



Engineering
Management
Contracting

ENGEA
CONSULTING

ISAMGEO



RELAZIONE RELATIVA ALLA PREDISPOSIZIONE DEL MODELLO DINAMICO

APPENDICE H PARTE 2B DEL SIA

IMPIANTO SMALL SCALE LNG PLANT

Colle Santo gas field

OK	01	03/01/2024	EMISSIONE PER ENTI	ISAMGEO Italia srl	ITF Cosmep	ITF Cosmep
-	00	-	EMISSIONE PER ENTI	ISAMGEO Italia srl	ITF Cosmep	ITF Cosmep
Status	Rev. n.	Data	Descrizione	Elaborato	Verificato	Approvato

INDICE

1. Introduzione.....	3
2. Analisi dei dati disponibili	6
3. Modello dinamico 3D.....	7
3.1. Fase di gridding.....	7
3.2. Stima e distribuzione dei parametri principali.....	7
3.2.1. Proprietà petrofisiche statiche.....	7
3.2.2. Permeabilità orizzontale e verticale.....	7
3.2.3. Permeabilità relativa.....	9
3.2.4. Proprietà dei fluidi e della roccia	10
3.2.5. Trasmissività	11
3.3. Inizializzazione del modello dinamico	12
3.4. Simulazione degli scenari di sviluppo del giacimento di Colle Santo	13
3.4.1. Scenario di produzione	14
3.4.2. Acquifero.....	14
3.4.3. Risultati	15
3.4.4. Simulazioni aggiuntive	23
4. Conclusioni.....	25
Bibliografia.....	26

1. Introduzione

A valle della realizzazione del modello statico del giacimento di Colle Santo, per simulare la produzione di gas è stato costruito un modello numerico 3D fluido-dinamico, tramite il software tNavigator®.

La simulazione utilizza lo scenario di sviluppo definito da LNEnergy S.r.l., che prevede la coltivazione del campo esclusivamente tramite l'erogazione di gas naturale dai due pozzi esistenti Monte Pallano 1dir (MP 1dir) e Monte Pallano 2dir (MP 2dir), con la corrispondente produzione di gas naturale liquefatto (LNG). La produzione annuale di LNG prevista è modesta, essendo la coltivazione del campo prospettata nel corso di ca 22 anni. Questo consentirà di limitare da un lato gli impatti ambientali, e dall'altro di consentire un ottimale recupero della risorsa.

I risultati del modello fluido-dinamico saranno successivamente utilizzati come input per la costruzione del modello geomeccanico, e di conseguenza per la valutazione finale della subsidenza e per l'analisi di stabilità delle faglie, visto che la Sottocommissione VIA nel parere 601 aveva già richiesto espressamente:

Caratterizzazione delle relazioni tra il giacimento di gas, l'acquifero presente nell'area e il loro comportamento simulato in funzione di vari scenari di produzione, con stima della associata subsidenza e dei meccanismi di ripressurizzazione potenziali (Parere CT VIA n. 601 del 14 novembre 2022 – Pag. 29)

Lo sviluppo del modello di flusso si compone dei seguenti passaggi:

1. Raccolta e valutazione critica dei dati disponibili, inclusi dati PVT (Pressione, Volume, Temperatura) e analisi delle carote prelevate durante le perforazioni.
2. Studio e interpretazione dei test di produzione effettuati sui pozzi per definire i parametri del giacimento da utilizzare nel modello.
3. Calcolo e distribuzione dei parametri principali (permeabilità, trasmissività, compressibilità, curve di permeabilità relativa, proprietà PVT dei fluidi, ...), anche sulla base dei precedenti studi.
4. Inizializzazione del modello del modello dinamico e calcolo volumi in posto (GOIP, Gas Originally In Place).
5. Simulazioni di produzione dai pozzi con associata analisi di sensitività. Un aspetto chiave studiato, sia per la valutazione degli impatti ambientali sia per l'ingegneria di giacimento, è relativo alla definizione delle caratteristiche dell'acquifero collegato alla zona mineralizzata. Sono valutati diversi scenari, alcuni dei quali cautelativi per meglio analizzare le peggiori condizioni relative al rischio di subsidenza e (ri)-attivazione delle faglie.
6. Analisi dei risultati.

Nella prima fase è stato dunque rivisto criticamente tutto il materiale, composto da report e dati (analisi fluidi, analisi carote, ...), per definire i parametri dinamici da inserire nel modello.

Sulla base di queste analisi, sono stati calcolati, definiti e distribuiti tutti i parametri principali all'interno del grid creato nella modellizzazione statica.

Il modello è stato inizializzato per verificarne la stabilità e la coerenza con i dati di input (in particolare il gas in posto – GOIP – atteso).

A valle dell'inizializzazione, è stato modellato l'acquifero, definita la strategia di produzione e condotta una serie di simulazioni per valutare la portata di gas dai due pozzi produttori, esplorando il range di incertezza dei parametri chiave del giacimento.

Gli step chiave per la modellizzazione dell'incertezza associata ai dati di sottosuolo sono stati:

- Modellizzazione della porosità (eseguita nel modello statico) e della permeabilità per simulare:
 - Modello 1: un caso base con distribuzione tramite SGS (*Standard Gaussian Simulation*)
 - Modello 2: un caso conservativo con distribuzione SGS e uso di trend per simulare una maggiore distribuzione della fratturazione vicino a faglie e pieghe.
- Definizione della trasmissibilità delle faglie con due scenari:
 - Base: trasmissibilità nulla sulle faglie con evidente rigetto, che porta il reservoir a contatto con formazioni non permeabili e rende le faglie completamente impermeabili.
 - Conservativa: trasmissibilità parziale per quelle faglie dove c'è incertezza associata all'interpretazione. In pratica si tratta di tutte le faglie, eccetto le regionali che delimitano l'intera struttura di Casoli Bomba, e la faglia che borda il giacimento. Per quest'ultima, l'accumulo di gas è possibile solo nel caso sia completamente impermeabile.
- Definizione dell'acquifero. A partire dagli studi precedenti (Agip 1986, 1989, 1991), dalla conformazione strutturale del giacimento, e tenendo in considerazione l'incertezza legata a questi dati, sono stati definiti tre scenari di acquifero:
 - Forte: il depletamento del giacimento è rallentato dalla spinta dell'acquifero e subito dopo la produzione la ri-pressurizzazione del campo è rapida.
 - Medio.
 - Debole: il depletamento è più marcato ed esteso, andandosi ad annullare solo vicino al confine nord del modello (24x24km), e la ripressurizzazione del giacimento avviene su scala temporale molto lunga (dell'ordine della decina di anni).

Oltre a queste tre tipologie di acquifero è stato analizzato uno scenario caratterizzato dalla totale assenza di acquifero di supporto, scenario mai considerato negli studi precedenti, che porta per ovvi motivi ad avere una marcata diminuzione della pressione a fine produzione fino ai confini del modello e nessuna ripressurizzazione. È un caso estremo e poco plausibile ma che consente di creare delle simulazioni estremamente conservative (in termini di impatto sulla subsidenza) per verificare la sicurezza del progetto nella situazione in assoluto più sfavorevole.

I risultati ottenuti dalle simulazioni mostrano una depressurizzazione più marcata ed estesa con acquifero debole, senza acquifero e nello scenario con faglie non isolanti. I casi costruiti con i differenti modelli di porosità e permeabilità non presentano invece significative differenze di depletamento, che è tendenzialmente maggiore nella zona di giacimento per il Modello 1 (caso base) e si distribuisce arealmente con valori maggiori lontano dal giacimento per il Modello 2 nei casi con bassa spinta dell'acquifero. La massima depressurizzazione rispetto alla pressione vergine di giacimento è pari a circa 70 bar nella zona dei pozzi di produzione.

I casi individuati come significativi verranno in seguito utilizzati nel modello geomeccanico per stimare la possibile subsidenza dovuta allo sfruttamento del campo di Colle Santo.

2. Analisi dei dati disponibili

Come precedentemente riportato, nella prima fase è stato rivisto tutto il materiale, composto da report (rapporti AGIP degli anni '80 e '90, report petrofisico del 2005, studio di giacimento di Bello 2007 e 2008, studio Dream 2016) e dati (analisi fluidi, analisi carote di routine, SCAL, log di pozzo, etc.), al fine di definire i parametri dinamici da inserire nel modello. In particolare, sono stati revisionati i dati e l'interpretazione dei test effettuati sui pozzi di Bomba 1, Bomba 2, Bomba 3, Montepallano 1 dir e Montepallano 2 dir.

Dall'analisi dei dati sopra elencati, la pressione iniziale di giacimento risulta pari a 138.6 barsa alla profondità di riferimento (datum) di 1050 m TVDss, mentre la temperatura è pari a 51°C.

Il contatto originale gas-acqua è stato collocato alla profondità di 1120 m TVDss sulla base dei DST eseguiti da AGIP nel pozzo Bomba 1 nel 1966.

Il gas di giacimento è costituito in media da metano al 69% e azoto al 22%, e caratterizzato dalla presenza di H₂S. La densità specifica media del gas (gas gravity) è di 0.717 (aria=1).

Il gas contiene una certa quantità di condensati vaporizzati al suo interno. Il Condensate-Gas Ratio (CGR) medio stimato è pari a $9.38 \cdot 10^{-6} \text{ m}^3_{\text{st}}/\text{m}^3_{\text{sc}}$ (59 STB/Mm³_{sc}).

La quantità di condensato è dunque molto piccola, tale da non avere un impatto sensibile sul gas rate e la composizione del gas. Per questo motivo una descrizione di fluido a due fasi, gas e acqua, modella accuratamente il recupero dei fluidi dal giacimento. Allo stesso modo la permeabilità relativa, sempre a due fasi, permette di modellare accuratamente la gas depletion.

Per quanto riguarda l'acqua di formazione, la salinità è stata stimata pari a 0.91 g/l NaCl (da campioni di acqua prelevati durante i DST su Bomba 2, nel 1967). Partendo dalla pressione iniziale, la temperatura e la salinità media, sono state calcolate le proprietà PVT dell'acqua (fattore di volume, compressibilità e viscosità).

Le curve di pressione capillare e la saturazione in gas residuo sono stati stimati attraverso le analisi speciali in laboratorio delle carote (SCAL), effettuate sui pozzi di Bomba 2 e Bomba 3.

Dati e informazioni dei completamenti dei pozzi Monte Pallano 1dir e 2dir sono stati ricavati dai report di pozzo disponibili.

