



CONSUL SERVICE S.r.l.

Socio Unico - Società controllata da Consul Oil&Gas Limited
Sede Legale Via Alberico II 31 00193 Roma - Italy
Cod Fisc/PIVA: 01348720358 Tel. +39 06 6893085
Fax +39 06 6869866 E-mail: info@consuloilgas.com



All.A

**Relazione tecnica relativa all'estensione
della Concessione di Coltivazione
“Fonte San Damiano”.**





SOMMARIO.

1. UBICAZIONE GEOGRAFICA DELL'AREA.
2. SINTESI GEOLOGICA REGIONALE.
3. STRATIGRAFIA.
4. QUADRO RIASSUNTIVO PALEOGEOGRAFICO STRUTTURALE.
5. GEOLOGIA DEGLI IDROCARBURI.
 - 5.1 ROCCIA MADRE, ROCCIA SERBATOIO E COPERTURA.
 - 5.2 POSSIBILI TRAPPOLE.
6. CORRELAZIONI TRA I POZZI MARCIANO 1 - MARCIANO 1 DIR ST- POMARICO 1.
7. CONCLUSIONI.

ELENCO DELLE FIGURE.

Figura 1. Area richiesta per l'estensione della Concessione.

Figura 2. Quadro geologico strutturale dell'Appennino Meridionale ed ubicazione dell'area.

Figura 3. Sezione schematica attraverso l'avanfossa Bradanica.

Figura 4. Ubicazione dei pozzi in prossimità dell'area richiesta per l'estensione.

Figura 4a. Schemi strutturali.

Figura 5. Trappole per idrocarburi nel Bacino lucano.

Figura 6. Correlazioni elettriche fra i pozzi Pomarico 1 e Marciano 1.

Figura 7. Piano di posizione linee sismiche

Figura 8. Linea sismica MT 308-77 HR

Allegati.

Log Pozzo Marciano 1

Log Pozzo Marciano 1 dir ST

Log Pozzo Pomarico 1.



1. UBICAZIONE GEOGRAFICA DELL'AREA.

L'area richiesta per l'estensione della Concessione di Coltivazione "Fonte San Damiano", si sviluppa su di una superficie di 2,85 Km² (Fig.1) ed appartiene amministrativamente alla Provincia di Matera. L'intera area ricade all'interno del Foglio della Carta Topografica d'Italia alla scala 1:100.000 n. 201 "Matera".

Dal punto di vista geografico essa occupa la media Valle del Fiume Basento in corrispondenza dei Comuni di Ferrandina e Pomarico. La morfologia è prevalentemente collinare ed è solcata da corsi d'acqua minori che si riversano nel Bacino del Fiume Basento.

L'area è delimitata a N e a NW dalla Concessione Fonte San Damiano, a Sud dalla Concessione M. Morrone e a E dal Permesso di ricerca Fiume Bradano.

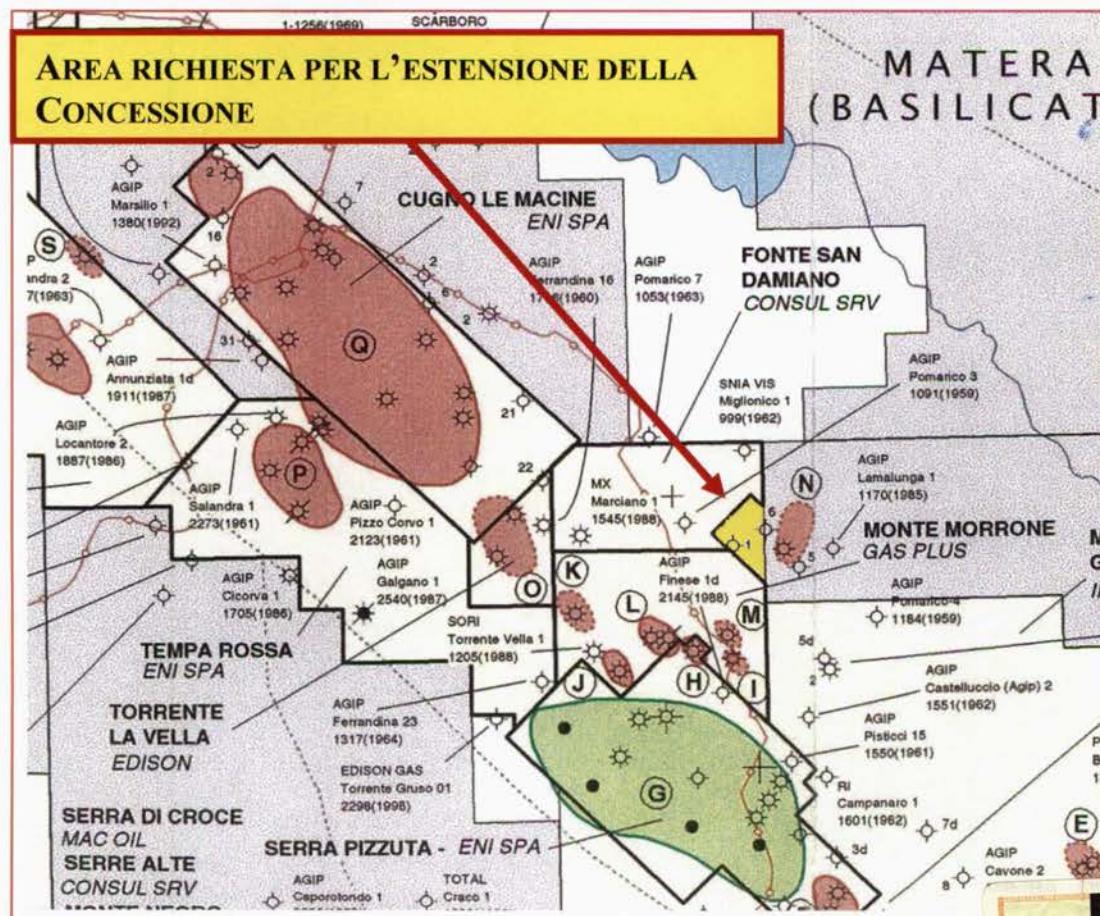


Figura 1. Area richiesta per l'estensione della Concessione.



2. SINTESI GEOLOGICA REGIONALE.

L'area geologicamente si colloca nel Bacino Lucano che insieme a quello Pugliese e Molisano, fa parte di un complesso tettonico più vasto, l'avanfossa Bradanica.

