



Allegato A

FOREST OIL ITALIA CORPORATION

RELAZIONE TECNICA ALLEGATA ALL'ISTANZA
DI PERMESSO DI RICERCA DI IDROCARBURI
"CASALMAGGIORE"

Novembre 1988



INDICE

1. PROFILO DELLA SOCIETA'

2. UBICAZIONE GEOGRAFICA

3. INQUADRAMENTO GEOLOGICO

3.1 Evoluzione del bacino e stratigrafia

3.2 Tettonica

4. OBIETTIVI MINERARI

4.1 Reservoir e seal

4.2 Source rocks e migrazione

4.3 Tipi di trappole

5. LAVORI ESEGUITI NELL'AREA

5.1 Introduzione

5.2 Precedente esplorazione dell'area oggetto dell'istanza

5.2.1 Rilievi sismici

5.2.2 Perforazioni

6. POTENZIALE MINERARIO

6.1 Introduzione

6.2 Potenziale minerario dell'area in esame



1. PROFILO DELLA SOCIETA'

La Forest Oil Italia Corporation è una branch della Forest Oil Corporation, società petrolifera di Denver (Colorado), creata appositamente per una futura concentrazione nell'esplorazione in Italia. La casa madre, presente sul mercato americano fin dal 1916, possiede interessi in Texas, Colorado, Golfo del Messico e Canada. Le riserve scoperte ammontano a 10 miliardi m³ di gas e 25 milioni di barili di olio, per una produzione nel 1997 di 1,4 miliardi m³ di gas e 3 milioni di barili di olio. La compagnia ha recentemente rilevato le proprietà dell'Anschutz Oil Corporation che detiene tra l'altro 5 permessi di ricerca in Italia. La Forest possiede inoltre il 35% della CO.GAS, società distributrice di gas metano, con 22.961 utenze ubicate nell'area del Comacchio distribuendo un totale annuale di oltre 38 milioni m³. Alla luce di quanto sopra la Forest Oil Italia Corporation ha la funzione principale di trovare nuove riserve di gas da poter fornire alla consociata CO.GAS ad un prezzo competitivo rispetto all'attuale fornitore SNAM. La Pianura Padana costituisce quindi per Forest e CO.GAS un'area di estremo interesse sia per il potenziale residuo di gas che per la futura liberalizzazione del mercato di distribuzione del gas. In questa ottica, l'area in istanza è una delle cinque selezionate per una ricerca futura che coprono tutto il fronte sepolto delle falde appenniniche. La società ritiene che a questo punto della conoscenza acquisita nella Pianura Padana, dopo aver avuto accesso ai dati forniti da AGIP, sia prematuro concentrarsi su una zona specifica nell'ambito dei temi di ricerca di seguito menzionati. Pertanto si augura di poter avere una quota di partecipazione in tutte le istanze richieste nell'area al fine di avere un quadro regionale il più possibile esaustivo delle future potenzialità petrolifere.

2. UBICAZIONE GEOGRAFICA

L'area oggetto dell'istanza di permesso di ricerca per idrocarburi denominata "Casalmaggiore" è situata nella porzione meridionale della Pianura Padana, nei territori delle province di Parma, Cremona e Mantova, e più precisamente è compresa tra il campo a gas di Cortemaggiore a ovest, quelli di Piadena (ovest ed est) a nord e quelli di Ghiara e Priorato a sud.

Dal punto di vista geologico, l'area si trova nel bacino di avanfossa terziaria della Pianura Padana, ed è ubicata proprio in corrispondenza del fronte esterno delle cosiddette "pieghe emiliane".



L'estensione dell'area corrisponde a 74.987 ettari, caratterizzati da una topografia quasi esclusivamente pianeggiante, con quote che non superano i 100 m.

La zona è coperta da una fitta rete di gasdotti della SNAM, con una spaziatura dell'ordine dei 10-20 km.

3. INQUADRAMENTO GEOLOGICO

3.1 Evoluzione del bacino e stratigrafia

L'area in esame è compresa nella fascia di avanfossa padana plio-pleistocenica, creatasi al fronte della catena appenninica a seguito delle spinte orogenetiche. La messa in posto dell'orogene appenninico è avvenuta a partire dal tardo Miocene, attraverso la migrazione progressiva di un sistema catena-avanfossa nord-est vergente. In questi movimenti traslativi con carattere di sovrascorrimento vengono a trovarsi coinvolte sia le successioni terrigene neogeniche che quelle carbonatiche mesozoiche. In considerazione del fatto che i temi che si intendono perseguire sono contenuti nelle sequenze terrigene mio-plioceniche, l'evoluzione geologica dell'area verrà qui descritta in riferimento alle unità stratigrafiche sedimentarie a partire dall'Oligocene-Miocene (fig.1).

Fino a quel momento, mentre a nord si completava l'evoluzione delle pieghe alpine, più a sud si estendeva un profondo bacino con prevalente sedimentazione di termini argilloso-marnosi. Nel Langhiano, in concomitanza dei primi accavallamenti appenninici, questi termini vennero progressivamente sostituiti da sequenze torbiditiche con intercalazioni ritmiche di arenarie e sabbie (formazione Marnoso Arenacea) che derivavano in parte dall'erosione della catena alpina e in parte dalla nascente catena appenninica. Le torbiditi di derivazione meridionale si misero in posto in un bacino stretto e profondo lungo il fronte dei thrusts appenninici, dando luogo a fans e a successioni di piana bacinale costituite da intercalazioni di marne e arenarie. Questi sedimenti hanno uno spessore massimo di 2000/3000m al depocentro e si riducono a poche centinaia di metri verso il bordo settentrionale. La deposizione di queste formazioni continuò durante il Serravalliano e il Tortoniano, sebbene su un'area progressivamente minore. All'inizio del Messiniano, le litofacies erano caratterizzate da sedimentazione prevalentemente pelitica nelle zone in subsidenza e da depositi di evaporiti (formazione Gessoso Solfifera) lungo i margini del bacino. Verso la fine del Messiniano, la paleogeografia del bacino cambiò drasticamente, a causa dell'intensificarsi dei fenomeni di accavallamento che portarono alla formazione di una serie di culminazioni con andamento appenninico creando strette e



lunghe depressioni colmate da spesse successioni di arenarie. La formazione Fusignano consiste in alternanze irregolari di spessi strati di arenarie, argille di spessore variabile e alcuni livelli conglomeratici. Fenomeni di slumping sono stati individuati, tramite il dipmeter, soprattutto nella porzione inferiore della formazione e sono stati attribuiti a scivolamenti gravitativi di considerevole estensione. La formazione Fusignano è generalmente caratterizzata da un notevole spessore, che si attesta intorno ai 1600m nei dintorni di Correggio. Lungo i margini del bacino questa formazione è sostituita dalle argille e marne della formazione Colombacci, la quale ha uno spessore medio compreso tra 100 e 300m. Episodi di sabbie di ambiente deltizio, quali quelle della formazione Cortemaggiore, si depositavano lungo il fronte appenninico nord-occidentale.

