



Campo di San Benedetto

Approfondimenti sulle deformazioni del suolo e sulle variazioni tensionali nel volume sismotettonico circostante, potenzialmente indotte dalle future operazioni di stoccaggio nella formazione Montepagano – Campo San Benedetto stoccaggio

Responsabili:

Christoforos Benetatos

Vera Rocca

Maggio 2024



Sommario

1	Introduzione	1
1.1	Caratteristiche generali del campo	2
1.2	Dataset	3
2	Aggiornamento della storia produttiva	4
2.1	Considerazioni circa le variazioni di pressione dei fluidi indotte dalla produzione primaria e dalle future attività di stoccaggio.....	6
3	Considerazioni circa lo stato delle deformazioni del suolo in relazione alla produzione primaria e alle future attività di stoccaggio.....	7
4	Considerazioni circa le perturbazioni del campo tensionale in relazione alle future attività di stoccaggio.....	12
5	Considerazioni circa gli effetti delle future operazioni di stoccaggio sul comportamento delle faglie reservoir e sulle strutture tettoniche nell'area circostante	14
6	Bibliografia.....	17



1 Introduzione

Il presente documento riporta i risultati e le considerazioni emerse dagli approfondimenti effettuati sulle deformazioni del suolo e sulle variazioni tensionali nel volume sismotettonico circostante, potenzialmente indotte dalle future operazioni di stoccaggio nella formazione Montepagano – Campo San Benedetto stoccaggio. Le analisi sono state effettuate nell’ottica delle richieste di integrazioni, pervenute alla Società Gas Plus Storage S.r.l., all’Istanza di proroga del termine di efficacia del provvedimento di compatibilità ambientale, di cui al D.M. n. 166 del 19 giugno 2014, relativo al progetto stoccaggio di gas naturale in strato “San Benedetto Stoccaggio”, in esecuzione della Sentenza n. 11075/2023 n.R.G. 12538/2022

Nel 2011 era stato effettuato dalla società DREAM S.r.l. lo “Studio geomeccanico per lo stoccaggio sotterraneo del gas naturale nella formazione Montepagano”, finalizzato a:

- analisi del fenomeno della subsidenza nella regione di interesse
- simulazioni modellistiche relativamente alle pressioni di immissione per valutare la capacità di stoccaggio, la tenuta del giacimento ed il comportamento sotto sforzo delle rocce costituenti serbatoio e il *cap-rock*, con verifica degli stati limite.

Lo studio è stato affrontato avvalendosi di un approccio di simulazione numerica 3D multi disciplinare. È stato definito e caratterizzato un modello geologico e strutturale a scala regionale. Sulla base del modello geologico di giacimento, è stato definito e caratterizzato un modello fluido dinamico, calibrato sulla base della storia produttiva e successivamente utilizzato come strumento previsionale per analizzare differenti scenari di stoccaggio. Sulla base del modello geologico regionale e delle variazioni di pressione dei fluidi definite dal modello dinamico, è stato quindi definito e caratterizzato un modello geomeccanico utilizzato per quantificare la variazione del campo tensionale e deformativo del sistema e gli spostamenti eventualmente indotti sul piano campagna durante le future attività di stoccaggio, verificando inoltre l’eventuale raggiungimento di casi limite.

Dal 2011 fin ad oggi non siano state apportate modifiche o aggiornamenti relativi allo stato geo-strutturale e sismotettonico né nella zona di giacimento né nell’area intorno al campo di San Benedetto. Inoltre, non sono state apportate variazioni alle operazioni di stoccaggio, come simulate dallo studio del 2011. Quindi, i risultati delle simulazioni geomeccaniche effettuate sono da ritenersi ancora validi in assenza di aggiornamenti del modello geologico e di acquisizione di nuove dati.

I risultati dello studio del 2011 sono stati quindi considerati e commentati alla luce delle conoscenze attuali, disponibili nella letteratura di settore e maturate dagli autori del presente studio, dei fenomeni indagati e dello stato geo-strutturale e sismotettonico dell’area oggetto di indagine.

1.1 Caratteristiche generali del campo

Il campo di San Benedetto, parte della concessione San Benedetto del Tronto (Fig. 1.1) nelle Marche (prov. Ascoli Piceno), è stato scoperto nel 1980.

Comprende due formazioni mineralizzate a gas indipendenti: La Fm. Montepagano (livelli MP1z, MP1 e MP2), ad una profondità media di circa 2450 m e la Fm. Alternanze (livelli SB1-SB21) ad una profondità media di circa 3000 m. Entrambe le formazioni sono di origine torbidityca ma differiscono per facies e caratteristiche petrofisiche. Montepagano ha una sedimentazione irregolare e discontinua, mentre Alternanze ha una struttura più continua con alternanze di sabbia e argilla. L'intera serie è stata influenzata dalla tettonica compressiva dell'Appennino.

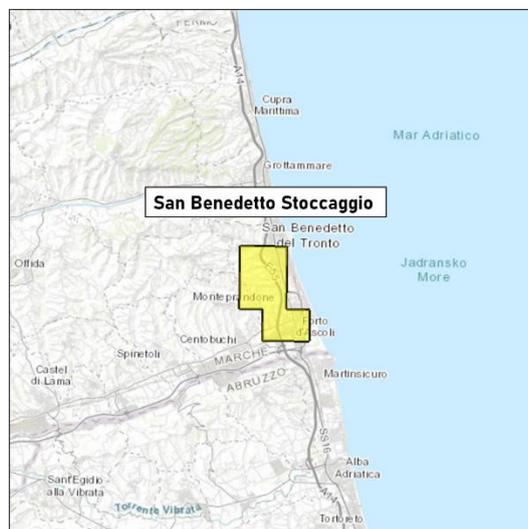


Fig 1.1 Ubicazione del campo e limite concessione San Benedetto stoccaggio

Il modello strutturale è stato definito dall'analisi delle sezioni sismiche disponibili. All'interno dell'area *reservoir* e in riferimento alle profondità che interessano la formazione Montepagano, sono stati identificati tre lineamenti tettonici principali (Fig. 1.2). I livelli della Fm. Montepagano risultano ubicati all'interno di un blocco, aperto a sud, delimitato da due *thrust*, immergenti a ovest e con andamento nord-sud (*thrust* orientale) e nord est-sud ovest (*thrust* occidentale). Il *thrust* orientale delimita la mineralizzazione dei livelli MP1z e MP1 (formazione Montepagano) ad est, mentre il *thrust* occidentale delimita l'acquifero.

