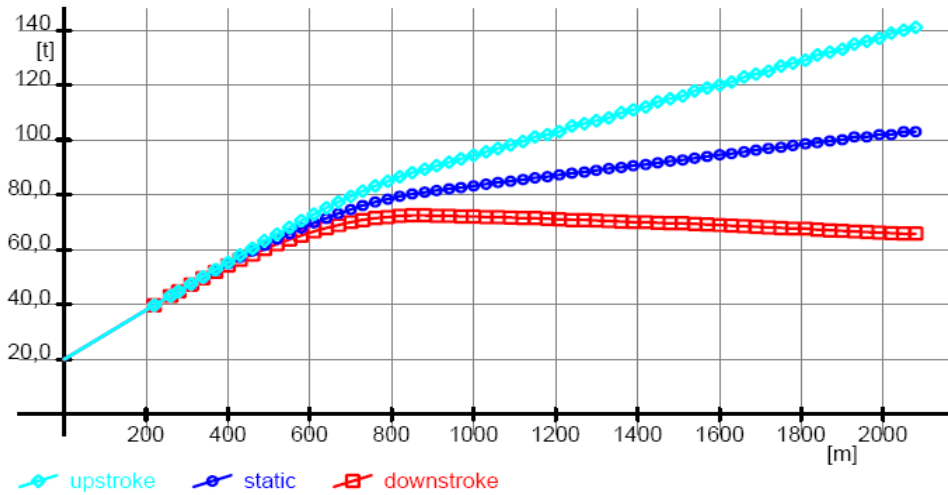
6.2.5.2 Casing Drag

Allo stesso scopo si è proceduto ad una prima valutazione dei carichi relativi al tubaggio della colonna da 13 3/8" e da 9 5/8" al top dell'Epikarst per il pozzo RSM 228.

Anche in questo caso si è considerato il caso più impegnativo dal punto di vista del profilo di pozzo e dei carichi, ipotizzando sia l'impiego di fanghi a base acqua che a base olio. I risultati ottenuti, sono riassunti nei grafici seguenti.

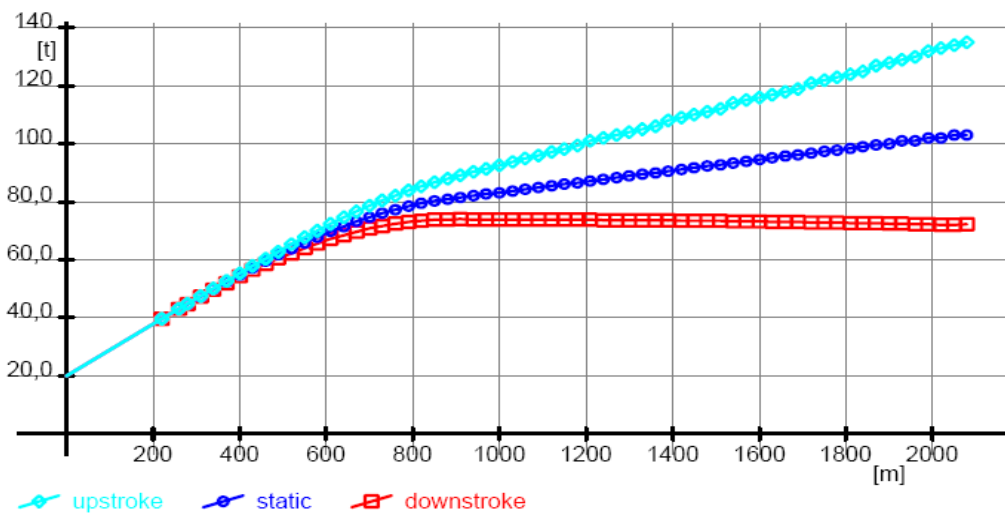
Casing 13 3/8" 68 lb/ft fango base acqua

Depth vs. Hookload (during running in)



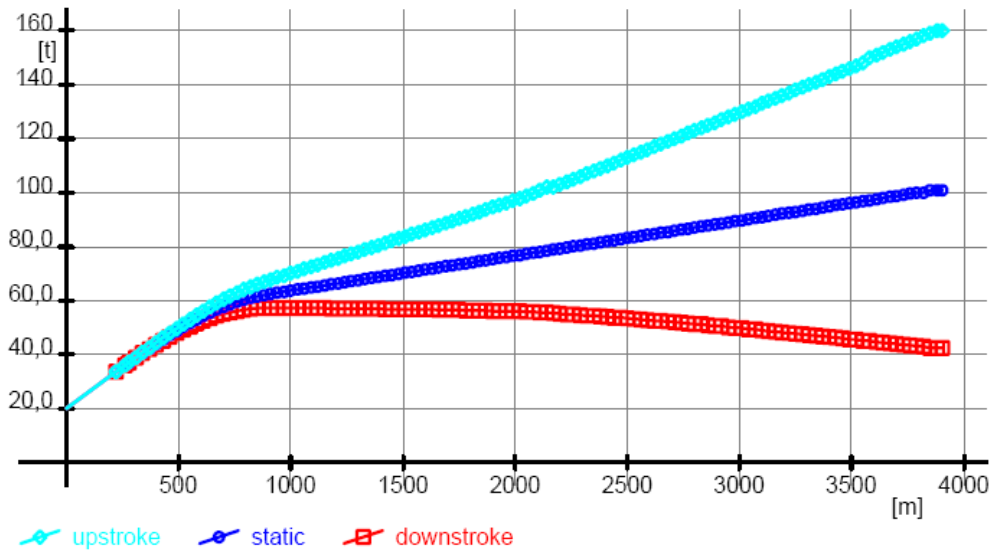
Casing 13 3/8" 68 lb/ft fango base olio

Depth vs. Hookload (during running in)



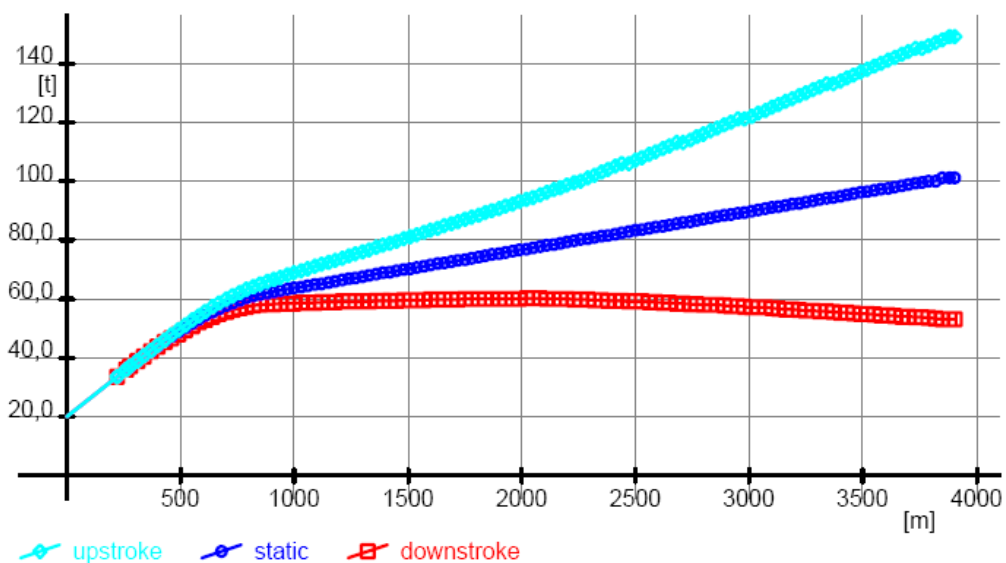
Casing 9 5/8" 47 lb/ft fango base acqua

Depth vs. Hookload (during running in)



Casing 9 5/8" 47 lb/ft fango base olio

Depth vs. Hookload (during running in)



7 IMPIANTI

7.1 Introduzione

7.1.1 Esame tecnico degli interventi ipotizzati

La definizione del sistema proposto parte dall'esame dell'attuale sistema di impianti a bordo della piattaforma RSM-B, dai dati dimensionali, dalla verifica effettuata in sito e dalle soluzioni elaborate.

