



**petroleum
engineering
group**



STOGIT

POLITECNICO DI TORINO
DITAG - Dipartimento di Ingegneria del Territorio,
dell'Ambiente e delle Geotecnologie

CONTRATTO DI RICERCA TRA IL POLITECNICO DI
TORINO E LA SOCIETÀ STOGIT "STUDI DI GIACIMENTO
PER LO STOCCAGGIO SOTTERRANEO DEL GAS
NATURALE

CAMPO DI MINERBIO

**MODELLO STATICO ED ANALISI DEL
COMPORTAMENTO DINAMICO PER
L'OTTIMIZZAZIONE DELLA GESTIONE
OPERATIVA DEL LIVELLO DI
STOCCAGGIO POOL C**

Maggio 2012



INDICE

1	PREFAZIONE	1
2	INTRODUZIONE	2
3	CONCLUSIONI	4
4	DATI GENERALI DEL GIACIMENTO	5
5	INQUADRAMENTO GEOLOGICO	7
5.1	Struttura del giacimento	7
6	MODELLO STATICO	10
6.1	Grid	10
6.1.1	<i>Dati utilizzati</i>	10
6.1.2	<i>Procedura generale</i>	10
6.1.3	<i>Verifica delle sequenze sedimentarie e messa in quota delle mappe sismiche</i>	12
6.1.4	<i>Trattamento delle faglie</i>	12
6.1.5	<i>Discretizzazione principale del volume poroso</i>	12
6.1.6	<i>Rielaborazione del grid</i>	13
6.1.7	<i>Sub-layerizzazione</i>	13
6.2	Cluster Analysis	14
6.2.1	<i>Dati utilizzati</i>	14
6.2.2	<i>Scelta dei pozzi chiave e pozzi aggregati</i>	15
6.2.3	<i>Definizione delle log-facies</i>	15
6.2.4	<i>Caratterizzazione petrofisica delle log-facies</i>	16
6.2.4.1	NTG	16
6.2.4.2	Porosità	16
6.2.4.3	Saturazione in acqua	16
6.2.4.4	Permeabilità	17
6.3	Distribuzione delle proprietà petrofisiche	17
6.3.1	NTG	17
6.3.2	Porosità	18
6.3.3	Saturazione in acqua	19
6.3.4	Permeabilità	19
6.4	Contatto gas-acqua originale	19



7	MODELLO DINAMICO	20
7.1	Definizione del modello dinamico	21
7.1.1	<i>Discretizzazione</i>	21
7.1.2	<i>Caratterizzazione petrofisica</i>	22
7.1.3	<i>Trasmissività</i>	23
7.1.4	<i>Pressioni capillari e permeabilità relative</i>	23
7.1.5	<i>Comprimibilità del volume poroso</i>	24
7.1.6	<i>Caratteristiche dei fluidi</i>	25
7.1.7	<i>Caratteristiche dell'acquifero</i>	26
7.1.8	<i>GOIP dinamico</i>	27
7.1.9	<i>Definizione dei pozzi</i>	27
7.2	Calibrazione del modello.....	27
7.3	Osservazioni sul modello dinamico.....	28
7.4	Simulazione dei pozzi	29
7.4.1	<i>Completamenti</i>	29
7.4.2	<i>Determinazione delle perdite di carico in pozzo</i>	29
7.4.3	<i>Produttività</i>	29
8	SIMULAZIONI DEL COMPORTAMENTO FUTURO DEL GIACIMENTO	32
8.1	Attuali modalità di esercizio del campo.....	32
8.2	Durata delle simulazioni.....	32
8.3	Pozzi di stoccaggio	33
8.4	Imposizione dei vincoli operativi	33
8.4.1	<i>Determinazione della pressione statica alla testa pozzo</i>	33
8.5	Scenari di forecast	34
8.5.1	<i>Variazione delle condizioni di esercizio del campo</i>	34
8.5.1.1	Casi base.....	35
8.5.1.2	Caso b	36
8.5.1.3	Caso c.....	36
8.5.1.4	Caso d	37
8.5.1.5	Caso e	37
8.5.2	<i>Confronto tra i risultati ottenuti</i>	37
8.5.3	<i>Casi operativi - Analisi dei risultati</i>	38
8.5.4	<i>Superamento della pressione iniziale di giacimento</i>	39
8.5.4.1	Caso m	39
8.5.4.2	Caso f	40
8.5.4.3	Caso g	40



8.5.4.4	Caso h	40
8.5.4.5	Caso i.....	41
8.5.4.6	Confronto tra i risultati ottenuti.....	41
8.5.5	<i>Sviluppo di nuovi pozzi per la sostituzione del cluster A</i>	42
8.5.5.1	Caso I	44
8.5.5.2	Caso II	44
8.5.5.3	Caso III	44
8.5.5.4	Caso IV	45
8.5.5.5	Caso V	45
8.5.5.6	Caso VI	45
8.5.5.7	Caso VII	46
8.5.5.8	Caso VIII	46
8.5.5.9	Confronto tra i risultati ottenuti	46
8.5.6	<i>Impiego di pozzi addizionali</i>	48
8.5.6.1	Caso V1	49
8.5.6.2	Caso V2	49
8.5.6.3	Caso V3	50
8.5.6.4	Caso V4	50
8.5.6.5	Caso H1	50
8.5.6.6	Caso H2	51
8.5.6.7	Caso H3	51
8.5.6.8	Caso H4	51
8.5.7	<i>Confronto tra i risultati ottenuti</i>	52
8.5.8	<i>Impiego di pozzi addizionali e sostituzione del cluster A</i>	53
8.5.8.1	Caso S	53
8.5.8.2	Confronto tra i risultati ottenuti	53
8.6	Definizione della sequenza di apertura dei pozzi.....	54
8.6.1	<i>Sequenza di apertura dei pozzi</i>	55
8.6.1.1	Criteri di apertura dei pozzi	55
8.6.1.2	Vincoli di esercizio e operativi.....	56
8.6.1.3	Risultati	56
8.6.2	<i>Definizione dei blocchi</i>	57
8.7	Calcolo delle riserve.....	57
8.7.1	<i>Risultati</i>	57
8.8	Determinazione del cushion gas.....	58
8.8.1	<i>Situazione attuale</i>	58
9	ACRONIMI	60
10	BIBLIOGRAFIA	61
11	LISTA DELLE TABELLE	62



12 LISTA DELLE FIGURE	71
APPENDICE A.....	83
<i>Tecnica ad iterazioni successive per la stima delle portate</i>	83
APPENDICE B.....	85
<i>Casi operativi addizionali</i>	85



1 PREFAZIONE

Il presente rapporto descrive i risultati del lavoro di ricerca condotto dal *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino in collaborazione con STOGIT S.p.A per definire le modalità ottimali di gestione e valutare le prestazioni potenziali del campo di stoccaggio di Minerbio *Pool C*.

Il lavoro si è articolato in due fasi. La prima fase ha riguardato la realizzazione di un modello statico e, successivamente, di un modello dinamico 3D del giacimento, messi a punto sulla base di tutti i dati disponibili. Nella seconda fase del progetto, una volta calibrato il modello dinamico, è stata determinata ed analizzata la risposta del sistema secondo diversi possibili scenari, evidenziando possibili scelte operative per la gestione futura del campo.

Le simulazioni effettuate hanno contemplato sia la possibilità di perforare nuovi pozzi nella zona a sud-est del campo sia la sostituzione dei pozzi del *cluster A* sia, infine, l'opportunità di modificare gli attuali vincoli di esercizio dei singoli pozzi e della centrale per migliorare le prestazioni future dello stoccaggio con una gestione in sovrappressione e in underpressure (pressione di esercizio minore della pressione di rete trasporto)

Lo studio di giacimento è stato aggiornato a seguito della recente acquisizione del rilievo sismico 3D, che ha apportato un contributo di conoscenze più approfondite sugli aspetti geologico-strutturali.



2 INTRODUZIONE

Il campo di Minerbio, situato a circa 20 km a NE di Bologna (fig. 1) è stato scoperto nel luglio 1956 attraverso il pozzo esplorativo Minerbio-1. Il *reservoir* principale del campo (Pool C), è costituito da un corpo sedimentario composto da più sequenze sabbiose, caratterizzate dalla presenza di livelli argillosi di spessori variabili (fig. 2).

Dal 1959 e il 1971 il campo ha prodotto dal pool C attraverso 24 pozzi, nel 1975 il campo è stato convertito a stoccaggio di gas naturale nei livelli C1 e C2. Attualmente nel pool C (livelli C1 e C2) sono attivi 51 pozzi per lo stoccaggio.

La realizzazione del nuovo modello statico di Minerbio è stata finalizzata alla ricostruzione del sistema strutturale e dei corpi sedimentari che costituiscono il *reservoir* principale del campo (Pool C).

La definizione del modello statico ha richiesto la revisione di tutti i dati raccolti durante la vita del giacimento e, in particolare, di tutti i *log* disponibili per l'individuazione dei *top* formazionali e, quindi, per la corretta messa in profondità delle mappe sismiche.

Il *grid* del modello statico è stato realizzato mediante un processo articolato in più fasi, allo scopo di ottenere una discretizzazione in grado di rappresentare in maniera ottimale le strutture del giacimento, pur mantenendo il più possibile una geometria regolare. A tal fine si è posta particolare attenzione alla definizione dell'andamento delle faglie, delimitanti il campo nella zona nord-est, e alle relazioni geometriche esistenti tra i corpi sedimentari porosi. Per contenere il numero totale delle celle e, di conseguenza, ridurre i tempi nella successiva fase di simulazione dinamica, i volumi porosi non mineralizzati non sono stati rappresentati. La *sub-layerizzazione* verticale è stata effettuata solo nei primi due livelli del Pool C, ovvero nei livelli interessati dallo stoccaggio (livelli C1 e C2).

Ai fini della caratterizzazione petrofisica è stata eseguita una *cluster analysis*, basata principalmente sui dati *log* di potenziale spontaneo disponibili. Sono state definite tre *logfacies*, di cui due di *reservoir*, caratterizzate utilizzando dati *log* e di carota. A partire dai risultati della *cluster analysis* è stata definita una mappa di NTG e sono stati calcolati i valori di porosità e di saturazione in acqua per ogni livello.

Sulla base del modello statico generato e della revisione della storia produttiva pregressa è stato messo a punto un modello dinamico 3D del campo.

La calibrazione del modello è stata eseguita con l'ausilio di una regressione automatica che ha agito su 86 diversi parametri. Una volta validato, il modello di giacimento è stato utilizzato per aggiornare i valori del *working gas* per il ciclo normale e per il ciclo di emergenza e delle riserve producibili nell'ipotesi di raggiungere una pressione minima a testa pozzo in condizioni di erogazione rispettivamente pari a 45 e a 15 Barsa e, infine, per individuare possibili strategie di gestione o scenari di sviluppo del campo che consentissero il miglioramento dell'efficienza delle attività di stoccaggio.



In particolare lo studio ha avuto i seguenti obiettivi:

valutare il comportamento del sistema di stoccaggio nel tempo nell'ipotesi di ricostituzione del campo alla pressione iniziale del giacimento e di erogazione durante la fase di svasso sino ad una pressione minima di testa pozzo rispettivamente pari a 75, 70, 60 e 45 Barsa;

valutare il comportamento del sistema di stoccaggio nel tempo nelle ipotesi di ricostituzione del campo ad una pressione di giacimento pari al 104%, 107%, 110%, 115% 120% della pressione originale del giacimento, con erogazione durante la fase di svasso sino ad una pressione minima di testa pozzo pari a 75, 70, 60 e 45 Barsa;

valutare l'effetto dell'alienazione dei pozzi del *cluster* A e valutare se la chiusura di tali pozzi potrebbe essere compensata con la perforazione di nuovi pozzi orizzontali;

definire i possibili vantaggi, in termini di *working gas* e di prestazioni di punta, conseguibili a seguito della realizzazione di un pozzo addizionale nella zona sud-est del campo;

individuare la sequenza ottimale di apertura dei pozzi nelle modalità di gestione attuali del campo e l'eventuale accorpamento dei pozzi in blocchi predefiniti, operati in remoto mediante telecontrollo.

Le potenziali prestazioni di campo nelle diverse condizioni ipotizzate sono state definite tramite curve di erogabilità determinate in base ai limiti di esercizio dettati dalla centrale del campo.

Le previsioni di produzione futura del campo secondo i diversi scenari considerati sono state effettuate per un periodo pari a dieci cicli di stoccaggio.



3 CONCLUSIONI

Il modello numerico del giacimento di Minerbio, messo a punto dal *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino, è stato aggiornato alla data del 31/10/2010 (fine ricostituzione del ciclo termico 2010/2011).

In accordo con lo studio geologico, l'analisi dei dati di pressione raccolti durante tutta la vita del giacimento indica la presenza di eterogeneità. In particolare, lo studio geologico ha riconosciuto, su tutta l'area del campo, la presenza di intercalazioni argillose che rallentano il flusso in direzione verticale e che sembrano avere un sensibile impatto sulla comunicazione tra i livelli del giacimento. La zona settentrionale del campo, separata da una faglia avente un rigetto molto ampio ma non tale da escludere la possibilità di comunicazione idraulica, sembra fare parte del giacimento, anche se il suo contributo allo stoccaggio è trascurabile.

Le previsioni di produzione futura del campo secondo i diversi scenari considerati sono state effettuate per il periodo compreso tra l'autunno del 2010 e l'autunno del 2020 (10 cicli termici di stoccaggio completi).

Al raggiungimento del 100% della pressione statica originaria in fase di ricostituzione, il *working gas* ottenuto dalla simulazione dei cicli di stoccaggio in condizioni di svasso normale (F.T.H.P. = 70 barsa), risulta pari a ca. **2.530 10⁶ m_{sc}³**. Un lieve superamento dinamico della pressione di scoperta nella fase terminale di ricostituzione del giacimento, con successiva ristabilizzazione al valore limite statico, consente di incrementare ulteriormente il *working gas* di **128 10⁶ m_{sc}³**.

Simulando tramite modello dinamico 3D, è stata individuata la fattibilità di un'erogazione stabile nel tempo, con una contenuta produzione di acqua, tramite l'ausilio delle macchine di compressione ad una pressione di esercizio inferiore (**F.T.H.P. @ 60 barsa**) a quella della rete di trasporto (**F.T.H.P. @ 70 barsa**). Ciò apporterebbe un ulteriore incremento di *working gas* di **342 10⁶ m_{sc}³**.

Sono stati analizzati diversi scenari che prevedono il raggiungimento di una sovrappressione rispetto al valore limite originario di scoperta. In particolare la simulazione ad una sovrappressione al 107% della pressione originaria, cui ha fatto seguito la relativa sperimentazione, incrementerebbe il *Working Gas* di **420 10⁶ m_{sc}³** per un totale complessivo di **2.950 10⁶ m_{sc}³**. La sperimentazione autorizzata da M.S.E. e realizzata nell'estate del 2011 ha confermato i valori simulati in termini di volumi e di pressione massima raggiunta.

Il valore massimo di sovrappressione simulato è del 120 % e in tali condizioni il *Working Gas* erogabile risulterebbe pari a **3.895 10⁶ m_{sc}³**.



4 DATI GENERALI DEL GIACIMENTO

Il giacimento a gas di Minerbio è situato in area ENI, circa 20 km a NE di Bologna (fig. 1). Il giacimento è stato scoperto nel luglio 1956 attraverso il pozzo esplorativo Minerbio-1.

Il giacimento è costituito da più livelli mineralizzati separati da sequenze argillose che impediscono la comunicazione idraulica tra le varie formazioni mineralizzate (fig. 2). I livelli principali che hanno o hanno avuto un interesse minerario sono i *Pool C* e F. Il *Pool C* rappresenta il livello principale del campo di Minerbio ed è attualmente utilizzato per le attività di stoccaggio.

Da un punto di vista geologico il *Pool C* è formato da sabbie e *silt* torbiditici, con intercalazioni argillose, della formazione Porto Garibaldi del Pliocene Medio Inferiore, depositati sulla formazione Argille del Santerno Inferiore. All'interno di quest'ultima si sviluppa il *Pool F*. Lo spessore medio dei livelli a gas del *Pool C* è pari a circa 100 m. La copertura della roccia serbatoio è assicurata dalla formazione Argille del Santerno Superiore. Un acquifero laterale delimita il campo in direzione nord-ovest. Il contatto gas/acqua originale era stato riconosciuto alla profondità di 1370 m ss.

Nella struttura di Minerbio sono stati perforati, tra il 1956 e il 1967, 36 pozzi di cui 24 adibiti alla produzione primaria del *Pool C* ed uno alla produzione del livello F. I rimanenti 11 pozzi sono risultati sterili.

La pressione originale del *Pool C* era pari a 150.4 Barsa alla profondità (*datum depth*) di 1334 m ss. La pressione originale del livello F era pari a 200.7 Barsa alla profondità (*datum depth*) di 1725 m ssl.

Durante la produzione primaria, avviata nel febbraio 1959 e conclusa nell'aprile 1971, dal *Pool C* (*pool* principale) è stato prodotto un volume di gas pari a $12826 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$; nello stesso periodo la pressione media di giacimento è scesa dal valore iniziale ad un valore di circa 30 Barsa. Tra il 1959 e ottobre 1996 il livello F (*pool* secondario) ha prodotto, mediante il pozzo Minerbio-17, un volume di gas pari a $302 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$.

Nell'aprile del 1975 il campo è stato convertito allo stoccaggio di gas metano nei livelli sommitali del *Pool C* (C1, C2), appartenenti alla formazione porto Garibaldi. La pressione statica in giacimento (SBHP) ad inizio stoccaggio era pari a 36.3 Barsa.

Dal 1979 alla data attuale sono stati perforati 48 pozzi adibiti alle operazioni di stoccaggio, ai quali sono stati aggiunti i pozzi Minerbio-32, Minerbio-34 e Minerbio-35, recuperati dalla fase di produzione primaria. Attualmente nel *Pool C* sono quindi attivi 51 pozzi per le attività di stoccaggio. Tutti i pozzi di stoccaggio, ad eccezione dei pozzi Minerbio-32, Minerbio-34 e Minerbio-50, sono direzionati. I completamenti sono in genere di tipo OHGP (*Open Hole Gravel Pack*) tranne che nei pozzi Minerbio-32, Minerbio-34 e Minerbio-35, in cui il completamento è di tipo ICGP (*Inside Casing Gravel Pack*). Tutti i pozzi risultano completati con *tubing* da 5". I pozzi fanno capo a 7 *clusters*: A, B, C, C1, D, E, E1.



Il pozzo Minerbio-21 è impiegato per lo smaltimento delle acque reflue di produzione, mentre altri 6 pozzi, allagati durante la fase di produzione primaria, vengono impiegati come pozzi spia per il monitoraggio delle pressioni nei livelli interessati dallo stoccaggio e nella copertura. In particolare, 3 pozzi sono utilizzati come pozzi spia nel *Pool C* (Minerbio-1 e Minerbio-31) e nella copertura del *Pool C* (Minerbio-29), 3 pozzi sono utilizzati come pozzi spia nel livello A2 (Minerbio-6 e Minerbio-36) e nelle Sabbie di Asti (Minerbio-10).

Nel corso del 2010 è stato perforato il pozzo geognostico Minerbio 85 dir con lo scopo di acquisire informazioni geologiche attraverso il prelievo di carote di fondo e la registrazione di un set completo di log elettrici.

In fase di stoccaggio la massima pressione statica di giacimento ($SBHP_{max}$) ha eguagliato la pressione iniziale (150.4 Barsa) ed è stata raggiunta nell'ottobre 1990 e nell'ottobre 1992.

Attualmente, durante lo svaso, i pozzi sono messi in produzione secondo un criterio di priorità per blocchi di pozzi; all'interno di ciascun blocco i blocchi hanno una priorità assegnata secondo la loro produttività e secondo un criterio empirico di distribuzione areale della portata di campo. Operativamente per ogni pozzo la massima portata in erogazione viene stabilita come quella che induce un Δp a testa pozzo mediamente pari al 15% della pressione statica alla testa (STHP).

La capacità massima giornaliera della centrale di trattamento del gas prodotto durante le fasi di svaso è attualmente pari a $63 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$ mentre la portata minima è di $5 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$. La pressione di esercizio durante il ciclo di svaso normale è pari a 70 Barsa; la pressione nel ciclo di emergenza è pari a 45 Barsa. La portata massima giornaliera della centrale durante le fasi di iniezione del gas è pari a $30 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$, a fronte di una pressione di mandata pari a 140 Barsa; la portata giornaliera minima in fase di iniezione è pari a $8 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$.



5 INQUADRAMENTO GEOLOGICO

Il campo di Minerbio, ubicato a circa 20 km a NE di Bologna, si colloca all'interno del sistema di pieghe romagnole dell'Appennino emiliano-romagnolo. Da un punto di vista strutturale, la struttura di Minerbio rappresenta la parte nord-occidentale di un'anticlinale allungata in direzione NW-SE, delimitata nella sua porzione NE da una serie di faglie appartenenti al *thrust* di Selva-Minerbio (fig. 3).

La trappola che caratterizza il giacimento di Minerbio è di tipo misto (stratigrafico-strutturale), in quanto si combinano strutture tettoniche plastiche (anticlinali asimmetriche), rigide (faglie marginali nord-orientali) ed elementi stratigrafici (corpi lenticolari e *pinch-out*). La copertura del giacimento è garantita dalla *facies* argilloso-siltosa del membro superiore della Formazione Argille del Santerno, che è presente sull'intera area del giacimento con uno spessore medio di 130 metri e costituisce un *sealing* continuo.

Il giacimento, mineralizzato a gas, è composto da più livelli sabbiosi isolati compresi nella Formazione di Porto Garibaldi (livelli C, D ed E) e nelle Argille del Santerno inf. (livello F) interposte tra la Formazione di Porto Garibaldi e la Formazione Porto Corsini. Inoltre, nelle coperture sono presenti altri corpi sabbiosi mineralizzati a gas, noti come livelli PLQ1, A1, A2 e B. Nella tabella 1 si riporta schematicamente la successione stratigrafica attraversata dai pozzi del campo.

Il *reservoir* principale del campo di Minerbio è rappresentato dal *Pool C*, un corpo sedimentario composto da più sequenze sabbiose di genesi torbidaica, caratterizzate dalla presenza di livelli argillosi di spessori variabili (Formazione Porto Garibaldi) che si sedimentarono tra il Pliocene medio ed il Pliocene superiore su un alto strutturale (Argille del Santerno inf.).

IL *Pool C* comprende 4 corpi sabbiosi principali, indicati come livelli C1, C2, C3, C3-1. Un quinto livello poroso (C3-2) è presente nella zona basale del *pool*, ma risulta mineralizzato ad acqua. Interposti ai livelli principali, vi sono 3 *layers* argillosi, correlabili su tutto il campo. I profili *log* hanno evidenziato che tali livelli, sebbene caratterizzati da spessori estremamente variabili, si interrompono lateralmente o si assottigliano sino a non esser più riconoscibili soltanto laddove la struttura è scomposta dalle faglie o dove i livelli si chiudono in *pinch-out*.

L'acquifero che delimita il *Pool C* agisce soprattutto da nord-est e da sud. L'originale contatto gas/acqua è stato riconosciuto ad una profondità di 1370 m ss.

5.1 Struttura del giacimento

Il giacimento di Minerbio rappresenta la parte nord-occidentale di una anticlinale fagliata NE vergente, estesa sui campi di Minerbio e Selva, su cui si sovrappone un'anticlinale minore disassata, costituente il campo propriamente detto. L'anticlinale Selva-Minerbio costituisce il margine NE di un bacino *piggy-back* strutturatosi durante il Pliocene, delimitato a NE da un sistema di faglie che caratterizzano una zona di sovrascorrimento.



Rilievo sismico 3D

Nel corso del 2010 è stato acquisito nella Concessione Minerbio Stoccaggio un rilievo sismico 3D (fig. 4-5), finalizzato ad approfondire le conoscenze sull'assetto geologico-strutturale del giacimento. L'attività si è articolata nelle seguenti fasi:

- acquisizione su una superficie di circa 95 kmq
- elaborazione dei dati ("Processing") con l'ausilio di software dedicati
- interpretazione dell'assetto geologico-strutturale del giacimento

L'interpretazione geologica ha condotto alla realizzazione di una nuova mappa strutturale del top del giacimento (Pool C) ed al riconoscimento dei principali lineamenti tettonici che lo scompongono. La mappa è stata calibrata ai dati stratigrafici di tutti i pozzi, sia verticali che direzionati. Per la corretta taratura del dato sismico si è inoltre proceduto ad una calibrazione con i log di pozzo disponibili, verificando un buon grado di correlazione tra le due informazioni.

I principali risultati acquisiti grazie all'interpretazione geologica sono stati:

- la conferma della presenza di una zona di non-deposizione dei livelli sabbiosi nell'area sud-orientale del campo
- l'evidenza della presenza di una serie di faglie dirette, orientate circa nord-sud, che ribassano la porzione orientale del campo, che risulta in parziale comunicazione con il settore principale, senza tuttavia creare compartimentazioni dal punto di vista dinamico
- l'identificazione di una serie di piccole faglie dirette di collasso, che interessano il settore culminale della struttura (faglie crestali) e che presentano rigetti modesti e immersione verso nord, anch'esse senza ripercussioni sulla continuità dinamica nel giacimento.

L'interpretazione geologico-strutturale eseguita sulla base del recente rilievo sismico 3D ha evidenziato che i fianchi dell'anticlinale di Minerbio risultano fortemente asimmetrici. Il fianco NE, più pendente, è interessato da un sistema di faglie che danno luogo a rigetti massimi verticali di circa un centinaio di metri. Tali piani hanno andamento sub-parallelo al fronte della struttura e, verso il limite SE del campo, piegano verso S separando la struttura di Minerbio e quella di Selva. Il fianco SW, invece, scende regolarmente e senza complicazioni tettoniche. La culminazione della struttura è decentrata verso la zona E del campo e nella porzione SE (poco oltre il pozzo Minerbio-84), presenta un esteso *blank* sismico di forma lobata e rappresentante probabilmente un'area di non deposizione. L'andamento del *blank* sismico coincide con l'asse strutturale dell'anticlinale di Minerbio e tende ad ampliarsi nei livelli sabbiosi inferiori del Pool C.

