



## Ricerca di Sistema elettrico

# Definizione preliminare delle specifiche tecniche per la realizzazione delle perforazioni

Plaisant A., Maiu A.  
Carmignani L., Colonna T., Guastaldi E.

## DEFINIZIONE PRELIMINARE DELLE SPECIFICHE TECNICHE PER LA REALIZZAZIONE DELLE PERFORAZIONI

Plaisant A., Maiu A. (Sotacarbo)  
Carmignani L., Colonna T., Guastaldi E. (GEOexplorer)

Settembre 2016

### Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2015

Area: B "Generazione di energia elettrica con basse emissioni di carbonio"

Progetto: B.2 "Cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> prodotta dall'uso di combustibili fossili"

Obiettivo: "Produzione di energia elettrica da combustibili fossili, cattura e sequestro della CO<sub>2</sub>"

Responsabile del Progetto: F.R. Picchia ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Produzione di energia elettrica da combustibili fossili, cattura e sequestro della CO<sub>2</sub>"

Responsabile scientifico ENEA: Paolo Deiana

Responsabile scientifico Sotacarbo: Enrico Maggio

## Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE AL PROGETTO.....	5
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI.....	6
3 ALLEGATO .....	9

## Sommario

Il presente lavoro si inserisce nell'ambito dell'Accordo di Programma MSE-ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico, Piano Annuale di Realizzazione 2015, relativamente al tema di ricerca B.2 "Cattura e sequestro della CO2 prodotta dall'uso di combustibili fossili" e riguarda le attività c.1 "Definizione preliminare delle specifiche tecniche per la realizzazione delle perforazioni e integrazione della documentazione in merito alle procedure autorizzative per attività di ricerca e prospezione". Il presente documento definisce le specifiche tecniche per la realizzazione di un pozzo esplorativo profondo (Slim Hole, profondità 1500m) ed altri pozzi superficiali (profondità 300m) da realizzare nell'area della Sardegna Sud-Occidentale nell'ambito della caratterizzazione geologica delle formazioni profonde del Bacino Carbonifero del Sulcis.

L'obiettivo delle perforazioni è quello di ottenere informazioni relative all'esatte condizioni litostratigrafiche ed alle condizioni strutturali delle formazioni geologiche attraversate.

## 1 Introduzione al progetto

L'area del Sulcis ospita quello che viene considerato il bacino carbonifero più grande esistente sul territorio italiano. Esso, seppur in maniera discontinua, è stato sfruttato sin dalla fine dell'800 fino ai primi anni '70, con un picco di produzione massima durante il ventennio fascista, che decantava il carbone sulcitano come importantissima risorsa autarchica, sebbene fosse di scarsa qualità a causa dell'elevato contenuto di zolfo.

Il bacino del Sulcis è stato scelto come test-site per un progetto pilota di stoccaggio geologico di anidride carbonica; l'obiettivo principale è quello dell'immagazzinamento all'interno dell'acquifero salino posto stratigraficamente al di sotto dei livelli carboniferi. Allo stato attuale si sta procedendo alla caratterizzazione geologica, strutturale e geochemica dell'area, per definire le caratteristiche del Bacino. Nel caso si riscontrassero condizioni favorevoli, si procederà successivamente a test di iniezione per la valutazione della fattibilità dello stoccaggio geologico.

Il progetto viene diretto e coordinato dalla società SOTACARBO S.p.A. (Società di Tecnologia Avanzate Low CARBOn). La SOTACARBO S.p.A. si occupa dello sviluppo e del miglioramento di tecnologie dedicate alla cattura dell'anidride carbonica prodotta dalla gassificazione (allo scopo di produrre energia elettrica) di carbone e biomasse e al successivo stoccaggio geologico controllato.

Nell'ambito di questo progetto e relativamente agli studi di fattibilità tecnica e geologica, l'obiettivo affidato alla GEOexplorer è quello di definire quelle che sono le specifiche tecniche per la realizzazione di un pozzo esplorativo profondo (1500-2000 m) e di alcuni pozzi esplorativi superficiali (300 m). Nei successivi paragrafi saranno descritte tutte le problematiche che possono incontrarsi durante la realizzazione di un pozzo esplorativo profondo.

## 2 Descrizione delle attività svolte e risultati

Il seguente lavoro è volto a comprendere le principali problematiche che si affrontano durante lo svolgimento di una perforazione profonda. L'obiettivo del lavoro è definire quali sono i punti chiave delle perforazioni, dall'approntamento del cantiere fino allo smaltimento dei fanghi di perforazione.

Al fine di adeguare le specifiche tecniche all'area del permesso di ricerca, il documento è stato improntato seguendo quella che è la stratigrafia ipotetica dell'area sud del permesso di ricerca, che a partire dal piano di campagna può schematicamente sintetizzarsi come segue:

- Depositi alluvionali;
- Ignimbriti con intercalazioni di cineriti;
- Lave andesitiche con intercalazioni di depositi piroclastici;
- Alternanze di livelli di arenarie, conglomerati ed argille;
- Alternanze di livelli di arenarie, argille e lignite nella porzione superiore e alternanze di conglomerati, calcari e lignite in quella inferiore;
- Depositi calcarei;
- Basamento metamorfico;

L'obiettivo delle perforazioni è quello di ottenere maggiori e più dettagliate informazioni relative all'esatte condizioni litostratigrafiche ed alle condizioni strutturali delle formazioni geologiche del Bacino Carbonifero del Sulcis.

La caratterizzazione geologica dell'area di ricerca prevede la realizzazione di un pozzo esplorativo profondo (Slim Hole, a profondità di 1500 m) ed altri pozzi superficiali (a profondità di 300 m). A tal proposito, il seguente documento tecnico indica le modalità e le specifiche tecniche per la realizzazione di tali pozzi.

Le perforazioni sono ampiamente utilizzate nell'ambito dell'esplorazione mineraria e nella ricerca di idrocarburi, e consistono in un pozzo che collega il serbatoio alla superficie, che sia perforato in mare (offshore) o sulla terraferma (onshore).

Al fine di valutare la compatibilità con i vincoli ambientali e le attività umane che ricadono intorno alla zona nella quale si intende effettuare la perforazione, sarà effettuato uno studio di impatto ambientale prima di iniziare qualsiasi operazione, seguendo quelle che sono le norme di legge in materia di perforazioni profonde. Come già accennato il seguente documento esamina la possibilità di eseguire due tipologie di perforazioni: le perforazioni esplorative profonde e le perforazioni esplorative superficiali, che verranno effettuate utilizzando la tecnica a "distruzione di nucleo" e la tecnica "a carotaggio continuo" (Fig. 1).

Per eseguire la perforazione viene utilizzato un fango bentonitico al quale saranno aggiunte minime quantità di CMC (Carbometil-cellulosa) e di soda per il controllo della viscosità e del pH. Al termine della perforazione sarà installato un casing che verrà cementato dal fondo del pozzo pompando una miscela cementizia.

Nel documento si esaminano le problematiche connesse alle perforazioni, tra cui ha particolare rilievo la possibilità che si verifichi un interconnessione tra gli acquiferi. Infatti nell'area del permesso di ricerca la struttura stratigrafica locale è interessata dall'esistenza di un sistema multiacquifero, che a seguito della perforazione potrebbe mettere in comunicazione le diverse falde. Al fine di escludere tale rischio, viene fatta una sigillatura mediante cementazione (di norma utilizzando cemento ed acqua escludendo il ricorso a malte) per avere un isolamento del pozzo.

Il lavoro esamina anche i costi e i tempi stimati per la realizzazione dei pozzi esplorativi. Nella realizzazione di un pozzo di circa 1500 m i tempi sono strettamente connessi alle litologie attraversate, e possono variare da un mese fino a diversi mesi. I costi sono per lo più legati alla profondità del pozzo e dalle litologie attraversate; tuttavia ci sono dei costi fissi che hanno un elevato impatto nel budget e sono relativi alle fasi di approntamento del cantiere e alla chiusura e messa in sicurezza del pozzo.

Nel calcolo dei costi occorre tener presente anche la spesa relativa allo smaltimento dei fanghi, che dovrà essere effettuato in una discarica autorizzata per tutti i prodotti delle attività, secondo norma di legge.

Durante le fasi operative di perforazione possono essere acquisiti dati in profondità, che permettono di caratterizzare le formazioni geologiche e le loro proprietà fisiche (Fig. 2). Per l'acquisizione vengono utilizzati

strumenti di registrazione quali i Logging Tool, che sono calati all'interno del foro prima che questo sia rivestito con il casing.

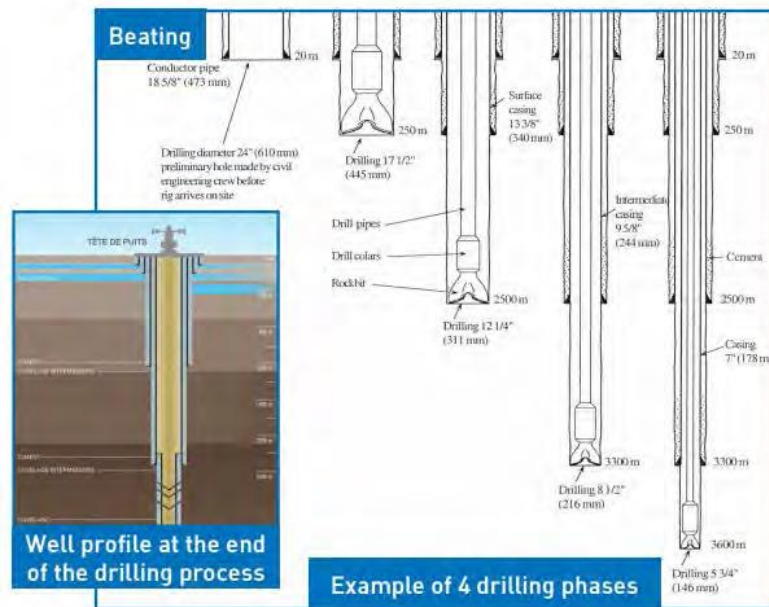


Figura 1. Esempio di quattro diverse fasi di perforazione.

Gli strumenti sono attaccati all'estremità di un cavo elettrico metallico o all'estremità delle aste di perforazione. Inoltre i dati ottenuti in foro possono essere correlati con i dati sismici superficiali, e con altri dati acquisiti nel pozzo quali carote, detriti e fluidi di perforazione.

Al fine di monitorare le variazioni dello stato di tensione delle rocce in prossimità del pozzo, viene installato un sistema di sismometri per il monitoraggio microsismico passivo durante tutta la fase di iniezione.

I dati acquisiti durante tutte le fasi operative, relativamente alla geologia, alla stratigrafia ed alla perforazione, devono essere raccolti e registrati al fine di facilitare la valutazione geologica per la prosecuzione dei lavori.

Qualora la perforazione dovesse attraversare più acquiferi evidenziando il rischio di collegamento tra falde superficiali e profonde (con caratteristiche idriche differenti per chimismo, temperatura e pressione) durante la fase di perforazione viene garantita la tenuta primaria del pozzo attraverso l'utilizzo di un fango di perforazione evitando così l'interscambio tra gli acquiferi. Successivamente si procede ad installare e cementare, in corrispondenza dei suddetti acquiferi, una apposita tubazione metallica che si intesti per almeno 3 metri nelle formazioni sottostanti che separano il corpo idrico da isolare. La cementazione dovrà essere potata a termine in un'unica fase per evitare la formazione di superfici di discontinuità.

Il documento analizza inoltre la possibilità di un riutilizzo del pozzo esplorativo adeguandolo a pozzo di iniezione. Il punto fondamentale è la possibilità, in fase di progettazione del pozzo esplorativo, di predisporlo in modo tale che possa essere poi adeguato e ridestinato a pozzo di iniezione, utilizzando tutti gli accorgimenti necessari. Complessivamente si può dire che il disegno di un pozzo di iniezione di CO<sub>2</sub> non è molto diverso rispetto a quello che è utilizzato in un pozzo di iniezione d'acqua (le differenze principali riguardano il tipo dei materiali e del cemento che devono resistere alla corrosione e che devono lavorare a pressioni più elevate). Tuttavia la tecnologia utilizzata per l'iniezione della CO<sub>2</sub> è già stata sviluppata sia per operazioni di movimentazione/smaltimento e sia per operazioni di stoccaggio.

Si è visto tuttavia che per l'attività di stoccaggio della CO<sub>2</sub> è altamente consigliabile che il pozzo di iniezione segua una sua specifica progettazione e rispetti tutti i requisiti necessari: ciò vuol dire che se un pozzo



esplorativo viene progettato seguendo i parametri per un pozzo di iniezione della CO<sub>2</sub> (anche se, come pozzo esplorativo, non sarebbe necessario), esso può essere successivamente adattato e diventare un pozzo di iniezione. L'unico problema che comporta tale scelta è rappresentato dal costo più elevato per la realizzazione del pozzo.

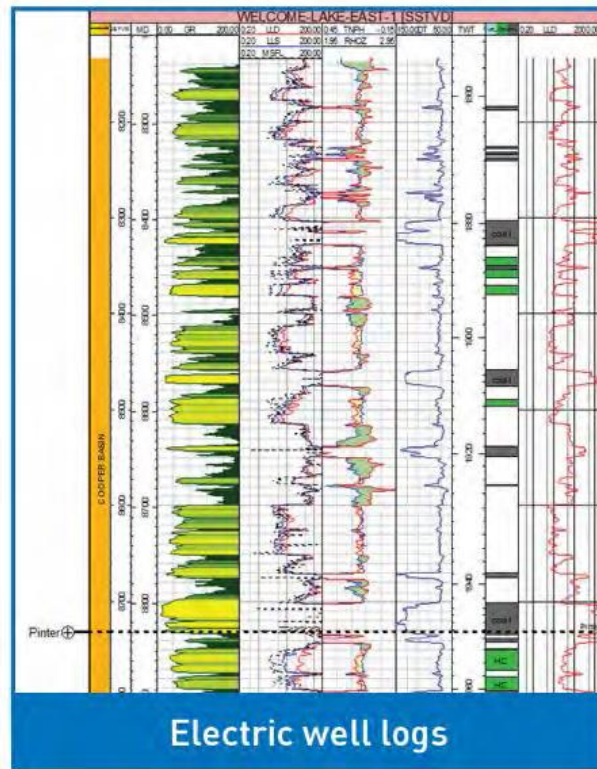


Figura 2. Esempio di misure in foro, electric well logs.



### 3 Allegato



Geoexplorer Impresa Sociale S.r.l.

Sede Legale:  
Via E. Vezzosi 15  
52100 - Arezzo  
PIVA/CF: 02172260511

Sede Operativa 1:  
Via Vetri Vecchi, 34  
52027 - San Giovanni Valdarno  
(Arezzo)

Sede Operativa 2:  
Via Strasburgo, 7  
Zona Industriale di Bomba - Fraz. Meleto  
52022 - Comune di Cavriglia  
(Arezzo)

PROGETTO:

Definizione preliminare delle specifiche tecniche per la realizzazione delle perforazioni: un pozzo esplorativo profondo (1500-2000m) e sondaggi superficiali (300m). Bacino Carbonifero del Sulcis

COMMITTENTE:



SOTACARBO S.p.A.

Grande Miniera Serbariu  
09013 Carbonia (CI), Italia  
Tel. 0781-670444, Fax 0781-670552  
sotacarbo@sotacarbo.it, sotacarbo@pec.sotacarbo.it, sotacarbo@pec.it  
Partiva I.V.A. 01714900923

OGGETTO:

RAPPORTO TECNICO

DATA:

ELABORATO:  
12 SET. 2016

RAPPORTO TECNICO

PROTOCOLLO.docx

PROGETTO GEOEXPLORER:  
686/2

SCALA:  
286 (Sotacarbo)

REVISIONE:	DESCRIZIONE:	ELABORATO:	VERIFICATO:	APPROVATO:	DATA:
0	Emissione	Guastaldi	Carmignani	Colonna	12/09/2016

## INDICE

<b>Introduzione</b> .....	<b>6</b>
<b>1. Inquadramento generale sui pozzi profondi e superficiali: tipologie di pozzo (esplorativo, di estrazione e di iniezione)</b> .....	<b>7</b>
1.1. <i>Introduzione</i> .....	7
1.2. <i>Ciclo di Vita di un Giacimento di Idrocarburi</i> .....	9
1.2.1. Il Processo Industriale .....	9
1.3. <i>La Perforazione</i> .....	10
1.4. <i>Tipologia Pozzi</i> .....	12
1.4.1. Pozzo Esplorativo .....	12
1.4.2. Pozzo di Scoperta .....	14
1.4.3. Pozzi di Valutazione .....	14
1.4.4. Pozzi di Sviluppo (Produzione) .....	14
1.4.5. Produzione del Campo .....	15
1.4.6. Abbandono del Campo .....	15
1.4.7. Pozzo d'Iniezione .....	15
1.4.8. Fasi Principali di un Progetto di Sviluppo di un Campo olio e/o gas .....	17
1.5. <i>Standard da seguire per la Progettazione/Perforazione di un Pozzo</i> .....	17
1.6. <i>Normative di Riferimento</i> .....	17
1.7. <i>Definizioni ed Abbreviazioni</i> .....	17
1.7.1. Definizioni .....	17
1.7.2. Abbreviazioni .....	18
1.8. <i>Requisiti Generali</i> .....	19
1.8.1. Classificazione Pozzo .....	19
1.8.2. Progettazione Pozzo .....	19
1.8.3. Acquisizione Dati Pozzo .....	20
1.8.4. Concetto delle barriere .....	21
1.8.5. Concetto delle barriere .....	23
1.8.6. Preparazione del Programma .....	23
1.8.7. Analisi di Rischio .....	24
1.8.8. Analisi della Preparazione alle Emergenze .....	25
1.8.9. Istanze per consensi, autorizzazioni, approvazioni .....	25
1.8.10. Attività Simultanea .....	25
1.8.11. Formazione & Qualificazione del Personale .....	26
1.8.12. Sistema di Gestione HSE .....	26
1.8.13. Sicurezza nella Perforazione .....	27
1.8.14. Comunicazione all'UNMIG .....	27
1.8.15. Trasferimento dell'Esperienza .....	27

1.8.16.	Documentazione.....	27
<b>2.</b>	<b>Iter autorizzativo: iter burocratico e richieste di permessi.....</b>	<b>29</b>
2.1.	<i>Ricerca e coltivazione di idrocarburi .....</i>	29
2.1.1.	Iter autorizzativo e localizzazione degli impianti.....	29
2.1.2.	Ambiente.....	31
2.1.3.	Fiscalità e royalties.....	32
2.2.	<i>Stoccaggio del gas naturale.....</i>	33
2.3.	<i>Cattura e stoccaggio del biossido di carbonio.....</i>	37
<b>3.</b>	<b>Normativa di riferimento: normativa italiana in materia di perforazioni profonde.....</b>	<b>40</b>
3.1.	<i>Decreto Direttoriale 15 luglio 2015.....</i>	40
	TITOLO I - NORME GENERALI .....	41
	TITOLO II - MODALITÀ PER IL CONFERIMENTO DEL PERMESSO DI PROSPEZIONE, PERMESSO DI RICERCA, CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE E TITOLO CONCESSORIO UNICO .....	43
	TITOLO III - ESERCIZIO DEI TITOLI .....	55
<b>4.</b>	<b>Approntamento del cantiere con realizzazione di spiazzi e infrastrutture, fisse e mobili: descrizione delle fasi operative iniziali .....</b>	<b>72</b>
<b>5.</b>	<b>Utilizzo di fonti idriche.....</b>	<b>75</b>
<b>6.</b>	<b>Tipologie di perforazione, in particolare perforazione a distruzione e a carotaggio e Tipologie di casing per il rivestimento dei pozzi .....</b>	<b>76</b>
6.1.	<i>Prima fase: perforazione distruzione dia. 7" 5/8 - profondità 80m/100m da p.c. - casing 5" 1/2.....</i>	77
6.2.	<i>Seconda fase: perforazione carotaggio WL PQ - profondità da 80m/100m a 500/550m da p.c. 77</i>	
6.3.	<i>Terza fase: perforazione carotaggio WL HQ – profondità da 500/550m fino a 900-1000m da p.c.....</i>	78
6.4.	<i>Quarta fase: perforazione carotaggio WL da 900/1000m di profondità fino a 1500m da p.c. 79</i>	
6.5.	<i>Chiusura mineraria .....</i>	79
6.6.	<i>Documentazione.....</i>	80
<b>7.</b>	<b>Materiali utilizzati per isolare il pozzo.....</b>	<b>81</b>
<b>8.</b>	<b>Problemi di interconnessione degli acquiferi a seguito della perforazione .....</b>	<b>82</b>
<b>9.</b>	<b>Tempi per la realizzazione del pozzo profondo e di quelli superficiali .....</b>	<b>83</b>
9.1.	<i>Pozzo profondo (slim hole).....</i>	83

9.2. Pozzo superficiale.....	83
<b>10. Costi medi per un pozzo: ipotizzando una stratigrafia standard presente nell'area di indagine</b>	<b>84</b>
10.1. Pozzo profondo (slim hole).....	84
10.2. Pozzo superficiale .....	85
10.3. Previsione di massima per la realizzazione di un pozzo Slim-Hole nell'area interessata dalle attività di perforazione .....	87
<b>11. Produzione e smaltimento dei fanghi di perforazione .....</b>	<b>89</b>
<b>12. Valutazione, in fase di progettazione e realizzazione del pozzo esplorativo, di un possibile adattamento successivo da pozzo esplorativo a pozzo di iniezione di CO<sub>2</sub>.....</b>	<b>90</b>
12.1. Introduzione .....	90
12.2. Progettazione Pozzo d'Iniezione CO <sub>2</sub> .....	91
12.2.1. Concetti di base di "Integrità Pozzo (Well Integrity)" .....	92
12.2.2. Garanzia di Integrità Pozzo (Well Integrity Assurance).....	94
12.2.3. Indicazioni sulla Progettazione di un Pozzo Esplorativo, successivamente da convertire in un Pozzo di Iniezione CO <sub>2</sub> .....	94
12.3. Limiti del Pozzo e del Reservoir durante l'Iniezione di CO <sub>2</sub> .....	102
12.3.1. Effetti alle Sollecitazioni indotte .....	103
12.3.2. Effetti della Pressione dei Pori.....	103
12.3.3. Fratturazione Idraulica .....	103
12.4. Requisiti Abbandono Pozzo .....	104
12.4.1. Sigillatura del Pozzo .....	107
12.4.2. Selezione dei Materiali.....	107
12.4.3. Spostamento della CO <sub>2</sub> lontano dai Pozzi di Iniezione .....	107
12.4.4. Modellazione della migrazione di CO <sub>2</sub> a lungo termine attraverso i pozzi abbandonati di Weyburn	107
12.5. Processi nelle vicinanze del Pozzo durante l'Iniezione di CO <sub>2</sub> .....	108
12.5.1. Processi Geochimici nel Reservoir indotti dalla Iniezione di CO <sub>2</sub> .....	108
12.5.2. Background concernente i Meccanismi dello Scioglimento/Precipitazione dei carbonati .....	109
12.5.3. Lavori sui Meccanismi della Dissoluzione/Precipitazione nei Carbonati durante l'Iniezione di CO <sub>2</sub>	109
12.5.4. Problemi d'Iniettività segnalati nelle Operazioni di Campo durante l'Iniezione di CO <sub>2</sub> /Acido .....	110
12.6. Conclusioni Generali .....	112
<b>ALLEGATI.....</b>	<b>113</b>
Allegato 1 .....	113
Allegato 2 .....	115

<i>Allegato 3</i> .....	116
<i>Allegato 4</i> .....	120

## Introduzione

Il presente documento definisce un rapporto tecnico relativo alla realizzazione di un pozzo esplorativo profondo (Slim Hole, profondità 1500m) ed altri pozzi superficiali (profondità 300m) da realizzare nell'area della Sardegna Sud-Occidentale nell'ambito di un progetto di caratterizzazione geologica delle formazioni profonde del Bacino Carbonifero del Sulcis.

L'obiettivo delle perforazioni è quello di ottenere informazioni relative all'esatte condizioni litostratigrafiche ed alle condizioni strutturali delle formazioni geologiche attraversate. Non si esclude la possibilità di attraversare falde acquifere sia di tipo freatico sia confinato.

Un'ipotesi di successione stratigrafica dell'area a sud del permesso di ricerca minerario è caratterizzata da formazioni vulcaniche, sedimentarie e carbonatiche che sono così rappresentate, a partire dal piano di campagna:

- Depositi alluvionali (da p.c. a profondità comprese tra 50 e 100m);
- Ignimbriti con intercalazioni di cineriti (da profondità comprese tra 50 e 100m a profondità di circa 500-550m da p.c.);
- Lave andesitiche con intercalazioni di depositi piroclastici (da profondità comprese tra 550m a profondità di circa 800-900m da p.c.);
- Alternanze di livelli di arenarie, conglomerati ed argille;
- Alternanze di livelli di arenarie, argille e lignite nella porzione superiore e alternanze di conglomerati, calcari e lignite in quella inferiore;
- Depositi calcarei;
- Basamento metamorfico;

Per quanto riguarda la normativa, si riporta qui il decreto legge di riferimento con i relativi allegati.



# 1. Inquadramento generale sui pozzi profondi e superficiali: tipologie di pozzo (esplorativo, di estrazione e di iniezione)

## 1.1. INTRODUZIONE

La perforazione di pozzi a diverse profondità è un'arte molto antica, che nasce dalla necessità di cercare acqua dolce e, in aree lontane dal mare, di acqua salata per ottenere il sale. La prima prova documentata di perforazione risale al 256 d.C., quando i cinesi utilizzarono dei rudimentali strumenti di bambù per una perforazione a percussione.

Tuttavia fu solo nei primi anni del 1800, con l'inizio della rivoluzione industriale, che furono sviluppate idee e progetti che hanno portato - nel giro di pochi decenni - alla definizione di alcuni principi fondamentali nella tecnica della perforazione pozzi ancora oggi validi.

Una sintesi delle innovazioni tecnologiche che hanno permesso di perforare a sempre maggiori profondità e in condizioni sempre più complesse e difficili non è lo scopo di questo rapporto, ma qui di seguito sono elencate alcune date importanti:

- 256 d.C.: pozzi ad olio perforati in Cina alla profondità di 800 m con scalpelli collegati a pali di bambù.
- 1264: Marco Polo menziona miniere di olio affiorante presso Baku (Azerbaijan) durante un suo viaggio
- 1594: Miniere di asfaltene presso Baku (Azerbaijan) e Persia, a circa 35 m di profondità
- 1815: produzione di olio negli Stati Uniti come prodotto "indesiderabile" da pozzi ad acqua salata in Pennsylvania.
- 1806-1859: In Europa e nel Nord America Viene sviluppata la tecnologia a percussione per la perforazione di pozzi, mentre il primo studio sulla perforazione a rotary è condotto nel 1848 dall'Austriaco August Beer.
- 1850: L'olio prodotto da miniere di asfalto a Los Angeles viene distillato per produrre combustibile per lampade (General Andreas Pico).
- 1854: Primi pozzi ad olio in Europa perforati alla profondità di 30-50 m presso Bòbrka (Polonia) da Ignacy Lukasiewicz.
- 1857: Michael Dietz inventa le lampade a Kerosene che soppiantano le precedenti lampade ad olio.
- 1858: Il primo pozzo ad olio del nord America è perforato nell'Ontario, Canada
- 1859: Primo pozzo ad olio degli Stati Uniti perforato a Titusville, Pennsylvania dal Colonnello Edwin Drake alla profondità di 69 ft (circa 21 m); inizia il boom dell'olio in America.
- 1861: Primo blow-out (eruzione incontrollata) nella storia del petrolio.
- 1869: Brevettato il sistema di perforazione Rotary; inizia l'era moderna della perforazione.
- 1905: Primo casing cementato con la tecnica tuttora in uso.
- 1909: Howard Hughes inventa il primo scalpello a rulli.
- 1910: Eruzione di Lakeview: la più grande eruzione ad olio dell'America.
- 1919: Hay No. 7 presso Elk Hills: la più grande eruzione a gas dell'America.
- 1914: Introduzione dell'utilizzo dell'asta motrice.
- 1920-1940: Inizio della perforazione off-shore; impiego di prodotti specifici per la preparazione dei fanghi di perforazione; sviluppo dell'attrezzatura di sicurezza BOP (1922); introduzione dei logs elettrici (1927); introduzione degli scalpelli triconi (Hughes 1935); perforazione del primo pozzo orizzontale (Yorega- URSS 1937)
- 1959: Gela 21 primo pozzo off-shore dell'ovest europeo (AGIP)
- 1981: Primo pozzo orizzontale off-shore (Rospo Mare 1 - ELF)
- 1993: Aquila 2 (Agip) primo pozzo orizzontale Deep Water (820 m WD)
- 1994: Trecate 14 (Agip) il più profondo pozzo orizzontale on shore del mondo perforato ad una profondità di 5738 m (VD 5500 m).
- 2000 – oggi: Sviluppo della tecnica Multilateral Well (pozzo con diversi fori) e della perforazione di pozzi in Ultra Deep Water (fondale ad oltre 3000 m di profondità).

Dobbiamo anche ricordare che dopo la seconda guerra mondiale, le continue innovazioni tecnologiche apportate all'industria petrolifera hanno notevolmente migliorato la tecnologia di perforazione; le operazioni di perforazione di nuovi pozzi si sono svolte in grandi bacini di petrolio in tutto il mondo in cui sono state effettuate le più grandi scoperte. Il numero di pozzi perforati ogni anno è aumentato rapidamente, raggiungendo un numero record negli anni '80 nel momento in cui i prezzi del petrolio ha raggiunto il picco (per es. oltre 40.000 pozzi sono stati perforati ogni anno negli Stati Uniti).

Oggi, per motivi ambientali, la ricerca di idrocarburi si sta spostando gradualmente dall'olio al gas che è meno impattante sull'ambiente (anche se lo standard di sicurezza nell'attività petrolifera è molto alto e solo raramente si hanno incidenti di pozzo, in caso d'incidente il gas è molto meno inquinante dell'olio e meno impattante sull'effetto serra).

## 1.2. CICLO DI VITA DI UN GIACIMENTO DI IDROCARBURI

Il ciclo di vita di un campo di idrocarburi è molto lungo (diversi decenni). La decisione di perforare il primo pozzo è presa al termine di una fase di valutazione iniziale chiamata fase di esplorazione. Questo generalmente dura diversi anni e dipende dalla complessità geologica dell'area studiata. Si inizia con una prima valutazione regionale del bacino sedimentario che può portare alla selezione di una zona di interesse. Questa zona può quindi essere scelta per richiedere i diritti minerari su di essa.

### THE EXPLORATION - PRODUCTION CYCLE

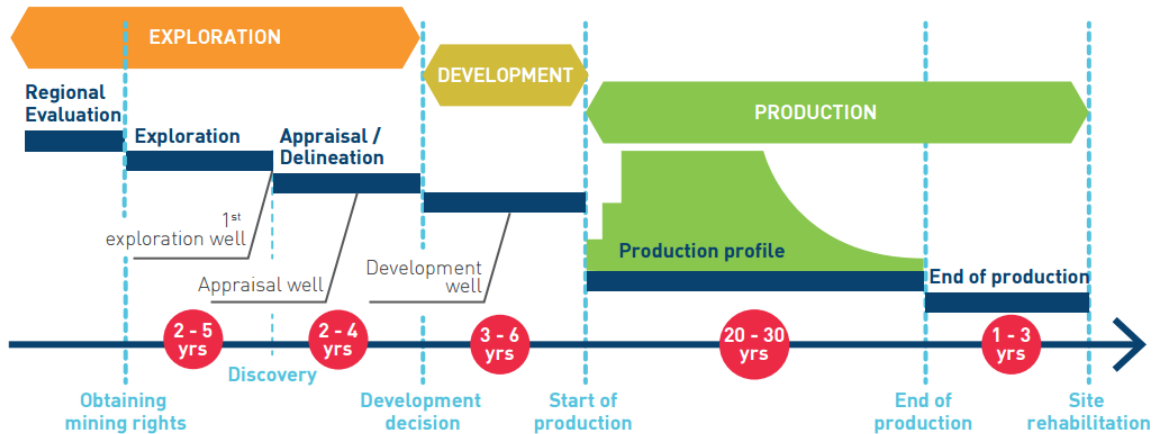


Figura 1 – Ciclo di produzione

This industrial process starts from the geological idea or concept and ends with the first exploration well. It can last many years (up to 5 years and even more). Exploration begins with the identification of indicators which allow us to assume where the oil or gas is and to estimate its volume. Geologists and geophysicists collaborate on this highly economically challenging investigation, which goes from the surface down to the subsurface. The target of the exploration well to be drilled is determined through analysis of data acquired during previous study/ evaluation phases (outcrops, data from previous wells drilled in the neighborhood, old seismic data or new data, ...). Interpretation of these data enable the targets, called "prospects" or "structures", which are all unique, to be identified (or not). Drilling a well is the only way to verify the ideas or concepts generated by data interpretation.

### 1.2.1. Il Processo Industriale

Questo processo industriale parte da un'idea geologica o concetto e termina con il primo pozzo esplorativo. Può durare molti anni (fino a 5 anni e anche di più). L'Esplorazione inizia con l'individuazione di indicatori che ci permettono di supporre dov'è il petrolio o il gas e di stimare il suo volume. Geologi e geofisici collaborano su questa indagine economicamente molto impegnativa, che va dalla superficie verso il sottosuolo. L'obiettivo del pozzo esplorativo da perforare è determinato attraverso l'analisi dei dati acquisiti durante le precedenti fasi di studio/valutazione (affioramenti, dati provenienti da pozzi perforati precedentemente nell'area, vecchi dati sismici o nuovi dati, ...). L'interpretazione di questi dati permettono l'individuazione degli obiettivi, chiamati "prospetti" o "strutture", che sono tutti unici, da identificare (o meno). La Perforazione di un pozzo è l'unico modo per verificare le idee o concetti generati dalla interpretazione dei dati.

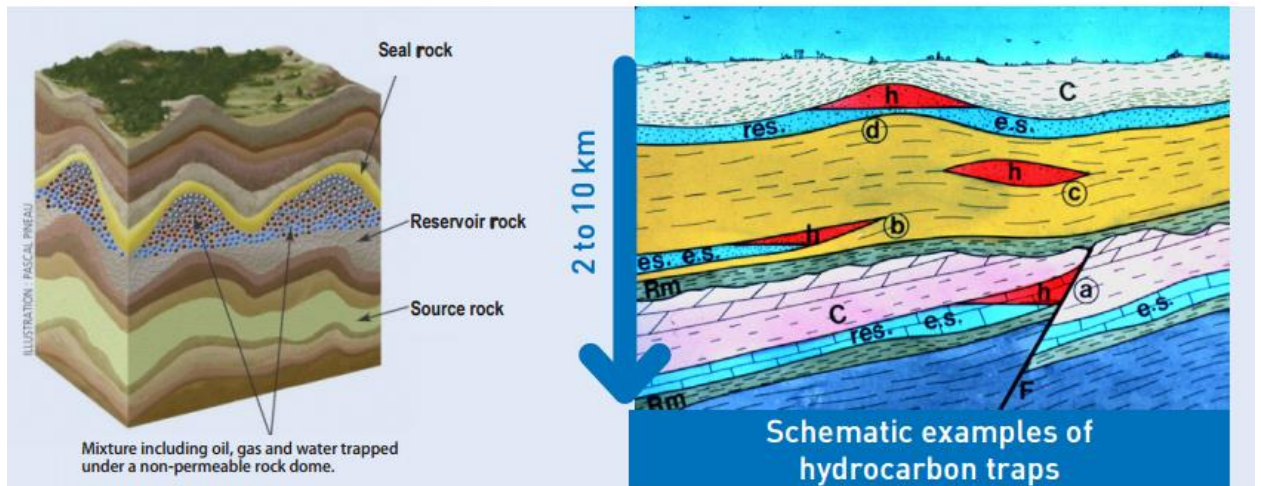


Figura 2 – Schematic example of hydrocarbon traps

### 1.3. LA PERFORAZIONE

Perforazione consiste nel fare un pozzo che collega il serbatoio di idrocarburi alla superficie. È la base della prospezione petrolifera; può essere perforato in mare (offshore) o sulla terraferma (onshore). Uno studio di impatto ambientale è di solito eseguito prima di iniziare qualsiasi operazione, al fine di valutare la sua compatibilità con i vincoli ambientali e le attività umane intorno alla zona di perforazione.

La compagnia petrolifera esternalizza la costruzione del pozzo a una ditta specializzata: la società di perforazione fornisce un equipaggio di perforazione e l'impianto che sarà necessario per tutta l'attività di perforazione.

Un impianto di Perforazione (Drilling Rig) è costituito da una torre di perforazione che consente l'abbassamento delle aste di perforazione. La batteria di perforazione è realizzata da tubi (aste) di acciaio che vengono avvitati insieme, sempre di più come il pozzo diventa più profondo. Uno scalpello di perforazione è fissato all'estremità inferiore della batteria di perforazione che è ruotata dalla superficie in modo da frantumare le rocce in contatto con lo scalpello in fondo al pozzo. Il fango di perforazione circola in un circuito chiuso all'interno del pozzo e nell'associato sistema superficiale. Il fango viene iniettato all'interno delle aste di perforazione e poi ritorna in superficie attraverso lo spazio anulare tra la parete del foro e la superficie esterna delle aste di perforazione. Il fango agisce come un lubrificante. Esso aiuta anche a consolidare le pareti del foro del pozzo ed i fluidi all'interno delle formazioni, così come portare i campioni di roccia (detriti) in superficie. La velocità media di perforazione può variare moltissimo (per es. da 2 a 50 m/ora) a seconda delle formazioni di rocce perforare.

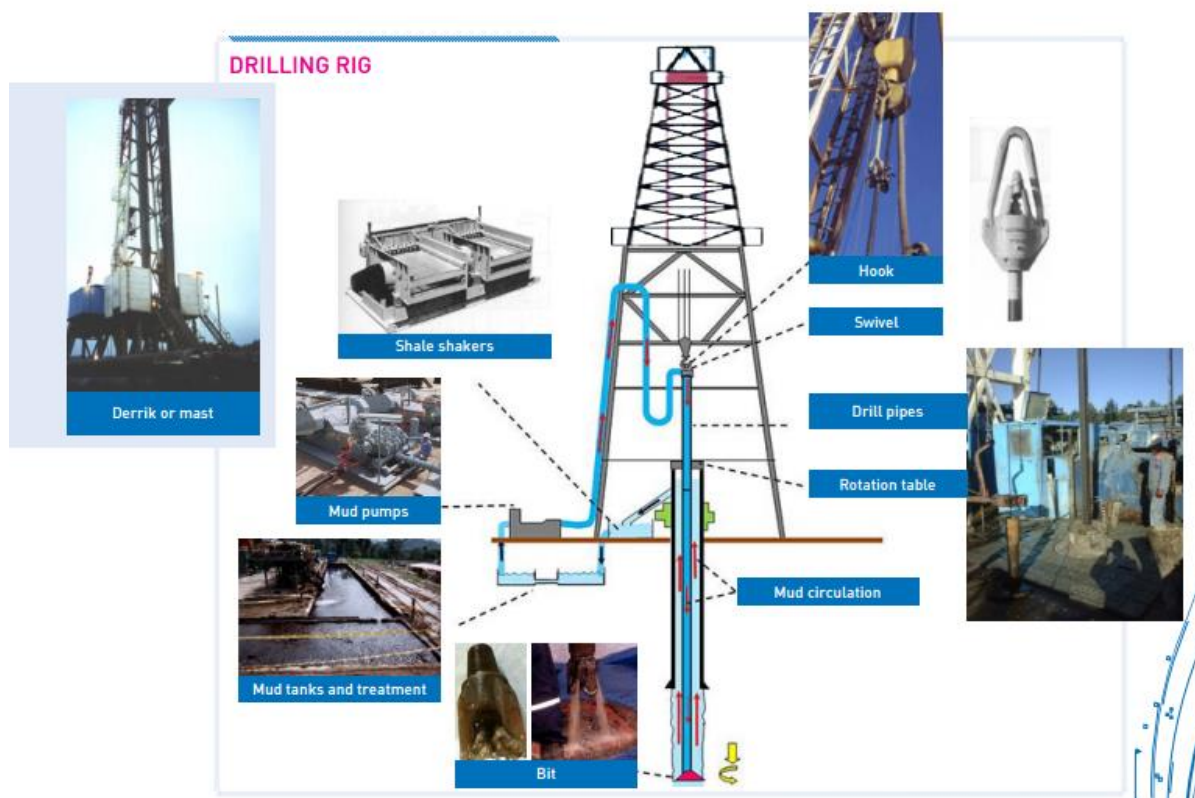


Figura 3 – Drilling rig

Un pozzo è comunemente perforato in diverse fasi. Un primo foro di grande diametro (circa 45-60 cm di diametro) è perforato dalla superficie a poche decine di metri di profondità per stabilizzare il terreno di base. Questo foro conduttore è poi consolidato con una colonna d'acciaio (casing) che è cementato in modo da garantire la coesione tra le formazioni perforate e la stessa colonna d'acciaio. Essa serve anche come protezione della falda acquifera. Questa colonna (casing) servirà poi come guida per lo scalpello successivo che approfondirà il pozzo perforando un altro foro di diametro minore per la successiva fase di perforazione. Come nella fase precedente, in questo nuovo intervallo pozzo sarà disceso un casing e cementato. A seconda della profondità dell'obiettivo finale e dalle proprietà delle rocce della formazione, è necessario perforare una serie di fasi pozzo con un diametro sempre più piccolo. L'ultima fase del pozzo è quella che collega il serbatoio di idrocarburi (10-15 cm di diametro) alla superficie.

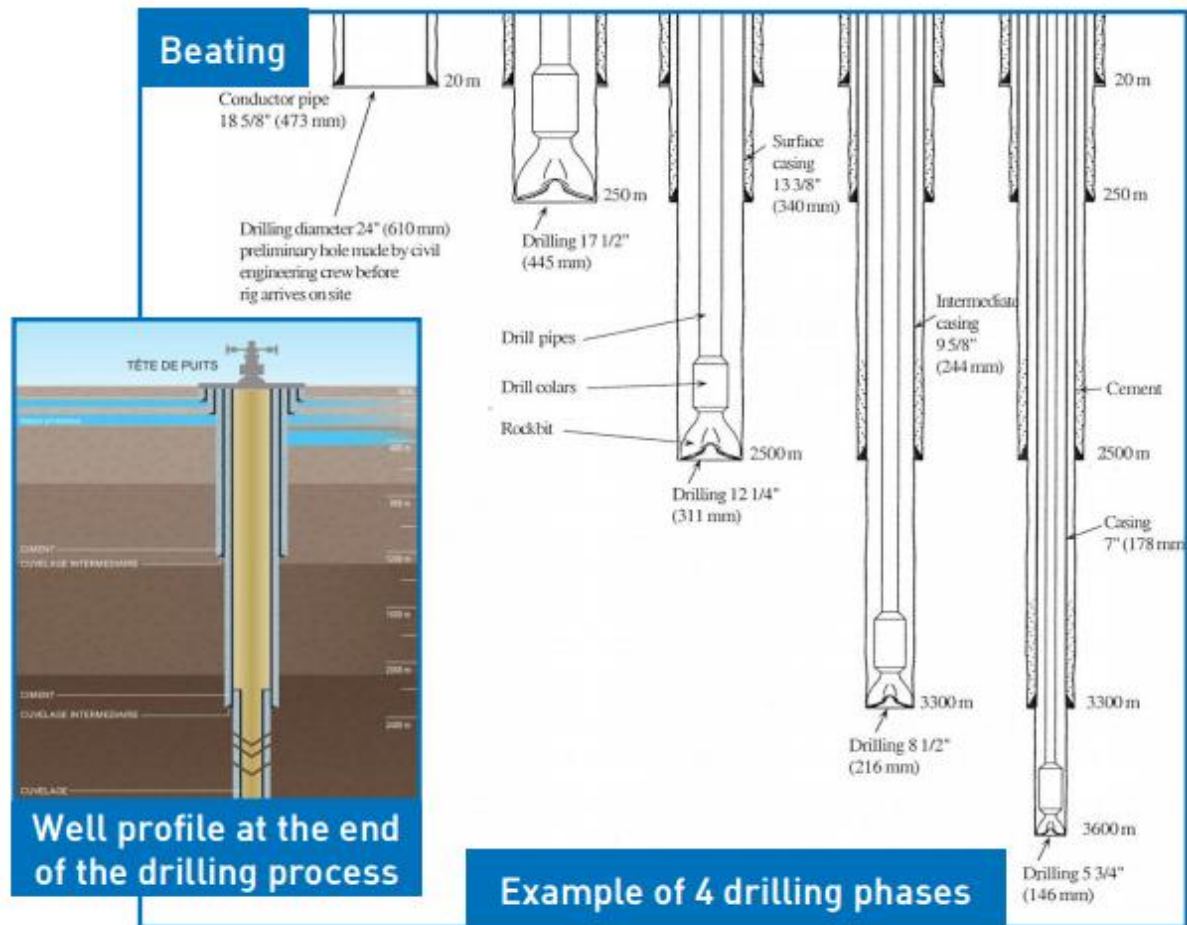


Figura 4 – Example of 4 drilling phases

## 1.4. TIPOLOGIA POZZI

La differenza del tipo di pozzo dipende dal livello di maturità dell'attività esplorativa e produttiva dell'area.

### 1.4.1. Pozzo Esplorativo

Quando si fa della prospezione in nuove aree, l'interpretazione dei dati sismici aiuta a trovare zone dove ci sono probabili riserve di petrolio e/o di gas. L'obiettivo del pozzo esplorativo è quello di confermare o smentire questa ipotesi. Inoltre, il pozzo esplorativo raccoglie i dati necessari per una migliore comprensione della zona e della sua eventuale futura produzione.

#### 1.4.1.1. Analisi di Carote e Detriti

Informazioni geologiche viene acquisita essenzialmente attraverso l'analisi di detriti e carote di fondo: le carote sono ottenute utilizzando una specifica attrezzatura chiamata carotiere (coring tool), che taglia un campione di roccia cilindrica, la carota, attraverso la perforazione delle formazioni.





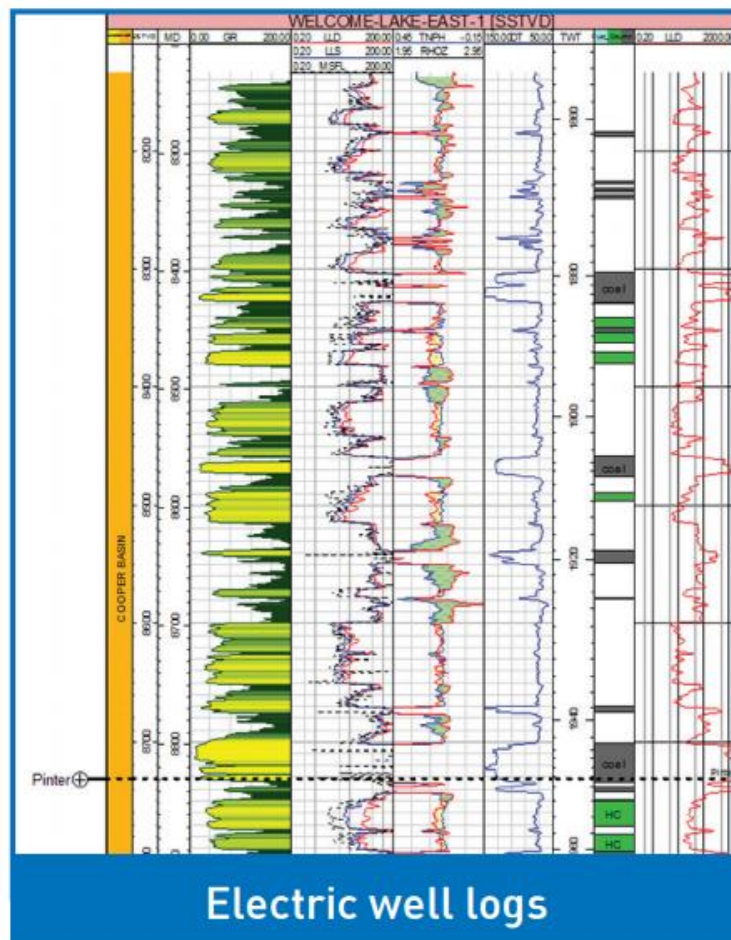
Cuttings of the drilled rock, continuously analysed.

Cores taken in the target zones of the well only.

Figura 5 – Cuttings e carote

**1.4.1.2. Misurazioni Grafiche**

Informazioni geologiche e petrofisiche possono essere ottenute indirettamente mediante specifiche tecniche. Strumenti di registrazione (Logging Tool) vengono fatti scendere nel foro libero del pozzo prima che venga coperto con una colonna (casings), attaccati all'estremità di un cavo elettrico metallico o al fondo dei tubi (aste) di perforazione. I dati registrati, acquisiti lungo il pozzo (in profondità), permettono la caratterizzazione delle formazioni e delle loro proprietà fisiche. Questi dati possono essere anche abbinati ai dati sismici acquisiti in superficie (in tempo). Dai dati registrati si può stimare lo spessore e la porosità delle zone di interesse. I set dei dati registrati vengono analizzati e correlati con tutti gli altri dati acquisiti nei pozzi (carote, detriti, fluidi ...). Campioni di fluido sono presi al fine di definire la loro natura e caratteristiche.



Electric well logs

Figura 6 – Electric well logs



La Perforazione di un pozzo dura tra 1 a molti mesi. Al termine delle attività di perforazione, l'impianto viene spostato/rimosso e il pozzo è generalmente abbandonato: esso è tappato con il cemento. Se il pozzo corrisponde a una scoperta, nuovi pozzi di delineazione saranno perforati. Se è stata presa la decisione di sviluppare il campo, pozzi di produzione sono quindi previsti.

#### **1.4.2. Pozzo di Scoperta**

Un pozzo esplorativo può diventare un pozzo di scoperta, se un giacimento di idrocarburi viene scoperto. È un mezzo per:

- accertare la presenza di idrocarburi,
- recuperare i dati / informazioni al fine di determinare la natura degli strati geologici e il fluido contenuto nella roccia,
- acquisire i dati preliminari relativi alla zona di interesse (pressione iniziale, temperatura, permeabilità, produttività ...),
- decidere se abbandonare il campo o di continuare la perforazione di pozzi aggiuntivi (pozzi di valutazione) necessari per acquisire nuovi dati al fine di prendere una decisione definitiva.

##### **1.4.2.1. Possibilità di Successo dei Pozzi Esplorativi**

L'indice di successo (cioè la scoperta di idrocarburi in una quantità significativa) di pozzi esplorativi sono:

- Nuove aree (senza esplorazione precedente): da 10 a 20%.
- Aree geologiche conosciute: dal 20 al 30%.
- Zone vicine a zone di produzione: circa il 60%.

#### **1.4.3. Pozzi di Valutazione**

Prima di considerare la produzione, la redditività del campo deve essere stimata. Il volume di riserve recuperabili e le condizioni di produzione possono essere stimati dalla perforazione di pozzi di valutazione (Appraisal Well) al fine di delineare il campo. Gruppi multidisciplinari composti da geologi, geofisici, architetti, perforatori, produttori ed ingegneri di giacimento devono studiare i risultati della fase di prospezione.

Il pozzo di valutazione è un mezzo per:

- specificare le informazioni dal pozzo di esplorazione per ottenere le caratteristiche delle formazioni (permeabilità, eterogeneità, fratture, confini del giacimento ...) e per determinare le dimensioni ed il volume del giacimento,
- valutare la grandezza/estensione della scoperta,
- stimare il potenziale di produzione e prendere la decisione se sviluppare il campo o meno.

#### **1.4.4. Pozzi di Sviluppo (Produzione)**

Un piano di sviluppo del giacimento prevede quanto segue:

- il numero di pozzi da perforare per raggiungere gli obiettivi prefissati di produzione,
- le tecniche di recupero da utilizzare per estrarre i fluidi dall'interno del giacimento,
- il tipo e il costo di impianti, quali piattaforme, a seconda dell'ambiente marino (maree, tempeste, onde, venti, corrosione, ...),
- i sistemi di separazione del gas e dei fluidi,
- i sistemi di trattamento necessarie per preservare l'ambiente.

La fase di sviluppo del giacimento richiede attrezzature da installare: la perforazione di produzione chiamati pozzi di sviluppo, impianti di produzione, apparecchiature per il trattamento, la misurazione e l'esportazione del fluido prodotto. I pozzi di sviluppo sono quindi perforati come definito nel piano di sviluppo del campo. Essi consentono alla produzione del campo (giacimento) di essere adattata in base al numero di pozzi di sviluppo perforati ed alla tecnologia impiegata.

**N.B.:** La Perforazione Rotary è la tecnica di perforazione più diffusa ed è stata costantemente aggiornata: pozzi deviati, pozzi orizzontali e, più recentemente, pozzi multi-fori. Queste nuove tecnologie consentono di mitigare l'occupazione di superficie per lo sviluppo del progetto e di aumentare la produttività dei pozzi.

#### 1.4.5. Produzione del Campo

Il periodo di tempo durante il quale possono essere estratti idrocarburi varia tra i 15 ei 30 anni e può essere esteso fino a 50 anni o più per «campi giganti».

La durata di un giacimento è costituita da diverse fasi successive:

- un periodo di aumento della produzione,
- una fase di stabilizzazione o di «plateau»,
- fasi di iniezione (acqua, gas o prodotti chimici) per «aiutare» il recupero degli idrocarburi e di mantenere un volume soddisfacente di risorse prodotte in tal modo,
- un periodo di impoverimento in cui la produzione di idrocarburi declina progressivamente.



Figura 7 – An offshore floating production system

#### 1.4.6. Abbandono del Campo

Quando il livello di produzione degli idrocarburi diventa antieconomico, il giacimento viene abbandonato.

Prima di abbandonare il campo, le compagnie petrolifere:

- smantellano le strutture tipo le piattaforme,
- mettono il pozzo in sicurezza,
- preservano le residue riserve di idrocarburi del campo,
- puliscono, disinquinano e riabilitano il sito.

