

Concessione “C.C6.EO”

Relazione Tecnica del Campo Vega

(Novembre 2011)

Servizio Giacimenti
Il Responsabile
Ing. Raffaele Stefanelli

1. GENERALITÀ	7
2. INQUADRAMENTO GEOLOGICO-STRUTTURALE.....	12
3. GEOLOGIA DI GIACIMENTO.....	14
3.1 Stratigrafia	14
3.1.1 Formazione Streppenosa (roccia madre)	14
3.1.2 Formazione Modica.....	15
3.1.3 Formazione di Siracusa (reservoir).....	16
3.1.4 Formazione Buccheri.....	19
3.2 Paleocarsismo	20
3.3 Dolomitizzazione	24
3.4 Diagenesi	29
3.5 Tettonica.....	31
3.5.1 Evoluzione tettonica	31
3.5.2 Campo di stress attuale	41
4. INGEGNERIA DI GIACIMENTO	45
4.1 Condizioni Iniziali della Mineralizzazione.....	46
4.2 Caratteristiche dei fluidi	46
4.3 Permeabilità.....	48
4.4 Compressibilità della roccia.....	49

4.5	Contatto Olio-Acqua Originario.....	49
5.	OLIO ORIGINARIAMENTE IN POSTO.....	50
6.	STORIA PRODUTTIVA.....	55
6.1	Storia Produttiva e Interventi dei singoli pozzi	57
7.	LAVORI SVOLTI E PROGRAMMI FUTURI.....	103
8.	RISERVE E PREVISIONI DI PRODUZIONE.....	105

INDICE FIGURE

Figura 1: Carta Indice della Concessione “C.C6.EO”

Figura 2: Mappa Strutturale al top del Giacimento di Vega

Figura 3: Schema tettonico generale e ubicazione del Campo di Vega

Figura 4: Carta paleogeografica del bacino della Streppenosa durante il Giurassico Inferiore (da Zappaterra 1994)

Figura 5: Schema stratigrafico della formazione triassico superiore-giurassico inferiore dell'area del Campo di Vega (modificato da Patacca et al. 1979)

Figura 6: Mappa delle facies della Formazione di Siracusa, assumendo che il reservoir sia sostanzialmente indeformato dal Giurassico ad oggi

Figura 7: Mappa delle facies della Formazione di Siracusa, assumendo che il reservoir sia deformato solo da alcune faglie. Soluzione più probabile rispetto alla figura 6

Figura 8: L'Island Karst Model come viene raffigurato in Stafford et al. (2005)

Figura 9: La superficie topografica in una moderna isola tropicale (Navassa Island, Mar dei Caraibi – foto USGS)

Figura 10: Sezione ideale di un carsismo a singolo stadio (single-stage karst) con indicata la correlazione con il pozzo Vega-5

Figura 11: Grainstone dolomitizzato con fantasmi di peloidi ed ooidi (pozzo Vega -1, profondità 2708.3 m)

Figura 12: Schema del modello di dolomitizzazione per Mixing

Figura 13: Sezione ENE-WSW attraverso il Campo di Vega con due possibili modelli di correlazione della dolomia tra i vari pozzi

Figura 14: Base termodinamica per la dolomitizzazione per mixing tra acque dolci e marine (da Allan e Wiggins 1993)

Figura 15: Sequenza degli eventi diagenetici riconosciuta nei carbonati del Campo di Vega

Figura 16: Schizzo tettonico della Sicilia sud occidentale con l'indicazione delle faglie maggiori identificate al top della Fm Ragusa (Miocene Inferiore)...

Figura 17: Strutture a fiore negative lungo faglie NE-SW associate a piccoli graben che hanno controllato la sedimentazione dal Messiniano in poi....

Figura 18: La linea sismica 370, parallela alla linea visibile in figura 17, presa da Fossaluzza e Ronco (1990)....

Figura 19: Evidenze di faglie normali probabilmente collegate alla SCRZ (in Grisi e Ronco 1991)

Figura 20: Linea sismica 192, parallela alla linea 200 mostrata in figura 19....

Figura 21: Un segmento del CROP Mare 23A passante ad est del Campo di Vega.

Figura 22: Tensore di stress per il Plio-Pleistocene dedotto dalla geometria delle strutture tettoniche a nord di Gozo da Gardiner et al. (1995)

Figura 23: Tensori di stress delle varie fasi tettoniche che hanno interessato il settore ibleo-maltese....

Figura 24: Dati sullo stress compressivo disponibili per la Sicilia (da Reinecker et al. 2004)

Figura 25: Orientazione di alcune misure relative allo stress compressivo (da Gardiner et al. 1995)

Figura 26: Mappa in profondità del tetto del giacimento VEGA (Fm. Siracusa)

INDICE TABELLE

Tabella 1: Perforazioni nella Concessione C.C6.EO - Vega

Tabella 2: Campionamenti disponibili per la determinazione dei parametri PVT dell'olio – Concessione C.C6.EO - Vega

Tabella 3: Risultati prove di produzione dei pozzi Vega 1 – Vega 17 Concessione C.C6.EO – Vega

1. GENERALITÀ

La presente relazione tecnica è 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. ed in scadenza il 28.12.2012.

La scadenza è legata all'originaria concessione C.C5.ME di estensione pari a 9099 ha, attribuita con D.I. del 28.12.1982, successivamente unificata col contiguo permesso C.R76-SE di 9381 ha, sotto la denominazione C.C6.IS, divenuta poi C.C6.EO con D.M. di cui sopra.

La concessione è situata nell'off-shore del canale di Sicilia e si estende su un'area di 184,80 kmq (18.480 ha), a circa 25 km dalla costa di fronte a Marina di Ragusa (RG).

Il titolo minerario è attualmente detenuto in contitolarità tra Edison S.p.A. (60% - r.u.) e ENI S.p.A. (40%). La carta indice della concessione è fornita in Figura 1.

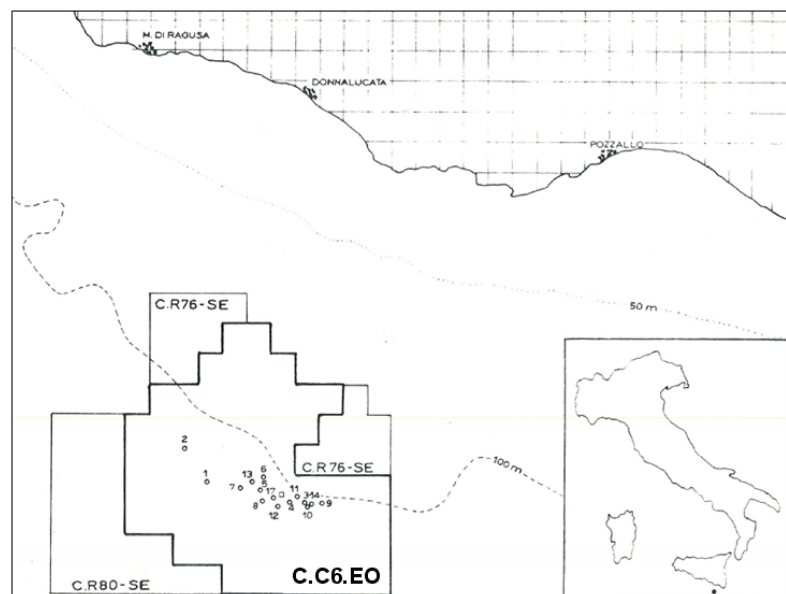


Figura 1: Carta Indice della Concessione "C.C6.EO"

L'attribuzione del titolo minerario è inerente allo sfruttamento del giacimento di **Vega**, scoperto nel 1981 con la perforazione del pozzo **Vega 1** e confermato coi successivi pozzi **Vega 3**, perforato nel 1982, e **Vega 2** perforato nel 1983, che rinvennero mineralizzata a olio pesante (15.5°API) la formazione calcarea Siracusa del Giurassico inferiore. Le tre perforazioni sul campo di VEGA evidenziarono due distinte culminazioni strutturali: una orientale, denominata VEGA-A, interessata dal pozzo Vega-3 e una occidentale, denominata VEGA-B, nella quale insistono i pozzi Vega-1 e Vega-2.

A seguito dei risultati produttivi dei tre pozzi perforati, veniva deciso di passare alla fase di sviluppo concentrando inizialmente gli interessi sulla zona orientale del campo interessata dal pozzo Vega-3. Le prove condotte su questo pozzo evidenziarono, infatti, un'elevata capacità produttiva, raggiungendo la portata di circa 10.000 BOPD (Barrels Oil Per Day) in spontanea attraverso il casing 9"5/8 e le aste di perforazione di 5" con packer fissato a circa 282 m.

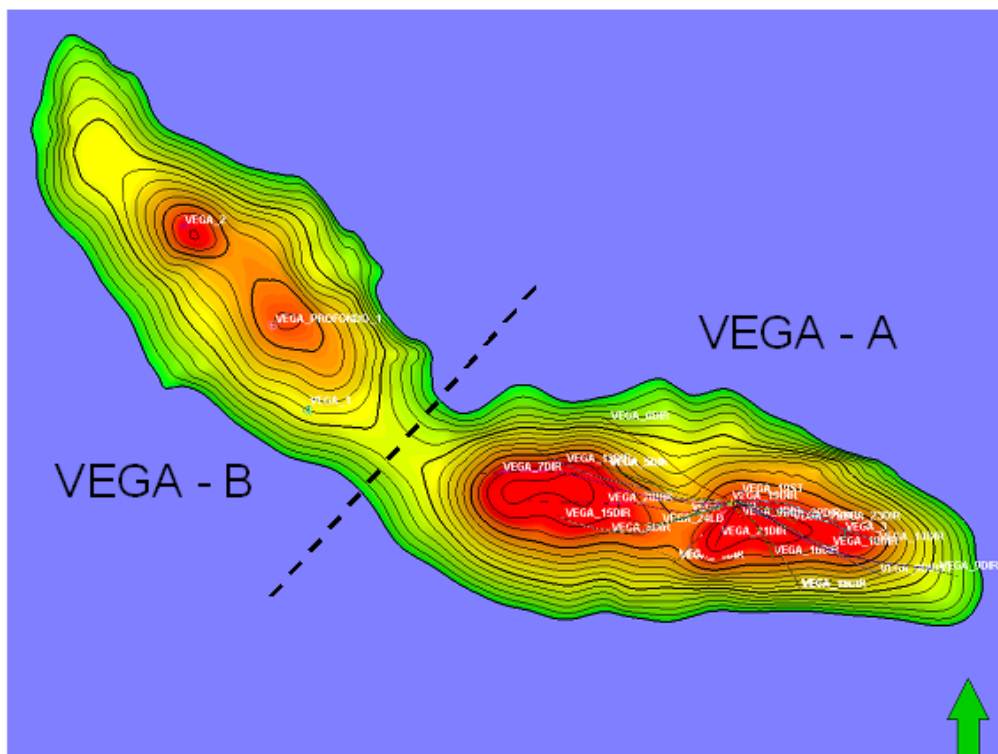


Figura 2: Mappa Strutturale al top del Giacimento di Vega

La sviluppo della zona orientale del giacimento ebbe inizio con la posa sul fondo marino di una template a 18 slots dalla quale, a partire dal mese di novembre 1983, venne iniziata la perforazione del primo pozzo di sviluppo utilizzando un impianto semi-sommersibile (Biscay 1).

Fino al mese di agosto 1986 vennero perforati 14 pozzi dei quali solo il Vega 6, ubicato nel fianco nord della struttura, risultò non produttivo.

Contemporaneamente alla perforazione di questi pozzi veniva costruita la piattaforma "Vega A", il cui jacket fu messo in postazione nel mese di novembre 1986.

Seguì l'installazione dei "Top Sides" e nel marzo 1987 furono eseguiti i "Tie back". Nel successivo mese di maggio iniziarono i lavori di completamento dei pozzi.

Nel luglio del 1987, dopo aver completato i pozzi della fase pre-drilling, iniziò la perforazione del primo pozzo dalla piattaforma (Vega 18).

Il 25 agosto 1987 si ebbe la prima produzione di greggio dal pozzo Vega 17dir, raccolta sulla nave di stoccaggio Vega-Oil di 270 kton di stazza, posizionata ad un paio di chilometri a nord della piattaforma Vega A.

In Tabella 1 si riporta la cronologia delle perforazioni eseguite nella concessione C.C6.EO dalla fase esplorativa sino a quella di sviluppo. Per completezza d'informazione, nella stessa tabella si riporta anche la profondità finale e l'esito minerario di ogni singolo pozzo, con il nome del relativo impianto di perforazione utilizzato.

La produzione di olio è stata raccolta su una nave di stoccaggio (Vega-Oil) ancorata ad una boa collegata con un ombelicale alla piattaforma Vega A, fino al mese di ottobre 2007. La stessa nave è stata poi sostituita con un'altra a doppio scafo (Leonis) che ha iniziato l'attività nel dicembre 2009.

Fase	Pozzo	Perforazione - Completamento		Profondità finale		Impianto	Esito Minerario
		inizio	Fine	m MDRT	m SSL		
Esplorativo - Vega B	Vega 1	10/08/1980	15/03/1981	4287	4273	Glomar Grand Banks	Produttivo - Olio
Esplorativo - Vega A	Vega 3	12/07/1982	23/11/1982	2772	2760	Glomar Grand Banks	Produttivo - Olio
Esplorativo - Vega B	Vega 2	24/11/1982	24/04/1983	2800	2788	Glomar Grand Banks	Produttivo - Olio
Sviluppo Pre Drilling - Vega A	Vega 4dir	04/11/1983	07/02/1984	2715	2653	Glomar Biscay 1	Produttivo - Olio
	Vega 5dir	07/02/1984	17/06/1984	3158	2646	Glomar Biscay 1	Produttivo - Olio
	Vega 6dir	17/06/1984	18/09/1984	3419	2805	Glomar Biscay 1	Non Produttivo - Inj H2O
	Vega 8dir	18/09/1984	12/12/1984	3200	2653	Glomar Biscay 1	Produttivo - Olio
	Vega 9dir	12/12/1984	20/10/1985	4025	2787	Glomar Biscay 1	Produttivo - Olio
	Vega 7dir	14/12/1984	13/11/1985	4026	2585	Glomar Biscay 1	Produttivo - Olio
	Vega 11dir	19/01/1985	23/12/1985	2812	2600	Glomar Biscay 1	Produttivo - Olio
	Vega 12dir	23/01/1985	31/05/1985	3087	2821	Glomar Biscay 1	Produttivo - Olio
	Vega 10dir	26/01/1985	13/02/1985	3017	2589	Glomar Biscay 1	Produttivo - Olio
	Vega 14dir	13/02/1985	25/05/1986	3342	2622	Glomar Biscay 1	Produttivo - Olio
	Vega 13dir	17/02/1986	07/04/1986	3705	2615	Glomar Biscay 1	Produttivo - Olio
	Vega 16dir	20/05/1986	23/06/1986	2835	2620	Glomar Biscay 1	Produttivo - Olio
	Vega 17dir	05/07/1986	06/08/1986	2680	2581	Glomar Biscay 1	Produttivo - Olio
	Vega 15dir	06/08/1986	28/09/1986	3432	2550	Glomar Biscay 1	Produttivo - Olio
	Da piattaforma Vega A-Tie Back Completamenti		10/03/1987	03/05/1987			Ideco E - 2100
		03/05/1987	20/11/1987			Ideco E - 2100	
Start Production		25/08/1987					Vega 17dir
Perforazioni da PTF - Vega A	Vega 18dir	01/07/1987	19/08/1987	2981	2609	Ideco E - 2100	Produttivo - Olio
	Vega 19dir	20/11/1987	22/01/1988	2764	2595	Ideco E - 2100	Produttivo - Olio
	Vega 19dir-ST	20/10/1988	06/11/1988	2610	2547	Ideco E - 2100	Produttivo - Olio
	Vega 12dir-LD	07/03/1988	10/05/1988	3052	2615	Ideco E - 2100	Produttivo - Olio
	Vega 9dir-ST	10/05/1988	14/07/1988	3327	2579	Ideco E - 2100	Produttivo - Olio
	Vega 20dir	18/07/1988	20/10/1988	3760	2534	Ideco E - 2100	Produttivo - Olio
	Vega 21dir	07/08/1989	23/09/1989	2720	2580	Ideco E - 2100	Produttivo - Olio
	Vega 23dir	23/09/1989	13/11/1989	2982	2564	Ideco E - 2100	Produttivo - Olio
	Vega 18dir-LD	13/11/1989	24/12/1989	2621	2578	Ideco E - 2100	Produttivo - Olio
	Vega 5dir-LD	25/12/1989	06/02/1990	3158	2548	Ideco E - 2100	Produttivo - Olio
	Vega 24dir-LD	24/12/1990	28/03/1991	3170	2621	Ideco E - 2100	Produttivo - Olio
	Vega 22dir	28/03/1991	23/05/1991	2693	2532	Ideco E - 2100	Produttivo - Olio
	Esplorativo - Vega B	Vega Profondo 1	17/03/1992	27/09/1992	5865	5865	M.G. Hulme Junior

LEGENDA : LD = LATERAL DRILLING
ST = SIDE TRACK

Tabella 1: Perforazioni nella Concessione C.C6.EO – Vega

Per la sostituzione della nave il campo Vega ha interrotto la produzione dal 27 ottobre 2007 al 10 dicembre 2009.

Il campo è attualmente in produzione con una portata complessiva media di circa 3000 BOPD, con controllo del water cut al valore di circa l'1%.

La produzione cumulativa di olio al 30.06.2011 risulta di circa **57,38 Milioni di BBL** associata ad una cumulativa di acqua di **17,93 Milioni di BBL**.

In Figura 2 è riportata la produzione cumulativa di olio ed acqua dei singoli pozzi del campo fino al 30 giugno 2011. 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 Milioni di BBL.

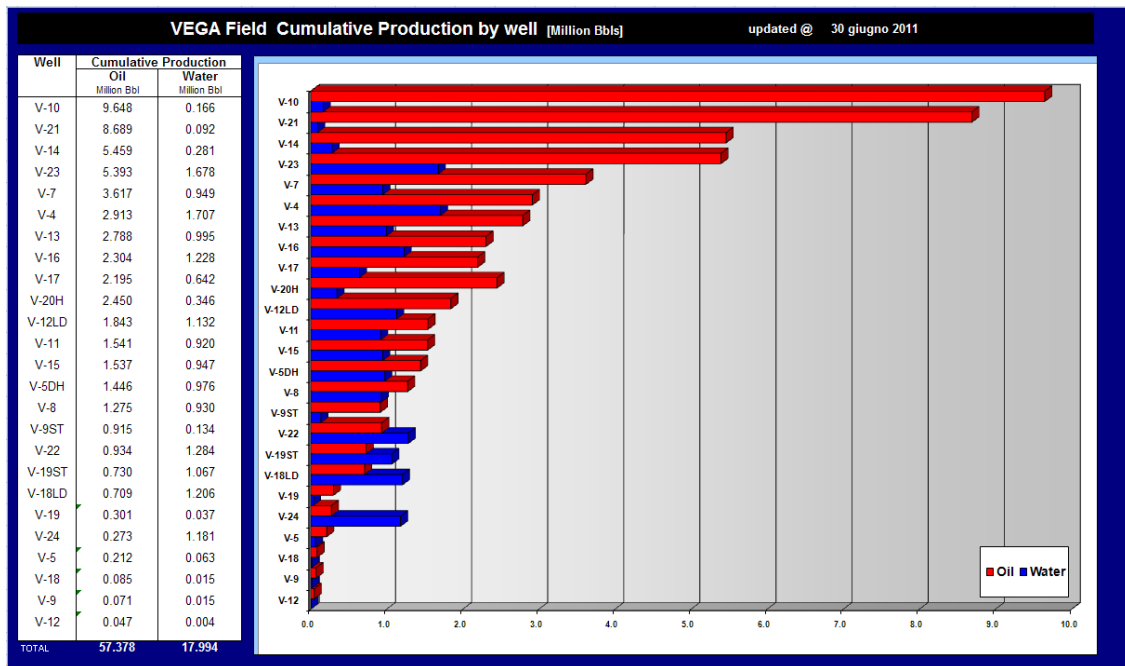


Figura 2: Produzione cumulativa di olio ed acqua per pozzo

2. INQUADRAMENTO GEOLOGICO-STRUTTURALE

L'area offshore tra la Sicilia e Malta, chiamata anche Plateau di Malta, è delimitata ad ovest dai graben attivi della zona di rift del Canale di Sicilia e ad est dalla Scarpata di Malta che rappresenta un importante limite tettonico tra la crosta continentale e quella oceanica (Figura 3).

L'area è stata coinvolta nell'apertura della Neotetide durante il Triassico superiore – Giurassico Inferiore. Durante questo periodo, si sono sviluppati una serie di bacini di intrapiattaforma con lagune anossiche (Fm Noto), evolutisi in bacini anossici a fortissima subsidenza (Formazione Streppenosa), delimitati da piattaforme carbonatiche (Formazione di Siracusa, reservoir del Campo di Vega). La geometria di questi bacini era controllata da un regime transtensivo che ha portato allo sviluppo di bacini di pull-apart (Catalano and D'Argenio 1982, Catalano et al. 2002) lungo faglie orientate NW-SE e NE-SW (Di Stefano et al. 2002). Tale estensione è contemporanea all'apertura della Neotetide con una distensione orientata WSW-ENE (Catalano et al. 2002). L'annegamento delle varie piattaforme carbonatiche presenti nell'area è probabilmente avvenuto nel tardo Sinemuriano, prima dello stadio di spreading (Di Stefano 2002). La piattaforma carbonatica di Siracusa è infatti ricoperta da una successione di argille e marne bacinali appartenenti alla Formazione Buccheri, che livella la tormentata paleotopografia esistente (piattaforme e bacini).

L'espansione dell'Oceano Ionico ha avuto inizio nella parte bassa del Giurassico medio e la Scarpata di Malta ha rappresentato il limite tra la crosta continentale e la crosta oceanica (Finetti 2003).

Lo spreading è cessato probabilmente durante il Giurassico (Rosembaum 2004) e successivamente vi sono solamente gli effetti della subsidenza termica.

Durante il Cretaceo, il regime estensionale è progressivamente migrato verso sudovest, con effetti sempre più deboli nel plateau Ibleo-Maltese.

A partire da Cretaceo superiore, la convergenza tra Africa ed Europa ha invertito le preesistenti strutture tettoniche, con debole tettonica compressiva nel Paleogene, con un apice durante l'Eocene. Le deformazioni più intense hanno avuto luogo a partire dal Miocene, con la nascita del rift del Canale di Sicilia e lo sviluppo di strutture transtensionali e transpressive orientate NE-SW in un framework tettonico particolarmente complesso (Gardiner et al. 1995).

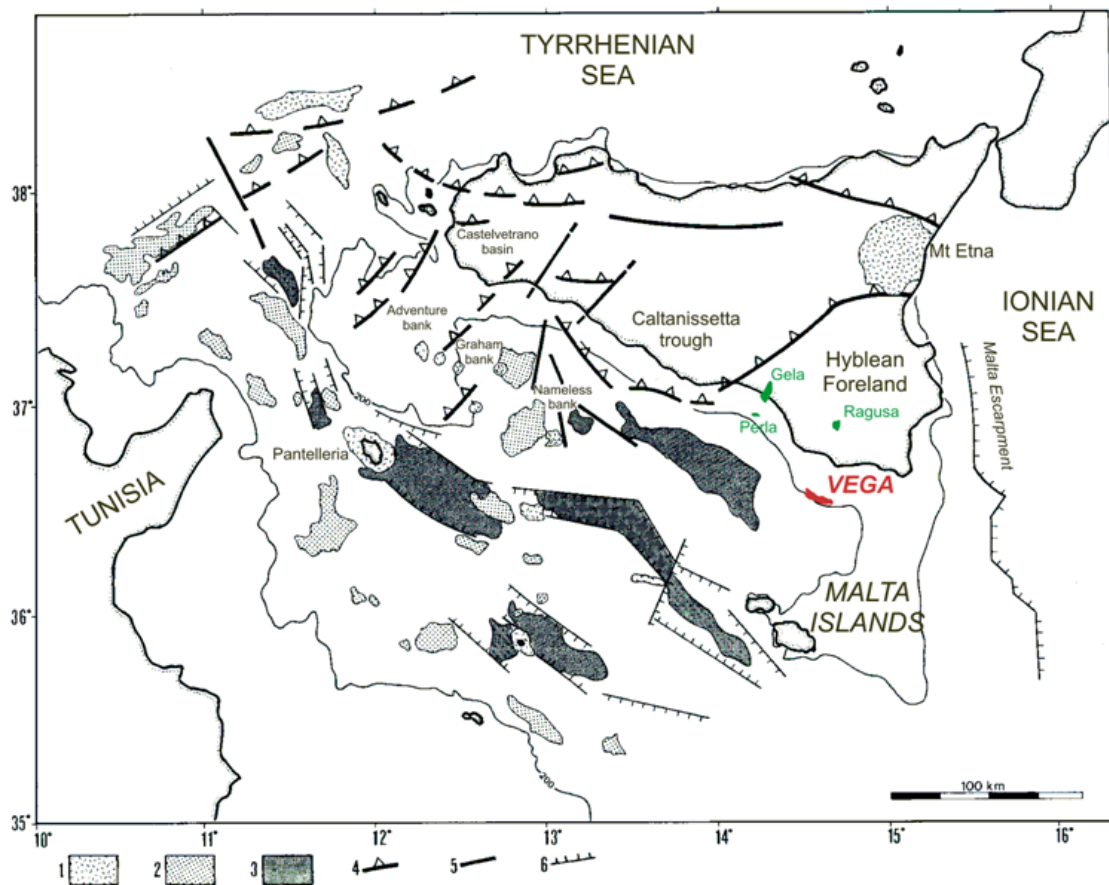


Figura 3: Schema tettonico generale e ubicazione del Campo di Vega (modificato da Argnani et al. 1986). Legenda: 1 – principali vulcani, 2 – banchi, 3 – bacini sedimentari evolutisi dal Messiniano al recente, 4 – thrust principali, 5 – principali lineamenti

3. GEOLOGIA DI GIACIMENTO

3.1 Stratigrafia

3.1.1 *Formazione Streppenosa (roccia madre)*

La Formazione Streppenosa è costituita prevalentemente da black shales, argille marroni e grigio scuro intercalate con siltiti e arenarie fini con tracce di pirite e da intercalazioni di torbiditi calcaree (packstones-grainstones) e dolomitiche. Si tratta di una successione molto spessa, che raggiunge fino a 3000 m nel suo depocentro, localizzato a nord di Vega.

Questa Formazione viene considerata la principale roccia madre del giacimento di Vega, con un minore contributo della Formazione di Noto. L'ambiente deposizionale è riferibile ad un bacino di intrapiattaforma di pull-apart con fondali anossici, delimitato dalla piattaforma carbonatica della Formazione di Siracusa. L'età di questa formazione è compresa tra il Triassico Superiore (Retico) al Giurassico Inferiore (Sinemuriano) sulla base degli scarsi microfossili presenti e mediante correlazioni litostratigrafiche.

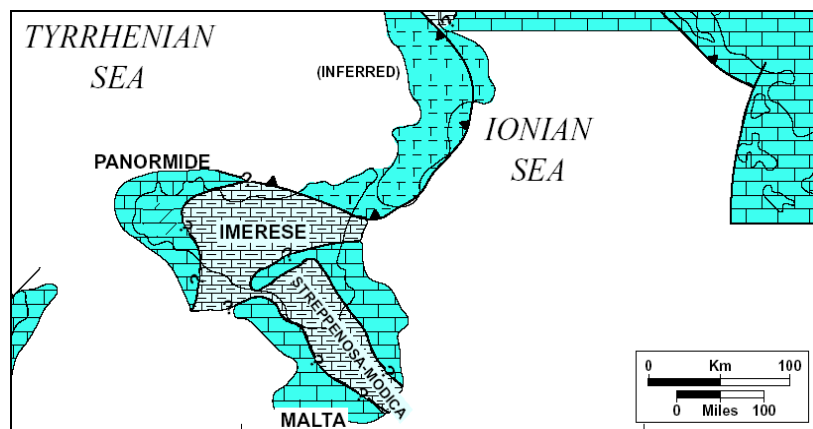


Figura 4: Carta palaeogeografica del bacino della Streppenosa durante il Giurassico Inferiore (da Zappaterra 1994)

3.1.2 Formazione Modica

La Formazione Modica è costituita da marne nerastre, calcsiltiti e doloareniti torbidiche con calcari selciferi pelagici nella parte alta della successione, con facies molto più carbonatiche rispetto alla sottostante Formazione Streppenosa. Quest'unità è l'equivalente bacinale della parte alta della Formazione Siracusa, probabilmente di età sinemuriana e/o plienschbachiana.

Questa formazione è stata perforata solo nel pozzo Vega-9, dove si sovrappone ad un blocco precocemente annegato della piattaforma carbonatica della Formazione di Siracusa.