All'inizio del Pliocene, in seguito al ristabilirsi delle connessioni marine con i bacini oceanici a sud-est, la salinità dell'acqua tornò a livelli normali e il ciclo sedimentario trasgressivo iniziato nel tardo Messiniano continuò indisturbato. Le successioni torbiditiche caratteristiche di grandi piane bacinali, come ad esempio la formazione Porto Corsini e Porto Garibaldi, si depositarono praticamente lungo lo stesso asse di subsidenza di quelle del tardo Messiniano. Le torbiditi della formazione Porto Corsini, datate Pliocene inferiore, consistono in una monotona successione di sottili livelli di sabbie e siltiti, in regolare alternanza con argille; i singoli corpi sabbiosi si assottigliano verso la parte sommitale della formazione, mentre sono più sviluppati nelle zone profonde dei bacini minori, allineati con la catena appenninica. Lo spessore varia da 1500 a 2000m, con uno sviluppo maggiore nell'area del pozzo Castelnovo 1 e nell'offshore adriatico, in corrispondenza dei settori maggiormente subsidenti. Le sabbie della formazione Porto Corsini rappresentano regolari corpi torbiditici che si sviluppano lungo notevoli distanze attraverso piane bacinali caratterizzate da condizioni di bassa energia. Tuttavia, alla fine del Pliocene inferiore, il perdurare delle spinte tettoniche diede origine ad ulteriori accavallamenti, per cui sui culmini più alti si vennero a creare zone di non deposizione della Porto Corsini.

Il periodo che va dal medio al tardo Pliocene si aprì con una nuova fase di subsidenza per il bacino padano e di elevata attività tettonica che interessò tutto il margine appenninico. Le spinte furono di tale intensità che fecero emergere buona parte del fronte esterno delle pieghe ferraresi; infatti tra il campo di Cavone e il pozzo Consandolo 1, si rinvengono vaste aree con hiatus deposizionali. Nelle zone interne al fronte dei maggiori thrusts, potenti bancate di sabbie torbiditiche (formazione Porto Garibaldi) andarono a colmare i



bacini creati dallo sradicamento delle falde più avanzate. La formazione Porto Garibaldi si distingue dalla Porto Corsini per un notevole incremento della porzione sabbiosa e dal cambiamento del ritmo di sedimentazione non più costituito da alternanze, ma da banchi spessi anche 100m, separati da letti argillosi di alcuni metri. Anche per questa formazione lo spessore complessivo raggiunge i 2000m in prossimità del centro del bacino.

Durante il Pleistocene l'intera Pianura Padana fu caratterizzata da una subsidenza di carattere regionale. Una trasgressione marina interessò le aree che erano emerse durante il tardo Pliocene e nell'intero bacino si depositarono le sabbie della formazione Asti, riempiendo i precedenti depocentri pliocenici, mentre ai margini continuavano le argille del Santerno. Il massimo spessore della formazione Asti varia tra i 1500m dell'area piemontese fino agli oltre 2000m nell'offshore adriatico. Tale formazione passa gradualmente verso l'alto a depositi ghiaiosi e sabbiosi di natura alluvionale.

2.2 Tettonica

L'area padana rappresenta la terminazione più settentrionale del blocco apulo compreso tra il fronte degli opposti accavallamenti sud-alpini a nord e quelli appenninici a sud. La messa in posto delle due catene, mediante un sistema di archi di pieghe, è datata Oligocene-Miocene superiore per quella sud-alpina e tardo Miocene-Pleistocene per quella appenninica. Questa differenza temporale ha portato alla completa copertura delle falde sud-alpine con una coltre terrigena pliocenica in parte accavallata, la meridionale, ed in parte ad andamento monoclinale, la settentrionale (fig.2).

Il fronte sepolto appenninico è costituito da due successioni di pieghe: quelle più a sud, pieghe emiliane-romagnole, la cui tettonizzazione, iniziata probabilmente nel Messiniano e proseguita durante il Pliocene inferiore, riguarda solo i termini mio-pliocenici; e quelle più a nord-est, pieghe ferraresi, di età tardopliocenico-pleistoceniche, caratterizzate da una tettonica molto intensa che ha portato il substrato mesozoico carbonatico in posizione elevata in sovrascorrimento sul Terziario terrigeno. L'età della tettonizzazione di questi due archi giunge fino al Pleistocene.

Il permesso "Casalmaggiore" si situa immediatamente al fronte delle pieghe emiliane.

Più a sud affiorano i termini oligo-miocenici dell'Appennino settentrionale. I sedimenti plio-pleistocenici si sono depositi progressivamente nelle sinclinali venutesi a creare tra i thrusts in seguito alle sopra menzionate fasi compressive orogeniche.



4. OBIETTIVI MINERARI

4.1 Reservoir e seal

Nella parte meridionale della Pianura Padana, lungo la continuazione nel sottosuolo delle falde trascorse dell'Appennino settentrionale, i reservoirs presenti sono legati alle sequenze torbiditiche del Pliocene; in particolare alle formazioni Porto Corsini e Porto Garibaldi, sebbene anche la formazione **Fusignano** di età messiniana possa rappresentare un potenziale serbatoio. I reservoirs di quest'ultima formazione consistono in forti spessori di arenarie irregolarmente intercalati con sottili livelli di argilliti. Le alternanze possono essere suddivise in singole megasequenze sabbiose spesse alcune decine di metri, che danno alla formazione una tipica caratterizzazione a granulometria decrescente verso l'alto (fining upward), come diagnosticata sulle registrazioni dei logs elettrici. Questa formazione si trova lungo i fianchi dei principali thrusts appenninici sindeposizionali. Lo spessore supera i 1000m in Bre' 1 e in Bagnolo 1, ma generalmente si attesta intorno ai 500 m. La porosità media è del 10-20%, mentre la permeabilità è estremamente variabile e costituisce uno dei limiti prioritari alla ricerca. La formazione è produttiva solo nel campo a gas di Cotignola, in presenza di trappole miste (fig.5).