#### 1.4.7. Pozzo d'Iniezione

Un pozzo di iniezione viene utilizzato per portare fluido sottoterra dentro formazioni geologiche porose. Queste formazioni sotterranee possono variare da livelli profondi di arenaria o calcare ad uno strato superficiale d'argilla. I liquidi iniettati possono includere acqua, acque reflue, brine (acqua salata), o acqua mista a sostanze chimiche.

La costruzione di un pozzo di iniezione si basa sul tipo di fluido da iniettare e sulla profondità della formazione ricevente. Ad esempio, i pozzi che iniettano rifiuti pericolosi o anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) in isolate formazioni profonde hanno una costruzione più sofisticata. Questi pozzi sono progettati per fornire più livelli di protezione attraverso speciali colonne d'acciaio e speciali cementi. Al contrario, pozzi poco profondi sono solitamente di più semplice realizzazione.

### 1.4.7.1. Uso dei Pozzi di Iniezione

I pozzi di iniezione hanno una gamma di usi, tra cui:

- Stoccaggio CO<sub>2</sub>.
- Smaltimento rifiuti.
- Incremento della produzione di petrolio e/o gas.
- Estrazione.
- Prevenire l'intrusione di acqua salata.

L'impiego diffuso di pozzi di iniezione ha avuto inizio negli anni '30 del secolo scorso per smaltire il brine (acqua salata) generato durante la produzione di petrolio. Tale iniezione in selezionati livelli porosi/permeabili permetteva lo smaltimento dell' indesiderato brine e preservava le acque dolci di superficie. In alcune situazioni l'acqua salata, ottenuta durante la produzione degli idrocarburi, veniva iniettata nella stessa formazione mineralizzata ad olio e/o gas per migliorarne il recupero.

Poi negli anni '50 sempre del secolo scorso, le aziende chimiche hanno iniziato l'iniezione di rifiuti industriali in pozzi profondi. Tale pratica è aumentata di pari passo con la crescita dell'industria chimica. L'iniezione si è rivelata un'opzione sicura ed economica per l'eliminazione dei sottoprodotti industriali indesiderati e spesso pericolosi.

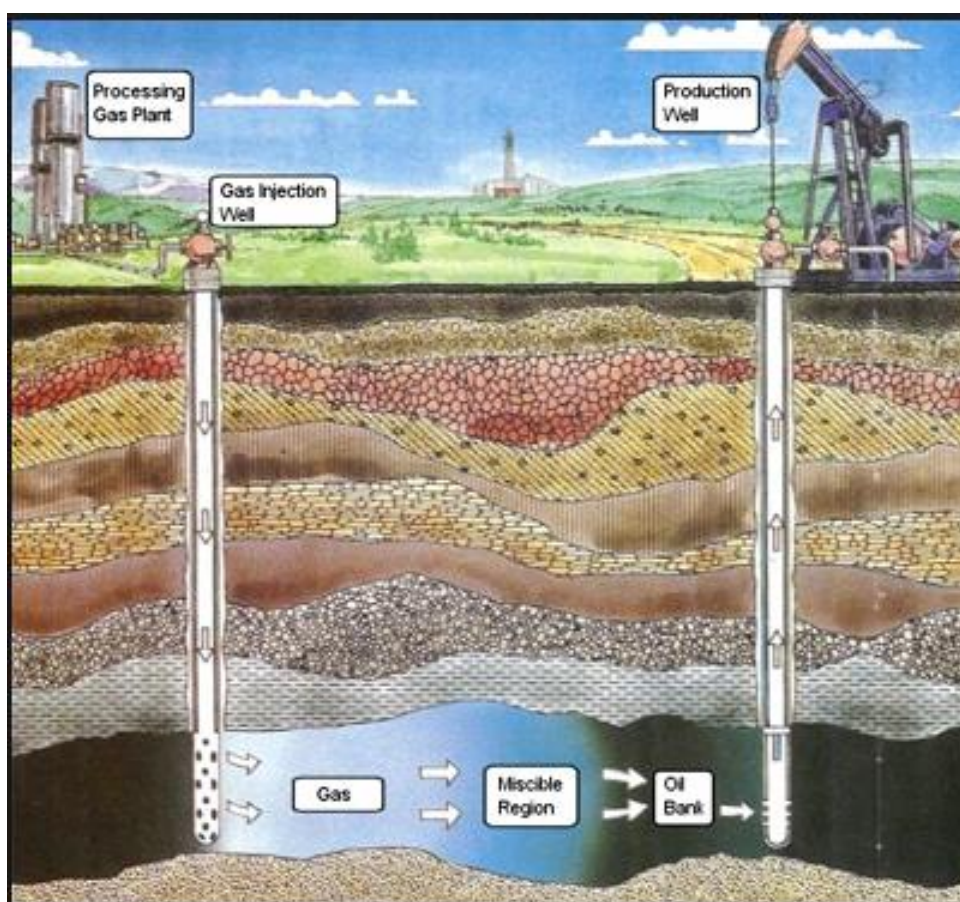


Figura 8 – Uso dei pozzi di iniezione

### 1.4.7.2. Categorie dei pozzi di iniezione

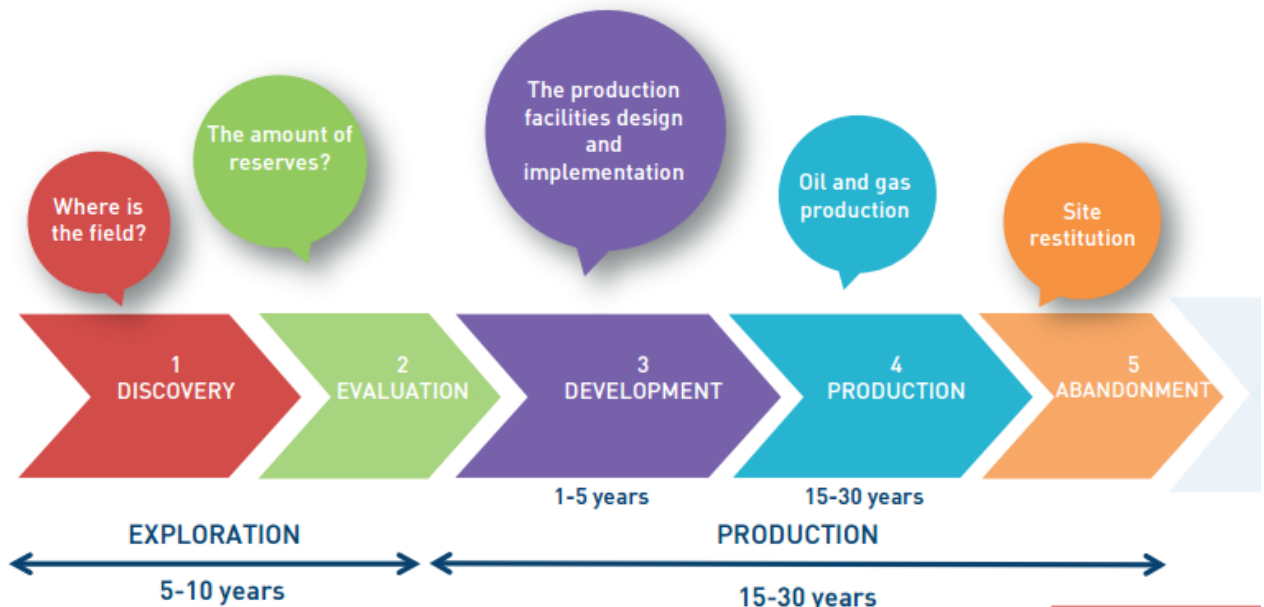
I regolamenti EPA (Environmental Protection Agency) raggruppano i pozzi di iniezione in sei gruppi o "classi": Classi I - IV e VI comprendono pozzi con simili funzioni, lcostruzione e caratteristiche operative. Tale divisione permette l'applicazione di requisiti tecnici coerenti a queste classi di pozzo.

La descrizione dei pozzi della Classe V sono differenti da quelle dei pozzi delle altre classi. I pozzi nella classe V non hanno necessariamente simili funzioni, costruzione o caratteristiche operative.

Nel 2010, l'EPA ha perfezionato regolamenti per il sequestro geologico della CO<sub>2</sub>. Questa regola finale ha creato una nuova classe di pozzi, la classe VI. I pozzi della classe VI sono utilizzati solamente per lo stoccaggio di lungo termine della CO<sub>2</sub>.

### 1.4.8. Fasi Principali di un Progetto di Sviluppo di un Campo olio e/o gas

Un campo di idrocarburi ha un ciclo di lunga vita: dalla scoperta di un giacimento di petrolio al primo olio/gas, le attività di esplorazione e produzione sono distribuite su diversi decenni. Cinque passi principali possono essere distinti nella vita di un giacimento olio e/o gas:



### 1.5. STANDARD DA SEGUIRE PER LA PROGETTAZIONE/PERFORAZIONE DI UN POZZO

Questo standard definisce i minimi requisiti funzionali/prestazionali e le linee guida per la progettazione di un pozzo, pianificazione ed esecuzione delle operazioni in sicurezza.

Il cuore di questo standard è l'integrità del pozzo che è definito come: "L'applicazione di soluzioni tecniche, operative ed organizzative per ridurre il rischio di rilascio incontrollato dei fluidi della formazione durante l'intero ciclo di vita di un pozzo".

### 1.6. NORMATIVE DI RIFERIMENTO

Le seguenti standards includono disposizioni e linee guida che, con riferimento al presente testo, costituiscono disposizioni e linee guida di questo standard. Se non diversamente concordato, devono essere utilizzati i riferimenti e disposizioni più recenti. Altri standard riconosciuti possono essere utilizzati a condizione che si possa dimostrare che essi soddisfano o superano i requisiti e le linee guida delle norme di riferimento ISO ed API.

### 1.7. DEFINIZIONI ED ABBREVIAZIONI

#### 1.7.1. Definizioni

- **Barriera:** Uno o più elementi di barriera dipendenti, che sono progettati per impedire un'accidentale afflusso di liquido e/o gas di formazione dentro il pozzo. Una barriera è un sistema che impedisce agli idrocarburi e/o ad altri liquidi di fluire accidentalmente dalla formazione dentro il pozzo, in un'altra formazione o in superficie. Gli elementi di barriera che compongono la barriera primaria sono quegli elementi che sono o potrebbero essere in contatto diretto con la pressione del pozzo durante la normale

attività di perforazione. Questi elementi forniscono l'iniziale ed interna chiusura che previene un'accidentale afflusso di fluido e/o gas in pozzo (sia del giacimento che non) col pericolo che possa uscire in superficie od entrare in un'altra formazione a minore pressione. Gli elementi di barriera che compongono la barriera secondaria sono quelli che sono o potrebbero essere esposti al contatto con la pressione del pozzo se uno o più elementi della barriera primaria dovesse/dovessero guastarsi o fallire. Questi elementi forniscono una chiusura esterna rispetto alla barriera primaria e provvedono a formare una seconda barriera in grado d'impedire che un'accidentale afflusso di fluido e/o gas in pozzo possa uscire in superficie od entrare in un'altra formazione a minore pressione.

- **HPHT pozzo:** Pozzo perforato in una formazione con una pressione prevista di chiusura a testa pozzo superiore a 690 bar e/o ad una temperatura di fondo superiore a 150 °C.
- **Deve:** Forma verbale usata per indicare i requisiti da seguire strettamente al fine di conformarsi allo standard e dal quale non è consentita alcuna deviazione, a meno che non sia accettata dall'Operatore.
- **Dovrebbe:** Forma verbale usata per indicare che tra le varie possibilità ce n'è una raccomandata come particolarmente adatta, senza menzionare od escludere le altre, o che una certa linea di condotta è preferibile, ma non necessariamente imposta.
- **Operazioni simultanee:** Due o più attività principali con i loro processi che procedono in parallelo nel tempo.
- **Barriera provata:** Barriera testata e qualificata per resistere alla pressione massima prevista.
- **Pressione di perforazione controllata:** Un pozzo perforato in condizioni di underbalance, cioè con la pressione dei pori della formazione maggiore dell'effettiva pressione statica di fondo pozzo durante la circolazione del fluido di perforazione.

### 1.7.2. Abbreviazioni

- AFE Approval for Expenditure
- BHA Bottom Hole Assembly
- BOP Blow Out Preventer
- BPV Back Pressure Valve
- CDRS Common Drilling Reporting System
- CT Coiled Tubing
- CTD Coiled Tubing Drilling
- DSHA Defined Situations of Hazard and Accidents
- ECD Equivalent Circulating Density
- ESD Emergency Shut Down
- HMV Hand Manual Valve
- HPHT High Pressure High Temperature
- HSE Health, Safety and Environment
- HXT Horizontal x-mas tree
- IADC format International Association of Drilling Contractors
- IBOP Internal Blow Out Preventer
- IT Information Technology
- IWCF International Well Control Forum
- JPD Jointed Pipe Drilling
- LCC Life Cycle Cost
- LMRP Lower Marine Riser Package
- LRP Lower Riser Package
- LWD Logging while Drilling
- MSL Mean Sea Level
- MUT Make up Torque
- MWD Measurement while Drilling
- OD Outer Diameter
- PCD Pressure Control Drilling
- PL Production Licensee
- PSD Production Shut Down
- QRA Quantitative Risk Assessment

- RKB Rotary Kelly Bushing
- ROV Remote Operated Vehicle
- SCSSV Surface Controlled Subsurface Safety Valve
- SEPREA Specific Emergency Preparedness Requirements for the Activity
- SFT Surface Flow Tree
- SJA Safe Job Analysis
- SSTT Sub Sea Test Tree
- TKV Tubing Kill Valve
- UNMIG Ufficio Nazionale Minerario degli Idrocarburi e delle Georisorse
- WHP Well Head Pressure
- WL Wire Line X-mas tree Production Control and Safety Valve Arrangement

## 1.8. REQUISITI GENERALI

### 1.8.1. Classificazione Pozzo

Il numero di registrazione, l'identificazione del pozzo e la sua classificazione o riclassificazione deve essere ottenuta dall'UNMIG (Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse) per ogni pozzo prima dell'inizio delle operazioni.

### 1.8.2. Progettazione Pozzo

#### 1.8.2.1. Dati Geologici

La progettazione del pozzo deve basarsi sui seguenti dati:

- Prognosi geologica
  - Stratigrafia e litologia prevista
  - Almeno sull'interpretazione di due linee sismiche incrociate – viste di sezione attraverso il campo o attraverso il progetto del pozzo (linea pozzo)
  - Descrizione geologica di tutti i prospetti
  - Incertezze geologiche
- Sondaggio del sito
- Prognosi contatto fluidi
- Requisiti per l'isolamento zonale
- Prognosi della temperatura, della pressione dei pori e della forza di formazione
- Requisiti della inea pozzo e dell'obiettivo
- Potenziali rischi di collisione del pozzo
- Requisiti di pulizia e di stabilità foro
- Requisiti di produzione o di iniezione
- Requisiti di durata del progetto

#### 1.8.2.2. Processo del Progetto

Prima di iniziare un dettagliato processo di progettazione pozzo, le seguenti considerazioni dovrebbero essere parte del piano concettuale:

- Profilo pozzo
  - Definire il tipo di pozzo
  - Definire il ciclo di vita totale del pozzo
  - Politiche, procedure, standards ed attivazione di adeguati controlli
- Idoneità del Rig
- Revisione dei dati di correlazione
  - Ottenere ed analizzare i dati di correlazione, identificare le aree richiedenti più dettagli da seguire
- Valutare il rischio di gas superficiale ed idrati
- Progetto direzione foro
- Progetto colonne pozzo
  - Revisione della formazione, delle pressioni dei pori, durezza della formazione e dei gradienti di temperatura

- Preparare il progetto preliminare
- Controllare il progetto per ridurre i rischi implicati
- Completamento
  - Revisione dell'attrezzatura di completamento rispetto a requisiti di sollevamento artificiale, packers, tappi ecc.
  - Prova di pressione
- Valutazione delle formazioni
- Stima HP/HT (High Pressure / High temperature)
- Progettazione batteria di completamento riguardo ai Tubing (tubi di completamento)
  - Prova di pressione
  - Selezione dei materiali
  - Controllo Packer e sua messa in sicurezza
- Requisiti di prova pozzo
- Scelta del personale e sua formazione
- Logistica e materiali
- HSE (Health, Security, Enviroment)
  - Identificare le sensibilità ambientali
  - Identificazione dei pericoli o rischi e loro gestione
- Revisione Progetto
- Approvazione Progetto

### 1.8.2.3. Postazione Impianto

La postazione a terra deve essere abbastanza grande per contenere l'impianto di perforazione (un'eventuale caduta della torre deve rimanere dentro la postazione del cantiere) e tutte le altre facilities che compongono un cantiere.

Il cantiere deve essere situato in un terreno il più possibile lontano dalle abitazioni (per evitare alle abitazioni dei disturbi acustici, il traffico di cantiere, possibili danni in caso d'incidente di pozzo ecc.).

È preferibile stare anche il più lontano possibile da corsi d'acqua tipo fiumi/bacini d'acqua per evitare di inquinarli in caso di un incidente industriale e bisogna tenere conto della viabilità dell'area prescelta per la costruzione della postazione.

Bisogna anche effettuare un'analisi del terreno, capire dove si trova la falda acquifera, accertarsi di eventuali problemi di subsidenza ed individuare eventuali ostacoli (tipo cavi, condutture ecc.).

Le linee sismiche devono avere una penetrazione tale da coprire tutta la sequenza geologica interessata al fissaggio delle scarpe dei casing e per il blowout preventer. Se possibile sarebbe buono connettere le linee sismiche ai pozzi limitrofi per avere più e migliori dati.

## 1.8.3. Acquisizione Dati Pozzo

### 1.8.3.1. Generale

Durante le operazioni, I dati relativi alla geologia, al giacimento ed alla perforazione devono essere raccolti e registrati al fine di facilitare la valutazione geologica e delle prospettive, il controllo operativo o l'ottimizzazione e l'acquisizione/trasferimento dell'esperienza.

Una valutazione del programma di acquisizione dati è effettuata prima di ogni specifica operazione di perforazione per conformarsi con lo scopo e requisiti del pozzo.

Al fine di ottimizzare il valore e l'uso dei dati, dovrebbe essere messo a fuoco la garanzia della loro qualità, il loro stoccaggio, i mezzi della loro comunicazione, la loro disponibilità, ecc.

Per le operazioni di perforazione, si applicano i seguenti requisiti minimi (Tabella 1 e Tabella 2):

**Tabella 1 – Geologia e giacimento**

Data	Requirements
Detriti di perforazione	Non lavato (1 kg) e lavato ed essiccato (10-20 g). Intervallo: min. 10 m e 3 m in pozzi EXPL nelle zone cuscinetto HC
Carote	Pozzi esplorativi: min. 1 carota in tutta la zona cuscinetto HC e carote nelle rocce potenzialmente madri e nelle rocce serbatoio. Pozzi di valutazione: una sezione completa del serbatoio in selezionati pozzi.



Data	Requirements
	Pozzi di produzione: una selezione rappresentativa del serbatoio e delle rocce madri.
Carote di parete	Opzionali.
Fluidi, gas and res. Campioni di acqua di formazione	Da prove di singoli intervalli. Campionamento di superficie: da registrare la pressione, temperatura e portata. Campionamento di fondo pozzo: 2 corrispondenti campioni. Da registrare pressione, temperature e portata. I campioni di superficie possono essere sufficienti se dalla ricombinazione si ottiene una corretta composizione del fluido.
Logs/LWD	Perforazione: min. per facilitare la valutazione della litologia, della porosità e della saturazione in acqua. Prova della formazione: min. per stabilire il gradiente di pressione, tipo di fluido, produttività e temperatura.

Tabella 2 - Perforazione

Data	Requirements
Integrità pozzo	I dati per la verifica dell'integrità delle barriere pozzo: BOP stack, testa pozzo, colonne (casings), cementazioni ecc.
Deviazione	Continua (min. per ogni lunghezza aste) registrazione di inclinazione e azimut.
Pressione della formazione	Da registrare tutti i dati necessari dopo l'installazione del tubo conduttore (conductor pipe) o della colonna superficiale.
Resistenza della formazione	LOT/FIT a circa 5 m dopo ogni scarpa casing.
Logs/LWD	Perforazione: almeno per facilitare la valutazione della litologia, della porosità e della saturazione in acqua. Prova della Formazione: min. per stabilire il gradiente di pressione, I tipi di fluidi, la produttività e la temperatura.
Operatività	Sistema Impianto di acquisizione dati, dati fango, registrazione dati di perforazione, registrazioni MWD (Measurement While Drilling) ecc. Riferimento anche agli standards della Compagnia di Perforazione. Una valutazione dei requisiti di acquisizione dati deve essere identificato per ogni singolo pozzo.

## 1.8.4. Concetto delle barriere

### 1.8.4.1. Requisiti Primari

Tutti gli operatori devono stabilire e attuare una filosofia delle barriere per soddisfare la normativa dell'UNMIG, che deve essere adattato anche da società o personale che lavora per o per conto del Gestore. L'operatore deve adottare le misure necessarie per assicurare che il concetto delle barriere è adattato, compreso e utilizzato durante le operazioni.

Durante le operazioni di perforazione o di workover la colonna di fluido o un tappo fornisce normalmente la barriera primaria, con una barriera secondaria a disposizione per essere attivata (tipicamente il BOP stack con le sue ganasce sagomate, cieche e trancianti).

Nessun singolo guasto di una barriera o di un elemento di barriera, sia causato da un errore di funzionamento o da un guasto alle apparecchiature, deve portare alla perdita di controllo del pozzo.

Due barriere indipendenti e sottoposte a prova devono essere sempre disponibili.

Le due barriere definite devono, per quanto possibile, essere indipendenti l'una dall'altra, senza avere elementi comuni. Se esistono elementi comuni, devono essere stabilite delle procedure per governare le operazioni e/o scenari di errore.

Se una barriera fallisce, misure immediate devono essere adottate al fine di avere sempre un livello di sicurezza adeguato, fino a quando le due barriere indipendenti e testate sono state restaurate. Fino a quando le due barriere indipendenti non sono state ripristinate nessun'altra attività deve essere effettuata nel pozzo.

Gli elementi delle barriere devono essere tali da:

- Permettere una veloce ri-costituzione di una barriera persa,
- Permettere una buona conoscenza della loro posizione o ubicazione,
- Permettere di essere provate a pressione od essere verificate con altri mezzi, per es. attraverso l'osservazione,
- Essere indipendenti da altre barriere che hanno la stessa fonte di afflusso,
- Permettere che essi possano operare con efficacia in ogni ambiente (pressione, temperatura e fluidi) che possono essere incontrati durante il loro possibile utilizzo.

La barriera deve essere posizionata il più vicino possibile al potenziale afflusso.

Nell'ambito della pianificazione delle operazioni devono essere preparati dei diagrammi grafici che identifichino chiaramente le barriere primarie e secondarie per le principali fasi operative.

#### **1.8.4.2. Prove delle Barriere**

Le barriere devono, per quanto possibile, essere testate nella direzione del potenziale flusso.

La barriera deve essere testata alla massima pressione differenziale prevista.

Se i componenti ad alta pressione, come le ganasce dei BOP, valvole, tenute e guarnizioni vengono sostituiti, questi componenti devono essere provati alla pressione di esercizio.

Le prove a pressione devono essere specificate nel Programma Operativo.

I fluidi che agiscono come barriera possono essere definiti barriere testate quando sono giustificate sulla base delle specifiche del fluido, sulla sua osservazione e sulla testata stabilità del fluido.

L'afflusso come elemento di barriera testata può essere qualificato come barriera testata.

Devono essere stabiliti dei criteri per definire il livello di accettazione di una perdita di un elemento della barriera quando è in pressione o mentre è testato.

#### **1.8.4.3. Status delle Barriere**

La posizione o stato della barriera o dell'elemento di barriera devono, per quanto possibile, essere conosciuti in qualsiasi momento. Se ciò non è realizzabile, devono essere stabilite delle misure di compensazione.

Prima dell'inizio dell'attività devono essere individuate le barriere e descritti gli elementi di barriera, la loro pianificata posizione ed il metodo del loro monitoraggio.

Tutti i parametri rilevanti per mantenere il controllo del pozzo devono essere continuamente monitorati.

La posizione o lo stato della barriera o dell'elemento di barriera devono essere disponibili tramite una registrazione dei tests, luci o tramite stampa dei dati presentati al perforatore e/o all'operatore principale dell'apparecchiatura della barriera.

#### **1.8.4.4. Disponibilità delle Barriere**

La disponibilità degli elementi di barriera deve essere definita e documentata.

Quando si pianifica una attività, situazioni in cui elementi di barriera non sono disponibili (per es. durante il passaggio delle aste pesanti attraverso le ganasce trancianti, le quali però non sono in grado di tagliarle) devono essere identificati.

Passivi elementi di barriera che dipendono dall'attivazione di energia devono essere dotati di una ridondante alimentazione (accumulatori, addizionali fonti di energia elettrica, ecc).

#### **1.8.4.5. Criteri in caso di guasto Barriere (Azioni di Controllo Pozzo)**

Prima dell'inizio di una attività, ci deve essere un piano di azioni correttive da intraprendere in caso di guasto di elementi di barriera.

Una descrizione di possibili guasti che possono compromettere la barriera deve essere descritta unitamente ad un piano di emergenza per ristabilire la barriera.

Le azioni di controllo pozzo dovrebbero regolare l'uso delle ganasce trancianti o di altre attrezzature da taglio individuando le varie opzioni e l'uso degli elementi di barriera prima che la batteria di lavoro o wireline o coiled tubing venga tagliato.

I criteri di rottura/guasto per le barriere e elementi di barriera devono essere descritti attraverso la presentazione di diagrammi di flusso delle azioni di contingenza rappresentanti tali scenari che sono considerati potenzialmente verificabili a causa di guasti alle apparecchiature o errori umani durante l'attività.

## **1.8.5. Concetto delle barriere**

### ***1.8.5.1. Pianificazione delle Operazioni***

A tempo debito prima di iniziare le operazioni, una definizione del progetto approvato deve essere disponibile in forma scritta.

Tutti i progetti o le operazioni devono essere pianificate in conformità delle norme e dei regolamenti delle autorità regolatorie competenti e ai relativi documenti/manuali della Società Operatrice.

Soluzioni o metodi si devono basare sulle specifiche indicate nel progetto, esperienze qualificate, tecnologie disponibili e sull'analisi dei costi o benefici.

La valutazione del costo del ciclo di vita del progetto deve essere riflessa nei calcoli dei costi e dei benefici.

Le informazioni messe a disposizione per l'ambiente operativo devono dare al personale operativo una base per prendere le decisioni necessarie per un funzionamento ottimale di costo-efficacia delle operazioni, nel quadro stabilito dalla HSE. Ciò è particolarmente importante durante le assegnazioni dove, deviazioni rispetto al programma o alle procedure, potrebbero portare ad una situazione critica. L'informazione deve fornire la base per la scelta delle soluzioni più ottimali durante le normali operazioni.

Il processo di pianificazione e approvazione deve essere documentato.

### ***1.8.5.2. Apparecchiature di Back-Up***

Ricambi critici o apparecchiature di back-up, con tempi lunghi di realizzazione, devono essere identificati e possibilmente pianificato per il loro approvvigionamento e locazione in base.

### ***1.8.5.3. Procedure di Emergenza***

Procedure di emergenza approvate devono essere riesaminate prima della fase operativa. Sia Società che Contrattista Impianto devono avere queste procedure disponibili.

Procedure di emergenza specifiche relative ad applicazioni speciali, operazioni o attrezzature che non rientrano nel manuale operativo del Contrattista Impianto, devono essere descritti nel programma di lavoro.

## **1.8.6. Preparazione del Programma**

Premesse operative e una descrizione dettagliata dei compiti previsti da eseguire, sono inclusi nei programmi operativi specifici per l'operazione in questione.

I tipici Programmi da sviluppare sono:

- Programma di Perforazione
- Programma di Completamento
- Programma Prove
- Programma di Chiusura Mineraria
- Programma di Work-Over
- Programma di Intervento Pozzo

L'enfasi deve essere messo sull'uso di formati esplicativi e schemi di diagrammi di flusso.

Il programma deve essere stato sottoposto ad un controllo inter-disciplinare coinvolgendo l'Operatore e il contraente principale (il Contrattista Impianto) prima dell'attuazione. Il programma può essere integrato da linee guida più dettagliate e analisi dei rischi.

Con il procedere delle operazioni, deviazioni significative dal programma devono essere formalmente identificate e registrate, ed approvate; se necessario, UNMIG deve essere informato e dare la sua approvazione se prevista.

## **1.8.7. Analisi di Rischio**

### **1.8.7.1. Generale**

Prima di ogni operazione e al momento di valutare una situazione di rischio, una specifica analisi dei rischi deve essere già pronta da consultare. L'Analisi dei Rischi deve essere in grado di esporre le probabilità e le conseguenze di singoli guasti o guasti sequenziali che possono verificarsi durante l'attività. Le Analisi di Rischio sono normalmente divisi in due categorie principali:

- Specifica Installazione Quantitative Risk Assessment (QRA), e
- Analisi di Rischio Operativo

L'analisi di Rischio deve essere eseguita prima di avviare l'operazione. L'Analisi di Rischio deve, per quanto possibile, incorporare esperienze precedenti effettuate in operazioni simili.

Le analisi devono essere eseguite con la collaborazione di personale in possesso di una sufficiente esperienza operativa assieme a personale in possesso di documentata esperienza di analisi dei rischi per garantire che tutti i fattori rilevanti vengano presi in considerazione. Fattori rilevanti possono includere la progettazione di installazioni, le attrezzature disponibili (comprese le barriere), limiti organizzativi, ambiente, geologia, ecc.

### **1.8.7.2. QRA (Quantitative Risk Assessment)**

La QRA viene eseguita come parte del progetto. L'Operatore rivede il QRA per assicurarsi che sia in linea con tutte le norme ed i regolamenti, e che tutte le più significative modifiche siano state incorporate. La QRA deve riflettere le condizioni previste nella specifica posizione.

### **1.8.7.3. Analisi di Rischio Operativo**

Deve essere fatta, quando applicabile, un'Analisi del Rischio Operativo:

- per operazioni nuove o non standard
- per operazioni in nuove aree
- per operazioni da eseguire con nuovi o modificati impianti od installazioni
- per operazioni che utilizzano nuove o modificate attrezzature
- per operazioni che includono contrattisti non familiari con l'Impianto di Perforazione, l'area o l'attività
- se le operazioni sono considerate rischiose (per es. HP/HT od operazioni simultanee, posizionamento dinamico, acque profonde, clima polare, con ridotto choke margine ecc.)

### **1.8.7.4. Analisi dell'Attività**

Una regolare analisi dell'attività (SJA) deve essere effettuata per analizzare i pericoli e le conseguenze di operazioni e guasti che possono verificarsi così che si possono adottare misure di riduzione del rischio. Prima di ogni operazione, introduzione di nuove attrezzature e quando si valutano dei cambiamenti di programma, deve essere effettuata una nuova analisi.

Una riunione di sicurezza dovrebbe essere tenuta per essere sicuri che tutto il personale sia a conoscenza delle limitazioni operative applicabili in relazione all'operazione. Specifici incontri devono essere tenuti tutte le volte che è necessario per la revisione del rischio nelle attività (SJA).

### **1.8.7.5. Metodi**

La valutazione, come minimo, deve comprendere le seguenti fasi:

- La pianificazione deve includere, come minimo, il tipo di metodo da utilizzare, i confini dello studio e l'inclusione del personale interessato. I criteri del Rischio che si decide di accettare devono essere stabiliti in questa fase.
- Per garantire un'analisi efficiente e strutturata, le varie fasi dell'operazione dovrebbero essere scomposte e le assunzioni registrate.
- L'individuazione del rischio deve sistematicamente identificare tutti i potenziali rischi tecnici, operativi e organizzativi.
- Le conseguenze dei pericoli rilevati per il personale, l'ambiente e l'economia devono essere identificate.
- La frequenza di occorrenza di ogni pericolo identificato deve essere determinato sulla base dell'esperienza maturata, metodi standard o di stime di esperti.

- Sulla base delle conseguenze stimate e la frequenza dei pericoli individuati, il rischio può essere stimato e confrontato con i criteri di accettazione.
- Misure per controllare, ridurre o eliminare il rischio identificato devono essere valutate. Deve essere data la priorità alle misure di riduzione delle probabilità rispetto alle misure di riduzione delle conseguenze.

I risultati dell'analisi dei rischi devono essere comunicati ai dipendenti e devono essere attivamente utilizzati per la sicurezza preventiva.

### **1.8.8. Analisi della Preparazione alle Emergenze**

L'analisi della preparazione alle emergenze deve garantire una valutazione sistematica di tutte le misure tecniche, operative e organizzative che

- prevengono situazioni pericolose che si possono verificare dallo sviluppo di un evento accidentale, o
- prevengono o riducono gli effetti nocivi di eventi accidentali che si sono verificati.

Sulla base delle informazioni ottenute dall'analisi del rischio, un insieme di definite situazioni di pericolo e incidenti (DSHA) devono essere identificate, le quali serviranno come base per stabilire la preparazione alle emergenze.

Per ciascuna delle DSHA, una serie di requisiti per la preparazione alle emergenze deve essere identificato per ogni fase. L'analisi deve tradursi in una serie di requisiti relativi alla efficacia delle misure di preparazione all'emergenza adottate per rispondere alle definite situazioni di pericolo e di incidente.

### **1.8.9. Istanze per consensi, autorizzazioni, approvazioni**

I consensi necessari devono essere ottenuti da UNMIG ed autorità coinvolte dall'Operatore, è un'attività specifica. Le valutazioni richieste per sostenere e documentare la domanda di autorizzazione devono avere un approccio ben organizzato, con il coinvolgimento multi-disciplinare dell'Operatore, del Contrattista Impianto e delle varie Società di Servizio.

L'Operatore è responsabile nei confronti delle autorità, ma il processo richiede l'impegno di tutte le parti coinvolte. Eventuali deroghe regolamentari, per le quali si richiede il concorso dell'autorità, sono in genere dettagliate nella domanda di autorizzazione.

I dettagli riguardanti i Permessi successivi, Approvazioni e conferimento di Programmi per specifici operazioni di perforazione devono essere presentati alle autorità competenti. Piani di attività, eventuali discrepanze normative ed particolari aspetti HSE dovrebbero essere evidenziati nella presentazione di questi documenti.

### **1.8.10. Attività Simultanea**

Operazioni simultanee sono accuratamente pianificate, analizzate ed eseguite con l'obiettivo di limitare i rischi eccessivi che possono venire dall'esecuzione di più operazioni allo stesso tempo, rispetto al rischio associato con l'esecuzione di queste operazioni singolarmente. Specifiche procedure per il controllo delle operazioni simultanee o in parallelo devono essere sviluppate, convalidate e valutate prima dell'inizio delle operazioni.

#### **1.8.10.1. Definizione delle Operazioni e Criteri Base di Sicurezza**

Le seguenti operazioni sono definite come le operazioni simultanee se due o più di queste operazioni sono eseguite contemporaneamente all'interno dell'area definita per questa attività:

- Produzione ed Iniezione
- Esecuzione di operazioni di pozzo in parallelo
- Operazioni di raschiatura/calibrazione tubi nell'area pozzo durante l'attività di perforazione
- Abbassamento o sollevamento di carichi pesanti
- Spostamento Impianto di Perforazione
- Lavorazioni a caldo
- Operazioni di Perforazione e di WorkOver
- Installazione del Tubo Guida
- Iniezione nell'intercapedine
- Riparazione o sostituzione della Croce di Produzione o delle valvole intercapedine
- Pompaggio, con scorrimento fluido, attraverso linee temporanee

Un prerequisito per l'esecuzione di operazioni simultanee in modo sicuro e prudente è l'enfaticizzazione delle procedure operative e amministrative per garantire un'esecuzione sistematica e controllata delle attività.

#### **1.8.10.2. Considerazioni Operative**

Misure operative al fine di garantire che le attività simultanee siano svolte in maniera sicura dovrebbero includere almeno le seguenti considerazioni:

- Assicurarsi che il follow-up delle attività simultanee giornaliere, durante la fase operative, avvengano in modo coordinato e sistematico e possibili deviazioni siano identificate e corrette.
- Se durante la perforazione, un pozzo devia entro delle definite distanze minime a pozzi perforati e completati, correlato con l'incertezza dell'indicazione della sua posizione, si devono introdurre delle barriere (tappi) nei suddetti pozzi di produzione o di iniezione al di sotto di un possibile punto di contatto. Se il possibile punto di contatto si trova sopra la SCSSV, chiudere e testare la SCSSV sarà sufficiente.
- Gli spazi anulari (intercapedini) dei pozzi che possono essere esposti a collisione con un pozzo che è in perforazione, devono essere portati in una condizione di sovrappressione rispetto al pozzo in perforazione, e le pressioni anulari dei pozzi devono essere attentamente monitorate.
- Mettere delle restrizioni in operazioni simultanee durante sollevamenti di carichi pesanti, infatti se ci fosse una perdita improvvisa di carichi sospesi, si metterebbe in pericolo la sicurezza di altre operazioni contemporaneamente in corso. Esempi di tali operazioni possono essere (ma non sono limitati a):
  - Movimentazione, abbassamento e sollevamento di BOP, croci di produzione ecc. sopra l'area della testa pozzo
  - Movimentazione di tubi, aste di perforazione, casings e componenti della testa pozzo
  - Trasferimento di attrezzature pesanti dai camion all'Impianto ecc.
- Le attività devono essere interrotte se il livello del gas nella zona di perforazione supera un certo limite impostato dall'operatore.
- Devono essere prese particolari precauzioni durante la saldatura, molatura, il taglio e altri lavori ad alta energia nella testa pozzo, BOP o sul piano sonda quando sono eseguite in parallelo con altre attività.

Durante una simultanea attività di perforazione e produzione, particolari restrizioni devono essere applicate per le attività che potrebbero portare ad una riduzione del livello di sicurezza durante la perforazione attraverso strati contenenti idrocarburi.

#### **1.8.11. Formazione & Qualificazione del Personale**

In conformità con le norme di legge e delle procedure degli operatori, i requisiti di qualificazione o di formazione del personale devono essere stati stabiliti per tutte le categorie di lavoro con l'accento sulla sicurezza nelle varie fasi della perforazione e delle operazioni di pozzo. Una speciale formazione deve essere fornita nel caso fosse previsto l'utilizzo di nuove apparecchiature o tecnologie.

#### **1.8.12. Sistema di Gestione HSE**

Salute, sicurezza e protezione ambientale (HSE) sono oggetto di particolare attenzione attraverso la pianificazione delle operazioni. Un sistema di Gestione HSE è attuata per soddisfare i requisiti normativi, e dovrebbe essere compatibile con il Forum E&P «Linee guida per lo sviluppo e l'applicazione di Salute, Sicurezza e Sistemi di Gestione Ambientale». Le prove sulle carenze in termini di prestazioni HSE dovrebbero portare a misure speciali o di sostegno o di monitoraggio, come concordato tra l'Operatore e Contrattista interessata.

Health, safety and environmental protection (HSE) shall receive particular attention through operations planning. An HSE Management system shall be implemented to meet regulatory requirements, and should be compatible with the E&P Forum's «Guidelines for the Development and Application of Health, Safety and Environmental Management Systems». Evidence on shortcomings in HSE performance should result in special measures or support or monitoring as agreed between the Operator and Contractor concerned.

### **1.8.13. Sicurezza nella Perforazione**

Esercitazioni di sicurezza devono essere pianificate ed eseguite regolarmente per far familiarizzare il personale con tale tipo di procedure.

Esercitazioni che comportano l'uso di blow-out preventer (apparecchiature di sicurezza) o di altre apparecchiature di controllo e di gestione di un afflusso accidentale di liquidi o gas nel pozzo, devono essere effettuate prima dell'inizio delle operazioni e ad intervalli regolari.

Speciali formazioni od operazioni od analisi potrebbero essere necessarie per pozzi particolari (ad esempio per la perforazione di pozzi in acque profonde ed HPHT).

### **1.8.14. Comunicazione all'UNMIG**

In caso di alterazioni significative del programma di attività, interruzioni operative, incidenti pericolosi ed infortuni, l'operatore deve informare immediatamente l'UNMIG. L'operatore deve delineare e comunicare i criteri per tale notifica al personale dedicato per tale operazione.

Durante il tempo in cui le attività di perforazione e di pozzo sono in corso, l'operatore deve tenere informato UNMIG su base giornaliera per quanto riguarda l'avanzamento delle operazioni. UNMIG definisce le modalità e la quantità di informazioni e rapporti che gli necessitano.

### **1.8.15. Trasferimento dell'Esperienza**

I risultati sono valutati rispetto agli obiettivi fissati prima dell'inizio delle operazioni.

Oltre alla propria valutazione delle prestazioni dell'Operatore, ed al fine del continuo miglioramento ed al trasferimento delle esperienze, la Contrattista / Società di Servizio è invitata a consigliare l'Operatore di aspetti quali:

- Le sfide in termini di prestazioni rispetto a obiettivi prefissati per l'attività.
- Suggerimenti della Contrattista di miglioramento o semplificazioni nei processi di lavoro e di metodi che potrebbero contribuire ad uno svolgimento delle operazioni più efficace o ad una migliore prestazione costo dell'Operatore e degli altri suoi Contrattisti per il lavoro futuro.
- Informazioni e feedback derivanti da circostanze nuove durante le operazioni, che hanno rafforzato o modificato la percezione dei Contrattisti / Società di Servizio su argomenti specifici, o potrebbero portare ad un rilevante cambiamento delle loro relative documentazioni, metodi o processi di lavoro.
- La valutazione dello scostamento del Contrattista / Società di Servizio da questo standard e requisiti obbligatori, incluso future raccomandazioni.

### **1.8.16. Documentazione**

#### **1.8.16.1. Comunicazione o Documentazione**

Al fine di garantire una corretta comunicazione e documentazione dei lavori previsti ed eseguiti o da eseguire, deve essere costituito un sistema strutturato per garantire la continuità. Il sistema comprende:

- Rapporti di consegna od incontri a tutti i livelli di lavoro al cambio squadra e tra i turni.
- Incontri giornalieri (mattino) con l'organizzazione della base che coprono le operazioni delle ultime 24 ore, infortuni od inconvenienti/incidenti, il progresso, i requisiti dei materiali e le successive azioni sia in ufficio che in Cantiere.
- Un sistema stabilito di archiviazione documenti/files che comprende registrazioni di:
  - Informazioni su come l'operazione è stata eseguita, rapporti di perforazione, rapporti fango ecc.
  - Documentazione della situazione in essere delle operazioni.
  - HSE e costi, tempi, risorse, rapporti infortuni o di incidenti/inconvenienti.
  - Rapporti di non conformità o visione d'insieme.

#### **1.8.16.2. Rapporti Operativi**

Regolari Rapporti delle Operazioni devono essere ottenuti in formato IADC, o come concordato con l'Operatore. Relazioni o Rapporti specifici dei servizi eseguiti devono essere compilati dalle Contrattiste / Società di Servizio coinvolte (ad es. : Compagnia di Deviazione, di Cementazione, Fanghi ecc.).

### **1.8.16.3.    *Analisi Fine Lavori***

Analisi post-attività deve comprendere gli aspetti economici, tecnici, di sicurezza ed ambientali, ed una relazione di revisione dell'attività.

Un Rapporto Finale del pozzo deve essere prodotto dopo ogni pozzo, e presentata al committente.

L'obiettivo del Rapporto è quello di documentare i risultati ed archiviare/trasferire l'esperienza del lavoro svolto.

Il Rapporto Finale del pozzo deve contenere aspetti quali, ma non solo:

- Obiettivo Lavoro e risultati.
- Conclusioni e Raccomandazioni.
- Descrizione del Pozzo.
- Significativi scostamenti dall'originale Programma.
- Significant deviations from the original programme, le procedure operative stabilite o normativa.
- Revisione del Lavoro.
- Ripartizione dei costi, confronto col costo previsto.
- Distribuzione Tempi e sua Analisi
- Prova Pozzo o Risultati di Produzione.
- Altre analisi dei parametri di qualità-

### **1.8.16.4.    *Deviazioni e Non Conformità***

Le Deviazioni e le Non Conformità devono essere gestite e documentate secondo le norme di legge e delle procedure aziendali.



## 2. Iter autorizzativo: iter burocratico e richieste di permessi

### 2.1. RICERCA E COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI

#### 2.1.1. Iter autorizzativo e localizzazione degli impianti

1. *Qual è la procedura che le aziende devono seguire per poter avviare attività di estrattive nel territorio italiano? Che ruolo ha il ministero dello sviluppo economico in questo iter?*

Le attività estrattive possono essere avviate solo a seguito del rilascio di una concessione di coltivazione conferita, a seguito dell'esito positivo delle attività di ricerca di idrocarburi, con decreto del Ministero dello sviluppo economico d'intesa, per le concessioni in terraferma, con la Regione interessata previa acquisizione del parere favorevole di compatibilità ambientale da parte dell'Amministrazione competente.

2. *Qual è la situazione italiana: il numero di pozzi produttivi; quanto la produzione nostrana contribuisce a soddisfare il fabbisogno energetico del Paese?*

In Italia sono presenti più di 886 pozzi produttivi (525 onshore e 361 offshore). Sul totale, 701 pozzi producono gas mentre i restanti 185 sono mineralizzati ad olio. La produzione di gas annuale ammonta complessivamente a circa 7,29 GSm<sup>3</sup> di gas e 5,75 Mton di olio.

Le produzioni di gas ed olio contribuiscono rispettivamente per circa il 10% e circa il 7% al fabbisogno energetico nazionale.

Questi dati riferiti all'anno 2014, come i dati di dettaglio relativi alla produzione, ai titoli rilasciati, alle domande di permesso di ricerca e di concessione di coltivazione nonché le informazioni su tutte le attività svolte della Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, sono presenti sul sito della direzione all'indirizzo: <http://unmig.mise.gov.it>

3. *Rilascio del permesso di ricerca. Chi decide e in base a quali criteri? Come vengono coinvolte le comunità locali?*

Il permesso di ricerca è un titolo esclusivo, rilasciato su richiesta della compagnia petrolifera, che presenta il programma di ricerca che intende sviluppare e gli studi geologici e geofisici che motivano la scelta dell'area sulla base della possibile presenza di idrocarburi liquidi/gassosi. Sulla stessa area possono essere presentate istanze in concorrenza da parte di altri operatori, per tre mesi dalla pubblicazione della prima domanda sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea.

La normativa di riferimento per il rilascio del permesso di ricerca è l'art. 8, comma 1, del D.P.R. 18 aprile 1994, n. 484; l'art. 6, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, nonché, per la terraferma, dell'art. 1, comma 7, lettera n) della legge 20 agosto 2004, n. 239.

Il permesso di ricerca è rilasciato a seguito di un procedimento unico (della durata massima di 180 giorni), disciplinato dall'art. 1 commi 77 e 79 della legge 23 agosto 2004, n. 239 e successive modifiche.

Il progetto viene selezionato dal Ministero dello sviluppo economico, sentito il parere di un organo consultivo, la CIRM, nell'ambito della quale sono rappresentate le Amministrazioni statali competenti (Ministero dello sviluppo economico, Ministero dell'ambiente, Ministero dell'istruzione, dell'Università e della ricerca, ISPRA, Avvocatura di Stato) nonché i rappresentanti regionali. Per i permessi offshore sono coinvolti anche il Ministero dei Trasporti e quello delle Politiche Agricole e Forestali.

I progetti sono sottoposti alla procedura di assoggettabilità ambientale e/o all'espressione del giudizio di compatibilità ambientale da parte del Ministero dell'Ambiente o della Regione

interessata. I permessi in terraferma vengono rilasciati dal Ministero d'intesa con le regioni interessate.

Per quanto concerne il coinvolgimento delle comunità locali, esso è garantito dal ruolo svolto nell'ambito del procedimento dalle amministrazioni comunali e provinciali interessate.

4. *Ci sono particolari prescrizioni che un'azienda deve rispettare nell'esercizio di una concessione di coltivazione? Quali sono le sanzioni per il mancato rispetto di questi obblighi?*

La concessione di coltivazione viene conferita al titolare del permesso di ricerca che abbia rinvenuto idrocarburi liquidi e gassosi e che dimostri di avere adeguati requisiti economici e tecnici che permettano il "buon governo" del giacimento.

Il Decreto con il quale è conferita la concessione di coltivazione contiene tutte le prescrizioni e i vincoli stabiliti dagli Enti che hanno esaminato il progetto nel corso del procedimento amministrativo del quale il decreto è l'ultimo tassello (tra gli Enti ricordiamo, il Ministero dell'Ambiente e il Ministero dei beni culturali o la Regione per gli aspetti di compatibilità ambientale).

5. *Come viene individuata l'area destinata alla costruzione degli impianti? Se in quest'area rientrano delle proprietà private, cosa accade? Chi gestisce le trattative?*

L'area destinata alla costruzione degli impianti onshore viene individuata sulla base di valutazioni tecniche ed economiche in funzione della localizzazione del giacimento da coltivare; vengono valutate: la distanza dei pozzi dall'area dell'impianto, la morfologia del territorio, l'assetto idrogeologico del territorio.

Da sottolineare che le istituzioni preposte al rilascio delle autorizzazioni ambientali/paesaggistiche valutano la collocazione scelta e possono impartire prescrizioni che garantiscano che l'area individuata sia perfettamente idonea all'uso o richiedere particolari opere di mitigazione paesaggistica (piantumazioni).

Per quanto concerne l'aspetto patrimoniale, le società petrolifere che intendono utilizzare determinate aree per la costruzione degli impianti le acquisiscono a seguito di accordi con i proprietari privati previa corresponsione di adeguati indennizzi. Comunque le opere sono considerate di pubblica utilità e quindi, in caso di mancato accordo, può essere avviata la procedura di esproprio.

6. *C'è una distanza limite in cui gli stabilimenti devono essere posizionati rispetto ai centri abitativi?*

Prima di costruire un impianto la società concessionaria esegue valutazioni di rischio finalizzate a verificare l'impatto di eventuali incidenti sul territorio circostante.

Tali valutazioni sono condivise con gli Enti deputati al rilascio delle autorizzazioni alla costruzione che impongono determinate prescrizioni in ordine alla distanza minima degli impianti dai luoghi circostanti.

Caso più articolato quello degli impianti rientranti nella normativa "Seveso Ter" e dunque considerati a rischio di incidente rilevante. In questo caso le verifiche e le eventuali prescrizioni in ordine alla distanza degli impianti dai luoghi provengono dal Comitato Tecnico Regionale (CTR) composto da organi tecnici fra cui Regione, Vigili del Fuoco, ARPA, Comuni e Sezioni UNMIG competenti.

7. *Cosa succede a un pozzo quando finisce la produzione?*

I pozzi minerari sono strutture tramite le quali è possibile l'estrazione di idrocarburi (olio e gas naturale) dal sottosuolo. Sono costituiti da una parte sotterranea, che può raggiungere profondità variabili in funzione della posizione del giacimento, caratterizzata da una serie telescopica di tubi, e da una parte superficiale, detta testa pozzo, costituita da un insieme di valvole che isolano l'interno del pozzo dall'ambiente esterno impedendo la fuoriuscita di fluidi di produzione. Il pozzo è completamente isolato dagli strati di terreno che esso attraversa, tramite strutture tubolari di rivestimento (casing) e un ulteriore strato di cementazione che garantisce la separazione idraulica.

I pozzi minerari non sono destinati a rimanere sempre operativi. Quando ha concluso di svolgere la sua funzione, il pozzo viene chiuso e "abbandonato" dal punto di vista minerario. Questo si verifica in concomitanza di diverse situazioni:

- esaurimento del giacimento (comporta l'abbandono di tutti i pozzi e la bonifica totale del sito);
- termine della fase di produzione e conversione allo stoccaggio (abbandono dei pozzi non idonei allo stoccaggio perché marginali o non sufficientemente prestazionali);
- pozzi danneggiati il cui recupero non è economicamente giustificato;
- pozzi poco prestazionali per superamento della loro vita utile (mediamente pari a 50 anni).

Il pozzo viene abbandonato dal punto di vista minerario dopo la conclusione di procedure ed operazioni che ne comportano la chiusura mineraria.

La chiusura mineraria deve ripristinare le stesse condizioni idrauliche precedenti l'esecuzione del foro al fine di:

- evitare l'inquinamento delle acque dolci superficiali,
- evitare la fuoriuscita in superficie di fluidi di strato,
- isolare i fluidi di diversi strati ripristinando le chiusure di ciascuna formazione.

Questi obiettivi si raggiungono con l'uso combinato di:

- tappi di cemento: tappi di malta cementizia eseguiti in pozzo per sigillare il foro in più tratti a diverse profondità;
- squeeze di cemento: iniezione di cemento nei punti di comunicazione con il giacimento per chiudere definitivamente gli strati precedentemente perforati;

Al termine dei lavori il pozzo viene posto sotto controllo per verificare la perfetta tenuta delle cementazioni e delle flange e l'assenza di pressioni dalle intercapedini tra le diverse tubazioni, viene quindi eseguito dalle Sezioni UNMIG un sopralluogo finale a seguito del quale viene redatto apposito verbale e quindi l'area pozzo viene destinata alle operazioni di ripristino superficiale.

Dopo l'esecuzione dei tappi di chiusura mineraria, la testa del pozzo viene smontata. Lo spezzone di tubazione che fuoriesce dal terreno viene tagliato fino a 1.60/1.80 metri al di sotto del piano campagna originario e sul tubo viene saldata una apposita piastra di protezione chiamata "flangia di chiusura mineraria".

Dall'area precedentemente occupata dal pozzo, vengono rimosse tutte le attrezzature che possono provocare un impatto sull'ambiente circostante. Il sito, così dismesso, è soggetto al ripristino ambientale, procedura che consiste nella caratterizzazione ambientale (analisi del terreno per verificare eventuali contaminazioni e/o inquinamento inquinamenti), e nell'eventuale bonifica della zona. Al termine della bonifica, l'area viene completamente rilasciata, non lasciando evidenza della precedente occupazione.

