

SEZIONE IDROCARBURI	
POLI	
1 0 LUG. 1985	
Pro.	4459
Gen.	
Posiz.	

PROPOSTA PROVVISORIA DI POZZO
 PALMA-4
 AL LARGO DELLA SICILIA
 POZZO DI VALUTAZIONE DEL GIACIMENTO

MONTAGGIO

**PROGRAMMA
DI PROVE PROPOSTO**

PROGNOSI

SITO

PROSPETTO TECNICO

INTRODUZIONE

SOMMARIO

INDICE

INDICE

1. Sommario
2. Introduzione
3. Prospetto tecnico
 - (i) Introduzione
 - (ii) Ambiente geologico regionale
 - (iii) Struttura
 - (iv) Successione stratigrafica prevista
 - (v) Obiettivi del serbatoio
 - (vi) Rocce madri e maturità termica
 - (vii) Rocce di copertura
 - (viii) Criteri per l'ubicazione del pozzo
 - (ix) Riserve
4. Mappe del sito
5. Prognosi geologica/geofisica
6. Programma di prove proposto
 - (i) Introduzione
 - (ii) Riassunto delle prove in Palma-1
 - (iii) Obiettivi principali della prova
 - (iv) Rate di erogazione previste
 - (v) Procedure per le prove in Palma-4

APPENDICE

- Figure
1. Mappa del sito della proposta concessione di coltivazione (d-CC-TR)
 2. Mappa del sito del proposto pozzo Palma-4
 3. Prognosi geologica/geofisica, Palma-4

Allegati

1. Montaggio: Palma-4, Proposta preliminare di pozzo

1. SOMMARIO

Denominazione del pozzo:

Palma-4

Designazione:

Pozzo di valutazione del giacimento

Licenza:

d.-CC-TR "Concessione di coltivazione idrocarburi Palma"

Quote di partecipazione:

Tricentrol Exploration Overseas Ltd. 26,15%
Santa Fe Global Services Ltd. 20,93%
Bow Valley Industries (Europe) Ltd. 26,15%
Norsk Hydro Italiana S.p.A. 9,34%
Hispanoil Italia S.p.A. 17,43%

Ubicazione (provvisoria):

Punto di tiro 1117 linea sismica C47-77-25
36° 59' 48,7" N
13° 43' 46,57" E

Obiettivi:

Formazioni Inici e Giardini del Giurassico Medio-Inferiore

Profondità finale:

3500 m

Formazione di fondo:

Formazione Inici del Giurassico Inferiore

Impianto di perforazione:

Da affittare

Profondità acqua:

190 m

Data inizio perforazione:

Primavera 1986

Data di completamento:

Estate 1986

Durata della perforazione:

70 giorni

Si propone di perforare un pozzo di valutazione di riserve, denominato Palma-4, fino a una profondità limite di 3500 m con l'intento di penetrare la sezione completa del serbatoio del campo petrolifero Palma situato al largo della Sicilia, a circa 23 km a sud-ovest di Licata. La perforazione del pozzo è naturalmente subordinata al conferimento di una concessione di coltivazione nel suddetto campo di Palma. La TricentroI e le sue contitolari hanno inoltrato un'istanza (d.-CC-TR) relativa a detta concessione di coltivazione in data 15 marzo 1985.

L'ubicazione preferita per il pozzo è nel punto di tiro 1117, sulla linea sismica C47-77-25. Le coordinate geografiche sono:

36° 59' 48.7" N
13° 43' 46.57" E

La proposta Concessione di coltivazione interessa l'area del campo petrolifero di Palma (vedere figura 1) che fu scoperto dal pozzo Palma-1 nel 1975. Due pozzi di valutazione furono susseguentemente perforati nel 1981 e nel 1984. Entrambi questi pozzi furono ubicati a valle della pendenza rispetto a Palma-1, con l'intento di dimostrare ulteriori riserve. Tuttavia, Palma-2 e Palma-3 si rivelarono sterili, dimostrando

in tal modo che il campo di Palma era più limitato di quanto originariamente previsto. Nonostante ciò, le riserve accertate di 27 milioni di

barili costituiscono una proposta commercialmente interessante nella

situazione attuale (si vedano le relazioni tecniche allegate all'istanza di concessione di coltivazione). Sfortunatamente, le prove DST eseguite in Palma-1 non produssero dei dati sufficientemente precisi tali da

permettere lo studio dettagliato di uno schema di sviluppo per il campo petrolifero Palma. Conseguentemente l'obiettivo principale del proposto Palma-4 è di ottenere una quantità sufficiente di parametri di prove di

produzione a lungo termine che possano permettere alla TricentroI e alle sue contitolari di procedere alla programmazione e all'implementazione dello sviluppo del campo petrolifero di Palma. I particolari delle

prove di produzione sono riportati nella parte 6^a del presente documento.

