

5 AG



GO. 1975



Allegato "D" all'istanza Appignano

RELAZIONE GEOLOGICA E TEMI DI RICERCA

L'area del permesso in istanza si estende nelle province di Ancona e Macerata ad Est del fronte appenninico marchigiano ed è compresa fra i centri di Filottrano e S. Maria Nuova che lo delimitano a settentrione e la città di Macerata che lo delimita a Sud.

Il lato orientale, piuttosto irregolare, è costituito approssimativamente dalla direttrice che va da Montecassiano a Morrovalle.

Detta area è attraversata da numerosi corsi di acqua fra i quali i fiumi Musone, Potenza e Chienti.

Da nostri studi regionali eseguiti, sulla base di informazioni derivanti dai pozzi perforati nelle aree circostanti, dalle serie stratigrafiche e dalle carte geologiche, l'assetto geologico generale della regione in esame può essere sintetizzato nei seguenti termini.

STRATIGRAFIA

La stratigrafia nella regione in esame presenta due complessi litologici distinti, uno, di età Pliocenico-Quaternaria, eminentemente clastico, costituito da sabbie ed argille in alternanza ed un complesso prevalentemente carbonatico, a matrice marnosa

verso l'alto ed a matrice calcareo-dolomitica verso il basso, di età che va dal Miocene al Mesozoico basale e che verrà citato in seguito come substrato calcareo.

1) Mesozoico

a) Trias

In questa regione, la serie triassica risulta costituita da evaporiti e calcari talora dolomitici in alternanza, come risulta dal pozzo Burano 1 che l'ha penetrata per circa 2000 metri senza tuttavia raggiungerne la base.

Praticamente nulla si sa circa il suo spessore totale in questa zona, altrettanto dicasi per quel che concerne il potenziale petrolifero di detta serie. Ad ogni buon conto se si tengono presenti le numerose manifestazioni di olio riportate nel profilo del pozzo Burano 1, il Trias, se ritrovato in posizione e profondità favorevoli può senz'altro costituire un promettente obiettivo.

2. Giurassico

a) Lias

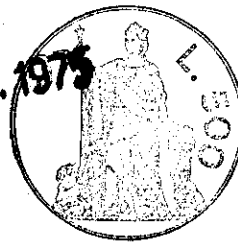
La serie liassica comprende, dal basso verso l'alto i seguenti termini:

- la formazione del Massiccio, un calcare di colore nocciola chiaro, microcristallino e cristalli

25



AGO. 1975



no, talora oolitico e pisolitico, più o meno dolomítico;

- la formazione della Pietra Corniola, un calcare bianco grigiastro e nocciola chiaro sublitografico, talvolta microcristallino con straterelli e noduli di selce e intercalazioni di argille marnose e marne grigio verdi, talvolta siltose e piritiche;

- la formazione del Rosso Ammonitico che si presenta con un membro marnoso alla base, costituito da marne rosso-brune con qualche intercalazione di calcare marnoso biancastro, e con un membro calcareo superiore caratterizzato da calcari micritici e microcristallini, nocciola, grigio chiari, talvolta silicei con Ammoniti.

Lo spessore della serie liassica dovrebbe essere di circa un migliaio di metri o poco più.

Il suo potenziale petrolifero è naturalmente legato allo sviluppo delle caratteristiche petrofisiche, porosità e permeabilità, del "Massiccio" e della "Pietra Corniola" stessi.

Il Massiccio in particolare, grazie alla sua struttura microcristallina, oolitica e pisolitica, è dotato di porosità e permeabilità primaria, localmente migliorate da fratture (porosità secondaria)

e si presenta quindi come buona roccia serbatoio in quest'area.

A riprova si possono citare le prove di strato eseguite nella parte alta della formazione del Massiccio nei pozzi Treia 1 e Montecassiano 1 (dove detta formazione è stata perforata per un centinaio di metri soltanto) durante le quali si è verificata la venuta a giorno di abbondante acqua salata, nella misura di $8\text{m}^3/\text{h}$ e $18\text{m}^3/\text{h}$ rispettivamente, con pressioni aggirantisi intorno a $350-375\text{ Kg/cm}^2$.

La Pietra Corniola, sempre facendo riferimento ai profili dei pozzi sopra menzionati, si presenta piuttosto compatta, ma non è da escludere che eventuali fratture possano originare porosità e permeabilità secondarie.

Il Rosso Ammonitico è generalmente poco poroso, perciò il suo potenziale petrolifero è da considerarsi irrilevante, ma può costituire un'ottima copertura per il sottostante Massiccio.

b) Dogger-Malm

Il Dogger-Malm comprende la formazione del Diasprigno costituito eminentemente da calcari nocciola, microcristallini, oolitici, selciferi, passanti a calcari marnosi e marne varicolori verso l'alto. Lo spessore di questa formazione dovrebbe raggiun-

5 AGO



AGO. 1975



gere un massimo di 500 metri in quest'area.

E' difficile valutare il potenziale petrolifero della formazione del Diasprigno sulla scorta dei risultati finora conseguiti. Tuttavia la natura oolitica e detritica dei calcari (serbatoio) e le marne varicolori della sua parte alta (cap-rock) creano i presupposti necessari e sufficienti a garantire l'accumulo di idrocarburi in questa formazione.