### 2.1.2. Ambiente

1. *Quali sono i maggiori rischi che queste attività possono comportare? Quali enti sono competenti a vigilare sull'ambiente? Vengono previsti dei piani di monitoraggio ambientale?*

I comparti ambientali che possono essere coinvolti dalle attività di estrazione e primo trattamento di gas e petrolio sono l'atmosfera, acqua e suolo.

Se gli impianti sono eserciti a regola d'arte e secondo le prescrizioni tecniche impartite dagli Enti competenti, l'impatto ambientale derivante dalle attività di estrazione è quello previsto nello studio d'impatto ambientale e ritenuto adeguato dalle autorità competenti (Ministero dell'Ambiente e Regioni). In caso contrario le attività sono sospese ed i luoghi sono ripristinati a spese dei titolari, che sono anche soggetti alle sanzioni previste dalla legge.

I principali enti competenti al controllo dei comparti ambientali sono le ARPA regionali (Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente), organi tecnici presenti in ogni regione del territorio italiano, che, nello specifico, si occupano di verificare che i parametri chimico fisici degli impianti associati ai comparti ambientali rispettino i valori limite prescritti dalla vigente normativa in materia ambientale (una fra tutte il D.Lgs. 152/2006 e successive modifiche) e ai limiti imposti dai provvedimenti autorizzatori specifici di ogni impianto.

Per quanto concerne il Ministero dello sviluppo economico, è attivo all'interno dell'UNMIG un laboratorio chimico che, in relazione ai controlli legati alla salute dei lavoratori, svolge verifiche sulle emissioni derivanti dal trattamento del gas e del petrolio.

Nel caso in cui vengano superati i parametri di cui sopra, in ordine ad esempio a scarichi idrici od alle emissioni in atmosfera, in base a specifiche norme di legge il gestore dell'impianto

incorre in sanzioni di carattere penale ed amministrativo e può anche essere disposta la chiusura dell'impianto alla produzione fino al ripristino delle condizioni di funzionamento regolare.

2. *Se ci sono incidenti o sversamenti cosa deve fare l'azienda? Chi ne viene informato?*

Nel caso ci siano incidenti/sversamenti l'azienda ha l'obbligo di legge di informare immediatamente dopo l'accaduto il Comune, la Provincia, la Regione, l'ARPA e le Sezioni UNMIG. Inoltre è tenuto a porre in essere tramite propri mezzi tutte le misure necessarie per evitare conseguenze all'ambiente circostante a seguito dell'incidente occorso secondo un piano di emergenza prestabilito.

Per quanto di loro competenza le Sezioni UNMIG (con sede a Bologna, Roma e Napoli) svolgono accertamenti per ricostruire cause e circostanze dell'incidente e verificare che le operazioni in corso in quel momento siano state svolte secondo le procedure di sicurezza previste, riferendone al magistrato nei casi previsti.

Le conseguenze principali per le aziende sono di tipo giuridico ed economico.

Relativamente al primo aspetto il titolare ed i responsabili della gestione dell'impianto, a seguito dell'accertamento delle specifiche responsabilità, sono soggetti alle sanzioni penali ed amministrative previste dalla legge comminate dalle Sezioni UNMIG.

Per quanto concerne il secondo aspetto, l'azienda può essere soggetta a sanzioni economiche oltre, ovviamente, a dover effettuare a proprie spese il totale ripristino della situazione "quo ante" l'accaduto.

### **2.1.3. Fiscalità e royalties**

1. *Qual è il peso fiscale che grava su un'azienda che opera in Italia?*

Il prelievo fiscale totale per le aziende italiane che operano nel settore delle attività estrattive e di produzione degli idrocarburi, si basa oltre che sulle royalties, sulla tassazione sui redditi delle società (IRES) con aliquota al 27,5%, sull'imposta regionale sulle attività produttive (IRAP) al 3,9%, sulla Robin tax, l'addizionale IRES introdotta nel 2008 ed aumentata nell'agosto 2011 fino al 10,5%.

Secondo un recente studio di Nomisma Energia complessivamente la tassazione in Italia sulle attività petrolifere è in media pari al 63,9%. Se inoltre si considera l'addizionale IRES del 4% introdotta con la l. 7/2009, il prelievo complessivo può salire fino al 68%.

2. *Royalties. Cosa sono? A quanto ammontano?*

Con il termine royalties si indica il pagamento di un corrispettivo allo Stato per poter sfruttare un dato bene ai fini commerciali; esse sono quindi la remunerazione di diritti ceduti a terzi.

Con riferimento alle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi, esse sono applicate al valore della produzione. In Italia 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.

Nel nostro paese le royalties per le produzioni a terra sono attualmente del 10% (a seguito dell'incremento del 3% introdotto nel 2009), mentre per produzioni a mare è del 7% per il gas e del 4% per il petrolio, ed sono applicate sul valore di vendita delle quantità prodotte.

Il calcolo delle royalties dovute è effettuato in controvalore, calcolato sul prezzo dell'olio e del gas definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas per mezzo dell'indice QE (quota energetica costo materia prima gas) espresso in euro/GJ e calcolato per ciascun trimestre dell'anno di riferimento.

Le royalties per le produzioni di idrocarburi in terraferma sono ripartite per il 55% alle Regioni, il 30% allo Stato e il 15% ai Comuni. Tuttavia per le Regioni a statuto ordinario comprese nell'Obiettivo 1 (le regioni del Sud Italia tra cui la Basilicata, principale produttore italiano di petrolio) anche la quota del 30% dello Stato è assegnata direttamente alle Regioni.

Per le estrazioni offshore la suddivisione è per il 45% allo Stato e per il 55% alla Regione adiacente per le produzioni ottenute entro la fascia delle 12 miglia (mare territoriale), mentre oltre tale limite le royalties sono interamente dello Stato.

Il totale del gettito delle royalties nel 2011, sulle produzioni 2010, è stato pari a circa 276 milioni di euro dei quali circa la metà sono andati a beneficio delle Regioni (127,8 milioni di euro), allo Stato (circa 74 milioni di euro), ai Comuni (circa 19 milioni di euro) ed al Fondo di riduzione del prezzo dei carburanti (55 milioni di euro, circa 49 dei quali distribuiti ai cittadini della Basilicata). Complessivamente la maggior parte delle royalties (166,07 milioni di euro) sono destinate alla Basilicata grazie alla produzione di un solo impianto posto in Val D'Agri.

Come sopra illustrato, le somme raccolte dallo Stato, tramite versamenti da parte degli operatori al Ministero dell'economia e delle finanze, vengono in massima parte distribuite tra le Regioni e i Comuni interessati dalle attività di estrazione degli idrocarburi secondo quanto stabilito dal decreto legislativo n.625/1996 e dalle leggi n.140/1999, n.99/2009 e n.152/2006.

### 3. Qual è la situazione negli altri Paesi europei?

Innanzitutto occorre premettere che non è semplice confrontare il regime delle royalties dei diversi Paesi produttori di petrolio in quanto esso non è uniforme. Si pensi ad esempio che uno dei maggiori produttori di petrolio al mondo, la Norvegia, ha abolito le royalties a partire dal 1986 ma in compenso nel complesso applica una elevata tassazione alle aziende che svolgono attività estrattive.

Confrontando la tassazione italiana legata alle attività di estrazione e produzione di idrocarburi (che include royalties ma anche altri "prelievi") con quella di altri Paesi europei, essa risulta essere relativamente alta (è pari "in toto" al 63,9% secondo un recente studio di Nomisma Energia).

Quando si considera la tematica della tassazione occorre infatti analizzare numerosi parametri di confronto quali, ad esempio, la produzione totale di idrocarburi, la redditività degli investimenti ed il "time to market" dei progetti legato alle tempistiche delle fasi autorizzative.

Gli Stati con maggiore prelievo fiscale sono in genere quelli con più alta produzione, alta redditività ed elevato flusso di investimenti ed occupazione nel tempo.

In Italia la produzione è ridotta rispetto ad altri Stati, la redditività contenuta con investimenti rallentati, i tempi autorizzativi molto lunghi (in media nove anni) ma la pressione fiscale è relativamente alta.

Paesi con più elevata tassazione rispetto all'Italia (es: Norvegia e UK, con prelievi fiscali in media, rispettivamente, del 78% e tra il 68 e l'82%), hanno al contempo una produzione più alta (in UK circa 6 volte maggiore dell'Italia, in Norvegia circa 20 volte), alta redditività degli investimenti, minori tempistiche (circa 4 anni) in ordine all'ottenimento delle autorizzazioni (Dati Nomisma Energia 2012 – Tassazione della produzione di gas e petrolio in Italia: un confronto).

## 2.2. STOCCAGGIO DEL GAS NATURALE

### 1. Perché è necessario effettuare lo stoccaggio sotterraneo di gas?

Lo stoccaggio di gas naturale in sotterraneo è realizzato per soddisfare diverse esigenze legate all'utilizzo e alla produzione del gas. In particolare, rispondere in tempo reale alle richieste di gas del mercato; permettere di gestire le strutture produttive e di trasporto con adeguati margini di elasticità; garantire il mantenimento di riserve "strategiche" da utilizzare esclusivamente per fronteggiare situazioni eccezionali come condizioni meteorologiche particolari (punte anomale di freddo intenso), o crisi internazionali che blocchino in parte gli approvvigionamenti dall'estero, che costituiscono oltre il 90% del gas utilizzato in Italia – nel 2011 complessivamente circa 82.000 milioni di metri cubi. Il processo è ciclico: nella stagione estiva viene riempito il giacimento mentre, durante i mesi invernali, il gas viene immesso nella rete nazionale. Gli impianti di stoccaggio in esercizio oggi in Italia permettono lo stoccaggio di circa 14.000 milioni di metri cubi di gas.

### 2. Dove viene materialmente immagazzinato il gas? Il giacimento si presenta come una cavità?

Lo stoccaggio ha luogo nei giacimenti, che sono strutture geologiche sotterranee che hanno caratteristiche idonee all'immagazzinamento e al prelievo del gas. Il giacimento non è una cavità

ma un sistema roccioso poroso e permeabile che è in grado di garantire la permanenza del gas e di erogarlo quando richiesto dal mercato: il giacimento può quindi essere visto come una spugna che trattiene il gas e lo rilascia quando richiesto.

3. *Tutti i giacimenti possono potenzialmente ospitare del gas? Che caratteristiche devono presentare?*

Solitamente si utilizzano giacimenti sabbiosi già sfruttati minerariamente per la produzione di gas, situati mediamente a circa 1.300 – 2.000 metri di profondità.

Affinché un giacimento sia idoneo, deve presentare delle specifiche caratteristiche per quanto concerne la conformazione sia della “roccia serbatoio” dove è contenuto il gas, che della “roccia di copertura” che ha il compito di impedire le perdite di gas verso l’alto.

La roccia serbatoio deve essere caratterizzata da significativi valori di porosità e permeabilità dalle quali dipendono, rispettivamente, il volume di gas ospitabile e la mobilità del gas nel giacimento, ovvero il tempo necessario per le operazioni di iniezione o estrazione di una determinata quantità di gas.

La roccia di copertura è generalmente costituita da argille, materiale impermeabile che impedisce la migrazione del gas verso la superficie.

4. *Da quanto tempo si opera nel settore degli stoccaggi, è una tecnologia ormai consolidata?*

Nel 1915 in Canada fu realizzato il primo impianto di stoccaggio in sotterraneo seguito nel 1916 dagli Stati Uniti; da allora lo stoccaggio si è sviluppato sino a diventare un processo industriale utilizzato in tutto il mondo, presentando una tecnologia che oggi può essere considerata del tutto consolidata. Nel mondo attualmente sono attivi circa 600 siti di stoccaggio, di cui il 70% ubicati negli USA e la restante parte concentrata in Europa.

Il primo stoccaggio di gas naturale in Italia è stato realizzato nel 1964 a Cortemaggiore, in Emilia Romagna; oggi in Italia sono in esercizio 10 siti di stoccaggio e 3 sono in corso di realizzazione.

5. *Cosa accade al gas una volta stoccato? Cosa assicura che resti confinato all’interno della zona individuata e non si possano avere fuoriuscite?*

Il gas resta bloccato negli interstizi della roccia serbatoio. La presenza di una roccia di copertura, caratterizzata da un’elevata impermeabilità, assicura che non vi siano migrazioni al di fuori del giacimento verso le aree limitrofe con conseguente possibilità di fuoriuscite.

6. *Esiste la possibilità che si verifichino fenomeni sismici a seguito dello stoccaggio del gas nel sottosuolo?*

Nessuno degli studi e delle analisi condotte in questi anni ha evidenziato possibili correlazioni fra fenomeni sismici e lo stoccaggio di gas nel sottosuolo. Come ulteriore e continua verifica, tutti i giacimenti sono costantemente monitorati con appositi sensori inseriti nel sottosuolo al fine di rilevare eventuali eventi microsismici nel corso delle fasi di iniezione ed erogazione.

7. *Riguardo agli impianti di compressione e trattamento che costituiscono le centrali di stoccaggio, vi è il rischio di emissioni nocive che possano riguardare l’atmosfera, l’ambiente idrico o il terreno? Perché in centrale vi sono alti camini e cosa esce dalla loro sommità?*

Le emissioni sono riconducibili alle emissioni dei motori dei compressori, della caldaia per la rigenerazione del disidratante, del generatore di emergenza per la produzione di energia elettrica. Gli “alti camini” svolgono unicamente funzione di scarico di sicurezza e vengono pertanto impiegati solo nel caso in cui sia richiesto lo svuotamento delle tubazioni per l’effettuazione di lavori di manutenzione o per motivi di sicurezza. In questo caso vengono immessi in atmosfera ridotti quantitativi di gas per garantirne la dispersione in sicurezza. Tali camini non sono torce ma “camini freddi” in cui il gas non brucia né può bruciare in quanto alla

sommità del camino è presente un sistema estinguente che entra in funzione qualora il gas emesso dovesse bruciare.

Inoltre non ci sono interazioni tra gli impianti della centrale e l'ambiente idrico e il terreno in quanto tutti i residui liquidi sono raccolti e adeguatamente smaltiti e eventuali versamenti non possono raggiungere il terreno perché tutte le apparecchiature sono posizionate in bacini di contenimento impermeabili atti a raccogliere eventuali fuoriuscite.

8. *Vi è il rischio di inquinamento acustico durante le fasi di iniezione/erogazione causato dal rumore prodotto dai compressori o dagli impianti in genere?*

L'eventuale "inquinamento acustico", viene mitigato dall'adozione di una serie di accorgimenti (barriere fonoassorbenti, cabinati in cui sono posizionati i turbocompressori, valvole silenziata), tali da garantire, in ogni condizione di esercizio, il rispetto dei limiti fissati dalle norme.

9. *La fase di cantiere (perforazione e realizzazione della centrale) è rumorosa? Quanto tempo occorre per perforare un pozzo?*

Già prima dell'avvio della fase di cantiere viene realizzato uno studio per stimare gli impatti sonori sulle aree vicine a quella interessata dalla realizzazione degli impianti; opportune misure mitigative sono messe in atto proprio in base ai risultati di tali valutazioni. Durante le successive fasi di cantiere viene realizzato il monitoraggio dei livelli sonori al fine di individuare tempestivamente eventuali superamenti dei livelli sonori consentiti e adeguare le misure di mitigazione previste.

Mediamente le operazioni di perforazione di un pozzo richiedono circa un mese e vengono realizzate in continuo sulle 24 ore.

10. *Che danni può portare l'impianto sotto il profilo dell'impatto paesaggistico sul territorio? E la presenza di gas nel sottosuolo sotto il profilo delle attività agricole e delle colture?*

L'impatto paesaggistico di un impianto di stoccaggio è dato dalla presenza dei pozzi e delle strutture della centrale (cabinati che contengono i compressori, colonne di disidratazione del gas, la torcia fredda). L'impatto generato sul territorio dall'inserimento dei nuovi impianti di stoccaggio viene oggi mitigato con la realizzazione di opportuni interventi di piantumazione lungo il confine delle aree interessate.

Il gas, è confinato a elevate profondità nel sottosuolo (1.000-1.500 metri) e non influenza in alcun modo le attività svolte in superficie, comprese le attività agricole. Infatti gli strati rocciosi impermeabili di copertura isolano completamente il giacimento che contiene il gas impedendone la fuoriuscita.

11. *Vi sarà un aumento del traffico stradale pesante?*

Vi sarà un aumento del traffico pesante durante le fasi di costruzione della centrale di compressione e trattamento (in media circa 12 mesi) e durante le attività di perforazione dei pozzi (circa un mese per ogni pozzo). In fase di esercizio, il traffico pesante risulta limitato alle attività di approvvigionamento dei materiali e di smaltimento residui. In sede di Valutazione di impatto ambientale vengono esaminati i flussi di traffico e prescritte le idonee misure per il contenimento degli impatti.

12. *Durante l'esercizio della centrale verranno prodotti rifiuti speciali? Che cosa è previsto a riguardo?*

I rifiuti speciali prodotti durante l'esercizio della centrale sono costituiti prevalentemente dalle acque che provengono dal processo di disidratazione del gas e dalle acque meteoriche raccolte nei piazzali. Vanno inoltre considerati i residui dei composti chimici (glicol dietilenico e trietilenico) impiegati durante il processo di disidratazione del gas. Tutti i residui devono essere smaltiti con le modalità prescritte; in particolare le acque di processo vengono reiniettate nel

giacimento tramite pozzi dedicati o smaltite in discariche, mentre le acque meteoriche vengono smaltite in funzione del contenuto di inquinanti determinato con analisi chimiche effettuate proprio per la loro caratterizzazione.

*13. Sicurezza: ci sono mai stati incidenti rilevanti nell'attività di stoccaggio?*

Non sono stati segnalati incidenti rilevanti legati all'attività di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo. In particolare in Italia non si sono verificati incidenti rilevanti che abbiano coinvolto i lavoratori o le comunità locali.

Anche da un punto di vista della sicurezza dei lavoratori addetti all'esercizio dello stoccaggio, grazie all'applicazione e ai controlli previsti dalla normativa specifica, il settore dimostra un livello di sicurezza molto più alto degli altri comparti industriali, come è dimostrato costantemente dalle statistiche e comprovato dalle tabelle di rischio assicurativo INAIL, le più basse tra i comparti industriali (33 contro 100 della media, con prevalenza degli infortuni durante il tragitto abitazione-posto di lavoro).

*14. In termini di salute, i lavoratori e le popolazioni locali si possono considerare pienamente tutelate?*

Il rispetto dei più alti standard in termini di salute e sicurezza rappresenta una delle principali prerogative sin dalle primissime fasi di progettazione e realizzazione di un progetto di stoccaggio. L'applicazione coordinata delle normative di sicurezza mineraria (di competenza dei tecnici dell'UNMIG) e della normativa "Seveso", relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti (di competenza dei Comitati Tecnici Regionali (CTR) presieduti dai comandanti regionali dei Vigili del Fuoco), garantiscono alti livelli di sicurezza per i lavoratori e la popolazione. In particolare l'esame del progetto da parte dei CTR, finalizzato alla identificazione e quantificazione del rischio, permette la definizione e l'applicazione di programmi di prevenzione e protezione della popolazione specifici per ogni impianto.

*15. Invece di utilizzare i giacimenti naturali non si può immagazzinare il gas in serbatoi metallici?*

E' possibile utilizzare serbatoi cilindrici metallici interrati o grosse sfere in superficie ma, considerati gli alti volumi di gas da stoccare (complessivamente attualmente in Italia 14 miliardi di metri cubi) , il numero di serbatoi necessario sarebbe elevatissimo, con una insostenibile occupazione del territorio. Tali serbatoi sono utilizzati in paesi, come la Svizzera, che non dispongono di giacimenti naturali dove realizzare lo stoccaggio. Presso Volketswil c'è il più grande impianto al mondo realizzato con serbatoi cilindrici interrati per una capacità di stoccaggio di 0,7 milioni di metri cubi di gas.

*16. Come viene scelto un sito per la realizzazione dello stoccaggio ? Perché proprio in quella zona, non può essere spostato in un'altra area, magari più lontano dai centri abitati o all'estero?*

Nel selezionare i siti da adibire a stoccaggio fondamentali sono le caratteristiche già note del giacimento che deve garantire un sicuro ed efficiente immagazzinamento e prelievo del gas. Viene inoltre valutato il contributo che lo stoccaggio può offrire per soddisfare i consumi di gas del territorio, attuali e previsti. Altro aspetto importante è il corretto bilanciamento della rete di trasporto nazionale che deve garantire la disponibilità del gas su tutto il territorio nazionale anche in caso di improvvise interruzioni dai punti di importazione del nord e sud Italia. Una volta selezionato il sito dal punto di vista tecnico, ne viene valutata la compatibilità ambientale e la sicurezza degli impianti, con particolare riferimento alla presenza di abitazioni o di luoghi frequentati dalla popolazione. Le valutazioni di compatibilità ambientale e di sicurezza degli impianti vedono la partecipazione attiva della popolazione interessata.



## 2.3. CATTURA E STOCCAGGIO DEL BLOSSIDO DI CARBONIO

### 1. *Come nasce la necessità dello stoccaggio geologico della CO2?*

La necessità di ricorrere allo stoccaggio permanente della CO<sub>2</sub> nasce dalla volontà di contrastare i cambiamenti climatici in atto, che minacciano l'intero ecosistema.

Si stima che la domanda mondiale di energia nel 2035 sarà più alta di oltre il 30% rispetto a quella del 2008, e che, nonostante lo sviluppo di fonti energetiche rinnovabili, i combustibili fossili continueranno a svolgere un ruolo importante, coprendo oltre il 70% del fabbisogno.

Ciò comporterà un aumento delle emissioni annue di CO<sub>2</sub> da 29,3 miliardi di tonnellate all'anno, registrate nel 2008, a oltre 35 miliardi di tonnellate all'anno previste nel 2035, con il conseguente aumento della concentrazione di tale gas nell'atmosfera da 387 parti per milione (ppm) nel 2009 a valori superiori a 650 ppm. Si stima che ciò determinerà un incremento della temperatura media della terra di 3,5 gradi centigradi. La comunità scientifica mondiale continua a studiare i complessi scenari climatici futuri e ad oggi ritiene che l'aumento massimo di temperatura che il globo può sopportare è di 2 °C, corrispondenti ad una concentrazione di CO<sub>2</sub> pari a circa 450 ppm. Appare quindi evidente che bisogna ridurre il tasso di emissione della CO<sub>2</sub> ai fini di mantenerne la concentrazione in atmosfera sotto tale soglia.

Come azione a breve termine, l'obiettivo entro il 2020 è quello di ridurre del 20% il livello delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990. A lungo termine, invece, l'obiettivo è ridurre tali emissioni del 70%, sempre in riferimento ai livelli del 1990.

A seguito dello sviluppo tecnologico degli ultimi anni e nel tentativo di raggiungere concretamente i citati target di abbattimento delle emissioni, si sono messe a punto specifiche tecniche di cattura e confinamento della CO<sub>2</sub> indicate genericamente con l'appellativo di "CCS", acronimo di Carbon Capture & Storage. Si tratta di tecnologie di transizione, destinate ad essere applicate fino a quando non si svilupperanno metodologie di produzione energetica avanzate, al punto tale da ridurre in maniera significativa, alla fonte, le emissioni.

### 2. *Quali strumenti normativi sono stati messi in atto a livello Europeo? e in Italia?*

A livello europeo ciascuno Stato è stato responsabilizzato sulla necessità di intraprendere azioni precise e, a riguardo, è stata emanata la Direttiva n. 31 del 23 Aprile 2009, recepita in Italia con il decreto legislativo n. 162 del 14 settembre 2011.

### 3. *Dove viene materialmente immagazzinata la CO2?*

Lo stoccaggio permanente di CO<sub>2</sub> ha luogo in strutture geologiche sotterranee che hanno caratteristiche idonee al confinamento. La CO<sub>2</sub> iniettata si accumula nelle fratture e negli interstizi delle rocce porose e permeabili delle formazioni geologiche profonde ritenute idonee.

### 4. *Tutte le formazioni geologiche sono idonee per stoccare la CO2? Che caratteristiche devono presentare?*

Affinché un giacimento sia idoneo, deve presentare specifiche caratteristiche per quanto concerne la conformazione della "roccia serbatoio" ove sarà appunto contenuta la CO<sub>2</sub> e dalla "roccia di copertura", la quale dovrà risultare completamente impermeabile al fine di impedire fuoriuscite.

Esistono tre opzioni principali per lo stoccaggio permanente della CO<sub>2</sub>:

- a) Giacimenti esauriti di gas naturale e petrolio.  
Offrono opportunità di stoccaggio della CO<sub>2</sub> e presentano caratteristiche geomorfologiche ben note
- b) Acquiferi Salini.  
Offrono un potenziale di stoccaggio della CO<sub>2</sub> di gran lunga superiore in termini di volumi stoccabili rispetto ai giacimenti esauriti ma ne vanno verificate le caratteristiche geomorfologiche.
- c) Giacimenti profondi di carbone.  
Opzione in via di studio.

Gran parte delle formazioni idonee si trovano a profondità comprese tra 1.000 e 4.000 metri, dove la pressione è sufficientemente elevata per immagazzinare la CO<sub>2</sub> in fase liquida.

5. *Cosa accade alla CO<sub>2</sub> una volta immagazzinata nel sito di stoccaggio?*

La CO<sub>2</sub> iniettata nella roccia serbatoio va a riempire gli interstizi liberi al di sotto della roccia di copertura. Con il trascorre del tempo, una parte della CO<sub>2</sub>, si discioglie nell'acquifero salino sottostante e in alcuni casi reagisce trasformandosi in minerali (carbonato di calcio e magnesio). Questi ultimi processi si svolgono in tempi molto lunghi, contribuendo a rendere permanente l'intrappolamento.

6. *E' una tecnologia ormai consolidata? Esistono esempi nel mondo?*

A partire dagli anni '90 sono stati condotti importanti programmi di ricerca sulle tecnologie CCS in Europa, Stati Uniti, Canada, Australia e Giappone. Molte conoscenze sono state acquisite con i primi progetti dimostrativi nell'ambito dei quali la CO<sub>2</sub> è iniettata ormai da più di quindici anni. A titolo di esempio, tra i principali progetti di successo attualmente in esercizio si ricordano:

- Sleipner (Norvegia): circa 1 milione di tonnellate all'anno iniettate a partire dal 1996-
- Weyburn (Canada): circa 1,8 milioni di tonnellate all'anno iniettate a partire 2000.
- In Salah (Algeria): circa 1 milione di tonnellate all'anno iniettate a partire dal 2004-

Su scala minore (progetti pilota) decine di altri esempi sono attualmente in esercizio, con finalità dimostrative, come, ad esempio, in Francia (Lacq), Spagna (Compostilla), Germania (Schwarze Pumpe).

L'obiettivo a livello europeo è realizzare almeno 12 progetti dimostrativi su grande scala entro il 2020.

7. *Esistono progetti di stoccaggio della CO<sub>2</sub> in Italia ?*

Al momento non esistono progetti industriali attivi in Italia, tuttavia è da segnalare che nel 2008, ENEL ed ENI hanno sottoscritto un accordo strategico di collaborazione per lo sviluppo di tecnologie CCS.

Nell'ambito di tale accordo si inquadra la realizzazione del primo progetto pilota integrato ENEL per la cattura della CO<sub>2</sub> nella centrale elettrica di Brindisi sud e il progetto ENI di iniezione in un giacimento esausto di gas a Cortemaggiore (Piacenza).

L'impianto di Brindisi cattura circa 2,5 tonnellate all'ora di CO<sub>2</sub> da iniettare nel giacimento di Cortemaggiore, oggi adibito allo stoccaggio di gas naturale.

La sperimentazione durerà tre anni, e si prevede di iniettare complessivamente 24.000 tonnellate di CO<sub>2</sub> (8.000 t/anno).

Su scala industriale, è in corso di definizione il progetto "Porto Tolle" di cattura post-combustione e separazione di circa 1 milione di tonnellate all'anno di CO<sub>2</sub> prodotte dall'omonima centrale a carbone e di successivo trasporto della CO<sub>2</sub> sequestrata tramite pipeline a strutture di stoccaggio in acquifero profondo. Attualmente è in corso il procedimento per l'autorizzazione della realizzazione della centrale e sono in corso studi per l'individuazione del sito di stoccaggio.

Un'ulteriore sperimentazione prevista riguarda il progetto integrato "CCS Sulcis". Il progetto prevede di realizzare un sistema dimostrativo CCS comprendente una sezione di cattura di CO<sub>2</sub> alimentata con una parte dei fumi di combustione di una nuova centrale elettrica e un sistema di trasporto e confinamento geologico di CO<sub>2</sub> negli strati profondi del bacino carbonifero del Sulcis mediante l'applicazione combinata delle tecnologie ECBM (Enhanced Coal Bed Methane) e del confinamento in acquiferi sottostanti gli strati di carbone.

Infine, ulteriori potenziali progetti, oggi ancora in fase di studio, riguardano, la possibilità di catturare la CO<sub>2</sub> da impianti di gassificazione presenti nelle raffinerie e il conseguente stoccaggio in giacimenti petroliferi limitrofi, con contemporanea verifica della possibilità di incremento nel recupero dei greggi pesanti (EOR); in fase di studio risulta anche un progetto di separazione della CO<sub>2</sub> da idrocarburi gassosi acidi (ricchi di CO<sub>2</sub>) prodotti da giacimenti in produzione e la re-iniezione della stessa in giacimenti limitrofi depletati o in acquifero salino.

Per entrambi gli studi è in fase di completamento uno screening tecnico volto ad individuare gli impianti e i giacimenti che presentano le caratteristiche geo-morfologiche idonee e compatibili con le finalità dei progetti.

8. *Cosa assicura che la CO2 resti confinata all'interno della zona individuata e non vi sia il rischio che si possa disperdere con fuoriuscite?*

In generale le potenziali vie di fuga sono artificiali (ad esempio da pozzi preesistenti o da quelli realizzati per l'iniezione della CO2) o naturali (ad esempio fratture e faglie). Tali rischi vengono tenuti sotto controllo tramite attenti studi e verifiche preliminari delle strutture preesistenti nell'area, una idonea progettazione e realizzazione dei pozzi di iniezione e attenti monitoraggi dell'aria e del suolo da effettuarsi prima, durante e una volta conclusa la fase di stoccaggio.

La migrazione lungo faglie/fratture è un fenomeno complesso, tuttavia una buona conoscenza delle strutture geologiche consente di gestire i siti di stoccaggio della CO2 con gli stessi livelli di sicurezza che caratterizzano la coltivazione dei giacimenti di idrocarburi che, in modo naturale, per milioni di anni hanno imprigionato il metano o il petrolio.

9. *Esiste la possibilità che si verifichino fenomeni sismici a seguito del confinamento di CO2 nel sottosuolo?*

Tutte le analisi e gli studi condotti, monitorando il comportamento dei campi dove è in corso lo stoccaggio della CO2, non evidenziano alcuna diretta correlazione fra i fenomeni sismici e l'iniezione e lo stoccaggio.

10. *In termini di salute e sicurezza, quali sono i possibili impatti per le popolazioni? e per l'ambiente?*

La CO2 non risulta pericolosa per la salute dell'uomo, se non ad alte concentrazioni. Nell'aria che quotidianamente respiriamo la CO2 è presente con una concentrazione di circa lo 0,04%. Valori inferiori allo 0,5% sono tollerati senza alcuna conseguenza per la salute dell'uomo. Al crescere del livello di concentrazione e per valori superiori alla soglia sopracitata si possono, invece, verificare disturbi e patologie quali mal di testa, nausea e vertigini. Con concentrazioni più elevate ed in caso di esposizione prolungata, si possono avere serie difficoltà respiratorie e, nei casi più gravi, asfissia.

Tramite il monitoraggio continuo delle aree possono essere individuate immediatamente eventuali fuoriuscite e prese le dovute misure correttive.

Bisogna comunque osservare che se la CO2 fuoriesce in un sito aperto e pianeggiante, essa si disperde naturalmente nell'aria; il potenziale rischio è quindi limitato a fuoriuscite in ambienti chiusi e circoscritti o in depressioni topografiche, in quanto, in tali particolari situazioni, la concentrazione di CO2 può aumentare poiché, essendo più densa dell'aria, tende ad accumularsi in prossimità del suolo e dei punti di fuoriuscita. In Italia in molte aree la CO2 è presente naturalmente nel sottosuolo e fuoriesce spontaneamente provocando, talora, una localizzata riduzione della vegetazione.

### 3. Normativa di riferimento: normativa italiana in materia di perforazioni profonde

#### 3.1. DECRETO DIRETTORIALE 15 LUGLIO 2015

Procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 25 marzo 2015 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli. Pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 3 settembre 2015, Serie generale, N.204

##### IL DIRETTORE GENERALE PER LE RISORSE MINERARIE ED ENERGETICHE

VISTO il regio decreto 29 luglio 1927, n. 1443, recante norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere;

VISTA la legge 11 gennaio 1957, n. 6, recante norme sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e, in particolare, l'articolo 40 che istituisce, alle dipendenze dell'allora Ministero dell'industria e del commercio, l'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi avente la competenza specifica per la materia degli idrocarburi liquidi e gassosi, con Sezioni a Bologna, Roma e Napoli;

VISTO il decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128, recante norme di polizia delle miniere e delle cave, nonché le successive modifiche ed integrazioni, con particolare riferimento a quelle introdotte dal decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886;

VISTA la legge 21 luglio 1967, n. 613, recante norme sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale;

VISTO il decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979 n. 886, di integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n.128.

VISTA la legge 7 agosto 1990, n. 241, recante norme in materia di procedimento amministrativo e di diritto di accesso ai documenti amministrativi, e successive modifiche ed integrazioni;

VISTA la legge 9 gennaio 1991, n. 9, recante norme per l'attuazione del piano energetico nazionale;

VISTO il decreto del Presidente della Repubblica 18 aprile 1994, n. 484, recante la disciplina dei procedimenti di conferimento dei permessi di prospezione o ricerca e di concessione di coltivazione di idrocarburi in terraferma ed in mare;

VISTO il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624, di attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee;

VISTO il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, di attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi che, in particolare all'articolo 13, definisce le norme sul conferimento ed esercizio delle concessioni di coltivazione e di stoccaggio;

VISTO il decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 e successive modificazioni, che ha dettato nuove disposizioni circa il conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59;

VISTO il decreto legislativo 29 ottobre 1999, n. 443, che ha dettato disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112;

VISTO il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, di attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144;

VISTO l'Accordo del 24 aprile 2001 fra il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, le Regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano sulle modalità procedurali da adottare per l'intesa tra lo Stato e le Regioni, in materia di funzioni amministrative relative a prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in terraferma, ivi comprese quelle di polizia mineraria;

VISTA la legge 20 agosto 2004, n. 239, recante "Riordino del settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia";

VISTO il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, e sue modifiche e integrazioni, in particolare il decreto legislativo 26 agosto 2010, n.128;

VISTO il decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, di attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, recante norme in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro ed il decreto legislativo 3 agosto 2009, n. 106, recante disposizioni integrative e correttive;

VISTA la legge 23 luglio 2009, n. 99, recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia";

VISTO il decreto legislativo 11 febbraio 2010, n. 22 che, all'articolo 1, comma 7, ha disposto l'aggiunta, alla denominazione di Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi, le parole "e le georisorse";

CONSIDERATO che l'articolo 14 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, prevede l'aggiornamento del disciplinare tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi nella terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale;

VISTO il decreto direttoriale 22 marzo 2011, recante "Procedure operative di attuazione del decreto Ministeriale 4 marzo 2011 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli, ai sensi dell'articolo 15, comma 5, del decreto Ministeriale 4 marzo 2011";

VISTO il decreto legge 9 febbraio 2012, n. 5, convertito con modificazioni dalla legge 4 aprile 2012, n. 35, recante "Disposizioni urgenti in materia di semplificazione e sviluppo";

VISTO il decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito con modificazioni dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, recante "Misure urgenti per la crescita del Paese";

VISTO il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 5 dicembre 2013, recante "Regolamento di organizzazione del Ministero dello sviluppo economico";

VISTO il decreto del Ministro dello sviluppo economico 17 luglio 2014, di individuazione e organizzazione degli uffici dirigenziali di livello non generale del Ministero dello sviluppo economico e, in particolare, della Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche, Divisioni II, III, IV (Sezioni UNMIG) e V (funzioni e compiti dell'Ufficio Nazionale Minerario per gli idrocarburi e le georisorse, in raccordo con le Sezioni UNMIG, Laboratori UNMIG);

VISTO il decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito con modificazioni dalla legge 11 novembre 2014, n.164, 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";

VISTA la legge 23 dicembre 2014, n.190 recante "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato ("Legge di stabilità 2015") e, in particolare, l'art.1, commi 551 e 552 di modificazione dell'art. 57 del decreto legge 9 febbraio 2012, n.5, convertito con modificazioni, dalla legge 4 aprile 2012, n. 35;

VISTO il decreto del Ministro dello sviluppo economico 25 marzo 2015 recante "Aggiornamento del disciplinare tipo in attuazione dell'articolo 38 del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164";

DECRETA

## TITOLO I - NORME GENERALI

### CAPO I - FINALITÀ, AMBITO DI APPLICAZIONE E DEFINIZIONI

#### Art. 1.

##### Finalità e ambito di applicazione

1. Il presente decreto stabilisce le procedure operative di attuazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico 25 marzo 2015 e le modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli, ai sensi dell'art. 19, comma 6, dello stesso decreto ministeriale.

#### Art. 2.

##### Definizioni

1. Ai fini del presente decreto valgono le seguenti definizioni:

a. "attività di prospezione": attività consistente in rilievi geografici, geologici, geochimici e geofisici eseguiti con qualunque metodo e mezzo, escluse le perforazioni dei pozzi esplorativi di ogni specie, intese ad accertare la natura del sottosuolo e del sottofondo marino;

- b. "attività di ricerca": insieme delle operazioni volte all'accertamento dell'esistenza di idrocarburi liquidi e gassosi, comprendenti le attività di indagini geologiche, geochimiche e geofisiche, eseguite con qualunque metodo e mezzo, nonché le attività di perforazioni meccaniche, previa acquisizione dell'autorizzazione di cui all'art. 27 della legge 23 luglio 2009, n. 99;
- c. "attività di coltivazione": insieme delle operazioni necessarie per la produzione di idrocarburi liquidi e gassosi;
- d. "BUIG": Bollettino ufficiale per gli idrocarburi e le georisorse, pubblicato sul sito internet del Ministero;
- e. "CIRM": Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie del Ministro dello sviluppo economico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 78;
- f. "concessione di coltivazione": titolo esclusivo che consente le attività di sviluppo e coltivazione di un giacimento di idrocarburi liquidi e gassosi, rilasciato ai sensi dell'art. 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, come modificato dall'art. 1, comma 82-ter, della legge 20 agosto 2004, n. 239, modificata dal comma 34 dell'art. 27 della legge 23 luglio 2009, n. 99;
- g. "DSS": documento di sicurezza e salute di cui all'art. 6 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624;
- h. "DSSC": documento di sicurezza e salute coordinato di cui all'art. 9 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624;
- i. "fase di ricerca": periodo durante il quale si possono svolgere attività di ricerca nel titolo concessorio unico;
- j. "fase di coltivazione": periodo durante il quale si possono svolgere attività di coltivazione nel titolo concessorio unico;
- k. "giacimento": roccia sotterranea porosa e permeabile definita da fattori fisici e geologici all'interno di confini orizzontali e verticali, formata da uno o più livelli contenenti idrocarburi, suscettibile di essere tecnicamente ed economicamente adibito alla coltivazione mineraria;
- l. "livello": struttura elementare che concorre a formare il giacimento, confinata a tetto e a letto;
- m. "Laboratori": ufficio dirigenziale dell'UNMIG, competente nei controlli sperimentali sui parametri riguardanti la prevenzione e la sicurezza nelle attività del settore energetico e minerario (vibrazioni del suolo, rumore, emissioni liquide e gassose, qualità dell'aria di cantiere) tramite l'esecuzione di campagne di ispezione, prelievo dei campioni e analisi chimico-fisiche e mineralogiche;
- n. "Ministero": Ministero dello Sviluppo Economico;
- o. "Ministero dell'ambiente": Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare;
- p. "opere di recupero ambientale" opere di chiusura mineraria, di rimozione di impianti ("decommissioning") e di ripristino ambientale per la sistemazione finale delle aree di cantiere ad attività mineraria cessata;
- q. "permesso di prospezione": titolo non esclusivo che consente le attività di prospezione rilasciato ai sensi dell'art. 3 della legge 9 gennaio 1991, n. 9 e ai sensi della legge n. 239 del 2004;
- r. "permesso di ricerca": titolo esclusivo che consente le "attività di ricerca" rilasciato ai sensi dell'art. 6 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, come modificato dall'art. 1, comma 77, della legge 20 agosto 2004, n. 239, per ultimo modificato dall'art. 27, comma 34, della legge 23 luglio 2009, n. 99;
- s. "permissionario": titolare del permesso di prospezione o del permesso di ricerca;
- t. "pre-qualifica" procedimento attraverso il quale il Ministero accerta il possesso dei requisiti di cui all' art. 7 del presente decreto in capo ai soggetti che intendano svolgere nel territorio italiano le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, svolto in un momento antecedente alla presentazione della relativa istanza.
- u. "programma dei lavori": il programma dei lavori presentato dal titolare e autorizzato all'atto del rilascio del titolo o come successivamente modificato secondo le procedure previste nel presente decreto direttoriale;
- v. "rappresentante unico": rappresentante dei contitolari di un titolo minerario;
- w. "Regione": Regione a statuto ordinario con cui il Ministero perviene ad intesa per le determinazioni da assumere in materia di prospezione, ricerca e coltivazione idrocarburi in terraferma;
- x. "studio ambientale preliminare" documentazione da presentare alla Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA/VAS del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ai fini della valutazione ambientale preliminare;
- y. "titolare": soggetto al quale è stato conferito il titolo minerario;
- z. "titolo concessorio unico" titolo minerario esclusivo per la ricerca e la coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, che può essere conferito dal Ministero, d'intesa per la terraferma con la Regione, a seguito dell'adozione del Piano delle Aree di cui al comma 1 bis dell'art. 38 del D.L. 12 settembre 2014, n. 133, convertito con modificazioni con legge 11 novembre 2014, n. 164, sulla base di un programma generale dei lavori articolato in una fase di ricerca e in una fase di coltivazione comprensiva della fase di ripristino finale, rilasciato ai sensi del comma 5 del citato art. 38;

- aa. "titolo minerario": permesso di prospezione, permesso di ricerca, concessione di coltivazione e titolo concessorio unico;
- bb. "Sezione UNMIG": ufficio dirigenziale dell'UNMIG competente in materia di gestione tecnico-amministrativa delle attività di prospezione, ricerca, coltivazione e stoccaggio di idrocarburi e stoccaggio di gas naturale e organo di vigilanza per l'applicazione delle norme poste a tutela della sicurezza dei luoghi di lavoro minerari e della salute dei lavoratori;
- cc. "UNMIG": Ufficio Nazionale per gli Idrocarburi e le Georisorse, istituito dalla legge 6/1957, art. 40;
- dd. "valutazione dell'impatto ambientale": provvedimento dell'autorità competente che conclude la fase di valutazione del processo di VIA, ai sensi del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152, e successive modifiche;
- ee. "valutazione ambientale preliminare": provvedimento della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA/VAS del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare previsto per l'istruttoria del titolo unico dal comma 6, lettera a) dell'art. 38 del D.L. 12 settembre 2014, n. 133, convertito con modificazioni con legge 11 novembre 2014, n. 164.

### **Art. 3.**

#### **Attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e le relative autorizzazioni**

1. Le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e le relative opere e gli impianti previsti nei programmi lavori, incluse le opere strumentali alle infrastrutture energetiche strategiche ed allo sfruttamento dei titoli minerari, anche quando localizzate al di fuori del perimetro delle concessioni di coltivazione o dei titoli unici in fase di coltivazione, rivestono carattere di interesse strategico e sono di pubblica utilità, urgenti e indifferibili. I relativi titoli minerari comprendono la dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità e urgenza dell'opera e l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio dei beni in esse compresi, ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327 e successive modifiche ed integrazioni. Nel caso in cui le opere di cui sopra comportino la variazione degli strumenti urbanistici, il rilascio delle relative autorizzazioni ha effetto di variante urbanistica ai sensi dell'art. 27, comma 34, della legge 23 luglio 2009, n.99.

## **TITOLO II - MODALITÀ PER IL CONFERIMENTO DEL PERMESSO DI PROSPEZIONE, PERMESSO DI RICERCA, CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE E TITOLO CONCESSORIO UNICO**

### **CAPO I - ISTANZE PER IL CONFERIMENTO DEL PERMESSO DI PROSPEZIONE, DEL PERMESSO DI RICERCA, DELLA CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE, DEL TITOLO CONCESSORIO UNICO E PER LA CONVERSIONE IN TITOLI CONCESSORI UNICI**

### **Art. 4.**

#### **Istanze per il rilascio di titoli minerari**

1. Ai sensi dell'art. 1, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 18 aprile 1994, n. 484 e dell'art. 38, comma 5, del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito con modificazioni dalla legge 11 novembre 2014, n. 164, le operazioni di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sono svolte a seguito del conferimento dei titoli minerari di permesso di prospezione, permesso di ricerca, concessione di coltivazione e titolo concessorio unico.
2. I permessi di prospezione, i permessi di ricerca, le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e i titoli concessori unici sono conferiti ai richiedenti di cui all'art. 4, comma 1, del decreto ministeriale 25 Marzo 2015, che dispongano di capacità tecnica, economica, organizzativa ed offrano garanzie adeguate ai programmi presentati, come definite dall' art. 6.
3. Il richiedente presenta l'istanza per il rilascio del permesso di prospezione, del permesso di ricerca, della concessione di coltivazione o del titolo concessorio unico secondo le modalità definite al comma 6, unitamente alla documentazione tecnica relativa all'investimento di cui al comma 4 e alla documentazione relativa al possesso dei requisiti di cui all' art. 6. Tale documentazione viene fornita dal richiedente all'atto della presentazione dell'istanza per il rilascio del permesso di prospezione, del permesso di ricerca, della concessione di coltivazione o del titolo concessorio unico, ovvero all'atto della presentazione della istanza di pre-qualifica di cui all' art. 7.
4. L'istanza è corredata dal programma delle attività previste, in particolare:
- a. nel caso di istanza per il rilascio del permesso di prospezione sono specificati i rilievi da svolgere, i metodi e i mezzi impiegati, i tempi di esecuzione, le eventuali opere di recupero ambientale che si rendano necessarie. Le stesse informazioni devono essere fornite nel caso le attività siano condotte ai sensi dell'art. 4 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;

b. nel caso di istanza per il rilascio del permesso di ricerca è specificato il programma dei lavori che il richiedente intende svolgere, indicando i metodi ed i mezzi da impiegare, i tempi di esecuzione, le opere di recupero ambientale previste, i relativi costi e l'impegno finanziario complessivo. All'istanza è inoltre allegata una relazione tecnica sullo stato delle conoscenze geominerarie dell'area, anche con riferimento ai dati pubblicati sul sito del Ministero, e sugli obiettivi della ricerca;

c. nel caso di istanza per il rilascio di una concessione di coltivazione è allegata una relazione tecnica dettagliata, con documentazione illustrativa sui risultati dei lavori eseguiti nell'ambito del permesso di ricerca, con particolare riferimento alla capacità produttiva del pozzo o dei pozzi con i quali si è pervenuti al rinvenimento di idrocarburi ed all'interpretazione dei dati geologici acquisiti e dei rilievi geofisici effettuati. Fatto salvo quanto disposto dall'art. 10, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, sono, inoltre, allegati all'istanza, il programma dei lavori di sviluppo, il programma di coltivazione con relativo profilo produttivo e relazione tecnico-economica completa di analisi di sensibilità nonché l'eventuale programma dei lavori di ricerca che si prevede di effettuare nell'ambito della concessione, indicando le fasi operative, i temi di ricerca, i tempi di esecuzione previsti, le opere da realizzare, il termine entro il quale il programma di sviluppo sarà completato, i relativi investimenti comprensivi dei costi delle opere di recupero ambientale. Il programma dei lavori di sviluppo del giacimento contiene il prospetto di dettaglio delle opere da realizzare (pozzi, allestimenti di cantiere, condotte e accessori, impianti di trattamento, programmi di monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro, opere di recupero ambientale), delle spese generali (management, ingegneria, permessi e autorizzazioni) e la stima dei costi per la gestione dell'infrastruttura e dei relativi servizi e del recupero ambientale;

d. nel caso di istanza per il rilascio di un titolo concessorio unico è allegata la documentazione comprovante la compatibilità dell'area prescelta per l'attività con il piano delle aree di cui al comma 1 bis dell'art. 38 del D.L. 12 settembre 2014, n. 133, convertito con modificazioni con legge 11 novembre 2014, n. 164 e il programma dei lavori. Il programma dei lavori indica: (1) per la fase di ricerca, le indagini geofisiche e le perforazioni che il richiedente intende svolgere, i metodi e i mezzi da impiegare, i tempi di esecuzione, le opere di recupero ambientale previste, i relativi costi e l'impegno finanziario complessivo e una relazione tecnica sullo stato delle conoscenze geominerarie dell'area e sugli obiettivi della ricerca; (2) per la fase di coltivazione, l'indicazione dei lavori di sviluppo e coltivazione e delle opere di recupero ambientale prevedibili al momento della presentazione dell'istanza e i programmi di monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro.

5. Alle istanze di cui al comma 3 sono, inoltre, allegate:

a. una scheda, firmata dal richiedente, con l'indicazione delle coordinate dei vertici dell'area richiesta espresse in gradi e minuti primi (riferiti al meridiano di Monte Mario per le aree in terraferma e al meridiano di Greenwich per le aree ricadenti in mare), salvo per il lato che eventualmente coincida con la frontiera dello Stato, con la linea che segna il limite esterno della piattaforma continentale italiana o con la linea costiera a bassa marea; in questi casi i vertici saranno individuati mediante coordinate espresse anche con frazioni decimali di primi, o, nel caso esse non risultino analiticamente calcolabili, mediante descrizione del punto di intersezione;

b. una mappa dell'area richiesta disegnata in nero con linea continua e definita su foglio (originale o copia) dell'Istituto Geografico Militare, alla scala 1:100.000 per le istanze ricadenti in terraferma o dell'Istituto Idrografico della Marina alla scala di 1:250.000 per le istanze in mare. L'area richiesta è delimitata da archi di meridiano e di parallelo di lunghezza pari a un minuto primo o ad un multiplo di esso, salvo per il lato che eventualmente coincida con la frontiera dello Stato o con la linea che segna il limite esterno della piattaforma continentale italiana di cui all'art. 1 della legge 21 luglio 1967 n. 613, con la linea di costa a bassa marea, o con il limite di concessioni di coltivazione limitrofe;

c. nel caso di istanza per il rilascio di una concessione di coltivazione, planimetrie e localizzazione degli impianti e fabbricati, diagramma a blocchi dell'impianto, schemi di processo delle diverse unità.

6. Le istanze di cui al comma 3, conformi alla normativa vigente sul bollo, sono presentate, in duplice copia, al seguente indirizzo: Ministero dello sviluppo economico, Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche, via Molise, 2 – 00187 Roma. Nel caso di istanze per il rilascio del permesso di ricerca o del titolo concessorio unico, la documentazione di cui al comma 4, lettera a) e c) è allegata all'istanza in busta chiusa e sigillata e munita della seguente dicitura "relazione tecnica e programma dei lavori allegati all'Istanza per il conferimento di [permesso di ricerca esclusivo o titolo concessorio unico] ..... non aprire prima della fine del periodo di presentazione di domande in concorrenza". L'istanza di cui al comma 3 è contraddistinta da un nominativo convenzionale, corrispondente ad un toponimo che compaia nel foglio Istituto Geografico Militare all'interno dell'area richiesta, qualora ricada in terraferma, ovvero, qualora l'area ricada in mare, da una sigla costituita dalla lettera maiuscola della zona del sottofondo marino nella quale è ubicata, come definita dalla normativa vigente, seguita dalla lettera P, R, C o U rispettivamente nel caso di istanze di permesso di prospezione, di ricerca, di concessione di coltivazione, o di titoli concessori unici, dal numero d'ordine cronologico di



presentazione della istanza per la rispettiva zona e dalla sigla del titolare espressa da due lettere maiuscole, indicate dallo stesso richiedente. Tali elementi di riferimento devono essere utilizzati per ogni comunicazione con il Ministero. La richiesta di passaggio alla fase di coltivazione nel titolo concessorio unico, corredata della relativa documentazione di cui all' art. 11, comma 3 lettera a), va inviata al Ministero, e in copia alla Sezione UNMIG competente, per le opportune verifiche, ai fini dell'attestazione del passaggio di fase.

7. Le istanze di cui al comma 3, possono essere presentate, oltre che secondo le modalità di cui al comma 6, anche utilizzando la casella di posta elettronica certificata della divisione competente del Ministero. La documentazione suddetta dovrà essere validata mediante l'apposizione della firma digitale del legale rappresentante o di un suo delegato e di una marca temporale. Per garantire la segretezza dei dati comunicati è possibile crittografare i file mediante il certificato di firma digitale del dirigente della divisione pubblicato sul sito internet ministeriale.

8. Il programma allegato all'istanza per il conferimento del titolo minerario presentata al Ministero deve essere coerente con quello presentato ai fini della valutazione di impatto ambientale, o della valutazione ambientale preliminare nel titolo concessorio unico.

9. Nel caso di istanza per il conferimento di un titolo minerario in terraferma, copia dell'istanza e della relativa documentazione di cui ai commi 3, 4 e 5 è inoltrata anche alla Regione interessata con le seguenti tempistiche:

- a. nel caso di istanze per il rilascio del permesso di ricerca o del titolo concessorio unico, entro 15 giorni dalla comunicazione dell'esito positivo della risoluzione della concorrenza;
- b. nel caso di istanze per il rilascio del permesso di prospezione e della concessione di coltivazione, contestualmente alla presentazione dell'istanza al Ministero.

