



**Eni SpA**

**DISTRETTO  
MERIDIONALE**



Allegato 5 al Doc. SIME\_AMB\_06\_293

***“Messa in produzione del Pozzo Pergola 1 e  
realizzazione della condotta di collegamento  
all’Area Innesto 3”***

**NOTA TECNICA OSSERVAZIONI AL  
PREAVVISO DI PARERE NEGATIVO**

**(Prot. m\_amte.DVA.REGISTRO UFFICIALE.U.0000237.08-01-2019)**

**ALLEGATO 5 – Modello del giacimento Val D’agri: Seal Integrity**

Dicembre 2019



**eni U&TS.**  
Distretto  
Meridionale

Data  
Novembre  
2019  
Prot. n. 4126

Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity



**eni spa**

**DISTRETTO  
MERIDIONALE**



Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity



## Sommario

<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b> .....	0
1. Introduzione .....	2
2. Inquadramento Geologico Regionale .....	2
3. Sistema Multi-Sealing .....	10
3.1 Descrizione litologico-strutturale del <i>Seal</i> .....	11
3.2 Pressioni di Poro .....	21
3.2.1 Predizione pressione di poro da sismica e metodologie .....	22
3.2.2 Carico litostatico .....	22
3.2.3 Trend di normal compattazione .....	23
3.2.4 Calcolo della pressione tramite il metodo del rapporto di Eaton .....	23
3.2.5 Pressione di fratturazione .....	24
3.3 Variazione di pressione nella formazione Irpina .....	27
3.3.1 Stima permeabilità della formazione Irpina .....	28
3.3.2 Stima effetto della produzione del giacimento sulla sovrappressione della formazione Irpina: simulazioni fluidodinamiche Eclipse e validazione con soluzione analitica .....	32
Conclusioni .....	35
Bibliografia.....	36

 <b>eni U&amp;TS. Distretto Meridionale</b>	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 2
--	---	--	----------

## 1. Introduzione

Il presente lavoro è un'integrazione richiesta da MATTM all'interno del procedimento VIA per la costruzione di una condotta di allaccio del pozzo petrolifero Pergola1 al Centro Olio Val d'Agri.

Nel presente documento vengono esposti i modelli geologici, analitici e numerici che dimostrano l'efficacia e l'integrità della roccia di copertura "*Sistema Multi-Sealing*" e come questa garantisca il completo isolamento del giacimento dalla superficie in tutte le diverse condizioni di coltivazione del giacimento stesso.

## 2. Inquadramento Geologico Regionale

Nell'Appennino Meridionale la strutturazione è legata ad una tettonica compressiva e transpressiva che ha comportato lo sviluppo di una serie di fronti di sovrascorrimento di età Cenozoica a vergenza nord-orientale. La deformazione si è gradualmente propagata da ovest verso est coinvolgendo progressivamente le varie Unità paleogeografiche dell'Appennino Meridionale a partire dal Miocene inferiore. La ricostruzione paleogeografica, comunemente accettata, di questo settore dell'Appennino per il Mesozoico prevede da ovest verso est i seguenti domini:

- Bacino Ligure o Sicilide (Cretaceo-Miocene inferiore);
- Piattaforma Appenninica (Trias superiore-Miocene inferiore);
- Bacino Lagonegrese (Trias-Miocene inferiore);
- Piattaforma Apula (divisa in Piattaforma Apula Interna ed Esterna; Trias superiore-Pliocene inferiore-medio).

La posizione originaria (prima delle spinte tettoniche) delle principali successioni geologiche che costituiscono la catena a falde appenninica, comprende una disposizione di bacini e piattaforme carbonatiche, che procedendo da ovest verso est risultava così definita (figura 1).

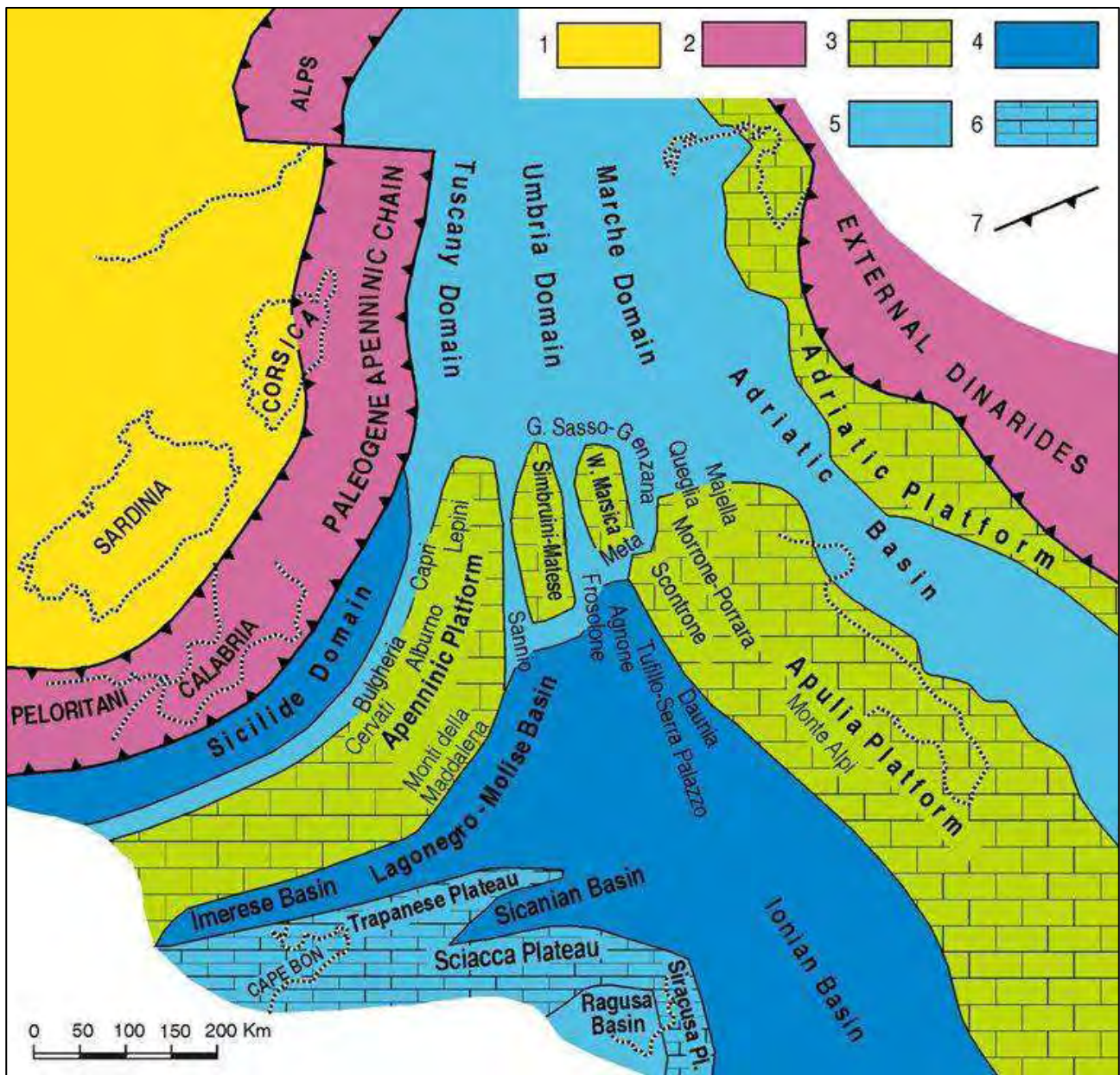


Figura 1 - Ricostruzione dell'area centro-mediterranea nell'Oligocene superiore (circa 30 milioni di anni fa) mostrante la distribuzione dei domini di piattaforma e bacino nell'Appennino Centrale e Meridionale prima della loro incorporazione in catena. 1) Avampaese europeo, 2) Catena paleogenica. 3-6) Avampaese africano: 3) carbonati di piattaforma di mare basso; 4) bacini profondi a crosta oceanica o continentale assottigliata; 5) aree bacinali con alti strutturali isolati; 6) plateaux pelagici. 7) Fronte di catena. (Patacca, Scandone; 2007).

Questa evoluzione ha comportato l'impilamento delle Unità stratigrafico-strutturali dei domini paleogeografici interni sulle Unità dei domini via via più esterni (figure 2,3,4). Tale schema evolutivo può essere sintetizzato nelle seguenti fasi:

 <b>eni U&amp;TS.</b> <b>Distretto</b> <b>Meridionale</b>	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 4
--	---	--	----------

- Fase Burdigaliana: la tettonica compressiva coinvolge le Unità più interne. La Piattaforma Appenninica, con la propria copertura delle Unità Liguri-Sicilidi, sovrascorre il Bacino Lagonegrese.
- Fase Miocene medio: le Unità Lagonegresi e le Unità più interne sovrascorrono il margine interno del Bacino Irpino dove si deposita una potente successione torbidity di avanfossa del Langhiano-Serravalliano. In questa fase la Piattaforma Apula - posta al margine esterno dell'avanfossa Irpina – rappresenta l'avampaese ancora indeformato della catena appenninica.
- Fasi del Miocene superiore e del Pliocene: La spinta orogenetica coinvolge anche la Piattaforma Apula Interna che viene sovrascorsa sul suo bordo occidentale dalla pila di falde del Complesso Alloctono. Sulla Piattaforma Apula Interna (margine occidentale) - interessata da un'intensa subsidenza tettonica – si imposta a partire dal Messiniano un bacino di avanfossa interessato da una sedimentazione prevalentemente torbidity. Con il procedere della deformazione appenninica verso oriente, l'Avanfossa Bradanica migra progressivamente verso est sino ad occupare l'attuale posizione, mentre il margine occidentale (interno) della Piattaforma Apula viene gradualmente coinvolto nella deformazione compressiva e transpressiva con la formazione di ampie strutture positive.