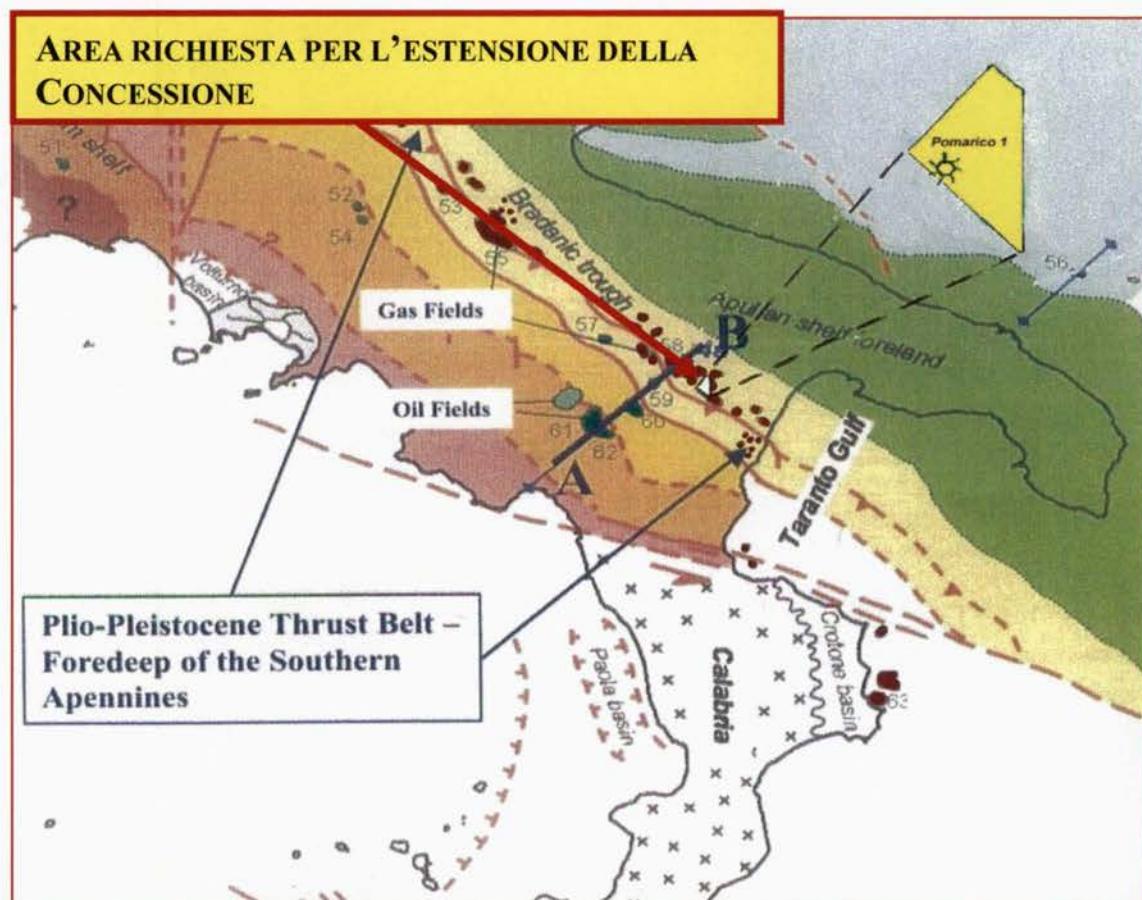


Figura 2. Quadro geologico - strutturale dell'Appennino Meridionale ed ubicazione dell'area richiesta.

La fossa Bradanica (fig. 2), nella quale sono state fatte molte tra le principali scoperte di idrocarburi nell'Italia Meridionale, corrisponde alla porzione meridionale dell'avanfossa appenninica e comprende diversi bacini a diversa evoluzione tettonico - sedimentaria, tra cui il Bacino Lucano.

La fossa Bradanica rappresenta, da un punto di vista geodinamico, un complesso bacino di avanfossa individuatosi durante il Pliocene inferiore nel contesto dell'orogenesi alpino-appenninica.

Attualmente, i depositi prevalentemente torbiditici che la colmarono, sono esposti lungo una stretta fascia allungata in senso NW-SE per una lunghezza di oltre 200 km, tra il ripiano murgiano e il Gargano (avampaese Apulo) a Est e la catena appenninica a Ovest. Le dimensioni trasversali dei depositi di avanfossa aumentano regolarmente da NW (circa 20 km all'altezza di Spinazzola) a SE (circa 60 km in corrispondenza della linea di costa ionica).



Il processo evolutivo che condurrà alla formazione di questa avanfossa ha inizio nel tardo Triassico, quando sul margine settentrionale della placca africana si instaurano le condizioni per lo sviluppo di una piattaforma carbonatica. Tali condizioni, nel settore in esame, si manterranno invariate fino a tutto il Cretacico e consentiranno la formazione di una successione carbonatica dello spessore di più di 5 km (Piattaforma Apula).

L'inizio dell'orogenesi appenninica muterà in seguito il quadro geodinamico di sostanziale stabilità, determinando la traslazione progressiva del fronte compressivo e il concomitante arretramento dell'asse di flessurazione della placca di avampaese. L'instaurarsi di un regime prevalentemente compressivo coinvolge dapprima i domini più interni ed occidentali (dominio ligure) e la migrazione dell'intero sistema catena -avanfossa - avampaese verso i quadranti Nord-occidentali arriverà a coinvolgere il settore in esame nel Pliocene inferiore.

Nel settore lucano, la fase di flessurazione della piastra di avampaese, che segnala l'instaurarsi dell'avanfossa, è registrata da depositi argilloso - marnosi databili alla parte alta del Pliocene inferiore (zona a *Globorotalia puniculata*).

Le modalità di enucleazione dell'avanfossa Plio-Pleistocenica sono dunque regolate da regimi tettonici differenti che influenzano notevolmente la fisiografia dell'avanfossa bradanica e, di conseguenza, l'evoluzione sedimentaria e la geometria dei depositi torbiditici.

La successiva evoluzione del Bacino Bradanico è delineata da accurate ricostruzioni paleogeografiche, soprattutto per quanto riguarda il margine orientale della fossa, rese possibili dall'analisi di numerosi dati sismici e di sondaggio.

Si è infatti potuta determinare con buona precisione la posizione delle linee di costa lungo il margine murgiano nell'intervallo Plio - pleistocenico; l'estensione del bacino verso il suo bordo sud-occidentale è invece di difficile determinazione, in particolare nell'intervallo Pliocene inferiore - medio, per la presenza delle coltri alloctone che si riversavano nel bacino provenendo da settori più interni (SW) e che nascondono l'effettiva estensione dei terreni di riempimento della fossa Bradanica. Pur con queste limitazioni, è possibile tuttavia riconoscere una migrazione generalizzata delle linee di costa verso Est, uno sviluppo assiale del bacino in senso NW-SE e un suo riempimento progressivo da NW verso SE.