## **Art. 5.**

### **Conversione in titolo concessorio unico**

1. Le istanze di conversione in titolo concessorio unico dei titoli o dei procedimenti per il conferimento dei titoli, presentate nei termini previsti dal decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito con modificazioni dalla legge 11 novembre 2014, n. 164, devono essere integrate, ai sensi dell'art. 3, comma 14, del decreto ministeriale 25 marzo 2015, con la documentazione indicata all'art. 4, comma 4, lettera d), entro 90 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto. Il titolo concessorio unico o l'istanza per il conferimento del titolo concessorio unico sostituisce a tutti gli effetti il titolo o l'istanza preesistente mantenendo salvi i diritti acquisiti del titolare o del richiedente, la documentazione presentata e i procedimenti in corso nello stato in cui si trovano al momento del conferimento del titolo concessorio unico.

2. Il conferimento del titolo concessorio unico a seguito di richiesta di conversione presentata al Ministro dello sviluppo economico, è accordato:

a. a seguito di un procedimento unico svolto nel termine di centottanta giorni, a decorrere dalla data di presentazione della documentazione di cui all' art. 4, comma 4, lettera d), tramite apposita conferenza di servizi, nel cui ambito è svolta anche la valutazione ambientale preliminare del programma complessivo dei lavori espressa, ai sensi dell'art. 38, comma 6, lettera a) del D.L. 12 settembre 2014, n. 133, convertito con modificazioni con legge 11 novembre 2014, n. 164, entro 60 giorni, con parere della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA/VAS del Ministero dell'ambiente;

b. con decreto del Ministero dello sviluppo economico, previa intesa con la Regione o la provincia autonoma di Trento o di Bolzano territorialmente interessata, per le attività da svolgere in terraferma, e sentite la Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie e la Sezione UNMIG competente per territorio;

c. a soggetti che dispongono di capacità tecnica, economica ed organizzativa ed offrono garanzie adeguate all'esecuzione e realizzazione dei programmi presentati, secondo quanto previsto dall'art. 6, e che siano persone fisiche o giuridiche, pubbliche o private, o associazione di tali persone, con sede sociale in Italia o in altri Stati membri dell'Unione europea nonché, a condizioni di reciprocità, a soggetti di altri Paesi;

d. previa presentazione dei documenti richiesti ai fini del conferimento del titolo concessorio unico che non siano stati già presentati nell'ambito del procedimento volto al conferimento del titolo oggetto di conversione;

e. previa presentazione di idonee fidejussioni bancarie o assicurative commisurate al valore delle opere di recupero ambientale per le attività previste secondo le modalità di cui all'art. 6, comma 6.

3. È fatta salva l'opzione, eventualmente esercitata dal richiedente, di cui all'art. 38 comma 8 del decreto legge 12 settembre 2014 n. 133, convertito dalla legge 11 novembre 2014, n. 164, relativa al proseguimento del procedimento di valutazione d'impatto ambientale presso la Regione.

4. I procedimenti relativi alle istanze di conversione in titolo concessorio unico dei titoli minerari esistenti o delle istanze per il conferimento dei titoli, integrate dalla documentazione nei tempi previsti

dal comma 1, sono sospesi fino all'adozione del piano delle aree, di cui all'art. 38, comma 1-bis, del D.L. n. 133/2014, convertito con modificazioni dalla l. n. 164/2014. Nel periodo intercorrente fra la data della presentazione dell'istanza da parte del titolare e la data del provvedimento di conversione nel titolo concessorio unico:

a. rimangono validi i titoli minerari e le istanze per il conferimento dei titoli minerari oggetto di istanza di conversione e si applicano le norme del presente decreto relative ai permessi di ricerca ed alle concessioni di coltivazione;

b. rimangono validi i provvedimenti autorizzativi acquisiti e i procedimenti in corso relativi ai titoli e alle istanze di cui alla lettera a);

c. le attività di prospezione, ricerca e coltivazione nell'ambito di titoli minerari oggetto di istanza di conversione sono autorizzate secondo le norme del presente decreto relative ai permessi di ricerca e alle concessioni di coltivazione.

## **CAPO II - CAPACITÀ TECNICA ED ECONOMICA**

### **Art. 6.**

#### **Dimostrazione della capacità tecnica ed economica del richiedente**

1. I permessi di prospezione, i permessi di ricerca, le concessioni di coltivazione e i titoli concessori unici sono conferiti ai soggetti richiedenti di cui all'art. 1, comma 1, lettera b), del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, (persona fisica o giuridica, pubblica o privata, o associazione di tali persone), che dispongano di requisiti di ordine generale, capacità tecnica, economica ed organizzativa adeguati alla esecuzione e realizzazione dei programmi presentati, con sede sociale in Italia o in altri Stati membri dell'Unione Europea, e, a condizioni di reciprocità, a soggetti di altri Paesi. I richiedenti devono possedere nella Unione Europea strutture tecniche e amministrative adeguate alle attività previste, ovvero presentare una dichiarazione con la quale il legale rappresentante si impegni, in caso di conferimento, a costituirle.

2. Per quanto riguarda i requisiti di ordine generale, il richiedente fornisce:

a. se il richiedente ha sede in Italia, il certificato camerale, in corso di validità, provvisto della dicitura antimafia e dell'inesistenza, negli ultimi cinque anni, di procedure concorsuali di qualsiasi genere: fallimento, liquidazione coatta amministrativa, ammissione in concordato. Il certificato camerale deve includere le seguenti informazioni relative al soggetto richiedente: denominazione, ragione sociale, sede legale, capitale sociale, partita IVA e/o codice fiscale, sito internet, denominazione dell'eventuale gruppo di appartenenza, denominazione della eventuale società controllante, nome e contatti del rappresentante legale e del soggetto incaricato dei rapporti con le autorità. Qualora dette informazioni non fossero incluse nel certificato camerale, il soggetto richiedente dovrà fornirle mediante dichiarazione sottoscritta dal legale rappresentante con le modalità di cui agli articoli 38, 47, 76 del D.P.R. 28 dicembre 2000, n. 445. Nel caso di associazione di imprese (RTI o Consorzio), il certificato camerale è prodotto da ciascun componente l'associazione;

b. se appartenente ad uno Stato membro dell'Unione o ad altro Stato, un certificato equipollente a quello indicato al punto a, completo delle suddette informazioni. Se nessun documento o certificato è rilasciato da altro Stato, costituisce prova sufficiente una dichiarazione giurata, ovvero, in Stati in cui non esiste siffatta dichiarazione, una dichiarazione resa dal soggetto interessato innanzi ad un'autorità giudiziaria o amministrativa competente, a un notaio o ad un organismo professionale qualificato a riceverla del Paese in cui ha sede giuridica l'Ente o la Società richiedente;

c. copia autentica dello Statuto e dell'Atto costitutivo, in lingua italiana; la documentazione prodotta nella lingua del paese del richiedente può essere accettata solo se accompagnata da una traduzione certificata in lingua italiana conforme al testo originale; dall'oggetto sociale deve risultare che le attività del soggetto richiedente comprendono le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi.

3. Ai fini della valutazione della capacità economica, il soggetto richiedente presenta:

a. copia dei bilanci approvati degli ultimi tre anni del soggetto richiedente (ovvero i bilanci a far data dal momento della costituzione della società, per quelle costituite da meno di tre anni), con le relazioni dell'organo amministrativo e del collegio dei revisori o dei sindaci sulla gestione della società;

b. copia dell'ultimo bilancio consolidato pubblicato o, se non disponibile, di un bilancio pro-forma certificato da un amministratore con nota integrativa, se applicabile;

c. copia dell'ultimo bilancio pubblicato o, se non disponibile, di un bilancio pro-forma certificato da un amministratore con nota integrativa relativo alla società controllante e/o collegata che fornisce le garanzie e/o i finanziamenti, se applicabile.

d. dichiarazione sostitutiva di atto notorio a firma del legale rappresentante, ai sensi degli articoli 38, 47 e 76 del D.P.R. 28 dicembre 2000, n. 445, concernente:

1. il fatturato (volume d'affari), globale e specifico, degli ultimi tre anni;
  2. il patrimonio netto del soggetto richiedente. Il patrimonio netto deve essere maggiore di zero. Se il patrimonio netto è minore di zero, è fornita evidenza della delibera assembleare che stabilisce la tempestiva ricostituzione del patrimonio ai sensi degli art. 2446 e 2447 c.c.;
  3. il rapporto tra circolante e debito a breve. Se tale rapporto è minore di uno, il soggetto richiedente deve dimostrare che il fabbisogno è coperto da adeguati accordi di finanziamento a breve termine con una società controllante e/o collegata o con banche di cui al decreto legislativo 1 settembre 1993, n. 385;
  4. il rapporto tra debito netto e patrimonio netto. Se tale rapporto è maggiore del settantacinque per cento, il soggetto richiedente deve dimostrare di poter far fronte al debito tramite un piano di ammortamento con i flussi di cassa o tramite un accordo di finanziamento senza scadenza con la società controllante e/o collegata;
  5. informazioni relative alla persona fisica o giuridica che dispone della maggioranza dei voti esercitabili nell'assemblea ordinaria del soggetto richiedente, o di voti sufficienti per esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria del soggetto richiedente, ovvero, che può esercitare un'influenza dominante sul soggetto richiedente in virtù di particolari vincoli contrattuali con esso.
4. Le persone fisiche prestano, al momento della presentazione dell'istanza, una cauzione iniziale di importo pari a 120.000,00 euro, costituita mediante fideiussione bancaria rilasciata da istituti di credito di cui al decreto legislativo 1 settembre 1993, n. 385 ovvero mediante polizza assicurativa fideiussoria, rilasciata da un'impresa di assicurazione autorizzata all'esercizio nel ramo cauzioni ed operante nel territorio della Repubblica in regime di libertà di stabilimento o di libertà di prestazione di servizi (legge 10 giugno 1982, n. 348). Non sono accettate garanzie rilasciate da società di intermediazione finanziaria iscritte nell'elenco di cui all'art. 107 del decreto legislativo 1 settembre 1993, n. 385. La fideiussione o la polizza è, a pena di esclusione, corredata di idonea dichiarazione sostitutiva rilasciata dai soggetti firmatari il titolo di garanzia ai sensi degli articoli 38 e 76 del D.P.R. 28 dicembre 2000, n. 445, circa l'identità, la qualifica ed i poteri degli stessi. Per soggetti firmatari si intendono gli agenti, broker, funzionari e comunque i soggetti muniti di poteri di rappresentanza dell'istituto di credito o compagnia assicurativa che emette il titolo di garanzia. Tale dichiarazione dovrà essere accompagnata, a pena di esclusione, da copia firmata e datata di idoneo documento di identità dei suddetti soggetti. In alternativa, il titolo dovrà essere corredata di autentica notarile circa la qualifica, i poteri e l'identità dei soggetti firmatari, con assolvimento dell'imposta di bollo. Le persone fisiche presentano inoltre garanzie economiche commisurate al programma dei lavori presentato.
5. Non sono attribuiti i titoli minerari a società aventi capitale sociale interamente versato inferiore a 120.000,00 euro e alle persone fisiche che non hanno prestato la cauzione di cui al comma 4.
  6. Il rilascio del titolo concessorio unico è subordinato alla presentazioni di idonee fideiussioni bancarie o assicurative commisurate al valore delle opere di recupero ambientale previste all'atto della presentazione della relativa istanza, secondo gli importi e le modalità stabilite dall'Allegato 2.
  7. Per le attività svolte nei permessi di prospezione, di ricerca e concessioni di coltivazione le società devono presentare idonee fideiussioni bancarie ed assicurative commisurate al valore delle opere di recupero ambientale all'atto della richiesta di autorizzazione, secondo gli importi e le modalità stabilite dall'Allegato 2.
  8. Il comma 7 non si applica alle società aventi patrimonio netto superiore a 10 milioni di euro o, con riferimento ai gruppi societari, alle società che forniscono garanzie mediante impegni formali assunti da società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante avente patrimonio netto superiore a 10 milioni di euro; la società garante, oltre alla lettera di impegno formale, presenta anche la documentazione di cui ai commi 2 e 3.
  9. I commi 6 e 7 non si applicano se le garanzie di cui agli stessi commi sono già richieste per legge a favore di altre amministrazioni.
  10. L'importo delle fideiussioni di cui al comma 6 e 7 può essere rideterminato dalla Sezione UNMIG competente in caso di variazione del programma lavori e può essere ridotto ai sensi del successivo comma 12 del presente articolo. Le garanzie sono prestate dalle banche e dalle imprese di assicurazioni di cui alla legge 10 giugno 1982, n. 348, iscritte negli elenchi degli organi di controllo (Banca d'Italia, Consob e Isvap). Per la presentazione delle garanzie di cui al comma 6 sono utilizzati lo schema di atto di fideiussione bancaria e/o di polizza fideiussoria (Allegato 3) e lo schema di dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà dell'emittente della fideiussione bancaria e/o polizza fideiussoria (Allegato 4).
  11. Nel caso di istanze di trasferimento di titoli minerari, il titolare subentrante deve presentare le fideiussioni assicurative o bancarie per gli impianti esistenti e per le opere autorizzate che coprano i costi delle opere di recupero ambientale secondo le modalità di cui al comma 6, 7, e 8 e dimostrare l'esistenza di tutte le garanzie economiche per coprire i costi di un eventuale incidente commisurati a quelli derivanti dal più grave incidente nei diversi scenari ipotizzati in fase di studio ed analisi dei rischi secondo le modalità indicate all'Allegato 1 al presente decreto.

12. Le fidejussioni o polizze fideiussorie bancarie o assicurative prevedono la dichiarazione di esplicito rinnovo ogni 2 anni e cessano con il completamento delle attività di recupero ambientale per le quali sono state prestate. Il Ministero provvede a rilasciare il nulla osta al loro svincolo una volta acquisito il parere favorevole della Sezione UNMIG competente. Gli importi delle garanzie finanziarie di cui al comma 6 e 7 possono essere ridotti, all'atto del rinnovo, proporzionalmente allo stato di avanzamento dei lavori di recupero ambientale, come comunicato dal permissionario o dal titolare al Ministero e alla Sezione UNMIG. La comunicazione viene effettuata almeno due mesi prima della scadenza biennale mediante l'invio di appositi rapporti nella forma di dichiarazione sostitutiva di atto notorio ai sensi degli articoli 38, 47, 76 del D.P.R. 28 dicembre 2000, n. 445.

13. Ai fini della valutazione delle capacità tecniche, i soggetti di cui al comma 1 producono la seguente documentazione, sottoscritta dal legale rappresentante con le modalità di cui agli articoli 38, 47, 76 del D.P.R. 28 dicembre 2000, n. 445 e in lingua italiana (la documentazione prodotta nella lingua del paese del richiedente può essere accettata solo se accompagnata da una traduzione certificata in lingua italiana conforme al testo in lingua straniera):

a. relazione con descrizione delle principali attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi svolte in Italia o all'estero; nel caso di impresa di recente costituzione, possono essere forniti elementi relativi alla società controllante o al gruppo societario di appartenenza;

b. attestazione relativa alla struttura organizzativa ed alle risorse impiegate nelle attività descritte nella relazione di cui al punto precedente. Tale attestazione deve comprendere l'organigramma aziendale, nonché i curricula dei responsabili dei diversi settori, con particolare riferimento alle relative competenze o specializzazioni nell'ambito della geologia, dei giacimenti, dell'ambiente e sicurezza e della gestione operativa. E' necessario da parte dell'impresa comprovare l'inserimento effettivo e stabile all'interno del proprio organico o di quello del gruppo di appartenenza dei responsabili dei settori sopraindicati;

c. attestazione relativa al numero dei dipendenti, ai consulenti e ai contrattisti del soggetto richiedente;

d. attestazione concernente la gerarchia del processo decisionale, le regole di governo societario, incluse le informazioni relative ai componenti del consiglio di amministrazione o dell'organo equivalente e del personale responsabile delle attività.

14. I soggetti di cui al comma 1 devono inoltre presentare una relazione che illustri le competenze tecniche acquisite nel campo della prospezione, della ricerca e/o della coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in qualità di rappresentante unico o contitolare con riferimento ai progetti realizzati, alle competenze acquisite e agli eventuali contributi all'industria petrolifera in termini di innovazione e ricerca. La descrizione delle competenze tecniche include, in relazione alla complessità dei progetti di ricerca e coltivazione proposti, alcuni o tutti i temi seguenti:

a. geologia e geofisica: interpretazione, acquisizione e riprocessamento dei dati sismici, modellazione geologica/geofisica, studi stratigrafici e strutturali;

b. giacimento: modelli di software per simulazione dei giacimenti, gestione di campi in produzione, massimizzazione del fattore di recupero sui campi di produzione ed analisi del rischio;

c. tecnologia: perforazione, completamento, sviluppo e produzione dei pozzi, gestione dei progetti, infrastrutture e trasporto;

d. salute, sicurezza, ambiente e innovazione;

e. formazione: programmi di formazione e aggiornamento del personale tecnico interno.

Il soggetto richiedente deve inoltre specificare se il possesso delle competenze tecniche di cui alla suddetta relazione viene garantito tramite il proprio organico ovvero mediante il ricorso a fornitori esterni. In tale ultimo caso il soggetto richiedente deve indicare le procedure di qualifica e di selezione dei fornitori, il sistema di controllo sull'operato dei fornitori e l'esperienza nella supervisione dei lavori ad essi affidati.

15. Oltre alla documentazione indicata ai commi precedenti, i soggetti richiedenti possono presentare qualsiasi altro documento che ritengano idoneo a dimostrare l'adeguatezza delle capacità tecniche.

16. Per quanto riguarda gli aspetti relativi alla salute, alla sicurezza, all'ambiente e alla gestione dei rischi, i soggetti di cui al comma 1 producono la seguente documentazione, sottoscritta dal legale rappresentante con le modalità di cui agli articoli 38, 47, 76 del D.P.R. 28 dicembre 2000, n. 445 e in lingua italiana (la documentazione prodotta nella lingua del paese del richiedente può essere accettata solo se accompagnata da una traduzione certificata in lingua italiana conforme al testo in lingua straniera):

a. politiche ambientali dell'ente (sistema di gestione ed esperienza in materia ambientale con specifico riferimento alla gestione delle responsabilità ambientali e alle politiche dell'ente in materia di sicurezza);

b. eventuali certificazioni in materia salute, sicurezza e ambiente e gestione dei rischi;

c. modalità delle attività di supervisione sui contrattisti in materia di salute e sicurezza e ambiente.

17. Le documentazioni tecniche ed economiche, di cui ai commi precedenti, sono aggiornate in caso di variazioni significative dei dati forniti e comunque almeno ogni due anni. Deve altresì essere aggiornata la dichiarazione relativa al possesso dei requisiti di ordine generale di cui al comma 2, nonché il certificato camerale o dichiarazione sostitutiva dello stesso ai sensi del D.P.R. 28 dicembre 2000, n. 445 per i soggetti aventi sede legale in Italia, ovvero un certificato equipollente o altra dichiarazione nelle modalità già indicate al comma 2 per i soggetti aventi sede legale in altri Stati.

18. Nel caso di contitolarità da parte di più società e/o persone fisiche, la documentazione di cui ai commi 1, 2, 3 e 4 è presentata da ciascun contitolare mentre le garanzie finanziarie di cui ai commi 6, 7, 10 e 11 sono presentate secondo le modalità di cui agli Allegati 1 e 2. Le società e, dove applicabile, le persone fisiche titolari di permessi di prospezione, di ricerca e concessioni di coltivazione o titoli concessori unici sono tenute a comunicare al Ministero ogni variazione relativa a sede, residenza o domicilio, denominazione o ragione sociale, nonché alla nomina dei propri rappresentanti legali.

## **Art. 7**

### **Pre-qualifica**

1. L'istanza di pre-qualifica può essere presentata dai soggetti che intendono svolgere attività di prospezione, ricerca o coltivazione in Italia in qualità di contitolare ovvero di rappresentante unico.

2. L'istanza di pre-qualifica è presentata al Ministero corredata dalla documentazione comprovante il possesso dei requisiti di ordine generale, della capacità tecnica, economica ed organizzativa di cui al precedente art. 6.

3. Nell'istanza di pre-qualifica il proponente indica il tipo di attività, tra quelle di prospezione, di ricerca o di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, relativamente al quale intende pre-qualificarsi. Il proponente altresì specifica se l'attività indicata nella istanza di pre-qualifica si riferisce alla terraferma, al mare e/o alle acque profonde. Ciascuna istanza di pre-qualifica ha ad oggetto una sola delle suddette attività.

4. L'accoglimento della istanza di pre-qualifica da parte del Ministero non attribuisce al proponente il diritto di ottenere alcun titolo minerario (permesso di prospezione, permesso di ricerca, concessione di coltivazione o titolo concessorio unico), il cui rilascio è comunque subordinato all'esito positivo dei procedimenti di cui agli articoli 8, 9, 10 e 11 del presente decreto.

5. Nel caso di istanza di pre-qualifica in qualità di contitolare, il proponente deve dimostrare il possesso dei requisiti di cui all' art. 6.

6. Nel caso di istanza di pre-qualifica in qualità di rappresentante unico, il proponente deve dimostrare il possesso dei requisiti di cui all' art. 6. Con particolare riferimento a quanto previsto al precedente art. 6, comma 14, il proponente deve indicare altresì le tecnologie e i metodi organizzativi utilizzati nell'ambito di precedenti attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione di idrocarburi svolte in qualità di rappresentante unico, anche con riguardo alla gestione ambientale, della sicurezza e del rischio, l'efficienza energetica, i tempi di completamento delle attività, i metodi di ottimizzazione del recupero delle riserve (se applicabile), la gestione dei rapporti col territorio.

7. Il procedimento di pre-qualifica ha la durata di 90 giorni decorrenti dalla data di presentazione della relativa istanza. Entro 30 giorni dal ricevimento della istanza di pre-qualifica il Ministero verifica la completezza della relativa documentazione. Qualora l'istanza risulti incompleta, il Ministero richiede al proponente la documentazione integrativa da presentare entro un termine non superiore a 30 giorni; i termini del procedimento si intendono interrotti fino alla presentazione della documentazione integrativa. Qualora il proponente non presenti la documentazione integrativa entro il termine stabilito, la istanza si intende rigettata.

8. La pre-qualifica ha validità di 2 anni decorrenti dalla data della notifica del riconoscimento da parte del Ministero dell'idoneità del richiedente allo svolgimento delle attività specificate nel provvedimento di pre-qualifica. I soggetti pre-qualificati sono tenuti a comunicare al Ministero ogni variazione significativa relativa ai requisiti di cui agli art. 6 e art. 7 del presente decreto.

9. Fatto salvo quanto previsto al precedente comma 8, il conferimento di un titolo minerario attribuisce a ciascun titolare la pre-qualifica di cui al presente articolo limitatamente al tipo di attività di cui al decreto di conferimento e al ruolo assunto dal titolare nell'ambito del titolo medesimo. Con riferimento ai titoli minerari conferiti prima dell'entrata in vigore del presente decreto, il Ministero può verificare il possesso da parte di ciascun titolare dei requisiti di cui all'Art. 6. Qualora tale verifica dia esito negativo, i titolari sono tenuti a conformarsi ai requisiti di cui all' art. 6 nel termine di 2 anni dalla data della relativa comunicazione da parte del Ministero, pena la decadenza dalla qualifica.

10. Nel caso di istanza di pre-qualifica in qualità di rappresentante unico, il Ministero può verificare l'effettivo possesso dei requisiti di cui all' art. 6 anche tramite visite agli impianti del soggetto richiedente, anche all'estero. Le spese relative alle verifiche di cui al presente comma sono a carico del richiedente.

### CAPO III - PROCEDURE DI CONFERIMENTO

#### Art. 8.

##### Permesso di prospezione

1. Fatte salve le competenze delle Regioni a statuto speciale e delle Province autonome di Trento e di Bolzano, il permesso di prospezione non esclusivo è accordato con decreto del Ministero, ai sensi dell'art. 8, comma 1, D.P.R. 18 aprile 1994, n. 484, d'intesa, per i titoli in terraferma, con la Regione interessata, ai sensi dell'art. 1, comma 7, lettera n), della legge 23 agosto 2004, n. 239.

2. L'istanza, presentata con le modalità indicate all' art. 4, è pubblicata nel BUIG del mese successivo alla data di presentazione. Il proponente presenta richiesta di valutazione di impatto ambientale all'amministrazione competente, ai sensi del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, entro 90 giorni dalla presentazione dell'istanza al Ministero, dandone tempestiva comunicazione al Ministero stesso. Nel caso il suddetto termine non venga rispettato ed in mancanza di proroga concessa dal Ministero a seguito di motivata istanza, l'istanza di permesso di prospezione è rigettata. Il Ministero ne dà comunicazione all'escluso e all'autorità competente per la valutazione di impatto ambientale.

3. Nell'ambito del procedimento unico per il rilascio del permesso di prospezione svolto con le modalità di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241 e sue modifiche e integrazioni, vengono acquisiti i pareri delle amministrazioni interessate, l'esito della procedura di verifica ambientale e, per i titoli in terraferma, l'intesa con la Regione interessata.

4. Ai sensi del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 22 dicembre 2010, n. 272, allegato A, punto 2, il procedimento per il conferimento del permesso di prospezione ha la durata complessiva massima di 180 giorni.

5. Il decreto di conferimento del permesso di prospezione è notificato al titolare secondo le modalità indicate nel comma 6, alle Regioni, alla Sezione UNMIG competente e, in caso di titoli in terraferma, ai Comuni interessati. Il decreto è inoltre pubblicato nel BUIG nonché sul sito internet del Ministero dello sviluppo economico, riportando il programma dei lavori approvato ed i relativi tempi di realizzazione.

6. Il decreto di conferimento del permesso di prospezione è consegnato al permissionario, attraverso l'ufficio del demanio competente, previo pagamento anticipato del canone annuo stabilito all'art. 18 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625. Il permissionario dà immediata comunicazione dell'avvenuto pagamento al Ministero. Il decreto è pubblicato, ove ricorrano i presupposti dell'art. 14 ter, comma 10, della legge 7 agosto 1990, n. 241, nella Gazzetta Ufficiale e in un quotidiano a diffusione nazionale.

7. La titolarità del permesso di prospezione non esclusivo non costituisce titolo preferenziale per l'eventuale rilascio di permesso di ricerca sulla stessa area.

#### Art. 9.

##### Permesso di ricerca

1. Il permesso di ricerca è conferito con decreto del Ministero, ai sensi del combinato disposto dell'art. 8, comma 1, del D.P.R. n. 484/1994, dell'art. 6, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, d'intesa, per i titoli in terraferma, con la Regione interessata, ai sensi dell'art. 1, comma 7, lettera n) della legge 23 agosto 2004, n. 239. Il permesso di ricerca è rilasciato a seguito di un procedimento unico, disciplinato dall'art. 1 commi 77 e 79 della legge 23 agosto 2004, n. 239 e successive modifiche.

2. Il permesso di ricerca di cui al comma 1 - riferito al programma dei lavori complessivamente proposti - consente lo svolgimento di attività di prospezione consistente in rilievi geologici, geofisici e geochimici, eseguiti con qualunque metodo o mezzo, e ogni altra operazione volta al rinvenimento di giacimenti, escluse le perforazioni dei pozzi esplorativi.

3. L'autorizzazione alla perforazione del pozzo esplorativo, alla costruzione degli impianti e delle opere necessarie, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'attività di perforazione, nell'ambito del permesso di ricerca di cui al comma 1, viene rilasciata secondo le modalità indicate all'art. 21.

4. L'istanza di permesso di ricerca, presentata secondo le modalità indicate all'art. 4, è pubblicata nel BUIG del mese successivo alla data di presentazione; per un periodo di tre mesi dalla data di pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, sono accettate domande in concorrenza in accordo ai disposti di cui all'art. 4 del D.lgs. 625/96. Successivamente, decorso tale termine, viene acquisito il parere della Sezione UNMIG competente per territorio e della CIRM, integrata da un rappresentante della Regione interessata per i titoli in terraferma. La selezione tra domande concorrenti è effettuata in base ai criteri di cui all'art. 5, comma 1, del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625 entro 90 giorni dalla fine del periodo in cui sono accettate domande in concorrenza. Il procedimento unico, che inizia con la comunicazione dell'esito motivato della risoluzione della concorrenza, è così articolato:

a. Il Ministero comunica ad ognuno degli istanti l'esito motivato della risoluzione della concorrenza indicando l'istanza prescelta per il seguito istruttorio. Entro 90 giorni da tale comunicazione o, nel caso non siano presentate istanze in concorrenza, entro 90 giorni dalla data di chiusura del periodo di concorrenza, la società richiedente presenta all'autorità competente la richiesta di valutazione di impatto ambientale. Dell'avvenuta presentazione della richiesta di valutazione di impatto ambientale è data tempestiva comunicazione al Ministero da parte della società richiedente.

b. Nel caso il suddetto termine non venga rispettato ed in mancanza di proroga concessa dal Ministero a seguito di motivata istanza, l'istanza di permesso di ricerca è rigettata. Il Ministero ne dà comunicazione all'escluso e all'autorità competente per la valutazione di impatto ambientale.

c. Nell'ambito del procedimento unico al quale, ai sensi dell'art. 1, comma 77 della legge 23 agosto 2004, n. 239, come modificata dall'art. 27, comma 34, della legge 23 luglio 2009, n. 99, partecipano le amministrazioni statali e Regionali interessate, vengono acquisiti i pareri delle amministrazioni, l'esito della procedura di valutazione ambientale e, per la terraferma, l'intesa della Regione.

d. Le amministrazioni comunemente interessate al procedimento di cui alla lettera c) sono:

1. per la terraferma: la Regione interessata;

2. per il mare: il Ministero dell'ambiente, il Ministero delle infrastrutture e trasporti ed il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali.

5. Il decreto di cui al comma 1 è notificato al titolare, secondo le modalità indicate al comma 6, alla Sezione UNMIG competente, alle amministrazioni partecipanti al procedimento unico e, in caso di titoli in terraferma, ai comuni interessati ed è pubblicata nel BUIG nonché sul sito internet del Ministero dello sviluppo economico, riportando il programma dei lavori approvato ed i relativi tempi di realizzazione e, nei casi di concorrenza, le motivazioni adottate per la selezione.

6. Il decreto è consegnato al titolare attraverso l'Ufficio del demanio competente previo pagamento anticipato del canone annuo stabilito all'art. 18 del decreto legislativo 25 novembre 1996 n. 625 e di ogni altro tributo o diritto dovuto ai sensi delle leggi vigenti. Dell'avvenuto pagamento il titolare dà immediata comunicazione al Ministero. Il decreto è pubblicato, ove ricorrano i presupposti dell'art. 14 ter, comma 10, della legge 7 agosto 1990, n. 241, a cura e spese del titolare nella Gazzetta Ufficiale e in un quotidiano a diffusione nazionale a spese del titolare.

7. Ai sensi del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 22 dicembre 2010, n. 272, allegato A, punto 2, il procedimento unico per il conferimento del permesso di ricerca ha la durata complessiva massima di 180 giorni.

8. Sul sito internet ministeriale sono riportati i procedimenti autorizzativi di conferimento in corso con evidenziati i dati generali, il responsabile del procedimento e lo stato di avanzamento dello stesso.

9. Fatto salvo quanto disposto dall'art. 7, l'adeguatezza delle strutture tecniche ed amministrative del richiedente di cui all'art. 5, comma 1, legge 9 gennaio 1991 n. 9 è valutata dal Ministero all'atto della richiesta di permesso o del trasferimento di titolarità. Nei casi di contitolarità, le disposizioni di cui all'art. 5, comma 1, della legge 9 gennaio 1991 n. 9, relative alle strutture tecniche e amministrative, si applicano nei confronti di tutti i contitolari.

## **Art. 10.**

### **Concessione di coltivazione**

1. La concessione di coltivazione è conferita con decreto del Ministero ai sensi del combinato disposto dell'art. 15, comma 1, del D.P.R. 18 aprile 1994 n. 484 e dell'art. 13, comma 1, del D.lgs. 25 novembre 1996 n. 625, d'intesa, per i titoli in terraferma, con la Regione interessata, ai sensi dell'art. 1, comma 7, lettera n) della legge 23 agosto 2004 n. 239. La concessione di coltivazione è rilasciata a seguito di un procedimento unico, disciplinato dall'art. 1, commi 82 ter – 82 quinquies della legge 23 agosto 2004 n. 239.

2. La concessione è accordata al titolare del permesso che abbia rinvenuto idrocarburi liquidi o gassosi, come indicato all'art. 23, in accordo a quanto previsto dall'art. 9, comma 1, della legge 9 gennaio 1991 n. 9 e all'art. 12, comma 1, del D.P.R. 18 aprile 1994 n. 484.

3. Il procedimento unico per il rilascio della concessione di coltivazione, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge n. 241/90 e sue modifiche e integrazioni, è così articolato:

a. l'istanza, presentata con le modalità indicate all'art. 4, è pubblicata nel BUIG del mese successivo alla data di presentazione dell'istanza medesima. Copia dell'istanza è presentata alla Sezione UNMIG competente ai fini dell'espressione del parere di competenza. Viene acquisito il parere della CIRM, integrata, nel caso di istanza in terraferma, da un rappresentante della Regione interessata;

b. il proponente presenta richiesta di valutazione di impatto ambientale all'amministrazione competente, ai sensi del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, entro 90 giorni dalla richiesta del Ministero. Dell'avvenuta presentazione della richiesta di valutazione di impatto ambientale è data tempestiva comunicazione al Ministero da parte della società richiedente. Nel caso il suddetto termine

non venga rispettato ed in mancanza di proroga concessa dal Ministero a seguito di motivata istanza, il Ministero rigetta l'istanza di concessione, con conseguente messa in disponibilità del giacimento ai fini del conferimento della concessione di coltivazione ad un diverso titolare da individuarsi mediante procedura di cui all' art. 16;

c. nell'ambito del procedimento unico sono acquisiti i pareri delle amministrazioni interessate, l'esito della procedura di valutazione ambientale e, per la terraferma, l'intesa con la Regione interessata;

d. le amministrazioni comunque interessate al procedimento di cui alla lettera c) sono:

1. per la terraferma: Regione, Ente di area vasta, Comuni e Soprintendenze competenti per territorio;

2. per il mare: il Ministero dell'ambiente, il Ministero delle infrastrutture e trasporti, il Ministero della difesa ed il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali.

4. Il decreto di cui al comma 1 è notificato al titolare secondo le modalità indicate al comma 6, alle altre amministrazioni partecipanti al procedimento unico, alla Sezione UNMIG competente e, in caso di titoli in terraferma, ai Comuni interessati.

5. Il decreto è pubblicato nel BUIG nonché sul sito internet del Ministero, riportando il programma dei lavori approvato ed i relativi tempi di realizzazione.

6. Il decreto è consegnato al titolare attraverso l'Ufficio del demanio competente previo pagamento anticipato del canone annuo stabilito all'art. 18, comma 1 del decreto legislativo 25 novembre 1996 n. 625 e di ogni altro tributo o diritto dovuto ai sensi delle leggi vigenti. Dell'avvenuto pagamento il titolare dà immediata comunicazione alla Sezione UNMIG competente e al Ministero. Il decreto è pubblicato, ove ricorrano i presupposti dell'art. 14 ter, comma 10, della legge 7 agosto 1990, n. 241, a cura e spese del titolare, nella Gazzetta Ufficiale e in un quotidiano a diffusione nazionale.

7. Ai sensi del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 22 dicembre 2010, n. 272, allegato A, punto 2, il procedimento unico per il conferimento della concessione di coltivazione ha la durata complessiva massima di 180 giorni.

8. Sul sito internet ministeriale sono riportati i procedimenti autorizzativi di conferimento in corso con evidenziati i dati generali, il responsabile del procedimento e lo stato di avanzamento dello stesso.

## **Art. 11.**

### **Titolo concessorio unico**

1. L'istanza di titolo concessorio unico, presentata secondo le modalità indicate all' art. 4, è pubblicata nel BUIG del mese successivo alla data di presentazione; per un periodo di tre mesi dalla data di pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, sono accettate domande in concorrenza in accordo ai disposti di cui all'art. 4 del D.lgs. 625/96. Successivamente, decorso tale termine, viene acquisito il parere della Sezione UNMIG competente per territorio e della CIRM, integrata da un rappresentante della Regione interessata per i titoli in terraferma. La selezione tra domande concorrenti è effettuata in base ai criteri di cui all'art. 5, comma 1, del D.lgs. 625/96 entro 90 giorni dalla fine del periodo in cui sono accettate domande in concorrenza.

2. Il titolo concessorio unico è accordato dal Ministero:

a. a seguito di un procedimento unico che inizia con la comunicazione dell'esito motivato della risoluzione della concorrenza e svolto nel termine di 180 giorni tramite apposita conferenza di servizi, nel cui ambito è svolta anche la valutazione ambientale preliminare del programma complessivo dei lavori espressa, entro sessanta giorni, con parere della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA/VAS del Ministero dell'ambiente;

b. il Ministero comunica ad ognuno degli istanti l'esito motivato della risoluzione della concorrenza indicando l'istanza prescelta per il seguito istruttorio. Entro 90 giorni da tale comunicazione o, nel caso non siano presentate istanze in concorrenza, entro 90 giorni dalla data di chiusura del periodo di concorrenza, la società richiedente presenta all'autorità competente la richiesta di valutazione ambientale preliminare. Dell'avvenuta presentazione della richiesta di valutazione ambientale preliminare è data tempestiva comunicazione al Ministero da parte della società richiedente;

c. nel caso il suddetto termine non venga rispettato ed in mancanza di proroga concessa dal Ministero a seguito di motivata istanza, l'istanza di permesso di ricerca è rigettata. Il Ministero ne dà comunicazione all'escluso e all'autorità competente per la valutazione ambientale preliminare;

d. nell'ambito del procedimento unico vengono acquisiti i pareri delle amministrazioni interessate, l'esito della procedura di valutazione ambientale preliminare e, per la terraferma, l'intesa della Regione.

Le amministrazioni comunque interessate al procedimento di cui alla lettera a) sono:

1. per la terraferma: la Regione, Ente di area vasta, Comuni e Soprintendenze interessate;

2. per il mare: il Ministero dell'ambiente, il Ministero delle infrastrutture e trasporti ed il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali;



e. con decreto del Ministero, previa intesa con la Regione o la provincia autonoma di Trento o di Bolzano territorialmente interessata, per le attività da svolgere in terraferma, sentite la Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie e la Sezione UNMIG competente per territorio;

f. a soggetti che dispongano di capacità tecnica, economica ed organizzativa ed offrono garanzie adeguate all'esecuzione e realizzazione dei programmi presentati, secondo quanto indicato agli articoli 5 e 6;

g. previa presentazione di idonee fidejussioni bancarie o assicurative commisurate al valore delle opere di recupero ambientale previste per le opere specifiche da autorizzare, secondo le modalità di cui all' art. 6, comma 6.

3. Il riconoscimento del rinvenimento di idrocarburi e l'attestazione del passaggio alla fase di coltivazione si svolgono con le seguenti modalità:

a. il titolare comunica al Ministero e alla Sezione UNMIG competente il rinvenimento di idrocarburi liquidi o gassosi entro 60 giorni dalla fine dei test di produzione; fornisce la documentazione atta a dimostrare la capacità produttiva dei pozzi e gli altri elementi di valutazione geo-mineraria disponibili che giustificano tecnicamente ed economicamente lo sviluppo del giacimento scoperto, come previsto dal l'art. 9, comma 1, della legge n. 9/1991 e chiede il riconoscimento del rinvenimento;

b. la documentazione di cui alla lettera a è la seguente:

1. scheda e mappa dell'area chiesta in concessione;
2. relazione geologica;
3. profili e interpretazione delle linee sismiche acquistate o rilevate nell'area chiesta in concessione, in formato SEG-Y (pre-stack e post-stack);

4. profilo 1:1000 e rapporto finale dei pozzi perforati;

5. Logs registrati e loro interpretazione;

6. relazione finale e interpretazione delle prove di produzione;

7. studio di giacimento, GOIP e stima delle riserve;

8. programma di sviluppo e tempi di realizzazione;

9. analisi economica del progetto di sviluppo;

c. il Ministero, acquisiti i pareri della Sezione UNMIG competente e della CIRM, riconosce il rinvenimento di idrocarburi sulla base della documentazione presentata di cui alla lettera b) e attesta il passaggio alla fase di coltivazione mediante decreto direttoriale, entro 90 giorni dalla comunicazione di cui alla lettera a);

d. qualora dalla documentazione presentata risultino opere non previste dal programma dei lavori di cui all' art. 4, comma 4, lettera c), il Ministero riconosce il rinvenimento di idrocarburi, avvia il procedimento unico per l'approvazione della modifica del programma lavori secondo le procedure del comma 1 lettera b), al termine del quale attesta il passaggio alla fase di coltivazione.

4. Le autorizzazioni necessarie alla realizzazione delle opere previste nella fase di coltivazione sono rilasciate con provvedimento della Sezione UNMIG competente, d'intesa, nel caso di opere in terraferma, con la Regione interessata, a seguito di un procedimento unico svolto tramite conferenza dei servizi di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241, al quale partecipano le amministrazioni interessate, così articolato:

a. il titolare presenta istanza di autorizzazione alla Sezione UNMIG competente corredata del progetto e copia della richiesta di valutazione di impatto ambientale e dei relativi allegati;

b. contestualmente alla presentazione dell'istanza di autorizzazione, il titolare presenta richiesta di valutazione di impatto ambientale all'amministrazione competente, ai sensi del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, corredata di copia dell'istanza di autorizzazione alla realizzazione dell'opera e del relativo progetto;

c. acquisito l'esito della procedura di valutazione ambientale, la Sezione UNMIG indice la conferenza dei servizi;

d. le amministrazioni comunque interessate al procedimento unico sono:

1. per la terraferma: Regione, Ente di area vasta, i Comuni e le Soprintendenze interessati;

2. per il mare: il Ministero dell'ambiente, il Ministero delle infrastrutture e trasporti, il Ministero della difesa ed il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali;

e. la Sezione UNMIG competente verifica l'esistenza di tutte le garanzie economiche da parte della società richiedente per coprire i costi di un eventuale incidente durante le attività oggetto di autorizzazione, commisurati a quelli derivanti dal più grave incidente nei diversi scenari ipotizzati in fase di studio ed analisi dei rischi in linea con quanto indicato all'Allegato 1 al presente decreto;

f. la Sezione UNMIG competente verifica l'esistenza di idonee fidejussioni bancarie o assicurative commisurate al valore delle opere di recupero ambientale previste;

g. l'intesa della Regione interessata rilasciata nell'ambito dei procedimenti di cui al presente comma vale anche quale intesa ex comma 2 dell'art. 3 dell'Accordo procedimentale fra il Ministro dell'industria,

del commercio e dell'artigianato e i Presidenti delle Regioni del 24 aprile 2001 (G.U. 113 del 17/05/2001).

5. Il procedimento di cui al comma 3 non si applica alle autorizzazioni delle opere già approvate in sede di procedimento unico di cui al comma 2 lettera d).

6. Il procedimento unico di cui al comma 4 non si applica alle attività finalizzate a migliorare le prestazioni degli impianti di coltivazione degli idrocarburi di cui al comma 82-sexies, art.1 della legge 23 agosto 2004, n. 239.

7. Il decreto di cui al comma 1 è notificato al titolare secondo le modalità indicate al comma 9, alle Regioni, alla Sezione UNMIG competente e, in caso di titoli in terraferma, ai Comuni interessati e alle altre amministrazioni partecipanti al procedimento unico.

8. Il decreto è pubblicato nel BUIG nonché sul sito internet del Ministero, riportando il programma dei lavori approvato ed i relativi tempi di realizzazione e, nei casi di concorrenza, le motivazioni adottate per la selezione.

9. Il decreto è consegnato al titolare attraverso l'Ufficio del demanio competente previo pagamento anticipato del canone annuo stabilito all'art. 18, comma 1 del decreto legislativo 25 novembre 1996 n. 625 e di ogni altro tributo o diritto dovuto ai sensi delle leggi vigenti. Dell'avvenuto pagamento il titolare dà immediata comunicazione alla Sezione UNMIG competente. Il decreto è pubblicato, ove ricorrano i presupposti dell'art. 14-ter, comma 10, della legge 7 agosto 1990, n. 241, a cura e spese del titolare, nella Gazzetta Ufficiale e in un quotidiano a diffusione nazionale.

10. Sul sito internet ministeriale sono riportati i procedimenti autorizzativi di conferimento in corso con evidenziati i dati generali, il responsabile del procedimento e lo stato di avanzamento dello stesso.

11. Le istanze per il conferimento dei titoli concessori unici possono essere presentate a partire dall'entrata in vigore del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico recante il piano delle aree di cui al comma 1-bis dell'art. 38 del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito con modificazioni dalla legge 11 novembre 2014, n. 164.

#### **Art. 12.**

##### **Monitoraggi**

1. Gli "Indirizzi e linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche", predisposte dal Gruppo di lavoro istituito con delibera 27 febbraio 2014 del Presidente della CIRM e pubblicato sul sito internet del Ministero, sono considerati specifiche tecniche avanzate ai sensi dell'art. 13, comma 2 del decreto ministeriale 25 Marzo 2015.

#### **Art. 13.**

##### **Giacimenti marginali**

1. Per i giacimenti marginali di cui all'art. 8 del D.L. 25 luglio 2008, n. 112, come convertito dalla legge 6 agosto 2008, n. 133, si applica quanto disposto dal decreto ministeriale 30 giugno 2009.

### **CAPO IV - DISPOSIZIONI ULTERIORI**

#### **Art. 14.**

##### **Limiti di estensione delle aree per i permessi di ricerca, le concessioni e titoli concessori unici**

1. Possono essere accordati ad uno stesso soggetto, direttamente o mediante il conferimento a soggetti controllanti, controllati o facenti parte dello stesso gruppo societario, più permessi di ricerca o titoli concessori unici in fase di ricerca, purché l'area complessiva non risulti superiore a 10.000 km<sup>2</sup>.

2. L'area del permesso o del titolo concessorio unico in fase di ricerca deve avere i requisiti di cui all'art. 19 della legge 21 luglio 1967 n. 613 e all'art. 6, commi 2 e 3, della legge 9 gennaio 1991 n. 9. Per area compatta di cui all'art. 19 della l. n. 613/1967 si intende l'area per la quale il quadrato della distanza misurata fra i vertici estremi sia inferiore al quadruplo dell'area stessa.

3. Nel caso ricorrano gli estremi di cui all'art. 6, comma 3, della legge n. 9/1991, l'istanza di permesso di ricerca o titolo concessorio unico è respinta con provvedimento del Ministero, sentita la CIRM.

4. Nel caso sussistano altri interessi prevalenti, il Ministero può conferire il permesso di ricerca o titolo concessorio unico su un'area ridotta rispetto a quella richiesta, previa consultazione dei richiedenti, che, ove occorra, adeguano il programma o rinunciano al titolo.

5. Ai sensi dell'art. 13, comma 1, del decreto legislativo n. 625/1996, l'estensione della concessione o della superficie asservita all'attività di coltivazione del titolo concessorio unico non può superare i 150 km<sup>2</sup>.

**Art. 15.****Estensione e trasferimenti della titolarità delle istanze di permesso di ricerca e di titolo concessorio unico**

1. Il Ministero può autorizzare, nei termini di presentazione di istanze in concorrenza di cui all'art. 4 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, l'estensione ad altri soggetti della titolarità di domande di un permesso di ricerca o di un titolo concessorio unico, previa verifica dei requisiti di ordine generale, dell'adeguatezza della capacità tecnica, economica ed organizzativa di cui all'Art. 6. Il Ministero si esprime entro il termine di novanta giorni dal ricevimento dell'istanza, fatta salva la possibilità di sospendere tale termine nel caso risulti necessario acquisire ulteriori elementi.

2. Il Ministero può autorizzare l'estensione della titolarità di domande di permesso di ricerca o di titoli concessori unici o di trasferimento delle stesse ad altri soggetti successivamente alla scadenza dei termini di presentazione di istanze in concorrenza di cui all'art. 4 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, previa verifica dei requisiti di ordine generale, dell'adeguatezza della capacità tecnica, economica ed organizzativa di cui all' art. 6, nel caso l'estensione della titolarità consenta, previo accordo tra i suddetti operatori, la soluzione di situazioni concorrenziali.

3. L'istanza di variazione dei programmi originari di ricerca da parte di richiedenti di permessi di ricerca o di titoli concessori unici in concorrenza per la stessa area può comunque essere ammessa entro i termini di cui all'art. 4 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625.

4. I richiedenti un permesso di ricerca o di un titolo concessorio unico dichiarano esplicitamente nell'istanza, a pena di inammissibilità della stessa, di non trovarsi nelle condizioni di cui all'art. 6, comma 7, della legge 9 gennaio 1991, n. 9.

5. Le disposizioni di cui all'art. 6, comma 7, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, si riferiscono anche alle aree di permessi rilasciate obbligatoriamente in fase di proroga. Non si applicano nel caso in cui sia stata presentata istanza di concessione, o comunicazione di rinvenimento di idrocarburi nel titolo concessorio unico, o nel caso in cui sia stato perforato un pozzo esplorativo nel secondo periodo di proroga.

**Art. 16.****Modalità di nuova attribuzione delle concessioni di coltivazione o di stoccaggio o di titolo concessorio unico in fase di coltivazione**

1. Ai sensi del comma 7, del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, i giacimenti la cui concessione di coltivazione o fase di coltivazione nel titolo concessorio unico è cessata per scadenza, rinuncia, revoca o decadenza del titolare ai sensi dell'art. 5, comma 2, del decreto ministeriale 25 Marzo 2015, in caso di economicità della coltivazione, possono essere nuovamente attribuiti, su istanza degli interessati, in concessione di coltivazione, o in titolo concessorio unico in fase di coltivazione, o, ove ricorrano le condizioni, in concessioni di stoccaggio; in tal caso si applicano le procedure di pubblicizzazione e concorrenza di cui all' art. 9, comma 4, in quanto applicabili.

**TITOLO III - ESERCIZIO DEI TITOLI****CAPO I - DISPOSIZIONI GENERALI****Art. 17.****Contitolarità**

1. Nel caso di contitolarità del permesso o della concessione o del titolo concessorio unico, i contitolari sono solidalmente responsabili nei confronti della pubblica amministrazione e dei terzi per gli obblighi attinenti all'esercizio dell'attività ricadente nell'ambito del titolo. Essi debbono nominare un rappresentante unico per tutti i rapporti con l'amministrazione e con i terzi.

2. Il rappresentante unico è il soggetto responsabile dell'assolvimento degli obblighi previsti per il titolare dal disciplinare e dal decreto di conferimento del titolo.

**Art. 18.****Trasferimenti della titolarità di permesso di ricerca, di titolo concessorio unico e di concessione di coltivazione**

1. Il trasferimento a terzi dei permessi di ricerca, dei titoli concessori unici e delle concessioni di coltivazione è soggetto all'autorizzazione del Ministero, previa valutazione dei requisiti di ordine

generale, dell'adeguatezza della capacità tecnica, economica ed organizzativa del soggetto interessato al trasferimento di cui all' art. 6.

2. Il trasferimento delle quote dei permessi di ricerca, delle concessioni e dei titoli concessori unici di uno o più contitolari è autorizzato, sentiti gli altri contitolari, con provvedimento del Ministero.

3. L'istanza per ottenere il trasferimento di cui ai commi 1 e 2 è presentata al Ministero, e per conoscenza alla Sezione UNMIG competente, che si esprime entro il termine di novanta giorni dal ricevimento, fatta salva la possibilità di sospendere tale termine nel caso risulti necessario acquisire ulteriori elementi.

4. Il decreto di trasferimento di cui ai commi 1 e 2 è pubblicato nel BUIG nonché nel sito internet del Ministero

5. Il trasferimento è valido a tutti gli effetti a decorrere dalla data di registrazione dell'atto di cessione.

## **CAPO II - ATTIVITA' DI PROSPEZIONE**

### **Art. 19.**

#### **Attività di prospezione - inizio attività e obblighi**

1. Il titolare del permesso di prospezione, prima di dare inizio alle indagini geologiche e geofisiche, presenta il programma alla Sezione UNMIG competente, specificando quali rilievi intende svolgere, con quali mezzi, su quale parte dell'area del permesso ed in quale periodo di tempo, anche nel caso di attività condotte in virtù dell'art. 4 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

2. Il titolare allega documentazione relativa alle garanzie economiche per coprire i costi di un eventuale incidente commisurati a quelli derivanti dal più grave incidente nei diversi scenari ipotizzati in fase di studio ed analisi dei rischi, secondo quanto indicato all'Allegato 1 al presente decreto.

3. Ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128, e 24 maggio 1979, n. 886, l'inizio delle operazioni di cui al comma 1 è autorizzato dalla Sezione UNMIG competente, nel rispetto delle eventuali prescrizioni formulate dalle altre amministrazioni interessate e contenute nel decreto di conferimento.

4. Nel caso in cui operatori diversi, titolari di permessi di prospezione su aree parzialmente o totalmente coincidenti, intendano effettuare, sulla stessa zona, rilevamenti di cui la Sezione UNMIG competente non abbia riconosciuto la compatibilità dell'esecuzione contemporanea, è data la precedenza al titolare del permesso di prospezione accordato in data anteriore.

5. Qualora nell'ambito del permesso di prospezione sia rilasciato un permesso di ricerca o titolo concessorio unico a terzi, il Ministero ne dà comunicazione ai titolari del permesso di prospezione e del permesso di ricerca o del titolo concessorio unico ai fini dell'eventuale prosecuzione delle operazioni di prospezione entro l'ambito del permesso di ricerca o del titolo concessorio unico, nei limiti di cui all'art. 14 della legge 21 luglio 1967, n. 613.

6. In caso di accordo fra le parti per il seguito delle prospezioni oltre i limiti di cui all'art. 14 della legge 21 luglio 1967, n. 613, le stesse parti ne danno comunicazione alla Sezione UNMIG competente.

7. Il titolare del permesso di prospezione trasmette trimestralmente al Ministero ed alla Sezione UNMIG competente un rapporto sull'andamento delle operazioni. Al termine dei lavori o alla scadenza del permesso di prospezione, il titolare presenta al Ministero ed alla Sezione UNMIG competente una relazione conclusiva, corredata da tutte le sezioni sismiche, in formato SEG-Y (pre-stack e post-stack), che indichi le operazioni effettuate, i mezzi e le squadre impiegate ed i risultati ottenuti. La trasmissione dei documenti e dei dati può avvenire, oltre che in forma cartacea anche in formato elettronico. I dati saranno mantenuti riservati nei termini stabiliti dalla legge.