La capacità produttiva (kh) e il fattore di danneggiamento (skin) dei pozzi sono stati invece ricavati dall'interpretazione delle prove di produzione dei pozzi Bomba 1, Bomba 2, Bomba 3, Montepallano 1 dir e 2 dir.

3. Modello dinamico 3D

La fase successiva della modellizzazione dinamica è consistita nel popolare il grid ricavato dal modello statico con proprietà statiche e dinamiche definite dall'analisi dei dati esistenti e di inizializzare il modello.

Una volta inizializzato il modello si è proceduto alla definizione dell'acquifero, della strategia di produzione, e alle simulazioni finali, ottenute tenendo fissi i parametri e le assunzioni ritenute più certe e variandone altre più incerte, al fine di creare diversi scenari che potenzialmente possono dare risultati diversi in termini di subsidenza. In tal modo viene coperto il range di incertezza associato ai dati di sottosuolo.

3.1. Fase di gridding

Dopo i primi test, per migliorare la velocità di calcolo e la capacità di convergenza del simulatore, si è deciso di modificare parzialmente la maglia di calcolo, passando da un grid 100x100 metri, come nel modello statico, a un grid di 150x150 metri. La zonazione verticale è stata invece lasciata inalterata. Il numero totale di celle del modello dinamico è quindi pari a 160x160x77.

3.2. Stima e distribuzione dei parametri principali

3.2.1. Proprietà petrofisiche statiche

Net-to-gross (NTG), porosità (entrambi i casi modellati), e saturazione in acqua irriducibile (S_{wi}) sono stati definiti durante la modellizzazione statica (si veda Appendice H parte 1) ed utilizzati per i vari run di simulazione.

3.2.2. Permeabilità orizzontale e verticale

A seguito dell'analisi dei dati e dei report disponibili, è stato modellato il parametro chiave della permeabilità orizzontale e verticale per popolare il grid creato con il modello statico. Come prima cosa sono state visionate le analisi delle carote prelevate dai pozzi di Bomba. Come già evidenziato da Bello (2008) è possibile definire una relazione specifica tra la permeabilità (K) e la porosità (Phi) derivante

dall'analisi di routine (RCA) delle carote prelevate dai pozzi di Bomba 2 e Bomba 3, pur affetta da una certa incertezza evidente in **Figura 1**:

$$K = 0.2602e^{0.2072Phi} \tag{1}$$

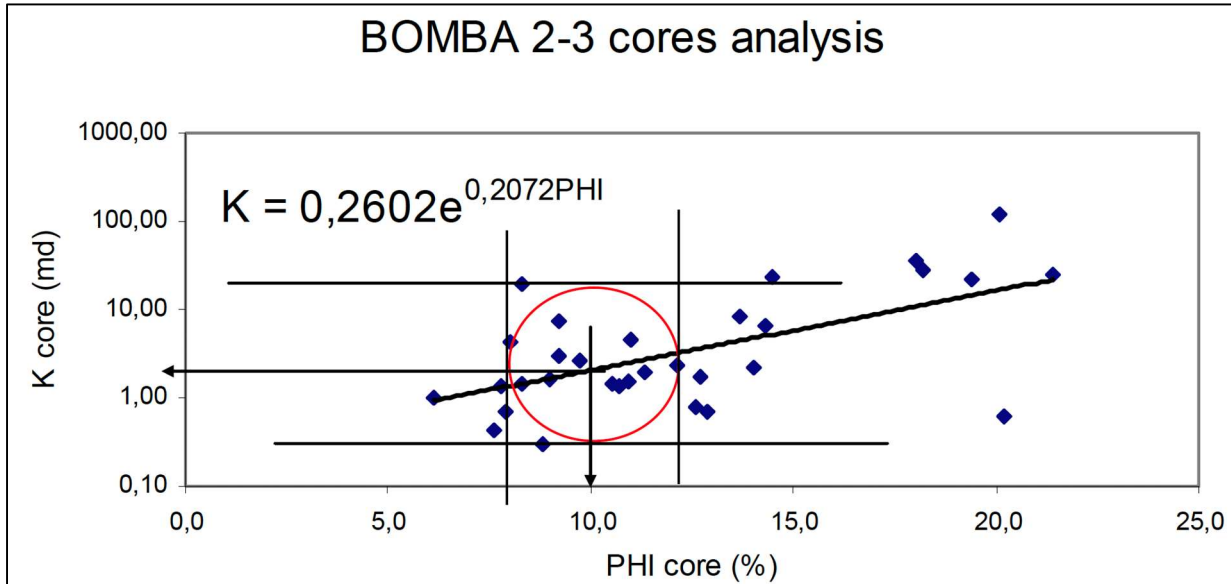


Figura 1: relazione permeabilità (K) - porosità (PHI) ricavata dall'analisi delle carote prelevate dai pozzi Bomba 2 e Bomba 3 (da Bello 2008).

La relazione (1) è stata utilizzata per creare un grid di permeabilità orizzontale per ciascuno dei grid di porosità creati nel modello statico, derivati tramite Sequential Gaussian Simulation (SGS) semplice e SGS con trend su faglie e anticlinali (Appendice H parte 1). Per onorare le permeabilità derivate dall'interpretazione delle prove di produzione, i cui valori ricavati da una prima analisi sono mostrati in **Tabella 1**, si è deciso di calibrare tale permeabilità onorando i dati dei test di pozzo, co-simulando tramite SGS la permeabilità con la porosità. Il risultato per i due casi di distribuzione della porosità è illustrato in **Figura 2a** per la distribuzione semplice SGS e **Figura 2b** per la distribuzione con trend su faglie e pieghe.

Pozzo	kh (mDm)	h (m)	k (mD)
Bomba 1	316	19.3	16.3
Bomba 2	700	17.6	39.8
Bomba 3	600	24.4	24.6
Montepallano 1dir	Upper	330	15.1
	Lower	174	3.6
Montepallano 2dir	753	43	17.5

Tabella 1: misure di permeabilità ricavate dal kh stimato dalle prove di produzione

Come per la porosità, oltre ad un caso base (Modello 1), è stato quindi creato un caso cautelativo (in termini di impatto sulla subsidenza), in cui la permeabilità orizzontale è maggiore nelle zone di faglia e di pieghe anticlinaliche, dove è stato simulato un maggiore grado di fratturazione (Modello 2).

Dato che il reservoir è costituito da calcare fratturato, come per i precedenti studi la permeabilità verticale è stata considerata uguale a quella orizzontale, con rapporto k_v/k_h pari a 1.

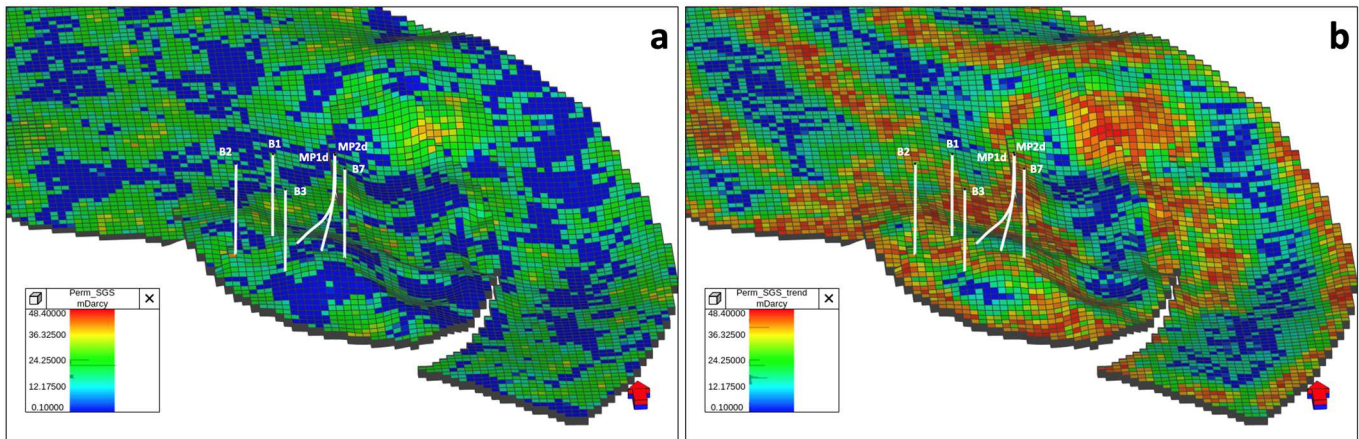


Figura 2: distribuzione di permeabilità dei pozzi nel grid con a) metodo SGS e b) metodo SGS con trend da faglie e pieghe anticlinaliche. Il grid visualizzato corrisponde alla sola zona del reservoir, nel segmento di maggiore interesse. Pozzi visualizzati: B (Bomba) 1,2,3,7; MP (Montepallano) 1d e 2d.

3.2.3. Permeabilità relativa

Le caratteristiche di flusso delle diverse fasi di fluido all'interno del simulatore tNavigator® sono rappresentate da curve di permeabilità relativa e pressione capillare in funzione della saturazione d'acqua, ricavate dalle analisi speciali in laboratorio delle carote (SCAL), effettuate sui pozzi di Bomba 2 e Bomba 3.

La procedura parte da curve di permeabilità relativa normalizzate standard (**Figura 3**), che vengono poi successivamente scalate utilizzando i parametri chiave per le curve di permeabilità relativa del gas e dell'acqua, ovvero i cosiddetti end-points, ricavati dalle analisi effettuate sulle carote. Gli end-points sono la saturazione in acqua irriducibile (S_{wi}), la saturazione critica in gas (S_{gcr}) e le permeabilità relative di questi valori: permeabilità relativa del gas in condizioni di saturazione in acqua irriducibile (k_{rg} a S_{wi}) e permeabilità relativa dell'acqua in condizioni di saturazione di gas residuale (k_{rw} a S_{gr}).

I valori di S_{wi} e S_{gr} di campo sono stati calcolati come medie dei risultati delle analisi sulle carote e sono rispettivamente pari a 20.9% e 11.3%. I valori di permeabilità relativa sono invece di 0.96 per la k_{rg} e 0.54 per la k_{rw} .