Le sezioni interessate dagli interventi di modifica sono state esaminate singolarmente evidenziando le modifiche e nuove costruzioni descritte nel presente studio.

Le caratteristiche salienti della Piattaforma RSM-B sono le seguenti:

- ampio spazio a bordo per l'inserimento di nuovi componenti;
- esistenza di un manifold lato Ovest di collegamento dei pozzi esistenti cui collegare la linea di futura installazione per i nuovi pozzi;
- ampia capacità dell'impianto elettrico in termini di erogazione;
- esistenza di un impianto DCS da modificare e predisporre al collegamento della strumentazione necessaria alla gestione delle nuove teste pozzo;
- è stato verificato che l'ubicazione dei nuovi pozzi sul lato Sud Ovest non crea interferenze con i pozzi esistenti.

7.1.2 Installazioni meccaniche

Sulla base degli elementi sopra indicati si è sviluppato il progetto di un impianto che consta dei seguenti sistemi:

- sistema per l'erogazione di gasolio come estensione dell'esistente impianto di iniezione gasolio ai pozzi in piattaforma;
- sistema di convogliamento greggio che partendo dal punto di arrivo dei tubi guida si colloca sul lato Sud Ovest della piattaforma al piano sotto quota +14,500 metri utilizzando gli esistenti bracings del piano stesso, percorre la piattaforma e si riunisce ad un collettore collegato all'esistente manifold sul lato sud ovest. Il collettore sarà dotato di tre + uno singoli sistemi di misurazione della produzione basati su contatori volumetrici uno per ciascun pozzo;

- sistema di raccolta dreni al di sotto del sistema di convogliamento greggio.

Lo studio ha esaminato per completezza tutte le fasi delle previste operazioni, dall'inizio, con diverse soluzioni di modifiche ed adeguamenti alla struttura del deck e degli impianti, sino all'effettuazione delle perforazioni e test dei pozzi.

In particolare si è tenuto conto dello schema di realizzazione dei pozzi mediante perforazione che prevede le seguenti attività:

- perforazione di un primo pozzo;
- perforazione di un secondo pozzo e simultanea messa in produzione del primo pozzo per eseguire i necessari test di produzione;
- perforazione del terzo pozzo e simultanea produzione dei due pozzi già completati;
- messa in produzione del terzo pozzo.
- perforazione del quarto pozzo (opzionale).

Le sequenze esaminate prevedono quanto segue:

- preparazione della struttura della piattaforma RSM-B procedendo alle operazioni di modifica, smantellamento, protezioni e adeguamenti;
- installazione di tutte le tubazioni ed apparecchiature d'impianto aggiuntive e loro collegamento;
- posizionamento del pontone di lavoro per le operazioni marine;
- installazione delle strutture aggiuntive, mediante lavori offshore e subacquei;
- posizionamento del jack-up nella area selezionata;
- perforazione del primo pozzo;
- perforazione del secondo pozzo ed in simultanea messa in produzione del primo pozzo mediante collegamento agli impianti di produzione esistenti;
- perforazione del terzo pozzo ed in simultanea messa in produzione del secondo pozzo;
- messa in produzione del terzo pozzo ed allontanamento del jack-up;
- ripristini della struttura della piattaforma e rimozione delle strutture di protezione temporanee.

7.2 Soluzione strutturale

7.2.1 Soluzione selezionata

Questa soluzione prevede l'ubicazione della struttura contenente i 5 tubi guida sul lato sud della piattaforma (Fig 7.1), che presenta il vantaggio di avere la sottostruttura verticale ed essere libero da collegamenti sottomarini quali sealines o cavi elettrici

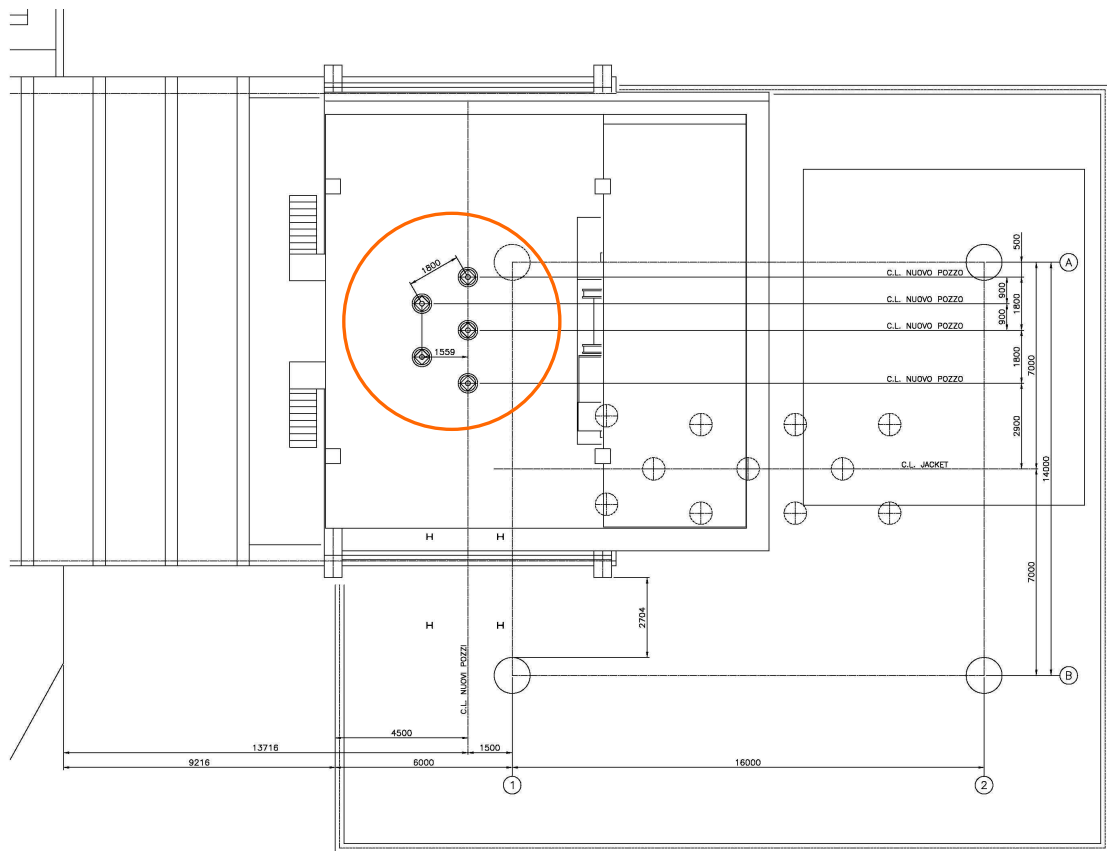


Figura 7.1 Installazione cinque conductor aggiuntivi: assieme-pianta

La struttura prevista risulta composta da tre guide in struttura metallica poste alle quote +4,000, -22,000 e -56,000, collegate in maniera opportuna alla struttura del jacket mediante clampe e dotate degli slots per 5 tubi guida. (Fig 7.2, 7.3 e 7.4)