Questa evoluzione può essere messa in relazione al non parallelismo tra i due margini convergenti, la placca di avampaese e il fronte orogenico, che individuavano un angolo aperto verso SE. Il Bacino Lucano si evolve con una certa diacronia rispetto ai segmenti settentrionali (Bacino Pugliese) dell'avanfossa appenninica dai quali, a partire dal Pliocene superiore, sarà isolato per mezzo di una struttura trasversale (Sella Banzi-Lavello). Così mentre la fase di massima subsidienza nel Bacino Pugliese ha luogo durante il Pliocene medio e superiore, nel



3

Bacino Lucano tale fase si svolgerà tra il Pliocene superiore e il Pleistocene. Il Bacino Lucano sarà sede di un'intensa sedimentazione in cui si alternano e si sovrappongono gli apporti gravitativi di massa conseguenti all'attivazione tettonica del margine interno e quelli torbiditici che hanno massimo sviluppo nell'area depocentrale del bacino.

Schematic Section of Bradano Foredeep

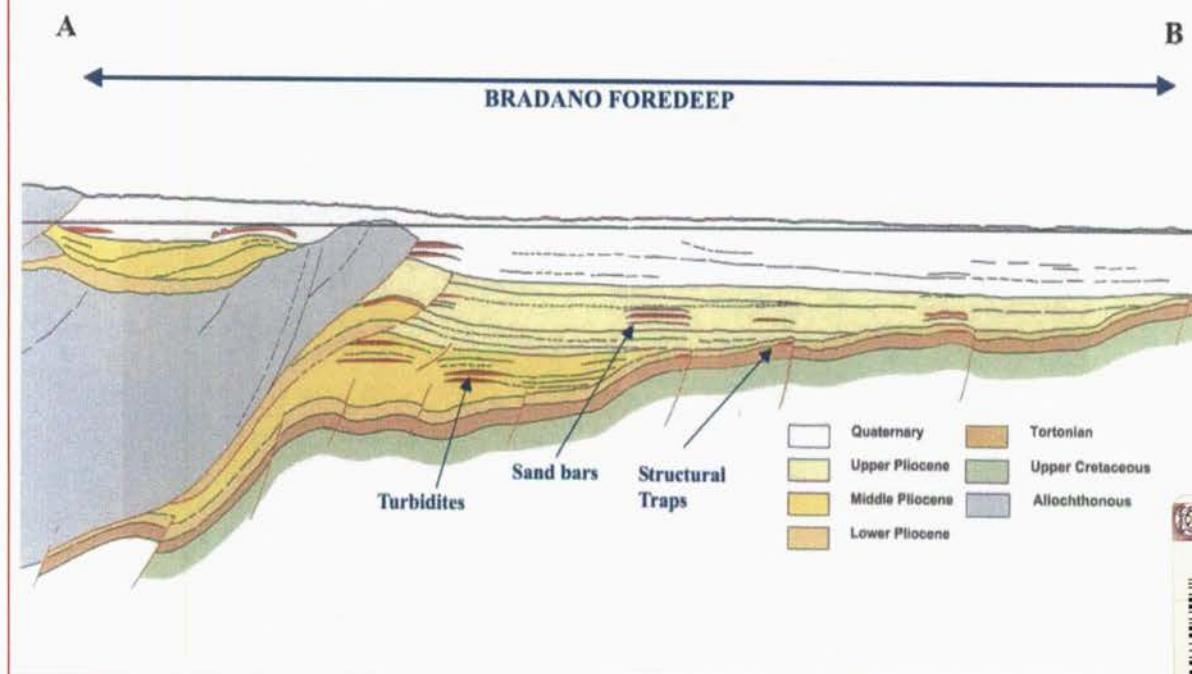


Figura 3. Sezione schematica attraverso l'Avanfossa Bradanica.

3.STRATIGRAFIA.

I corpi rocciosi che caratterizzano questo settore dell'Appennino Meridionale si possono suddividere in due gruppi principali.

1) Substrato Pre-pliocenico.

Può essere costituito da calcareniti organogene a Brizzi del Miocene medio, da brecciole calcaree e marne ad inclusi basaltici dell'Eocene (facies di Genzano 1, Banzi 1, Matinella 1), da calcari e calcari dolomitici dell'Eocene (Golfo) e da calcari e calcari dolomitici del Cretacico superiore (pozzo Marciano 1 ed aree limitrofe).



Da un punto di vista generale si assiste ad un progressivo invecchiamento del substrato da NW verso SE e da SW verso NE, il primo essendo imputabile all'effetto di trascorrenti sinistre antiappenniniche, il secondo più generalmente a fenomeni di erosione conseguenti al tilting verso SW dell'avampaese. Evidenza di tale tilting, di età tardo Miocenica, che avrebbe determinato parziale smantellamento per emersione dei termini eo-miocenici, sono date dalla presenza, nei termini stessi, di facies di mare poco profondo che testimoniano la vicinanza della piattaforma carbonatica cretacea sollevata ed erosa.

Da un punto di vista strutturale il substrato pre-pliocenico risale nell'area, sia verso Nord che verso Est dove affiora nei pressi di Matera. Tale risalita appare interrotta nei due sensi, da faglie dirette a direzione appenninica ed antiappenninica, con possibilità di trappole miste (argille e marne plioceniche tamponanti sul lato ribassato delle faglie).

a) Cretacico.

E' affiorante sotto la coltre pre-pliocenica dall'alto di Grottole alla zona di Metaponto e quindi anche nell'area in esame. Esplorato in genere limitatamente è costituito (Marciano 1) da calcari micritici mediamente duri del Senoniano, irregolarmente dolomitizzati e ricristallizzati. E' attribuibile dal punto di vista ambientale ad una piattaforma neritica.

2) Plio-Pleistocene.

Come per i bacini Pugliese e Molisano i termini neogenici sono costituiti da sequenze argilloso-sabbiose con abbondanti livelli sabbiosi concentrati nella parte alta del Pliocene e nella parte bassa del Pleistocene. Gli episodi sabbiosi più consistenti sono attribuiti dalla letteratura ufficiale a fenomeni di torbida legati a modelli di conoide sottomarina. Non si hanno motivi certi per invalidare questa teoria anche se pensiamo che la stessa non debba essere generalizzata. Le bancate di sabbia del Pliocene medio superiore, in onlap sul substrato calcareo nella parte bassa dell'area e nelle aree adiacenti ai pozzi di Cratagna 1 e Ferrandina 16, potrebbero, ad esempio inquadrarsi inverosimilmente in un modello classico di apparato deltizio, sviluppato in tutte le sue sottofacies (digitazioni, barre, lacune, conoidi ecc). Un ambiente litorale, almeno nelle fasi tardo plioceniche sarebbe confermato dall'analisi paleontologica e supportato dalla presenza di calcareniti nel pozzo Marciano 1. E' ipotizzabile che tutta l'area risentisse, per un certo tempo, gli influssi dell'alto locale e pliocenico di Grottole - Ferrandina la cui presenza avrebbe potuto alimentare facies litorali legate alla prolungata incidenza di bassi fondali.

