

Dicembre 2016

ISTANZA DI PERMESSO DI RICERCA DI IDROCARBURI IN TERRAFERMA “LA CERASA”

PROGETTO DEFINITIVO



Studio redatto da: *G.E.Plan Consulting S.r.l.*

Proponente: *Shell Italia E&P S.p.A.*

SOMMARIO

1	INTRODUZIONE	5
1.1	Descrizione del proponente	5
1.2	Localizzazione dell'area di intervento	5
1.3	Motivazione del progetto	7
1.4	Alternative di progetto	8
1.4.1	Alternativa zero	8
1.4.2	Alternative di progetto	11
2	DESCRIZIONE DEL PROGETTO	14
2.1	Inquadramento geografico del progetto	14
2.2	Finalità dell'intervento	15
2.3	Obiettivi minerari	15
2.3.1	Roccia serbatoio	16
2.3.2	Roccia di Copertura	21
2.3.3	Roccia madre	22
2.3.4	Trappole	23
2.4	Programma lavori del permesso di ricerca	25
2.4.1	Fasi operative del programma lavori	25
2.5	Fase operativa oggetto della VIA	26
2.5.1	Localizzazione del rilievo geologico	26
2.5.2	Tracciato di posizionamento dei geofoni per la sismica passiva	27
2.5.3	Durata dell'attività	28
2.5.4	Tecnologie e metodi	29
2.5.5	Uso delle risorse naturali	30
2.5.6	Residui ed emissioni previsti	31
2.5.7	Utilizzo di sostanze inquinanti e disturbi ambientali	32
2.5.8	Rischio di incidenti per quanto riguarda le sostanze e tecnologie utilizzate	32
2.5.9	Opere di ripristino	32
2.6	Eventuali successive azioni di perforazione	33

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1.1 - Ubicazione dell'area in istanza di permesso di ricerca (fonte dei dati: unmig.sviluppoeconomico.gov.it)	7
Figura 1.2 - Gettito delle royalties 2015 sulle produzioni di idrocarburi, destinate alle amministrazioni pubbliche (fonte dei dati: unmig.mise.gov.it/dgsaie/royalties/2015/2015.asp)	10
Figura 2.1 - Delimitazione dell'area in istanza di permesso di ricerca "La Cerasa" con indicazione dei limiti comunali, su base cartografica IGM a scala 25.000 (fonte dei dati: unmig.sviluppoeconomico.gov.it)	14
Figura 2.2 - Porosità "moldic" legata alla presenza di vacuoli dovuti alla dissoluzione delle Rudiste nei calcari del Cretaceo superiore della piattaforma Apula nelle Murge.....	18
Figura 2.3 - Fratturazione associata ai livelli calcarei del Cretaceo superiore della Piattaforma Apula	18
Figura 2.4 - Livello di calcareniti terziarie con alta porosità di matrice nei pressi di Matera	19
Figura 2.5 - Distribuzione verticale della porosità legata al carsismo (fonte: André & Doulcet, 1991, modificato)	20
Figura 2.6 - Composite log dal pozzo Monica 1	21
Figura 2.7 - Esempio di roccia di copertura Pliocenica sopra il Cretaceo nel pozzo Letizia 1	22
Figura 2.8 - Tipi di idrocarburi nei depositi mesozoici e Plio-pleistocenici (fonte: Sella et al., 1988, modificato)	23
Figura 2.9 - Schemi delle varie tipologie di trappole (e relativi campi) impostatesi nel substrato carbonatico pre-pliocenico e trappole in substrato plio-pleistocenico (fonte: Sella et al., 1988, modificato)	24
Figura 2.10 - Ubicazione dei geofoni all'interno dell'area in istanza di permesso di ricerca "La Cerasa", sia in configurazione regionale che lungo la linea 2D (fonte dei dati: Shell).....	27
Figura 2.11 - Particolare del posizionamento dei geofoni lungo la linea 2D all'interno dell'istanza "La Cerasa" (fonte dei dati: Shell)	28
Figura 2.12 - Programma cronologico preliminare relativo all'esecuzione della campagna di acquisizione sismica passiva, in rosso ed all'analisi dei dati ottenuti, in verde (fonte: Shell)	29
Figura 2.13 - Esempio di installazione di un geofono su sedimenti sciolti o terreno soffice. A sinistra: un foro di 15 cm di diametro viene scavato a una profondità di 25 cm. Al centro: il geofono viene posizionato in verticale e livellato col terreno. Il terreno asportato viene utilizzato per riempire lateralmente il foro intorno al geofono. A destra: il manto erboso viene ripristinato sulla parte superiore del geofono (fonte: Shell)	30
Figura 2.14 - Esempio di installazione di un geofono su roccia. A sinistra: geofono senza picchi fissato alla roccia con stucco/intonaco di Parigi. Al centro: primo piano della base del geofono. A destra: la rimozione dello stucco/intonaco-di-Parigi con acqua e spazzola restituisce la superficie alla sua condizione originale (fonte: Shell).....	30
Figura 2.15 - Esempio delle dimensioni di un campione di roccia prelevato durante studi geologici di campagna	31

Studio preparato da G.E.Plan Consulting S.r.l.

Redatto da Dott. Geol. Raffaele Di Cuià
Dott.ssa Valentina Negri
Dott.ssa Anna De Agostini

Nel mese di Giugno 2016

Dott. Geol. Raffaele Di Cuià



Ferrara, li 22/12/2016

Nota legale: ai sensi della normativa vigente le immagini contenute nel presente documento sono di proprietà dei rispettivi titolari. Le immagini create da GEPlan Consulting non possono essere copiate, riprodotte, pubblicate o distribuite in nessun modo senza il preventivo consenso scritto di GEPlan Consulting, fatta salva la possibilità di scaricarle sul proprio PC o di stamparle unicamente per utilizzo personale

1 INTRODUZIONE

Il presente documento racchiude la descrizione del progetto relativo all'attività di ricerca da svolgersi all'interno dell'area dell'istanza di permesso idrocarburi denominata "La Cerasa".

L'istanza è stata presentata da Shell Italia E&P S.p.A. (di seguito "Shell") il primo settembre 2005 al Ministero dello Sviluppo economico e successivamente pubblicata sul Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia (BUIG) Anno XLIX, n. 10. L'area in istanza ha un'estensione di 75,86 Km² e ricade interamente nella regione Basilicata, in particolare interessa i comuni di Sasso di Castalda, Brienza, Marsico Nuovo, Satriano di Lucania e Tito.

Il programma lavori del permesso di ricerca prevede tre fasi (vedi paragrafo 2.4.1):

- Fase I: realizzazione di studi geologici e analisi di immagini satellitari;
- Fase II: acquisto e riprocessamento di dati geofisici esistenti e posizionamento di sensori per l'acquisizione di sismica passiva;
- Fase III: eventuale perforazione di un pozzo esplorativo.

La fase I mira ad approfondire bibliograficamente le conoscenze geologico-strutturali dell'area ed è una fase preliminare all'attività di ricerca vera e propria (fase II e fase III), che generalmente si esplica analizzando studi geologici svolti dalla compagnia nell'area di interesse o in aree limitrofe, interessando personale interno con conoscenze specifiche sull'area e svolgendo una ricerca bibliografica su pubblicazioni scientifiche in merito. Shell opera, infatti, in un'area adiacente, la concessione di coltivazione "Val d'Agri", in *partnership* con ENI, per cui dispone di studi specifici di zone limitrofe all'istanza in oggetto.

La seconda fase consisterà nell'interpretazione di dati sismici esistenti (a riflessione e/o a rifrazione) e nell'ulteriore acquisto di circa 160 chilometri di linee sismiche 3D, già acquisite da altri operatori, che verranno poi rielaborate utilizzando appositi *software* con lo scopo di migliorare la risposta del dato sismico. Seguirà una dettagliata interpretazione strutturale e stratigrafica dei dati e la loro integrazione con i dati di pozzo disponibili. Inoltre, nella seconda fase è previsto un approfondimento del quadro geologico e strutturale dell'area attraverso il posizionamento sul terreno di sensori atti a registrare passivamente le vibrazioni del terreno generate dal "rumore sismico ambientale", ossia dalla continua vibrazione del suolo dovuta sia a cause antropiche che naturali. Questa tecnica (definita metodo sismico passivo), dunque, non ha bisogno di alcuna energizzazione esterna poiché utilizza come sorgente i microsismi naturali, il traffico veicolare, la produzione industriale, il vento, la pioggia, le tempeste nel mare, anche se distante, e tutto ciò che è in grado di produrre una minima vibrazione sulla superficie del suolo. I dati ottenuti con il metodo sismico passivo serviranno per migliorare il modello di velocità dell'area e verranno integrati nel processamento dei dati sismici 2D esistenti.

L'eventuale successiva fase di perforazione di un pozzo esplorativo (fase III) si concretizzerà solo nella circostanza in cui gli studi eseguiti nelle fasi precedenti individuassero interessanti strutture geologiche atte ad ospitare un potenziale accumulo di idrocarburi e sarà soggetta a una successiva proposta progettuale da sottoporre, secondo normativa attuale, ad una nuova e specifica procedura di Valutazione di Impatto Ambientale.

1.1 Descrizione del proponente

Royal Dutch Shell è uno dei maggiori gruppi mondiali nel settore dell'energia. L'obiettivo di Shell è quello di rispondere alla crescente domanda di energia attraverso l'esplorazione e la produzione di idrocarburi, la commercializzazione di prodotti petroliferi e chimici, gas e carburanti alternativi nel rispetto di criteri rigorosi di efficienza e responsabilità sociale, ambientale ed economica.

Questo obiettivo viene perseguito da Shell secondo criteri rigorosi di efficienza e responsabilità sociale, ambientale ed economica, coerentemente con i propri principi generali di comportamento, fondati sui valori dell'onestà, dell'integrità e del rispetto.

La strategia del Gruppo prevede di:

- sviluppare il portafoglio delle riserve di idrocarburi aumentando al contempo efficienza e redditività delle attività di commercializzazione al fine di offrire al mercato prodotti avanzati e competitivi;
- produrre tecnologia ed innovazione ottimizzando l'efficienza delle attività tradizionali ed aprendo le frontiere allo sviluppo e alla lavorazione di nuove risorse energetiche quali i biocarburanti di seconda generazione e l'idrogeno;
- rispondere alla crescente domanda mondiale di energia e alla sfida del cambiamento climatico in modo sostenibile sviluppando soluzioni in grado di limitare gli impatti ambientali (cattura e stoccaggio della CO₂);
- collaborare con istituzioni nazionali ed internazionali, partner e clienti per favorire un uso sempre più efficiente e sostenibile dell'energia e delle risorse naturali al fine di creare equilibrio tra fabbisogno energetico, aspettative sociali, ambientali ed obiettivi aziendali.

Shell, presente in Italia dal 1912, è oggi tra i principali gruppi del settore *oil&gas* operanti nel Paese.

Le principali aree di attività sono:

- esplorazione e produzione - Shell Italia E&P è la prima società straniera con interessi in Italia nel settore *upstream* attraverso attività di esplorazione, sviluppo e produzione di idrocarburi liquidi e gassosi *on-shore* e *off-shore*.
- gas naturale - Shell Energy Italia S.r.l. fornisce gas naturale al mercato *business to business* italiano offrendo servizi personalizzati e formule contrattuali innovative, frutto dell'esperienza maturata con oltre 600 clienti. Il business fa parte di Shell Energy Europe, leader mondiale nel settore del gas naturale, attivo in 17 mercati con un *network* di 7.000 clienti in Europa.
- lubrificanti - Shell Italia Oil Products S.r.l., la divisione italiana del business globale Shell Lubricants, è specializzata nella produzione e commercializzazione di un'ampia gamma di lubrificanti per il mondo *automotive*, per l'industria e la marina. Le principali applicazioni di prodotto includono autotrazione leggera e pesante, edilizia, metallurgia, manifattura, trasporti, *power* e componentistica *automotive*.

Gli investimenti di Shell in Italia non si limitano alle attività industriali e commerciali, ma comprendono *partnership* tecniche importanti quali quelle con campioni del motorsport Ferrari e Ducati.

Attualmente, le attività di esplorazione e produzione in Italia riguardano il giacimento della Val d'Agri ed il progetto di Tempa Rossa.

Il giacimento della Val d'Agri, in *joint-venture* con ENI che ne è l'operatore, costituisce oggi uno dei maggiori campi ad olio *on-shore* d'Europa. In produzione dal 1996, produce circa 100.000 barili di olio equivalente al giorno (boe/d). Il petrolio estratto in Val d'Agri, dopo una prima lavorazione effettuata presso il Centro Olio situato nel comune di Viggiano, viene trasportato a Taranto per mezzo di un oleodotto, per la raffinazione o il trasporto via mare.

Il progetto di Tempa Rossa è sviluppato in *joint-venture* con Total E&P Italia S.p.A. e Mitsui E&P Italia B S.r.l., laddove Total è l'operatore. Il progetto è localizzato in Basilicata, nella Valle del Sauro. Si stima che il giacimento possa entrare in produzione a fine 2016 e raggiungere una capacità produttiva giornaliera a regime di 50.000 barili di petrolio. Come per la produzione di Val d'Agri, il petrolio estratto verrà trasportato a Taranto tramite un oleodotto già esistente.

Per quanto riguarda i progetti futuri sul territorio italiano, Shell Italia E&P è impegnata nella ricerca di idrocarburi in aree *on-shore*.

Dal 2010 è titolare dell'istanza "Grotte del Salice" e dal 2005 delle istanze di permesso di ricerca "Pignola" e "La Cerasa" oltre che di "Monte Cavallo". Sono invece in stato di valutazione diverse possibilità che dovrebbero integrare le produzioni dei giacimenti in Basilicata.

I diversi progetti sono in linea con gli obiettivi di sviluppo economico e del sistema energetico nazionale definiti nella Strategia Energetica Nazionale e sono finalizzati a perseguire l'obiettivo di riduzione della dipendenza energetica dall'estero.

1.2 Localizzazione dell'area di intervento

Il territorio interessato dall'istanza di permesso di ricerca idrocarburi "La Cerasa", ricade all'interno della regione Basilicata, più precisamente si colloca nel settore centrale di Potenza, al confine con la regione Campania (Figura 1.1).

