

Concessione “C.C6.EO”

Addendum

Relazione Tecnica del Campo Vega

(Marzo 2016)

Servizio Giacimenti
Il Responsabile
Dr. Paolo Terdich

1. INTRODUZIONE	5
2. STUDIO DI GIACIMENTO 2013.....	9
2.1 Conclusioni.....	9
3. GEOLOGIA DI GIACIMENTO.....	14
3.1 Evoluzione tettonica	14
3.2 Modello Statico	15
4. INGEGNERIA DI GIACIMENTO	22
4.1 Analisi dei dati dinamici	22
4.2 Modello Dinamico.....	24
4.2.2 Inizializzazione.....	27
4.2.3 History Match.....	28
4.2.4 Fase di forecast – Vega-A (caso “do-nothing”).....	31
4.2.5 Fase di forecast – Vega-B.....	36

INDICE FIGURE

Figura 1: Produzione cumulativa di olio ed acqua per pozzo

Figura 2: Mappa Strutturale al top del Giacimento di Vega

Figura 3: evoluzione strutturale dell'area di Vega (F. Borraccini, Edison).

Figura 4: Grid del modello dinamico 3D con distribuzione dei valori di profondità delle celle di top

Figura 5 - Proprietà geometrica che indica la distanza di ogni cella dalle faglie del modello - (a): Probabilità di rinvenimento delle facies "Dolomia" dopo la distribuzione nel modello della proprietà VDOL (%); (b): definita usando come trend la proprietà geometrica (a) trasformata attraverso la formula riportata nel testo

Figura 6 - Esempio di distribuzione delle facies all'interno del grid

Figura 7: Modello DFN di intensità di frattura importato nel modello Petrel

Figura 8 - Distribuzione della porosità di frattura utilizzando come trend il modello DFN

Figura 9. Istogramma con i risultati della risk analysis dopo 1677 run, considerando la porosità totale (pseudo-matrice+frattura)

Figura 10: Definizione delle connessioni dell'acquifero

Figura 11. Layering verticale del modello dinamico

Figura 12. Distribuzione spaziale della porosità simulata.

Figura 13: Suddivisione del campo nelle aree di Vega-A e Vega-B ai soli fini del calcolo dell'OOIP.

Figura 14: HM - Confronto portate di olio e acqua misurate e simulate di Campo

Figura 15: HM- Evoluzione del cono d'acqua in corrispondenza del pozzo Vega-12LD tra il 2001 e il 2002.

Figura 16 - Dati storici – Declino storico del campo

Figura 17 - Caso "do-nothing" – Portata giornaliera di produzione dell'olio e dell'acqua

Figura 18 - Caso "do-nothing" – Produzione cumulativa di olio e di acqua

Figura 19 - Caso do nothing – Declino storico e simulato del campo

Figura 20. Produzione annuale e cumulativa di Vega (Vega-A + Vega-B 12 pozzi)

Figura 21. Produzione annuale e cumulativa di Vega-B da 4 pozzi

Figura 22. Produzione giornaliera e cumulativa di Vega-B da 4 pozzi

INDICE TABELLE

Tabella 1. Confronto fra OOIP statico e dinamico

Tabella 2: Previsioni di produzione a vita intera per Vega-B con 4 pozzi produttori con profilo deviato da piattaforma fissa.

1. INTRODUZIONE

Il presente documento rappresenta una revisione della Relazione Tecnica redatta a corredo dell'istanza di proroga della concessione **C.C6.EO** attribuita con D.M. 17.02.1984 a Montecatini Edison S.p.A. scaduta il 28.12.2012 e in attesa di rinnovo decennale come da documentazione inviata al Ministero dello sviluppo economico in data 15 gennaio 2012 e pubblicata sul BUIG Anno XLI-n° 2.

Il titolo minerario è attualmente detenuto in contitolarità tra Edison S.p.A. (60% - r.u.) e ENI S.p.A. (40%).

La produzione cumulativa di olio al 31.12.2015 risulta di circa 61,6 Milioni di barili d'olio (Mstbo) associata ad una cumulativa di acqua di 18,0 Mstb.

Il campo è attualmente in produzione con una portata complessiva media di circa 2350 barili d'olio al giorno (BOPD), con controllo del water cut al valore di circa l'1%.

In Figura 1 è riportata la produzione cumulativa di olio ed acqua dei singoli pozzi del campo fino al 31 dicembre 2015. Dal grafico si evince che il 50% della produzione totale di olio è stato realizzato dai quattro pozzi Vega-10, 21, 14 e 23, tutti con recuperi di olio superiori ai 5 Mstbo.

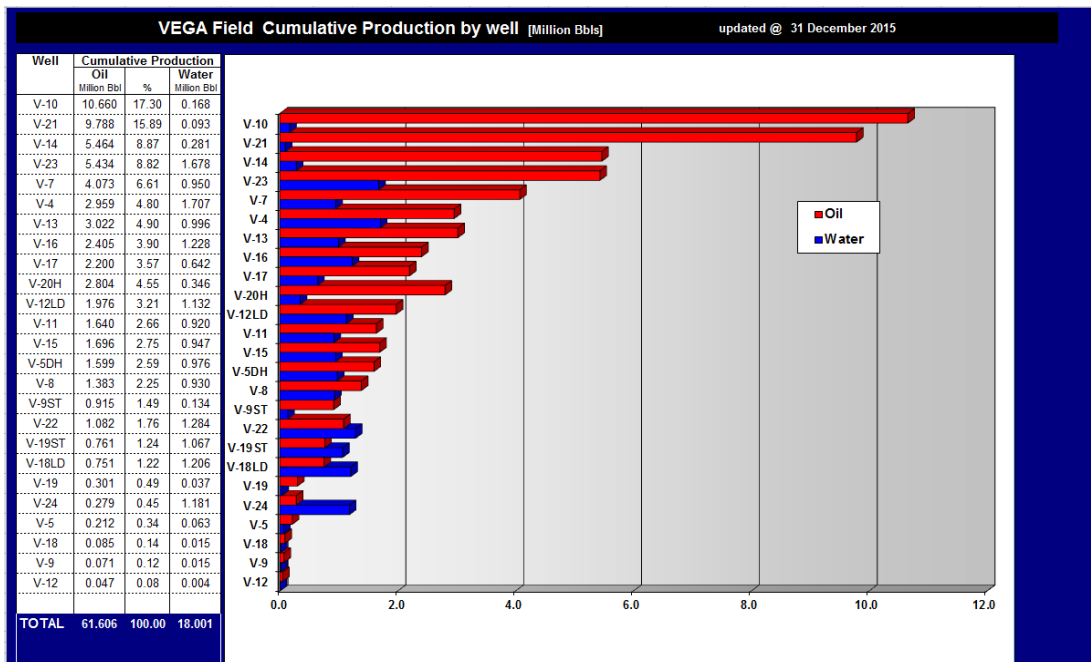


Figura 1: Produzione cumulativa di olio ed acqua per pozzo

Il programma lavori per il campo Vega, approvato in sede di attribuzione della concessione mineraria C.C6.EO, prevedeva, oltre all'installazione della piattaforma principale Vega-A, la costruzione e l'installazione di una seconda piattaforma fissa denominata Vega-B, al fine di ottimizzare il recupero complessivo dell'olio sull'intero giacimento.

Lo sviluppo della culminazione orientale del campo (Vega-A) ha avuto inizio nel novembre 1983 con la posa sul fondo marino di una template a 18 slots, da cui si cominciò la perforazione del primo pozzo di sviluppo Vega-4d. La campagna di sviluppo di Vega-A è stata completata nel maggio 1991 con il completamento e la messa in produzione del pozzo Vega-22d, ultimo di 26 pozzi totali perforati e ripresi in *side-track*.

Per quanto riguarda la culminazione occidentale del campo (Vega-B), le analisi tecnico-economiche che sono state eseguite nel corso degli anni per verificarne la possibilità di sviluppo non hanno mai avuto esito positivo, soprattutto in ragione dello scenario dei prezzi del greggio.

Una prima valutazione di fattibilità dello sviluppo di Vega-B venne eseguita nel 1989 quando su questa parte del campo si disponeva solo dei dati dei due pozzi Vega-1 e Vega-2. Lo sviluppo venne giudicato poco attraente dal punto di vista tecnico-economico sia per le incertezze a livello di giacimento e sia per lo scenario dei prezzi del greggio, che all'epoca si assestava intorno ai 12 \$/Bbl.

Dopo lo studio di giacimento del 2007 con cui si analizzava la possibilità di sfruttare la culminazione Vega-B mediante modello di simulazione numerica 3D con alcuni scenari di sviluppo legati alla perforazione di 4, 8 e 12 pozzi e la ripresa del forte apprezzamento del greggio oltre i 100 \$/Bbl, ha portato infine, dopo aver condotto il processo di valutazione mediante analisi del rischio, alla conclusione che sussistevano le condizioni economiche per lo sfruttamento di Vega-B con la perforazione di 4 pozzi iniziali, estendibile fino a un massimo di 12 pozzi, in ragione delle *performance* produttive dei primi 4, con l'obiettivo di raggiungere una produzione complessiva di 8000 BOPD.

Lo sviluppo della parte occidentale del campo doveva avvenire con la costruzione e l'installazione di una seconda piattaforma di produzione - Vega B - satellite della principale, localizzata a circa 6 km di distanza in direzione Nord-Ovest rispetto alla piattaforma Vega A, ancorata al fondo del mare in circa 130 m d'acqua. L'ubicazione della piattaforma Vega B ed i 4 pozzi da essa perforati avrebbero garantito il drenaggio ottimale dell'olio su tutta la struttura mineralizzata, massimizzando il recupero delle riserve del giacimento.

Purtroppo il persistente prezzo del greggio al di sotto dei 50 \$/Bbl ha reso lo scenario di sviluppo basato sulla perforazione di soli 4 pozzi, rispondente alla prescrizione Decreto Ministeriale n.68 del 16/04/2015, non economico.

Il successivo studio di giacimento, condotto nel 2013, ha integrato la modellizzazione dell'area di Vega B con quella di Vega A, al fine di valutarne le reciproche interazioni in fase di predizione (*forecast*) delle *performance* (produzioni, pressioni, ecc.) simulate per Vega B, visto la continuità idraulica

esistente fra le due culminazioni. Il nuovo modello ha valutato una serie completa di scenari di sviluppo oltre a quello a 4 pozzi.

2. STUDIO DI GIACIMENTO 2013

2.1 Conclusioni

A fine 2013 è stato concluso il nuovo studio di giacimento basato su un'aggiornata interpretazione dell'assetto strutturale e geologico del campo e della distribuzione delle fratture. La nuova interpretazione sismica resasi recentemente disponibile ha evidenziato una struttura piuttosto diversa rispetto a quella ricostruita originariamente, con un ragguardevole aumento del volume di roccia serbatoio al di sopra del contatto olio-acqua e una notevole riduzione dell'area di sella posta tra le culminazioni di Vega A e Vega B e della originaria separazione strutturale tra le due zone (fig. 2).

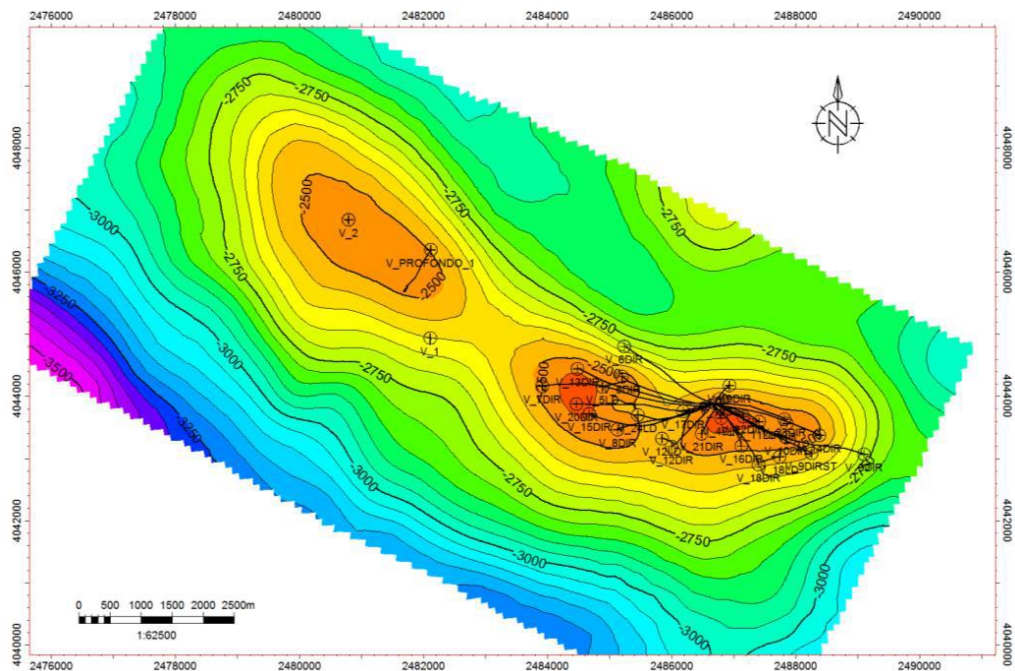


Figura 2: Mappa Strutturale al top del Giacimento di Vega

Un'ulteriore importante modifica rispetto allo studio precedente riguarda il modello di dolomitizzazione, che, in base alle risultanze dei nuovi studi, risulta

legato a fenomeni di idro-termalismo con conseguente localizzazione delle fasce di dolomitizzazione in corrispondenza delle faglie. Infine è stato realizzato anche un DFN (*Discrete Fracture Network*), per la modellizzazione del sistema di fratture, la distribuzione spaziale delle quali è stata definita sulla base di mappe di anomalia sismica elaborate dai tecnici della società *eni S.p.A.* e sulla base della posizione delle faglie principali che interessano il campo. Poiché la distribuzione spaziale delle fratture rappresenta uno dei parametri chiave che guidano il comportamento dinamico del giacimento, il modello delle fratture è stato opportunamente inglobato nel nuovo modello 3D del giacimento. L'introduzione del modello di fratturazione (DFN) ha restituito un match della storia passata molto accurato confidando sulla buona ricostruzione dell'intero giacimento sia della zona sviluppata di Vega-A che della zona ancora non sviluppata di Vega-B.