L'ipotesi della natura torbiditica rimane valida per gli intervalli sabbiosi pleistocenici, legati ad apporti in un bacino più profondo ed ormai svincolato, per





colmatazione, dall'influsso di alti locali anche se di grandi dimensioni.

Un discorso di facies litorali si ripropone invece per gli intervalli conglomeratici più superficiali o di fine ciclo che, nell'area del pozzo Marciano 1, risultano mineralizzati a gas.

a) Pliocene inferiore

Il Pliocene inferiore si estende ad oriente fino ad i pozzi di Campomaggiore 2, Demma 1, Marciano 1, Pomarico 1 e Campanaro 1. Le facies sono prevalentemente marnoso – argillose (Marciano 1) con inserimenti di livelli di arenarie e di calcareniti e brecciole del pozzo Pomarico 1.

Nell'area in oggetto il Pliocene Inferiore pur influenzato in genere dall'alto di Grottole - Ferrandina che ne avrebbe determinato la parziale erosione, è presente con spessori variabili da Nord a Sud:

- 15 m nel pozzo Grottole 7,
- 10 m nel pozzo Marciano 1,
- 40 m nel pozzo Pomarico 1.

b) Pliocene superiore.

Durante questo periodo si sviluppano in massima parte i corpi sabbiosi torbiditici provenienti dai bordi del bacino, e particolarmente da W, dove più intensi e catastrofici sono gli eventi tettonici legati alla catena. Gli spessori molto potenti della serie clastica superano i 1300 m, e denunciano la forte subsidenza del bacino che si accentuerà ancora nel corso del Quaternario.

c) Quaternario

Nel Pleistocene il bacino raggiunge la massima espansione accompagnata da rilevanti fenomeni di subsidenza che determina, come è possibile constatare in alcuni sondaggi (Fiume Agri e Masseria Cardillo), spessori superiori ai 1600 m.

L'area è in parte contraddistinta da depositi siltoso-argillosi e nella parte alta del ciclo pleistocenico è interessata da depositi sabbioso-conglomeratici di ridotto spessore ma di discreto sviluppo areale. Tali depositi sembrano legati a brusche variazioni del livello marino, con erosione e rielaborazione al largo di depositi costieri in fase di regressione, ed annegamento degli stessi in fase di trasgressione.

Due livelli sabbiosi di questo tipo risultano mineralizzati a gas nel pozzo Marciano 1. E' ipotizzabile che altri, appartenenti allo stesso quadro geologico, siano mineralizzati nell'ambito dell'area ed in particolar modo nell'area di Pomarico richiesta per l'estensione della concessione.



4. QUADRO RIASSUNTIVO PALEOGEOGRAFICO STRUTTURALE.

Il bacino lucano rappresenta la propaggine meridionale del complesso di fosse post-mioceniche comprese fra le falde neogeniche della catena appenninica e la piattaforma Apula.

Dalla catena appenninica provengono sedimenti sotto forma di coltri alloctone mentre le serie clastiche autoctone si appoggiano alla piattaforma ad Est, impostandosi sul suo bordo sprofondato.

L'autoctono neogenico rappresenta il principale target minerario dell'area in oggetto e pertanto si ritiene utile riepilogarne l'evoluzione nel corso del Plio-Pleistocene.

Il Pliocene inferiore è costituito prevalentemente da argille e marne e presenta degli ispessimenti notevoli sotto l'alloctono e verso SW. Nella parte nord-orientale del bacino il suo spessore si riduce a pochi metri costituendo sottile e continua copertura al substrato calcareo. Ciò testimonia l'assenza di vicende tettoniche di rilievo, in quanto la presenza continua della sottile copertura pliocenica fa pensare ad un substrato in risalita verso E in monoclinale tranquilla, non interrotta da faglie o da tettonica tipo host e graben.

Nel Pliocene superiore il bacino lucano comincia ad acquisire le caratteristiche di avanfossa che saranno esaltate in tempi successivi. Gli assi di subsidenza, nel loro progressivo spostamento verso Est, cominciano ad interessare le aree più orientali del bacino, richiamando grossi spessori di sedimenti sabbiosi, anche di facies torbiditica. Questo tipo di sedimentazione è indotto dalla mobilità del bordo occidentale ed i fans torbiditici sono distribuiti su fondali resi accidentali da tettonica incipiente.

L'instaurarsi di un importante alto strutturale (Grottole - Ferrandina) devia sui fianchi le correnti di risedimentazione ed alimenta inizialmente facies locali di mare poco profondo. Alcune aree rimangono "protette" dall'alto su menzionato che impedisce la deposizione dei termini sabbiosi di provenienza occidentale. L'area in esame invece

meno "protetta" da questo alto, beneficia almeno in parte dei flussi di torbida o di qualsiasi altro tipo di apporto sabbioso (delta ecc).