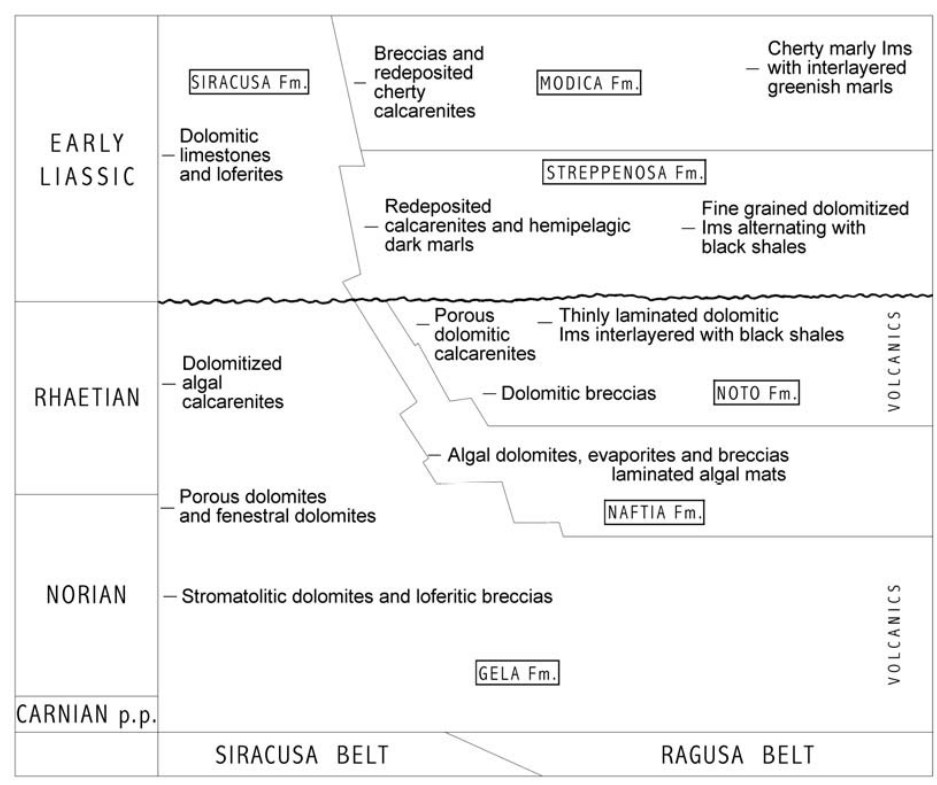


Figura 5: Schema stratigrafico della formazioni triassico superiori – giurassico inferiori dell'area del Campo di Vega (modificato da Patacca et al. 1979).

3.1.3 Formazione di Siracusa (reservoir)

Il reservoir del Campo di Vega è ospitato dalla Formazione di Siracusa del Giurassico Inferiore. Questa formazione, talora erroneamente denominata Fm Inici dalla coeva unità dell'area di Palermo, è una successione molto spessa (>1600 m) di carbonati peritidali sviluppatasi in un contesto tettonico altamente subsidente.

La Formazione di Siracusa del Campo di Vega può essere suddivisa in quattro facies: le facies di platform-top, le facies legate a fenomeni di paleocarsismo, le facies marginali e le facies di slope. L'ultima facies non è stata perforata in alcun pozzo, ma la sua esistenza viene dedotta sulla base della geometria della piattaforma, comparata con altre piattaforme carbonatiche coeve dell'area tetidea (Sicilia, Appennini ed Alpi Meridionali).

Le facies di platform-top sono costituite da packstone-grainstone a stromatoliti, con intraclasti, oncoidi, birdseyes e strutture di essiccamento. Questa facies diviene progressivamente più aperta spostandosi verso sud, con lo sviluppo di shoals oolitici.

Le facies legate ai fenomeni di paleocarsismo sono localizzate nella parte sommitale del reservoir e sono rappresentate da una zona di alterazione associata a brecce di collasso. La zona di alterazione presenta una spessa successione (fino a 60 m in Vega-5) di grainstones marroni con calcrete, caliches ed altre strutture legate ad emersione. Sono state inoltre evidenziate tracce di radici e frammenti di piante continentali, indicate nei rapporti della Paleoservices. Al di sotto di questa zona, ci sono circa 80 m di brecce monogeniche in una matrice verdastra costituita da mudstones, particolarmente sviluppate nel pozzo Vega-5. La brecciatura decresce con la profondità. Queste brecce sono state interpretate come brecce di collasso legate a sistemi fossili di cavità carsiche, simili a quelle descritte da Loucks et al. (2003).

Le facies marginali sono rappresentate da boundstones a cementazione precoce e packstones a peloidi localizzati tra il platform top e le facies di slope. Queste facies sono state evidenziate nei pozzi Vega-2, 6 e 9.

Le facies di slope sono probabilmente costituite da grainstones e brecce, caratterizzati da cementazione precoce. La cementazione precoce è necessaria per giustificare le elevate pendenze dello slope (40-45°) localizzato nel lato settentrionale della piattaforma carbonatica e contemporaneamente spiega la scarsa esportazione di carbonati nel bacino antistante, nonché l'assenza di megabrecce carbonatiche. L'origine dello slope è legato alla presenza di faglie sinsedimentarie che delimitavano due aree a differente subsidenza e che non erano in grado di sviluppare delle vere e proprie scarpate di faglia.

Nella Formazione di Siracusa sono stati trovati anche alcuni macrofossili come gasteropodi ed echinidi, particolarmente abbondanti nel pozzo Vega-1 profondo.

Il contenuto micropaleontologico di questa formazione è abbastanza povero, analogamente alle altre aree della Tetide in questo periodo. La Paleoservices descrive Valvulininae, Textulariidae, Thaumatoporella parvovesiculifera, Cayeuxia, Aulatortus e Solenopora. Nelle facies marginali sono inoltre descritte delle alghe incrostanti. Questa associazione micropaleontologica è tipica del Giurassico Inferiore e non permette alcuna dettagliata attribuzione biostratigrafica. Basandosi su correlazioni litostratigrafiche con aree adiacenti, la base della piattaforma può essere attribuita al Retico – Hettangiano ed il tetto al Sinemuriano Inferiore - Pliensbachiano. L'annegamento di questa piattaforma potrebbe essere del Pliensbachiano inferiore, se è coevo a quello della Tunisia (Soussi e Ben Ismaïl 2000) oppure Sinemuriano.

La geometria e le caratteristiche della piattaforma carbonatica della

Formazione di Siracusa a sud di Vega sono poco chiare a causa dell'assenza di informazioni: la piattaforma è debolmente inclinata verso sud, con geometrie che appaiono poco visibili nelle sezioni sismiche.

Le uniche informazioni utili che possediamo riguardano i pozzi carotati nella parte meridionale di Vega: presentano facies lievemente più profonde (shallow subtidal) rispetto a quelle localizzate al top del reservoir. Questa configurazione ricorda la struttura delle piattaforme carbonatiche delle Bahamas, con uno slope ripido nel lato sopravvento e una rampa nel lato sottovento con lo sviluppo di shoals oolitici, separati da un sottile lembo di isole emerse, parzialmente carsificate.

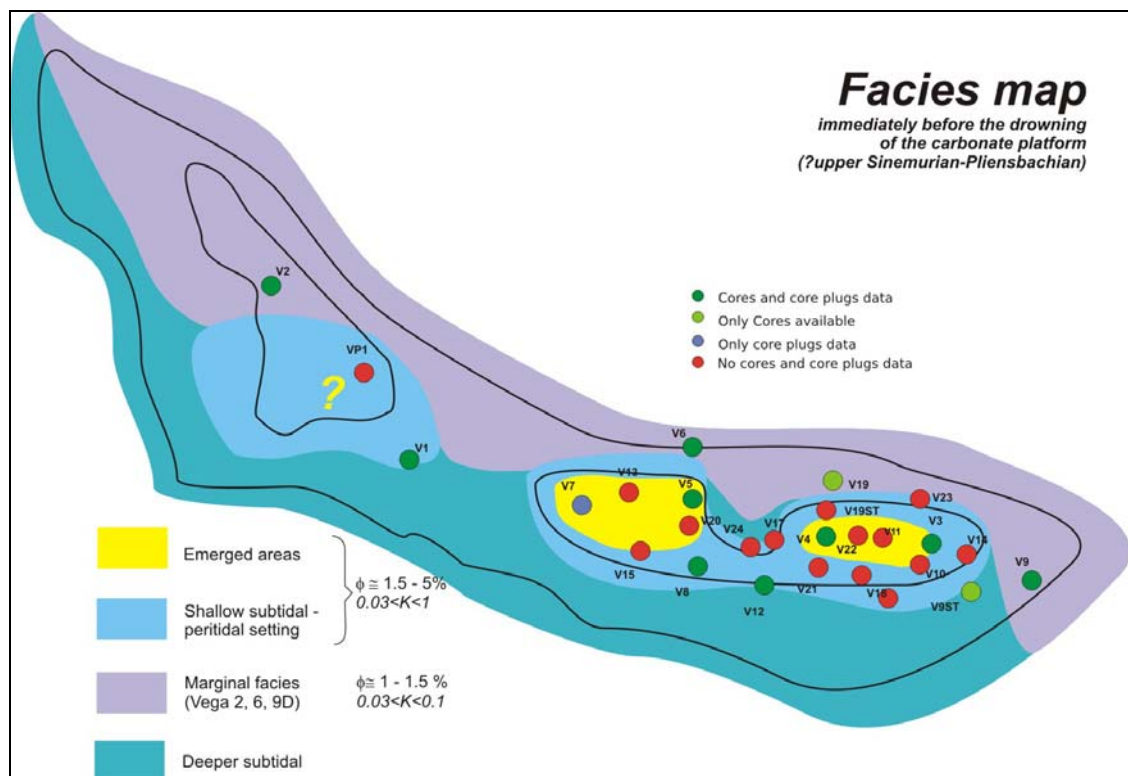


Figura 6: Mappa delle facies della Formazione di Siracusa, assumendo che il reservoir sia sostanzialmente indeformato dal Giurassico ad oggi.

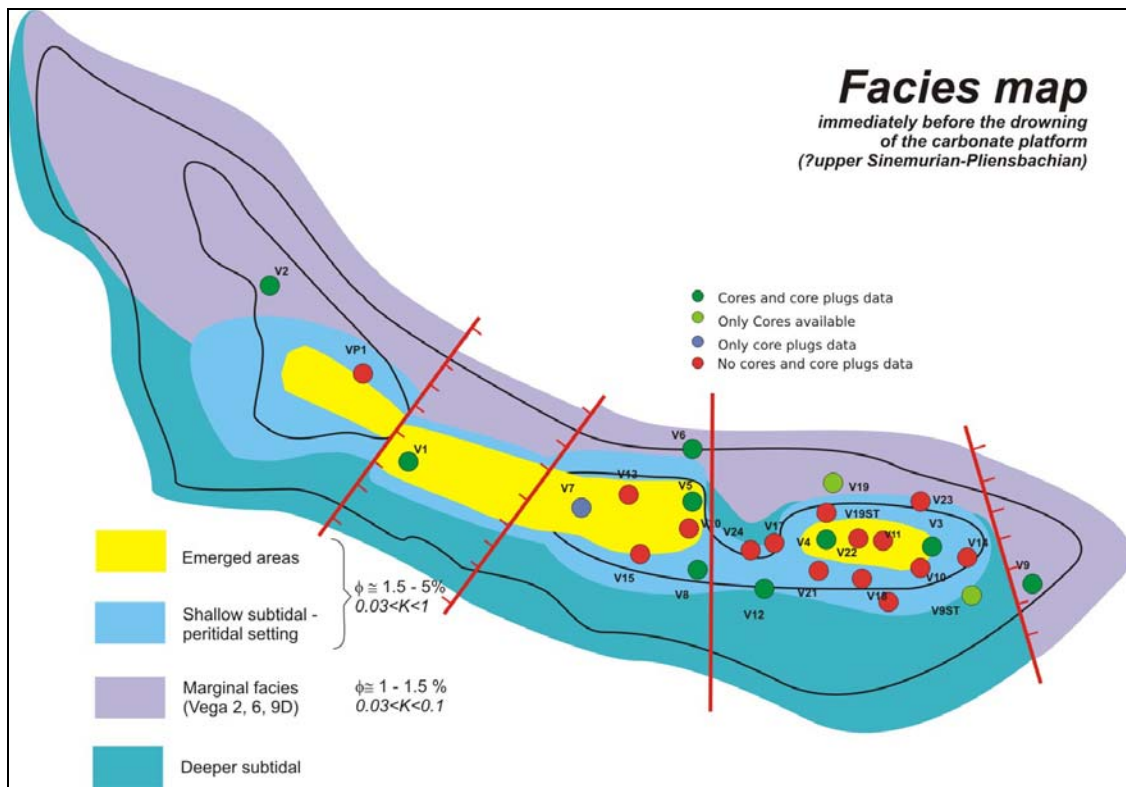


Figura 7: Mappa delle facies della Formazione di Siracusa, assumendo che il reservoir sia deformato solo da alcune faglie. Soluzione più probabile rispetto a quella indicata nella figura 6

3.1.4 Formazione Buccheri

La Formazione Buccheri costituisce il seal del reservoir. È costituita da marne, calcari, marne silicee e argille nella parte più bassa, con noduli dolomitici, belemniti, Bositra buchi Romer e Saccocoma nella parte superiore. Viene considerata come un equivalente bacinale del Rosso Ammonitico.

Questa formazione livella la topografia preesistente, risultando in onlap sui fianchi della piattaforma carbonatica della Formazione di Siracusa. Questo rapporto geometrico comporta la presenza di un possibile hiatus tra la Fm Buccheri e la Fm di Siracusa al top del reservoir, che si attenua

progressivamente spostandosi verso il bacino.

Lo spessore di quest'unità raggiunge 700 m, documentando una forte subsidenza nell'intervallo Pliensbachiano – Kimmeridgiano.

3.2 Paleocarsismo

Il sistema carsico che si è sviluppato nei carbonati della Fm di Siracusa è abbastanza semplice. La parte alta (“epicarso”) è rappresentata da una zona fortemente alterata con calcrete, caliches, tracce di radici e paleosuoli. All'interno di una frattura sono stati documentati anche dei frammenti di piante continentali.

La parte inferiore, invece, è costituita da brecce di collasso che indicano lo sviluppo di un sistema di cavità carsiche, ora riempito da mudstones verdi di origine residuale, simili a quelli descritti da Loucks et al. (2004) nell'Ellenburger Group dell'Ordoviciano del Texas. Il pozzo Vega-5 mostra le migliori facies legate a carsismo, con la preservazione anche di croste di calcite, probabilmente speleotemi, che si erano sviluppate sulle pareti delle cavità carsiche.

Lo sviluppo del carsismo era controllato inoltre dalle fratture preesistenti, legate alla tettonica estensionale attiva durante lo stadio vitale della piattaforma carbonatica. La semplice struttura di questo sistema paleocarsico e l'assenza di livelli multipli di incarsimento documenta un singolo stadio evolutivo del carsismo, senza l'evidente influenza di fluttuazioni del livello marino. Questo paleocarsismo può essere quindi considerato un “single stage karst” che si è sviluppato in un intervallo di tempo abbastanza breve (500.000 anni).

Il reticolo di cavità carsiche è legato ai fenomeni di corrosione al di sopra dell'interfaccia tra acqua dolce e salata (haloclina) e documenta con certezza la presenza di acque dolci, importanti per la diagenesi.

Le evidenze di paleocarsismo individuate nella parte alta del Campo di Vega possono essere quindi ricondotte al Carbonate Island Karst model di Mylroie et al. (2001).

Il Carbonate Island Karst Model è stato concepito per meglio comprendere lo sviluppo del carsismo superficiale e sotterraneo nelle isole carbonatiche tropicali, come i Caraibi, ma anche nelle isole del Pacifico.

In questo modello l'isola viene suddivisa in tre parti: la prima rappresenta la terra emersa, dove il carsismo si sviluppa verticalmente, trasferendo le acque dolci dalla superficie verso la falda acquifera. La seconda parte è rappresentata dalla lente d'acqua dolce che si sviluppa all'interno di cavità carsiche freatiche, ma pervade anche la porosità presente nell'ammasso roccioso.

La terza parte è costituita dalla parte inferiore dell'isola al di sotto della lente d'acqua dolce, completamente invasa dall'acqua salata di origine marina. Il limite tra le ultime due parti può essere estremamente complesso, a causa della geometria dell'acquifero carsico, però rappresenta una superficie molto importante per i processi diagenetici.

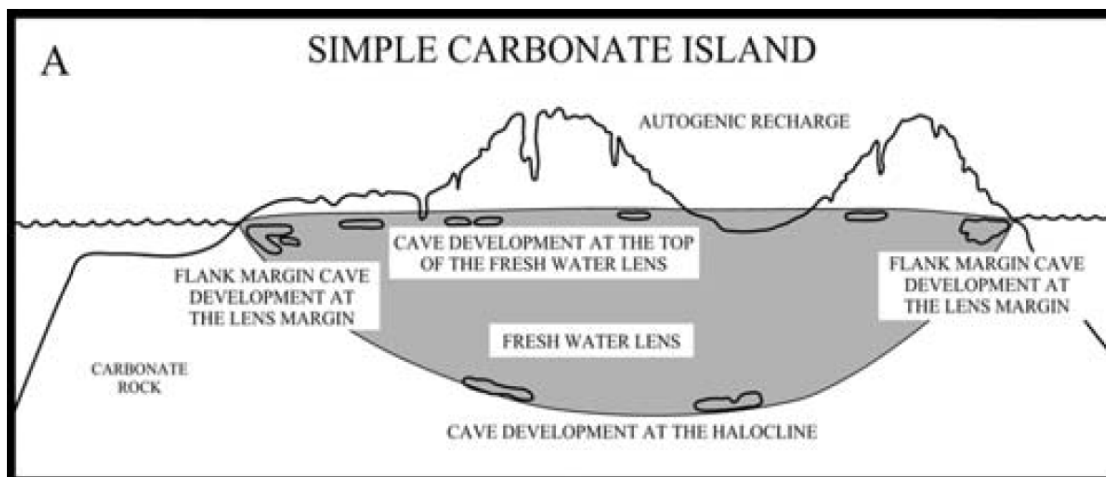


Figura 8: L' Island Karst Model come viene raffigurato in Stafford et al. (2005). Lo spessore della lente d'acqua dolce dipende principalmente dall'estensione delle aree emerse e dalla piovosità dell'area.



Figura 9: La superficie topografica incarsita in una moderna isola tropicale (Navassa Island, Mar dei Caraibi – foto USGS). Questo esempio può essere considerato come un moderno analogo della superficie della piattaforma carbonatica della Fm di Siracusa durante lo stadio di incarsimento.

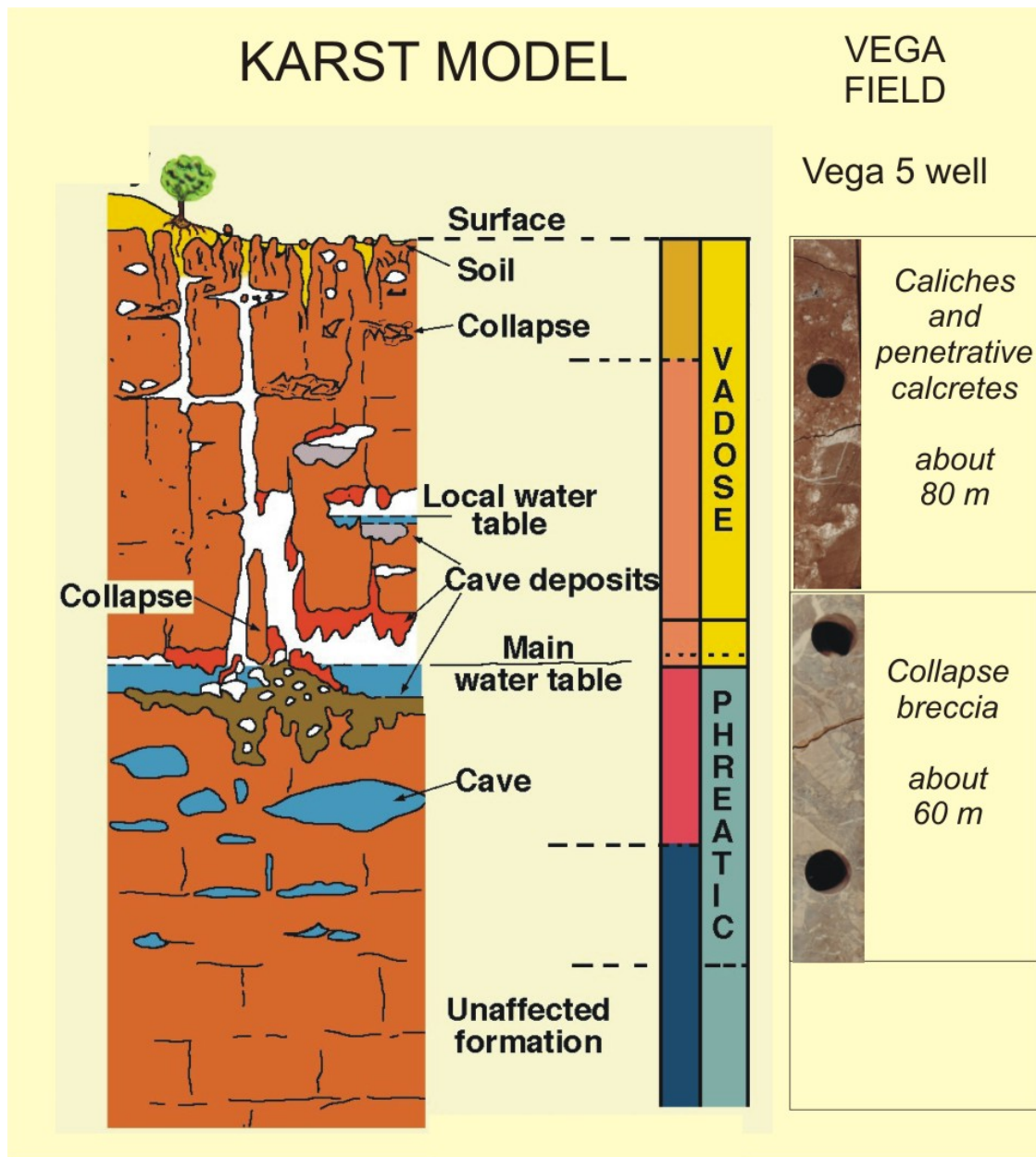


Figura 10: Sezione ideale di un carsismo a singolo stadio (single-stage karst) con indicata la correlazione con il pozzo Vega-5

3.3 Dolomitizzazione

Nella piattaforma carbonatica della Formazione di Siracusa sono presenti numerosi livelli dolomitici caratterizzati da una significativa porosità intercristallina. Le dolomie, infatti, rappresentano uno degli obiettivi più interessanti per il reservoir proprio per le buone caratteristiche petrofisiche. La comprensione del meccanismo di dolomitizzazione aiuta quindi a correlare i livelli dolomitici tra i vari pozzi e a prevedere le geometrie dei corpi dolomitizzati.

I livelli dolomitici sono distribuiti al di sotto della fascia interessata dal paleocarsismo, eccetto per alcuni piccoli corpi all'interno del paleokarst. Le dolomie sono distribuite in livelli più o meno continui che sono facilmente correlabili all'interno dell'intera struttura, eccetto che verso Vega B, dove sono avvenuti alcuni movimenti tettonici verticali.

La dolomia è finemente cristallina, con tessiture legate a sostituzione con cristalli di dimensioni inferiori ai 20 μm che nei cementi raggiungono anche 100 μm .

L'assenza di evaporiti porta ad escludere un'origine primaria delle dolomie, così come la presenza di fabric diagenetici meteorici (moldic porosity, cementi marini freatici e vadosi). I cementi dolomiti sono normalmente privi di inclusioni e trasparenti con complesse intercalazioni di calcite e dolomite, spesso nello stesso cristallo.

L'ipotesi più accreditata è che queste dolomie si siano formate per processi di mixing-zone. Le dolomie formatesi in questo modo hanno diverse caratteristiche peculiari (Allan and Wiggins 1993).

La dolomitizzazione per mixing è legata alla miscelazione di normale acqua marina con acque dolci, in grado di generare acque salmastre sottosature in calcite, ma soprassature per quanto riguarda la dolomite. Questo modello è

stato sviluppato negli anni '70 per spiegare la presenza di dolomie quaternarie in Florida e Giamaica e quindi è stato sviluppato da vari autori, tra cui Badiozamani (1973) che ha utilizzato il termine di dolomitizzazione Dorag per questo processo.

Le dolomie formatesi per mixing possono essere spesse ed estese lateralmente. Le porosità di questo tipo di dolomie di età pleistocenica possono superare il 20%. Alcuni esempi di come questa dolomitizzazione possa condizionare le caratteristiche del reservoir sono descritte da Choquette et al. (1980) e da Sears e Lucia (1980).

La previsione della geometria e della distribuzione delle dolomie da mixing-zone è difficile, poiché il processo è condizionato da vari fattori quali: clima, direzione e rapidità delle variazioni del livello marino, la rapidità di sedimentazione e la permeabilità dei sedimenti, compreso lo sviluppo di paleocarsismo.

L'ultimo fattore è estremamente importante perché controlla direttamente la geometria della lente d'acqua dolce e quindi la geometria della mixing zone (Whitaker e Smart 1997).

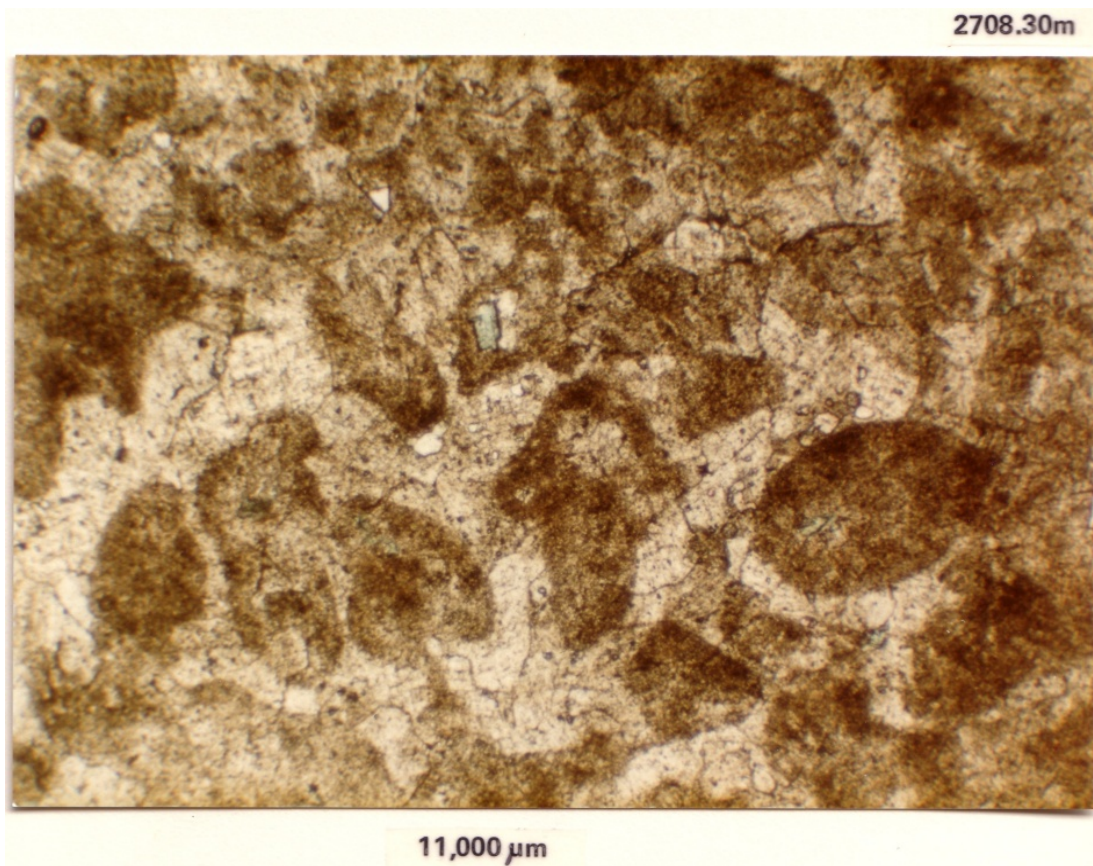


Figura 11: Grainstone dolomitizzato con fantasmi di peloidi ed ooidi (Pozzo Vega-1, profondità 2708.30). Questa dolomia non è certamente di origine primaria

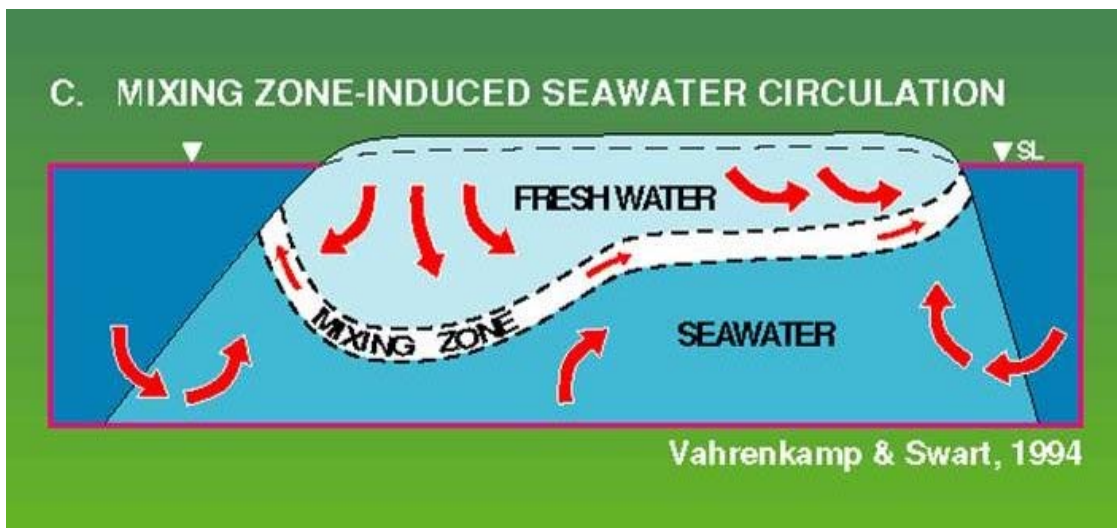


Figura 12: Schema del modello di dolomitizzazione per Mixing.