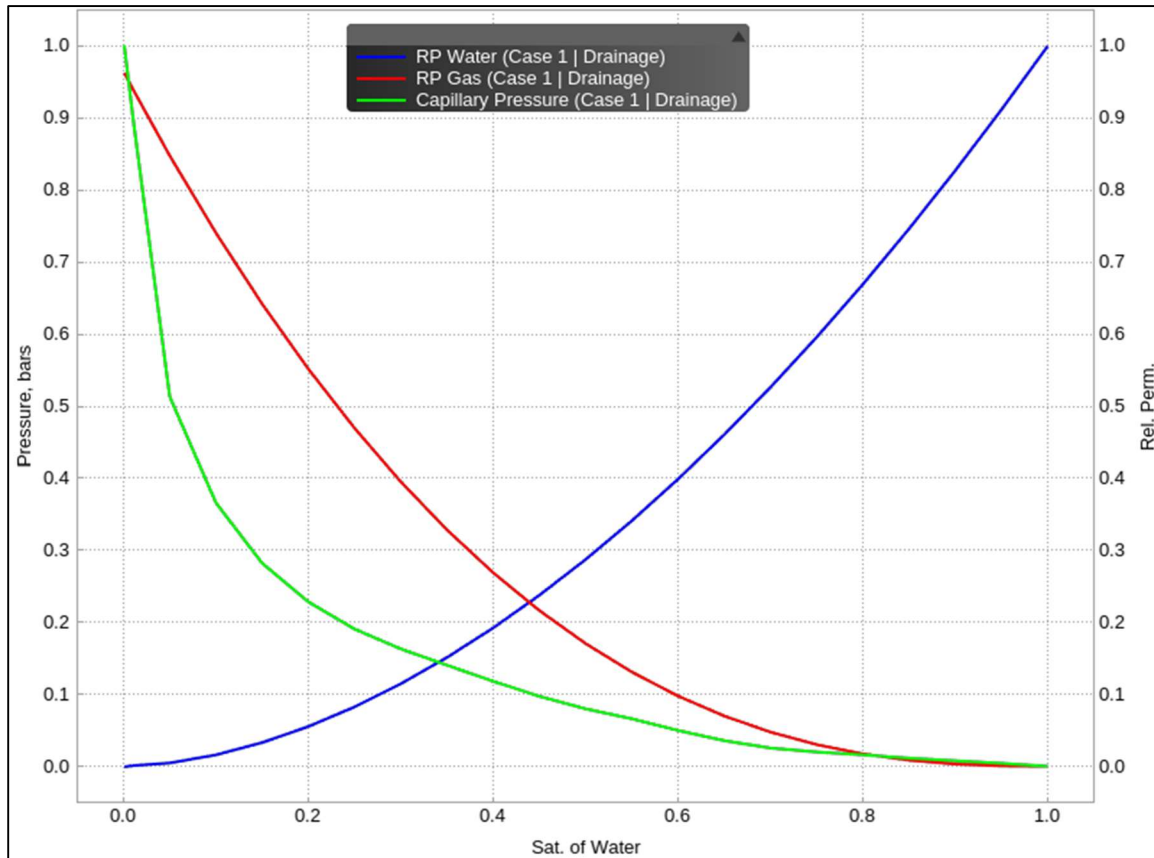


Figura 3: Curve normalizzate di permeabilità relativa (gas e acqua) e pressione capillare.

3.2.4. Proprietà dei fluidi e della roccia

Come precedentemente anticipato, il gas di giacimento è costituito in media da metano al 69% e azoto al 22%, e caratterizzato dalla presenza di H₂S. La densità specifica media del gas (gas gravity) è di 0.717 (aria=1).

Le curve del fattore di volume e della viscosità del gas calcolate in funzione della pressione ed utilizzate nel modello dinamico sono riportate in **Figura 4**.

Il gas contiene una certa quantità di condensati vaporizzati al suo interno. Il Condensate-Gas Ratio (CGR) medio stimato è pari a $9.38 \cdot 10^{-6} \text{ m}^3_{\text{st}}/\text{m}^3_{\text{sc}}$ (59 STB/Mm³_{sc}).

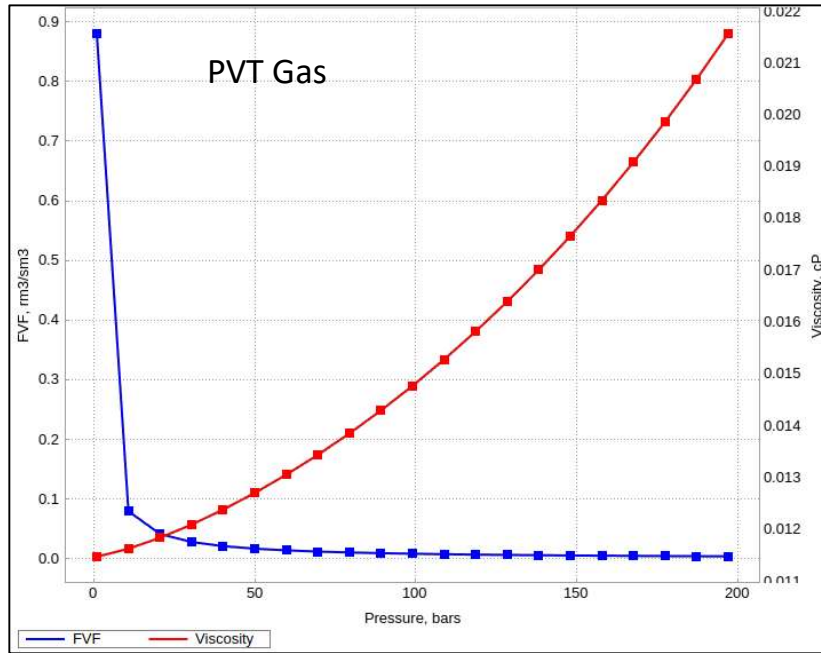


Figura 4: fattore di volume (FVF - in blu) e viscosità (in rosso), in funzione della pressione.

Nella simulazione è stato inserito un valore di R_v (concentrazione di olio nel gas secco) costante pari a $9.38 \cdot 10^{-6} \text{ m}^3_{st}/\text{m}^3_{sc}$, che simula una produzione di olio (ovvero condensato) con un rapporto costante nel tempo con la produzione di gas.

Le proprietà PVT di riferimento per l'acqua di formazione sono riportati in **Tabella 2**

ρ_w [kg/m³ _{st}]	B_w [m³ _{rc} /m³ _{st}]	μ_w [cP]	C_w [bars-1]
999.2	1.0127	0.5407	4.1269

Tabella 2: proprietà PVT dell'acqua di formazione. Da sinistra: densità, fattore di volume, viscosità, compressibilità.

Per la compressibilità della roccia è stato utilizzato un valore di $3.0 \cdot 10^{-6} \text{ 1/bar}$, valore intermedio tra quelli misurati da AGIP nei test triassiali (1.3 a $6.7 \cdot 10^{-6} \text{ cm}^2/\text{kg}$).

3.2.5. Trasmissività

Nelle simulazioni di riferimento, la trasmissività all'interno del grid nella zona di reservoir è stata modificata assegnando dei moltiplicatori di trasmissività pari a 0 (inserendo in sostanza delle barriere dinamiche) a tutte le faglie con un evidente rigetto, tale da mettere in contatto il reservoir con le zone

impermeabili rappresentate dalle formazioni sovrastanti, come ad esempio i calcari argilloso-marnosi impermeabili della roccia di copertura, le evaporiti e le argille del Santerno (**Figura 5 a**).

Per tener conto del livello di incertezza nell'interpretazione strutturale, si è deciso di fare delle simulazioni di produzione con moltiplicatori di trasmissività di 0.5 per alcune faglie, ad esclusione di quelle regionali (il thrust frontale t1 e la faglia di back thrust f1), e della faglia che chiude il reservoir a ovest: questa deve essere non trasmissibile in quanto funge da barriera per l'accumulo del gas (**Figura 5 b**).

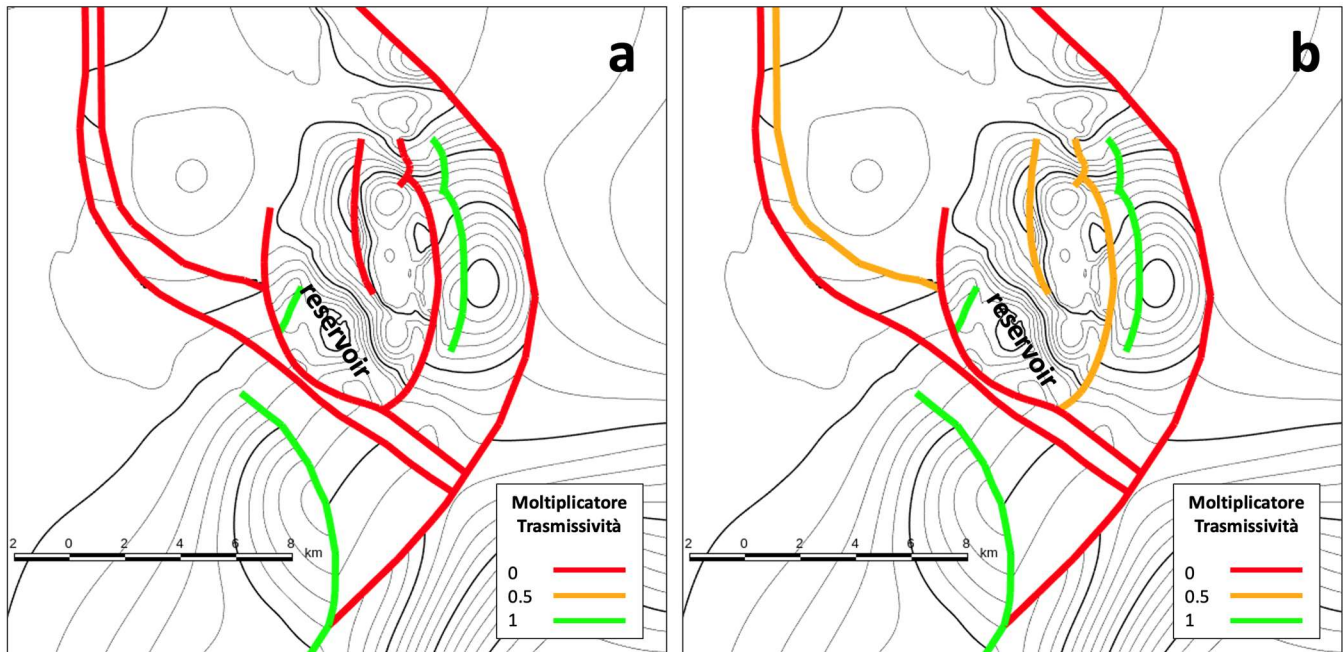


Figura 5: Moltiplicatori di trasmissività applicati alle zone di faglia nei casi base di riferimento (a) e nei casi conservativi (b).