8. Il titolare deve fornire al Ministero ed alle Sezioni UNMIG competenti per territorio i mezzi per effettuare ispezioni sui luoghi delle operazioni. Nei casi in cui sia richiesto il rilascio di autorizzazioni o certificazioni previste dal presente disciplinare, resta ferma la facoltà da parte del Ministero e delle Sezioni UNMIG competenti per territorio di disporre, a carico del richiedente, l'effettuazione preliminare di sopralluoghi o visite di controllo e verifica agli impianti.

9. Il titolare deve fornire al Ministero e alle Sezioni UNMIG le notizie richieste di carattere economico e tecnico relative all'attività.

## **CAPO III - ATTIVITA' DI RICERCA NEL PERMESSO E NEL TITOLO CONCESSORIO UNICO**

### **Art. 20.**

#### **Attività di ricerca – inizio attività e obblighi**

1. Il titolare del permesso di ricerca o del titolo concessorio unico inizia le indagini geologiche e geofisiche e la perforazione entro i termini stabiliti nel decreto di conferimento o di proroga del permesso o del titolo concessorio unico. I termini della perforazione possono essere differiti dal Ministero, su istanza motivata del titolare, anche in funzione dei tempi di rilascio dell'autorizzazione alla perforazione di cui all' art. 21, fermo restando il rispetto del disposto ex art. 11 della legge 25 novembre 1996, n.625.

2. I termini di cui al comma 1 decorrono dalla prima data utile tra quella di pubblicazione del provvedimento nel BUIG e quella di consegna del decreto, da parte del competente Ufficio del demanio.

3. Ai fini del riconoscimento dell'assolvimento dell'obbligo di inizio dei lavori geofisici di cui al comma 1, da richiedere alla Sezione UNMIG competente prima della scadenza del termine stabilito nel decreto di conferimento, può essere considerato l'inizio, documentato, della rielaborazione di linee sismiche precedentemente registrate o acquisite da terzi, utili per il prosieguo della ricerca, a condizione che tali elaborazioni risultino esplicitamente previste nel programma dei lavori approvato.

4. Ai fini del riconoscimento dell'assolvimento dell'obbligo di inizio dei lavori di perforazione di cui al comma 1, può essere considerata, per i pozzi eseguiti in terraferma, la data di inizio dei lavori civili di predisposizione del cantiere di perforazione, e, per i pozzi in mare, la data di inizio delle indagini preliminari del fondo e sottofondo marino finalizzate alla messa in postazione dell'unità di perforazione. In tale caso le operazioni effettive di perforazione devono comunque iniziare entro 90 giorni rispettivamente dall'inizio dei lavori civili o delle indagini preliminari stesse.

#### **Art. 21.**

##### **Perforazione del pozzo esplorativo**

1. L'autorizzazione alla perforazione del pozzo esplorativo previsto nel programma dei lavori del permesso di ricerca, della concessione di coltivazione o del titolo concessorio unico, alla costruzione degli impianti e delle opere necessari, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'attività di perforazione è accordata, ai sensi dell'art. 1, commi 78 e 80, della legge 20 agosto 2004, n. 239 e successive modifiche, con provvedimento della Sezione UNMIG competente, d'intesa, nel caso di perforazioni in terraferma, con la Regione interessata, a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni interessate svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241 e sue successive modifiche, così articolato:

a. l'istanza, completa del programma di perforazione e della localizzazione del pozzo, è presentata dal titolare del permesso di ricerca alla Sezione UNMIG competente e al Ministero per la pubblicazione nel BUIG del mese successivo alla data di presentazione dell'istanza medesima;

b. il programma di perforazione è sottoposto a valutazione di impatto ambientale presso l'autorità competente contestualmente alla presentazione dell'istanza;

c. nell'ambito del procedimento unico vengono acquisiti i pareri delle amministrazioni e degli enti locali interessati e l'esito della procedura di valutazione di impatto ambientale, nonché, nel caso di perforazione in terraferma, l'intesa da parte della Regione interessata;

d. le amministrazioni comunque interessate al procedimento unico di cui alla lettera a sono:

1. per la terraferma: la Regione, l'Ente di area vasta, i Comuni e le Soprintendenze interessati;

2. per il mare: il Ministero dell'ambiente, il Ministero delle infrastrutture e trasporti, il Ministero della difesa ed il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali.

2. La Sezione UNMIG competente verifica l'esistenza di tutte le garanzie economiche da parte della società richiedente per coprire i costi di un eventuale incidente durante le attività oggetto di autorizzazione, commisurati a quelli derivanti dal più grave incidente nei diversi scenari ipotizzati in fase di studio ed analisi dei rischi secondo quanto indicato all'Allegato 1 al presente decreto.

3. La Sezione UNMIG competente verifica l'esistenza di idonee fideiussioni bancarie o assicurative commisurate al valore delle opere di recupero ambientale previste.

4. L'autorizzazione di cui al comma 1, che può prevedere particolari condizioni e/o prescrizioni, viene notificata al richiedente, al Ministero e alle amministrazioni e gli enti locali interessati; essa è pubblicata nel BUIG e, ove ricorrano i presupposti dell'art. 14 ter, comma 10, della legge 7 agosto 1990, n. 241, nella Gazzetta Ufficiale e in un quotidiano a diffusione nazionale a spese del titolare.

5. L'autorizzazione di cui al comma 1 consente la perforazione del pozzo esplorativo e la costruzione degli impianti e delle opere necessari. La stessa autorizzazione è rilasciata anche ai fini di cui ai Decreti del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128, 24 maggio 1979, n. 886 e al decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624.

6. A richiesta dell'istante, l'autorizzazione alla perforazione del pozzo esplorativo e alla realizzazione delle relative opere ed interventi comprende la dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza, l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio e, qualora le opere comportino variazione degli strumenti urbanistici, ha effetto di variante urbanistica.

7. Ai sensi del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 22 dicembre 2010, allegato A, punto 2, il procedimento unico per l'autorizzazione alla perforazione del pozzo ha la durata complessiva massima di 180 giorni.

#### **Art. 22.**

##### **Obblighi del titolare**

1. Al fine di ottenere la copertura dei rilievi geofisici relativa alla superficie del permesso di ricerca o del titolo concessorio unico, possono essere autorizzate operazioni anche in aree ad esso adiacenti, fatto salvo il disposto di cui all'art. 4 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

2. Il titolare deve consentire ai titolari dei permessi di ricerca o di concessioni di coltivazione o di titoli concessori unici finitimi, per riconosciuta necessità di esecuzione di operazioni relative a rilievi geofisici, di accedere nell'ambito dell'area del proprio titolo o di sorvolarla.

3. La Sezione UNMIG competente stabilisce le cautele che dovranno essere osservate nell'esecuzione delle operazioni di cui ai commi 1 e 2.

4. Il titolare deve altresì consentire la posa di condotte, autorizzate dalla Sezione UNMIG competente, per il trasporto di idrocarburi estratti nell'ambito di altri titoli minerari.

5. Il titolare comunica semestralmente al Ministero ed alla Sezione UNMIG competente le notizie sullo stato di avanzamento dei lavori. La trasmissione dei documenti e dei dati può avvenire anche in formato elettronico.

6. Qualora il titolare intenda apportare modifiche significative al programma dei lavori che comprendano attività aggiuntive rispetto a quanto approvato, sottopone il nuovo programma per l'approvazione al Ministero, che attiverà il procedimento unico con le modalità di cui all' art. 9, comma 4, lettere b) e c). Per le perforazioni dei pozzi si applica quanto disposto all' art. 21.

7. Il rinvio dell'esecuzione del programma non superiore a sei mesi, fatti salvi i termini massimi stabiliti dalla legge o dal decreto, è autorizzato dalla Sezione UNMIG competente tenuto conto dei tempi di cui all' art. 20, comma 1.

8. Il titolare non può sospendere i lavori di ricerca se non espressamente autorizzato dalla Sezione UNMIG competente. In caso di sospensione di lavori effettuata in condizioni di emergenza il titolare deve notificarne immediatamente le motivazioni alla Sezione UNMIG competente, il che, nel caso in cui non riconosca giustificata la sospensione, ordina l'immediata ripresa dei lavori.

9. Il titolare deve fornire al Ministero ed alle Sezioni UNMIG competenti per territorio i mezzi per effettuare ispezioni sui luoghi delle operazioni. Nei casi in cui sia richiesto il rilascio di autorizzazioni o certificazioni previste dal presente disciplinare, resta ferma la facoltà da parte del Ministero e delle Sezioni UNMIG competenti per territorio di disporre, a carico del richiedente, l'effettuazione preliminare di sopralluoghi o visite di controllo e di verifica agli impianti.

10. Il titolare deve fornire al Ministero e alle Sezioni UNMIG le notizie richieste di carattere economico e tecnico relative all'attività.

#### **Art. 23.**

##### **Individuazione del giacimento**

1. In caso di rinvenimento di idrocarburi, il titolare ne dà immediata comunicazione al Ministero e alla Sezione UNMIG competente.

2. Il titolare di un permesso di ricerca pone a disposizione della Sezione UNMIG competente, anche ai fini del riconoscimento di cui all' art. 27, la documentazione in formato cartaceo o in formato elettronico relativa alle ricerche effettuate nell'ambito del permesso e ai risultati ottenuti, nonché gli esiti delle prove di strato e di produzione effettuate, le diagrafie rilevate in pozzo, e le proprie valutazioni sulle caratteristiche tecniche di produzione del pozzo stesso.

3. In caso di rinvenimento di idrocarburi nel titolo concessorio unico si applicano le norme di cui all' art. 11, comma 3.

#### **Art. 24.**

##### **Modalità di proroga del permesso di ricerca e della fase di ricerca del titolo concessorio unico**

1. L'istanza di proroga del permesso di cui all'art. 7 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625 e della fase di ricerca del titolo concessorio unico è presentata al Ministero e alla Sezione UNMIG competente almeno sei mesi prima della scadenza del periodo di vigenza.

2. Ai fini della proroga di cui all'art. 6, comma 6, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e per la seconda proroga della fase di ricerca del titolo concessorio unico, il termine di cui al comma 1 è ridotto a tre mesi.

3. In caso di contitolarità, l'istanza di proroga deve essere firmata da tutti i contitolari.

4. La proroga di cui ai commi 1 e 2 è accordata con decreto del Ministero d'intesa, per i permessi in terraferma, con la Regione interessata.

5. Qualora il programma dei lavori previsto non comporti modifiche ed estensioni rispetto a quelli già approvati in sede di conferimento o di modifica, la proroga viene rilasciata dal Ministero, secondo le modalità procedurali adottate per l'intesa tra Stato e Regione per la terraferma, fatte salve le eventuali competenze delle altre Amministrazioni interessate.

6. Qualora il programma dei lavori previsto comporti modifiche ed estensioni rispetto a quelli già approvati in sede di conferimento o di modifica, la proroga verrà accordata, sentita la CIRM nei casi di maggiore rilevanza, secondo la procedura di cui all' art. 9.

7. L'eventuale perforazione di pozzi nel periodo di proroga segue le procedure autorizzative di cui all' art. 21.

8. Le istanze di proroga del termine di inizio dei lavori di perforazione nel permesso di ricerca o nella fase di ricerca del titolo concessorio unico, debitamente motivate, devono essere presentate al Ministero ed alla Sezione UNMIG competente, secondo le modalità di cui all'art. 6, comma 9, della legge 9 gennaio 1991, n. 9.

9. Le istanze di sospensione del decorso temporale del permesso o del titolo concessorio unico, debitamente motivate, devono essere presentate al Ministero ed alla Sezione UNMIG. Costituisce motivazione per la sospensione del decorso temporale anche l'omessa pronuncia, entro i termini stabiliti dalle vigenti normative, di autorizzazioni o nulla osta da parte di amministrazioni interessate necessari per l'esercizio del permesso o del titolo concessorio unico.

#### **Art. 25.**

##### **Programma unitario di lavoro**

1. L'istanza per l'autorizzazione a realizzare un programma unitario per attività di ricerca nell'ambito di più permessi o di più titoli concessori unici di cui all'art. 8 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, deve essere presentata al Ministero e alla Sezione UNMIG competente. L'istanza deve essere sottoscritta dai titolari o rappresentanti unici dei permessi o titoli concessori unici interessati.

2. Il programma unitario di lavoro deve riguardare permessi o titoli concessori unici nella fase di ricerca confinanti o finitimi, motivato dalla presenza di obiettivi minerari omogenei che possono essere ricercati in modo più razionale ed economico nel complesso delle aree dei titoli.

3. Il programma unitario è approvato con decreto del Ministero secondo i procedimenti di cui all' art. 9 o all' art. 11, del presente decreto.

4. In caso di cessazione di uno dei titoli per i quali è stato approvato un programma unitario di lavoro, i titolari dei restanti titoli possono adeguare il programma precedente o, in via alternativa, presentare nuovi distinti programmi per ciascun permesso vigente.

5. All'atto della proroga di ciascuno dei permessi di ricerca o di ciascuna delle fasi di ricerca dei titoli concessori unici per i quali è stato approvato un programma unitario di lavoro, ove si debba procedere alla riduzione obbligatoria di area, l'area da rilasciare può interessare, previo accordo sottoscritto dai titolari o rappresentanti unici di tutti i titoli interessati, le aree di qualunque permesso o titolo concessorio unico. Le aree da rilasciare devono essere confinanti con almeno un lato di un titolo e la riduzione di area non potrà comunque risultare tale da privare totalmente dell'area uno dei titoli per i quali è stato approvato il programma unitario.

6. La riduzione è approvata col decreto di proroga del permesso o della fase di ricerca del titolo concessorio unico. Nel caso essa interessi anche gli altri permessi o titoli concessori unici per i quali è stato approvato il programma unitario, il Ministero procede contestualmente a ridurre le superfici relative.

#### **Art. 26.**

##### **Rinuncia parziale**

1. Nel corso della vigenza del permesso di ricerca o del titolo concessorio unico in fase di ricerca il titolare può rinunciare a parte dell'area accordata.

2. L'area ridotta risponde ai requisiti fissati all' art. 4, comma 5, lettera a).

### **CAPO IV - ATTIVITA' DI COLTIVAZIONE NELLA CONCESSIONE E NEL TITOLO CONCESSORIO UNICO**

#### **Art. 27.**

##### **Attività di coltivazione**

1. L'istanza per il rilascio di una concessione di coltivazione di cui all' art. 4, comma 3, è presentata al Ministero, a pena di decadenza dal diritto di preferenza del richiedente titolare di un permesso di ricerca, entro 120 giorni dalla data di riconoscimento del ritrovamento da parte della Ministero.

2. Il Ministero, acquisiti i pareri della Sezione UNMIG competente e della CIRM, riconosce il rinvenimento di idrocarburi e attesta il passaggio alla fase di coltivazione.

3. Nel caso di istanza di concessione di coltivazione il Ministero può conferire in concessione un'area ridotta rispetto a quella richiesta, sentito il richiedente che adegua il relativo programma dei lavori.

4. Il Ministero può ridurre l'area individuata dal titolare per la fase di coltivazione del titolo concessorio unico, sentito il titolare che adegua il relativo programma dei lavori.

5. Qualora il giacimento scoperto si estenda oltre il limite del permesso di ricerca o del titolo concessorio unico, l'istanza di concessione o la comunicazione per il passaggio alla fase di coltivazione nel titolo concessorio unico potrà riguardare anche aree già oggetto di istanze di permesso di ricerca o di titolo concessorio unico per le quali non siano ancora scaduti i termini per la concorrenza di cui al comma 4 dell'art. 4 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625.

#### **Art. 28.**

##### **Ampliamento dell'area**

1. Nel corso della vigenza della concessione o del titolo concessorio unico in fase di coltivazione il titolare può chiedere l'ampliamento dell'area accordata entro il perimetro del permesso di ricerca o del titolo concessorio unico originario, qualora ancora vigente, nonché, ai sensi dell'art. 9, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, ad aree non coperte da vincolo minerario ovvero su aree interessate da istanza di permesso di ricerca o di titolo concessorio unico per le quali non siano ancora scaduti i termini per la concorrenza.

2. A tal fine il titolare presenta istanza al Ministero, e per conoscenza alla Sezione UNMIG competente, corredata da adeguata documentazione comprendente una relazione illustrativa a supporto della richiesta.

3. L'area ampliata è definita e misurata in base a quanto disposto dall' art. 4, comma 5, lettera a).

#### **Art. 29.**

##### **Rinuncia parziale**

1. Nel corso della vigenza della concessione di coltivazione o del titolo concessorio unico in fase di coltivazione il titolare può rinunciare a parte dell'area accordata.

2. A tal fine il titolare presenta istanza analogamente a quanto stabilito per il caso dell'ampliamento dall' art. 28.

3. L'area ridotta risponde ai requisiti fissati dall' art. 4, comma 5, lettera a).

#### **Art. 30.**

##### **Coesistenza di più titoli**

1. Qualora, nell'ambito del permesso di ricerca per il quale sia stata già rilasciata una concessione di coltivazione, si effettui un ulteriore ritrovamento di idrocarburi, può essere accordata un'ulteriore concessione di coltivazione.

#### **Art. 31.**

##### **Proroga della concessione o del titolo concessorio unico in fase di coltivazione**

1. L'istanza di proroga decennale della concessione di coltivazione di cui all'art. 13 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, o del titolo concessorio unico in fase di coltivazione di cui all'art. 38, comma 5 del decreto legge n. 133/2014 convertito dalla legge n. 164/2014, è presentata al Ministero ed alla Sezione UNMIG competente almeno due anni prima della data di scadenza.

2. L'istanza di ulteriore proroga di cui all'art. 9, comma 8, della legge 9 gennaio 1991, n. 9 e di cui all'art. 38 comma 5 del decreto legge n. 133/2014 convertito dalla legge n. 164/2014, è presentata al Ministero ed alla Sezione UNMIG competente, almeno due anni prima della data di scadenza del periodo di proroga.

3. Le istanze di cui ai commi 1 e 2 sono corredate da una dettagliata relazione tecnica contenente la descrizione dei lavori effettuati, i dati sull'andamento produttivo del campo e sulle riserve residue certificate, nonché dal programma dei lavori da svolgere nel periodo di proroga, con i relativi investimenti, e delle operazioni di recupero ambientale.

4. La proroga di cui ai commi 1 e 2 viene rilasciata secondo le procedure degli art. 10 e art. 11 del presente decreto. Qualora il programma lavori previsto comprenda esclusivamente la prosecuzione della produzione, i lavori di manutenzione e le attività non significative come descritte all' art. 34, commi 5, 9 e 10, la proroga viene rilasciata dal Ministero, secondo le modalità procedurali adottate per l'intesa tra Stato e Regione per la terraferma, fatte salve le eventuali competenze delle altre Amministrazioni interessate.

#### **Art. 32.**

##### **Modalità di esercizio della concessione o del titolo unico in fase di coltivazione**



1. I lavori di ricerca, di sviluppo e coltivazione del campo iniziano entro il termine stabilito nel decreto di concessione e proseguono senza ingiustificate soste. La coltivazione può iniziare contemporaneamente ai lavori di sviluppo.

2. L'inizio della produzione e l'esercizio dei relativi impianti è autorizzato dalla Sezione UNMIG competente, su istanza del titolare ai sensi degli articoli 84, 85 e 93 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624.

3. Gli impianti di cui all' art. 3, relativi all'attività di coltivazione, rientrano nell'ambito di applicazione del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334 e s.m.i., secondo i criteri definiti dallo stesso decreto, nonché del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 117 e s.m.i relativo alla gestione dei rifiuti delle industrie estrattive.

4. Lo sviluppo e la coltivazione del campo devono essere condotti secondo i criteri tecnico-economici più aggiornati, in particolare per quanto concerne l'ubicazione, la spaziatura e la deviazione dei pozzi, l'utilizzazione dell'energia del giacimento, l'estrazione, eventualmente anche con l'applicazione di metodi di recupero secondario.

5. Il Ministero, su segnalazione della Sezione UNMIG competente per territorio, può imporre particolari condizioni per la tutela del giacimento qualora dall'esercizio della concessione, nonostante l'osservanza di tutti gli obblighi imposti dal decreto e dal presente disciplinare, derivi pregiudizio al giacimento stesso.

6. Il titolare deve fornire al Ministero ed alla Sezione UNMIG competente i mezzi per effettuare ispezioni sui luoghi delle operazioni. Nei casi in cui sia richiesto il rilascio di autorizzazioni o certificazioni previste dal presente disciplinare, resta ferma la facoltà da parte del Ministero e della Sezione UNMIG competente di disporre, a carico del richiedente, l'effettuazione preliminare di sopralluoghi o visite di controllo e di verifica agli impianti.

7. Il titolare deve fornire al Ministero le notizie richieste di carattere economico e tecnico relative all'attività.

### **Art. 33.**

#### **Sospensione dei lavori**

1. Il titolare non può sospendere i lavori di coltivazione e di ricerca nell'ambito di una concessione o di una fase di coltivazione del titolo concessorio unico, né ridurre la produzione di regime della concessione salvo nei casi di provata motivazione tecnica o riconosciuta causa di forza maggiore o senza autorizzazione della sezione UNMIG competente, per periodi fino a 12 mesi, o del Ministero per periodi superiori.

2. Il titolare è tenuto a notificare immediatamente alla Sezione UNMIG competente ed al Ministero le cause che hanno determinato la sospensione dei lavori di coltivazione e di ricerca o la riduzione della produzione di regime della concessione o della fase di coltivazione del titolo concessorio unico, effettuate di propria iniziativa.

3. La sospensione e la riduzione di cui al comma 2 sono soggette a convalida da parte della Sezione UNMIG competente per territorio.

4. La Sezione UNMIG competente, nel caso in cui non riconosca giustificata la sospensione o la riduzione di cui al comma 2, ordina l'immediata ripresa dei lavori o il ripristino del precedente livello produttivo.

5. La ripresa della produzione e dell'esercizio degli impianti è autorizzata, su istanza del titolare, dalla Sezione UNMIG competente. E' facoltà della Sezione UNMIG competente richiedere le verifiche della rispondenza delle misure di prevenzione e protezione incendio ai sensi degli articoli 84, 85 e 93 del decreto legislativo 25 novembre 1996 n. 624.

6. Le sospensioni o riduzioni di produzione dovute a fermate degli impianti per attività di verifica/controlli che discendono da specifici obblighi di legge e ad attività di manutenzione ordinaria/straordinaria, che si concludono nell'arco di 30 giorni, e la successiva ripresa della produzione non sono soggette al procedimento di convalida e di autorizzazione di cui ai commi precedenti. In tali casi, il titolare è tenuto esclusivamente alle comunicazioni di cui al comma 2.

### **Art. 34.**

#### **Obblighi del titolare**

1. Entro il giorno venti di ciascun mese, il titolare presenta al Ministero ed alla Sezione UNMIG competente una relazione sui lavori svolti nel mese precedente e comunica i dati relativi alla produzione ottenuta. Entro il primo trimestre di ciascun anno comunica al Ministero ed alla Sezione UNMIG competente per territorio i quantitativi di idrocarburi prodotti ed avviati al consumo nell'anno precedente.

2. Per le indagini geologiche e geofisiche condotte nell'ambito della concessione o del titolo concessorio unico in fase di coltivazione si applica quanto disposto dall' art. 20.

3. Entro il primo trimestre di ciascun anno il titolare della concessione di coltivazione o del titolo concessorio unico nella fase di coltivazione presenta al Ministero ed alla Sezione UNMIG competente, in formato cartaceo ed elettronico, una relazione annuale di aggiornamento sullo stato di ciascun titolo, sulle eventuali ulteriori conoscenze geominerarie acquisite nel corso dell'anno precedente, sulle riserve certificate e l'aggiornamento dei profili di produzione, per ciascuno dei campi ricadenti nel titolo, e sulla consistenza degli impianti e delle attrezzature esistenti a servizio del titolo al 31 dicembre dell'anno precedente. Le comunicazioni sono fornite ai sensi degli articoli 38, 47, 76 del D.P.R. 28 dicembre 2000, n. 445.

4. Il titolare, nel caso in cui ravvisi la necessità di apportare integrazioni o modificazioni significative al programma di ricerca, sviluppo o coltivazione, presenta preventivamente il programma al Ministero inviandone copia alla Sezione UNMIG competente. Il programma è approvato secondo le procedure, laddove compatibili, dell' art. 10, comma 3, salvo quanto disposto dal successivo comma 5.

5. Tutte le attività finalizzate a migliorare le prestazioni degli impianti di coltivazione di idrocarburi, compresa la perforazione, la reiniezione delle acque di strato o della frazione gassosa estratta in giacimento, se effettuate a partire da opere esistenti e nell'ambito dei limiti di produzione ed emissione dei programmi di lavoro già approvati, ai sensi del comma 82-sexies della legge 20 agosto 2004, n. 239, introdotto dall'art. 27, comma 34, della legge 23 luglio 2009, n. 99, come modificato dall'articolo 38, comma 11, del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164, sono soggette ad autorizzazione rilasciata dalle Sezioni UNMIG competenti per territorio. L'autorizzazione è trasmessa per conoscenza, per le attività a mare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e per quelle in terraferma alla Regione interessata.

6. Per "opere esistenti" si intendono: medesima area pozzi, centrale di raccolta e trattamento esistente, piattaforma di produzione esistente, rete di raccolta e altre pertinenze minerarie esistenti.

7. Per "limiti di produzione" si intende la produzione annuale massima prevista nel programma lavori approvato all'atto del conferimento della concessione ovvero quella prevista nell'ultimo programma di coltivazione approvato. Nel caso di concessioni derivanti dalla zona a regime esclusivo di cui all'art. 2, comma 1, numero 1) della legge 10 febbraio 1953, n.136 attribuite - ai sensi dell'art. 24 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625 - con decorrenza 1 gennaio 1997, si fa riferimento alle produzioni annuali ottenute fino a tale data, ovvero alla produzione prevista nell'ultimo programma di coltivazione approvato.

8. Per i "limiti di emissione" si intendono i limiti stabiliti dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152 e s.m.i. o, ove presenti, quelli stabiliti nelle autorizzazioni rilasciate, ai sensi dello stesso decreto legislativo, dalle autorità competenti. Il titolare allega copia di tali autorizzazioni all'istanza di autorizzazione delle attività in oggetto.

9. Al termine dei lavori, entro 30 giorni dall'entrata a regime degli impianti di cui al comma 5, il titolare presenta alla Sezione UNMIG e ai Laboratori UNMIG una relazione sui valori emissivi misurati ed un confronto con quelli autorizzati. I Laboratori UNMIG procederanno al controllo del rispetto dei limiti di emissione di cui al comma 8 entro i successivi 60 giorni.

10. La Sezione UNMIG verifica il rispetto dei "limiti di produzione" di cui al comma 7 entro 60 giorni dalla presentazione della comunicazione di cui al comma 2 dell' art. 43 del presente decreto.

11. Nel caso in cui i controlli evidenziano il superamento dei limiti di produzione e/o di emissione già autorizzati, la relativa autorizzazione all'esercizio è sospesa dalla Sezione UNMIG competente ed è data comunicazione al Ministero per i provvedimenti conseguenti di cui all'art. 5, comma 1, lettera b) del decreto ministeriale 25 marzo 2015.

12. L'autorizzazione alla reiniezione delle acque di strato o della frazione gassosa estratta dal giacimento di cui al comma 5 è rilasciata a seguito di un'istanza del titolare cui devono essere allegati i seguenti documenti:

- a. relazione tecnica;
- b. analisi delle acque da reiniettare;
- c. compatibilità delle acque da reiniettare e formazione interessata;
- d. studio di giacimento statico e dinamico;
- e. schema di completamento del pozzo;
- f. verifica della integrità dei casing;
- g. ecosistemi presenti nell'area;
- h. sistemi idrici presenti nell'area.

La Sezione UNMIG può richiedere ulteriore documentazione integrativa utile al fine del rilascio dell'autorizzazione.

13. Per miglioramento delle prestazioni degli impianti si intende:

- a. aumento delle riserve recuperabili;
- b. ottimizzazione nella gestione degli impianti di produzione.

14. Le autorizzazioni alla reiniezione in giacimento delle acque di strato o della frazione gassosa estratta dal giacimento contengono le seguenti precauzioni tecniche necessarie a garantire l'incolumità di altri sistemi idrici o di altri ecosistemi:

- a. esistenza di almeno due colonne cementate fino a giorno;
- b. controllo dell'integrità dei casing da ripetersi almeno ogni 5 anni;
- c. installazione di almeno due barriere per isolare il livello di reiniezione e di sistemi di controllo della tenuta;
- d. installazione di un sistema di misura della pressione di poro;
- e. analisi mensile delle acque iniettate effettuate da laboratori indipendenti;
- f. analisi annuale delle acque iniettate effettuate dai Laboratori del Ministero;
- g. installazione di un sistema di misura dei volumi iniettati.

La Sezione UNMIG competente per territorio può acquisire i pareri ritenuti necessari per prescrivere ulteriori eventuali precauzioni tecniche.

15. Per l'inizio e la ripresa dell'esercizio degli impianti si applicano gli articoli art. 32, comma 2 e art. 33, comma 5.

16. Le attività di manutenzione straordinaria degli impianti e dei pozzi che non comportano modifiche impiantistiche sono comunicate, da parte del titolare, alla Sezione UNMIG competente per territorio. Nella comunicazione devono essere indicati gli eventuali termini di sospensione della produzione e le apparecchiature e gli impianti impiegati durante le operazioni stesse.

## **CAPO V - LAVORI NEL PERMESSO DI RICERCA E NELLA CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE E NEL TITOLO CONCESSORIO UNICO**

### **Art. 35.**

#### **Garanzie**

1. Il titolare allega all'istanza relativa alle autorizzazioni per la realizzazione delle opere per le attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi:

a. evidenza delle garanzie economiche di cui all'art. 38, comma 6-ter del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito con modificazioni dalla legge 11 novembre 2014, n.164 per coprire i costi di un eventuale incidente, commisurati a quelli derivanti dal più grave incidente nei diversi scenari ipotizzati in fase di studio ed analisi dei rischi secondo le modalità di cui all'Allegato 1 al presente decreto;

b. fidejussioni bancarie o assicurative relative alle opere di recupero ambientale secondo quanto disposto all' art. 6, commi 6, 7, 8 e secondo le modalità di cui all'Allegato 2 al presente decreto.

2. Il valore delle garanzie economiche di cui al comma a) dovrà essere aggiornato ogni 5 anni.

### **Art. 36.**

#### **Individuazione e ubicazione dei pozzi**

1. Ogni pozzo in terraferma è individuato mediante un toponimo, ricadente nell'area del permesso o della concessione o del titolo concessorio unico, seguito da un numero d'ordine.

2. Ogni pozzo in mare è individuato dalla sigla del permesso o della concessione o del titolo concessorio unico, seguita da un numero d'ordine, nonché da un nome convenzionale.

3. Il titolare, prima di dare inizio ad ogni perforazione, presenta il programma alla Sezione UNMIG competente per l'autorizzazione, che nel caso di pozzo esplorativo segue la procedura di cui all' art. 21.

4. Il programma deve indicare la postazione del pozzo, l'obiettivo minerario, la profondità da raggiungere, il profilo previsto, la tipologia dell'impianto da impiegare, il programma di tubaggio e di cementazione, le attrezzature contro le eruzioni libere e la natura dei fluidi di perforazione.

5. Le coordinate di testa pozzo e di fondo pozzo non possono essere fissate a distanza inferiore a 125 metri dal confine del permesso o della concessione o del titolo concessorio unico, salvo deroghe autorizzate dalla Sezione UNMIG competente per territorio, che peraltro può imporre una distanza maggiore.

6. Ove il pozzo sia ubicato nel mare territoriale o in zona di demanio marittimo ovvero nella zona contigua a quest'ultimo, il titolare richiede apposita autorizzazione all'autorità marittima, ai sensi delle disposizioni vigenti in materia, inviando copia dell'istanza alla Sezione UNMIG territoriale competente.

7. Per la perforazione di pozzi orientati a partire da altro titolo minerario, la Sezione UNMIG competente comunica l'istanza relativa, corredata dagli atti, al titolare del permesso o della concessione o del titolo concessorio unico interessato dalla postazione, indicando un termine per la presentazione di eventuali osservazioni. Trascorso tale termine senza che pervengano osservazioni, si intende che il titolare destinatario non si oppone all'esecuzione del pozzo.

8. L'ubicazione dei pozzi deve essere effettuata con sistema ottico o con radiolocalizzazione o con altri metodi topografici similari, trasmettendo alla Sezione UNMIG competente il rapporto tecnico redatto con l'indicazione del metodo seguito.

9. I pozzi ricadenti in terraferma devono essere contrassegnati in modo da renderne sicura l'individuazione sul campo. La Sezione UNMIG competente redige il relativo verbale di ubicazione.

10. Fermo restando l'obbligo di applicare le disposizioni di cui al decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624 si forniscono le ulteriori prescrizioni che si applicano alle perforazioni:

a. Prima dell'inizio dell'attività di perforazione il titolare predispone, per la valutazione del rischio di cui all'art. 66 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624, una relazione dettagliata, firmata dal titolare, dal direttore responsabile e dalle imprese affidatarie, in cui viene analizzato anche il rischio residuo a fronte dell'intervento dei dispositivi di sicurezza. L'esito delle valutazioni svolte deve essere riportato nel DSS.

b. I sistemi e le attrezzature di sicurezza devono possedere i necessari requisiti di idoneità ed essere mantenuti in buono stato di conservazione ed efficienza. I sistemi e le attrezzature di sicurezza devono essere sottoposti a prove ed i relativi risultati devono essere registrati e tenuti a disposizione dell'organo di vigilanza.

c. Il titolare, ai sensi dell'art. 67 del decreto legislativo 1996, n. 624, provvede affinché il personale addetto alla manovra dei dispositivi per l'azionamento delle attrezzature di sicurezza abbia adeguata formazione e addestramento in particolare relativamente alle tecniche controllo eruzioni, condizioni di impiego delle attrezzature, situazioni anomale prevedibili. La certificazione comprovante la formazione e l'addestramento è tenuta a disposizione delle Sezioni UNMIG.

d. I dispositivi di sicurezza contro le eruzioni libere (BOP stack) di cui all'art. 83 del D.P.R. n. 128/59, come modificato dall'art. 66 del D.lgs. n. 624/96, installati sugli impianti di perforazione operanti in mare sono sottoposti a specifiche prove di funzionamento effettuate: all'atto della prima installazione sulla testa pozzo, ad ogni successiva rimozione e reinstallazione, dopo la cementazione di ogni colonna e comunque con frequenza non superiore a 21 giorni. I suddetti dispositivi di sicurezza devono essere certificati con periodicità non superiore a cinque anni.

e. Per le perforazioni in mare il titolare predispone un sistema di registrazione informatica inalterabile e protetta in ogni condizione dei dati relativi ai parametri di perforazione e di controllo del fango del pozzo da rendere disponibile per le verifiche dell'organo di vigilanza.

f. Nel caso di perforazioni di pozzi con profondità del fondale marino superiore a 200 metri tutte le operazioni devono essere eseguite alla presenza del direttore responsabile ed i dispositivi di sicurezza di cui alla lettera d) devono essere stati certificati da non oltre un biennio.

11. Ai sensi dell'art. 5, commi 1, 5, 5-bis e 6 del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 117 il titolare elabora un piano di gestione dei rifiuti di estrazione che viene presentato per l'approvazione alla Sezione UNMIG competente contestualmente all'istanza di autorizzazione alla perforazione.

12. L'aggiornamento quinquennale di cui all'art. 5, comma 4, del D.lgs. 117/2008 è trasmesso alla Sezione UNMIG competente almeno tre mesi prima della scadenza.

13. Ai fini della sicurezza degli impianti di produzione e delle condotte di trasporto idrocarburi, il titolare entro il 31 gennaio di ciascun anno, trasmette alla Sezione UNMIG competente per ciascuna concessione:

a. un resoconto delle attività di manutenzione, controllo e monitoraggio delle installazioni sommerse condotte nel corso dell'anno precedente unitamente alla documentazione tecnica dei risultati ottenuti su supporto informatico;

b. il cronoprogramma delle attività di manutenzione, controllo e monitoraggio delle installazioni sommerse da condursi nell'anno.

c. il resoconto e il cronoprogramma di cui alle lettere a) e b) riportano la dichiarazione esplicita di cui all'art. 78, comma 4, del D.P.R. 886/1979 con l'indicazione delle norme di buona pratica, italiane, europee o internazionali applicabili.

### **Art. 37.**

#### **Obblighi del titolare nella perforazione**

1. Ogni incidente rilevante di sondaggio o altro evento che possa provocare modifiche al previsto svolgimento dei lavori di perforazione è riportato sul giornale di sonda e immediatamente comunicato alla Sezione UNMIG competente. Il rapporto giornaliero di perforazione è reso disponibile per via elettronica alla Sezione UNMIG competente.

2. Il titolare è tenuto a conservare, a disposizione della Sezione UNMIG competente, i campioni rappresentativi delle rocce attraversate, salvo i casi in cui, per lo scarso recupero, i campioni siano stati completamente usati per le analisi degli idrocarburi rinvenuti e delle acque di strato, nonché i risultati di eventuali analisi effettuate.

3. I campioni devono recare le indicazioni atte a precisare il pozzo dal quale sono stati prelevati, le profondità di prelievo e la loro orientazione, con l'individuazione delle estremità superiore e inferiore. Essi non possono essere distrutti o dispersi prima di diciotto mesi dall'ultimazione del sondaggio.

4. Entro novanta giorni dall'ultimazione del sondaggio, il titolare trasmette al Ministero ed alla Sezione UNMIG competente il profilo geologico del foro, corredato da una relazione, in formato digitale, dei risultati delle diagrafie effettuate in foro, da grafici e notizie relative a tutte le operazioni eseguite ed ai risultati ottenuti.

#### **Art. 38.**

##### **Prove di produzione**

1. Le prove di produzione, a seguito di ritrovamento di idrocarburi, sono iniziate, salvo giustificati motivi, entro un mese dall'ultimazione del pozzo nell'ambito di permessi di ricerca o di titoli concessori unici in fase di ricerca ed entro due mesi dalla stessa data nell'ambito di concessioni di coltivazione o di titoli concessori unici in fase di coltivazione, e sono condotte con continuità fino a risultati conclusivi. Il programma delle prove deve essere comunicato dal titolare almeno tre giorni prima del loro inizio alla Sezione UNMIG competente che può intervenire e, ai fini dell'accertamento della produttività delle formazioni indiziate, può prescrivere la durata e lo svolgimento, con gli apparecchi ed i sistemi che ritiene più adatti. La Sezione UNMIG competente, nei casi in cui risulti necessario, può prescrivere, a spese del titolare, la ripetizione delle prove.

2. Durante l'esecuzione delle prove di cui al comma 1, il titolare comunica quotidianamente per via elettronica, alla Sezione UNMIG competente, i dati tecnici rilevanti inerenti le prove stesse.

3. Nell'ambito delle concessioni di coltivazione o del titolo concessorio unico in fase di coltivazione, al termine delle prove di produzione, il titolare, al fine della valutazione delle potenzialità del giacimento e/o della messa a punto dei parametri erogativi e delle installazioni produttive, può richiedere l'effettuazione di prove di esercizio temporanee da effettuarsi nella stessa configurazione impiantistica di cui alla prova di produzione condotta o nella configurazione finale, nelle more del perfezionamento dell'autorizzazione alla realizzazione e/o all'esercizio definitivo degli impianti. Resta salva la facoltà della Sezione UNMIG competente di definire, caso per caso, un termine temporale per dette prove di esercizio.

#### **Art. 39.**

##### **Chiusura di un pozzo e ripristino aree minerarie**

1. Il titolare, nel caso in cui intenda chiudere minerariamente un pozzo sterile o esaurito o comunque non utilizzabile o non suscettibile di assicurare ulteriormente produzione in quantità commerciale, richiede l'autorizzazione alla Sezione UNMIG competente precisando il piano di sistemazione del pozzo stesso e dell'area impegnata.

2. Il titolare redige il rapporto tecnico della chiusura mineraria del pozzo, con l'indicazione delle operazioni effettuate, e lo trasmette alla Sezione UNMIG competente. Dell'avvenuta chiusura mineraria dei pozzi in terraferma viene data comunicazione alla Regione interessata.

3. La Sezione UNMIG competente redige il verbale di chiusura mineraria.

4. Nei programmi delle attività di ricerca, perforazione e coltivazione di cui all' art. 4, comma 4, lettere a), b) e c) e all' art. 36, comma 3, il titolare prevede le necessarie azioni per la caratterizzazione e per l'eventuale bonifica del sito ai fini del successivo rilascio dello stesso senza vincoli derivanti dalla pregressa attività di perforazione.

5. La Sezione UNMIG competente attesta la conclusione delle attività di chiusura mineraria e rimozione degli impianti e trasmette tale attestazione al Ministero, ai fini della cancellazione del titolo minerario. Per le attività in terraferma, il programma di ripristino dell'area impegnata dalla precedente attività mineraria è autorizzato dalla Sezione UNMIG previa intesa con la Regione competente per territorio, o le province autonome di Trento e Bolzano. Al termine dei lavori la Sezione UNMIG redige il verbale di avvenuto ripristino secondo il programma autorizzato e ne invia copia al Ministero, alla Regione o Provincia autonoma.

#### **Art. 40.**

##### **Ulteriori obblighi del titolare**

1. Per l'installazione di impianti fissi di produzione nel mare territoriale o nelle aree demaniali, il titolare deve rivolgere istanza all'amministrazione marittima per ottenere la concessione all'occupazione e all'uso di beni demaniali e di zone di mare territoriale ai sensi degli articoli 36 e, ove del caso, 52 del codice della navigazione, nonché degli articoli 5 e seguenti del relativo regolamento di esecuzione (parte marittima).

2. Il titolare deve altresì ottenere la preventiva autorizzazione del capo della competente circoscrizione doganale, nei casi previsti dall'art. 19 del decreto legislativo 8 novembre 1990, n. 374 recante "riordinamento degli istituti doganali".

3. Quando si accerti che un giacimento di idrocarburi si estende da ambo le parti della linea di delimitazione della piattaforma continentale con altro Stato frontista, con la conseguenza che il giacimento può essere razionalmente coltivato con programma unico, il titolare rivolge istanza al Ministero per l'attivazione con lo Stato frontista delle procedure e le modalità per la coltivazione del giacimento predetto.

## **CAPO VI - DETERMINAZIONE E CORRESPONSIONE DELLE ALIQUOTE DEL PRODOTTO ALLO STATO**

### **Art. 41.**

#### **Corresponsione delle royalties**

1. Il titolare della concessione di coltivazione o del titolo concessorio unico è tenuto a corrispondere annualmente allo Stato il valore di un'aliquota del prodotto della coltivazione pari al 7% della quantità di idrocarburi liquidi e gassosi estratti in terraferma, e al 7% della quantità di idrocarburi gassosi e al 4% della quantità di idrocarburi liquidi estratti in mare.

2. Per le produzioni di idrocarburi liquidi e gassosi ottenute in terraferma, ivi comprese quelle ottenute da concessioni o titoli concessori unici nel mare territoriale da pozzi che partono dalla terraferma, il titolare della concessione di coltivazione o del titolo concessorio unico è tenuto a corrispondere annualmente un ulteriore 3% secondo le modalità di cui all'art. 45 della legge 23 luglio 2009, n. 99.

3. Per le produzioni di idrocarburi liquidi e gassosi ottenute da concessioni o titoli concessori unici in mare, il titolare di ciascuna concessione di coltivazione o titolo concessorio unico è tenuto a corrispondere annualmente un ulteriore 3% secondo le modalità di cui all'art. 35 del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134.

4. L'aliquota non è dovuta per le produzioni utilizzate nelle operazioni di processo oppure reimmesse in giacimento, per le quali deve essere fornito analitico riscontro alla Sezione UNMIG competente. Nessuna aliquota è dovuta per le produzioni ottenute durante prove di produzione effettuate in regime di permesso di ricerca o nella fase di ricerca del titolo concessorio unico.

5. Per ciascuna concessione o ciascun titolo concessorio unico sono esenti dal pagamento dell'aliquota annuale, al netto delle produzioni di cui al comma 4:

a. in terraferma, i primi 25 milioni di standard metri cubi (Smc) di gas prodotti e le prime 20.000 tonnellate di olio prodotte;

b. a mare, i primi 80 milioni di standard metri cubi prodotti e le prime 50.000 tonnellate di olio prodotte.

6. Nel caso che un giacimento interessi aree di due o più concessioni o titoli concessori unici, le aliquote saranno determinate sulla base di una ripartizione delle riserve certificate e delle produzioni determinata dalla Sezione UNMIG competente su proposta formulata dai concessionari interessati, corredata di adeguata relazione tecnica.

7. Nel caso in cui un giacimento ricada parte in mare e parte in terraferma, le aliquote dovute sono determinate sulla base di una ripartizione delle riserve certificate e delle produzioni determinata dalla Sezione UNMIG competente, su proposta formulata dal titolare, corredata da una adeguata relazione tecnica.

8. Le ripartizioni di cui ai commi 6 e 7 sono aggiornate sulla base dell'evoluzione dei dati geominerari disponibili.

### **Art. 42.**

#### **Rilevazione dell'attività giornaliera di estrazione**

1. Il titolare è tenuto ad installare nel centro di raccolta del titolo idonei dispositivi di misura, per permettere la rilevazione giornaliera delle quantità di idrocarburi prodotti, tali da assicurare la continuità e la fedeltà delle misurazioni, utilizzando le apparecchiature in commercio aventi le più aggiornate e precise tecniche di misurazione, anche elettroniche.

2. Nei casi di produzione di idrocarburi liquidi, la produzione anidra è calcolata sulla base di analisi effettuate su campioni del prodotto, prelevati a valle del trattamento di centrale, per la determinazione dell'acqua residua ed irriducibile (BSW).

3. Nei casi di produzione e/o di trasporto di idrocarburi liquidi con ausilio delle tecniche di flussaggio, dovranno essere installati idonei dispositivi di misura per consentire la determinazione giornaliera delle quantità di flussante utilizzato.

4. Deve essere consentita la rilevazione giornaliera delle quantità di idrocarburi prodotti di cui al comma 1, nonché le quantità al netto di quelle impiegate negli usi di cantiere o in operazioni di campo, ivi compresa la reimmissione in giacimento, nonché del flussante utilizzato.

5. I risultati delle misurazioni giornaliere devono essere annotati in apposito registro preventivamente vidimato dalla Sezione UNMIG competente.

6. La rilevazione giornaliera delle quantità di idrocarburi liquidi e gassosi prodotti è riferita ad un periodo di 24 ore che va dalle ore 6,00 alle ore 6,00 del giorno successivo in ora solare. Per il computo della produzione giornaliera di idrocarburi, su richiesta del titolare, il Ministero può autorizzare un diverso arco temporale sempre di 24 ore.

7. Le registrazioni automatiche prodotte dal sistema di misura devono essere tenute a disposizione della Sezione UNMIG competente fino alla determinazione definitiva dell'aliquota di prodotto dovuta ai sensi dell'art. 19 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, e devono essere conservate per un periodo di almeno cinque 5 anni.

8. Nel caso in cui non risultino, per giustificati motivi, registrazioni digitali, saranno tenute a disposizione idonee registrazioni analogiche per lo stesso periodo di tempo.

#### **Art. 43.**

##### **Comunicazione di dati al Ministero**

1. Il titolare comunica al Ministero e alla Sezione UNMIG competente, entro il giorno 20 del mese successivo, come disposto all'art. 31, i quantitativi degli idrocarburi prodotti e di quelli avviati al consumo. Il Ministero dispone accertamenti sulle produzioni effettuate attraverso la Sezione UNMIG competente, sentita la CIRM.

2. Entro il 31 marzo di ciascun anno, il rappresentante unico comunica al Ministero e alla Sezione UNMIG competente i quantitativi di idrocarburi prodotti e avviati al consumo nell'anno precedente per ciascun titolo e ciascun contitolare. Le comunicazioni sono sottoscritte ai sensi degli articoli 38, 47, 76, del D.P.R. 28 dicembre 2000, n. 445.

#### **Art. 44.**

##### **Determinazione delle aliquote**

1. I valori unitari dell'aliquota di coltivazione sono determinati:

a. per l'olio, per ciascun titolo e per ciascun titolare in essa presente, come media ponderale dei prezzi di vendita da esso fatturati nell'anno di riferimento. Nel caso di utilizzo diretto dell'olio da parte del titolare, il valore dell'aliquota è determinato dallo stesso titolare sulla base dei prezzi sul mercato internazionale di greggi di riferimento con caratteristiche similari, tenuto conto del differenziale delle rese di produzione. Al valore unitario così calcolato si applica la riduzione quantificata con le modalità di cui all'art. 19, comma 6 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625 e sue successive modifiche.

b. per il gas, per tutti i titoli e per tutti i titolari, in base alla media aritmetica relativa all'anno di riferimento dell'indice QE, quota energetica del costo della materia prima gas, espresso in euro per MJ, determinato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai sensi della Delibera 22 aprile 1999, n. 52/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 100 del 30 aprile 1999, e successive modificazioni, assumendo fissa l'equivalenza 1 Smc = 38,52 MJ. Nel caso di produzioni complessive per ciascun titolare, superiori a 5 milioni di standard metri cubi trova applicazione il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 12 luglio 2007 recante "Modalità di cessione presso il mercato regolamentato di aliquote del prodotto di giacimenti di gas naturale dovute allo Stato".

2. Ai fini della determinazione preventiva del gettito delle aliquote dovute allo Stato, il titolare presenta, entro il 31 ottobre di ciascun anno, al Ministero ed alla Sezione UNMIG competente, il programma annuale di produzione che si impegna a svolgere nell'anno successivo, indicando la produzione prevista per ogni mese.

3. La Sezione UNMIG competente può imporre varianti al programma stesso.

4. Il titolare può essere autorizzato a rivalersi dell'eventuale eccedenza delle corrisposizioni fatte su quelle dovute per l'anno successivo.

#### **Art. 45.**

##### **Versamento delle aliquote**

1. Ciascun titolare per tutte le concessioni di coltivazione e per tutti i titoli concessori unici redige un prospetto complessivo del valore delle aliquote dovute e delle relative ripartizioni tra Stato, Regioni e Comuni, in base al disposto degli articoli 20 e 22 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, come modificato dall'art. 7 della legge n. 11 maggio 1999, n. 140 e dall'art. 1, comma 366 della legge 27 dicembre 2006, n. 296.

2. Ciascun titolare, sulla base dei risultati del prospetto, entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello cui si riferiscono le aliquote, effettua i relativi versamenti da esso dovuti allo Stato, alle Regioni a

statuto ordinario e ai Comuni interessati. Per le aliquote corrisposte per produzioni complessive per ciascun titolare, superiori a 5 milioni di Smc, le modalità di corresponsione seguono il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 12 luglio 2007.

3. Ciascun titolare effettua i versamenti dovuti in forma cumulativa per tutte le concessioni e per tutti i titoli concessori unici dei quali è titolare a ciascuno dei destinatari, Stato, Regione e Comune.

4. Ciascun titolare, entro il 15 luglio di ogni anno, trasmette al Ministero, al Ministero dell'economia e delle finanze, e alla Sezione UNMIG competente copia del prospetto di cui al comma 1, corredato di copia delle ricevute dei versamenti effettuati.

## **CAPO VII - REALIZZAZIONE E GESTIONE DEI SISTEMI DI MISURA**

### **Art. 46.**

#### **Indicazioni generali**

1. Il presente Capo disciplina le modalità di realizzazione e gestione dei sistemi di misura della produzione di idrocarburi ottenuta nelle concessioni di coltivazione o nei titoli concessori unici, anche ai fini dell'applicazione di quanto previsto, in materia di corresponsione delle aliquote di prodotto della coltivazione, dall'art. 19 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625.

### **Art. 47.**

#### **Definizioni**

1. Agli effetti delle disposizioni di cui al presente Capo si intendono per:
- a. "sistema di misura": il complesso delle apparecchiature e degli strumenti installati, anche con funzione di riserva e controllo, inclusi i sistemi di acquisizione ed elaborazione locale della misura e le locali apparecchiature atte a consentire la eventuale telelettura. Il sistema di misura include principalmente i seguenti componenti:
    1. le valvole di intercettazione ove presenti e le tubazioni comprese fra valvola di intercettazione a monte e a valle del misuratore stesso;
    2. il misuratore dei volumi di gas;
    3. il gascromatografo e i dispositivi ad esso associati, dove presenti, ovvero altre apparecchiature di misura della qualità del gas;
    4. i dispositivi per la misurazione automatizzata quali, ad esempio, il convertitore di volume (flow computer), il sistema locale di trasmissione dei dati e il registratore dei dati (data logger);
    5. i dispositivi, ove presenti, di registrazione meccanica delle condizioni di esercizio (manotermografo o registratore triplex di pressione, temperatura e pressione differenziale);
    6. per gli idrocarburi liquidi ed i gas petroliferi liquefatti, serbatoi e cisterne tarati o altro sistema tecnicamente idoneo.
  - b. "misura diretta": quella ottenuta mediante misuratori che forniscono direttamente la quantità misurata, alle condizioni di esercizio;
  - c. "misura indiretta": quella ottenuta mediante misuratori che rilevano proprietà o grandezze fisiche che sono funzione della corrente di fluido da misurare;
  - d. "condizioni di esercizio": temperatura e pressione di esercizio;
  - e. "condizioni di riferimento": temperatura 15°C e pressione 1,01325 bar;
  - f. "misura meccanica": misura nella quale i parametri di flusso sono rilevati, in modo continuo, mediante registratori meccanici (registratori "triplex", "manotermografi", ecc.);
  - g. "misura automatizzata": misura nella quale i parametri di flusso rilevati in campo, sono trasmessi, mediante trasmettitori elettronici, ad un flow-computer per il calcolo automatico della portata;
  - h. "flow-computer e correttore di volume": apparecchiatura elettronica che gestisce un software per la elaborazione dei dati trasmessi dal misuratore in campo e dagli elementi secondari, i quali forniscono i dati necessari per il calcolo dei volumi e la conversione degli stessi alle condizioni di riferimento.