L'area dell'istanza "La Cerasa" ricopre una superficie di circa 75,9 chilometri quadrati e ricade principalmente nel territorio dei comuni di Sasso di Castalda, Brienza, Marsico Nuovo e per una piccola parte interessa anche i comuni di Tito e Satriano di Lucania.



Figura 1.1 - Ubicazione dell'area in istanza di permesso di ricerca (fonte dei dati: unmig.sviluppoeconomico.gov.it)

1.3 Motivazione del progetto

L'Appennino meridionale ed il suo avampaese sono stati coinvolti negli ultimi milioni di anni in vari eventi deformativi che hanno interessato sia i sedimenti di avanfossa che il substrato calcareo Meso-Cenozoico. Il risultato di queste lunghe e tormentate fasi geologico-deformative ha portato alla creazione di una zona

molto complessa dal punto di vista geologico e strutturale, all'interno della quale ricade l'area dell'istanza di permesso di ricerca idrocarburi denominata "La Cerasa".

L'attività di esplorazione e produzione svolta nel passato ha confermato le grandi potenzialità ad idrocarburi di questo settore di catena appenninica. Soprattutto tra gli anni '60 e '80, nella porzione più orientale della catena e nella zona di avanfossa, sono stati scoperti numerosi accumuli di idrocarburi gassosi e liquidi, mentre, negli anni '90, sono stati individuati importanti giacimenti di idrocarburi liquidi che tuttora sono tra i più importanti in terraferma in Europa.

I dati ricavati dalle campagne esplorative del passato da un lato confermano le potenzialità del sistema petrolifero e dall'altro la complessità esplorativa dell'area, in quanto gli accumuli di idrocarburi sono associati a trappole strutturali e/o stratigrafiche complesse e profonde. In passato tali scoperte sono state tralasciate perché non ritenute economicamente sfruttabili, specie perché coniugate ad obsolete tecnologie ed a metodi di ricerca non efficaci.

In questo scenario, Shell Italia E&P S.p.A. (di seguito Shell) propone di utilizzare i dati geofisici esistenti, già acquisiti nelle precedenti campagne esplorative da altri operatori, per integrarli con quelli in suo possesso e rielaborarli, ottenendo così un modello geologico-strutturale del sottosuolo più dettagliato e completo grazie alle moderne e migliori tecniche di processing, un tempo non disponibili. Inoltre è previsto un approfondimento del quadro geologico e strutturale dell'area attraverso lo svolgimento di uno studio geologico di dettaglio ed il posizionamento di sensori atti a registrare passivamente le vibrazioni del terreno facenti parte del "rumore sismico ambientale".

Nel paragrafo 2.4 viene riportato il programma tecnico dei lavori, suddiviso in fasi operative e tempi di esecuzione, che Shell si propone di eseguire qualora la titolarità del permesso di ricerca le venisse assegnata con decreto ministeriale. Il fine ultimo dell'attività oggetto di istanza di permesso "La Cerasa" è quindi quello di valutare la presenza di nuovi accumuli di idrocarburi e/o di rivalutare quelli tralasciati in precedenza, il cui sfruttamento sia attualmente economicamente vantaggioso e compatibile dal punto di vista ambientale.

1.4 Alternative di progetto

Per poter valutare se la scelta operativa effettuata e sottoposta a VIA sia la meno impattante sull'ambiente, è necessario esporre tutte le alternative tecniche e tecnologiche. Di seguito vengono comparate l'alternativa zero, cioè l'alternativa di "non far nulla" e le tecniche e tecnologie più usate per indagare il sottosuolo ai fini della costruzione di un modello geologico-strutturale.

1.4.1 Alternativa zero

Per sviluppare la fase I e II del programma lavori, oggetto della presente VIA, Shell intende costruire un nuovo modello geologico-strutturale del sottosuolo grazie alla realizzazione di nuovi studi geologici di dettaglio, all'acquisto e riprocessamento di dati geofisici esistenti ed al posizionamento di sensori per l'acquisizione di sismica passiva.

In questo ambito verranno analizzate due opzioni, una che prevede lo svolgimento delle attività previste nel programma lavori ed una che invece prevede la non esecuzione del progetto.

1.4.1.1 Opzione 1: svolgimento del progetto

Lo scopo della realizzazione di studi geologici di dettaglio, tra cui l'esecuzione di un rilievo geofisico passivo, è quello di raggiungere un'approfondita conoscenza del sottosuolo, in modo da definire le geometrie profonde ed individuare eventuali trappole (strutturali o stratigrafiche) per gli idrocarburi, determinandone la loro profondità. Si tratta sempre di metodi indiretti, spesso usati in modo integrato per avere risultati più

accurati e attendibili, che andranno poi verificati con le informazioni ottenute dalla eventuale perforazione di un pozzo esplorativo.

Gli studi preliminari, tra cui specialmente la sismica passiva, servono quindi a ridurre il rischio esplorativo ed a determinare se vi siano le condizioni, o meno, per procedere con la fase di perforazione.

Nell'ipotesi in cui si procedesse con lo svolgimento della campagna esplorativa, come previsto nella fase I e II del programma lavori, l'esito degli studi geologici e sismici porterebbe a due alternative:

- individuazione di situazioni strutturali entro i bacini sedimentari potenzialmente favorevoli all'accumulo di idrocarburi: ciò consentirebbe di procedere con la perforazione di un pozzo esplorativo per verificare l'effettiva presenza, quantità e qualità degli idrocarburi eventualmente presenti;
- assenza di situazioni strutturali entro i bacini sedimentari potenzialmente favorevoli all'accumulo di idrocarburi: ciò comporterebbe la perdita di interesse minerario per l'area e la rinuncia al permesso di ricerca da parte dell'operatore.

Nell'ipotesi in cui si proseguisse con l'esplorazione perforando un pozzo, a seguito della perforazione si potrebbero avere due scenari:

- accertamento dell'effettiva presenza di idrocarburi in quantità economicamente sfruttabili: in questo caso si proseguirebbe con la richiesta di concessione di coltivazione per lo sfruttamento del giacimento;
- nessuna presenza di idrocarburi o non economicità dello sfruttamento: ciò comporterebbe la chiusura mineraria del pozzo.

Rientra quindi tra le possibilità il ritrovamento di un giacimento ed il futuro sfruttamento dello stesso, che potrebbe essere sia di piccole dimensioni che di grandi.

Vedendola in un'ottica più ampia, così come testimoniato da precedenti attività esplorative in quest'area, l'attività proposta sarebbe in linea con l'obiettivo che l'Italia sta cercando di perseguire, cioè quello di ridurre la propria dipendenza energetica dall'estero.

I benefici legati all'attività di ricerca e produzione di idrocarburi sono rappresentati da un aumento dell'occupazione lavorativa, dalla riduzione dei costi dell'energia e da investimenti diretti sul territorio generati dalle *royalties*. In Italia, infatti, il sistema di prelievo fiscale sull'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi combina *royalties*, canoni d'esplorazione e produzione, tassazione specifica e imposte sul reddito della società. Le somme raccolte dallo Stato vengono in seguito distribuite tra le Regioni e i Comuni interessati dalle attività di estrazione degli idrocarburi, rappresentando una forma di entrata finanziaria diretta che si traduce in investimenti sul territorio. In generale sono le istituzioni regionali/locali che sono deputate a costruire politiche pubbliche per lo sviluppo delle comunità territoriali anche con l'utilizzo delle risorse provenienti dalle *royalties*.

A titolo puramente indicativo sono stati tratti dal sito del Ministero dello Sviluppo Economico - Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche, i dati relativi al gettito delle *royalties* per l'anno 2015 destinati alle regioni ed ai comuni italiani in cui si effettua la produzione di idrocarburi (Figura 1.2).

Ovviamente, i benefici economici succitati si verrebbero a creare solo nel caso in cui venisse rinvenuto e portato in produzione un giacimento di idrocarburi.

Un beneficio per la comunità e per il territorio, che si verrebbe a creare anche nel caso in cui la ricerca non portasse al rinvenimento di idrocarburi, è quello rappresentato dall'ampliamento della conoscenza del territorio e della sismicità dell'area, grazie alla collaborazione che Shell ha instaurato con l'Università della Basilicata e con l'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV) per la realizzazione di studi nell'area e la condivisione dei dati acquisiti per fini didattici e di ricerca.

Gettito royalties anno 2015				
Regioni				
Torna alla pagina precedente				
	Regioni	Per produzioni Anno 2014 (€)	Per produzioni Anno 2013 (€)	Totale gettito Anno 2015 (€)
1.	Basilicata	142.807.164,76	0,00	142.807.164,76
2.	Emilia Romagna	7.123.313,61	0,00	7.123.313,61
3.	Calabria	6.336.206,56	0,00	6.336.206,56
4.	Puglia	3.468.866,26	0,00	3.468.866,26
5.	Molise	1.447.579,25	0,00	1.447.579,25
6.	Sicilia	861.248,34	0,00	861.248,34
7.	Piemonte	629.855,03	0,00	629.855,03
8.	Abruzzo	316.984,92	0,00	316.984,92
9.	Marche	64.763,23	0,00	64.763,23
	Totale	163.055.981,96	0,00	163.055.981,96

Gettito royalties anno 2015					
Comuni					
Torna alla pagina precedente					
	Comuni	Per produzioni Anno 2014 (€)			
1.	Viggiano	15.984.801,85	15.	Candela	64.173,43
2.	Calvello	4.032.202,28	16.	Alberona	32.150,70
3.	Grumento Nuovo	2.304.115,58	17.	Galliate	19.631,84
4.	Marsico Nuovo	1.728.086,69	18.	Spilamberto	10.500,62
5.	Marsicoverere	576.028,90	19.	S.Agata di Puglia	8.021,68
6.	Montemurro	576.028,90	20.	San Possidonio	5.982,48
7.	Ravenna	341.848,14	21.	Novi di Modena	4.914,18
8.	Deliceto	216.585,32	22.	San Cesario sul Panaro	1.953,60
9.	Biccari	146.687,57	23.	Valsamoggia	1.953,60
10.	Rotello	87.639,62	24.	Modena	1.953,60
11.	Romentino	78.527,38	25.	Castelnuovo Rangone	976,80
12.	Trecate	73.619,42	26.	Savignano sul Panaro	976,80
13.	Vulturino	72.339,08	27.	Mirandola	854,64
14.	Ascoli Satriano	72.195,10		Totale	26.444.749,80

Figura 1.2 - Gettito delle royalties 2015 sulle produzioni di idrocarburi, destinate alle amministrazioni pubbliche (fonte dei dati: unmig.mise.gov.it/dgsaie/royalties/2015/2015.asp)

1.4.1.2 Opzione 0: non esecuzione del progetto

La non realizzazione delle opere, o alternativa zero, considerata nell'ambito di fattibilità di questo progetto, ne comprometterebbe l'esecuzione nella sua totalità, in quanto rinunciando alla prima fase esplorativa verrebbero a meno i presupposti per eseguire anche le successive fasi progettuali.

La non-esecuzione del progetto porterebbe a non sfruttare una potenziale risorsa energetica ed economica del territorio. In merito a tale considerazione, il non-sfruttamento delle potenziali risorse riconosciute nell'ambito esplorativo-produttivo, si rifletterebbe negativamente sul fabbisogno energetico nazionale con evidenti ripercussioni sui costi dell'approvvigionamento energetico dall'estero. Quest'ultimo infatti, pesa negativamente sull'economia nazionale, con stime in negativo di 62 miliardi di euro l'anno, pur avendo a disposizione significative riserve di gas e petrolio, le più importanti in Europa dopo Norvegia e Regno Unito (Strategia Energetica Nazionale, 2013).

La scarsità di materie prime reperite internamente e la vulnerabilità che consegue da una completa dipendenza dall'estero sono state e sono tuttora fonte di serie preoccupazioni per l'Italia. Visti i contingenti benefici in termini non solo economici ma anche occupazionali, risulta difficile non fare leva su queste risorse energetiche.

Nell'ambito dell'attuale contesto nazionale e internazionale, particolarmente complesso sotto diversi punti di vista - economico, finanziario, sociale, energetico - il Governo ha definito la nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN), che esplicita in maniera chiara gli obiettivi principali da perseguire nei prossimi anni, tracciando le scelte di fondo e le priorità d'azione. La SEN quantifica alcuni ambiziosi ma realistici obiettivi al 2020, quali:

- sviluppo al 2020 della produzione di idrocarburi ai livelli degli anni novanta, con circa 24 milioni di boe/anno di gas e 57 di olio addizionali, portando dal 7 al 14% circa il contributo al fabbisogno energetico totale;
- mobilitazione di investimenti per circa 15 miliardi di euro;
- risparmio sulla fattura energetica di circa 5 miliardi di euro l'anno.

Inoltre, il decreto "Sblocca Italia", convertito nella Legge n. 164 dell'11 novembre 2014 recante "Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 12 settembre 2014, n. 133, recante "Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive", ha introdotto nuove regole nel settore degli idrocarburi. Al Capo IX, articolo 38 si legge che "al fine di valorizzare le risorse energetiche nazionali e garantire la sicurezza degli approvvigionamenti del Paese, le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi rivestono carattere di interesse strategico e sono di pubblica utilità, urgenti e indifferibili".

In conclusione, decidendo di non procedere con l'esecuzione della fase esplorativa, si rinunciarebbe alla possibilità di conoscere ed eventualmente sfruttare le risorse presenti nel territorio, le quali potrebbero anche essere cospicue ed altamente produttive, oltre che alla possibilità di approfondire la conoscenza geologica e sismogenetica dell'area.

1.4.2 Alternative di progetto

Le proprietà fisiche del sottosuolo vengono studiate con metodologie geofisiche. Solitamente gli operatori decidono di acquisire nuovi dati geofisici sul territorio utilizzando, ove disponibili, tecnologie più avanzate rispetto al passato.