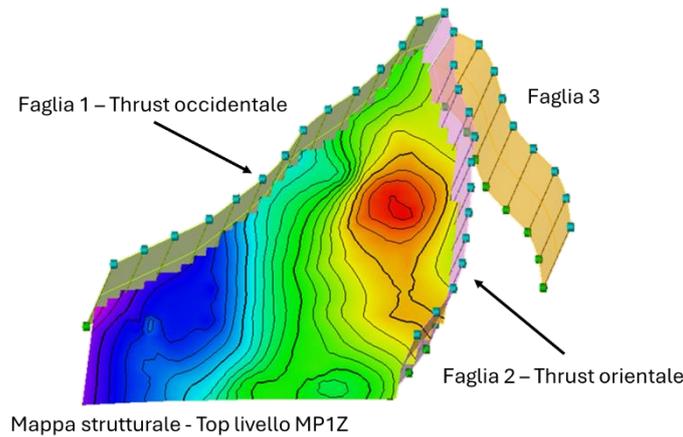


Fig 1.2 - Faglie che interessano la Fm. Montepagano – San Benedetto stoccaggio

1.2 Dataset

I dati disponibili per il campo di San Benedetto sono riportati in seguito. Rispetto allo studio DREAM S.r.l. (“Studio geomeccanico per lo stoccaggio sotterraneo del gas naturale nella formazione Montepagano”, 2011) non sono stati acquisiti nuovi dati geologici o geofisici. L’unico aggiornamento al dataset iniziale consiste nei dati di produzione dalla formazione Montepagano nel periodo 03/2010 e 07/2015 e nei due profili di pressione e di temperatura acquisiti al pozzo SB-5D (stringa corta e stringa lunga) nel 08/2019, che corrispondono ai punti 7 e 8 dell’elenco sottostante.

Dataset per il campo di San Benedetto:

1. Traiettorie e profili 1:1000 dei pozzi San Benedetto 1dir, San Benedetto 2dir, San Benedetto 4dir, San Benedetto 5dir, Aquilino 1, Porto d’Ascoli 1;
2. Set di log per i pozzi San Benedetto 1dir, San Benedetto 2dir, San Benedetto 4dir, San Benedetto 5dir, costituito da caliper, potenziale spontaneo, gamma ray, resistività, porosità neutronica, densità e log sonico.
3. Set di *checkshot* relativi ai pozzi San Benedetto 1 dir, San Benedetto 2dir, San Benedetto 4dir, San Benedetto 5dir
4. Top del livello MP1, in profondità
5. Geometrie di faglia
6. Set di linee sismiche migrate
7. Volumi mensili di gas prodotto dal livello MP1 tramite stringa corta del pozzo SB-5D tra marzo 2010 e luglio 2015;
8. Profili di pressione statica e di temperatura acquisiti nel pozzo SB-5D, stringa corta e stringa lunga, ad agosto 2019.



2 Aggiornamento della storia produttiva

I nuovi dati di pressione e produzione disponibili sono:

- 1) volumi mensili di gas prodotto dal livello MP1 tramite stringa corta del pozzo SB-5D tra marzo 2010 e luglio 2015;
- 2) 2 profili di pressione statica e di temperatura acquisiti nel pozzo SB-5D, stringa corta e stringa lunga, ad agosto 2019.

Non sono disponibili eventuali nuovi volumi prodotti di acqua.

Lo studio condotto da DREAM S.r.l. (2011) riporta la storia produttiva del campo di San Benedetto dall'inizio della produzione avvenuta nel 1986 e aggiornata al mese di marzo 2010. A marzo 2010 solo la stringa corta del pozzo SB-5D era aperta e in coda di produzione dal livello MP1-formazione Montepagano. La produzione cumulativa di gas al 01/03/2010 dalla Formazione Montepagano era di $704 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{sc}$, così suddivisi: $2.2 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{sc}$ dal livello MP2, $611.3 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{sc}$ dal livello MP1, e $90.3 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{sc}$ dal livello MP1z.

La produzione di gas dalla formazione Alternanze è terminata nel 2002 con un volume totale prodotto al 01/03/2010 pari a $442.7 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{sc}$.

I dati di produzione disponibili sul sito UNMIG (Tab. 2.1) mostrano come la produzione di gas dalla formazione Montepagano – livello MP1 tramite la stringa corta del pozzo SB-5D sia proseguita fino luglio 2015. Da marzo 2010 a luglio 2015 è stato prodotto un volume cumulativo pari a $19.18 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{sc}$, corrispondente a circa il 3% del volume totale prodotto dal livello MP1 tramite la stringa corta del pozzo SB-5D.

Tab. 2.1 - Produzione di gas mensile dal pozzo SB-5D stringa corta (UNMIG)

Produzione - volumi mensili (m^3_{sc})												Totale annuo	
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre	($10^6 \text{ m}^3_{sc}/\text{anno}$)
2010			552 705	527 620	497 364	442 905	382 248	464 210	457 512	161 604	253 778	254 998	3.99
2011	306 475	269 675	260 345	268 962	294 810	214 800	254 585	281 297	266 297	217 407	275 537	232 771	3.14
2012	224 579	272 227	321 024	310 920	353 312	361 698	340 999	340 051	283 657	355 688	322 634	335 706	3.82
2013	342 008	292 525	332 584	317 508	274 547	311 186	313 808	267 675	282 849	279 385	291 197	291 806	3.60
2014	292 052	255 916	312 335	287 536	299 697	280 386	284 614	237 593	252 275	254 325	225 100	238 746	3.22
2015	245 684	215 177	215 173	208 916	283 821	229 331	5 285	0	0	0	0	0	1.40

Nel mese di agosto 2019 sono stati acquisiti due profili di pressione e temperatura nel pozzo SB-5D sulla stringa corta completata nel livello MP1 e sulla stringa lunga. Quest'ultima era stata inizialmente aperta nel livello MP2 (1986) e successivamente ricompletata nel solo livello MP1z tra il 1987 e il 2000, anno in cui è stata chiusa per pareggio di pressione al collettore.

Il profilo di pressione del 2019 non evidenzia la presenza di battente in pozzo nella stringa corta e il valore di pressione relativa statica a fondo pozzo (2671 m MD) misurato è pari a 103.27 kg/cm^3 , ovvero 102.27 bars . Nella stringa lunga la quota del battente è stimata a 480 m.

I nuovi dati disponibili di produzione e di pressione relativi al livello MP1 sono stati utilizzati per aggiornare la storia produttiva del pozzo SB-5D stringa corta riportata in Fig. 2.1: la figura mostra l'andamento della portata storica di gas e l'andamento della pressione statica a fondo pozzo. In mancanza di informazioni, le portate giornaliere sono state assunte costanti nell'arco di ogni mese.



La Fig. 2.2 mostra invece il confronto tra il volume del gas cumulativamente prodotto e l'andamento delle pressioni statiche a fondo pozzo.

L'unico dato di pressione statica disponibile ed acquisto 4 anni dopo la fine della produzione, mostra un leggero incremento imputabile ad una debole spinta dell'acquifero, confermata anche dalla produzione storica di acqua ai pozzi.

In conclusione, la storia produttiva più recente, tra il 2010 e il 2015, riguarda il solo livello MP1 ed è caratterizzata da volumi di gas prodotti molto limitati. Si può quindi realisticamente ipotizzare che essa non abbia avuto un impatto significativo sul comportamento dinamico del sistema sia in fase di produzione primaria sia in relazione alla futura conversione allo stoccaggio, come investigato dallo studio dinamico DREAM S.r.l. del 2011. Inoltre, la blanda ripressurizzazione mostrata dal valore di pressione statica e potenzialmente attribuita ad un debole supporto dell'acquifero è in linea con quanto assunto e simulato in fase di modellizzazione dinamica. L'acquisizione di eventuali ulteriori dati di pressione statica permetterà una più accurata quantificazione dell'effetto dell'acquifero.