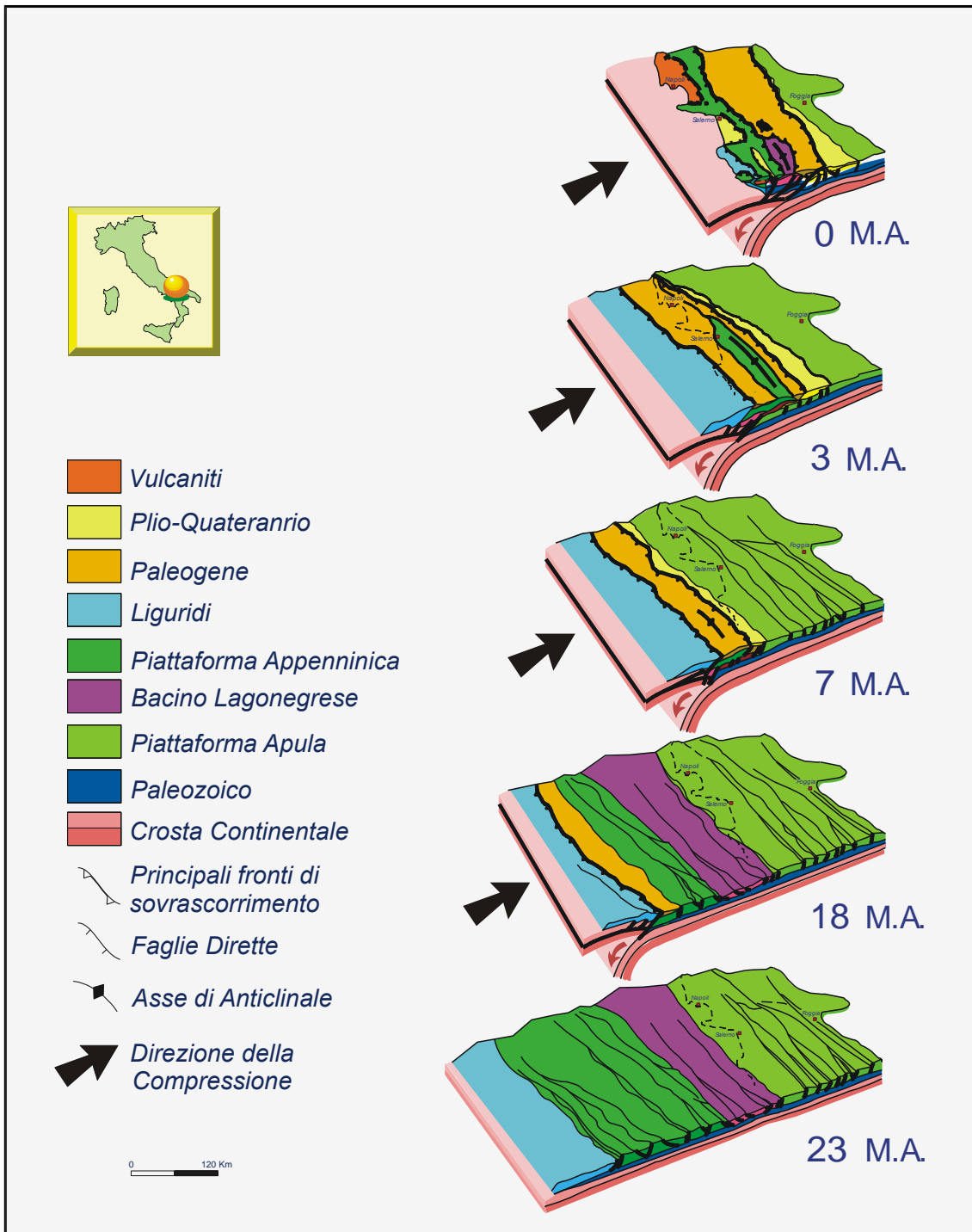


Figura 2- Evoluzione tettonica schematica

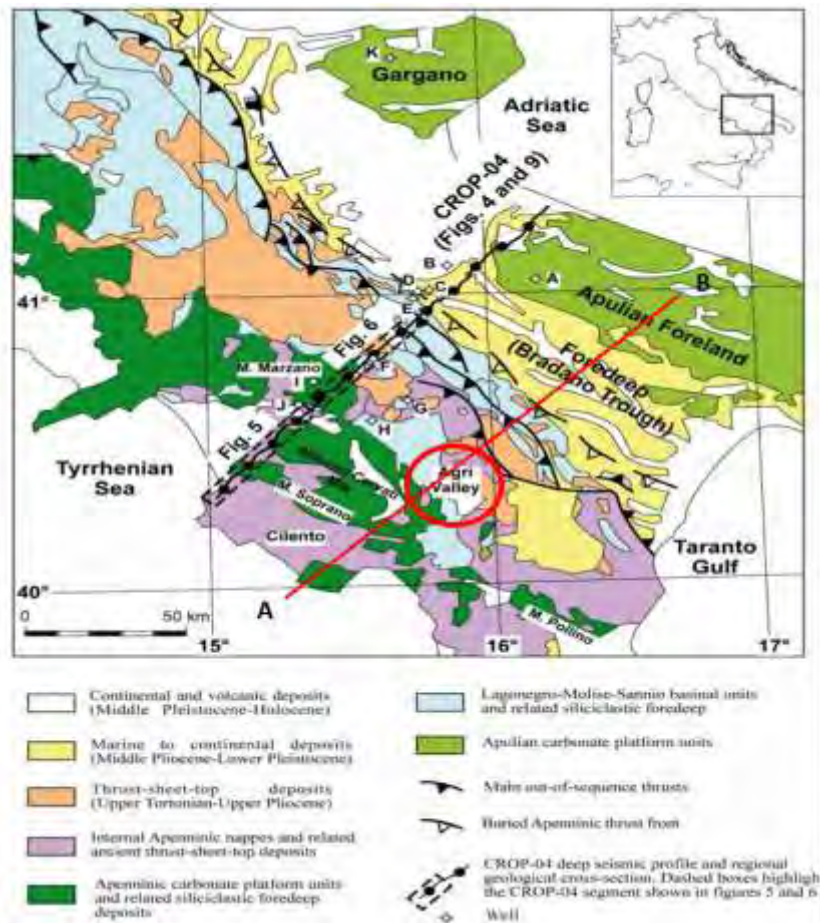


Figura 3 - Carta geologico-strutturale semplificata dell'Appennino Meridionale (Patacca et al., 1992).

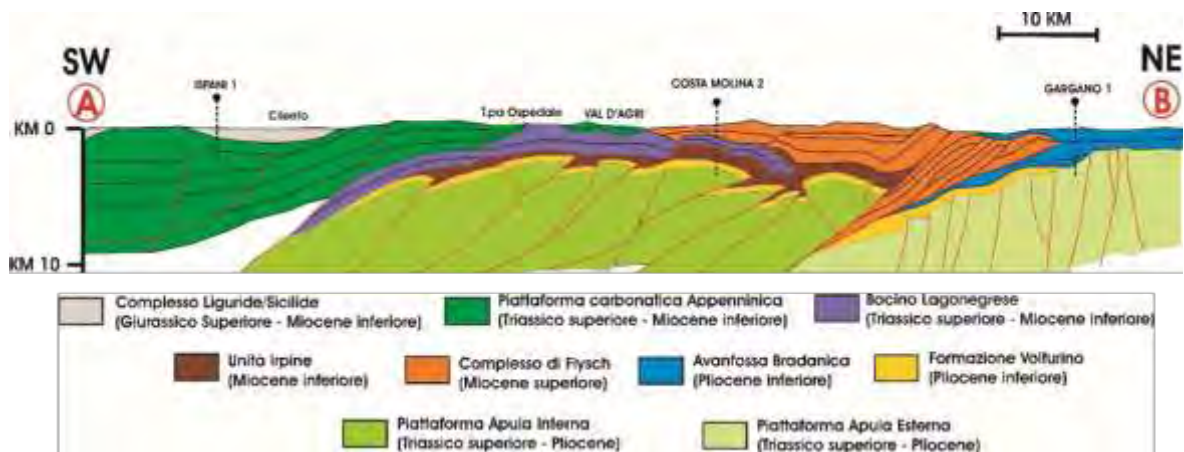


Figura 4 - Sezione geologica che attraversa la Valle dell'Agri. (Menardi Noguera & Rea, 2000).



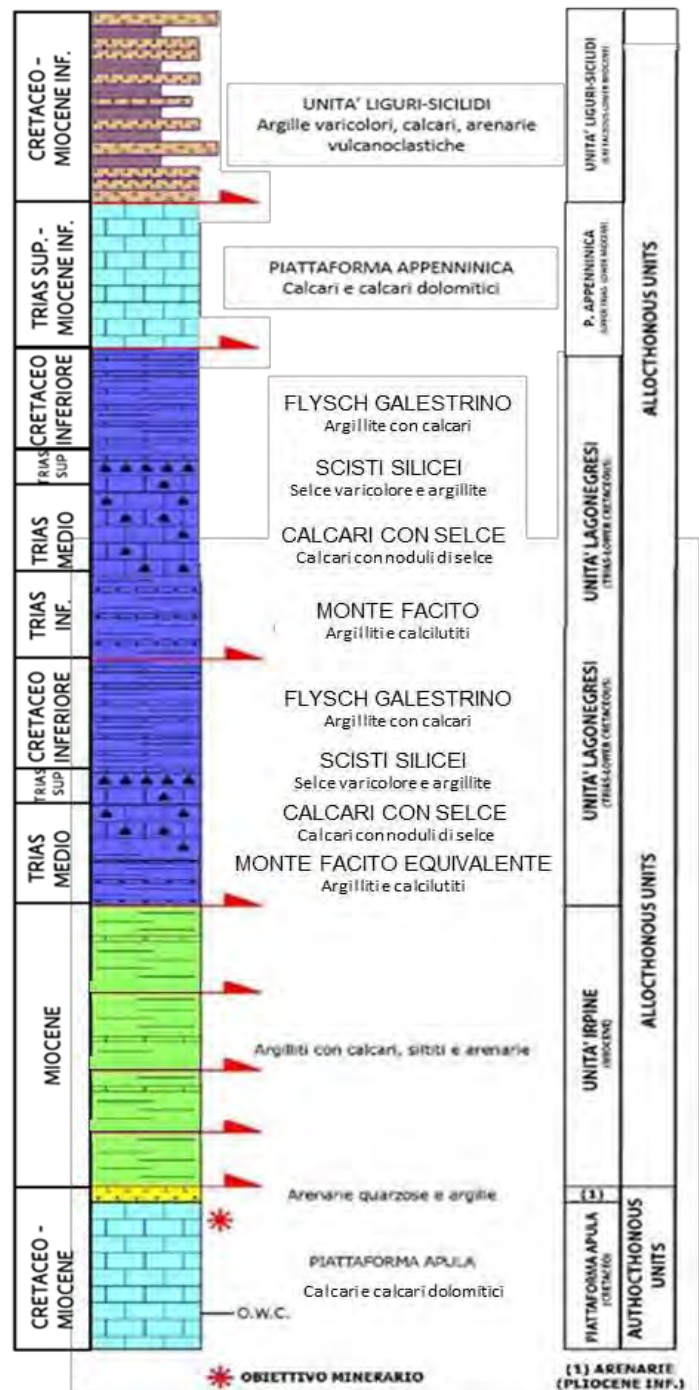
Nell'area della Concessione Val d'Agri la successione stratigrafica comprende, a partire dai termini più profondi, i carbonati della Piattaforma Apula, rappresentati da calcari, calcari dolomitici e dolomie di piattaforma e rampa carbonatica di età compresa tra il Trias e il Paleocene-Eocene. Su di essi si appoggiano in discordanza e con spessore variabile, i carbonati Miocenici della copertura sedimentaria cenozoica, comprendenti anche depositi evaporitici Messiniani.

La Piattaforma Apula è dunque sovrascorsa da Ovest verso Est dalle falde alloctone appenniniche nel corso del Pliocene inferiore. Il Complesso Alloctono risulta composto da varie Unità stratigrafico-strutturali (Figure 5,6,7,8,9) (dalla più bassa strutturalmente alla più alta):


Unità Irpine (Miocene) composta da argilliti da grigia a grigio-brunastra, con intercalazioni di calcare tipo MDST/WKST, siltite ed arenaria;

Unità Lagonegresi (Trias - Cretaceo inferiore) formata da argillite silicizzata rossa e verde con intercalazioni di arenarie

(F.ne Monte Facito), calcare grigio chiaro tipo MDST/WKST a Radiolari e Lamellibranchi pelagici con noduli di selce (F.ne Calcari con Selce), selce varicolore (traslucida, verde e rosso-brunastra) e argillite silicizzata (F.ne Scisti Silicei), argillite grigio scura con intercalazioni di calcare tipo



*Figura 5 – Successione stratigrafica tipo della Val D'Agri*

 <b>eni U&amp;TS.</b> Distretto Meridionale	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 8
--	---	--	----------

MDST/WKST di colore nocciola (F.ne Flysch Galestrino); argillite rossa con intercalazioni di calcari torbiditici (F.ne Flysch Rosso); argillite bruna con intercalazioni di arenarie quarzoso-micacee fini, arcose e calcareniti (F.ne Argilliti del Torrente Serrapotamo).

Piattaforma Appenninica (Trias superiore-Miocene inferiore) costituita da dolomia biancastra e nocciola e da calcari grigio scuro/biancastrati a grana fine.

Flysch di Albidona (Unità Liguridi, Eocene). Costituito da alternanza di arenarie, marne, marne argillose, ed argille ad abbondante contenuto in silt con intercalazioni di calcari marnosi e marne calcaree.

Flysch di Gorgoglione (Miocene medio). Costituito da alternanze di arenarie ed argille leggermente marnose. Le arenarie presentano strati di spessore variabile da pochi cm a qualche m; talora sono presenti livelli di notevole spessore costituiti da arenarie grossolane e conglomerati ad abbondante matrice sabbiosa. Le argille sono abbondantemente siltose e formano talora intercalazioni di elevato spessore.

Unità Liguri-Sicilidi (Cretaceo-Miocene inferiore) composta da argille, calcari, calcareniti, arenarie, arenarie vulcanoclastiche.

In Figura 6 è rappresentata la cartografia geologica di riferimento, redatta da ISPRA (2006), a partire dalla quale è stata elaborata una sezione geologica regionale calibrata con i dati di pozzo.

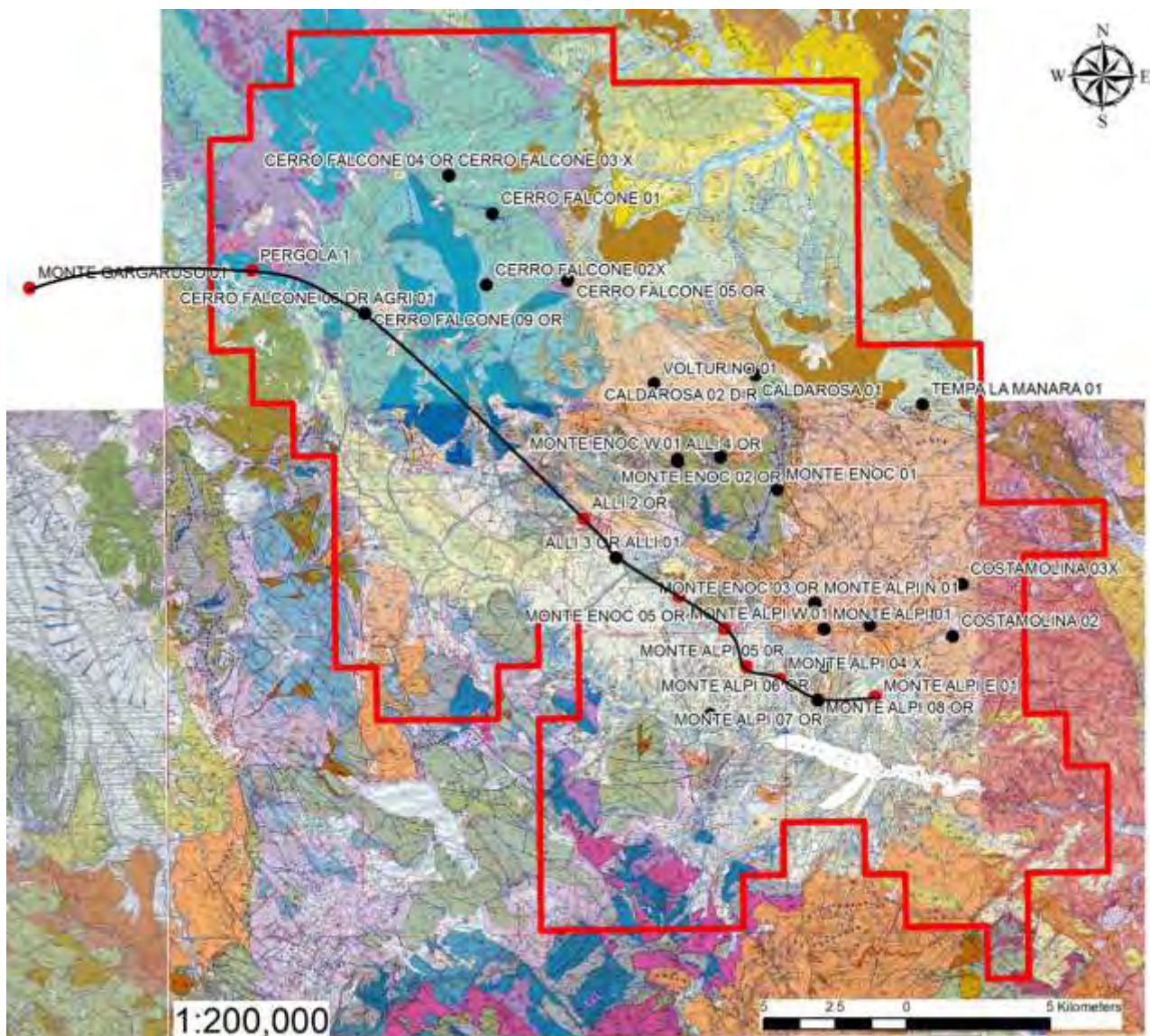


Figura 6 - Carta Geologica ISPRA (2006) che riporta la traccia della sezione mostrata nella figura successiva.