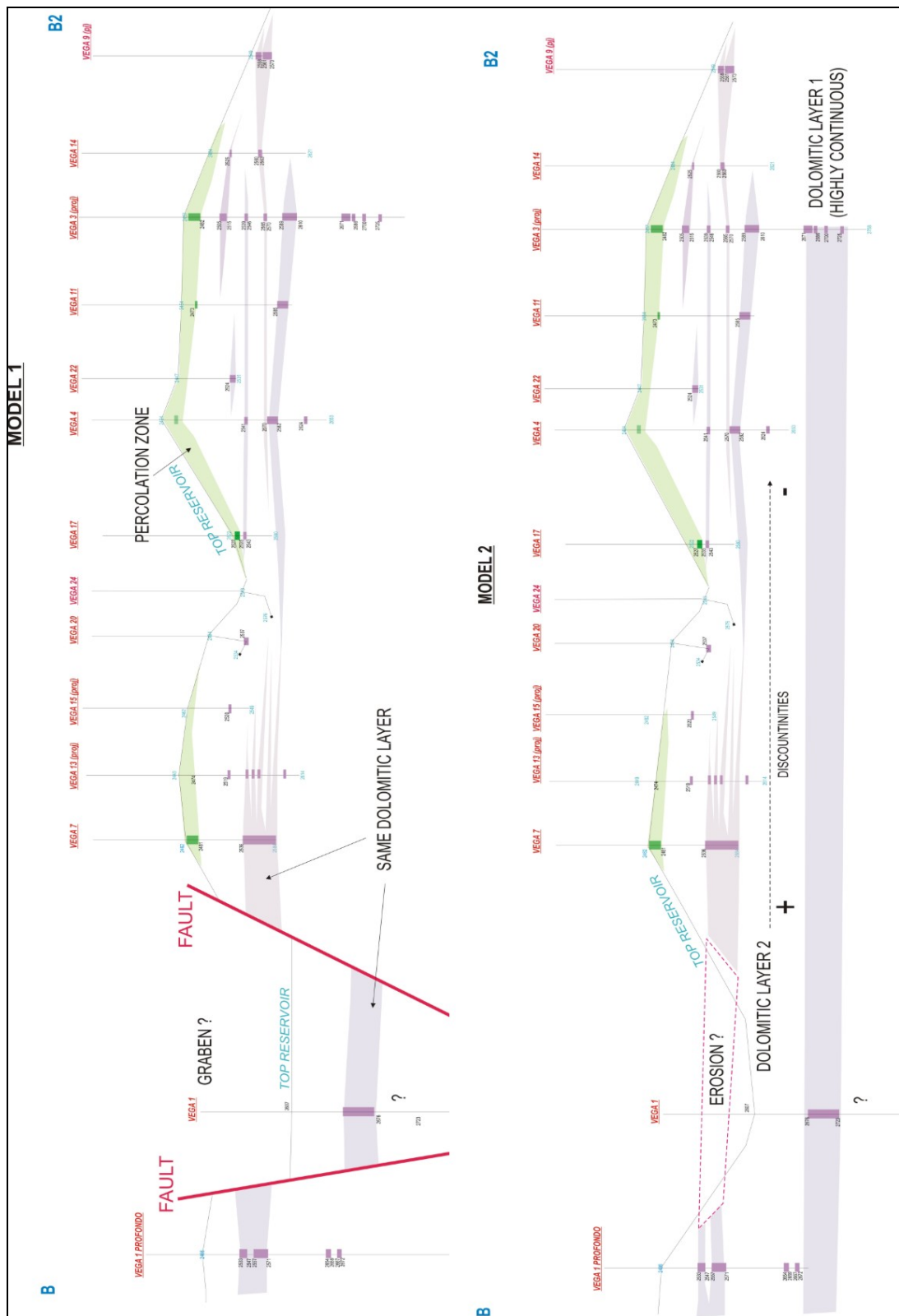


Figura 13: Sezione ENE-WSW attraverso il Campo di Vega con due possibili modelli di correlazione delle dolomie tra i vari pozzi

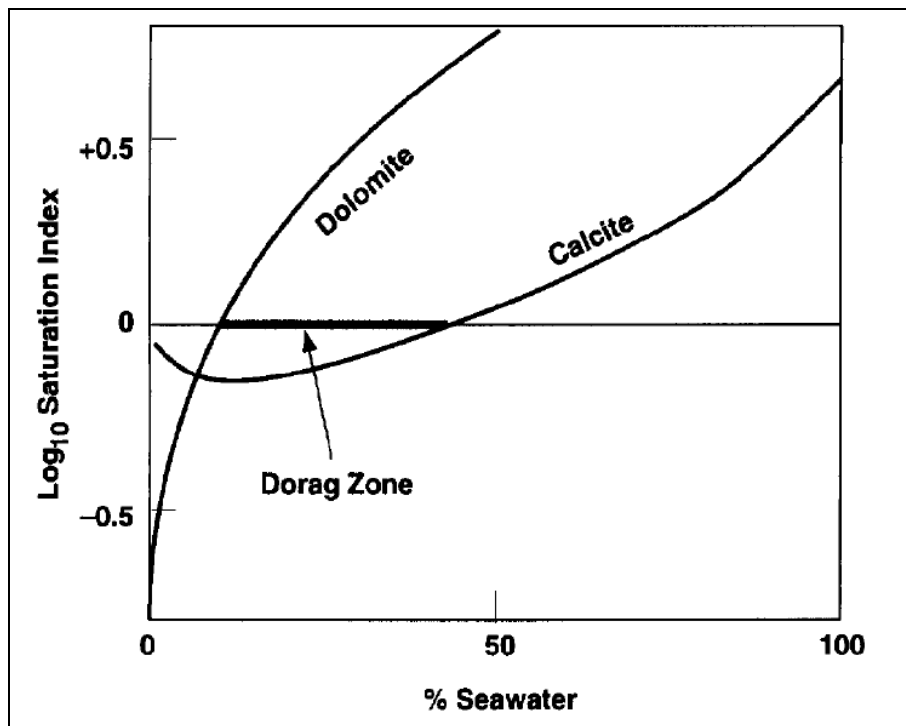


Figura 14: Base termodinamica per la dolomitizzazione per mixing tra acque dolci e marine (da Allan e Wiggins 1993)

Altri meccanismi di dolomitizzazione possono essere esclusi per l'assenza di evaporiti (ambiente di sabhka), per la geometria tabulare – talora concava – e l'assenza di dolomie a sella (dolomie idrotermali o di seppellimento).

Un meccanismo di riflusso (reflux) non può essere completamente escluso a causa dell'assenza di informazioni nella parte meridionale del campo. Un ambiente marino relativamente ristretto con una salinità leggermente superiore al normale (come accade nel Great Bahama Bank) può indurre una debole circolazione di acque sotterranee all'interno della piattaforma carbonatica (Simms 1984, Jones et al. 2002), sviluppando delle dolomie molto simili a quelle formatesi per mixing tra acque dolci e salate. La geometria delle dolomie di riflusso è tabulare ed inclinata verso il nucleo della piattaforma con un incremento dello spessore e della profondità spostandosi verso terra. Dal punto di vista petrografico, le dolomie formate per riflusso sono simili a quelle di mixing.

La fase di dolomitizzazione, quindi, ha avuto luogo durante la primissima fase di seppellimento, quando la zona di mixing poteva esistere all'interno della successione (Schramm e Livraga 1986) e probabilmente è contemporanea al paleocarsismo. Processi minori di dolomitizzazione hanno continuato anche durante il seppellimento tardo con la precipitazione di cementi dolomiti a sella.

3.4 Diagenesi

La storia diagenetica dei carbonati presenti nel campo di Vega è stata ricostruita sulla base di un'analisi critica delle informazioni disponibili, comprese le foto delle sezioni sottili. L'evoluzione diagenetica è stata suddivisa in cinque stadi principali, con il quinto stadio suddiviso in ulteriori sette sottostadi.

Stadio 1 – Processi sindeposizionali. Rimaneggiamento del sedimento, formazione di micrite legata ad attività microbica e sviluppo di un fabric a fenestrae, oltre che intrappolamento e incrostazione del sedimento (Vega-2, 6, 9, 19).

Stadio 2 – Cementazione da sottomarina a sopratidale di sedimenti carbonatici non consolidati ad opera di calcite alto-magnesiaca e di aragonite fibrosa, con subordinate dolomie primarie sopratidali.

Stadio 3 – Emersione. Emersione e associata diagenesi con acque meteoriche con lo sviluppo di:

- paleosuoli e calcrete con precipitazione di piccole quantità di dolomicrite.
- fenomeni paleocarsici (specialmente nel pozzo Vega 5).

Stage 4 – Dolomitizzazione. Dolomitizzazione grossolana legata alla presenza di una mixing zone . La presenza di una mixing-zone è inoltre documentata dalla micritizzazione dei bioclasti a causa della circolazione di acque dolci. Probabilmente la dolomitizzazione è contemporanea allo sviluppo del carsismo, necessario per spiegare la presenza di una lente di acqua dolce.

Stage 5 – Diagenesi legata a seppellimento e all'associata compattazione.

- Compattazione dei grani. Strutture legate a compattazione sono

relativamente rare nella Formazione di Siracusa, eccezion fatta per alcune rare stiloliti. La cementazione precoce, infatti, ha sviluppato una struttura rigida all'origine già prima del seppellimento, specialmente nelle facies marginali (Vega-2, 6, 9, 19).

- Cementazione calcitica. I cementi che riempiono la porosità preesistente sono costituiti da calcite rombica grossolana, trasparente e priva di Fe precipitata da acque meteoriche profonde. In alcuni casi la micrite è ricristallizzata in microsparite.
- Fratturazione polifasica associata al tettonismo. Lo sviluppo di una complessa rete di fratture ha incrementato la permeabilità e quindi la porosità. Alcune delle fratture preesistenti riempite di calcite sono state riaperte e riempite da cementi dolomitici a sella, legati a circolazione profonda di fluidi.
- Dissoluzione della dolomite per l'azione di acque acide di origine profonda.
- Messa in posto del bitume/olio. La rete di fratture ha permesso la migrazione del bitume/olio. Il bitume "leggero" compare lungo le microfratture e nei calcari micritici/dolomicritici adiacenti alle fratture ed in Vega-3 viene messo in posto dopo il bitume "pesante".
- Dedolomitizzazione. Il processo di dedolomitizzazione è visibile in alcune dolomie, dove i rombi di dolomite sono stati parzialmente dissolti e sostituiti. Questo processo è associato con le fratture e le vene dell'ultimo stadio.
- Stilolitizzazione. Stiloliti di debole ampiezza suborizzontali e subverticali sono abbastanza comuni nella Formazione di Siracusa. Le relazioni con le varie famiglie di fratture sono abbastanza complesse e poco chiare. Alcune stiloliti vengono attraversate da fratture riempite da calcite, mentre altre sono state riaperte ed impregnate di bitume/olio.

Dopo aver identificato l'evoluzione diagenetica, è stato quindi sviluppato uno schema della sequenza diagenetica ideale, riportato in figura 15.

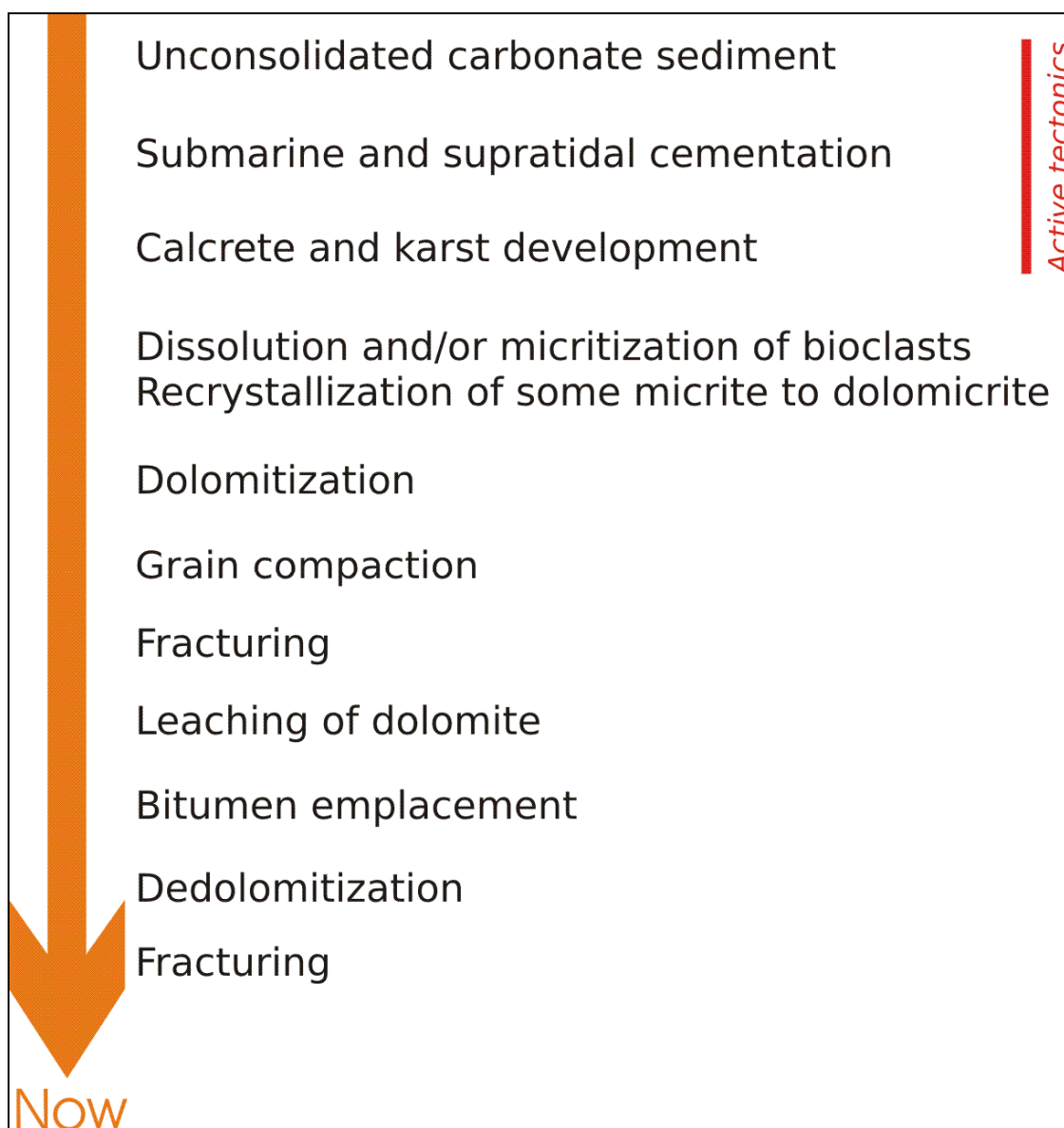


Figura 15: Sequenza degli eventi diagenetici riconosciuta nei carbonati del Campo di Vega.

3.5 Tettonica

3.5.1 *Evoluzione tettonica*

L'evoluzione strutturale del Campo di Vega e dell'offshore di Ragusa è abbastanza complessa anche per la costante presenza di tettonica attiva e di

vulcanismo nel tempo.

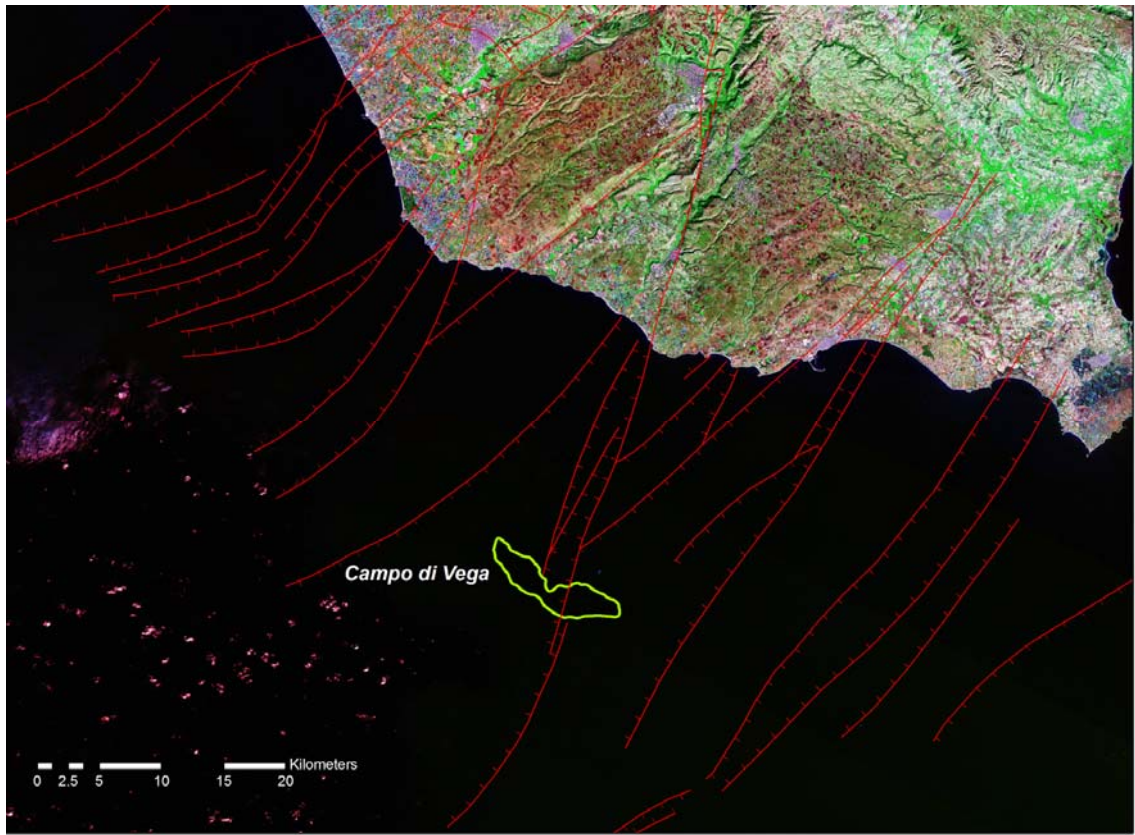


Figura 16: Schizzo tettonico della Sicilia sud occidentale con l'indicazione delle faglie maggiori identificate al top della Fm Ragusa (Miocene Inferiore) (faglie tratte da Grasso et al. 2000, Carta Geologica degli Iblei Centro-Meridionali). La Linea di Scicli è la struttura che divide in due il Campo di Vega.

Una forte estensione e subsidenza legate al rifting della Neotetide sono documentate nel Triassico superiore e nel Giurassico inferiore.

Il movimento trascorrente destro tra Africa ed Europa (Catalano et al. 1996) ha favorito lo sviluppo di bacini di pull-apart di intrapiattaforma, come quello della Streppenosa (Catalano e D'Argenio 1982, Catalano et al. 1996). Durante questo periodo, faglie orientate NW-SE e NW-SW dividevano aree caratterizzate a differenti tassi di subsidenza, sviluppando horsts e grabens. In uno di questi horst si è sviluppata piattaforma carbonatica di Siracusa, mentre le aree circostanti erano caratterizzate da una sedimentazione anossica di

mare profondo (Fm Streppenosa). La piattaforma carbonatica di Siracusa è probabilmente basculata verso SW prima del suo definitivo annegamento, avvenuto nel Sinemuriano o nel Pliensbachiano. Il contesto tettonico attivo è altresì documentato da un filone sedimentario riempito da un mudstone verdastro a radiolari nel pozzo Vega-8 e dall'annegamento precoce del blocco appartenente al pozzo Vega-9.

La forte subsidenza di origine tettonica si è praticamente arrestata nella parte bassa del Giurassico Medio (Toarcian, Yellin-Dror et al. 1997, Soussi e Ben Ismaïl 2000), con il passaggio dallo stadio di rifting a quello di spreading dell'Oceano Ionico, situato più ad est.

Le stesse faglie associate con l'apertura della Neotetide hanno poi controllato la sedimentazione dal Giurassico inferiore ad oggi.

Dopo l'annegamento della piattaforma, la subsidenza era controllata solo dall'evoluzione termica crostale fino al Cretaceo Inferiore. Il processo estensionale, infatti, era migrato verso S-SW con un apice di attività nel Cretaceo Inferiore ed è terminato bruscamente nell'Aptiano (Grasso et al. 1999). Nel blocco Pelagio, poche decine di chilometri a sud di Vega, si sono sviluppati dei semigraben orientati NW-SE come propagazione verso sudovest del regime estensionale presente fin dal Giurassico.

La placca Africana ha cominciato a derivare verso nord a partire dal Cretaceo superiore e questa convergenza è continuata fino ad oggi. Dal Santoniano, le strutture estensionali precedenti sono state invertite come faglie inverse o piccoli sovrascorrimenti associati a blandi piegamenti (Klett 2001). Nell'Eocene Inferiore si sono attivate delle faglie di trasferimento orientate E-W o WNW-ESE.

Nel Paleogene, tuttavia, il regime tettonico era abbastanza uniforme per l'intera area ibleo-maltese con una direzione di massima compressione orientata NW-SE (Grasso et al. 1999). Questa prima fase tettonica

compressiva ha avuto dei picchi di attività a 58 e 46 Ma (Grasso et al. 1999).

Questa fase ha sviluppato deboli 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 la oil-trap.

Tra l'Oligocene superiore al Miocene, l'intera regione è stata soggetta ad un forte sollevamento (Yellin-Dror et al. 1997) che ha portato ad erosione, non-deposizione (Klett 2001) oppure allo sviluppo di nuove piattaforme carbonatiche (Adam et al. 2000).

Durante il Messiniano, il sistema di faglie del Canale di Sicilia (Sicily Rift Fault Zone – SCRZ – comprende i graben di Pantelleria, Malta, di Medina e del Canale Malta-Medina) ha cominciato a svilupparsi per l'azione di faglie normali orientate NW-SE (Gardiner et al. 1995).

La deformazione relativa allo sviluppo di queste strutture continua a tutt'oggi, risultando in un rifting in un contesto trascorrente con uno stress massimo orizzontale orientato NW-NNW. La SCRZ è costituita da stretti graben NW-SE, divisi da faglie transtensive orientate NE-SW, E-W e NNW-SSE (Argnani et al. 1986, Yellin-Dror et al. 1997, Adam et al. 2000). Molte di queste faglie trascorrenti hanno inoltre agito come strutture di trasferimento o come faglie di rilascio (release faults, Destro et al. 2003).

Queste strutture tettoniche hanno quindi controllato la subsidenza e la sedimentazione nell'area, con forti variazioni di spessore delle unità post-messiniane.

Queste fasi tettoniche sono anche chiaramente visibili nelle sezioni sismiche a riflessione (Ronco e Fossaluzza 1990), con faglie normali al top delle formazioni Noto-Gela, al top delle formazioni Streppenosa e Siracusa, ed al top della Gessoso-Solfifera. La fase più evidente è l'ultima, anche per la

presenza di una superficie molto riflettente localizzata al top delle evaporiti messiniane. Si tratta generalmente di faglie transtensive NE-SW o NNE-SSW con strutture a fiore negative (Harding 1985) che hanno sviluppato una serie di semigraben associati a faglie normali NW-SE. Altre fasi tettoniche come quelle cretacico-paleogeniche sono poco chiare nelle sezioni sismiche per la mancanza di evidenti riflettori.

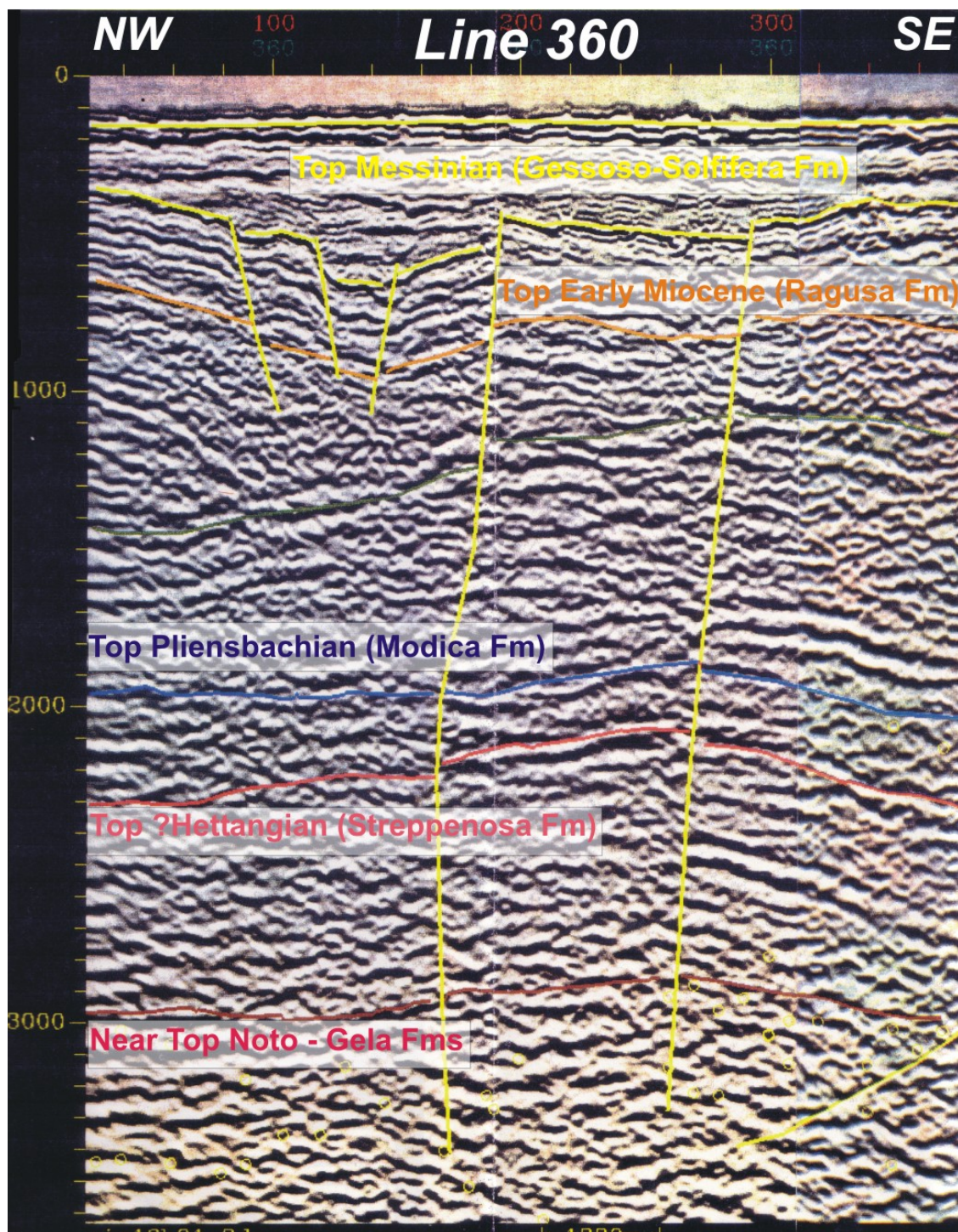


Figura 17: Strutture a fiore negative lungo faglie NE-SW associate a piccoli graben che hanno controllato la sedimentazione dal Messiniano in poi. La scarsa qualità dei dati sismici non consente di tracciare in profondità l'andamento delle strutture a fiore (da Grisi e Ronco 1991).

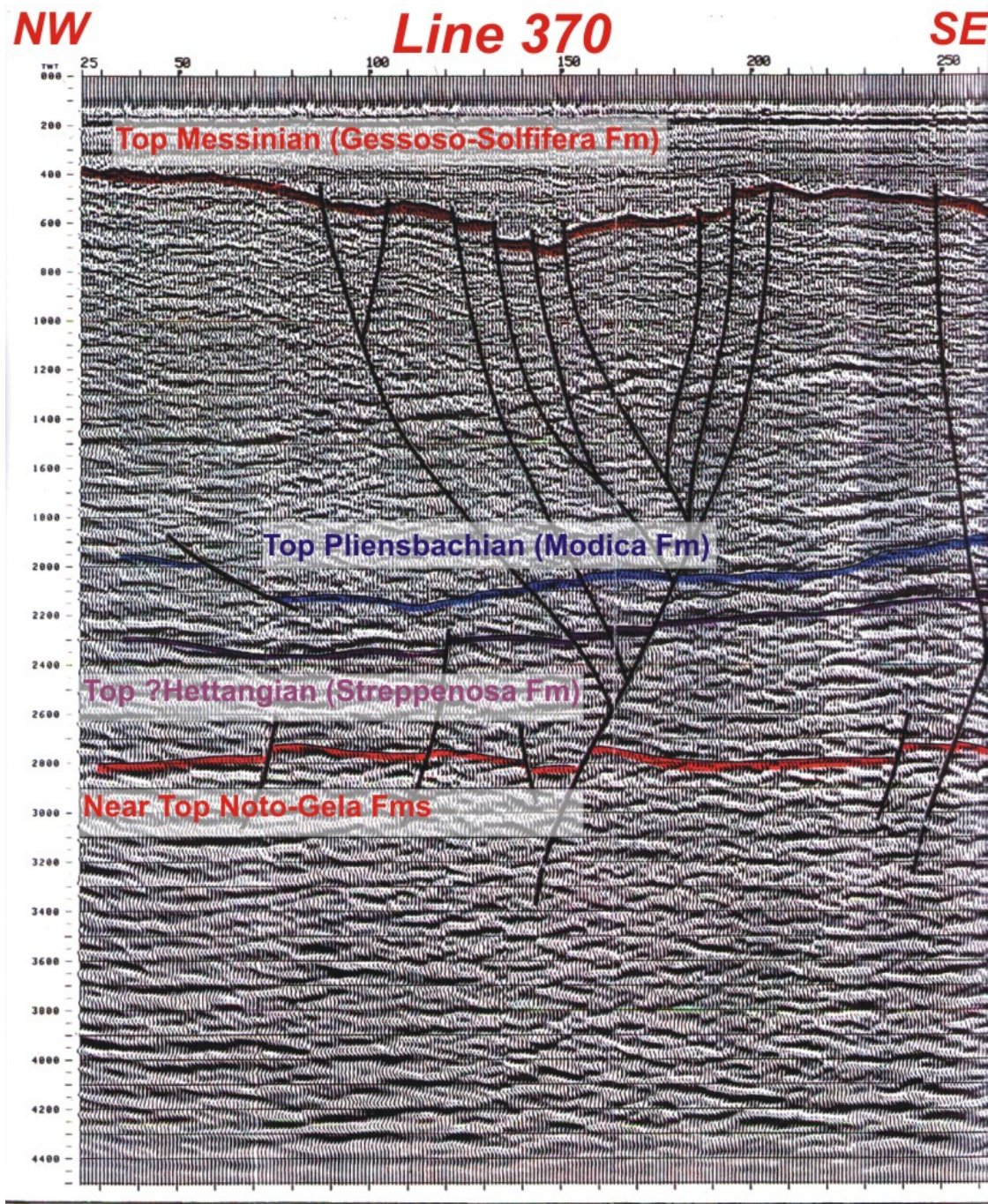


Figura 18: La linea sismica 370, parallela alla linea visibile in figura 17, presa da Fossaluzza e Ronco (1990). Da notare che in questa interpretazione, più vecchia di quella presente in figura 17, le faglie post-messiniane sono state propagate in profondità.

