



ISTANZA CERASA

RELAZIONE GEOLOGICA

UBICAZIONE E GENERALITA'

L'istanza Cerasa è ubicata nella parte settentrionale dell'Avanfossa -Marchigiana nella provincia di Pesaro e Ancona (Marche) e copre un'area di 38.276 ettari (Allegato1, Fig. 1-3 e 6). In questo bacino sono stati scoperti numerosi giacimenti di metano di piccole e medie dimensioni come gli ex campi di Fano, S.Costanzo e Marotta dentro la nostra istanza e Jesi, Santa Maria Nuova, Castellaro, Cassiano ubicati da 10 a 25 Km a Sudest dell'istanza. Questi campi sono mineralizzati a metano nei livelli sabbiosi del Pliocene Inferiore, ad una profondità media tra i 600 e i 1100 m. (All.1, Fig.3). L'istanza è ubicata nella regione Marche ed è coperta dalla carta geologica foglio n°109 (Pesaro) e foglio n°110 (Senegallia) ed è localizzata a 35 Km a nord-ovest di Ancona e 3 Km a sud di Pesaro. L'istanza si estende tra il sobborgo di Pesaro a nord, Scapezzano ad Est e fra Mondavio a sudovest fino alle coste Adriatiche fra Marotta e Pesaro. Il paese di Cerasa è localizzato al centro. L'istanza che è attraversata in direzione Nord-Est dai fiumi Metauro nella parte centrale e nella parte meridionale dal fiume Cesano che sfociano nell'Adriatico. L'altitudine dell'istanza è compresa tra i 150 e i 250 metri a Sud-Ovest e fra il livello del mare e 150m a Nord-Est. In generale a parte lunghe valli dei fiumi e la fascia costiera, l'aspetto della maggior parte del permesso è collinoso inciso con numerosi torrenti e fiumicelli con aree di morfologia a calanchi. L'istanza è moderatamente popolata e attraversata da numerose strade e sentieri (All.1, Fig.1). L'unico vero obiettivo della ricerca dell'istanza è il metano nelle sabbie di Pliocene Inferiore, Messiniano e possibili nel Miocene Medio. In nessuno dei numerosi pozzi dell'area sono state ritrovate manifestazioni di rilievo di olio probabilmente a causa dell'imaturità delle rocce madri nella sottostante serie Mesozoica a Nord-Ovest di



2002

Ancona. Sono stati perforati numerosi pozzi esplorativi e alcuni di sviluppo nell'istanza. All.1, Fig.1 e 3. Con una dozzina di pozzi concentrati lungo l'asse di alcuni piccoli anticlinali fra la struttura S.Costanzo- Scapezano e la costa nella parte meridionale dell'istanza. Qui furono scoperti fra 1959 e 1971 tre piccoli campi di metano Fano, S.Costanzo e Marotta con produzione nelle sabbie di Pliocene Inferiore /Messiniano? fra 700 e 1100 metri. I pozzi di Campo di Fano e Marotta hanno rivelato negli anni '71 i giacimenti più importanti delle Marche con produzione giornaliera fino a 100-120.000mc di gas. Infatti tre piccole concessioni di coltivazioni coprivano un tratto di questo asse anticlinale fino l'anno 1983, nominati rispettivamente Galantara, Monte Schiantello e Marotta. Altri sette pozzi esplorativi sono stati perforati nell'istanza, Bellocchi-1(prof.896m,anno1960),Cerreto-1(2249m,1980,sul nucleo dell'anticlinale di S.Costanzo che ha raggiunto la serie dei Mesozoici), nella parte centrale. Nella parte meridionale sono ubicati sette pozzi, Senegallia 1-3 (1930m e 2305m, 1970-75), Prati Baviera 1-2(1379-1481m, 1982-85) e il pozzo più recente Ripe-1 (3000m, 1995), fra cui il pozzo Roncitelli-1(1630, 1990) della Italrex che aveva forte indizio di metano. La maggior parte della istanza era coperta dal vecchio permesso di ricerca Fano dell'Agip rilasciato nel 1985. L'istanza Cerasa è ubicata a Nord-Ovest dell'adiacente concessione di coltivazione Montignano dell'Edison Gas (contiene i campi di metano di Cassiano e Castellaro) e a 12 Km a Sud-Est delle concessioni Misano Adriatico della Petren, il quale contiene l'omonimo campo a metano Misano. L'istanza Cerasa è ben situata in una zona di produzione di metano. L'area a Sud e Ovest e l'adiacente offshore Adriatico è libero di permessi di ricerca.