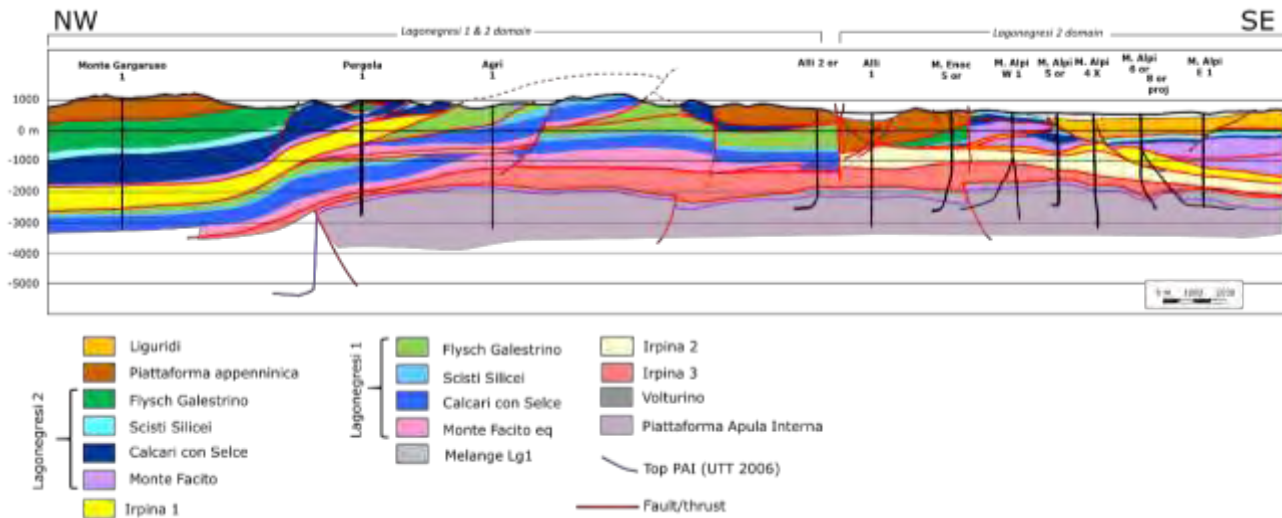


Figura 7 - Sezione geologica con andamento NW-SE ricostruita attraverso la correlazione dei pozzi.

La sezione (figura 7) attraversa la Valle da NW a SE intercettando i pozzi Monte Gargaruso 1, Pergola 1, Agri 1, Alli 2Or, Alli 1, Monte Enoc 5or, Monte Alpi W1, Monte Alpi 5or, Monte Alpi 4X, Monte Alpi 6or, Monte Alpi E1. Anche se tale sezione corre per gran parte parallela agli assi delle principali strutture, si evince comunque il framework strutturale delle sequenze alloctone, in particolare:

- la sovrapposizione tettonica della Unità Lagonegrese 2 sulla Lagonegrese 1;
- la relazione tra le Unità Irpine e quelle Lagonegresi. In particolare, il contatto tettonico tra l'Unità Irpina 1 e l'Unità Lagonegrese 2 (probabilmente messi in posto contemporaneamente) e l'esistenza di una zona di trasferimento tettonico (strike-slip) che è più evidente nella zona compresa tra Alli2 Or e Alli1.

### 3. Sistema Multi-Sealing

All'interno di un *Petroleum System*, il Seal (roccia di copertura) gioca un ruolo decisivo per il contenimento, l'accumulo e il confinamento degli idrocarburi all'interno del reservoir (roccia serbatoio). L'efficienza di una roccia di copertura è funzione della sua integrità, intesa come mancanza di fratture aperte, della sua continuità, del suo spessore e della dimensione dei pori. Un

 <b>eni U&amp;TS.</b> <b>Distretto</b> <b>Meridionale</b>	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 11
--	---	--	-----------

fattore determinante per l'efficienza di una roccia di copertura sono la litologia ed il gradiente di pressione.

Infatti, sia le litologie argillose, praticamente impermeabili perché caratterizzate da permeabilità bassissima, che una situazione di gradienti di poro in regime di sovrappressione, garantiscono l'integrità del seal.

La presenza di varie unità argillose, al di sopra del reservoir, distribuite a diverse profondità e con spessore complessivo che supera ampiamente 1,5 km, origina un *Sistema Multi-Sealing (presenza di diverse formazioni "impermeabili")* in grado di garantire efficacemente il confinamento degli idrocarburi nella roccia serbatoio.

### 3.1 Descrizione litologico-strutturale del Seal

Per l'individuazione e la delimitazione delle diverse unità tettoniche che compongono la successione di sottosuolo attraversata dai pozzi del campo Val d'Agri sono stati utilizzati, sovente in combinazione fra loro, diversi parametri.

In termini generali, un'unità strutturale è definita alla base da un contatto tettonico, il quale a sua volta costituisce una interruzione nella regolare evoluzione stratigrafica della successione, generata dal movimento relativo di una successione di roccia rispetto alle adiacenti.

Un contatto tettonico ha l'espressione fisica di una superficie ed è accompagnata di norma da indicatori, preservati nelle rocce, dei movimenti di traslazione di una successione rispetto ad un'altra, fra i quali si possono elencare ad esempio l'organizzazione dei sistemi di frattura associati o la deformazione degli originari assetti della stratificazione.

Infine, fra queste generalità, è importante ricordare che l'entità dei rigetti (verticali e orizzontali) determinati dalla dislocazione, definisce scala e gerarchia di un contatto tettonico e dell'unità strutturale ad esso associata. Specie laddove l'entità di un rigetto sia difficilmente misurabile direttamente, indicazioni di esso derivano dalle caratteristiche stratigrafiche delle successioni poste a tetto e a letto di un contatto tettonico. Di norma, tanto maggiori sono le "incongruità" in termini

 <b>eni U&amp;TS.</b> <b>Distretto</b> <b>Meridionale</b>	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 12
--	---	--	-----------

di età, litologia e dominio sedimentario fra successioni adiacenti, tanto maggiore è la dislocazione (verticale e/o orizzontale) da queste subita.

Sotto questo profilo, la sovrapposizione di una successione ordinata di sedimenti di età più antica su altri di età più recente costituisce l'indicazione di un assetto stratigraficamente incongruo e sovente tettonicamente determinato.

Pertanto, in questi casi, l'età della successione e i criteri per determinarla (ordinariamente biostratigrafici) consentono di guidare l'individuazione di un contatto tettonico.

Nell'area del campo Val d'Agri l'utilizzo di tali criteri consente il riconoscimento e la delimitazione di alcune delle unità strutturali maggiori.

- 1) Limite basale delle Unità Lagonegresi. Nell'area del campo val d'Agri queste unità sono rappresentate principalmente da successioni bacinali mesozoiche (Cretaceo-Triassico) che localmente possono includere anche formazioni di età paleogenica. Tali successioni sono sovrapposte ai sottostanti termini di età miocenica delle unità Irpine. In particolare nell'area di MAME (Monte Alpi/Monte Enoc), la base dell'Unità Lagonegrese 2 è individuata dal passaggio dai termini della F.ne Monte Facito di età triassica ai sottostanti depositi miocenici dell'Unità Iripina 1. Analogamente, in area CF (Cerro Falcone) la base dell'Unità Lagonegrese 1 è caratterizzata dal passaggio dai termini triassici della F.ne Monte Facito eq. a quelli miocenici dell'Unità Iripina 3, che talora è netto mentre in altri casi è preceduto da una zona di melange costituita da scaglie tettoniche di Monte Facito eq. e scaglie di depositi miocenici ad affinità irpina.
- 2) Limite basale delle Unità Irpine. Nell'area del campo val d'Agri, in generale, le Unità Irpine (più specificamente l'Unità Iripina 3, rappresentata da una successione del Miocene medio) sono tettonicamente sovrapposte alla sottostante successione autoctona di dominio apulo, i cui termini sommitali di età pliocenica sono immediatamente sottostanti l'Unità Iripina 3.

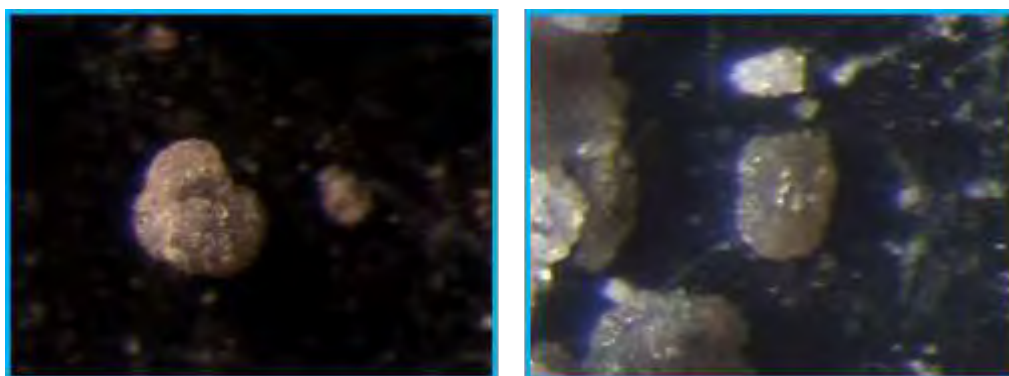
Nei casi elencati, le determinazioni biostratigrafiche e le caratteristiche litologiche delle successioni biostratigraficamente così calibrate costituiscono i principali e più oggettivi criteri di riconoscimento del limite strutturale nei pozzi. Questo, a sua volta, fornisce i punti di controllo per guidare il

 <b>eni U&amp;TS.</b> <b>Distretto</b> <b>Meridionale</b>	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 13
--	---	--	-----------

riconoscimento su base sismica del contatto tettonico nello spazio tridimensionale e quindi anche la delimitazione/distribuzione di tali unità strutturali.

Il riconoscimento delle diverse unità irpine presenti nell'area ha richiesto di integrare questi criteri ordinari di indagine stratigrafica con l'analisi di altre caratteristiche. Per meglio dire, il ricorso ad analisi mineralogiche, analisi di maturità termica delle successioni, la calibrazione di caratteristiche facies dei log elettrici hanno consentito di riconoscere ripetitive "incongruità" nella normale e regolare evoluzione stratigrafica di una successione che, come si è detto, possono segnalare l'esistenza di contatti tettonici, guidarne il riconoscimento ed interpretarne il rango.

L'esigenza di ricorrere allo studio di tali attributi nella caratterizzazione delle successioni Irpine dell'area e conseguentemente delle relazioni fra esse eventualmente determinate dall'evoluzione strutturale è primariamente nasce dal fatto che dette successioni sono in gran parte coeve nell'ambito del Miocene (inferiore? – medio). Ma soprattutto, la complicazione principale è data da un contenuto paleontologico insufficiente a consentire una biostratigrafia di adeguata risoluzione e dettaglio nel Miocene (Fig. 8).



*Figura 8 - Globigerina spp. Sporadica presenza, in cattivo stato di conservazione di Globigerinidae (Globigerina spp., Globigerinoides spp., Paragloborotalia spp.). Nannoplankton calcareo di età non più giovane del Serravalliano.*

L'analisi mediante XRD dei minerali argillosi, si è rivelata di significativa utilità nel riconoscimento del contatto fra le Unità Irpina 1 ed Irpina 2 e quindi anche a inquadrare più efficacemente più sottili differenze nei caratteri macroscopici di litologie fra loro affini in quanto prevalentemente dominate da depositi argillosi.

In estrema sintesi (figura 9), le argilliti della successione ascritta all'Unità Irpina 1 sono caratterizzate da una netta prevalenza (50-70%) dell'Illite rispetto alle altre componenti (Smectite/strati misti, Clorite, Caolinite). Le argilliti della successione dell'Unità Irpina 2, invece presentano una composizione dove le proporzioni fra Smectite/strati misti ed Illite sono del tutto invertite rispetto a quelle dell'Irpina 1.