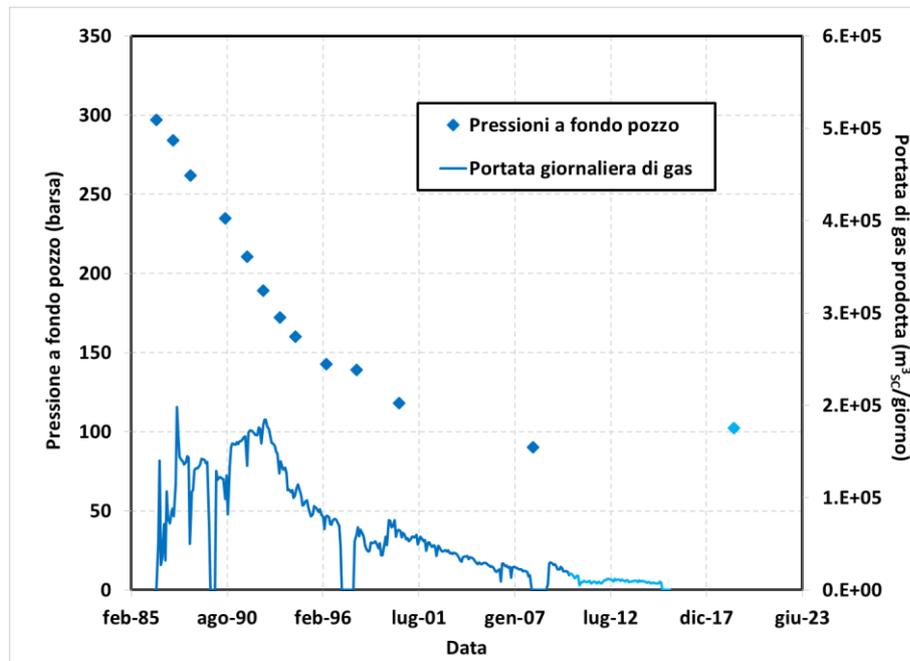


Fig. 2.1 - Pozzo SB-5D stringa corta: portate giornaliere di gas prodotto e pressioni statiche di fondo pozzo

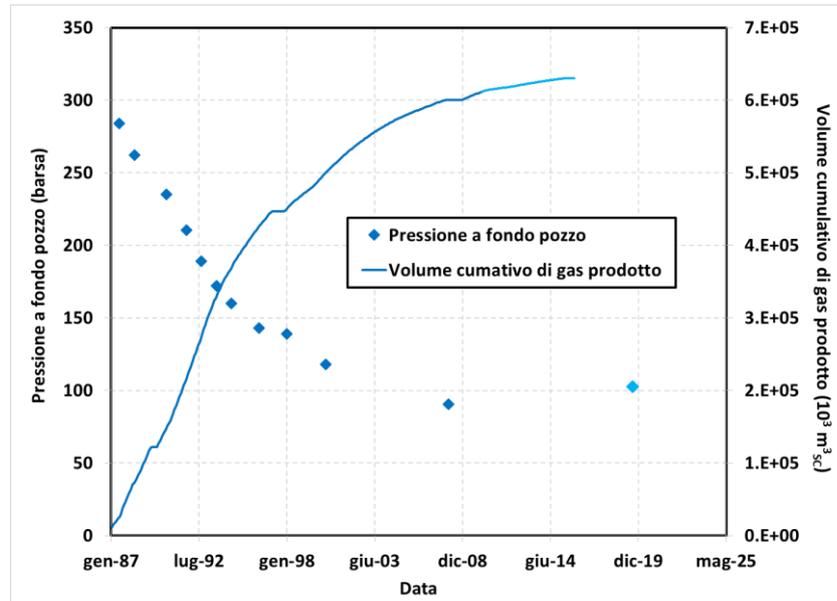


Fig. 2.2 - Pozzo SB-5D stringa corta: volumi di gas cumulativamente prodotti e pressioni statiche di fondo pozzo

2.1 Considerazioni circa le variazioni di pressione dei fluidi indotte dalla produzione primaria e dalle future attività di stoccaggio

Il volume di formazione interessato dalle variazioni di pressione dei fluidi indotte dalla produzione primaria è confinato dalla faglia ovest (ovvero *thrust* occidentale) e dalla faglia mediana (ovvero *thrust* orientale) (come da nomenclatura utilizzata nella relazione 2011), che costituiscono barriere di flusso, e dall'acquifero laterale in continuità idraulica con il margine sud-occidentale del giacimento.

In linea generale, quando il disturbo di pressione indotto dalle attività di estrazione di fluidi da un giacimento raggiunge l'acquifero attivo ad esso idraulicamente connesso, l'acqua invade progressivamente una parte del volume poroso originariamente occupato dal gas, fornendo altresì energia al sistema sotto forma di incremento di pressione. L'entità di tali fenomeni è ovviamente influenzata da numerosi fattori, tra i quali la forza dell'acquifero stesso gioca un ruolo determinante.

Nel caso di Montepagano è lecito ipotizzare che la presenza dell'acquifero attivo, seppure debole, contrasti in parte la propagazione del disturbo di pressione in direzione sud-ovest al di fuori della zona mineralizzata non delimitata dalle due barriere di flusso. Il volume di formazione interessato dalla variazione di pressione risulta quindi delimitato; esso viene identificato dai risultati della simulazione fluidodinamica che, ipotizzando un acquifero laterale debole, riesce a riprodurre con una buona accuratezza sia le produzioni storiche di acqua sia l'andamento delle pressioni.

Queste considerazioni restano ovviamente valide anche in fase di stoccaggio, considerando inoltre che la variazione di pressione media di campo simulata per ogni ciclo di iniezione/produzione sarà dell'ordine di +/- 140 barsa circa, ovvero minore della diminuzione di pressione indotta dalla produzione primaria (circa 200 barsa).



3 Considerazioni circa lo stato delle deformazioni del suolo in relazione alla produzione primaria e alle future attività di stoccaggio

Diversi modelli costitutivi sono stati proposti per la previsione della compattazione dei giacimenti a seguito della produzione degli idrocarburi e della conseguente deformazione del suolo. L'approccio pseudo-elastico integrato con il criterio di Mohr-Coulomb risulta di gran lunga il più utilizzato: questo approccio, seppur semplificativo rispetto al reale comportamento di alcuni sistemi, rappresenta in molti casi una buona approssimazione dei fenomeni descritti. Esso inoltre offre innumerevoli vantaggi in termini di semplicità di applicazione, di determinazione sperimentalmente dei parametri necessari tramite analisi di laboratorio standard della meccanica delle rocce o delle terre, o, eventualmente la possibilità di ricorrere ad un nutrito ed eterogeneo dataset desumibile dalla letteratura scientifica nonché una notevole casistica disponibile per eventuali confronti.