Nella figura 6 è riportata la mappa del top del giacimento (Livello C1), con l'andamento delle principali faglie del campo.

L'analisi dei rapporti stratigrafici tra i livelli del *Pool C* ha evidenziato che i corpi sabbiosi si ispessiscono progressivamente procedendo verso i depocentri dei bacini interno ed esterno. In particolare, lo spessore di tali corpi cresce più rapidamente andando verso il bacino esterno. Un



tale ispessimento dei sedimenti, oltre che essere dovuto alla forte acclività del fianco NE dell'anticlinale, potrebbe esser stato causato da un tasso di subsidenza tettonica del bacino esterno paragonabile al tasso di sedimentazione della Formazione Porto Garibaldi, che sostanzialmente ha conservato il dislivello tra il fondo del bacino ed il culmine dell'anticlinale principale.



6 MODELLO STATICO

6.1 Grid

6.1.1 Dati utilizzati

I dati utilizzati per la ricostruzione del modello strutturale del *Pool C* di Minerbio sono di diverso tipo.

Per quanto riguarda i dati geofisici, per ciascun pozzo è disponibile un set di *log* (SP, *Resistivity*, *Neutron*, *Density*, *Sonic*) abbastanza completo, anche se non tutte le misure sono risultate qualitativamente buone ai fini della caratterizzazione litologica e petrofisica delle formazioni.

Le curve di maggior interesse, ai fini della ricostruzione del modello statico, sono risultate quelle dei *log* litologici di potenziale spontaneo e, in particolar modo, i *log* SP registrati nei 36 pozzi utilizzati in fase di produzione primaria in quanto hanno indagato intervalli più ampi, spesso intercettando tutti i livelli porosi principali del *Pool C*. Le curve SP acquisite nei pozzi perforati per lo stoccaggio, invece, sono poco rappresentative ai fini della caratterizzazione litologica e per le correlazioni stratigrafiche, poiché la perforazione di tali pozzi è stata generalmente arrestata entro il livello C1 e solo alcuni pozzi (Minerbio-54, Minerbio-55, Minerbio-57, Minerbio-58, Minerbio-62, Minerbio-64, Minerbio-81, Minerbio-83) hanno raggiunto il livello C2.

Sulla base dei *log* SP e, laddove necessario, con l'ausilio degli altri *log*, è stata effettuata una zonazione litostratigrafica dei 4 livelli porosi principali del *reservoir* e dei tre *layers* argillosi tra essi interposti. A questa sono stati affiancati gli intervalli aperti al flusso, sia durante il periodo della produzione primaria che durante quello di stoccaggio, di tutti i pozzi.

6.1.2 Procedura generale

Una delle criticità del modello statico del 1997 era rappresentata dall'insufficiente grado di dettaglio strutturale del *grid*. Nella generazione del vecchio modello era stato privilegiato l'uso di maglie rettangolari piuttosto lasche nelle aree perimetrali del modello, sulla base delle linee sismiche 2D, ed un infittimento del *grid* nella zona di culmine della struttura, dove è presente il maggiore numero di pozzi. Una tale discretizzazione, sebbene consentisse di limitare considerevolmente il numero di celle, non permetteva una accurata rappresentazione dei corpi sedimentari, soprattutto in prossimità dei bordi del modello e lungo le faglie con andamenti discordanti rispetto a quelli del *grid*. Nella generazione del nuovo modello, basato sull'interpretazione dei dati acquisiti dalla sismica 3D, si è scelto di utilizzare delle maglie regolari, che in pianta hanno forma quadrata, e di dimensioni più ridotte, adattando il *grid* all'andamento dei piani di faglia. Tale discretizzazione presenta anche il notevole vantaggio di evitare problemi di convergenza nelle successive fasi di simulazione dinamica.



L'obiettivo di contenere il numero di celle e, di conseguenza, diminuire i tempi di simulazione è stato raggiunto mediante l'eliminazione delle porzioni di modello corrispondenti ai volumi porosi non mineralizzati e mediante una opportuna *coarsenizzazione* del *grid* nelle aree marginali, non interessate dai pozzi.

Il modello statico di giacimento è stato generato con l'ausilio del *software Petrel*.

Il *grid* del modello è stato messo a punto mediante un processo iterativo che, ad ogni fase del lavoro sviluppato in ambiente *Petrel*, ha comportato una verifica della sua effettiva funzionalità tramite il modello dinamico 3D.

La ricostruzione del *grid* si è articolata nelle seguenti fasi:

- inserimento nel progetto *Petrel* dell'input sismico 3D e dei dati relativi agli 84 pozzi del campo, verificandone le rispettive traiettorie;
- creazione di un *database* per la verifica, mediante i dati *log*, delle sequenze sedimentarie attraversate dai pozzi e per l'individuazione delle quote di *top* e di *bottom* dei livelli porosi principali del *reservoir*;
- verifica della messa in quota delle mappe sismiche;
- generazione del sistema principale di faglie, controllo delle giaciture dei piani di faglia e loro segmentazione per predisporre il sistema ad un successivo controllo locale dei rigetti;
- generazione del *grid* sulla base dei vincoli rappresentati dalle discontinuità strutturali;
- definizione degli 8 orizzonti stratigrafici principali all'interno del *grid*, interpolando le superfici mediante l'uso delle mappe sismiche e controllando localmente i rigetti delle faglie;
- rielaborazione del *grid* mediante l'eliminazione (o disattivazione) delle celle al di sotto del GWC nell'aera di modello corrispondente alla zona di erosione (o non deposizione) a SE del campo e dei 3 *layers* di modello corrispondenti ai livelli argillosi principali;
- controllo del dettaglio stratigrafico del *grid* secondo le 127 sezioni di modello ortogonali all'asse principale della struttura (direzione *i*) e le 31 sezioni ortogonali all'asse minore (direzione *j*) correggendo eventuali imprecisioni o distorsioni del *grid* mediante *editing* manuale delle celle;
- discretizzazione verticale dei primi due livelli porosi di modello (C1 e C2) in base alla posizione degli intervalli degli spari dei pozzi all'interno di ogni singolo livello.



6.1.3 Verifica delle sequenze sedimentarie e messa in quota delle mappe sismiche

La verifica della corretta messa in quota delle 8 mappe sismiche delle superfici di *top* e di *bottom* dei livelli porosi principali è stata effettuata mediante i *control points* ai pozzi, ovvero alle quote di *top* e di *bottom* di ciascun livello individuate mediante i *log* di pozzo.

6.1.4 Trattamento delle faglie

L'interpretazione sismica ha evidenziato che la struttura di Minerbio è un'anticlinale asimmetrica, NE vergente, interessata da un sistema di faglie che danno luogo a rigetti verticali massimi sino a circa un centinaio di metri. I piani di faglia hanno un andamento sub-parallelo al fronte della struttura e, verso il limite sud-est del giacimento, piegano in direzione sud.

La ricostruzione delle discontinuità strutturali costituisce la prima fase di modellizzazione. Per la rappresentazione del sistema di faglie principale si è scelto di ricostruire le faglie che, per estensione ed entità dei rigetti, sono state ritenute indispensabili alla corretta descrizione dell'assetto strutturale del campo.

I dati di *input* utilizzati per la generazione delle faglie sono stati i poligoni di faglia, ovvero le linee rappresentanti il tetto (*hanging-wall*) ed il letto (*foot-wall*) delle faglie su ciascuna delle 8 mappe sismiche.

6.1.5 Discretizzazione principale del volume poroso

Il *grid* è stato generato mediante un processo in più fasi, allo scopo di ottenere una discretizzazione in grado di rappresentare in maniera ottimale l'assetto strutturale del giacimento e di mantenere il più possibile una geometria regolare delle celle. In particolare, la procedura ha inizialmente previsto la costruzione del *grid* a partire da una suddivisione regolare a maglie quadrate di 60x60 m in pianta, in modo da raggiungere un buon compromesso tra il grado di dettaglio strutturale ed il numero totale di celle del modello. Il *grid* è stato orientato secondo l'asse principale della struttura. Dove i piani di faglia avevano andamento sub-parallelo all'asse della struttura è stato possibile far coincidere l'andamento delle celle alle discontinuità. Laddove, invece, l'orientazione delle discontinuità rispetto al *grid* avrebbe comportato una eccessiva distorsione delle celle, si è preferito approssimare la morfologia della struttura alla geometria delle celle (figura 7).

Una volta generata la struttura del *grid* si è proceduto alla definizione degli 8 orizzonti stratigrafici principali, corrispondenti alle superfici di *top* e di *bottom* dei corpi porosi che costituiscono il *giacimento* (figura 8). Tale processo ha determinato una prima discretizzazione verticale del modello secondo 7 *layers*: 4 livelli *reservoir* e 3 livelli argillosi tra essi interposti.

Le superfici di *input* utilizzate sono state quelle sismiche, previamente rielaborate per la loro corretta messa in profondità (par. 3.1.3).



6.1.6 Rielaborazione del grid

L'utilizzo di maglie quadrate di 60x60 m in pianta e la suddivisione verticale in 7 livelli hanno comportato la generazione di un numero eccessivamente elevato di celle. Per tale motivo, sono state eliminate le seguenti porzioni di *grid*:

- la porzione ribassata corrispondente alla zona esterna alle faglie principali del campo (zona perimetrale nord-est), le cui isobate risultano sempre al di sotto del GWC;
- la porzione posta al di sotto del GWC (1370 m ssf);
- le celle in corrispondenza dell'area di erosione (non deposizione) a SE del campo;
- Le celle corrispondenti ai 3 livelli argillosi principali (*layers* 2, 4 e 6). I *layers* argillosi, infatti, hanno la sola funzione di separare idraulicamente i corpi porosi principali del *Pool C*.

Al termine del processo di rielaborazione del *grid*, il modello è risultato composto da 4 *layers*.

6.1.7 Sub-layerizzazione

La suddivisione verticale del volume del giacimento è stata realizzata in modo da rispettare, nel modo più fedele possibile, le geometrie dei corpi sedimentari presenti all'interno del *Pool C*.

I *layers* adottati nel modello corrispondono ai 4 corpi sabbiosi: C1, C2, C3, C3-1. Tuttavia, al fine di poter descrivere accuratamente il comportamento dinamico del campo, si è adottata una ulteriore suddivisione verticale all'interno delle unità C1 e C2 (livelli interessati dallo stoccaggio), soprattutto in quanto l'intervallo degli spari dei pozzi generalmente non interessa l'intero spessore del livello poroso intercettato. In particolare, il livello C1, dove è presente il maggiore numero di pozzi, è stato ulteriormente suddiviso in 3 sottolivelli, mentre il livello C2 in 2 sottolivelli. Lo spessore di ciascun sottolivello è stato definito proprio sulla base degli intervalli degli spari dei pozzi di stoccaggio.

Nella tabella 2 è schematizzata la discretizzazione verticale finale adottata nel modello; a ciascuno dei 7 *layers* di modello è associato il corrispettivo termine stratigrafico. La figura 9 mostra la vista S del modello in cui si può apprezzare la discretizzazione finale del *grid*: i livelli C1, C2, C3 e C3-1 sono rappresentati rispettivamente in blu, arancio, verde e viola. Nelle tabelle 3a, 3b e 3c sono riassunte le quote (m TVD RT) dei *top* e dei *bottom* dei 4 livelli *reservoir* in corrispondenza di ciascuno degli 84 pozzi del campo, nonché le quote degli spari dei pozzi.



6.2 Cluster Analysis

6.2.1 Dati utilizzati

Per la caratterizzazione petrofisica del campo di Minerbio sono stati utilizzati i *log* di potenziale spontaneo, l'unico CPI disponibile e i dati di carota.

- Log litologici di potenziale spontaneo

Su tutto i *set* di *log* disponibili è stata eseguita un'analisi statistica che ha messo in evidenza come alcune delle curve *log* non fossero adeguate per descrivere correttamente la petrofisica del *reservoir*; tali curve non sono state incluse ai fini della *cluster analysis*.

Sono stati utilizzati *log* SP normalizzati dei seguenti pozzi, tutti perforati in fase di produzione primaria:

Minerbio-1, Minerbio-4, Minerbio-5, Minerbio-14, Minerbio-15, Minerbio-16, Minerbio-17, Minerbio-19, Minerbio-21, Minerbio-27, Minerbio-28, Minerbio-29, Minerbio-30, Minerbio-31, Minerbio-32, Minerbio-33, Minerbio-34, Minerbio-35, Minerbio-36;

Per quanto riguarda i pozzi perforati ai fini dello stoccaggio, ovvero tutti i pozzi compresi tra il Minerbio-37 e il Minerbio-84, essi presentano un intervallo perforato troppo ridotto, rispetto allo spessore complessivo del *reservoir*, per essere utilizzabili ai fini della *cluster analysis*.

- CPI

L'unico CPI disponibile è relativo al pozzo Minerbio-34, nell'intervallo 1192 - 1360 m MD. Il CPI interessa tutti e 4 i livelli del *Pool C*.

- Dati di carota

I dati di carota disponibili per il presente studio sono relativi ai pozzi:

Minerbio-1, Minerbio-2, Minerbio-10, Minerbio-37 e Minerbio-84;

I dati, riassunti nella tabella 4, non risultano essere stati corretti per carico litostatico ed è quindi plausibile che i valori di porosità siano sovrastimati.

Un apposito studio petrofisico e geomeccanico è stato inoltre eseguito sulle carote prelevate nel pozzo Minerbio 85 dir di recente perforazione.



6.2.2 Scelta dei pozzi chiave e pozzi aggregati

I pozzi chiave per la *cluster analysis* sono stati scelti in modo da garantire la totale copertura verticale dei 4 livelli principali del *Pool C* (livelli C1, C2, C3, C3-1). I pozzi scelti secondo tale criterio sono risultati i seguenti: Minerbio-17, Minerbio-29, Minerbio-30, Minerbio-34dir.

Successivamente sono stati aggregati i *log SP* dei restanti pozzi che, per lunghezza del tratto indagato e per qualità della misura effettuata, sono risultati adatti a descrivere la litologia e la petrofisica del *reservoir* (tabella 5). I pozzi scelti, tutti perforati in fase di produzione primaria, sono:

Minerbio-1, Minerbio-4, Minerbio-5, Minerbio-14, Minerbio-15, Minerbio-16, Minerbio-19, Minerbio-21, Minerbio-27, Minerbio-28, Minerbio-31, Minerbio-32, Minerbio-33, Minerbio-35, Minerbio-36.

Il set utilizzato presenta una distribuzione areale e verticale uniforme all'interno del campo (figura 10), garantendo quindi l'attendibilità della distribuzione delle *facies* ottenuta per tutte le aree del giacimento. Inoltre il maggior addensamento dei pozzi al culmine della struttura garantisce maggior dettaglio nella zona di stoccaggio.

6.2.3 Definizione delle log-facies

L'analisi del dendrogramma ottenuto dal processo di *clustering* ha suggerito la definizione iniziale di 18 classi, ovvero 18 *logfacies*. L'analisi statistica delle distribuzioni, effettuata per ciascuna classe, ha indicato il successivo raggruppamento di 5 classi, di cui 4 di *reservoir* e una *tight*. Sulla base delle 5 *logfacies* sono state create le curve *log* sintetiche per i pozzi chiave. Il confronto di ognuna delle curve sintetiche con il corrispondente *log SP* ha evidenziato la presenza di due *facies* legate puramente ad un effetto strumentale, prive cioè di significato litologico. Tali *facies*, definite tecnicamente come *facies* 'spalla', sono localizzate, generalmente con spessore piuttosto ridotto, in corrispondenza della transizione del segnale *log* tra una *litofacies tight* e una *litofacies reservoir*. Poiché esse non rappresentano un tipo litologico caratteristico del giacimento, le due *facies* 'spalla' sono state inglobate nelle restanti tre *facies*.

Dall'analisi del segnale *log* risulta quindi possibile caratterizzare il *reservoir* attraverso la definizione di 3 *logfacies* di cui due di *reservoir* e una *tight*.

Non essendo disponibile una descrizione sedimentologica completa delle carote prelevate nel campo di Minerbio, non è stato possibile descrivere in dettaglio la litologia delle *logfacies* definite. Sulla base delle informazioni disponibili si sono denominate le due *logfacies pay* rispettivamente Sabbia A e Sabbia B, delle quali la Sabbia A rappresenta il litotipo con caratteristiche petrofisiche migliori. La *logfacies tight* è costituita dai termini argilloso e siltoso.



6.2.4 Caratterizzazione petrofisica delle log-facies

6.2.4.1 NTG

La *cluster analysis* è servita soprattutto a definire il parametro NTG, in quanto la stima di quest'ultimo è legata esclusivamente alla discriminazione delle *logfacies pay* e *tight*.

Il NTG viene determinato calcolando il rapporto tra lo spessore cumulativo delle *logfacies pay* e lo spessore totale di ogni singolo livello al pozzo.

Per ciascuno dei pozzi utilizzati per la *cluster analysis* (sia pozzi chiave sia pozzi aggregati successivamente) i livelli principali C1 e C2 sono stati zonati secondo la stessa suddivisione già adottata per il *grid*, ottimizzata in funzione del completamento dei pozzi. Il livello C1 è stato suddiviso in tre *sublayers* e il livello C2 in due *sublayers*. Ciò ha permesso di ottenere per i due livelli sommitali, dove sono completati attualmente tutti i pozzi di stoccaggio, una accurata distribuzione del NTG.

6.2.4.2 Porosità

La stima della porosità a partire dai risultati della *cluster analysis* viene effettuata attraverso la definizione della porosità di ogni singola *litofacies pay*. La porosità media di ogni singolo livello, al pozzo, è il risultato della somma delle porosità delle *litofacies pay* pesate per il loro spessore.

Nel presente studio la caratterizzazione della porosità delle due *litofacies pay* è stata effettuata sulla base del CPI eseguito al pozzo Minerbio-34. Il valore di porosità media per la *facies* 'Sabbia A' è di 24.4% e per la *facies* 'Sabbia B' è di 19.9% (vedi tabella 6 e figure 11-12).

Dall'analisi dei dati di porosità misurati da carota risulta un valore medio della distribuzione di circa 28%. Si osserva che la distribuzione dei valori non è affatto centrata sul valore medio, ma l'istogramma dei 60 valori disponibili (figura 13) evidenzia una bimodalità riferita a due popolazioni, definite P1 e P2 e costituite rispettivamente dai valori compresi tra 13%-27% e tra 28-37% a cui corrispondono in termini di valore medio il 23% e 32% circa (tabella 7). Alla luce dei valori medi ottenuti e dell'impossibilità di eseguire una correzione per sovrappressione, i dati di porosità da carota non sono stati utilizzati ai fini della caratterizzazione delle *litofacies*.

6.2.4.3 Saturazione in acqua

Come già accennato precedentemente, poiché il CPI è stato eseguito successivamente alla messa in produzione del giacimento è plausibile che i valori di saturazione in acqua indicati dallo stesso CPI, pari al 24%, siano superiori a quelli iniziali.

Ciò premesso, dall'analisi statistica dei valori di saturazione in acqua da CPI (figure 14 e 15), il valore minimo della distribuzione di ciascuna *logfacies* risulta compatibile con valori di saturazione in acqua iniziale caratteristici di formazioni sabbioso argillose. Sulla base di questo



parametro statistico si è quindi proceduto alla definizione della saturazione in acqua minima per ciascuna *logfacies* e, conseguente, alla definizione della saturazione in acqua per livello (tabella 8).

Per quanto riguarda i dati di saturazione in acqua da carota, le misure effettivamente utilizzabili sono solamente 3 e presentano valori decisamente superiori a quelli ricavati dal CPI. I valori di saturazione in acqua da carota non sono stati utilizzati.

6.2.4.4 Permeabilità

L'analisi dei dati da carota indica una permeabilità orizzontale media di giacimento di circa 250 mD. Dall'istogramma di frequenza (figura 16) risulta che la classe comprendente i valori tra 100 e 300 mD è la più rappresentativa. Nell'ipotesi che i valori estremi della distribuzione, ovvero i valori inferiori a 1 mD e superiori a 1000 mD, siano da considerarsi come erratici e quindi non significativi, si osserva che il valore medio calcolato escludendo tali valori non subisce variazioni significative rispetto a quello risultante dall'utilizzo del set di dati completo (tabella 10). Si osserva, inoltre, che tutti i valori di permeabilità orizzontale inferiori a 10 mD derivano dalle misurazioni effettuate sui *plugs* della carota prelevata al pozzo Minerbio-37. Si è quindi ritenuto di escludere dal *dataset* utilizzato per la caratterizzazione dei livelli sabbiosi i valori relativi al pozzo Minerbio-37.

Per quanto riguarda la permeabilità verticale, il *dataset* comprende 12 valori (fig. 17) di cui 10 compresi tra i 100 e 500 mD e due valori di coda rispettivamente di 11 mD e 850 mD. Il valore medio del *dataset* completo è di circa 260 mD, mentre escludendo i due valori estremi si ottiene una permeabilità verticale media di circa 240 mD (tabella 9).

6.3 Distribuzione delle proprietà petrofisiche

6.3.1 NTG

L'analisi dei risultati della *cluster analysis* ha evidenziato una variabilità media del NTG solitamente compresa tra 0.7 e 1, ad eccezione della zona del pozzo Minerbio-19, che presenta un NTG medio di circa 0.4.

Il valore medio di NTG è di circa 0.9 per i livelli C1, C2, C3 e di 0.65 per il livello C3-1.

Dall'analisi di dettaglio della variazione spaziale del NTG, per quanto riguarda i livelli C1 e C2 si evidenzia una tendenza all'aumento della frazione argillosa verso la zona orientale del campo, in prossimità della zona di non deposizione/erosione, con NTG variabile tra 0.4 e 0.9. Il livello C3 risulta invece decisamente omogeneo, con un NTG medio circa unitario, fatta eccezione per un'area a basso NTG localizzata in prossimità del pozzo Minerbio-33. Come dimostrato dagli alti valori di NTG riscontrati nei pozzi circostanti, tale zona risulta essere circoscritta. Per quanto riguarda il livello C3-1, si osserva una controtendenza rispetto ai livelli sommitali, con aumento della frazione argillosa da est verso il culmine della struttura. A questo



proposito si sottolinea che i dati NTG derivanti dalla *cluster analysis* per questo livello sono circa la metà di quelli disponibili per i livelli soprastanti. A ciò si aggiunga che la distribuzione areale dei pozzi completati in questo livello è piuttosto concentrata nella zona di culmine e quindi i dati sono poco rappresentativi delle zone marginali. Nella tabella 12 sono riportati i valori di NTG per livello relativo alla 'zonazione di dettaglio', in corrispondenza dei pozzi utilizzati per la *cluster analysis*.

Sulla base dell'analisi statistica dei valori osservati ai pozzi analizzati, per la costruzione della mappa sono state definite quattro classi di variabilità del NTG:

- Classe 1: 1 – 0.9
- Classe 2: 0.9 – 0.8
- Classe 3: 0.8 – 0.7
- Classe 4: < 0.7

Sulla base delle classi di variabilità identificate, per ciascun livello sono stati definiti dei *cluster* di NTG. Ogni *cluster* è stato caratterizzato con un valore di NTG ottenuto come media dei valori appartenenti al *cluster* stesso. I valori del NTG (tabelle 13 – 16) sono stati attribuiti tenendo conto dell'estensione delle aree identificate dai diversi *clusters*. Si riporta nelle (figure 18-24) la mappatura di NTG per ciascun livello.

6.3.2 Porosità

La porosità media di ogni singolo livello è stata calcolata in corrispondenza di ciascun pozzo come somma delle porosità delle *litofacies pay*, definite con la *cluster analysis*, pesate rispetto allo spessore di ciascuna.

Dall'analisi della distribuzione spaziale dei dati non si evidenzia la presenza di un particolare *trend* o di variazioni tali da giustificare una distribuzione eterogenea. Si è quindi definito, per ciascun livello, un valore medio di porosità. Il calcolo delle porosità medie relative alla 'zonazione principale' (tabella 17), è stato effettuato, a partire dalla 'zonazione di dettaglio' (tabella 18), utilizzando gli spessori dei livelli riportati nella tabella 11.

In particolare, al livello sommitale C1 costituito dai *layers* 1, 2 e 3 è stato assegnato un valore di porosità omogeneo pari al 24.5%. Al livello C2 (*layers* 4 e 5) e C3 (*layer* 6) è stata attribuita una porosità omogenea pari al 24.4%. Infine al livello C3-1 (*layer* 7) è stata assegnata una porosità pari al 23%.



6.3.3 Saturazione in acqua

Così come per la porosità, anche per la saturazione in acqua non è stato possibile individuare *trend* di alcun tipo; si è quindi attribuito ad ogni livello un valore medio. Dal valore minimo di saturazione in acqua definito per *le logfacies* 'Sabbia A' e 'Sabbia B' risulta una variabilità compresa tra il 12%-15% (tabelle 19-21).

Il calcolo delle saturazioni in acqua medie relative alla 'zonazione principale' è stato effettuato, a partire dalla 'zonazione di dettaglio', utilizzando gli spessori dei livelli, riportati nella tabella 11, come pesi.

6.3.4 Permeabilità

La scarsa quantità di informazioni relative a questo parametro non permette di effettuare considerazioni. Inoltre, l'assenza di dati di porosità da carota corretti per sovrappressione impedisce di costruire una correlazione k-phi.