(1) Introduzione

Il campo petrolifero Palma è situato al largo della Sicilia a una profondità media di 200 m, a circa 23 km dalla costa. Scoperto originariamente nel 1975, il deposito di olio è contenuto in un blocco di faglia inclinato, con pendenza a nord, in cui il serbatoio è costituito da carbonati porosi del Giurassico Medio-Inferiore. Le riserve recuperabili sono modeste (27 milioni di barili), ma sarebbero adeguate a giustificare uno sfruttamento commercialmente valido. Per particolari sulle possibili modalità di sviluppo, si prega di far riferimento alla antecedente documentazione tecnica allegata all'istanza di concessione di coltivazione.

(11) Ambiente geologico regionale

L'area della proposta concessione di coltivazione ricopre una piccola parte dell'angolo sud-ovest della concessione di ricerca CR47-CO, ormai scaduta. Quest'area giace nel punto di giunzione della depressione Mio-Pliocenica di Caltanissetta con la piattaforma di carbonato stabile della Zona di Ragusa (vedi figura 1). La depressione di Caltanissetta è riempita in gran parte di olistostromi massicci costituiti da argille Mio-Plioceniche non consolidate unitamente a blocchi di evaporiti e calcari. Il margine meridionale di questi sedimenti alloctoni sovrasta il campo petrolifero Palma. La sequenza pre-Messiniana in questa zona consiste di carbonati marini di acque sia profonde che poco profonde, simili a quelli riscontrati nella Sicilia sud-orientale.

Durante il Giurassico Medio-Inferiore l'area di Palma era posta su di una piattaforma carbonatica in acque poco profonde, probabilmente in condizioni ambientali di back-reef, con sedimentazione di grainstone ooliti ad alta energia e packstone. Essi costituiscono la formazione Inici comprendente il serbatoio del campo Palma. Poiché l'area era un alto paleozoico durante il Giurassico Medio, la sovrastante formazione giardini è molto condensata. Entro il periodo del Giurassico Superiore la piattaforma Inici fu sommersa e l'area continuò a sprofondare progressivamente durante l'intero periodo Cretacico. Ciò condusse alla deposizione delle argilliti calcaree di acque profonde della formazione Busambra, che è ricoperta dalle argille radiolarie della formazione Hybla. La deposizione di fanghi calcarei di acque profonde continuò durante l'intero Cretaceo Superiore, nella sequenza nota come Formazione Amerillo. Uno iato deposizionale

ebbe luogo durante il Paleocene-Eocene, cui fece seguito la sedimentazione della Formazione Ragusa, che consiste di argilliti calcaree del Bathyal Superiore passanti verso l'alto a calcari subittorali ad alta energia. La sezione autoctona è ricoperta dalle evaporiti Messiniane. Un'importante fagliazione ebbe luogo durante il Pliocene, in coincidenza con il movimento dei sedimenti alloctoni nel Bacino di Caltanissetta.

(iii) Struttura

Sebbene l'area di Palma sembri indicare la presenza di alti paleozoici durante il Giurassico e il Cretaceo, la struttura attuale del campo petrolifero di Palma è dovuta primariamente ai movimenti di faglie del Pliocene. La struttura Palma è chiusa a sud da una grande faglia regionale che presenta una dislocazione verticale di circa 800 m. La chiusura a nord è costituita dalla ripida immersione regionale verso il Bacino di Caltanissetta. La chiusura a immersione est-ovest è associata a un accentuato mutamento nella direzione regionale assunta dalla faglia di delimitazione meridionale.

Dovuto all'effetto di mascheramento prodotto dai sedimenti alloctoni del Pliocene, i dati sismici risultano di qualità da moderata a scadente, il che ostacola l'interpretazione strutturale. Sin dall'inizio della documentazione tecnica allegata all'istanza di concessione di coltivazione, la Tricentro ha effettuato una rimappatura della struttura Palma unitamente a una conversione delle profondità e alla migrazione 3D delle mappe così ottenute. Le particolarità dei metodi impiegati sono descritte in un documento a parte.

L'area di chiusura alla sommità del serbatoio Inici è di 6.7 km², con un volume totale di rocce di 823mil. mce con una chiusura verticale massima di 205 m.

(iv) Successione stratigrafica prevista

Dal Quaternario al Pliocene Superiore (da 190 m. a 1220 m.) Questa sezione è costituita da argilla grigio bluastra chiara, calcarea, con rari orizzonti di roccia limosa (siltstone).

Sedimenti alloctoni (da 1220 m. a 1480 m.)

Il materiale olistostromo è probabilmente dominato dalle argille calcaree grigio chiaro con occasionali calcari da marrone a grigio chiaro, bande di anidrite e marne grigio verde.