Studi dedicati (Rocca et al., 2019) hanno applicato all'analisi in campo elastico della compattazione e della subsidenza indotte dalla produzione di idrocarburi da formazioni clastiche il concetto di curva di decadimento della rigidezza di un mezzo poroso in funzione delle deformazioni a cui tale mezzo viene sottoposto. La curva descrive il decadimento della rigidezza del mezzo poroso da valori iniziali ben approssimabili dai moduli pseudo-elastici dinamici, a valori minimi finali prossimi ai parametri pseudo-elastici statici (Fig. 3.1). I moduli dinamici definiscono la rigidezza del mezzo poroso sottoposto alla propagazione di onde elastiche sia in laboratorio sia in situ, ovvero nel caso in cui il mezzo sia sottoposto a deformazioni di entità molto ridotta (fino a circa $10^{-5} \div 10^{-6}$ m/m). I moduli statici, ovvero ottenuti da prove di laboratorio triassiali o edometriche oppure derivati da relazioni empiriche, come quella di Teatini et al. (2011), descrivono il comportamento deformativo di un sistema sottoposto a deformazioni maggiori ma comunque ridotte, fino ad un massimo di circa 10^{-3} m/m. È stato esplorato il comportamento di un'ampia casistica di giacimenti clastici sintetici ipotizzando che la curva di decadimento rappresenti il reale comportamento del sistema in fase di produzione primaria. È stato quindi calcolato l'errore commesso ipotizzando una rigidezza del sistema costante e pari rispettivamente al modulo elastico statico o a quello dinamico. Le figure Fig. 3.2 e Fig. 3.3 mostrano l'errore relativo commesso assumendo moduli elastici costanti durante tutta la vita produttiva del giacimento, in termini di massimo spostamento verticale e di massimo raggio di subsidenza, rispettivamente. L'assunzione di moduli elastici statici costanti comporta una sovrastima non realistica della massima subsidenza (errore relativo $\approx [200 \div 250]\%$); mentre l'assunzione di moduli elastici dinamici rappresenta una ragionevole approssimazione. Gli errori percentuali relativi al massimo raggio di subsidenza sono più contenuti; anche in questo caso il parametro più realistico risulta essere quello dinamico.

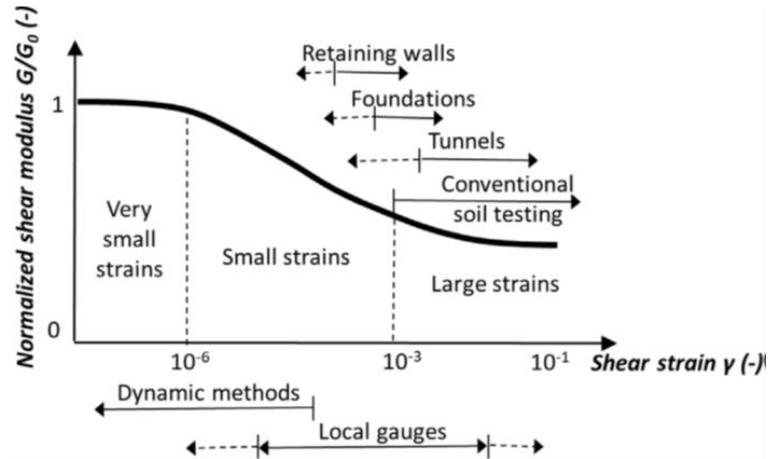


Fig. 3.1 - Curva qualitativa di decadimento del modulo di taglio in funzione delle deformazioni (Rocca et al., 2019)

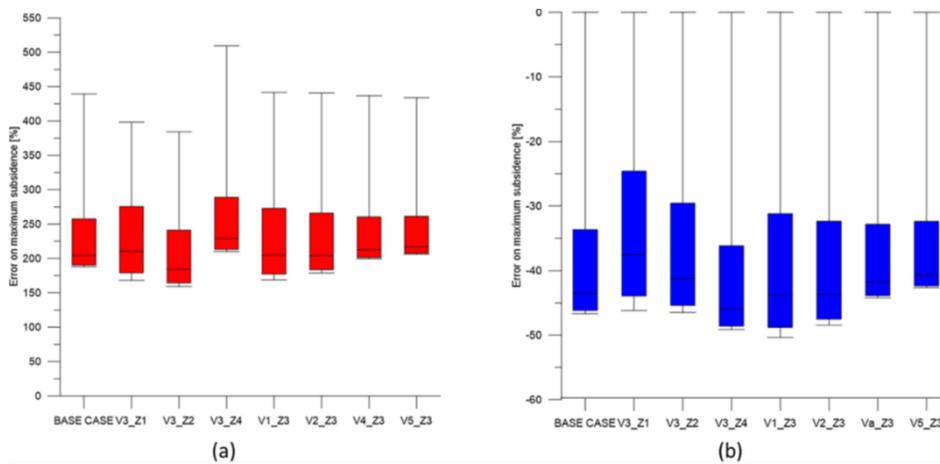


Fig. 3.2 - Errore relativo in termini di spostamento verticale massimo nell'ipotesi di moduli elastici statici (a) e dinamici (b) (Rocca et al., 2019).

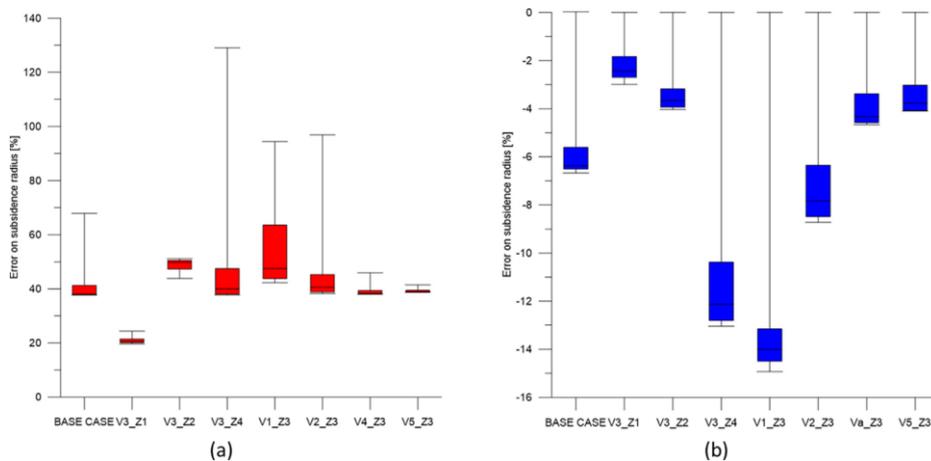


Fig. 3.3 - Errore relativo in termini di massimo raggio di subsidenza nell'ipotesi di moduli elastici statici (a) e dinamici (b) (Rocca et al., 2019).

Infine, si riporta come la risposta meccanica di rocce sedimentarie clastiche è stata investigata con successo anche adottando il modello di Cam-Clay modificato, specialmente in fase di produzione primaria, come presentato nei lavori di Cuss et al. (2003) e Capasso & Mantica (2006). È quindi possibile ipotizzare in futuro di effettuare anche sulla formazione di Montepagano questo tipo di analisi, previa una caratterizzazione sperimentale adeguata e mirata, anche se sarebbe un'analisi a posteriori del fenomeno essendo la produzione primaria terminata nel 2015.