Il giacimento di VEGA è estremamente eterogeneo poiché è caratterizzato dalla presenza di pori, vacuoli, microfratture, macro-fratture interconnesse e carsificazione. Gli effetti dell'eterogeneità sono chiaramente apprezzabili dall'analisi del contributo dei singoli pozzi alla produzione complessiva dell'area di Vega-A. Storicamente alcuni pozzi hanno avuto prestazioni erogative assolutamente eccezionali, verosimilmente in virtù della loro ubicazione in zone dove è ragionevole ipotizzare un'intensità di fratturazione particolarmente elevata, mentre altri sono risultati decisamente scadenti e in alcuni casi sono stati prematuramente chiusi a causa del repentino e massiccio arrivo di acqua.

Sulla base dei risultati delle simulazioni effettuate possono essere tratte alcune conclusioni tecniche ed operative, pur sempre tenendo conto del rischio associato all'estremo livello di eterogeneità del giacimento, per definire le possibili strategie di sviluppo dell'area di Vega-B, per quanto eventuali decisioni in merito saranno subordinate all'esecuzione di adeguate analisi economiche. È d'obbligo la considerazione preliminare che il notevole grado di eterogeneità del giacimento rende particolarmente complicato effettuare previsioni attendibili del comportamento dinamico futuro poiché esistono notevoli margini di

incertezza sulla distribuzione della fratturazione nelle zone inesplorate del giacimento. Pertanto, sebbene l'ubicazione dei pozzi in Vega-B (nei vari scenari di sviluppo studiati) sia stata in parte guidata dalle risultanze dello studio geologico, che dovrebbe aver identificato le aree maggiormente fratturate, la simulazione del comportamento produttivo è stata definita attraverso un'ampia analisi di rischio sulla caratterizzazione petrofisica ed è comunque prudentiale attendersi che, in analogia ai pozzi di Vega-A, anche i futuri pozzi di sviluppo dell'area di Vega-B possano manifestare prestazioni molto diverse. Inoltre, la strategia di coltivazione della culminazione di Vega-B prevede la produzione in condizioni di portata critica per mantenere la produzione di acqua a livelli trascurabili, così come realizzato nell'ultimo periodo storico nell'area di Vega-A grazie a continui interventi manuali di regolazione delle portate erogate dai singoli pozzi. Oltre all'incertezza relativa alle distribuzioni di permeabilità, il modello dinamico del campo ha un'altra limitazione principale quando viene impiegato per effettuare previsioni di produzione nell'ipotesi di mantenere i pozzi alla portata critica, ovvero la limitata sensibilità, intrinseca allo strumento di simulazione, a valori di *watercut* bassissimi. Tali limitazioni sono state tenute in conto sia considerando un *range* sufficientemente ampio e statisticamente rappresentativo dell'incertezza associata alla distribuzione dei valori di permeabilità assoluta per mezzo della *risk analysis* sia, soprattutto, guidando la risposta del modello sulla base del comportamento dinamico storicamente osservato nell'area di Vega-A. In altre parole, i risultati di tutte le simulazioni effettuate per l'area di Vega-B sono stati validati prendendo a riferimento il comportamento di Vega-A, sia in termini di forma ed evoluzione temporale del declino di produzione, sia di produzione media per pozzo sia, infine, di intervallo di variabilità tra le prestazioni dei singoli pozzi di sviluppo.

In tutti i casi esaminati si è ipotizzato che i pozzi producessero per erogazione spontanea e si è imposto che il *watercut* si mantenesse a livelli trascurabili (0,1% ÷ 1,0%). La portata d'olio target iniziale massima è stata

assunta pari a 8.000 BOPD (compatibile con la capacità della *flowline* che collegherà la nuova piattaforma alla piattaforma di Vega-A).

In primo luogo è stato valutato il numero dei pozzi da perforare. Come atteso, i risultati hanno confermato che l'eccessiva riduzione del numero di pozzi comporta un elevato livello di rischio a causa dell'impatto di eventuali eterogeneità locali sul comportamento produttivo dei pozzi. Da questo punto di vista anche i risultati delle simulazioni sono tanto più attendibili quanto maggiore è il numero di pozzi considerato, poiché il comportamento medio dei pozzi diviene statisticamente più affidabile.

Dal punto di vista della tipologia di pozzo sono state valutate diverse opzioni: pozzi verticali, pozzi slanted (a diversa deviazione, fino a sub-orizzontali).

Sulla base delle simulazioni effettuate i pozzi sub-orizzontali risultano più efficaci dei pozzi verticali in quanto consentono di incrementare sia il volume drenato sia la distanza dal contatto olio-acqua, garantendo un maggiore potenziale produttivo e ritardando al contempo l'arrivo dell'acqua, in particolare nelle zone più marginali, dove la pendenza della struttura aumenta. Poiché le prestazioni dei pozzi risultano fortemente condizionate dalle proprietà petrofisiche delle celle intercettate, definire della lunghezza ottimale del tratto orizzontali risulta piuttosto critica.

In base alle considerazioni tecniche emerse dal presente studio e dalle analisi economiche preliminari che sono state svolte da tecnici di EDISON S.p.A., gli scenari ottimali prevedono la realizzazione di 12 pozzi ad elevata deviazione (fino a sub-orizzontali).

Dall'esame combinato di tutti i risultati delle simulazioni si evince un impatto apprezzabile ma non particolarmente rilevante in termini di aumento delle riserve di olio finali a seguito dell'incremento del limite di *watercut* massimo. L'impatto è però decisamente più significativo in termini di portate,

con un corrispondente anticipo di produzione che può risultare economicamente interessante.

Le simulazioni effettuate per valutare l'impatto della strategia di produzione (apertura simultanea o sequenziale dei pozzi) hanno messo in luce la possibilità di anticipare la produzione nella fase di ramp-up iniziale, pur con una inevitabile riduzione della portata massima di olio realizzabile rispetto al caso con apertura simultanea dei pozzi.

In termini di riserve finali di olio producibili in circa 22 anni (tenendo conto che la durata complessiva della perforazione dei 12 pozzi è di circa due anni), la strategia di produzione non risulta essere particolarmente importante, mentre l'impatto in termini economici è rilevante.

Le riserve complessive ammontano a circa 30.9 Milioni STBO, recuperabili in circa 22 anni a partire da aprile 2019 (data assunta in base ai tempi di esecuzione del progetto e di completamento dell'iter autorizzativo).

Tali riserve corrispondono ad una produzione cumulativa media per pozzo di circa 2.6 Milioni STBO, in linea con la produzione cumulativa media storica dei pozzi di Vega-A (circa 2.7 Milioni STBO) su un analogo arco temporale.

Inoltre, fra i vari scenari simulati, tale scenario ottimizzato a 12 pozzi è l'unico a consentire una produzione giornaliera (picco di circa 7500 BOPD) che si avvicini ai valori target e di limite di 8000 BOPD ipotizzato per Vega-B.

In conclusione, lo scenario di sviluppo ottimale per Vega-B (fermo restando il numero massimo di pozzi perforabili) è quello ottimizzato (in termini di tipologia, ubicazione e sequenza produttiva dei pozzi) a 12 pozzi, di cui i primi 4 rappresentano quelli a maggior potenziali produttivo e nel pieno rispetto delle prescrizioni previste nel Decreto Ministeriale n. 68, non solo in termini di redditività, di riserve di olio producibili e di profilo di produzione d'olio atteso, ma anche in termini di riduzione di rischio produttivo e soprattutto di impatto ambientale.

3. GEOLOGIA DI GIACIMENTO

3.1 Evoluzione tettonica

Nel Paleogene il regime tettonico aveva una direzione di massima compressione orientata NW-SE (Grasso et al. 1999) che ha sviluppato una serie di strutture anticlinali con asse WSW-ENE assieme a strutture trascorrenti orientate NW-SE. Secondo Ronco et al. (1990), questo piegamento ha interessato il campo di Vega, con una debole arcuatura dell'intera struttura, definendo l'*oil trap* che dunque non è da intendersi come una piega *sensu stricto*, bensì un *tilting* dell'intera struttura piattaforma – *slope* di circa 20° - 25 ° verso SW (fig. 3). Le deformazioni più intense hanno avuto luogo, con la nascita del rift del Canale di Sicilia e lo sviluppo di strutture transtensionali e transpressive orientate NE-SW in un assetto tettonico particolarmente complesso (Gardiner et al. 1995).

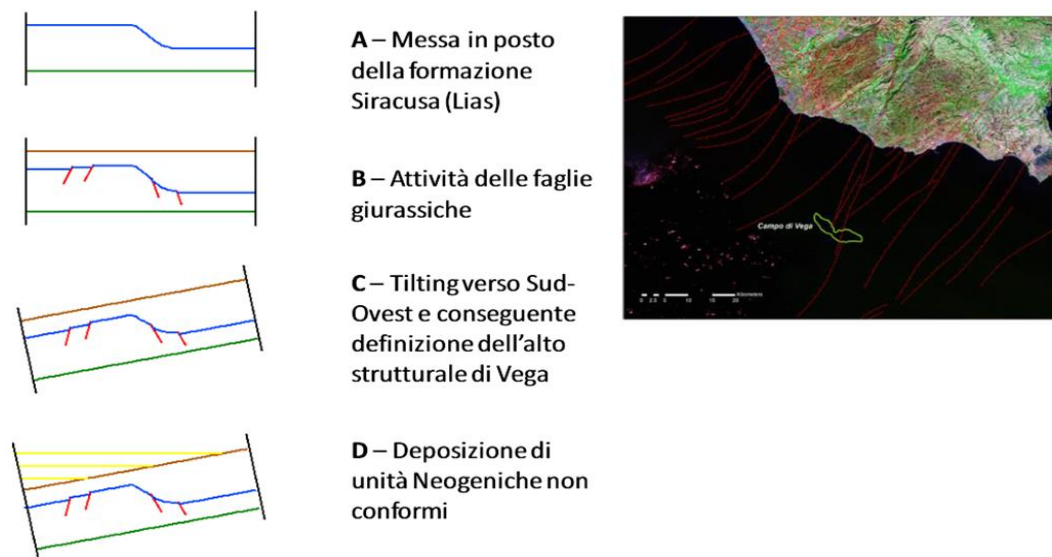


Figura 3: evoluzione strutturale dell'area di Vega (F. Borraccini, Edison).

3.2 Modello Statico

Lo studio geologico e i risultati della modellizzazione statica del giacimento hanno evidenziato che il sistema poroso costituito dall'insieme della porosità primaria, vacuoli e microfratture (definibile di pseudo-matrice, poiché solo assimilabile ad un sistema primario) contiene l'85% del volume di olio in posto, mentre il reticolo delle macro-fratture ne contiene il restante 15%. Il comportamento dinamico storicamente osservato mostra che il contrasto di permeabilità esistente tra i due sistemi porosi (pseudo-matrice e fratture) non è sufficientemente forte da generare un comportamento di tipo doppia porosità (ricarica delle fratture da parte della matrice). In altre parole entrambi i sistemi porosi sono dotati sia di capacità di immagazzinamento sia di capacità di flusso, rendendo la risposta del giacimento assimilabile a quella di un mezzo poroso omogeneo. Sulla base di tali considerazioni, nel presente studio si è deciso di simulare il comportamento dinamico del giacimento adottando un approccio di tipo *single porosity*.

Il presente lavoro costituisce uno studio di analisi di rischio (*risk analysis*) del volume di olio originariamente in posto (STOOIP) calcolato in base al modello statico del campo di Vega.

La *risk analysis* è un metodo che permette di valutare il rischio associato ad incertezze di varia natura che accompagnano sempre la caratterizzazione e lo sviluppo di un giacimento petrolifero. Tale metodologia si basa sulla definizione di tutti i parametri incerti (variabili) che possono influenzare la costruzione del modello strutturale e stratigrafico nonché la distribuzione delle facies e dei parametri petrofisici del giacimento.

L'analisi di rischio è stata elaborato come segue:

- Correzione di eventuali irregolarità nella ricostruzione geometrica del grid dovute al modello di faglie utilizzato;

- Definizione dell'incertezza di alcune variabili che controllano la distribuzione delle proprietà petrofisiche e di facies;
- Integrazione del modello di fratture (DFN, Discrete Fracture Network);
- Creazione di un workflow per la ricostruzione del nuovo modello 3D di riferimento;
- Impostazione di un workflow per effettuare la risk analysis sul nuovo modello 3D.