3.3. Inizializzazione del modello dinamico

L'inizializzazione del modello è stata eseguita a partire dai dati di equilibrio riportati in **Tabella 3**.

DATUM [m TVDss]	P _i [barsa]	GWC _i [m TVDss]	T [°C]
1050	138.57	1120	51

Tabella 3: dati di riferimento per l'inizializzazione del modello dinamico. Da sinistra: Datum, pressione iniziale, contatto gas acqua, temperatura giacimento.

I volumi di gas in posto (GOIP) dinamico stimati nei casi di riferimento si discosta di circa il 2.5% rispetto ai volumi statici (GOIP - calcolati con il nuovo grid 150x150 metri), percentuale accettabile, considerando anche l'inserimento di una curva di pressione capillare nel dinamico, per confermare la validità dell'inizializzazione del modello:

- GOIP Modello 1: statico -> 2930 MMsmc / 103 bcf; dinamico -> 2855 MMsmc / 101 bcf
- GOIP Modello 2: statico -> 3407 MMsmc / 120 bcf; dinamico -> 3318 MMsmc / 117 bcf

La stabilità del modello è stata inoltre testata simulando condizioni statiche (in assenza di produzione di gas), confermando che non si genera nessuna variazione in termini di volumi di fluidi e pressioni.

3.4. Simulazione degli scenari di sviluppo del giacimento di Colle Santo

Una volta inizializzato il grid 3D, e verificato che il modello fosse in equilibrio e coerente con i dati di input, si è proceduto alle simulazioni degli scenari di produzione per lo sviluppo del campo di Colle Santo.

LN Energy Srl, subentrata nel 2015 alla società Forest CMI S.p.A., ha in programma di mettere in produzione il giacimento di Colle Santo con un nuovo progetto di sviluppo, che prevede la messa in produzione del campo tramite i due pozzi esistenti Monte Pallano 1dir (MP 1dir) e Monte Pallano 2dir (MP 2dir), per la produzione di LNG (gas naturale liquefatto) con la tecnologia dello Small Scale.

I diversi scenari simulati si basano tutti sulle stesse assunzioni di base ritenute certe, e variano rispetto ad alcune variabili per coprire il range di incertezza associato ai dati di sottosuolo.

I dati e le assunzioni comuni a tutti gli scenari sono:

- Un unico profilo di produzione elaborato su quanto definito da RPS nella certificazione delle riserve (RPS, 2023);
- Parametri statici come N/G e S_{wi} ;
- Curve di permeabilità relativa e proprietà PVT dei fluidi e compressibilità della roccia;
- Completamento dei pozzi di produzione, tabelle VFP e skin factor (assunto pari a 7).

Parametri ed assunzioni variabili da scenario a scenario sono i seguenti:

- Porosità e permeabilità con 2 scenari, come da Modello Statico (Appendice H parte 1) :
 - Modello 1: SGS con variogramma standard;
 - Modello 2: SGS con variogramma più trend su faglie e pieghe.
- Trasmissibilità delle faglie con 2 scenari:
 - Base: faglie considerate sealing laddove il rigetto è molto marcato;
 - Conservativo: sealing parziale per quelle faglie dove, seppur in presenza di rigetto evidente, ci sono delle incertezze legate ai dati di input.
- Acquifero, con 4 scenari:
 - Forte
 - Medio
 - Debole

- No acquifero

3.4.1. Scenario di produzione

Gli scenari di sviluppo elaborati per questo modello dinamico si basano tutti su un unico profilo di produzione, elaborato da DG Impianti e Italfiuid (Basi di Progetto, 2023) sulla base del profilo di produzione definito da RPS (2023) per la certificazione delle riserve. Il profilo (**Tabella 4**) consiste in una produzione totale di 52.9 bcf / 1497 MMscm in ca 22 anni, con un plateau di produzione di 7 anni a circa 290 ksmc/g (10.2 MMscfd) con un *uptime* (tempo effettivo di produzione) di 330 giorni l'anno. Il periodo di simulazione termina comunque nel 2086, 40 anni dopo la fine della produzione.

FASE	NR	ANNO	GAS ESTRATTO	PRODUZIONE	CO ₂
			BCF/ANNO	LNG TONN/ANNO	CATTURATA TONN/ANNO
Operazioni di funzionamento dello Small Scale per 20 anni	1	2025	3.09	44324	1208
	2	2026	3.38	48570	1321
	3	2027	3.37	48438	1317
	4	2028	3.37	48438	1317
	5	2029	3.37	48437	1317
	6	2030	3.38	48570	1321
	7	2031	3.37	48437	1317
	8	2032	3.23	46389	1263
	9	2033	2.91	41816	1138
	10	2034	2.69	38685	1052
	11	2035	2.48	35615	970
	12	2036	2.29	32851	895
	13	2037	2.11	30305	825
	14	2038	1.95	28041	762
	15	2039	1.8	25834	704
	16	2040	1.67	23940	653
	17	2041	1.55	22265	606
	18	2042	1.45	20841	567
	19	2043	1.36	19467	532
	20	2044	1.36	19467	532
	21	2045	1.36	19467	532
	22	2046	1.36	19467	532

Tabella 4: profilo di produzione di riferimento (da Basi di Progetto, 2023)

3.4.2. Acquifero

Il modello di acquifero utilizzato nella modellistica qui presentata è di tipo analitico Carter-Tracy, e per simulare diverse intensità di spinta, la connessione al modello è stata effettuata a distanza crescente dal giacimento (**Figura 6**): più lontana la connessione, più debole la spinta dell'acquifero.

Sono stati definiti tre tipi di acquifero:

1. Forte, molto vicino al giacimento, che permette una spinta adeguata a impedire un forte depletamento del giacimento e a indurre una sua rapida ripressurizzazione
2. Medio
3. Debole, connesso all'estremità nord del modello, in modo da simulare una zona depletata più estesa.

È stato preso in considerazione un ulteriore caso molto conservativo, in cui si ipotizza che non ci sia nessuna spinta dell'acquifero, permettendo variazioni di pressione importanti fino al bordo del modello; si tratta di un caso estremo, che non è stato fino ad oggi preso in considerazione per il campo di Colle Santo. Si è comunque ritenuto necessario testare questo scenario al fine di considerare ogni tipo di incertezza in questo ambito.

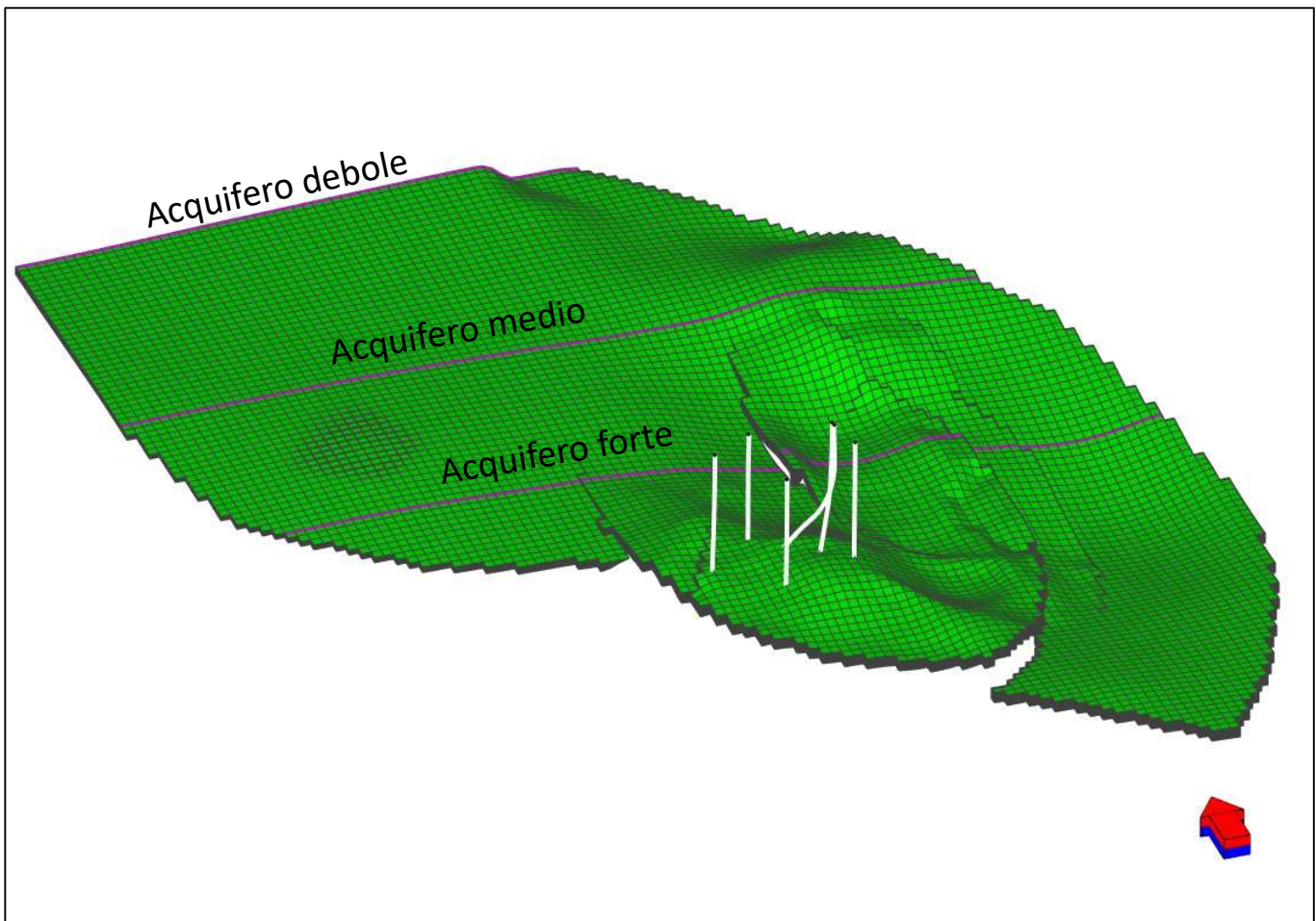


Figura 6: Geometria del giacimento e posizione dei diversi tipi di acquifero analitico utilizzati per la simulazione.