6.4 **Contatto gas-acqua originale**

Il contatto originario gas/acqua (*Original Gas Water Contact*) è stato determinato sulla base delle indagini effettuate in corrispondenza dei primi 26 pozzi del campo, tutti perforati prima della messa in produzione del giacimento, le quali nei livelli C1, C2, C3, C3-1 mostrano un contatto iniziale compreso tra 1367.7 m ssl e 1372.7 m ssl. Si ritiene che tali differenze siano verosimilmente dovute ad imprecisioni nella determinazione delle deviazioni dei pozzi e ad approssimazioni nell'interpretazione del *log* IES. Pertanto, per tutti i 4 livelli si è assunto un GWC iniziale medio pari a 1370.0 m ss. Tale valore è in accordo con il precedente studio (GIAC – Agip, 1997).



7 MODELLO DINAMICO

La simulazione del comportamento dinamico del campo di Minerbio è stata effettuata in tre fasi: inizializzazione, *history match* e previsioni di produzione (*forecast*).

Nella fase di inizializzazione è stato costruito il modello geometrico tridimensionale del giacimento, tenendo conto delle mappe strutturali e delle caratteristiche petrofisiche dei livelli riconosciuti dallo studio geologico, nonché del contatto gas/acqua e delle caratteristiche termodinamiche dei fluidi di giacimento.

Nella fase di *history match* sono state effettuate delle simulazioni del comportamento dinamico del giacimento, variando progressivamente i parametri di campo e di pozzo fino ad ottenere una buona riproducibilità delle portate storiche di produzione ed iniezione del gas, delle portate storiche di produzione dell'acqua (laddove disponibili) e delle misure statiche di pressione a fondo pozzo registrate durante la vita del campo.

Una volta calibrato il modello sono state effettuate delle previsioni del comportamento del giacimento secondo diversi criteri di svaso e di ricostituzione, preliminarmente concordati con Stogit S.p.A., con l'obiettivo di individuare possibili strategie di gestione o scenari di sviluppo del campo che consentano un miglioramento dell'efficienza delle attività di stoccaggio.

In particolare lo studio ha avuto la finalità di:

- valutare il comportamento del sistema di stoccaggio nel tempo nell'ipotesi di ricostituzione del campo alla pressione iniziale del giacimento e di erogazione durante la fase di svaso sino ad una pressione minima di testa pozzo rispettivamente pari a 75 ,70 ,60 e 45 Barsa;
- valutare il comportamento del sistema di stoccaggio nel tempo nelle ipotesi di ricostituzione del campo ad una pressione di giacimento pari al 104%, 107%, 110%, 115% e 120% della pressione originale del giacimento, con erogazione durante la fase di svaso sino ad una pressione minima di testa pozzo pari a 75 e 70 Barsa;
- definire i possibili vantaggi, in termini di *working gas* e di prestazioni di punta, conseguibili a seguito della realizzazione di un pozzo addizionale sub-verticale;
- valutare i possibili vantaggi conseguibili a seguito della realizzazione di un pozzo sub-verticale nell'ipotesi di ricostituzione del campo ad una pressione di giacimento pari al 104%, 107%, 110%, 115% e 120% della pressione originale;
- individuare una o più sequenze ottimali, nelle modalità di gestione attuali del campo, di apertura dei pozzi e di accorpamento degli stessi in blocchi predefiniti, operati in remoto mediante telecontrollo.

Le potenziali prestazioni di campo sono state definite tramite curve di erogabilità determinate in base ai limiti di esercizio dettati dalla centrale del campo.



7.1 Definizione del modello dinamico

7.1.1 Discretizzazione

La discretizzazione areale varia a seconda delle diverse zone del campo e risulta più fitta nell'area di culmine, dove sono concentrati i pozzi di stoccaggio, mentre è più lasca nelle zone marginali del campo e nella zona in cui è presente l'acquifero. In particolare, il *grid* del modello dinamico è stato generato attribuendo alle celle della zona di culmine una dimensione in pianta pari a circa 60x60 m. Successivamente, per ridurre le dimensioni del *grid* e ridurre i tempi di simulazione è stato effettuato un processo di *coarsenizzazione*, applicato a tutte le celle esterne alla zona di culmine e nella zona dell'acquifero; di conseguenza le celle esterne del modello presentano una dimensione in pianta pari a circa 120x120 m.

L'orientazione del *grid* è stata scelta con l'asse X parallelo all'asse principale della struttura (direzione NW – SE) e al sistema di faglie principali che delimitano il campo nella zona nord-est.

Il *grid* del modello dinamico è riportato in pianta, insieme alla mappa del *top* del livello C1, nella figura 25. Nella stessa figura sono anche visibili le ubicazioni dei pozzi del campo e la loro tipologia (in verde i pozzi della produzione primaria, in giallo quelli della produzione primaria convertiti allo stoccaggio, in blu quelli della produzione primaria convertiti in pozzi spia ed in rosso quelli per lo stoccaggio). Nella figura 26, invece, è mostrata la pianta del *grid* del modello dinamico con la distribuzione della profondità dei *top* delle celle.

Per quanto riguarda la discretizzazione verticale, i livelli di stoccaggio principali (C1, C2, C3 e C3-1) sono stati descritti attraverso la realizzazione di un opportuno numero di *layers*. In particolare, il livello più superficiale C1 risulta descritto da 3 *layers* (1, 2 e 3), il livello C2 da 2 *layers* (4 e 5), mentre i livelli basali C3 e C3-1 da un *layer* ciascuno (rispettivamente 6 e 7). Complessivamente, il modello è costituito da 7 *layers* (vedi tabella 2). La dimensione verticale delle celle del modello dinamico varia da un minimo di circa 1 m ad un massimo di circa 90 m.

Il modello impiegato nel presente studio è costituito quindi complessivamente da 127x37x7 celle (32893), di cui 5871 sono attive.

La sezione del *grid* lungo l'asse longitudinale del campo (direzione SE-NO) è riportata nella figura 27.

Rispetto all'assetto strutturale del campo descritto nel modello statico, in fase di calibrazione del modello dinamico sono state apportate alcune lievi modifiche solo laddove il *grid* definito non consentiva di riprodurre il comportamento storicamente osservato ai pozzi; questa evenienza è stata tipicamente riscontrata in corrispondenza di alcuni pozzi marginali in cui storicamente si è evidenziata produzione di acqua. Dopo aver controllato accuratamente l'ubicazione di tutti i pozzi ed aver verificato la profondità degli spari, sono stati pertanto effettuati alcuni aggiustamenti agendo sulla pendenza strutturale dei livelli nelle zone marginali, ovvero sulla discretizzazione del modello. In tal modo, grazie alla corretta riproduzione dell'evoluzione delle saturazioni nelle celle e quindi dell'avanzamento del contatto gas/acqua in giacimento, è stato possibile riprodurre l'effettivo *breakthrough* dell'acqua ai pozzi. Va notato



che tali modifiche strutturali sono state impiegate solo localmente e non hanno comportato variazioni o deformazioni sostanziali del *grid* originario.

7.1.2 Caratterizzazione petrofisica

Le mappe di Net/Gross e i valori di porosità assegnati al modello sono quelli derivanti dallo studio statico (vedi paragrafo 6.3.1), opportunamente differenziati per ciascun *layer*.

Per quanto riguarda la permeabilità orizzontale, come precedentemente discusso, è stato stimato un valore medio di pari a circa 260 mD sulla base dei pochi campioni di carota recuperati. Tale valore è stato confermato per gran parte del giacimento grazie all'esame dei risultati delle prove di produzione effettuate nel dicembre 1994 sui pozzi Minerbio-51 e Minerbio-74. Le prove effettuate sul pozzo Minerbio-81 nello stesso periodo hanno invece evidenziato una permeabilità orizzontale pari a circa 45 mD, ma va detto che dall'analisi dei *logs* di resistività disponibili si evidenzia la presenza di sabbie più sporche nella parte sud-est del campo (nell'area ad est dei pozzi Minerbio-41 e Minerbio-61), a cui compete un generale peggioramento delle caratteristiche petrofisiche. In generale, tenendo conto sia della scarsità di dati disponibili sia dell'eterogeneità verticale della formazione, a livello di campo la permeabilità è verosimilmente compresa tra 50 e 300 mD.

La distribuzione di permeabilità orizzontale inizialmente definita per i vari livelli del modello è stata tuttavia successivamente oggetto di un estensivo assestamento nel corso della fase di calibrazione del modello dinamico. Le permeabilità medie assegnate al modello sono state differenziate per ciascuno dei 7 *layers* del campo e, in particolare, al livello sommitale C1 sono stati assegnati valori di permeabilità orizzontali omogenei pari a 159 mD (*layer* 1), 71 mD (*layer* 2) e 125 mD (*layer* 3), al livello C2 è stata attribuita una permeabilità orizzontale omogenea pari a 259 mD (*layer* 4) e 153 mD (*layer* 5) e, infine al livello C3 (*layer* 6) e al livello C3-1 (*layer* 7) sono stati assegnati valori di permeabilità orizzontale pari rispettivamente a 258 mD e 201 mD.

Sulla scorta dei risultati delle prove di laboratorio le permeabilità verticali sono state inizialmente assunte pari alle permeabilità orizzontali. In seguito, tuttavia, a ciascun livello è stato assegnato un opportuno moltiplicatore di trasmissibilità per tenere conto della presenza delle intercalazioni argillose che influenzano la comunicazione verticale tra i livelli con migliori caratteristiche petrofisiche e che rendono il sistema fortemente anisotropo. Tale anisotropia non è in contrasto con i risultati delle prove di laboratorio eseguite sui plugs prelevati dalle formazioni mineralizzate, che indicavano permeabilità orizzontali e verticali sostanzialmente analoghe, in quanto questi ultimi si riferiscono a volumi di roccia di dimensioni estremamente limitate, mentre l'anisotropia è stata riscontrata a scala di campo.

Le mappe di permeabilità ottenute per ciascun *layer* del modello al termine della fase di calibrazione sono riportate nelle figure 28 - 34.

Nella tabella 22 è riportato un prospetto riassuntivo dei valori di porosità e di permeabilità assegnati a ciascun livello del modello dinamico.



7.1.3 Trasmissività

Dal punto di vista dinamico esistono chiare evidenze della presenza di zone in comunicazione parziale. Alcune eterogeneità del giacimento sono state riconosciute dallo studio sismo-stratigrafico, altre sono state introdotte per riprodurre in modo accettabile i valori di pressione storici. In particolare, lo studio geologico ha riconosciuto la presenza su tutta l'area del campo di intercalazioni argillose che ostacolano il flusso in direzione verticale e che sembrano avere un sensibile impatto sulla comunicazione tra i vari livelli del campo. Le eterogeneità presenti nel giacimento di Minerbio sono state riprodotte nel modello dinamico come barriere di trasmissività, le quali hanno anche l'effetto di ritardare l'arrivo dell'acqua.

L'entità dei moltiplicatori di trasmissività verticale è stata determinata in fase di regressione numerica e ha condotto alle seguenti conclusioni. Nell'area nord-ovest la comunicazione tra i livelli del campo (C1, C2, C3 e C3-1) è di fatto impedita a causa della presenza di importanti intercalazioni argillose che presentano un'estensione sufficientemente continua. Sono emerse però chiare indicazioni della possibilità di una parziale comunicazione idraulica verticale tra gli stessi livelli nella zona orientale del giacimento, dove le formazioni tendono a chiudersi in *pinch out*. In particolare nella zona sud-est del campo è stato assegnato un moltiplicatore di trasmissività verticale pari a 0.081 tra il livello C1 ed il livello C2, pari a 0.089 tra il livello C2 ed il livello C3 e pari a 0.003 tra il livello C3 ed il livello C3-1 (vedi tabella 23).

In direzione orizzontale le barriere di trasmissività sono state impiegate per simulare variazioni areali di facies e quindi delle caratteristiche petrofisiche in alcune zone del campo. In particolare, locali riduzioni di trasmissività sono state applicate a ridosso dei pozzi Minerbio-7 e Minerbio-15 per riprodurre correttamente l'avanzamento del fronte di acqua.

La faglia presente nella zona settentrionale del campo, riconosciuta chiaramente dalle campagne sismiche, presenta un rigetto molto ampio anche se non tale da escludere completamente la possibilità di comunicazione idraulica tra la zona settentrionale ed il resto del giacimento. Gli unici pozzi perforati a nord della faglia sono il Minerbio-5 ed il Minerbio-10, in corrispondenza dei quali non sono però disponibili misure di pressione statica che permettano di trarre conclusioni definitive circa la trasmissività della faglia stessa. Da un punto di vista dinamico la faglia è stata descritta nel modello numerico attraverso una barriera di trasmissività, che è stata oggetto di numerose analisi parametriche in fase di *history match*. L'entità del moltiplicatore di trasmissività della barriera, pari a 10^{-6} , è stata determinata in fase di regressione numerica ed evidenzia che la comunicazione idraulica, pur fortemente ostacolata, non risulta del tutto impedita.

7.1.4 Pressioni capillari e permeabilità relative

Data la carenza di informazioni da carote e considerando la buona permeabilità media del giacimento, in fase di simulazione la frangia capillare è stata considerata trascurabile; pertanto sono state considerate pressioni capillari nulle in tutto il giacimento. Tale ipotesi trova anche



riscontro in tutti i casi descritti nella letteratura tecnica che si riferiscono a sistemi acqua-gas con permeabilità medio-alte.

Per quanto riguarda le curve di permeabilità relativa gas/acqua, nello studio dinamico del 1997 erano state adottate le curve normalizzate di permeabilità relativa all'acqua ($k_{r,w}$) e al gas ($k_{r,g}$) del pozzo Amelia-15, carotato nella formazione Porto Garibaldi, anche se tale pozzo aveva evidenziato caratteristiche petrofisiche mediamente peggiori rispetto al giacimento di Minerbio. In particolare, la curva di permeabilità relativa all'acqua risultava fortemente sfavorevole con un *end point* corrispondente alla saturazione in gas critico decisamente basso ($k_{r,w \text{ res}} = 0.1$).

Nel presente studio la curva di permeabilità relativa all'acqua è stata assegnata in modo da definirne un andamento più realistico e successivamente ritoccata per riprodurre la produzione di acqua realmente osservata durante la fase di regressione numerica. In particolare è stato modificato l'*end point* corrispondente alla permeabilità relativa all'acqua massima, posta pari a 0.33. La curva di permeabilità relativa al gas è stata invece mantenuta inalterata rispetto a quella adottata nello studio dinamico del 1997 in quanto giudicata rappresentativa.

Le curve di permeabilità relativa adottate nel modello dinamico, riportate nelle figura 35, sono state assegnate a tutti i livelli del campo.

Le curve di permeabilità relativa normalizzate definite nel presente studio sono state poi opportunamente denormalizzate sulla base dei seguenti *end points*:

Permeabilità relativa al gas massima ($k_{r,g \text{ max}}$) = 0.9;

Permeabilità relativa all'acqua massima ($k_{r,w \text{ max}}$) = 1;

Permeabilità relativa all'acqua in condizioni di gas critico ($k_{r,w \text{ res}}$) = 0.33;

Saturazione in acqua irriducibile (S_{wi}) = 0.10;

Saturazione in gas critico (S_{gcr}) = 0.05.

7.1.5 Comprimibilità del volume poroso

In generale i modelli numerici di giacimento sono predisposti per effettuare l'analisi del flusso dei fluidi, ma non consentono di simulare il comportamento geomeccanico della formazione mineralizzata. Tuttavia l'effetto di compattazione della formazione rocciosa in seguito alla riduzione della pressione media del giacimento, ovvero della pressione interstiziale, può essere tenuto in conto, seppure in maniera semplificata, mediante l'utilizzo di un singolo parametro, assunto costante, che definisce la comprimibilità del volume poroso. È però possibile eseguire un'analisi più accurata delle deformazioni della roccia, sia in fase di carico che in fase di scarico tensionale, e valutare gli effetti della compattazione in termini di variazione delle caratteristiche petrofisiche mediante l'utilizzo di opportuni moltiplicatori definiti in funzione della pressione.

Nel caso del campo di Minerbio durante la fase di produzione primaria la pressione è diminuita dal valore iniziale, pari a 150 Barsa, fino a circa 30 Barsa; la riduzione del volume poroso associata a questa variazione di pressione, piuttosto elevata, ha avuto un peso non trascurabile nel meccanismo di produzione del gas. Si è inoltre verificato che anche



successivamente, durante i cicli di stoccaggio, l'andamento della pressione media di giacimento ha risentito degli effetti della comprimibilità della formazione.

In mancanza di dati sperimentali che ne confermassero l'entità, la comprimibilità della roccia è stata considerata uno dei parametri da modificare nel corso della fase di calibrazione del modello dinamico. Poiché si è riscontrato che assegnando alla comprimibilità un valore costante non è possibile riprodurre in modo soddisfacente l'andamento delle pressioni storicamente osservate, la comprimibilità della roccia è stata fatta variare nel tempo. In particolare, si è assunto che la compattazione della formazione dovuta alla produzione sia solo parzialmente reversibile, con un effetto di isteresi tra le fasi di erogazione e di iniezione; questo comportamento provoca un progressivo irrigidimento del sistema poroso nel tempo.

La simulazione del comportamento di tipo isteretico della roccia prevede l'impiego di una famiglia di curve che descrivono il comportamento elastico reversibile (*reflation*) associato ad una generica pressione iniziale. Per valori di pressione inferiori a quella iniziale, il comportamento è soltanto parzialmente reversibile ed è descritto dalla curva delle deformazioni plastiche (*deflation*). Il volume poroso iniziale e i moltiplicatori di trasmissibilità vengono definiti in funzione del valore della curva delle deformazioni plastiche che corrisponde alla pressione di ciascuna cella. I moltiplicatori iniziali sono unitari.

I moltiplicatori di volume poroso sono stati tarati in modo da riprodurre il comportamento storico del campo (in termini di pressioni e di produzione di acqua) registrato fino alla data del 31/10/2005. I valori dei moltiplicatori di volume poroso ottenuto in seguito alla calibrazione del modello ed utilizzati successivamente per le simulazioni del comportamento futuro del campo sono riportati nella tabella 24 in funzione della pressione media di giacimento.

Dall'esame della tabella si evidenzia un progressivo irrigidimento del sistema, che passa da un valore iniziale di comprimibilità della roccia pari a $7.4 \cdot 10^{-4} \text{ bar}^{-1}$ ad un valore finale pari a $0.5 \cdot 10^{-4} \text{ bar}^{-1}$ (figura 36).

7.1.6 Caratteristiche dei fluidi

La composizione del gas originariamente contenuto nel Pool C di Minerbio è riportato nella tabella 25. Si tratta di un gas secco, composto per il 99% da metano e con un basso tenore di azoto e zolfo. In mancanza di studi PVT specifici del gas del campo di Minerbio, i relativi parametri termodinamici sono stati ottenuti sulla base di correlazioni con la composizione del gas campionato al pozzo Minerbio-4 in data 27 febbraio 1957.

Il gas iniettato durante i cicli di stoccaggio a partire dal 1975 risulta tendenzialmente più umido rispetto a quello originario e presenta una composizione leggermente variabile da una stagione all'altra, come documentato dai bollettini di analisi del gas forniti da Stogit. In particolare, si è riscontrato che tra il 2004 e il 2006 la composizione del gas comprende una percentuale di metano variabile tra 80% e 99%, con presenza componenti più pesanti (fino all'esano) e con pochissime quantità di anidride carboniche, azoto ed elio.



In fase di simulazione sono state pertanto considerate due diverse composizioni del gas, con relativi set di curve di fattore di volume (B_g) e di viscosità (μ_g) del gas in funzione della pressione. La prima serie di curve si riferisce al gas originariamente presente in giacimento ed è stata impiegata per caratterizzare il gas durante tutta la fase di produzione primaria. La seconda serie di curve si riferisce al gas iniettato dopo la conversione del campo allo stoccaggio; la composizione del gas utilizzata per valutare fattore di volume e viscosità rappresenta una media dei valori riportati nei bollettini di maggio 2004, settembre 2005 e giugno 2006 .

Le curve del fattore di volume del gas in funzione della pressione impiegate per descrivere il gas primario ed il gas iniettato così come le curve calcolate in base ai bollettini di maggio 2004, settembre 2005 e giugno 2006 sono riportate nella figura 37. Le curve di viscosità del gas primario e del gas iniettato in funzione della pressione sono riportate nella figura 38.

L'acqua presente nel giacimento di Minerbio ha una densità pari a 1012 kg/m^3 . Il fattore di volume dell'acqua risulta pari a 1.005, mentre la viscosità è pari a 0.72 cP. La compressibilità dell'acqua impiegata nel modello dinamico è pari a $4.18 \cdot 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$.

7.1.7 Caratteristiche dell'acquifero

In una fase preliminare sono state verificate diverse ipotesi circa la natura e la forza dell'acquifero, definendo sia un acquifero di tipo analitico (*Carter-Tracy*) sia un acquifero di tipo numerico. Nessuna di tali ipotesi si è dimostrata soddisfacente per riprodurre il comportamento storicamente osservato del campo in termini di pressioni e soprattutto di produzione di acqua.

Il sistema idraulico presente nel campo di Minerbio risulta molto complesso in quanto risente della presenza di eterogeneità litologiche e tettoniche, rivelate dal comportamento storicamente osservato ai pozzi ma talora non rilevate dalle campagne sismiche effettuate e quindi non completamente descritte dal modello statico attuale. La complessità strutturale del campo si traduce in un comportamento piuttosto differenziato dell'acquifero nelle varie zone del giacimento.

Si è scelto pertanto di definire un acquifero periferico che agisce su tutto il contorno del campo ad eccezione della zona orientale, in degradazione di facies, e della zona nord, dove è ubicata la faglia. L'acquifero è stato definito per via numerica assegnando alle celle di connessione sul bordo del modello dei moltiplicatori di porosità (celle ad elevato volume poroso con saturazione in acqua pari al 100%) in modo da definire le dimensioni dell'acquifero e dei moltiplicatori di permeabilità per modulare l'ingresso di acqua in giacimento. I moltiplicatori sono stati opportunamente differenziati per livello e, in alcuni casi, anche per zona e calibrati in fase di regressione numerica. Tale scelta ha consentito di riprodurre in modo adeguato le pressioni misurate e la produzione storica di acqua non solo a livello di campo, ma anche a livello dei singoli pozzi, rispettando i tempi di *breakthrough* osservati.

Le figure 39 - 45 mostrano una rappresentazione in pianta di tutti i 7 *layers* del modello dinamico con l'indicazione delle celle marginali in cui è stato definito l'acquifero. La scala colorimetrica indica i valori dei moltiplicatori di porosità assegnati alle celle dell'acquifero.



7.1.8 GOIP dinamico

Il volume originario del gas in posto (GOIP) è stato calcolato per via dinamica per tutti i livelli mineralizzati del campo (C1, C2, C3 e C3-1) e per la zona a nord della faglia, parzialmente isolata dalla restante parte del giacimento. I valori del GOIP dinamico per ciascun livello sono stati calcolati in seguito alla calibrazione dei parametri petrofisici sulla base dell'*history match*. In fase di calibrazione è stato infatti necessario ritoccare il valore di saturazione in acqua irriducibile, posto pari al 10% in tutto il campo, per riprodurre in modo soddisfacente la produzione e il tempo di arrivo dell'acqua ai pozzi. Per compensare l'incremento di volume di gas rispetto al GOIP statico e quindi per riprodurre correttamente i valori di pressione storici, i valori di porosità sono stati leggermente ridotti. Il GOIP dinamico risulta pari a $14038 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$. Il grado di incertezza nella determinazione del GOIP può essere valutato intorno al 1%.

Poiché l'allocazione dei volumi di gas originali nei vari livelli del campo ha un impatto sensibile sull'andamento delle pressioni e sull'avanzamento dell'acquifero, la ripartizione dei volumi è stata oggetto di un'estensiva fase di calibrazione. Il risultato finale della fase di taratura del modello ha permesso di riconoscere che all'interno del *Pool C* il GOIP è contenuto principalmente nei livelli C1 e C2 (84% circa). Il GOIP dinamico che compete alla zona del campo a nord della faglia risulta pari a $706.7 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$. Tale frazione concorre solo in modo parziale alla definizione del GOIP effettivo del campo di Minerbio in quanto la comunicazione tra la zona a nord della faglia ed il resto del giacimento risulta molto rallentata dalla presenza della faglia stessa, a cui è stata attribuita una trasmissività molto bassa. In mancanza di misure di pressione statica a fondo pozzo nella zona a nord della faglia il GOIP di tale area è stato calibrato in modo che la pressione media alla fine della fase di produzione primaria in seguito alla produzione dei pozzi Minerbio-5 e Minerbio-10 fosse confrontabile con quella raggiunta nella parte restante del campo.

Il GOIP dinamico totale del campo di Minerbio, nonché i valori del GOIP di ciascun livello e della zona a nord della faglia, sono riepilogati nella tabella 26. La figura 46 riporta una sezione dei diversi livelli del campo e della zona di faglia con la ripartizione dei volumi di gas. Nella stessa figura è anche visibile una rappresentazione schematica dei pozzi (pozzi di stoccaggio, pozzi spia, pozzi impiegati in fase di produzione primaria).

7.1.9 Definizione dei pozzi

Per tutti i pozzi del campo sono state verificate con particolare attenzione la profondità degli spari originari e la storia dei completamenti (date di eventuali *workover* e/o di chiusura alla produzione). Gli intervalli produttivi e i completamenti dei pozzi sono riportati nelle tabelle 27 - 29.

7.2 Calibrazione del modello

La calibrazione del modello dinamico, eseguita con l'ausilio di una regressione automatica, è stata effettuata confrontando i valori simulati con i dati storici delle pressioni statiche di



giacimento registrate a fondo pozzo a partire dalla data del 01/01/1959 e fino al novembre 2010 e, con i dati di produzione di acqua, anche se disponibili limitatamente al periodo della produzione primaria.