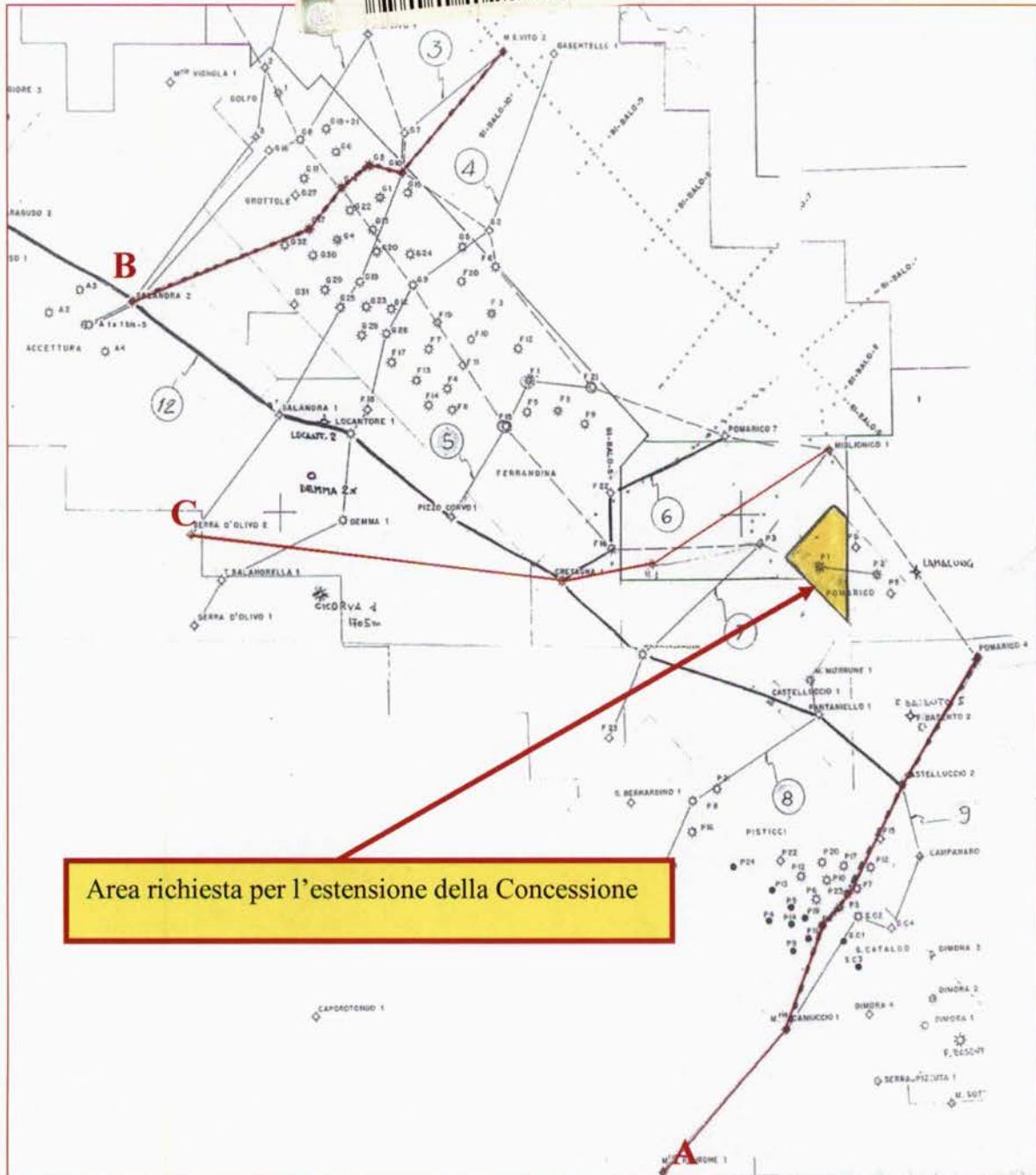


Figura 4. Ubicazione dei pozzi in prossimità dell'area richiesta.

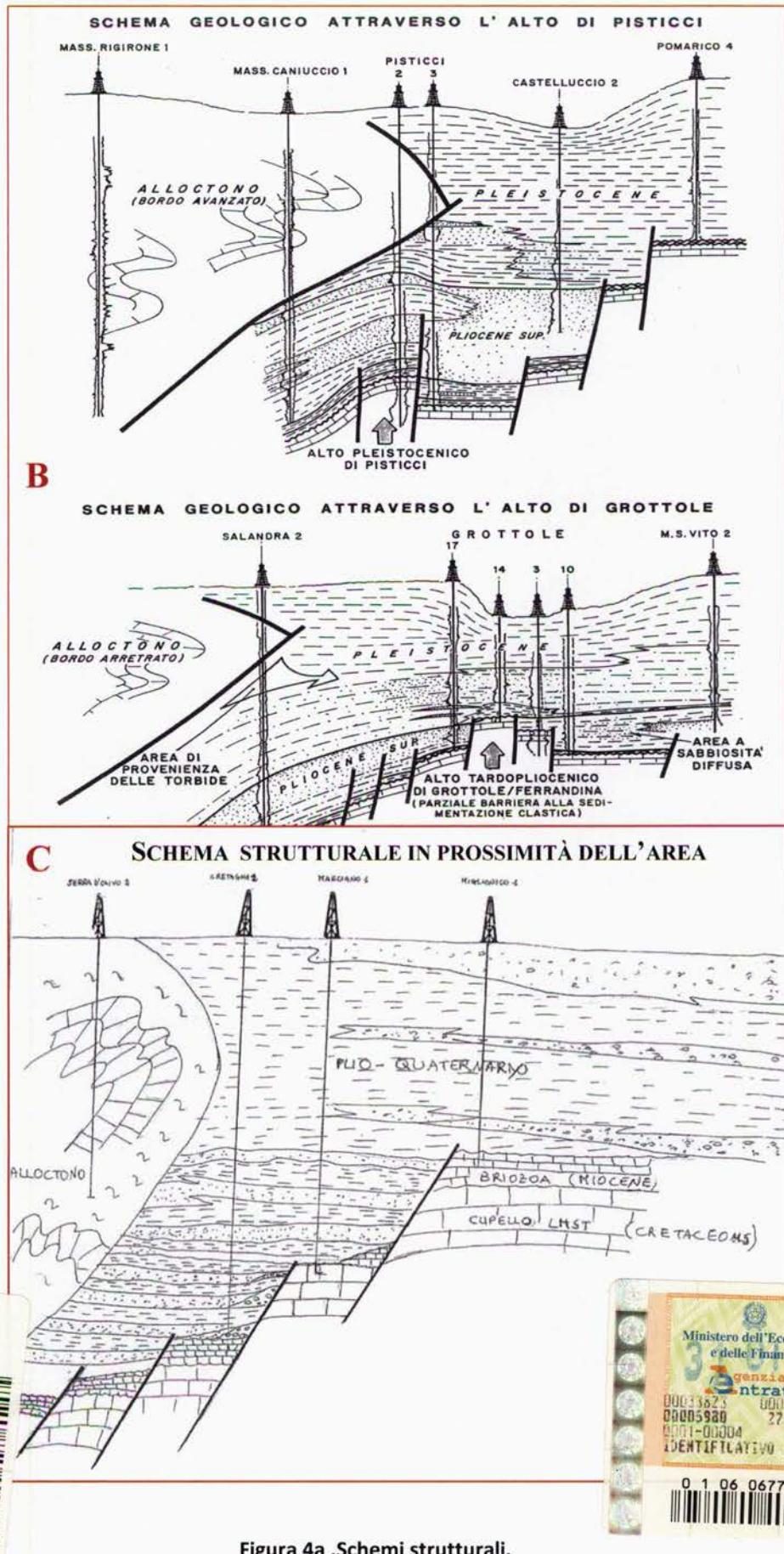


Figura 4a .Schemi strutturali.



Nel Pleistocene si ha un notevole approfondimento del bacino. Scompare qualsiasi evidenza di facies costiera e si instaura un regime di deposizione legato unicamente a fenomeni di risedimentazione (turbide). Ad una prima fase di colmatazione segue un lungo periodo di quiescenza legato sostanzialmente a sedimentazione argillosa (argille di copertura) con episodici depositi di facies costiera (livelli a sabbie grossolane e conglomerati).