Pliocene Inferiore (da 1480 m. a 1940 m.)
La maggior parte del Pliocene Inferiore è di natura simile al Pliocene Superiore, tranne verso la base in cui si ha un aumento di tenore calcareo, che ha portato all'interstratificazione di marne da grigio pallido a biancastro con argilliti multicolori della formazione Trubi.
Formazione gessoso-solfifera (da 1940 m. a 1956 m.)
Le evaporiti Messiniane consistono di anidrite bianca criptocristallina con intercalazioni minori di argilla marrone giallastro.
Formazione Tellaro (da 1956 m. a 2003 m.)
Quest'orizzonte consiste primariamente di argilla grigio verde, occasionalmente marrone giallastro, moderatamente calcarea e limosa.
Formazione Ragusa (da 2003 m. a 2319 m.)
La parte superiore (porzione Irmínio) è un packstone da marrone chiaro a scuro, a tendenza glauconitica e friabile. Argille sottili grigio chiaro sono comuni verso la base. La parte inferiore (porzione San Leonardo) è un'argillite calcarea gessosa, da bianco a occasionalmente verde chiaro, con tracce di glauconite.
Formazione Amerillo (da 2319 m. a 2750 m.)
La formazione Amerillo consiste di argilla calcarea gessosa con orizzonti di roccia silicea (chert) e strati sottili di argilliti.
Formazione Hybla (da 2750 m. a 2864 m.)
La formazione Hybla è un'argilla calcarea grigio verde scuro, da solida a fessile, con occasionali strati sottili di calcare e abbondante pirite.
Formazione Busambra (da 2864 m. a 3215 m.)
Questa sezione consiste di argille calcaree biancastre, da compatte a dure, in parte stratificate con marne grigio chiaro.
Formazione Giardini-Inici (da 3215 m. a 3500 m.)
La parte superiore della sequenza è un'argilla calcarea rosso-marrone chiaro, con leggera dolomitizzazione intercalata con rocce argillose biancastre. La colorazione rossastra è tipica della formazione Giardini. A circa 270 m sotto il tetto del Giardini la litologia dominante è una roccia argillosa calcarea bianca, a volte gessosa con sottili venature di calcite. Vi è un'ulteriore alterazione litologica a circa 300 m sotto il tetto del Giardini.

Questa sezione è caratterizzata da argilliti calcaree detritiche con dolomitizzazione frammentaria. A 500 m sotto il tetto del giardini si verifica un aumento del grado di dolomitizzazione associato con la presenza di materiale argillaceo grigio scuro in seno ai calcari.

Per ulteriori ragguagli si veda la figura 4.

(v) Obiettivi del serbatoio

I carbonati in acque poco profonde della formazione giardini-Inici costituiscono il solo serbatoio accertato nel campo petrolifero Palma. In ogni parte di questa sezione è presente una porosità lisciviata, generalmente di tipo vacuolare, sebbene si riscontrino in vari punti una certa porosità intergranulare. La porosità media nella zona petrolifera di Palma-1 è del 9,5%; si prevede tuttavia che questa salga al 15% in Palma-4. Ciò perché in Palma-1 la porosità media aumenta significativamente al di sotto del contatto olio/acqua, e in una posizione strutturalmente più elevata, quale quella proposta per Palma-4, detta aumentata porosità sarà compresa nella zona petrolifera. I dati di porosità media oscurano il fatto che vi sono diverse eccellenti zone del giacimento nella formazione giardini-Inici le quali presentano delle porosità di ben oltre il 20%.

Inoltre, il proposto pozzo Palma-4 è ubicato in posizione più vicina alla faglia principale di delimitazione, la quale può aver migliorato le caratteristiche del serbatoio mediante frattura. I calcoli della Tricentro indicano che Palma-4 può avere un potenziale produttivo di oltre 8000 BOPD. La perforazione di questo pozzo si propone l'obiettivo principale di determinare la rata di erogazione massima che potrà essere sostenuta in condizioni di produzione normali. I particolari delle prove di produzione proposte sono riportati nella parte 6^a della presente relazione.

(vi) Rocce madri e maturità termica

L'olio presente in Palma è atipico per la Sicilia sud-orientale, essendo un greggio molto leggero (43° API) a confronto, per esempio, con il greggio pesante di Vega (16° API). Ciò significa che l'olio in Palma è stato originato da un orizzonte diverso da quello degli ubiqui scisti neri dello Strepennosa, oppure che lo Strepennosa ha raggiunto in quest'area particolare un livello di maturità termica più elevato di quanto non sia il caso più a sud-est. Gli studi geochimici lasciano supporre che la formazione Hybla può

aver dato origine a olio nell'adiacente Bacino di Caltanissetta e potrebbe parimenti essere la sorgente dell'olio di Palma.

(vii) Rocce di copertura

La formazione Hybla del Cretaceo Inferiore forma il tetto del campo petrolifero di Palma, con copertura a faglia trasversale costituita dalle formazioni Hybla e Amerillo.

(viii) Criteri per l'ubicazione del pozzo

I criteri primari per l'ubicazione del pozzo Palma-4 nascono dalle esigenze di studio delle riserve del giacimento. Queste considerazioni dettano che si penetri una colonna d'olio sufficientemente spessa e che si effettuino le prove di produzione allo scopo di determinare con precisione le caratteristiche del serbatoio del campo di Palma. Palma-1 rinvenì una colonna d'olio lorda di 88 m, ma in esso non si effettuarono delle prove appropriate, e si ritiene ora che esso sia situato sul margine meridionale del campo.