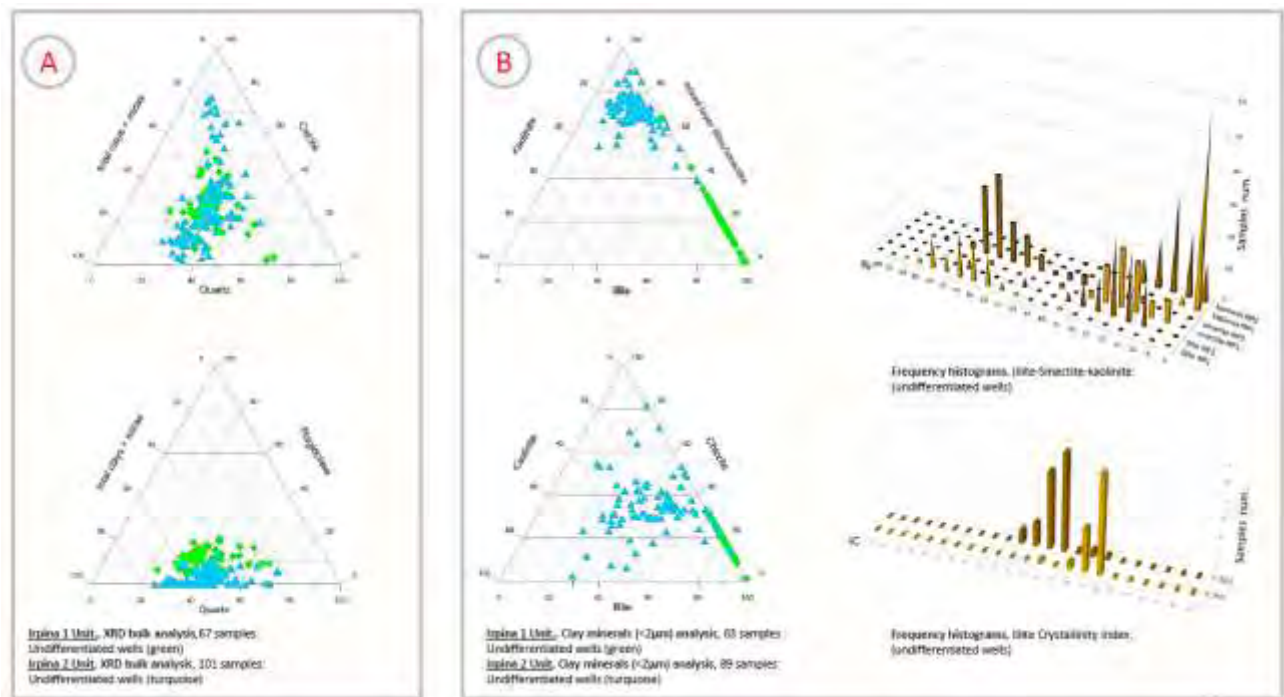


Figura 9 - Comparazione fra i componenti mineralogici principali (a) e dei minerali argillosi (b) nei depositi delle Unità Irpina 1 e Irpina 2.

Al passaggio fra queste due successioni, tale variazione avviene in modo brusco.

E' evidente che le diverse associazioni mineralogiche possono essere riferite a differenti sistemi di apporto o a una diversa diagenesi o ad entrambi questi fattori, ma è appunto l'assenza di una gradualità nel passaggio dall'una all'altro tipo di successione a suggerire manchi l'espressione di una regolare ed ordinata evoluzione sedimentaria dove, in ipotesi ad un sistema di apporti se ne sovrapponga nel tempo uno differente e via via dominante, ma sia bensì dovuta alla sovrapposizione di successioni appartenenti a distinti domini sedimentari.

Ancor meno giustificabile in termini di regolare successione sedimentaria sarebbe un'interpretazione del dato mineralogico in chiave diagenetica. In tale chiave le argilliti dell'Unità





Irpina 1, per la dominanza dell'illite e il suo maggiore indice di cristallinità risulterebbero più diageneticamente mature rispetto a quelle dell'Unità Irpina 2, in evidente contraddizione con quello che dovrebbe derivare dal trend di seppellimento di una successione stratigraficamente ordinata.

In concomitanza del passaggio fra Irpina 1 e Irpina 2, evidenziato dalla sopradescritta brusca variazione nella composizione dei minerali argillosi, si osserva un'altrettanta brusca variazione nelle elettrofacies ed un sensibile incremento, dei gas shows in corrispondenza (o, come nel caso rappresentato in figura 10, in prossimità) dell'ingresso in senso pozzo nell'Unità Irpina 2.

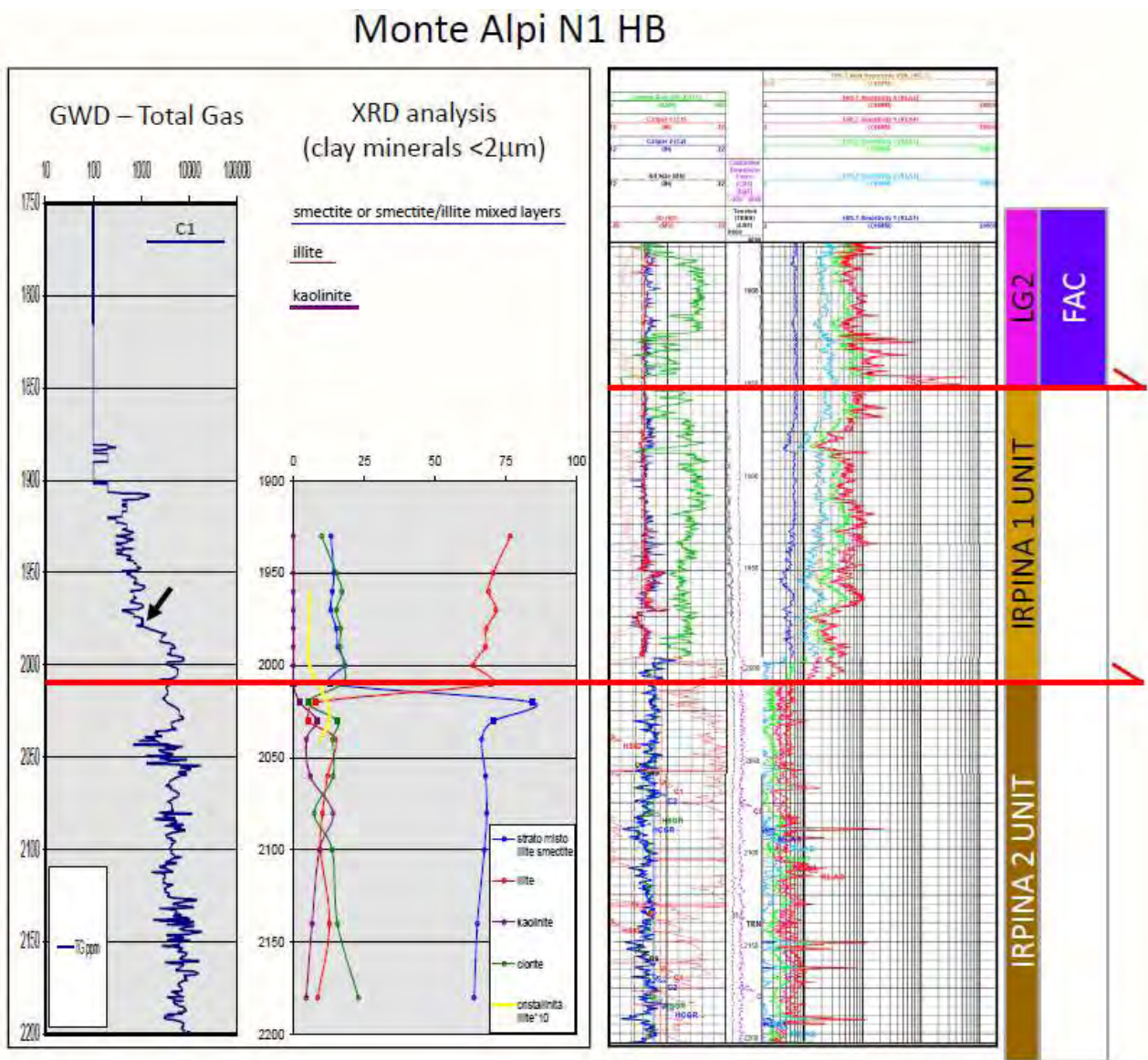


Figura 10 - Comparazione fra i vari parametri (Total Gas, minerali argillosi e log LWD) utilizzati per la distinzione tra Irpina 1 e Irpina 2.

 <b>eni U&amp;TS.</b> <b>Distretto</b> <b>Meridionale</b>	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 16
--	---	--	-----------

Quest'ultimo aspetto è di particolare interesse, in quanto l'incremento – in genere di un ordine di grandezza – dei gas shows è indicativo di una variazione del gradiente di pressione in corrispondenza del passaggio fra le due unità. È altresì notevole che laddove, come nel caso illustrato, questa anticipi l'effettivo passaggio, la dissipazione del gradiente dell'Irpina 2 verso l'alto resti contenuta in spessori piuttosto limitati nella parte basale della successione (ca. 25 m nel caso) dell'Unità Irpina 1, ossia nel tratto che localmente si attende essere il più coinvolto da tettonizzazione lungo un piano di sovrascorrimento e, in forza di ciò, possa presentare permeabilità lievemente superiori a quelle delle due successioni a contatto, entrambe prevalentemente costituite da argilliti.

Nella caratterizzazione dell'Unità Irpina 3, l'elemento maggiormente discriminante all'atto di riconoscere la natura tettonica del passaggio alla sovrastante Unità Irpina 2 è stato fornito dai dati di maturità termica forniti dalle analisi di riflettanza della vitrinte presente nelle rispettive successioni (Riflettanza o coefficiente di riflessione (Ro%), cioè il rapporto tra l'intensità della radiazione riflessa e di quella incidente su una superficie riflettente al fine di definirne la maturità termica).

Deve essere ben precisato che, entro un dato dominio sedimentario, la stessa successione sedimentaria in aree differenti di esso può essere soggetta a differenti condizioni di riscaldamento. Infatti, per effetto di localmente differenti tassi di sedimentazione o di subsidenza, perciò anche in relazione alla differente evoluzione strutturale nel tempo delle diverse parti di quel dominio sedimentario possono verificarsi condizioni di maggiore o minore seppellimento della locale successione stratigrafica e conseguentemente del suo riscaldamento. Da ciò ne deriva che, il medesimo intervallo stratigrafico rappresentato in successioni poste in aree differenti dello stesso dominio sedimentario può presentare valori di maturità termica diversi. Per questo motivo, i valori di maturità termica non possono essere utilizzati per effettuare correlazioni stratigrafiche dirette o comunque avulse dall'esame di altri parametri che in modo indipendente garantiscano le corrispondenze in età dei tratti di successione considerati.

Tuttavia, a prescindere dalle diverse locali profondità di seppellimento, rimane che in successioni stratigraficamente ordinati e soggetta a progressivo seppellimento, il riscaldamento è gradualmente crescente procedendo verso il basso, cioè dai termini più giovani verso quelli più antichi. In



conseguenza di ciò, nel caso i valori della riflettanza della Vitrinite (Ro%) devono risultare ordinati in modo crescente dall'alto verso il basso della successione stratigrafica.

Inoltre, l'alterazione termica subita dalla materia organica, espressa dalla riflettanza della Vitrinite, non è reversibile. Pertanto, i valori di riflettanza costituiscono anche l'espressione dei valori massimi di temperatura subiti dalla successione stratigrafica in esame, indipendentemente dalla profondità alla quale essa attualmente si trovi.

Quanto premesso serve a spiegare che un'interruzione nel trend di maturità termica osservato in una successione sedimentaria costituisce un'indicazione di rilevante importanza per individuare interruzioni nella continuità stratigrafica.

Nel caso in cui l'interruzione del trend sia rappresentato al suo interno da una sua brusca inversione ossia che i termini superiori della successione risultino termicamente più mature di quelli sottostanti è indicativo dell'esumazione e traslazione di una successione stratigrafica originariamente sottoposta a condizioni di seppellimento/riscaldamento maggiori di quelle subite dalla successione sottostante.

In figura 11 è rappresentata concretamente un'inversione del trend di maturità del tipo sopra descritto.

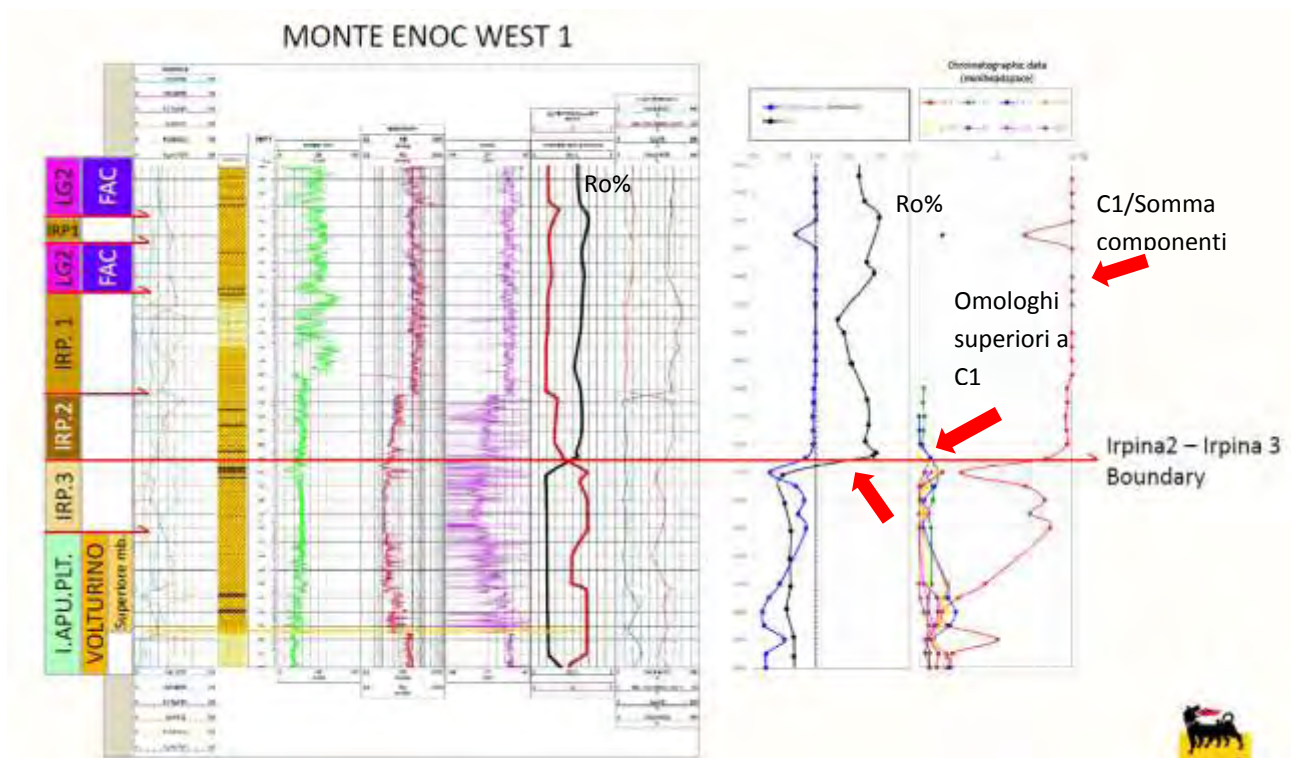




Figura 11 - Comparazione fra i vari parametri (log LWD, Riflettanza della vitrinite, Indice di cristallinità dell'Ilite e Total Gas) utilizzati per la distinzione tra Irpina 1 e Irpina 2.