TETTONICA

Gli Appennini settentrionali si sono sviluppati in seguito alla convergenza, avvenuta dall'Oligocene al Pleistocene, dei margini del blocco Corsica-Sardegna (di origine



Europea) ad Ovest e i margini del blocco Adriatico (di affinità Africana) ad Est. La risultante compressione ha messo in movimento una complessa avanfossa con associato bacino cuneiforme dalla loro più interna collocazione nel bacino Toscano di età Oligo- Miocene Inferiore fino alla fossa Adriatica dei nostri giorni. Il settore Umbria-Marche della fascia orogenica degli Appennini settentrionali che interessa la presente istanza di permesso, è caratterizzato dalla presenza di numerose anticlinali asimmetriche faliolate con vergenza nord-orientale. Come è mostrato nella sezione geologica costruita integrando profili sismici regionali (All.1, Fig.3) e dati di geologia di superficie. Lo stile tettonico di questa zona della avanfossa Nord Marchigiana è caratterizzato da ampi sinclinali per lo più molto stretti, tutti orientati a Nord-Est e spesso interessato da faglie longitudinali e trasversali trascorrenti lungo i principali assi vallivi del fiume Metauro, del Cesano e dell'Esino. Il modello strutturale ipotizzato nell'area dell'istanza è rappresentato da diversi stili strutturali su differenti livelli (All.1, Fig.1-3). Nelle zone crestali delle principali anticlinali si sviluppano strutture poco profonde interessanti i sedimenti terrigeni neogenici di avanfossa, mostrano una serie complessa di pieghe verticalizzate e distese di dimensioni ridotte in scala longitudinale. Queste strutture sono causate da spinte compressive di piccola entità e "back-thrust" (strutture a "pop-up") che si sviluppano su un piano di distacco relativamente poco profondo, situato alla base della serie di avanfossa. Ad un livello più profondo la serie carbonatica Mesozoico-Eocenica mostra una struttura semplice, costituita da ampie sinclinali ed anticlinali più strette. Come evidenziato nella carta strutturale dettagliata a livello base Pliocene nell'adiacente offshore in evidenza nella dell'All.1, fig.2. Le "antiformal structures" sono limitate da rampe compressionali con vergenza a Nord- Est verso l'avanpaese Adriatico e suddividono il bacino dell'avanpaese in una serie di depocentri sinclinalici minori, hanno



evidenziato dalla distribuzione delle sequenze Plio-Pleistoceniche. La catena Marche è ubicata a Sud-Est fuori dalla istanza.

INQUADRATURA GEOLOGICA

Il basamento consiste di unità Erciniche e della loro copertura Permo-Triassica, raggiunto peraltro solo in un pozzo profondo perforato nel 1964 vicino a Perugia. Sopra il basamento giace la serie Umbro- Marchigiana che si può suddividere in una sequenza di rift Mesozoico- Paleogenica ed una serie Neogenica di avampaese che si riscontra nelle unità esposte. I sedimenti marini più antichi, costituiti da evaporati del Trias Superiore, sono il livello di distacco e scivolamento per la sequenza sedimentaria sovrastante. Al di sopra delle evaporati Triassiche giacciono i carbonati massicci di piattaforma del Lias Inferiore. Questa unità litostratigrafica, per il suo spessore e concordanza di deposizione, controlla la deformazione a grande scala di tutta la coltre sedimentaria. Continuando verso l'alto, nella successione stratigrafica incontriamo calcari selciferi di bacino con intercalazioni di marne che vanno in età dal Liassico Medio all' Eocene Medio. Entro questa successione si succedono numerosi piani di scivolamento costituiti da depositi pelagici come le marne di età Cretaceo Inferiore, le marne calcaree e argillose dell'Oligocene e le marne ed argilliti di età Miocenica. I depositi sovrastanti di avampaese e di bacino sono di età Messiniana a Pliocenica e si estendono fino all'offshore Adriatico. Durante questo periodo vennero depositati sedimenti turbiditici, emipelagici ed anche evaporatici, registrando la progressiva migrazione della catena orogenica verso l'avampaese e la differenziazione delle facies sedimentarie entro i relativi bacini.

STRATIGRAFIA

La stratigrafia che qui viene riportata è il risultato di studi di geologia regionale e pozzi disponibili perforati nell'area dell'istanza ed è descritto come seguente e si rimanda pertanto all'Allegato 1, Fig. 1-5 e 6.



Olocene

Alluvioni recenti e attuali. Sabbie e ghiaie delle spiagge attuali.

Pleistocene

Sabbioni giallastri, talora fortemente cementati o ghiaie spesso cementate, con irregolari intercalazioni di ghiaietto e sabbie grossolane. Strati sabbiosi con deboli intercalazioni argilloso-sabbiose. Microfaune marine costiere, con episodi lagunari-salmastri. Nello strato sottostante: argille, spesso fittamente stratificate, con alternanze sabbiose. Microfaune marine ricche di specie e di esemplari, con *Anomalia baltica* (Cabriano).