3.4.3. Risultati

Sono state effettuate diverse simulazioni per testare le varie combinazioni di dati e assunzioni. I run più importanti sono i seguenti, divisi per tipologia di test:

Inizializzazione del modello

- Run 0: nessuna produzione, per testare la stabilità del modello durante la fase di inizializzazione

Modello 1 di porosità e permeabilità e scenario base di trasmissività

- Run 1
 - Modello 1 di porosità e permeabilità
 - Scenario base di trasmissività delle faglie (faglie con rigetto marcato considerate completamente sealing)
 - Acquifero forte
- Run 2
 - Modello 1 di porosità e permeabilità
 - Scenario base di trasmissività delle faglie
 - Acquifero medio
- Run 3
 - Modello 1 di porosità e permeabilità
 - Scenario base di trasmissività delle faglie
 - Acquifero debole
- Run 8
 - Modello 1 di porosità e permeabilità
 - Scenario base di trasmissività delle faglie
 - No acquifero

Modello 2 di porosità e permeabilità e scenario base di trasmissività

- Run 4
 - Modello 2 di porosità e permeabilità
 - Scenario base di trasmissività delle faglie
 - Acquifero forte
- Run 5
 - Modello 2 di porosità e permeabilità
 - Scenario base di trasmissività delle faglie
 - Acquifero medio
- Run 6
 - Modello 2 di porosità e permeabilità
 - Scenario base di trasmissività delle faglie
 - Acquifero debole
- Run 9
 - Modello 2 di porosità e permeabilità

- Scenario base di trasmissività delle faglie
- No acquifero

Trasmissività delle faglie conservativa (**Figura 5 b**)

- Run 10
 - Modello 1 di porosità e permeabilità
 - Trasmissività conservativa delle faglie
 - Acquifero debole
- Run 11
 - Modello 1 di porosità e permeabilità
 - Trasmissività conservativa delle faglie
 - No acquifero
- Run 12
 - Modello 2 di porosità e permeabilità
 - Trasmissività conservativa delle faglie
 - Acquifero debole
- Run 13
 - Modello 2 di porosità e permeabilità
 - Trasmissività conservativa delle faglie
 - No acquifero

Per i run 10, 11, 12 e 13 l'andamento della pressione media di giacimento e della produzione di acqua è comparabile ai corrispettivi run aventi trasmissività di base delle faglie (run da 1 a 9). Il cambiamento sostanziale si osserva nell'estensione areale della variazione di pressione.

La differenza di pressione (DP, delta pressione) massima, alla fine della produzione di gas, relativa ai casi sopraelencati, è illustrata in **Figura 11**, **Figura 12**, **Figura 13** e **Figura 14**. In tutte le figure le celle inattive sono filtrate. In entrambi i modelli si vede come a nord di dove è connesso l'acquifero non ci sono celle attive (si nota con acquifero forte e medio). Il Modello 2 presenta spazi bianchi anche a sud dell'acquifero, perché la porosità con valori maggiori di 0 (celle attive) è distribuita su faglie e pieghe per ogni layer in cui è divisa la zona di reservoir, simulando uno scenario in cui il depletamento si concentra su zone a più alta fratturazione. Mentre nel Modello 1 la porosità è distribuita in modo random (senza trend) per ogni layer, e per questo motivo non si creano spazi bianchi (per averli bisognerebbe avere celle inattive nel grid per tutti i valori di K a parità di I e J).

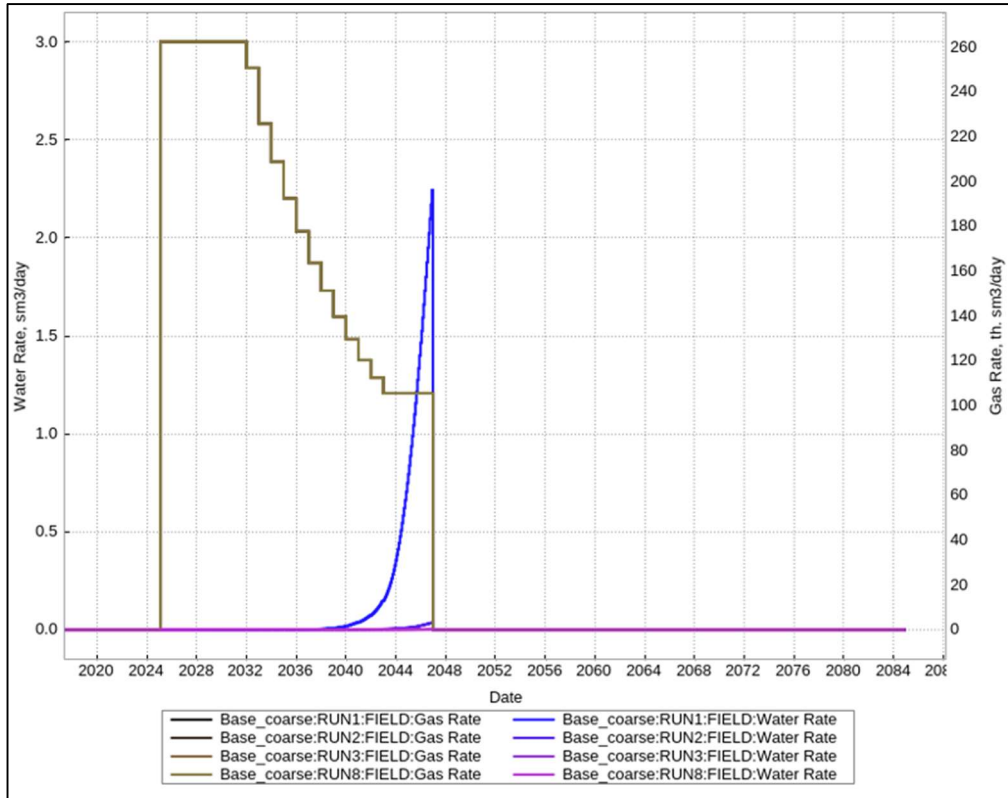


Figura 7: Produzione giornaliera di gas e acqua per i Run 1, 2, 3 e 8. La produzione di acqua è rilevante solo nel caso con acquifero forte. La portata del gas è indicata in migliaia (th nel plot) di metri cubi giorno.

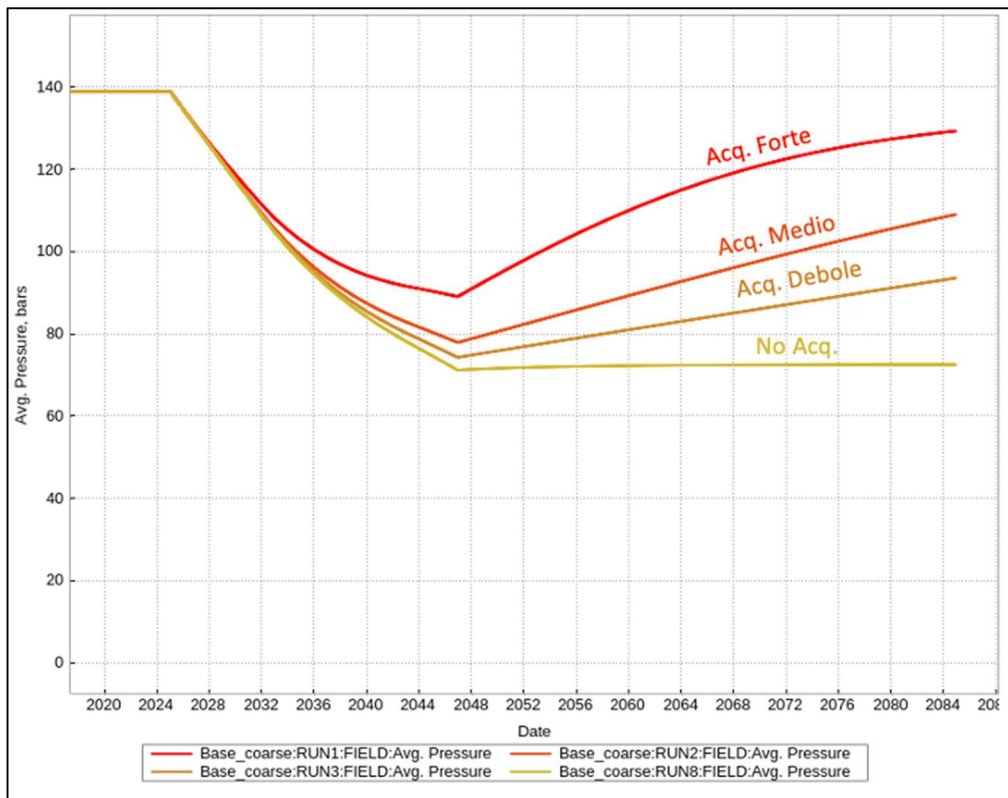


Figura 8: Andamento della pressione media di giacimento per i Run 1, 2, 3 e 8.

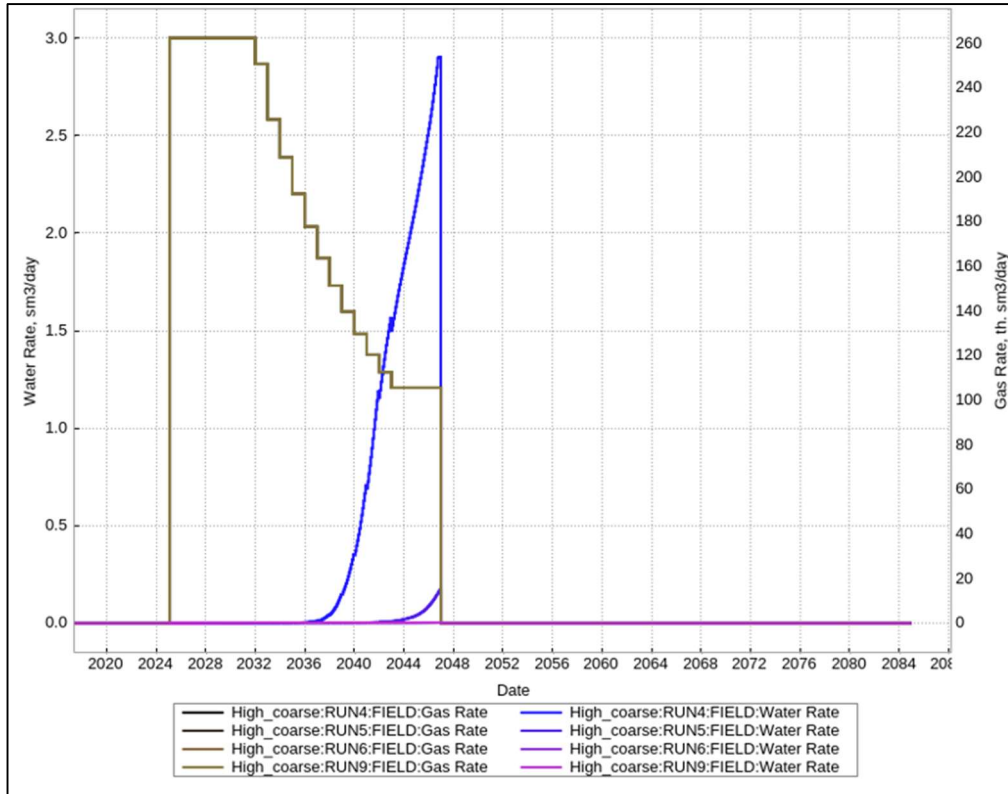


Figura 9: Produzione giornaliera di gas e acqua per i Run 4, 5, 6 e 9. La produzione di acqua è rilevante solo nel caso con acquifero forte. La portata del gas è indicata in migliaia (th nel plot) di metri cubi giorno.