In seguito a numerose valutazioni, Shell ha deciso di usare dati già disponibili applicando nuovi algoritmi di processing per migliorare la qualità dell'informazione ed in aggiunta di approfondire il quadro geologico e strutturale dell'area attraverso il posizionamento sul terreno di sensori atti a registrare passivamente le vibrazioni del terreno generate dal "rumore sismico ambientale", ovvero la continua vibrazione del suolo dovuta sia a cause antropiche che naturali. Questa tecnica (definita metodo sismico passivo), dunque, non ha bisogno di alcuna energizzazione esterna poiché utilizza come sorgente i microsismi naturali, il traffico veicolare, la produzione industriale, il vento, la pioggia, le tempeste nel mare, anche se distante, e tutto ciò che è in grado di produrre una minima vibrazione sulla superficie del suolo.

Shell ha deciso quindi di evitare la perturbazione, seppur limitata, dell'ambiente, decidendo di non eseguire prospezioni geofisiche che si avvalgono di sorgenti di energia artificiali.

Tra le alternative valutate, quella più avvalorata è stata la possibilità di acquisire nuovi dati tramite una prospezione geofisica classica, in cui viene prodotta artificialmente un'onda elastica e vengono registrate le riflessioni da esso generate attraverso lo stendimento di diversi geofoni. Le onde sismiche indotte dalla sorgente nel sottosuolo daranno origine ad una riflessione ogni qualvolta incontreranno un'interfaccia tra due mezzi caratterizzati da parametri fisico-elastici differenti e, quindi, da diversi valori di impedenza acustica.

Per le prospezioni geofisiche classiche è necessaria una sorgente di energia artificiale, che emette onde elastiche ed una serie di sensori, detti idrofoni, che ricevono le onde riflesse. Per questo la sismica a riflessione rientra tra i metodi di geofisica attiva, a differenza di altri metodi che misurano le perturbazioni prodotte dalle sorgenti di energia naturale (terremoti, campi elettromagnetici, magneto-tellurici, gravitazionali, ecc.) che appartengono ai metodi d'indagine della geofisica passiva.

La produzione di onde elastiche nelle acquisizioni geofisiche classiche è ottenuta mediante l'uso di sorgenti artificiali differenti:

- esplosivo: è una sorgente di energia convenzionale con la quale l'energizzazione del rilievo sismico avviene attraverso la detonazione di cariche esplosive poste all'interno di pozzetti detti "di scoppio". La quantità di carica per ogni singolo scoppio è scelta in funzione della risposta sismica, della penetrazione desiderata, della profondità del pozzetto e delle condizioni di superficie, e generalmente varia da 5 a 15 chili. La profondità dei pozzetti di scoppio varia tra 20 e 30 metri, mentre la distanza tra i punti di energizzazione non è fissa, ma varia a seconda delle caratteristiche ambientali e geologiche dell'area, nonché relativamente alla possibile vicinanza di abitazioni e/o centri abitati. Il posizionamento delle cariche nel sottosuolo viene inoltre determinato tenendo conto di possibili influenze sugli acquiferi, mitigando così la possibile influenza negativa sull'ambiente.
- massa battente: questa sorgente energizza il rilievo sismico immettendo nel terreno un impulso di breve durata generato dalla caduta libera di un peso d'acciaio. Tale peso è generalmente posto all'interno di un cilindro montato su un trattore agricolo o mezzo simile. La massa d'acciaio può raggiungere un peso fino a 2-3 tonnellate. I limiti della massa battente sono essenzialmente legati alla scarsa capacità di penetrazione nel sottosuolo dell'energia generata, per tale ragione il suo utilizzo è limitato generalmente ad obiettivi superficiali.
- hydrapulse: essa si basa sull'impulso trasmesso al terreno da una bassa (piatto) che viene inviata idraulicamente sul terreno. L'intervallo di tempo tra un impulso e il successivo è costante, dell'ordine di qualche secondo; l'avanzamento del mezzo di trasporto è continuo in quanto il piatto appoggia sul terreno solamente per il tempo necessario all'impatto. L'energia emessa da tale massa è di circa $700 - 1.200 \text{ kg/m}^2$ e pertanto estremamente ridotta; la penetrazione dell'energia è in funzione del numero delle battute e delle caratteristiche superficiali del terreno.
- vibroscis: questa sorgente opera immettendo nel terreno, attraverso una piastra vibrante poggiata al suolo, un impulso di breve durata di tipo ondulatorio (sweep) avente un range di frequenze note (8-100 Hz). Lo *sweep* di frequenze è provocato da un sistema di valvole idrauliche che converte un impulso elettrico di riferimento in un flusso di olio idraulico che attiva un pistone. Per aumentare l'energia vengono utilizzati simultaneamente più vibratori (da 3 fino ad 8). La distanza tra due punti di energizzazione è scelta in funzione delle necessità di acquisizione sia tecniche che logistiche (in genere 30-60 metri). Questa tecnologia consente una maggior definizione dei dati ed è la migliore soluzione sia dal punto di vista di impatto ambientale, sia dal punto di vista tecnico ed economico, con un rapporto costi-benefici migliore rispetto alle altre tecnologie alternative proposte.

Le alternative alla soluzione di indagine con metodo a riflessione sono:

- metodo gravimetrico, consiste nella misurazione delle anomalie dell'accelerazione di gravità, prodotte da contrasti anomali di densità tra corpi presenti nel sottosuolo, che portano il campo gravimetrico reale a discostarsi sensibilmente da quello gravimetrico teorico. Il rilievo gravimetrico può essere effettuato in terraferma, in mare o da un aereo. Nel campo geologico e minerario questo metodo è utilizzato soprattutto per avere informazioni sugli allineamenti strutturali regionali del sottosuolo e comunque ha una risoluzione molto più bassa dei dati raccolti con rilievi geofisici classici (vedi sopra) e quindi non consente in generale di delineare strutture e di aiutare nella scelta della ubicazione dei pozzi;

- metodo magnetico, consiste nel misurare le anomalie locali del campo magnetico terrestre. Anche questo metodo ha una risoluzione molto più bassa dei dati raccolti con rilievi geofisici classici (vedi sopra) e quindi non consente in generale di delineare strutture e di aiutare nella scelta della ubicazione dei pozzi;
- il metodo elettrico (o geoelettrico), consiste nel misurare alcuni parametri elettrici del sottosuolo e nell'interpretare le loro variazioni al fine di avere informazioni di carattere geologico-strutturale, minerario, idrogeologico, geotecnico e archeologico. Le principali grandezze fisiche che vengono considerate sono la resistività e la costante dielettrica.

La tecnica di acquisizione con sismica passiva, nonostante abbia una risoluzione più bassa rispetto all'equivalente acquisizione sismica a riflessione con sorgenti acustiche artificiali, è stata preferita per il basso impatto ambientale, oltre che il buon rapporto tra qualità delle immagini del sottosuolo che si possono ottenere ed il costo della tecnica. Da non sottovalutare inoltre la versatilità dei dati, fruibili anche da istituti di ricerca ed Università per lo studio della sismicità dell'area.

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

2.1 Inquadramento geografico del progetto

L'area in istanza di permesso di ricerca, denominata "La Cerasa" ha un'estensione di 75,9 km² e si colloca nella pozione centro-occidentale della regione Basilicata, al confine con la regione Campania. Essa ricade interamente nella provincia di Potenza, in particolare nei comuni di Brienza, Sasso di Castalda, Marsico Nuovo e, per una piccola parte, nei comuni di Satriano di Lucania e Tito (Figura 2.1).

Da un punto di vista cartografico l'area si trova all'interno del Foglio I.G.M. n. 199 "Potenza" a scala 100.000 e a cavallo tra dei Fogli I.G.M. 489 "Marsico Nuovo" e I.G.M. 488 "Polla" a scala 50.000.

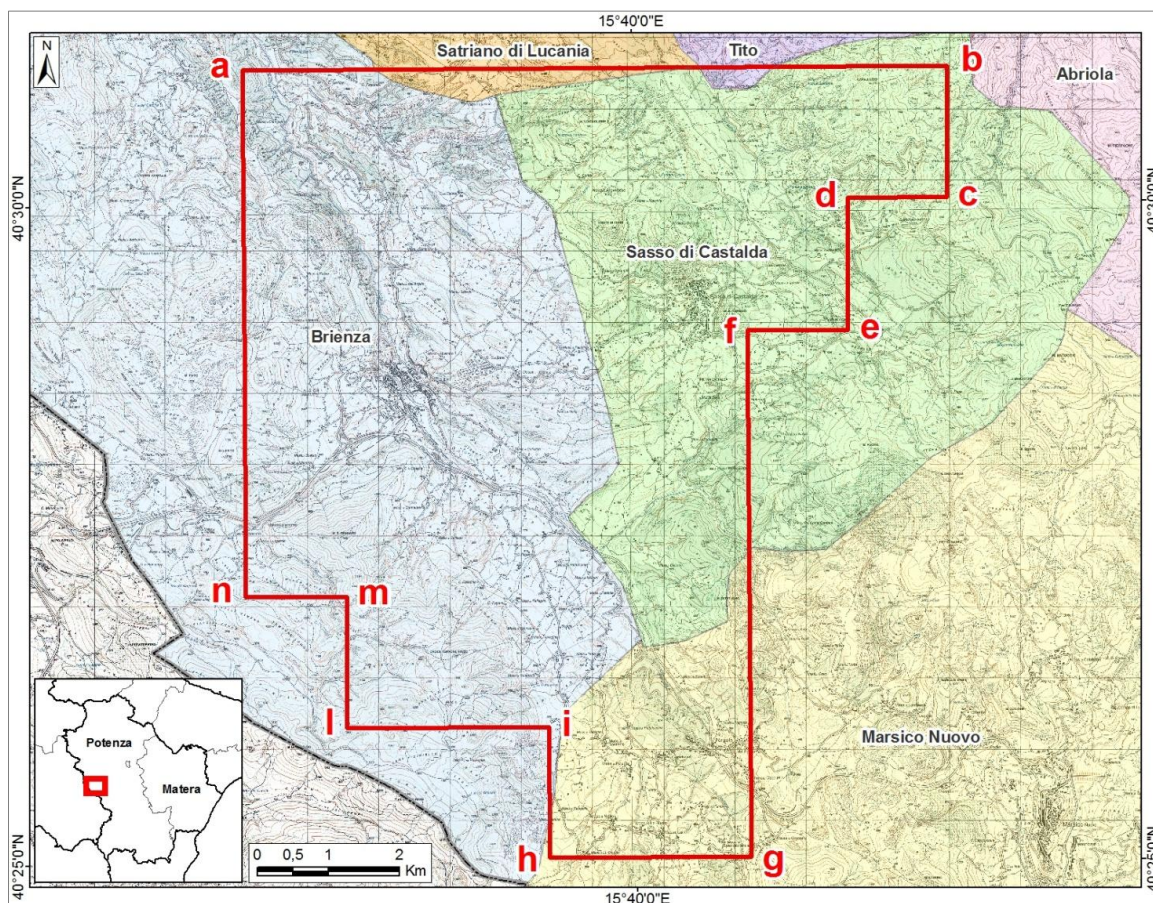


Figura 2.1 - Delimitazione dell'area in istanza di permesso di ricerca "La Cerasa" con indicazione dei limiti comunali, su base cartografica IGM a scala 25.000 (fonte dei dati: unmig.sviluppoeconomico.gov.it)

Le coordinate geografiche dei dieci vertici dell'area in istanza sono elencate nella seguente tabella:

VERTICI	LONGITUDINE	LATITUDINE	VERTICI	LONGITUDINE	LATITUDINE
a	3°09'	40°31'	g	3°14'	40°25'
b	3°16'	40°31'	h	3°12'	40°25'
c	3°16'	40°30'	i	3°12'	40°26'
d	3°15'	40°30'	l	3°10'	40°26'
e	3°15'	40°29'	m	3°10'	40°27'
f	3°14'	40°29'	n	3°09'	40°27'

Tabella 2.1 - Coordinate geografiche dei vertici dell'area in istanza (longitudine riferita al Datum Monte Mario)(fonte dei dati: unmig.sviluppoeconomico.gov.it)

2.2 Finalità dell'intervento

L'intervento in programma ha innanzitutto l'obiettivo di utilizzare i dati geofisici esistenti, già acquisiti nelle precedenti campagne esplorative da altri operatori, per migliorare la conoscenza dell'assetto geo-strutturale del sottosuolo dell'area in istanza di permesso di ricerca "La Cerasa" e per poter così individuare eventuali trappole di idrocarburi.

Tale fine sarà perseguito sia tramite studi geologici di dettaglio sia con l'acquisto dei dati geofisici registrati nel passato da altri operatori, per integrarli con quelli già in possesso di Shell. Successivamente tali dati saranno ri-processati con moderne tecniche di *processing* dei dati, in passato non disponibili, per elaborare un nuovo e maggiormente dettagliato modello geologico-strutturale del sottosuolo.

In aggiunta verranno posizionati dei sensori atti a registrare passivamente le vibrazioni del terreno generate dal "rumore sismico ambientale" per delineare un preciso quadro geologico e strutturale dell'area.

Ciò permetterà un'aggiornata interpretazione delle strutture geologiche sepolte che a sua volta consentirà di identificare l'eventuale presenza di trappole favorevoli a nuovi accumuli di idrocarburi e/o di rivalutare quelli tralasciati in precedenza, il cui sfruttamento non era economicamente vantaggioso. Tutto ciò è reso possibile grazie agli enormi progressi nella elaborazione dei dati sismici avvenuti negli ultimi 10 anni, i quali utilizzano metodi iterativi per la modellazione di velocità, nuovi algoritmi di ottimizzazione e l'integrazione di dati sismici e non sismici (es. dati gravimetrici e di sismica passiva) per la realizzazione di modelli strutturali e di velocità.

La fase successiva all'interpretazione dei dati acquisiti sarà focalizzata sulla valutazione della possibilità di eseguire un pozzo esplorativo laddove le condizioni geologico-strutturali e stratigrafiche del substrato indichino un potenziale accumulo di idrocarburi sfruttabile e compatibile dal punto di vista ambientale.

Dunque, allo stato attuale, non si è in grado di definire con accettabile approssimazione, né le reali possibilità che la perforazione avvenga, né tantomeno, l'esatta ubicazione del pozzo, poiché tali dati sono in stretta correlazione con i risultati che emergeranno dagli studi geologici e dall'interpretazione dei dati geofisici oggetto della presente valutazione ambientale.