L'andamento della pressione media di campo ottenuto attraverso la simulazione della storia del giacimento, con tutti i parametri di modello calibrati, è riportato insieme alle produzioni e alle iniezioni storiche di gas nella figura 47. Il confronto tra l'andamento simulato della pressione di fondo pozzo (WBP), ottenuto al completamento della fase di calibrazione del modello, e i valori misurati durante la vita del campo (WBPH) è riportato, pozzo per pozzo, nelle figure 48 - 91. Dall'analisi dei risultati si può osservare che, in genere, le differenze fra le pressioni simulate e i valori misurati sono minime e che il *match* risulta soddisfacente sia nella fase di produzione primaria sia nei successivi cicli di stoccaggio.

In termini di portata di acqua prodotta il *match* risulta del tutto soddisfacente sia a livello di campo (figure 92 e 93) sia a livello dei singoli pozzi. Nelle figure 94 - 100 vengono confrontate, per alcuni pozzi, le portate di acqua simulata (WWPR) e le portate di acqua misurate (WWPRH). In fase di produzione primaria sono stati ben riprodotti sia volumi di acqua sia i *breakthrough* ai pozzi; non essendo disponibili le misure della portata d'acqua per i singoli pozzi, ma solo le allocazioni medie su tutti i produttori, in fase di *match* dell'avanzamento del fronte dell'acquifero si è fatto riferimento alle date di chiusura dei pozzi, assumendo che queste fossero di poco posteriori ai *breakthrough* (figure 101 - 109).

Per calibrare i volumi di acqua prodotti durante tutta la fase di stoccaggio, si è assunta una produzione media giornaliera di circa 0.2-0.25 m³/giorno, i pochi dati presenti per i cicli di stoccaggio riferiti al 2004-05, 2008-09, 2009-10 e 2010-2011 evidenziano produzioni ridotte di circa 5-10 m³ compatibili con tale assunzione.

Non avendo a disposizione misure di pressione e di produzione d'acqua per i pozzi completati nella zona di faglia, si è assunto che il pozzo Minerbio-5 sia stato chiuso per problemi di acqua e il che il pozzo Minerbio-10 sia stato chiuso per raggiungimento della pressione minima.

Le mappe della saturazione in gas iniziale, all'inizio della fase di stoccaggio e alla data del 31/10/2010, relative a ciascun livello, sono riportate nelle figure 110 - 130.

7.3 Osservazioni sul modello dinamico

La dinamica generale del campo durante la sua storia produttiva può essere descritta attraverso la seguente evoluzione.

Nel giacimento è presente un acquifero laterale di media intensità che ha determinato un ingresso importante di acqua durante il periodo di produzione primaria. L'ingresso di acqua è continuato anche durante il periodo di chiusura del campo, attenuandosi progressivamente sino ad annullarsi verso la metà del 1981, in fase di ricarica. L'ingresso di acqua in giacimento ha comportato una sensibile riduzione irreversibile del volume utilizzabile per lo stoccaggio, pari a circa il 55% rispetto al volume poroso occupato da gas nelle condizioni originali. Durante la fase



di stoccaggio non si registrano movimenti importanti del fronte di acqua, ma soltanto variazioni cicliche della saturazione in gas in una fascia laterale trascurabile che circonda la zona di stoccaggio.

L'effetto della compattazione della roccia, avvenuto principalmente durante il periodo di produzione primaria, ha causato un irrigidimento progressivo del sistema poroso riducendo la componente elastica della comprimibilità di circa un ordine di grandezza. La compattazione della formazione influenza l'andamento delle pressioni, ma la riduzione del volume poroso disponibile per lo stoccaggio è trascurabile rispetto alla perdita di volume dovuta all'azione dell'acquifero.

7.4 *Simulazione dei pozzi*

7.4.1 Completamenti

I pozzi attualmente impiegati per le attività di stoccaggio sono tutti completati con *gravel pack* da 4", sia in foro tubato con *casing* da 7" (Minerbio-32, Minerbio-34 e Minerbio-35) che in foro scoperto. Tutti i completamenti sono costituiti da una *string* di produzione da 5", con un raccordo da 2^{7/8} e in alcuni casi da 3^{1/2} per l'innesto del *packer* di produzione.

I completamenti dei pozzi di stoccaggio attivi del campo di Minerbio sono riportati schematicamente nella tabella 30.

7.4.2 Determinazione delle perdite di carico in pozzo

Nell'ambito del lavoro svolto dal Politecnico di Torino, nel modello dinamico sono state inserite le tabelle VFPI, fornite da STOGIT, relative ai pozzi campione Minerbio-33, Minerbio-34 e Minerbio-35 (*cased hole*), Minerbio-37÷76 (*open hole*), Minerbio-77, Minerbio-78, Minerbio-79, Minerbio-80, Minerbio-81 e Minerbio-82 (*open hole*) e Minerbio-83. Le tabelle VFPI per la determinazione delle perdite di carico tra il fondo e la testa pozzo sono state opportunamente ricalcolate in base ai nuovi valori di permeabilità utilizzati nel modello dinamico di giacimento aggiornato.

Considerando questi aggiornamenti, nel modello dinamico calibrato ai pozzi del campo sono state assegnate le relative tabelle VFPI secondo lo schema riportato nella tabella 31.

7.4.3 Produttività

La calibrazione dei parametri di produzione di tutti i pozzi attivi è stata realizzata sulla base delle pressioni di testa pozzo registrate nel corso dell'ultima campagna di misura effettuata sul campo, ovvero del *Field Limit Test* (FLT) eseguito mediante telecontrollo dei pozzi in data 18/12/2003.



Prima dell'apertura in erogazione per il *Field Limit Test* il campo è stato chiuso per circa 48 ore al fine di consentire una stabilizzazione dei valori di pressione e definire una pressione statica di riferimento (STHP media).

Lo stato di riempimento del giacimento al momento del *test* era il seguente:

Stock @ 17/12/2003 = $3768.8 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$;

Svaso @ 17/12/2003 = $261 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$;

STHP media pari a 121.5 Barsa.

Il test ha previsto l'erogazione del campo con due portate isocrone della durata di 3 ore; la seconda portata è stata doppia rispetto alla prima. Durante la prova tutti i pozzi attivi allo stoccaggio hanno partecipato all'erogazione, tranne il pozzo Minerbio-83 perché interessato da *workover*. Il pozzo Minerbio-84 è stato gestito manualmente dalla centrale per ridotta capacità erogativa.

Il *test* ha consentito di verificare le seguenti prestazioni di campo :

1° step: Portata di campo (q_{gas}) pari a $30.0 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3/\text{day}$,

Δp medio a testa pozzo pari al 6 %;

2° step : Portata di campo (q_{gas}) pari a $52.9 \text{ m}_{\text{SC}}^3/\text{day}$,

Δp medio a testa pozzo pari al 22 % (con punte in alcuni pozzi del 25%).

Il massimo Δp consigliabile a testa pozzo per operare in condizioni di sicurezza è del 20%; questo valore viene assegnato per preservare i completamenti dei pozzi e per ridurre i rischi connessi ai fenomeni di erosione dovuti a presenza di fini e/o di allagamento.

Durante il *test* è stato rilevato un elevato grado di interferenza tra i pozzi dovuto alla ridotta spaziatura degli stessi in giacimento (alcuni pozzi presentano infatti uno *spacing* di circa 50 m). Durante la prova non è stata segnalata presenza di acqua ai pozzi.

Utilizzando il modello numerico di giacimento già calibrato e le nuove tabelle VFPI, sono state impostate delle simulazioni di giacimento di brevissima durata allo scopo di riprodurre le portate di gas prodotte durante il *Field Limit Test* e le pressioni dinamiche misurate alla testa pozzo. I parametri di produttività dei pozzi sono stati opportunamente modificati per approssimazioni successive fino a quando le pressioni dinamiche di testa simulate non hanno riprodotto in maniera ragionevole i valori misurati. In particolare il *match* delle pressioni è stato ottenuto mediante l'applicazione di opportuni moltiplicatori dell'indice di produttività (PI) di ciascun pozzo. I valori dei moltiplicatori di PI calibrati per ciascun pozzo sono riportati nella tabella 32.



I risultati delle simulazioni di breve durata sono riportati, per tutti i pozzi attivi di stoccaggio, nelle figure 131 - 179.



8 SIMULAZIONI DEL COMPORTAMENTO FUTURO DEL GIACIMENTO

Una volta ottenuta una calibrazione soddisfacente, il modello numerico del giacimento di Minerbio è stato utilizzato allo scopo di evidenziare le scelte operative migliori per la gestione futura delle attività di stoccaggio, simulando la risposta del sistema secondo diversi possibili scenari. Le simulazioni effettuate hanno contemplato la possibilità di modificare i vincoli di esercizio dei singoli pozzi e della centrale del campo e di perforare nuovi pozzi per sfruttare appieno le potenzialità del giacimento.

8.1 Attuali modalità di esercizio del campo

Per poter apprezzare le differenze esistenti tra i vari scenari considerati i risultati delle simulazioni sono stati confrontati con quelli ottenuti per due casi base di riferimento, caratterizzati dalle attuali modalità operative di esercizio dei singoli pozzi e dell'intero campo, anche in base ai vincoli imposti dagli impianti della centrale di trattamento e di compressione del gas.

Le attuali modalità di esercizio del campo di Minerbio sono le seguenti:

- portata massima di campo ($FGPR_{max}$) durante la fase di svaso: $63.0 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$;
- portata minima di campo ($FGPR_{min}$) durante la fase di svaso: $0.8 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$;
- portata massima teorica di iniezione ($FGIR_{max}$): $20 \div 30 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$;
- portata minima di iniezione ($FGIR_{min}$): $4.0 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$;
- pressione minima di erogazione a testa pozzo ($FTHP_{min}$) nel ciclo "normale": 75 e 70Barsa;
- pressione minima di erogazione a testa pozzo ($FTHP_{min}$) nel ciclo "di emergenza": 45 Barsa;
- pressione massima di iniezione a fondo pozzo ($FBHP_{max}$): 150.43 Barsa (p_i).

La pressione massima di iniezione a fondo pozzo in fase di ricostituzione è stata assunta pari a quella originale di scoperta del giacimento ($p_i = 150.43 \text{ Barsa}$).

Per tutti i casi considerati si è assunta una portata massima di acqua di campo pari a $3000 \text{ m}_{ST}^3/\text{year}$ (pari a circa 100 autobotti impiegate per lo smaltimento delle acque).

8.2 Durata delle simulazioni

La simulazione del comportamento futuro del giacimento ha inizio alla data 01/11/2010 (ovvero al termine della fase storica in base a cui il modello è stato calibrato) e termina nel 2020, dopo dieci cicli di stoccaggio completi. L'erogazione, per ciascun ciclo di stoccaggio, inizia il 21 novembre (tranne che per il primo ciclo, in cui inizia il 13 novembre) e termina il 9 aprile dell'anno successivo (tranne che per il primo ciclo, in cui termina il 7 aprile). A fine svaso è prevista una settimana di chiusura del campo per operazioni di misura e manutenzione. La



ricostituzione del campo avviene tra il 14 aprile e il 15 novembre ed è seguita da una settimana di chiusura, ancora per operazioni di misura e manutenzione, prima della successiva fase di svaso.

8.3 Pozzi di stoccaggio

Nella fase di *forecast* i pozzi considerati attivi in tutte le simulazioni sono i seguenti:

Minerbio-32, Minerbio-34, Minerbio-35, Minerbio-37, Minerbio-38, Minerbio-39, Minerbio-40, Minerbio-41, Minerbio-42, Minerbio-43, Minerbio-44, Minerbio-45, Minerbio-46, Minerbio-47, Minerbio-48, Minerbio-49, Minerbio-50, Minerbio-51, Minerbio-52, Minerbio-53, Minerbio-54, Minerbio-55, Minerbio-56, Minerbio-57, Minerbio-58, Minerbio-59, Minerbio-60, Minerbio-61, Minerbio-62, Minerbio-63, Minerbio-64, Minerbio-65, Minerbio-66, Minerbio-67, Minerbio-68, Minerbio-69, Minerbio-70, Minerbio-71, Minerbio-72, Minerbio-73, Minerbio-74, Minerbio-75, Minerbio-76, Minerbio-77, Minerbio-78, Minerbio-79, Minerbio-80, Minerbio-81, Minerbio-82, Minerbio-83, Minerbio-84.

Inoltre, in alcuni dei casi esaminati, è stata prevista la realizzazione di pozzi aggiuntivi per migliorare il drenaggio del campo e di nuovi pozzi per sostituire la chiusura di tutti i pozzi appartenenti al *cluster* A (Minerbio-37, Minerbio-38, Minerbio-46, Minerbio-47, Minerbio-48, Minerbio-49, Minerbio-50, Minerbio-51, Minerbio-52, Minerbio-53).

8.4 Imposizione dei vincoli operativi

Oltre ai limiti di esercizio dettati dalla centrale di trattamento, per una corretta simulazione delle prestazioni erogative dei pozzi occorre anche tenere conto dei vincoli che operativamente vengono imposti per la gestione dei pozzi. Infatti, durante lo svaso del campo la massima portata di gas che, ad ogni istante, può essere erogata da ciascun pozzo viene calcolata in base a valori prestabiliti della massima differenza ammissibile tra la pressione statica e la pressione dinamica alla testa pozzo.

Per quanto riguarda il campo di stoccaggio di Minerbio è stata eseguita, a titolo esemplificativo, una simulazione delle prestazioni e delle curve di erogabilità operative del campo per i soli casi base 1/a e 2/a.

8.4.1 Determinazione della pressione statica alla testa pozzo

Per simulare l'andamento della produzione di gas durante la fase di svaso del campo in condizioni operative, tutti i pozzi in erogazione ad ogni istante devono rispettare dei vincoli che, tipicamente, prevedono una differenza massima tra pressione statica e pressione dinamica a testa pozzo compresa tra il 10% e il 20%, a seconda del tipo di completamento.

Tali vincoli operativi non sono facilmente assegnabili all'interno del simulatore numerico in quanto non sono previsti esplicitamente. In particolare è impossibile monitorare l'andamento della pressione statica alla testa pozzo durante l'erogazione, se non chiudendo



contemporaneamente tutti i pozzi per un breve periodo, in modo che le pressioni in giacimento possano riequilibrarsi e che quindi la pressione alla testa pozzo possa essere considerata una stima attendibile del valore statico all'istante temporale considerato. Pertanto, per poter stimare l'andamento della pressione statica alla testa per ogni pozzo in produzione è necessario introdurre periodiche interruzioni della produzione di campo. In fase di simulazione l'erogazione non è stata interrotta, ma si è imposto che, ogni due settimane, la portata di campo venisse ridotta a $1 \text{ m}_{\text{SC}}^3/\text{day}$ per la durata di un giorno (corrispondente ad un *time step* della simulazione). I valori della pressione simulati al termine della giornata di drastica riduzione della portata sono stati poi interpolati per ottenere una stima dell'andamento nel tempo della pressione statica a testa pozzo, da confrontarsi con il corrispondente profilo di pressione dinamico.

La determinazione delle portate *target* da assegnare a ciascun pozzo ad ogni *time step* della simulazione per il rispetto dei vincoli di pressione operativi a testa pozzo ha richiesto la messa a punto di un codice di calcolo *ad hoc*, denominato C-PRO, il cui funzionamento è descritto nell'APPENDICE A di questo studio (*"Tecnica ad iterazioni successive per la stima delle portate"*).

8.5 Scenari di forecast

Per stabilire l'efficacia delle diverse strategie di stoccaggio e, quindi, per valutare la possibilità di migliorare la gestione del campo sono stati simulati numerosi possibili scenari, variando le condizioni di esercizio del campo (portata massima di gas iniettata, portata massima di acqua e pressione minima in condizioni di erogazione).

Gli scenari che corrispondono all'ipotesi di mantenere inalterate le attuali condizioni di esercizio del campo (casi base) sono stati considerati di riferimento per analizzare i risultati ottenuti negli altri casi esaminati.

8.5.1 Variatione delle condizioni di esercizio del campo

Le previsioni sono state effettuate per il primo caso base ($\text{FTHP}_{\text{min}} = 70$ Barsa) e per il secondo caso base ($\text{FTHP}_{\text{min}} = 75$ Barsa), ma anche con diversi valori del limite di pressione minima a testa pozzo in fase di erogazione (FTHP_{min}). In particolare, sono stati considerati valori di FTHP_{min} pari a 60 Barsa e 45 Barsa oltre che un ulteriore scenario denominato *caso e* che prevede la chiusura di tutti i pozzi del *cluster A*.

Gli scenari simulati, descritti in dettaglio nel seguito, sono riepilogati nella tabella 33.

Per ciascuno di essi è stata ricavata la corrispondente curva di erogabilità del campo (FGPR vs FGPT) che permette di valutare sia le prestazioni di punta del sistema (tempo di *plateau* e corrispondente volume di gas svasato) sia le potenzialità complessive del sistema in termini di gas prodotto a fine svaso (*working gas*).



Il confronto tra gli scenari di *forecast* e i casi base di riferimento è stato effettuato analizzando le seguenti grandezze:

- tempo di *plateau*;
- volume di *svaso* @ fine *plateau*;
- *working gas* (WG);
- portata di acqua prodotta dal campo (valore di picco, $FWPR_{max}$);
- produzione cumulativa di acqua durante il ciclo di stoccaggio considerato ($\Delta FWPT$).

Le simulazioni effettuate si riferiscono a 10 cicli di *svaso* e ricostituzione. Per semplicità ed uniformità di confronto nel seguito si riportano, per tutti i casi esaminati, i valori delle grandezze descritte relativi al sesto dei cicli di stoccaggio simulati. Nelle tabelle allegate sono comunque disponibili i valori delle grandezze di interesse relativi a tutti i dieci cicli di stoccaggio simulati, per ciascuno degli scenari simulati. Si fa notare che in genere il primo dei cicli simulati non è rappresentativo del reale comportamento del campo in quanto risulta generalmente sbilanciato tra produzione ed iniezione. Infatti, il primo ciclo simulato costituisce un ciclo di transizione dalle modalità operative storiche (con pressione massima ammissibile in fase di iniezione inferiore alla pressione iniziale) a quelle previste per la fase di *forecast* (con ricostituzione del campo alla pressione iniziale alla fine di ogni ciclo di *svaso*).

8.5.1.1 Casi base

I casi base (caso 1/a e caso 2/a), in cui i 51 pozzi attivi allo stoccaggio sono aperti contemporaneamente alla produzione, considerano le attuali modalità di esercizio della centrale del campo di Minerbio ($FGPR_{max} = 63.0 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$ e $FGIR_{max} = 0.8 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$), una pressione massima a fondo pozzo in fase di ricostituzione non superiore a quella originale (150.43 Barsa) e si distinguono per una diversa $FTHP_{min}$, che è imposta pari a 70 Barsa per il primo caso base (caso 1/a) e 75 Barsa per il secondo caso base (caso 2/a).

Il *Working Gas* relativo al sesto *svaso* risulta essere pari a $2530.44 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il primo caso base (1/a) e pari a $2276.42 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il secondo caso base (2/a), mentre per il ciclo di “emergenza” risulta pari a $3478.06 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$. La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 15 giorni, con uno *svaso* di $945 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il primo caso base e pari a 13 giorni, con uno *svaso* di $819 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il secondo caso base. Nel ciclo di “emergenza” la durata del *plateau* risulta pari a 20 giorni, con uno *svaso* di $1260 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$.

La curva di erogabilità del campo per il sesto ciclo di *svaso* è riportata nella figura 180 per il primo caso base e nella figura 181 per il secondo caso base. Nelle figure 182-183 sono riportati gli andamenti delle portate medie giornaliere di gas prodotto a livello di campo in funzione del tempo rispettivamente per il primo e il secondo caso di riferimento.

Inoltre è stato simulato un ulteriore scenario che prevede, a parità di tutte le altre condizioni, una $FTHP_{min}$ pari a 60 Barsa (caso 4/a). In questo caso il *working gas* relativo al sesto *svaso*



risulta essere c.a $3000 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ mentre la durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere di 17 giorni con uno svaso di $1071 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$.

E' stata quindi individuata la fattibilità di un'erogazione stabile nel tempo, con una contenuta produzione di acqua, tramite l'ausilio delle macchine di compressione ad una pressione di esercizio inferiore (**F.T.H.P. @ 60 barsa**) a quella della rete di trasporto (**F.T.H.P. @ 70 barsa**). Ciò apporterebbe un ulteriore incremento di working gas di **$342 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$** .

La curve di erogabilità del campo per il sesto ciclo di svaso per il caso 4/a confrontata con quelle relative ai casi base e al caso 3/a è riportata nella figura 184.

I volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi semestrali di svaso e i volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione sono riportati nelle tab. 34, 35 per i 10 cicli del caso 3/a confrontati con i casi base; allo stesso modo nelle tab. 36, 37 viene riportato il confronto tra il caso 4/a e i casi base.

8.5.1.2 Caso b

Il caso b è analogo al caso base, ma in questo scenario è stata imposta durante le fasi di svaso una $WWPR_{\text{max}}$ pari a $1 \text{ m}^3 / \text{d}$.

Il *Working Gas* relativo al sesto svaso risulta essere pari a $2530.45 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso 1/b), a $2276.42 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso 2/b), mentre per il ciclo di "emergenza" (caso 3/b) risulta pari a $3478.1 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$. La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 20 giorni con uno svaso di $1260 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di 'emergenza' e risulta essere rispettivamente pari a 15 e 13 giorni, con uno svaso di $945 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $819 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

Anche in questo caso è stato simulato un ulteriore scenario che prevede, a parità di tutte le altre condizioni, una $FTHP_{\text{min}}$ pari a 60 Barsa (caso 4/b). In questo caso il *working gas* relativo al sesto svaso risulta essere pari a $3004.32 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ mentre la durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere di 18 giorni con uno svaso di $1134 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$.

8.5.1.3 Caso c

Il caso c è analogo al caso base, ma in questo scenario è stata imposta una $WWPR_{\text{max}}$ pari a $1 \text{ m}^3 / \text{d}$ e una portata massima di campo durante le fasi di invaso pari a $20 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3 / \text{day}$ di gas.

Il *Working Gas* relativo al sesto svaso risulta essere pari a $2490.37 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso 1/c), a $2244.51 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso 2/c), mentre per il ciclo di "emergenza" (caso 3/c) risulta pari a $3349.38 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$. La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 19 giorni con uno svaso di $1197 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di 'emergenza' e risulta essere rispettivamente pari a 15 giorni e 13 giorni, con uno svaso di $945 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $819 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

Inoltre è stato simulato un ulteriore scenario che prevede, a parità di tutte le altre condizioni, una $FTHP_{\text{min}}$ pari a 60 Barsa (caso 4/c). In questo caso il *working gas* relativo al sesto svaso



risulta essere pari a $2924.76 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ mentre la durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere di 17 giorni con uno svasso di $1071 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$.

8.5.1.4 Caso d

Il caso d è analogo al caso base, ma in questo caso è stata imposta una portata massima di campo durante le fasi di invaso pari a $20 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3/\text{day}$ di gas.

Il *Working Gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $2490.41 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il caso a 70 Barsa (caso 1/d), a $2244.51 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso 2/d), mentre per il ciclo di "emergenza" (caso 3/d) risulta pari a $3349.4 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$. La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 19 giorni con uno svasso di $1197 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di 'emergenza' e risulta essere rispettivamente pari a 15 giorni e 13 giorni, con uno svasso di $945 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $819 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

Anche in questo caso è stato simulato un ulteriore scenario che prevede, a parità di tutte le altre condizioni, una FTHP_{min} pari a 60 Barsa (caso 4/c). In questo caso il *working gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $2924.79 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ mentre la durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere di 17 giorni con uno svasso di $1071 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$.

8.5.1.5 Caso e

Il caso e è simile al caso base, ma in questo scenario sono stati chiusi tutti i pozzi appartenenti al *cluster A*. Lo scopo è stato quello di valutare le potenzialità del campo di Minerbio anche in assenza dei pozzi del *cluster A*, che potrebbero essere esclusi in futuro dalle attività di stoccaggio.

Il *Working Gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $2486.8 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il caso a 70 Barsa (caso 1/e), a $2250.49 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso 2/e), mentre per il ciclo di "emergenza" (caso 3/e) risulta pari a $3391.5 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$. La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 13 giorni con uno svasso di $819 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di 'emergenza' e risulta essere rispettivamente pari a 8 giorni e 6 giorni, con uno svasso di $504 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $378 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

È stato inoltre simulato un ulteriore scenario che prevede, a parità di tutte le altre condizioni, una FTHP_{min} pari a 60 Barsa (caso 4/e). In questo caso il *working gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $2933.84 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ mentre la durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere di 10 giorni con uno svasso di $630 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$.

8.5.2 Confronto tra i risultati ottenuti

Nella tab. 38 vengono riassunti i risultati degli scenari di *forecast* analizzati con l'indicazione dei vincoli di esercizio imposti, dei tempi di *plateau* (e corrispondenti volumi svasati), dei valori di *working gas*, delle portate massime di acqua prodotte e dei volumi di acqua cumulativamente prodotti (riferiti al sesto dei cicli di svasso simulati).



Nella fig. 185 viene riportato il confronto tra le curve di erogabilità simulate per il 1° caso base ($FTHP_{\min} = 70$ Barsa) al variare dei diversi vincoli di esercizio imposti, e analogamente nella fig. 186 per il 2° caso base ($FTHP_{\min} = 70$ Barsa). Con riferimento alla tab. 33 si tratta rispettivamente dei casi 1/a, 1/b, 1/c, 1/d e dei casi 2/a, 2/b, 2/c, 2/d.

I volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi semestrali di svasso e i volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione sono riportati nelle tab. 39, 40 e 41 per i 10 cicli del caso base 1/a e confrontati con i casi 1/b, 1/c, e 1/d, allo stesso modo nelle tab. 42, 43 e 44 viene riportato il confronto tra il caso base 2/a e i casi 2/b, 2/c e 2/d.