È interessante notare che i depositi dell'Unità Irpina 3 risultano in regolare trend termico con quelli autoctoni dell'Unità Apula Interna (Fig. 12).

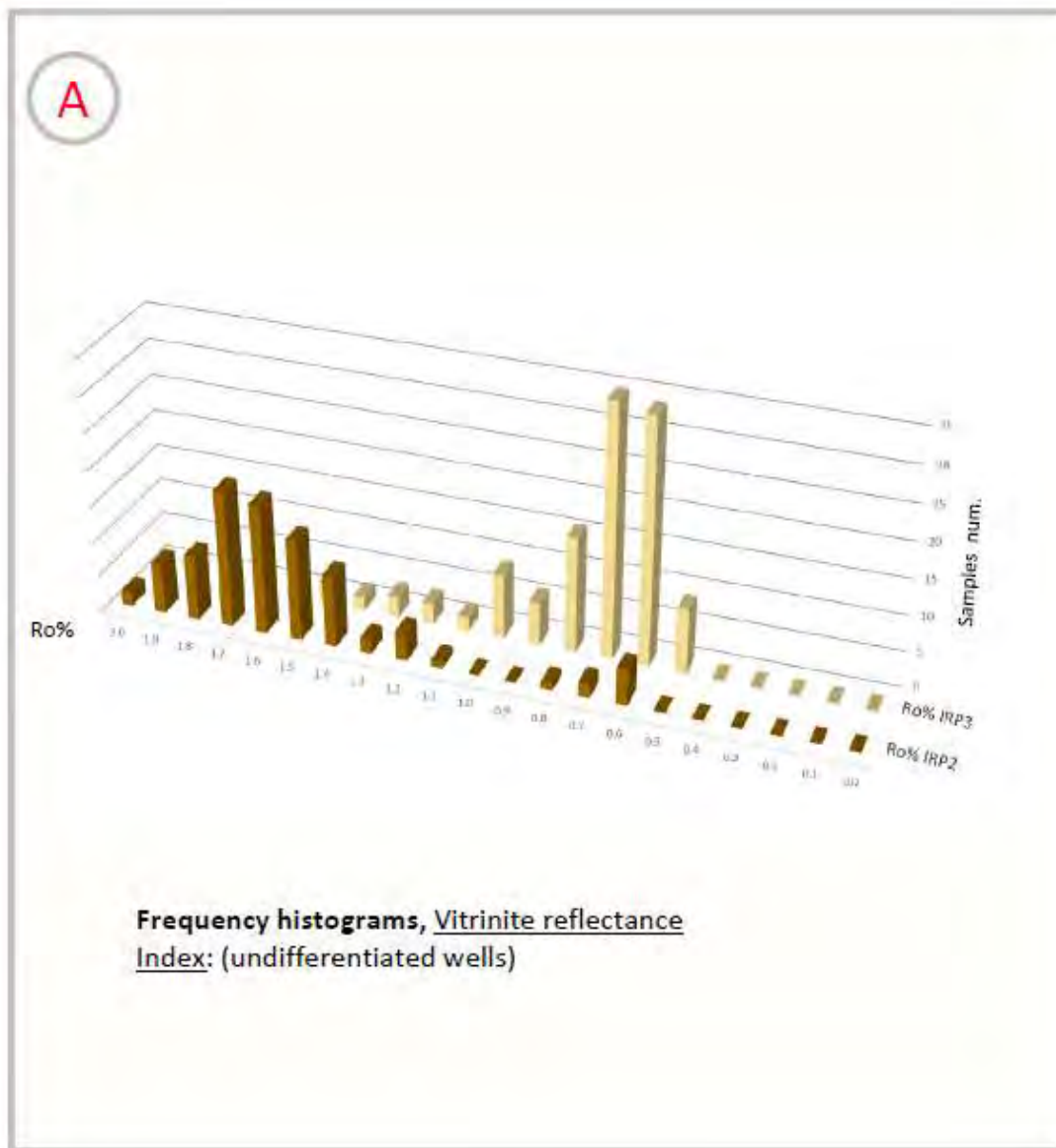


Figura 12 - Istogrammi della riflettanza della vitrinite

Anche nel caso del passaggio fra le Unità Irpina 2 e Irpina 3 in concomitanza con la descritta variazione di maturità termica (Ro%) si registrano altre significative e brusche variazioni.

La caratterizzazione dei depositi dell'unità Irpina 3 mediante analisi XRD non presenta drastiche differenze composizionali nelle proporzioni fra le varie specie di minerali argillosi rispetto a quelli dell'Unità Irpina 2 (Fig. 13).

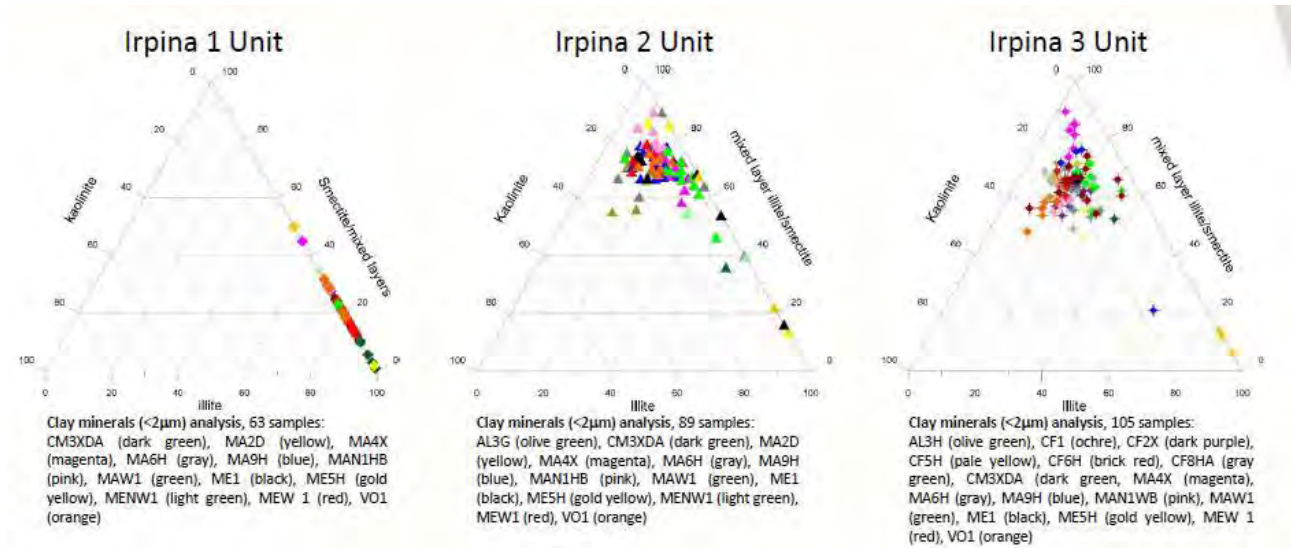


Figura 13 – Analisi XRD per la definizione della composizione mineralogica delle Unità Irpine (1, 2 e 3)

Sotto questo profilo, le differenze osservabili (es. un tenore relativamente maggiore di Caolinite generalmente osservato nei depositi dell'Irpina 3) non forniscono una sicura indicazione diagnostica. L'indice di cristallinità dell'Illite misurato nei campioni provenienti dai depositi rispettivamente delle unità Irpina 2 ed Irpina 3, invece, rivela una differenziazione significativa (Fig. 14). Questo parametro, rappresentato dall'ampiezza del picco diffrattometrico caratteristico dell'Illite, valuta la maggiore o minore organizzazione della struttura cristallina del minerale, il cui assetto più o meno ordinato<sup>1</sup> dipende dalle condizioni pressione e temperatura alle quali la roccia è sottoposta. Pertanto, l'indice di cristallinità assume valore di indicatore della storia diagenetica.

Dai grafici rappresentati in Figg. 11 e 14, è possibile apprezzare la significativa e brusca variazione dell'indice di cristallinità dell'Illite rispettivamente presenti nei depositi delle Unità Irpina 2 ed Irpina 3, relativamente a struttura cristallina più ordinata nei primi rispetto ai secondi.

<sup>1</sup> L'ampiezza del picco diffrattometrico dell'Illite è in correlazione inversa al grado di organizzazione ordinata della struttura cristallina. Conseguentemente, maggiore è il valore dell'ampiezza misurata e minore è il grado di ordinamento.

L'indicazione fornita dai tali dati è confermativa del dato di vitrinite, in quanto dimostrativa di una più intensa diagenizzazione per seppellimento dei depositi dell'Irpina 2 rispetto a quelli dell'Irpina 3 che, dati i rapporti geometrici attuali fra i due tipi di successione può essere giustificata con l'esumazione tettonica della prima e la sua traslazione sulla seconda.

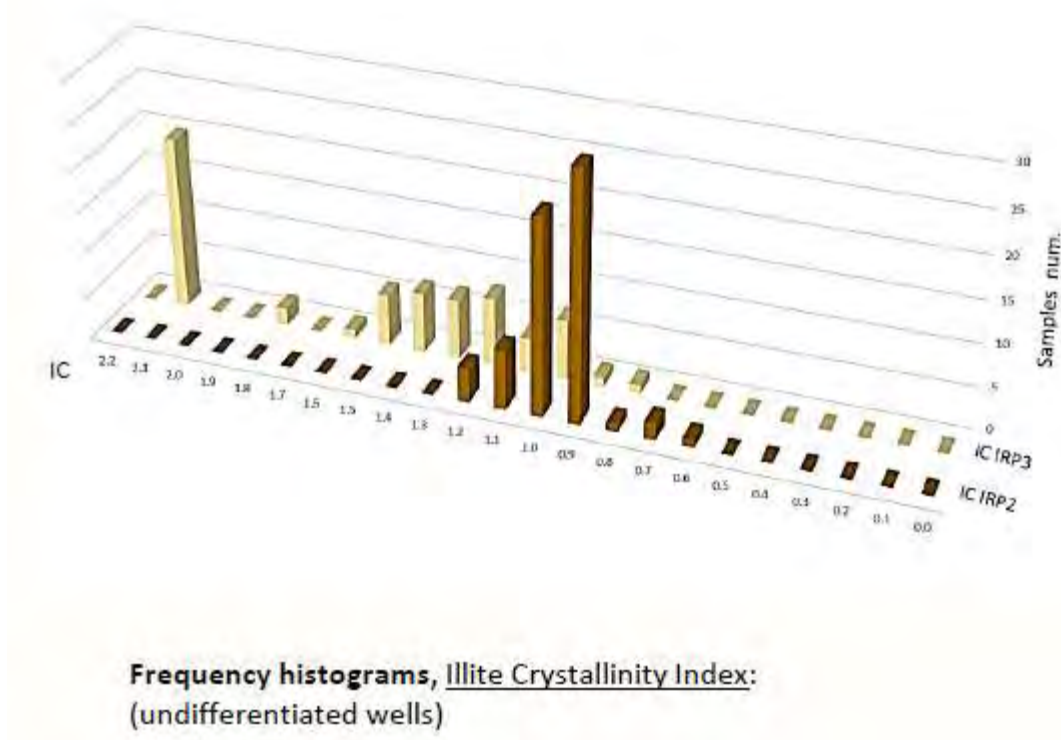


Figura 14 – Indice di cristallinità dell'Illite utilizzato come indicatore della storia diagenetica

Un'ulteriore significativa variazione (Fig. 11) osservata in corrispondenza nel passaggio in senso pozzo dall'Unità Irpina 2 all'Unità Irpina 3 riguarda i gas shows sia sotto il profilo quantitativo sia qualitativo.

Al passaggio fra le due unità, infatti, entrando in Irpina 3 si osserva comunemente una diminuzione nel trend del Gas totale e – più significativa – la sua variazione composizionale da un gas “secco” costituito quasi totalmente da metano, caratteristico degli shows dell'unità Irpina 2, a un gas “umido” costituito da metano e in proporzione decrescente dagli omologhi superiori. Queste evidenze sono indicative e confermano ulteriormente che le due unità conservano al loro interno mineralizzazioni specifiche e proprie, nonché scarse condizioni di permeabilità verticale atte a consentire un mixing fra esse.