Il bacino acquista anche un notevole sviluppo areale, con ampiezza trasversale superiore in questo momento ai 30 Km. Continua inoltre una intensa attività tettonica con faglie che determinano solchi ed alti strutturali e che favoriscono la migrazione delle coltri alloctone verso Est. In particolare si imposta l'alto di Pisticci, più recente di quello di Grottole - Ferrandina, come dimostrato dai sondaggi che presentano un Pliocene superiore ugualmente sviluppato sul top e sui fianchi della struttura, mentre il Pleistocene appare ispessito lateralmente (Fig. 4 Fig. 4a). La non contemporaneità dei due alti ha influenzato anche la dislocazione dell'alloctono, il cui fronte appare marcatamente deviato verso Est, in quanto l'alto più antico di Grottole - Ferrandina ne avrebbe impedito prematuramente l'avanzamento. Questa particolarità geologica presenterebbe dei risvolti favorevoli all'area in esame per quanto concerne la distribuzione dei livelli-serbatoio, poiché avrebbe avvicinato al suo bordo meridionale lembi di alloctono, con la possibile funzione di alimentare facies clastiche anche durante il Quaternario basale.

Nel corso del Pleistocene si attenuano, per compensazione, gran parte delle irregolarità legate alla tettonica del substrato. Le strutture residue sono legati a blandi fenomeni di draping ed a compattazione differenziata.

5. GEOLOGIA DEGLI IDROCARBURI.

5.1 Roccia Madre, Roccia Serbatoio e Copertura

I numerosi studi effettuati nei campi nell'area Bradanica, indicano che la gran parte del gas, localizzato nei reservoir sabbiosi, è di origine biogenica. Le associate successioni argillose, spesso con elevato contenuto di materia organica di origine prevalentemente vegetale, sono quindi da considerare come una roccia madre di primaria importanza.

La presenza, nell'avanfossa Bradanica, di notevoli volumi di gas biogenetico può essere ascritta alla combinazione di numerosi eventi favorevoli: l'alto tasso di sedimentazione, nell'ordine di 400/500 m/Ma (condizioni di rapido accumulo), la deposizione di una successione in alternanza di sabbie (reservoir) e argille (cap rock), il rapido drenaggio del gas generato nelle argille e, infine, la tettonica sinsedimentaria, con la conseguente formazione di trappole strutturali, stratigrafiche e miste.



5.2 Possibili Trappole.

Il maggior numero di mineralizzazioni a gas in Italia è situato nelle zone esterne della catena appenninica, in particolare nella Pianura Padana, nell'Adriatico e nell'avanfossa Bradanica. I serbatoi sono generalmente localizzati nelle successioni torbiditiche ed emipelagiche del Plio-Pleistocene. In corrispondenza di questi intervalli stratigrafici, le complesse interazioni tra tettonica, sedimentazione e variazioni relative del livello marino possono dar luogo a trappole di differente tipo. Le trappole più comuni nel settore bradanico, che caratterizzano le successioni Plio-pleistoceniche, possono essere schematizzate come segue (fig. 5):

(a) Trappole strutturali.

Questo tipo di trappola è limitato principalmente al substrato; le trappole strutturali nella sezione clastica della successione sono legate all'interferenza con le coltri alloctone e si trovano quindi nel settore ad esse prospiciente:

Piega per faglia inversa del substrato carbonatico: tali trappole sono limitate nella porzione occidentale dell'avanfossa; fin dove si sono propagati gli effetti della deformazione compressiva sul substrato carbonatico.

Horst nel substrato carbonatico: strutture positive derivanti dalla tettonica estensionale; possono trovarsi sia al di sotto dei ricoprimenti alloctoni che nella fascia antistante. In questo, come nel caso precedente, la copertura è generalmente provvista dalle peliti di inizio della sequenza clastica.

Strati troncati al letto dei fronti (Sub-trust olick-up): livelli sabbiosi uncinati verso l'alto e troncati da piani di sovrascorrimento nel letto di questi ultimi. L'efficacia di questo tipo di trappola dipende dalla capacità di chiusura del piano di sovrascorrimento.

Anticlinali di letto: pieghe anticlinali nel letto dei sovrascorimenti principali, legate al movimento lungo questi ultimi. Questi ultimi due tipi sono legati alla deformazione indotta dalle coltri alloctone e quindi ubicati al di sotto e al fronte di queste ultime.

(b) Trappole stratigrafiche

Questo tipo di trappola è il più comune all'interno della successione terrigena.

"Draping" su alti del substrato: trappole costituite da livelli permeabili che si

modellano su alti morfologici.

La geometria di queste trappole può essere accentuata da fenomeni di compattazione post-deposizionale.

"Shale-out" di livelli sabbiosi: argillificazione progressiva di livelli sabbiosi verso le terminazioni laterali. Sono estremamente difficili da individuare con i dati sismici, tranne i casi in cui la presenza di gas è sottolineata da anomalie del segnale sismico (*bright-spot*).

"Pinch-out" verso i margini delle zone rialzate: i livelli sabbiosi si riducono di spessore e si esauriscono gradualmente verso morfologie positive del substrato.

"On lap" di livelli sabbiosi sulla serie argilloso - marnosa di base: sono trappole molto frequenti. Gli alti della serie di base possono essere legati a tectonica sin-sedimentaria o a compattazione differenziale.

Molto spesso la trappola è di tipo misto: la chiusura può essere fornita da una combinazione dei fattori strutturali e sedimentari citati in precedenza. Non va peraltro trascurata una possibile componente idrodinamica come fattore che contribuisce alla chiusura della trappola. In questo caso, l'acquifero potrebbe chiudere la trappola in tutte o alcune direzioni in relazione alla geometria della superficie piezometrica.