### **Art. 48.**

#### **Unità di misura**

1. La rilevazione delle quantità di idrocarburi liquidi prodotti è espressa in tonnellate; il calcolo di conversione da volume a peso deve essere eseguito determinando la densità del prodotto a 15 gradi centigradi mediante le tavole ad unità metriche ASTM-IP (Petroleum Measurement Tables), in conformità a quanto praticato dall'Ufficio Tecnico di Finanza.

2. La rilevazione delle quantità di idrocarburi gassosi prodotti è espressa in metri cubi alle condizioni di riferimento (Smc: 15°C e 1,01325 bar); il calcolo di conversione del volume è fatto in conformità alle leggi dei gas perfetti, apportandovi le correzioni per le deviazioni da tali leggi; i fattori di compressibilità,



alle condizioni di riferimento e di esercizio, sono calcolati in accordo alle norme ISO previste per tale calcolo.

3. La rilevazione in energia delle quantità di idrocarburi avviate al consumo o immessa nella rete di trasporto, è espressa in MegaJoule.

#### **Art. 49.**

##### **Sistema di misura**

1. Per la rilevazione giornaliera delle quantità di idrocarburi prodotti sono ammessi sistemi di misura diretta o indiretta.

2. Il sistema di misura realizzato conforme alla vigente normativa, alle norme dell'UNI, del CEI o di altri organismi di normalizzazione dell'Unione Europea o dei suoi Stati membri o di Stati che sono parti contraenti dell'accordo sullo spazio economico europeo, si considera eseguito secondo la regola dell'arte.

3. Fatte salve le caratteristiche minerarie della misura i sistemi di misura devono permettere la comparabilità con gli altri sistemi di misura adottati nei differenti settori della filiera di produzione e distribuzione degli idrocarburi.

4. E' consentito l'utilizzo del data logger come elemento di supporto in aggiunta all'utilizzo del del flow computer in caso di fuori servizio di quest'ultimo, per i tempi tecnici strettamente necessari per le attività di manutenzione e ripristino della funzionalità fermo restando che vengano garantite le modalità di calcolo dei volumi di produzione nel rispetto di quanto previsto dal presente disciplinare.

#### **Art. 50.**

##### **Realizzazione del sistema di misura**

1. Ai fini della realizzazione o adeguamento del sistema di misura, il titolare presenta alla Sezione UNMIG competente un progetto del sistema di misura funzionale in rapporto sia al tipo che alla quantità di idrocarburi da misurare.

2. Il progetto deve essere corredato almeno della seguente documentazione:

a. descrizione del sistema di misura, delle norme tecniche di riferimento e, per ognuno dei componenti, delle specifiche tecniche ed eventuali certificazioni metrologiche, nonché di ogni altro elemento atto ad attestare che quanto realizzato risponde alle norme tecniche di riferimento per il sistema di misura realizzato;

b. schema grafico quotato del sistema di misura, con evidenziati tutti gli elementi, anche dimensionali, regolati dalla norma tecnica di riferimento e che risultano rilevanti in rapporto al sistema di misura adottato;

c. per gli strumenti di misura venturimetrici, il dettaglio dimensionale del tronco venturimetrico e dell'apparato;

d. porta-diaframma, nonché il certificato di calibratura del diaframma, il rapporto di misurazione del porta-diaframma, il rapporto di calibratura dei tratti monte/valle della tubazione.

3. Qualora la Sezione UNMIG competente non comunichi eventuali osservazioni e/o prescrizioni in merito al progetto del sistema di misura di cui al comma 1 entro 30 giorni dal ricevimento della documentazione, il titolare può dare avvio ai lavori. La Sezione UNMIG competente verifica la corretta realizzazione del sistema di misura, prescrivendo, nel caso, eventuali adempimenti di spettanza del titolare, informandone il Ministero.

4. I componenti e le apparecchiature che costituiscono il sistema di misura devono soddisfare i requisiti essenziali richiesti per la loro libera circolazione e utilizzazione nel mercato comunitario e nello spazio economico europeo.

5. La conformità è attestata dal titolare dell'impianto che può avvalersi di organismi competenti in materia, accreditati nell'ambito del quadro regolatorio del regolamento (CE) n. 765/2008 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 9 luglio 2008, nonché di organismi notificati per le apparecchiature e gli strumenti disciplinati da normative comunitarie di armonizzazione tecnica.

6. L'impianto in cui è collocato un sistema di misura con contatore volumetrico deve consentire l'applicazione temporanea di un misuratore con funzione di controllo.

7. L'attestato di conformità è conservato a cura del titolare ed è aggiornato ad ogni intervento di manutenzione comportante la sostituzione, la modifica di apparecchiature e di strumenti presenti nel sistema di misura. Copia dell'attestato, nonché dei successivi aggiornamenti, è inoltrata alla Sezione UNMIG competente.

8. Ai fini dell'eventuale controllo della strumentazione prima del definitivo montaggio, il titolare deve comunicare in tempi utili alla Sezione UNMIG competente, la disponibilità in campo della strumentazione stessa.

9. Qualora occorra, il titolare comunica alla Sezione UNMIG competente le eventuali variazioni apportate in fase realizzativa.

**Art. 51.****Esercizio del sistema di misura**

1. Entro il mese di ottobre di ogni anno, il titolare predispone il piano di gestione annuale del sistema di misura dando evidenza delle fasi di controllo e di esercizio da svolgere. Il piano è comunicato alla Sezione UNMIG competente.

2. Per i sistemi di misura non equipaggiati con gascromatografo, i dati relativi alla qualità del gas sono aggiornati ogni mese, sulla base di analisi eseguite da laboratorio abilitato; qualora la linea di misura è adibita alla misura di gas prodotto da un determinato giacimento che garantisca stabilità delle caratteristiche della qualità del gas, l'aggiornamento è effettuato ogni sei mesi.

3. Nel sistema di misura automatizzato l'accesso alla programmazione del flow-computer deve poter essere inibito mediante apposizione di sigillo; l'eventuale intervento nella programmazione di parametri interessanti le caratteristiche metrologiche del sistema di misura deve comunque risultare dalla stampa in automatico dell'intervento stesso o dell'intera nuova programmazione.

4. La Sezione UNMIG competente effettua periodicamente il controllo di esercizio del sistema di misura mediante l'accertamento del corretto funzionamento delle apparecchiature e degli strumenti che lo compongono.

5. I criteri per l'esecuzione dei controlli dei sistemi di misura sono indicati nei decreti previsti dall'ultimo periodo del comma 2, dell'art. 7 del decreto legge 25 settembre 2009, n. 135, convertito dalla legge 20 novembre 2009, n. 166. Il controllo di esercizio è operato tramite strumenti di riferimento che devono presentare accuratezza non inferiore a quella degli stessi strumenti sottoposti a controllo di esercizio.

6. La Sezione UNMIG competente si avvale dei Laboratori per le verifiche dei sistemi di misura e per i controlli sulla qualità del gas.

7. Le spese per i controlli e le verifiche periodiche, di cui ai commi 4, 6 e al comma 8 dell'art. art. 50, sono a carico del richiedente.

8. I rapporti di taratura degli strumenti in campo devono essere tenuti a disposizione della Sezione UNMIG competente.

**Art. 52.****Attuazione**

1. I sistemi di misura e le linee di misura in servizio alla data del presente decreto devono conformarsi alle disposizioni contenute nel presente decreto entro e non oltre il 22 marzo 2016.

2. Fino all'adeguamento di cui al comma 1, restano valide le previgenti approvazioni rilasciate dalla Sezione UNMIG competente.

3. Per gli impianti di produzione in mare con profondità del fondale marino superiore a 200 metri possono essere autorizzati dalla Sezione UNMIG competente, ove necessario, sistemi di misura posti a distanza dagli impianti stessi, purché rispondenti alle prescrizioni del presente capo.

**CAPO VIII - DISPOSIZIONI TRANSITORIE E FINALI****Art. 53.**

1. Per tutti i dati e le notizie di carattere tecnico ed economico comunicati dai titolari al Ministero e alla Sezione UNMIG competente ai sensi del presente decreto, si applicano le disposizioni di cui all'art. 39 della legge 21 luglio 1967, n. 613.

**Art. 54.**

1. La mancata osservanza delle prescrizioni di cui agli articoli 36, 37, 38, 39, 42, 43 e 44, comma 1, costituisce causa di decadenza, ai sensi degli articoli 38 e 39 della legge n. 6/1957 e degli articoli 41 e 42 della legge n. 613/1967.

**Art. 55.**

1. Il titolare della concessione o del titolo concessorio unico nella fase di coltivazione, in seguito alla cessazione degli stessi per scadenza del termine, rinuncia o decadenza, è costituito custode, a titolo gratuito, del giacimento e delle relative pertinenze sino al ripristino dei luoghi ed alla restituzione ai proprietari superficiali o, qualora ne ricorrano i presupposti, alla riconsegna degli stessi all'Amministrazione.

2. Il Ministero, acquisiti gli esiti degli accertamenti di cui all'Art. 39, comma 5, dichiara l'area libera da vincoli derivanti dalla pregressa attività mineraria.

3. La Sezione UNMIG competente accerta preventivamente, in contraddittorio con il titolare, l'esistenza e la consistenza delle pertinenze da devolvere allo Stato. Il verbale di riconsegna delle pertinenze all'Amministrazione è sottoscritto da funzionari della Sezione UNMIG competente e della competente Agenzia del Demanio.

4. La custodia di cui al comma 1 si applica anche ai casi di rinuncia per antieconomicità seguita da scadenza del termine della concessione fino alla data di ripristino delle aree già interessate da opere minerarie ed alla relativa restituzione al proprietario superficario.

5. Nel caso di decadenza o rinuncia, parziale o totale, di un titolo minerario è comunque dovuto il canone per l'anno in corso al momento del provvedimento.

**Art. 56.**

1. I titolari debbono risarcire ogni danno derivante dall'esercizio della loro attività. Essi sono tenuti ad effettuare i versamenti cauzionali a favore dei proprietari dei terreni per le opere effettuate anche fuori dell'ambito dei titoli, ai sensi degli articoli 10, 19 e 31 del Regio decreto 29 luglio 1927, n. 1443.

**Art. 57.**

1. Per l'installazione, l'uso e le ulteriori destinazioni degli impianti e delle apparecchiature per la prospezione, la ricerca e la coltivazione, nonché per la custodia ed il trasporto dei prodotti ottenuti, debbono essere osservate, in quanto applicabili, anche le vigenti norme di carattere doganale, economico e valutario e quelle in materia di imposta di fabbricazione.

**Art. 58.**

1. Il presente decreto direttoriale si applica anche ai titoli minerari vigenti ed ai procedimenti in corso alla sua data di entrata in vigore.

**Art. 59.**

1. Il presente decreto entra in vigore il giorno successivo alla data di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e nella stessa data cessa di produrre effetti il D.D. 22 marzo 2011.

Si vedano anche:

- Allegato 1
- Allegato 2
- Allegato 3
- Allegato 4

## **4. Approntamento del cantiere con realizzazione di spiazzi e infrastrutture, fisse e mobili: descrizione delle fasi operative iniziali**

Con riferimento alla fase iniziale delle attività L'Appaltatore incaricato dovrà realizzare aree/postazioni di lavoro idonee all'installazione dell'impianto di perforazione e di tutte le attrezzature ritenute necessarie all'esecuzione delle attività richieste con creazione di strutture removibili ed allo svolgimento delle attività in condizioni di efficienza e sicurezza.

Un sopralluogo congiunto, effettuato preventivamente all'inizio delle attività con ubicazione dei singoli punti individuati per ciascuna perforazione, darà indicazioni relativamente all'accessibilità alle aree di lavoro e delle lavorazioni necessarie per renderle agibili.

A seguito di tale sopralluogo L'Appaltatore dovrà definire gli interventi necessari per consentire l'accessibilità dell'impianto di perforazione, delle attrezzature e dei materiali necessari all'esecuzione delle attività.

La preparazione degli accessi e delle aree di lavoro dovrà essere eseguita minimizzando quanto più possibile l'impatto ambientale.

In riferimento alle aree di lavoro si dovrà rispettare la sequenza delle attività per il posizionamento dell'attrezzatura di perforazione e l'approntamento del cantiere:

- verifica di tutte le interferenze sotterranee ed aeree in corrispondenza delle aree di lavoro;
- sui punti di perforazione realizzazione di cantina in calcestruzzo armato opportunamente dimensionata ed idonea all'alloggiamento del tubo guida e del sistema di sicurezza B.O.P.;
- in corrispondenza dei punti di perforazione realizzazione di una soletta in magrone con rete elettrosaldata, oppure in stabilizzato, opportunamente dimensionata dove posizionare l'impianto di perforazione;
- realizzazione di scavi di opportune dimensioni in cui saranno installate vasche di recupero fluidi di perforazione;
- delimitazione delle aree dei lavori con recinzione di cantiere con opportuna segnaletica di cantiere indicante i pericoli e gli obblighi in tema di sicurezza;
- realizzazione lungo il perimetro dell'area di perforazione di canalette per convogliare i fanghi e le acque piovane nella vasca recupero fanghi;
- realizzazione di tutti i collegamenti elettrici con un sistema di messa a terra in ottemperanza alle normative vigenti;
- messa in opera di un sistema di stoccaggio con vasche per acqua chiara e per fango di perforazione e con vasche per raccolta materiali fluidi e solidi di risulta per smaltimento a discarica;
- posizionamento di contenitori per raccolta rifiuti civili;
- delimitazione di un'area di stoccaggio carburanti ed olii fornita di bacino di contenimento e di un'area di stoccaggio materiali di utilizzo;
- installazione in cantiere di: due baracche uffici, una baracca spogliatoio, un container officina, un modulo servizi igienici, un generatore
- installazione di un sistema di illuminazione nell'area di cantiere;

Il piano di servizio dell'impianto di perforazione dovrà essere protetto mediante un grigliato pesante per agevolare l'operatività dei sondatori ed avere un piano stabile antisdrucchiolo

Tutte le aree di lavoro dovranno essere ripristinate al termine delle attività alla condizione iniziale.

L'Appaltatore dovrà preventivamente comunicare in dettaglio la tipologia dell'impianto di perforazione e delle attrezzature che verranno installate ed utilizzate, quali in via esemplificativa:

- impianto/i di perforazione con caratteristiche adeguate alla tipologia delle attività previste;
- pompa/e fanghi completa di tubazioni di collegamento alla testa di iniezione della perforatrice ed alla vasca fanghi;
- pompa/e fanghi per il confezionamento dei fluidi di perforazione;
- vasca/che di miscelazione dotate di mescolatore, agitatore e pompa centrifuga per la preparazione del fluido di perforazione;
- vasca/che per stoccaggio acqua per confezionamento del fango di perforazione

- vasca/che per il recupero ed il riutilizzo del fango di perforazione;
- vasche per stoccaggio temporaneo dei fluidi di perforazione e dei materiali di risulta delle perforazioni per il successivo smaltimento da parte di ditta autorizzata;
- aste di perforazione;
- carotieri;
- scalpelli;
- casing;
- prodotti per la preparazione del fluido di perforazione (bentonite, additivi biodegradabili, barite)
- strumenti per la misura delle caratteristiche del fluido di perforazione

Poiché durante la perforazione si potrebbe riscontrare presenza di gas e/o fuoriuscite di acque nella disposizione delle attrezzature, nell'impianto cantiere e nella perforazione l'Appaltatore dovrà adottare alcune procedure in ottemperanza alle normative vigenti in ambito minerario:

- tutte le attrezzature dovranno essere dotati di impianti elettrici di tipo antideflagrante;
- tutti i collegamenti elettrici dovranno essere realizzati con un sistema di messa a terra in ottemperanza alle normative vigenti;
- in corrispondenza del quadro comandi della sonda dovrà essere posizionato un pulsante per l'istantanea disattivazione di tutte le attrezzature ad alimentazione elettrica;
- presidi antincendio dovranno essere posizionati in prossimità del serbatoio del carburante, del generatore e delle baracche;
- utilizzo del sistema di sicurezza B.O.P. a bocca foro per prevenire e controllare eventuali eruzioni del pozzo;
- presenza di rilevatori portatili di gas con un sistema di segnalazione ottica e visiva;
- presenza di una manichetta a vento per il monitoraggio della direzione del vento per indicazione della direzione di fuga in caso di presenza di gas
- presenza di maschere antigas in numero sufficiente in caso di emergenza.
- presenza di estintori in numero adeguato

Per la prevenzione e l'eventuale controllo di eruzioni di fluidi in pressione durante la perforazione l'Appaltatore dovrà installare a bocca pozzo, all'interno della cantina, un sistema B.O.P. così costituito:

- a) drilling spool installato solidalmente al casing di avampozzo preliminarmente messo in opera; è fornito di due aperture laterali di cui una dotata di saracinesca manovrabile fuori dall'area della cantina e collegata ad una tubazione per l'allontanamento dall'area di lavoro di eventuali fuoriuscite di gas, l'altra collegata con la kill line per la pressurizzazione del pozzo in caso di eruzioni tramite la pompa fanghi.
- b) preventer a chiusura anulare montato direttamente sul drilling spool, è collegato ed azionato da leve poste sull'attrezzatura di perforazione e collegate al circuito idraulico della stessa.

Il fluido di perforazione all'uscita dal pozzo sarà convogliato in un sistema costituito da vasche di decantazione ed accumulo per successiva re-immissione, prima della re-immissione diretta in circolazione dovranno essere eseguite le misure di controllo delle caratteristiche dello stesso per le eventuali integrazioni che si rendessero necessarie prima della re-immissione in circolazione.

Durante le attività di perforazione dovranno essere messe in atto tutte le misure idonee a prevenire pericoli di sversamenti di sostanze inquinanti sul terreno, compresa la manutenzione periodica delle macchine utilizzate, l'Appaltatore dovrà avere disponibile in cantiere un kit di primo intervento ambientale.

Nel caso tali eventi dovessero verificarsi accidentalmente sversamenti, l'Appaltatore dovrà immediatamente rimuovere il terreno entrato in contatto con gli inquinanti e smaltirlo in conformità alla normativa vigente.

L'Appaltatore dovrà sottomettere al Committente, con riferimento alle aree di lavoro, la seguente documentazione relativa a:

- layout della postazione dell'impianto di perforazione con relative vasche per approvvigionamento acqua di perforazione, vasche fanghi di perforazione di decantazione e recupero fanghi, schema della piattaforma di lavoro con canalette

- layout del campo con disposizione delle baracche ufficio, container magazzino, servizi igienici, torre faro, etc .. (incluse le indicazioni relative ai Servizi di Sicurezza ed Antincendio)
- layout dell'area di stoccaggio carburanti ed olii, dell'area di stoccaggio dei materiali di utilizzo e consumo e dell'area di stoccaggio dei materiali di risulta
- schema della cantina e del B.O.P.
- layout apparati di sicurezza

## 5. Utilizzo di fonti idriche

L'approvvigionamento idrico necessario per la realizzazione delle attività sarà a cura dell'Appaltatore.

A seguito del sopralluogo congiunto l'Appaltatore dovrà valutare il più idoneo sistema di stoccaggio atto a garantire una sufficiente disponibilità di acqua anche in caso si verificassero durante la perforazione perdite parziali e/o totali di circolazione.

L'approvvigionamento idrico potrà quindi avvenire ad esempio tramite autocisterne, tubazioni in gomma da punto di approvvigionamento a punto d'indagine, pompa per possibile approvvigionamento da pozzi già esistenti messi a disposizione dalla Committente, etc.

Qualora l'attingimento idrico dovesse essere effettuato da corpi idrici superficiali l'Appaltatore dovrà presentare copia delle necessarie autorizzazioni al prelievo rilasciate dalle Autorità competenti.

## 6. Tipologie di perforazione, in particolare perforazione a distruzione e a carotaggio e Tipologie di casing per il rivestimento dei pozzi

L'attività consiste nella realizzazione di perforazioni esplorative profonde (profondità indicativa 1.500 m da p.c.) e di perforazioni esplorative superficiali (profondità indicativa 300m), da eseguire utilizzando la tecnica a "**distruzione di nucleo**" e la tecnica "**a carotaggio continuo**".

L'Appaltatore dovrà prevedere di poter utilizzare:

- dove il recupero della carota intera non è fondamentale, il metodo a rotazione con avanzamento a distruzione mediante l'impiego di scalpello (rockbit) e batteria di perforazione opportunamente stabilizzata, con campionatura a bocca foro, ogni 5m di avanzamento, del cutting di perforazione per il riconoscimento litologico dei livelli stratigrafici attraversati
- dove il recupero della carota intera è fondamentale, il metodo a rotazione con avanzamento a carotaggio continuo e recupero integrale delle formazioni litostratigrafiche mediante l'utilizzo di diversi tipi di carotiere: metodo tradizionale con carotiere semplice (adatto per il carotaggio a secco di terreni), metodo tradizionale con carotiere doppio o triplo (adatto per il carotaggio in roccia a piccole profondità con circolazione di fluidi di perforazione), metodo Wire-Line (adatto per il carotaggio a medie ed elevate profondità con circolazione di fluidi di perforazione). Quando si intende procedere ad un avanzamento a carotaggio continuo si dovrà operare utilizzando un utensile da taglio (corona del carotiere) di disegno compatibile alle formazioni in attraversamento (es. corona con inserti in vidia o corona ad impregnazione di diamanti).

L'impianto di perforazione da impiegare dovrà presentare le seguenti caratteristiche:

- Potenza adeguata sulla testa di rotazione per consentire la perforazione anche a grande profondità;
- Elevate capacità di tiro e di spinta sulla batteria di aste;
- Coppia adeguata a vincere la resistenza all'avanzamento della roccia;
- Circuito idraulico adeguato a fornire la presa di forza per tutti i servizi richiesti;

Le attrezzature utilizzate per la perforazione dovranno possedere caratteristiche adeguate alla tipologia delle attività previste ed allo svolgimento delle attività in condizioni di efficienza e sicurezza. L'Appaltatore dovrà fornire tutta la documentazione prevista da leggi e le normative vigenti in materia in riferimento all'impianto di perforazione ed alle attrezzature.

Il Committente verificherà che l'impianto di perforazione e le attrezzature proposte dall'Appaltatore abbiano le caratteristiche sopra indicate e le documentazioni di legge.

**Di seguito verrà presentata una sequenza di massima della perforazione per un pozzo esplorativo profondo (slim hole) che dovrà essere verificata, affinata e modificata sulla base degli effettivi riscontri stratigrafici ed idrogeologici durante la perforazione.**

L'Appaltatore potrà proporre l'adozione di modalità esecutive e tecnologie alternative rispetto a quelle presenti in questo documento, purché idonee a raggiungere gli obiettivi prefissati, in un'ottica di risparmio di tempi e di costi per il Committente e di una implementazione della qualità del lavoro.

L'adozione di tali alternative è comunque strettamente subordinata alla approvazione da parte della Direzione Lavori.

**Di seguito un'ipotesi di sequenza dell'esecuzione del pozzo esplorativo profondo (slim hole)**



### **6.1. PRIMA FASE: PERFORAZIONE DISTRUZIONE DIA. 7" 5/8 - PROFONDITÀ 80M/100M DA P.C. - CASING 5" 1/2**

**Perforazione:** la perforazione sarà eseguita a rotazione a distruzione di nucleo con scalpello dia. 7" 5/8 e batteria di aste opportunamente stabilizzate.

La perforazione attraverserà i depositi alluvionali incoerenti ed instabili fino al tetto della roccia.

Durante l'esecuzione della perforazione a distruzione sarà eseguito un prelievamento di campione da cutting di perforazione ogni 5 m di avanzamento per consentire la ricostruzione litostratigrafica.

Successivamente sarà installata una bocca pozzo idonea al proseguimento delle attività.

**Fluido di perforazione:** la perforazione sarà eseguita utilizzando fango bentonitico al quale saranno aggiunte minime quantità di CMC e di soda per controllo viscosità e pH.

Indicativamente le caratteristiche del fluido di perforazione saranno:

- Viscosità Marsh        23-25 sec
- Densità                    1,05-1,1 kg/l
- pH                            8-10
- Pannello                  < = 1 mm
- Filtrato                    8-10 ml
- Sabbia                      < = 0,5 %
- Solidi                        20-25%

Nel caso in cui perdite parziali o totali di circolazione rendessero necessari interventi di tamponamento con miscele cementizie, l'eventuale intasamento con miscela dovrà essere concordato con la Committente.

**Casing:** al termine della perforazione sarà installato un casing di dia. 5" ½ munito di centralizzatori per una corretta installazione all'interno del pozzo.

La cementazione del casing dovrà essere eseguita dal fondo pompando una miscela cementizia con densità di 1,85/1,90 kg/l fino alla sua venuta a giorno.

**Assemblaggio boccapozzo:** dopo la presa del cemento l'Appaltatore dovrà installare una bocca pozzo con sistema B.O.P., all'interno della cantina, idonea al proseguimento delle successive fasi di perforazione per garantire il controllo di eventuali eruzioni di fluidi in pressione durante la perforazione.

Il sistema B.O.P., con rating minimo ANSI 1500, dovrà prevedere:

- Flangia 6" ANSI 1500 solidamente connessa al casing dia. 5" ½
- Spool 6" ANSI munito di due uscite laterali fornite di saracinesche
- Valvola 6" ANSI 1500
- Preventer a chiusura anulare 6" ANSI 1500
- Flow Line

L'Appaltatore potrà sottoporre uno schema di assemblaggio alternativo che la Committente si riserverà di valutare ed approvare.

Dopo l'installazione l'Appaltatore dovrà eseguire un test di funzionalità del sistema B.O.P.

### **6.2. SECONDA FASE: PERFORAZIONE CAROTAGGIO WL PQ - PROFONDITÀ DA 80M/100M A 500/550M DA P.C.**

**Perforazione:** la perforazione sarà eseguita a rotazione a carotaggio continuo con sistema Wire Line PQ (122,6mm) con utilizzo di corona diamantata fino ad una profondità di 500/550m in funzione della stratigrafia e delle condizioni idrogeologiche effettivamente incontrate.

Le carote recuperate durante questa e le successive fasi a carotaggio continuo dovranno essere riposte in cassette catalogatrici in plastica dotate di separatori interni e coperchio. Su ogni cassetta dovranno essere indicati: nome del Committente, nome del sito, numero del sondaggio e profondità dell'intervallo di carota contenuto nella cassetta. Le profondità di riferimento di ogni operazione di avanzamento saranno riportate sui separatori interni.

Per ogni cassetta sarà redatta la stratigrafia di dettaglio e sarà prelevata la documentazione fotografica.

Tali campioni saranno custoditi e tenuti a disposizione del Committente, in luogo da questi specificatamente indicato.

**Fluido di perforazione:** la perforazione sarà eseguita utilizzando fango bentonitico al quale saranno aggiunte minime quantità di CMC e di soda per controllo viscosità e pH.

Indicativamente le caratteristiche del fluido di perforazione saranno:

- Viscosità Marsh 40-45 sec
- Densità 1,10-1,15 kg/l
- pH 8-10
- Pannello < = 1 mm
- Filtrato 10-12 ml
- Sabbia < = 0,5 %
- Solidi 5-10%

Nel caso in cui perdite parziali o totali di circolazione rendessero necessari interventi di tamponamento con miscele cementizie, l'eventuale intasamento con miscela dovrà essere concordato con la Committente.

**Casing:** al termine della perforazione sarà installato un casing di dia. 4" ½ .

La cementazione del casing dovrà essere eseguita dal fondo pompando una miscela cementizia con densità di 1,85/1,90 kg/l fino alla sua venuta a giorno. Con riferimento alle condizioni del pozzo alla miscela cementizia si potranno aggiungere additivi ritardanti o fluidificanti

### 6.3. TERZA FASE: PERFORAZIONE CAROTAGGIO WL HQ – PROFONDITÀ DA 500/550M FINO A 900- 1000M DA P.C.

**Perforazione:** la perforazione sarà eseguita a rotazione a carotaggio continuo con sistema Wire Line HQ (96mm) con utilizzo di corona diamantata fino ad una profondità di 900/1000m in funzione della stratigrafia e delle condizioni idrogeologiche effettivamente incontrate.

**Fluido di perforazione:** la perforazione sarà eseguita utilizzando fango bentonitico al quale saranno aggiunte minime quantità di CMC e di soda per controllo viscosità e pH.

Indicativamente le caratteristiche del fluido di perforazione saranno:

- Viscosità Marsh 40-50 sec
- Densità 1,10-1,15 kg/l
- pH 8-10
- Pannello < = 1 mm
- Filtrato 10-12 ml
- Sabbia < = 0,5 %
- Solidi 5-10%

Nel caso in cui perdite parziali o totali di circolazione rendessero necessari interventi di tamponamento con miscele cementizie, l'eventuale intasamento con miscela dovrà essere concordato con la Committente.

**Casing:** al termine della perforazione sarà installato un casing di dia. 3" ½ .

La cementazione del casing dovrà essere eseguita dal fondo pompando una miscela cementizia con densità di 1,85/1,90 kg/l fino alla sua venuta a giorno. Con riferimento alle condizioni del pozzo ed

alle profondità raggiunte alla miscela cementizia si potranno aggiungere additivi ritardanti per ottenere un sufficiente tempo di pompabilità (Figura 9).

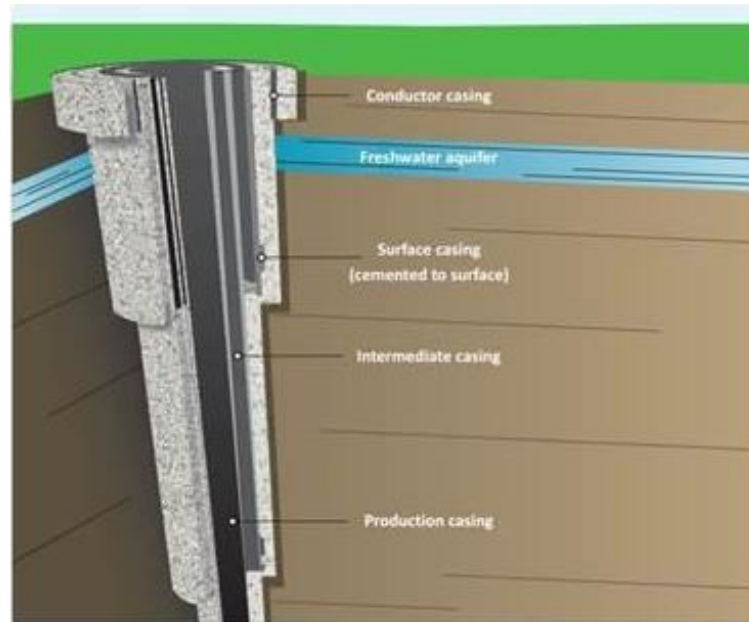


Figura 9 - Schema ipotetico di cementazione

#### 6.4. QUARTA FASE: PERFORAZIONE CAROTAGGIO WL DA 900/1000M DI PROFONDITÀ FINO A 1500M DA P.C.

**Perforazione:** la perforazione sarà eseguita a rotazione a carotaggio continuo con sistema Wire Line HQ (96mm) con utilizzo di corona diamantata fino ad una profondità di 900/1000m in funzione della stratigrafia e delle condizioni idrogeologiche effettivamente incontrate.

**Fluido di perforazione:** la perforazione sarà eseguita utilizzando fango bentonitico al quale saranno aggiunte minime quantità di CMC e di soda per controllo viscosità e pH.

Indicativamente le caratteristiche del fluido di perforazione saranno:

- Viscosità Marsh 40-50 sec
- Densità 1,10-1,15 kg/l
- pH 8-10
- Pannello < = 1 mm
- Filtrato 10-12 ml
- Sabbia < = 0,5 %
- Solidi 5-10%

#### 6.5. CHIUSURA MINERARIA

Al termine della perforazione è prevista la chiusura mineraria definitiva del pozzo.

Per tale attività l'Appaltatore dovrà prevedere:

- Riempimento totale del pozzo mediante iniezione dal fondo di miscela cementizia
- Disassemblaggio e rimozione di bocca pozzo
- Posizionamento a bocca pozzo di flangia cieca con attacco NPT 1" per manometro
- Demolizione e rimozione della cantina in calcestruzzo
- Ripristino area di lavoro alle condizioni iniziali

## 6.6. DOCUMENTAZIONE

Durante tutto il periodo delle attività il/i Responsabile/i dell'Appaltatore in cantiere dovrà rilevare quotidianamente, aggiornare e mettere a disposizione del Committente tutti i dati relativi all'andamento delle attività.

Dovranno essere registrati i dati relativi a:

- Perforazione: profondità raggiunte, metodologia utilizzata, tipologia casing, parametri fluidi di perforazione, materiali utilizzati, annotazioni relative a riscontri durante la perforazione quali perdite di circolazione, franamenti delle pareti del foro, etc....., eventuali rotture delle attrezzature,
- Descrizione stratigrafica, foto cassette catalogatrici
- Elenco personale presente Demolizione e rimozione della cantina in calcestruzzo
- Altri dati degni di nota relativi alle attività eseguite

Al termine delle attività l'Appaltatore dovrà consegnare una documentazione finale dei pozzi realizzati con tutti i dati relativi alle perforazioni eseguite:

- Denominazione pozzo
- Data inizio e fine pozzo
- Metodologie e diametri di perforazione
- Diametri casing
- Log stratigrafico
- Caratteristiche fluidi di perforazione
- Eventuali perdite del fluido di perforazione
- Eventuali cementazioni in foro
- Eventuali note relative ad eventi durante la perforazione

## **7. Materiali utilizzati per isolare il pozzo**

Per un perfetto isolamento del pozzo si dovrà realizzare una buona sigillatura mediante cementazione, di norma utilizzando cemento ed acqua (boiaccia) escludendo il ricorso a malte.

Al fine di ottenere una boiaccia sufficientemente fluida a ritiro contenuto, evitando la possibilità di distacco in alcune parti dalle pareti della tubazione da sigillare che potrebbero formare zone dove l'acqua può infiltrarsi, si dovrà utilizzare un'aggiunta di bentonite che potrà variare a seconda del rapporto acqua/cemento, solitamente si usano percentuali variabili dal 2% al 5% (in peso).

Per la cementazione si potrà utilizzare un cemento Portland (Classe A delle Norme A.P.I.), nel caso di presenza di acque contenenti solfati si dovrà ricorrere a cementi speciali (Classe B delle Norme A.P.I.)

## 8. Problemi di interconnessione degli acquiferi a seguito della perforazione

Nell'area interessata dalle perforazioni la struttura stratigrafica locale potrebbe evidenziare la possibilità dell'esistenza di un acquifero libero impostato nel complesso dei depositi alluvionali superficiali e di un sistema multiacquifero costituito da corpi acquiferi profondi di diversa natura, geometria, circolazione ed età impostati nella sequenza di rocce sottostanti. Questa situazione potrebbe condizionare il flusso sotterraneo con fenomeni di interscambio tra i diversi acquiferi.

In particolare nel sito specifico del Bacino del Sulcis la perforazione dovrebbe incontrare:

- Acquifero libero impostato nel complesso dei depositi alluvionali superficiali
- Acquifero profondo impostato nel Complesso Carbonatico

Durante le varie fasi della perforazione potrebbero verificarsi situazioni di interconnessione tra gli eventuali differenti acquiferi. Durante la fasi di perforazione il fluido di perforazione garantirà la tenuta primaria del pozzo evitando interscambio tra gli acquiferi.

Per evitare interconnessione tra acquifero libero superficiale e acquiferi profondi si dovrà procedere all'installazione e cementazione, al termine della perforazione a distruzione dei depositi alluvionali, di tubazione metallica che si intesti nella zona di transizione depositi alluvionali/roccia. La cementazione dovrà essere potata a termine in un'unica fase per evitare la formazione di superfici di discontinuità. (Figura 10)

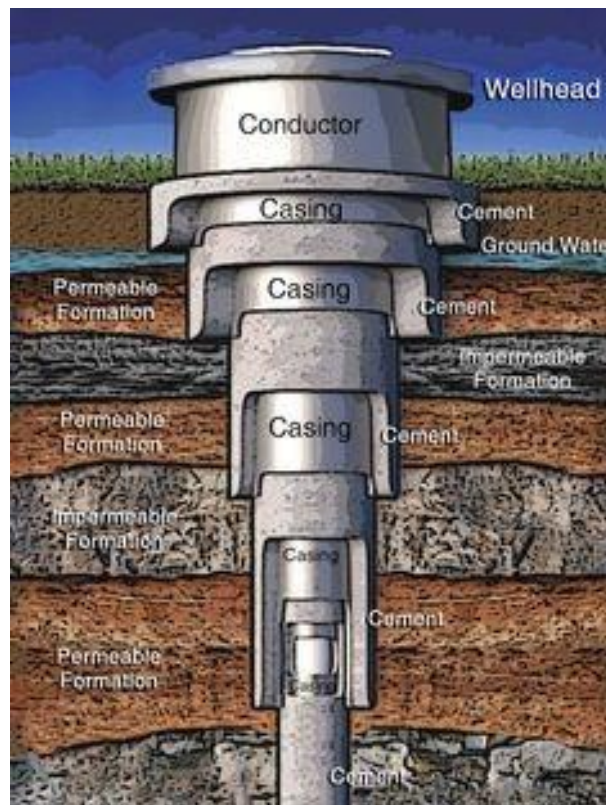


Figura 10 - Sequenza ipotetica di cementazione per isolamento acquiferi

Qualora la perforazione dovesse attraversare più acquiferi evidenziando il rischio di collegamento tra falde profonde con caratteristiche idriche differenti per chimismo, temperatura e pressione si dovrà procedere ad installare e cementare, in corrispondenza dei suddetti acquiferi, tubazioni metalliche che si intestino per almeno 3 metri nelle formazioni sottostanti che separano il corpo idrico da isolare.

## 9. Tempi per la realizzazione del pozzo profondo e di quelli superficiali

Di seguito riportiamo una previsione di massima per la realizzazione di un pozzo profondo (1500m) e di un pozzo superficiale (Tabella 3 e Tabella 4)

### 9.1. POZZO PROFONDO (SLIM HOLE)

La previsione di massima prevede lo svolgimento con continuità delle attività 24/24 ore e 7/7 giorni

Tabella 3 – Tempi previsti per il pozzo profondo

Descrizione attività	Tempi
Mobilizzazione, trasporto, impianto cantiere, preparazione area di lavoro, installazione impianto di perforazione	25-30 gg
Perforazione a distruzione di nucleo dei depositi alluvionali fino ad una profondità di 50-100m, posa della tubazione dell'avampozzo, cementazione ed attesa presa cementazione, installazione B.O.P. e test di funzionalità	6-8 gg
Perforazione a carotaggio continuo con metodologia Wire-Line fino alla profondità di circa 500-550m, posa del casing, cementazione ed attesa cementazione	22-26 gg
Perforazione a carotaggio continuo con metodologia Wire-Line fino alla profondità di circa 900-1000m, posa del casing, cementazione ed attesa cementazione	28-32 gg
Perforazione a carotaggio continuo con metodologia Wire-Line fino alla profondità di circa 1500m,	35-40 gg
Sigillatura pozzo, demolizione cantina, spianto cantiere, ripristino area	10-12 gg

### 9.2. POZZO SUPERFICIALE

La previsione di massima prevede lo svolgimento con continuità delle attività 24/24 ore e 7/7 giorni

Tabella 4 – Tempi previsti per un pozzo superficiale

Descrizione attività	Tempi
Mobilizzazione, trasporto, impianto cantiere, preparazione area di lavoro, installazione impianto di perforazione	15-20 gg
Perforazione a distruzione di nucleo dei depositi alluvionali fino ad una profondità di 50-100m, posa della tubazione dell'avampozzo, cementazione ed attesa presa cementazione, installazione B.O.P. e test di funzionalità	5-7 gg
Perforazione a carotaggio continuo con metodologia Wire-Line fino alla profondità di circa 200m	5-8 gg
Perforazione a carotaggio continuo con metodologia Wire-Line fino alla profondità di 300m	4-6 gg
Sigillatura pozzo, demolizione cantina, spianto cantiere, ripristino area	5-8 gg

## 10. Costi medi per un pozzo: ipotizzando una stratigrafia standard presente nell'area di indagine

Di seguito riportiamo una stima di massima con prezzi indicativi per la realizzazione di un pozzo profondo (1500m) e di un pozzo superficiale (300m) (Tabella 5 e Tabella 6).

### 10.1. POZZO PROFONDO (SLIM HOLE)

Tabella 5 – Costi previsti per un pozzo profondo

Descrizione attività	Unità di misura	Prezzo Unitario
Mobilizzazione, trasporto in A/R dell'impianto di perforazione e delle attrezzature, impianto/spianto cantiere. Per un impianto di perforazione	cad	70.000-80.000 €
Preparazione area di lavoro e postazione, installazione impianto di perforazione, inclusa realizzazione cantina, demolizione cantina e ripristino area	cad	36.000-42.000€
Perforazione avampozzo a distruzione di nucleo dia. 7" 5/8	m	220-260 €
Fornitura, installazione e cementazione tubazione metallica avampozzo dia. 5" 1/2	m	190-220 €
Preparazione, montaggio, smontaggio B.O.P.	cad	12.000-15.000 €
Perforazione ad andamento verticale a carotaggio continuo con sistema Wire-Line PQ fino alla profondità di 250m da p.c.	m	270-320 €
Perforazione ad andamento verticale a carotaggio continuo con sistema Wire-Line PQ dalla profondità di 250m fino alla profondità di 500m da p.c.	m	350-400 €
Fornitura, installazione e cementazione tubazione metallica HW dia. 4" 1/2	m	140-170 €
Perforazione ad andamento verticale a carotaggio continuo con sistema Wire-Line HQ dalla profondità di 500m fino alla profondità di 750m da p.c.	m	450-500 €
Perforazione ad andamento verticale a carotaggio continuo con sistema Wire-Line HQ dalla profondità di 750m fino alla profondità di 1000m da p.c.	m	550-650 €
Fornitura, installazione e cementazione tubazione metallica NW dia. 3" 1/2	m	120-150 €
Perforazione ad andamento verticale a carotaggio continuo con sistema Wire-Line NQ dalla profondità di 1000m fino alla profondità di 1250m da p.c.	m	750-850 €
Perforazione ad andamento verticale a carotaggio continuo con sistema Wire-Line NQ dalla profondità di 1250m fino alla profondità di	m	950-1050 €



Descrizione attività	Unità di misura	Prezzo Unitario
1500m da pc..		
Cementazione e riperforazione del foro (in caso di perdite di circolazione del fluido e /o di instabilità delle pareti del foro). Profondità fino a 250m da p.c.	m	120-150 €
Cementazione e riperforazione del foro (in caso di perdite di circolazione del fluido e /o di instabilità delle pareti del foro). Profondità da 250m a 500m da p.c.	m	170-220 €
Cementazione e riperforazione del foro (in caso di perdite di circolazione del fluido e /o di instabilità delle pareti del foro). Profondità da 500m fino a 750m da p.c.	m	250-300 €
Cementazione e riperforazione del foro (in caso di perdite di circolazione del fluido e /o di instabilità delle pareti del foro). Profondità da 750m fino a 1000m da p.c.	m	230-270 €
Cementazione e riperforazione del foro (in caso di perdite di circolazione del fluido e /o di instabilità delle pareti del foro). Profondità da 1000m fino a 1250m da p.c.	m	300-350 €
Cementazione e riperforazione del foro (in caso di perdite di circolazione del fluido e /o di instabilità delle pareti del foro). Profondità da 1250m fino a 1500m da p.c.	m	450-550 €
Chiusura mineraria del pozzo	m	13.000-16.000 €
Autobotte per approvvigionamento idrico	giorno	200-300 €
Approvvigionamento idrico	mc	4-7 €
Tariffa oraria cantiere operativo	ora	350-400 €
Smaltimento dei rifiuti liquidi in base al codice CER 010504 a discarica autorizzata	ton	220-270 €
Smaltimento dei rifiuti solidi in base al codice CER 010504 a discarica autorizzata	ton	270-350 €
Analisi sui rifiuti solidi e liquidi	cad	350-450 €
<b>Oneri Sicurezza secondo la Normativa vigente % sui lavori</b>	%	1,5-2,5%

## 10.2. POZZO SUPERFICIALE

Tabella 6 – Costi previsti per un pozzo superficiale

Descrizione attività	Unità di misura	Prezzo Unitario
Mobilizzazione, trasporto in A/R dell'impianto di perforazione e delle attrezzature, impianto/spianto cantiere. Per un impianto di perforazione	cad	26.000-32.000 €
Preparazione area di lavoro e postazione, installazione impianto di perforazione, inclusa realizzazione cantina, demolizione cantina e ripristino area	cad	12.000-16.000€

<b>Descrizione attività</b>	<b>Unità di misura</b>	<b>Prezzo Unitario</b>
Perforazione avampozzo a distruzione di nucleo dia. 7" 5/8	m	<b>220-260 €</b>
Fornitura, installazione e cementazione tubazione metallica avampozzo dia. 5" 1/2	m	<b>190-220 €</b>
Preparazione, montaggio, smontaggio B.O.P.	cad	<b>12.000-15.000 €</b>
Perforazione ad andamento verticale a carotaggio continuo con sistema Wire-Line PQ/HQ fino alla profondità di 250m da p.c.	m	<b>270-320 €</b>
Perforazione ad andamento verticale a carotaggio continuo con sistema Wire-Line PQ/HQ dalla profondità di 250m fino alla profondità di 500m da p.c.	m	<b>340-380 €</b>
Cementazione e riperforazione del foro (in caso di perdite di circolazione del fluido e /o di instabilità delle pareti del foro). Profondità fino a 250m da p.c.	m	<b>120-150 €</b>
Cementazione e riperforazione del foro (in caso di perdite di circolazione del fluido e /o di instabilità delle pareti del foro). Profondità da 250m a 500m da p.c.	m	<b>170-220 €</b>
Chiusura mineraria del pozzo	m	<b>3.500-5.000 €</b>
Autobotte per approvvigionamento idrico	giorno	<b>200-300 €</b>
Approvvigionamento idrico	mc	<b>4-7 €</b>
Tariffa oraria cantiere operativo	ora	<b>250-280 €</b>
Smaltimento dei rifiuti liquidi in base al codice CER 010504 a discarica autorizzata	ton	<b>220-270 €</b>
Smaltimento dei rifiuti solidi in base al codice CER 010504 a discarica autorizzata	ton	<b>270-350 €</b>
Analisi sui rifiuti solidi e liquidi	cad	<b>350-450 €</b>
<b>Oneri Sicurezza secondo la Normativa vigente % sui lavori</b>	%	<b>1,5-2,5%</b>

### 10.3. PREVISIONE DI MASSIMA PER LA REALIZZAZIONE DI UN POZZO SLIM-HOLE NELL'AREA INTERESSATA DALLE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE

La successione stratigrafica dell'area interessata dalle attività di perforazione è caratterizzata da formazioni vulcaniche, sedimentarie e carbonatiche che sono così rappresentate, a partire dal piano di campagna:

- Depositi alluvionali (da p.c. a profondità comprese tra 50 e 100m)
- Ignimbriti con intercalazioni di cineriti (da profondità comprese tra 50 e 100m a profondità di circa 500-550m da p.c)
- Lave andesitiche con intercalazioni di depositi piroclastici (da profondità comprese tra 550m a profondità di circa 850-950m da p.c)
- Alternanze di livelli di arenarie, conglomerati ed argille (da profondità comprese tra 850-950m a profondità di circa 1.200m da p.c)
- Alternanze di livelli di arenarie, argille e lignite nella porzione superiore e alternanze di conglomerati, calcari e lignite in quella inferiore (da profondità comprese tra 1.200m a profondità di circa 1.350m da p.c)
- Depositi calcarei (da profondità comprese tra 1.350m a profondità di circa 1.400/1.450m da p.c)
- Basamento metamorfico (oltre la profondità di 1.400/1.450m da p.c.)

Di seguito una previsione di massima per la realizzazione di un pozzo Slim-Hole con attività eseguite con continuità 24/24 ore e 7/7 giorni per un pozzo Slim Hole (Tabella 7).

Tabella 7 – Previsione di massima per la realizzazione di un pozzo Slim-Hole

Litologia	Attività	U.M.	Prezzo	Tempistica
<b>Depositi alluvionali. Profondità 50/100m da p.c.</b>	Perforazione a distruzione di nucleo dia. 7" 5/8	m	240-260 €	2-3 gg
	Fornitura, installazione e cementazione tubazione metallica avampozzo dia. 5" 1/2	m	210-220 €	1-2 gg
	Preparazione, montaggio, smontaggio B.O.P.	cad	12.000-15.000 €	1-2 gg
<b>Ignimbriti con intercalazioni di cineriti. Profondità da 500/100m a 500/550m da p.c.</b>	Perforazione a carotaggio continuo con metodologia Wire-Line PQ fino alla profondità di 250m da p.c.	m	300-320 €	9-11 gg
	Perforazione ad andamento verticale a carotaggio continuo con metodologia Wire-Line PQ dalla profondità di 250m fino alla profondità di 500m da p.c.	m	380-400 €	10-12 gg
	Fornitura, installazione e cementazione tubazione metallica HW dia. 4" 1/2	m	160-170 €	2-3 gg

<b>Litologia</b>	<b>Attività</b>	<b>U.M.</b>	<b>Prezzo</b>	<b>Tempistica</b>
<b>Andesiti con intercalazioni di depositi piroclastici. Profondità da 500/550m a 850/950m da p.c.</b>	Perforazione ad andamento verticale a carotaggio continuo con sistema Wire-Line HQ dalla profondità di 500m fino alla profondità di 750m da p.c.	<b>m</b>	<b>480-500 €</b>	<b>12-14 gg</b>
	Perforazione ad andamento verticale a carotaggio continuo con sistema Wire-Line HQ dalla profondità di 750m fino alla profondità di 1000m da p.c.	<b>m</b>	<b>620-650 €</b>	<b>14-16 gg</b>
	Fornitura, installazione e cementazione tubazione metallica NW dia. 3" 1/2	<b>m</b>	<b>140-150 €</b>	<b>3-4 gg</b>
<b>Alternanze di arenarie, calcari, conglomerati ed argille. Profondità da 850/950m a 1400/1450m da p.c.</b>	Perforazione ad andamento verticale a carotaggio continuo con sistema Wire-Line NQ dalla profondità di 1000m fino alla profondità di 1250m da p.c.	<b>m</b>	<b>820-850 €</b>	<b>17-20 gg</b>
<b>Basamento metamorfico. Profondità da 1400/1450 a 1500m da p.c.</b>	Perforazione ad andamento verticale a carotaggio continuo con sistema Wire-Line NQ dalla profondità di 1250m fino alla profondità di 1500m da pc..	<b>m</b>	<b>1020-1050 €</b>	<b>20-25 gg</b>

## 11. Produzione e smaltimento dei fanghi di perforazione

L'Appaltatore, in qualità di esecutore delle attività e produttore dei rifiuti, dovrà provvedere al corretto stoccaggio ed alla gestione dei materiali di risulta all'interno del cantiere e dovrà adottare tutte le misure per evitare sversamenti sulla postazione e sul terreno circostante.

Qualsiasi tipologia di rifiuto, compresi eventuali materiali o detriti, dovrà essere rimosso e smaltito dall'Appaltatore in conformità alla normativa vigente, ivi comprese eventuali leggi regionali.

I materiali di risulta delle perforazioni suddivisi in:

- Fanghi di perforazione (non palabili)
- Detriti di perforazione (palabili)

andranno smaltiti secondo la Normativa di riferimento **D.LGS. 152/06 e sm.i. -parte IV** dopo l'attribuzione del codice CER appropriato (Codice CER 01 05 fanghi di perforazione ed altri rifiuti di perforazione).

L'Impresa sarà responsabile del corretto smaltimento, a norma di legge in discarica autorizzata di tutti i prodotti delle attività, dai fanghi ai detriti di perforazione, dagli olii ai rifiuti civili, e dovrà provvedere preventivamente alla caratterizzazione del rifiuto che sarà consegnato a trasportatore autorizzato per invio ad idoneo impianto esterno autorizzato allo smaltimento.

I fanghi di perforazione ed i sedimenti fini in essi contenuti dovranno essere raccolti in contenitori di dimensioni adeguate, predisposti presso le aree di lavoro, da riempire di rifiuto per l'invio a smaltimento (il costo degli smaltimenti riconosciuti a fronte dell'effettivo quantitativo, dimostrabile con presentazione della quarta copia del formulario).

I detriti solidi o palabili provenienti dalle operazioni di perforazione dei sondaggi (cutting di perforazione, residui della pulizia, ecc.) dovranno essere recuperati dall'Impresa in apposite vasche del tipo fuori terra, ubicate presso l'area di cantiere.

Il trasporto del rifiuto dovrà essere effettuato da soggetto iscritto all'Albo nazionale dei gestori ambientali ai sensi dell'art. 212 del D.Lgs. 152/06 s.m.i. .

Il costo degli smaltimenti sarà riconosciuto a fronte dell'effettivo quantitativo, dimostrabile con presentazione della quarta copia del formulario, sarà necessario indicare il costo di fornitura di tali contenitori e il costo di smaltimento in funzione del rifiuto rinvenuto.

Al termine delle lavorazioni, le aree dovranno essere lasciate pulite e nelle medesime condizioni iniziali, cioè prive di residui quali cutting di perforazione o altri rifiuti in genere.