Quaternario-Pliocene Superiore

Argille o argille sabbiose fittamente stratificate, alternate a sabbie giallastre. Microfaune non decisamente indicative, prive di *A. Baltica*.

Pliocene Superiore

Il pliocene Superiore è rappresentato da fitte alternanze di argille azzurro chiare e sabbie giallastre, generalmente in sottili stratificazioni, con vario predominio. Talora sono presenti intercalazioni di sabbie giallastri debolmente cementate in spessori di 50 cm ed oltre. Le associazioni microfaunistiche marine sono normali.

Pliocene Medio

E' rappresentato da argille prevalenti, un po' sabbiose, grigio- azzurre, spesso incise da calanchi. Sono prevalenti microfaune ricche. Nello strato sottostante, vi è una zona con prevalenza di sabbie, spesso in grossi strati. Qui le microfaune sono di facies costiera.

Pliocene Inferiore

Nella parte superiore del Pliocene Inferiore sono presenti argille con sottili intercalazioni sabbiose. Nel Pliocene Inferiore predomina nettamente la litoFacies sabbiosa con sabbie e arenarie debolmente cementate, livelli sabbiosi separati dai



2002

numerosi intercalari argillosi. Le Sabbie costituiscono uno degli obiettivi della ricerca nell'area dell'istanza. La ricca microfauna è in gran parte rappresentata dalla *Globorotalia punctulata* e *Cibicides italicus*

Miocene Superiore

Formazione a Colombacci. Argille e marne argillose con intercalazioni arenacee passanti lateralmente ed arenarie debolmente cementate (sabbie di Fano) con frequenti intercalazioni argillose, nella parte alta, di calcari marnosi bianchi di deposito chimico ("colombacci"). Scarsa fauna di regola ipoalina. Conglomerati e molasse prevalenti nella parte sommatiale; intercalazioni lentiformi di calcare nero selcifero sbrecciato.

Miocene Superiore

Formazione Gessoso-Solfifera. Gessi sottilmente stratificati, microcristallini ("balatini") con intercalazioni marnoso-argillose bluastre ("partimenti"); calcare talora solfifero; tripoli o, più spesso marne bituminose tripolacee.

Miocene Tortoniano/Serravalliano

Marne grige o bianche con intercalazioni di livelli franati con blocchi di calcari a lucine. Microfauna di tipo tortoniano con *Henryhowella asperrima*. Marne argillose in grossi banchi (1-2m) alternanti con arenarie risedimentale e, molto più raramente, con calcareniti. (facies umbro-marchigiana della formazione marnoso-arenacea romagnola).

Miocene Langhiano

Formazione Schler.-Marne argillose grige, argille grige, marne chiare, in ripetute alternanze. Praticamente impermeabile.

Formazione Bisciario.-Calcari marnosi bianchi, duri, ben stratificati, spesso con intercalazioni nodulari di selce scura, alternanti a marne grige. Frequente una certa permeabilità per fessurazione.



Eocene

Formazione Scaglia Cinerea. Marne e calcari marnosi grigio-verdastri, che alla base alternano a marne e calcari marnosi rossastri.

Pre-Eocene

La serie Pre-Eocene non viene qui descritta in quanto parte del "basamento economico" che viene così messo alla base del Miocene Inferiore.(All.1, Fig.5)

GEOLOGIA DEGLI IDROCARBURI

Da un punto di vista geominerario, l'area fra Ancona e il delta del fiume Po è caratterizzata principalmente da gas biogenico proveniente essenzialmente da rocce madri di età Pliocenica. I numerosi campi sono in trappole strutturali anticlinali o di tipo trappole miste strutturali stratigrafiche nel fianco di strutture preesistenti. Da tempo sono note manifestazioni superficiali localizzate nel Pliocene inferiore e più frequentemente del Messiniano e Tortoniano. Per lo più si tratta di emanazioni di gas che accompagnano le venute di acque salsoiodiche e solfidriche come a Sud di Senegallia. Emanazioni di gas si riscontravano anche nei lavori minerari per ricerche e sfruttamento di zolfo del Messiniano. Nessun campo di olio è presente nella zona a Nord-Ovest di Ancona probabilmente perchè le rocce madri, potenzialmente costituite da carbonati mesozoici e da argille neogeniche, vengano mantenute a delle profondità relativamente poco profonde. Pertanto, queste rocce non hanno potuto raggiungere la finestra della genesi del petrolio con un gradiente normale di temperatura. Questa è probabilmente la ragione principale per cui nessun pozzo dell'area (incluso Cerreto-1) ha incontrato idrocarburi liquidi, ma invece tutti i pozzi non sterili che fino ad oggi sono stati perforati nella zona hanno prodotto gas metano, inclusi tra questi gli ex campi di Fano, S.Costanzo e Marotta, all'interno dell'istanza.