In fase di stoccaggio, sono numerose le evidenze sperimentali che mostrano la validità dell'approccio elastico per riprodurre il comportamento deformativo delle formazioni clastiche e relativo movimento del suolo indotto dalle cicliche operazioni di iniezione e di produzione (Codegone et al., 2016; Coti et al., 2018; Benetatos et al., 2020). Per ogni caso citato, un modello 3D tenso-deformativo del sistema di stoccaggio è stato calibrato sulla base delle misure satellitari di spostamento del suolo (InSAR) disponibili per l'area di interesse. Le variazioni delle pressioni interstiziali dei fluidi durante i cicli storici di iniezione e produzione riprodotte da un modello fluido-dinamico adeguatamente calibrato sono state imposte come forzanti del problema. In tutti i casi analizzati, l'assunzione di parametri elastici molto prossimi ai valori dinamici e costanti per tutti i cicli di stoccaggio simulati, ha consentito di riprodurre con un buon grado di accuratezza sia l'entità delle deformazioni verticali indotte sia l'estensione del raggio di subsidenza/*uplift* e di ottenere, quindi, uno strumento previsionale affidabile. La Fig. 3.4 mostra, per un caso di esempio (Rocca et al., 2021), l'ubicazione spaziale dei punti di misura sovrastanti il giacimento che risentono maggiormente delle oscillazioni del suolo dovute alle operazioni di stoccaggio, e il confronto tra gli spostamenti verticali simulati e misurati per un arco temporale rappresentativo (circa 13 anni).

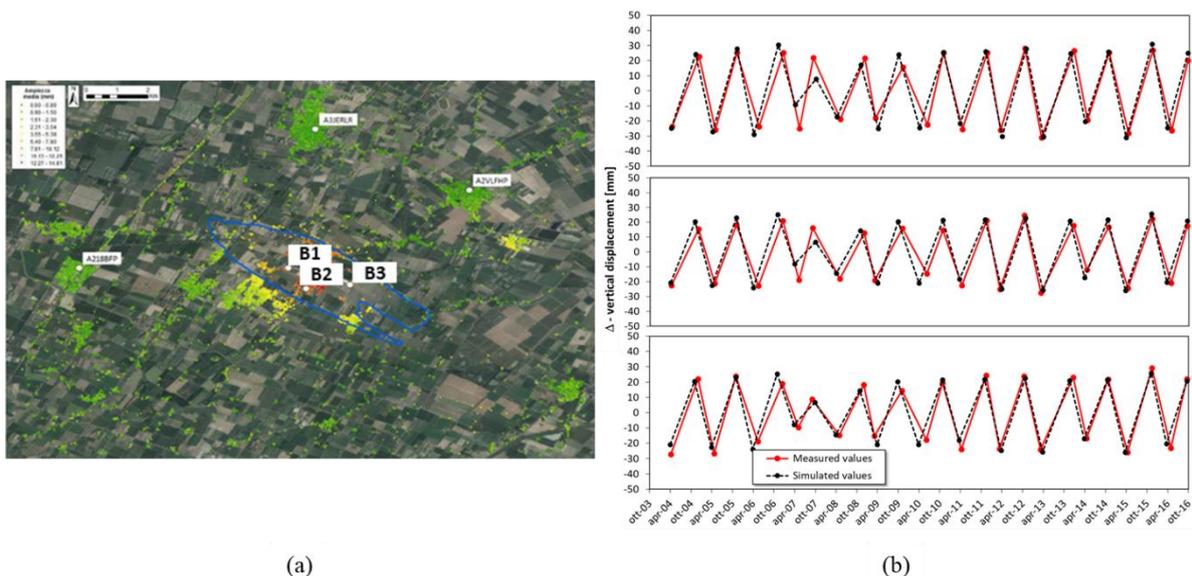


Fig. 3.4 - Ubicazione spaziale dei punti di misura rispetto alla proiezione in superficie del contatto gas-acqua originale del giacimento di stoccaggio (a); confronto tra le variazioni verticali misurate nei punti di riferimento e quelle simulate (b) (Rocca et al., 2021).

I dati sperimentali riportati e le considerazioni che ne derivano confermano i risultati del “caso dinamico” analizzato nello studio del 2011 come i più realistici in termini previsionali di deformazioni del suolo potenzialmente indotte dai futuri cicli di stoccaggio.



Con riferimento allo studio DREAM S.r.l. (2011), la Fig. 3.5 mostra come gli spostamenti verticali al top della formazione Montepagano indotti dalla produzione primaria siano concentrati nel volume poroso interessato dalla diminuzione di pressione, riducendosi progressivamente verso l'esterno del giacimento, fino ad annullarsi a poca distanza dalle barriere di flusso. Volumi analoghi risulteranno influenzati dalla compattazione, in fase di emungimento, e dalla espansione, in fase di iniezione, durante le future operazioni di stoccaggio. Queste deformazioni si propagheranno in superficie andando ad interessare l'area evidenziata nella Fig. 3.6. Gli spostamenti massimi si concentreranno in culmine struttura, dove saranno verosimilmente ubicati i pozzi di stoccaggio e quindi potenzialmente interessata dalle massime variazioni di pressione. Essi si esauriranno a breve distanza (Fig. 3.6) dalla proiezione in superficie del volume di giacimento/acquifero interessato dalle variazioni di pressione interstiziale. Si fa notare come, per tutti gli scenari dei moduli elastici ipotizzati, la variazione altimetrica massima stimata per il singolo ciclo di stoccaggio sia sempre nell'ordine di 1 centimetro, da qui la necessità di assumere una soglia minima per il calcolo del raggio pari ad 1 mm, che quindi non risponde ad alcuna necessità ingegneristica.

Il monitoraggio delle variazioni di pressione dei fluidi in giacimento e delle eventuali deformazioni del suolo indotte dalle future attività di stoccaggio consentirà di calibrare il modello geomeccanico già creato ed utilizzato nello studio DREAM S.r.l. (2011), migliorando progressivamente la sua accuratezza previsionale.

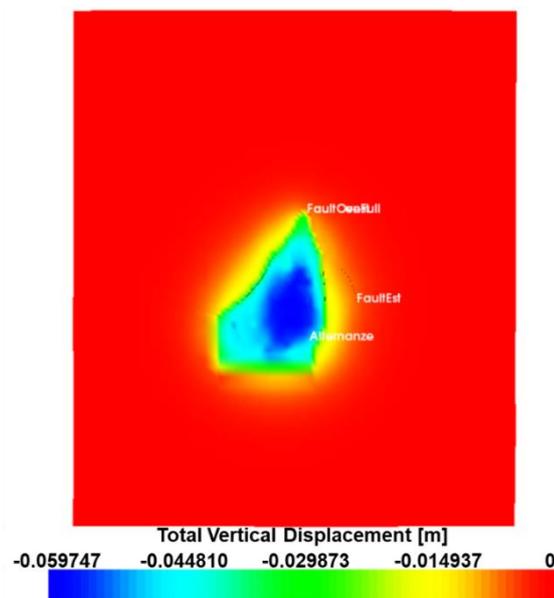
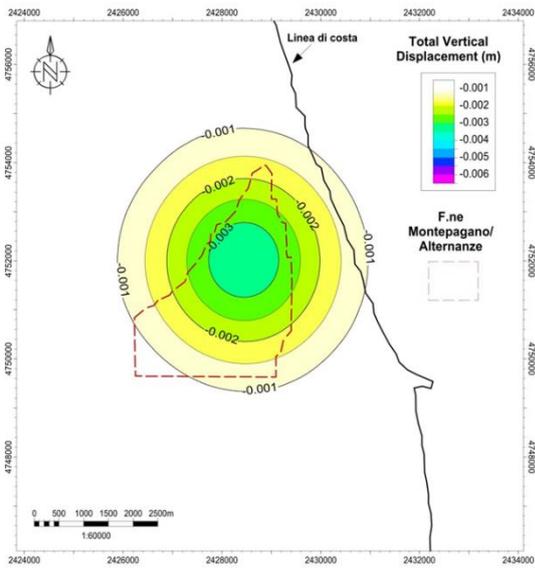
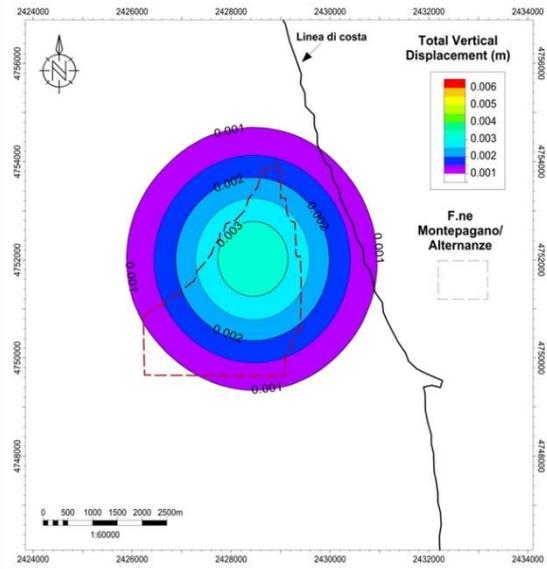