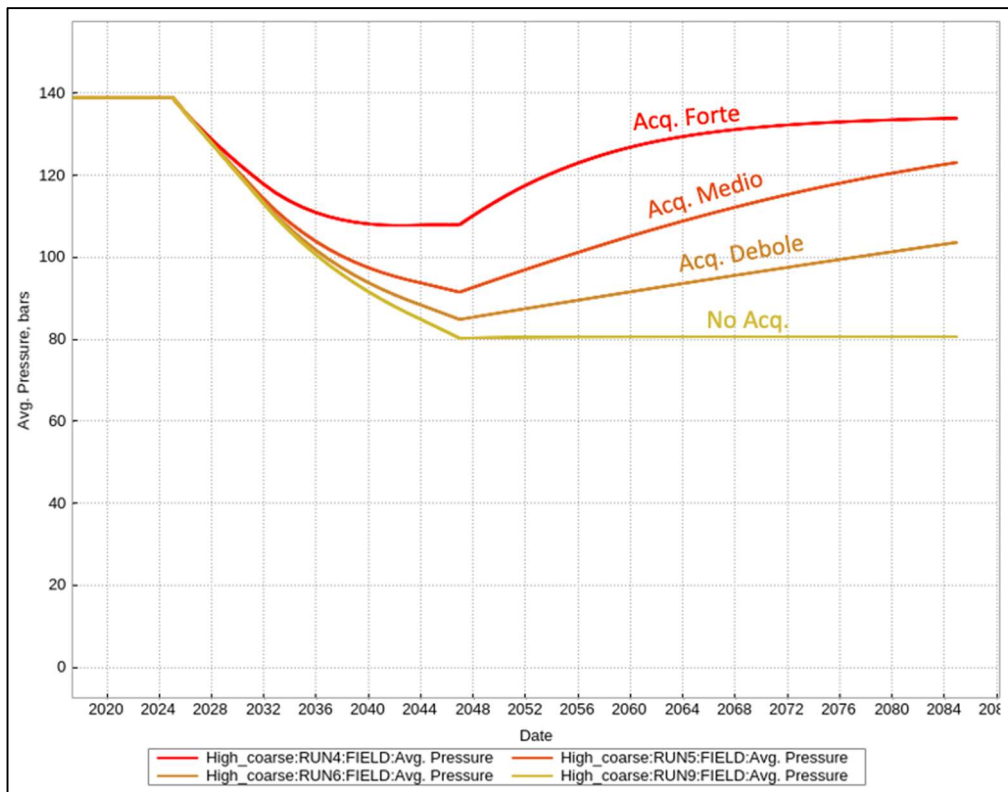


Figura 10: Andamento della pressione media di giacimento per i Run 4, 5, 6 e 9.

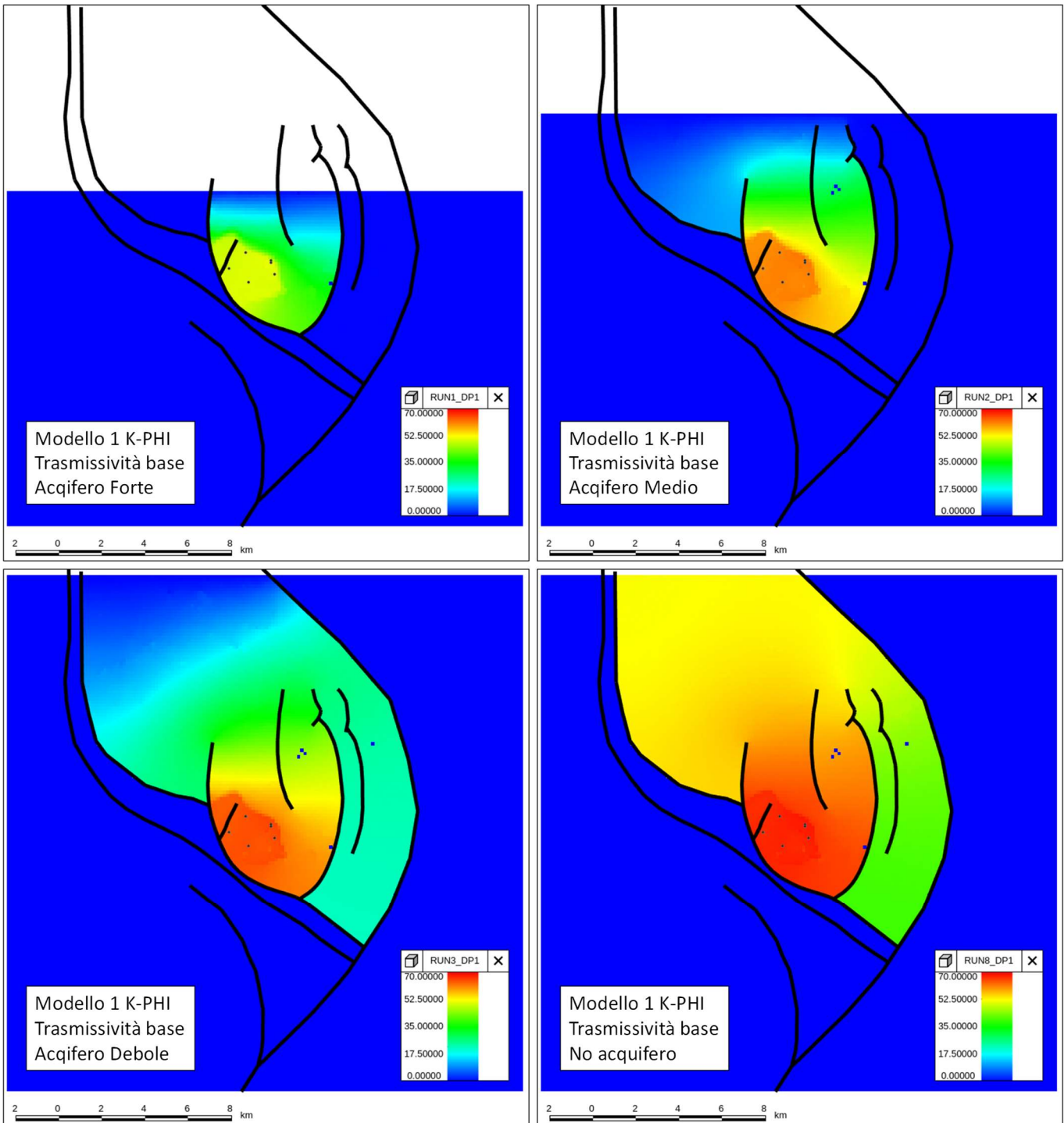


Figura 11: Delta di pressione (DP) a fine produzione per i Run 1, 2, 3 e 8.

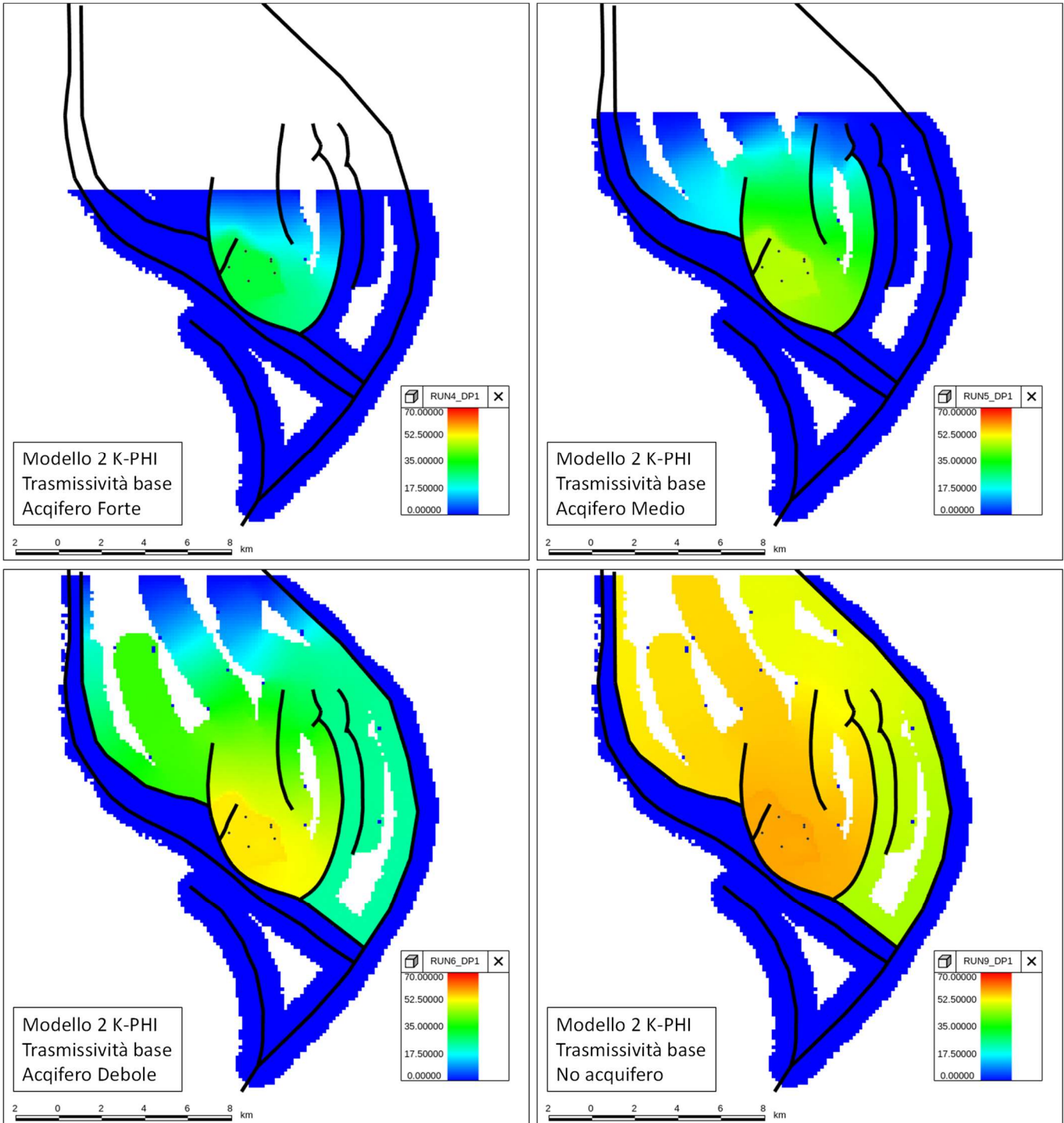


Figura 12: Delta di pressione (DP) a fine produzione per i Run 4, 5, 6 e 9.