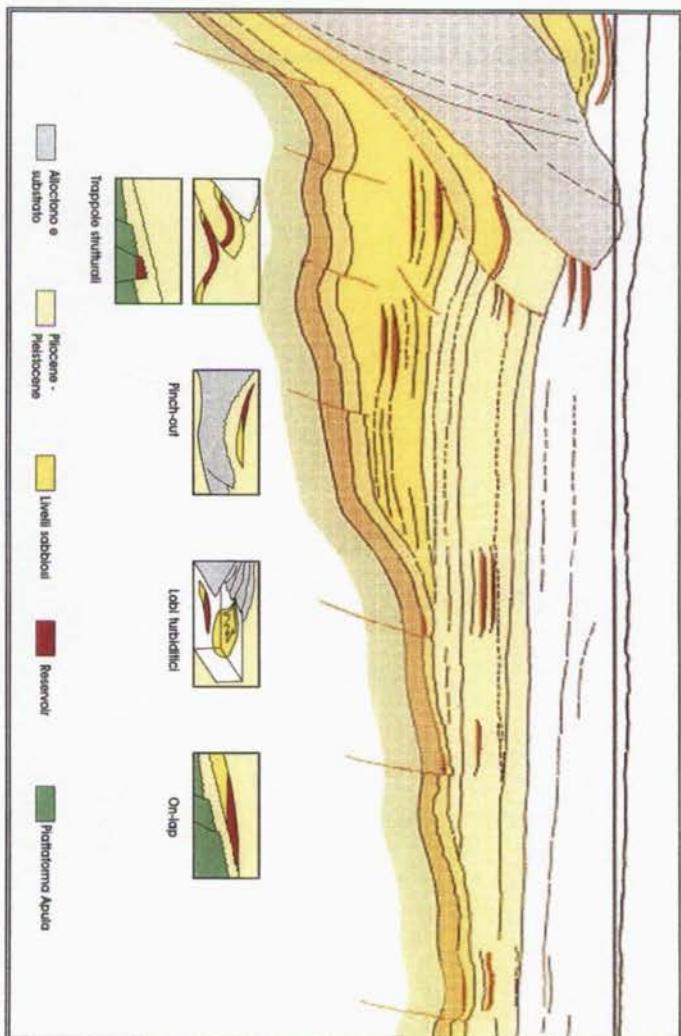


Figura 5.

6. CORRELAZIONI TRA I POZZI MARCIANO 1-MARCIANO 1 DIR ST-POMARICO 1.

Nell'ambito della Concessione Fonte San Damiano e nell'area richiesta per l'estensione le perforazioni dei pozzi Marciano 1, Marciano 1 Dir ST e Pomarico 1 hanno dato esito positivo. Se riepiloghiamo le caratteristiche sia geologiche che fisiche dei pozzi su menzionati si nota come esse siano comuni ed equivalenti tra loro.

- **Marciano 1.** Il pozzo Marciano 1 è stato perforato nel febbraio 1988 nel permesso Basentello dalla joint-venture costituita da Canada Northwest Italiana SpA ed Italmin Petroli SpA. Esso ha attraversato una successione prevalentemente argillosa di bacino poco profondo con abbondanti apporti terrigeni, appartenenti alla Formazione Argille di Santerno eq. del Pleistocene/Pliocene superiore, fino a 1500 m circa, dove ha incontrato una serie marnosa del Pliocene inferiore di qualche decina di metri appoggiata in discordanza angolare sui Calcari di Cupello della piattaforma Apula del Senoniano inferiore. La perforazione si è arrestata a m 1545 m/RT, dopo aver attraversato per circa 20 metri la formazione calcareo cretacica. La porzione minerariamente interessante è quella pleistocenica fino a m 1235 dove nel panorama generalmente argilloso, vi sono intercalazioni di sabbie quarzose da fini a molto fini passanti a siltiti, con rari episodi conglomeratici. Durante la perforazione si sono registrate numerose manifestazioni di gas, le più importanti fra 811 - 817 m /RT e 704 - 706 m/RT. Il volume di gas in posto complessivo calcolato sul pozzo risulta di 39,5 M Smc ed i due livelli sono stati avviati alla produzione. Infatti il bacino di sedimentazione in cui si trova il pozzo Marciano 1 ha avuto una evoluzione geologica ideale per gli idrocarburi in quanto si è avuta formazione di gas biogenico dall'abbondante materiale organico presente nelle spesse bancate di argille. L'apporto terrigeno di clasti ha poi contribuito alla deposizione di lobi e/o livelli sabbiosi costituendo le trappole stratigrafico - sedimentarie per il gas naturale. Il pozzo è stato interessato da cinque prove di strato in colonna che hanno tutte evidenziato la presenza di livelli indiziati di mineralizzazione a gas metano, ma solo due sono stati completati ed avviati alla produzione, il MAR 2 ed il MAR 3.

In seguito alla dichiarazione di rinvenimento commerciale di idrocarburi è stata richiesta la Concessione di Coltivazione per idrocarburi liquidi e gassosi denominata Fonte San Damiano con una estensione di 23,71 Km² e scadenza il 18 luglio 2018. Nel maggio 2007 dopo aver prodotto circa 17 milioni di m³ di gas il livello MAR 3 si è esaurito.



- **Marciano 1 Dir ST.** Nel settembre del 2007 è stato perforato il side track Marciano 1 Dir ST, con lo scopo di intercettare più lontano dal pozzo i livelli mineralizzati. La deviazione dalla verticale è di 655,810 m in direzione SE. La perforazione ha raggiunto una profondità di 1765,5 metri. Il pozzo ha individuato due livelli mineralizzati 1283-1288 m/RT e 1325-1331 m/RT che saranno avviati alla produzione,
- **Pomarico 1.** Il pozzo Pomarico 1 è stato perforato nel 1959 dall'Agip. Il panorama è prevalentemente argilloso con alcuni livelli sabbiosi e/o conglomeratici di spessore variabile da 1 m a qualche m. Durante la perforazione si sono verificate numerose manifestazioni a gas dai livelli compresi tra i 350 e i 1090 m. Il livello da destinarsi alla produzione era compreso nell'intervallo 683,5 e 687,5 m. Tale livello è alla pressione vergine di 60 atm, e corrisponde al livello MAR 3 di Marciano 1.

Considerando la situazione geologica dell'area e gli esiti positivi dei pozzi Marciano 1 e Pomarico 1, quest'ultimo collocato nell'area richiesta per l'estensione, sono state eseguite le seguenti considerazioni (Fig. 6):

- 1) nel pozzo Marciano 1 è stato identificato un livello superficiale 384,9-389,2 m/RT (4,3m) Mar 1 che presenta una buona resistività e porosità. Lo stesso livello risulta ben correlabile con i valori di resistività e porosità presenti al pozzo Pomarico 1 alla profondità di 290-300 m/RT. Queste sabbie sono state storicamente escluse da un disegno esplorativo perché piuttosto superficiali e quindi con pressioni ridotte;
- 2) l'intervallo compreso fra 704 e 722 m/RT (18 m) MAR 2 è altrettanto correlabile con il livello collocato a 494-511 m/RT di Pomarico 1;
- 3) l'intervallo 811-817 m/RT livello MAR 3 è facilmente correlabile con il livello 683-687 m/RT di Pomarico. Questo livello risulta mineralizzato a gas. Infatti il test in colonna eseguito il 29 maggio 1958, ha evidenziato una portata stabile di gas metano di circa 10.000 m³/g ed una pressione vergine della formazione di circa 59 atm. I parametri erogativi e la pressione di fondo del livello MAR 3- Pomarico 1 sono comparabili con quelli del pozzo Marciano 1;



4) altri due livelli sono stati identificati nella parte basale del Pleistocene in entrambi i pozzi: 882-885 m/ RT Marciano1 correlabile con 730-740m/RT di Pomarico 1 e 960-965 m/RT correlabile con Pomarico 1, 828,5-834 m/RT;

5) nel Pliocene superiore sono stati individuati altri 2 livelli di sabbie correlabili fra i 2 pozzi : il primo a 1240-1246 m/RT (Marciano 1) corrispondente a 984-990 m /RT (Pomarico1) ed il secondo a 1416-1421 m/RT (Marciano 1) corrispondente a 1032-1038 m/RT.