La formazione **Porto Corsini** (Pliocene inferiore) comprende corpi decimetrici di sabbie torbiditiche di piana bacinale deposte lungo il fronte dei thrusts appenninici sepolti e nell'offshore adriatico. Essa produce nei campi di Alfonsine, Selva e San Pietro in Casale e in molti dei grandi giacimenti a gas dell'offshore adriatico (fig.4). I reservoirs (generalmente multipay) sono costituiti da una monotona successione di silt e sabbie che si alternano regolarmente con letti argillosi di alcuni metri di spessore. Le sabbie sono generalmente a granulometria fine, passanti a silt al tetto di ciascuna sequenza. La matrice argillosa è generalmente abbondante. Lo spessore è di oltre 2000m nel depocentro del bacino e i valori di porosità sono tipicamente al di sopra del 30%. La formazione Porto Corsini contiene solo il 18% del gas scoperto in Pianura Padana, con 10 campi, ma aumenta enormemente se si aggiungono i grossi campi dell'offshore Adriatico quali Agostino-Porto Garibaldi, Azalea, ecc.

La formazione **Porto Garibaldi** (Pliocene medio-superiore) presenta serbatoi a gas meglio sviluppati nella porzione sud-orientale della Pianura Padana, compreso l'offshore Adriatico (fig.3). I reservoirs sono costituiti da letti sabbiosi di spessore generalmente intorno ai 50-100m, separati da intercalazioni argillose di 5-20m. Abitualmente, le



intercalazioni di argilla sono più frequenti nella parte basale della formazione. I valori di porosità tipici delle sabbie sono superiori al 25%, ma con permeabilità estremamente alta. La formazione Porto Garibaldi contiene quasi il 50% del gas scoperto in Pianura Padana, con ben 20 campi.

4.2 Source rocks e migrazione

Il gas naturale della Pianura Padana è principalmente di origine biogenica, prodotto dagli stessi batteri contenuti nei sedimenti Plio-Pleistocenici ed è caratterizzato da metano quasi puro (oltre il 98%).

Questo tipo di gas costituisce l'80% del gas totale contenuto nei bacini finora conosciuti e la sua presenza è dovuta all'alto tasso di sedimentazione nell'avanfossa (1000m per milione di anni), alla deposizione alternata di sabbie e argille (serbatoio e seal) e alle trappole sinsedimentarie create dalla tettonica compressiva.

In queste condizioni, il gas prodottosi durante la diagenesi è precocemente migrato secondo il gradiente idrodinamico, seguendo l'espulsione dell'acqua durante la compattazione, fino a costituire giacimenti di gas in trappole di precoce formazione.

4.3 Tipi di trappole

Trappole strutturali e stratigrafiche si possono riscontrare nella porzione di sedimenti relativa al Plio-Pleistocene. Trappole strutturali di età pliocenica sono situate lungo il fronte settentrionale delle pieghe appenniniche sepolte. Sono proprio le trappole strutturali sinsedimentarie plio-pleistoceniche a costituire i principali giacimenti di gas scoperti nelle pieghe emiliane e ferraresi, con serbatoi torbiditici la cui età va dal tardo Miocene al Pliocene medio-superiore. La distribuzione dei reservoirs è stata controllata dalla paleo-morfologia del fondo marino che si è venuta a determinare con l'avanzare delle strutture generate dalle spinte tettoniche (fig.6).

Le trappole stratigrafiche produttive finora conosciute in tutta la Pianura Padana rappresentano il 33% dei campi fino ad oggi scoperti, e contengono circa il 15% delle riserve totali recuperabili. Solo due campi contengono riserve recuperabili superiori a 4 miliardi di m³, mentre la dimensione tipica di un campo è generalmente dell'ordine di 300 milioni di m³. La zona dove le trappole stratigrafiche sono maggiormente presenti è nella monoclinale pedalpina terziaria del bacino lombardo, con numerosi campi che producono dalle sabbie e ghiaie messiniane della formazione Sergnano.



Nella zona delle falde appenniniche sepolte le trappole stratigrafiche rappresentano solo il 18% di quelle scoperte, e contengono il 12% delle riserve recuperabili.

Nelle pieghe ferraresi è stato trovato un modesto accumulo di gas nelle sabbie del Pliocene medio-superiore appartenenti alla formazione di Porto Garibaldi.

I giacimenti relativi alle trappole miste si riscontrano nei serbatoi sabbiosi pliocenici che si sono sviluppati lungo i fianchi delle anticlinali dovute a pieghe o a thrusts. Queste anticlinali emersero alla fine del Messiniano e successivamente tornarono a essere sommerse all'inizio del Pleistocene. I campi di Ravenna e Selva, situati a oriente dell'area in questione, sono esempi di trappole miste.

5. LAVORI ESEGUITI NELL'AREA

5.1 Maggiori scoperte rinvenute

L'esplorazione nell'area delle pieghe emiliane-ferraresi è stata iniziata dall'Agip negli anni cinquanta, subito dopo la definizione della Pianura Padana come zona di ricerca esclusiva all'ENI, e fino al recente passato vi sono stati effettuati numerosi pozzi.

Presumibilmente tutti gli alti strutturali legati alle pieghe traslate delle dorsali ferraresi ed emiliane sono stati esplorati, dando origine alle importanti scoperte dei campi di: Correggio (1952), Cotignola (1953), Imola (1953), Selva (1953), Spilamberto (1956), Minerbio (1956), San Pietro in Casale (1957), San Potito (1984). L'unica struttura che produce olio dalla piattaforma carbonatica del Cretacico è Cavone di Carpi (scoperto nel 1977 e attualmente ancora in produzione).

I campi a gas di Santerno (1953), Budrio (1955), e Marzeno (1956) sono stati scoperti nelle arenarie tortoniane della Marnoso Arenacea.

5.2 Precedente esplorazione dell'area oggetto dell'istanza

5.2.1 Rilievi sismici

Nell'area oggetto dell'istanza per il permesso "Casalmaggiore" è presente un fitto grid di linee sismiche acquisite dall'AGIP, per un totale di circa 700 km con una maglia di copertura difficilmente superiore ai 5-10 km. Si tratta di linee registrate con tecnologia digitale tra il 1980 e il 1993, utilizzando come sorgente di energia sia dinamite che vibratorii. La qualità dei dati è risultata mediamente buona con alta definizione del segnale in tutta la sequenza clastica.



5.2.2. Perforazioni

Nell'area dell'istanza sono stati finora effettuati i seguenti sondaggi esplorativi negativi:

Soragna 1 (1952) - Profondità finale: 1600m.

Soragna 3 (1953) - Profondità finale: 2733m; formazione di fondo: Marnoso Arenacea.

Soragna 3 Dev (1954) - Profondità finale: 3034 m; formazione di fondo: Marnoso Arenacea.

Bré 1 (1971) - Profondità finale: 5975m; formazione di fondo: Marnoso Arenacea.