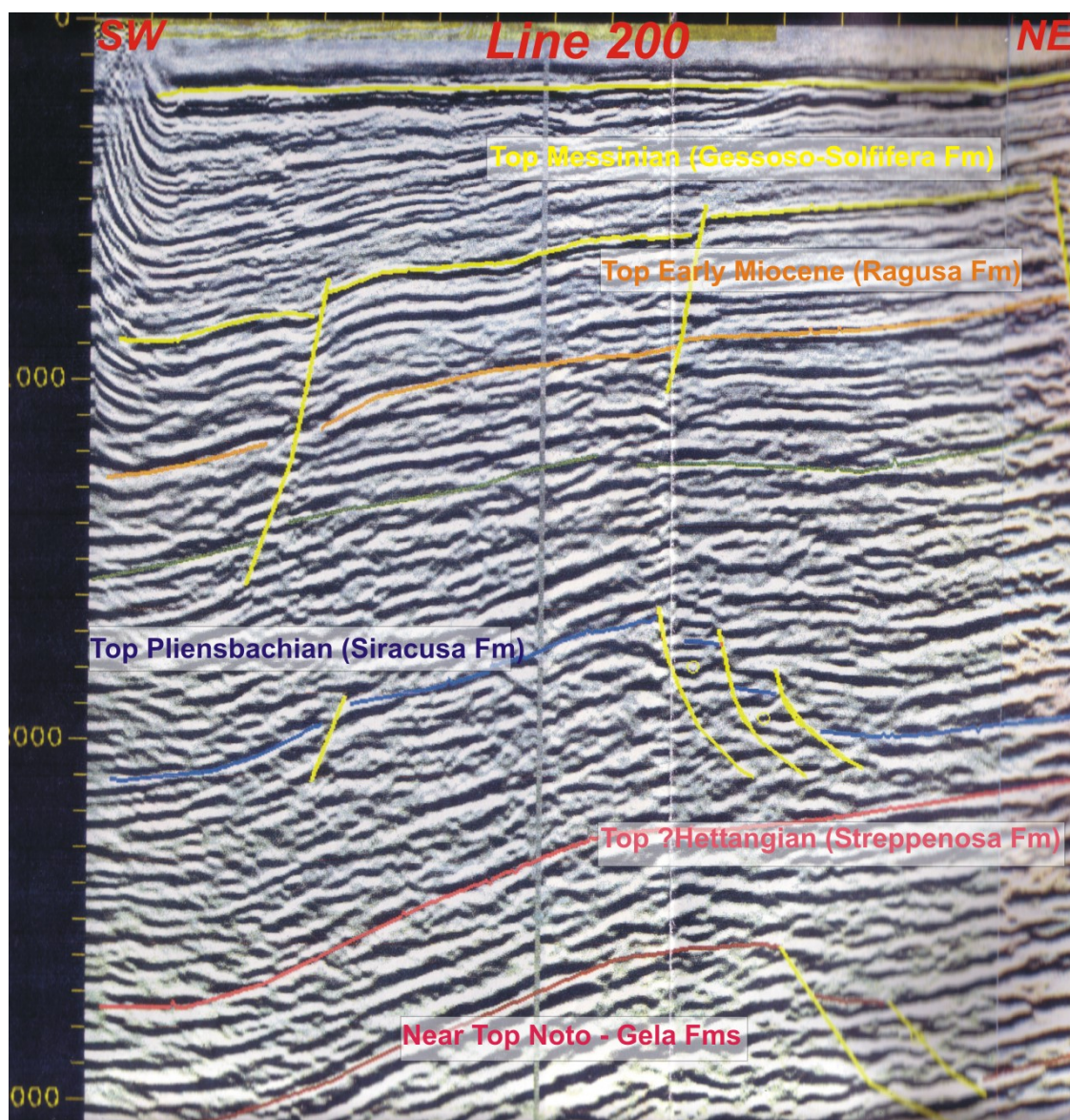


Figura 19: Evidenze di faglie normali probabilmente collegate alla SCRZ (in Grisi e Ronco 1991).

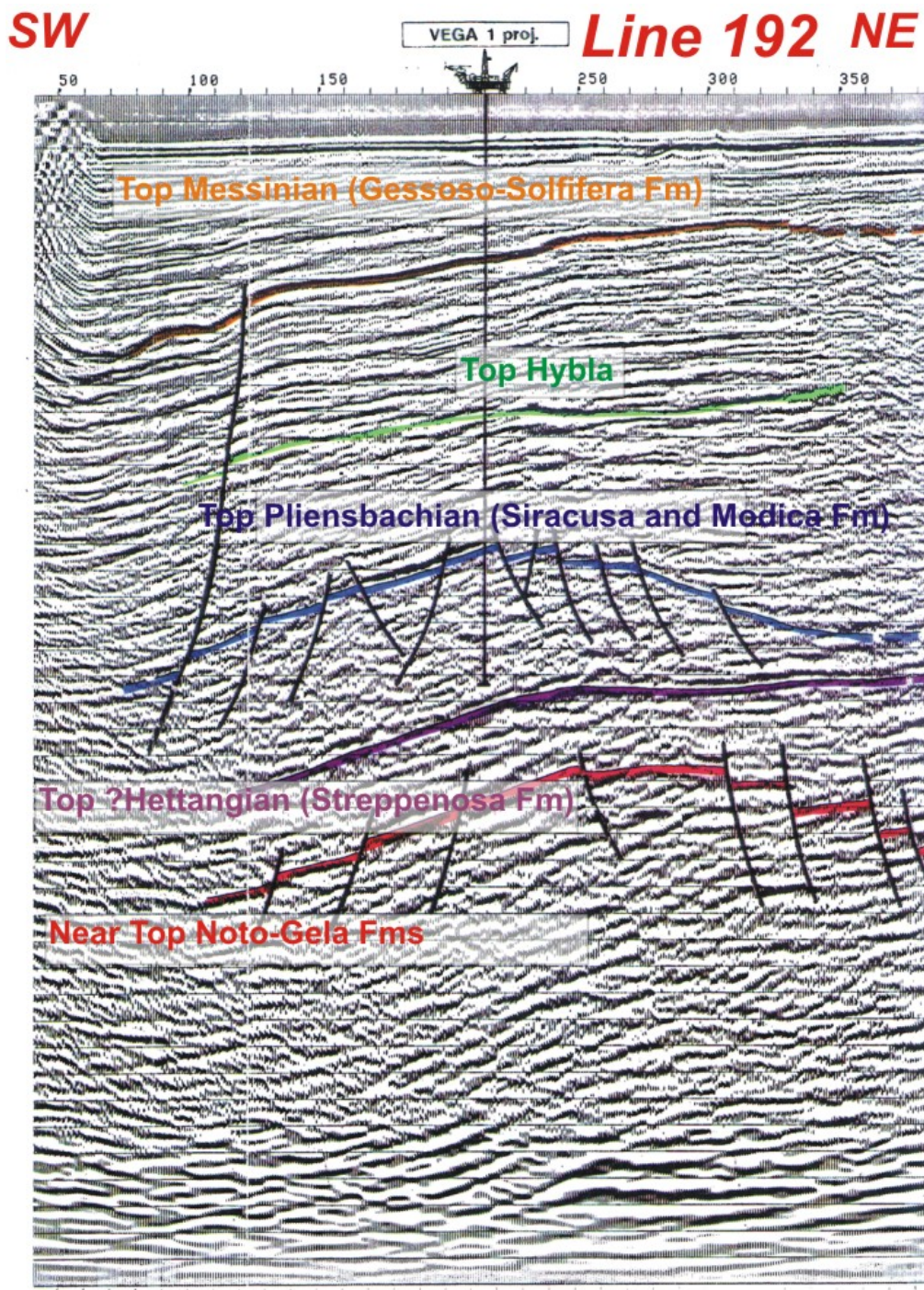


Figura 20: Linea sismica 192, parallela alla linea 200 mostrata in figura 19. In questa interpretazione più vecchia, presa da Fossaluzza e Ronco (1990), le faglie post-messiniane sono meno di quelle mostrate nel rapporto più nuovo mostrato nella figura 19. Tuttavia, gli stessi autori hanno interpretato una maggiore quantità di faglie giurassiche, rispetto a Grisi e Ronco (1991).

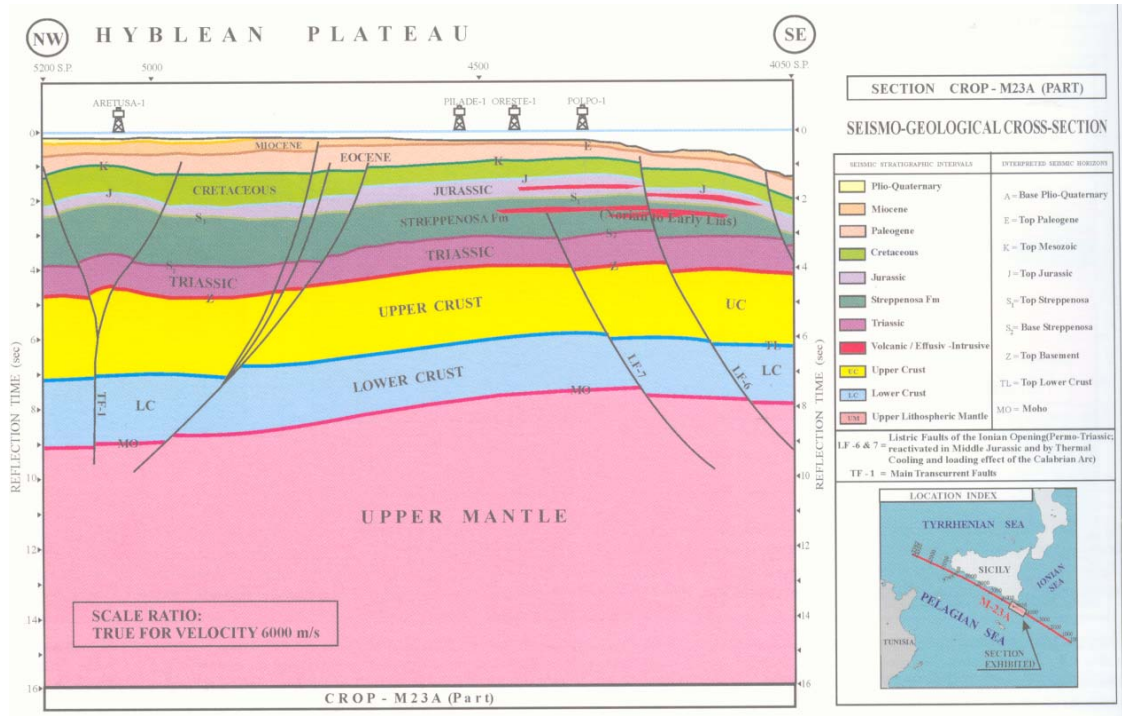


Figura 21: Un segmento del CROP Mare 23A passante ad est del Campo di Vega. La componente verticale delle faglie trascorrenti orientate NE-SW è considerevole e molte di queste strutture sembrano interessare l'intera crosta. Da Finetti (2003)

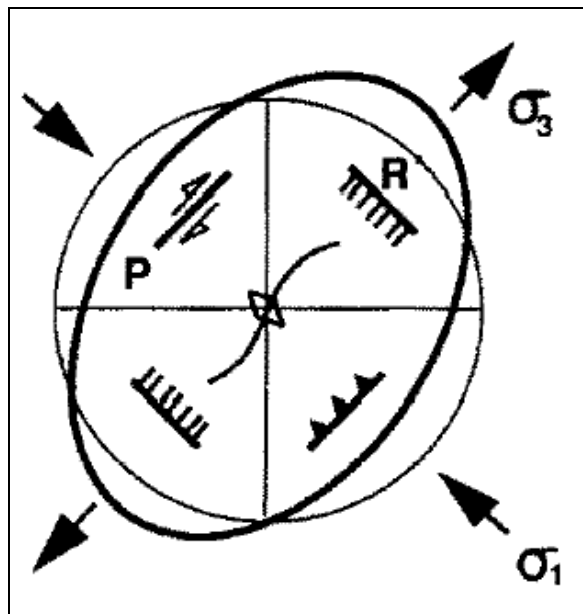


Figura 22: Tensore di stress per il Plio-Pleistocene dedotto dalla geometria delle strutture tettoniche a nord di Gozo da Gardiner et al. (1995).

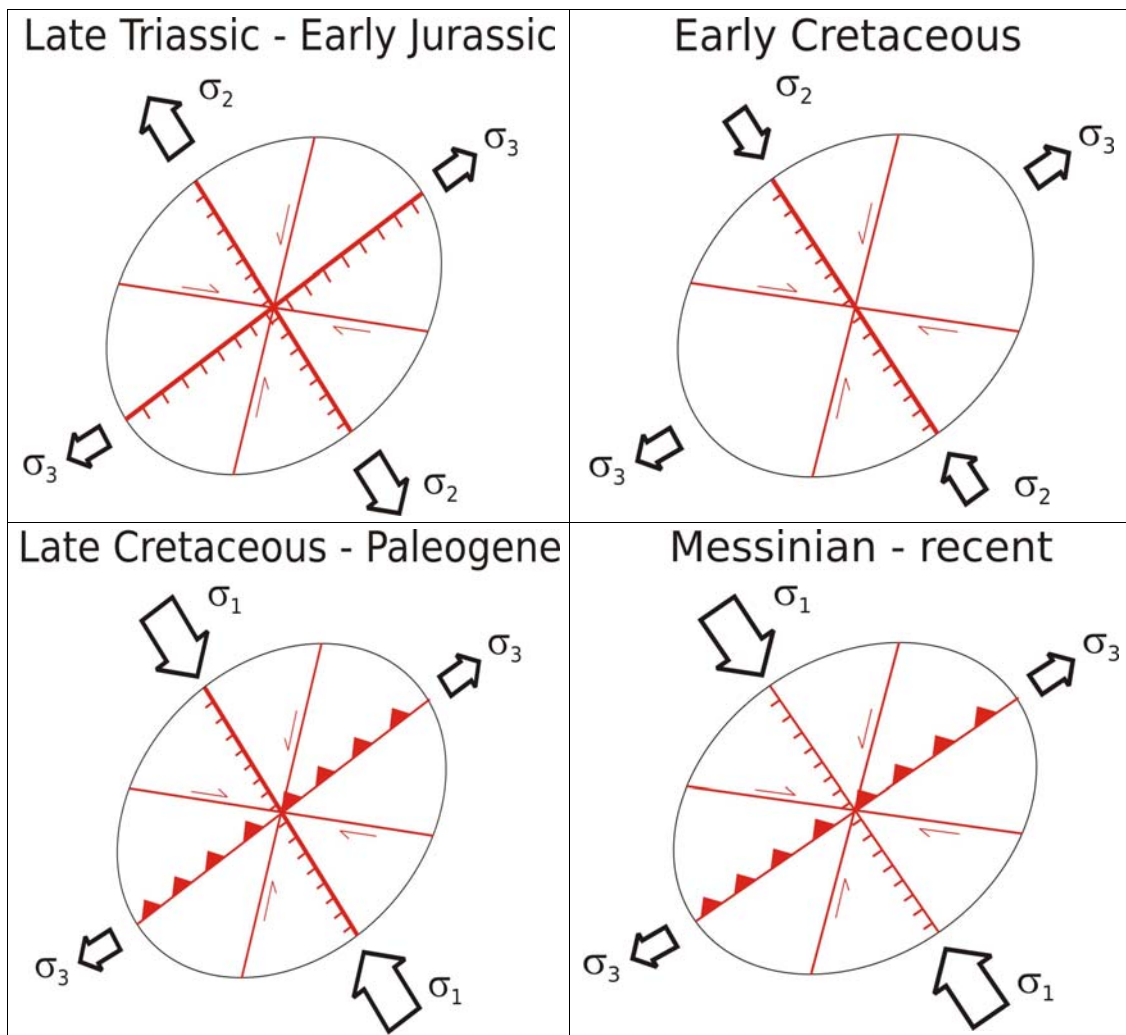


Figura 23: Tensori di stress delle varie fasi tettoniche che hanno interessato il settore ibleo-maltese. L'ellissoide di stress per il Messiniano-recente è semplicemente indicativo a causa del complesso pattern tettonico che induce frequentemente rotazioni locali del campo di stress.

3.5.2 Campo di stress attuale

Una delle più importanti strutture dell'area iblea è la Linea di Scicli, che rappresenta una faglia trascorrente destra orientata NNE-SSW ed è considerata attiva anche per la presenza di vulcani di fango sul fondale marino (Holland et al. 2003) proprio nell'area del campo di Vega.

Questa faglia, infatti, attraversa il campo di Vega determinandone la sua complessità.

L'attuale fase tettonica presenta un campo di stress con la massima compressione, σ_1 , orientata NNW-SSE ed un minimo, σ_3 , orientato ENE-WSW (Berrino 1997, Neri et al. 2005).

Questi dati sono inoltre confermati dai rilevamenti GPS e dai tensori di stress calcolati mediante i meccanismi focali dei terremoti dell'area (Neri et al. 2005).

I movimenti tettonici risultanti sono quindi abbastanza complessi con un'estensione ESE-WSW nel plateau ibleo-maltese (Bianca et al. 1999), collegati talvolta ad un σ_1 locale verticale (Adam et al. 2000, Neri et al. 2005), talora con un'apparente evoluzione polifasica (Cello et al. 1984).

I dati di breakout hanno confermato la direzione NW-NNW del massimo tensore di stress orizzontale, con locali rotazioni a ENE-WSW (Ragg et al. 1999, Reinecker et al. 2004, figura 24).

Di fatto, la deformazione del Plateau Ibleo-Maltese è strettamente collegata alla scarpata di Malta ed alla SCRZ.

La scarpata di Malta è un'importante struttura ereditata fin dal Mesozoico che delimita il plateau. Questa struttura oggi agisce come sistema di faglie trascorrenti con un movimento sinistro ed un subordinato movimento normale dovuto alle differenti caratteristiche reologiche e di spessore crostale tra il settore ibleo-maltese ed il Mar Ionio.

La SCRZ, invece, si sviluppa come struttura quasi puramente estensionale perpendicolare al massimo stress orizzontale associato ad una distensione crostale orientata WSW-ENE.

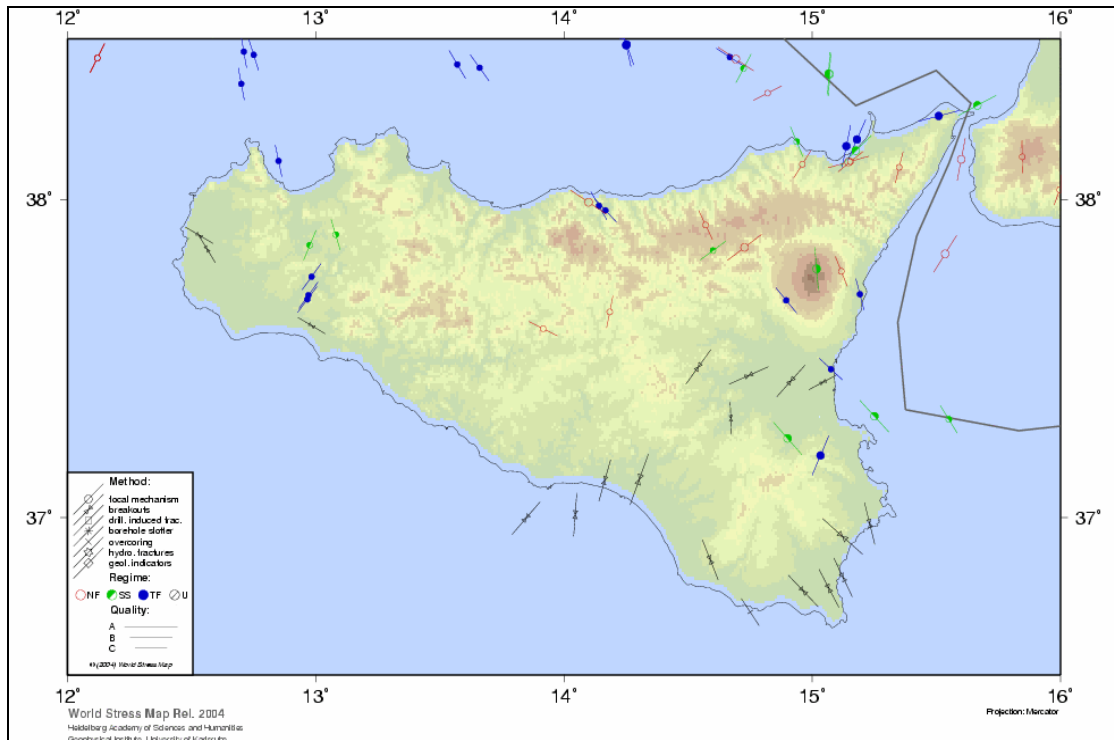


Figura 24: Dati sullo stress compressivo disponibili per la Sicilia (da Reinecker et al. 2004)

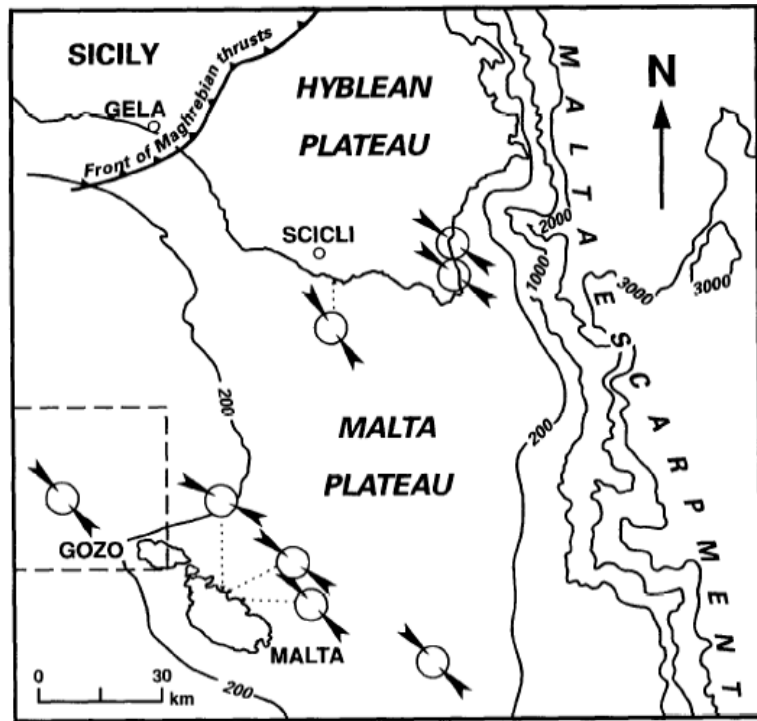


Figura 25: Orientazione di alcune misure relative allo stress compressivo (da Gardiner et al. 1995).

Il plateau ibleo-maltese è quindi soggetto prevalentemente ad azioni estensionali che sono direttamente collegate all'evoluzione geodinamica regionale, come l'apertura del Mar Tirreno e la differente compensazione litosferica tra blocchi adiacenti (Arco Magrebide, Mar Ionio, Arco Calabro, "Avampaese" Ibleo e la SCRZ).

In questo contesto tettonico estremamente complesso risulta difficile comprendere il comportamento delle direzioni delle fratture rispetto alla loro apertura o chiusura.

Berrino (1997) ha descritto quattro differenti sistemi di faglie nella SCRZ:

- faglie normali NW-SE;
- faglie trascorrenti destre E-W;
- strutture estensionali N-S parzialmente riattivate come faglie trascorrenti sinistre;
- strutture transtensive ENE-WSW.

Il campo di Vega va a collocarsi lungo la Linea di Scicli, una struttura trascorrente destra che sviluppa graben NE-SW lungo la struttura, assieme a strutture transtensionali. Questa faglia agisce come trasferimento tra la SCRZ e l'arco calabro, intersecando il Monte Etna. Questa struttura viene considerata attiva e sismogenica (e.g. Holland et al. 2003) e ha controllato l'evoluzione dei pattern idrografici nella terraferma.

4. INGEGNERIA DI GIACIMENTO

Il giacimento di Vega è situato a circa 25 km a Sud dalla costa di Marina di Ragusa, in profondità d'acqua di 123-130 m, e si estende verticalmente da 2400 m s.l.m. sino al contatto originario olio-acqua (OWC) posto a 2750 m s.l.m. Il giacimento è costituito da un serbatoio carbonatico e fratturato con mineralizzazione ad olio pesante (15,5 °API, 0,963 kg/cm³) nella matrice carbonatica e nel sistema di fratture.

Morfologicamente il serbatoio è caratterizzato da due principali culminazioni ad anticlinale (Vega A ad Est e Vega B ad Ovest, rispettivamente) separate da una zona di sella. La chiusura verso l'alto è assicurata dalle argille basali della formazione Buccheri, mentre verso il basso il limite di mineralizzazione è costituito dall'acquifero di fondo, individuato originariamente a 2750 m s.l.m.

L'attuale mappa in profondità del tetto del giacimento (Figura 26) è stata ricavata a partire dall'interpretazione in profondità della sismica 3D e successivi aggiustamenti locali eseguiti per onorare il dato derivato dai pozzi.

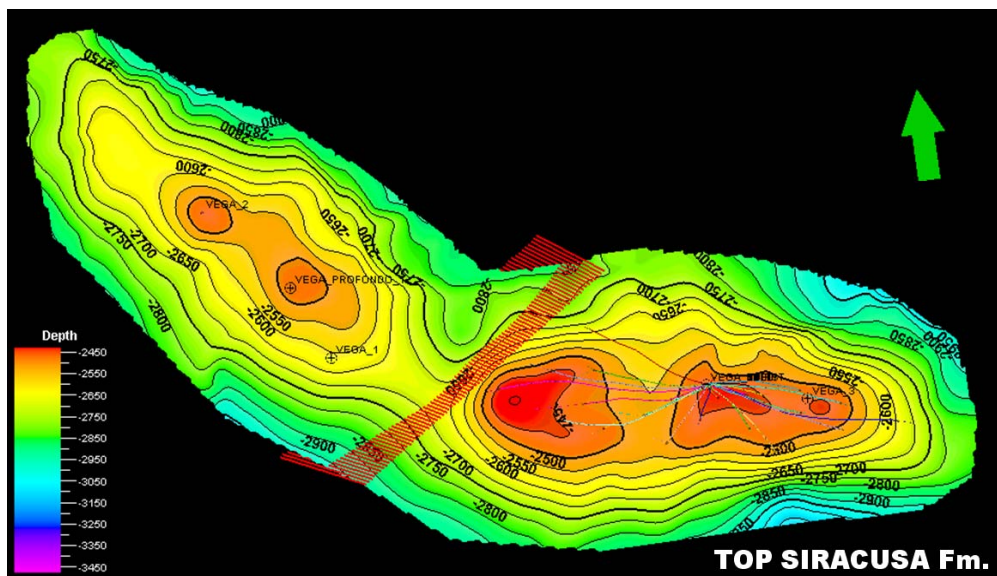


Figura 26: Mappa in profondità del tetto del giacimento VEGA (Fm. Siracusa)

4.1 Condizioni Iniziali della Mineralizzazione

La pressione iniziale del campo è pari a 271,2 kg/cm²a alla profondità (*datum depth*) di 2650 m s.l.m. Tale valore risulta dalla media delle diverse campagne di misura della pressione statica effettuate prima dell'avvio della produzione. La temperatura alla stessa profondità di 2650 m s.l.m. è pari a circa 101 °C.

4.2 Caratteristiche dei fluidi

I dati PVT dell'olio di giacimento sono stati ricavati sulla base degli studi di laboratorio effettuati sui campioni di olio prelevati in 7 pozzi del campo.

La tabella 2 mostra l'indicazione dei pozzi da cui sono stati prelevati i campioni, l'intervallo testato e la data del prelevamento.

Pozzo	Data campionamento	Intervallo campionamento (m MD ss)
VEGA-2	Aprile 1983	2477 ÷ 2525
VEGA-3	Ottobre 1982	2470 ÷ 2619
VEGA-4	Gennaio 1984	2451 ÷ 2655
VEGA-5	Giugno 1984	2486 ÷ 2653
VEGA-7	Novembre 1987	2464 ÷ 2585
VEGA-14	Novembre 1987	2489 ÷ 2622
VEGA-17	Novembre 1987	2526 ÷ 2581

Tabella 2: Campionamenti disponibili per la determinazione dei parametri PVT dell'olio - Concessione C.C6.EO – Vega

Tutti i test PVT effettuati evidenziano condizioni fortemente sottosature,

dovute a una pressione di bolla molto bassa (15-48 kg/cm²a) rispetto alla pressione di giacimento. La densità dell'olio è molto elevata e la quantità di gas disciolto nell'olio è trascurabile (10-20 Sm³/m³).

L'esame degli studi PVT disponibili ha evidenziato un'elevata variazione areale delle viscosità dell'olio (60-95 cP). I campioni prelevati dai pozzi Vega-3, 4, 14 e 17 mostrano una viscosità dell'olio piuttosto elevata, mentre i campioni relativi ai pozzi Vega-5, 7 evidenziano una viscosità dell'olio più bassa.

I parametri PVT medi caratteristici dell'olio di Vega sono riportati qui di seguito:

- Densità dell'olio (Stock Tank): 15,5 °API
- B_o (@ $p_{iniziale}$): 1,06 rb/stb
- Viscosità dell'olio (@ $p_{iniziale}$) (*): 95 cP

Relativamente all'acqua di formazione, le sue caratteristiche termodinamiche son state ricavate da correlazioni di letteratura assumendo una densità media dell'acqua pari a 1080 kg/m³ con una salinità di 70 gr/l. Sotto queste ipotesi, il fattore di volume dell'acqua, la viscosità e la sua compressibilità, alle condizioni di giacimento, sono pari rispettivamente a 1,03 rb/stb, 0,35 cP, e $4,8 \cdot 10^{-5}$ (kg/cm²)⁻¹.