Fig. 3.5 - Spostamenti verticali al top della formazione Montepagano @ 01/03/2010 ("caso dinamico") (Figura da DREAM Srl., 2011)



(a)



(b)

Fig. 3.6 - Spostamenti verticali del piano campagna al termine di un ciclo di produzione (a) e di un ciclo di iniezione (b) ("caso dinamico"). (Figura da DREAM S.r.l., 2011)



4 Considerazioni circa le perturbazioni del campo tensionale in relazione alle future attività di stoccaggio

Il principio degli sforzi efficaci di Terzaghi (1936) determina la relazione tra lo sforzo totale, σ_{ij} , lo sforzo efficace, σ'_{ij} , e la pressione interstiziale dei fluidi, p :

$$\sigma_{ij} = \sigma'_{ij} + \delta_{ij}p$$

La tensione totale verticale è dovuta al carico litostatico che viene ripartito sulla matrice del mezzo poroso (σ'_{ij}) e sui fluidi in esso presenti (p). La Fig. 4.1 rappresenta, nel piano ($\sigma'_n; \tau$), il criterio di Mohr-Coulomb e, tramite i cerchi di Mohr, l'evoluzione teorica dello stato tensionale efficace a seguito di una diminuzione (produzione) o di un aumento (iniezione) della pressione dei fluidi, nell'ipotesi di assumere costanti sia le tensioni totali sia lo sforzo τ . La diminuzione di pressione dei fluidi a seguito della produzione tende ad aumentare lo sforzo efficace agente sullo scheletro solido e quindi a generare condizioni di maggiore sicurezza. L'aumento delle pressioni dei fluidi, invece, genera una diminuzione della tensione efficace con conseguente avvicinamento alle condizioni di limite elastico, specialmente nel caso di stoccaggio in condizioni di sovrappressione (ovvero pressione massima dei fluidi maggiore della pressione iniziale del sistema).

La valenza generale di questa trattazione teorica semplificata va comunque sempre declinata nei singoli casi specifici, tenendo conto di tutte le eterogeneità e le peculiarità del sistema e dei fenomeni indagati. Infatti, le variazioni di pressione dei fluidi possono in genere anche causare variazioni, seppur in genere localizzate, delle tensioni totali così come variazioni dello sforzo τ .

Con riferimento ai risultati del modello geomeccanico di Montepagano, la matrice rocciosa soggetta alla variazione di pressione dovuta alle operazioni future di stoccaggio mostra sostanzialmente un comportamento in linea con quello teorico descritto. Al termine di un ciclo di produzione l'aumento delle tensioni efficaci comporta un aumento della 'stabilità' del mezzo poroso. La pressione massima raggiunta alla fine della fase di iniezione è uguale a quella di scoperta della formazione e questo comporta il ripristino dello stato tensionale efficace alla macro-scala. Inoltre, i risultati delle simulazioni evidenziano come la variazione delle tensioni efficaci sia concentrata nel volume poroso interessato dalla variazione ciclica di pressione, esaurendosi nell'arco di alcune centinaia di metri da esso, come mostra lo stato tensionale della roccia di copertura che si mantiene praticamente inalterato in tutti gli scenari analizzati.

Le faglie che confinano il giacimento sono gli unici elementi di attenzione: queste, infatti, in qualità di barriere di flusso, sono soggette alla massima differenza di pressione dei fluidi. La caratterizzazione delle faglie è stata effettuata secondo un approccio fortemente conservativo e i risultati delle simulazioni geomeccaniche restituiscono sempre condizioni di sicurezza per tutti gli scenari investigati.

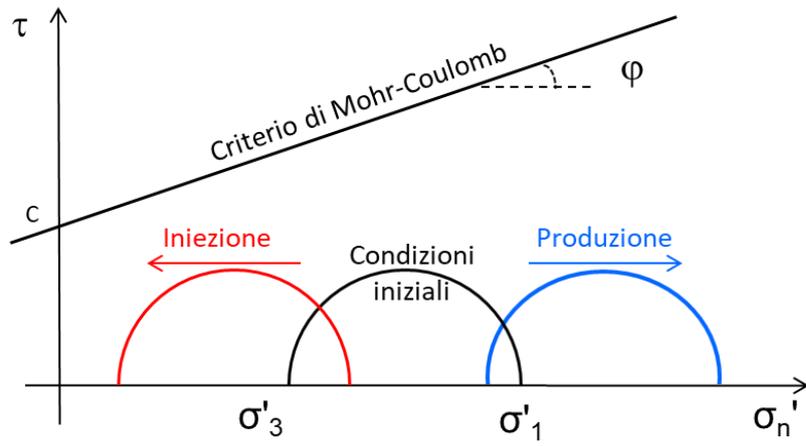


Fig. 4.1 - Evoluzione teorica dello stato tensionale efficace e criterio di Mohr-Coulomb



5 Considerazioni circa gli effetti delle future operazioni di stoccaggio sul comportamento delle faglie reservoir e sulle strutture tettoniche nell'area circostante

L'assenza di nuovi dati geologici o geofisici (e.g. nuove interpretazioni sismiche, perforazione di nuovi pozzi e acquisizioni di log di pozzo) riguardanti le geometrie delle faglie identificate nell'area del giacimento e nelle zone limitrofe, indica che le considerazioni riportate nel presente documento fanno riferimento allo studio del 2011, ivi compresi i risultati delle simulazioni geomeccaniche.

Relativamente alla stabilità globale delle strutture di reservoir, le simulazioni geomeccaniche hanno evidenziato che "...le condizioni raggiunte in fase di iniezione a $p=p_i$ e di svasso ($THP_{min}=75$ barsa) non rappresentano situazioni critiche né per la stabilità globale di strutture come la *cap rock* o le faglie né per la stabilità locale."