L'analisi accurata della mappa del top formazione Siracusa utilizzata come top reservoir non ha mostrato chiare evidenze di dislocazioni che potrebbero giustificare i notevoli rigetti interpretati al top della struttura nel grid originale (fig. 4).

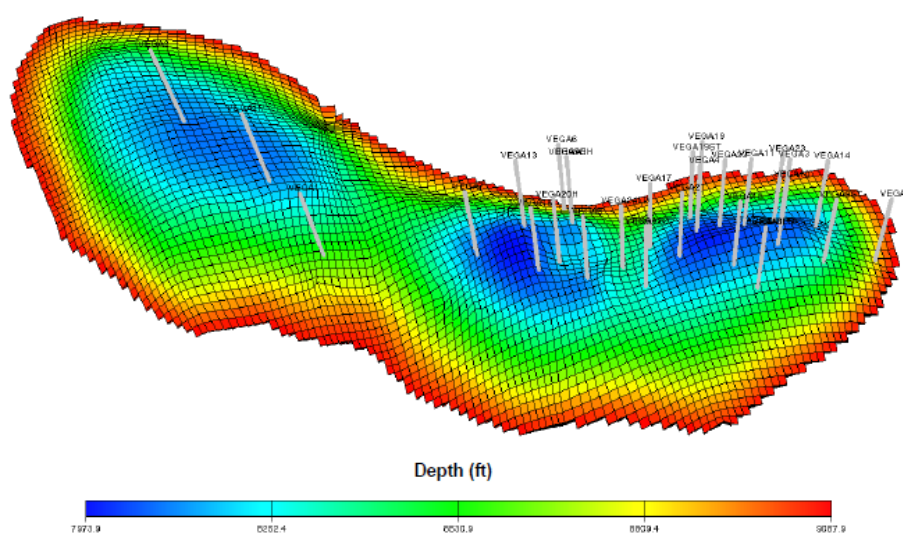


Figura 4: Grid del modello dinamico 3D con distribuzione dei valori di profondità delle celle di top

La *risk analysis* è stata effettuata sulle variabili che controllano i seguenti parametri:

- volumi di probabilità relativi alla presenza delle facies all'interno del grid;
- distribuzione (statistica e 3D) delle facies;
- distribuzione (statistica) di porosità (ϕ);
- distribuzione (statistica) di saturazione in acqua (S_{wi});
- distribuzione di porosità e saturazione in acqua nelle fratture (DFN).

Il risultato di tale analisi consiste in volumi di olio in posto (STOOIP) rappresentativi del campo in termini di probabilità cumulativa (P10, P50 e P90).

Per ogni facies sono stati definiti i volumi di probabilità che controllano arealmente e verticalmente le aree in cui le facies stesse possono essere distribuite rispetto al volume complessivo del grid. Durante la risk analysis questi volumi sono stati variati in accordo con le caratteristiche geologiche e deposizionali del modello definite dal modello geologico concettuale di riferimento, che comprende essenzialmente: i) Facies Transizionale, ii) Facies Karst e Sopratidale, iii) Facies Dolomia, iv) Facies Calcari (Calcarea 1 e Calcarea 3) e *Slope*.

In figura 5 sono rappresentati in 3D i criteri alla base della distribuzione dei volumi di probabilità relativamente alla facies Dolomia (uno dei target produttivi del giacimento).

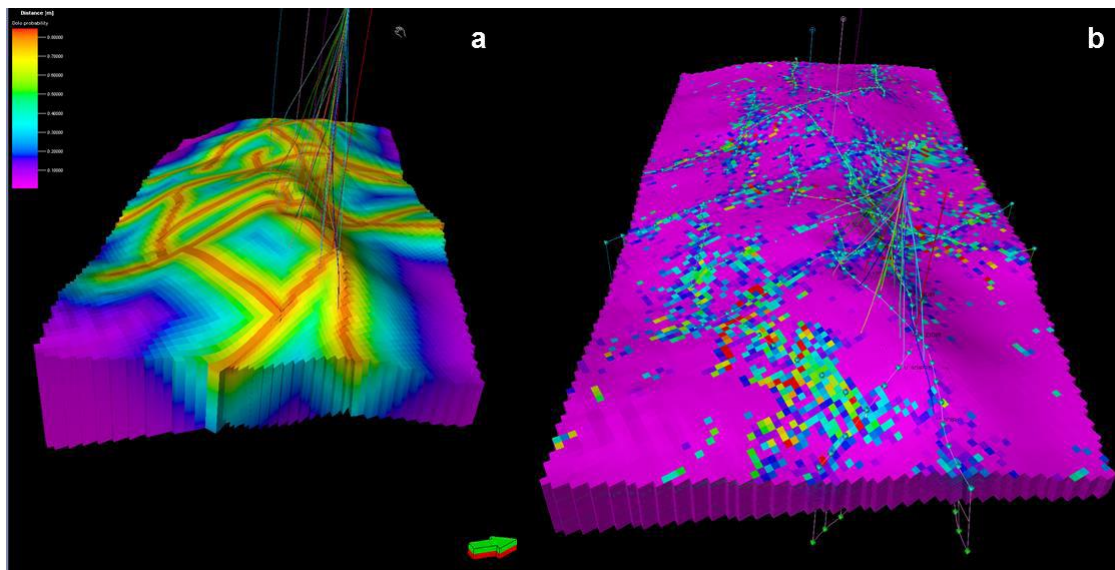


Figura 5 - Proprietà geometrica che indica la distanza di ogni cella dalle faglie del modello - (a): Probabilità di rinvenimento delle facies “Dolomia” dopo la distribuzione nel modello della proprietà VDOL (%); (b): definita usando come trend la proprietà geometrica (a) trasformata attraverso la formula riportata nel testo

Le litofacies distribuite nel modello sono rappresentate dalla facies Transizionale, Calcare1, Sopratidale, Karst, Slope, Calcare3 e Dolomia. La distribuzione di ciascuna facies è stata effettuata sulla base del volume di probabilità utilizzato come trend. La percentuale volumetrica di ogni facies all'interno del grid è controllata dalle statistiche di pozzo ovvero dai log upscalati. In particolare, si è garantito che le statistiche di pozzo fossero rispettate al di sopra del contatto olio-acqua in quanto zona di maggior interesse e per cui sono disponibili maggiori informazioni. Nella figura 6 è riportata una delle realizzazioni del modello che include tutte le facies.

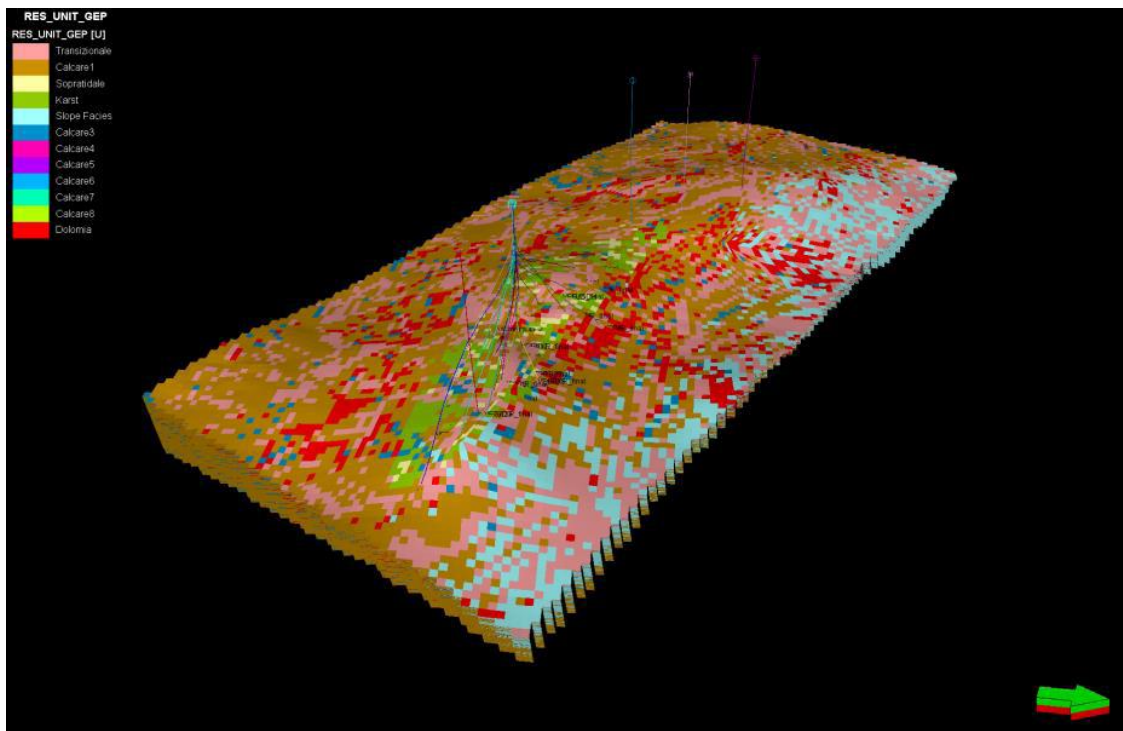


Figura 6 - Esempio di distribuzione delle facies all'interno del grid

Nell'ambito della *risk analysis* i valori minimi e massimi della porosità sono stati scelti in modo indipendente per ogni facies.

La saturazione in acqua irriducibile è stata distribuita nel modello secondo la relazione definita dalla formula di Buckles ($\phi = S_{wi} * Costante$). La costante di Buckles è compresa tra i valori 0.005 (corrispondente ad una porosità tipica di una tessitura *fine vuggy*) e 0.015 (corrispondente ad una porosità compresa tra tessiture *fine vuggy* e *sucrosic*).

La caratterizzazione della fratturazione è di fondamentale importanza. L'approccio seguito per la modellizzazione dei sistemi di fratture è stato basato sia su dati di pozzo sia sulle caratteristiche geometriche ed evolutive della struttura (e.g. curvatura, cilindricità, inclinazione, strain). Il modello di fratture (DFN) descrive in modo semiquantitativo l'intensità di fratturazione del campo (figura 7) ed è stato integrato nel progetto "*Petrel*" del campo, per realizzare la distribuzione della porosità e della saturazione in acqua nel sistema delle fratture (figura 8).

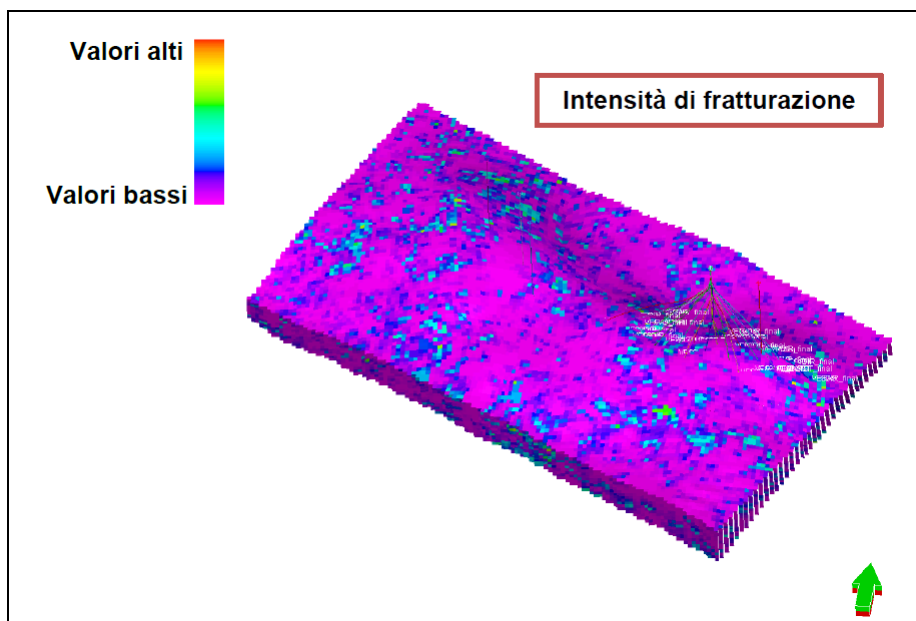


Figura 7: Modello DFN di intensità di frattura importato nel modello Petrel

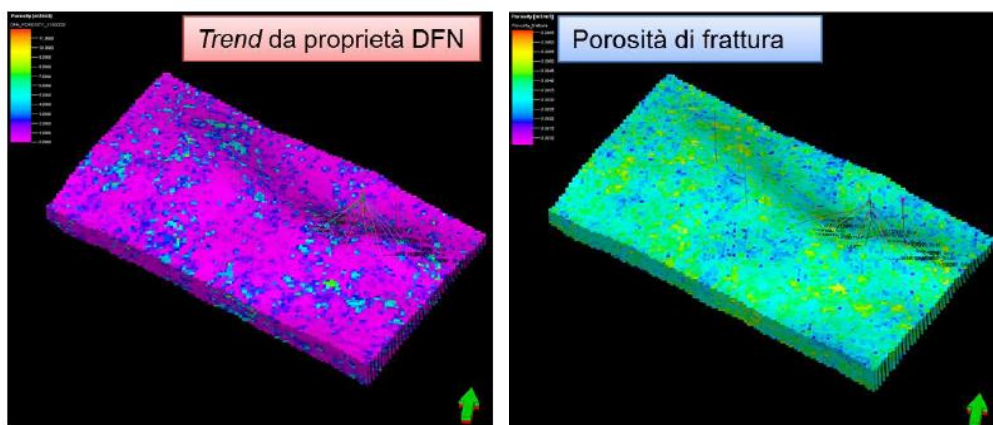


Figura 8 - Distribuzione della porosità di frattura utilizzando come trend il modello DFN

In particolare, per il modello di fratturazione sono state effettuate tre *risk analysis* diverse per investigare il contributo del volume controllato esclusivamente dalla fratturazione rispetto al volume totale. Per la prima *risk analysis* è stata utilizzata la distribuzione precedentemente descritta; per la seconda *risk analysis* è stata utilizzata una distribuzione triangolare con valori $P_{10}=0.8\%$, $P_{50}=1\%$, $P_{90}=1.2\%$; infine, per la terza *risk analysis* è stata

utilizzata una distribuzione triangolare con valori P10=0.05%, P50=0.4%, P90=1.9% derivanti dallo studio del pozzo Vega-5.