Al fine di pervenire a una colonna d'olio più lunga, si propone di ubicare Palma-4 a monte della pendenza rispetto a Palma-1; tuttavia, date le limitazioni imposte dalla qualità dei dati sismici, la posizione esatta della grande faglia di delimitazione non è nota con un elevato grado di precisione. È necessario pertanto tener conto di un certo margine di errore nella mappatura, il che significa che Palma-4 dovrà essere ubicato a una distanza di sicurezza dalla faglia di delimitazione.

Si ritiene che l'ubicazione proposta per Palma-4 al punto di tiro 1117 sulla linea sismica C47-72 sia la posizione ottimale per conseguire gli obiettivi di studio del serbatoio senza correre il rischio di penetrare per errore la zona della faglia. Se la prognosi è corretta, Palma-4 dovrebbe incontrare una colonna d'olio lorda di 140 m.

(ix) Riserve

In base ai parametri derivati da Palma-1, le riserve d'olio recuperabili sono stimabili in 4,29 milioni di mc (27 milioni di barili). Ciò rappresenta un fattore di recupero di 40 barili per unità di misura (acro/piede), dato ritenuto pessimistico se comparato ad altri campi petroliferi in Sicilia. Si prevede che il campo di Ragusa, per esempio, presenti un recupero finale di 77 barili per acro/piede. È probabile comunque che i parametri di giacimento della colonna d'olio in Palma-4 si dimostreranno sostanzialmente

migliori di quelli di Palma-1, ed esiste pertanto la possibilità che le riserve recuperabili risultino doppie di quanto attualmente stimato.

I parametri considerati nel calcolo succitato sono:

Area di chiusura	6,7 kmq
Contatto olio/acqua	-3355 m
Volume lordo rocce	823 milioni mc
Rapporto netto/lordo	0,25
Volume del pay netto	238,7 milioni mc
Porosità media	10%
Saturazione media in acqua	28%
Fattore volume di formazione	1,2
Fattore di recupero	35%