Per le strutture tettoniche presenti nell'area circostante, è stata eseguita un'analisi utilizzando l'ultima versione (ver. 3.3.0) del database delle sorgenti sismogenetiche (DISS Working Group, 2021) e i risultati del database ITHACA (ITHACA working group, 2019). Quest'ultimo include faglie per le quali è stata documentata o ritenuta possibile una dislocazione superficiale cosismica. La Fig. 5.1 evidenzia l'assenza di faglie capaci nella vicinanza del campo di San Benedetto: le faglie capaci più vicine sono state posizionate a una distanza maggiore di 20 km in direzione nord. La Fig. 5.2 presenta le principali sorgenti sismogenetiche nelle vicinanze del campo di San Benedetto. Inoltre, nella stessa figura si indicano il limite della concessione, e il limite del modello geologico 3D che è stato utilizzato per le simulazioni geomeccaniche (2011). La principale differenza presente nella versione attuale del DISS rispetto a quella precedente è che la faglia sismogenetica "Southern Marche" (Fig. 5.2) è stata spostata verso ovest, mentre la posizione delle altre faglie è rimasta invariata.

Si può notare come nessuna delle sorgenti sismogenetiche si trovi all'interno dell'area modellizzata. Inoltre, i risultati delle simulazioni geomeccaniche hanno evidenziato come solo una porzione minima e ben definita di tutto il grid verrà interessata dalla variazione delle tensioni efficaci in fase di stoccaggio: come descritto nel paragrafo 4, essa sarà concentrata nel solo volume poroso interessato dalla variazione ciclica di pressione, esaurendosi a breve distanza da tale volume. Inoltre, la sorgente sismogenetica più vicina al giacimento ("Southern Marche"), oltre ad essere posizionata al di fuori del volume 3D modellizzato, si estende verticalmente dagli 11 km di profondità fino a 3.5 km, collocando la sua parte superiore ad una profondità inferiore a quella della Fm. Montepagano, oggetto delle operazioni di stoccaggio.

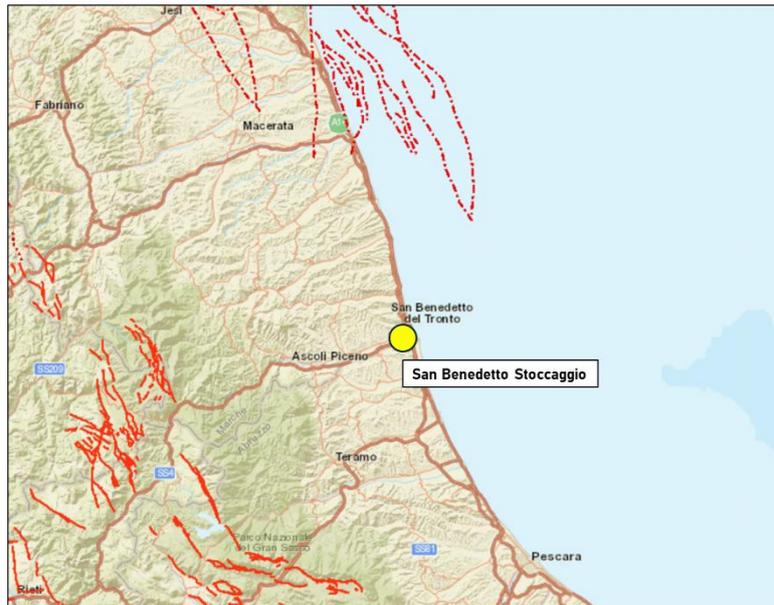


Fig. 5.1 – Mappa a scala regionale che indica la presenza delle faglie appartenenti del database ITHACA (catalogo delle faglie capaci). (ITHACA Working Group, 2019)

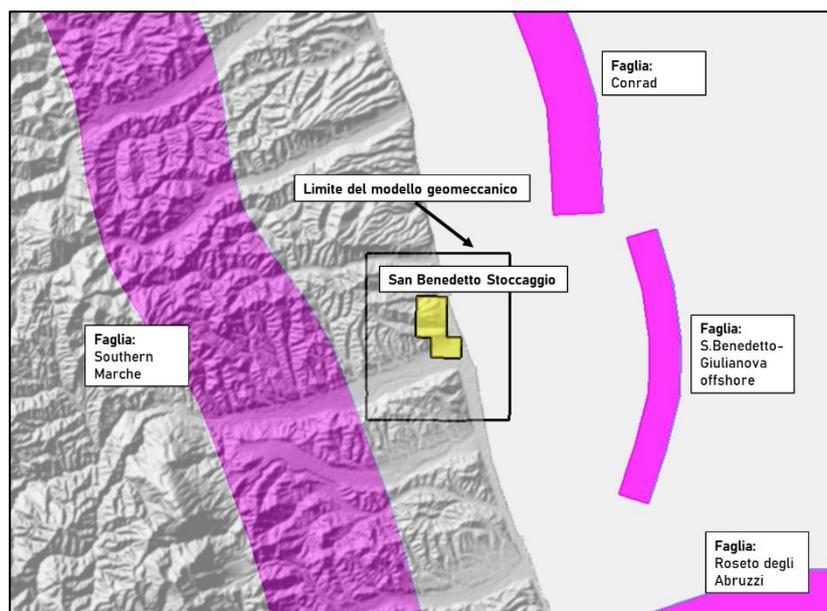


Fig. 5.2 – Mappa a scala regionale che indica il limite della concessione “San Benedetto stoccaggio” (poligono giallo), il limite del modello geomeccanico (linea nera) e le faglie principali nell’area circostante ricavate dal database DISS (Sorgenti sismogenetiche composite ed individuali – DISS working group (2021) - versione 3.3.0)

I risultati dell’analisi delle possibili conseguenze sull’assetto tettonico e geotettonico del sito di stoccaggio di gas naturale “San Benedetto Stoccaggio” a seguito dei sismi del 2016 e 2017 nell’Italia centrale e riportati nella relazione di Scrocca, (2019) indicano che:

- le evidenze attualmente disponibili consentono di escludere modifiche all’assetto geologico-strutturale con attivazione o riattivazione di faglie a seguito della sequenza sismica del 2016-2017;
- le variazioni di *stress* dinamico non sembrano aver prodotto andamenti anomali nella sismicità strumentale registrata nella zona di San Benedetto del Tronto nelle settimane successive agli eventi principali della sequenza sismica. D’altra parte, le analisi disponibili



che calcolano il trasferimento di *stress* statico tra i sistemi di faglie estensionali presenti nella dorsale dell'Appennino ed i sovrascorrimenti presenti lungo la costa adriatica, mettono in evidenza comunque variazioni dello *stress* molto piccole (dell'ordine del decimo di bar o anche inferiori) al limite, o minori, della soglia generalmente considerata significativa per una perturbazione del campo di *stress*.

Numerosi lavori di ricerca disponibili nella letteratura scientifica di settore indagano le possibili conseguenze delle operazioni di iniezione e produzione di fluidi in e da formazioni geologiche sotterranee sull'attivazione di faglie e sulla sismicità.

La relazione ICHESE (2014) redatta da una commissione costituita a seguito degli eventi sismici in Emilia del 2012 per studiare un possibile collegamento tra la generazione degli eventi sismici di quel periodo e le attività antropiche nel sottosuolo, analizzando un gran volume di letteratura scientifica, ha prodotto una serie di conclusioni relative a casi studiati nel contesto internazionale. Tra le principali conclusioni gli autori dello studio affermano che la maggior parte dei casi documentati in cui un'attività sismica è stata associata a operazioni di produzione di idrocarburi è relativa a processi estrattivi da serbatoi di grandi dimensioni, e/o ad iniezione di acqua in situazioni in cui la pressione del fluido non è bilanciata.