TRAPPOLE

Per quanto attiene la trappola di accumulo, i pozzi a gas della ex concessione di Galantara, Monte Schiantello e Marotta, perforati sulle creste delle strutture di piccole anticlinali Terziarie, "Fano-Marotta" sono estremamente significativi e rappresentano molto bene uno stile della trappola maggiormente perforata nell'area dell'istanza. Il nostro primo obiettivo è per metano in trappole stratigrafiche di tipo "pinch-out" depositatesi sul fianco di preesistenti strutture o in trappole di tipo misto stratigrafico-strutturale nel fianco dell'area sinclinale Piagge-Monsano nella parte centro-meridionale dell'istanza, un tema poco sviluppato sino ad oggi nell'area dell'istanza Cerasa. Il pozzo di Roncitelli 1, perforato sul fianco della struttura descritta ha recuperato gas, mentre il pozzo Prati Bavario sulla cresta della medesima struttura è risultato sterile e ha incontrato i livelli sabbiosi molto ridotti e argillosi. Il meccanismo di accumulo dei nuovi campi di gas nell'istanza è a nostro avviso costituito da una trappola stratigrafica depositatasi su fianchi di strutture (All.1, Fig.1) Alcune trappole stratigrafiche hanno pure una componente strutturale per essersi inarcate per compressione contro una faglia inversa poco profonda ed a rigetto moderato.

ROCCE SERBATOIO

Nella serie Pliocene Inferiore e Messiniano vari orizzonti di sabbie e silt porosi offrono discreti serbatoi di tipo Sabbie di Fano, separati da livelli di argille. Nella parte Nord-Occidentale dell'istanza a Nord-Ovest del fiume Metauro, affiorano per la maggior parte la serie Miocene con possibile serbatoio fino ad ora poco esplorato nella sabbia della serie Tortoniano-Langhiano, già produttivi in Valle Padana. Nel Pliocene Inferiore/Messiniano la porosità è buona 15-20% e la permeabilità tra 150-700 miliadarcy. La sabbia nella serie Miocene è generalmente inferiore per la qualità del serbatoio.



ROCCIA MADRE

La roccia madre della genesi del gas è stata individuata nei livelli argillosi e ricchi di materiale organico intercalati agli strati porosi che costituiscono le rocce serbatoio: i dati chimici indicano che il gas rinvenuto nei livelli sabbiosi è di origine biogenica. L'istanza Cerasa è ubicata sul fianco Nord-Occidentale del sub-bacino di "Cerasa", nell'avanfossa Nord-Marchigiana che ha uno spessore massimo di 4000m, con quindi ampia possibilità di genesi del gas.

ROCCE DI COPERTURA

Le rocce di copertura sono di strati argillosi che ne garantiscono la copertura impermeabile, di età Pliocene Medio-Superiore dallo spessore che supera i 600m, sul campo di Fano. La probabile copertura sul serbatoio Tortoniano sarà argilla e gesso della soprastante serie Messiniana.

TEMA DI RICERCA

Come già descritto più sopra, l'obiettivo geominerario nell'istanza Cerasa è rappresentato esclusivamente a gas. Il tema di ricerca nell'area ha due obiettivi costituenti le potenziali rocce serbatoio per gli accumoli di gas: l'obiettivo principale è costituito dalle sabbie del Pliocene Inferiore a transizione Messiniano; esiste pure l'obiettivo secondario che è rappresentato da sabbie del Miocene Tortoniano. I due livelli di sabbie sono separati da un spesso livello argilloso. Vi sono tre diversi tipi di trappole: a) strutturali (tipo Fano); b) a "pinch-out" sul fianco delle strutture; c) trappole strutturali stratigrafiche. I serbatoi hanno una porosità che si aggira sul 15-20% ed una permeabilità fino a 700 millidarcy circa. La profondità del top dell'obiettivo principale è considerata tra i 600 e i 900 metri circa mentre lo spessore di queste sabbie va dai 30m e 100m. Le Sabbie di Miocene rappresentanti l'obiettivo secondario sono presenti praticamente in tutta l'area dell'istanza si postulano ad una profondità media che va dai 900 ai 1.200 metri ed aventi spessore



2302

attorno ai 50-100 metri. In tutti i casi, a nostro parere, data la qualità scadente dei dati sismici, è essenziale l'essere in grado di discriminare tra paleo-alti ed alti strutturatisi in età Terziaria, contemporanei o di poco precedenti la migrazione del gas. Infine esiste la possibilità di fare una ricerca dettagliata sulla possibilità di residue riserve di metano non sviluppato dentro i tre vecchi campi all'interno dell'istanza.

B J Ionsdale

IL GEOLOGO

29 LUG. 2002