Nella fig. 187 viene riportato il confronto tra le curve di erogabilità simulate per il 1° caso base ($FTHP_{\min} = 70$ Barsa) con e senza l'impiego dei pozzi del *cluster* A, e analogamente nella fig. 188 per il 2° caso base ($FTHP_{\min} = 70$ Barsa). Con riferimento alla tab. 33 si tratta rispettivamente dei casi 1/a, e 1/e e dei casi 2/a, e 2/e.

I volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi semestrali di svasso e i volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione sono riportati nella tab. 45 per i 10 cicli del 1° caso base ($FTHP_{\min} = 70$ Barsa) con e senza l'impiego dei pozzi del *cluster* A, allo stesso modo nelle tab. 46 viene riportato per il caso base 2/a.

8.5.3 Casi operativi - Analisi dei risultati

I valori delle portate dei pozzi, ottenuti mediante l'applicazione del codice di ottimizzazione C-PRO, sono stati calcolati imponendo i vincoli dei casi base di riferimento ($FGPR_{\max} = 63 \cdot 10^6$ m_{SC}^3/day , $FTHP_{\min} = 70$ Barsa e $FTHP_{\min} = 75$ Barsa, $WWPR = 0.5$ m_{ST}^3/day) e si riferiscono ai primi 6 cicli di stoccaggio simulati, a partire dal termine della ricostituzione del campo fino a $p = p_i$. Lo scenario operativo analizzato è descritto nella tab. 47.

I valori delle portate *target* costituiscono di fatto le portate di picco, in quanto vengono raggiunte al momento dell'apertura dei pozzi. La portata di acqua prodotta da ciascun pozzo raggiunge raramente il valore massimo assegnato (0.5 m_{ST}^3/day). A livello di campo la portata massima giornaliera di acqua prodotta è inferiore a 1 m_{ST}^3/day , valore sensibilmente inferiore al limite di reiniezione del campo ($FWPR_{\max} = 3000$ $m_{ST}^3/year$).

Il *Working Gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $2515.05 \cdot 10^6$ m_{SC}^3 per il caso 1/a (op) ($FTHP_{\min} = 70$ Barsa), a $2261.44 \cdot 10^6$ m_{SC}^3 per il caso 2/a (op) ($FTHP_{\min} = 75$ Barsa). La curva di erogabilità del campo per il caso 1/a (op) è riportata nella fig.189 e nella fig.190 quella per il caso 2/a (op).

I volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi semestrali di svasso e i volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione sono riportati rispettivamente nella tab. 48 per i 6 cicli del caso base 1/a(op) e nella tab. 49 per i 6 cicli del caso base 2/a (op).



8.5.4 Superamento della pressione iniziale di giacimento

Alcuni degli scenari di *forecast* presi in considerazione prevedono la gestione del campo di stoccaggio ad un livello di pressione superiore rispetto al valore iniziale ($p_i = 150.43$ Barsa). Da un punto di vista operativo la scelta di superare la pressione di scoperta del giacimento consente di aumentare sensibilmente i volumi di *working gas*.

Sono state valutate cinque diverse opzioni:

- Raggiungimento in fase di ricostituzione di una pressione pari al 104% della pressione iniziale (caso m);
- Raggiungimento in fase di ricostituzione di una pressione pari al 107% della pressione iniziale (caso f);
- Raggiungimento in fase di ricostituzione di una pressione pari al 110% della pressione iniziale (caso g).
- Raggiungimento in fase di ricostituzione di una pressione pari al 115% della pressione iniziale (caso h);
- Raggiungimento in fase di ricostituzione di una pressione pari al 120% della pressione iniziale (caso i).

I casi esaminati, descritti in dettaglio nel seguito, sono riepilogati nella tab. 50

8.5.4.1 Caso m

Il caso m, analogo ai casi base, prevede che in fase di ricostituzione, a ciascuno dei pozzi attivi di stoccaggio sia assegnato un limite di pressione di fondo ($FBHP_{max}$) pari al 104% della pressione iniziale del campo, ovvero 156.45 Barsa.

La portata massima di campo durante le fasi di svasso è stata imposta pari a $63 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$ di gas, in modo da avere una confrontabilità diretta con i casi base.

Il *Working Gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $2794.32 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il 1° caso base (caso 1/m), a $2543.32 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il 2° caso base (caso 2/m) e a $3730.67 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il ciclo di "emergenza". La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 23 giorni con uno svasso di $1449 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il ciclo di 'emergenza' e risulta essere rispettivamente pari a 18 giorni e 16 giorni, con uno svasso di $1134 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $1008 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

Un ulteriore scenario prevede, a parità di tutte le altre condizioni, una $FTHP_{min}$ pari a 60 Barsa (caso 4/m). In questo caso il *working gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $3260.33 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ mentre la durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere di 21 giorni con uno svasso di $1323 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$.



8.5.4.2 Caso f

Il caso f, analogo ai casi base, prevede che in fase di ricostituzione, a ciascuno dei pozzi attivi di stoccaggio sia assegnato un limite di pressione di fondo ($FBHP_{max}$) pari al 107% della pressione iniziale del campo, ovvero 160.96 Barsa.

La portata massima di campo durante le fasi di svasso è stata imposta pari a $63 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$ di gas, in modo da avere una confrontabilità diretta con i casi base.

Il *Working Gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $2950.75 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il 1° caso base (caso 1/f), a $2743.91 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il 2° caso base (caso 2/f) e a $3915.36 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il ciclo di "emergenza". La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 25 giorni con uno svasso di $1575 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il ciclo di 'emergenza' e risulta essere rispettivamente pari a 21 giorni e 19 giorni, con uno svasso di $1323 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $1197 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

Un ulteriore scenario prevede, a parità di tutte le altre condizioni, una $FTHP_{min}$ pari a 60 Barsa (caso 4/f). In questo caso il *working gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $3449.48 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ mentre la durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere di 23 giorni con uno svasso di $1149 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$.

8.5.4.3 Caso g

Il caso g, analogo ai casi base, prevede che in fase di ricostituzione a ciascuno dei pozzi attivi di stoccaggio sia assegnato un limite di pressione di fondo ($FBHP_{max}$) pari al 110% della pressione iniziale del campo, ovvero 165.47 Barsa.

La portata massima di campo durante le fasi di svasso è stata imposta pari a $63 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$ di gas, in modo da avere una confrontabilità diretta con i casi di riferimento.

Il *Working Gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $3188.7 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il 1° caso base (caso 1/g), a $2944.21 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il 2° caso base (caso 2/g) e a $4101.12 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il ciclo di "emergenza". La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 28 giorni con uno svasso di $1764 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il ciclo di 'emergenza' e risulta essere rispettivamente pari a 23 giorni e 21 giorni, con uno svasso di $1449 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $1323 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

Anche in questo caso è stato simulato un ulteriore scenario che prevede, a parità di tutte le altre condizioni, una $FTHP_{min}$ pari a 60 Barsa (caso 4/g). In questo caso il *working gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $3640.89 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$ mentre la durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere di 26 giorni con uno svasso di $1638 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$.

8.5.4.4 Caso h

Il caso h è del tutto analogo ai corrispondenti casi a, ma in questo scenario, in fase di ricostituzione, a ciascuno dei pozzi attivi di stoccaggio è stato assegnato un limite di pressione di fondo ($FBHP_{max}$) pari al 115% della pressione iniziale del campo, ovvero 173 Barsa.



La portata massima di campo durante le fasi di svaso è stata imposta pari a $63 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3/\text{day}$ di gas, in modo da avere una confrontabilità diretta con i casi a.

Il *Working Gas* relativo al sesto svaso risulta essere pari a $3532.77 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il 1° caso base (caso 1/h), a $3301.13 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il 2° caso base (caso 2/h) e a $4423.78 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di “emergenza”. La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 32 giorni con uno svaso di $2016 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di ‘emergenza’ e risulta essere rispettivamente pari a 28 giorni e 26 giorni, con uno svaso di $1764 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $1638 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

È stato inoltre simulato un ulteriore scenario che prevede, a parità di tutte le altre condizioni, una FTHP_{min} pari a 60 Barsa (caso 4/h). In questo caso il *working gas* relativo al sesto svaso risulta essere pari a $3974.92 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ mentre la durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere di 30 giorni con uno svaso di $1890 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$.

8.5.4.5 Caso i

Il caso i, analogo ai casi base, prevede che in fase di ricostituzione a ciascuno dei pozzi attivi di stoccaggio sia assegnato un limite di pressione di fondo (FBHP_{max}) pari al 120% della pressione iniziale del campo, ovvero 180.52 Barsa.

La portata massima di campo durante le fasi di svaso è stata imposta pari a $63 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3/\text{day}$ di gas, in modo da avere una confrontabilità diretta con i casi a.

Il *Working Gas* relativo al sesto svaso risulta essere pari a $3895.61 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il 1° caso base (caso 1/i), a $3671.15 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il 2° caso base (caso 2/i) e a $4752.43 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di “emergenza”. La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 37 giorni con uno svaso di $2331 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di ‘emergenza’ e risulta essere rispettivamente pari a 33 giorni e 31 giorni, con uno svaso di $2079 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $1953 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

Anche in questo caso è stato simulato un ulteriore scenario che prevede, a parità di tutte le altre condizioni, una FTHP_{min} pari a 60 Barsa (caso 4/i). In questo caso il *working gas* relativo al sesto svaso risulta essere pari a $4317.38 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ mentre la durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere di 35 giorni con uno svaso di $2205 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$.

8.5.4.6 Confronto tra i risultati ottenuti

Nella tab. 51 sono riassunti gli scenari di sovrappressione (caso m, f, g, h, i) con l’indicazione dei vincoli imposti, dei tempi di *plateau* (e dei corrispondenti volumi svasati), dei valori di *working gas*, delle portate massime di acqua prodotte e dei volumi di acqua cumulativamente prodotti (riferiti al sesto dei cicli di svaso simulati in fase previsionale).

Nella fig. 191 viene riportato il confronto tra le curve di erogabilità dei diversi scenari di sovrappressione per il 1° caso base ($\text{FTHP}_{\text{min}} = 70$ Barsa), e analogamente nelle fig. 192 -193 per il 2° caso base ($\text{FTHP}_{\text{min}} = 70$ Barsa) e per il ciclo di “emergenza”. Con riferimento alla tab.



50 si tratta rispettivamente dei casi 1/m, 1/f, 1/g, 1/h, 1/i, dei casi 2/m, 2/f, 2/g, 2/h, 2/i e dei casi 3/m, 3/f, 3/g, 3/h, 3/i.

I volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi semestrali di svasso e i volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione sono riportati nelle tab. 52, 53, 54, 55 e 56 per i 10 cicli del primo caso base confrontati con i casi 1m, 1/f, 1/g, 1/h e 1/i, allo stesso modo nelle tab. 57, 58, 59, 60, 61 e nelle tab. 62, 63, 64, 65, 66 viene riportato il confronto per il ciclo a 75 Barsa e per il ciclo di emergenza.

8.5.5 Sviluppo di nuovi pozzi per la sostituzione del cluster A

È stato realizzato un ulteriore scenario che prevede l'impiego di pozzi orizzontali per la sostituzione dei pozzi del *cluster A*. L'obiettivo di questo scenario è quello di valutare se lo sviluppo di nuovi pozzi a tipologia orizzontale può compensare l'alienazione del *cluster A*.

La possibile ubicazione dei nuovi pozzi orizzontali è stata concordata con Stogit ed è prevista nella zona a nord del giacimento, laddove attualmente sono presenti i pozzi del *cluster A* (Minerbio-37, Minerbio-38, Minerbio-46, Minerbio-47, Minerbio-48, Minerbio-49, Minerbio-50, Minerbio-51, Minerbio-52, Minerbio-53). La realizzazione dei pozzi aggiuntivi richiede il posizionamento in modo che il tratto orizzontale di ciascun nuovo pozzo entri nel livello con la corretta angolazione. La lunghezza prevista del tratto orizzontale aperto alla produzione è compresa tra 250 e 300 m. Compatibilmente con la discretizzazione del grid del modello, in fase di simulazione tali vincoli sono stati rispettati.

In mancanza di dati reali per calibrare le prestazioni erogative dei pozzi orizzontali, è stato eseguito il calcolo degli indici di produttività (PI) teorici secondo le formule più accreditate in letteratura (Joshi, Borisov e Giger) al fine di stabilire un coefficiente correttivo degli indici di produttività di pozzo calcolati da ECLIPSE, riconosciuti non attendibili. In particolare sono stati definiti permeabilità radiale, spessore produttivo e area di drenaggio sulla base dell'ubicazione dei pozzi all'interno del modello. Al valore del PI restituito dal simulatore numerico è stato quindi assegnato un opportuno moltiplicatore in modo da riprodurre il PI calcolato per via analitica.

Allo scopo di definire il numero ottimale di pozzi necessari per avere le stesse prestazioni dei pozzi del *cluster A* sia in termini di *working gas* sia in termini di contenimento della produzione di acqua sono state realizzate quattro possibili soluzioni: 2 pozzi orizzontali, 3 pozzi orizzontali, 4 pozzi orizzontali e 5 pozzi orizzontali. Sono stati definite quindi due possibili configurazioni dei pozzi orizzontali (casi I – IV e casi V - VIII), a ciascuna delle quali corrisponde una diversa ubicazione e direzione di perforazione del tratto orizzontale aperto alla produzione, completato nel livello C1 (*layer 1*). A ciascuna delle due configurazioni corrispondono quattro diverse possibili opzioni per numero, ubicazione, e traiettoria dei pozzi. Tali opzioni sono descritte in dettaglio nel seguito:

Prima configurazione (pozzi orizzontali trasversali)



- realizzazione di 2 pozzi orizzontali (Min-85; Min-86) nel livello C1 a nord della zona dove sono presenti i pozzi del *cluster A*, con traiettoria dei tratti orizzontali aperti alla produzione in direzione nord-sud (caso I);
- realizzazione di 3 pozzi orizzontali (Min-85; Min-86, Min-87) nel livello C1 a nord della zona dove sono presenti i pozzi del *cluster A*, con traiettoria dei tratti orizzontali aperti alla produzione in direzione nord-sud (caso II);
- realizzazione di 4 pozzi (Min-85; Min-86, Min-87, Min-88) orizzontali nel livello C1 a nord della zona dove sono presenti i pozzi del *cluster A*, con traiettoria dei tratti orizzontali aperti alla produzione in direzione nord-sud (caso III);
- realizzazione di 5 pozzi (Min-85; Min-86, Min-87, Min-88, Min-89) orizzontali nel livello C1 a nord della zona dove sono presenti i pozzi del *cluster A*, con traiettoria dei tratti orizzontali aperti alla produzione in direzione nord-sud (caso IV);

Seconda configurazione (pozzi orizzontali longitudinali)

- realizzazione di 2 pozzi orizzontali (Min-85; Min-86) nel livello C1, uno ad nord-ovest e uno sud-est rispetto alla zona dei pozzi del *cluster A*, con traiettoria dei tratti orizzontali aperti alla produzione rispettivamente in direzione est e in direzione est-ovest (caso V);
- realizzazione di 3 pozzi orizzontali (Min-85; Min-86, Min-87) nel livello C1, uno ad nord-ovest e due sud-est rispetto alla zona dei pozzi del *cluster A*, con traiettoria dei tratti orizzontali aperti alla produzione rispettivamente una in direzione est e due in direzione est-ovest (caso VI);
- realizzazione di 4 pozzi orizzontali (Min-85; Min-86, Min-87, Min-88) nel livello C1, due ad nord-ovest e due sud-est rispetto alla zona dei pozzi del *cluster A*, con traiettoria dei tratti orizzontali aperti alla produzione rispettivamente due in direzione est e due in direzione est-ovest (caso VII);
- realizzazione di 5 pozzi orizzontali (Min-85; Min-86, Min-87, Min-88, Min-89) nel livello C1, due ad nord-ovest e tre sud-est rispetto alla zona dei pozzi del *cluster A*, con traiettoria dei tratti orizzontali aperti alla produzione rispettivamente due in direzione est e tre in direzione est-ovest (caso VIII);

Nelle figg. 194 ÷ 201 è riportata l'ubicazione in pianta dei pozzi orizzontali per gli scenari esaminati (casi I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII), mentre nelle tab. 67 - 68 si riporta per ciascuno degli scenari esaminati le coordinate di modello dei pozzi orizzontali e la lunghezza del tratto aperto alla produzione.



In tutte le simulazioni effettuate la portata massima di campo durante le fasi di svasso è stata imposta pari a $63 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3/\text{day}$ di gas, in modo da avere una confrontabilità diretta con i casi base di riferimento, caratterizzati dalle attuali modalità operative di esercizio dei singoli pozzi e dell'intero campo, anche in base ai vincoli imposti dagli impianti della centrale di trattamento e di compressione del gas. Nelle tab 69 -70 sono descritti in dettaglio gli scenari di *forecast* analizzati.

8.5.5.1 Caso I

Il caso I è analogo ai casi base, ma questo scenario prevede la chiusura dei pozzi del *cluster* A e la loro sostituzione con l'impiego di due pozzi orizzontali, denominati "Min-85" e "Min-86", perforati a nord della zona dove sono presenti i pozzi del *cluster* A.

Il *Working Gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $2508.22 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso I/A), a $2264.57 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso I/B) e a $3432.4 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di "emergenza" (caso I/C). La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 15 giorni con uno svasso di $945 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di 'emergenza' e risulta essere rispettivamente pari a 10 giorni e 8 giorni, con uno svasso di $630 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $504 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

8.5.5.2 Caso II

Il caso II è simile ai casi base, ma questo scenario prevede la chiusura dei pozzi del *cluster* A e la loro sostituzione con l'impiego di tre pozzi orizzontali, denominati "Min-85", "Min-86" e "Min-87", perforati a nord della zona dove sono presenti i pozzi del *cluster* A.

Il *Working Gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $2516.01 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso II/A), a $2268.21 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso II/B) e a $3446.08 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di "emergenza" (caso II/C). La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 16 giorni con uno svasso di $1008 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di 'emergenza' e risulta essere rispettivamente pari a 10 giorni e 9 giorni, con uno svasso di $630 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $567 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

8.5.5.3 Caso III

Il caso III prevede la chiusura dei pozzi del *cluster* A e la loro sostituzione con l'impiego di quattro pozzi orizzontali, denominati "Min-85", "Min-86", "Min-87", "Min88" e "Min-89" perforati a nord della zona dove sono presenti i pozzi del *cluster* A.

Il *Working Gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $2518.46 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso III/A), a $2269.35 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso III/B) e a $3452.01 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$



per il ciclo di “emergenza” (caso III/C). La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 17 giorni con uno svasso di $1071 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di ‘emergenza’ e risulta essere rispettivamente pari a 11 giorni e 10 giorni, con uno svasso di $693 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $630 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

8.5.5.4 Caso IV

Il caso IV è analogo ai casi base, ma questo scenario prevede la chiusura dei pozzi del *cluster A* e la loro sostituzione con l’impiego di cinque pozzi orizzontali, denominati “Min-85”, “Min-86”, “Min-87”, “Min-88” e “Min-89” perforati a nord della zona dove sono presenti i pozzi del *cluster A*.

Il *Working Gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $2526.09 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso IV/A), a $2274.41 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso IV/B) e a $3466.03 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di “emergenza” (caso IV/C). La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 17 giorni con uno svasso di $1071 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di ‘emergenza’ e risulta essere rispettivamente pari a 12 giorni e 11 giorni, con uno svasso di $756 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $693 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

8.5.5.5 Caso V

Il caso V è analogo ai casi base, ma questo scenario prevede la chiusura dei pozzi del *cluster A* e la loro sostituzione con l’impiego di due pozzi orizzontali, denominati “Min-85” e “Min-86”, rispettivamente perforati a nord-ovest e sud-est della zona sono presenti i pozzi del *cluster A*.

Il *Working Gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $2507.19 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso V/A), a $2262.98 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso V/B) e a $3430.54 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di “emergenza” (caso V/C). La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 15 giorni con uno svasso di $945 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di ‘emergenza’ e risulta essere rispettivamente pari a 10 giorni e 8 giorni, con uno svasso di $630 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $504 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

8.5.5.6 Caso VI

Il caso VI è analogo ai casi base, ma questo scenario prevede la chiusura dei pozzi del *cluster A* e la loro sostituzione con l’impiego di tre pozzi orizzontali, denominati “Min-85”, “Min-86” e “Min-87”, rispettivamente perforati a zona nord-ovest (Min-85) e a sud-est (Min-86, Min-87) della zona dove sono completati i pozzi del *cluster A*.



Il *Working Gas* relativo al sesto svaso risulta essere pari a $2512.49 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso VI/A), a $2265.57 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso VI/B) e a $3440.73 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di “emergenza” (caso VI/C). La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 16 giorni con uno svaso di $1008 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di ‘emergenza’ e risulta essere rispettivamente pari a 10 giorni e 9 giorni, con uno svaso di $630 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $567 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

8.5.5.7 Caso VII

Il caso VII è analogo ai casi base, ma questo scenario prevede la chiusura dei pozzi del *cluster A* e la loro sostituzione con l’impiego di quattro pozzi orizzontali, denominati “Min-85”, “Min-86”, “Min-87” e “Min-88”, rispettivamente perforati a nord-ovest (Min-85, Min-88) e a sud-est (Min-86, Min-87) della zona dove sono completati i pozzi del *cluster A*.

Il *Working Gas* relativo al sesto svaso risulta essere pari a $2521.36 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso VIIA), a $2271.62 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso VII/B) e a $3455.64 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di “emergenza” (caso VII/C). La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 17 giorni con uno svaso di $1071 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di ‘emergenza’ e risulta essere rispettivamente pari a 11 giorni e 10 giorni, con uno svaso di $693 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $630 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

8.5.5.8 Caso VIII

Il caso VIII è analogo ai casi base, ma questo scenario prevede la chiusura dei pozzi del *cluster A* e la loro sostituzione con l’impiego di cinque pozzi orizzontali, denominati “Min-85”, “Min-86”, “Min-87”, “Min-88” e “Min-89”, rispettivamente perforati a nord-ovest (Min-85, Min-88) e a sud-est (Min-86, Min-87, Min-89) della zona dove sono presenti i pozzi del *cluster A*.

Il *Working Gas* relativo al sesto svaso risulta essere pari a $2523.01 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso VIIIA), a $2272.48 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso VIII/B) e a $3461.36 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di “emergenza” (caso VIII/C). La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 17 giorni con uno svaso di $1071 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di ‘emergenza’ e risulta essere rispettivamente pari a 12 giorni e 10 giorni, con uno svaso di $756 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $630 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

8.5.5.9 Confronto tra i risultati ottenuti

Nelle tab.71 - 72 sono riassunti i risultati degli scenari realizzati per lo sviluppo di nuovi pozzi per la sostituzione del *cluster A* (casi I-VIII) con l’indicazione dei vincoli imposti, dei tempi di *plateau* (e dei corrispondenti volumi svasati), dei valori di *working gas*, delle portate massime di



acqua prodotta e dei volumi di acqua cumulativamente prodotti (riferiti al sesto dei cicli di svasso simulati in fase previsionale).

Nella fig. 202 viene riportato il confronto tra le curve di erogabilità dei diversi scenari analizzati per la prima configurazione e la curva di erogabilità del primo caso base ($FTHP_{min} = 70$ Barsa), e analogamente per il 2° caso base ($FTHP_{min} = 70$ Barsa) e per il ciclo di “emergenza” nelle fig. 203 – 204. Con riferimento alla tab. 69 si tratta rispettivamente dei casi I/A, II/A, III/A, IV/A, dei casi I/B, II/B, III/B, IV/B e dei casi I/C, II/C, III/C, IV/C.

I volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi semestrali di svasso e i volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione sono riportati nelle tab. 73, 74, 75 e 76 per i 10 cicli del primo caso base confrontati con i casi I/A, II/A, III/A, IV/A, allo stesso modo nelle tab. 77, 78, 79, 80 e nelle tab. 81, 82, 83, 84 viene riportato il confronto per il ciclo a 75 Barsa e per il ciclo di emergenza.

Analogamente per quanto fatto per la prima configurazione, nella fig. 205 viene riportato il confronto tra le curve di erogabilità dei diversi scenari analizzati per la seconda configurazione e la curva di erogabilità del primo caso base ($FTHP_{min} = 70$ Barsa), mentre sono riportate per il 2° caso base ($FTHP_{min} = 70$ Barsa) e per il ciclo di “emergenza” nelle fig. 206 – 207. Con riferimento alla tab. 70 si tratta rispettivamente dei casi V/A, VI/A, VII/A, VIII/A, dei casi V/B, VI/B, VII/B, VIII/B e dei casi V/C, VI/C, VII/C, VIII/C.

I volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi semestrali di svasso e i volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione sono riportati nelle tab. 85, 86, 87 e 88 per i 10 cicli del primo caso base confrontati con i casi V/A, VI/A, VII/A, VIII/A, allo stesso modo nelle tab. 89, 90, 91, 92 e nelle tab. 93, 94, 95, 96 viene riportato il confronto per il ciclo a 75 Barsa e per il ciclo di emergenza.

I risultati delle simulazioni effettuate mostrano che, rispetto ai casi base di riferimento, l’impiego di cinque pozzi orizzontali consente di compensare quasi totalmente in termini di *working gas* l’alienazione dei pozzi appartenenti al *cluster A*. Oltre ad avere un lieve peggioramento in termini di contenimento dell’acqua prodotta, non si riescono però ad uguagliare le prestazioni di punta del sistema di stoccaggio in termini di durata del *plateau* di produzione, che a massimo regime passa da 15 giorni per i cicli a 70 Barsa a 12 giorni con un decremento di volume svasato pari a $189 \cdot 10^6 \text{ m}_{sc}^3$. La configurazione ottimale dei cinque pozzi orizzontali risulta la prima, ovvero quella che prevede il posizionamento dei pozzi a nord della zona dove sono ubicati i pozzi del *cluster A*.