 <b>eni U&amp;TS.</b> <b>Distretto</b> <b>Meridionale</b>	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 21
--	---	--	-----------

Sotto il profilo litologico, benché entrambe siano generalmente dominate da argilliti, esistono significative differenze nei caratteri litologici macroscopici, tuttavia queste non sono discriminanti all'atto di interpretare la natura del limite (stratigrafico o strutturale) fra le due unità e per questo motivo non sono state qui descritte, rispetto agli elementi richiamati più diagnostici al fine di documentarne la natura tettonica.

### 3.2 Pressioni di Poro

La Pressione di Poro si definisce come la pressione dei fluidi che, nel sottosuolo, occupano i pori di uno strato, detta pressione si esercita in tutte le sue direzioni e l'entità della sua variazione (gradiente di pressione) è funzione della profondità e della densità del fluido presente nei pori della roccia.

Il gradiente di pressione per il campo Val d'Agri è stato definito in primo luogo dai dati e dalle informazioni registrate durante la perforazione dei pozzi esplorativi e di sviluppo.

Attraverso l'interpretazione di log sonici, di resistività e di densità, è possibile ricostruire il trend di pressione lungo tutto il profilo del pozzo, individuando chiaramente gli intervalli caratterizzati da sovrappressione. L'entità delle sovrappressioni varia da zona a zona ed in generale è legata allo spessore ed alla profondità e alle caratteristiche litologiche di alcune unità della successione.

L'origine di queste sovrappressioni come discusso nel capitolo precedente è attribuibile principalmente al carico tettonico a cui tali unità pelitiche sono state sottoposte durante le fasi compressive che hanno portato alla formazione della catena appenninica e solo marginalmente alla presenza di fluidi che essendo intrappolati nella struttura mineralogica argillosa, non vengono dissipati comportando l'aumento della pressione dei pori.

 <b>eni U&amp;TS.</b> <b>Distretto</b> <b>Meridionale</b>	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 22
--	---	--	-----------

### 3.2.1 Predizione pressione di poro da sismica e metodologie

La predizione della pressione di poro è di fatto una tecnica basata sull'andamento della porosità di una litologia di riferimento nel sottosuolo e usa relazioni tra stress totale, stress efficace (la quantità di stress totale che effettivamente è sostenuta dallo scheletro solido della roccia) e pressione di poro secondo la seguente equazione semplificata di Terzaghi:

$$S = \sigma + P_p$$

dove S è lo stress totale (carico litostatico nella maggioranza dei casi),  $\sigma$  è lo stress efficace e  $P_p$  è la pressione di poro.

Lo sviluppo dello stress efficace è il principale meccanismo che guida la compattazione dei sedimenti. Lo stress efficace aumenta con la profondità quando la pressione di poro rimane idrostatica, portando a una riduzione della porosità. Quindi la porosità può essere usata, in condizioni appropriate, come indicatore dello stress efficace.

Quando invece il drenaggio dell'acqua dai pori del sedimento non è efficace, si sviluppa una sovrappressione nei pori e il processo di compattazione è più lento di quanto atteso rispetto alla profondità di seppellimento e allo stress efficace. In questo caso le rocce sono sottocompattate mostrando una porosità e permeabilità associate a profondità di seppellimento più superficiali (corrispondenti alla profondità in cui il processo di drenaggio è diventato inefficace).

Questo quadro descrive il fondamento della predizione della pressione di poro basata sulla porosità. In questo metodo si assume che la variazione di porosità con la profondità sia controllata esclusivamente dalla compattazione (cioè, senza il coinvolgimento di alcun processo chimico) e rifletta l'attuale stato di stress efficace dei sedimenti.

Nella pratica la porosità spesso non è disponibile e in sua vece log wireline o while drilling (sonico, densità, resistività) o velocità sismiche sono utilizzati come attributi di porosità.

### 3.2.2 Carico litostatico

Il calcolo del carico litostatico è il primo passaggio del processo di predizione della pressione di poro. Di solito la pressione litostatica è ottenuta numericamente integrando la densità totale del sedimento per ogni incremento di profondità.



 <b>eni U&amp;TS.</b> <b>Distretto</b> <b>Meridionale</b>	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 23
--	---	--	-----------

Quando il dato di densità da log non è disponibile si utilizza la velocità sismica all'ubicazione del pozzo successivamente convertita in densità tramite la relazione di Gardner riportata qui di seguito:

$$RHOB = a \times \left[ \left( \frac{10^6}{\Delta t} \right) \right]^b$$

Dove "a" è il coefficiente, "b" l'esponente e "Δt" il tempo di transito da log sonico.

### 3.2.3 Trend di normal compattazione

Le zone sotto compattate sono definite per confronto con un trend di normal compattazione (NCT) che rappresenta la diminuzione della porosità (o meglio, gli attributi che riflettono i cambi di porosità quali velocità sismica, log sonico o log di resistività) con la profondità quando il drenaggio dell'acqua di poro è efficace e i sedimenti si compattano in modo normale sotto il peso del carico litostatico. In queste condizioni la pressione del fluido nei pori ha un gradiente idrostatico normale. A seconda dello stress efficace, il trend di normal compattazione può essere definito con una funzione esponenziale oppure di potenza. A seconda dei casi, i metodi che possono essere utilizzati sono i seguenti: Miller, Bowers e Semi.log.

Il gradiente idrostatico normale normalmente applicato è 1.03 g/cc.

Una volta definito il trend di normal compattazione, ad ogni profondità il suo valore è confrontato con il corrispondente valore del log sonico (o della velocità sismica espresso in tempo di transito intervallare Δt) o del log di resistività. Il risultato di tale confronto è poi convertito in sovrappressione.

### 3.2.4 Calcolo della pressione tramite il metodo del rapporto di Eaton

Il metodo del rapporto di Eaton è tipicamente applicato a velocità sismiche o log sonici o resistività poiché rappresentativi dell'andamento della porosità con la profondità a parità di litologia che tipicamente è l'argilla perché è la più diffusa e, a causa delle sue basse permeabilità tiene più facilmente memoria di condizioni di sottocompattazione (per questo motivo, nei pozzi di riferimento si considerano i valori di log sonico o di resistività dei punti argilla, mentre la curva della velocità sismica è considerata essere rappresentativa della velocità delle argille).

 <b>eni U&amp;TS.</b> <b>Distretto</b> <b>Meridionale</b>	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 24
--	---	--	-----------

Il metodo consiste nel calcolare il rapporto tra il valore di tempo di transito intervallare osservato nel log o nella velocità sismica e quello che ci si aspetterebbe se la pressione di poro fosse normal idrostatica, e quindi il suo tempo di transito intervallare fosse quello del trend di normal compattazione. La forma della relazione di Eaton è la seguente:

$$P_p = S_v - (S_v - P_n) \cdot (A_{obs} / A_{norm})^x$$

Dove:

$P_p$  = Pressione di poro

$S_v$  = Sforzo principale massimo (solitamente verticale perché corrispondente al carico litostatico)

$P_n$  = Pressione normal idrostatica

$A_{obs}$  = Valore dell'attributo osservato (velocità, sonico, resistività etc.)


$A_{norm}$  = Attributo lungo il trend di normal compattazione (cioè dove la pressione di poro è normal idrostatica)

$x$  = Esponente di Eaton: calibrato al pozzo.

### 3.2.5 Pressione di fratturazione

Una roccia è costituita da elementi solidi e da spazi vuoti (pori) che possono essere riempiti da liquidi e da gas. La roccia che giace ad una certa profondità è soggetta al peso dei sedimenti sovrastanti, i quali inducono delle tensioni, definite geostatiche o litostatiche, che a loro volta producono su tale roccia uno stato tensionale che ne influenza il comportamento meccanico.

Anche i fluidi contenuti nei pori della roccia esercitano delle pressioni, indicate come pressione dei pori o di strato o di formazione, che è necessario conoscere e contrastare in fase di perforazione. Le tensioni geostatiche e le pressioni di strato sono strettamente correlate tra di loro e determinano il valore che assume

 <b>eni U&amp;TS.</b> <b>Distretto</b> <b>Meridionale</b>	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 25
--	---	--	-----------

la pressione di fratturazione FP, vale a dire la pressione che, applicata all'interno del foro, provoca la fratturazione della roccia.

Al fine di poter calcolare la pressione di fratturazione, ovvero lo stress minimo nell'ipotesi di normal stress state e deformazioni laterali impedito, è stato utilizzato il Metodo di Eaton

$$FP = PP + (OBP - PP) (\nu / (1 - \nu))$$

La pressione di fratturazione, è funzione del carico litostatico (OBP), della pressione dei pori (PP) e del coefficiente di Poisson ( $\nu$ ).

A una profondità generica H il carico verticale totale OBP (pressione geostatica o overburden pressure, assunta positiva se di compressione), che in assenza di forze tettoniche è il carico massimo, è dato dalla relazione:

$$OBP = \rho_{HOB} * g * H$$

dove con  $\rho_{HOB}$  si indica la densità media del terreno, dalla superficie alla profondità H, che tiene conto sia della matrice solida, sia dei fluidi in essa contenuti e con g l'accelerazione di gravità.

Nel caso specifico di Monte Alpi Est1 il dato di  $\rho_{HOB}$  è stato ricavato dalla formula di Gardner applicata al sonic log (DT), in quanto non si disponeva di dati diretti di densità in pozzo:

$$\rho = A \left( \frac{10^6}{DT} \right)^B$$

dove il coefficiente A ed esponente B derivano dalla calibrazione effettuata in pozzi afferenti all'area Monte Alpi dove si disponeva sia del sonic log che del density log acquisiti durante la perforazione (A= 0.25; B=0.25).

Il calcolo della curva di pressione dei pori è stato effettuato tramite il metodo di Eaton:

$$PP = OBG - (OBG - PP_N) \left( \frac{DT_N}{DT_O} \right)^x$$

Dove:

DTO è il dato di sonic log osservato

DTN è il dato sonico in caso di compattazione normale

 <b>eni U&amp;TS.</b> <b>Distretto</b> <b>Meridionale</b>	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 26
--	---	--	-----------

OBG: gradiente di carico litostatico

La curva di Pressione dei pori estrapolata con il metodo di Eaton applicato al sonic log è stata calibrata sulle informazioni e dati acquisiti durante la perforazione del pozzo: peso del fango utilizzato, parametri di perforazione (scavernamenti, torsioni, sovratiri) e dalle analisi delle manifestazioni del gas in perforazione.

Il coefficiente di Poisson, chiamato anche rapporto di Poisson, è una caratteristica propria di ciascun materiale che esprime, in presenza di una sollecitazione monodirezionale longitudinale, il grado in cui il campione di materiale si restringe o si dilata trasversalmente.

Per i carbonati del giacimento Val d'Agri un largo "range" di valori di Poisson ratio sono stati ricavati sui campioni di roccia prelevati dalle carote, Il valore medio calcolato è risultato essere 0.325, anche un simile valore è stato derivato usando i dati del log sonic, che contiene sia i valori di velocità compressionale che di taglio.

Un gradiente di pressione o gradiente idrostatico è definito per convenzione con un valore di 1,03 gr/cc.

Il profilo dei gradienti di pressione nell'area del campo Val d'Agri si caratterizza per la presenza di sovrappressioni nelle Unità Irpine e, in misura minore, nella Formazione di Monte Facito Equivalente e nel Flysch Galestrino. Le altre Unità alloctone ed autoctone (incluso il reservoir della Piattaforma Apula Interna) risultano a gradiente idrostatico normale.

Nella Fig. 15 viene riportato il profilo di un pozzo che può essere considerato rappresentativo per l'intero giacimento.