2.3 Obiettivi minerari

Il potenziale minerario dell'area relativa al blocco in istanza denominato "La Cerasa" è rappresentato dagli accumuli di idrocarburi gassosi e liquidi nei livelli porosi e fratturati dei carbonati della piattaforma Apula (paragrafo 2.3.1.2), in sedimenti meso-cenozoici principalmente localizzati nelle trappole strutturali (paragrafo 2.3.4).

L'assetto geologico-strutturale, la natura litologica e l'evoluzione tettonica di questo settore della catena Appenninica Meridionale sono oggetto da tempo di un notevole interesse dal punto di vista geominerario. L'obiettivo minerario dell'esplorazione, infatti, risulta essere costituito dalle anticlinali di rampa formatesi, tra il Pliocene medio e il Pleistocene inferiore, come conseguenza di modelli strutturali talvolta con geometria "*duplex*" nella piattaforma Apula al di sotto delle sequenze alloctone.

La falda di copertura Appenninica abbraccia varie unità tettono-stratigrafiche impilatesi durante l'orogenesi alpina nel Miocene-Pleistocene. Tali unità sono caratterizzate da sedimenti compresi tra il Mesozoico e il Terziario e dalle unità sin-orogeniche dei *flysch*. Il sovrascorrimento Apulo rappresenta l'area di principale interesse per gli obiettivi minerari dell'Appennino Meridionale suffragati dai dati provenienti dai vicini giacimenti della Val d'Agri e Tempa Rossa.

La generazione e la migrazione degli idrocarburi oggetto di ricerca, tuttavia, sembrano essere intimamente correlate alla messa in posto delle trappole strutturali precedentemente citate. I dati provenienti dalle perforazioni eseguite nelle aree limitrofe a quella in istanza e le analisi geochemiche degli oli, indicano che

essi si sono generati da una roccia madre carbonatica (paragrafo 2.3.3) tipica di ambiente prevalentemente marino come i carbonati euxinici di intrapiattaforma di età compresa tra il Cretaceo inferiore e medio.

I numerosi studi svolti nell'area, che hanno avuto un notevole incremento negli ultimi anni, pongono ragionevoli certezze sulla presenza di roccia madre al di sotto dell'area in istanza, malgrado questo tipo di roccia non sia caratterizzata da un'assoluta uniformità.

I dati provenienti dai campi in produzione posti nelle vicinanze sono caratterizzati da valori eterogenei dell'olio; mentre il campo Val d'Agri è caratterizzato da un olio leggero (>30° API), il campo Tempa Rossa presenta un olio più pesante (<25° API).

Di seguito sono suddivise e illustrate le principali caratteristiche delle diverse tipologie di rocce che compongono il complesso sistema del reservoir Apulo dato da: roccia madre, roccia serbatoio (fratturate ed incarsite), rocce di copertura e dalle diverse tipologie di trappole presenti nell'area di ricerca.

2.3.1 Roccia serbatoio

Gli obiettivi minerari negli Appennini meridionali sono rappresentati in prevalenza dai sedimenti della piattaforma Apula. Il reservoir, infatti, risulta formato dai carbonati di piattaforma di età variabile dal Cretaceo al Terziario. Si tratta essenzialmente di sedimenti originatisi in ambiente marino poco profondo, grossomodo sedimenti lagunari e tidali che presentano una porosità primaria generalmente molto bassa (1-5%). Localmente, tuttavia, specie se associati alle dolomie, la porosità può avere valori leggermente superiori.

Le condizioni legate alla produzione sono essenzialmente determinate dalla presenza di una fitta e particolarmente intensa rete di fratturazione che a livello locale favorisce una permeabilità dell'ordine di qualche mDarcy.

La presenza di diverse tipologie di porosità all'interno dei calcari della Piattaforma Apula, lungo l'intera colonna stratigrafica, possono essere così suddivise:

- vacuolare/moldica/*shelter*, associata sia alla dissoluzione di gusci di organismi (prevalentemente bivalvi), sia alla dissoluzione legata alla circolazione di fluidi diagenetici in una matrice già porosa;
- intercristallina;
- intragranulare;
- dovuta a macro e microfratture aperte.

Nel dettaglio, i vari tipi di *reservoir* della successione Apula possono essere sintetizzati come segue:

- calcari caratterizzati da porosità primaria e di fratturazione del Miocene medio-inferiore associati ad ambienti di rampa carbonatica con energia deposizionale che può essere, talvolta, molto elevata. Il meccanismo di sedimentazione è legato al bilancio tra apporto sedimentario e loro successiva distribuzione; quest'ultima a sua volta è collegata alle correnti deposizionali, e all'orientazione della rampa e dai punti sorgente. Pertanto, la continuità dei livelli sabbiosi è molto variabile e conseguentemente la loro correlabilità è ben riconosciuta soltanto in alcuni casi;
- sedimenti neritici tardo cretacici, depositi in un ambiente compreso tra la zona sopratidale e di laguna aperta, caratterizzati dalla presenza di livelli a Rudiste con elevata porosità vacuolare e da quelli di breccie dolomitiche altrettanto porose;
- calcari di piattaforma del Cretacico inferiore e Giurassico possono presentare una diffusa dolomitizzazione, con porosità inter- ed intra-cristallina;
- depositi di piattaforma carbonatica interna, anch'essi fratturati e discretamente porosi, risedimentati in un ambiente di piattaforma esterna o di scarpata durante l'Eocene.

2.3.1.1 Rocce serbatoio carbonatiche fratturate

Le rocce serbatoio carbonatiche fratturate, che costituiscono l'obiettivo principale della ricerca esplorativa per idrocarburi di Shell nell'area in istanza, sono molto complesse oltre che da un punto di vista geologico, anche sotto l'aspetto dinamico. L'eterogeneità che le caratterizza è dovuta alla complessità di distribuzione delle facies carbonatiche e la loro previsione in 3D è tutt'altro che semplice. La ragione principale di questa complessità è dovuta all'interazione di diversi fattori legati alla loro distribuzione e alla tipologia.

I principali fattori che controllano e contraddistinguono le facies carbonatiche ed i loro ambienti deposizionali sono:

- i fattori fisici legati all'ambiente (correnti, energia del moto ondoso, ecc.);
- la temperatura dell'acqua la circolazione;
- la penetrazione della luce;
- l'ossigenazione dell'acqua;
- la salinità dell'acqua;
- l'apporto terrigeno;
- l'abbondanza e la diversità dei nutrienti;
- l'età (ogni periodo è caratterizzato dalla presenza di diversi organismi);
- la biologia degli organismi;
- la latitudine e quindi il clima;
- accumulo/deposizione/tasso di subsidenza;
- variazioni batimetriche.

Una volta che i sedimenti si sono depositati, subentrano altri fattori ad influenzare fortemente l'evoluzione delle rocce carbonatiche ed il loro futuro sviluppo come possibili rocce serbatoio:

- l'evoluzione diagenetica;
- la circolazione di fluidi;
- l'evoluzione delle sequenze;
- la tettonica (geometria della fratture).

Per una buona descrizione e la modellizzazione di questo tipo di serbatoio si devono prendere in considerazione tutti questi fattori perché hanno una forte influenza sul volume dei pori e sulla connettività che ne determina la permeabilità (Figura 2.2).

Le rocce serbatoio carbonatiche fratturate (Figura 2.3) sono piuttosto difficili da prevedere, comprendere, descrivere e modellizzare a causa della complessità di altri fattori che influenzano la corretta distribuzione delle fratture. Peacock e Mann in un articolo del 2005 hanno cercato di riassumere i principali fattori che controllano le fratture nelle rocce serbatoio. Questi fattori possono essere raggruppati in tre categorie principali:

- fattori legati alle rocce e alle loro caratteristiche diagenetiche;
- fattori strutturali;
- situazione di stress attuale.

Non è sempre facile individuare e interpretare faglie e fratture nel sottosuolo. La loro importanza relativa sul serbatoio, specie quando il segnale sismico è di scarsa qualità o quando i dati sono quantitativamente limitati. Nella parte a terra dell'Appennino meridionale si verificano entrambe queste situazioni, la qualità della sismica è, in generale scarsa e di difficile interpretazione e i dati diretti di sottosuolo (carote, diagrafie di immagine, ecc.) non sono abbondanti. Pertanto bisogna utilizzare un approccio indiretto per comprendere le caratteristiche strutturali delle rocce serbatoio.



Figura 2.2 - Porosità “moldic” legata alla presenza di vacuoli dovuti alla dissoluzione delle Rudiste nei calcari del Cretaceo superiore della piattaforma Apula nelle Murge

I problemi legati ai serbatoi carbonatici sono quelli relativi alle proprietà petrofisiche della fratturazione: i metodi standard per il calcolo della porosità e permeabilità, di solito utilizzati per i serbatoi in rocce clastiche, non funzionano nei carbonati fratturati. Ad esempio, le analisi speciali su dati di carote di fondo che servono per determinare la porosità, la permeabilità e la saturazione in acqua del serbatoio, non possono essere utilizzati per caratterizzare le rocce serbatoio carbonatiche perché i dati che si ottengono dalle analisi sono quelli della matrice che contribuisce in minima parte al comportamento dinamico del serbatoio.

Se la porosità e la saturazione in acqua non possono essere calcolate direttamente diventa difficile determinare l'esatto valore delle riserve ed, ancora, se è incerta la permeabilità è complesso prevedere anche le riserve recuperabili.

La maggior parte dei serbatoi fratturati naturalmente sono caratterizzati da un basso valore di porosità della matrice (molto inferiore al 10%) e da una bassa permeabilità (inferiore a 1 mD).



Figura 2.3 - Fratturazione associata ai livelli calcarei del Cretaceo superiore della Piattaforma Apula

Nella ricerca di idrocarburi in Italia meridionale i giacimenti che producono da livelli carbonatici della Piattaforma Apula sono riconducibili essenzialmente a 3 tipi (Tabella 2.2):

- Calcari e calcareniti miocenici depositi in ambiente di rampa con porosità di matrice che può raggiungere il 20% e notevoli valori di permeabilità. In questo caso la fratturazione gioca un ruolo secondario nella produzione e nella caratteristiche della roccia serbatoio;
- Calcari e calcari dolomitici del Cretaceo superiore depositi in ambiente di piattaforma con porosità di matrice solitamente inferiore al 10% e permeabilità bassa. In queste rocce serbatoio la fratturazione gioca un ruolo fondamentale sulla possibilità di produzione e potenzialità di queste rocce serbatoio;
- Calcari e dolomie del Cretaceo inferiore-Giurassico con porosità e permeabilità di matrice e caratteristiche di fratturazione simili ai precedenti.

NOME FORMAZIONE-RESERVOIR	ETÀ	LITOLOGIA	AMBIENTE DEPOSIZIONALE	POROSITÀ MATRICE	PERMEABILITÀ MATRICE (Md)	OIL (°API)	TIPO GIACIMENTO
Bolognano	Miocene	Calcari e calcareniti	Rampa	5-20%	300-1000	20-40	Matrice (Carsismo + Fratture)
Altamura	Secondano (Cretaceo sup.)	Calcari e dolomie calcaree	Piattaforma carbonatica	2-12%	0.1-100	11-30	Dual K/Phi
Bari	Cretaceo inf.-Giurassico	Calcari e dolomie	Piattaforma carbonatica	2-10%	300	20	Dual K/Phi

Tabella 2.2 - Quadro riassuntivo dei reservoir carbonatici della Piattaforma Apula



Figura 2.4 - Livello di calcareniti terziarie con alta porosità di matrice nei pressi di Matera

2.3.1.2 Rocce serbatoio incarsite nella piattaforma carbonatica Apula

Le rocce carbonatiche dell'Appennino meridionale presentano un grande sviluppo di fenomeni carsici sia superficiali che profondi.

L'attuale topografia carsica dell'Avampaese apulo nella regione delle Murge assomiglia ad un'area con storia del carsismo polifasico caratterizzata da eventi che alternano seppellimenti ed emersioni.

Il più comune livello paleocarsico della piattaforma Apula è rappresentato dai depositi di bauxite nel Cretaceo, associati a fenomeni di carsismo superficiale (Carannante *et al.*, 1988).

Il più sorprendente esempio di sviluppo di paleocarsismo nei depositi carbonatici della piattaforma Apula si è sviluppato nel corso del Miocene. Questa fase, la cui durata è fortemente dibattuta, ha permesso lo sviluppo di un profilo carsico completo che può raggiungere una profondità di 100 metri rispetto alla originaria superficie topografica.

Nel sottosuolo il più rappresentativo e studiato esempio carsico è rappresentato dal campo a petrolio di Rospo Mare (Doulcet *et al.*, 1990; André e Doulcet, 1991). Si trova nel mare Adriatico, 20 chilometri a est della costa italiana vicino al 42° parallelo, 40 chilometri a nord della penisola del Gargano e 75 chilometri a S-E della città di Pescara. Il campo è di circa 10 × 15 chilometri di dimensioni e il serbatoio, che si trova ad una profondità di 1310 metri, ha riserve recuperabili che sono state valutate in 15 × 10⁶ metri cubi di petrolio viscoso (11°-12° API, André e Doulcet, 1991) (Figura 2.5).

ZONAZIONE	POROSITÀ MEDIA	ORGANIZZAZIONE VUOTI CARSICI	MODELLO DI PALEO-DRENAGGIO	
VADOSA SUPERIORE (da 0 a 20 m)	1,15%		CIRCOLAZIONE VERTICALE (Localmente orizzontale su livelli di shale)	
ZONA VADOSA INFERIORE (da 50 a 75 m)	0,75%		ALTA VELOCITÀ	CIRCOLAZIONE ORIZZONTALE
ZONA FREATICA SUPERIORE (da 20 a 30 m)	2,75%		BASSA VELOCITÀ	
ZONA FREATICA PROFONDA (> 200 m)	0,70%			

Figura 2.5 - Distribuzione verticale della porosità legata al carsismo (fonte: André & Doulcet, 1991, modificato)

Il serbatoio è costituito da calcari incarsiti del Cretaceo inferiore (Formazione di Cupello), caratterizzata da *mudstone/wackestone* dal bianco al grigio chiaro, con intercalazione di *packstone/grainstone*; i wackestone sono dominanti ed i principali grani sono rappresentati da ooidi, peloidi e bioclasti. La roccia di copertura è rappresentata dalla Formazione Bolognano (Miocene) e dalle evaporiti messiniane (Figura 2.6).