Si riportano nelle tab. 97, 98, 99 i confronti tra gli scenari che prevedono l’impiego di cinque orizzontali, in termini di tempi di *plateau* (e dei corrispondenti volumi svasati), di valori di *working gas*, di portate massime di acqua prodotte e di volumi di acqua cumulativamente prodotti (riferiti al sesto dei cicli di svasso simulati in fase previsionale). Con riferimento alle tab. 70-71 si tratta rispettivamente dei casi IV/A, VIII/A, dei casi IV/B, VIII/B, e dei casi IV/C, VIII/C.



8.5.6 Impiego di pozzi addizionali

Oltre agli scenari di *forecast* descritti, caratterizzati dalla sola variazione dei limiti di impianto in termini di pressione minima a testa pozzo e di portata massima di campo richiesta, è stato analizzato un ulteriore scenario in cui è stata prevista la realizzazione di un pozzo addizionale rispetto a quelli attualmente esistenti al fine di valutare la possibilità di drenare in modo più efficace la zona del campo a est della zona di culmine. Sono state quindi valutate le prestazioni di un pozzo verticale perforato nella zona sud-est del campo e completato sia nel solo livello C1 che nei livelli C1 e C2, prendendo in considerazione due possibili ubicazioni per il pozzo verticale.

Allo stesso modo sono state valutate le prestazioni di un pozzo orizzontale perforato nella zona sud-est del campo e completato sia nel livello C1 che nel livello C2. Sono state prese in considerazione due direzioni di perforazione in modo tale che il nuovo pozzo sia in grado di fornire le migliori prestazioni sia in termini di *working gas* e prestazioni di punta sia in termini di contenimento della produzione di acqua. Le diverse possibili opzioni per l'ubicazione del pozzo addizionale sono descritte nel seguito:

- realizzazione di un pozzo verticale nel livello C1 (*layer* 1, 2 e 3) nella zona a sud-est del campo "1° ubicazione" (caso V1);
- realizzazione di un pozzo verticale nel livello C1 (*layer* 1, 2 e 3) e nel livello C2 (*layer* 4 e 5) nella zona a sud-est del campo "1° ubicazione" (caso V2);
- realizzazione di un pozzo verticale nel livello C1 (*layer* 1, 2 e 3) nella zona a sud-est del campo "2° ubicazione" (caso V3);
- realizzazione di un pozzo verticale nel livello C1 (*layer* 1, 2 e 3) e nel livello C2 (*layer* 4 e 5) nella zona a sud-est del campo "2° ubicazione" (caso V4);
- realizzazione di un pozzo orizzontale nel livello C1 (*layer* 1) nella zona a sud-est del campo con traiettoria del tratto orizzontale aperto alla produzione in direzione sud-est "longitudinale" (caso H1);
- realizzazione di un pozzo orizzontale nel livello C2 (*layer* 4) nella zona a sud-est del campo con traiettoria del tratto orizzontale aperto alla produzione in direzione sud-est "longitudinale" (caso H2)
- realizzazione di un pozzo orizzontale nel livello C1 (*layer* 1) nella zona a sud-est del campo con traiettoria del tratto orizzontale aperto alla produzione in direzione sud-ovest "trasversale" (caso H3)
- realizzazione di un pozzo orizzontale nel livello C2 (*layer* 4) nella zona a sud-est del campo con traiettoria del tratto orizzontale aperto alla produzione in direzione sud-ovest "trasversale" (caso H4)

Nelle figg. 208 ÷ 213 è riportata l'ubicazione in pianta dei pozzi verticali e orizzontali negli scenari di stoccaggio esaminati (casi V1, V2, V3, V4, H1, H2, H3, H4), mentre nelle tab. 100 ÷



101 si riporta per ciascuno degli scenari esaminati le coordinate di modello dei pozzi addizionali e, nel caso dei pozzi orizzontali, anche la lunghezza del tratto aperto alla produzione

In tutte le simulazioni effettuate la portata massima di campo durante le fasi di svasso è stata imposta pari a $63 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3/\text{day}$ di gas, in modo da avere una confrontabilità diretta con il caso base di riferimento e per poter apprezzare le differenze esistenti tra i vari scenari considerati, i risultati delle simulazioni sono stati confrontati con quelli ottenuti per i casi base di riferimento, caratterizzati dalle attuali modalità operative di esercizio dei singoli pozzi e dell'intero campo, anche in base ai vincoli imposti dagli impianti della centrale di trattamento e di compressione del gas. Nelle tab. 102 ÷ 103 sono descritti in dettaglio gli scenari di forecast analizzati.

8.5.6.1 Caso V1

Il caso V1 è analogo al caso base, ma questo scenario prevede l'impiego di un pozzo verticale addizionale, denominato "Min-V1", perforato nella zona sud-est del campo (1° ubicazione) nel livello C1 (layer 1, 2, 3).

Il *Working Gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $2530.62 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso V1/A), a $2276.25 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso V1/B) e a $3478.91 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di "emergenza" (caso V1/C). La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 20 giorni con uno svasso di $1260 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di 'emergenza' e risulta essere rispettivamente pari a 16 giorni e 14 giorni, con uno svasso di $1008 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $882 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

8.5.6.2 Caso V2

Il caso V2 è analogo al caso base, ma questo scenario prevede l'impiego di un pozzo verticale addizionale, denominato "Min-V2", perforato nella zona sud-est del campo (1° ubicazione) nel livello C1 (layer 1, 2, 3) e nel livello C2 (layer 4, 5).

Il *Working Gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $2530.25 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso V2/A), a $2275.98 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso V2/B) e a $3479.38 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di "emergenza" (caso V2/C). La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 20 giorni con uno svasso di $1260 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di 'emergenza' e risulta essere rispettivamente pari a 16 giorni e 14 giorni, con uno svasso di $1008 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $882 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.



8.5.6.3 Caso V3

Il caso V3 è analogo al caso base, ma questo scenario prevede l'impiego di un pozzo verticale addizionale, denominato "Min-V3", perforato nella zona sud-est del campo (2° ubicazione) nel livello C1 (layer 1, 2, 3).

Il *Working Gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $2530.84 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso V3/A), a $2275.99 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso V3/B) e a $3479.32 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di "emergenza" (caso V3/C). La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 20 giorni con uno svasso di $1260 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di 'emergenza' e risulta essere rispettivamente pari a 16 giorni e 14 giorni, con uno svasso di $1008 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $882 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

8.5.6.4 Caso V4

Il caso V4 è analogo al caso base, ma questo scenario prevede l'impiego di un pozzo verticale addizionale, denominato "Min-V4", perforato nella zona sud-est del campo (2° ubicazione) nel livello C1 (layer 1, 2, 3) e nel livello C2 (layer 4, 5).

Il *Working Gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $2530.54 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso V4/A), a $2275.93 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso V4/B) e a $3479.47 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di "emergenza" (caso V4/C). La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 20 giorni con uno svasso di $1260 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di 'emergenza' e risulta essere rispettivamente pari a 16 giorni e 14 giorni, con uno svasso di $1008 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $882 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

8.5.6.5 Caso H1

Il caso H1 è analogo al caso base, ma questo scenario prevede l'impiego di un pozzo orizzontale addizionale, denominato "Min-H1", perforato nella zona sud-est del campo nel livello C1 (layer 1) con traiettoria del tratto orizzontale aperto alla produzione in direzione sud-est (longitudinale).

Il *Working Gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $2533.28 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso H1/A), a $2279.16 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso H1/B) e a $3481.43 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di "emergenza" (caso H1/C). La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 20 giorni con uno svasso di $1260 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di 'emergenza' e risulta essere rispettivamente pari a 16 giorni e 14 giorni, con uno svasso di $1008 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $882 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.



8.5.6.6 Caso H2

Il caso H2 è analogo al caso base, ma questo scenario prevede l'impiego di un pozzo orizzontale addizionale, denominato "Min-H2", perforato nella zona sud-est del campo nel livello C2 (layer 4) con traiettoria del tratto orizzontale aperto alla produzione in direzione sud-est (longitudinale).

Il *Working Gas* relativo al sesto svaso risulta essere pari a $2532.36 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso H2/A), a $2277.97 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso H2/B) e a $3481.17 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di "emergenza" (caso H2/C). La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 20 giorni con uno svaso di $1260 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di 'emergenza' e risulta essere rispettivamente pari a 16 giorni e 14 giorni, con uno svaso di $1008 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $882 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

8.5.6.7 Caso H3

Il caso H3 è analogo al caso base, ma questo scenario prevede l'impiego di un pozzo orizzontale addizionale, denominato "Min-H3", perforato nella zona sud-est del campo nel livello C1 (layer 1) con traiettoria del tratto orizzontale aperto alla produzione in direzione sud-ovest (trasversale).

Il *Working Gas* relativo al sesto svaso risulta essere pari a $2532.89 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso H3/A), a $2278.99 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso H3/B) e a $3480.80 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di "emergenza" (caso H3/C). La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 20 giorni con uno svaso di $1260 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di 'emergenza' e risulta essere rispettivamente pari a 16 giorni e 14 giorni, con uno svaso di $1008 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $882 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

8.5.6.8 Caso H4

Il caso H4 è analogo al caso base, ma questo scenario prevede l'impiego di un pozzo orizzontale addizionale, denominato "Min-H4", perforato nella zona sud-est del campo nel livello C2 (layer 4) con traiettoria del tratto orizzontale aperto alla produzione in direzione sud-ovest (trasversale).

Il *Working Gas* relativo al sesto svaso risulta essere pari a $2531.81 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso H4/A), a $2277.36 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso H4/B) e a $3480.64 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di "emergenza" (caso H4/C). La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 20 giorni con uno svaso di $1260 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di 'emergenza' e risulta essere rispettivamente pari a 16 giorni e 14 giorni, con uno svaso di $1008 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $882 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.



8.5.7 Confronto tra i risultati ottenuti

Nelle tab.104 - 105 sono riassunti i risultati degli scenari considerati (casi V1-V4 e H1-H4) con l'indicazione dei vincoli imposti, dei tempi di *plateau* (e dei corrispondenti volumi svasati), dei valori di *working gas*, delle portate massime di acqua prodotta e dei volumi di acqua cumulativamente prodotti (riferiti al sesto dei cicli di svasso simulati in fase previsionale).

Nella fig. 214 viene riportato il confronto tra le curve di erogabilità dei diversi scenari analizzati per il pozzo verticale addizionale e la curva di erogabilità del primo caso base (FTHP_{min} = 70 Barsa), analogamente per il 2° caso base (FTHP_{min} = 75 Barsa) e per il ciclo di "emergenza" nelle figg. 215 – 216. Con riferimento alla tab. 104 si tratta rispettivamente dei casi V1/A, V2/A; V3/A, V4/A, dei casi V1/B, V2/B; V3/B, V4/B, e dei casi V1/C, V2/C; V3/C, V4/C.

I volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi semestrali di svasso e i volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione sono riportati nelle tab. 106, 107, 108 e 109 per i 10 cicli del primo caso base confrontati con i casi V1/A, V2/A; V3/A, V4/A , allo stesso modo nelle tab. 110, 111, 112 ,113 e nelle tab. 114, 115, 116, 117 viene riportato il confronto per il ciclo a 75 Barsa e per il ciclo di emergenza.

Analogamente per quanto fatto per il pozzo verticale addizionale nella fig. 217 viene riportato il confronto tra le curve di erogabilità dei diversi scenari analizzati per il pozzo orizzontale addizionale e la curva di erogabilità del primo caso base (FTHP_{min} = 70 Barsa), mentre sono riportate per il 2° caso base (FTHP_{min} = 75 Barsa) e per il ciclo di "emergenza" nelle figg. 218 – 219. Con riferimento alla tab. 105 si tratta rispettivamente dei casi H1/A, H2/A; H3/A, H4/A, dei casi H1/B, H2/B; V3/B, H4/B, e dei casi H1/C, H2/C; H3/C, H4/C.

I volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi semestrali di svasso e i volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione sono riportati nelle tab. 118, 119, 120 e 121 per i 10 cicli del primo caso base confrontati con i casi H1/A, H2/A, H3/A, H4/A , analogamente nelle tab. 122, 123, 124 ,125 e nelle tab. 126, 127, 128, 129 viene riportato il confronto per il ciclo a 75 Barsa e per il ciclo di emergenza.

I risultati delle simulazioni effettuate mostrano che, rispetto ai casi base di riferimento, l'impiego di un pozzo addizionale sia orizzontale che verticale consente di migliorare le prestazioni di punta del sistema in termini di durata del *plateau* di produzione che a massimo regime passa da 17 giorni per i cicli a 70 Barsa a 18 giorni con un incremento di volume svasato pari a $63 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$, per i cicli a 75 Barsa passa da 14 giorni a 16 giorni con un incremento di volume svasato pari a $126 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$, mentre per i cicli di emergenza la durata del *plateau* di produzione passa da 25 a 26 giorni con un incremento di volume svasato pari a $63 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$.

Tra gli otto possibili scenari simulati, quattro corrispondenti al pozzo verticale e quattro corrispondenti al pozzo orizzontale, quella relativa al caso H1 (pozzo orizzontale) fornisce le migliori *performances* in termini di *working gas* e di contenimento dell'acqua prodotta.

Si riportano nelle tab. 130, 131, 132 i confronti tra i diversi casi base e lo scenario H1 in termini di tempi di *plateau* (e dei corrispondenti volumi svasati), di valori di *working gas*, di



portate massime di acqua prodotte e di volumi di acqua cumulativamente prodotti (riferiti al sesto dei cicli di svasso simulati in fase previsionale),. Con riferimento alle tab. 105 si tratta rispettivamente dei casi H1/A, H1/B; H1/C

8.5.8 Impiego di pozzi addizionali e sostituzione del cluster A

È stato realizzato un ulteriore scenario che prevede l'impiego combinato di un pozzo orizzontale addizionale perforato nel livello C1 (layer 1) nella zona a sud-est del campo con tratto orizzontale aperto alla produzione in direzione sud –est (caso H1) e la contemporanea sostituzione del *cluster A* con cinque pozzi orizzontali nel livello C1 (layer 1) perforati a nord della zona del *cluster A* e con traiettoria dei tratti orizzontali aperti alla produzione in direzione sud (caso IV). È stata valutata un'unica opzione che prevede di mantenere inalterate le attuali condizioni di esercizio del campo (caso S). Nella tab. 133 sono descritti in dettaglio gli scenari di forecast analizzati. Nella fig. 220 è riportata la rappresentazione in pianta dell'ubicazione dei pozzi orizzontali per lo scenario esaminato, mentre nella tab. 134 si riportano le coordinate di modello dei pozzi orizzontali, e la lunghezza del tratto aperto alla produzione.

8.5.8.1 Caso S

Il caso S è analogo al caso base, ma questo scenario prevede l'impiego di un pozzo orizzontale addizionale, denominato "Min-H1", perforato nella zona sud-est del campo nel livello C1 (layer 1), la chiusura dei pozzi del *cluster A* e la loro sostituzione con l'impiego di cinque pozzi orizzontali, denominati "Min-85", "Min-86", "Min-87", "Min-88" e "Min-89" perforati a nord della zona dove sono presenti i pozzi del *cluster A*.

Il *Working Gas* relativo al sesto svasso risulta essere pari a $2529.04 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa (caso S/A), a $2277.66 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa (caso S/B) e a $3470.27 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di "emergenza" (caso S/C). La durata del *plateau* di produzione a massimo regime risulta essere pari a 18 giorni con uno svasso di $1134 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo di 'emergenza' e risulta essere rispettivamente pari a 13 giorni e 12 giorni, con uno svasso di $819 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 70 Barsa e di $756 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il ciclo a 75 Barsa.

8.5.8.2 Confronto tra i risultati ottenuti

Nella tab.135 sono riassunti i risultati degli scenari realizzati con l'indicazione dei vincoli imposti, dei tempi di *plateau* (e dei corrispondenti volumi svasati), dei valori di *working gas*, delle portate massime di acqua prodotta e dei volumi di acqua cumulativamente prodotti (riferiti al sesto dei cicli di svasso simulati in fase previsionale).



I volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi semestrali di svasso e i volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione sono riportati nella tab. 136, per i 10 cicli del primo caso base confrontati con il caso S/A, analogamente nelle tab. 137 - 138 viene riportato il confronto per il ciclo a 75 Barsa e per il ciclo di emergenza.

I risultati delle simulazioni effettuate mostrano che, rispetto ai casi base di riferimento, l'impiego di sei pozzi orizzontali consente di compensare, in termini di *working gas*, l'alienazione dei pozzi appartenenti al *cluster A*. Oltre ad avere un lieve peggioramento in termini di contenimento dell'acqua prodotta, non si riescono però ad uguagliare le prestazioni di punta del sistema di stoccaggio in termini di durata del *plateau* di produzione, che a massimo regime passa da 15 giorni per i cicli a 70 Barsa a 13 giorni con un decremento di volume svasato pari a $126 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$, per i cicli a 75 Barsa passa da 13 giorni a 12 giorni con un decremento di volume svasato pari a $63 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$, mentre per i cicli di emergenza la durata del *plateau* di produzione passa da 20 a 18 giorni con un decremento di volume svasato pari a $126 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$.

Nella fig. 221 viene riportato il confronto tra le curve di erogabilità del scenario analizzato e la curva di erogabilità del primo caso base ($\text{FTHP}_{\text{min}} = 70 \text{ Barsa}$), analogamente per il 2° caso base ($\text{FTHP}_{\text{min}} = 70 \text{ Barsa}$) e per il ciclo di "emergenza" nelle figg. 222 – 223.

8.6 Definizione della sequenza di apertura dei pozzi

In tutti gli scenari descritti tutti i pozzi attivi vengono aperti simultaneamente all'inizio di ogni fase di svasso e di ricostituzione, per garantire il raggiungimento della massima portata di campo richiesta. Nella realtà la gestione del campo di Minerbio avviene con modalità operative diverse da quelle ipotizzate negli scenari di *forecast* perché la portata di gas richiesta è generalmente inferiore al valore massimo ammissibile, raggiunto solo per brevi periodi nell'arco di un ciclo di svasso.

I pozzi attivi sono assegnati a otto diversi blocchi (vedasi tab. 139) e, sulla base della portata di gas richiesta in un determinato momento, il sistema di telecontrollo stabilisce, in funzione della disponibilità dei pozzi e della portata calcolata, quanti blocchi aprire per garantire il soddisfacimento della domanda. La portata che ciascun pozzo (e quindi ciascun blocco) può erogare viene determinata attraverso l'impiego di equazioni di *inflow performance*. Vengono quindi aperti tanti blocchi quanti sono necessari per raggiungere la portata obiettivo più il blocco successivo nella sequenza prestabilita, sia per garantire un drenaggio più uniforme del campo sia per non sollecitare eccessivamente i pozzi mettendoli in produzione alla loro massima potenzialità.

Per valutare l'opportunità di variare la sequenza predeterminata dei blocchi e, eventualmente, di cambiare l'attribuzione dei singoli pozzi ai blocchi allo scopo di ottimizzare la gestione del giacimento sono state effettuate alcune simulazioni dedicate.



8.6.1 Sequenza di apertura dei pozzi

Al fine di operare in modo sistematico nel definire le possibili sequenze di apertura dei singoli pozzi, si è scelto di stabilire a priori i criteri secondo cui i pozzi dovevano essere messi in produzione. Tra tutte le sequenze di apertura simulate si è poi valutato quale di esse potesse garantire le migliori prestazioni in termini di *working gas*, portata di punta e contenimento della produzione di acqua.

8.6.1.1 Criteri di apertura dei pozzi

I criteri adottati per definire le diverse sequenze (corrispondenti ad altrettanti scenari di *forecast*) sono:

- priorità ai pozzi con bassa produzione di acqua (sequenza A);
- priorità ai pozzi con alta produzione di acqua (sequenza B);
- priorità ai pozzi con bassa produzione di gas (sequenza C);
- priorità ai pozzi con alta produzione di gas (sequenza D);
- priorità ai pozzi con un *plateau* più breve (sequenza E);
- priorità ai pozzi con un *plateau* più lungo (sequenza F);
- priorità ai pozzi con basso potenziale (sequenza G);
- priorità ai pozzi con elevato potenziale (sequenza H);
- attuale sequenza di apertura applicata da STOGIT (sequenza I);
- ordine inverso rispetto alla attuale sequenza di apertura applicata da STOGIT (sequenza L).

Le sequenze G ed H fanno riferimento al potenziale di pozzo, definito come la portata che il pozzo sarebbe in grado di erogare all'istante della sua apertura se, alle condizioni di cella di modello dinamico esistenti (pressione e saturazione), i soli vincoli imposti fossero quelli di FBHP (pressione di fondo pozzo in condizioni di erogazione) e FTHP (pressione di testa pozzo in condizioni di erogazione).

Il potenziale è definito attraverso la seguente relazione:

$$dp_{g,i+1,i} = p_{g,i+1} - p_{g,i} - \rho_{g,i+1,i} g (D_{i+1} - D_i)$$

dove:

$dp_{g,i+1,i}$ è la differenza di potenziale nella fase gas tra la cella i+1 e la cella i;

$\rho_{g,i+1,i}$ è la densità del gas all'interfaccia tra la cella i+1 e la cella i;

g è l'accelerazione di gravità;

D_i è la profondità del baricentro della cella i.



Il potenziale permette di tenere conto non solo dell'indice di produttività del pozzo (PI), ma anche delle condizioni esistenti nell'intorno del pozzo in termini di pressione e saturazione (ad esempio, aree non ancora drenate con elevato livello di pressione e alte saturazioni in gas).

Nella tab. 140 sono riportate le sequenze di apertura dei pozzi impiegate per il caso a $FTHP_{min} = 70$ barsa e nella tab. 141 per il caso a $FTHP_{min} = 75$ barsa.

8.6.1.2 Vincoli di esercizio e operativi

I vincoli assegnati alle simulazioni effettuate sono:

- portata massima di campo ($FGPR_{max}$) durante la fase di svaso: $63.0 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$;
- portata minima di campo ($FGPR_{min}$) durante la fase di svaso: $0.8 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$;
- portata massima teorica di iniezione ($FGIR_{max}$): $20\div 30 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$;
- portata minima di iniezione ($FGIR_{min}$): $4.0 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$;
- pressione minima di erogazione a testa pozzo ($FTHP_{min}$) nel ciclo "normale": 75 e 70 Barsa;
- pressione massima di iniezione a fondo pozzo ($FBHP_{max}$): 150.43 Barsa (p_i).

Per tutti i casi considerati si è assunta una portata massima di acqua di campo pari a $3000 \text{ m}_{ST}^3/\text{year}$ (pari a circa 100 autobotti impiegate per lo smaltimento delle acque).

Lo scenario di riferimento (sequenza Z) è caratterizzato dall'apertura simultanea di tutti i pozzi attivi all'inizio della fase di svaso. Nella simulazioni effettuate per determinare la sequenza ottimale di apertura dei pozzi, i pozzi vengono messi in erogazione automaticamente, secondo la sequenza predeterminata, fino al soddisfacimento della portata massima richiesta; l'apertura progressiva dei pozzi continua anche quando la portata inizia a declinare per il raggiungimento della pressione minima di testa pozzo.

8.6.1.3 Risultati

I risultati delle fasi di calcolo sono riassunti nelle tab. 142 - 143 (rispettivamente per il caso a 70 barsa e per il caso a 75 barsa) per tutti gli scenari analizzati (sequenze da A ad L) con l'indicazione dei tempi di *plateau* (e corrispondenti volumi svasati), dei valori di *working gas*, delle portate massime di acqua prodotte e dei volumi di acqua cumulativamente prodotti (riferiti al sesto dei cicli di svaso simulati in fase previsionale).

L'incremento o la riduzione dei volumi di acqua prodotta rispetto al caso base (pozzi aperti simultaneamente) sono riportati in termini percentuali.

Dall'analisi dei risultati l'unico scenario che, in minima parte, può fornire un limitato miglioramento delle prestazioni del sistema rispetto al caso base e alla sequenza attualmente impiegata è la sequenza A caratterizzata da una diminuzione della produzione di acqua



(rispettivamente pari al 14.89% nel caso a 70 Barsa e al 16.95% nel caso a 75 Barsa) rispetto al caso base.

8.6.2 Definizione dei blocchi

Una volta stabilita la sequenza ottimale di apertura dei pozzi, questi ultimi devono essere accorpatisi in blocchi in modo da definire una sequenza operativa gestibile in remoto dal centro operativo di telecontrollo di Crema. L'assegnazione dei pozzi ai differenti blocchi è stata effettuata secondo quanto previsto dalla sequenza A, la quale, tra tutte quelle esaminate, consente di ottenere le migliori prestazioni del campo.

Con riferimento alla sequenza attualmente impiegata da STOGIT (I), sono state calcolate le portate massime erogabili da ciascun pozzo al momento dell'apertura. Tali portate sono state sommate seguendo l'ordine indicato dalla sequenza in modo da definire otto blocchi di pozzi, ciascuno caratterizzato da una portata massima erogabile.

Il criterio adottato per l'accorpamento è stato quello di analogia con i valori delle portate massime di blocco della sequenza utilizzata da STOGIT.

Nella tab. 144 e nella tab. 145 è riportato lo schema della sequenza di apertura dei blocchi rispettivamente per i casi A con $FTHP_{min}$ pari a 70 Barsa e pari a 75 Barsa con l'indicazione delle portate massime per pozzo ($WGPR_{max}$) e per blocco ($GGPR_{max}$).