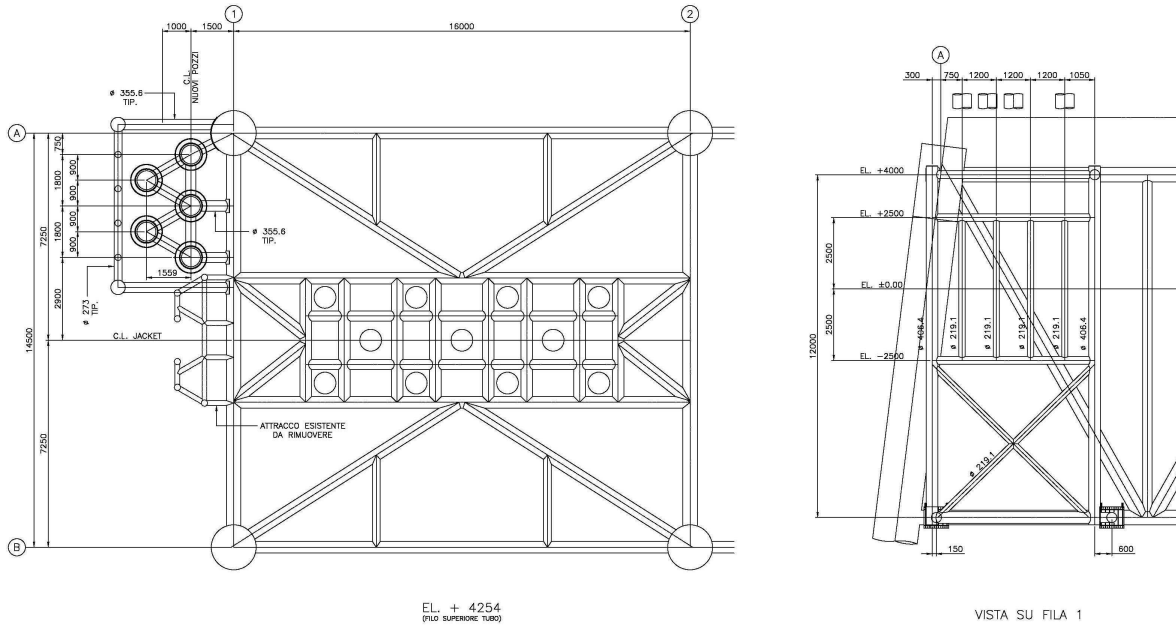


Figura 7.2 Installazione cinque conductori aggiuntivi: guide a +4000

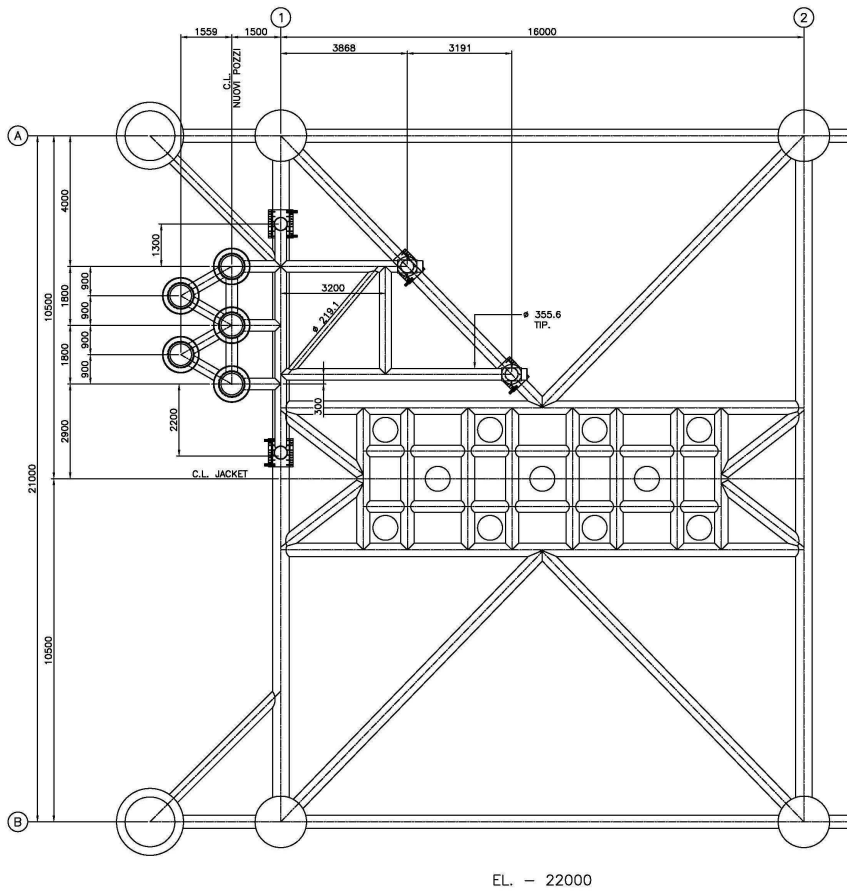
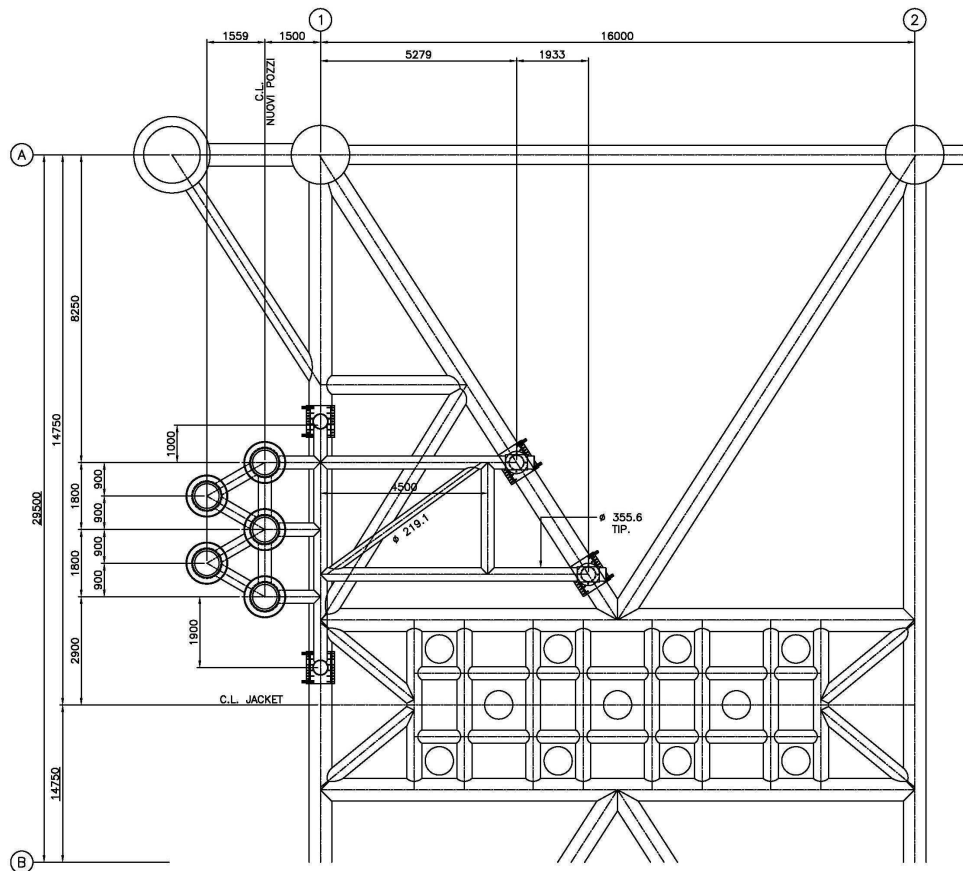