Cantoni 1 (1992) - Profondità finale: 4780m; formazione di fondo: Fusignano.

Bosco Rosso 1 (1993) - Profondità finale: 5446m; formazione di fondo: Porto Corsini.

Nelle aree limitrofe all'area in istanza, numerose altre perforazioni hanno dato esiti soddisfacenti; se ne elencano qui di seguito le principali:

Campo a gas di Cortemaggiore

Si trova immediatamente a ovest dei confini del permesso; le perforazioni sono iniziate alla fine degli anni '40. Il gas proviene dalle sabbie della formazione Cortemaggiore (a circa 1500m di profondità) e da quelle della Marnoso Arenacea (a circa 1800m). La porosità di tali sabbie è circa del 30%, leggermente più elevata per la Cortemaggiore. Il pool è drenato da 77 pozzi ed è tuttora in produzione. Fino a questo momento ha erogato 15 miliardi m³ di gas. Lo stesso campo ha prodotto contemporaneamente anche olio a 34,2 e a 39,6°API, la cui produzione è però cessata nel 1992.

Campi a gas di Piadena Ovest e Piadena Est

Questi due campi sono situati appena a nord del confine settentrionale dell'area in istanza. La loro produzione è iniziata a metà degli anni '50 e, per quanto riguarda Piadena Ovest si è conclusa quasi subito (nel 1956), mentre a Piadena Est prosegue tuttora. Il campo di Piadena Ovest ha prodotto circa 50 milioni m³ di gas dalle sabbie della formazione Porto Garibaldi, a circa 3000m di profondità. Il campo di Piadena Est è invece costituito da 18 pozzi che producono gas dalle sabbie della formazione Porto Garibaldi e da quelle della Santerno, rispettivamente situate a 2800 e circa 3000m di profondità; finora la produzione è stata di oltre 2 miliardi m³.

Campi a gas di Ghiara e Priorato

Sono molto più recenti dei campi finora citati (1984-85) ed hanno estratto gas dalle arenarie della formazione Marnoso Arenacea, a una profondità compresa tra i 1000m di Priorato e i 1600m di Ghiara.



6. POTENZIALE MINERARIO

6.1 Introduzione

Come già detto, le pieghe emiliane e quelle ferraresi-romagnole sono state largamente esplorate e tutti gli alti strutturali sono stati indagati con almeno un pozzo. Tuttavia la presenza di notevoli spessori di sedimenti torbiditici plio-pleistocenici lungo le sinclinali situate tra i principali allineamenti strutturali fa ipotizzare un possibile accumulo di idrocarburi in trappole stratigrafiche per shale-out delle sabbie. Per questa ragione la trappole strutturali andrebbero, per lo meno inizialmente, messe da parte e l'esplorazione dell'area dovrebbe mirare alle trappole stratigrafiche o miste.

Un discreto potenziale a gas potrebbe essere rinvenuto soprattutto lungo i fianchi interni dei principali allineamenti di anticlinali nei corpi sabbiosi delle formazioni Porto Garibaldi e Porto Corsini che si estendono ampiamente da Cremona fino alla costa romagnola.

Si ritiene che nelle aree sopra citate l'esplorazione mirata alle trappole stratigrafiche sia piuttosto interessante e che possa condurre a ulteriori consistenti scoperte di gas, la cui dimensione dovrebbe variare tra 2 e 4 miliardi m³ per singolo prospetto.

6.2 Potenziale minerario dell'area in esame

In base ai dati geofisici e di pozzo a disposizione, si osserva che l'area oggetto dell'istanza si viene a trovare in corrispondenza di una zona monoclinale immediatamente a nord del fronte delle pieghe emiliane. Le formazioni torbiditiche presenti si trovano a profondità che arrivano fino ai 2000m per la formazione Porto Garibaldi, mentre oltrepassano i 4000m per la Porto Corsini. Tuttavia, è proprio nei bassi strutturali che si sono depositati i maggiori spessori di torbiditi, che in quest'area raggiungono i 2000m per entrambe le formazioni, ed è quindi qui che è più probabile la formazione di trappole stratigrafiche. Infatti, nelle suddette formazioni torbiditiche c'è la possibilità di chiusure a pinch-out delle porzioni sabbiose comprese tra livelli argillosi, soprattutto verso nord-ovest, direzione di provenienza degli apporti (fig.7).

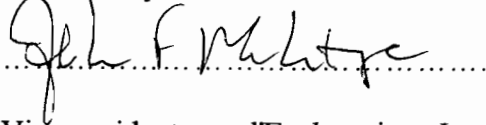
La ricerca sarà quindi mirata alla definizione della chiusura laterale dei singoli lobi torbiditici con tecnologie di sismica stratigrafica (impedenza acustica e anomalie di ampiezza), andando a preferire situazioni di multipays in modo da ottimizzare il loro futuro sviluppo produttivo.

Un pozzo che intenda esplorare la potenzialità delle formazioni Porto Garibaldi e Porto Corsini dovrà essere spinto fino alla profondità di circa 5000m.

La presenza di trappole più superficiali nella sequenza pleistocenica delle sabbie di Asti potrà essere oggetto di ulteriore ricerca qualora se ne presentasse l'opportunità, anche in prospettiva di una commercializzazione locale che non abbia bisogno di alte pressioni per essere immessa nel metanodotto.