Il petrolio è ospitato nelle cavità di dissoluzione associate al paleocarsismo sviluppatosi nei calcari cretaccici prima della trasgressione miocenica. Studi sul carsismo e sulla fratturazione hanno consentito dettagliate correlazioni delle diverse zone carsiche.

Gli studi eseguiti su carote di fondo hanno dimostrato che la densità di frattura può raggiungere anche una concentrazione di 15 fratture al metro. L'origine di queste fratture è associata a meccanismi di collasso delle volte carsiche. Molti dei condotti carsici e delle fratture sono state parzialmente o completamente sigillati da sedimenti marini del Miocene.

I vuoli sono molto sviluppati specialmente lungo il tetto dei condotti carsici; le loro dimensioni variano da millimetriche fino a 7-8 centimetri e la porosità associata a questi intervalli vucolari va fino all'8%. Studi su carote di fondo mettono in evidenza la presenza anche di porosità secondaria associata a fratture, pertanto, la porosità effettiva delle rocce serbatoio deve essere superiore alla porosità misurata su carota.

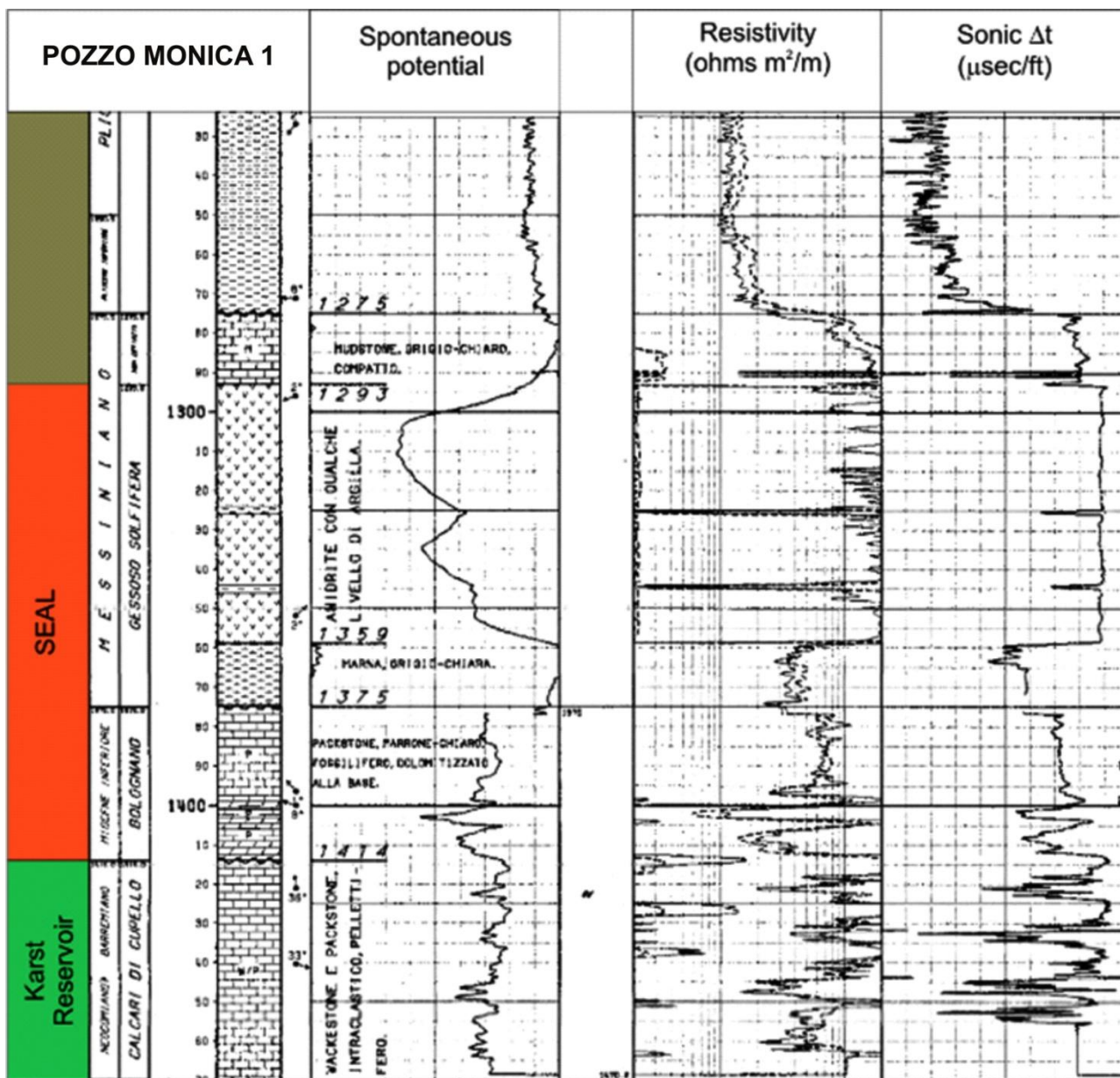


Figura 2.6 - Composite log dal pozzo Monica 1

2.3.2 Roccia di Copertura

La copertura dei depositi carbonatici della piattaforma Apula è costituita dalle sequenze silicoclastiche di età Pliocenica-Pleistocenica tipici di un ambiente deposizionale marino collegato ad una zona di Avanfossa, e anche dai livelli gessiferi del Messiniano. Questi depositi di Avanfossa ricoprono in maniera uniforme e continua il tetto della piattaforma.

I depositi Pliocenici e Pleistocenici sono costituiti essenzialmente da scisti, corpi torbiditici e da corpi pelitici molto estesi e spessi (Figura 2.7). Proprio la continuità dei livelli argillosi e anche le variazioni laterali di facies fanno da sigillo assicurando una buona tenuta della roccia di copertura.

In particolare, gli scisti pliocenici forniscono il sigillo essenzialmente agli accumuli della Val d'Agri e probabilmente anche nella zona del Golfo di Taranto.

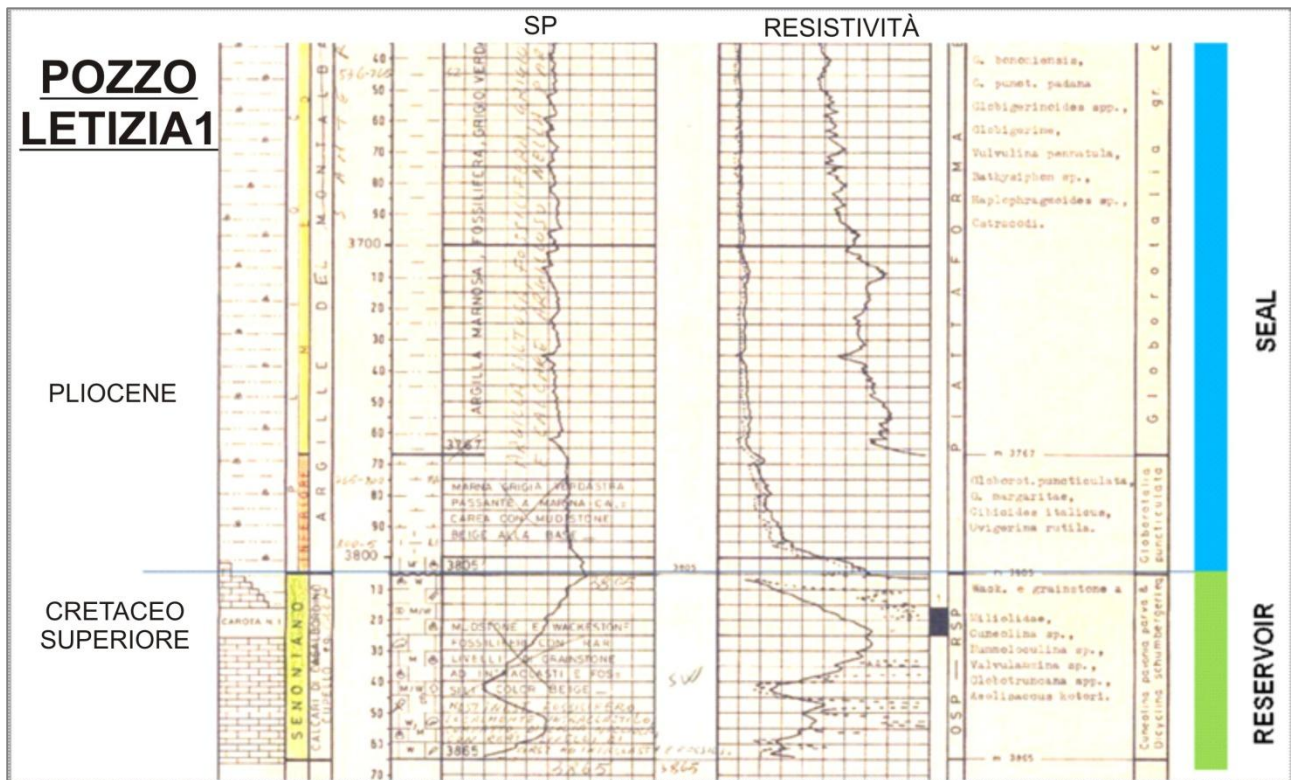


Figura 2.7 - Esempio di roccia di copertura Pliocenica sopra il Cretaceo nel pozzo Letizia 1

2.3.3 Roccia madre

L'esplorazione petrolifera condotta nelle aree sulla terraferma, in contesti geologici analoghi a quello investigato, ha messo in evidenza la presenza di due tipologie ben diverse di idrocarburi (Figura 2.8):

- idrocarburi liquidi e gassosi di origine termogenica nei carbonati mesozoici;
- gas biogenico nei depositi torbiditici plio-pleistocenici. La roccia madre e le caratteristiche di questi idrocarburi sono considerevolmente diversi.

La roccia madre relativa agli idrocarburi liquidi nei carbonati della piattaforma Apula è rappresentata dai livelli argillosi dell'Albiano-Cenomaniano ricchi in materia organica, compresi nella successione del Bacino di Lagonegro e dalle marne ed argille depositatesi in bacini intrapiattaforma della Piattaforma Apula, come testimoniato dalle caratteristiche degli oli dei campi della Val d'Agri e di Tempa Rossa.

I principali tipi di idrocarburi liquidi possono esser distinti, sulla base delle analisi isotopiche, gas-cromatografiche, dei parametri fisici e dei *biomarker*, in:

- oli maturi, caratterizzati da materia organica di tipo continentale, depostasi in ambiente ossigenato e ampio entro rocce di tipo argilloso;
- oli immaturi o parzialmente maturi, provenienti da una roccia madre marina depostasi in un ambiente deposizionale carbonatico con apporti continentali.

La distribuzione della materia organica risulta essere eterogenea, con valori di TOC (contenuto di carbonio organico) molto variabili tra 0,1 e 3,2% nelle dolomie, ma anche più del 45% in argille. Il kerogene è immaturo (R_o pari a 0,4%), di origine prevalentemente marina e con valori HI (indice di idrogeno) elevati (600-800 mg HC/g TOC). Il potenziale medio è uguale a 2 kg HC/t, ma può arrivare anche a valori di 200 kg HC/t nelle litologie argillose; le densità mostrano oli con 30-45° API fino a 3° API, con la prevalenza di gradi medi (15-20° API).

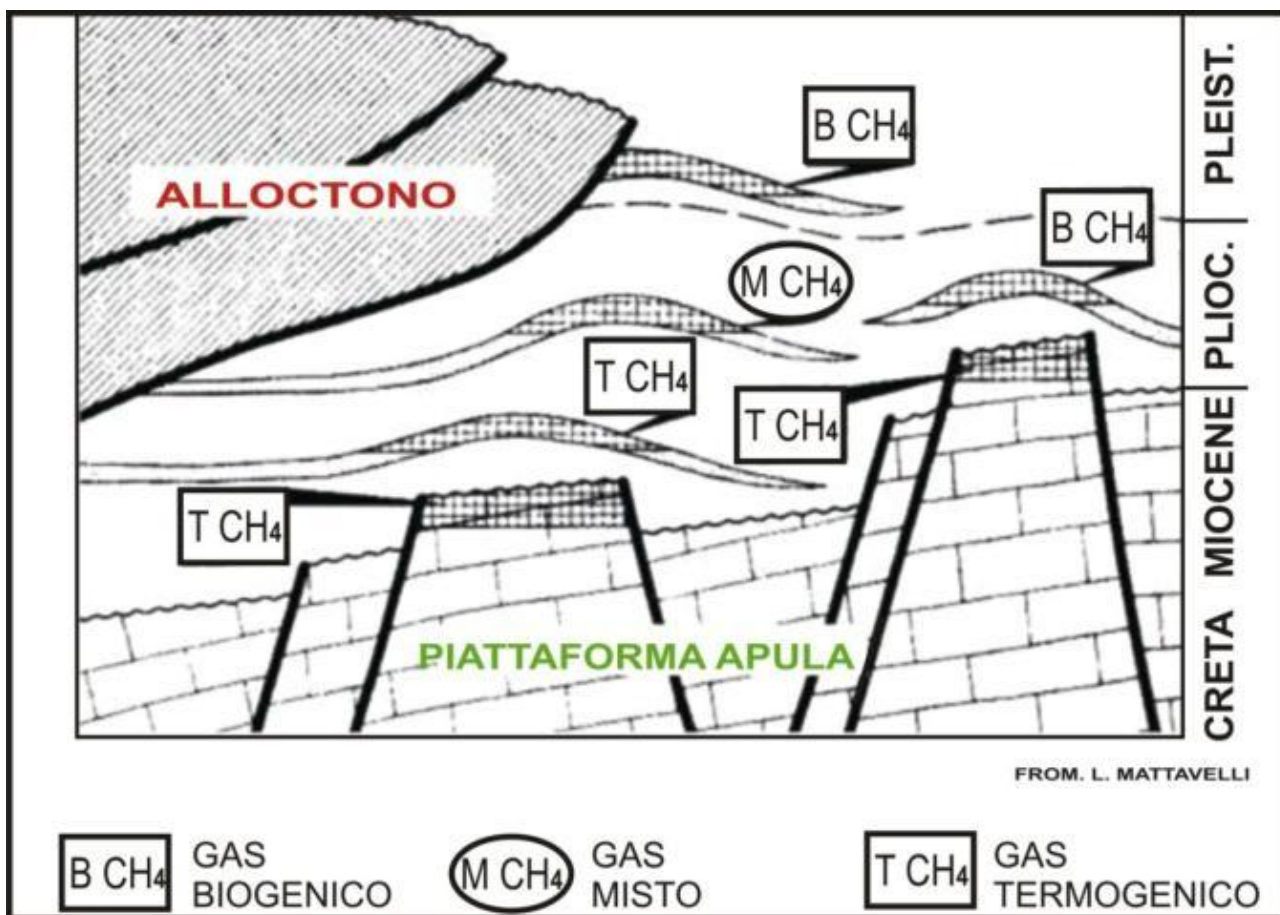


Figura 2.8 - Tipi di idrocarburi nei depositi mesozoici e Plio-pleistocenici (fonte: Sella et al., 1988, modificato)

Il gas di origine termogenica (6% degli idrocarburi totali del bacino), può essere considerato come il prodotto di *cracking* della materia organica.