Figura 7.3 Installazione cinque conductori aggiuntivi: guide a -22000



EL. - 56000

Figura 7.4 Installazione cinque conductori aggiuntivi: guide a -56000

La limitazione in altezza sopra il livello del mare del jack-up rig selezionato, (considerando un affondamento delle gambe nel terreno almeno pari a quanto registrato durante i lavori presso la RSM-A – circa 23 metri) nonché le dimensioni del suo skid e del drill floor (piano di trivellazione) hanno imposto la necessità di considerare di effettuare la trivellazione a partire dal piano deck a +14,500 e ciò comporta la necessità di eseguire un parziale smantellamento del deck a +30,500 per consentire l'accesso del drill floor del jack up in posizione tale da assicurare il centro foro della trivellazione in area del ponte a circa 2 metri al di fuori dell'asse gambe jacket.

Tale posizione consente una dimensione più ridotta per i supporti da installare in profondità ed una migliore configurazione del supporto di superficie che dovrà necessariamente essere dotato di una protezione contro eventuali urti da parte di naviglio (barge bumper).

Per il previsto posizionamento del centro foro perforazione si è ravvisata la necessità di spingere lo skid del rig oltre la posizione del pozzo 222 e considerare quindi che la parte inferiore dello skid si venga a trovare a circa +18,00 sopra il livello mare.

Tale necessità è stata confermata dai dati del jack up forniti unitamente alla recente esperienza di perforazione presso la piattaforma RSM-A.

Va inoltre considerato che la presente soluzione, con 5 tubi guida, ha richiesto un attento studio per verificare la fattibilità delle sequenze di perforazione mediante spostamento orizzontale del drill floor: si è potuto accertare che, date le limitazioni create dalla struttura della piattaforma, l'unica soluzione era quella di disporre i tubi guida su due file (una con tre slot ed una seconda con due spare slot), comportando pertanto un aumento di dimensioni delle strutture di supporto.

E' stato infine elaborato lo studio per l'esecuzione delle necessarie protezioni ai pozzi in funzione e l'adeguamento del fire-wall esistente a protezione degli impianti di processo per permettere la produzione in simultanea.

Dati base di Progetto

Saranno realizzati cinque nuovi tubi guida che, ubicati sul deck in posizione utile per le successive attività di perforazione, siano nel contempo posizionati in maniera da minimizzare le strutture di collegamento al jacket; particolare cura si è rivolta anche ad una ubicazione che non fosse in contrasto con le caratteristiche di sicurezza della piattaforma.

Per un corretto dimensionamento ed installazione della struttura di supporto tubi guida si sono in particolare considerati i seguenti aspetti:

- determinare il posizionamento in pianta dei tubi guida sulla piattaforma verificando tale ubicazione ai sensi delle successive attività di perforazione, curando in particolare il possibile posizionamento del jack up rig;
- ridurre gli interventi di modifica/integrazione delle strutture affette dal posizionamento dei tubi guida.

Il primo punto – Posizionamento in pianta – è stato verificato essendosi confermata la possibilità di effettuare la perforazione dei pozzi previsti da quella posizione (verificata non interferenza con i pozzi già perforati, assenza di risers, posizione sufficiente per raggiungere il giacimento).

Il secondo punto – Posizionamento verticale – è stato studiato mediante verifica della possibilità di passare lungo la parte verticale del jacket (elevation fila 1); la posizione ottimale verificata consente il posizionamento verticale di tre tubi guida di diametro 26" su di una fila e di due tubi guida su di una seconda fila, che corrono lungo la struttura del jacket per tutta la profondità senza ostacoli.

Gli interventi strutturali proposti sono dettagliati nei paragrafi seguenti. In tali paragrafi sono altresì trattati tutti gli argomenti di definizione del sistema di collegamento dei pozzi all'impianto esistente.

Come sopra accennato la soluzione proposta prevede il reperimento sul deck della piattaforma RSM-B di spazi adeguati per la realizzazione di cinque tubi guida (3 + 1 e uno spare) e la successiva perforazione ed inserimento dei completamenti pozzo (Xmas tree, tubazioni di produzione, condotte gasolio etc).

Tali spazi devono consentire la perforazione mediante jack-up senza costituire intralcio alla normale produzione.

La soluzione proposta prevede il posizionamento dei tubi guida nello spazio libero del piano a quota +14,500 metri sul lato sinistro (sud ovest) della piattaforma, lato zona di perforazione: i tubi guida corrono liberamente lungo tutti i piani della sottostruttura ed i supporti di guida e sostegno realizzati sono di costruzione relativamente modesta e leggera; il loro numero e posizione sono stati verificati mediante calcolo per assicurare la corretta rigidità al complesso.

L'impronta dei tubi guida si trova a circa 2 metri (1° fila) e 4 metri (2° fila) dal bordo del piano deck assicurando così l'operatività del jack up di perforazione, come si può notare dal disegno allegato (fig 7.5).