Infatti nel pozzo Esino 1 è stata eseguita una prova di strato nel Diasprigno, nell'intervallo che va da mt. 3369 a mt. 3422 e sono stati recuperati circa 1800 litri di acqua salata, a testimonianza di quanto detto pocanzi.

3) Cretaceo-Eocene

La serie Cretacico-Terziaria basale, comprende tre litotipi principali che, dal basso verso l'alto sono:

- la formazione del Calcare Rupestre, rappresentato da calcari litografici e microcristallini, talvolta calcarenitici, biancastri, con letti e noduli di selce;
- le Marne a Fucoidi consistenti in marne più o meno calcaree, verdastre e bruno-rossastre alternate a calcari marnosi e sottili intercalazioni di marne e argille nere.

- la Scaglia Rossa e Bianca caratterizzata da calcari litografici e microcristallini rosati e bruni.

Lo spessore complessivo di questa serie si aggira intorno al migliaio di metri.

Il potenziale petrolifero legato alla serie Cretacico-Eocenica, è di preceuo interesse in particolare per quel che riguarda la Scaglia.

La Scaglia costituisce senza alcun dubbio un ottimo serbatoio, ne sono prova le produzioni ad olio del campo di S. Maria Mare, a gas e a gasoline del campo David e a gas del pozzo Emilio 3.

Per quanto riguarda il Calcarea Rupestre, prove di strato nei pozzi Montecassiano 1 e Treia 1 hanno infatti confermato l'attitudine anche di questa formazione a fungere da roccia serbatoio.

Nel pozzo Montecassiano 1 infatti, nell'intervallo che va da mt. 2142 a mt. 2157 si è riscontrata la venuta a giorno di acqua salata nella misura di $3 \text{ m}^3/\text{h}$ con pressioni di 245 Kg/cm^2 , mentre nel pozzo Treia 1 l'intervallo provato, che va da mt. 1632 a mt. 1661 è risultato acquifero con pressioni di fondo di 207 Kg/cm^2 e con recupero di acqua salata nelle aste pari a 3340 litri.

4) Oligocene

La serie oligocenica è costituita dalla formazione della Scaglia Cinerea che si presenta come una successione di calcari marnosi e marne grigie e verdastre, di circa 200 mt. di potenza a potenziale petrolifero nullo, ma costituenti un'ottima roccia di copertura.

5) Miocene

La serie miocenica è costituita da tre litotipi principali che sono dal basso verso l'alto:

- la formazione del Bisciario, calcari marnosi grigio-verdi chiari;
- la formazione dello Schlier, marne e calcari marnosi grigio biancastri talora brunastri;
- la formazione Gessoso-Solfifera, essenzialmente evaporitica con livelli di calcari marnosi e marne talora gessiferi e solfiferi.

La potenza di questa serie dovrebbe raggiungere i 500 metri circa.

Il potenziale petrolifero della serie miocenica è praticamente nullo.

Detta serie costituisce però un'ottima copertura, insieme con la Scaglia Cinerea, per il serbatoio sottostante, quello costituito cioè dalla Scaglia Rossa e Bianca.

6) Pliocene

La serie pliocenica, come sopra accennato, costituisce il secondo complesso litologico nell'area in istanza. Essa è rappresentata dai seguenti termini:

a) Pliocene inferiore

Il Pliocene inferiore, nella parte occidentale del permesso, come confermato dai pozzi Treia 1 e Macerata 1 è costituito eminentemente da argille grige marnose, plastiche, siltose e talora sabbiose, ed in minor misura da sabbie ed arenarie, da fini a medie, debolmente cementate, che intervengono in livelli molto sottili, divenendo via via più potenti verso la base. Nella parte orientale del permesso invece, alla luce dei pozzi Esino 1 (parte Nord del permesso) Montecassiano 1 (parte centrale del permesso) il Pliocene inferiore diventa esclusivamente sabbioso e arenaceo, con intercalazioni marnose e argillose, assumendo in tal modo un certo interesse per l'esplorazione.

Lo spessore del Pliocene inferiore si aggira mediamente intorno ai 500-600 metri nella parte occidentale del permesso, ma aumenta di potenza andando verso il limite orientale del permesso stesso. Il pozzo S. Claudio 1 (20 Km a Sud-Est del permesso) ha infatti attraversato 1700 metri di sedimen-

del Pliocene inferiore raggiungendo il substrato calcareo mentre i pozzi Grottammare 1 e Carassai 1 (perforati 60 Km a Sud-Est del permesso) ne hanno attraversati rispettivamente 1690 e 1850 senza raggiungere la base.

b) Pliocene medio

Il Pliocene medio è costituito essenzialmente da argille e argille marnose grigio verdognole leggermente siltose, con intercalati livelletti di arenaria fine poco cementata.

Lo spessore del Pliocene medio si aggira, mediamente intorno ai 150-200 metri nell'area del permesso, ma scompare completamente nella parte occidentale estrema, mentre aumenta in potenza andando verso il limite orientale del permesso stesso.