Forest Oil Italia Corporation

J.F. Mc Intyre



Vicepresidente per l'Esplorazione Internazionale



Roma, 21 DIC. 1998

LOMBARD - EMILIA AREA CENOZOIC STRATIGRAPHIC CHART

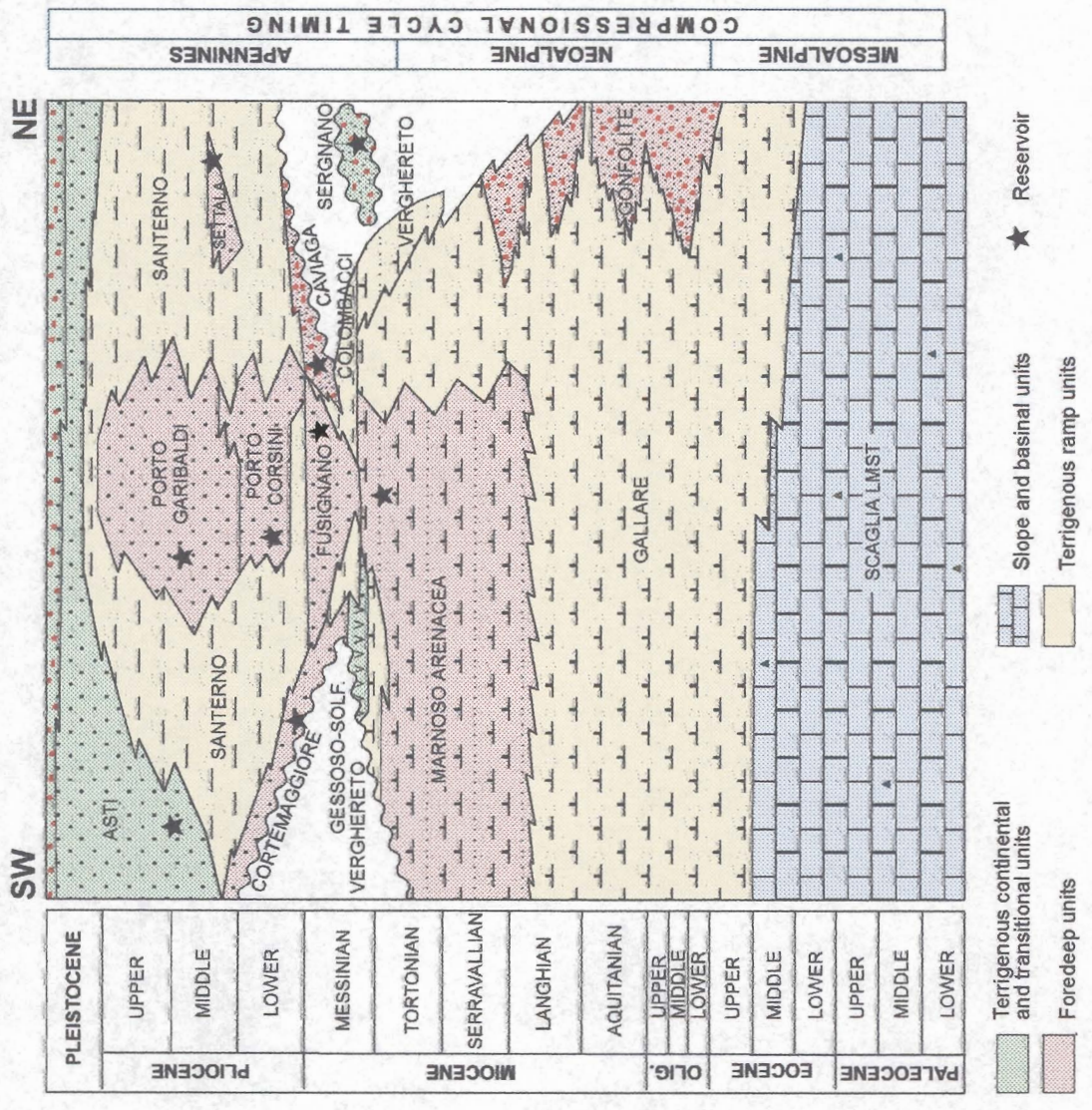
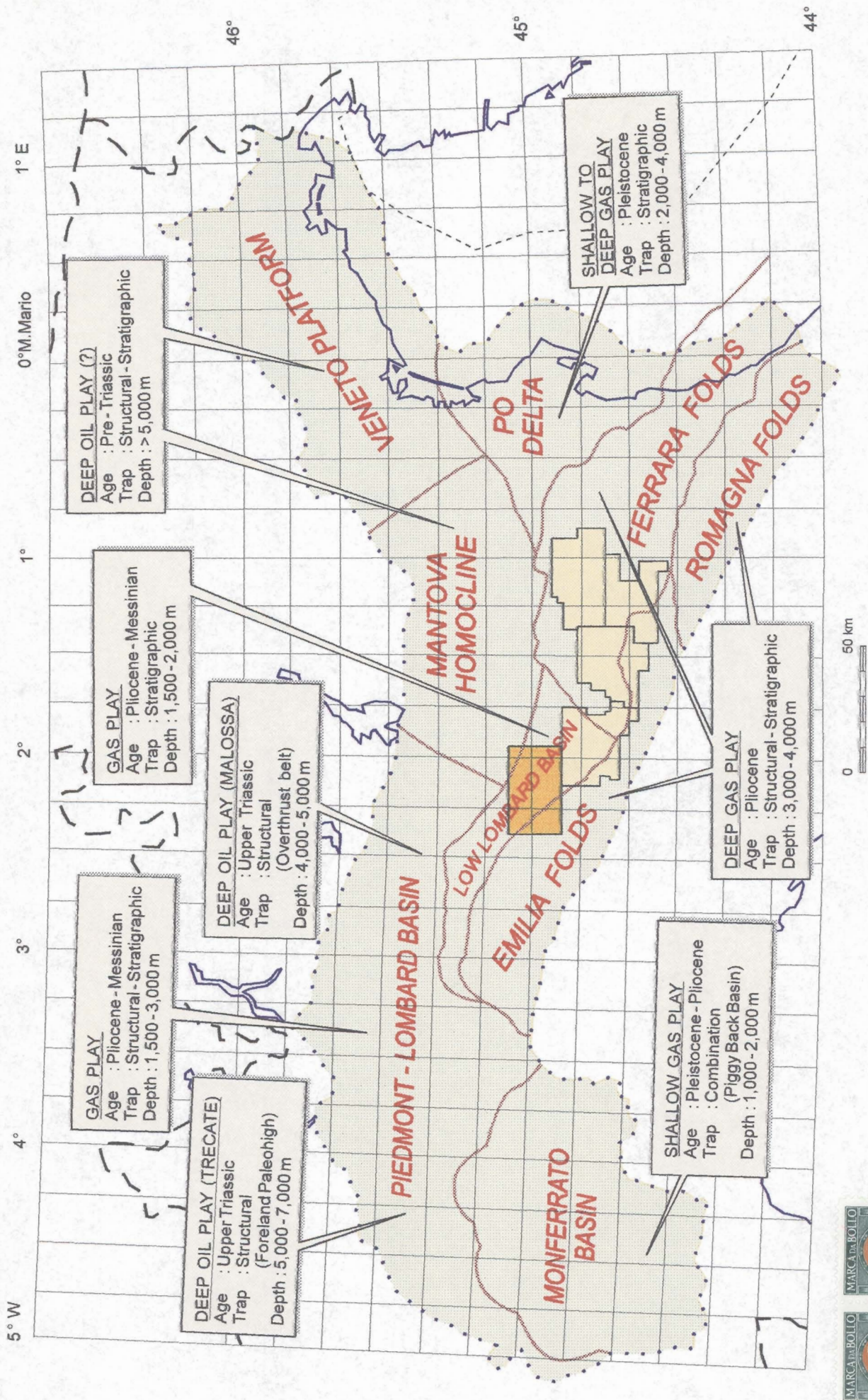