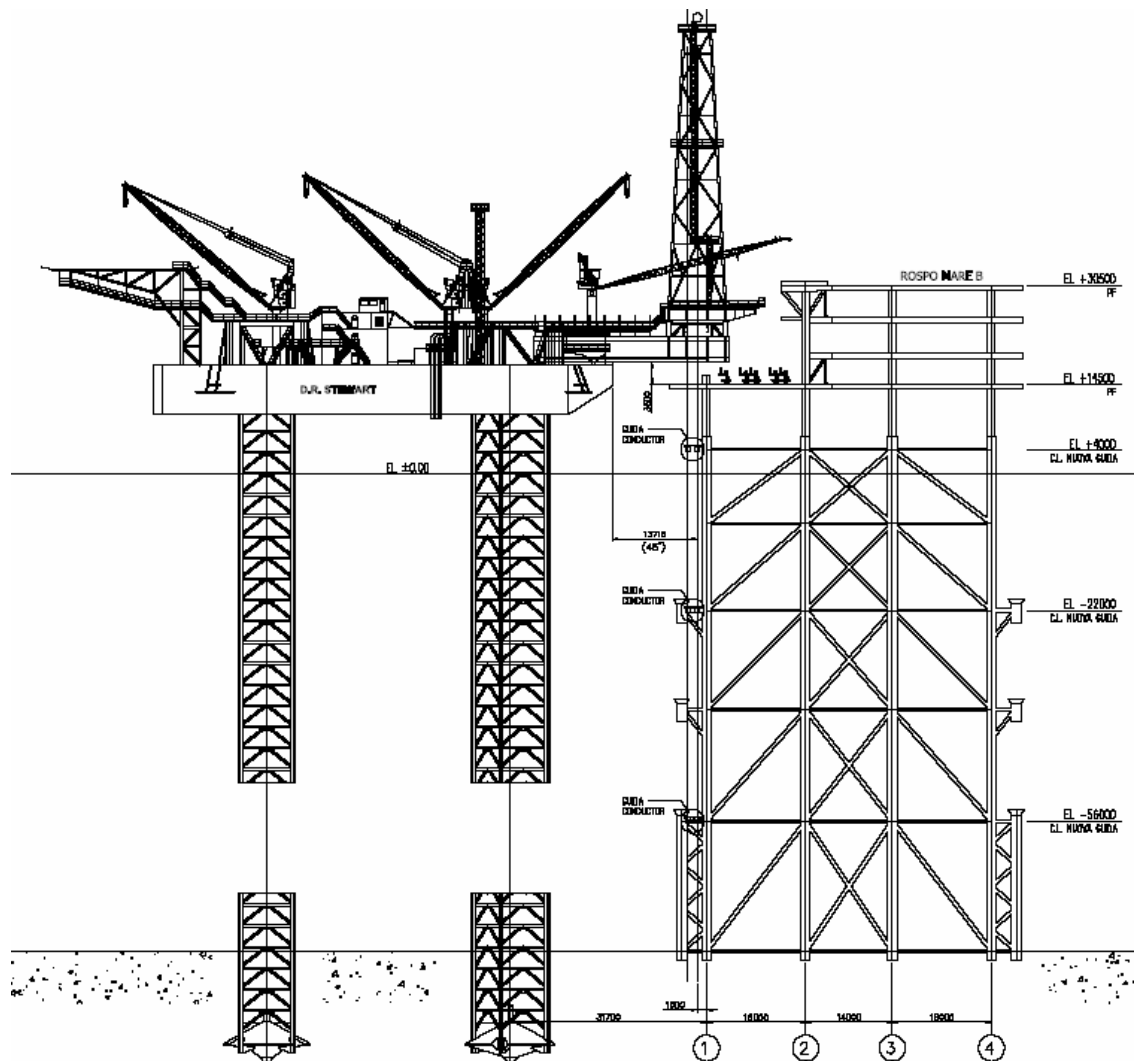


Figura 7.5 assieme-elevazione

I tubi guida nella posizione a livello mare 0,000/+4,000 sono supportati da una struttura, installabile dalla superficie e completa di guide tubi e idonea struttura di protezione da urti di naviglio.

I tubi guida saranno infilati attraverso il piano deck a +14,500 e le strutture di sostegno preposizionate alle quote +4,000, -22,000 e -56,000, saranno infissi mediante battipalo per una infissione totale di circa 50 metri e termineranno a livello del deck situato a +14,500 metri.

Il piano a quota +30,500 a causa dell'interferenza con la struttura del drill floor del jack up rig sarà parzialmente asportato curando la corretta statica delle strutture rimanenti.

In particolare la prevista sequenza delle operazioni preliminari all'installazione dei tubi guida sarà la seguente:

- sollevamento e rimozione dei portelloni esistenti
- asportazione di porzioni delle lamiere di ponte e delle strutture portanti del deck nell'area compresa tra fila 1 e fila 2 esclusa, lato A e sino alla colonna B1 che resterà in posizione
- taglio ed asportazione colonna A1 a filo piano + 14,500
- rimozione scala di accesso lato sud
- realizzazione di apposita gabbia di protezione delle teste pozzo esistenti, adeguamento del fire wall per consentire la perforazione simultanea alla produzione e prefabbricazione di apposite protezioni per i nuovi pozzi da mettere in produzione durante la perforazione.

Le operazioni di cui sopra saranno eseguite in sequenza mediante l'uso della gru di bordo Mape le cui caratteristiche sono state valutate e prese in considerazione per determinare le dimensioni e pesi dei complessivi da rimuovere (fig 7.6), fermo restando la possibilità dell'uso eventuale di un idoneo crane barge.