8.7 Calcolo delle riserve

Le riserve sono state calcolate ipotizzando che il campo venga messo in produzione (caso base 2/a), quando il giacimento risulta ricostituito alla pressione iniziale con uno stock massimo pari a $4254.41 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$. La valutazione è stata effettuata assegnando ai pozzi attivi del campo due diversi valori limite di pressione minima alla testa ($FTHP_{min}$): 45 Barsa (Riserve @ 45 Barsa) e 15 Barsa (Riserve @ 15 Barsa).

Le riserve sono state determinate mettendo i pozzi in erogazione alla massima potenzialità, considerando una portata massima di campo di $63 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$. La portata minima di pozzo è stata fissata pari a $140 \cdot 10^3 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$ ed inoltre solo per il caso a $FTHP_{min} = 45$ Barsa è stata fissata una minima portata economica di campo pari a $2 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$. La durata delle simulazioni per il calcolo delle riserve è pari a 10 anni.

Gli scenari realizzati per la valutazione delle riserve del campo, descritti in dettaglio nel seguito, sono riepilogati nella tab. 146.

8.7.1 Risultati

I casi presi in considerazione per la determinazione delle riserve del campo, lasciando i pozzi liberi di erogare sono i seguenti:



- I. Riserve, con il vincolo di $FTHP_{min} = 45$ Barsa, e attuale completamento dei pozzi. I pozzi sono stati messi in erogazione considerando una portata di campo massima pari a $63 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$ (attuale limite di trattamento della centrale). La portata minima di campo è stata fissata in $2 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$ mentre la portata minima per pozzo è stata fissata in $140 \cdot 10^3 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$.
Il volume erogabile @ 45 Barsa è stato stimato in $3813.49 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$.

- II. Riserve, con il vincolo di $FTHP_{min} = 15$ Barsa, e attuale completamento dei pozzi. I pozzi sono stati messi in erogazione considerando una portata di campo massima pari a $63 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$ (attuale limite di trattamento della centrale). La portata minima per pozzo è stata fissata in $140 \cdot 10^3 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$.
Il volume erogabile @ 15 Barsa è stato stimato in $4897.83 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$, poiché lo stock è pari a 4254.41 m_{SC}^3 , le riserve residue sono di 643.42 m_{SC}^3 .

Nella tab. 147 sono riassunti gli scenari realizzati per la valutazione delle riserve del campo (I e II) con indicazione dei vincoli imposti e dei volumi di gas recuperabili.

8.8 *Determinazione del cushion gas*

La valutazione del volume del *cushion gas* viene effettuata nel modo seguente:

$$\text{Cushion Gas} = \text{Riserve residue} + \text{Stock massimo iniettato} - \text{Working Gas}$$

Le Riserve residue, dopo aver ricostituito il campo alle condizioni $p = p_i$, sono calcolate come:

$$\text{Riserve residue} = \text{Riserve sviluppabili @ 15 Barsa dalle condizioni di ricostituzione @ } p = p_i \\ - \text{Stock massimo a } p = p_i.$$

8.8.1 Situazione attuale

A seguito della revisione del modello dinamico del campo effettuata dal Politecnico di Torino, il valore del GOIP è stato leggermente ritoccato e, attualmente, risulta pari a $14038 \cdot 10^6 \text{ m}_{SC}^3$.

Il modello di giacimento aggiornato è stato utilizzato per definire il nuovo valore delle riserve ancora recuperabili e, conseguentemente, del *cushion gas*. È stato calcolato il valore delle riserve che sarebbero effettivamente recuperabili ipotizzando di mettere in produzione il campo



di stoccaggio dalle condizioni di ricostituzione a $p = p_i$ fino al raggiungimento della pressione di 15 Barsa, con la situazione dei pozzi esistente.

Il volume erogabile di mettere in produzione il campo di stoccaggio dalle condizioni di ricostituzione a $p = p_i$ fino al raggiungimento della pressione di 15 Barsa, con la situazione dei pozzi esistente, sono state valutate in $4897.83 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$. Considerando come Stock massimo iniettato (ovvero al termine del 2° ciclo di stoccaggio del caso base 2/a, @ $p = p_i$), pari a $4254.41 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$, le riserve residue sono risultate pari a $643.42 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$. Poiché il *working gas* (corrispondente al gas producibile con la situazione dei pozzi esistente dalle condizioni di $p = p_i$ fino al raggiungimento di una pressione di giacimento di 45 Barsa) è pari a $3478.06 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$, il Cushion Gas risulta pari a $1419.77 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$

La tab. 148 riassume la procedura per il calcolo del *cushion gas*. Tutti i pozzi attivi sono stati considerati liberi di erogare senza vincoli di Δp dinamico alla testa. I pozzi sono stati messi in erogazione considerando una portata di campo massima pari a $63 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3/\text{day}$.



9 ACRONIMI

A titolo di riferimento, nel seguito si riportano alcuni degli acronimi utilizzati dal simulatore ECLIPSE e frequentemente adoperati, per brevità, anche nel presente rapporto.

FGPR (Field Gas Production Rate):	portata di gas erogata dal campo
FGPT (Field Gas Production Total):	volume di gas cumulativamente prodotto dal campo
FGIR (Field Gas Injection Rate):	portata di gas iniettata a livello di campo
FGIT (Field Gas Injection Total):	volume di gas cumulativamente iniettato a livello di campo
FWPR (Field Water Production Rate):	portata di acqua erogata dal campo
FWPT (Field Water Production Total):	volume di acqua cumulativamente prodotto dal campo
WGPR (Well Gas Production Rate):	portata di gas erogata dal singolo pozzo
WGIR (Well Gas Injection Rate):	portata di gas iniettata al singolo pozzo
WWPR (Well Water Production Rate):	portata di gas erogata dal singolo pozzo
WTHP (Well Tubing Head Pressure):	pressione di testa pozzo
WBHP (Well Bottom Hole Pressure):	pressione di fondo pozzo
FTHP (Flowing Tubing Head Pressure):	pressione di testa pozzo in condizioni di erogazione
STHP (Static Tubing Head Pressure):	pressione di testa pozzo in condizioni statiche
FBHP (Flowing Bottom Hole Pressure):	pressione di fondo pozzo in condizioni di erogazione
SBHP (Static Bottom Hole Pressure):	pressione di fondo pozzo in condizioni statiche



10 BIBLIOGRAFIA

A. Arcelloni, Agip Unità Tecnica di Produzione. “Relazione finale completamenti”. Relazione interna 3-MIN-28. Gennaio 1991.

AGIP S.p.a. RAPR/Inp. “Campagna prove di produzione di testa pozzo del campo di Minerbio” Relazione interna 11-MIN-64. Dicembre 1994.

Agip Servizio Produzione. Materiale interno: Schede dei completamenti pozzi.

C. Morsetti, Agip GIAI. “Studio di giacimento e stoccaggio campo di Minerbio”. Relazione interna 4-MIN-33. Marzo 1994.

D. Dall’Olio, V. Valli, ENI-Agip GIAC. “Campo di Minerbio – Analisi ultimo svaso e campagna prove di produzione”. Relazione interna 8-MIN-50. dicembre 1998.

ECOPETROL. “Rapporto di fine studio dinamico 3D con ECLIPSE del campo di stoccaggio MINERBIO”. Materiale interno 7-MIN-49. Marzo 1997.

ENI-Agip Servizio Giacimenti. “Pool C – Serbatoio di stoccaggio – Revisione ed aggiornamento geologico al 31 Agosto 1980”. Settembre 1980.

ENI-Agip GIAC. “Studio di prefattibilità – Management Summary”. Relazione interna 5-MIN-47. Maggio 1997.

G. Lupi, E. Delon, Stogit. “Andamento del Field Limit Test – Ciclo erogativo 2003-2004”. Ottobre 2004.

G. Spitaleri, Stogit. “Performance ai pozzi”. Luglio 2003.

M. Redaelli, R. Nobile, A. Schioli, ENI-Agip GIAC. “Studio di prefattibilità – Appendice A – Modello Statico”. Maggio 1997.

S. Campobasso, P. Baraggioli, V. Valli, AGIP S.p.a. DIRA RAPR/INP. “Campo di Minerbio – Livello C – Analisi Dinamica”. Relazione interna 3-MIN-31. Novembre 1993.

S. Campobasso, V. Valli, AGIP S.p.a. DIRA/RAPR. “Interpretazione delle prove di produzione eseguite nell’inverno 1994 – 1995”. Relazione interna 4-MIN-39. Aprile 1995.

S. Campobasso, AGIP S.p.a. DIRA/RAPR. “Analisi dei dati di pressione della copertura argillosa del livello C di stoccaggio”. Relazione interna 4-MIN-34. Gennaio 1994.



11 LISTA DELLE TABELLE

- Tab. 1** - Schema stratigrafico e nomenclatura dei livelli principali del campo
- Tab. 2** - Discretizzazione verticale adottata nel modello dinamico 2005
- Tab. 3** - Tabella (a,b,c) riassuntiva dei *top* e *bottom* formazionali e delle quote spari
- Tab. 4** - Dati da carota disponibili
- Tab. 5** - *Cluster Analysis* - Intervalli chiave e aggregati
- Tab. 6** - Valori statistici della porosità da CPI
- Tab. 7** - Porosità di carota
- Tab. 8** - Valore minimo e massimo di saturazione in acqua da CPI
- Tab. 9** - Permeabilità verticale da carota
- Tab. 10** - Permeabilità orizzontale da carota
- Tab. 11** - Spessore verticale dei livelli in corrispondenza dei pozzi utilizzati nella *cluster analysis*
- Tab. 12** - NTG per livello in corrispondenza dei pozzi utilizzati nella *cluster analysis*
- Tab. 13** - Caratteristiche petrofisiche modello 2005 – Net/Gross livello C1
- Tab. 14** - Caratteristiche petrofisiche modello 2005 – Net/Gross livello C2
- Tab. 15** - Caratteristiche petrofisiche modello 2005 – Net/Gross livello C3
- Tab. 16** - Caratteristiche petrofisiche modello 2005 – Net/Gross livello C3-1
- Tab. 17** - Porosità media per livello – ‘zonazione principale’
- Tab. 18** - Porosità media per livello – ‘zonazione di dettaglio’
- Tab. 19** - Saturazione in acqua per livello – ‘zonazione di dettaglio’
- Tab. 20** - Saturazione in acqua per livello – ‘zonazione di dettaglio’
- Tab. 21** - Saturazione in acqua media per livello – ‘zonazione principale’
- Tab. 22** - Caratteristiche petrofisiche modello 2005 – Porosità (Φ) e permeabilità (k) per livello
- Tab. 23** - Caratteristiche petrofisiche modello 2005 – Trasmissività verticale
- Tab. 24** - Tabella ROCKTABH
- Tab. 25** - Composizione del gas di Minerbio



- Tab. 26** - Principali parametri del modello dinamico 2005
- Tab. 27** - Riepilogo delle quote spari per tutti i pozzi SPIA
- Tab. 28** - Riepilogo delle quote spari, dei livelli geologici e dei *layers* di modello per tutti i pozzi della produzione primaria
- Tab. 29** - Riepilogo delle quote spari, dei livelli geologici, dei *layers* di modello e del tipo di completamento, per i pozzi di stoccaggio
- Tab. 30** - Riepilogo dei completamenti dei pozzi adibiti allo stoccaggio
- Tab. 31** - Calibrazione della produttività dei pozzi – Tabelle VFPi assegnate ai pozzi per effettuare le previsioni di produzione
- Tab. 32** - Calibrazione della produttività dei pozzi – Valori dei moltiplicatori di PI assegnati per ciascun pozzo
- Tab. 33** - Scenari di *forecast* – Descrizione degli scenari previsionali
- Tab. 34** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 1/a e 3/a
- Tab. 35** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 2/a e 3/a
- Tab. 36** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 1/a e 4/a
- Tab. 37** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 2/a e 4/a
- Tab. 38** - Scenari di *forecast* – Risultati degli scenari previsionali
- Tab. 39** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 1/a e 1/b
- Tab. 40** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 1/a e 1/c
- Tab. 41** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 1/a e 1/d
- Tab. 42** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 2/a e 2/b
- Tab. 43** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 2/a e 2/c
- Tab. 44** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 2/a e 2/d
- Tab. 45** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i caso base 1/a e il caso 1/e (chiusura del *cluster* A)



- Tab. 46** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i caso base 2/a e il caso 2/e (chiusura del *cluster* A)
- Tab. 47** - Scenari di *forecast* – Descrizione degli scenari previsionali operativi
- Tab. 48** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione (caso 1/a(op))
- Tab. 49** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione (caso 2/a(op))
- Tab. 50** - Scenari di *forecast* – Descrizione degli scenari previsionali in condizioni di sovrappressione
- Tab. 51** - Scenari di *forecast* – Risultati degli scenari previsionali in condizioni di sovrappressione
- Tab. 52** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 1/a e 1/f (104% p_i)
- Tab. 53** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 1/a e 1/f (107% p_i)
- Tab. 54** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 1/a e 1/g (110% p_i)
- Tab. 55** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 1/a e 1/h (115% p_i)
- Tab. 56** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 1/a e 1/i (120% p_i)
- Tab. 57** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 2/a e 2/f (104% p_i)
- Tab. 58** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 2/a e 2/f (107% p_i)
- Tab. 59** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 2/a e 2/g (110% p_i)
- Tab. 60** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 2/a e 2/h (115% p_i)
- Tab. 61** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 2/a e 2/i (120% p_i)
- Tab. 62** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 3/a e 3/f (104% p_i)
- Tab. 63** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 3/a e 3/f (107% p_i)



- Tab. 64** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 3/a e 3/g (110% p_i)
- Tab. 65** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 3/a e 3/h (115% p_i)
- Tab. 66** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per i casi 3/a e 3/i (120% p_i)
- Tab. 67** - Coordinate di modello dei pozzi orizzontali trasversali (1° configurazione) e lunghezza del tratto aperto alla produzione per i casi I, II, III, IV
- Tab. 68** - Coordinate di modello dei pozzi orizzontali longitudinali (2° configurazione) e lunghezza del tratto aperto alla produzione per i casi V, VI, VII, VIII
- Tab. 69** - Scenari di *forecast* – Descrizione degli scenari previsionali per i casi I, II, III, IV
- Tab. 70** - Scenari di *forecast* – Descrizione degli scenari previsionali per i casi V, VI, VII, VIII
- Tab. 71** - Scenari di *forecast* – Risultati degli scenari previsionali, casi I, II, III, IV
- Tab. 72** - Scenari di *forecast* – Risultati degli scenari previsionali, casi V, VI, VII, VIII
- Tab. 73** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso I /A (2 pozzi orizzontali – prima configurazione)
- Tab. 74** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso II /A (3 pozzi orizzontali – prima configurazione)
- Tab. 75** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso III /A (4 pozzi orizzontali – prima configurazione)
- Tab. 76** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso IV /A (5 pozzi orizzontali – prima configurazione)
- Tab. 77** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 2/a e per il caso I /B (2 pozzi orizzontali – prima configurazione)
- Tab. 78** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 2/a e per il caso II /B (3 pozzi orizzontali – prima configurazione)
- Tab. 79** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 2/a e per il caso III /B (4 pozzi orizzontali – prima configurazione)
- Tab. 80** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 2/a e per il caso IV /B (5 pozzi orizzontali – prima configurazione)



- Tab. 81** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 3/a e per il caso I /C (2 pozzi orizzontali – prima configurazione)
- Tab. 82** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 3/a e per il caso II /C (3 pozzi orizzontali – prima configurazione)
- Tab. 83** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 3/a e per il caso III /C (4 pozzi orizzontali – prima configurazione)
- Tab. 84** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 3/a e per il caso IV /A (5 pozzi orizzontali – prima configurazione)
- Tab. 85** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso V /A (2 pozzi orizzontali – seconda configurazione)
- Tab. 86** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso VI /A (3 pozzi orizzontali – seconda configurazione)
- Tab. 87** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso VII /A (4 pozzi orizzontali – seconda configurazione)
- Tab. 88** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso VIII /A (5 pozzi orizzontali – seconda configurazione)
- Tab. 89** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 2/a e per il caso V /B (2 pozzi orizzontali – seconda configurazione)
- Tab. 90** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 2/a e per il caso VI /B (3 pozzi orizzontali – seconda configurazione)
- Tab. 91** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 2/a e per il caso VII /B (4 pozzi orizzontali – seconda configurazione)
- Tab. 92** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 2/a e per il caso VIII /B (5 pozzi orizzontali – seconda configurazione)
- Tab. 93** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 3/a e per il caso V /C (2 pozzi orizzontali – seconda configurazione)



- Tab. 94** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 3/a e per il caso VI /C (3 pozzi orizzontali – seconda configurazione)
- Tab. 95** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 3/a e per il caso VII /C (4 pozzi orizzontali – seconda configurazione)
- Tab. 96** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il caso base 3/a e per il caso VIII /C (5 pozzi orizzontali – seconda configurazione)
- Tab. 97** - Sostituzione del *cluster* A – Risultati degli scenari a 5 pozzi orizzontali (casi IV/A VIII/A)
- Tab. 98** - Sostituzione del *cluster* A – Risultati degli scenari a 5 pozzi orizzontali (casi IV/B VIII/B)
- Tab. 99** - Sostituzione del *cluster* A – Risultati degli scenari a 5 pozzi orizzontali (casi IV/C VIII/C)
- Tab. 100** - Coordinate di modello dei pozzi verticali per i casi V1, V2, V3, V4
- Tab. 101** - Coordinate di modello dei pozzi orizzontali e lunghezza del tratto aperto alla produzione per i casi H1, H2, H3, H4
- Tab. 102** - Scenari di *forecast* – Descrizione degli scenari previsionali per i casi V1 - V4
- Tab. 103** - Scenari di *forecast* – Descrizione degli scenari previsionali per i casi H1 - H4
- Tab. 104** - Scenari di *forecast* – Risultati degli scenari previsionali per i casi V1 - V4
- Tab. 105** - Scenari di *forecast* – Risultati degli scenari previsionali per i casi H1 - H4
- Tab. 106** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso V1/A (pozzo verticale addizionale “Min-V1” completato nel livello C1)
- Tab. 107** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso V2/A (pozzo verticale addizionale “Min-V2” completato nei livelli C1 e C2)
- Tab. 108** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso V3/A (pozzo verticale addizionale “Min-V3” completato nei livelli C1)
- Tab. 109** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso V4/A (pozzo verticale addizionale “Min-V4” completato nei livelli C1 e C2)
- Tab. 110** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 2/a e per il caso V1/B (pozzo verticale addizionale “Min-V1” completato nel livello C1)



- Tab. 111** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 2/a e per il caso V2/B (pozzo verticale addizionale “Min-V2” completato nei livelli C1 e C2)
- Tab. 112** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 2/a e per il caso V3/B (pozzo verticale addizionale “Min-V3” completato nei livelli C1)
- Tab. 113** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 2/a e per il caso V4/B (pozzo verticale addizionale “Min-V4” completato nei livelli C1 e C2)
- Tab. 114** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 3/a e per il caso V1/C (pozzo verticale addizionale “Min-V1” completato nel livello C1)
- Tab. 115** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 3/a e per il caso V2/C (pozzo verticale addizionale “Min-V2” completato nei livelli C1 e C2)
- Tab. 116** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 3/a e per il caso V3/C (pozzo verticale addizionale “Min-V3” completato nei livelli C1)
- Tab. 117** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 3/a e per il caso V4/C (pozzo verticale addizionale “Min-V4 ”completato nei livelli C1 e C2)
- Tab. 118** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso H1/A (pozzo orizzontale addizionale “Min-H1” completato nel *layer* 1)
- Tab. 119** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso H2/A (pozzo orizzontale addizionale “Min-H2” completato nel *layer* 4)
- Tab. 120** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso H3/A (pozzo orizzontale addizionale “Min-H3” completato nel *layer* 1)
- Tab. 121** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso H4/A (pozzo orizzontale addizionale “Min-H4” completato nel *layer* 4)
- Tab. 122** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 2/a e per il caso H1/B (pozzo orizzontale addizionale “Min-H1” completato nel *layer* 1)
- Tab. 123** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 2/a e per il caso H2/B (pozzo orizzontale addizionale “Min-H2” completato nel *layer* 4)



- Tab. 124** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 2/a e per il caso H3/B (pozzo orizzontale aggiuntivo "Min-H3" completato nel *layer* 1)
- Tab. 125** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 2/a e per il caso H4/B (pozzo orizzontale aggiuntivo "Min-H4" completato nel *layer* 4)
- Tab. 126** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 3/a e per il caso H1/C (pozzo orizzontale aggiuntivo "Min-H1" completato nel *layer* 1)
- Tab. 127** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 3/a e per il caso H2/C (pozzo orizzontale aggiuntivo "Min-H2" completato nel *layer* 4)
- Tab. 128** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 3/a e per il caso H3/C (pozzo orizzontale aggiuntivo "Min-H3" completato nel *layer* 1)
- Tab. 129** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 3/a e per il caso H4/C (pozzo orizzontale aggiuntivo "Min-H4" completato nel *layer* 4)
- Tab. 130** - Impiego di pozzi aggiuntivi – Risultato dello scenario con 1 pozzo orizzontale aggiuntivo completato nel *layer* 1 (caso H1/A)
- Tab. 131** - Impiego di pozzi aggiuntivi – Risultato dello scenario con 1 pozzo orizzontale aggiuntivo completato nel *layer* 1 (caso H1/B)
- Tab. 132** - Impiego di pozzi aggiuntivi – Risultato dello scenario con 1 pozzo orizzontale aggiuntivo completato nel *layer* 1 (caso H1/C)
- Tab. 133** - Impiego di pozzi aggiuntivi e sostituzione del *cluster* A – Descrizione degli scenari previsionali
- Tab. 134** - Coordinate di modello dei pozzi orizzontali e lunghezza del tratto aperto alla produzione per il caso S
- Tab. 135** - Impiego di pozzi aggiuntivi e sostituzione del *cluster* A – Risultati degli scenari revisionali, casi S/A, S/B, S/C
- Tab. 136** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso S/A (6 pozzi orizzontali)
- Tab. 137** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso S/B (6 pozzi orizzontali)
- Tab. 138** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso S/C (6 pozzi orizzontali)



- Tab. 139** - Definizione sequenza apertura blocchi – Sequenza attualmente utilizzata da STOGIT
- Tab. 140** - Definizione sequenza apertura pozzi – Sequenza di apertura pozzi da A a L per il caso a $FTHP_{min} = 70$ barsa
- Tab. 141** - Definizione sequenza apertura pozzi – Sequenza di apertura pozzi da A a L per il caso a $FTHP_{min} = 75$ barsa
- Tab. 142** - Definizione sequenza apertura pozzi – Riepilogo dei risultati delle sequenze da A a L per il caso a $FTHP_{min} = 70$ barsa
- Tab. 143** - Definizione sequenza apertura pozzi – Riepilogo dei risultati delle sequenze da A a L per il caso a $FTHP_{min} = 75$ barsa
- Tab. 144** - Definizione sequenza apertura pozzi – Assegnazione dei pozzi ai blocchi (sequenza A) per il caso a $FTHP_{min} = 70$ barsa
- Tab. 145** - Definizione sequenza apertura pozzi – Assegnazione dei pozzi ai blocchi (sequenza A) per il caso a $FTHP_{min} = 75$ barsa
- Tab. 146** - Calcolo delle riserve – Descrizione degli scenari revisionali I e II
- Tab. 147** - Calcolo delle riserve – Riepilogo dei risultati degli scenari revisionali I e II
- Tab. 148** - Determinazione del volume di *Cushion Gas*
- Tab. 149** - Scenari di *forecast* – Descrizione degli scenari previsionali per i casi operativi addizionali
- Tab. 150** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 1/a e per il caso 1/a (op) bis
- Tab. 151** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso base 2/a e per e per il caso 2/a (op) bis
- Tab. 152** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso 3/a e per il caso 3/a (op)
- Tab. 153** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso 3/a e per il caso 3/a (op) bis
- Tab. 154** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso 4/a e per il caso 4/a (op)
- Tab. 155** - Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per il caso 4/a e per il caso 4/a (op) bis



12 LISTA DELLE FIGURE

- Fig. 1 -** Inquadramento geografico del campo
- Fig. 2 -** Stratigrafia e sezione geologica del campo di Minerbio
- Fig. 3 -** Linea sismica regionale
- Fig. 4 -** Area rilievo sismico 3D e confini comunali
- Fig. 5 -** Area rilievo sismico 3D e zone di protezione ambientale
- Fig. 6 -** Mappa Top strutturale del *Pool C*
- Fig. 7 -** Vista in pianta del *grid*
- Fig. 8 -** Orizzonti stratigrafici di modello
- Fig. 9 -** Vista S del *grid*: discretizzazione verticale finale del modello
- Fig. 10 -** Distribuzione dei pozzi utilizzati per la *cluster analysis*
- Fig. 11 -** Distribuzione dei valori di porosità da CPI per la litofacies 'SAND A'
- Fig. 12 -** Distribuzione dei valori di porosità da CPI per la litofacies 'SAND B'
- Fig. 13 -** Istogramma di frequenza dei valori di porosità da carota
- Fig. 14 -** Distribuzione dei valori di saturazione in acqua (S_w) da CPI per la litofacies 'SAND A'
- Fig. 15 -** Distribuzione dei valori di saturazione in acqua (S_w) da CPI per la litofacies 'SAND B'
- Fig. 16 -** Istogramma di frequenza dei valori di permeabilità orizzontale da carota
- Fig. 17 -** Istogramma di frequenza dei valori di permeabilità verticale da carota
- Fig. 18 -** Mappa di distribuzione in pianta del NTG nel livello C1 (*layer 1*)
- Fig. 19 -** Mappa di distribuzione in pianta del NTG nel livello C1 (*layer 2*)
- Fig. 20 -** Mappa di distribuzione in pianta del NTG nel livello C1 (*layer 3*)
- Fig. 21 -** Mappa di distribuzione in pianta del NTG nel livello C2 (*layer 4*)
- Fig. 22 -** Mappa di distribuzione in pianta del NTG nel livello C2 (*layer 5*)
- Fig. 23 -** Mappa di distribuzione in pianta del NTG nel livello C3 (*layer 6*)
- Fig. 24 -** Mappa di distribuzione in pianta del NTG nel livello C3-1 (*layer 7*)
- Fig. 25 -** Pianta della mappa del top del livello C1 e dei pozzi del Campo di Minerbio