4.3 Permeabilità

CAMPO VEGA										
RISULTATI PROVE DI PRODUZIONE										
POZZO	TEST	METODO	Qo STBOPD	PI mis STBOPD/psi	KH Dnft	K Darcies	Stot	S mec	PI teor STBOPD/psi	
VEGA 1	AJ	DST 1-2	BU(H)	272	0.40	4.43	0.19	-	-	-
		DST 3	DD(H)	21	0.90	0.66	0.82	-	-	-
		DST 4	BU(H)	5	0.30	0.71	0.01	-	-	-
		DST 5	BU(H)	75	0.05	1.04	0.06	-	-	-
		DST 6	BU(H)	74	0.03	41.62	0.10	-	-	-
		DST 7	BU(H)	31	0.08	3.16	0.02	-	-	-
		DST 9	BU1(H)	3960	23.30	(**)	(**)	-	-	23.30
		DST 11	BU2(H)	2150	6.00	342.00	1.44	-0.10	NV	23.30
VEGA 2	AJ	DST 11	BU2(TC)	2150	6.00	356.00	1.50	0.33	NV	23.30
		DST 13	DD(H)	1000	1.67	56.00	0.47	-3.1	NV	1.67
		DST 13	BU(H)	1000	1.67	54.70	0.46	-3.1	NV	1.67
VEGA 3	AJ	DST 13	BU(TC)	1000	1.67	55.10	0.47	-3.1	NV	1.67
		DST 3	DD3(H)	6500	1075	70000	211.40	-3.0	NV	1.075
		DST 3	BU3(H)	6500	1075	92140	250.00	-1.3	NV	1.075
VEGA 4	AJ	DST 3	BU4(H)	5600	1075	04400	229.00	-3.6	NV	1.075
		DST 2	DD1(H)	500	1.00	045.90	1.00	75	74.9	0.00
		DST 2	BU1(H)	500	1.00	045.90	1.00	77	74.9	0.00
VEGA 5	AJ	DST 1	DD4(H)	970	1.94	61.00	0.27	-3.0	NV	1.94
		DST 1	BU4(H)	725	1.94	53.00	0.23	-2.5	NV	1.94
		DST 1	BU4(TC)	725	1.94	45.70	0.20	-3.7	NV	1.94
		POMPR	-	-	2.30	-	-	-	-	-
VEGA 7	AJ	PT	DD3(H)	2200	9.30	1300	4.00	7.5	4.6	11.00
		PT	BU3(H)	2704	9.30	1454	4.40	9.5	4.6	11.00
		PT	BU3(TC)	2704	9.30	1336	4.10	9.3	4.6	11.00
VEGA 8	AJ	PT	DD2(H)	1500	4.40	195.00	1.49	-2.9	NV	4.40
		PT	BU2(H)	1550	4.40	161.70	1.23	-3.6	NV	4.40
		PT	BU2(TC)	1550	4.40	204.50	1.56	-3.1	NV	4.40
VEGA 9	AJ	PT	DD2(H)	1160	2.50	660.20	11.90	17.6	2.5	2.70
		PT	BU2(TC)	1160	2.50	560.50	10.20	31.6	2.5	2.70
		PT	BU4(H)	4300	270	7414	132.40	-5.6	NV	270
		PT	BU4(TC)	4300	270	0300	140.40	-6.0	NV	270
		PT	DD4(H)	4300	270	13633	243.40	NV	NV	270
VEGA 10	AJ	PT	BU2(TC)	3150	15	9000	22.70	67	75	97
		PT	BU2(H)	3150	15	11400	26.40	79.5	75	97
VEGA 11	AJ	PT	BU2(H)	1150	2.53	203.30	1.12	4.9	0.5	2.60
		PT	BU2(TC)	1150	2.53	262.90	1.04	4.4	0.5	2.60
VEGA 12	AJ	INJ-TEST	FALLOFF	7200	6.40	532	5.40	NV	NV	NV
		PT	BU2(H)	03	0.15	22.50	0.06	9.3	NV	NV
		PT	BU2(TC)	03	0.15	23.47	0.06	10	NV	NV
		PT	BU3(H)	2540	6.90	177.20	0.40	-3.0	NV	6.90
VEGA 13	AJ	PT	BU3(TC)	2540	6.90	155.50	0.42	-3.0	NV	6.90
		PT	DD2(H)	1304	4.70	150.00	0.33	-2.0	NV	4.70
		PT	BU2(H)	1304	4.70	159.00	0.34	-2.2	NV	4.70
VEGA 14	AJ	PT	BU2(TC)	1304	4.70	159.40	0.34	-2.1	NV	4.70
		PT	BU2(H)	797	1.70	704.40	4.00	33	30	6.10
VEGA 15	AJ	PT	BU2(TC)	797	1.70	604.40	4.75	32	30	6.10
		PT	BU2(H)	1051	4.60	165.40	0.52	-2.6	NV	4.60
VEGA 16	AJ	PT	BU2(TC)	1051	4.60	169.40	0.53	-2.5	NV	4.60
		PT	BU2(H)	312	0.56	374.40	2.06	50.2	54	3.13
VEGA 17	AJ	PT	BU2(TC)	312	0.56	369.60	2.02	55	54	3.13
		PT	BU2(H)	1456	6.00	342.90	1.06	1.4	0	6.00
VEGA 17	AJ	PT	BU2(TC)	1456	6.00	349.30	1.00	1.5	0	6.00

LEGENDA : H = MULTIRATE DI HORNER (*) = Il valore del PI nel pozzo VEGA 17 e' stato valutato considerando Q(0+H) = 1025 BPD
TC = TYPE CURVE CON DERIVATA (***) = Valore non attendibile

Tabella 3: Risultati prove di produzione dei pozzi Vega 1 – Vega 17
Concessione C.C6.EO – Vega

4.4 Compressibilità della roccia

La compressibilità della roccia è stata assunta pari a $9,9 \cdot 10^{-5} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$ alla profondità (*datum depth*) di 2650 m s.l.m.

Tale valore è stato determinato da Exploration Consultants Limited nell'ambito dello studio dinamico del campo condotto nel 1989. La compressibilità della roccia è stata ricavata attraverso la correlazione di Hall per calcari non consolidati, assumendo una porosità di riferimento pari al 6%.

4.5 Contatto Olio-Acqua Originario

Il contatto olio-acqua iniziale è stato posizionato alla profondità di 2750 m s.l.m. Tale quota risulta in accordo con i dati di pressione e di produzione raccolti durante le campagne di misura e le prove di produzione condotte sui pozzi di sviluppo.

Non esiste, nelle condizioni iniziali, un contatto gas/olio né è possibile la formazione di una cappa di gas secondaria a causa dell'olio molto denso e sottosaturo e della presenza di un acquifero molto forte.

5. OLIO ORIGINARIAMENTE IN POSTO

La stima del volume di Olio Originariamente In Posto (OOIP) nel giacimento di Vega è stata aggiornata nel 2005 mediante la costruzione di un modello geologico tridimensionale (PETREL - 3D Geocellars Model) che tiene conto delle principali incertezze tuttora esistenti, soprattutto nel settore occidentale del campo (Vega B), in merito alla distribuzione spaziale dei lito-tipi presenti nel giacimento (calcari e dolomie) ed alla caratterizzazione statica del complesso sistema poroso (matrice, fratture e carsismo).

Le principali fasi del lavoro di modellizzazione statica del giacimento sono riportate qui di seguito:

- definizione della geometria spaziale del giacimento utilizzando la mappa in profondità del tetto della formazione Siracusa;
- definizione della mappa dell'intensità di fratturazione;
- definizione della distribuzione spaziale delle facies/lito-tipi e del sistema carsico;
- caratterizzazione petrofisica delle litologie rappresentative del sistema matrice (calcari e dolomie);
- caratterizzazione petrofisica delle fratture;
- calcolo dell'OOIP con metodo statistico per tener conto delle incertezze evidenziate nel corso delle precedenti fasi di lavoro.

La mappa in profondità del tetto del giacimento (Figura 27) è stata ricavata a partire dall'interpretazione in profondità della sismica 3D e successivi aggiustamenti locali eseguiti per onorare il dato derivato dai pozzi.

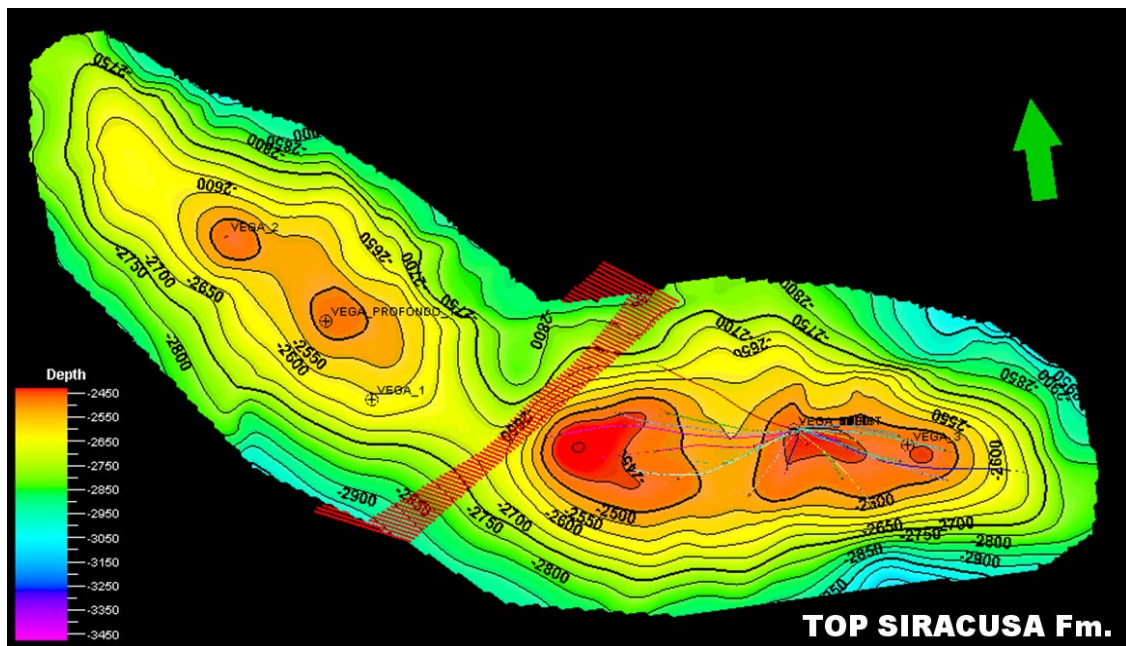


Figura 27: Mappa in profondità del tetto del giacimento VEGA (Fm. Siracusa)

Per la definizione della mappa dell'intensità di fratturazione si è partiti dalla quantificazione delle fratture incontrate dai pozzi lungo la loro traiettoria. Tale valutazione ha preso in esame dati di carota, log elettrici, log d'immagine (FMS, FMI), log di produzione e di perforazione. Dall'analisi di tutte queste informazioni è stato possibile determinare una densità media di fratturazione (numero di fratture per metro) per ben 12 pozzi di Vega (vedi Figura 28).

WELL	n° of conductive fractures (n°)	FMS interval (TVD)	thickness of logged section (m)	fracture density (n°/m)	Average well deviation
Vega 4	128	2507-2703 (2433-2624)	196	0,65	
Vega 8	62	2980-3165 (2483-2615)	185	0,33	45°
Vega 9	35	3268-3327 (2523-2578)	59	0,59	19°
Vega 9	37	3275-3326	51	0,73	19°
Vega 14	78	3188-3340 (2484-2621)	152	0,51	35°
Vega 16	94	2696-2840 (2471-2607)	144	0,65	18°
Vega 18	22	2895-2981 (2532-2581)	85	0,26	26°-85°
Vega 19	37	2560-2615 (2498-2552)	55	0,67	8°
Vega 19	49	2560-2615 (2498-2552)	55	0,89	8°
Vega 20 (*)	374		449	0,83	90°
Vega 22	93	2613-2693 (2455-2531)	80	1,16	18°
Vega 23	22	2876-2900 (2499-2519)	24	0,92	32°
Vega 24	106	3079-3147 (2576-2577)	68	1,56	90°
Vega Profondo	47	2522-2609	97	0,48	4°

Figura 28: Densità media di fatturazione nei pozzi di Vega

La mappatura dei valori di densità media di fratturazione rilevati ai pozzi è rappresentata in Figura 29.

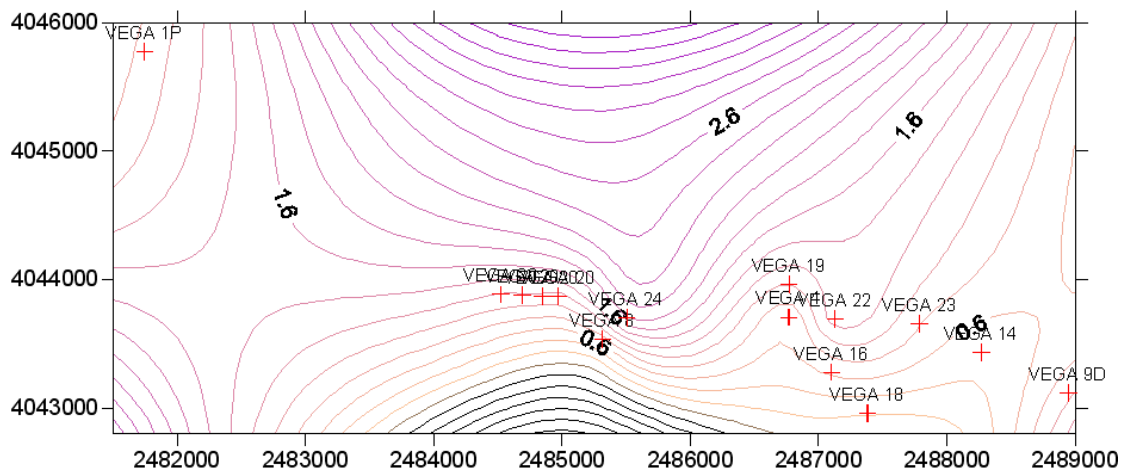


Figura 29: Mappa della densità media di fratturazione (numero fratture per metro)

E' stato dimostrato che la mappa di densità media di fratturazione si correla abbastanza bene con la mappa della deviazione dalla cilindricità della struttura di Vega. La deviazione della cilindricità rappresenta un attributo geometrico ricavabile a partire dalla mappa in profondità del tetto del giacimento e da una misura puntuale del grado di scostamento della struttura reale da una teorica superficie cilindrica di involuppo. L'utilizzo della correlazione tra densità di frattura e deviazione dalla cilindricità ha consentito di estrapolare il dato di pozzo a scala di campo e generare quindi la mappa di intensità di fratturazione necessaria poi per la definizione della mappa di porosità di frattura.

Per quanto riguarda la distribuzione spaziale della dolomia all'interno del complesso calcareo si è proceduto con l'individuazione delle zone dolomitizzate in ciascun pozzo. Nella zona di Vega A la disponibilità di numerosi pozzi ha consentito una mappatura della dolomia abbastanza dettagliata, sia in senso verticale che areale, mentre nella zona di Vega B la definizione delle zone dolomitizzate è risultata più incerta sia per il limitato numero di pozzi che per l'inadeguatezza delle informazioni acquisite sugli

stessi. Per tener conto delle incertezze circa la dolomitizzazione in Vega B si è deciso, coerentemente con il modello di facies descritto nel Cap. 3, di considerare tre diverse ipotesi di distribuzione della dolomia. Nel caso minimo la dolomia interessa solo l'area del pozzo Vega-1; nel caso medio la dolomia si estende sino alla mezzeria tra il pozzo Vega-1 ed il pozzo Vega Profondo-1; nel caso massimo la dolomia interessa anche l'area di Vega Profondo-1.

L'estensione 3D del sistema carsico è stata definita in base alle osservazioni ricavate dai pozzi sia di Vega A che di Vega B.

La caratterizzazione petrofisica della matrice calcarea e dolomitica è stata eseguita avvalendosi dei dati log e di carota. I valori di porosità e saturazione in acqua sono stati analizzati statisticamente in modo da derivare per ogni lito-tipo ed ogni grandezza un valore medio ed i limiti estremi di variazione (minimo e massimo).

Le porosità del sistema carsico sono state assunte da pubblicazioni di letteratura, mentre per le di fratture le porosità sono derivate sulla base della mappa di intensità di fratturazione avendo assunto, da letteratura, dei valori di apertura delle fratture stesse. La saturazione in acqua nella zona carnificata e nelle fratture è nulla.

In Figura 30 si riassumono le assunzioni utilizzate per il calcolo volumetrico dell'OOIP con il metodo Montecarlo. Le tre diverse ipotesi di distribuzione spaziale della dolomia sono esplicitate nella tabella di Figura 30 (terzultima e quartultima riga) con tre diversi valori del volume roccioso dolomitico in Vega A e Vega B.

L'Olio Originariamente In Posto nel giacimento Vega è compreso tra 328 e 534 Milioni STB, con un valore medio di **431 Milioni STB**. Con riferimento al valore medio, la culminazione Vega B contiene **135 Milioni STB** (circa il 31% dell'OOIP totale), contro i **296 Milioni STB** di Vega A.

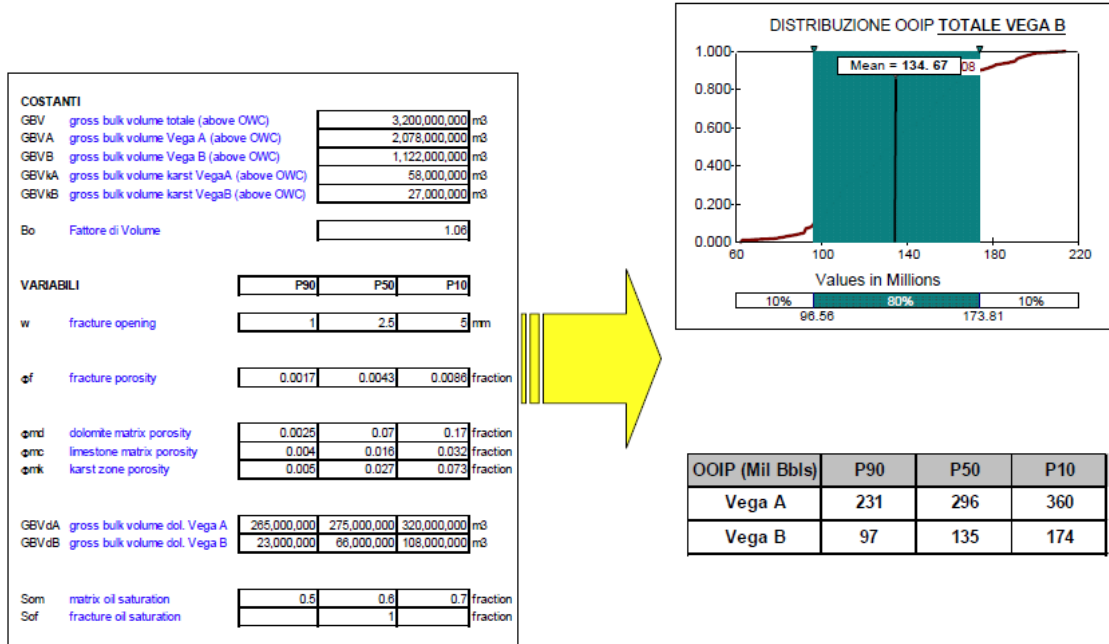


Figura 30: OOIP e principali parametri di calcolo

6. STORIA PRODUTTIVA

Lo sfruttamento del campo di Vega ha riguardato la sola culminazione orientale del campo denominata Vega A ed ha avuto inizio nell'agosto 1987 con la messa in produzione del pozzo Vega 17d. La produzione cumulativa alla data del 31 ottobre 2011 ha raggiunto **57.75 Milioni di BBL** associata ad una cumulativa di acqua di **17.99 Milioni di BBL** con un totale di 20 pozzi produttori.

La produzione di olio è stata precocemente condizionata dall'arrivo dell'acqua, da cui l'utilizzo di pompe elettriche sommerse posizionate a fondo pozzo per il sollevamento in superficie dell'effluente dalla formazione. Dopo la chiusura del campo per circa 10 mesi, nel corso del 2001, a causa della riparazione di una cisterna interna della nave di stoccaggio Vega-Oil, la produzione è ripresa senza l'ausilio delle pompe sommerse, limitando al minimo la produzione di acqua, mediante un attento ed assiduo controllo della pressione di testa su ciascun pozzo, in grado di anticipare all'operatore in piattaforma l'ingresso di acqua a fondo pozzo.

Questa nuova impostazione produttiva ha consentito di mantenere la portata di olio abbastanza costante nel tempo e di ridurre notevolmente il quantitativo di acque da smaltire nel pozzo iniettore di Vega-6dir. Fino al mese di gennaio 2001, infatti, il campo aveva registrato una produzione cumulativa di acqua di circa 18 Milioni di BBL, mentre negli anni successivi e fino ad oggi la quantità d'acqua prodotta è stata solo di 0,1 Milioni di BBL.

Un altro momento importante nella vita produttiva di Vega A è quello della sostituzione della nave di stoccaggio Vega-Oil con una nuova nave a doppio scafo (Leonis). La produzione del campo è rimasta ferma per oltre 2 anni (dal 27 ottobre 2007 al 10 dicembre 2009) per consentire la dismissione della vecchia Vega-Oil e l'installazione della nuova nave Leonis. La nuova nave di

stoccaggio ha iniziato a ricevere olio dai pozzi della piattaforma a partire dal 11 dicembre 2009.

Nella figura sottostante si riporta l'andamento della produzione annuale di campo al 31 ottobre 2011.

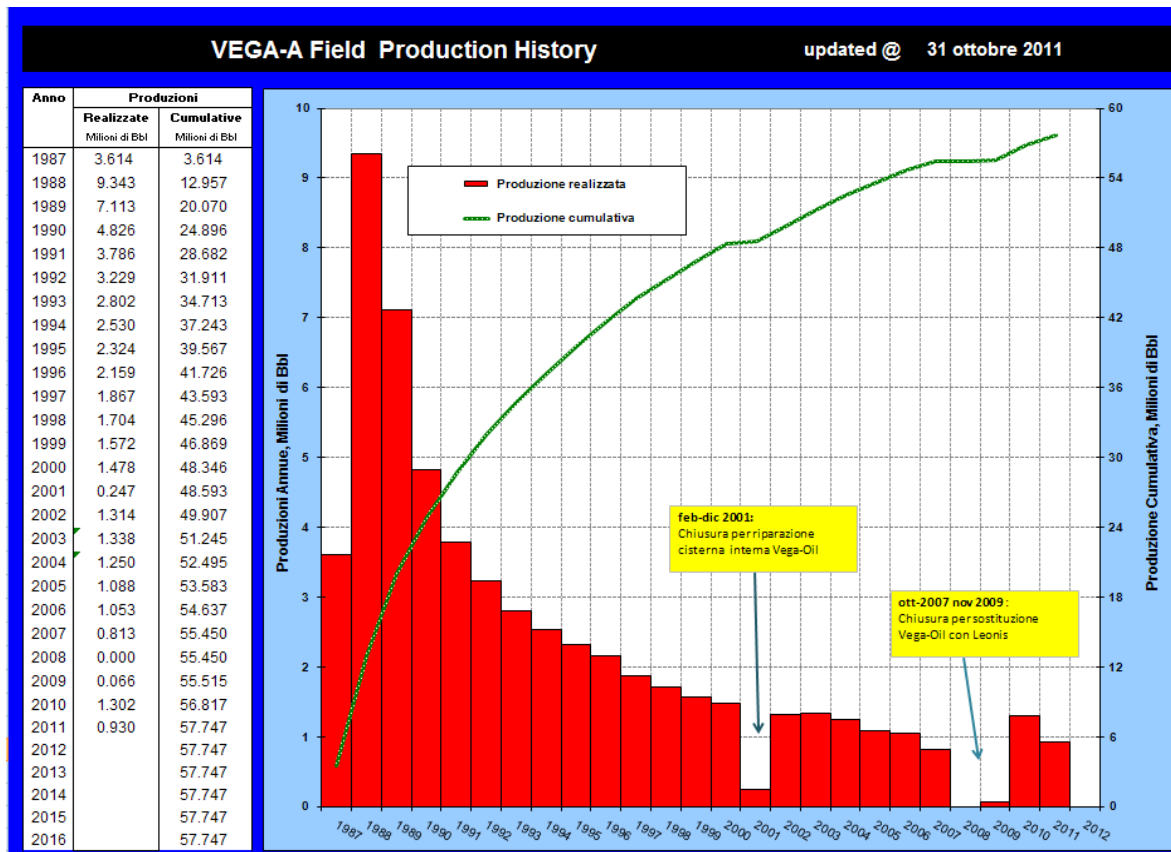


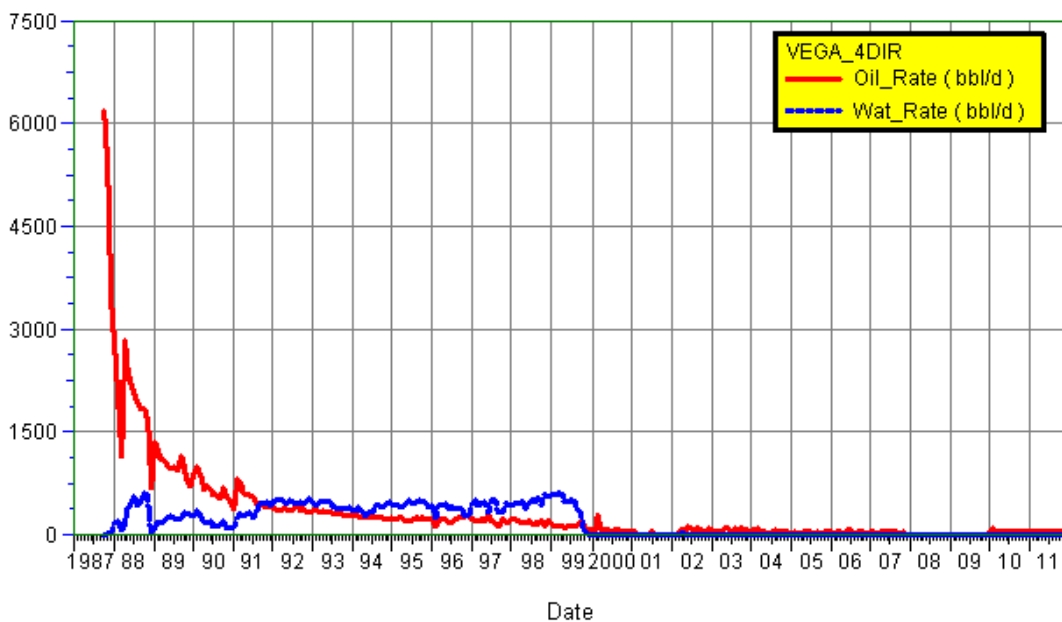
Figura 31: Andamento Produzione Annuale e Cumulativa del campo Vega

6.1 Storia Produttiva e Interventi dei singoli pozzi

Di seguito si fornisce per ogni pozzo il riassunto della storia produttiva corredato di grafico che mostra l'andamento della portata di olio e di acqua espresse in bbl/d. Si riporta, inoltre, un breve commento sugli interventi caratteristici a cui sono stati sottoposti i vari pozzi.

Da alcuni anni tutti i pozzi producono in free flow e anidri con controllo del water cut < 1% .

Pozzo Vega 4



Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
	Mbbbl	%	Mbbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m3/g	%	Sm3/g	Sm3/m3
Vega_4	2.919	5.1	1.707	9.5	14.80	24.00	2.00	49.78	7.91	0.4	108.5	13.8

Il pozzo è stato avviato alla produzione il 2 Settembre 1987 dopo lavaggio acido. Il Productivity Index misurato era risultato pari a 300 STBOPD/Psi.

Dopo un breve periodo di avviamento, la portata è stata mantenuta per circa un mese a 6200 STBOPD fino all'8 Ottobre quando, in seguito alla comparsa d'acqua è stata progressivamente ridotta a 3500 STBOPD.

Nel Gennaio 1988 la portata si era naturalmente ridotta a 2500 STBOPD ed il water-cut aveva raggiunto valori prossimi al 15%.

Sul pozzo è stato eseguito un test per la verifica della portata critica al cono d'acqua. Alla portata di 3100 BLPD (Barrel Liquid Per Day) la percentuale d'acqua aveva raggiunto in pochi giorni valori del 35%.

Il 16 Febbraio 1988 il pozzo è stato parzializzato con un tappo di sabbia. Il nuovo intervallo aperto, dopo acidificazione, era caratterizzato da un Productivity Index pari a 51 STBOPD/P

Il 1° Marzo 1988 il pozzo è stato riavviato alla produzione ad una portata di circa 3000 STBOPD. Dal 19 Marzo il pozzo ha manifestato nuovamente acqua in rapido aumento.

Al fine di contenere il water-cut la portata è stata progressivamente ridotta a 2500 BLPD e così mantenuta da Luglio ad Ottobre 1988. Dal 2 al 18 Novembre il pozzo è stato chiuso per consentire una "depressione" del cono d'acqua in quanto il water-cut aveva raggiunto valori superiori al 35%.

Ridotta la portata a 1500 BLPD il pozzo ha manifestato percentuali d'acqua mediamente in aumento dal Dicembre 1988. Da allora l'evoluzione della portata è stata di leggero e costante declino. Le uniche anomalie rispetto a questo andamento sono state indotte dalla chiusura temporanea di Agosto 89 per il controllo dei parametri produttivi e da una breve riattivazione della pompa dal 13 Dicembre 89 al 23 Febbraio 1990.

Nel corso della campagna di misure di Agosto 1990 è stata registrata una depletion di 80 Psi e calcolato un P.I. pari a 47 BLPD/Psi. La portata nel corso dell'anno 1990 è stata soggetta a numerose variazioni dovute ai ripetuti tentativi di riattivazione della pompa. Globalmente il pozzo ha mostrato una riduzione della portata fino a circa 500 BOPD nelle fasi di "natural flow", ed una "rate-sensitivity" del water-cut durante le fasi di pompamento. Nel dicembre 1990, una prova di produzione ha mostrato che la depletion era di circa 85 Psi ed il P.I. calcolato di circa 100 BLPD. Dopo il test la pompa elettrica è stata sostituita ed è ripreso il sollevamento artificiale.