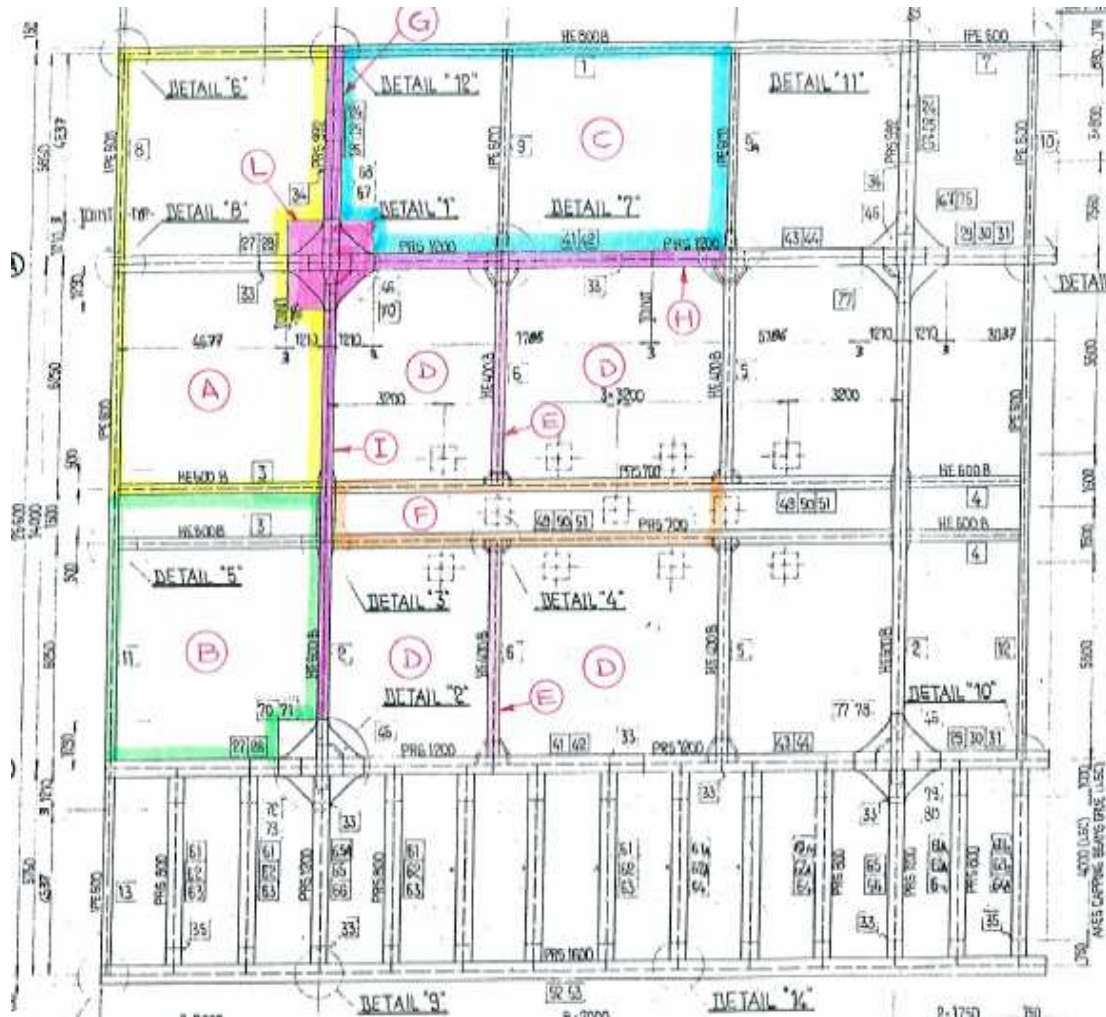


Figura 7.6 Sketch planimetria strutture esistenti da rimuovere

I complessivi rimossi saranno trasportati a terra mediante uso del Supply Vessel di servizio, per essere reinstallati alla fine delle operazioni di perforazione.

Verrà utilizzato un mezzo di trasporto per trasferire a bordo i necessari equipaggiamenti, un crew boat per gli spostamenti del personale e si disporrà della possibilità di alloggio presso la FSO "Alba Marina".

Successivamente alle operazioni di perforazione si procederà al ripristino delle strutture rimosse ed al completamento delle attività di collegamento del pozzo

predisponendo tutti i necessari collegamenti nonché le necessarie integrazioni al sistema di controllo.

7.3 **Descrizione Impianto**

Di seguito vengono analizzati in dettaglio i criteri e le modalità esecutive delle attività.

7.3.1 **Criteri d'installazione**

La presenza di un impianto operativo sulla piattaforma ha dettato l'esigenza di uniformare le nuove installazioni alle esistenti utilizzando gli stessi criteri di posizionamento e di dimensionamento. In particolare il sistema di misura è stato posizionato parallelamente all'esistente utilizzando la stessa filosofia di montaggio; l'ingresso nel manifold è stato realizzato con il minor impatto possibile sull'esistente come più oltre è puntualizzato.

7.3.2 **Progettazione piping**

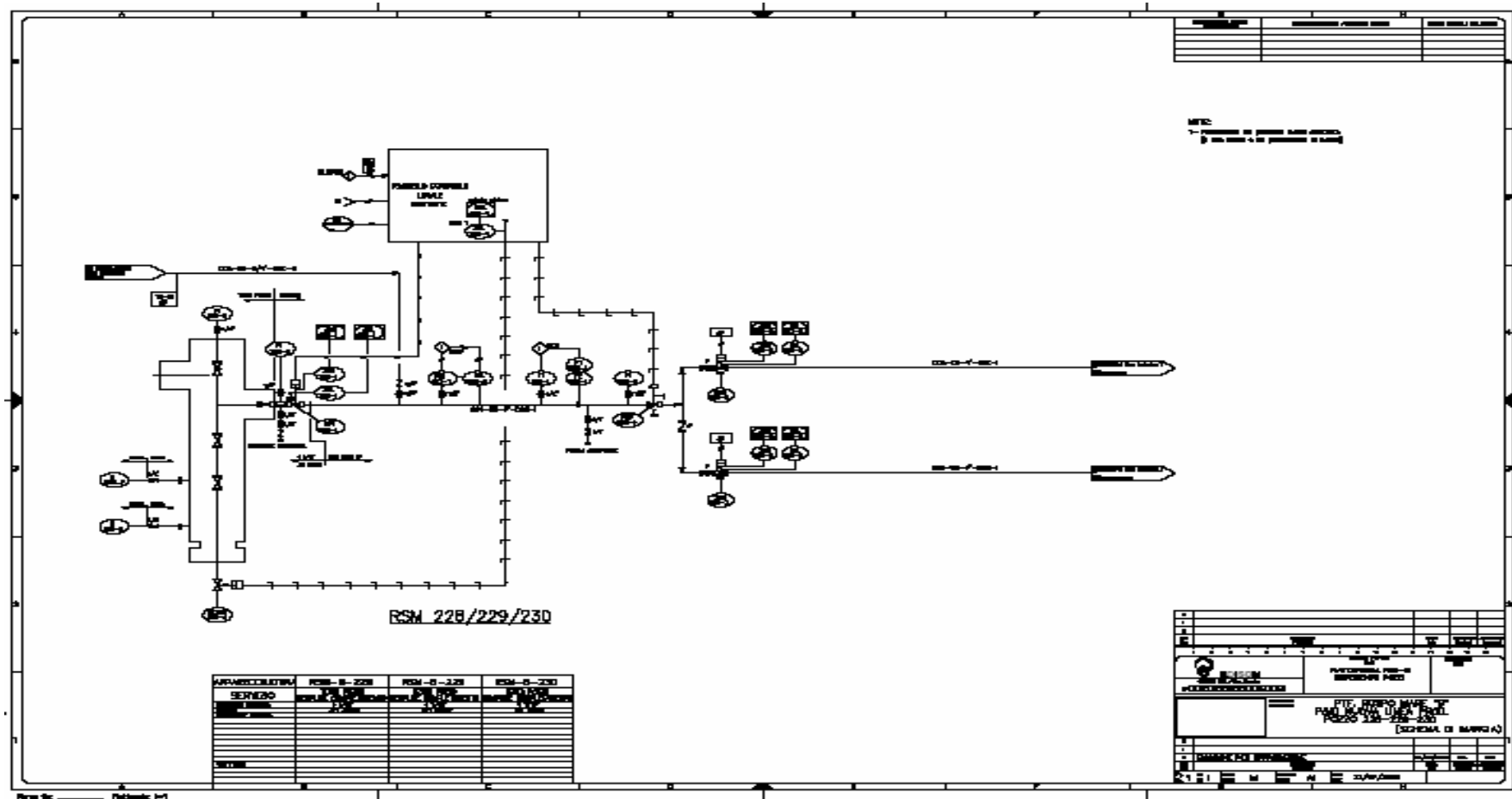
L'ubicazione delle teste pozzo e del pozzo spare è stata dettata da esigenze di installazione dei tubi guida, pertanto con questa condizione iniziale si è sviluppata un'idea che tiene conto delle esigenze di sicurezza, operatività e di manutenzione, con particolare attenzione alle vie di fuga.

7.3.3 **Linea Olio**

All'uscita della valvola wing di ciascuna testa pozzo inizia la linea olio che è stata prevista in rating 600# con un diametro 4" per mantenere uniformità con il sistema esistente (Fig. 7.7)

La linea è posata sotto la pavimentazione del deck a +14,500 sino a fuoriuscire sul piano nelle vicinanze del manifold esistente.