I risultati della *risk analysis* sono mostrati nella figura 9. Il valore P50 del volume di olio in posto per il campo è di 115 Msm³. Il risultato comprende sia il contributo della pseudo-matrice (porosità definita secondo il primo approccio) sia quello delle fratture (porosità caratterizzata da un intervallo di variabilità compreso tra 0.35%-0.45% con una variazione della deviazione standard tra 0.1%-0.15%).

▪ **Volume di olio in posto (STOOIP) – caso: Matrice+Frattura (1677 runs)**

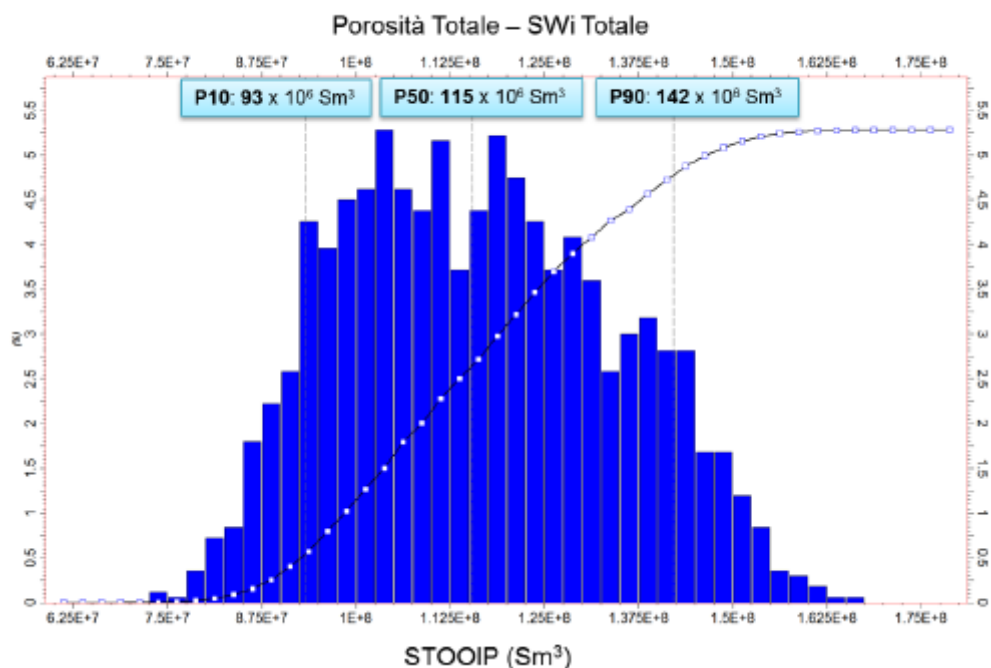


Figura 9. Istogramma con i risultati della risk analysis dopo 1677 run, considerando la porosità totale (pseudo-matrice+frattura)

Il volume d'olio originariamente in posto (OOIP) nel giacimento Vega è quindi compreso tra 585 (probabilità 90%) e 893 (probabilità 10%) Mstbo, con un valore P50 di 723 Mstbo valutato per l'intera struttura. Con riferimento al valore P50, la culminazione Vega-B contiene 321 Mstbo (circa il 44% dell'OOIP totale), contro i 402 Mstbo di Vega-A.

4. INGEGNERIA DI GIACIMENTO

4.1 Analisi dei dati dinamici

Tutti i dati storici disponibili sono stati accuratamente analizzati, processati ed elaborati prima della fase di costruzione del modello dinamico allo scopo di rappresentare nel modo più completo e corretto possibile la complessità del giacimento di Vega. L'analisi dei dati, e in particolare del comportamento storico dei pozzi attivi nell'area di Vega A, ha inoltre consentito di comprendere meglio il comportamento dinamico del giacimento e di mettere a punto un modello predittivo ragionevolmente attendibile per valutare il futuro sviluppo del campo nell'area non ancora coltivata di Vega-B.

I dati dinamici che sono stati analizzati nel corso del presente studio comprendono:

- dati di produzione;
- RCAL (*routine core analyses*);
- SCAL (*special core analyses*);
- dati PVT;
- dati di completamento dei pozzi;
- prove di produzione;
- condizioni termodinamiche iniziali.

La pressione iniziale del giacimento è stata assunta pari a 247.1 barsa (3584 psia) alla profondità (*datum depth*) di 2440 m ss (8005 ft ss), associata ad un valore di temperatura di 93 °C. Tale valore di pressione è stato ottenuto come media delle diverse stime di pressione statica eseguite durante le

campagne di test (DST) dei pozzi perforati nel campo prima dell'avvio della produzione.

Per il contatto originario olio-acqua (OWC) si è confermata la profondità di 2750 m ss (9022 ft ss), sulla base dei gradienti dei punti di pressione registrati.

Dall'esame dei dati dinamici disponibili e in particolare del comportamento dinamico storicamente osservato in corrispondenza dei pozzi dell'area di Vega-A, sono state effettuate alcune considerazioni che hanno indirizzato la procedura di calibrazione del modello dinamico e dettato alcune delle scelte effettuate in fase di *history match*.

- in virtù della presenza di un acquifero infinitamente attivo, il giacimento non presenta un trend di *depletion* apprezzabile.
- La prima fase della storia produttiva del campo è caratterizzata da portate molto elevate e da una notevole produzione di acqua associata.
- I fenomeni di interferenza tra pozzi sono talora rilevanti e rendono molto complesso il processo di calibrazione del modello.
- Il rapporto di mobilità estremamente sfavorevole rende critica la riproduzione del comportamento dinamico del sistema perché l'andamento del *watercut* è molto sensibile a piccole variazioni della saturazione in acqua.
- La seconda fase della storia produttiva (successiva al periodo di chiusura del campo che ha avuto luogo tra febbraio e dicembre 2001) è caratterizzata da una produzione con portate di olio prossime a quelle critiche e produzione di acqua limitata e controllata.
- La fenomenologia principale che condiziona il fattore di recupero finale del giacimento è l'insacco di *water coning* e *water cresting*, indotti localmente dai singoli pozzi in produzione, soprattutto nell'area centro-occidentale di Vega-A.

4.2 Modello Dinamico

Sulla base delle considerazioni espresse nei paragrafi precedenti il modello dinamico è stato realizzato utilizzando un approccio di tipo *single porosity*. La porosità utilizzata nel modello è quella totale (primaria + secondaria), mentre la permeabilità è di tipo equivalente ed è riconducibile all'intensità della fratturazione. Il modello è stato generato partendo dal modello statico di riferimento dell'intero campo, corrispondente al caso P50 della *risk analysis* effettuata per la valutazione dell'olio in posto iniziale.

La simulazione del comportamento dinamico del campo di VEGA è stata effettuata in quattro fasi distinte:

- costruzione del modello dinamico,
- inizializzazione,
- *history match* e
- previsioni di produzione (*forecast*).

4.2.1 *Costruzione del modello dinamico*

Il campo è interessato dalla presenza di un acquifero di fondo molto esteso che interessa tutta la porzione di roccia compresa tra il contatto e la formazione Streppenosa, la quale rappresenta il bottom del giacimento. Tale acquifero, il cui effetto si è reso evidente già durante i *well test* iniziali dei diversi pozzi del campo e successivamente, in modo ancora più marcato, durante la fase di produzione primaria dei pozzi ubicati nell'area di Vega-A ove il declino di pressione è stato trascurabile, costituisce a tutti gli effetti un acquifero infinito che genera un importante *water drive* (fig. 10).

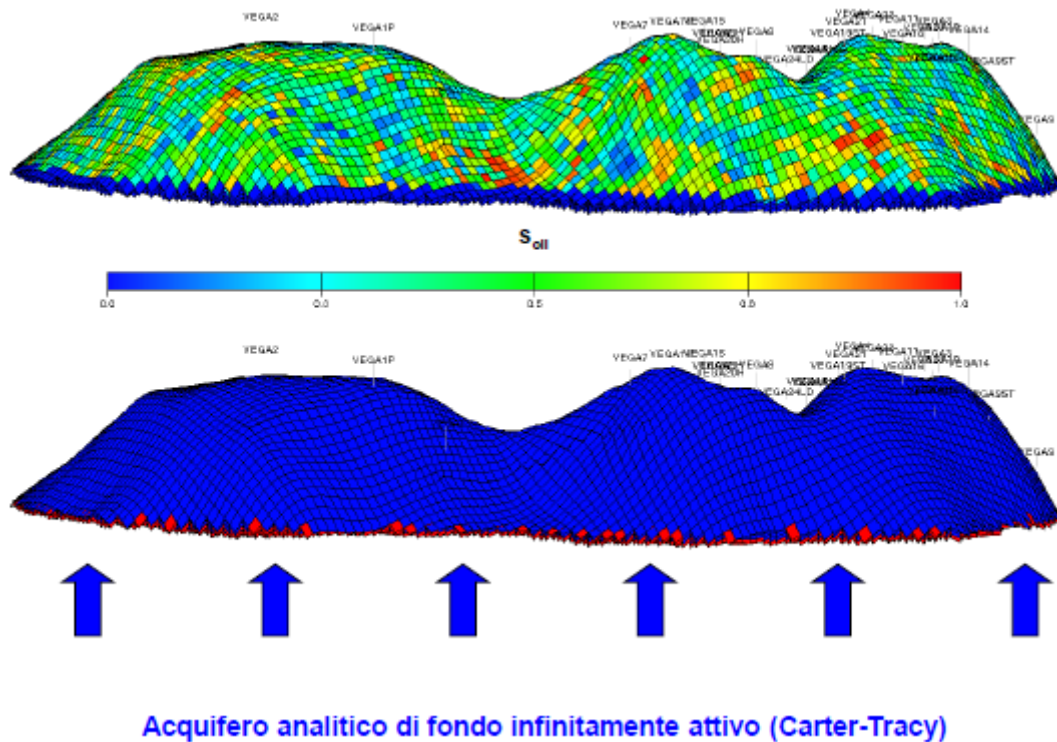


Figura 10: Definizione delle connessioni dell'acquifero

Sulla base di una serie di test preliminari di modellizzazione dinamica per la costruzione del modello dinamico definitivo si è scelto di adottare l'opzione *coarse layering* con dimensione delle celle in direzione verticale pari a 8 m (26 ft). Tale discretizzazione verticale permette, da un lato, di descrivere con sufficiente accuratezza le eterogeneità petrolifisiche presenti nel giacimento e di rispettare in modo accurato le traiettorie e i completamenti dei pozzi e, dall'altro, di contenere i tempi di simulazione entro limiti accettabili. Il *layering* finale adottato è inoltre più che sufficiente per consentire un'accurata descrizione dell'evoluzione temporale dei fenomeni di *water coning* e *water cresting* che si instaurano in corrispondenza dei pozzi durante la produzione (fig. 11)