Fig. 1



PO VALLEY: GEOLOGICAL PROVINCES

Fig. 2



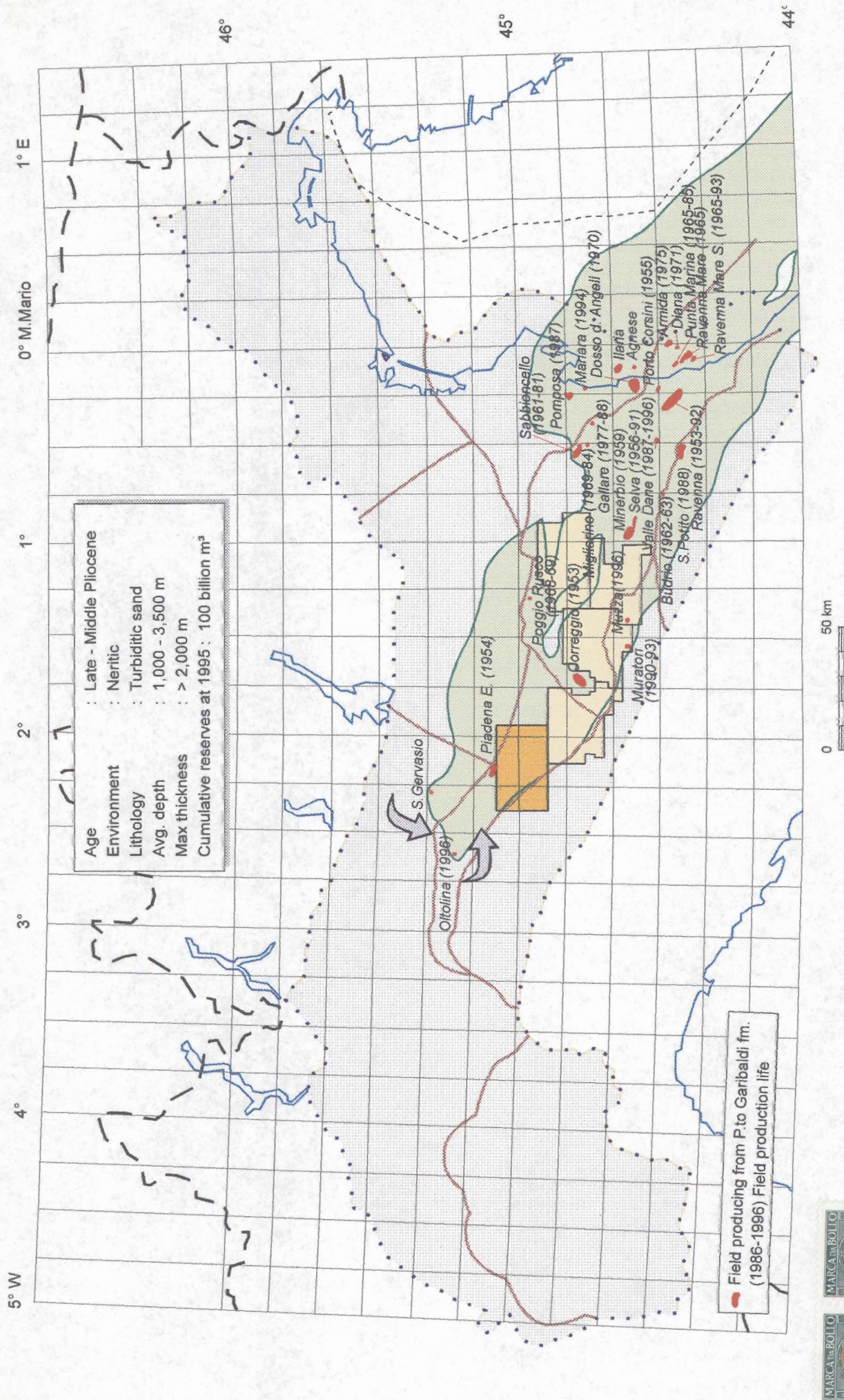
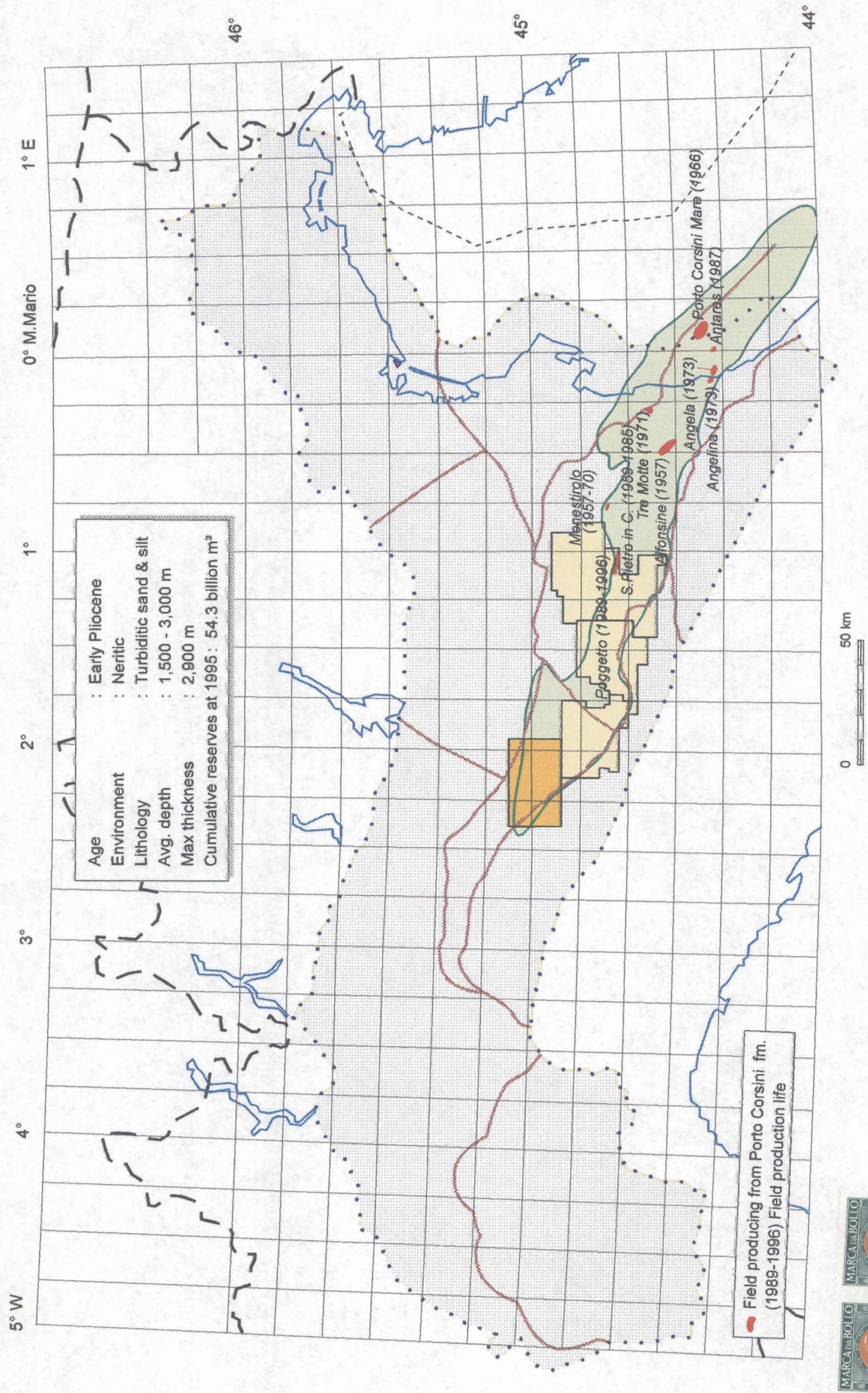