MAPPA DEL SITO

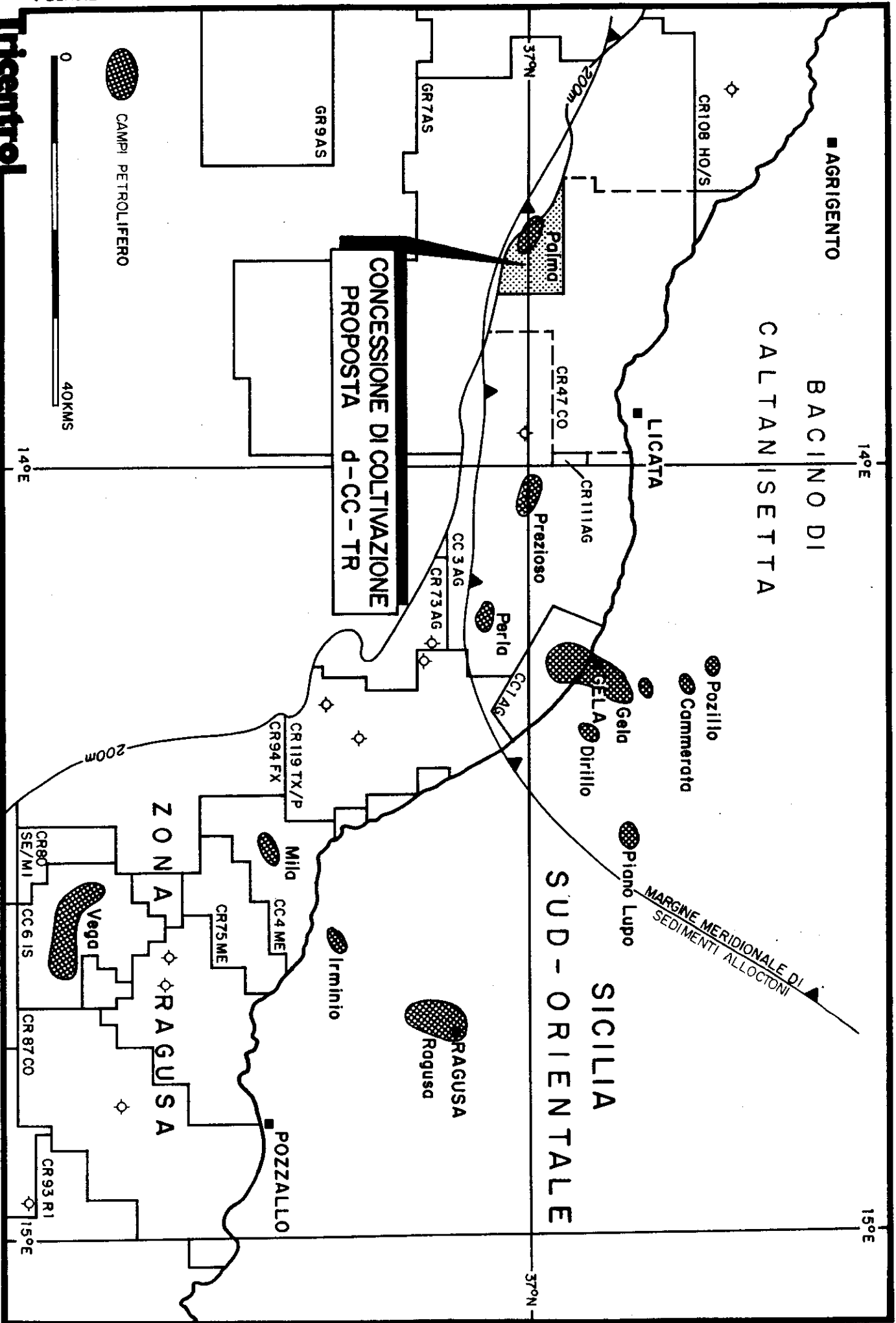
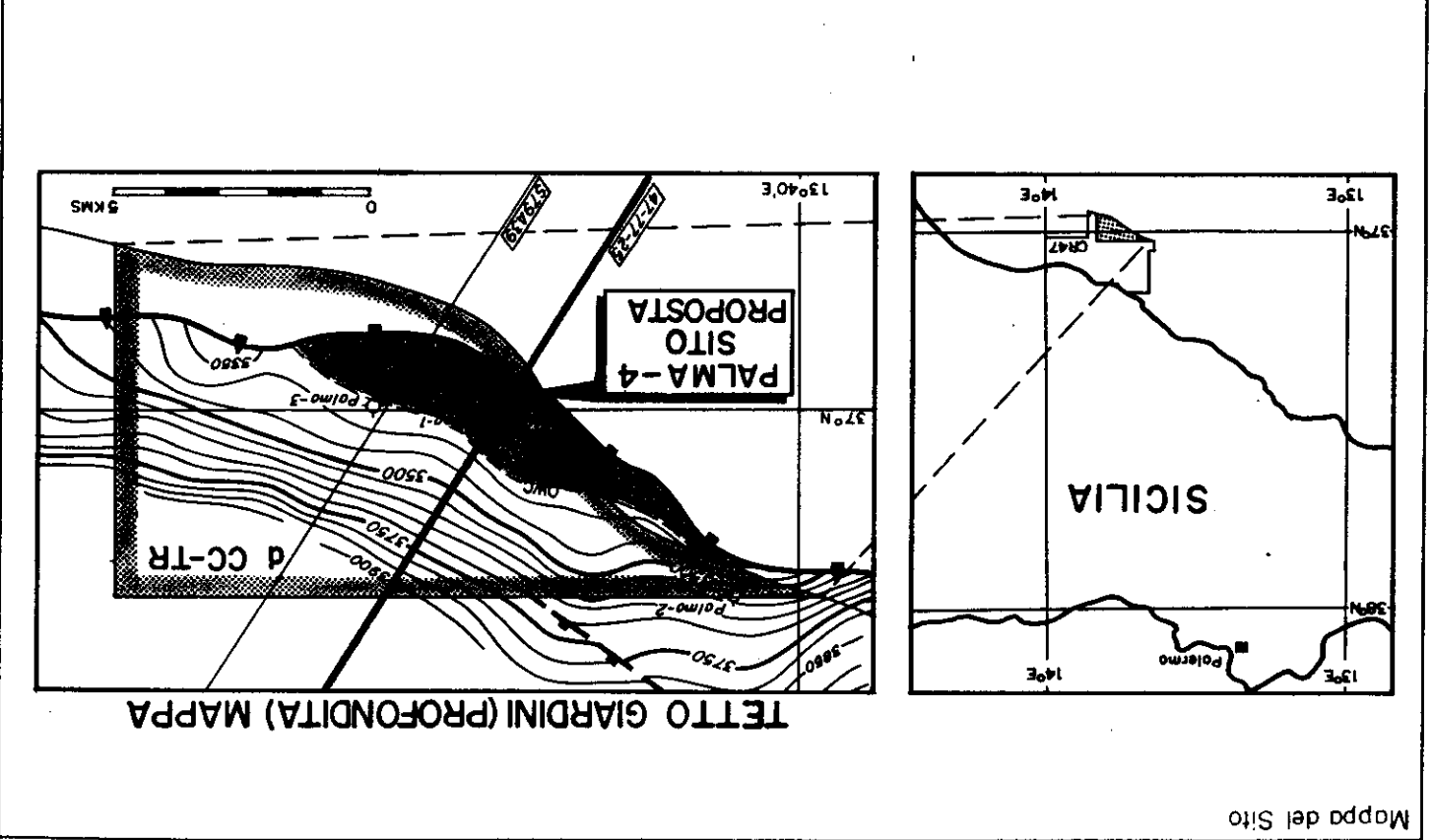
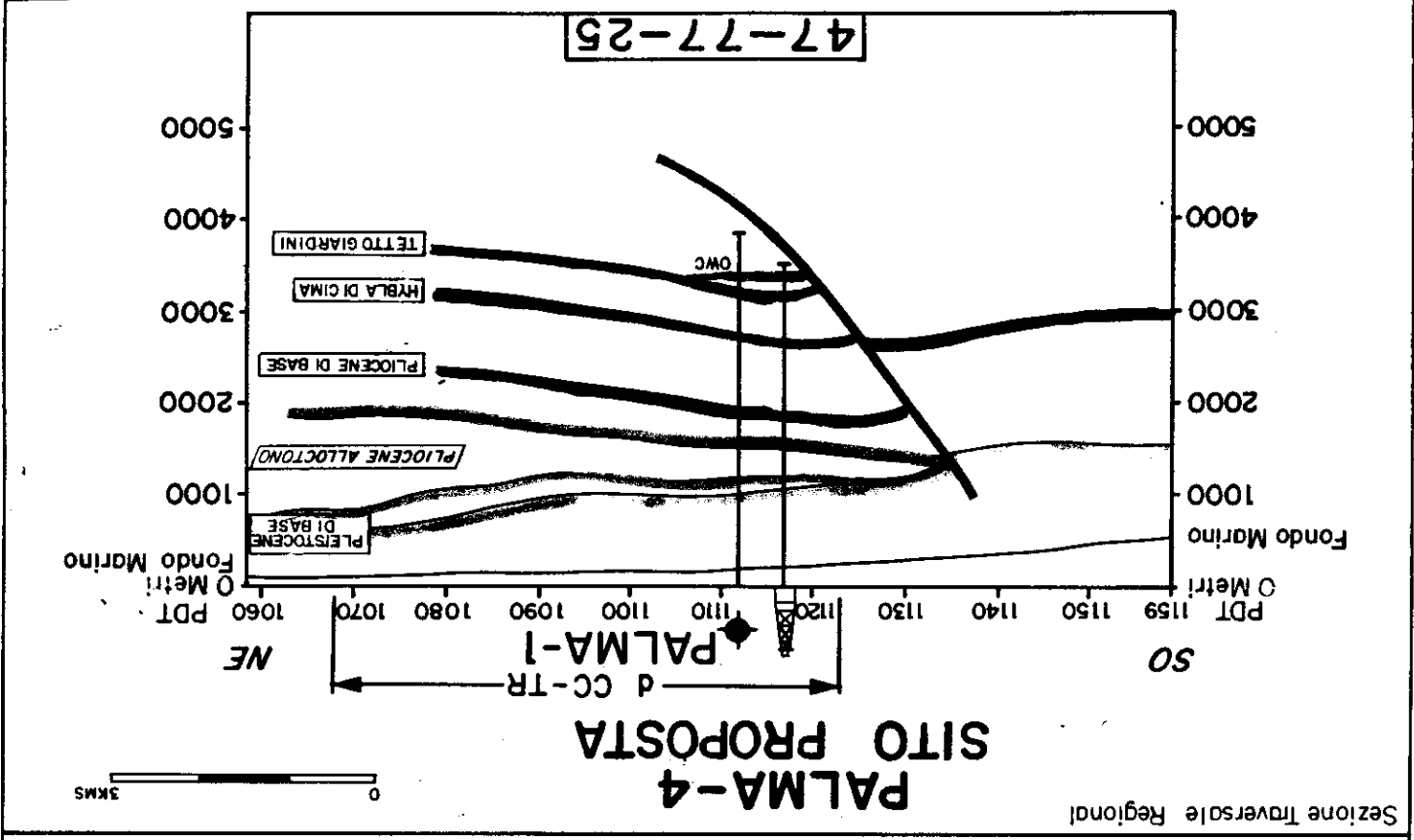