Infatti il pozzo Treia 1 perforato nella parte occidentale dell'area ha attraversato solo sedimenti del Pliocene inferiore mentre il Montecassiano 1 e il S. Lucia 1 perforati nella parte centrale ne hanno penetrati 150 metri, il S. Claudio 1 (20 Km a Sud-Est dell'area in istanza) 320 mt.; il Grottammare 1 570; il Carassai 1 850; T. Tesino 1 850 (questi ultimi 60 Km a Sud-Est dell'area in istanza).

c) Pliocene superiore

Il Pliocene superiore è costituito eminentemente

da argille più o meno plastiche grigio e grigio verdi e da marne grige leggermente sabbiose con qualche livello di arenaria fine poco cementata.

Lo spessore del Pliocene superiore è assai variabile nell'area del permesso e si aggira nella parte medio-orientale del permesso intorno ai 500 metri aumentando in potenza verso Est e Sud-Est, mentre è assente nella parte occidentale. Infatti il pozzo Treia 1 perforato nella parte occidentale del permesso ha attraversato solo sedimenti del Pliocene inferiore, mentre il Montecassiano 1, perforato nella parte centrale del permesso, ne ha penetrati 560 mt. il S. Lucia 320 il S. Claudio, perforato 20 Km a Sud-Est del permesso, 2080 mt. il Grottammare 2220, il Carassai 1900 mt. e il T. Tesino 1 2865 (60 Km circa a Sud-Est del permesso). Complessivamente quindi lo spessore della serie pliocenica non dovrebbe superare mediamente i 2000 metri nell'area del permesso in istanza. Il potenziale petrolifero di questa serie, in base a quanto detto sopra, si presenta scarso nella parte occidentale del permesso in istanza, ma acquista una certa importanza nella parte orientale del medesimo esclusivamente per quanto concerne il Pliocene inferiore.

Citeremo a conferma di ciò i pozzo di Carassai e

Grottammare produttivi a gas nel Pliocene inferiore.

Il Pliocene superiore e medio invece hanno un potenziale petrolifero nullo data la loro matrice prevalentemente marnoso-argillosa.

7) Quaternario

Direttamente sopra il Pliocene si sviluppa il Quaternario essenzialmente fluvio-glaciale, con alluvioni ghiaiose, talora parzialmente sabbiose e argilloso sabbiose. Lo spessore massimo dovrebbe aggirarsi intorno ai 50 metri. Il potenziale petrolifera del Quaternario è da considerarsi nullo.

TETTONICA

Lo stile tettonico della zona varia a seconda se si considera il bacino mesozoico o il bacino pliocenico.

Per quanto riguarda il bacino mesozoico, l'assetto strutturale predominante è di tipo compressivo, caratterizzato da pieghe ad andamento appenninico, parzialmente rovesciate, accavallate e vergenti verso Est, generalmente interessate da faglie inverse sul loro fianco orientale.

Faglie normali probabilmente di distensione, ad andamento appenninico ed a volte erratico interessano il fianco opposto di tali pieghe, mentre faglie normali, a direzione antiappenninica, interessanti le pieghe stesse ne interrompono la continuità.

Appare chiaro che, trattandosi di pieghe rovesciate solitamente scollate e quindi asimmetriche, la posizione strutturale delle formazioni più profonde differisce da quella delle formazioni sovrastanti.

Per quanto riguarda invece il bacino pliocenico lo stile tettonico si presenta molto più tranquillo, caratterizzato da balde pieghe anticlinali simmetriche. In genere sembra che le strutture plioceniche siano il risultato di un drappeggio adattandosi alla tormentata tettonica del substrato. Non è escluso però che la parte basale del Pliocene possa a volte essere interessata dalle pieghe-faglie del substrato. A riprova di ciò citeremo il pozzo S. Lucia 1 che ha incontrato, sotto la serie gessoso-solfifera del Miocene, in serie normale fino a 1670 mt., il Pliocene inferiore e la stessa gessoso-solfifera più volte ripetuta.

OBBIETTIVI E TEMI DI RICERCA

Da quanto sopra esposto, risulta chiaro che gli obiettivi della ricerca nell'area in istanza sono differenti a seconda che si consideri la parte occidentale o la parte orientale dell'area in istanza.

Nella parte occidentale la ricerca sarà intesa a esplorare gli obiettivi costituiti dai serbatoi della Scaglia Rossa e Bianca, dal Calcarea Rupestre, del

5 AGO



AGO. 1975



Diasprigno e del Calcare Massiccio, in tema eminentemente strutturale.

Nella parte orientale la ricerca sarà duplice, avendo anche come obiettivi i serbatoi eventuali del Pliocene inferiore e come obiettivo principale i serbatoi mesozoici della Scaglia Rossa e Bianca; del Calcare Rupestre e del Diasprigno eventualmente, in tema eminentemente strutturale.

Roma li, 5 AGO. 1975

ORDINE NAT. GEOLOGI
LIVRAG. Sanfranco
data loc. 10.8.1953 n. 646

Giuseppe Livraghi