- Fig. 26** - Pianta del *grid* del modello 3D con la distribuzione di profondità dei top delle celle
- Fig. 27** - Sezione del modello 3D lungo l'asse trasversale del campo con livelli mineralizzati e *interlayer* di separazione
- Fig. 28** - Mappa di distribuzione in pianta della permeabilità assoluta orizzontale nel livello C1 (*layer 1*)
- Fig. 29** - Mappa di distribuzione in pianta della permeabilità assoluta orizzontale nel livello C1 (*layer 2*)
- Fig. 30** - Mappa di distribuzione in pianta della permeabilità assoluta orizzontale nel livello C1 (*layer 3*)
- Fig. 31** - Mappa di distribuzione in pianta della permeabilità assoluta orizzontale nel livello C2 (*layer 4*)
- Fig. 32** - Mappa di distribuzione in pianta della permeabilità assoluta orizzontale nel livello C2 (*layer 5*)
- Fig. 33** - Mappa di distribuzione in pianta della permeabilità assoluta orizzontale nel livello C3 (*layer 6*)
- Fig. 34** - Mappa di distribuzione in pianta della permeabilità assoluta orizzontale nel livello C3-1 (*layer 7*)
- Fig. 35** - Curve di permeabilità relativa all'acqua e al gas ($k_{r,g}$ e $k_{r,w}$)
- Fig. 36** - Comprimibilità del volume poroso in funzione della pressione
- Fig. 37** - Andamento del fattore di volume del gas (B_g) in funzione della pressione: confronto tra le curve utilizzate durante la fase di history match per il periodo di produzione primaria e di stoccaggio
- Fig. 38** - Andamento della viscosità del gas (μ_g) in funzione della pressione: confronto tra le curve utilizzate durante la fase di history match per il periodo di produzione primaria e di stoccaggio
- Fig. 39** - Pianta del modello con indicazione della posizione dell'acquifero nel livello C1 (*layer 1*)
- Fig. 40** - Pianta del modello con indicazione della posizione dell'acquifero nel livello C1 (*layer 2*)
- Fig. 41** - Pianta del modello con indicazione della posizione dell'acquifero nel livello C1 (*layer 3*)
- Fig. 42** - Pianta del modello con indicazione della posizione dell'acquifero nel livello C2 (*layer 4*)
- Fig. 43** - Pianta del modello con indicazione della posizione dell'acquifero nel livello C2 (*layer 5*)
- Fig. 44** - Pianta del modello con indicazione della posizione dell'acquifero nel livello C3 (*layer 6*)
- Fig. 45** - Pianta del modello con indicazione della posizione dell'acquifero nel livello C3-1 (*layer 7*)



- Fig. 46** - Schema della ripartizione dei singoli volumi di gas tra le varie zone del campo e GOIP totale (modello 2005)
- Fig. 47** - Andamento pressione media di campo (WBP_{media}) e portata di gas in fase di erogazione e di iniezione (FGPR e FGIR)
- Fig. 48** - Pozzo Minerbio 01 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 49** - Pozzo Minerbio 04 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 50** - Pozzo Minerbio 19 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 51** - Pozzo Minerbio 27 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 52** - Pozzo Minerbio 28 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 53** - Pozzo Minerbio 30 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 54** - Pozzo Minerbio 31 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 55** - Pozzo Minerbio 32 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 56** - Pozzo Minerbio 33 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 57** - Pozzo Minerbio 34 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 58** - Pozzo Minerbio 35 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 59** - Pozzo Minerbio 37 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 60** - Pozzo Minerbio 38 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 61** - Pozzo Minerbio 39 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 62** - Pozzo Minerbio 40 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 63** - Pozzo Minerbio 41 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)



- Fig. 64 -** Pozzo Minerbio 42 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 65 -** Pozzo Minerbio 43 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 66 -** Pozzo Minerbio 44 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 67 -** Pozzo Minerbio 45 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 68 -** Pozzo Minerbio 46 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 69 -** Pozzo Minerbio 47 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 70 -** Pozzo Minerbio 48 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 71 -** Pozzo Minerbio 49 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 72 -** Pozzo Minerbio 50 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 73 -** Pozzo Minerbio 52 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 74 -** Pozzo Minerbio 53 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 75 -** Pozzo Minerbio 54 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 76 -** Pozzo Minerbio 55 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 77 -** Pozzo Minerbio 56 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 78 -** Pozzo Minerbio 57 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 79 -** Pozzo Minerbio 58 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 80 -** Pozzo Minerbio 59 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 81 -** Pozzo Minerbio 60 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)



- Fig. 82 -** Pozzo Minerbio 62 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 83 -** Pozzo Minerbio 63 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 84 -** Pozzo Minerbio 65 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 85 -** Pozzo Minerbio 67 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 86 -** Pozzo Minerbio 68 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 87 -** Pozzo Minerbio 73 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 88 -** Pozzo Minerbio 74 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 89 -** Pozzo Minerbio 77 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 90 -** Pozzo Minerbio 82 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 91 -** Pozzo Minerbio 83 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH)
- Fig. 92 -** Confronto tra portata di acqua simulata in fase di erogazione (FWPR) e portata misurata (FWPRH) a livello di campo
- Fig. 93 -** Confronto tra portata cumulativa di acqua simulata in fase di erogazione (FWPT) e portata misurata (FWPTH) a livello di campo
- Fig. 94 -** Pozzo Minerbio 05 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH)
- Fig. 95 -** Pozzo Minerbio 06 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH)
- Fig. 96 -** Pozzo Minerbio 07 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH)
- Fig. 97 -** Pozzo Minerbio 11 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH)
- Fig. 98 -** Pozzo Minerbio 14 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH)
- Fig. 99 -** Pozzo Minerbio 21 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH)



- Fig. 100** - Pozzo Minerbio 29 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH)
- Fig. 101** - Pianta del modello con indicazione della chiusura del pozzo Minerbio 21 avvenuta in data 02/1962
- Fig. 102** - Pianta del modello (Livello C1 – layer 1) con indicazione della chiusura del pozzo Minerbio 16 avvenuta in data 09/1964
- Fig. 103** - Pianta del modello (Livello C1 – layer 1) con indicazione della chiusura del pozzo Minerbio 06 avvenuta in data 12/1964
- Fig. 104** - Pianta del modello (Livello C1 – layer 1) con indicazione della chiusura del pozzo Minerbio 08 avvenuta in data 09/1965
- Fig. 105** - Pianta del modello (Livello C1 – layer 1) con indicazione della chiusura del pozzo Minerbio 14 avvenuta in data 09/1967
- Fig. 106** - Pianta del modello (Livello C1 – layer 1) con indicazione della chiusura del pozzo Minerbio 15 avvenuta in data 07/1968
- Fig. 107** - Pianta del modello (Livello C1 – layer 1) con indicazione della chiusura del pozzo Minerbio 07 avvenuta in data 10/1967
- Fig. 108** - Pianta del modello (Livello C1 – layer 1) con indicazione della chiusura del pozzo Minerbio 29 avvenuta in data 02/1971
- Fig. 109** - Pianta del modello (Livello C1 – layer 1) con indicazione della chiusura del pozzo Minerbio 11 avvenuta in data 06/1971
- Fig. 110** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas alle condizioni iniziali nel livello C1 (*layer 1*)
- Fig. 111** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas alle condizioni iniziali nel livello C1 (*layer 2*)
- Fig. 112** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas alle condizioni iniziali nel livello C1 (*layer 3*)
- Fig. 113** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas alle condizioni iniziali nel livello C2 (*layer 4*)
- Fig. 114** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas alle condizioni iniziali nel livello C2 (*layer 5*)
- Fig. 115** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas alle condizioni iniziali nel livello C3 (*layer 6*)
- Fig. 116** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas alle condizioni iniziali nel livello C3-1 (*layer 7*)
- Fig. 117** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas a inizio stoccaggio nel livello C1 (*layer 1*)



- Fig. 118** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas a inizio stoccaggio nel livello C1 (*layer 2*)
- Fig. 119** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas a inizio stoccaggio nel livello C1 (*layer 3*)
- Fig. 120** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas a inizio stoccaggio nel livello C2 (*layer 4*)
- Fig. 121** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas a inizio stoccaggio nel livello C2 (*layer 5*)
- Fig. 122** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas a inizio stoccaggio nel livello C3 (*layer 6*)
- Fig. 123** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas a inizio stoccaggio nel livello C3-1 (*layer 7*)
- Fig. 124** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas a fine Ottobre 2010 nel livello C1 (*layer 1*)
- Fig. 125** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas a fine Ottobre 2010 nel livello C1 (*layer 2*)
- Fig. 126** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas a fine Ottobre 2010 nel livello C1 (*layer 3*)
- Fig. 127** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas a fine Ottobre 2010 nel livello C2 (*layer 4*)
- Fig. 128** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas a fine Ottobre 2010 nel livello C2 (*layer 5*)
- Fig. 129** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas a fine Ottobre 2010 nel livello C3 (*layer 6*)
- Fig. 130** - Mappa di distribuzione in pianta della saturazione in gas a fine Ottobre 2010 nel livello C3-1 (*layer 7*)
- Fig. 131** - Pozzo Minerbio 32 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 132** - Pozzo Minerbio 34 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 133** - Pozzo Minerbio 35 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 134** - Pozzo Minerbio 37 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 135** - Pozzo Minerbio 38 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)



- Fig. 136** - Pozzo Minerbio 39 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 137** - Pozzo Minerbio 40 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 138** - Pozzo Minerbio 41 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 139** - Pozzo Minerbio 42 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 140** - Pozzo Minerbio 43 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 141** - Pozzo Minerbio 44 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 142** - Pozzo Minerbio 45 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 143** - Pozzo Minerbio 46 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 144** - Pozzo Minerbio 47 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 145** - Pozzo Minerbio 48 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 146** - Pozzo Minerbio 49 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 147** - Pozzo Minerbio 50 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 148** - Pozzo Minerbio 51 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 149** - Pozzo Minerbio 52 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 150** - Pozzo Minerbio 53 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 151** - Pozzo Minerbio 54 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 152** - Pozzo Minerbio 55 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 153** - Pozzo Minerbio 56 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)



- Fig. 154** - Pozzo Minerbio 57 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 155** - Pozzo Minerbio 58 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 156** - Pozzo Minerbio 59 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 157** - Pozzo Minerbio 60 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 158** - Pozzo Minerbio 61 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 159** - Pozzo Minerbio 62 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 160** - Pozzo Minerbio 63 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 161** - Pozzo Minerbio 64 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 162** - Pozzo Minerbio 65 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 163** - Pozzo Minerbio 66 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 164** - Pozzo Minerbio 67 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 165** - Pozzo Minerbio 68 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 166** - Pozzo Minerbio 69 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 167** - Pozzo Minerbio 70 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 168** - Pozzo Minerbio 71 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 169** - Pozzo Minerbio 72 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 170** - Pozzo Minerbio 73 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 171** - Pozzo Minerbio 74 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)



- Fig. 172** - Pozzo Minerbio 75 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 173** - Pozzo Minerbio 76 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 174** - Pozzo Minerbio 78 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 175** - Pozzo Minerbio 79 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 176** - Pozzo Minerbio 80 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 177** - Pozzo Minerbio 81 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 178** - Pozzo Minerbio 82 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 179** - Pozzo Minerbio 84 – Confronto tra pressione a testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH)
- Fig. 180** - Curva di erogabilità (FGPR vs FGPT) relativa al caso base 1/a
- Fig. 181** - Curva di erogabilità (FGPR vs FGPT) relativa al caso base 2/a
- Fig. 182** - Andamento nel tempo della portata di gas prodotta a livello di campo (FGPR) relativa al caso base 1/a
- Fig. 183** - Andamento nel tempo della portata di gas prodotta a livello di campo (FGPR) relativa al caso base 2/a
- Fig. 184** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi 1/a (caso base), 2/a (caso base), 3/a e 4/a
- Fig. 185** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi 1/b, 1/c, 1/d e del caso 1/a (caso base)
- Fig. 186** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi 2/b, 2/c, 2/d e del caso 2/a (caso base)
- Fig. 187** - Curve di erogabilità (FGPR vs FGPT) relative ai casi 1/a (caso base) e 1/e
- Fig. 188** - Curve di erogabilità (FGPR vs FGPT) relative ai casi 2/a (caso base) e 2/e
- Fig. 189** - Curve di erogabilità (FGPR vs FGPT) relative al caso 1/a (caso base) e al caso operativo 1/a (op)
- Fig. 190** - Curve di erogabilità (FGPR vs FGPT) relative al caso 2/a (caso base) e al caso operativo 2/a (op)
- Fig. 191** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi 1/m, 1/f, 1/g, 1/h, 1/i e del caso 1/a (caso base)



- Fig. 192** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi 2/m, 2/f, 2/g, 2/h, 2/i e del caso 2/a (caso base)
- Fig. 193** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi 3/m, 3/f, 3/g, 3/h, 3/i e del caso 3/a (ciclo di emergenza)
- Fig. 194** - Pianta del modello con indicazione dell'ubicazione dei pozzi orizzontali nel caso I
- Fig. 195** - Pianta del modello con indicazione dell'ubicazione dei pozzi orizzontali nel caso II
- Fig. 196** - Pianta del modello con indicazione dell'ubicazione dei pozzi orizzontali nel caso III
- Fig. 197** - Pianta del modello con indicazione dell'ubicazione dei pozzi orizzontali nel caso IV
- Fig. 198** - Pianta del modello con indicazione dell'ubicazione dei pozzi orizzontali nel caso V
- Fig. 199** - Pianta del modello con indicazione dell'ubicazione dei pozzi orizzontali nel caso VI
- Fig. 200** - Pianta del modello con indicazione dell'ubicazione dei pozzi orizzontali nel caso VII
- Fig. 201** - Pianta del modello con indicazione dell'ubicazione dei pozzi orizzontali nel caso VIII
- Fig. 202** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi I /A, II /A, III /A, IV /A e del caso 1/a (caso base)
- Fig. 203** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi I /B, II /B, III /B, IV /B e del caso 2/a (caso base)
- Fig. 204** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi I /C, II /C, III /C, IV /C e del caso 3/a (ciclo di emergenza)
- Fig. 205** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi V /A, VI /A, VII /A, VIII /A e del caso 1/a (caso base)
- Fig. 206** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi V /B, VI /B, VII /B, VIII /B e del caso 2/a (caso base)
- Fig. 207** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi V /C, VI /C, VII /C, VIII /C e del caso 3/a (ciclo di emergenza)
- Fig. 208** - Pianta del modello con indicazione dell'ubicazione del pozzo verticale nei casi V/1 e V/2 (1° ubicazione)
- Fig. 209** - Pianta del modello con indicazione dell'ubicazione del pozzo verticale nei casi V/3 e V/4 (2° ubicazione)
- Fig. 210** - Pianta del modello (layer 1) con indicazione dell'ubicazione del pozzo orizzontale longitudinale nel caso H/1
- Fig. 211** - Pianta del modello (layer 4) con indicazione dell'ubicazione del pozzo orizzontale longitudinale nel caso H/2
- Fig. 212** - Pianta del modello (layer 1) con indicazione dell'ubicazione del pozzo orizzontale trasversale nel caso H/3



- Fig. 213** - Pianta del modello (layer 4) con indicazione dell'ubicazione del pozzo orizzontale trasversale nel caso H/4
- Fig. 214** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi V1/A, V2/A, V3/A, V4/A e del caso base 1/a
- Fig. 215** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi V1/B, V2/B, V3/B, V4/B e del caso base 2/a
- Fig. 216** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi V1/C, V2/C, V3/C, V4/C e del caso 3/a
- Fig. 217** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi H1/A, H2/A, H3/A, H4/A e del caso base 1/a
- Fig. 218** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi H1/B, H2/B, H3/B, H4/B e del caso base 2/a
- Fig. 219** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi H1/C, H2/C, H3/C, H4/C e del caso 3/a
- Fig. 220** - Pianta del modello con indicazione dell'ubicazione dei 6 pozzi orizzontali
- Fig. 221** - Confronto tra le curve di erogabilità del caso S/A e del caso base 1/a
- Fig. 222** - Confronto tra le curve di erogabilità del caso S/B e del caso base 2/a
- Fig. 223** - Confronto tra le curve di erogabilità del caso S/C e del caso 3/a
- Fig. 224** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi 1/a (op), 1/a (op) bis e del caso base 1/a
- Fig. 225** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi 2/a (op), 2/a (op) bis e del caso base 2/a
- Fig. 226** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi 3/a (op), 3/a (op) bis e del caso 3/a
- Fig. 227** - Confronto tra le curve di erogabilità dei casi 4/a (op), 4/a (op) bis e del caso 4/a



APPENDICE A

Tecnica ad iterazioni successive per la stima delle portate

Per rispettare durante tutta la fase di produzione i vincoli di pressione definiti alla testa pozzo, o meglio per mettere in produzione i pozzi in modo che, per tutti contemporaneamente, il Δp alla testa sia circa pari al valore predeterminato, è necessario assegnare a ciascun pozzo, per ciascun intervallo temporale della simulazione (o *time step*), un valore di portata ottimizzato (portata *target*). La determinazione dei valori di portata ottimali per tutti i pozzi aperti ad ogni *time step* della fase di produzione implica che non solo si tenga conto dei vincoli di pressione assegnati, ma anche degli effetti di interferenza che si generano quando più pozzi drenano lo stesso volume di giacimento.

La determinazione delle portate *target* da assegnare a ciascun pozzo ad ogni *time step* della simulazione ha richiesto, pertanto, la messa a punto di un codice di calcolo *ad hoc*, denominato C-PRO. Il codice C-PRO, perfettamente integrato con il simulatore ECLIPSE, sfrutta un procedimento iterativo connesso ad un algoritmo di risoluzione di tipo Newtoniano ed è stato realizzato con linguaggio di programmazione Visual Basic.

Il procedimento di ottimizzazione delle portate *target* comprende i seguenti passaggi.

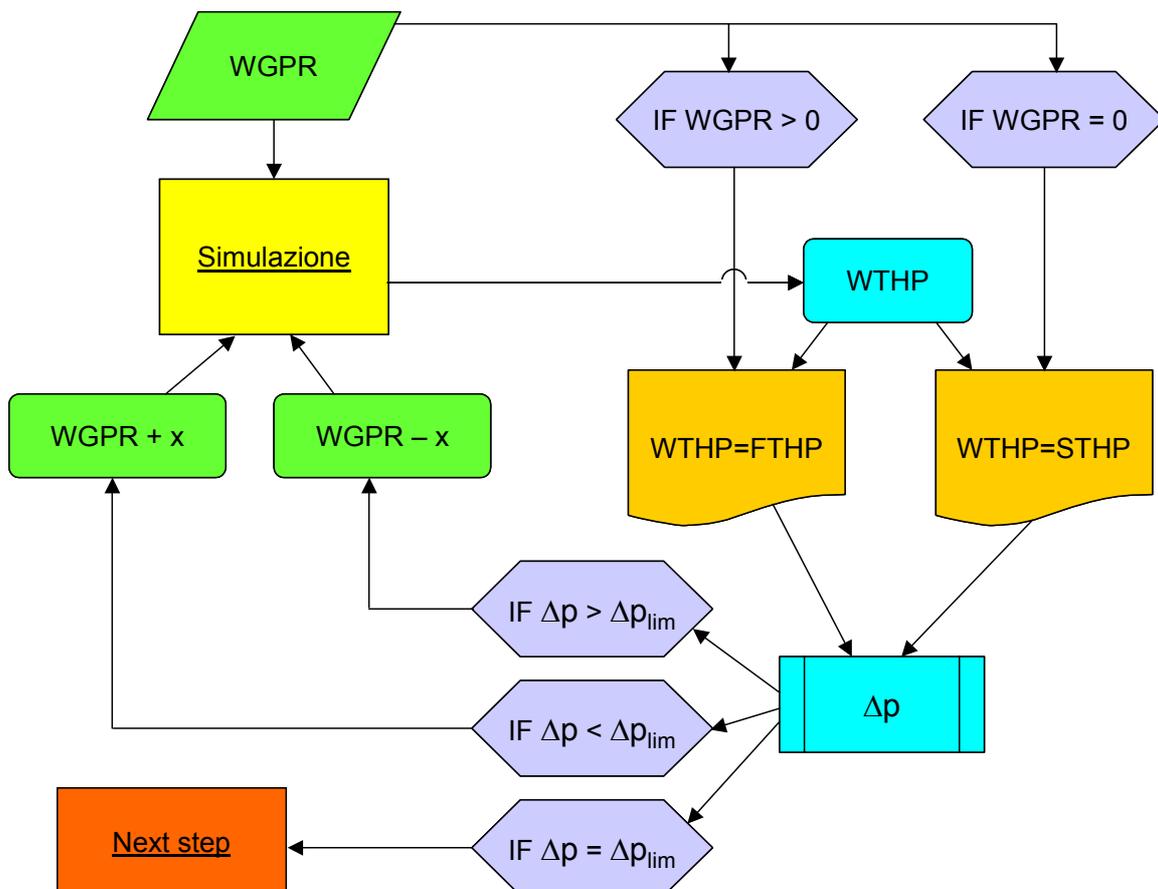
- I pozzi vengono inizialmente messi in produzione senza limitazioni di portata, ad eccezione del limite di campo ($FGPR_{max}$). Durante la prima simulazione, effettuata con lo scopo di inizializzare il sistema di calcolo, i valori *target* di portata di gas richiesta a ciascun pozzo vengono stabiliti automaticamente e rappresentano i valori di primo tentativo.
- Il simulatore ECLIPSE calcola, per ogni *time step*, i valori della portata di gas effettivamente producibile (WGPR) e della corrispondente pressione di testa (WTHP) per ciascuno dei pozzi attivi del campo e li trascrive in un *file* apposito che riporta i risultati delle elaborazioni (con estensione RSM)
- Il codice C-PRO estrae dal file *.RSM i dati di portata di gas (WGPR) e di pressione alla testa (WTHP) relativi ad ogni pozzo, calcolati per ogni *time step*. I valori di WTHP in corrispondenza di $WGPR < 1 \text{ m}_{SC}^3/\text{day}$ sono interpretati come pressioni statiche; poiché rappresentano una serie di valori discreti vengono interpolati per generare l'andamento della pressione statica alla testa pozzo durante tutta la fase di produzione.
- Per ogni pozzo, in corrispondenza di ogni *time step* in cui il pozzo in esame è in erogazione, viene calcolata la differenza tra la pressione statica e la pressione dinamica di testa. La differenza tra le due pressioni viene poi riferita alla pressione statica di quel *time step* ed espressa in termini percentuali.
- Se la variazione percentuale della pressione (Δp) è difforme dal valore limite assegnato, viene definito un nuovo valore di portata, maggiore o minore del precedente a seconda che il Δp sia inferiore o superiore a quanto atteso. Il codice C-PRO genera quindi un *file* di SCHEDULE aggiornato, in cui sono riportati tutti i nuovi valori di portata *target*, da utilizzare per la simulazione successiva in ECLIPSE.



- Poiché per alcuni *time step* il processo di calcolo presenta un livello di instabilità piuttosto elevato, è stato necessario prevedere la possibilità di ripetere la procedura di aggiustamento delle portate erogate diverse volte per lo stesso *time step*.
- La procedura viene ripetuta sino a raggiungere la convergenza, che si realizza quando le portate effettivamente erogate inducono alla testa pozzo un Δp ragionevolmente prossimo al valore limite (almeno finché i pozzi non sono ancora sotto il controllo del vincolo di $FTHP_{min}$, all'attivarsi del quale le portate vengono ridotte e, conseguentemente, i Δp diminuiscono).
- Il processo richiede generalmente da 10 a 20 iterazioni per raggiungere un livello di convergenza soddisfacente.

L'applicazione del codice di calcolo sviluppato consente di ottimizzare il profilo di produzione di ogni pozzo in base ai vincoli imposti, compatibilmente con il comportamento di tutti gli altri pozzi in erogazione, e quindi di ottenere una simulazione molto realistica della fase di svasso dello stoccaggio in condizioni operative.

Nella figura seguente si riporta uno schema di flusso dell'algoritmo di risoluzione impiegato dal codice.



Flow Chart codice di calcolo iterativo per la determinazione delle portate target di gas



APPENDICE B

Casi operativi addizionali

La presente appendice sintetizza i vincoli e i principali risultati degli scenari che prevedono l'applicazione dei nuovi vincoli operativi. Nella tab. 149 sono descritti in dettaglio gli scenari di forecast analizzati.

Situazione pozzi attuale	Δp (%)	FGPR ($10^6 \text{ msc}^3/\text{day}$)	FTHP (Barsa)	Working Gas (10^6 msc^3)	Durata Plateau (days)
Caso 1/a (op) bis	15-25	63	70	2515.47	5
Caso 2/a (op) bis	15-25	63	75	2273.65	5
Caso 3/a (op)	10-20	63	45	3433.77	-
Caso 3/a (op) bis	15-25	63	45	3474.34	5
Caso 4/a (op)	10-20	63	60	2982.66	-
Caso 4/a (op) -bis	15-25	63	60	3002.69	5

Le curve di erogabilità del campo sono riportate nelle fig. 224 - 227 rispettivamente per i casi 1/a (op) bis, 2/a (op) bis, 3/a (op), 3/a (op) bis, 4/a (op) e 4/a (op) bis e analogamente nelle tab. 150 - 155 vengono riportati i volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi semestrali di svasso e i volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per tutti i 6 cicli di stoccaggio simulati.