FIGURE 1

Tricentro



1 SITO		Denominazione del Pozzo		PALMA-4		Nazione		ITALIA		Zona		SICILIA - ZONA C		Impresa			
Sito		Geografiche		36° 59' 48.7" N		13° 43' 46.57" E		U.T.M.		Numero Linea		47-77-25		Punto di Tiro		1117	
Altitudine		Profondità Acqua		190m													

Mappa del Sito

Riflettori Sismici	Tempi Doppli Intervallo ms	Velocità ms	Tempi Intervallo ms	Simboli Litologici	Form	Eta	Descrizione	Profondità o metri piedi
	250	1894	190	LEVELLO MARNE				0
	1200	2080	1090	FORMAZIONE MIBERA SUPERIORE				1000
	1325	2212	1220	ALLOCCIONE				4000
	1560	2555	1480	FORMAZIONE MIOCENE MEDIO-INFERIORE				1500
	1920	3375	1940	FORMAZIONE MIOCENE SUPERIORE				6000
	2400	2447	2003	FORMAZIONE MIOCENE MEDIO-TERZIARIA				9000
	2780	3215	2319	FORMAZIONE MIOCENE SUPERIORE				11000
			2864	FORMAZIONE MIOCENE SUPERIORE				13000
			2750	FORMAZIONE MIOCENE SUPERIORE				13000
			3355	FORMAZIONE MIOCENE SUPERIORE				13000
				CONTRATTO D'ACQUA				13000
				PF 3500m				13000

Profondità Finale 3500m

Preparato da ACS

Approvato da

Data LUGLIO 1985

(1) Introduzione

Si prevede che Palma-4 incontrerà una lunga colonna lorda d'olio nei carbonati di acque poco profonde del Giurassico Medio-Inferiore. È probabile che siano presenti orizzonti di porosità vacuolare e intergranulare attraverso l'intera colonna d'olio, e le caratteristiche del serbatoio potrebbero risultare migliorate dovuto alla vicinanza del pozzo a un importante sistema di faglia.