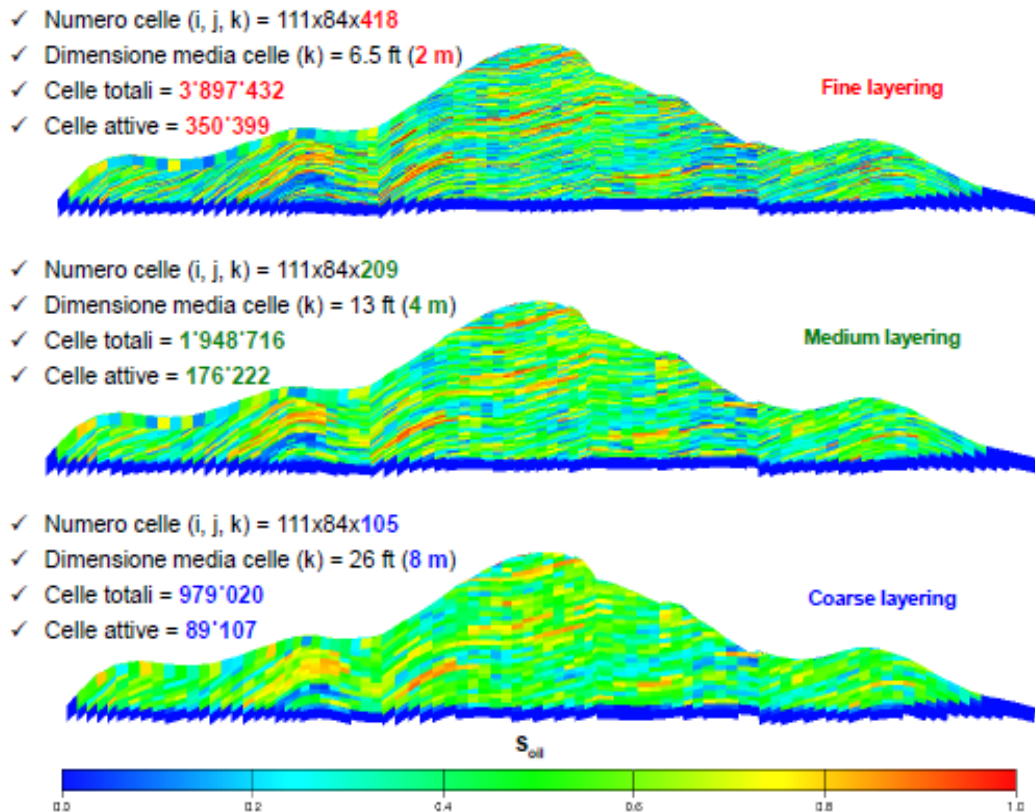


Figura 11. Layering verticale del modello dinamico

Le proprietà petrofisiche assegnate all'interno del modello dinamico (prima della fase di calibrazione) sono quelle precedentemente definite in fase di modellizzazione statica, tenendo in conto entrambi i sistemi porosi riconosciuti nello studio geologico (fig. 12):

1. sistema di pseudo-matrice: sistema comprendente la porosità primaria, i vuoti e le microfrazioni, contenente l'85% circa dell'olio in posto iniziale.
2. Sistema delle fratture: sistema costituito dalle fratture più grandi e facilmente identificabili attraverso log di immagine (FMI/FMS), contenente il restante 15% dell'olio in posto.

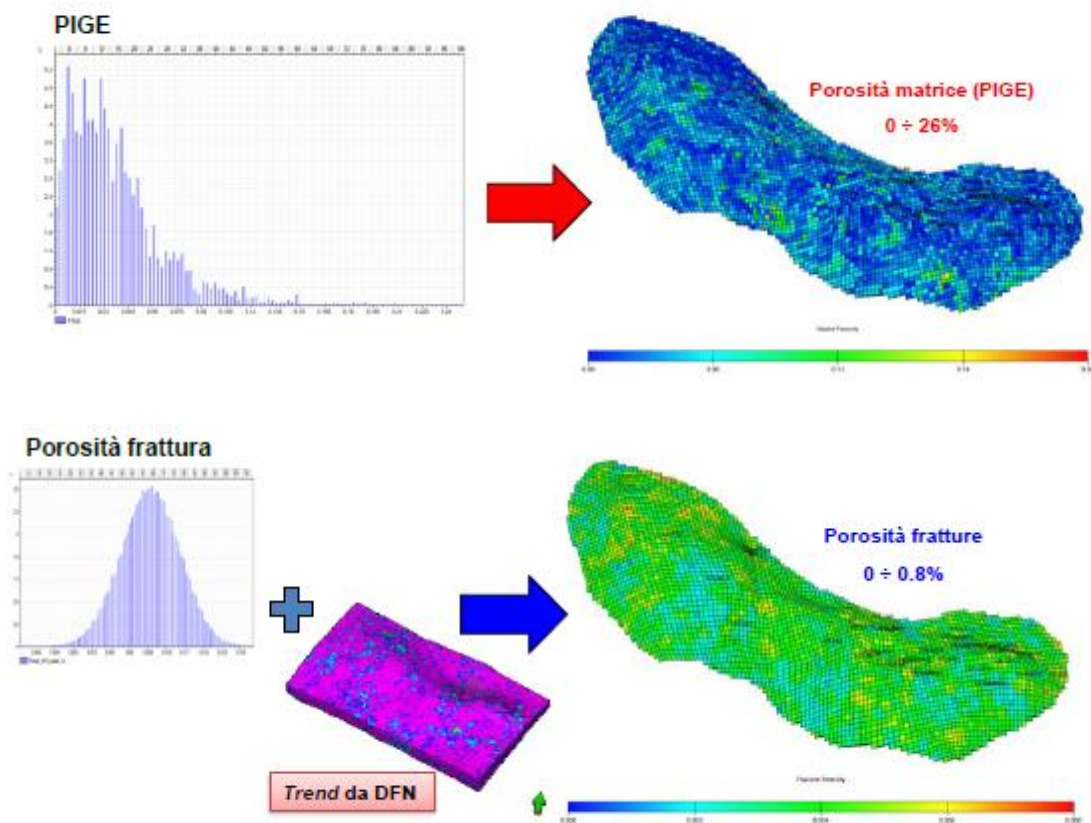


Figura 12. Distribuzione spaziale della porosità simulata.

4.2.2 Inizializzazione

Il riscontro col modello statico (P50) nel *grid* dinamico prima del lancio dell'*history match*, porta quasi alle medesime conclusioni, ovvero il quantitativo di olio in posto della struttura completa del giacimento di Vega col contributo delle matrici e delle fratture, vale $115,8 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$ (728,6 Milioni di STB).

Assumendo un'ipotetica suddivisione del campo in corrispondenza dell'area di sella presente tra le culminazioni VEGA-A e VEGA-B, il volume di OOIP dinamico risulta pari a $64,7 \cdot 10^6 \text{ mST}^3$ (407,0 Milioni di STB) nell'area di VEGA-A e pari a $51,1 \cdot 10^6 \text{ mST}^3$ (321,6 Milioni di STB) nell'area di VEGA-B (Tab. 1 e fig. 13).

Modello statico		STOOIP (x 10 ⁸ Sm ³)		
Caso	VEGA	A+B		
	Matrice + Frattura	115.0		

Modello dinamico		STOOIP (x 10 ⁸ Sm ³)		
Caso	VEGA	A+B	A	B
	Matrice + Frattura	115.8	64.7	51.1

Caso		STOOIP (x 10 ⁸ SbbI)		
VEGA		A+B	A	B
Matrice + Frattura		728.6	407.0	321.6

Tabella 1. Confronto fra OOIP statico e dinamico

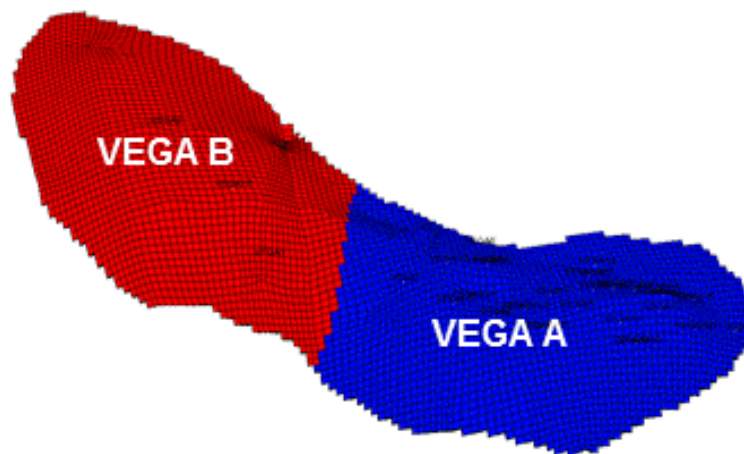


Figura 13: Suddivisione del campo nelle aree di Vega-A e Vega-B ai soli fini del calcolo dell'OOIP.

4.2.3 History Match

La fase di *history match* è stata eseguita attraverso il confronto dei valori simulati con i dati storici delle produzioni di olio e di acqua registrati per ciascun

pozzo dell'area di Vega-A a partire dalla data del 01/08/1987 fino al 31/12/2012. La calibrazione è stata eseguita simulando il comportamento dell'intero giacimento, nell'ipotesi di comunicazione idraulica tra l'area di Vega-A e quella, non ancora sviluppata, di Vega-B.

La riproduzione del comportamento storicamente osservato del campo è stata effettuata imponendo il rispetto della portata liquida prodotta (e non della portata di olio) e controllando le portate e i volumi cumulativi dei due fluidi alla fine della storia produttiva. Poiché la *depletion* del campo è stata trascurabile, la pressione non rappresenta un parametro di match significativo; inoltre i dati di pressione disponibili sono molto limitati e, in particolare, non esistono campagne di misura della pressione statica a fondo pozzo durante la storia produttiva del campo.

Il confronto tra le portate giornaliere e i volumi cumulativamente prodotti di olio e di acqua simulati a livello di campo e i corrispondenti dati misurati è riportato nella fig. 14.

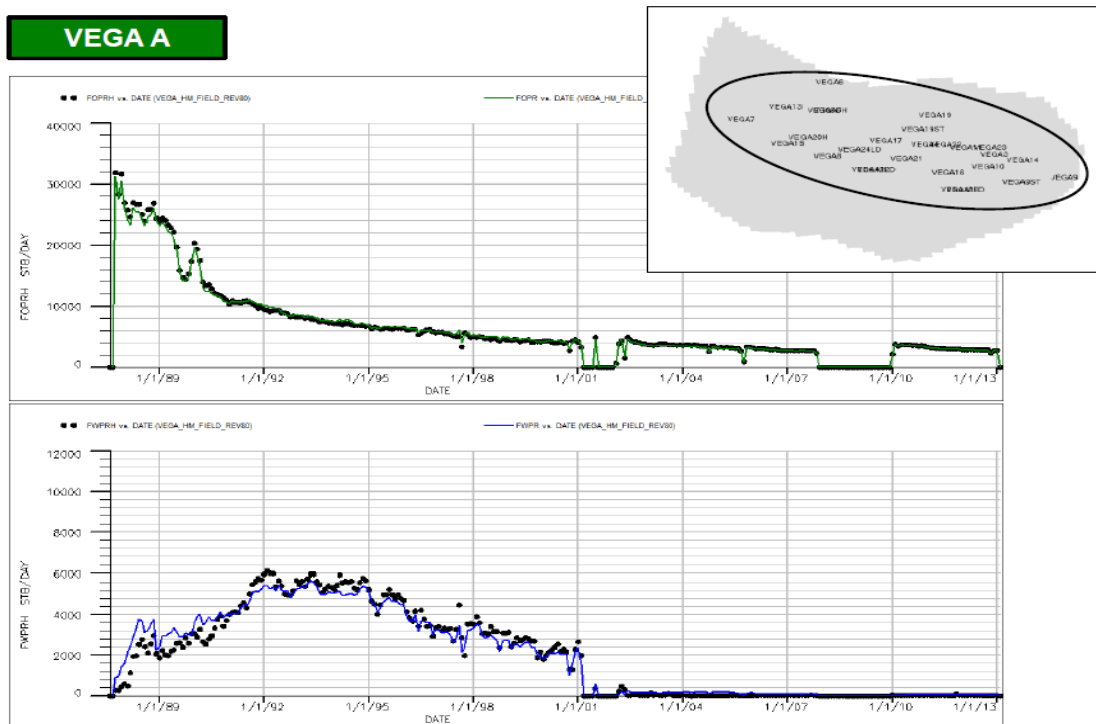


Figura 14: HM - Confronto portate di olio e acqua misurate e simulate di Campo

L'introduzione del modello di fratturazione (DFN) nell'ultimo studio di giacimento (2013) ha restituito un match della storia passata molto accurato grazie alla buona ricostruzione dell'intero giacimento sia della zona sviluppata di Vega-A che della zona ancora non sviluppata di Vega-B.

Il comportamento produttivo di tutti i pozzi è stato riprodotto in modo molto accurato ed a titolo d'esempio si riporta il comportamento del pozzo Vega-12, con l'andamento del fenomeno di *coning/cresting*, che variava al variare della portata; fenomeno che si è dimostrato reversibile, analizzando il periodo che va dal 2001 al 2002. Nella figura 15 è possibile apprezzare l'abbassamento del cono di acqua in corrispondenza del pozzo a seguito della riduzione della portata liquida.