Fig. 3

PO VALLEY: PORTO GARIBALDI FORMATION GAS PLAY

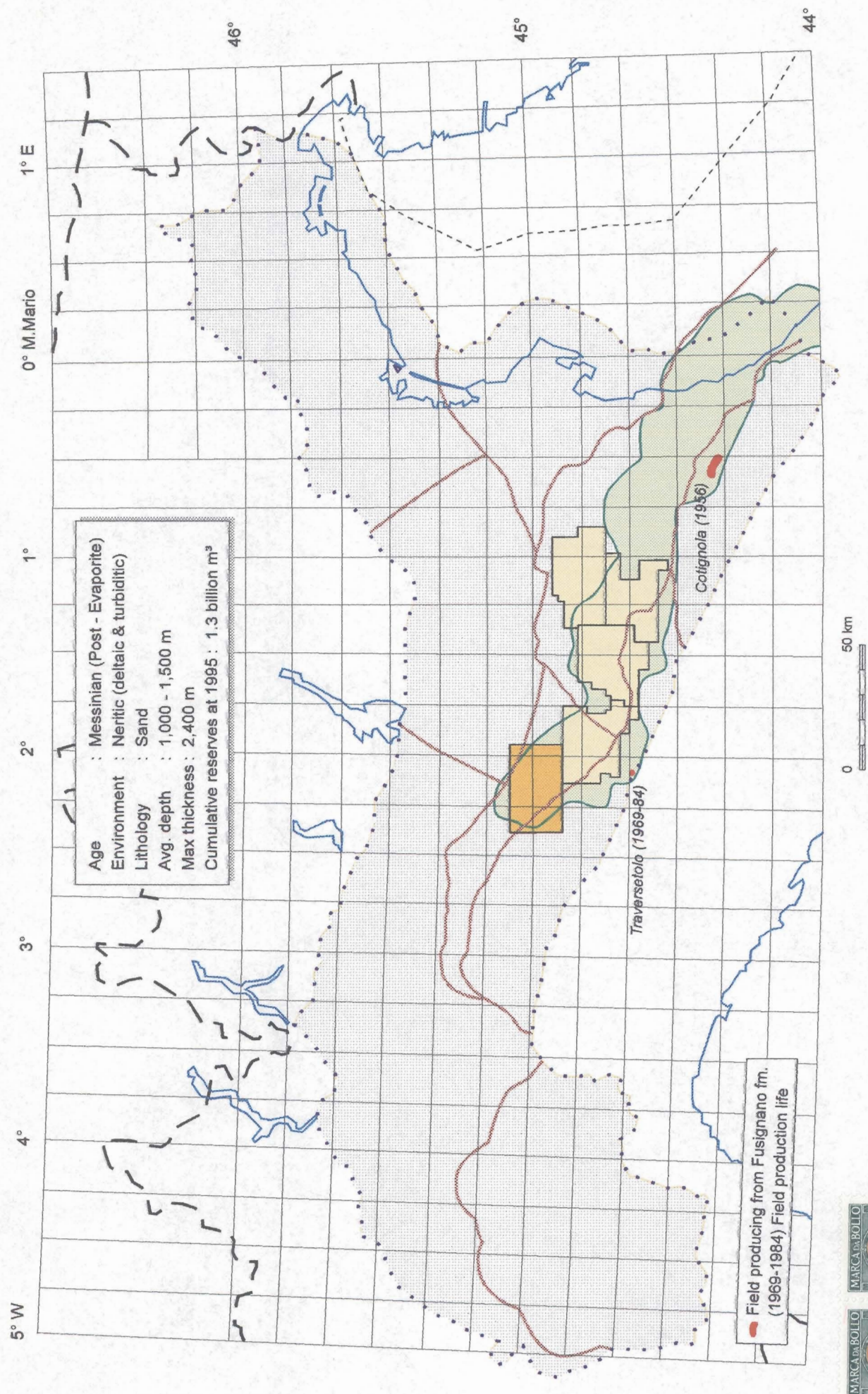




PO VALLEY: PORTO CORSINI FORMATION GAS PLAY

Fig. 4





PO VALLEY: FUSIGNANO FORMATION GAS PLAY