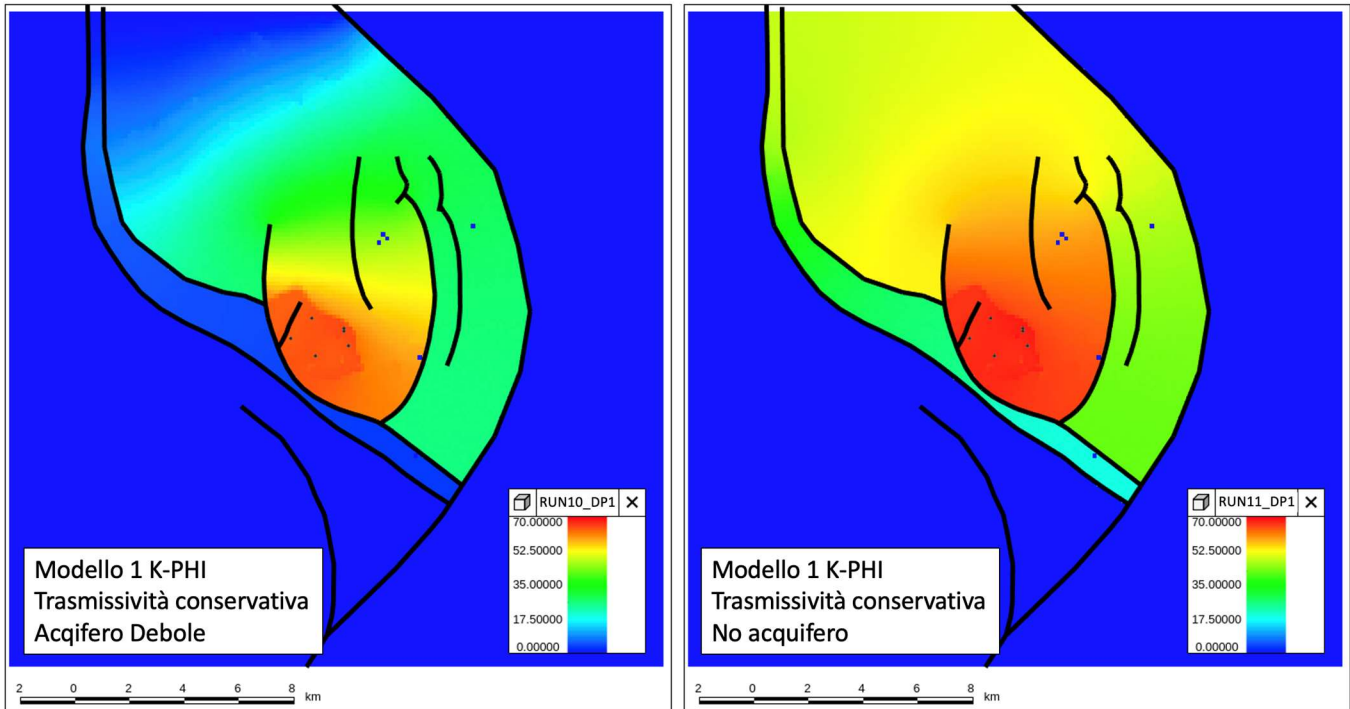


Figura 13: Delta di pressione (DP) a fine produzione per i Run 10 e 11. Le celle inattive sono filtrate.

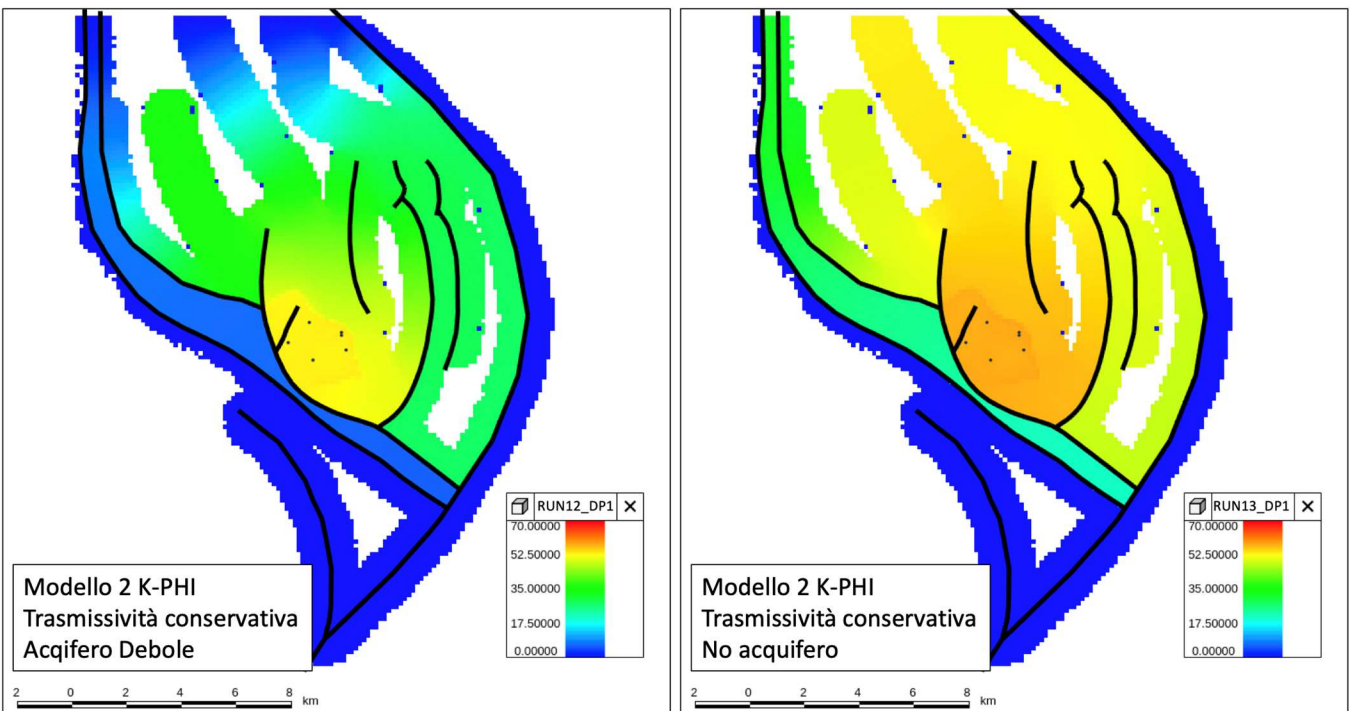


Figura 14: Delta di pressione (DP) a fine produzione per i Run 12 e 13. Le celle inattive sono filtrate.

Come si nota dai grafici (da Figura 7 a Figura 10) e dalle immagini dell'estensione e dell'intensità del delta di pressione (da Figura 11 a Figura 14), l'acquifero ha ovviamente un peso rilevante in tutti i modelli. Con l'acquifero debole la zona depletata si estende fino a circa 10 chilometri dal giacimento. L'ipotesi più

conservativa, che prevede la totale assenza di un acquifero, qui introdotta in contrasto con gli studi e le ipotesi precedenti fatti con i dati a disposizione e le analogie con campi simili, prevede un'estensione del depletamento fino a 12-15 km dal reservoir, con valori significativi al bordo del modello, ipotizzando l'assenza di barriere dinamiche in un'area molto estesa.

L'uso del Modello 2 di porosità e permeabilità (variogramma + trend su faglie e pieghe), mostra un depletamento massimo in genere minore nell'area di giacimento, simulando una tenuta della pressione grazie alle estese zone di fratturazione prossime alle faglie stesse, e allo stesso tempo l'estensione del depletamento risulta maggiore rispetto a quelle del Modello 1, se pur concentrate in queste zone fratturate. In generale non ci sono differenze significative in termini di variazione di pressione tra i due modelli.

Nei casi conservativi in cui si simula una trasmissività non del tutto ridotta su alcune delle faglie vicino al giacimento, si ha un'estensione maggiore della zona depletata, che comunque non oltrepassa mai le due faglie regionali t1 e f1.

3.4.4. Simulazioni aggiuntive

Il profilo di produzione adottato è stato costruito anche al fine di minimizzare l'impatto della subsidenza nell'area in oggetto. Il campo, in realtà, con i dati a disposizione e le interpretazioni e assunzioni fatte finora, presenta una potenzialità maggiore.

Pertanto, sono state effettuate 4 ulteriori simulazioni, utilizzando il Modello 1 di porosità e permeabilità, lo scenario base di trasmissività delle faglie e i 4 casi di acquifero (forte, medio, debole, no acquifero) e cercando di mantenere il plateau di produzione definito da Italfuid e DG Impianti sulla base del report di RPS (2023) il più a lungo possibile, impostando come vincolo solo quello della THP (tubing head pressure) posto, come nei precedenti studi, a 25 bar.

Questo ha portato, in tutti i casi analizzati, ad una durata del plateau di circa 17 anni, contro i 7 dello scenario di base (**Figura 15**) e ad una produzione totale di gas di 1970 MMscm / 70 bcf, contro i 1500 MMscm / 53 bcf del caso base (**Figura 16**), che si traduce in un incremento del recovery factor dal 53% a circa il 70%. Aumenta anche la produzione di acqua di formazione, che raggiunge valori di 5.5 m3 giorno nel caso con acquifero forte. La produzione di acqua avviene negli ultimi anni di produzione, iniziando a ridosso della fine del plateau, quando la produzione di gas declina molto rapidamente e termina per il raggiungimento del vincolo THP di 25 bar in tutti i casi analizzati.