Dal 6 al 7 giugno 1991 nel pozzo sono state effettuate misure sperimentali di Water Flow Log (W.F.L.). Dopo aver verificata la presenza del tappo di sabbia, riscontrato a 2590 mTR, sono state eseguite le stazioni nel foro

scoperto per la detection dei movimenti d'acqua. L'interpretazione delle misure circoscriveva le zone di entrata d'acqua in pozzo agli ultimi 12 metri disponibili del foro scoperto.

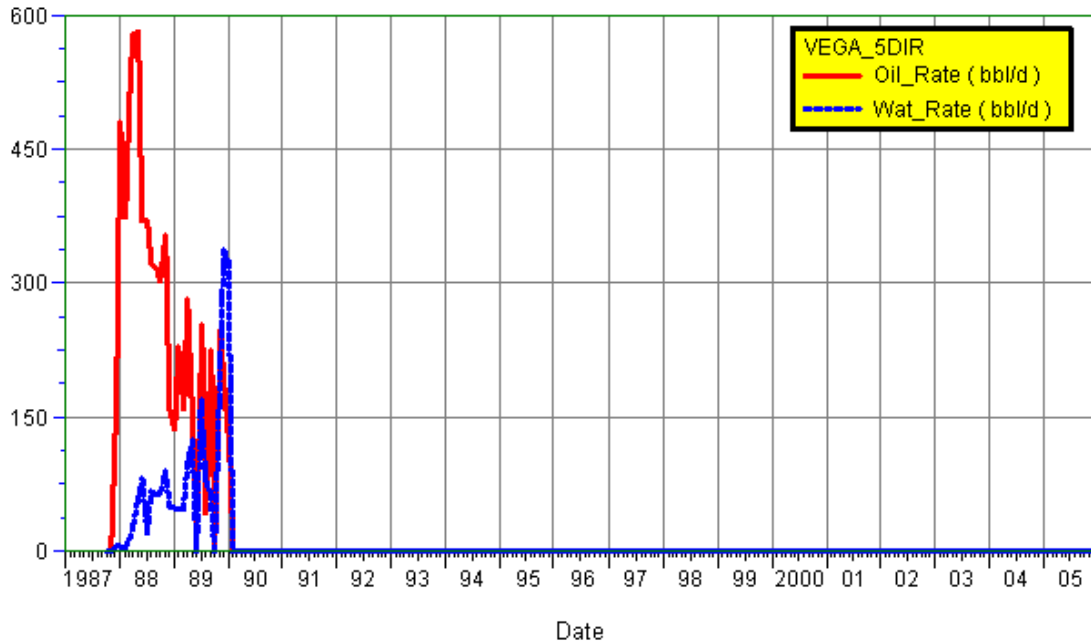
Essendo il W.F.L. in grado di distinguere il solo movimento dell'acqua, questa misura poteva dare solo delle indicazioni indirette circa l'entrata in pozzo dell'olio.

Qualitativamente si poteva riconoscere un ingresso di olio dalla parte sommitale del foro scoperto, ma nulla poteva essere detto circa l'ingresso simultaneo di olio dalla zona inferiore indiziata di produrre acqua.

Per migliorare il responso del log in termini quantitativi, nell'Ottobre 1991 sono state eseguite le registrazioni congiunte di W.F.L. e P.L.T. per la prima volta disponibili in tandem. È stato trovato un accordo sufficiente tra i risultati di PLT e WFL. Entrambi indicano che la maggior parte della produzione d'acqua proviene dalla parte terminale del foro (2550 - 2575 mTR) e che l'olio prodotto proviene prevalentemente dall'intervallo compreso tra 2510 e 2530 mTR.

La produzione di olio è quindi proseguita sempre in pompamento con E.S.P.; il water-cut dopo aver raggiunto valori pari al 70% si è mantenuto praticamente costante. Anche la produzione di olio si è stabilizzata su valori prossimi a 200 BOPD.

Dopo la rottura della pompa avvenuta in ottobre 1999, il pozzo è rimasto chiuso per circa 20 giorni e mediante wire line è stato tolto il tappo sulla string ed è stato riavviato in produzione in free flow e tuttora risulta in produzione con portata di circa 50 BOPD.

Pozzo Vega 5.


Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
POZZI	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m ³ /g	%	Sm ³ /g	Sm ³ /m ³
Vega_5	0.212	0.4	0.063	0.4								

Pozzo chiuso ed abbandonato, sostituito dal Vega 5DH.

Il pozzo è entrato in produzione il 21 Novembre 1987 dopo acidificazione. Il Productivity Index era stato valutato pari a 3.3 STBOPD/Psi.

Il pozzo ha prodotto con portate pressoché costanti di circa 500/600 STBLPD fino al 29 Maggio 1988 quando veniva chiuso una prima volta per controllo acqua in quanto il water-cut medio mensile aveva raggiunto il 18%. Dopo 12 giorni di chiusura il pozzo è stato rimesso in produzione a circa 500 BLPD fino al 7 Novembre 1988 quando la percentuale d'acqua aveva raggiunto il 70%.

Riaperto il 24 Novembre alla stessa portata, ha prodotto olio anidro per soli 6 giorni per poi aumentare il water-cut rapidamente fino al 55%. Il 14 Dicembre 1988 il pozzo è stato nuovamente chiuso.

Il 1° Gennaio 1989 il pozzo è stato riavviato alla produzione. Dopo 22 giorni

di erogazione il water-cut aveva raggiunto il valore del 65%, la portata media di liquido era pari a 391 BLPD. Dal 23 Gennaio al 7 Febbraio il pozzo è stato mantenuto chiuso.

La successiva riapertura è durata 15 giorni. Al termine di questo periodo il water-cut era nuovamente salito al 65%. Seguivano 16 giorni di chiusura e una riapertura di 19 giorni al termine della quale il water-cut si attestava su valori dell'85%.

Nuovamente il pozzo è stato chiuso per 11 giorni e riaperto per soli 17. In seguito al manifestarsi di water-cut ancora molto elevati è stata disposta una chiusura prolungata di 35 giorni.

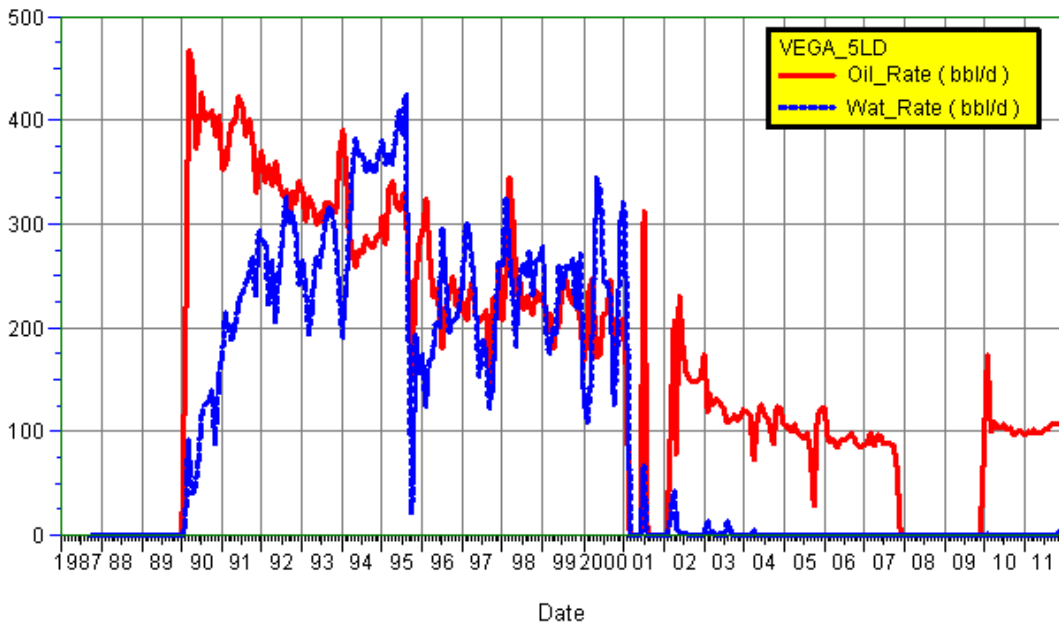
Alla successiva messa in produzione il pozzo manifestava in brevissimo tempo water-cut superiori al 50% .

Il pozzo è rimasto aperto per un totale di 43 giorni fino al 9 Luglio, data in cui si superava il valore dell'85% di water-cut. Seguiva una chiusura di 31 giorni ed un successivo periodo erogativo di 21 giorni.

Dopo una ulteriore chiusura durata 31 giorni è seguito un lungo periodo di apertura volto a sperimentare l'eventuale stabilizzazione del water-cut a valori elevati.

Per questo scopo il pozzo è stato mantenuto in erogazione per 84 giorni durante i quali si è assistito a continue e notevoli oscillazioni della percentuale d'acqua con punte che hanno sfiorato il 90% e con una produzione media di olio netto di circa 250 STBOPD per l'intero periodo, ridottisi a soli 150 STBOPD nel mese di Dicembre.

Il 24 Dicembre 1989 il pozzo è stato definitivamente chiuso per la sua conversione in pozzo *Drain Hole*.

Pozzo Vega 5DH.


Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
POZZI	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m3/g	%	Sm3/g	Sm3/m3
Vega_5LD	1.459	2.5	0.976	5.4	14.90	32.00	1.00	106.78	16.98	0.2	109.0	6.4

L'operazione di trasformazione del pozzo Vega 5 in Drain Hole è iniziata il 25 Dicembre 1989 ed è terminata dopo acid-job il 30 Gennaio 1990. La prova di produzione condotta dopo acidificazione ha permesso di valutare un Productivity Index pari a 14.3 BLPD/Psi. Il pozzo è entrato in produzione il 4 Febbraio 1990 con una portata iniziale di circa 650 BLPD.

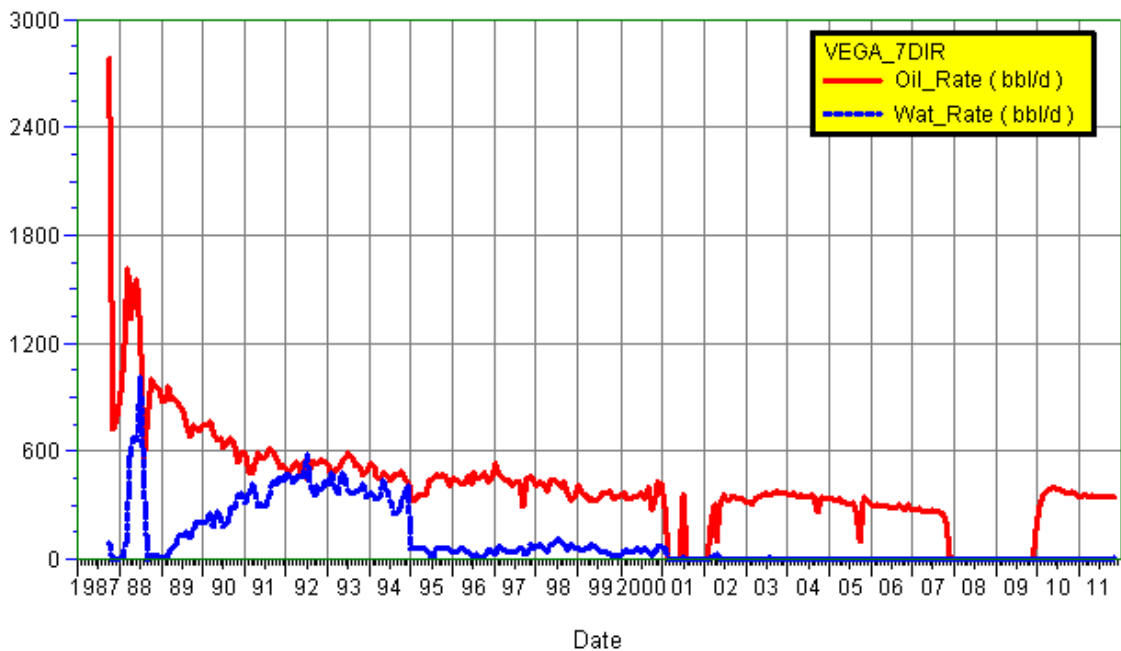
Al 30 Marzo 1990 la portata risultava pari a circa 500 BOPD con water-cut inferiore al 10%, in seguito essa è andata diminuendo fino a circa 350 BOPD a fine dicembre 1990 con un water-cut del 35%.

Nel corso dell'anno 1991 la portata d'olio è rimasta praticamente stabilizzata intorno ai 350-400 BOPD con una evoluzione del W.C. verso valori prossimi al 50% a fine 1991. Il 14 agosto 1995 si è avuta la rottura della pompa elettrica di fondo e, dopo una breve fase di erogazione in free-flow, è stato messo in produzione con jet pump. Sostanzialmente si è osservato che il water-cut è leggermente diminuito e si è mantenuto costante mentre la produzione di olio netto si è mantenuta su livelli simili a quelli ottenuti nell'ultimo periodo di pompamento. Nel giugno 1997 e nell'aprile 1998, la jet pump è stata oggetto di pulizia e manutenzione. La produzione con jet pump è proseguita

fino a giugno 2001. Dopo la chiusura generale del campo a causa della sostituzione della sea line protrattasi fino a gennaio 2002, alla ripresa della produzione il pozzo è stato lasciato produrre in free flow. Risulta ancora oggi in produzione spontanea con oltre 100 BOPD.

Pozzo Vega 6.

Il pozzo Vega 6, perforato sul fianco nord della struttura, ha trovato la stessa struttura ribassata ed in acqua. Il completamento è stato eseguito prevedendo di utilizzare il pozzo come smaltimento di acque prodotte dagli altri pozzi del campo. Nel gennaio 1992 è stato acidificato con 40 m³ di miscela di HCl al 15%. Nel mese di ottobre 1994 è stato eseguito un work over per sostituzione del completamento. A causa di un trafilamento nel casing 13"3/8, il pozzo non è stato ritenuto idoneo allo smaltimento e quindi non più utilizzato.

Pozzo Vega 7.


Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m ³ /g	%	Sm ³ /g	Sm ³ /m ³
Vega_7	3.661	6.3	0.949	5.3	13.00	42.00	10.00	355.64	56.54	0.2	325.3	5.8

Il pozzo è entrato in produzione dopo acid-job il 26 Agosto 1987 con un Productivity Index misurato di 80 STBOPD/Psi. La portata iniziale di 4000 STBOPD è stata mantenuta fino a metà Settembre 1987 quando, per una improvvisa venuta d'acqua in percentuali fino al 25%, è stato deciso di chiudere il pozzo.

All'inizio del mese di Ottobre il pozzo è stato riaperto ad una portata di 1000 STBOPD che è stata mantenuta fino alla fine del Gennaio 1988. Il water-cut in questo periodo si è mantenuto inferiore all'1%.

Nel corso del primo semestre del 1988 sono state condotte una serie di prove a più alte portate al fine di riconoscere la portata critica di innesco del coning d'acqua. Durante questi test la percentuale d'acqua saliva ad oltre il 70% in corrispondenza di una portata liquida di 2700 Bbl.

Per permettere il riassorbimento del cono il pozzo doveva essere chiuso dal

20 Luglio al 6 Agosto 1988. il pozzo è stato riaperto ad una portata di 1000 STBOPD.

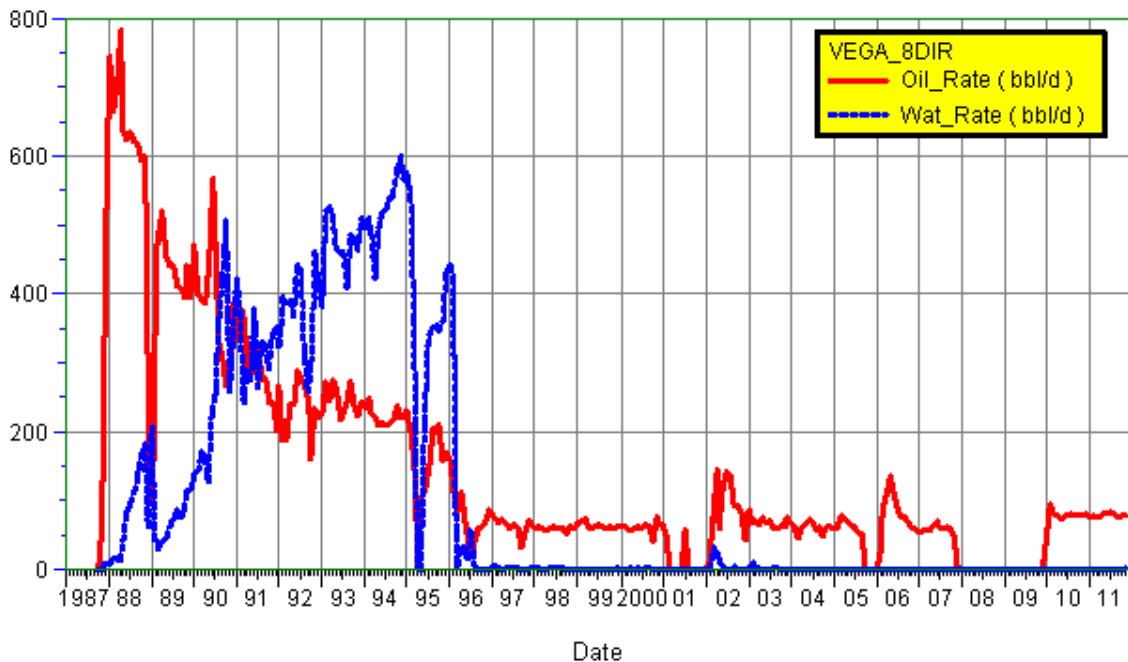
Dal 6 Agosto 1988 non sono stati modificati i parametri erogativi del pozzo. L'acqua si è mantenuta sotto il 2% fino al 15 Febbraio 1989 quando ha cominciato ad aumentare.

In seguito il pozzo ha mantenuto pressoché stabilizzata la sua portata totale.

La portata netta di olio si è ridotta in corrispondenza dell'aumento del water-cut che ha raggiunto un valore massimo del 22% nel corso dell'Ottobre 1989 per poi praticamente stabilizzarsi su questo valore fino al Marzo 1990.

In seguito, seppure con oscillazioni si è avuta una risalita del water-cut che ha raggiunto il 40% a fine 1990 ed il 50% a fine 1991. Nel Dicembre 1990, nel corso di una prova di produzione è stata registrata una depletion praticamente coincidente con quella misurata nell'Agosto 1989 e pari ad 87 Psi.

La produzione è proseguita in pompamento fino alla rottura della ESP avvenuta il 30 novembre 1994. La produzione si era stabilizzata intorno ai 450 BOPD di olio con un water-cut fluttuante tra il 40 ed 50%. Dopo aver inserito in pozzo una jet pump nel dicembre 1994, la produzione è ripresa sugli stessi livelli ma con water-cut prossimi al 10%. L'aumento del water-cut dal 1995 è proseguito per raggiungere circa il 20% nell'anno 1998. Il pozzo è rate sensitive e tende ad autoregolarsi: aumenti di portata d'olio comportano aumenti del water-cut che, appesantendo la colonna, tendono a ridurre la portata liquida. Dopo la chiusura generale del campo a causa della sostituzione della sea line protrattasi da giugno 2001 fino a gennaio 2002, alla ripresa della produzione il pozzo è stato lasciato produrre in free flow. Risulta ancora oggi in produzione spontanea con oltre 350 BOPD.

Pozzo Vega 8.


Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m ³ /g	%	Sm ³ /g	Sm ³ /m ³
Vega_8	1.285	2.2	0.930	5.2	15.10	30.00	2.00	82.04	13.04	0.2	109.2	8.4

Il pozzo è entrato in produzione l'11 Novembre 1987 dopo acidificazione, il Productivity Index era pari a 7 BOPD/Psi.

Il pozzo ha prodotto a circa 6-700 BLPD fino al 5 Novembre 1988 quando è stato chiuso per work-over. La percentuale d'acqua era lentamente aumentata fino a raggiungere il 25% a fine ottobre 1988.

Lo scopo dell'intervento era quello di ripassare la parte terminale del foro (dove si erano avute due cadute di batteria in perforazione) e che si riteneva ostruita. Nel corso del ripasso, in seguito a presa di batteria, un tratto di aste rimaneva in pozzo. Dopo un tentativo fallito di side-track è stata effettuata una acidificazione.

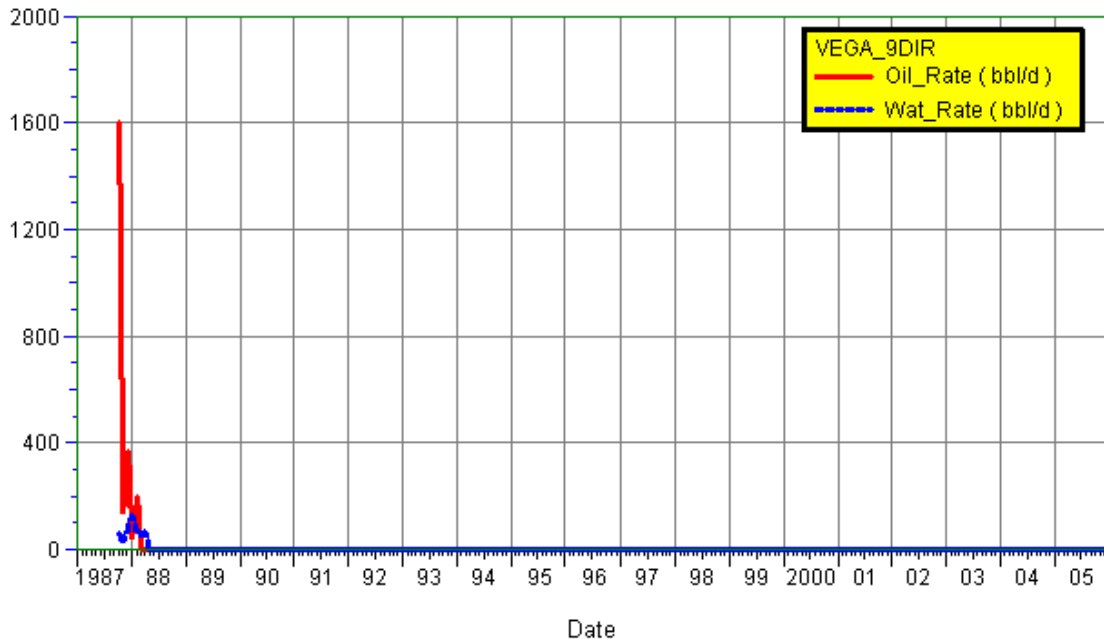
La successiva prova di produzione ha fornito un P.I. di circa 10 STBLPD/Psi, non molto migliore del precedente.

Il pozzo è stato rimesso in produzione il 13 Dicembre 1988 con una portata di circa 500 STBLPD ed un water-cut del 6-7%. L'evoluzione successiva è stata di lento e costante aumento del water-cut fino a circa il 30% a fine Marzo 1990 con portata liquida praticamente costante.

In seguito ad alcuni aggiustamenti della portata liquida si sono avute alcune oscillazioni rispetto all'aumento del water-cut ,che è comunque proseguito finì ad attestarsi a circa il 65% dall'inizio del 1992.

Il 20 febbraio 1995 si è avuta la rottura della pompa elettrica di fondo ed il pozzo è rimasto chiuso fino al 30 marzo 1995. Dal 31 marzo al 5 maggio 1995 il pozzo ha prodotto in free-flow con portate che da 180 BOPD si sono rapidamente ridotte a meno di 30 BOPD e con W.C. trascurabili. Dal 9 maggio 1995 il pozzo è entrato in pompamento con jet pump. Il water-cut è presto risalito a valori prossimi al 70% e la portata d'olio netto è andata riducendosi da 200 a circa 100 BOPD. Dal luglio 1996, constatata la bassa portata d'olio che nel frattempo si era ridotta a circa 100 BOPD, il pozzo è stato esercito in free-flow ed ha mostrato una stabilizzazione della portata associata ad una fortissima riduzione del water-cut (circa 5%).

Il pozzo è ancora esercito in produzione spontanea e gli attuali parametri evidenziano una portata anidra di circa 80 BOPD.

Pozzo Vega 9.


Situazione al 31 ottobre 2011:

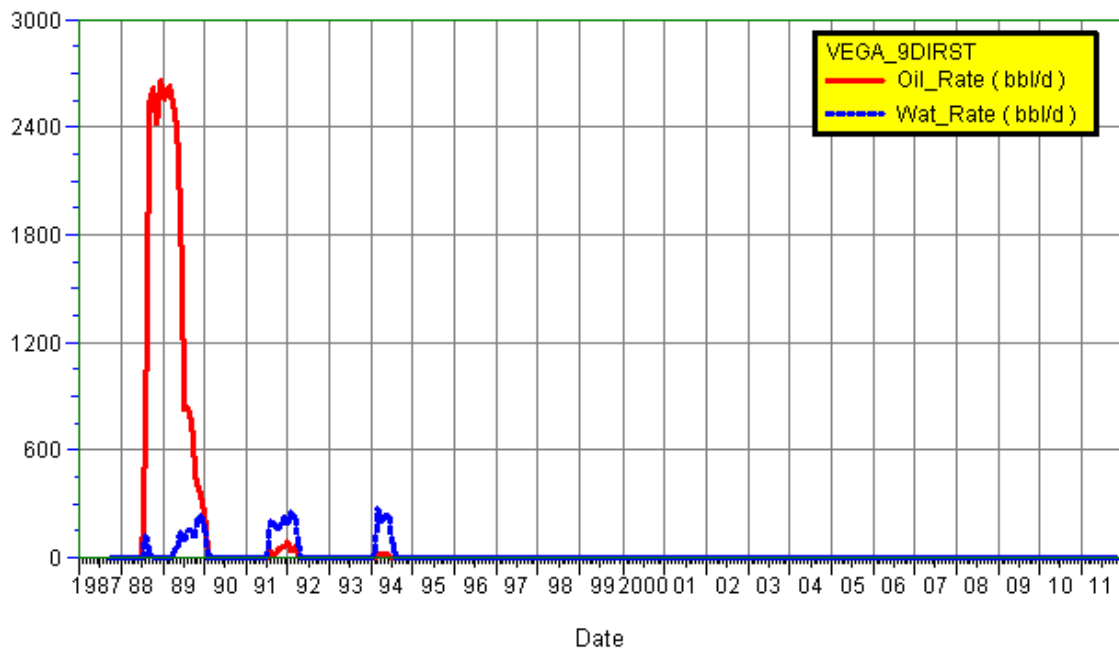
PTF Vega-A POZZI	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m3/g	%	Sm3/g	Sm3/m3
Vega_9	0.071	0.1	0.015	0.1								

Pozzo chiuso ed abbandonato, sostituito dal Vega 9ST.

Il pozzo è entrato in produzione il 30 Agosto 1987 senza acidificazione in quanto ritenuto pozzo critico per la sua vicinanza con la tavola d'acqua. Dopo un brevissimo periodo di produzione anidra con portate di 2000 STBOPD ha prodotto con percentuali d'acqua in aumento fino al 25%.

Il pozzo è stato chiuso il 4 Ottobre 1987 per consentire il riassorbimento del cono d'acqua ed è stato riaperto a fine Ottobre alla portata di 1000 STBLPD. L'acqua è subito ricomparsa ed ha raggiunto valori superiori al 40% nonostante la portata fosse stata diminuita a 500 STBLPD. L'8 Dicembre il pozzo è stato nuovamente chiuso per essere riaperto il 31 Dicembre 1987 alla portata di 350 STBLPD.

Durante il mese di Gennaio 1988 il pozzo ha prodotto con percentuali d'acqua stabilizzate intorno al 30% , che sono salite però improvvisamente all'inizio di Febbraio al 100%. Il pozzo è stato nuovamente chiuso e dal 15 Febbraio al 18 Marzo 1988 è stato brevemente riaperto producendo praticamente solo acqua. È seguita la chiusura definitiva.

Pozzo Vega 9ST.


Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A POZZI	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ chocke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m3/g	%	Sm3/g	Sm3/m3
Vega_9ST	0.915	1.6	0.134	0.7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0

Il pozzo è stato perforato come Side Track del pozzo Vega 9. Il pozzo è entrato in produzione il 31 Luglio 1988 dopo acidificazione . Il Productivity Index misurato era pari a 23 STBOPD/Psi.

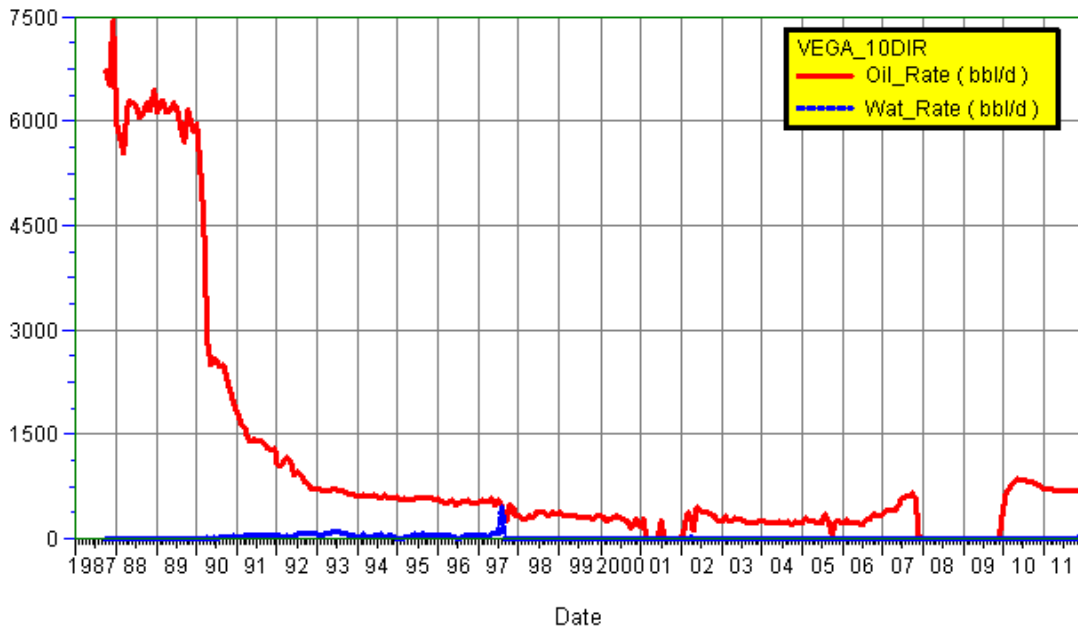
Il pozzo , messo in produzione alla portata di 2500 STBOPD, ha prodotto a portata costante senza manifestare nessun problema d'acqua fino a metà Marzo 1989.