Fig. 5



PO VALLEY: SUMMARY OF GAS PLAY TRAP TYPES

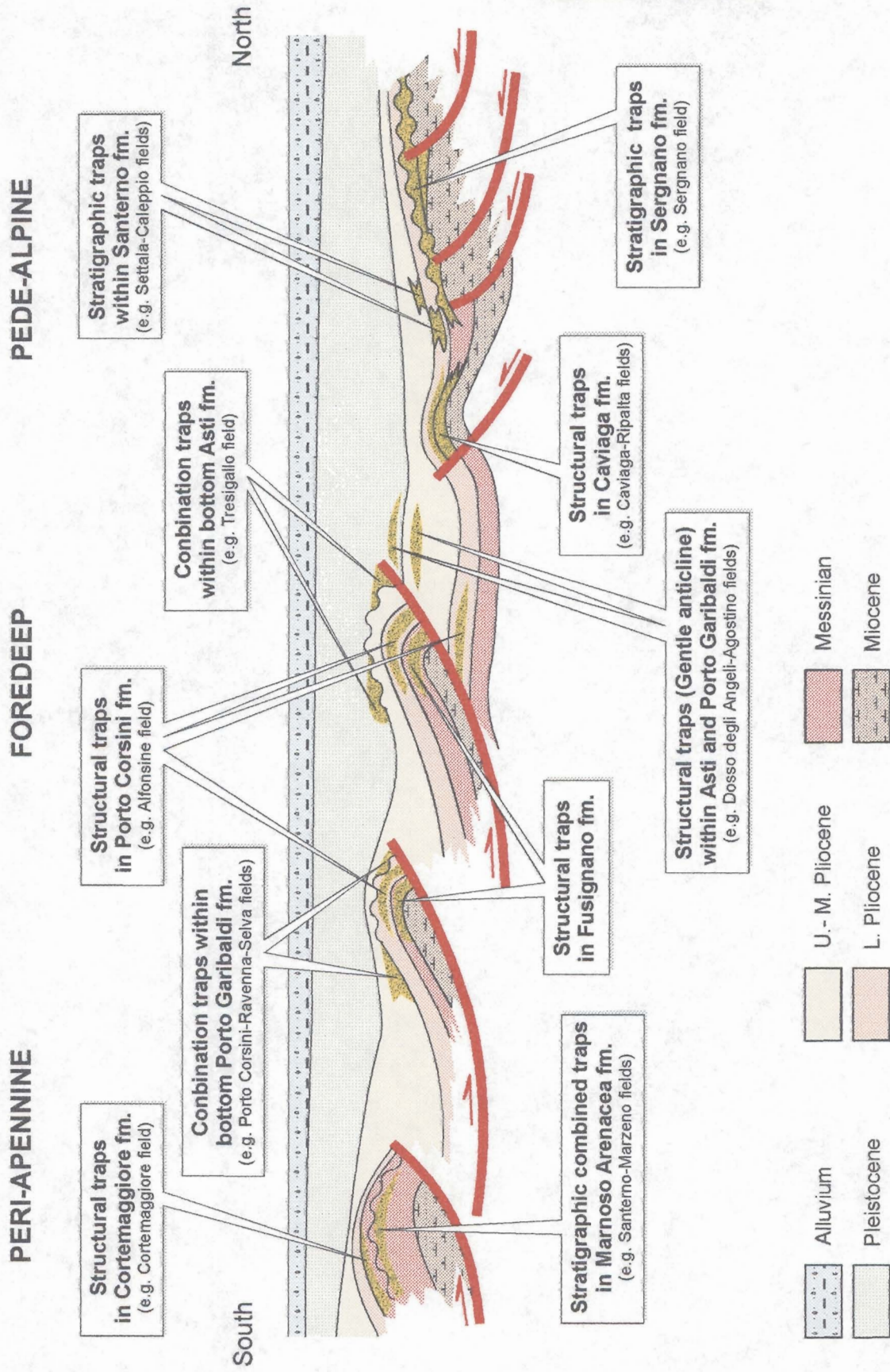


Fig. 6

PO VALLEY: PLIOCENE TURBIDITIC DEPOSITION

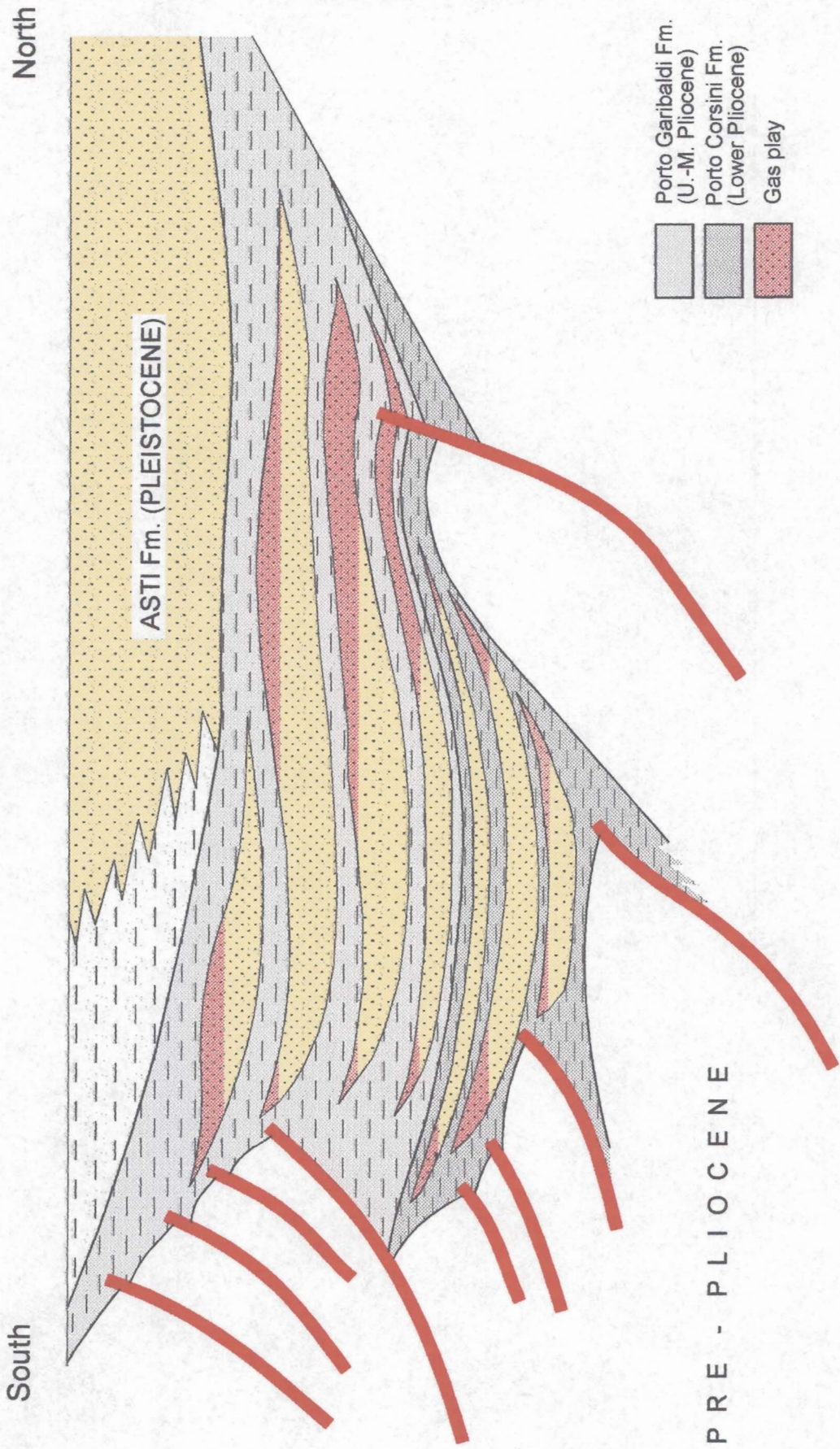


Fig. 7