Le densità relative agli idrocarburi liquidi nelle zone a terra mostrano valori molto variabili. Sono rinvenuti oli molto densi (3° API, nel pozzo Galgano), oli molto fluidi (35°-40° API) e anche gasolina. Questa distribuzione è certamente legata alla generazione recente degli oli ed al meccanismo di migrazione. In alcuni casi, come quello del campo di Pisticci, i particolari valori di densità (10°-15° API) sono causati da biodegradazione. La presenza di zolfo, rinvenuta in alcuni casi, viene associata ad un ambiente deposizionale riducente.

In particolare, le correlazioni tra i diversi tipi di olio e la sorgente suggeriscono che la roccia madre principale nei giacimenti in produzione *on-shore* è costituita da carbonati tardo-cretacici depositi in ambienti ristretti. I risultati delle manifestazioni superficiali e di pozzo indicano che questa roccia madre ha un'ampia diffusione regionale. I fluidi derivanti da queste rocce sono di origine e qualità molto variabili e vanno dal bitume agli oli leggeri.

2.3.4 Trappole

Il settore meridionale appenninico, entro cui ricade l'interesse per le indagini in oggetto, è stato coinvolto da un'intensa evoluzione tettonica che ha generato lo sviluppo di sovrascorrimenti, la riattivazione di vecchi lineamenti strutturali e la deformazione dei vari depositi che hanno risposto alle deformazioni in maniera differente. Le differenti unità stratigrafiche hanno risposto alla deformazione a seconda della loro posizione, delle caratteristiche geomeccaniche delle rocce, dei fluidi circolanti, dello stress e delle sue variazioni. L'attività e l'evoluzione tettonica ha prodotto tutta una serie di strutture che possono agire da trappole strutturali per l'accumulo di idrocarburi.

Nella zona *on-shore* della Catena Appenninica Meridionale i principali accumuli di idrocarburi sono generati da trappole di tipo strutturale associate a sovrascorrimenti legati alla deformazione appenninica, oppure alla riattivazione di precedenti faglie normali pre-appenniniche (in aree più esterne rispetto alla deformazione principale). A questo tipo di trappole sono legate le principali scoperte nei campi di Pisticci e di Grottole-Ferrandina, rispettivamente caratterizzati da idrocarburi liquidi e gassosi.

Dati gli scarsi valori di porosità e permeabilità delle litologie carbonatiche, di solito compatte e ben diagenizzate, gli idrocarburi si presentano accumulati in giacimenti fratturati con una produzione legata ai principali sistemi di frattura. In questo tipo di successione le trappole possono essere distinte rispettivamente in (Figura 2.9):

- anticlinali legate a faglie inverse al di sotto delle falde alloctone;
- alti strutturali al di sotto del fronte di sovrascorrimento dei depositi di Avanfossa;
- alti strutturali non interessati dai fronti di sovrascorrimento;
- faglie a “domino” non interessate dai sovrascorrimenti.

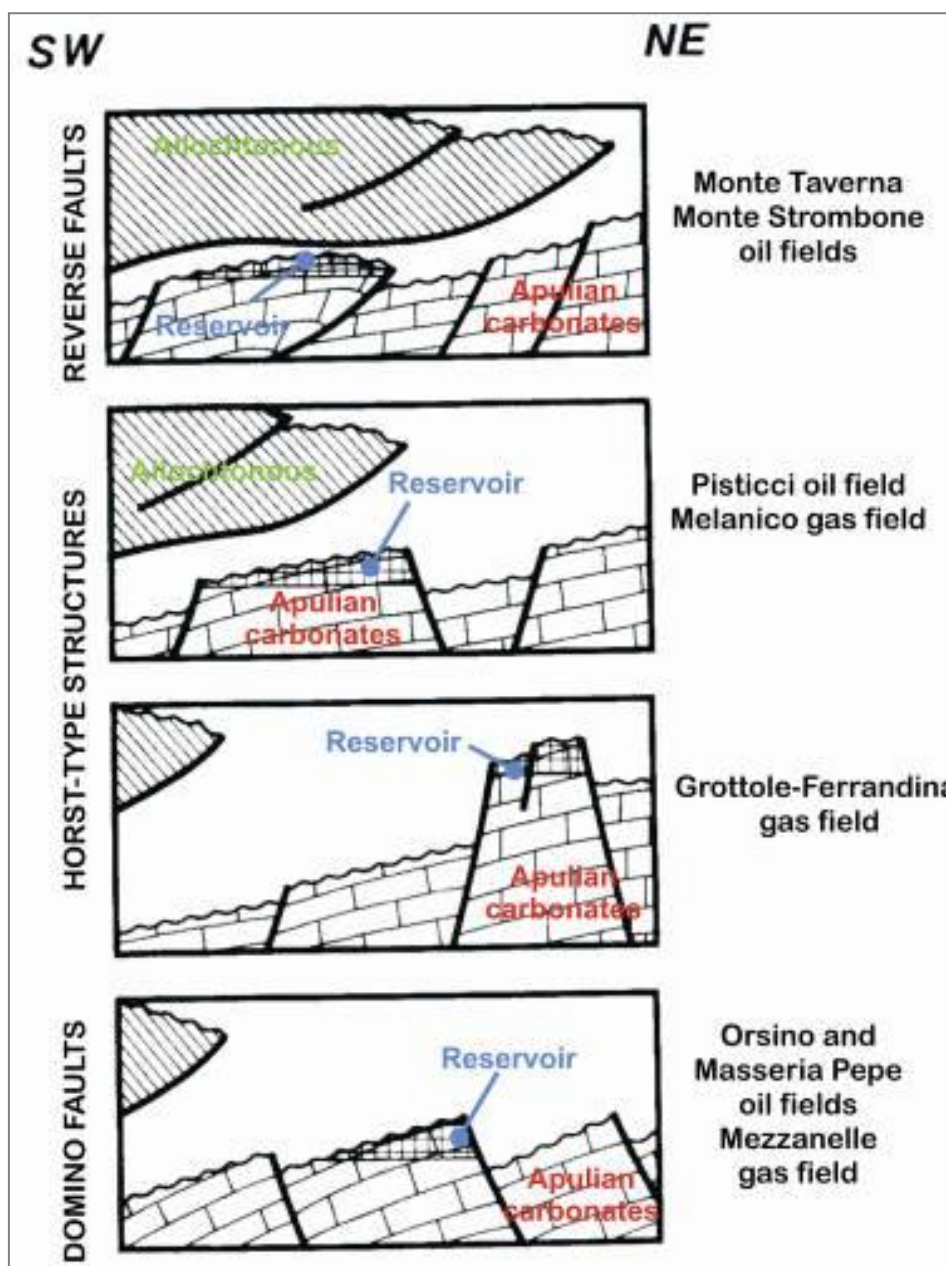


Figura 2.9 - Schemi delle varie tipologie di trappole (e relativi campi) impostatesi nel substrato carbonatico pre-pliocenico e trappole in substrato plio-pleistocenico (fonte: Sella et al., 1988, modificato)

2.4 Programma lavori del permesso di ricerca

Di seguito viene riportato il programma tecnico dei lavori, suddiviso in fasi operative e tempi di esecuzione, che Shell intende svolgere qualora la titolarità del permesso di ricerca le venga assegnata con decreto ministeriale. Il fine ultimo dell'attività oggetto di istanza di permesso "La Cerasa" è quello di valutare la presenza di accumuli di idrocarburi, nel sottosuolo dell'area in istanza, il cui sfruttamento sia ambientalmente sostenibile ed economicamente vantaggioso.

La fase progettuale che caratterizza il presente studio è quella riguardante la prima e la seconda fase del programma lavori riportato nel successivo paragrafo.

2.4.1 Fasi operative del programma lavori

Il programma dei lavori completo, relativo al permesso di ricerca di idrocarburi denominato "La Cerasa", è suddiviso in tre diverse fasi:

- Fase I: realizzazione di studi geologici ed analisi di immagini satellitari;
- Fase II: acquisto e riprocessamento di dati geofisici esistenti e posizionamento di sensori per l'acquisizione di sismica passiva;
- Fase III: eventuale perforazione di un pozzo esplorativo

Nella prima fase, tramite ricerche bibliografiche inerenti studi geologici svolti nell'area, si cercherà di effettuare un inquadramento geologico-regionale dell'area, di delineare il contesto tettonico alla mesoscala e di definirne l'ambito orogenetico di appartenenza (catena, avanfossa, avampaese).

Inoltre saranno analizzate le caratteristiche stratigrafico-strutturali dell'area e delle zone adiacenti tramite l'analisi di immagini satellitari e modelli digitali del terreno (DEM) ad alta risoluzione, al fine di individuare le formazioni geologiche interessate e l'assetto strutturale di superficie e fornire una possibile interpretazione dei medesimi caratteri in profondità.

Lo scopo degli studi geologici preliminari è quello di costruire un modello geologico di massima, ma non per questo approssimativo, che metta in risalto le principali caratteristiche dell'area di pertinenza del permesso e di una circoscritta area adiacente.

Gli studi preliminari verranno poi validati da uno studio geologico di campagna, con l'obiettivo di mappare i differenti tipi di rocce affioranti, determinandone l'età e cercando di identificare le relazioni geometriche tra le varie unità geologiche affioranti. Lo studio di campagna si focalizzerà anche sulla caratterizzazione del reticolo di fratturazione e l'identificazione delle principali faglie.

La seconda fase consisterà nell'interpretazione di dati sismici esistenti (a riflessione e/o a rifrazione) e nell'ulteriore acquisto di circa 160 chilometri di linee sismiche 3D già acquisite da altri operatori, che verranno poi rielaborate utilizzando appositi *software* con lo scopo di migliorare la risposta del dato sismico. Seguirà una dettagliata interpretazione strutturale e stratigrafica dei dati e la loro integrazione con i dati di pozzo disponibili.

Le tecnologie che verranno utilizzate per riprocessare i dati geofisici sono le seguenti:

- migrazione *pre-stack* delle profondità, mediante iterazione di modelli di velocità;
- stato dell'arte statico e modellizzazione della geologia superficiale;
- miglioramento *post-stack* e pseudo-inversione (filtraggio, processamento dell'immagine);
- modellizzazione della gravità con i dati disponibili;

I dati sismici acquistati verranno processati utilizzando varie tecniche di migrazione, come *Common Ray Stacking*, *Kirchoff* e *Least Squares*. Successivamente tali dati saranno filtrati e migliorati usando degli algoritmi sviluppati da Shell. L'interpretazione sismica è basata su vari attributi sismici tra questi, l'ampiezza standard, la frequenza istantanea, la varianza, la "sweetness" e la "semblance" o coerenza. L'interpretazione

viene calibrata sui pozzi usando sismogrammi sintetici e dati VSP (*Vertical Seismic Profile*). Tutte le operazioni di interpretazione dei dati verranno svolte interamente presso gli uffici di Shell, con la totale assenza di attività dirette sul territorio.

La seconda fase prevede anche un approfondimento del quadro geologico e strutturale dell'area attraverso il posizionamento sul terreno di sensori atti a registrare passivamente le vibrazioni del terreno derivanti dal "rumore sismico ambientale", ossia dalla continua vibrazione del suolo dovuta sia a cause antropiche che naturali. Questa tecnica (definita metodo sismico passivo), dunque, non ha bisogno di alcuna energizzazione esterna poiché utilizza come sorgente i microsismi naturali, il traffico veicolare, la produzione industriale, il vento, la pioggia e tutto ciò che è in grado di produrre una minima vibrazione sulla superficie del suolo. I dati ottenuti con il metodo sismico passivo serviranno per migliorare il modello di velocità dell'area e verranno integrati nel processamento dei dati sismici 2D esistenti.

L'inizio di questa fase di acquisizione sismica passiva è previsto venga eseguita entro i 12 mesi dalla data di assegnazione del permesso.

La terza fase, che si attuerà solo nella circostanza in cui gli studi eseguiti nelle fasi precedenti confermassero la presenza di apprezzabili accumuli di idrocarburi il cui sfruttamento risultasse economicamente vantaggioso ed ecocompatibile, prevede la realizzazione di un pozzo esplorativo, la cui programmazione e perforazione avverrebbe entro 60 mesi dalla data di assegnazione del permesso. L'eventuale fase di perforazione dovrà essere oggetto di una nuova proposta progettuale da sottoporre, secondo normativa attuale, a nuova e specifica procedura di Valutazione di Impatto Ambientale.

2.5 Fase operativa oggetto della VIA

Oggetto della Valutazione di Impatto Ambientale, sono le fasi 1 e 2 del sopraesposto programma lavori, le quali potrebbero generare impatti verso le componenti ambientali presenti nell'area interessata dal permesso di ricerca. Nello specifico, le attività che posso creare degli impatti sono:

- lo studio geologico di campagna, che si pone l'obiettivo di cartografare le varie unità geologiche affioranti, identificandone l'età e le reciproche relazioni geometriche. Lo studio comprende anche la definizione dell'assetto strutturale dell'area che porterà all'individuazione delle faglie presenti nell'area nonché del reticolo di fratturazione che caratterizza le unità geologiche. Per determinare in modo preciso l'età delle formazioni e le loro caratteristiche petrofisiche si raccoglieranno dei piccoli campioni di rocce affioranti per analisi e prove di laboratorio. Lo studio geologico di campagna verrà svolto da 2-3 geologi specializzati nel rilevamento geologico i quali utilizzeranno specifica strumentazione come bussola, GPS, *notepad* da rilevamento, ecc.
- lo stazionamento sul terreno di sensori atti a registrare passivamente le vibrazioni del terreno derivanti dal "rumore sismico ambientale", ovvero la continua vibrazione del suolo dovuta sia a cause antropiche che naturali. Questa tipologia di tecnica, definita sismica passiva, non ha bisogno di alcuna energizzazione esterna poiché utilizza come sorgente i microsismi naturali, il traffico veicolare, la produzione industriale, il vento, la pioggia e tutto ciò che è in grado di produrre una minima vibrazione sulla superficie del suolo.