Figura 7.7 Schema di progetto



E' prevista la realizzazione di un collettore delle linee completo di sistema di misurazione per ogni singola linea a monte del collettore, ubicato in modo da consentire una corretta manovrabilità; il sistema, in linea con quanto in uso sul campo di Rospo sarà costituito da misuratori volumetrici opportunamente tarati. A valle del sistema di misura con il sistema di valvole indicato nello schema allegato si realizza il doppio collegamento ai manifolds di produzione esistenti. Questi collegamenti sono stati previsti mediante l'installazione di un tee a valle della flangia esistente sugli spools interessati; pertanto lo schema attuale dei manifolds non verrà modificato.

Le nuove valvole di controllo sulla linea olio sono state previste nelle vicinanze delle esistenti e posizionate in modo da permettere la loro operatività vicino alle valvole attuali.

Il percorso delle linee sarà realizzato tenendo conto di posizionare al di sotto delle stesse un'ideale sottostruttura con funzioni di raccolta perdite.

Tale struttura sarà collegata con tubazioni all'esistente sistema di dreni.

7.3.4 Linea Gasolio

La linea di flussaggio di gasolio si inserisce sulla linea di produzione olio immediatamente a valle della valvola WING di ciascuna testa pozzo ed è stata prevista realizzando uno stacco sulla linea esistente. Il tie-in è previsto sulla linea esistente. La nuova linea gasolio sarà intercettata e sarà completata nel rispetto delle esistenti.

7.3.5 Procedure di costruzione e collaudi

Tutte le linee saranno realizzate nel rispetto delle normative ANSI B 31.3 e comunque secondo le norme di buona ingegneria.

Tutte le saldature di testa saranno soggette a controlli radiografici (100%); quelle a tasca, d'angolo, etc. saranno controllate con esami magnetoscopici o liquidi penetranti.

Il collaudo idraulico verrà effettuato con le procedure previste dalle norme ANSI.

Le attività richiedono, almeno per le connessioni con l'impianto esistente (collegamento al manifold), il fermo dell'impianto stesso; le linee esistenti interessate da attività di modifica dovranno essere bonificate.

7.3.6 Supporti

Durante la visita in piattaforma si è esaminata la posizione delle attuali linee delle tubazioni e si è evidenziata l'opportunità di far correre la nuova linea di tubazioni in parallelo con quelle esistenti sul sottopiano rispetto a +14.500.

Il percorso tubazioni pertanto si svilupperà in una zona ad ovest del percorso attuale e poggerà sulla serie di bracings esistenti; sarà necessario predisporre una nuova serie di supporti laddove mancanti e provvedere a realizzare il sistema di raccolta dei dreni al disotto.

7.3.7 Verniciature

Tutte le linee olio e gasolio saranno verniciate con vernice epossidica. Le superfici delle linee, supporti e strutture, interessate da ripristini o danneggiamenti, saranno pulite, sgrassate, sabbiare in funzione del tipo di fornitura o delle condizioni che lo richiedono.

7.3.8 Attività elettriche

Il presente paragrafo sviluppa i criteri e le modalità esecutive.

In considerazione della tipologia delle apparecchiature da installare e delle installazioni attualmente disponibili sulla piattaforma, le attività previste sono:

- Il collegamento a terra del sistema piping dei nuovi pozzi
- La predisposizione per l'alimentazione di un eventuale sistema di sollevamento artificiale

Il collegamento a terra del sistema piping si realizza mediante saldatura di piastrine forate atte a fissare dei capicorda imbullonati.

Il conduttore di terra, così collegato al piping, dovrà essere integrato all'esistente sistema di terra della piattaforma.

7.3.9 Attività Strumentali

Il presente paragrafo sviluppa i criteri e le modalità esecutive per ambedue le alternative esaminate.

7.3.9.1 Caratteristiche dell'impianto

I nuovi pozzi da collegare sono pozzi a completamente perforati sulla stessa piattaforma.

Il sistema di controllo e strumentazione che si prevede di installare è sostanzialmente quello normalmente già in uso per gli altri pozzi esistenti, e perciò si è ritenuto opportuno ampliare il sistema di gestione esistente adeguandolo a fronte delle nuove esigenze.

7.3.9.2 Caratteristiche delle apparecchiature

Le nuove apparecchiature da installare, che saranno dotate di strumentazione e quindi collegate al sistema di controllo esistente sulla piattaforma, sono:

1. Tre nuovi pozzi a completamento singolo ciascuno dotato di:
 - una valvola di fondo pozzo.
 - una valvola di blocco (Wing).
2. Il sistema di iniezione e spiazzamento con gasolio che sfrutta l'attuale pompa e prevede una derivazione da linea esistente senza la necessità di nessun sistema di controllo.
3. Eventuale equipaggiamento con idoneo sistema di "artificial lifting",
4. Il sistema di trasferimento del greggio dalla testa di ciascun pozzo al manifold prevede l'installazione di:
 - due pressostati di alta e bassa pressione sulla flow line da testa pozzo.
 - un sensore di temperatura sulla flow line da testa pozzo.
 - un sistema di misura tecnica sulla flow line da testa pozzo.

- una valvola di controllo di pressione per allineare la pressione del greggio prodotto alla pressione di esercizio del sistema gestita da trasmettitore di pressione dedicato.
- due valvole di blocco da 4" con attuatore sulle linee di convogliamento del greggio verso i manifolds di prova e produzione ubicati in piattaforma.
- una serie di manometri locali per la visione della pressione in tutte le parti del nuovo sistema; sui casings, sulla testa pozzo, a monte della wing e sulla flow line.

7.3.9.3 Collegamento dei pozzi

Il controllo delle teste pozzo si otterrà tramite l'adeguamento del sistema di controllo esistente, collegando la nuova strumentazione al DCS presente sulla piattaforma.

Si prevede di ampliare il quadro di controllo adeguandolo alle nuove esigenze del sistema.

7.3.9.4 Funzioni di controllo

In condizioni di funzionamento normale le funzioni di controllo necessarie alla gestione del sistema sono schematicamente di seguito indicate:

- la lettura della pressione e temperatura del greggio, inviata al sistema di controllo, tramite il sistema idraulico, pilota la valvola di regolazione della portata dalla testa pozzo;
- il sistema di controllo permette di gestire la scelta dell'invio del greggio o sulla linea di produzione normale del manifold o sulla linea alternativa.

In condizioni di emergenza le azioni principali svolte dal sistema sono:

- chiusura della valvola di fondo pozzo e della valvola di blocco sulla testa pozzo;
- comunicazione di allarme.

In condizioni di spiazzamento del greggio tramite gasolio le principali le azioni svolte dal sistema sono:

- controllo della pressione di mandata del gasolio.

Sulle pagine video del DCS tutte le funzioni devono essere indicate e opportunamente presentate per essere gestite dal personale preposto.

7.3.9.5 Collegamenti strumentali

I segnali provenienti dalle teste pozzo sono inviati alla centralina di controllo esistente. La centralina a sua volta è collegata tramite un multicavo al PLC.

Tutta la strumentazione nuova installata sulla piattaforma deve essere collegata al PLC esistente la cui programmazione deve considerare i nuovi segnali in ingresso.