Da questa data, nonostante ripetute e sostanziali riduzioni di portata volte a limitare il crescente water-cut, il pozzo ha manifestato percentuali d'acqua crescenti, seppure in modo discontinuo, comunque tali da portare alla chiusura del pozzo il 18 Dicembre 1989.

All'inizio del 1990, in due successive aperture (4 - 6 Gennaio e 21 - 23 Febbraio) si è verificato che il pozzo produceva praticamente solo acqua. Dal 2 luglio 1991 il pozzo è stato riaperto alla produzione dopo parzializzazione con tappo di sabbia. Il pozzo ha esibito un Productivity Index molto basso e tale da

richiedere sollevamento artificiale con diluente per la produzione. Le performances produttive si sono da subito rivelate molto scadenti e le produzioni sono state immediatamente condizionate da elevatissimi water-cut. Il 10 marzo 1992, constatato un water-cut prossimo al 100% il pozzo è stato chiuso.

Riaperto il 17 gennaio 1994, è stato definitivamente chiuso il giorno 13 giugno 1994 per alto water-cut.

Pozzo Vega 10.


Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m ³ /g	%	Sm ³ /g	Sm ³ /m ³
Vega_10	9.733	16.9	0.166	0.9	17.90	58.00	4.00	712.98	113.36	0.4	264.9	2.4

Il pozzo è entrato in produzione spontanea il 28 Agosto 1987 dopo acidificazione. Il pozzo si è rivelato dotato di ottima capacità produttiva, il Productivity Index è risultato pari a 1800 STBOPD/Psi.

Il pozzo è stato avviato alla produzione ad una portata di circa 6000 STBOPD che ha mantenuto con Regolarità e senza problemi fino a tutto il Novembre 1989.

A fine Dicembre 1989 il pozzo, per la prima volta, è stato trovato ad una portata inferiore a quella programmata (circa 5600 Barili). Nei primi giorni del Gennaio 1990, dopo una serie di ulteriori test, sono state variate le condizioni di testa per riportarlo alla portata originaria.

Nonostante questo intervento, il 15 Gennaio la portata misurata era scesa a 5100 STBOPD. Nel frattempo si erano manifestate le prime tracce di acqua.

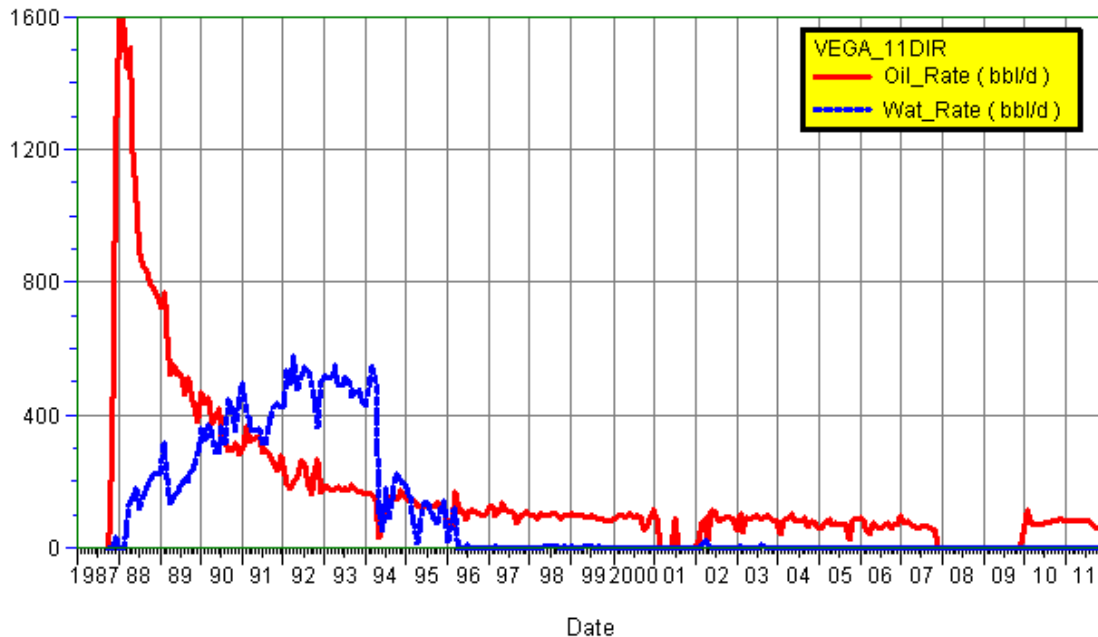
A metà Febbraio 1990, in corrispondenza di un innalzamento del water-cut

allo 0.6%, si è provveduto ad una serie successiva di riduzioni di portata fino a circa 2500 STBOPD.

Nonostante questa sostanziale riduzione, permaneva un water-cut dello 0.5% . Dal mese di agosto 1990 la portata d'olio ha subito una progressiva autoriduzione che lo ha portato a circa 1800 BOPD alla fine del 1990. Le percentuali d'acqua sono altresì cresciute a livello del 2-3% , mentre la pressione flowing di testa pozzo è nello stesso tempo scesa da 17 a circa 11 Bar.

Nel corso del 1991 e del 1992 si è osservato un lento ma costante aumento del water-cut che ha comportato un'ulteriore riduzione della portata, ad questo momento si è verificata una stabilizzazione del water-cut ed un molto meno accentuato fenomeno di riduzione della portata d'olio.

Nei mesi di maggio e giugno 1997 sono state condotte prove di messa in marcia della pompa ESP che si è rivelata in buono stato. Le caratteristiche del motore però non hanno consentito di impostare portate liquide adatte alle condizioni attuali del pozzo e nel corso dei test, avendo raggiunto valori elevati di portata si sono manifestati improvvisi e violenti aumenti del water-cut. Il fenomeno si è innestato su un trend molto meno accentuato di aumento dell'acqua che comunque stava riducendo la capacità erogativa del pozzo. Solo nell'inverno del 1998, dopo aver effettuato un apposito "bull heading" con diesel si sono avuti buoni risultati per il mantenimento della portata d'olio. Da quel momento il pozzo è stato lasciato produrre spontaneamente fino alla chiusura del campo del giugno 2001. Alla successiva riapertura del gennaio 2002 ha evidenziato un buon recupero di produttività a condizioni anidre. Dopo la chiusura totale del campo, dall'ottobre 2007 al dicembre 2009, per la sostituzione della nave cisterna Vega Oil con la nave a doppio scafo Leonis, alla ripresa della produzione si è notato un deciso incremento di portata anidra di olio. La situazione erogativa odierna mostra una portata di circa 730 BOPD, sempre in condizioni anidre e risulta uno dei migliori produttori.

Pozzo Vega 11.


Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
POZZI	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m ³ /g	%	Sm ³ /g	Sm ³ /m ³
Vega_11	1.550	2,7	0.920	5,1	12,40	28,00	5,00	63,67	10,12	0,3	54,2	5,4

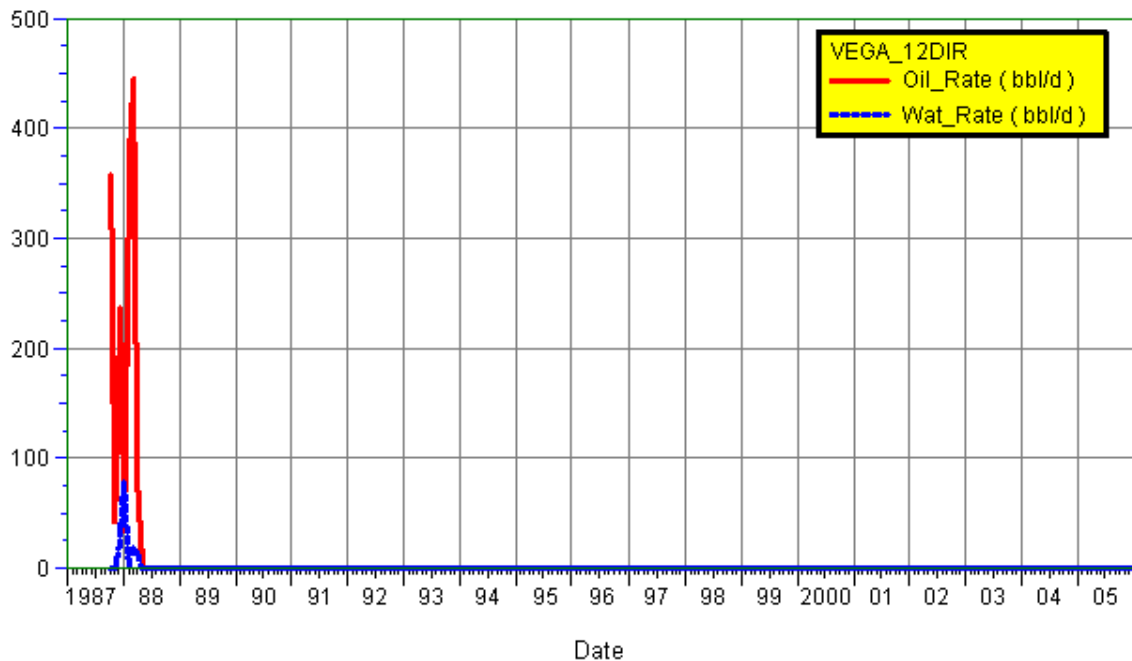
Il pozzo è entrato in produzione il 31 Ottobre 1987 dopo acidificazione. Il Productivity Index del pozzo era stato stimato pari a 16 STBOPD/Psi. Avviato a circa 1800 STBOPD , a fine Gennaio 1988, con portate di circa 1600 STBOPD , sono comparse le prime tracce d'acqua. Il 31 Marzo 1988 il water-cut aveva raggiunto il 14%. Una prima riduzione di portata a 1400 STBLPD è stata effettuata il 1° Aprile, una seconda il 24 Maggio 1988 a circa 1000 STBLPD. L'evoluzione del water-cut è stata costante e tale da raggiungere il 35% a metà Febbraio 1989.

Dal 15 Febbraio 1989 la portata è stata ulteriormente ridotta a 700 STBLPD. Il water-cut è solo temporaneamente diminuito. In seguito il pozzo ha prodotto con water-cut crescenti che hanno indotto ulteriori e graduali riduzioni della portata media netta di olio .

Il 22 gennaio 1994 si avvertono i primi segnali di malfunzionamento della ESP che si arresta definitivamente in data 6 aprile 1994.

Il pozzo rimane chiuso fino al 21 maggio 1994, giorno in cui viene installata in pozzo una jet pump. Come power fluid viene utilizzata acqua di formazione: con 500BPD di acqua si riescono a produrre 200 BOPD con un ulteriore W.C. del 55-60%. In ottobre 1994 si passa dall'acqua al diesel come power fluid al fine di evitare eventuali problemi di corrosione nell'annulus. Il 10 febbraio 1995 si passa di nuovo all'acqua di strato come power fluid additivandola con battericidi e anticorrosivi. Dal 1a al 19 dicembre 1995 il pozzo rimane chiuso a causa di problemi alla jet pump che, una volta estratta, presenta un foro di $\frac{3}{4}$ " nel corpo pompa causato da corrosione/erosione. Il pozzo eroga da questo momento in free-flow. Dal 17 gennaio 1996, sostituita la jet pump, si riprende l'erogazione in artificial lifting. Dal 18 febbraio 1996 il pozzo torna in erogazione spontanea causa rottura della jet pump. Estratta la jet pump si nota la mancanza della parte inferiore del corpo in prossimità della parte sostituita a causa della corrosione. Il pozzo viene lasciato in erogazione spontanea.

Attualmente risulta ancora in erogazione spontanea con portata anidra di circa 55 BOPD.

Pozzo Vega 12.


Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
POZZI	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m ³ /g	%	Sm ³ /g	Sm ³ /m ³
Vega_12	0.047	0.1	0.004	0.0								

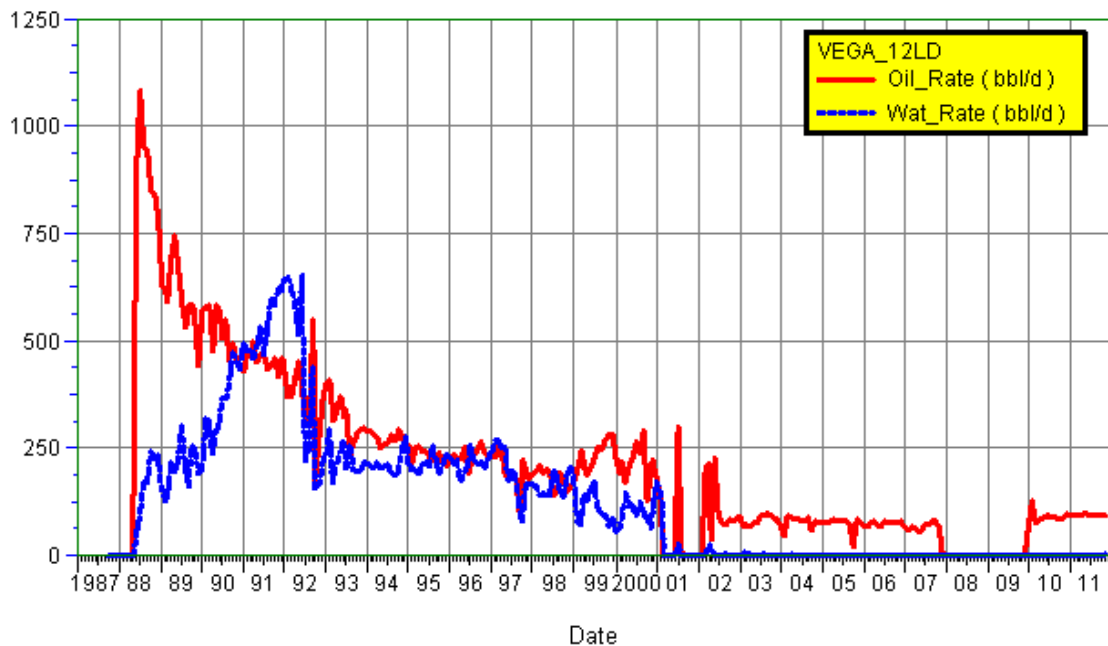
Pozzo chiuso ed abbandonato, sostituito dal Vega 12LD.

Dopo un primo avvio alla produzione il 12 Ottobre 1987 seguito da un'immediata interruzione dovuta ad avaria della pompa, il pozzo è entrato in produzione effettiva il 1° Novembre 1987. Il Productivity Index del pozzo dopo acidificazione era stato stimato pari a 6 STBOPD/Psi.

Il pozzo avviato a 500 STBOPD ha manifestato fin dalla prima settimana la presenza di frequenti cuscini d'acqua e si è poi stabilizzato su valori del water-cut intorno al 50%.

Il pozzo è stato chiuso l'8 Dicembre 1987 ed è stato riaperto il 3 Gennaio 1988 alla portata di circa 400 STBLPD. L'acqua è ricomparsa all'inizio di Febbraio con valori in aumento fino al 22% all'inizio di Marzo.

Il giorno 7 Marzo 1988 il pozzo è stato definitivamente chiuso per essere trasformato in Drain Hole allo scopo di migliorarne la capacità produttiva.

Pozzo Vega 12LD.


Situazione al 31 ottobre 2011:

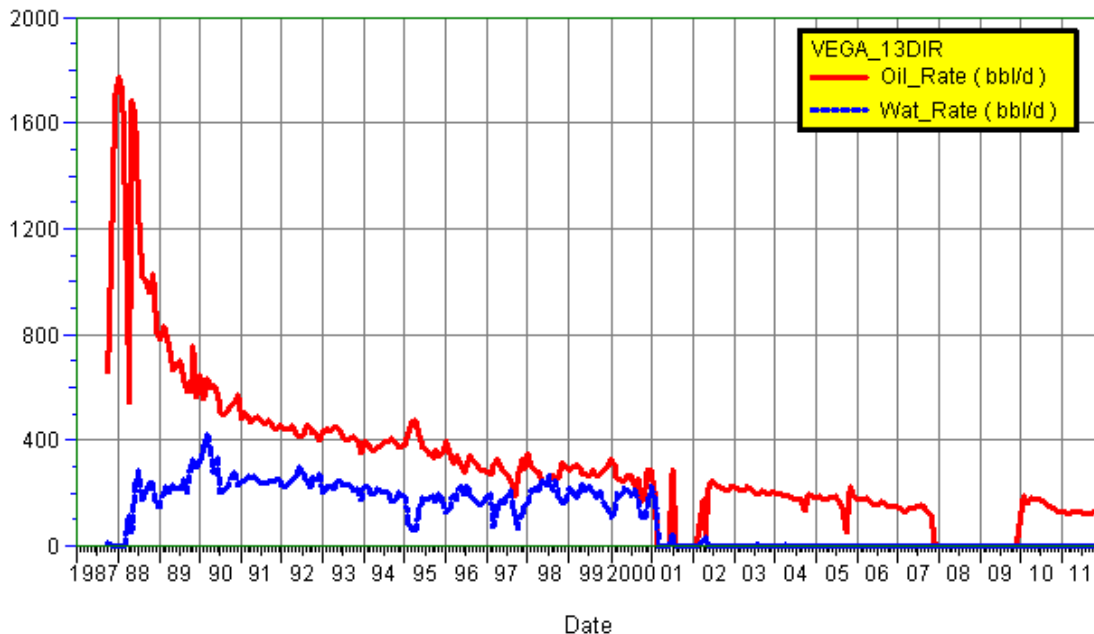
PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
POZZI	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m3/g	%	Sm3/g	Sm3/m3
Vega_12LD	1.855	3.2	1.132	6.3	16.00	33.00	1.00	97.32	15.47	0.3	108.8	7.1

Il pozzo è entrato in produzione dopo acidificazione l'11 Maggio 1988 ad una portata di circa 1200 STBLPD. Il Productivity Index misurato era pari a 8 STBOPD/Psi. Il 10 Luglio 1988 la portata è stata ridotta a 1000 STBLPD. Il comportamento del water-cut è stato discontinuo con valori oscillanti tra il 10 ed il 70%. L'episodicità degli eventi ad alto water-cut è rimasta limitata a pochi giorni/mese, nel corso del 1989 i valori medi di water-cut sono oscillati tra il 20 ed il 30%. Durante il 1990 l'evoluzione del water-cut è proseguita fino a raggiungere il 50% nel Dicembre 1990 nel contempo, la portata media di olio è passata a 450 BOPD.

Nel corso del 1991 si è avuto un contenuto aumento del water-cut che ha raggiunto circa il 60% a fine anno, la portata d'olio si è mantenuta intorno ai 400 BOPD.

Il 5 giugno 1992 si è avuta la rottura della E.S.P. ed il pozzo dal 9 giugno al 19 settembre 1992 è stato erogato in free-flow. Dopo un primo tentativo

negativo a causa della rottura del cavo wireline, il 16 febbraio 1993 è stata installata una jet pump ed il pozzo ha ripreso l'erogazione in artificial lifting. Anche per questo pozzo il passaggio dall'ESP al lifting con jet pump ha prodotto una riduzione del water-cut. Nel maggio 1998 è stata estratta ed eseguita manutenzione alla jet pump e quindi riposizionata. Dopo la chiusura del campo dal giugno 2001 al dicembre 2001, con la ripresa della produzione a gennaio 2002, il pozzo è stato fatto produrre in spontanea senza la jet pump. In data odierna risulta ancora in produzione spontanea con portata anidra di circa 95 BOPD.

Pozzo Vega 13.


Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m ³ /g	%	Sm ³ /g	Sm ³ /m ³
Vega_13	2.804	4.9	0.995	5.5	14.80	33.00	3.00	133.08	21.16	0.7	109.2	5.2

Il pozzo è entrato in produzione il 19 Settembre 1987 dopo acidificazione. Il Productivity Index misurato era pari a 20 STBOPD/Psi. La portata iniziale di 1400 STBOPD è stata mantenuta per un breve periodo. Dall'inizio di Novembre 1987 la portata è stata elevata a circa 1800 STBOPD.

A metà Novembre si è avuta la rottura della pompa e da quella data la produzione è continuata in free-flow.

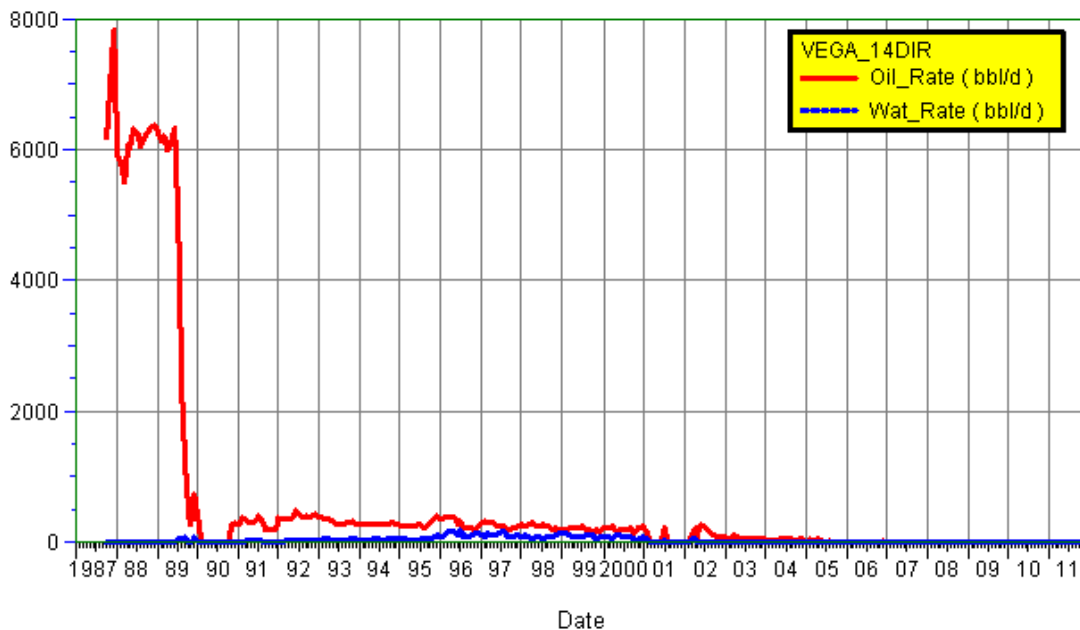
La portata è di conseguenza diminuita fino a 1100-1200 STBOPD nel mese di Febbraio 1988. Contemporaneamente si è avuta la comparsa delle prime tracce d'acqua.

Tra il 2 e l'8 Marzo 1988 il pozzo è stato interventato per la riattivazione della pompa elettrica. L'intervento non raggiungeva lo scopo prefisso e doveva essere ripetuto tra il 29 Marzo ed il 1°Aprile 1988.

Riavviato il 2 Aprile ad una portata di circa 1800 STBLPD , il pozzo ha mantenuto questa portata fino al 14 Giugno data in cui si è provveduto ad una riduzione a 1300 STBLPD per contenere il water-cut salito al 38%.

Nel Novembre 1988 è stata osservata una riduzione naturale della portata a 1000 STBLPD , il water-cut si è mantenuto tra il 15 e il 20% fino al Gennaio 1989. Da questa data si sono manifestati frequenti cuscinetti di acqua con percentuali superiori al 30%.

Nel periodo seguente, da Febbraio 1989 al Marzo 1990, la evoluzione del water-cut, sebbene con leggere oscillazioni, è stata di costante e graduale aumento fino a raggiungere il valore medio mensile del 40%. In seguito il water-cut si è mantenuto intorno al 35% fino a tutto il gennaio 1995. Il test di routine eseguito l'8 gennaio 1995 mostrava un calo improvviso del water-cut al 13% ed un aumento della portata d'olio netto. Il test successivo, eseguito il 16 aprile mostrava che il pozzo era tornato ai valori precedenti di water-cut e portata d'olio. Da quel momento si è osservato un trend di crescita moderata e discontinua del water-cut con una progressiva riduzione della portata netta di olio. L'erogazione in pompamento con ESP è terminata il 23 settembre 1997 per fuori servizio del motore di fondo. Dal 26 settembre 1997 il pozzo ha prodotto con erogazione assistita da Jet Pump fino alla chiusura del campo da giugno a dicembre 2001. Alla ripresa della produzione dal gennaio 2002 è stato lasciato in free flow ed attualmente manifesta una produzione anidra di olio di circa 135 BOPD.

Pozzo Vega 14.


Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
POZZI	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m ³ /g	%	Sm ³ /g	Sm ³ /m ³
Vega_14	5.459	9.5	0.281	1.6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0

Il pozzo è entrato in produzione spontanea l'8 settembre 1987 dopo acidificazione. Il Productivity Index misurato in quella data era di oltre 3000 STBOPD/Psi. Avviato a circa 8000 STBOPD, dal Dicembre 1987 il pozzo è stato mantenuto a portata di circa 6100 STBOPD fino al Maggio 1989.

Nel mese di Giugno 1989, segnalato da una brusca caduta della pressione di testa, si è avuto l'arrivo di acqua che, appesantendo la colonna d'olio, ha causato la riduzione della portata di free-flow e la limitazione del water-cut a valori inferiori al 10%. A questo punto sono state imposte successive riduzioni di portata che non hanno però avuto alcuno effetto. Il pozzo ha continuato ad autoridurre la sua portata fino all'autocolmatamento avvenuto il 27 Dicembre 1990.

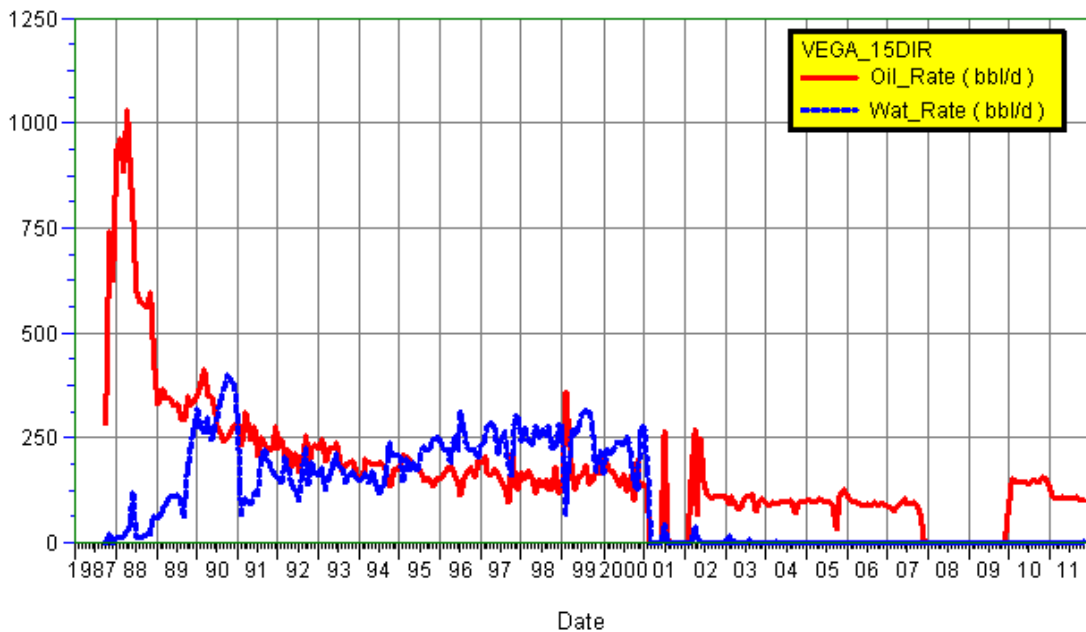
Nel Settembre 1990 il pozzo è stato parzializzato con tappo di sabbia allo scopo di escludere alla produzione le zone ad alta produttività già completamente invase dall'acqua di formazione.

Dall'Ottobre 1990 il pozzo è in produzione dai livelli calcarei al di sopra

della zona carsificata. A causa della presenza a fondo pozzo di uno spezzone di coil tubing lungo circa un migliaio di metri , non si è potuto misurare la pressione di fondo e non si dispone quindi di una valutazione diretta del P.I. del pozzo. Una stima grossolana lo definisce comunque decisamente basso ed inferiore a 2 BOPD/Psi.

Tra Ottobre e Dicembre 1990 , la produzione d'olio si è mantenuta tra i 300 ed i 400 BOPD con un water-cut che si è mantenuto al di sotto del 10%. Dal 10 aprile 1992 il pozzo è in erogazione con Jet Pump, il water-cut è in evoluzione verso valori che hanno raggiunto il 15% tra agosto 1993 e giugno 1995 per poi proseguire fino ad un massimo del 45% raggiunto nell'agosto 1997, in seguito il water-cut si è mantenuto intorno al 25% e la portata ha oscillato tra i 250 ed 300 BOPD nel corso dell'anno 1998. Nel maggio 1998 è stata sostituita la jet pump per corrosione e riposizionata la nuova jet pump che ha assistito la produzione del pozzo fino al maggio 2005 allorché è stata recuperata con coiled tubing. Nel corso di un intervento wire line del gennaio 2006 è stata accertata una comunicazione tra il tubing ed il casing di produzione 9"5/8 e tra questo e il casing 13"3/8. Il pozzo è stato chiuso alla produzione.

L'ultimo intervento wire line eseguito nel mese di novembre 2010 ha confermato quanto sopra. Si prevede a breve di effettuare un intervento di parziale chiusura mineraria con coiled tubing.