## 12. Valutazione, in fase di progettazione e realizzazione del pozzo esplorativo, di un possibile adattamento successivo da pozzo esplorativo a pozzo di iniezione di CO<sub>2</sub>

### 12.1. INTRODUZIONE

L'iniezione di fluidi in rocce serbatoio è una ben nota tecnologia dell'Industria petrolifera, specialmente per ottenere un miglior recupero idrocarburi e si può ritenere che molte delle tecnologie necessarie per lo stoccaggio geologico della CO<sub>2</sub> già esistono tecnologie di perforazione e di completamento sono ora in grado di trattare con entrambi i pozzi verticali ed orizzontali in formazioni profonde, anche con completamenti multipli ed (in specifici e ben definiti casi) in grado di gestire i fluidi acidi. Quando è considerato un pozzo di iniezione CO<sub>2</sub>, le seguenti tematiche devono essere affrontate:

- La CO<sub>2</sub> è una componente reattiva, quando disciolta in acqua può causare corrosione dei materiali del pozzo di iniezione e può anche modificare le proprietà del giacimento nella zona vicino al foro del pozzo.
- Le velocità di iniezione possono essere molto elevate e possono anche causare degli impatti meccanici in pozzi circostanti e/o a strutture vicino al pozzo di iniezione.
- La CO<sub>2</sub> deve essere conservata per un lungo periodo di tempo (> 1000 anni): questo impone il rispetto di un notevole numero di requisiti per la progettazione del pozzo e procedure specifiche per il suo abbandono.

Questo documento è diviso in due parti. La prima parte affronta le questioni legate alle tecnologie pozzo e procedure di abbandono. La seconda è focalizzata sulla iniettività, che è molto sensibile all'evoluzione delle proprietà del giacimento nell'area vicino al pozzo di iniezione conseguentemente all'iniezione di CO<sub>2</sub>.

**N.B.: Principalmente a causa della corrosività della CO<sub>2</sub> sui materiali del pozzo e sul cemento, non è assolutamente consigliabile trasformare un normale pozzo petrolifero in uno di iniezione CO<sub>2</sub>. Per l'attività CO<sub>2</sub> è altamente consigliabile che il pozzo di iniezione segua una sua specifica progettazione e rispetti tutti i requisiti necessari: ciò vuol dire che se un pozzo esplorativo viene progettato seguendo i parametri CO<sub>2</sub> (anche se, come pozzo esplorativo, non sarebbe necessario), esso può essere successivamente adattato a diventare un pozzo di iniezione CO<sub>2</sub>. L'unico problema di tale tipo di scelta è rappresentato dal costo pozzo più elevato..**

Di seguito si elencano le varie attività di cantiere con la ripartizione delle competenze (Tabella 8):

Tabella 8 - Ripartizione delle competenze

Descrizione attività	Appaltatore	Committente
Richiesta autorizzazioni e permessi necessari allo svolgimento delle attività		X
Preparazione DSS		X
Direzione Lavori		X
Redazione POS	X	
Responsabile di cantiere per sorveglianza alle attività	X	
Dispositivi di sicurezza personale e di cantiere	X	
Preparazione area di lavori ed accessi	X	
Mobilizzazione/smobilizzazione, Impianto/spianto cantiere, Trasporti in A/R	X	
Impianto di perforazione e attrezzature necessarie per lo svolgimento delle attività previste	X	
Materiali di consumo	X	
Approvvigionamento idrico per confezionamento fluidi di perforazione e miscele per cementazioni		
Chiusura mineraria e ripristino area	X	
Smaltimenti a discarica autorizzata	X	
Esecuzione rilievi e prove in foro		X

## 12.2. PROGETTAZIONE POZZO D'INIEZIONE CO<sub>2</sub>

Il disegno complessivo di un pozzo di iniezione CO<sub>2</sub> non è fondamentale diverso rispetto a quello che è attuato in un pozzo di iniezione d'acqua (le differenze principali riguardano il tipo dei materiali e del cemento che devono resistere alla corrosione e che devono lavorare a pressioni più elevate). La tecnologia CO<sub>2</sub> è già stata sviluppata sia per operazioni di movimentazione/smaltimento e sia per operazioni di stoccaggio CO<sub>2</sub>.

È altamente sconsigliabile il riutilizzo di pozzi esistenti per l'iniezione di CO<sub>2</sub> perché l'azione corrosiva della CO<sub>2</sub> su materiali e cemento del pozzo metterebbe in serio pericolo:

- l'integrità del pozzo;
- stato meccanico del pozzo;
- qualità del cemento usato per il completamento del pozzo iniziale;
- manutenzione pozzo.

Infatti, in caso di perdite attraverso le intercapedini (annulus) del pozzo, la CO<sub>2</sub> potrebbe migrare in zone indesiderate quali altri adiacenti livelli serbatoio e/o falde acquifere, con il rischio della loro contaminazione, perdita economica e riduzione dell'efficienza iniezione e stoccaggio CO<sub>2</sub> (Figura 11).

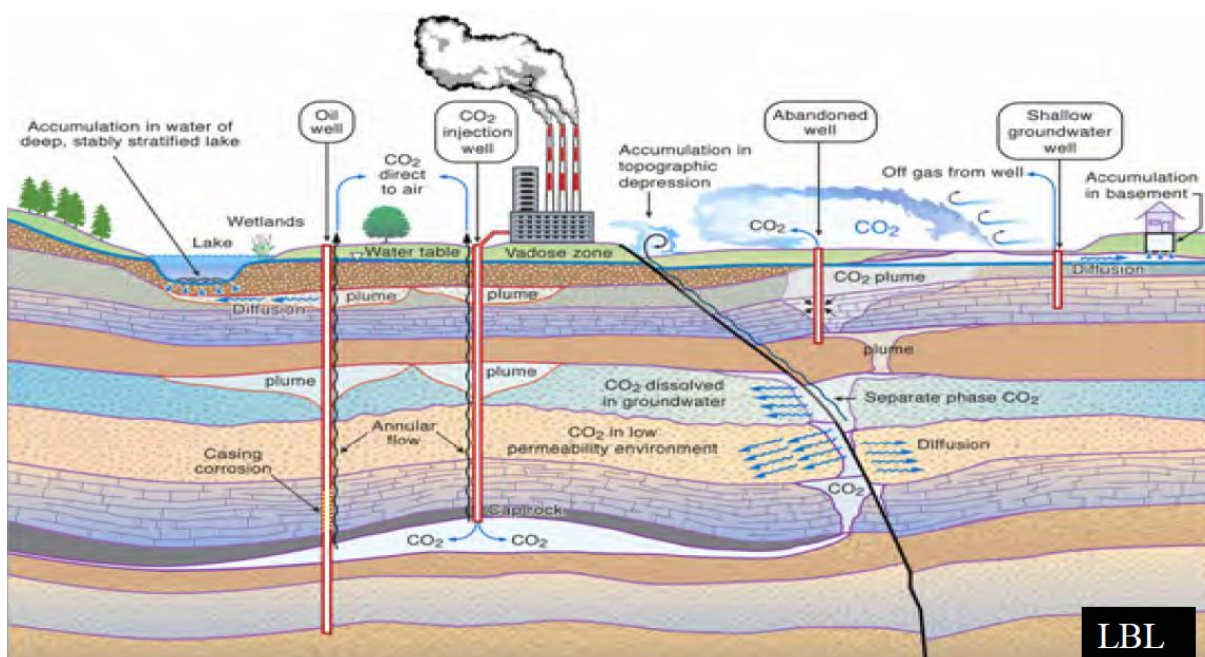


Figura 11 – Vulnerabilità di un Sistema Geologico di Stoccaggio CO<sub>2</sub>

Per l'attività di iniezione della CO<sub>2</sub>, il pozzo di iniezione deve seguire una sua specifica progettazione e rispettare tutti i requisiti necessari.

Se in fase di progettazione di un pozzo esplorativo c'è già prevista la possibilità di adattarlo successivamente come pozzo di iniezione CO<sub>2</sub>, allora bisogna progettare ed eseguirlo rispettando tutti i parametri specifici della tecnologia CO<sub>2</sub>; solo così il pozzo esplorativo potrà risultare idoneo ad essere successivamente adattato per diventare un pozzo di iniezione CO<sub>2</sub>. L'unico problema di tale scelta è rappresentato dal costo del pozzo esplorativo più elevato.

Basilamente un pozzo utilizzato per l'iniezione deve essere dotato di un packer per isolare la pressione nell'intervallo di iniezione. Tutti i materiali utilizzati nel pozzo di iniezione devono essere progettati in previsione del picco di volume, pressione e temperatura. A causa di problemi di corrosione, tubi, casing, valvole, ecc. devono essere di un materiale compatibile alla CO<sub>2</sub>.

I pozzi di iniezione sono comunemente dotati di due valvole (valvole a saracinesca o a sfera) per il controllo pozzo: una valvola esterna per l'uso normale e una valvola interna per sicurezza. In pozzi di iniezione di gas acido, una valvola di sicurezza downhole è incorporata nei tubini della batteria di iniezione (dentro alla batteria di iniezione a circa 100/150 m) in modo che in caso di un guasto in superficie, il pozzo si chiude automaticamente. Le valvole sono realizzate con speciali tipi di acciaio inossidabile o bronzo all'alluminio.

Una configurazione tipica downhole per un pozzo di iniezione comprende un packer a doppia-presa, uno strumento di chiusura-apertura ed una valvola di chiusura a fondo pozzo. Il tipo e le dimensioni ottimali dei tubi della batteria di iniezione saranno determinati da simulazioni di laboratorio. Qualche tipo di tubi utilizzati per l'iniezione comprende, acciaio rivestito internamente con plastica o con fibra di vetro o con cemento. Un continuo monitoraggio delle pressioni anulari aiutano a rilevare le perdite di packers e tubi, ciò è importante per l'adozione di azioni correttive rapide. Per evitare pericolosi aumenti di pressioni troppo alte su attrezzature di superficie, l'iniezione di CO<sub>2</sub> deve essere interrotta non appena si verificano delle perdite. Dischi di rottura e valvole pop-off possono essere utilizzati per evitare tali aumenti troppo alti di pressione.

Nella progettazione di un pozzo di iniezione CO<sub>2</sub>, la scelta dei materiali è fondamentale per il mantenimento dell'integrità del pozzo. Questa scelta deve tener conto dei rischi di deterioramento dei materiali a causa dell'azione corrosiva della CO<sub>2</sub> e della sua conservazione a lungo termine nel livello serbatoio dove è stata iniettata, in modo da evitare eventuali perdite di CO<sub>2</sub> lungo il pozzo. Questa sezione affronta il problema del mantenimento della "Integrità Pozzo" attraverso la corretta scelta di materiali e cementi, monitoraggio pozzo e metodologie di controllo pozzo.

### 12.2.1. Concetti di base di "Integrità Pozzo (Well Integrity)"

Le più comuni definizioni di "Well Integrity" si basano sul concetto di mantenere costantemente due barriere separate ed intatte tra il giacimento e l'ambiente esterno.

Il NORSOK standard D-010, sviluppato dall'industria petrolifera norvegese, fornisce le seguenti definizioni:

- **Well Integrity:** "L'applicazione di soluzioni tecniche, operative ed organizzative per ridurre il rischio di rilascio incontrollato di fluidi della formazione durante tutto il ciclo di vita di un pozzo".
- **Well Barrier:** "Chiusura di uno o più elementi di barriera subordinati che impediscono a fluidi o gas della formazione di fluire accidentalmente, dentro un'altra formazione o in superficie".

Le definizioni di cui sopra mettono in luce aspetti importanti della Well Integrity:

- Le soluzioni tecniche rappresentano solo una parte della Well Integrity: infatti sono necessari anche l'utilizzo di approcci operativi ed organizzativi adeguati.
- La riduzione del rischio di rilascio fluidi della formazione implica la considerazione di tutti i possibili percorsi di perdita non solo verso l'atmosfera, ma anche verso altre formazioni.
- La gestione della Well Integrity deve essere implementata durante tutte le fasi della vita del pozzo; inizia dalla progettazione del pozzo, continua durante la sua costruzione, è costantemente implementata in fase di produzione e fa parte del definitivo abbandono.

Tali requisiti sono ancora più cruciali quando si tratta di reiniezione di CO<sub>2</sub>, in quanto il rilascio accidentale di gas potrebbe comportare, oltre alle perdite economiche, gravi rischi per le persone e l'ambiente. In particolare, un'efficace sequestro di CO<sub>2</sub> richiede che rimanga intrappolata nel sottosuolo per una scala di tempo di circa 1000 anni senza perdite significative.

Sono state progettate e costruite due barriere pozzo (figura 1) denominate barriera "primaria" e "secondaria". Se la barriera primaria fallisce, si può utilizzare la secondaria per contenere i fluidi di giacimento entro i suoi confini naturali.



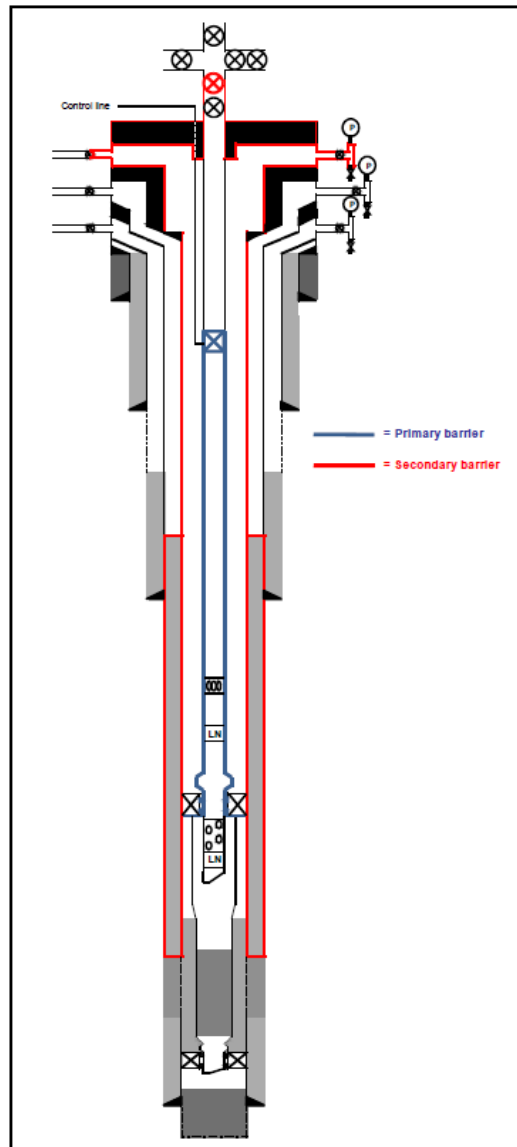


Figura 12 – Tipiche barriere pozzo

La barriera principale generalmente include la batteria di completamento/produzione, il packer e la valvola di sicurezza; la barriera secondaria comprende la cementazione esterna della colonna (casing) di produzione, la colonna di produzione stessa e le valvole della testa pozzo.

Quando una barriera pozzo fallisce, s'innesca un flusso di fluido che, a sua volta, può generare una "Sustained Casing Pressure" (SCP) nello spazio anulare od intercapedine relativo alla superficie. L'American Minerals Management Service (MMS) definisce il SCP come una "pressione misurabile alla testa pozzo di un anulare che si ricostituisce dopo essere stata scaricata".

Pertanto, la SCP non è:

- Una pressione anulare dovuta all'espansione termica dei fluidi quando il pozzo viene messo in produzione.
- Una pressione intenzionalmente applicata (ad esempio, per scopi di sollevamento gas).

In questi casi, infatti, la pressione non si ricostituisce dopo che è stata eliminata.

Le cause di SCP più frequenti sono:

- Perdita nella testa di pozzo dalle guarnizioni primarie e/o secondarie.
- Perdita nei tubini di produzione (tubings), che può derivare da una connessione non avvitata bene, corrosione, microfessurazioni da sollecitazioni termiche o rottura meccanica della batteria di completamento/produzione.
- Perdite nelle connessioni o nel corpo del casing di produzione.
- Leaks in the production casing connections or body.

- Scarso legame cemento-casing, derivante da un cattivo lavoro di cementazione oppure dal danneggiamento della cementazione durante la vita produttiva del pozzo.

### 12.2.2. Garanzia di Integrità Pozzo (Well Integrity Assurance)

Per garantire l'integrità dei nuovi pozzi di iniezione di CO<sub>2</sub>, un aspetto importante è la "Well Integrity Assurance", che consiste nello stabilire i requisiti tecnici necessari per garantire l'integrità dei nuovi pozzi di iniezione di CO<sub>2</sub>.

Infatti, il metodo migliore per avere un'affidabile Well Integrity, è quello di garantire la funzionalità delle barriere per l'intero ciclo di vita del nuovo pozzo d'iniezione CO<sub>2</sub> attraverso una sua corretta progettazione e costruzione, al fine di renderlo esposto ad un ridotto numero di potenziali guasti rispetto a pozzi esistenti che sono stati poi "convertiti" in pozzi CO<sub>2</sub>.

Per i pozzi d'iniezione CO<sub>2</sub> ci sono dei requisiti generali da rispettare (definiti da approfonditi studi di settore) e requisiti locali (definiti attraverso uno studio di fattibilità del pozzo in una certa località).

Normalmente i principali requisiti generali da rispettare nella progettazione di un pozzo CO<sub>2</sub> possono essere individuati nei seguenti punti:

- Selezione di adeguati materiali tubolari resistenti alla CO<sub>2</sub> ed idonei alle alte pressioni di iniezione, temperature e volumi previsti.
- Utilizzo di sistemi cementizi resistenti alla CO<sub>2</sub>.
- Definizione di un adeguato "Programma di Monitoraggio e di Log (Registrazioni Elettriche)".

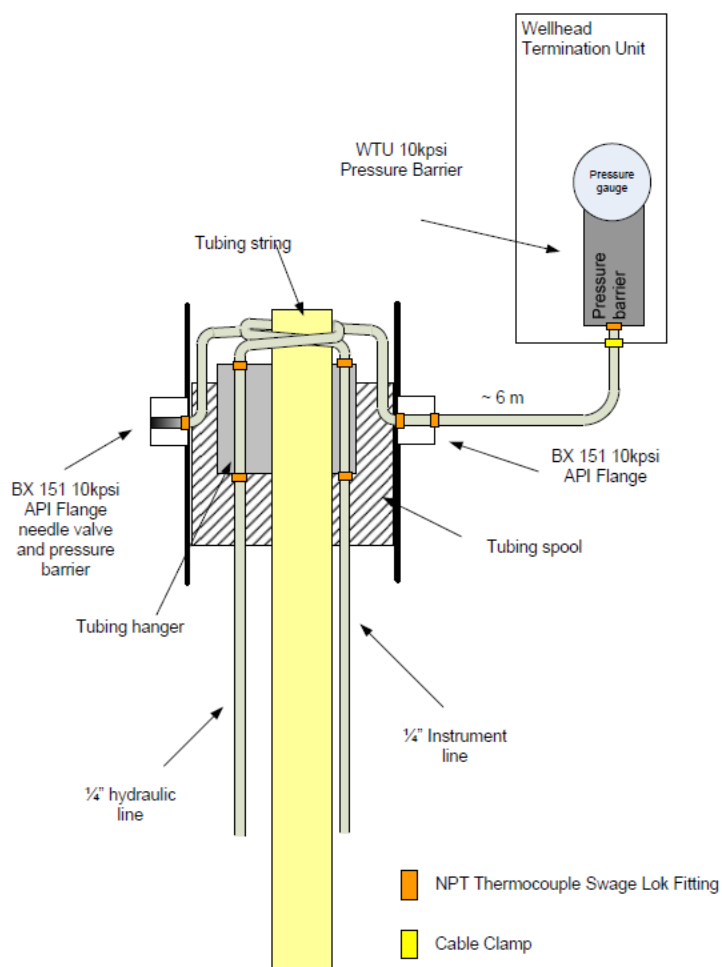
Normalmente i principali requisiti locali da rispettare nella progettazione di un pozzo CO<sub>2</sub> possono essere individuati nei seguenti punti:

- Disponibilità di un'area adatta per delle attività di perforazione.
- Inesistenza di altre attività che possono interferire con l'iniezione di CO<sub>2</sub>.
- La minore densità possibile di pozzi esistenti nell'area interessata, che rappresentano possibili percorsi di migrazione di CO<sub>2</sub> verso la superficie.
- Vicinanza ad utili infrastrutture/servizi già esistenti.

### 12.2.3. Indicazioni sulla Progettazione di un Pozzo Esplorativo, successivamente da convertire in un Pozzo di Iniezione CO<sub>2</sub>

La Progettazione di un Pozzo Esplorativo viene fatta seguendo le normali procedure standard di una Compagnia Petrolifera. Ma se per tale Pozzo Esplorativo è previsto un suo possibile successivo adattamento a pozzo di Iniezione CO<sub>2</sub>, la sua progettazione deve tener conto dei seguenti punti:

- Tutti i materiali che potrebbero venire a contatto con la CO<sub>2</sub> nella possibile successiva attività di iniezione devono essere resistenti alla CO<sub>2</sub> come la batteria di completamento / test-produzione che poi potrebbe diventare la batteria di iniezione, il liner o casing di produzione che poi potrebbero diventare il liner o casing di iniezione (almeno nella parte sotto il packer), le parti della testa pozzo che poi potrebbero venire in contatto con la CO<sub>2</sub>, ecc. (vedi sezione 12.2.3.1).
- Tutti i materiali che potrebbero essere interessati alla tenuta della pressione di iniezione, alla resistenza della temperatura di iniezione ed ai volumi di iniezione (come nel punto precedente principalmente la batteria di completamento / iniezione, il liner o casing di produzione / iniezione, la testa pozzo) nella possibile successiva attività di iniezione devono essere progettati tenendo conto di tali valori più alti.
- Le malte cementizie che potrebbero venire a contatto con la CO<sub>2</sub> nella possibile successiva attività di iniezione devono essere resistenti alla CO<sub>2</sub>, normalmente il liner e/o casing di produzione / iniezione (vedi sezione 12.2.3.2).
- Le dimensioni della batteria di completamento e delle intercapedini di un pozzo esplorativo che successivamente potrebbe essere trasformato in un pozzo di iniezione CO<sub>2</sub> devono essere tali da permettere, nella successiva attività di iniezione CO<sub>2</sub>, la discesa in pozzo degli strumenti di controllo e monitoraggio necessari a tale attività (vedi sezione 12.2.3.3). Anche la testa pozzo deve essere fatta in maniera tale da permettere alloggiamenti di strumenti e/o passaggi di cavi eventualmente previsti nella possibile successiva attività CO<sub>2</sub>; nella Figura 13 è possibile vedere un esempio di passaggio cavi degli Strumenti di Monitoraggio nella Testa Pozzo.



**Figura 13 – Esempio passaggio Cavi di Monitoraggio dalla Testa Pozzo**

In accordo con quanto sopra, un Casing Design per un pozzo CO<sub>2</sub> è stato disegnato e la Figura 14 mostra il selezionato profilo. Un acciaio 13Cr5Ni (al cromo, resistente alla CO<sub>2</sub>) è stato selezionato per il Liner da 7", mentre le altre Colonne (Casing) sono state selezionate in normali acciai al carbonio.

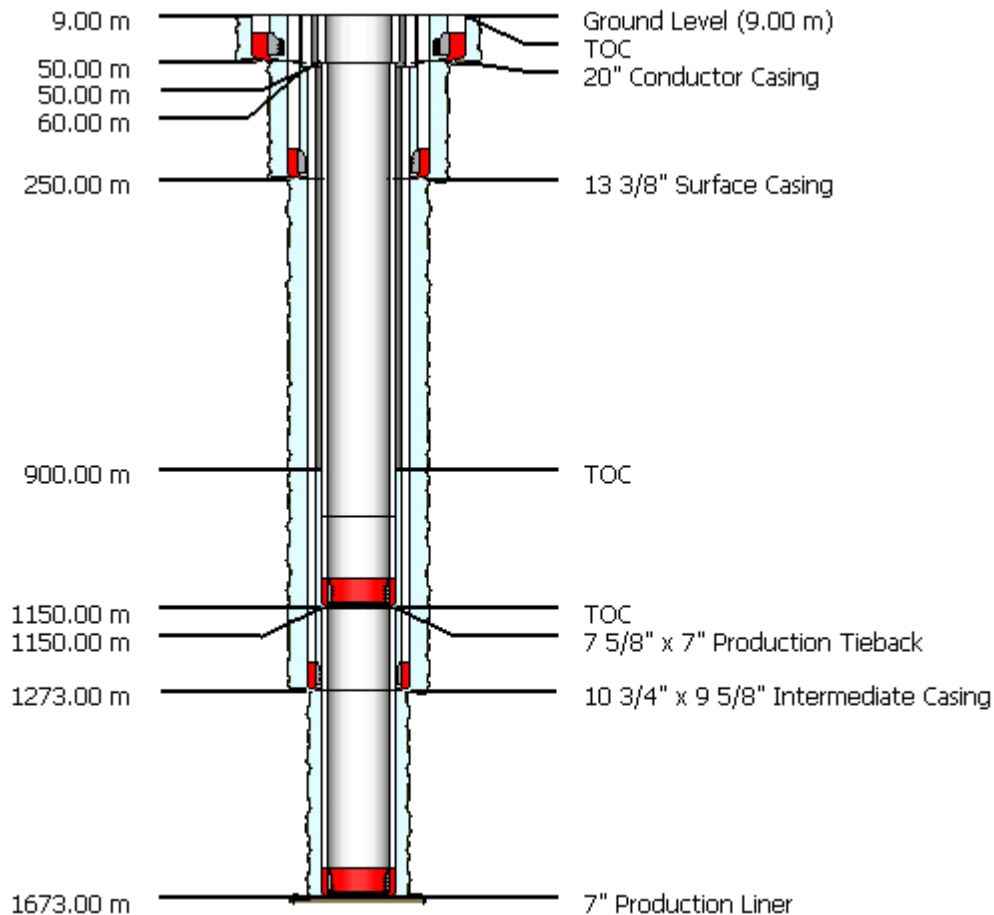


Figura 14 – Esempio di un Profilo Colonne di un Pozzo CO<sub>2</sub>

Per quanto riguarda la progettazione della Batteria di Completamento / Test-Produzione (tubing design) del pozzo esplorativo (Figura 15), la soluzione adottata deve prendere in considerazione i seguenti punti:

- Adeguate barriere ed idonei limiti di pressione sono necessari per evitare la fuoriuscita incontrollata di CO<sub>2</sub> durante la possibile successiva attività di iniezione CO<sub>2</sub>.
- La Batteria di Completamento / Test-Produzione del Pozzo Esplorativo (stringa di tubini – tubings) deve resistere alle condizioni operative previste per l'intera vita programmata del pozzo e quindi anche, se non è previsto un Work Over per il cambio batteria, per la successiva possibile fase di Iniezione CO<sub>2</sub>. Tali condizioni devono tenere conto dell'azione corrosiva della CO<sub>2</sub>: un acciaio 13Cr5Ni (al cromo) potrebbe essere una buona scelta (vedi sezione 12.2.3.1).
- Le dimensioni della Batteria di Completamento / Test-Produzione del Pozzo Esplorativo (stringa di tubini – tubings) devono essere tali da permettere (se non è previsto un Work Over per il cambio batteria) un'attività di Registrosioni Elettriche (Logging) per ottenere i dati necessari anche per la successiva possibile Attività CO<sub>2</sub> tra cui il monitoraggio della corrosione (se non è previsto un Work Over per il cambio batteria. Quest'attività di Logging (vedi sezione 12.2.3.3) deve avere accesso al pozzo, dentro la batteria di iniezione, con i suoi strumenti / attrezzature; nello stesso tempo, bisogna garantire un sufficiente spazio anulare (tra casing di produzione e batteria di iniezione) per il posizionamento dei sismometri se previsti (l'installazione di sismometri per il monitoraggio microsismico passivo nel pozzo durante tutta la fase di iniezione e per il monitoraggio delle variazioni dello stato tensionale rocce in prossimità del pozzo – vedi sezione 12.2.3.3): un diametro tubing da 2 7/8", dentro un liner da 7", potrebbe essere una giusta scelta.
- Se non è previsto un Work Over per il cambio batteria, da un appropriato studio sulla successiva possibile Attività di iniezione CO<sub>2</sub> "Prestazione Iniezione nella Batteria di Iniezione (Tubing Injection Performance)" è possibile determinare i migliori diametri dei

tubini (tubings) che compongono la Batteria di Iniezione per assicurare un'adeguata Capacità di Iniezione senza superare i limiti del sistema (massima pressione di testa pozzo e pressione di fratturazione della formazione). Infine, delle simulazioni devono essere effettuate per valutare la portata massima di iniezione della CO<sub>2</sub> per la Batteria di Iniezione prescelta senza superare i limiti di pressione imposti: un diametro tubing da 2 7/8" potrebbe essere una giusta scelta.

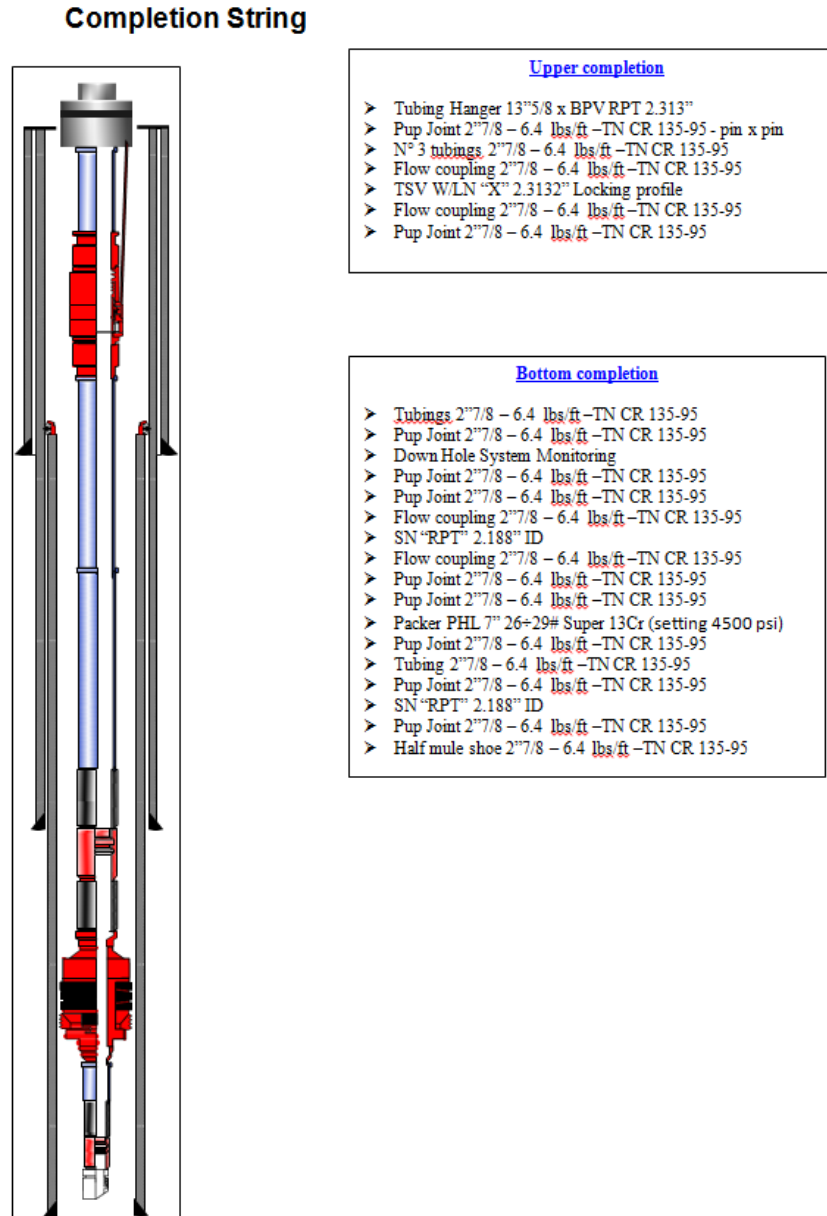


Figura 15 – Esempio di una Batteria di Completamento di un Pozzo Esplorativo che, se progettata in anticipo, potrebbe anche essere utilizzata per l'Iniezione CO<sub>2</sub>

Un Pozzo Esplorativo progettato per potere successivamente essere trasformato in un Pozzo di Iniezione CO<sub>2</sub> avrà un costo più alto dovuto principalmente

- Maggiore costo dei materiali resistenti alla CO<sub>2</sub> (per es.: l'acciaio 13Cr5Ni al cromo, resistente alla CO<sub>2</sub> scelto per il nostro pozzo esplorativo costa circa 5,5 volte più del normale acciaio al carbonio normalmente usato).
- Maggiore costo delle cementazioni e delle malte cementizie resistenti alla CO<sub>2</sub> (circa il 30% in più).
- Maggiori costi della Testa Pozzo e di tutti i materiali soggetti a maggiore pressione, temperatura e volumi (circa il 40% in più).

- Se la Batteria di Completamento non può essere riutilizzata come Batteria di Iniezione CO<sub>2</sub>, ma deve essere cambiata, allora il costo aumenterà notevolmente a motivo della necessità di un Work Over (che significa dover lavorare con un Impianto di Perforazione).

### **12.2.3.1. Analisi di Corrosione e Selezione della Metallurgia**

Lo studio condotto circa l'idoneità degli acciai per ambienti con elevate pressioni di CO<sub>2</sub> ed i risultati del sistema esperto WellMate hanno evidenziato che l'uso di acciai al carbonio o bassolegati è accettabile solo in assenza di acqua condensata.

Altrimenti, è necessario utilizzare martensite (13 Cr e sopra) o acciai duplex; gli acciai 9 Cr richiederebbero una qualifica.

Se fosse previsto anche del H<sub>2</sub>S, l'acciaio martensitico 9 Cr non sarebbe più adatto (a partire da concentrazioni di 0,01%); per quanto riguarda gli altri acciai martensitici con un maggior contenuto in cromo, la loro idoneità deve essere confermata attraverso prove di laboratorio che simulano le condizioni di fondo pozzo. Infine, in caso di elevate concentrazioni di H<sub>2</sub>S e/o CO<sub>2</sub> associato con dell'acqua, solo gli acciai martensitici Super 13 Cr e quelli duplex possono essere utilizzati.

Sulla base dei risultati di cui sopra, la selezione dei materiali deve essere effettuata considerando:

- le caratteristiche del fluido iniettato;
- la pianificata vita del pozzo;
- la probabilità che i tubini (tubings) della batteria di iniezione vengano in contatto con dell'acqua (del giacimento od altra).

Nel nostro esempio, considerando di trovare nell'eventuale successivo Pozzo di Iniezione un ambiente critico, l'acciaio selezionato al cromo 13Cr5Ni per il liner 7" e per la batteria di completamento / test-produzione del Pozzo Esplorativo (se non è previsto un Work Over per il cambio batteria) è una scelta idonea per la batteria di iniezione CO<sub>2</sub>, mentre acciai standard al carbonio possono essere selezionati per le altre colonne (casing).

### **12.2.3.2. Selezione Cemento**

Il sistema cemento di un Pozzo Esplorativo che potrebbe successivamente diventare un Pozzo di Iniezione CO<sub>2</sub> e per gli eventuali pozzi circostanti, che possono essere influenzati dall'esposizione della CO<sub>2</sub>, deve essere scelto con attenzione per garantire la durevolezza a lungo termine del materiale di isolamento.

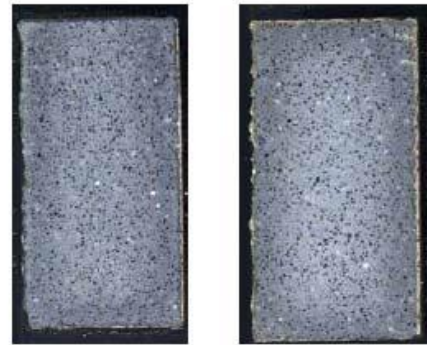
Un cruciale problema tecnico, riguardante il sequestro della CO<sub>2</sub>, è rappresentato dalla resistenza chimica del cemento alla CO<sub>2</sub> nel tempo. Materiali convenzionali utilizzati per l'isolamento di un pozzo produttore di olio e/o gas sono dei sistemi cementizi basati su cementi Portland. Questi sistemi presentano il vantaggio di essere a basso costo ed efficienti per la progettazione / esecuzione di pozzi convenzionali; tuttavia, il cemento è termodinamicamente instabile in ambienti ricchi di CO<sub>2</sub> e tende a degradare rapidamente una volta esposto a tali gas acidi.

Come l'acqua carica di CO<sub>2</sub> si diffonde nella matrice cementizia, l'acido dissociato è libero di reagire con l'idrossido di calcio libero ed il gel di silicato di calcio idratato (CSH). I prodotti di tale reazione diventano solubili e migrano dalla matrice cementizia. Alla fine la resistenza a compressione del cemento diminuisce, mentre la sua permeabilità aumenta facendo perdere alla malta cementizia la sua capacità di isolare la zona cementata.

L'isolamento a lungo termine e l'integrità dei pozzi di iniezione di CO<sub>2</sub> ha chiaramente bisogno di essere sempre più migliorata per potere sempre più garantire la sicurezza ambientale a lungo termine. Eventuali difetti nel cemento in pozzi di iniezione CO<sub>2</sub> possono creare dei canali preferenziali di migrazione dell'anidride carbonica in superficie. Ciò può verificarsi in un lasso di tempo molto più veloce delle possibili perdite geologiche.

Un sistema innovativo di cementazione, specifico per le condizioni operative di un pozzo di iniezione CO<sub>2</sub>, è stato sviluppato attraverso il Progetto Europeo COSMOS (CO<sub>2</sub> Storage, Monitoring and Safety Technology), in cui hanno partecipato anche alcune Compagnie E&P.

La Figura 16 mostra il comportamento di un cemento Portland rispetto al sistema di nuova concezione (con una densità di 16 ppg). I due sistemi sono stati esposti ad un ambiente CO<sub>2</sub> in condizioni di fondo pozzo (temperatura, pressione, fluido di CO<sub>2</sub> supercritica bagnata e acqua/brine con CO<sub>2</sub> disciolta).



**Portland cement  
Bad integrity, alteration front (6 mm)**

**16 ppg CO<sub>2</sub> resistant cement  
good integrity with a limited  
alteration front (0.2 mm)**

**Figura 16 – Cemento Portland vs. 16 ppg Cemento Resistente alla CO<sub>2</sub>**

Dopo un mese di esposizione alla CO<sub>2</sub>, il sistema convenzionale è stato attaccato fino ad una profondità di 6 mm, mentre il nuovo sistema di 16 ppg ha dimostrato un'integrità significativamente migliore: ha subito una carbonazione che ha interessato un sottile strato superficiale (0,2 mm) e non ha evidenziato microfratture. Questo comportamento è stato confermato tra i 12,5 ed i 16 ppg di densità per tutta la durata del test di 6 mesi.

Dopo un mese di esposizione alla CO<sub>2</sub>, il sistema convenzionale è stato attaccato fino ad una profondità di 6 mm, mentre il nuovo sistema di 16 ppg ha dimostrato un'integrità significativamente migliore: ha subito una carbonazione che ha interessato un sottile strato superficiale (0,2 mm) e non ha evidenziato microfratture. Questo comportamento è stato confermato tra i 12,5 ed i 16 ppg di densità per tutta la durata del test di 6 mesi.

Anche a scala microscopica, il campione di cemento di nuova generazione ha evidenziato una struttura omogenea con una bassa formazione di carbonato di calcio, con una buona integrità e nessuna microfessurazione.

Dopo 6 mesi, un alto deterioramento è stato osservato nel campione di cemento Portland (Figura 17), mentre tale deterioramento è minimo con il nuovo sistema a 15.8 e 12.5 ppg (Figura 18).



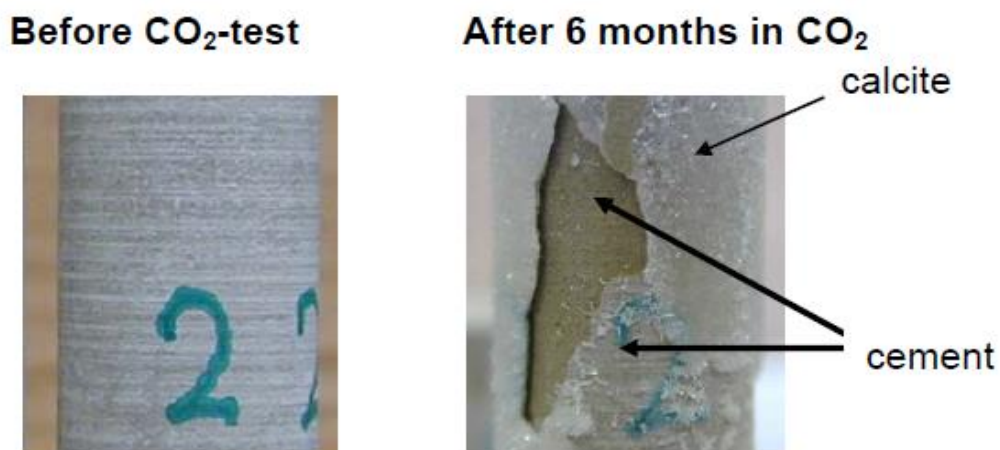


Figura 17 – Integrità Cemento Portland di 15.8 ppg prima e dopo 6 mesi in fluidi contenenti biossido di carbonio

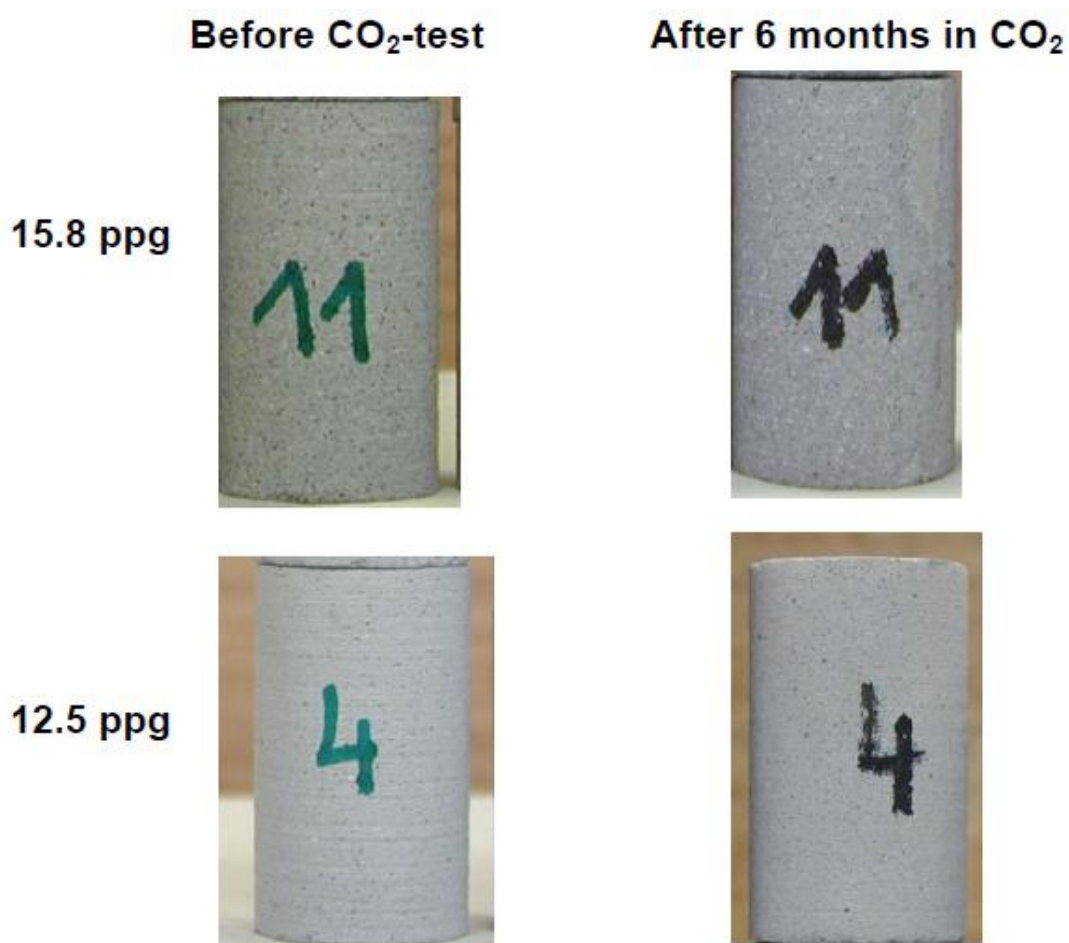


Figura 18 – Integrità carota di Cemento Resistente alla CO<sub>2</sub> di 15.8 ppg e di 12.5 ppg, prima e dopo 6 mesi in fluidi contenenti biossido di carbonio

È stato effettuato, prima e dopo l'attacco CO<sub>2</sub>, anche un confronto delle caratteristiche meccaniche tra i due sistemi di cemento; questo confronto ha incluso la misurazione della resistenza alla compressione, la stabilità del peso e la variazione di porosità.

Tutte le prove effettuate hanno permesso di concludere che:

- Una struttura omogenea con una soglia di carbonazione limitata è stata osservata con il cemento CO<sub>2</sub>-resistente e che ha avuto un buon comportamento meccanico su un campo di densità ampio (12,5 ppg-16 ppg). Questo materiale è rimasto inerte nella stessa maniera, sia con il fluido supercritico di CO<sub>2</sub> bagnata e sia con l'acqua satura di CO<sub>2</sub>.



- Peso, densità, resistenza alla compressione, caratterizzazioni microstrutturali e misurazioni di porosità Hg hanno confermato la buona stabilità del materiale CO<sub>2</sub> resistente.

In conclusione un Pozzo Esplorativo che potrebbe successivamente essere trasformato in un Pozzo di Iniezione CO<sub>2</sub> deve avere almeno il Liner e/o Colonna di Produzione cementato con una malta cementizia di nuova generazione resistente alla CO<sub>2</sub>.

### 12.2.3.3. Registrazioni Elettriche (Log) e Programma di Monitoraggio

Un Pozzo Esplorativo che potrebbe successivamente essere trasformato in un Pozzo di Iniezione CO<sub>2</sub>, deve prevedere l'Attività Logging ed il Programma di Monitoraggio del pozzo di Iniezione CO<sub>2</sub>.

Tabella 9 e Tabella 10 mostrano i Logs e le attività di monitoraggio previste per il successivo possibile Pozzo di Iniezione CO<sub>2</sub>, al fine di mantenere l'integrità del pozzo e sotto controllo durante il suo intero ciclo di vita.

Tale "Log e Programma di Monitoraggio" è infatti volta a seguire la migrazione della CO<sub>2</sub> iniettata, valutando l'iniettività del livello e verificando la corrosione sia dei materiali che del cemento. Essa non riguarda solo il pozzo di iniezione, ma anche eventuali pozzi/pozzetti adiacenti.

**Tabella 9 – Monitoraggio del Giacimento". Tabella riassuntiva per il pozzo di Iniezione CO<sub>2</sub> e per eventuali pozzi dell'area interessati da tale attività**

	Tipo di Misurazione	Scopo e risultati attesi	Frequenza	Pozzi Coinvolti	Acquisizione delle Misure di Riferimento
<b>Microsismica di Superficie</b>	Sismica Passiva	Monitorare le variazioni delle condizioni tensionali in superficie. Nessuna variazione è attesa rispetto ai valori di riferimento.	Continua	NA	Almeno un anno prima dell'avvio dell'iniezione
<b>Microsismica di Pozzo</b>	Sismica passiva. Questa misura integra quella di superficie e permette una migliore identificazione in 3D degli eventi.	Monitorare le variazioni delle condizioni tensionali. Nessuna variazione è attesa rispetto ai valori di riferimento.	Continua	Pozzo Iniezione CO <sub>2</sub>	NA
<b>Monitoraggio Geochimico</b>	Concentrazione CO <sub>2</sub> nel livello	Identificazione del movimento frontale della CO <sub>2</sub> . Le previsioni del modello numerico indicano un aumento del contenuto di CO <sub>2</sub> negli eventuali pozzi più vicini, a partire da circa 6 mesi dall'avvio dell'iniezione. Nessuna variazione è prevista in altri pozzi/pozzetti più distanti.	Continuo per eventuali pozzi vicini. Mensile per eventuali pozzi più lontani.	Altri eventuali pozzi dell'area interessati dall'attività CO <sub>2</sub>	Prima dell'avviamento dell'iniezione, con almeno 4 campionamenti periodici
<b>Misurazione Wireline all'interno del pozzo (Logs)</b>	1) Misurazione del profilo di iniezione verticale (PLT) e della saturazione CO <sub>2</sub> (strumento PNC). 2) Misurazione di eventuali variazioni del cemento e del casing (corrosione).	1) Controllare l'omogeneità del fronte CO <sub>2</sub> e le variazioni di iniettività nel tempo (pozzo iniezione CO <sub>2</sub> ). Caratterizzare il movimento del fronte CO <sub>2</sub> monitorando la variazione della relativa saturazione (possibili pozzi vicini). 2) Identificare fenomeni di corrosione e le caratteristiche del cemento. Nessuna variazione è attesa	1) Vedi Tabella "Logs". 2) Vedi Tabella "Logs".	1) Pozzo iniezione CO <sub>2</sub> ed eventuali pozzi vicini 2) Pozzo iniezione CO <sub>2</sub> ed eventuali pozzi vicini	1) PLT - all'avvio iniezione. PNC - prima dell'avvio iniezione (pozzo iniezione CO <sub>2</sub> ed eventuali pozzi vicini). 2) USIT/IS e SCMT per il pozzo iniettore prima dell'avvio dell'attività di iniezione. SCMT, per gli eventuali pozzi più vicini, circa un mese prima dell'avvio

	Tipo di Misurazione	Scopo e risultati attesi	Frequenza	Pozzi Coinvolti	Acquisizione delle Misure di Riferimento
		rispetto ai valori di riferimento.			dell'attività di iniezione.
<b>Misurazioni Intercapedini</b>	Pressione. Concentrazione della CO <sub>2</sub> .	Misurazioni sulla capacità di tenuta (per fluidi e gas) della malta cementizia. Nessuna variazione è attesa rispetto a valori di riferimento.	Ogni due mesi (per eventuali pozzi vicini dopo l'arrivo del fronte CO <sub>2</sub> )	Pozzo iniezione CO <sub>2</sub> ed eventuali pozzi vicini	Prima dell'avvio dell'attività di iniezione
<b>Misure di Pressione</b>	Misurazioni a testa e fondo pozzo	Monitorare eventuali variazioni di pressione indotte dall'iniezione di CO <sub>2</sub> . Non sono previste variazioni della pressione media nel livello.	Continua a testa e fondo pozzo (per il pozzo di iniezione). Mensile per gli eventuali altri pozzi.	Pozzo di iniezione CO <sub>2</sub> e tutti gli altri eventuali pozzi dell'area interessati alla CO <sub>2</sub> .	Regolare Acquisizione delle Misure secondo Programma.

Un ulteriore monitoraggio geochimico "extra-giacimento" sarà considerato anche per:

- La chimica delle acque superficiali.
- La concentrazione di CO<sub>2</sub> nel terreno.
- La possibilità di flusso CO<sub>2</sub> nell'interfaccia suolo-aria.

Tabella 10 – “Logs” Tabella Riassuntiva per il pozzo di iniezione CO<sub>2</sub> e gli eventuali pozzi circostanti.

		Prima dell'Avvio Iniezione	Avvio Iniezione	Ogni Anno	Fine Iniezione-Continuazione Monitoraggio	Per i primi 2 Anni
<b>Pozzo Iniezione CO<sub>2</sub></b>	PLT		x	x		
	PNC	x		x		x
	SCMT	x		x		x
	USIT	x				(x)
<b>Pozzi Circostanti</b>	PNC	x		x		x
	SCMT	x		x		x
	USIT					(x)

(X) = Possibile:

- USIT alla fine del foro pilota, nel caso uno o più pozzi non siano abbandonati.
- Registros Elettriche (Logs) per gli eventuali pozzi circostanti, se interessati dalla CO<sub>2</sub>.

### 12.3. LIMITI DEL POZZO E DEL RESERVOIR DURANTE L'INIEZIONE DI CO<sub>2</sub>

Una chiave per il successo dello stoccaggio di CO<sub>2</sub> a lungo termine nei giacimenti esauriti di petrolio o di gas e/o in profondi acquiferi salini, è l'integrità idraulica di entrambe le formazioni geologiche che delimitano il serbatoio e dei fori dei pozzi che penetrano in esse. Tuttavia, vari effetti meccanici e chimici, sia durante l'iniezione che durante il successivo periodo di stoccaggio di CO<sub>2</sub>, influenzano la roccia serbatoio. Durante l'iniezione di CO<sub>2</sub>, l'impatto meccanico dipende da parametri critici che includono i limiti superiore ed inferiore di pressione e temperatura che hanno caratterizzato il reservoir, dall'orientamento e dalle proprietà meccaniche delle faglie esistenti, dalle proprietà meccaniche della roccia, dalle sollecitazioni in situ, dalla forma e dalla profondità del reservoir.

### **12.3.1. Effetti alle Sollecitazioni indotte**

Durante l'iniezione, la pressione dei pori aumenta inducendo l'espansione del reservoir. Questo fenomeno può provocare sollecitazioni di taglio nel reservoir e nelle rocce della formazione di copertura. Per reservoirs anticlinali, grandi sollecitazioni di compressione orizzontali si possono sviluppare all'apice della struttura. Al fine di evitare tale deformazione, un preliminare studio geomeccanico è necessario per identificare il massimo aumento di pressione sopportabile dalla roccia di copertura senza deformarsi ed i relativi parametri di iniezione CO<sub>2</sub>.

### **12.3.2. Effetti della Pressione dei Pori**

Ci sono un certo numero di meccanismi che possono provocare la riattivazione di faglie esistenti durante l'iniezione. L'aumento della pressione locale in un piano di faglia, durante l'iniezione, può riattivare tali faglie all'interno od ai limiti del reservoir. In tal caso, la variazione di pressione dei pori si localizza in prossimità di una faglia. Inoltre, le variazioni di pressione dei pori in tutto il bacino causano una variazione di tensione in situ. La riattivazione delle faglie indotta dalla variazione delle sollecitazioni della pressione dei pori in situ, è influenzata da fattori quali lo spessore, l'estensione laterale e la forma del reservoir, le proprietà meccaniche del reservoir, le formazioni circostanti, la presenza di faglie, l'orientamento e la forza delle faglie esistenti all'interno od intorno al reservoir. Delle Analisi Geomeccaniche sono necessarie al fine di individuare aree, per i Pozzi di Iniezione, più lontane possibile dalle faglie e determinare il comportamento di quelle esistenti agli aumenti di pressione nel reservoir indotti dalla iniezione di CO<sub>2</sub>.