(11) Riassunto delle prove in Palma-1

Le prove nel Pozzo Palma-1 furono eseguite nel 1975. Dai dati di prova e dai logs si ottennero le informazioni seguenti:

(a) Olio, gas e acqua fluiscono in superficie senza l'assistenza di sollevamento artificiale. Furono rilevate le rate di erogazione seguenti:

Olio	:	190 barili olio/giorno
Acqua	:	145 barili acqua/giorno
Gas	:	86,3 milioni piedi cubi
Duse	:	32/64"
Pressione di erogazione alla testa pozzo	:	126 psi
Peso specifico API	:	43

(b) La pressione di serbatoio misurata a 9875 piedi (RKB) fu di 4367 psi. Estrapolando sulla base di una profondità media di serbatoio di 10.940 piedi (RKB), si ha una pressione di 4807 psi.

(c) La porosità media per l'intervallo in prova, ottenuta dai logs, fu di 9,7% con saturazione media in acqua del 43%.

(d) In base ai dati disponibili di rimonta di pressione si è stimata una permeabilità di 8 md e un valore "skin" di +1,3 per l'intervallo provato.

La prova in oggetto non potè stabilire le importanti informazioni seguenti:

- (a) Non fu in grado di distinguere tra flusso da fratture e flusso dalla matrice. Il serbatoio non fu interamente definito a causa della brevità dei periodi di flusso. In serbatoi di questo tipo si richiedono dei periodi di flusso più lunghi.

- (b) Non si potè stabilire un vero potenziale di erogazione del pozzo, essendo questo in eccessivo gorgogliamento durante tutti i periodi di flusso.

- (c) Le caratteristiche di PVT del serbatoio non furono esaurientemente definite, causa la mancanza di campioni di olio in pressione dalla prova.

Obiettivi principali della prova (iii)

- (a) Valutare il potenziale commerciale della zona petrolifera compresa nella formazione Inici.

- (b) Stabilire gli orizzonti produttivi entro i limiti del pozzo.

- (c) Raccogliere una quantità sufficiente di campioni di olio e gas dal separatore per un'analisi PVT completa.

- (d) Raccogliere una quantità sufficiente di dati di pressione e portata, allo scopo di determinare il regime di erogazione e parametri del giacimento per studi futuri.

Rate previste (iv)

Dai calcoli basati su dati di portata e pressione ottenuti dal pozzo Palma-1, si sarebbe potuta conseguire una rata di erogazione di 1510 BOPD. In base ad un maggiore orizzonte produttivo netto per il proposto pozzo Palma-4 ed a caratteristiche di giacimenti similari, è prevedibile una rata di erogazione di 8000 BOPD.

(v) Procedure per le prove in Palma-4

Sulla scorta delle informazioni ottenute da Palma-1 e da altri programmi di prove eseguite nell'area in oggetto, vengono delineate qui di seguito le procedure applicabili alle prove di Palma-4:

- (a) Dopo la posa del tubo di rivestimento nella formazione Giardini, il peso di fango verrà ridotto prima di penetrare la formazione Inici, che sarà perforata con un minimo di sovrabilanciamento.
- (b) La prova sarà eseguita in foro scoperto, e l'intervallo di prova subirà un lavaggio acido per asportare eventuali depositi di fango prima della prova.

- (c) La prova consisterà di un breve periodo di flusso seguito da una rimonta per confermare la pressione del serbatoio. Il pozzo verrà quindi lasciato in efflusso per rimuovere dalla formazione tutto il filtrato di fango e l'acido esaurito, prima del periodo di prova principale. Si avranno due periodi di flusso principali separati da una lunga rimonta di pressione.

- (d) I periodi di flusso principali avranno una durata minima di 36 ore ad un'unica portata stabilizzata. Il periodo consentito per la rimonta di pressione sarà all'incirca una volta e mezza più lungo del periodo di flusso. Verranno esaminati attentamente i dati rilevati in superficie per assicurare che si ottengano informazioni di qualità affidabile e che ciascun periodo di flusso e di rimonta di pressione sia di durata sufficiente ai fini di un'esauriente analisi del serbatoio.

- (e) È probabile che l'intero programma di prove su delineato richieda un minimo di 8 giorni di lavoro.

- (f) Per determinare gli effettivi orizzonti produttivi nel pozzo verrà preso in considerazione l'utilizzo di un attrezzo grafico di produzione durante i periodi di flusso stabilizzati.

- (g) Se si otterranno dei risultati sufficientemente incoraggianti, il pozzo potrà essere sospeso per un susseguente uso come pozzo produttivo.

Una procedura di prova più particolareggiata è delineata nell'Appendice.

APPENDICE

PROCEDURE DI PROVA PER PALMA-4 (CON IMPIEGO DI NAVE DI PERFORAZIONE)

APPRESTAMENTI

(1) Tappare la profondità limite al di sopra del contatto olio/acqua come definito dai logs e dai dati di carotaggio.

(2) Lavare con acido l'intero intervallo di prova prima della prova stessa.