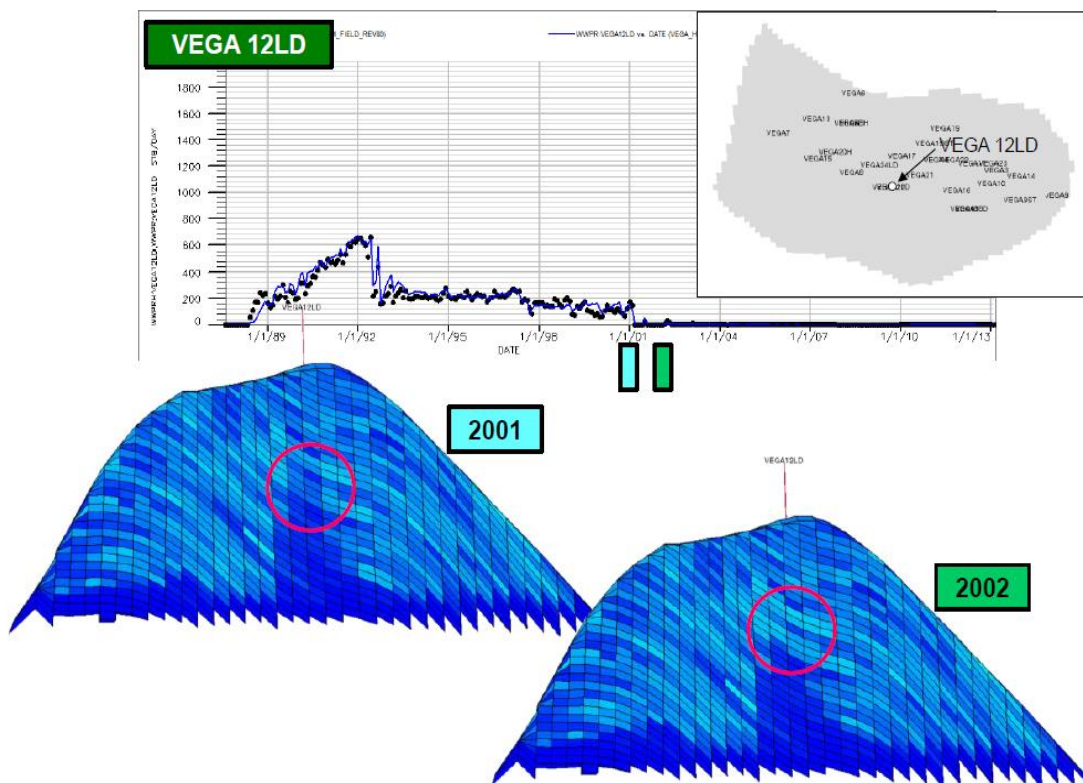


Figura 15: HM- Evoluzione del cono d'acqua in corrispondenza del pozzo Vega-12LD tra il 2001 e il 2002.

L'ottimo match conseguito conferma quindi che il comportamento del giacimento e la sua complessa dinamica sono stati adeguatamente descritti e riprodotti. Si ritiene quindi di avere messo a punto uno strumento affidabile per effettuare le successive previsioni di produzione.

4.2.4 Fase di forecast – Vega-A (caso “do-nothing”).

Si premette che la produzione realizzata dal campo di Vega nel 2015 è pari a 0,81 Milioni STB. Il campo è attualmente in regolare produzione attraverso 15 pozzi, in erogazione spontanea, realizzando una produzione giornaliera complessiva di circa 2350 BOPD. La produzione viene esercita da quasi 15 anni monitorando in superficie le condizioni erogative di ciascun pozzo in modo da prevenire fenomeni di *water coning* in formazione e quindi produzioni di acqua in superficie.

Il caso *do-nothing* è stato confrontato con le stime di produzione attesa ottenute attraverso l'impiego delle curve di declino in modo da garantire la rappresentatività dei risultati ottenuti in riferimento all'evoluzione storica della produzione di olio.

Riportando i dati di produzione storica del campo (portata giornaliera di produzione di olio in funzione della produzione cumulativa di olio) su un grafico semilogaritmico è possibile riconoscere un trend di declino lineare (figura 16), ovvero di tipo armonico, del tutto compatibile con un giacimento fratturato soggetto a forte spinta da parte dell'acquifero, quale VEGA.

L'equazione della curva di declino armonica (rappresentata da una retta di colore blu nel grafico semilogaritmico) è la seguente:

$$q = 10^{[C - n * Q]}$$

dove:

q = portata giornaliera di produzione di olio a livello di campo;

Q = produzione cumulativa di olio a livello di campo;

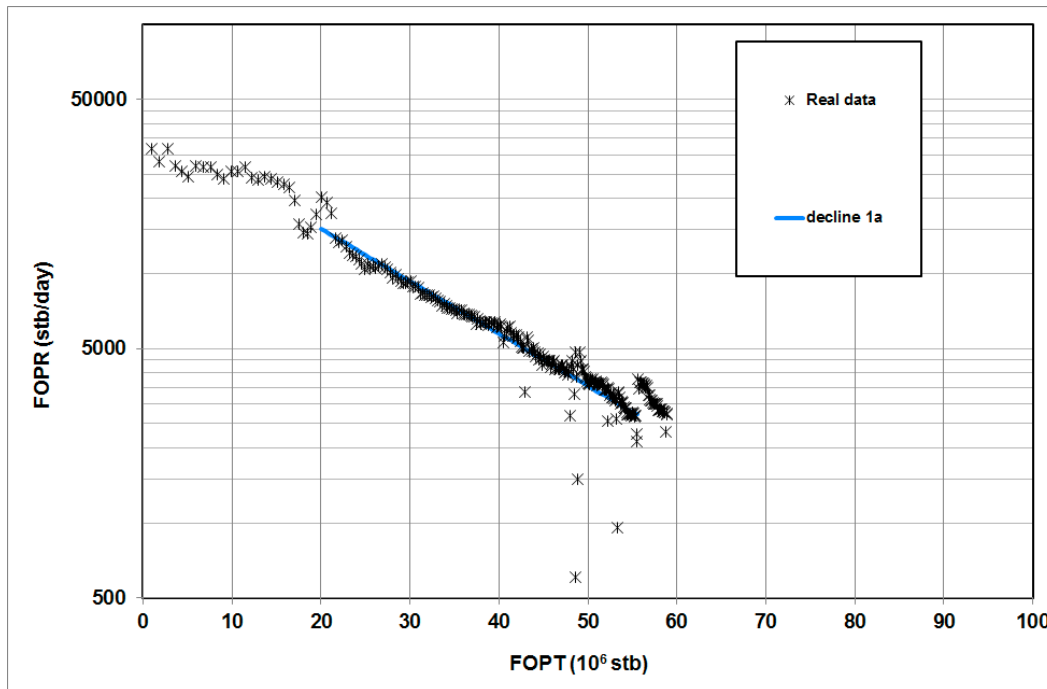


Figura 16 - Dati storici – Declino storico del campo

Per tutte le simulazioni effettuate è stato considerato uno scenario produttivo della durata complessiva di 28 anni. Scenari produttivi a più lungo termine sono stati giudicati meno attendibili a causa dell'elevata complessità del giacimento.

La figura 17 riporta l'andamento simulato della portata giornaliera di produzione di olio e di acqua a livello di campo per il caso *do-nothing*. La stessa figura riporta anche i corrispondenti dati di produzione storici ed evidenzia chiaramente che il profilo simulato ben si raccorda con i dati storici e che la produzione di acqua prevista rimane praticamente trascurabile per tutti i 28 anni simulati.

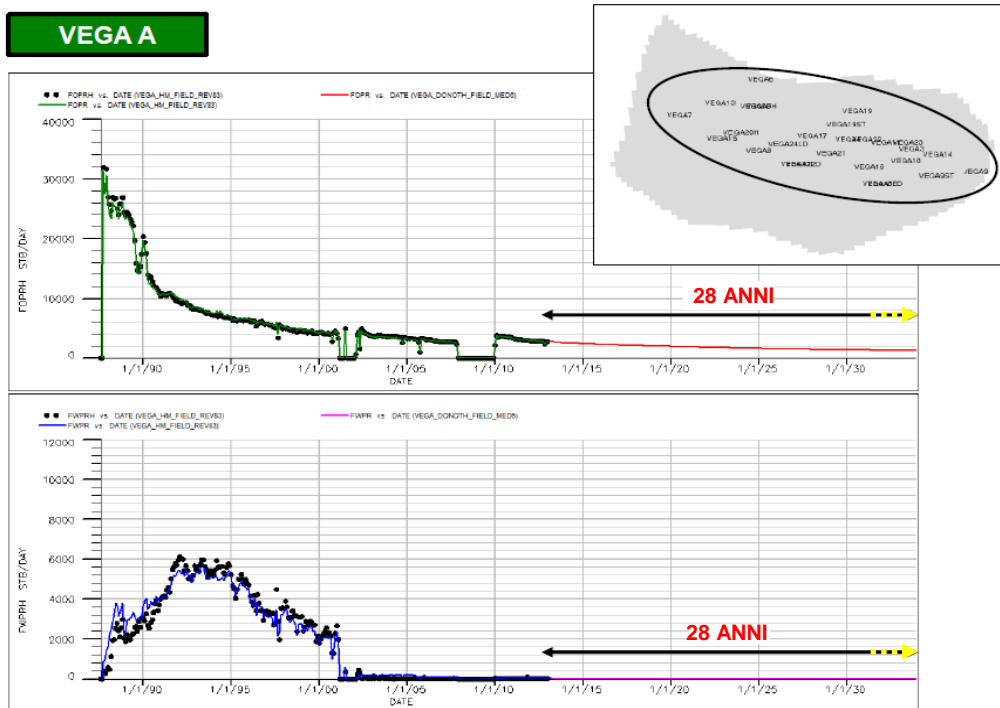


Figura 17 - Caso “do-nothing” – Portata giornaliera di produzione dell’olio e dell’acqua

La figura 18 mostra le produzioni cumulative di olio e di acqua a livello di campo nella fase storica e nel periodo previsionale simulato nel caso *do-nothing*. La produzione cumulativa di olio finale risulta pari 73.5 MSTBO, con un valore delle riserve residue di olio producibili nell’arco previsionale considerato (2013-2041) pari a 14.5 MSTBO.

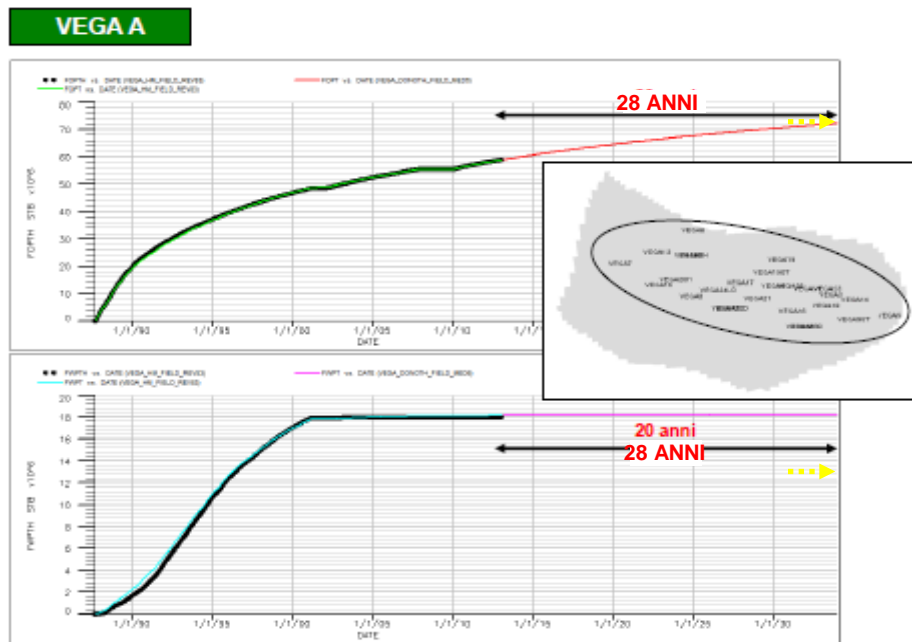


Figura 18 - Caso “do-nothing” – Produzione cumulativa di olio e di acqua

Riportando i dati di produzione del caso do-nothing (portata giornaliera di produzione di olio in funzione della produzione cumulativa di olio) su un grafico semilogaritmico (figura 19) è possibile riconoscere lo stesso trend di declino dei dati di produzione storici, rappresentato in questo caso da una legge armonica con espressione $q = 10^{[4.7 - 0.021 * Q]}$. Ciò conferma la rappresentatività dei dati simulati rispetto al declino storico del campo.

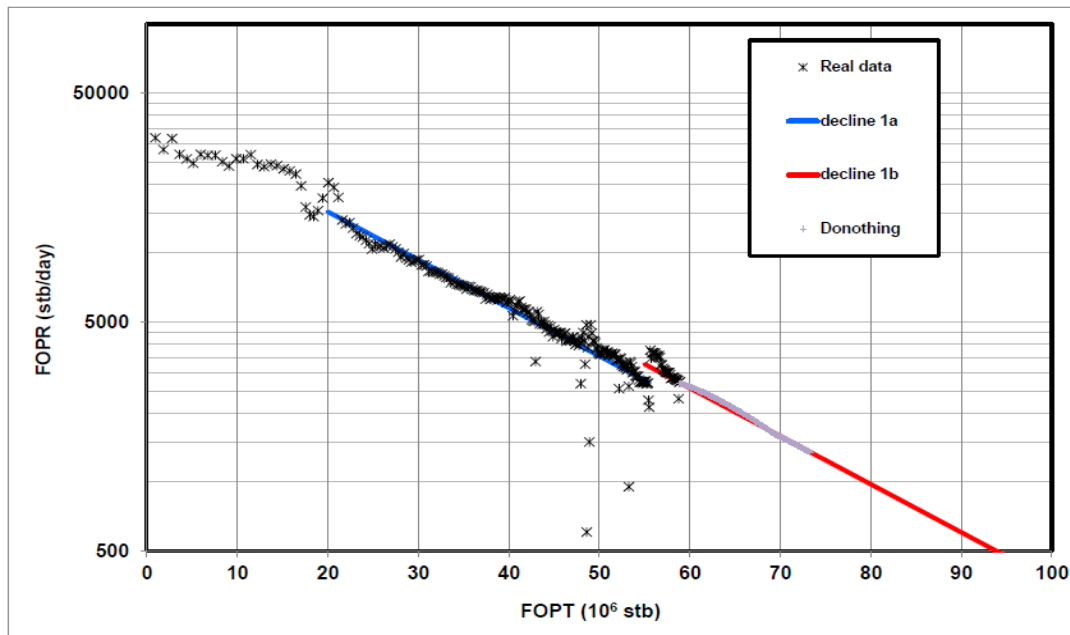


Figura 19 - Caso do nothing – Declino storico e simulato del campo

Le riserve residue di olio producibili e il fattore di recupero finale dell'olio stimato sulla base del volume di olio in posto iniziale (OOIP) determinato alla fine della fase di calibrazione del modello dinamico. Il fattore di recupero finale del campo, sul volume cumulativo, risulta nel caso do nothing pari al 10.1%, con un incremento significativo rispetto a quello attuale (8.1%).