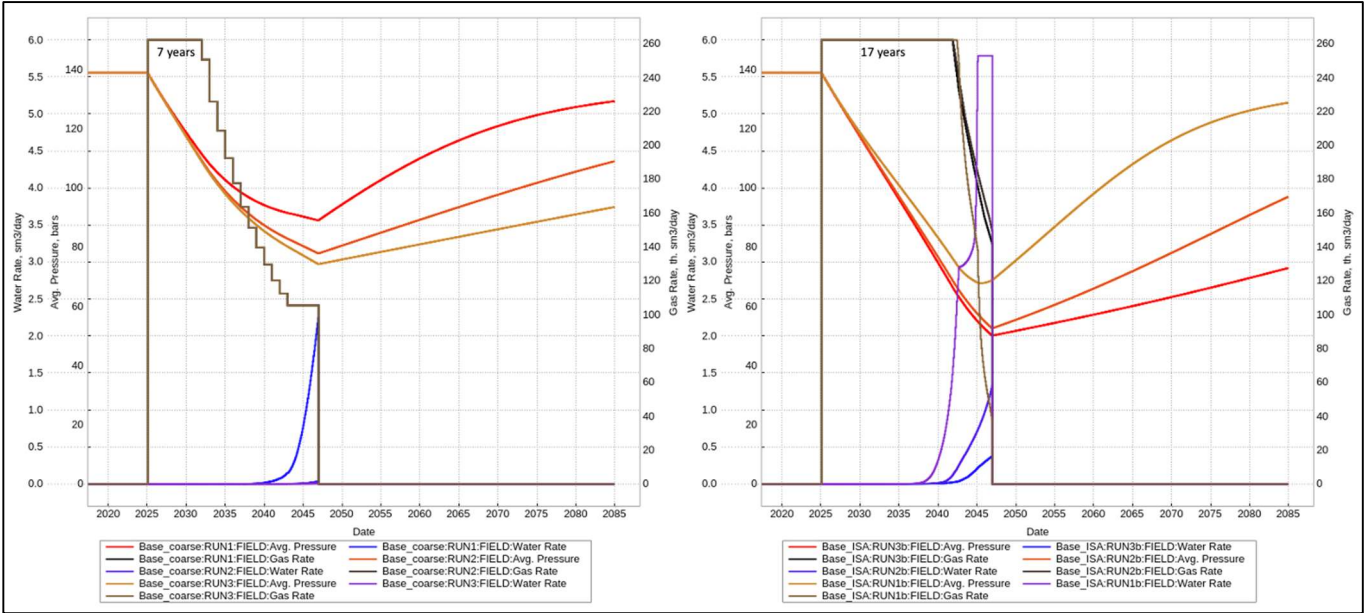


Figura 15: produzione di gas e di acqua e andamento della pressione media di giacimento per il profilo di produzione base (a sinistra) e quello senza vincoli (a destra). La portata del gas è indicata in migliaia (th nel plot) di metri cubi giorno.

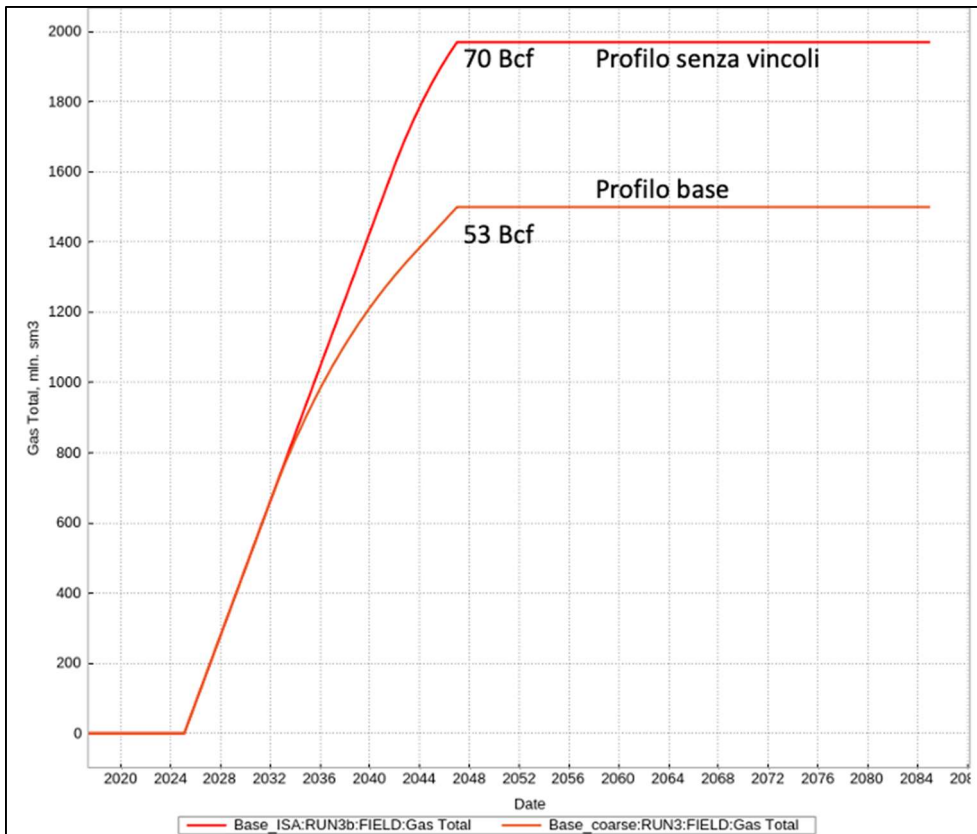


Figura 16: produzione di gas totale per il profilo di produzione base e quello senza vincoli. Il gas totale prodotto è indicato in milioni (mln) di metri cubi.

4. Conclusioni

È stato costruito un modello numerico 3D fluido-dinamico, tramite il software tNavigator[®], per studiare lo sviluppo del campo di Colle Santo, con la messa in produzione del giacimento tramite i due pozzi esistenti Monte Pallano 1dir (MP 1dir) e Monte Pallano 2dir (MP 2dir), per la produzione di gas naturale liquefatto (LNG).

È stato revisionato tutto il materiale informativo, composto da report e dati (analisi fluidi, analisi carote, test di produzione, etc), al fine di definire i parametri dinamici da inserire nel modello dinamico. Il modello è stato inizializzato, confermandone la stabilità e la coerenza con i dati di input. I volumi di gas disponibili sono coerenti con quanto ipotizzato nei precedenti studi.

Dopo l'inizializzazione, il modello ha contemplato diversi scenari relativi all'acquifero. È stata definita la strategia di produzione, e sono state eseguite diverse simulazioni per riprodurre la produzione di gas dai due pozzi esistenti, cercando di coprire il range di incertezza di alcuni dei parametri dinamici del sottosuolo. La portata massima ai pozzi è stata definita sulla base delle specifiche di progetto, in particolare in relazione alla quantità di gas che l'impianto di liquefazione è in grado di trattare.

Le incertezze maggiori sono relative all'acquifero, alla trasmissività delle faglie ed alla presenza o meno di zone con maggiore fratturazione, con conseguente maggiore porosità secondaria e permeabilità. Riguardo a questi fattori è stata condotta quindi un'analisi di sensitività tramite simulazione, prendendo in considerazione anche i casi più estremi, come l'assenza di un acquifero attivo.

I risultati mostrano un depletamento più marcato ed esteso con acquifero debole, senza acquifero e con un caso conservativo di trasmissività assente delle faglie. I casi costruiti con differente distribuzione della fratturazione (in termini di porosità e permeabilità) si sono rivelati molto simili tra loro non presentando grosse differenze di depletamento. La massima depressurizzazione rispetto alla pressione vergine di giacimento è pari a circa 70 bar nella zona dei pozzi di produzione.

Bibliografia

- AGIP Mineraria (1966) – Bomba 1 well - Production test report, Chieti.
- AGIP Mineraria (1967) – Bomba 2 well - Capillary pressure curve & residual gas saturation, San Donato Milanese.
- AGIP Mineraria (1967) – Bomba 3 well - Capillary pressure curve & residual gas saturation, San Donato Milanese.
- AGIP S.p.A. (1986) – Previsioni preliminari di subsidenza per il campo di Bomba (CH), San Donato Milanese.
- AGIP S.p.A. (1989) – Previsioni preliminari di subsidenza per il campo di Bomba – Nota tecnica, San Donato Milanese.
- AGIP S.p.A. (1990) – Previsioni preliminari di subsidenza per il campo di Bomba per una produzione con portate superiori a 400000 Sm³/g, San Donato Milanese.
- Agriparadigma S.r.l. (2007) – Rapporti di prova sui campioni di gas prelevati ai pozzi Monte Pallano 1 e 2, Ravenna.
- Bello G., Mari E. (1997) – Bomba field - Reservoir engineering study and development hypothesis, Parma.
- Bello G. (2007) – Monte Pallano field – Well Testing Interpretation (wells MP-1 & MP-2) & development hypothesis, Forest CMI S.p.A., Parma, December 2007.
- Bello G. (2008) – Monte Pallano” Field - 3D Reservoir Simulation Study prepared for Forest Oil, Forest CMI S.p.A., Parma, June 2008.
- Bello G. (2008) – Monte Pallano Field - 3D Reservoir Simulation Study - Sensitivity case prepared for Forest Oil, Forest CMI S.p.A., Parma.
- DG Impianti, ITF Cosmep (2023) – Basi di Progetto.
- Engea, DG Impianti, ITF Cosmep (2023) – Variazione programma lavori.
- DREAM, gennaio 2016. Campo di Colle Santo. Studio della subsidenza indotta dalla produzione del campo.
- Geocomp Corporation and Jamiolowski M.B. (2008) - Predicted subsidence from gas extraction. Monte Pallano field, commune di Bomba (Chieti), Italy.
- Geolog – Surface Logging (2007) – Forest – CMI S.p.A. – Monte Pallano 1 Dir – Final Well Report.
- Geolog – Surface Logging (2007) – Forest – CMI S.p.A. – Monte Pallano 2 Dir – Final Well Report.
- RPS (2023a) – Evaluation of Colle Santo gas project. – Field Study.
- RPS (2023b) – Evaluation of Colle Santo gas project. – Technical resources report.
- Ringrose, P., Bentley, M.: Reservoir Model Design, 2 edn. Springer (2021)