### **12.3.3. Fratturazione Idraulica**

Alte pressioni di iniezione in combinazione con basse temperature del fluido di iniezione possono indurre a fratturazioni idrauliche che possono influenzare le tenute delle formazioni di delimitazione del reservoir (sovraccarico delle rocce di copertura). Il modo migliore per evitare tali fratturazioni idrauliche è quello di determinare la pressione massima di iniezione che il reservoir può sopportare. I pozzi di iniezione dovrebbero intersecare le zone di massima permeabilità dei reservoirs. A questo riguardo i pozzi orizzontali sono una soluzione molto interessante.

Analisi e Modelli Geomeccanici sono necessari per identificare la pressione di iniezione massima che non induce a fratture nel reservoir, inoltre identificano e caratterizzano sollecitazioni e faglie in situ, compresi i pericoli di una loro riattivazione. La disponibilità di dati geomeccanici del sito di stoccaggio, l'integrazione dei processi chimici e geomeccanici in grado di modificare le proprietà meccaniche delle rocce e il monitoraggio della microsismicità indotta, sono le questioni chiave per una migliore analisi geomeccanica.

### 12.4. REQUISITI ABBANDONO POZZO

Per le chiusure minerarie dei pozzi CO<sub>2</sub> è necessario seguire le relative procedure al fine di evitare la migrazione della CO<sub>2</sub> attraverso le rocce di copertura e lungo il pozzo durante la fase di stoccaggio a lungo termine (> 1000 anni).

La Figura 19 mostra un Pozzo di Iniezione CO<sub>2</sub> completato con una Batteria di Iniezione CO<sub>2</sub> equipaggiata anche da sismometri per il monitoraggio microsismico passivo nel pozzo durante tutta la fase di iniezione e per il monitoraggio delle variazioni dello stato tensionale rocce in prossimità del pozzo.

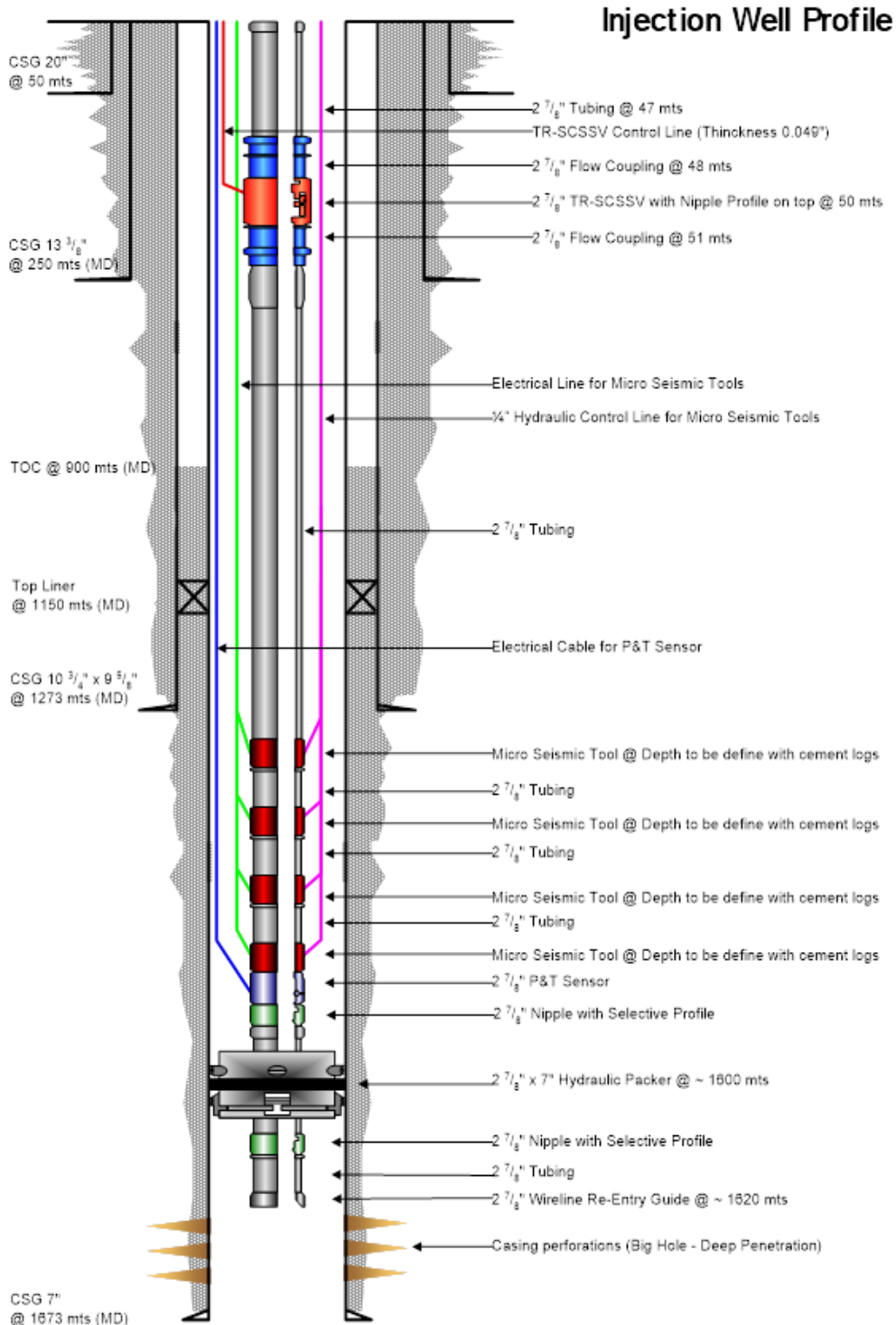


Figura 19 - Profilo Pozzo di Iniezione CO<sub>2</sub> con una Batteria di Iniezione CO<sub>2</sub> equipaggiata con Sismometri

Nella Figura 10 si può vedere una configurazione di Abbandono Pozzo mantenendo tutte le Colonne.

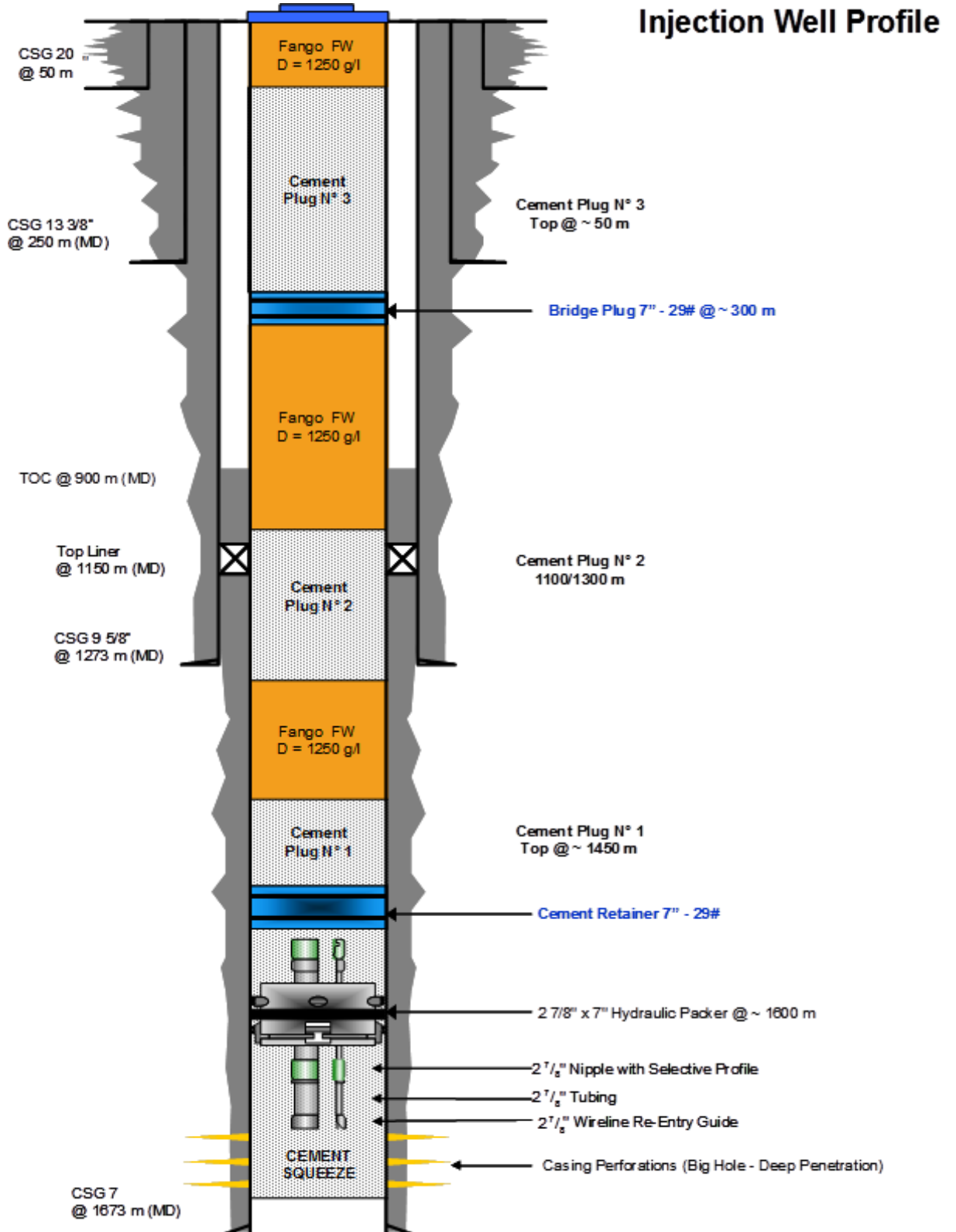


Figura 20 - Configurazione Abbandono Pozzo mantenendo tutte le Colonne.

La Figura 21 mostra un Abbandono Pozzo tagliando / recuperando parte della Colonna di Produzione.

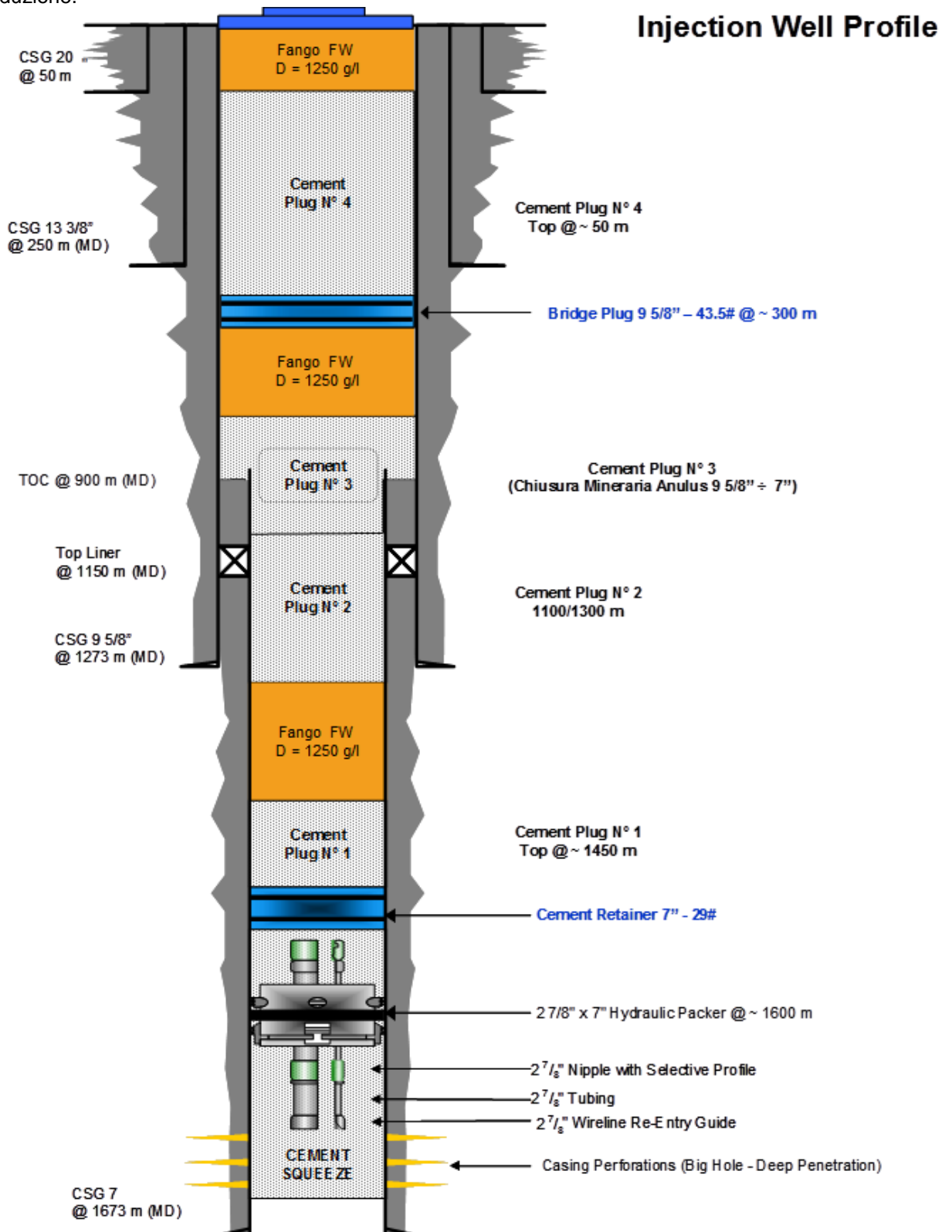


Figura 21 - Configurazione Abbandono Pozzo con taglio / recupero di parte della Colonna di Produzione

Bisogna sempre considerare che anche eventuali altri pozzi dell'area interessata alla CO<sub>2</sub>, vecchi o nuovi, come i produttori, sono potenziali vie di migrazione della CO<sub>2</sub>.

#### **12.4.1. Sigillatura del Pozzo**

La zona di iniezione, di idrocarburi e le zone cuscinetto di acqua potabile devono essere isolate idraulicamente da un casing cementato. Dopo un pompaggio di cemento in pressione dentro la formazione per chiudere le microfratture intorno al foro del pozzo, multipli tappi di cemento dovrebbero essere pompati e posati nel pozzo, in alternanza con delle barriere a pressione (per esempio, argille compatte per i fori aperti oppure tappi meccanici tipo Bridge Plugs per i fori tubati). Tali materiali devono essere chimicamente inerti.

Un ultimo tappo di cemento deve essere messo in superficie dopo la rimozione della testa pozzo. Il pozzo deve essere riempito con un fluido di completamento non corrosivo.

#### **12.4.2. Selezione dei Materiali**

I materiali che sono dentro la roccia di copertura e/o nel reservoir (liner, casing, tubolari, ecc) devono essere scelti in modo da evitare qualsiasi usura/rottura per corrosione, provocando delle perdite di CO<sub>2</sub> (corrosione dell'acciaio, deterioramento del cemento) durante il sequestro/stoccaggio.

#### **12.4.3. Spostamento della CO<sub>2</sub> lontano dai Pozzi di Iniezione**

La CO<sub>2</sub> disciolta in acqua può deteriorare i materiali del pozzo. Lo spostare (se possibile) la CO<sub>2</sub> lontano dai pozzi di iniezione, è un buon metodo per proteggere il pozzo.

Se il reservoir è in una anticlinale, i pozzi di iniezione dovrebbero essere posizionati sui suoi fianchi: così la CO<sub>2</sub> tenderà a migrare sulla cupola della struttura, allontanandosi dai pozzi.

Dei fluidi possono essere iniettati nel reservoir dopo la fine della iniezione per spostare lontano la bolla di gas CO<sub>2</sub>.

#### **12.4.4. Modellazione della migrazione di CO<sub>2</sub> a lungo termine attraverso i pozzi abbandonati di Weyburn**

La modellazione stocastica delle perdite lungo pozzi abbandonati proveniente dai dati dell'area di Weyburn dà risultati incoraggianti.

Questo studio sottolinea l'importanza della qualità della tenuta / sigillatura del cemento, che deve avere una permeabilità molto bassa.

Secondo questo lavoro, per il sistema di sequestro CO<sub>2</sub> di Weyburn con più di 800 pozzi e dove la degradazione del cemento viene controllata e trattata regolarmente, l'eventuale perdita massima in un periodo di tempo di 5000 anni è solamente dello 0,14% della CO<sub>2</sub> iniziale.

## 12.5. PROCESSI NELLE VICINANZE DEL POZZO DURANTE L'INIEZIONE DI CO<sub>2</sub>

Diversi processi fisici e chimici accoppiati possono verificarsi durante l'iniezione a seconda del tempo e la posizione all'interno del serbatoio.

Zone del campo più lontane dal pozzo, in una situazione di flusso di gas ed acqua ridotto, hanno delle reazioni a lungo termine che possono indurre ad un sostanziale equilibrio nel sistema liquido-roccia.

Al contrario, le aree più vicine al foro del pozzo sono le principali interessate ad un flusso di portata elevata di gas, dove fenomeni di dissoluzione/riprecipitazione possono portare a drastici aumenti/diminuzioni dell'iniettabilità.

La CO<sub>2</sub> non è un gas inerte come il gas naturale: essa interagisce con i minerali della roccia della matrice del reservoir. La fase di iniezione è caratterizzata da complessi flussi polifasici nel reservoir.

Una dinamica instabilità agisce sul processo di dissoluzione della CO<sub>2</sub>. Figura 22 descrive entrambe le interazioni fluido-roccia e fluido-fluido che possono influenzare la iniettabilità della CO<sub>2</sub> nel reservoir.

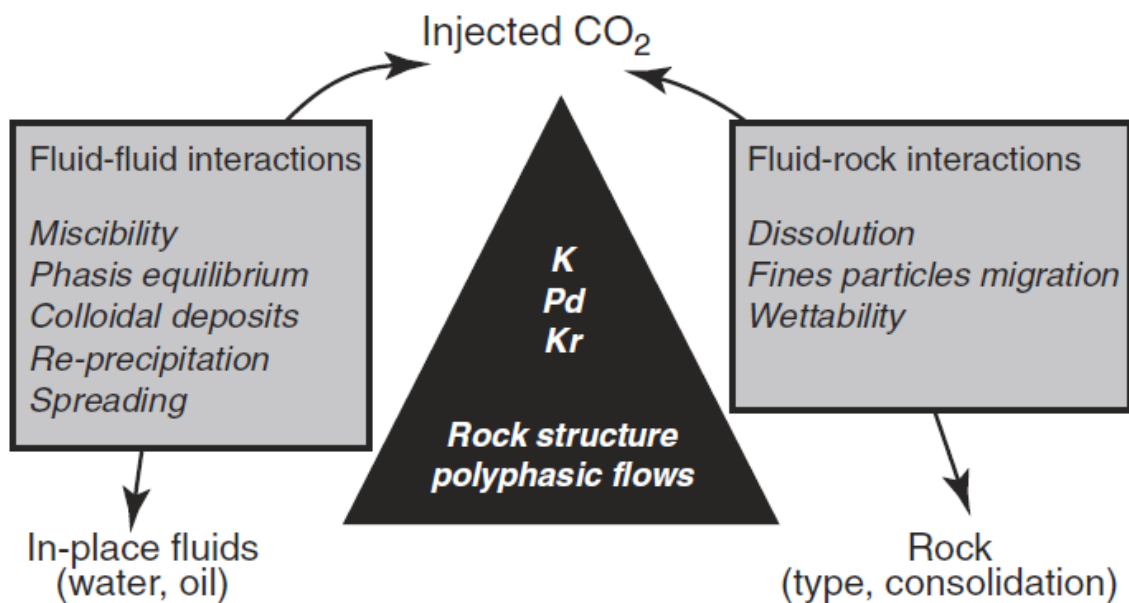


Figura 22 – Interazioni tra la CO<sub>2</sub> iniettata ed il reservoir

### 12.5.1. Processi Geochimici nel Reservoir indotti dalla Iniezione di CO<sub>2</sub>

L'iniezione della CO<sub>2</sub> può alterare le proprietà meccaniche della roccia del reservoir inducendo reazioni chimiche (dissoluzione e precipitazione di minerali), in particolare la precipitazione della CO<sub>2</sub> in calcite. La cinetica di questa reazione è molto veloce ed è aiutata dal flusso di iniezione. Le precipitazioni di calcite possono minacciare l'iniezione cementando il reservoir intorno al pozzo. La relativa dissoluzione della matrice provoca un rischio di fratturazione della roccia e quindi di cedimento/subsidenza.

Le efficaci proprietà elastiche della roccia del reservoir sono così influenzate durante la fase di iniezione della CO<sub>2</sub> che essa comincerà a comportarsi come un materiale non-lineare. Modelli numerici sono utilizzati per simulare gli effetti geomeccanici innescati da interazioni chimiche tra CO<sub>2</sub> e le rocce del reservoir.

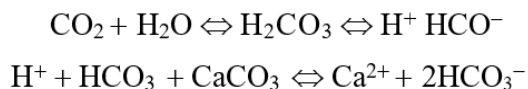
I parametri meccanici della roccia, stimati per differenti gradi di alterazione, vengono quindi utilizzati per creare modelli elastici non lineari. I Processi Geochimici dipendono dalla composizione della matrice, dalla composizione dei fluidi del posto, dalla temperatura e dalla pressione dei fluidi.

I carbonati sono i primi minerali ad essere disciolti (dolomiti ecc.). Queste dissoluzioni si verificano molto velocemente, non appena l'iniezione inizia. La precipitazione dei minerali carbonatici conseguente a tali scioglimenti è chiamata trappola mineralogica della CO<sub>2</sub>. Essa rappresenta un modo mineralogico di stoccaggio della CO<sub>2</sub> che dura per secoli (la calcite si dissolverà circa 1000 anni dopo la sua precipitazione). Ma essa minaccia l'iniettabilità attraverso la cementazione della matrice.



### 12.5.2. Background concernente i Meccanismi dello Scioglimento/Precipitazione dei carbonati

La CO<sub>2</sub> si dissolve in acqua formando acido carbonico, H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, che poi si dissocia per dare un acido che reagisce con la calcite presente come carbonato. Le reazioni chimiche sono le seguenti:



Questo insieme di reazioni indica chiaramente che l'acido è formato dal contatto della CO<sub>2</sub> con l'acqua. Finché il gas CO<sub>2</sub> viene iniettato ed è in contatto con la fase acquosa, si formerà acido.

In questa situazione, la concentrazione dell'acido è "illimitata": anche se l'acido è spento da una reazione, non si verificherà mai il suo completo esaurimento e nel sistema ci sarà una quasi illimitata fonte di acidità.

A questo punto, è importante notare che il potenziale di dissoluzione del sistema con due fasi, cioè una fase acquosa ed una fase CO<sub>2</sub>, scorrendo contemporaneamente è molto diversa dalla situazione in cui una fase acquosa, satura di CO<sub>2</sub>, è la sola fase mobile. Nel primo caso, come visto in precedenza, il potenziale di dissoluzione è illimitato, mentre nel secondo caso, l'acidità viene rimossa progressivamente col procedere della dissoluzione.

Gli studi che si occupano di iniezione di acqua satura di CO<sub>2</sub> stanno studiando solo una faccia del problema.

Sono stati condotti esperimenti acidificanti utilizzando sia calcari che dolomie e fluidi acidi con un ampio intervallo di concentrazioni. La dissoluzione acida dei carbonati è controllata dalla cinetica di trasferimento di massa dell'acido ed è altamente dipendente dalla portata. Questo accoppiamento trasporto e reazione è una caratteristica della dissoluzione del carbonato. È un processo di dissoluzione instabile che porta a diversi regimi di dissoluzione.

I livelli di dissoluzione sono controllati dalle portate di iniezione del flusso acido. Tre regimi di dissoluzione sono stati identificati. A bassissima portata, l'acido si spegne a livello locale e il livello di dissoluzione è massivo. Quando la portata aumenta, l'acido non si spegne completamente a livello locale e rimanendo acidità viene trasportato più lontano. Il regime di dissoluzione è chiamato il regime wormholing. Ad altissima portata, l'alta filtrazione dell'acido dalle pareti del wormhole rende il livello di dissoluzione molto ramificato. Il modello di dissoluzione si chiama "wormhole ramificato" o scioglimento uniforme.

Fenomeni reattivi di trasporto durante l'iniezione di CO<sub>2</sub> sono stati studiati sia su arenarie che su carbonati. I risultati sperimentali hanno mostrato che si possono ottenere sia il miglioramento che la compromissione della permeabilità.

Questi risultati dimostrano che il problema della iniettività durante l'iniezione CO<sub>2</sub> è connessa e molto dipendente alla struttura della roccia, alla composizione del brine e anche alle condizioni termodinamiche. Pertanto, è di primaria importanza lavorare in condizioni rappresentative (fluidi, roccia e pressione/temperatura), al fine di ricavare rilevanti raccomandazioni per applicazioni di campo.

Dati sperimentali sono stati ottenuti sia attraverso l'iniezione di brine al carbonato e sia con la co-iniezione di CO<sub>2</sub> e brine. Modelli di dissoluzione sono stati osservati nella maggior parte di questi esperimenti e anche sul campo.

Sorprendentemente, poca attenzione ad oggi è stata dedicata all'influenza del regime idrodinamico su questi meccanismi, nonostante questo sia un parametro chiave nell'area vicino al pozzo dove la velocità del fluido varia molto in una breve distanza.

Questo accoppiamento tra trasporto e reazione è incline a generare specifiche relazioni tra porosità e permeabilità in accordo con il regime di flusso. Questi rapporti sono molto importanti da introdurre in un modello numerico per riprodurre correttamente il campo di pressione intorno al pozzo e le variazioni di stress che possono essere dannose per l'integrità del foro del pozzo.

### 12.5.3. Lavori sui Meccanismi della Dissoluzione/Precipitazione nei Carbonati durante l'Iniezione di CO<sub>2</sub>

Nell'ambito di un'indagine di laboratorio sul sequestro della CO<sub>2</sub> in un reservoir carbonatico, le conseguenze qualitative dei meccanismi di scioglimento/precipitazione nei carbonati durante l'iniezione di CO<sub>2</sub> del grado delle variazioni di permeabilità, sono state studiate.

Le varie situazioni in condizioni rappresentative del reservoir, con l'obiettivo di ottenere conoscenze, dati per futuri modelli fisici e numerici e simulazioni numeriche di iniezione di CO<sub>2</sub> nel

reservoir sono state sperimentalmente indagate. Gli esperimenti sono consistiti nella co-iniezione di CO<sub>2</sub> supercritica e brine in carote di carbonato (calcare).

#### **12.5.3.1. Importanza del Flusso Multifase**

Alcune osservazioni sperimentali, come l'anormale reazione della caduta di pressione ottenuta con un'alta velocità di iniezione suggeriscono fortemente che si possono verificare spostamenti di particelle solide. Questo fenomeno può portare ad un grave danneggiamento della permeabilità ed è certamente attivato sia dall'indebolimento della struttura dei pori conseguente al processo di dissoluzione e sia dal flusso simultaneo di CO<sub>2</sub> e del brine, che contribuisce a generare una superiore caduta di pressione per una data portata.

Per il flusso simultaneo di CO<sub>2</sub> e brine è anche importante considerare perché esso limita l'accesso del reattivo brine ad una parte limitata dello spazio dei pori a causa della non bagnabilità della fase CO<sub>2</sub>. Quindi esso impatta molto il modo in cui la struttura dei pori viene modificata per scioglimento o precipitazione e l'evoluzione dell'associata permeabilità.

#### **12.5.3.2. Implicazioni per l'Iniettività del Pozzo**

I risultati di questo studio sperimentale dimostrano che la questione dell'iniettività è molto complesso, perché è il risultato di una combinazione tra molti parametri (la struttura della roccia, le composizioni dei fluidi, le condizioni termodinamiche, il regime di flusso).

L'analisi dei dati sperimentali hanno confermato che sia la dissoluzione o scioglimento possono avvenire nella carota durante un dato esperimento, portando ad effetti opposti sull'evoluzione della permeabilità. È interessante sottolineare che alti flussi tendono a limitare la riduzione della permeabilità dovuta alla precipitazione, perché la permanenza dei fluidi in una certa zona del reservoir è più breve in questo caso. Ciò rende il sistema lontano dall'equilibrio geochimico, conducendo a minori quantità di solfato di calcio precipitato.

Da un punto di vista pratico, esso suggerisce che gravi danneggiamenti della permeabilità nella prossimità del foro del pozzo possono essere evitati nonostante a delle condizioni geochimiche sfavorevoli se la velocità di iniezione è abbastanza alta da spostare la zona di equilibrio delle precipitazioni lontano dal pozzo.

Questi risultati dimostrano anche che l'evoluzione della struttura dei pori è molto dipendente dal regime di flusso. Pertanto, una specifica relazione tra porosità e permeabilità deve essere introdotta nel modello numerico in funzione del regime di flusso per ottenere risultati rilevanti.

Ciò è particolarmente importante per riprodurre correttamente il campo di pressione attorno al pozzo, dove la portata varia molto e può indurre variazioni di stress gravi che possono essere dannosi per l'integrità pozzo.

#### **12.5.4. Problemi d'Iniettività segnalati nelle Operazioni di Campo durante l'Iniezione di CO<sub>2</sub>/Acido**

È stata studiata l'iniettività ed i danni prodotti nelle vicinanze del foro del pozzo: tali studi sono stati pubblicati in letteratura. Una particolare attenzione è stata rivolta ai problemi segnalati nell'iniezione di CO<sub>2</sub> nel corso di un processo di WAG (Water Alternate Gas).

Le osservazioni sono disponibili da casi di campo, studi di laboratorio o modellazione numerica. L'analisi dei dati ha mostrato che le modifiche delle iniettività osservate sono scarsamente spiegate. Nella maggior parte dei casi, una perdita di iniettabilità è stata segnalata dovuta a:

- flusso multifase (effetti sulla permeabilità relativa);
- interazioni CO<sub>2</sub>/petrolio;
- interazioni CO<sub>2</sub>/minerali.

In pochissimi casi è stato osservato un aumento di iniettività. Tuttavia, nel migliore dei casi, l'aumento di iniettività è solamente 3 volte l'iniettività dell'allagamento con acqua.

Da questo studio sondaggio, si possono trarre alcune conclusioni, soprattutto applicabili all'iniezione in un giacimento petrolifero:

- Per quanto riguarda i meccanismi multifase, è dimostrato che la permeabilità relativa della CO<sub>2</sub>, in presenza di olio residuo, deve essere o inferiore o superiore della permeabilità relativa dell'acqua in presenza di olio residuo. Di conseguenza, nessuna regola specifica può essere stabilita ed ogni singolo caso deve essere studiato.

- Un sacco di problemi di perdite di iniettività sono attribuibili all'interazione tra CO<sub>2</sub> e petrolio. I seguenti fenomeni possono essere trovati: problemi di miscibilità, gonfiore, effetti di viscosità, precipitazione di depositi organici - prevalentemente asfalteni.

Molti problemi di iniettabilità sono stati riportati ed alcuni meccanismi sono stati studiati, principalmente in laboratorio per comprendere tali complessi fenomeni.

Tutti i meccanismi sono molto dipendenti dalle situazioni che si trovano durante l'iniezione e quindi non sono state trovate delle regole generali. Questo territorio ha chiaramente bisogno di essere maggiormente investigato dal punto di vista teorico e sperimentale, per prevedere la vera iniettività di un pozzo.

Nel caso di stoccaggio di CO<sub>2</sub>, un'enorme quantità di CO<sub>2</sub> dovrà essere iniettato (fino a diversi milioni ton/anno per un impianto tipico). È quindi fondamentale controllare e gestire questo problema di iniettività.

## 12.6. CONCLUSIONI GENERALI

Alla fine, questa revisione sulle tecnologie di iniezione ha identificato diversi problemi che devono essere affrontati e specificamente per:

**Un Pozzo Esplorativo può successivamente essere trasformato in un pozzo di Iniezione CO<sub>2</sub>, se progettato sin dall'inizio per tale evenienza. In questo caso il suo costo sarà più alto.**

**Garantire la "Integrità Pozzo (Well Integrity)" a lungo termine di un stoccaggio geologico CO<sub>2</sub>:** il pozzo è un cortocircuito tra lo stoccaggio CO<sub>2</sub> e la superficie e/o falde intermedie. Il Progetto del Pozzo e le procedure del suo abbandono devono essere accuratamente progettati per ridurre al minimo il rischio di perdite di CO<sub>2</sub> attraverso il pozzo.

**Assicurare una iniettività sufficiente nei pozzi di iniezione e nell'area circostante il foro del pozzo per mantenere la portata programmata di CO<sub>2</sub>:** per un tipico impianto a carbone, ci sarà bisogno di iniettare nel reservoir di stoccaggio fino a diversi milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> durante 30-40 anni. Le Operazioni nei campi di Sleipner e Weyburn sono in questo ordine di grandezza. Per le operazioni EOR (Enhanced Oil Recovery) con iniezione di CO<sub>2</sub> come Weyburn, il numero e la posizione dei pozzi di iniezione è parte della ottimizzazione del recupero dell'olio. In caso di stoccaggio CO<sub>2</sub> (come a Sleipner) in una profonda falda acquifera salina, un obiettivo economico importante sarà quello di ridurre al minimo il numero dei pozzi di iniezione. Grazie alle grandi dimensioni della falda acquifera di Ustira nell'operazione Sleipner e all'elevata permeabilità delle sabbie, la CO<sub>2</sub> può essere iniettata con un'alta portata in un singolo pozzo senza problemi di iniettività o di aumento di pressione significativi. Nei casi meno favorevoli, l'iniettività può diventare un problema tecnico ed economico fondamentale.

Fino a quando la CO<sub>2</sub> iniettata è secca, vi è un rischio limitato di degradazione dei materiali durante la fase di iniezione (tuttavia il cemento contiene acqua). Ma una volta nel reservoir, la CO<sub>2</sub> può diventare idratata e quindi l'acqua acida risultante potrebbe produrre un grave deterioramento dei materiali. Tali materiali, una volta deteriorati / danneggiati, non sono di facile manutenzione e potrebbe diventare complicato anche una loro riparazione anche perché non si conoscono bene le complesse condizioni locali (temperatura, pressione, composizione, la natura delle fasi, ecc.).

Ulteriori esperimenti in simulate rappresentative condizioni ambientali e la loro modellazione sono ancora oggi in corso per caratterizzare sempre più precisamente il deterioramento dei materiali causato dallo stoccaggio della CO<sub>2</sub> a lungo termine.

Le condizioni del Reservoir (liquidi e sali minerali, temperatura, pressione) devono essere prese in considerazione. Le interazioni tra prodotti degradati e materiali del pozzo non devono essere trascurate.

## ALLEGATI

### ALLEGATO 1

1. Le garanzie economiche per coprire i costi di un eventuale incidente, previste dagli art. 6 comma 11, art. 11 comma 4, lettera e), art. 19 comma 2, art. 21 comma 2 e dall'art. 35 comma 1, lettera a), sono definite con riferimento al più grave incidente nei diversi scenari ipotizzati in relazione all'esecuzione ed esercizio delle attività per le quali è richiesta l'autorizzazione.
2. Ai fini della determinazione delle garanzie di cui al comma 1, il titolare effettua uno studio ed analisi dei rischi che tiene conto di tutti i rischi che le attività oggetto dell'istanza possono ragionevolmente causare alle persone, all'ambiente e alle cose e deve evidenziare gli interventi previsti per la mitigazione di tali rischi.
3. L'operatore, individuato il più grave incidente dallo studio ed analisi dei rischi di cui al comma 2, effettua l'analisi dei costi derivanti dal più grave incidente nei diversi scenari ipotizzati, nel contesto in cui si esegue l'attività, considerando la risposta operativa e tutti i possibili danni alle persone, all'ambiente e alle cose.
4. L'operatore deposita lo studio ed analisi dei rischi e la relativa analisi dei costi alla sezione UNMIG competente per territorio e fornisce evidenza dell'esistenza di idonee garanzie economiche per dimostrare la propria responsabilità finanziaria per un ammontare almeno pari a quello necessario per coprire tali costi.
5. Per le autorizzazioni relative ad attività di perforazione, l'ammontare delle garanzie economiche di cui al comma 1 sono comunque non inferiori ai valori della tabella seguente:

	<b>Totale Garanzie onshore (€)</b>	<b>Totale garanzie offshore "shallow" (jack-up) (€)</b>	<b>Totale garanzie offshore "deep" (floater) (€)</b>
Gas e condensati in Argille	50.000		
Scagliose Gas e condensati	50.000.000	150.000.000	200.000.000
Olio con capacità fino a 1.000 barili/giorno	100.000.000	250.000.000	250.000.000
Olio con capacità fino a 5.000 barili/giorno	200.000.000	300.000.000	300.000.000
Olio con capacità maggiore di 5.000 barili/giorno e/o condizioni alta pressione/alta temperatura	300.000.000	500.000.000	500.000.000

6. La sezione UNMIG, ai fini dell'autorizzazione delle attività e ai sensi delle vigenti norme di sicurezza, prende atto della documentazione di cui al comma 2 e 3 e verifica che le garanzie presentate corrispondano agli importi di cui ai commi 4 e 5.
7. L'evidenza dell'esistenza delle garanzie economiche di cui ai commi 4 e 5 non limitano in alcun caso la responsabilità e le obbligazioni dell'operatore che rimane responsabile di tutti gli eventuali danni che un eventuale incidente può causare alla salute delle persone, all'ambiente e alle cose presenti nell'area in cui vengono effettuate le operazioni.
8. L'esistenza delle garanzie economiche di cui al presente Allegato deve essere dimostrata mediante uno dei seguenti metodi:

- a. mediante polizza assicurativa o polizza assicurativa fideiussoria, rilasciata da un'impresa di assicurazioni autorizzata all'esercizio ed operante nel territorio della Repubblica, in regime di libertà di stabilimento o di libertà di prestazione di servizi (legge 10 giugno 1982, n. 348), o riconosciuta ed operante nei paesi aderenti alla Comunità Europea;
  - b. mediante forme di garanzia ritenute dal Ministero, sentita la CIRM, conformi al dettato dell'Art.38, comma 6-ter.
9. Se l'operatore effettua più attività contemporaneamente su diverse aree o titoli deve dimostrare l'esistenza delle garanzie economiche di cui al presente Allegato per un solo caso di incidente, purché venga considerato il caso più rischioso e lo scenario peggiore fra tutte le attività che il richiedente sta conducendo.

La garanzia fornita deve coprire interamente il costo dell'intervento per la messa in sicurezza dell'impianto su cui si svolge l'attività, i costi di ripristino e bonifica e i costi relativi ai danni alle persone e alle cose nell'area in cui si svolge l'attività, con riferimento al più grave incidente realisticamente ipotizzato.

Nel caso si verificano più incidenti in capo allo stesso titolare, la garanzia fornita potrà essere utilizzata, limitatamente all'ammontare definito, per coprire anche più di un incidente.
10. Ogni titolare è obbligato a mantenere il livello di garanzia finanziaria richiesto per tutta la durata dell'attività per la quale viene chiesta l'autorizzazione. In caso di completo utilizzo, o scadenza, o erosione della garanzia, il titolare è obbligato a ripristinare il livello della garanzia stabilito, a sostituirla con un'altra garanzia di pari livello, o a rinnovarla immediatamente.
11. Nel caso in cui il richiedente sia una joint venture, ogni contitolare dovrà, pro-quota, fornire evidenza della propria responsabilità finanziaria in relazione al livello di garanzia stabilito per l'operazione per cui viene richiesta l'autorizzazione. E' fatta salva la possibilità di fornire evidenza di tutte le garanzie economiche da parte del solo rappresentante unico per l'intera joint venture; tutti i titolari sono comunque responsabili congiuntamente e solidalmente per tutti gli obblighi derivanti dal titolo.

**ALLEGATO 2**

Le fidejussioni bancarie o assicurative previste dall'art. 6 comma 6, del presente Decreto, relative ai lavori di recupero ambientale dell'area sono stabilite secondo gli importi delle tabelle seguenti:

Tab. a – Chiusura mineraria

Tipologia di pozzo	Importo (€)
Fino a m. 2.500	1.000.000
Fino a m. 4.000	2.500.000
Oltre m. 4.000	3.000.000
Argille scagliose dell'appennino	

Tab. b – Decommissioning

Tipologia impianto e area	Importo
Area pozzo	20 (€/m <sup>2</sup> )
Centrale di trattamento	70-100 (€/m <sup>2</sup> )
Piattaforma	44.000 (€/ton)

Tab. c - Ripristino ambientale

Tipologia impianto e area	Importo (€/m <sup>2</sup> )
Area pozzo – Centrale di trattamento olio	500
Area pozzo – Centrale di trattamento gas	100

Tab. d – Bonifica e rimozione flowlines

Tipologia impianto e area	Importo (€/m)
Flowlines	75

L'importo complessivo della fideiussione sarà determinato come somma degli importi ricavati dalle tabelle di cui sopra (per impianti offshore non si applicano gli importi delle tabelle c – d):

$$\text{fidejussione} = \text{Tab.a} + \text{Tab.b} + \text{Tab.c} + \text{Tab.d}$$

L'importo della garanzia finanziaria può essere rideterminato dalla Sezione UNMIG in caso di variazione del programma lavori e può essere ridotto ai sensi del comma 11 dell'art. 6.

Le garanzie sono prestate dalle banche e dalle imprese di assicurazioni di cui alla legge 10 giugno 1982 n. 348 iscritte negli elenchi degli organi di controllo (Banca d'Italia, Consob e Isvap).

Nel caso in cui il richiedente sia una joint venture, ogni contitolare fornisce, pro-quota, evidenza delle fidejussioni bancarie ed assicurative. E' fatta salva la possibilità di fornire evidenza delle fidejussioni bancarie ed assicurative da parte del solo rappresentante unico per l'intera joint venture; tutti i titolari sono comunque responsabili congiuntamente e solidalmente per tutti gli obblighi derivanti dal titolo.

**ALLEGATO 3**

Le fideiussioni bancarie o assicurative previste dall'art. 6 comma 6 del presente decreto, relative ai lavori di recupero ambientale dell'area, sono rilasciate al Ministero secondo lo schema seguente:

**SCHEMA TIPO DI ATTO DI FIDEIUSSIONE BANCARIA o POLIZZA ASSICURATIVA**

Al Ministero dello Sviluppo Economico  
[ufficio competente]  
Via Molise, 2  
00187 Roma

La [Denominazione della Banca od Impresa di assicurazione] \_\_\_\_\_, con codice fiscale e numero di iscrizione nel Registro Imprese di \_\_\_\_\_; \_\_\_\_\_, con capitale interamente versato di euro \_\_\_\_\_, con numero di iscrizione all'Albo delle Banche \_\_\_\_\_ ovvero all'Albo delle Imprese di assicurazione o riassicurazione \_\_\_\_\_, con domicilio eletto ai fini del presente atto in (via e numero civico) \_\_\_\_\_ (città e CAP) \_\_\_\_\_, rappresentata ai fini del presente atto dal(la) procuratore(rice) (nome e cognome) \_\_\_\_\_ nato(a) a \_\_\_\_\_ il \_\_\_\_\_ ( di seguito denominata "Società" o "Fideiussore")

**PREMESSO CHE**

- il presente atto è richiesto dal Decreto del Direttore Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche del Ministero dello Sviluppo Economico del \_\_\_\_\_ recante "Procedure operative di attuazione del decreto ministeriale 25 marzo 2015 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli ai sensi dell'articolo 19, comma 6 del decreto ministeriale 25 marzo 2015" (di seguito denominato "Decreto");
- il Decreto prevede che, al fine di ottenere l'autorizzazione all'inizio dei lavori di ricerca e coltivazione sia necessario prestare garanzie commisurate al valore delle opere di recupero ambientale previste per le attività da autorizzare;
- il Decreto stabilisce che: "Le fideiussioni o polizze fideiussorie bancarie o assicurative prevedono la dichiarazione di esplicito rinnovo ogni 2 anni e cessano con il completamento delle attività di recupero ambientale per le quali sono state prestate. Il Ministero provvede a rilasciare il nulla osta al loro svincolo una volta acquisito il parere favorevole della Sezione UNMIG competente.
- (Per Banca) l'art. 1 delle legge 10 giugno 1982 n. 348, recante "Costituzione di cauzioni con polizze fideiussorie a garanzia di obbligazioni verso lo Stato ed altri Enti pubblici", prevede che: "In tutti i casi in cui è prevista la costituzione di una cauzione a favore dello Stato o altro Ente pubblico, questa può essere costituita in uno dei seguenti modi: ... b) da fideiussione bancaria rilasciata da aziende di credito di cui" al decreto al decreto legislativo 1 settembre 1993 n. 385 recante "Testo unico delle leggi in materia bancaria e creditizia".
- (Per Impresa di assicurazione) l'art. 1 della legge 10 giugno 1982 n. 348 recante " Costituzione di cauzioni con polizze fideiussorie a garanzia di obbligazioni verso lo Stato ed altri enti pubblici" prevede che: " In tutti i casi in cui è prevista la costituzione di una cauzione a favore dello Stato o altro ente pubblico, questa può essere costituita in uno dei seguenti modi: ... c) da polizza assicurativa rilasciata da imprese di assicurazione debitamente autorizzate all'esercizio del ramo cauzioni ed operante nel territorio della Repubblica in regime di libertà di stabilimento o di libertà di prestazione di servizi", regolate dal Decreto legislativo 7 settembre 2005, n. 209 recante " Codice delle assicurazioni private";
- la società [denominazione] \_\_\_\_\_ che ha sede in \_\_\_\_\_ e numero di codice fiscale e d'iscrizione nel Registro Imprese di \_\_\_\_\_: \_\_\_\_\_ e capitale di euro \_\_\_\_\_ interamente versato ( di seguito denominata " Titolare") è la titolare del titolo concessorio unico o del permesso di ricerca o



della concessione denominato “ \_\_\_\_\_ ”, accordato con decreto datato \_\_\_\_\_ e pubblicato nel BUIG n. (di seguito denominato “ Titolo minerario”);

- tutto ciò premesso il Fideiussore dichiara:

#### Articolo 1- Premesse

Le premesse fanno parte integrante del presente atto.

#### Articolo 2 - Oggetto della garanzia

Il Fideiussore garantisce irrevocabilmente ed incondizionatamente al Ministero il pagamento di euro (numeri) \_\_\_\_\_ (lettere) \_\_\_\_\_ per il costo che la Titolare dovrà sostenere per le opere di recupero ambientale previste per l'attività di \_\_\_\_\_.

La garanzia è anche estesa alle spese per la denuncia al Fideiussore della causa eventualmente promossa contro la Titolare ed alle spese successive, ai sensi dell'art. 1942 cod. civ.

Il relativo versamento dovrà essere effettuato dal Fideiussore in conto entrata sul capitolo del Ministero che sarà comunicato in caso di escussione, secondo le modalità previste, con la seguente causale: “a garanzia delle spese relative ai costi di recupero ambientale per l'opera “ \_\_\_\_\_ ” nell'ambito del Titolo minerario denominato “ \_\_\_\_\_ ””.

#### Articolo 3 - Durata della garanzia

La fideiussione avrà la durata di 2 (due) anni a decorrere dalla data del presente atto.

Alla scadenza, la fideiussione sarà automaticamente rinnovata ogni 2 (due) anni e cesserà con il completamento dell'attività e solo dopo il perfezionamento dello svincolo di cui al successivo articolo 4.

#### Articolo 4 - Svincolo e riduzione della garanzia

Lo svincolo della garanzia avverrà con la presentazione al Fideiussore da parte della Titolare del nulla osta rilasciato dal Ministero, a seguito del parere favorevole della Sezione UNMIG competente.

L'importo garantito potrà essere ridotto all'atto del rinnovo, proporzionalmente allo stato di avanzamento dei lavori di recupero ambientale, con le modalità di cui al comma 11 dell'art. 6 del Decreto.

#### Articolo 5 - Escussione della garanzia

La Fideiussione sarà operativa entro 15 (quindici) giorni dal ricevimento della semplice richiesta scritta del Ministero. La richiesta del Ministero sarà inviata per conoscenza al Titolare. Il Fideiussore peraltro non potrà opporre alcuna eccezione anche nell'eventualità di opposizione o ricorsi proposti dal Titolare o da altri soggetti comunque interessati ed anche in caso che il Titolare sia sottoposta a procedure concorsuali o per una causa di scioglimento.

Il Fideiussore rinuncia al beneficio della preventiva escussione della Titolare, ai sensi dell'art. 1994 cod. civ.. Il Fideiussore rinuncia anche all'eccezione di cui all'art. 1957, comma 2 cod. civ. .

#### Articolo 6 - Inefficacia di clausole limitative della garanzia

Sono da considerare inefficaci eventuali limitazioni dell'irrevocabilità, incondizionabilità ed escutibilità a prima richiesta della presente fideiussione.

In ogni caso, è fatto salvo il diritto del Ministero di chiedere ed ottenere gli eventuali adeguamenti del testo della presente garanzia alle sopravvenute normative.

#### Articolo 7 – Surrogazione

Il Fideiussore, nei limiti delle somme pagate, è surrogato al Ministero in tutti i diritti, ragioni ed azioni verso la Titolare, i suoi successori ed aventi causa a qualsiasi titolo.

#### Articolo 8 - Forma delle comunicazioni

Tutte le comunicazioni al Fideiussore dipendenti dal presente atto, per essere valide, dovranno essere inviate esclusivamente con lettera raccomandata con avviso di ricevimento o tramite posta elettronica certificata, indirizzata al domicilio eletto dal Fideiussore ai fini del presente atto.

#### Articolo 9 - Commissione (o Premio)

Il mancato pagamento della commissione (o premio) da parte della Titolare non potrà essere opposto al Ministero, né potrà limitare l'efficacia o la durata della presente garanzia.

Le somme pagate a titolo di commissione (o di premio) rimangono comunque acquisite dal Fideiussore indipendentemente dal fatto che la garanzia cessi prima della data prevista dall'art. 3.

#### Articolo 10 - Foro competente

In caso di controversia fra il Fideiussore ed il Ministero, il foro competente sarà quello determinato ai sensi dell'art. 25 cod. civ., rubricato " Foro della pubblica amministrazione".

#### Articolo 11 - Clausole aggiunte

Non è consentito apporre al presente atto le clausole aggiunte di cui all'art.1342 CC.

#### Articolo 12 - Rinvio delle norme di legge

Per tutto quanto non diversamente regolato, valgono le norme di legge.

(Data) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(Denominazione della Banca od Impresa di Assicurazione)  
(Qualifica del sottoscrittore)  
(Nome e cognome del sottoscrittore)

Ai sensi dell'art.1341 CC sono specificamente approvati gli articoli 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 e 11.  
(Data) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(Denominazione della Banca od Impresa di Assicurazione)  
(Qualifica del sottoscrittore)  
(Nome e cognome del sottoscrittore)

**ALLEGATO 4**

Le fideiussioni bancarie o assicurative previste dall'art. 6 comma 6 del presente Decreto relative ai lavori di recupero ambientale dell'area sono accompagnate da dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà redatto secondo lo schema seguente:

**SCHEMA TIPO DI ATTO DI DICHIARAZIONE SOSTITUTIVA DELL'ATTO DI NOTORIETA'**

La presente "dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà" (di seguito denominata "Dichiarazione") si considera "come fatta a pubblico ufficiale", ai sensi del primo e secondo comma dell'art. 47 e del terzo comma dell'art. 76 del Decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445, recante "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di documentazione amministrativa. (Testo A)" (di seguito denominato "DPR 445/2000") e, come tale viene resa nella consapevolezza che, ai sensi del primo comma dell'art 76 del DPR 445/2000, "chiunque rilascia dichiarazioni mendaci, firma atti falsi o ne fa uso [...] è punito ai sensi del codice penale".

Alla presente Dichiarazione è allegata una "copia fotostatica non autenticata di un documento d'identità del sottoscrittore", secondo quanto previsto dal terzo comma dell'art. 38 del DPR 445/2000.

La presente Dichiarazione è richiesta a corredo dell'atto di fideiussione bancaria o polizza assicurativa di cui al Decreto del Direttore Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche del Ministero dello Sviluppo Economico del \_\_\_\_\_ recante: "Procedure operative di attuazione del decreto ministeriale 25 marzo 2015 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli ai sensi dell'articolo 19, comma 6 del decreto ministeriale 25 marzo 2015 " (di seguito denominato "Decreto");

Il comma 5 dell'art. 4 del Decreto prevede che la fideiussione o la polizza è corredata di dichiarazione sostitutiva rilasciata dai soggetti firmatari il titolo di garanzia ai sensi degli articoli 38 e 76 del D.P.R. 28 dicembre 2000, n. 445 circa l'identità, la qualifica ed i poteri degli stessi. Per soggetti firmatari si intendono gli agenti, broker, funzionari e comunque i soggetti muniti di poteri di rappresentanza dell'istituto di credito o compagnia assicurativa che emette il titolo di garanzia. Tale dichiarazione dovrà essere accompagnata da copia firmata e datata di idoneo documento d'identità di suddetti soggetti".

Il (La) sottoscritto (a) (nome e cognome) \_\_\_\_\_  
 cittadino (a) \_\_\_\_\_ nato (a) a \_\_\_\_\_ il \_\_\_\_\_ e  
 domiciliato (a) ai fini del presente atto in (Via e numero civico) \_\_\_\_\_ (città  
 e CAP) \_\_\_\_\_ e con codice fiscale n. \_\_\_\_\_

**DICHIARA**

- 1) di essere (indicare qualifica: es. legale rappresentante, procuratore, agente ) \_\_\_\_\_ della (Denominazione della Banca od Impresa di assicurazione) \_\_\_\_\_, con codice fiscale e numero di iscrizione nel registro imprese di \_\_\_\_\_, con capitale interamente versato di euro \_\_\_\_\_, con numero di iscrizione all'Albo delle banche presso la Banca d'Italia \_\_\_\_\_ ovvero nell'Albo delle imprese di assicurazione o riassicurazione autorizzate all'esercizio del ramo cauzioni presso l'ISVAP \_\_\_\_\_;
- 2) che i poteri per sottoscrivere l'atto di fideiussione bancaria o polizza assicurativa, al cui corredo la presente Dichiarazione viene rilasciata, derivano da (specificare l'atto: deliberazione dell'assemblea o del Consiglio di amministrazione, procura, etc.) \_\_\_\_\_, in data \_\_\_\_\_

Data: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
 (nome e cognome del sottoscrittore)