Con riferimento alla sola culminazione Vega-A e nell'ipotesi di mantenere l'attuale assetto produttivo dei pozzi, il caso do nothing lanciato dal gennaio 2013, prevede quindi una produzione complessiva di ulteriori 14,5 Milioni STB di olio, fino al 31 dicembre 2041, con una portata di campo che da 2700 BOPD (gen 2013) declina sino a circa 1300 BOPD a fine 2041. Il fattore di recupero a fine periodo raggiunge il valore del 18,0% per la sola culminazione Vega-A.

Nel prossimo periodo di vigenza decennale della concessione (2013-2022), la produzione totale di olio attesa da Vega-A è stimata in circa 7.4 Milioni STB, con un declino complessivo della portata del 29% su 10 anni.

4.2.5 Fase di forecast – Vega-B

Per quanto riguarda la culminazione Vega-B si prevede uno sviluppo mediante piattaforma fissa e 12 pozzi produttori con profilo deviato (*slanted wells*), con inclinazioni variabili nei vari pozzi in funzione della loro ubicazione e dell'andamento del top del giacimento. Le previsioni di produzione con tale assetto produttivo sono state elaborate a partire dai risultati dei modelli 3D di giacimento del 2013.

Considerato che la parte occidentale del campo di Vega (Vega-B) non è mai stata oggetto di coltivazione e che i dati e le informazioni disponibili sono piuttosto limitati nonché affetti da un elevato livello di incertezza, la simulazione del comportamento produttivo di tale area è stata definita attraverso un'ampia analisi di rischio. L'obiettivo è stato perseguito tenendo conto delle analogie esistenti con il giacimento che occupa l'area orientale del campo (Vega-A) e del comportamento dinamico storicamente manifestato da quest'ultimo.

La *risk analysis*, volta a valutare il rischio associato alle incertezze di varia natura che sempre si accompagnano alla caratterizzazione e allo sviluppo di un giacimento petrolifero, si è basata sull'identificazione di tutti i parametri incerti, di natura geologica o dinamica, che possono influenzare le previsioni di produzione e di recupero degli idrocarburi ottenute mediante simulazione del comportamento futuro del giacimento.

La *risk analysis* per il modello dinamico del campo di Vega è stata definita sulla base dei risultati derivanti dalla *risk analysis* effettuata in precedenza per il modello statico, utilizzando lo stesso *workflow* per il calcolo delle proprietà petrofisiche. In particolare, sono stati mantenuti inalterati i parametri relativi ai limiti delle singole variabili petrofisiche impiegate per la costruzione del modello statico, salvando copia di tutte le proprietà (ϕ_{TOTALE} , $\phi_{PSEUDOMATRICE}$, $\phi_{FRATTURA}$, S_{wi} TOTALE) necessarie per il calcolo della permeabilità assoluta

da impiegare nella fase di simulazione dinamica.

La fase previsionale per la valutazione dello sviluppo del campo nell'area di Vega-B ha previsto le seguenti fasi di lavoro:

- definizione del caso deterministico di riferimento per l'ottimizzazione dei piani di sviluppo (caso impiegato per l'esecuzione dell'*history match* dell'area orientale del campo Vega-A);
- definizione dei parametri incerti e delle modalità di analisi del rischio;
- ottimizzazione dei piani di sviluppo in termini di ubicazioni dei pozzi, strategia di produzione e tipologia di pozzo;
- esecuzione della *risk analysis* e analisi statistica dei risultati.

Gli scenari previsionali relativi all'area di Vega-B sono stati definiti assumendo le stesse modalità operative di esercizio dei pozzi nell'area di Vega-A (pozzi in erogazione spontanea con portate prossime a quella critica). Anche in questo caso, dunque, la regolazione della portata liquida dei pozzi in funzione del *watercut* è stata implementata attraverso la definizione di un limite massimo di *watercut* pari all'1% e di un fattore di riduzione della portata liquida che viene applicato se la produzione di acqua supera il limite di *watercut* imposto.

È stato inoltre assegnato un limite di pressione minima alla testa pozzo pari a 135 psia ed è stata assunta una portata liquida target iniziale massima pari a 10'000 BOPD (circa 8'000 BOPD di olio), compatibile con la capacità della *flowline* che collegherà la nuova piattaforma alla piattaforma di Vega-A.

Per la simulazione del comportamento futuro dell'area di Vega-B sono stati definiti vari scenari di *forecast*, differenziati per numero e tipologia dei pozzi di sviluppo. Gli scenari sono stati generati in diverse fasi di studio, partendo dalla definizione di casi preliminari semplificati, volti a esaminare la risposta generale del sistema, e passando poi a scenari via via più realistici con una procedura di

ottimizzazione delle ubicazioni e delle traiettorie dei pozzi guidata anche da analisi economiche preliminari.

Tutti gli scenari di *forecast* sono stati realizzati utilizzando il modello complessivo (Vega-A + Vega-B). Per l'area di Vega-A, in ciascuna realizzazione è stata simulata nuovamente la fase storica di produzione ed il caso *do-nothing* in fase previsionale.

Il notevole grado di eterogeneità del giacimento rende particolarmente complicato effettuare previsioni attendibili del comportamento dinamico futuro. La storia dello sviluppo dell'area di Vega-A ha infatti evidenziato una variabilità estremamente ampia delle prestazioni dei pozzi storici. In particolare, alcuni pozzi hanno avuto prestazioni erogative assolutamente eccezionali, mentre altri sono risultati decisamente scadenti e in alcuni casi sono stati prematuramente chiusi a causa del repentino e massiccio arrivo di acqua. Se è vero che i pozzi migliori sono ubicati in una zona del campo (quella più orientale) caratterizzata dalla più intensa fratturazione per l'intersezione di 3 faglie principali, va anche detto che esistono notevoli margini di incertezza sulla distribuzione della fratturazione nelle zone inesplorate del giacimento. Pertanto, sebbene l'ubicazione dei pozzi in Vega-B sia stata in parte guidata dalla caratterizzazione petrofisica, che dovrebbe aver identificato le aree maggiormente fratturate, è comunque prudentiale attendersi che, in analogia ai pozzi di Vega-A, anche i futuri pozzi di sviluppo dell'area di Vega-B possano avere prestazioni molto diverse.

Negli ultimi anni il campo di Vega-A è stato gestito in modo tale da mantenersi il più possibile nelle condizioni di portata critica, con produzione bassissima di acqua. Questo obiettivo è stato raggiunto grazie a continui interventi manuali di regolazione delle portate erogate dai pozzi, effettuati con perizia da operatori esperti. Dal punto di vista della modellizzazione dinamica è dunque il *watercut* il parametro determinante per stabilire la produzione di olio e il suo declino nel tempo. La ripartizione tra i volumi di olio e di acqua prodotti

è funzione delle permeabilità assolute, le quali influenzano l'innesco e l'evoluzione temporale dei fenomeni di *water coning* e *water cresting* in corrispondenza dei pozzi in produzione. Tuttavia la permeabilità assoluta, oltre ad essere il parametro più critico nel determinare la risposta dinamica del sistema, è anche il parametro più incerto. Ne consegue che il modello dinamico del campo ha due limitazioni principali quando viene impiegato per effettuare previsioni di produzione: il livello di incertezza relativo alle distribuzioni di permeabilità e la limitata sensibilità, intrinseca allo strumento di simulazione, a valori di *watercut* bassissimi. Tali limitazioni sono state tenute in conto sia considerando un *range* sufficientemente ampio e statisticamente rappresentativo dell'incertezza associata alla distribuzione dei valori di permeabilità assoluta sia, soprattutto, guidando la risposta del modello sulla base del comportamento dinamico storicamente osservato nell'area di Vega-A. I risultati di tutte le simulazioni effettuate per l'area di Vega-B sono stati validati prendendo a riferimento il comportamento di Vega-A, sia in termini di forma ed evoluzione temporale del declino di produzione, sia di produzione media per pozzo sia, infine, di intervallo di variabilità tra le prestazioni dei singoli pozzi di sviluppo.

Considerati l'estrema eterogeneità del giacimento, l'elevato grado di incertezza nell'area solo parzialmente esplorata di Vega-B e l'estrema variabilità di prestazioni dei pozzi storici di Vega-A, l'eccessiva riduzione del numero di pozzi comporta un elevato livello di rischio. Al contrario, un numero di pozzi sufficientemente alto consente di ripartire il rischio su più dreni rendendo il piano di sviluppo meno vulnerabile alle eterogeneità locali. Infine, considerato il peso che le eterogeneità locali possono avere sul comportamento produttivo dei pozzi, uno sviluppo progressivo del campo, perforando i diversi dreni in sequenza, rappresenta la soluzione migliore per mitigare i rischi circa i profili di produzione attesi e le riserve sviluppabili. In tal senso il recupero di riserve finale maggiore è stato ottenuto con 15 pozzi, numero scelto sulla base di un criterio di proporzionalità tra i valori di OOIP

relativi all'area di Vega-A e di Vega-B. Il numero massimo di pozzi realizzabile è comunque limitato dal numero di slot previsti sulla nuova piattaforma, ovvero 12, limite utilizzato per la definizione degli scenari ottimizzati.

Sulla base delle simulazioni effettuate, inoltre, i pozzi a maggiore inclinazione (fino a sub-orizzontali) risultano i più efficaci nel consentire un incremento delle prestazioni poiché consentono di massimizzare sia il prodotto " kh " sia la distanza dal contatto olio-acqua, garantendo un maggiore potenziale produttivo e ritardando al contempo l'arrivo dell'acqua. In ogni caso le prestazioni risultano fortemente condizionate dalle proprietà petrofisiche locali delle celle intercettate e le eterogeneità locali rendono impossibile la definizione di una lunghezza ottimale del dreno nel giacimento.

Le simulazioni effettuate per valutare l'impatto della strategia di produzione (apertura simultanea o, in alternativa, sequenziale dei pozzi) hanno messo in luce la possibilità di anticipare la produzione nella fase di *ramp-up* iniziale, pur con una inevitabile riduzione della portata massima iniziale di olio realizzabile rispetto al caso con apertura simultanea dei pozzi. L'impatto dei profili di produzione risultanti è piuttosto sensibile in termini di ritorno economico, sebbene, a vita intera, l'effetto in termini di recupero finale non sia particolarmente rilevante.

Visto l'impatto economico dei profili di produzione generati dalle simulazioni con *start-up* sequenziale dei pozzi, il cui *start-up* riflette schedule di perforazione realistiche basate sul profilo di ciascun pozzo, gli scenari ottimizzati si sono basati quindi su tale criterio.

Sulla base di quanto riassunto sopra, si è alla fine giunti alla definizione di uno scenario finale ottimizzato a 12 pozzi (di cui si accennava ad inizio capitolo), che fornisce il maggiore recupero di olio, i migliori profili di produzione ed il migliore ritorno economico.

La durata complessiva della perforazione dei 12 pozzi è di circa due anni, pertanto, visto che l'ultimo pozzo entra in produzione dopo circa due anni, il

modello considera un intervallo temporale della durata complessiva di circa 22 anni.

Le riserve complessive dello scenario di sviluppo ottimizzato a 12 pozzi ammontano a circa 30.9 Milioni STBO, recuperabili in circa 22 anni a partire da aprile 2019 (data assunta in base ai tempi di esecuzione del progetto e di completamento dell'iter autorizzativo).

Tali riserve corrispondono ad una produzione cumulativa media per pozzo di circa 2.6 Milioni STBO, in linea con la produzione cumulativa media storica dei pozzi di Vega-A (circa 2.7 Milioni STBO) su un analogo arco temporale.

Inoltre, fra i vari scenari simulati, tale scenario ottimizzato a 12 pozzi è l'unico a consentire una produzione giornaliera (picco di circa 7500 BOPD) che si avvicini ai valori target e di limite di 8000 BOPD ipotizzato per Vega-B.

Nell'ipotesi di partire con la produzione da Vega-B nell'aprile 2019, i volumi di olio complessivamente producibili dalla concessione (Vega-A + Vega-B) nel prossimo periodo di vigenza decennale (2013-2022) sono pari a circa 15.1 Milioni STBO (7.4 MSTBO da Vega A + 7.7 MSTBO da Vega B, rispettivamente).