Studi più recenti (e.g. Moein et al., 2023), analizzano, a livello internazionale, la sismicità indotta ed evidenziano come la maggior parte dei casi in cui si è verificata sismicità, anche con magnitudo medio-alta, sia legata a iniezione di acqua nel sottosuolo (e.g. smaltimento delle acque reflue, fratturazione idraulica, stimolazione dei campi geotermici – *Enhanced Geothermal Systems*), mentre in relazione all'iniezione di idrocarburi i casi di sismicità indotta sono molto ridotti.

Si ricorda come, nel contesto italiano, l'attività di fratturazione idraulica (*fracking* nella terminologia anglosassone) tramite iniezioni di grandi volumi di acqua ad alta pressione che trova applicazioni nel caso di sfruttamento di specifici giacimenti di idrocarburi (ovvero *shale gas* e *shale oil*) e di stimolazione di campi geotermici, non sia permessa ai sensi dell'art. 144, comma 4-bis, del Decreto Legislativo n. 152/06 e s.m.i." per cui "sono vietati la ricerca e l'estrazione di *shale gas* e di *shale oil* e il rilascio dei relativi titoli minerari. A tal fine è vietata qualunque tecnica di iniezione in pressione nel sottosuolo di fluidi liquidi o gassosi, compresi eventuali additivi, finalizzata a produrre o favorire la fratturazione delle formazioni rocciose in cui sono intrappolati lo *shale gas* e lo *shale oil*".

Inoltre, Mucciarelli et al., (2014) hanno evidenziato che, in un'area tettonicamente attiva, lo stoccaggio in giacimenti esauriti di gas ha minore probabilità di essere influenzato dall'attivazione di faglie superficiali, riducendo così significativamente il rischio di sismicità indotta, come nel caso del giacimento di San Benedetto.

In conclusione, i dati e gli studi attualmente disponibili indicano che dal 2011 fin ad oggi non sono state apportate modifiche o aggiornamenti relativi allo stato geo-strutturale e sismotettonico né nella zona di giacimento né nell'area intorno al campo di San Benedetto. Quindi, i risultati delle simulazioni geomeccaniche effettuate nel 2011 sono da ritenersi ancora validi in assenza di aggiornamenti del modello geologico e di acquisizione di nuove informazioni. Essi indicano un quadro di stabilità generale sia alla scala delle faglie di giacimento sia alla scala delle strutture tettoniche limitrofe durante le future attività di stoccaggio.



6 Bibliografia

- Benetatos C.; Codegone G.; Ferraro C.; Mantegazzi A.; Rocca V.; Tango G.; Trillo F. (2020). Multidisciplinary analysis of ground movements: an underground gas storage case study. Remote sensing. Volume: 12. Issue: 21, p. 3487-3505, MDPI. ISSN: 2072-4292, doi:10.3390/rs12213487
- Capasso G. and Mantica S. Numerical Simulation of Compaction and Subsidence Using ABAQU. 2006 ABAQUS Users' Conference
- Codegone G.; Rocca V.; Verga F.; Coti C. (2016). Subsidence Modeling Validation Through Back Analysis for an Italian Gas Storage Field. Geotechnical and geological engineering. Volume: 34. Issue: 6, p. 1749-1763. Springer International Publishing. ISSN: 0960-3182, doi: 10.1007/s10706-016-9986-9
- Coti C.; Rocca V.; Sacchi Q. (2018). Pseudo-elastic response of gas bearing clastic formations: an Italian case study. ENERGIES. Volume: 11. Issue: 9, p. 2488-2500. MDPI AG. ISSN: 1996-1073, doi: 10.3390/en11092488
- Cuss R.J., Rutter E.H., Holloway R.F. (2003) The application of critical state soil mechanics to the mechanical behaviour of porous sandstones. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences 40, 847–862. doi:10.1016/S1365-1609(03)00053-4
- DISS Working Group (2021). Database of Individual Seismogenic Sources (DISS), Version 3.3.0: A compilation of potential sources for earthquakes larger than M 5.5 in Italy and surrounding areas. Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV). <https://doi.org/10.13127/diss3.3.0>
- DREAM S.r.l. (2011) Studio geomeccanico per lo stoccaggio sotterraneo del gas naturale nella formazione Montepagano.
- ICHESE (2014) Report on the Hydrocarbon Exploration and Seismicity in Emilia Region. INTERNATIONAL COMMISSION ON HYDROCARBON EXPLORATION AND SEISMICITY IN THE EMILIA REGION
- ITHACA Working Group (2019). ITHACA (ITaly HAZard from CAPable faulting), A database of active capable faults of the Italian territory. Version December 2019. ISPRA Geological Survey of Italy. Web Portal <http://sgi2.isprambiente.it/ithacaweb/Mappatura.aspx>
- Moein, M.J., Langenbruch, C., Schultz, R., Grigoli, F., Ellsworth, W.L., Wang, R., Rinaldi, A.P., & Shapiro, S. (2023). The physical mechanisms of induced earthquakes. Nature Reviews Earth and Environment, 4, 847–863. <https://doi.org/10.1038/s43017-023-00497-8>
- Mucciarelli M., Donda F., Valensise G. (2014). Earthquakes and depleted gas reservoirs: which comes first?. Natural Hazards and Earth's System Science 2, 7507–7519. doi:10.5194/nhessd-2-7507-2014
- Rocca V.; Benetatos C.; Codegone G.; Mantegazzi A. (2021). Subsidence analysis in the Italian Po Plain area: an extended case study. Presented in 82nd EAGE (European Association of Geoscientists and



Engineers) Annual Conference & Exhibition, Amsterdam, Nederland, 18-21 October 2021.
European Association of Geoscientists & Engineers Ed. Doi: 10.3997/2214-4609.202011578

Rocca, V.; Cannata Angelo; Gotta A.. (2019). A critical assessment of the reliability of predicting subsidence phenomena induced by hydrocarbon production. *Geomechanics for energy and the environment*. Volume: 20, pages: 15. Elsevier Ltd. ISSN: 2352-3808, doi:10.1016/j.gete.2019.100129

Scrocca (2019). Possibili conseguenze sull'assetto tettonico e geotettonico del sito di stoccaggio di gas naturale denominato "San Benedetto Stoccaggio" a seguito dei sismi del 2016 e 2017 dell'Italia centrale. Relazione tecnica.

Teatini, P., Castelletto, N., Ferronato, M., Gambolati, G., Janna, C., Cairo, E., Marzorati, D., Colombo, D., Ferretti, A., Bagliani, A., Bottazzi, F., 2011. Geomechanical response to seasonal gas storage in depleted reservoirs: a case study in the Po River basin, Italy. *J. Geophys. Res.* 116, F02002 <https://doi.org/10.1029/2010JF001793>.

Terzaghi, K. (1936) "The Shearing Resistance of Saturated Soils and the Angle Between the Plane of Shear", Proc. of 1st Int. SMFE Conference, Harvard Mass., Vol.1, pp. 54-56.

UNMIG (2024) Sito internet del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (<https://unmig.mase.gov.it/geomonitoraggi/linee-guida-per-i-monitoraggi/>)