Le valvole attuate verranno collegate al pannello di controllo locale associato alla valvola, il pannello contiene le valvole solenoidi di comando. Un cavo strumentale collegherà il PLC esistente alle valvole solenoidi.

8 OPERATIVITA'

I nuovi pozzi saranno gestiti analogamente a quelli già esistenti sul campo Rospo mediante il sistema di controllo DCS; oltre alla control room locale, i nuovi pozzi saranno controllati e gestiti dalla control room situata nella centrale di Santo Stefano Mare, operativa 24 ore/giorno.

Il personale per le normali operazioni di monitoraggio e controllo della produzione, per la manutenzione ordinaria e straordinaria di tutte le apparecchiature ed i sistemi di controllo, nonché per gli interventi speciali che dovessero rivelarsi necessari, sarà inviato come di consueto da terra tramite crew boat.

I pozzi saranno gestiti tenendo sotto controllo i parametri erogativi di pressione e temperatura dinamica in superficie (testa pozzo).

Il mantenimento di una pressione di testa pozzo di 5–7 bar consentirà di produrre in condizioni di portata critica riducendo così la produzione di acqua di giacimento.

Una serie di valvole automatiche potrà interrompere il deflusso dei liquidi sezionando il processo in tanti tronconi: pozzi, piattaforme, oleodotti.

La filosofia di funzionamento e controllo, gestita in automatico secondo il logigramma di sicurezza del campo, sarà la stessa attualmente utilizzata, che prevede tre livelli di arresto in funzione del tipo di problema rilevato:

- A.G.P. Arresto generale di produzione. Chiusura delle valvole motorizzate che possono essere riaperte a distanza.
- A.U. Arresto d'urgenza. Chiusura completa sia delle valvole motorizzate che di quelle di fondo pozzo, con impossibilità di ripartire a distanza.
- A.I. Arresto incendio. Oltre a procurare un A.U. si mettono in moto automaticamente le pompe antincendio sulle piattaforme irrorando le installazioni e si interrompe automaticamente l'alimentazione elettrica.

L'operatore di console potrà azionare a distanza singolarmente le valvole motorizzate e provocare un arresto della produzione, oppure modificare lo stato delle valvole regolatrici.

Un altro sistema (PLC), indipendente da quello automatico (DCS) ma con esso interfacciato, controllerà il regolare funzionamento delle apparecchiature e dei dispositivi di controllo delle sicurezze, ed invierà alla consolle presidiata 24 ore su 24 le seguenti informazioni:

- parametri rilevati in tempo reale
- valori registrati
- soglie di allarme ed anomalie.

9 VALUTAZIONE COSTI

9.1 Costi di investimento

Il costo del Progetto RSM-B è relativo all'esecuzione delle attività di survey, ingegneria, management, fornitura costruzione, trasporto, installazione, hook-up e commissioning.

In dettaglio :

- supervisione delle attività di Progetto;
- ingegneria di base e di dettaglio;
- management del Progetto;
- esecuzione delle attività geofisiche e geotecniche relative ai soil tests e batimetria;
- realizzazione in cantiere dei manufatti (strutture per tubi guida), tubi guida (C.P.), trasporto al sito ed installazione;
- attività di rimozione delle parti di deck a +30,500;
- fornitura e installazione di materiale ed attrezzature d'impianto, collegamenti elettrici e strumentali: la fornitura ed installazione delle teste di pozzo sono incluse nelle attività di perforazione pozzi;
- attività di Hook up, Commissioning e start up dell'impianto;
- ingegneria e acquisto parti di ricambio per il sistema di ormeggio (terret).

La stima di costo effettuata è stata preparata considerando le seguenti ipotesi di base:

- attività di installazione suddivisa in due distinti contratti:
 - contratto di installazione delle facilities di bordo, incluso impianti meccanici, elettrostrumentali, eventuali demolizioni e successivi ripristini
 - contratto EPC limitato allo sviluppo dei disegni delle strutture (shopdrawing), ingegneria, fornitura, fabbricazione, trasporto e installazione strutture e conductor (incluse le attività subacquee);
- utilizzo della FSO Alba Marina come base di appoggio per il personale addetto ai lavori di montaggio;

- l'attività di prefabbricazione degli elementi strutturali e degli sketch di impianto è stata prevista su cantiere a terra con completamento totale per gli elementi strutturali (operazioni di verniciatura);
- è stata prevista la possibilità di lavorare a bordo piattaforma con le limitazioni legate all'attuale stato di produzione. Si è previsto un tempo di lavorazione in linea con le usuali necessità di sicurezza e dell'emissione di permessi di lavorazione a fuoco;
- è stato considerato l'utilizzo di un Supply Vessel di servizio al campo di Rospo, per i trasporti dei materiali e parti di impianto, secondo necessità
- costi valuta 2008.
- le ipotesi relative ai costi di perforazione e completamento sono descritte nel capitolo 5.

I costi complessivi dell'investimento sono riassunti nella tabella 9.1 seguente.

	CASO ERD	CASO nuova pft RSM-D
PREVISIONE DI SPESA		
2008	2.900.000 €	4.500.000 €
2009	8.500.000 €	28 000 000 €
2010	83.000.000 €	70 000 000 €
2011	600.000 €	3 000 000 €
TOTALE COSTO INVESTIMENTO	95.000.000 €	105 500 000 €
TOTALE COSTI OPERATIVI	300 k€/anno	800 k€/anno
CHIUSURE MINERARIE	5.000.000 €	13.000.000 €
FERMI PRODUZIONE		
FERMO TOTALE CAMPO ROSPO	6 gg	2gg
FERMO TOTALE RSM-B	12 gg	

Tabella 9.1 RSM-B – Stima costi di progetto

9.2 Costi operativi incrementali

Sono stati valutati i costi incrementali dovuti all'ampliamento degli impianti presenti sulla piattaforma esistente RSM-B, che ovviamente risulteranno ottimizzati in quanto molte voci sono già sostenute dal campo.

Per l'esercizio le voci attualmente più importanti per RSM-A, RSM-B, RSM-C ed Alba Marina sono la logistica ed il personale, per quanto riguarda l'ampliamento di RSM-B valgono le seguenti considerazioni:

- Logistica: il supply vessel e l'elicottero sono già in uso, quindi la tariffa di noleggio mensile non subisce variazioni, gli unici incrementi sono dovuti al carburante per eventuali viaggi addizionali.
- Personale: quello del Distretto e quello dedicato al campo non subirà variazioni.

Sono incrementali i costi per i materiali (elettrici, strumentali, meccanici, lubrificanti...), le prestazioni di terzi (lavori elettrici, strumentali, meccanici, per analisi, per operazioni wire line....) e per le certificazioni ambientali (monitoraggio e attività di sicurezza, smaltimento...).

Risultano addizionali i costi di manutenzione ordinaria e straordinaria (strutture piattaforma, sistemi di controllo e monitoraggio, teste pozzo, ispezioni e certificazioni valvole e apparecchiature di sicurezza....) e per gli eventuali interventi speciali che dovessero rivelarsi necessari (es. modifiche alle apparecchiature).

In totale sono stimati 300 K€/anno di costi incrementali, così suddivisi: manutenzioni 250 K€ e interventi 50 K€.