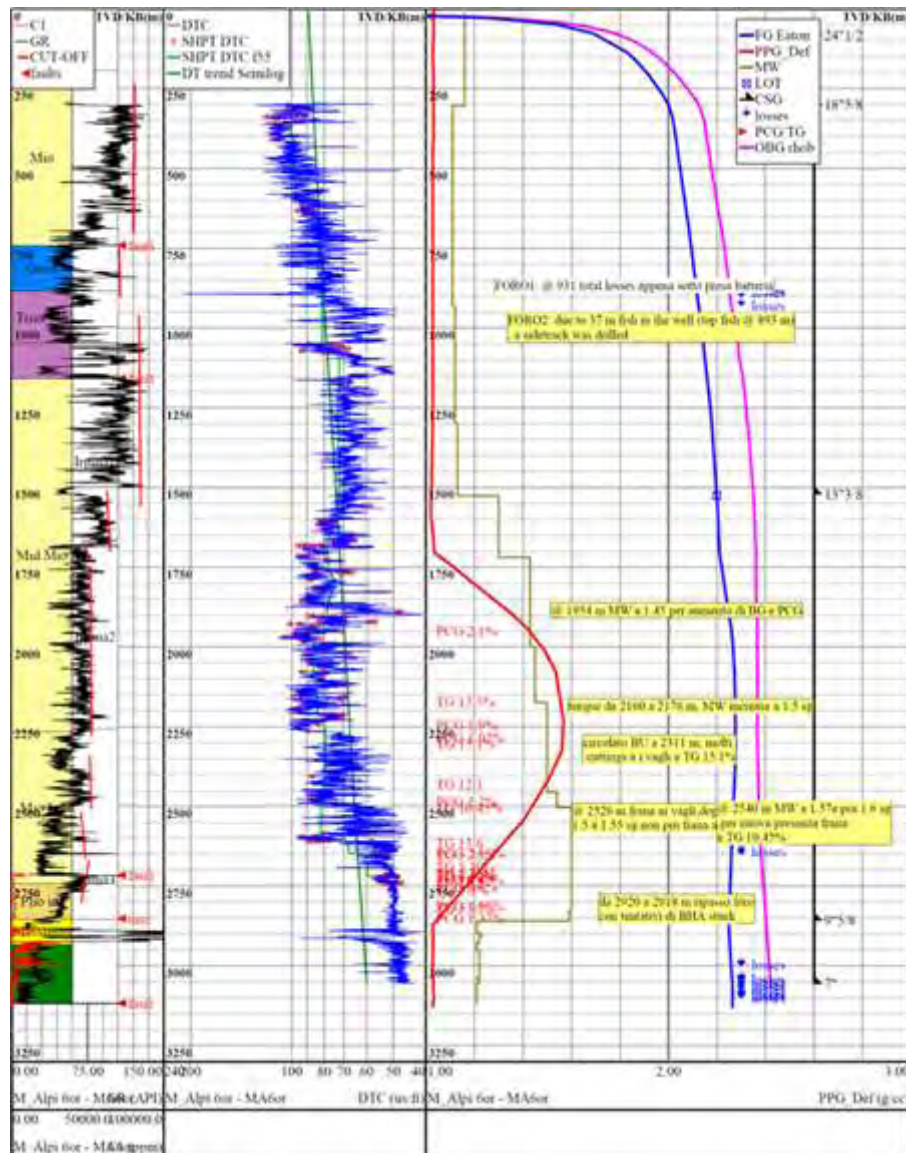


Figura 15 – Profilo dei gradienti in termini di peso del fango equivalente per il pozzo Monte Alpi 6

### 3.3 Variazione di pressione nella formazione Irpina

In questo paragrafo vengono esposti i risultati dello studio svolto per verificare se la produzione dalla formazione mineralizzata della piattaforma Apula interna (PAI) possa provocare una perturbazione nei layer argillosi della formazione Irpina che costituiscono l'overburden del giacimento.

Lo studio è stato realizzato secondo due step successivi:

 <b>eni U&amp;TS.</b> <b>Distretto</b> <b>Meridionale</b>	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 28
--	---	--	-----------

1. definizione del range di permeabilità ammissibile per la formazione delle Irpine, effettuato tramite una soluzione analitica dell'equazione di diffusione;
2. simulazione fluidodinamica degli effetti di produzione realizzata con il codice Eclipse e confronto con la soluzione analitica.

### 3.3.1 Stima permeabilità della formazione Iripina

La stima della permeabilità per le argille delle Iripine è stata qui realizzata valutando la riduzione di pressione dallo stato iniziale, stimato alla fine della genesi della sovrappressione, a quanto attualmente misurato nella stessa formazione nei pozzi perforati in corrispondenza del giacimento della Val d'Agri. Se la sovrappressione presente inizialmente si è mantenuta o, al più, ha avuto una non completa riduzione, allora si può stimare un limite superiore per la permeabilità della formazione che permetta di garantire il suddetto valore di sovrappressione.

Tale valore di permeabilità è stato quindi confrontato con quanto riportato in letteratura per argille che definiscono un *pressure seal*, in grado di conservare per tempi geologici un confinamento di pressione.

. Possiamo considerare che la messa in posto della formazione delle unità Lagonegresi e della Piattaforma Appenninica al di sopra delle unità Iripine è datata intorno a circa 9-10 Ma; successivamente, tra i 5 e i 3 Ma tutte le unità alloctone principali (Iripine + Lagonegresi + Appenninica) ricoprono insieme la piattaforma Apula interna (PAI) (Mazzoli et al., 2001; Shiner et al., 2004). Le sovrappressioni sono stimate quindi iniziare a manifestarsi a partire da 9-10 Ma, per concludere la loro formazione all'inizio della fase estensionale, datata a circa 1 Ma.

Durante la fase antecedente l'estensione, le deformazioni conseguenti a movimenti tettonici combinati sia di sollevamento che di flessione hanno quasi certamente portato ad una certa diminuzione della pressione in alcune zone, ma mantenendone il valore elevato in altri comparti. Si è perciò ipotizzato che i massimi valori di sovrappressione, circa 20-25 MPa, osservati nella fase di perforazione dei pozzi attraversando le unità Iripine, fossero indicativi del valore in posto all'inizio della fase estensionale.

Per una stima conservativa, a favore di sicurezza (i.e. un limite superiore), della permeabilità delle argille che ha permesso di mantenere l'attuale grado di sovrappressione si è considerato quindi un valore iniziale di circa 25 MPa. L'effetto tettonico deformativo presente nella fase estensionale non è stato qui considerato, ma, unicamente, il drenaggio di fluidi dal melange che costituisce la formazione Irpina.

Considerando per semplicità un processo di depressurizzazione monodimensionale di un layer poroso omogeneo di spessore semi-infinito con prescritte condizioni al contorno, è possibile derivare una soluzione analitica che descrive l'andamento della pressione in funzione dello spazio e del tempo.

Seguendo ad esempio Deming (Deming, 1994), riportiamo di seguito brevemente tale trattazione analitica.

Con riferimento alla Figura 16, al tempo  $t=0$  la pressione al bordo del layer argilloso delle Irpine ( $z=0$ ) è  $P(z=0, t=0)=P_0$ . Imponendo una depressurizzazione istantanea  $\Delta p_B=P_1-P_0$ , al bordo inferiore dello strato di argilla ( $z=0$ ) si avrà una condizione al contorno  $P(z=0, t>0)=P_1$  che determinerà per i tempi positivi una situazione transitoria in cui l'andamento della pressione nella strato sarà funzione del tempo e della profondità considerati:  $p=p(z, t)$ .

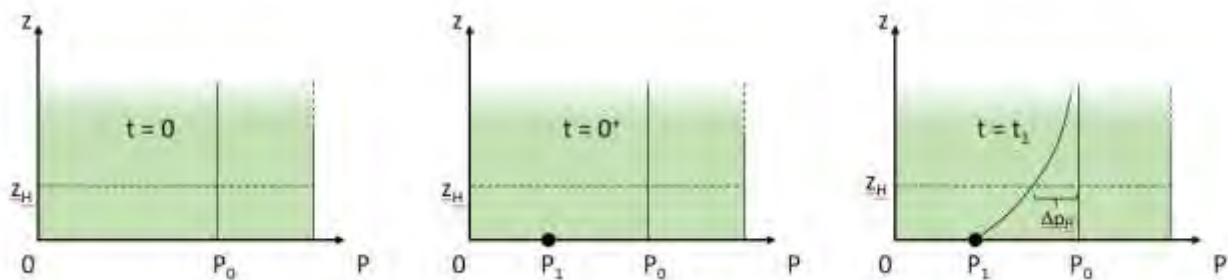


Figura 16 – Schema della propagazione del disturbo di pressione nel layer delle Irpine.

Più in dettaglio, se si considera una densità costante per il fluido saturante lo strato di argilla, la propagazione del disturbo di pressione è descritta dall'equazione della diffusione:

 <b>eni U&amp;TS.</b> <b>Distretto</b> <b>Meridionale</b>	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 30
--	---	--	-----------

$$\frac{\partial p}{\partial t} = D \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} \quad (1)$$

dove  $D$  è la diffusività idraulica che è una proprietà della matrice argillosa e del fluido in essa contenuto, esprimibile come:

$$D = \frac{k}{\mu(\alpha + \phi \beta)} \quad (2)$$

dove  $k$  è la permeabilità,  $\mu$  è la viscosità dinamica del fluido,  $\alpha$  è la compressibilità della roccia (prodotto della comprimibilità dei pori per la porosità),  $\phi$  la porosità e  $\beta$  è la compressibilità del fluido.

La soluzione dell'equazione di diffusione è nota ed è derivata per analogia con la teoria della conduzione del calore; essa può essere espressa come segue:

$$p(z,t) = P_0 + \Delta p \left[ 1 - \operatorname{erf} \left( \frac{z}{\sqrt{4Dt}} \right) \right] \quad (3)$$

dove  $\operatorname{erf}$  è la funzione di errore. L'espressione sopra riportata permette di ottenere il tempo  $t$  nel quale si verifica la propagazione del disturbo di pressione  $\Delta p$  ad una distanza  $z$  all'interno dello strato di argilla. Per "propagazione" si intende qui il raggiungimento alla profondità  $z$  di una certa percentuale  $\xi$  del  $\Delta p$  inizialmente imposto a  $z=0$ :

$$p(z,t) = P_0 + \xi \Delta p \quad (4)$$

Dalle equazioni (3) e (4) si ricava l'espressione:

$$\operatorname{erf} \left( \frac{z}{\sqrt{4Dt}} \right) = 1 - \xi \quad (5)$$



 <b>eni U&amp;TS.</b> <b>Distretto</b> <b>Meridionale</b>	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 31
--	---	--	-----------

che fornisce la relazione esistente tra  $z$ ,  $t$ , e  $D$  per una depressurizzazione  $\Delta p = \xi \Delta p_B$ .

Essendo interessati a stabilire un valore di permeabilità che permetta di mantenere la sovrappressione nel tempo qui stabilito (1 milione di anni), è possibile scrivere la soluzione dell'equazione di diffusione nella forma:

$$k = a \frac{z^2}{(\text{erf}^{-1}(1-\xi))^2 t} \quad (6)$$

dove  $a$  è un coefficiente numerico, funzione di porosità, comprimibilità del sistema e viscosità dei fluidi, ed avendo espresso  $t$  in anni,  $z$  in metri e  $k$  in mD.

Nota la perdita di sovrappressione  $\xi = \frac{\Delta p_H}{\Delta p_B}$  al centro del layer delle Irpine (per riferimento  $z_H = 600$  m) tramite la (6) si può stimare la permeabilità necessaria per garantire il mantenimento di tale sovrappressione.

Considerando nella formazione Iripina corrispondente all'overburden del giacimento:

- una sovrappressione iniziale pari a 25 MPa ( $\Delta p_B$ ),
- una sovrappressione pre-production da log di pozzo ( $\Delta p_{\text{Actual}}$ ) tra 10 MPa e 20 MPa ( $\Delta p_H = \Delta p_B - \Delta p_{\text{Actual}}$ ),

il valore di  $\xi$  risulta compreso tra 0.2 e 0.6.

Ciò porta, mediante l'equazione (6), a una valutazione della permeabilità necessaria per mantenere l'attuale grado di sovrappressione compreso tra  $k = 5 \times 10^{-7}$  mD (corrispondente a  $\Delta p_{\text{Actual}} = 20$  MPa) e  $k = 3 \times 10^{-6}$  mD (corrispondente a  $\Delta p_{\text{Actual}} = 10$  MPa).

Questi valori di permeabilità risultano in perfetto accordo con quanto Deming utilizza per definire un *pressure seal*. Si noti che nella Fig. 17 le permeabilità sono fornite in  $\text{m}^2$  ( $1 \text{ mD} \approx 9.87 \times 10^{-16} \text{ m}^2$ ).

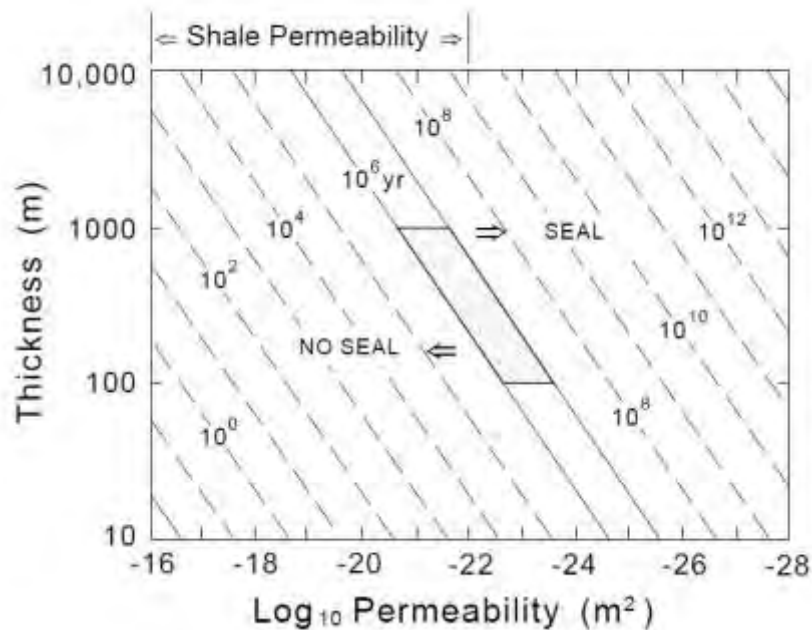


Figura 17 – Massimo tempo (in anni) per il quale un layer di permeabilità e spessore fissato può confinare sovrappressioni. L'area grigia indica la permeabilità necessaria a uno spessore di 100÷1000 m per garantire un pressure seal in tempi geologici (riprodotto da Deming).

Questo range di permeabilità è stato quindi utilizzato nelle simulazioni numeriche che seguono.

### 3.3.2 Stima effetto della produzione del giacimento sulla sovrappressione della formazione Irpina: simulazioni fluidodinamiche Eclipse e validazione con soluzione analitica

Al fine di verificare se la produzione dalla formazione mineralizzata della piattaforma Apula interna possa provocare una perturbazione nei layer argillosi della formazione Irpina che costituiscono l'overburden al top del giacimento, è stato costruito un modello numerico con il codice Eclipse. I risultati sono inoltre stati confrontati con la soluzione analitica espressa in equazione (3).