(3) Assemblare l'attrezzatura di superficie e le valvole 24 ore prima della prova DST-1. Lavare i condotti con acqua, dal collettore fino all'estremità del boom, e controllare i condotti stessi per eventuali fughe evidenti. Provare tutte le attrezzature di superficie e inoltre l'SSTI alle pressioni prestabilite.

(4) Esaminare e controllare il funzionamento di tutte le attrezzature di prova di superficie e di fondo. Tarare tutti gli apparecchi di misurazione. Provare a pressione tutte le attrezzature di fondo appropriate.

(5) Esaminare e controllare il funzionamento di tutte le apparecchiature di sicurezza.

(6) Convocare una riunione pre-prova per definire le responsabilità e le competenze, rivedere il programma di prove e le precauzioni di sicurezza secondo quanto precisato nelle procedure DST.

(7) Avvertire le squadre di lavoro, le autorità pertinenti, la base elicotteri e il naviglio di appoggio.

(8) Effettuare un ciclo di lavoro simulato per controllare la distanza SSSI.

PROCEDURA

(9) Sollevare l'attrezzatura di prova DST. Inserire i registratori di pressione e temperatura nei supporti a fascio e nel raccordo adattatore prima del collegamento all'attrezzatura DST.

(10) Calare l'attrezzatura DST nel pozzo. Inserire un cuscinio d'acqua fino all'intera altezza richiesta al di sopra della valvola di prova.

- Immettere un tampone di 1,8 m di gel viscoso sopra la valvola di prova per impedire che incrostazioni danneggino la valvola stessa.
- (11) Posare l'SST e distanziare la colonna d'aste per mantenere la testa di efflusso in superficie ad un'altezza utile tenuto conto dell'ondeggiammento e della marea.
- (12) Far circolare il condotto di strozzamento attraverso l'otturatore d'eruzione (BOP) e fuori dal tubo di efflusso del riser. Chiedere la valvola di strozzamento del BOP. Assicurarsi che tutte le valvole di soffiamento del BOP si aprano.
- (13) Sollevare la colonna aste di perforazione. Disporre il packer a metà della corsa totale del giunto scorrevole, alla profondità richiesta. Posare l'SST e chiudere le morse dei tubi mediani attorno all'SST.
- (14) Collegare i condotti di flusso in superficie. Chiedere la valvola principale di controllo. Eseguire una prova a pressione dei condotti di flusso sulla piattaforma di lavoro e provare il collettore ai livelli di pressione prestabiliti usando acqua pulita. Riaprire la valvola principale di controllo e scaricare tutta l'acqua di prova dal collettore, e raccordare a mezzo "chiksan" i condotti di flusso.
- (15) Mantenere una pressione di 150 psi sullo spazio annulare (annulus) prima di aprire la valvola di prova, ed esaminare per eventuali fughe attorno alla sede del packer.
- (16) Calare nel foro, se necessario con apparecchio indicatore su cavo.
- (17) Far sgomberare la piattaforma di lavoro da tutto il personale non direttamente interessato dalle operazioni di prova.
- (18) Pressurizzare per flusso iniziale l'annulus alla pressione specificata per aprire la valvola di prova, per il periodo di flusso iniziale. Svolgere la prova secondo le istruzioni impartite dal dirigente tecnico Tricentro.
- (19) Chiedere la valvola di prova per il periodo iniziale di rimonta di pressione.

- (20) Primo periodo di flusso: Aprire la valvola di prova, lasciar pulire e tenere il pozzo in efflusso a una portata stabilizzata. Lasciar effluire il pozzo secondo le istruzioni del tecnico [tricontrol], alla portata stabilizzata; durante questo periodo saranno prelevati campioni di olio e gas dal separatore.
- (21) Chiedere il tester per la rimonta di pressione finale (per un tempo all'incirca una volta e mezza - due volte più lungo del periodo di flusso).
- Secondo periodo di flusso: Aprire la valvola di prova, lasciar pulire e tenere il pozzo in efflusso a una portata stabilizzata. Lasciar effluire il pozzo secondo le istruzioni impartite dal tecnico [tricontrol], alla portata massima. Questo periodo di flusso potrà includere un logging di produzione del pozzo.
- (22) Al completamento dei periodi di flusso, procedere alle operazioni di inversione dell'attrezzatura di prova. Mettere in pressione l'annulus al valore prescritto per aprire la valvola di circolazione inversa. Mantenere la pressione dell'annulus al di sotto di 800 psi durante l'operazione di inversione.
- (23) Controllare l'annulus e il tubo di sondaggio per evidenza di flusso. Disimpegnare dalla sua sede il packer RTSS. Controllare se vi è flusso. Attendere 10-15 minuti per permettere agli apparecchi di misura di registrare la pressione idrostatica finale del fango.
- (24) Estrarre dal foro l'attrezzatura DST.
- (25) Posare il premistoppa di cementazione EZSV alla profondità appropriata.
- (26) Invertire il tubo di sondaggio ed estrarlo dal foro.
- (27) Continuare con le operazioni di abbandono o con il programma di sospensione a seconda del caso.