2.5.1 Localizzazione del rilievo geologico

Il rilievo geologico di campagna interesserà l'intera area oggetto dell'istanza, ma particolare attenzione verrà posta in quelle aree in cui il substrato roccioso affiora, mettendo in luce le unità litologiche ed i rapporti tra di esse. Eventuali piccoli campioni rocciosi verranno raccolti solo al di fuori dell'area del Parco Nazionale dell'Appennino Lucano - Val d'Agri - Lagonegrese.

2.5.2 Tracciato di posizionamento dei geofoni per la sismica passiva

L'acquisizione sismica passiva prevede lo stazionamento sul terreno di appositi ricevitori detti "geofoni". Tali geofoni aventi un diametro di qualche centimetro, saranno posizionati secondo due diverse, ma specifiche, configurazioni all'interno dell'area di permesso di ricerca "La Cerasa" (Figura 2.10).

La prima configurazione regionale prevede la disposizione di 56 geofoni all'interno dell'area in istanza secondo una griglia di 1x1 km. Si precisa che si tratta di una disposizione preliminare effettuata nell'ambito progettuale tramite carteggio che tiene conto delle varie aree a qualunque titolo protette. Successivamente, in fase di esecuzione sarà possibile spostare i punti lateralmente di 200 metri, qualora ci fossero impedimenti o altri ostacoli al momento non preventivabili. Al fine di ridurre al minimo il disturbo ai privati, si cercherà di utilizzare, nei limiti del possibile, la prossimità alla viabilità pubblica, di competenza comunale e/o statale.

La seconda configurazione prevede il successivo posizionamento di 18 geofoni lungo una linea che corrisponde ad un tratto di un'acquisizione sismica del passato e che quindi servirà a verificare la bontà dell'elaborazione dei dati. In questo caso la spaziatura tra i geofoni sarà di 100 metri, con una variabilità laterale in caso di ostacoli di 20 metri.

Come è possibile notare nella Figura 2.10, nessun geofono verrà posizionato all'interno dell'area del Parco Nazionale dell'Appennino Lucano - Val d'Agri - Lagonegrese, né tantomeno all'interno della piccola porzione della fascia di rispetto del SIC IT9210115 "Faggeta di Monte Pierfaone" che interseca l'area in istanza.

La Figura 2.11 mostra nel dettaglio l'ubicazione dei 18 geofoni lungo la porzione della vecchia linea 2D che ricade all'interno all'area del permesso di ricerca "La Cerasa".

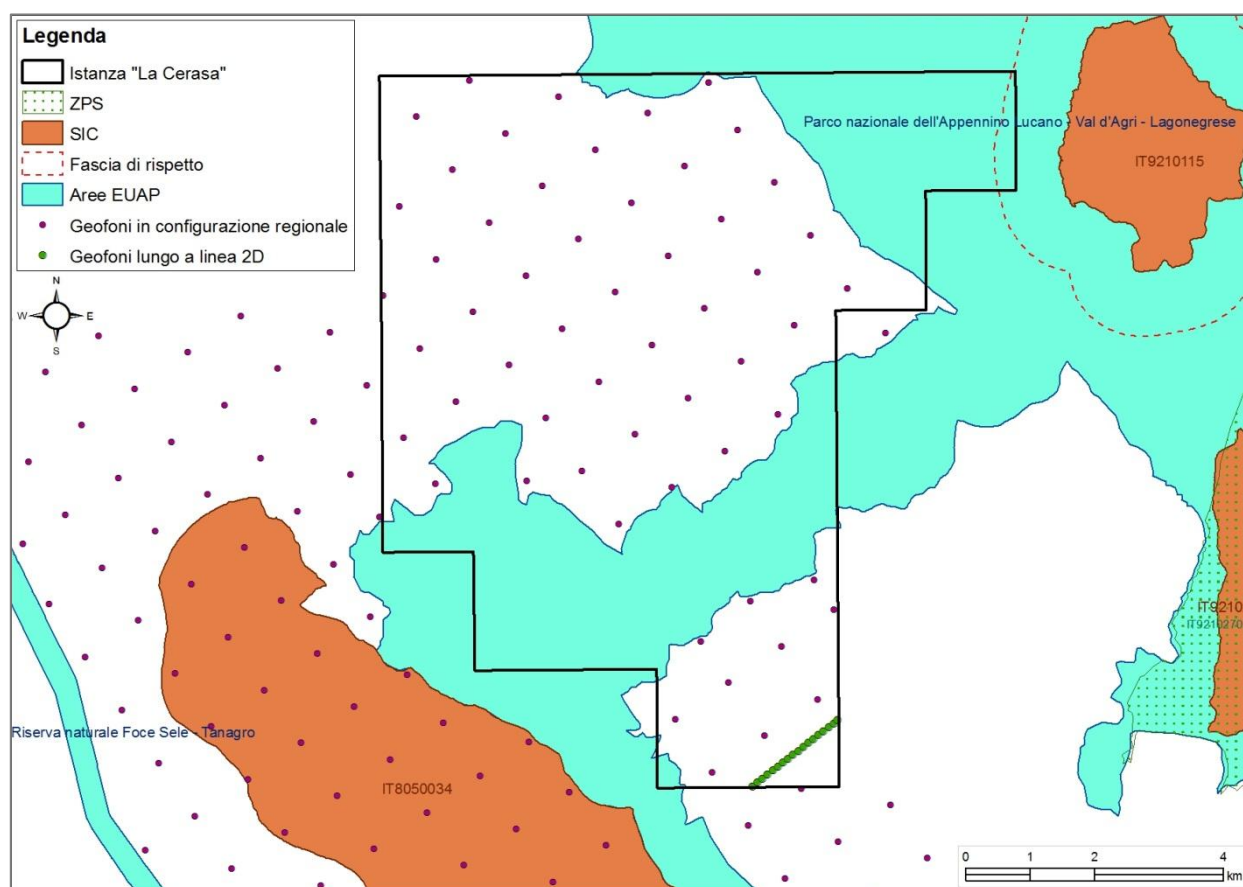


Figura 2.10 - Ubicazione dei geofoni all'interno dell'area in istanza di permesso di ricerca "La Cerasa", sia in configurazione regionale che lungo la linea 2D (fonte dei dati: Shell)

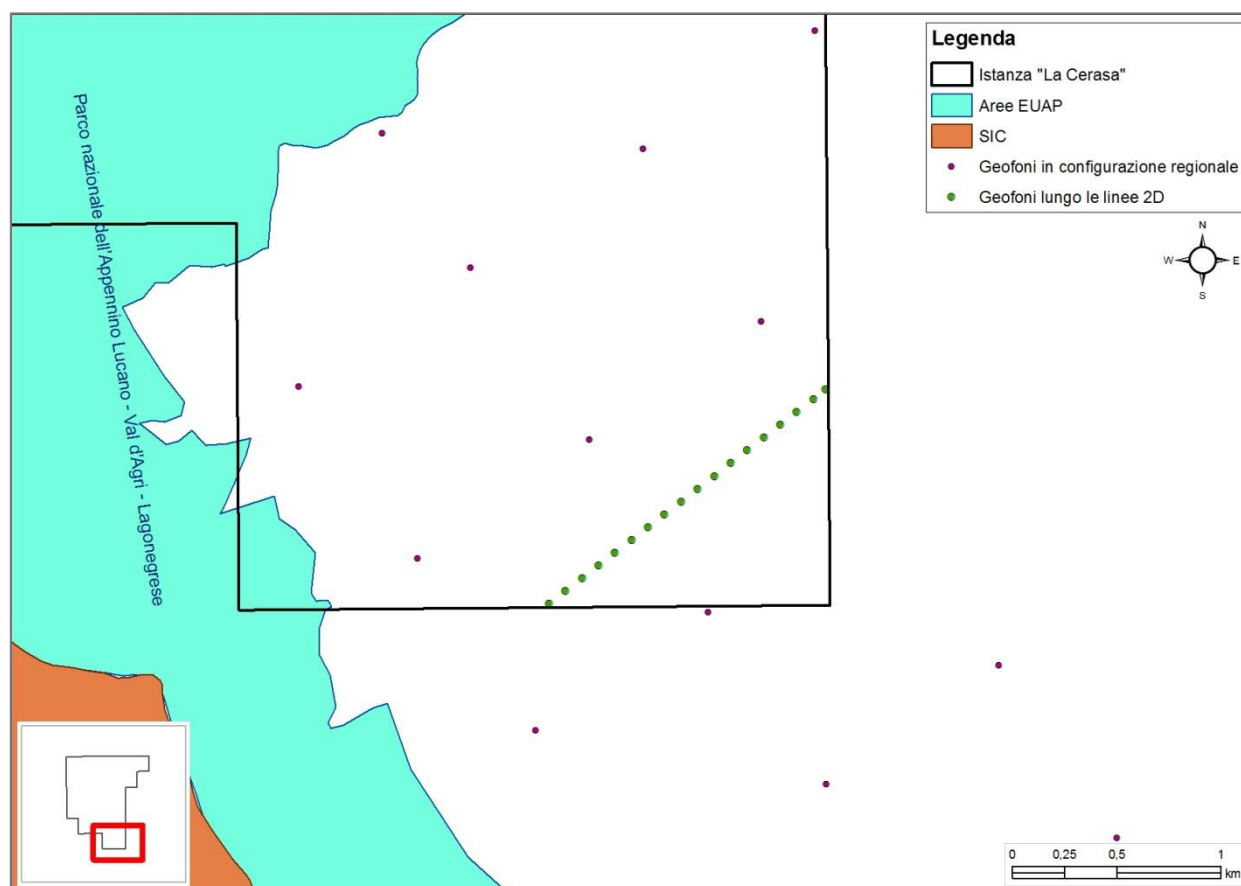


Figura 2.11 - Particolare del posizionamento dei geofoni lungo la linea 2D all'interno dell'istanza "La Cerasa"
(fonte dei dati: Shell)

2.5.3 Durata dell'attività

Come detto nel paragrafo precedente la disposizione sul terreno dei geofoni prevede due configurazioni: una a scala regionale e una di dettaglio lungo una linea sismica acquisita nel passato.

La prima prevede geofoni posizionati secondo una griglia di 1x1 km all'interno dell'area di interesse. Il tempo necessario per il posizionamento iniziale dipenderà dal numero di personale coinvolto, indicativamente una squadra di tre persone dovrebbe essere in grado di realizzare il dispiegamento in circa una settimana. Una volta posizionati, i geofoni rimarranno in loco per circa 15-16 settimane, in questo periodo si provvederà solo a rimpiazzarne batteria e memoria ogni 5 settimane.

La seconda fase prevede il posizionamento di geofoni lungo il tracciato di una vecchia linea sismica 2D. I geofoni saranno distanziati di circa 100 metri l'uno dall'altro e registreranno dati per circa 4 settimane. Una volta completata la registrazione lungo la linea 2D, tutti gli strumenti verranno rimossi e le attività di acquisizione passiva si potranno dire concluse.

La Figura 2.12 mostra il programma cronologico preliminare relativo all'acquisizione sismica passiva.

A seconda dei risultati ottenuti in seguito ad ogni fase, durante le settimane 11-13 e 21-22, i tecnici di Shell potrebbero avere la necessità di modificare e/o annullare le acquisizioni in alcune delle fasi successive del progetto, ma non è possibile saperlo fino a quando non siano stati raccolti ed analizzati i primi dati per ogni fase.

Quindi la durata massima di permanenza dei geofoni nella configurazione regionale sarà di 15 settimane. Dopodiché i geofoni verranno rimossi (si prevede di impiegare circa una settimana) e posizionati lungo la linea 2D, dove rimarranno 4 settimane. Una volta terminato lo stazionamento lungo la linea 2D si procederà

con il recupero della strumentazione, il suo impacchettamento ed immagazzinamento. Complessivamente la campagna di acquisizione di dati sismici passivi durerà circa 20 settimane.

La fase di interpretazione ed elaborazione dei dati avverrà in parallelo, avrà una durata di 24 settimane e verrà interamente eseguita presso gli uffici di Shell (in verde nella Figura 2.12).