Il modello numerico è costituito da 350 layers che coprono uno spessore di 1750 m (ogni layer ha uno spessore di 5 m). I 240 layers superiori modellizzano la formazione Irpine, mentre i restanti 100 layers rappresentano il giacimento. La compressibilità della roccia, la compressibilità del fluido, la viscosità del fluido e la porosità sono state assegnate coerentemente con quelle utilizzate per la soluzione analitica descritta nel paragrafo precedente.

Sono state eseguite due simulazioni corrispondenti agli estremi degli intervalli di sovrappressione registrati attualmente. Ad ogni scenario è stata attribuita la relativa permeabilità  $k$ , valutata come

 <b>eni U&amp;TS.</b> <b>Distretto</b> <b>Meridionale</b>	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 33
--	---	--	-----------

descritto nel paragrafo precedente. In dettaglio, sono stati simulati due scenari, aventi le seguenti caratteristiche per la formazione delle Irpine:

- scenario Kmin:
  - permeabilità  $k = 5 \times 10^{-7}$  mD;
  - sovrappressione  $\Delta p_{\text{Actual}} = 20$  MPa;
  
- scenario Kmax:
  - permeabilità  $k = 3 \times 10^{-6}$  mD;
  - sovrappressione  $\Delta p_{\text{Actual}} = 10$  MPa.

Per quanto riguarda la variazione di pressione in giacimento dovuta alla produzione, si è considerato un valore rappresentativo pari a 5 MPa a partire da una situazione in equilibrio idrostatico: la differenza di pressione tra Irpine e giacimento risulta quindi pari a 25 MPa per lo scenario Kmin e pari a 15 MPa per lo scenario Kmax.

Si è quindi simulata la fase di propagazione del disturbo di pressione nel tempo: i profili di pressione sono mostrati in Figura 18 per lo scenario Kmin e in Figura 19 per lo scenario Kmax.

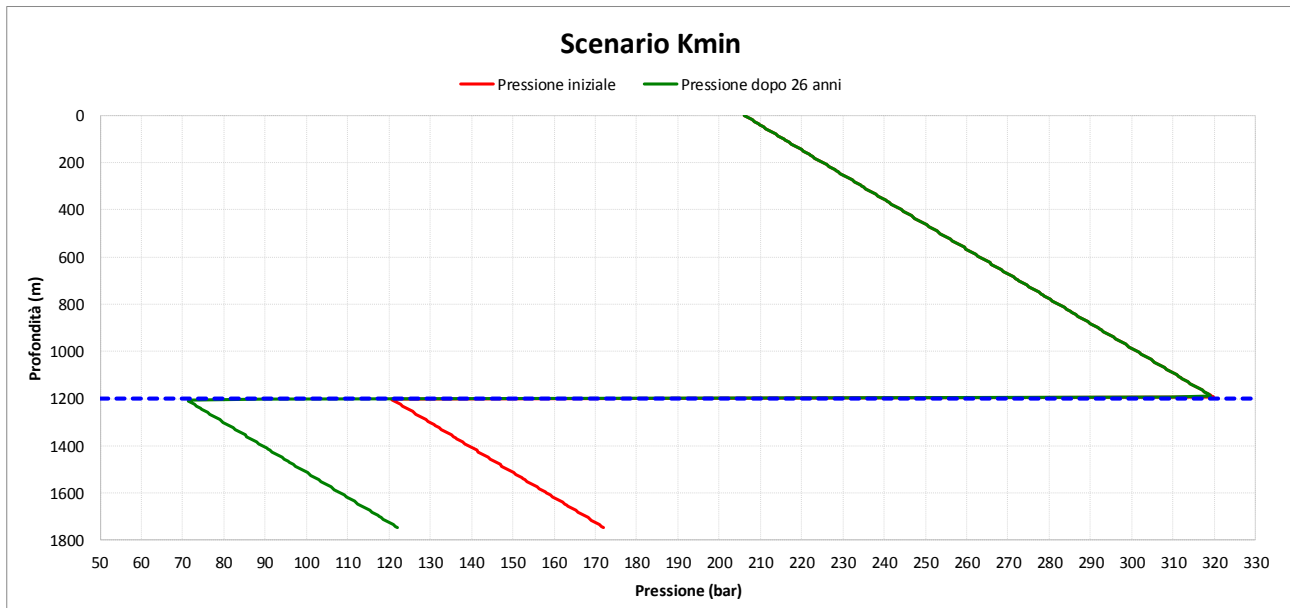


Figura 18 - Scenariu Kmin: profilo di pressione iniziale (linea rossa) e dopo 26 anni (linea verde). È indicata anche la separazione tra Irpine e giacimento (linea blu). Nella regione delle Irpine la curva di pressione finale è sovrapposta alla curva di pressione iniziale.

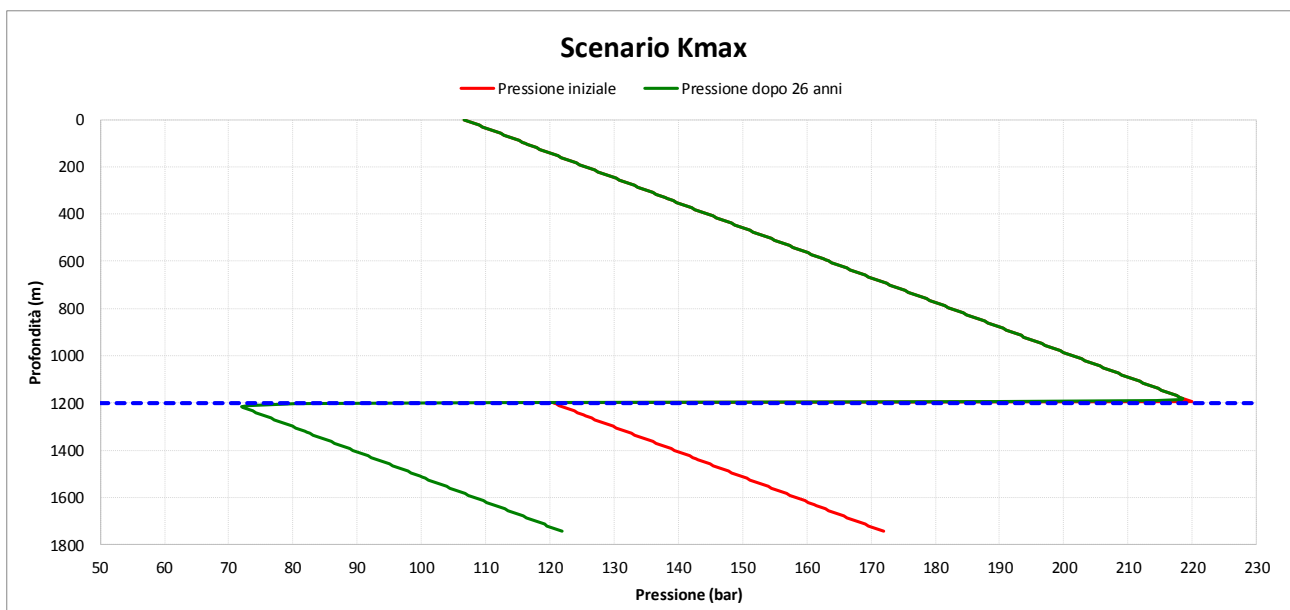


Figura 19 - Scenariu Kmax: profilo di pressione iniziale (linea rossa) e dopo 26 anni (linea verde). È indicata anche la separazione tra Irpine e giacimento (linea blu). Nella regione delle Irpine la curva di pressione finale è quasi completamente sovrapposta alla curva di pressione iniziale.

A conferma della bontà della simulazione numerica, si è infine confrontata la soluzione analitica espressa in (3) con i risultati del modello Eclipse. Per entrambi i casi Kmax e Kmin mostrati in Figura 20 si osserva un ottimo accordo.

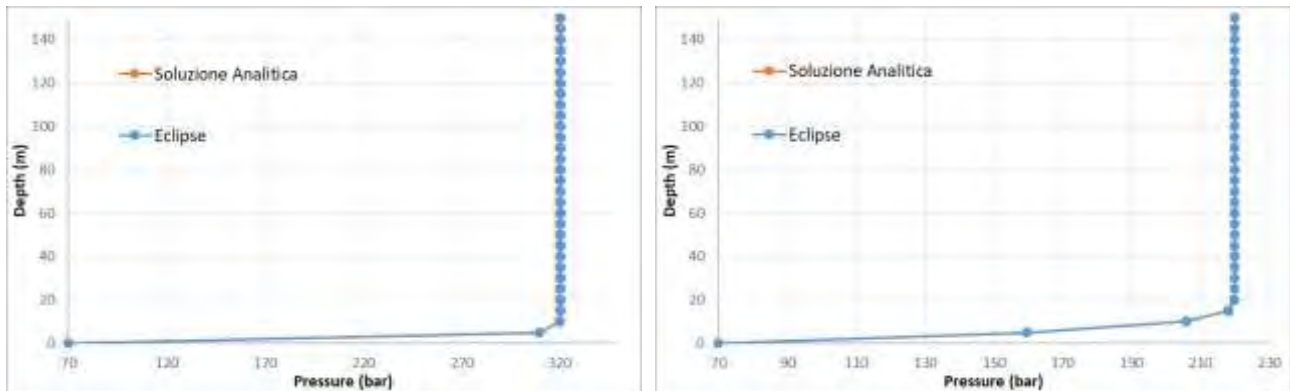



Figura 20 – Confronto tra i risultati del modello Eclipse (curva blu) e la soluzione analitica (curva arancione) per lo scenario Kmin (sinistra) e per lo scenario Kmax (destra).

In conclusione, come si può notare dall'analisi dei profili di pressione, sia da simulazione numerica sia da soluzione analitica, **la produzione di fluidi dalla Piattaforma Apula Interna ha un effetto assolutamente trascurabile sulla regione delle Iripine.**

## Conclusioni

La presenza di un sistema “Multi sealing” nella successione stratigrafica al di sopra del giacimento della Val d'Agri con spessore complessivo che supera ampiamente 1,5 km, composto da diverse Unità strutturali impilate tettonicamente l'una sull'altra, gioca un ruolo decisivo per il contenimento, l'accumulo e il confinamento degli idrocarburi all'interno del reservoir (roccia serbatoio). Tale sistema viene garantito non solo dalla presenza di litologie pelitico/argillose caratterizzate da bassissima permeabilità, ma anche dallo sviluppo e mantenimento di regimi di pressioni propri e distinti nelle diverse unità strutturali, alcune delle quali caratterizzate sovrappressione.

Ciò è documentato dai profili registrati durante le perforazioni che mostrano degli aumenti delle pressioni di poro in corrispondenza di alcune Unità strutturali (es- Unità Iripina 2 ) e il rientro della stessa pressione di poro su valori compatibili con la pressione idrostatica.

 <b>eni U&amp;TS.</b> <b>Distretto</b> <b>Meridionale</b>	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 36
--	---	--	-----------


Altro indicatore dell'efficienza del sealing è la presenza di gas shows, anch'esse caratterizzanti mineralizzazioni distinte e proprie di ciascuna unità strutturale, con mixing limitati alle zone di contatto fra le unità, a documentare come le condizioni di scarsissima permeabilità hanno impedito sia il riequilibrio delle pressioni sia un mixing dei fluidi.

Infine, fatta salva l'integrità della roccia di copertura in condizioni statiche, è stato verificato attraverso un modello numerico con il codice Eclipse ed un modello analitico, se la produzione dalla formazione mineralizzata della piattaforma Apula interna possa provocare una perturbazione nei layer argillosi che costituiscono l'overburden del giacimento.

Entrambi i modelli mostrano che la produzione di fluidi dalla Piattaforma Apula Interna ha un effetto assolutamente trascurabile sulla regione delle Unità Irpine nel tempo medio di vita del campo.

## Bibliografia

- D. Deming: "Factor Necessary to Define a Pressure Seal", AAPG Bulletin, V.78, No.6 (June 1994), p. 1005-1009.
- ISPRA (2006). Progetto CARG. Carta Geologica d'Italia (1:50.000)
- Menardi Noguera A., Rea G., (2000). Deep structure of Campanian – Lucanian Arc (Southern Apennine, Italy). Tectonophysics, Volume 324, Issue 4, 10 October 2000, Pages 239-265.
- Mostardini, F., Merlini, S., (1986). Appennino centro-meridionale. Sezioni geologiche e proposta di modello strutturale. Memorie della Società Geologica Italiana, 35, 177-202.
- Mazzoli, S., Barkham, S., Cello, G., Gambini, R., Mattioni, L., Shiner, P., & Tondi, E. (2001). Reconstruction of continental margin architecture deformed by the contraction of the Lagonegro Basin, Southern Apennines, Italy. Journal of the Geological Society, London, 158(2), 309–319. <https://doi.org/10.1144/jgs.158.2.309>
- Patacca E., Scandone P., (2007), Geology of the Southern Apennines.

 <b>eni U&amp;TS.</b> Distretto Meridionale	Data Novembre 2019 Prot. n. 4126	<b>Modello del giacimento Val D'agri: Seal Integrity</b>	Pagina 37
--	---	--	-----------

- Patacca E., Scandone P., Bellatalla M., Perilli N., Santini U., (1992). The numidian – sand event in the Southern Apennines. *Memorie di Scienze Geologiche*, allegato al vol. XLIII, pag. 297-337, 11.
- Shiner, P., Beccacini, A., & Mazzoli, S. (2004). Thin-skinned versus thick-skinned structural models for Apulian carbonate reservoirs: Constraints from the Val d'Agri fields, S Apennines, Italy. *Marine and Petroleum Geology*, 121(7), 805–827.