Inoltre l'interpretazione della sezione sismica MT 308-77 HR strike (Fig.7, Fig.8) su cui sono stati proiettati i pozzi Marciano 1 e Pomarico 1, mette in evidenza il top dei carbonati. Questo orizzonte costituisce una chiara base strutturale sulla quale si è successivamente deposta tutta la serie sedimentaria di importanza mineraria.

Di questa si individuano chiaramente tre orizzonti (A, B, e C) che terminano con chiusura a " becco di flauto" (pinch-out) sui calcari.

Questi orizzonti costituiscono le sabbie che corrispondono ai livelli pliocenici e pleistocenici basali correlati nella figura 6.

7.CONCLUSIONI.

I tre pozzi analizzati evidenziano la continuità stratigrafica e strutturale dei livelli mineralizzati e produttori di Marciano 1. In particolare il livello MAR 3 (811- 817 m/RT) si correla perfettamente con il livello 683,0-687,0 m/RT testato a Pomarico 1.

Siamo in presenza dello stesso regime di pressione, di equivalenti caratteristiche petrofisiche della roccia, e dello stesso tipo di gas.

L'interpretazione della sezione sismica MT-308-77 HR, dove sono stati proiettati i due pozzi, mette in risalto, sopra un substrato calcareo cretacico, (in verde sulla sezione di fig. 6) i tre riflettori C, B, A (in giallo) rispettivamente MAR 1, MAR 2 e MAR 3.

Appare evidente la continuità stratigrafica e strutturale dei livelli.

Si tratta quindi per il livello produttore MAR 3, di una accumulazione di gas, il cui insellamento, evidenziato nella sezione sismica ai punti di scoppio da 220 a 270, ne limiterebbe il drenaggio dalla posizione strutturale del Marciano 1.

Alla luce delle considerazioni sopra esposte, le società Consul Service srl ed Italmin Exploration srl chiedono che venga accordata l'estensione della Concessione, al fine

di poter sfruttare con una perforazione, ubicata nelle vicinanze del vecchio pozzo Pomarico 1, le riserve di gas, non drenate dal pozzo Marciano 1.

Con osservanza.

Consul Service S.r.l.

Presidente

Dott. Luigi Cacchioni

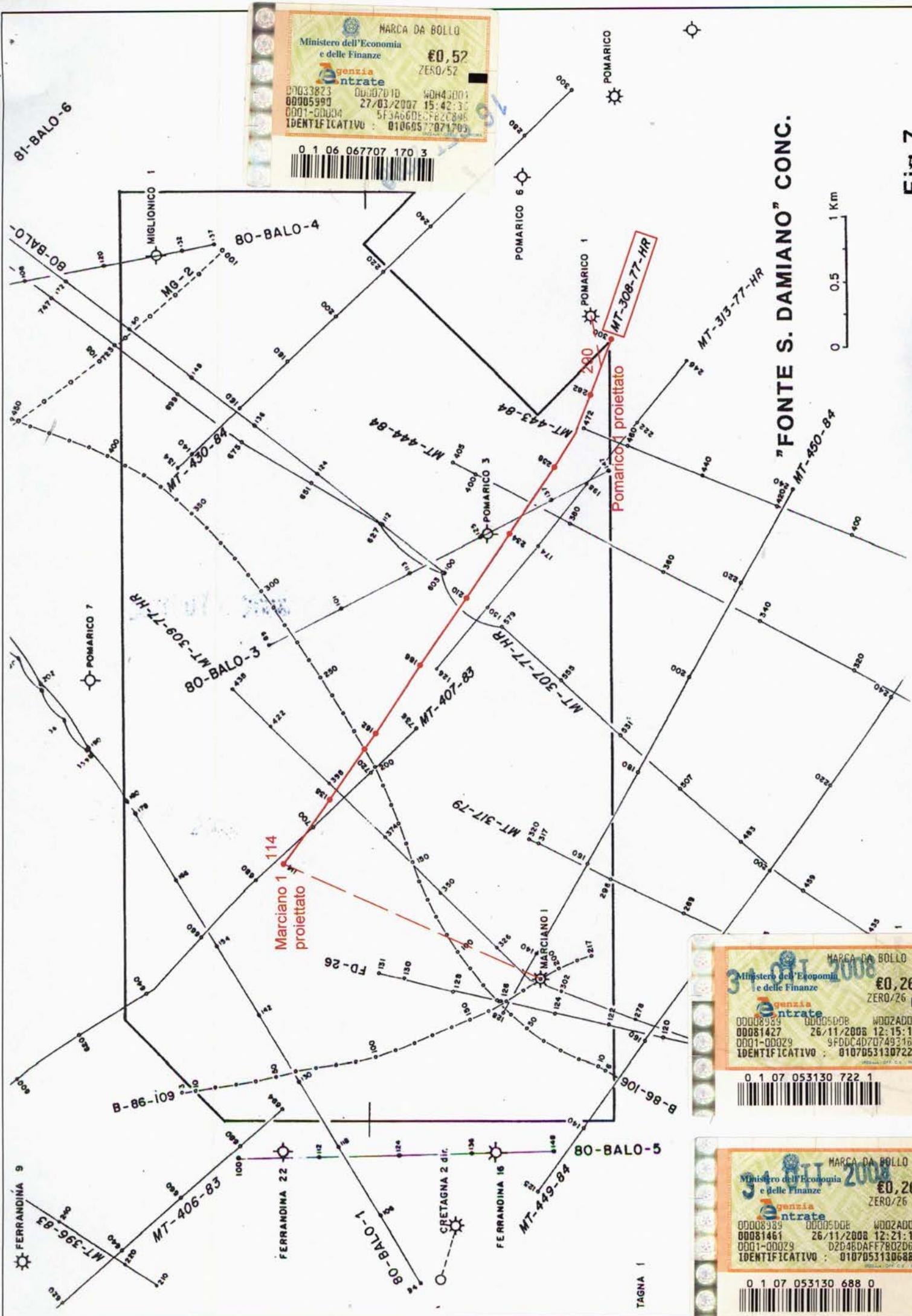
Italmin Exploration S.r.l.

Amministratore Unico

Dr Mario Panebianco

Roma 16 settembre 2008





LINE
MT-308-77-HR



MARCIANO 1
PROIETTATO

ELEV.

6
101
500 M.

114

40

60

80

100

120

140

160

180

200

220

240

260

280

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101

150

200

250

300

101</