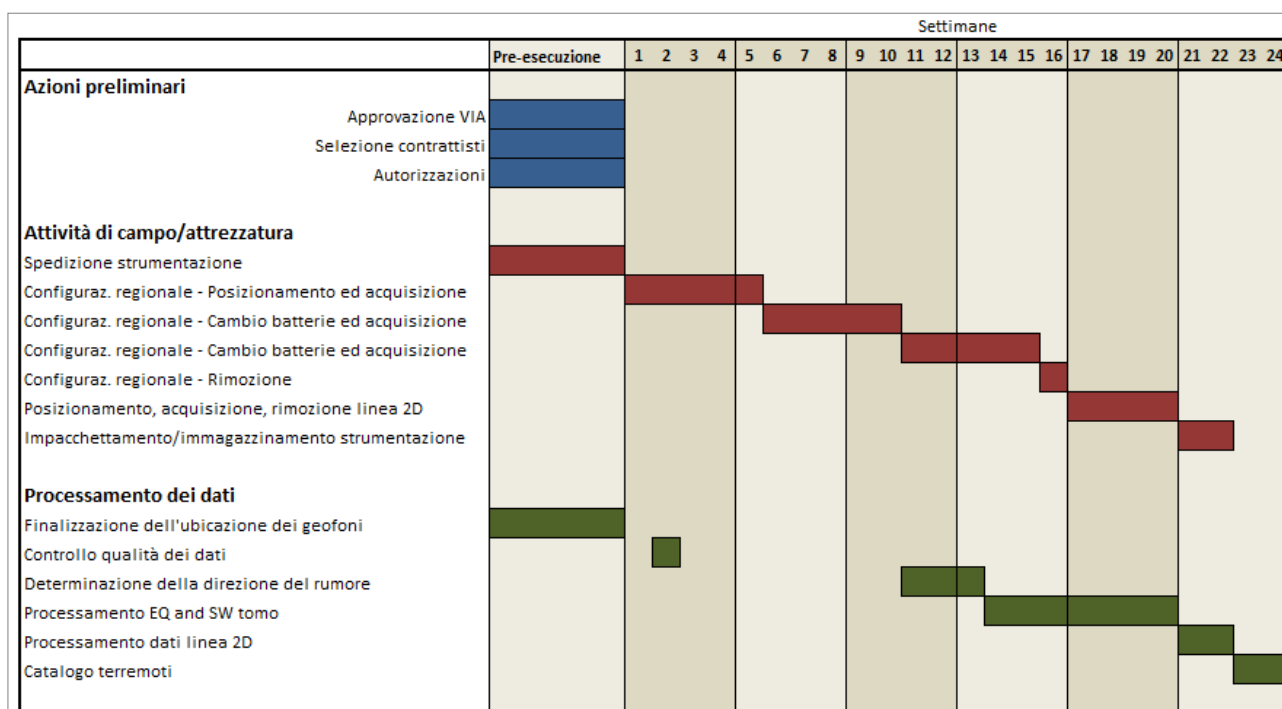


Figura 2.12 - Programma cronologico preliminare relativo all'esecuzione della campagna di acquisizione sismica passiva, in rosso ed all'analisi dei dati ottenuti, in verde (fonte: Shell)

2.5.4 Tecnologie e metodi

I rilievi sismici a sorgente passiva sono tecniche relativamente nuove per l'industria petrolifera. Tuttavia, a seguito di alcuni studi ben pubblicizzati, a partire dal 2011 nell'industria petrolifera ha preso piede il concetto di utilizzare terremoti, onde di pressione indotte dall'oceano, ed altri rumori naturali o antropici (ad es. il traffico stradale) per ricostruire la geologia del sottosuolo. Shell sta acquisendo particolare esperienza in questo settore, riconoscendone il valore esplorativo quando supportato da studi di campagna.

2.5.4.1 Obiettivi

Lo studio proposto si propone due obiettivi: in primo luogo, si prevede di registrare onde sismiche naturali e onde di superficie per ottenere immagini tomografiche del sottosuolo all'interno dell'area di interesse. Queste immagini forniranno informazioni sul sottosuolo che non sono disponibili con i dati sismici attuali. In secondo luogo, si prevede di utilizzare i dati sismici passivi acquisiti lungo le linee 2D già disponibili, al fine di migliorare la rielaborazione dei dati disponibili e di produrre immagini di qualità migliore per l'interpretazione.

2.5.4.2 Strumentazione e installazione

Per le indagini si prevede di utilizzare dei geofoni *Fairfield Nodal Zland* a 3 componenti (3C). Si tratta di una nuova generazione di geofoni 3C, recentemente immessi sul mercato. I geofoni sono autonomi, infatti non ci sono cavi, né unità di registrazione esterne o fonti di batteria esterne. Tutto è alloggiato in un'unica unità formata da un cilindro di 12 centimetri di diametro e 17 centimetri di altezza, alla cui base è fissato un picco lungo 11 centimetri e pesa 2,8 kg (Figura 2.13, a sinistra).

In funzione del tipo di substrato i geofoni saranno posizionati sul terreno secondo due diverse modalità.

Su sedimenti sciolti o terreno soffice i geofoni verranno sepolti appena sotto la superficie, al fine di migliorare il segnale, ridurre il rumore del vento, ridurre il potenziale disturbo ad animali o esseri umani e prevenirne il furto (Figura 2.13). Ogni 4-6 settimane si provvederà alla sostituzione della batteria dei geofoni e della memoria di registrazione. Al termine dell'acquisizione, i geofoni verranno rimossi ed i piccoli fori riempiti di terreno superficiale. Il tempo necessario per la distribuzione iniziale e la sostituzione delle unità dipenderà dal numero di personale coinvolto: una squadra di tre persone dovrebbe essere in grado di realizzare il dispiegamento sull'intera area in circa una settimana.



Figura 2.13 - Esempio di installazione di un geofono su sedimenti sciolti o terreno soffice. A sinistra: un foro di 15 cm di diametro viene scavato a una profondità di 25 cm. Al centro: il geofono viene posizionato in verticale e livellato col terreno. Il terreno asportato viene utilizzato per riempire lateralmente il foro intorno al geofono. A destra: il manto erboso viene ripristinato sulla parte superiore del geofono (fonte: Shell)

L'installazione del geofono sulla roccia aumenta il segnale ma anche la potenziale interferenza da esseri umani e animali. Su superfici rocciose le punte basali vengono rimosse e il geofono viene fissato alla superficie della roccia con una piccola quantità di stucco (Figura 2.14). Al termine dell'acquisizione lo stucco verrà rimosso e la superficie della roccia verrà pulita per riportarla al suo stato originale.



Figura 2.14 - Esempio di installazione di un geofono su roccia. A sinistra: geofono senza picchi fissato alla roccia con stucco/intonaco di Parigi. Al centro: primo piano della base del geofono. A destra: la rimozione dello stucco/intonaco-di-Parigi con acqua e spazzola restituisce la superficie alla sua condizione originale (fonte: Shell).

Durante l'indagine in progetto, in via preferenziale i geofoni verranno seppelliti, in caso ciò non sia possibile ma vi siano solo superfici rocciose, verranno fissati con stucchi.

2.5.5 Uso delle risorse naturali

Per quanto riguarda lo studio geologico di campagna non è previsto l'utilizzo di risorse naturali in quanto lo studio verrà svolto da 2-3 geologi che esamineranno l'area con l'utilizzo di strumentazione specifica (bussola, GPS, notepad da rilevamento, ecc.). In alcuni casi, per determinare con esattezza l'età delle formazioni e le loro caratteristiche petrofisiche potrebbe essere necessario raccogliere dei piccoli campioni di rocce affioranti per analisi e prove di laboratorio. Si tratta di piccole quantità di roccia, dell'ordine di pochi centimetri, il cui prelievo, del tutto irrisorio, non incide negativamente sulla quantità di roccia naturale presente nel sito (Figura 2.15). Si ricorda che all'interno del Parco nazionale dell'Appennino Lucano - Val d'Agri - Lagonegrese non verrà prelevato alcun campione roccioso.



Figura 2.15 - Esempio delle dimensioni di un campione di roccia prelevato durante studi geologici di campagna

Relativamente all'acquisizione sismica passiva, la messa in posto e lo stazionamento dei geofoni non comporta l'utilizzo di risorse naturali. Nel caso di substrato soffice, infatti, il seppellimento poco sotto la superficie dei geofoni prevede l'asportazione, mediante attrezzi manuali, di una piccola porzione di suolo (corrispondente ad un piccolo foro di 15 cm, profondo 25 cm), ma che verrà ridistribuita nell'immediato intorno del foro e riutilizzata una volta asportato il geofono per il riempimento del buco in cui era inserito. Si utilizzerà quindi lo stesso sedimento e non verrà introdotto alcun materiale esterno a quello originario, né asportato nulla. Nel caso di substrati rocciosi, i geofoni verranno applicati alla superficie mediante stucco, il quale verrà asportato una volta terminata l'acquisizione dei dati e nessun materiale resterà o verrà asportato dalla roccia originaria.

2.5.6 Residui ed emissioni previsti

Il rilevamento geologico dell'area non prevede la produzione di alcun residuo o rifiuto, mentre durante la campagna di acquisizione sismica si potrebbero generare residui qualora fosse necessario posizionare i geofoni su substrato roccioso poiché i geofoni verrebbero fissati alla roccia tramite stucco/intonaco di Parigi. Si tratta di piccole quantità di stucco atossico, inodore e privo di solventi, corrispondente ad un disco di 1 centimetro di spessore per 12 di diametro, il quale viene poi rimosso una volta terminata l'acquisizione dei dati e che verrà debitamente smaltito affidandolo a discariche autorizzate. Ipotizzando cautelativamente una percentuale del 10% di geofoni fissati su roccia, si parlerebbe di circa 8 dischetti di stucco da rimuovere, per un totale di 904 cm^3 , che equivalgono a $0,000904 \text{ m}^3$ di residui prodotti; una quantità del tutto irrisoria.

Le uniche emissioni previste sono quelle prodotte dagli automezzi impiegati per lo spostamento del personale addetto allo svolgimento delle attività. Nel caso dello studio geologico una sola automobile verrà impiegata per lo spostamento dei geologi all'interno dell'area oggetto di interesse al fine di raggiungere le zone con rocce affioranti. Essendo prevista una sola campagna sul posto, l'area verrà interessata da un solo passaggio.

Nel caso della sismica passiva verrà impiegata, da parte dei tecnici, un'automobile per raggiungere i punti prestabiliti, in cui verranno posizionati (e successivamente rimossi) i geofoni. Durante le operazioni di sostituzione delle batterie e delle memorie un ulteriore furgoncino verrà portato sul posto e svolgerà la funzione di stazione di ricarica delle batterie e di immagazzinamento dei dati presenti nelle memorie dei geofoni. Il furgoncino quindi stazionerà sul posto in attesa del tempo necessario alla ricarica, mentre i tecnici si muoveranno con l'automobile verso i geofoni per il prelievo e la sostituzione delle batterie scariche e della memoria contenente i dati.

La campagna di acquisizione sismica prevede un primo posizionamento iniziale dei geofoni a configurazione regionale, due successivi passaggi (uno ogni 5 settimane) per la sostituzione della batteria e della memoria dei geofoni, ed un passaggio per il recupero della strumentazione. Si avrà un ulteriore passaggio per la stesura dei geofoni lungo la linea 2D e dopo 4 settimane un ultimo passaggio per la loro rimozione. Si tratta quindi di un totale di 4 passaggi di una sola automobile sull'area oggetto di interesse e di 2 passaggi di un'automobile ed un furgoncino, diluiti nell'arco di 5 mesi.

E' opportuno precisare che con gli automezzi si utilizzerà solamente la viabilità esistente ed il raggiungimento di zone non accessibili ai mezzi (in cui vige il divieto di transito ai mezzi non autorizzati, es. strade forestali) avverrà esclusivamente a piedi.

2.5.7 Utilizzo di sostanze inquinanti e disturbi ambientali

Lo studio geologico non prevede l'utilizzo di materiali inquinanti, né di strumenti in grado di generare disturbi ambientali, ma si tratta di una semplice osservazione delle caratteristiche delle rocce affioranti da parte dei geologi.

Per quanto riguarda la campagna di acquisizione sismica passiva, si tratta di una registrazione passiva di dati da parte dei geofoni, senza l'emissione di energia alcuna, né l'utilizzo di sostanze inquinanti o disperdenti. Anche nel caso di fissaggio dei geofoni su roccia, infatti, verrà utilizzato uno stucco monocomponente, atossico, inodore e privo di solventi.

L'unico fattore di rischio inquinamento potrebbe verificarsi qualora avvenisse una perdita accidentale di un geofono, con la conseguente dispersione nell'ambiente dei materiali di cui è formato. Si tratta di un involucro di plastica contenente alcuni componenti elettronici ed una batteria ricaricabile. Onde prevenire la perdita, con l'eventuale conseguente dispersione di geofoni, verranno attuate alcune pratiche, dettate anche dal valore dello strumento e dall'importanza dei dati registrati al suo interno:

- registro numerato di ogni singolo strumento e localizzazione GPS;
- censimento prima e dopo il posizionamento dei geofoni;
- ogni geofono riporterà un'etichetta con scritto il luogo in cui consegnarlo in caso di ritrovamento.

2.5.8 Rischio di incidenti per quanto riguarda le sostanze e tecnologie utilizzate

Come riportato nel precedente paragrafo, il tipo di attività in progetto non prevede l'utilizzo di sostanze inquinanti, né di strumentazione particolare e tutte le operazioni avverranno manualmente da parte degli operatori. Per il fissaggio dei geofoni su roccia verrà utilizzato uno stucco atossico, inodore e privo di solventi, mentre per la sua rimozione i tecnici indosseranno opportuni dispositivi di protezione individuale (guanti) per maneggiare la spazzola apposita.

Non si ravvisano quindi fattori di rischio legati alla natura delle attività proposte.

2.5.9 Opere di ripristino

Nel caso dello studio geologico non è previsto alcun cambiamento dello stato naturale dell'area e di conseguenza non è necessaria alcuna opera di ripristino.

Nel caso della sismica passiva, invece, l'interramento dei geofoni prevede, una volta terminata l'acquisizione dei dati, il riempimento del foro con lo stesso sedimento precedentemente asportato ed il ripristino del manto erboso. Qualora fossero stati posizionati alcuni geofoni su roccia, essi verranno recuperati e si provvederà alla rimozione dello stucco/intonaco di Parigi utilizzato per il fissaggio, mediante l'utilizzo di una spazzola apposita (Figura 2.14, a destra), ripristinando così la superficie rocciosa al suo stato originale.

2.6 Eventuali successive azioni di perforazione

Qualora, dagli studi sopra riportati, emergessero i presupposti per la presenza di accumuli di idrocarburi economicamente ed eco-compatibilmente sfruttabili, il proponente a fini della realizzazione di un pozzo esplorativo dovrà presentare una nuova procedura di VIA, dove analizzerà i possibili impatti verso l'ambiente conseguenti la realizzazione di tale perforazione.

Si ricorda, in via definitiva, che l'intera fase delle attività di perforazione del pozzo è subordinata alla realizzazione e all'esito degli studi preventivi finalizzati all'individuazione di apprezzabili quantità di accumuli di idrocarburi sfruttabili nell'area in oggetto. Dunque, allo stato attuale, non si è in grado di definire con accettabile approssimazione, né le reali possibilità che la perforazione avvenga, né tantomeno, l'esatta ubicazione del pozzo, poiché tali dati sono in stretta correlazione con i risultati che emergeranno dagli studi geologici e dall'interpretazione dei dati geofisici oggetto della presente valutazione ambientale.