Il profilo complessivo di produzione d'olio risultante per lo sviluppo di Vega (Vega-B + Vega-A) considerando la reale produzione alla fine del 2015, gli attuali pozzi in produzione su Vega-A e i futuri 12 pozzi produttori su Vega-B, ottimizzati (con *start-up* sequenziale) e simulati su un arco temporale di circa 22 anni (ipotesi da aprile 2019 fino a maggio 2041) è riportato nella figura 20.

Tale scenario prevede un recupero complessivo di oltre 104.4 Milioni di STBO di cui, 30.9 Milioni STBO drenabili dai 12 pozzi della piattaforma di Vega-B in 22 anni. A fine simulazione il campo di Vega raggiunge un fattore di recupero complessivo (R.F.) pari a circa il 14.3% sul volume totale di Olio Originariamente In Posto (OOIP).

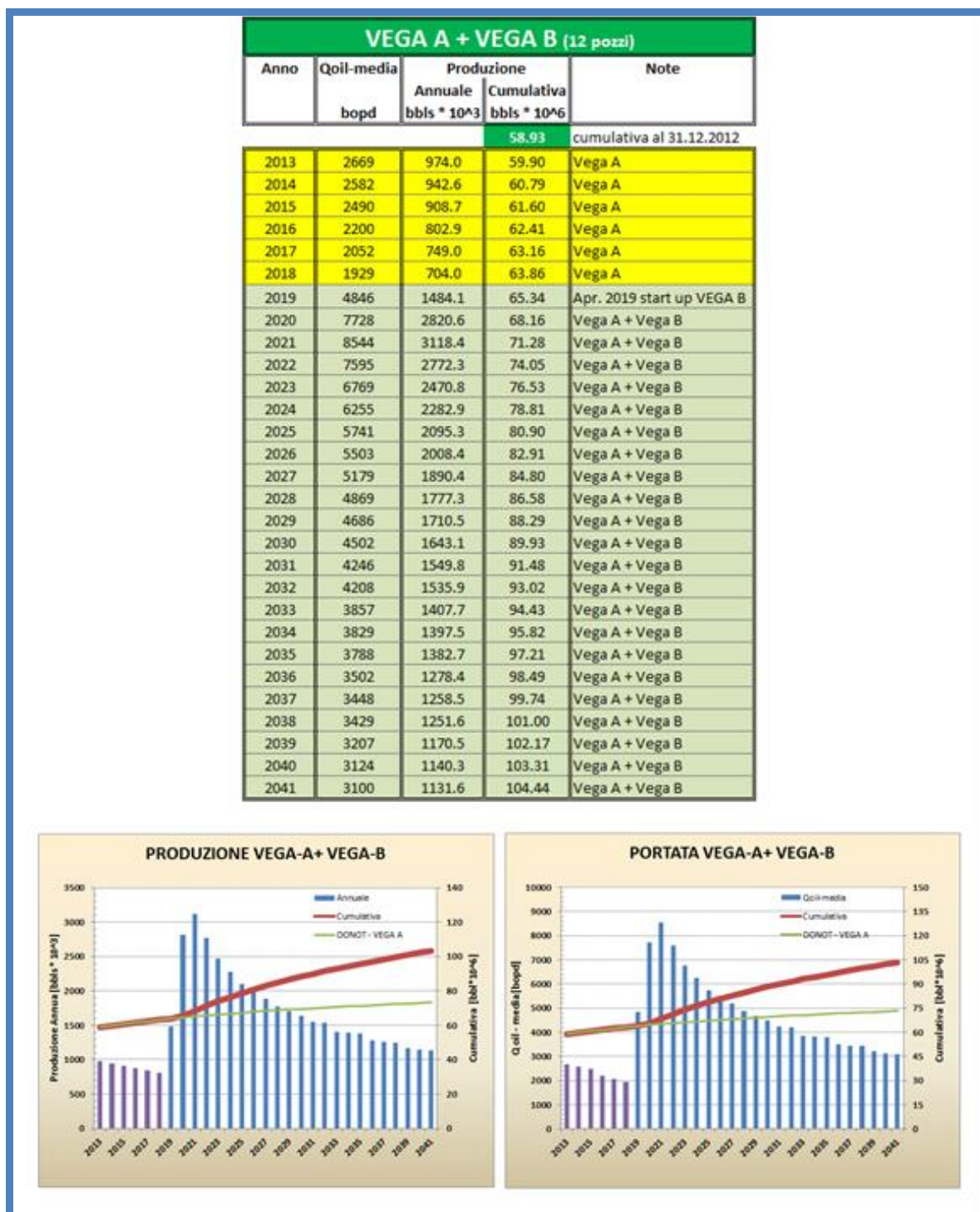


Figura 20. Produzione annuale e cumulativa di Vega (Vega-A + Vega-B 12 pozzi)

Fra i vari scenari ipotizzati, si è comunque simulato anche uno scenario di sviluppo basato sulla perforazione di soli 4 pozzi, rispondente ai criteri ed alle limitazioni presenti nel “Quadro di Riferimento Progettuale” dello SIA, presentato nel maggio del 2012 e previsti dal Decreto Ministeriale n.68 del 16/04/2015, per valutarne il potenziale produttivo e in termini di riserve, nonché il grado di attendibilità in termini previsionali.

Si sottolinea che, per massimizzare il recupero di olio anche in questo scenario a 4 pozzi, si sono scelti i migliori (in termini di potenziale produttivo) 4 pozzi di Vega-B, pur nell'ipotesi di rispettare pienamente criteri e limitazioni previsto nel “Decreto”.

Tale scenario a 4 pozzi, benché ottimizzato, genera un recupero finale e dei profili di produzione insufficienti a garantire uno sviluppo economico di Vega-B.

Questi 4 pozzi sono comunque gli stessi 4 pozzi, e nella stessa sequenza di perforazione e di start-up della produzione, previsti nel scenario di sviluppo ottimale a 12 pozzi. Ciò consente un confronto coerente in termini predittive dei due scenari ottimizzati qui rappresentanti (a 4 e 12 pozzi).

Le riserve complessive dello scenario ottimizzato a 4 pozzi ammontano a circa 17.6 Milioni STBO, recuperabili in circa nel medesimo arco temporale (22 anni) dello scenario a 12 pozzi.

Tali riserve corrispondono ad una produzione cumulativa media per pozzo di circa 4.4 Milioni STBO, largamente superiore (di circa il 65%) alla media di Vega-A, e soggetta quindi ad un chiaro rischio in termini di performance produttive attese.

La produzione giornaliera (picco di circa 4000 BOPD) di tale scenario ottimizzato a 4 pozzi è inoltre largamente inferiore ai valori target e di limite di 8000 BOPD ipotizzato per Vega-B.

I volumi di olio complessivamente producibili dalla concessione (Vega-A + Vega-B) nel prossimo periodo di vigenza decennale (2013-2022) in questo scenario scendono a circa 12,4 Milioni STBO (7,4 MSTBO da Vega-A + 5 MSTBO da Vega-B, rispettivamente).

Il profilo di produzione d'olio risultante per lo sviluppo di Vega-B con 4 pozzi produttori ottimizzati (con start-up sequenziale), su una arco temporale di circa 22 anni è riportato in tabella 3 e nelle figure 22 e 23.

Anno	Qoil-media bopd	Produzione	
		Annuale bbls * 10 ³	Cumulativa bbls * 10 ³
2015			
2016	VEGA-B start-up : aprile 2019		
2017	4 pozzi		
2018			
2019	3487	945	945
2020	4045	1476	2421
2021	3793	1384	3806
2022	3268	1193	4998
2023	2881	1052	6050
2024	2646	966	7016
2025	2400	876	7892
2026	2309	843	8735
2027	2164	790	9525
2028	2020	737	10262
2029	1948	711	10973
2030	1872	683	11656
2031	1754	640	12296
2032	1757	641	12937
2033	1579	576	13514
2034	1584	578	14092
2035	1583	578	14670
2036	1435	524	15193
2037	1423	520	15713
2038	1429	522	16234
2039	1315	480	16715
2040	1281	468	17182
2041	1283	468	17650

Tabella 2: Previsioni di produzione a vita intera per Vega-B con 4 pozzi produttori con profilo deviato da piattaforma fissa.

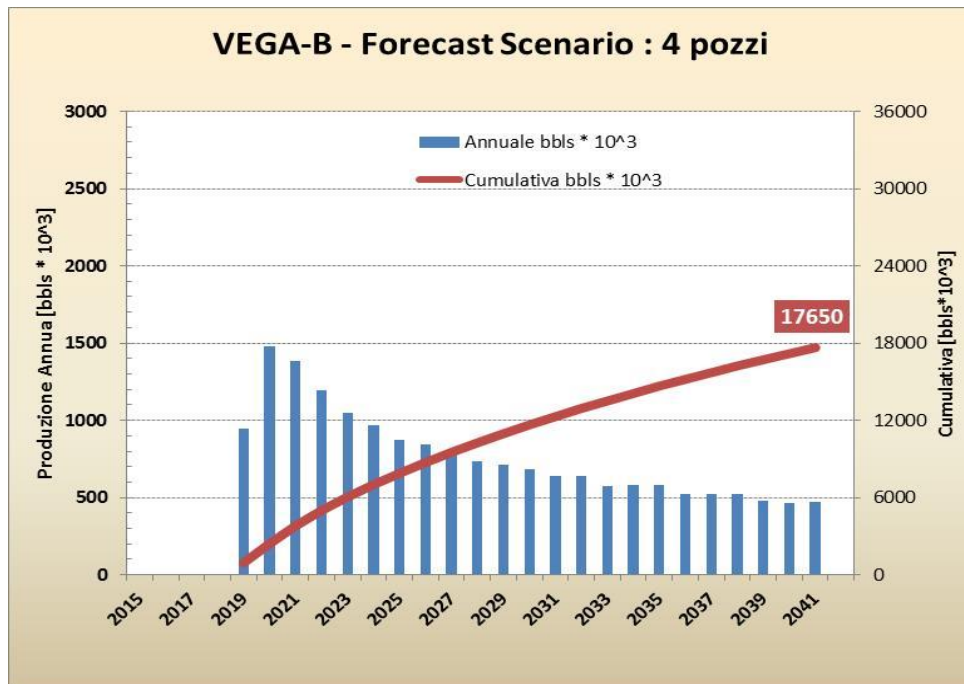


Figura 22. Produzione annuale e cumulativa di Vega-B da 4 pozzi

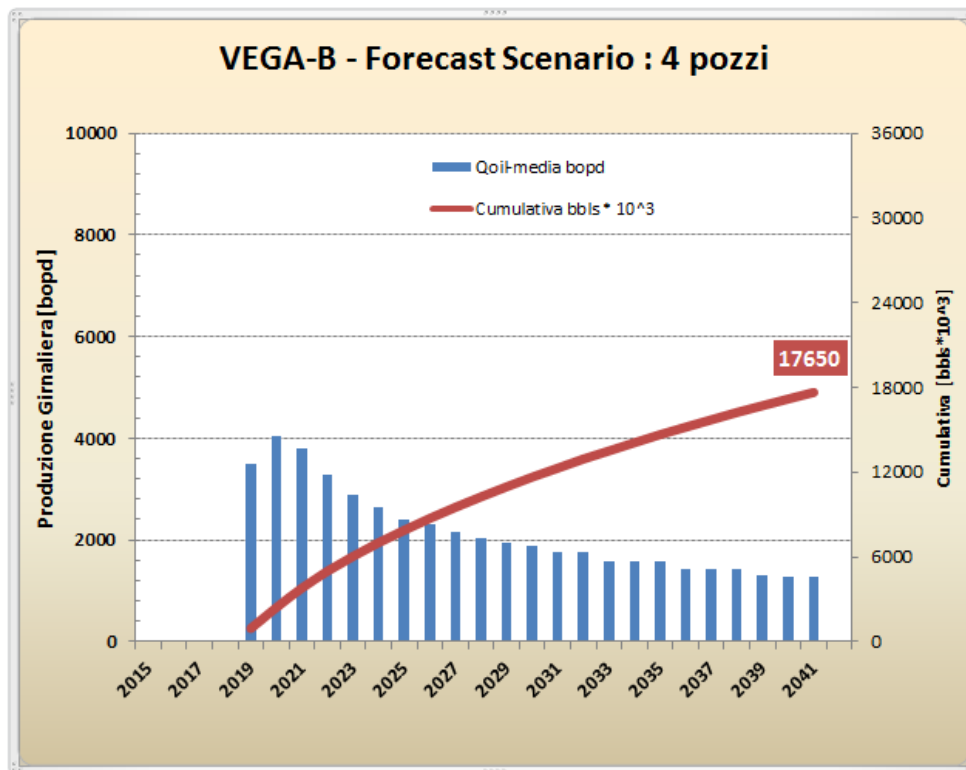


Figura 23. Produzione giornaliera e cumulativa di Vega-B da 4 pozzi

In conclusione, lo scenario di sviluppo ottimale per Vega-B (limitato dal numero massimo di pozzi perforabili dalla piattaforma) è quello ottimizzato (in termini di tipologia, ubicazione e sequenza produttiva dei pozzi) a 12 pozzi, non solo in termini redditività, di riserve di olio producibili e di profilo di produzione d'olio atteso, ma anche in termini di riduzione di rischio produttivo e di impatto ambientale.