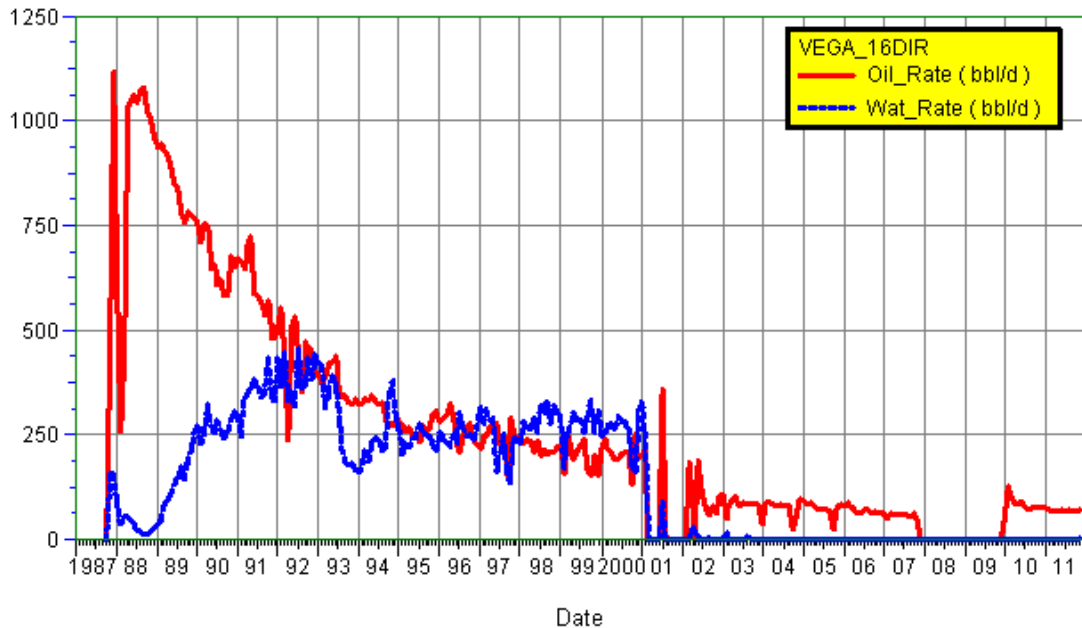
Pozzo Vega 15.


Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
POZZI	Mbbbl	%	Mbbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m3/g	%	Sm3/g	Sm3/m3
Vega_15	1.550	2.7	0.947	5.3	12.30	30.00	1.00	103.05	16.38	0.1	109.0	6.7

Il pozzo è entrato in produzione il 30 Settembre 1987 dopo acidificazione. Il Productivity Index misurato era di circa 7 STBOPD/Psi. La portata iniziale di 1000 STBOPD è stata mantenuta fino al 28 Maggio 1988 data in cui è stata ridotta a 500 STBLPD.

La sensibile riduzione aveva lo scopo di ridurre il water-cut che aveva nel frattempo raggiunto il 24%. Da Maggio a Novembre 1988 la percentuale d'acqua si è mantenuta intorno al 3%, in seguito il water-cut ha ripreso un andamento crescente aumentando fino al 60% nell'Agosto 1990. Dalla seconda metà del Dicembre 1990 il pozzo è in produzione con lifting di diesel per l'avvenuta rottura della pompa. Il 20 febbraio 1993 è stata installata una jet pump per ottimizzare il sollevamento dell'olio iniettando diesel. Nel febbraio 1995 è stato eseguito un tentativo di lifting con acqua anziché diesel, per soli 3 giorni, con esito sfavorevole. Proseguito liftaggio con diesel fino alla chiusura del campo del giugno-dicembre 2001. Alla ripresa della produzione di gennaio 2002 il pozzo è stato fatto produrre in spontanea con controllo del water cut < 1%. Al momento è in produzione anidra in free flow con 110 BOPD.

Pozzo Vega 16.


Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
POZZI	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m ³ /g	%	Sm ³ /g	Sm ³ /m ³
Vega_16	2.313	4.0	1.228	6.8	12.70	28.00	1.00	73.52	11.69	0.4	108.8	9.3

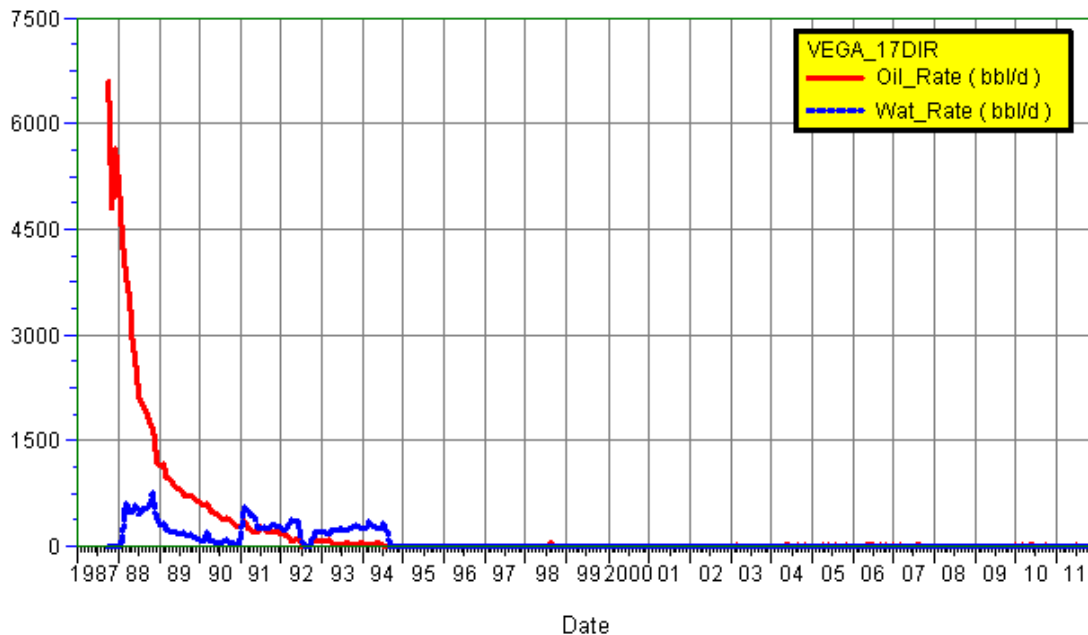
Il pozzo è entrato in produzione il 19 Ottobre 1987 dopo acidificazione. Il Productivity Index era di 43 STBOPD/Psi.

Avviato a 2000 STBOPD il pozzo ha manifestato elevate produzioni d'acqua nonostante successive riduzioni di portata fino a 500 STBLPD. Il pozzo è stato chiuso il 23 Gennaio 1988 per un intervento di parzializzazione con tappo di sabbia. Il 17 Febbraio 1988 dopo acidificazione e con P.I. pari a circa 9 STBOPD/Psi, il pozzo è stato riavviato ad una portata di circa 1000 STBLPD.

Il water-cut è aumentato gradualmente e con esso si è avuta una lenta ma continua riduzione della produzione di olio.

Nel giugno 1993 è andata fuori servizio la pompa di fondo ed il mese successivo è stata inserita la jet pump con diesel lift. Negli anni successivi si sono avute diverse manutenzioni ed una sostituzione della jet pump ed il pozzo ha operato in tale configurazione fino alla chiusura del periodo giugno-

dicembre 2001. Alla ripresa della produzione di gennaio 2002 il pozzo è stato avviato in spontanea con controllo del water cut < 1%. Nel maggio 2005 è stata recuperata la jet pump con coiled tubing e chiusa la SSD @ 1558 m MDRT. La situazione odierna trova il pozzo con una produzione anidra di circa 70 BOPD.

Pozzo Vega 17.


Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A POZZI	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 30 GIUGNO 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FHTT	Φ chocke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
	Mbbbl	%	Mbbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m3/g	%	Sm3/g	Sm3/m3
Vega_17	2.195	3.8	0.642	3.6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0

Il pozzo è entrato in produzione il 25 Agosto 1987 dopo acidificazione . Il Productivity Index misurato era pari a 49 STBOPD/Psi.

Avviato a 4000 STBOPD è stato in seguito mantenuto a 6000 STBOPD fino al 1° Dicembre 1987 quando è stato prudenzialmente ridotto a 5000 STBOPD. A fine Dicembre il pozzo manifestava acqua in percentuale media del 5% , per cui è stata decisa una prima riduzione a 4500 STBLPD.

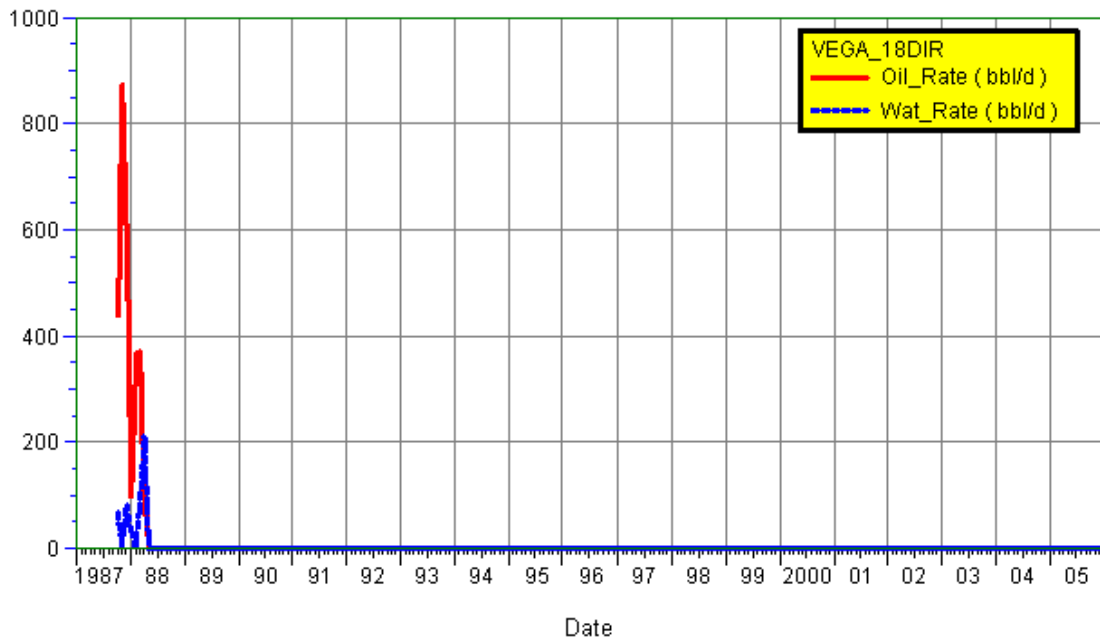
Il pozzo è stato sottoposto ad analisi di Sensibilità al coning d'acqua. Nel corso dell'anno 1988 sono state eseguite successive e sensibili riduzioni di portata che però non hanno sortito l'effetto sperato di riduzione del water-cut. Solo dopo la rottura della pompa avvenuta il 6 Dicembre 1988 e con portate inferiori ai 1500 STBLPD è stata osservata una consistente riduzione del water-cut e la sua stabilizzazione su valori inferiori al 20%.

Nel corso del 1989 il pozzo si è autoregolato rimanendo in condizioni di equilibrio con portate totali in lenta diminuzione. All'inizio del 1990 una verifica del P.I. conferava il valore iniziale misurato. Per tutto il 1990 è proseguita la

naturale diminuzione della portata che ha raggiunto valori di circa 300 BOPD a Dicembre 1990. Nel corso del 1990 si sono avuti alcuni tentativi di ripristino del pompamento con aumenti vistosi del water-cut. Dal 1991 si ha un vero e proprio break-trough dell'acquifero che comporta valori molto elevati del water-cut fino ad una prima chiusura il 6 agosto 1992 per elevato W.C. (oltre il 90%).

Riaperto dopo 40 giorni di chiusura il pozzo si riporta gradualmente a valori elevati di water-cut mentre la portata di olio netto scende a circa 25 BOPD. Quando a luglio 1994 la ESP cessa di funzionare il pozzo viene chiuso. Successivi tentativi di riapertura mostrano che il pozzo è completamente autocolmatato.

Dopo la ripresa generale della produzione del gennaio 2002, anche il pozzo Vega 17 viene fatto erogare in free flow utilizzando la tecnica alternata di produzione consistente in aperture e chiusure al fine di recuperare quanto più olio possibile. Al momento il pozzo risulta chiuso dal 19 ottobre 2011, dopo la precedente fase di produzione di 9 giorni seguita ad una chiusura di circa 2 mesi. La portata di olio anidra risulta di circa 30 BOPD.

Pozzo Vega 18.


Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A POZZI	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m3/g	%	Sm3/g	Sm3/m3
Vega_18	0.085	0.1	0.015	0.1								

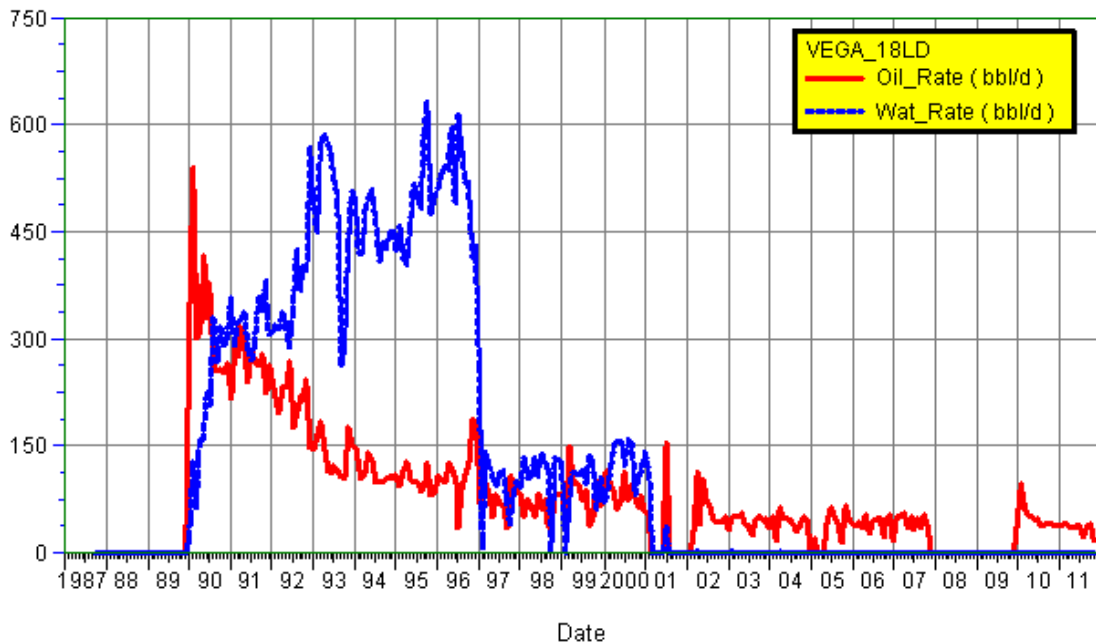
Pozzo chiuso ed abbandonato, sostituito dal Vega 18LD.

Il pozzo è entrato in produzione il 31 Agosto 1987 dopo acidificazione. Il Productivity Index misurato era pari a 7 STBOPD/Psi.

Nonostante scarsamente penetrato in giacimento, il pozzo ha evidenziato da subito notevoli problemi di produzione d'acqua di formazione. Le portate nel periodo di produzione sono sempre state mantenute su valori non superiori a 1000 STBLPD ed il pozzo è stato chiuso più volte al fine di deprimere il coning d'acqua.

Il pozzo è stato chiuso definitivamente il 14 Marzo 1988 quando produceva praticamente solo acqua.

Pozzo Vega 18LD.



Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m3/g	%	Sm3/g	Sm3/m3
Vega_18LD	0.713	1.2	1.206	6.7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0

Al 31 ottobre risultava temporaneamente chiuso alla produzione.

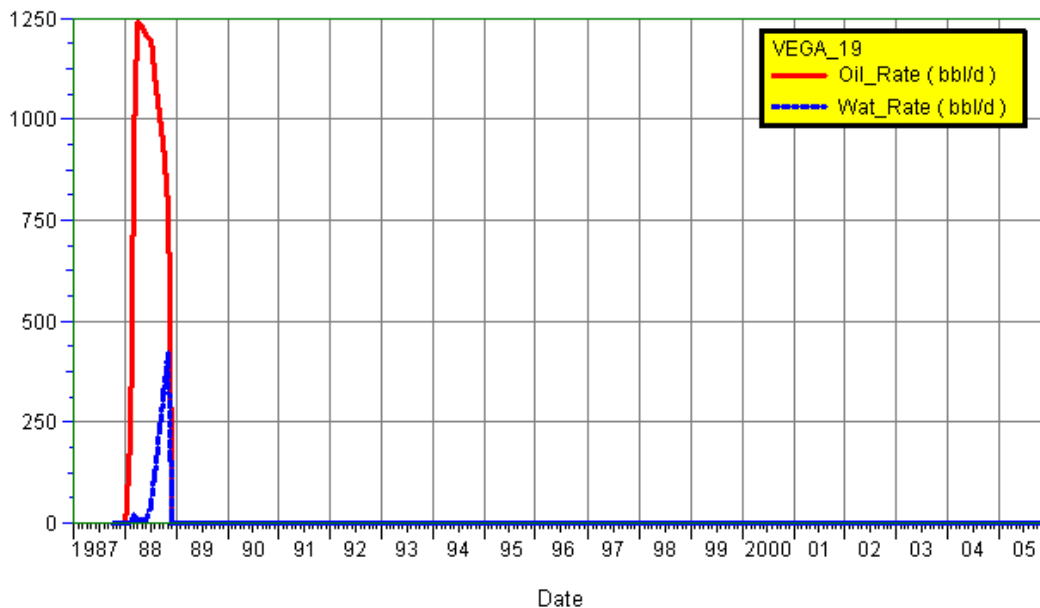
Il pozzo è stato perforato in deviazione laterale dalla scarpa del vecchio Vega 18. Il work over ha avuto inizio il 14 Novembre 1989 ed è terminato dopo lavaggio acido il 18 Dicembre 1989. Il Productivity Index misurato era pari a 14.7 STBOPD/Psi. Il pozzo è entrato in produzione il 25 Dicembre 1989, il sollevamento artificiale era garantito da ESP.

Nei primi tre mesi del 1990 è stato osservato un andamento assai discontinuo del water-cut che ha oscillato tra il 2 ed il 65 % mostrando però una tendenza generale alla stabilizzazione sui valori più elevati. Dal giugno 1990 il water-cut si è stabilizzato intorno al 55% e la portata d'olio netta è scesa da 350 a 250 BOPD.

Il 17 dicembre del 1996 si è avuta la rottura della pompa elettrica di fondo. Il 10 gennaio 1997 il pozzo è stato aperto in erogazione spontanea e, dal 27 gennaio 1997, è stato esercito con Jet Pump. Dal 24 agosto 1998 il pozzo è rimasto chiuso un mese per ostruzione Jet Pump. A settembre 1998 è stata recuperata e sostituita la jet pump e proseguita la produzione in diesel lift.

Dopo la ripresa della produzione del gennaio 2002 a seguito della fermata generale del campo da giugno a dicembre 2001, il pozzo è stato fatto produrre in spontanea in condizioni anidre. Nel maggio 2005 è stata recuperata la jet pump con intervento wire line e chiusa la SSD @ 1432 m MDRT. Al momento il pozzo è in erogazione con portata anidra di olio di circa 40 BOPD.

Pozzo Vega 19



Situazione al 31 ottobre 2011:

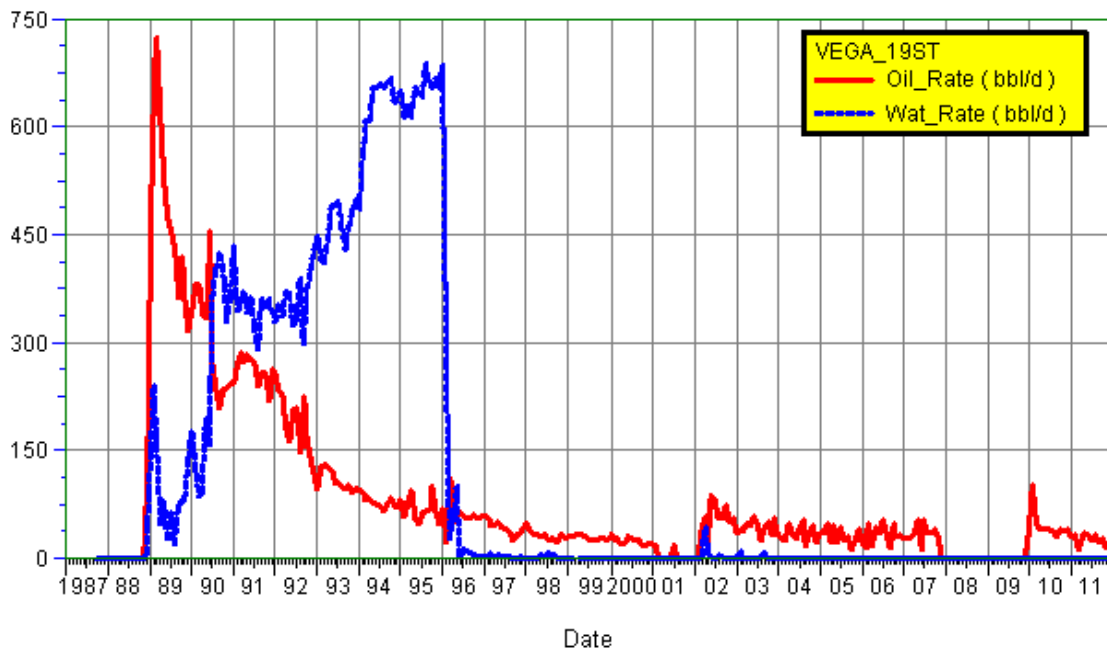
PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FHTT	Φ chocke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m3/g	%	Sm3/g	Sm3/m3
Vega_19	0.301	0.5	0.037	0.2								

Pozzo chiuso ed abbandonato, sostituito dal Vega 19ST.

Il pozzo è entrato in produzione il 1° Febbraio 1988 dopo acidificazione. Il Productivity Index misurato era di circa 12 STBOPD/Psi. Entrato in produzione a 1200STBOPD il pozzo ha manifestato dall'inizio una seppur debole presenza di acqua (0.5-1%). Dalla fine di Maggio 1988 il water-cut ha cominciato rapidamente ad aumentare fino a raggiungere il 25% ad Agosto dello stesso anno. Il 21 Ottobre 1988 il pozzo è stato chiuso per work over.

Lo scopo del work over che prevedeva l'approfondimento del pozzo per una cinquantina di metri, era quello di raggiungere una zona a più alta capacità produttiva ipotizzata dal modello geologico.

Pozzo Vega 19ST



Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A POZZI	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m3/g	%	Sm3/g	Sm3/m3
Vega_19ST	0.733	1.3	1.067	5.9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0

Al 31 ottobre risultava temporaneamente chiuso alla produzione.

Il nuovo foro dopo acidificazione era caratterizzato da un Productivity Index di circa 85 STBOPD/Psi.

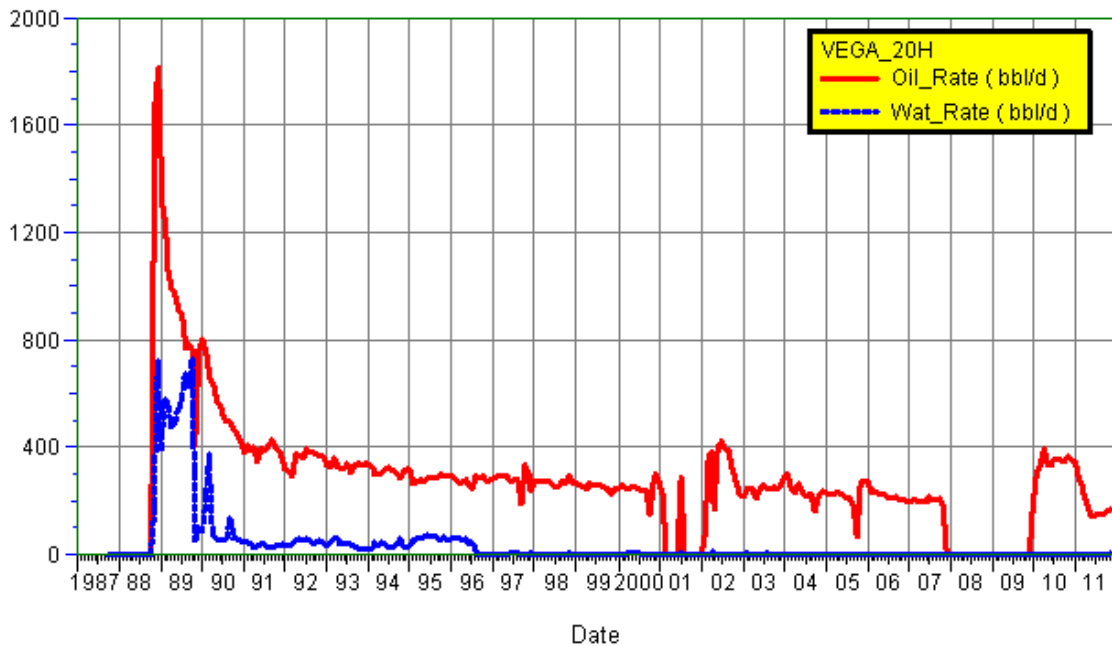
Il pozzo è stato riavviato alla produzione il 18 Novembre 1988 ad una portata di circa 1250 BLPD; in questa prima fase il pozzo ha erogato forti quantitativi di acqua assorbita probabilmente durante la perforazione. Dopo una chiusura il pozzo è stato riavviato ad una portata di 1000 STBLPD dal 12 Dicembre 1988.

Il water-cut, nonostante la riduzione di portata, si è mantenuto tra il 25 ed il 30%. Il 14 Febbraio 1989 la portata è stata ulteriormente ridotta a 700 STBLPD. La presenza d'acqua si riduceva a valori inferiori al 10%. Nei mesi successivi il pozzo ha ridotto naturalmente la sua portata a 500 STBLPD. Dall'Agosto 1989 è stata registrata una ripresa del water-cut a valori medi del 25% seppure con andamento discontinuo.

Un brusco aumento del water-cut fino a valori del 60% si è avuto a partire dal giugno 1990. Il trend è proseguito nonostante dopo la rottura della ESP il 24 novembre 1994 si sia passati al lifting con diluente e dal 20 febbraio 1996 al lifting con Jet Pump. Dall'aprile del 1996, allo scopo di deprimere la produzione di acqua il pozzo è prodotto in spontanea: l'acqua si è drasticamente ridotta, ma, così pure la portata d'olio che è scesa a poche decine di barili al giorno.

Dalla ripresa della produzione del gennaio 2002 dopo la chiusura del periodo giugno-dicembre 2001, il pozzo è stato lasciato in erogazione spontanea con un discreto recupero della portata di olio anidro.

Al momento registra una portata anidra di circa 40 BOPD.

Pozzo Vega 20H.


Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ chocke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m ³ /g	%	Sm ³ /g	Sm ³ /m ³
Vega_20H	2.470	4.3	0.346	1.9	16.80	35.00	2.00	176.67	28.09	0.2	216.5	7.7

Il pozzo orizzontale Vega 20 è penetrato verticalmente per soli 47 metri al di sotto del punto d'incontro con il top del giacimento, ed è costituito da un foro scoperto che si estende per ben 585 metri all'interno della formazione. Progettato per minimizzare i problemi di water coning, il pozzo ha sfortunatamente incontrato una litologia scadente caratterizzata da scarsa capacità produttiva. Nonostante la notevole lunghezza del foro il Productivity Index misurato era pari a 45 STBOPD/Psi. Il pozzo è entrato in produzione il 18 novembre 1988.

La portata iniziale imposta di 2500 BLPD è stata ridotta a meno di 2000 BLPD in dicembre, e a 1500 BLPD nel febbraio 1989 nel tentativo di contenere il water-cut, che dall'apertura non era mai sceso al di sotto del 30%.

La portata liquida è stata mantenuta costante fino al 1° ottobre 1989 quando il pozzo è stato fermato per far deprimere la percentuale d'acqua nel

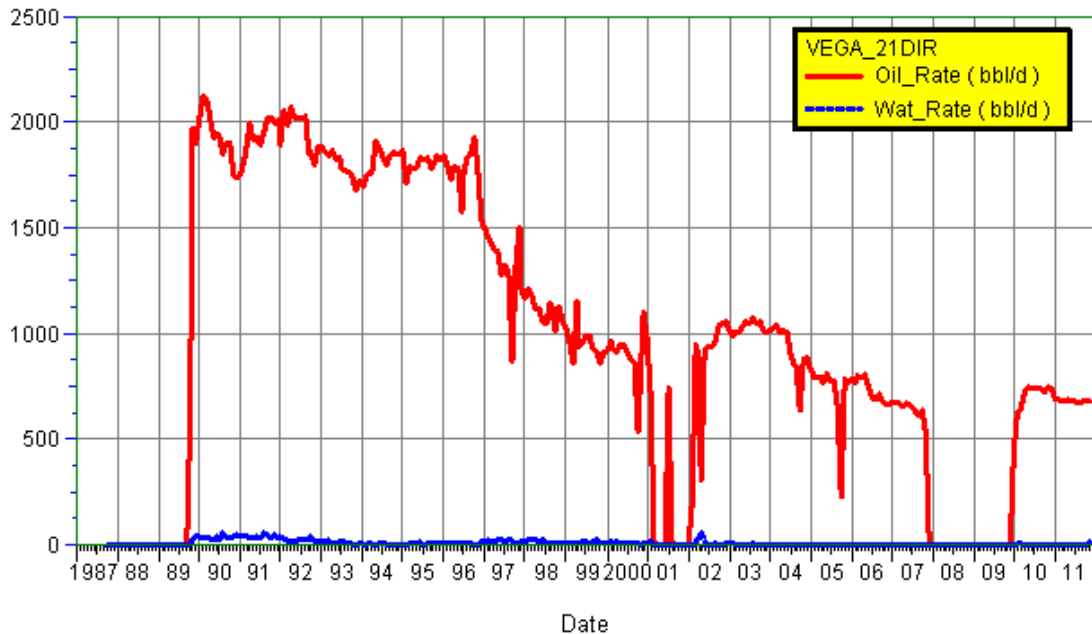
frattempo salita al 75%.

Riaperto il 16 ottobre a 1000 BLPD il pozzo ha mantenuto water-cut dell'ordine del 10-15% fino all'inizio del gennaio 1990 quando è ripresa una forte risalita dell'acqua (45% nel febbraio 1990). Il 24 febbraio è stata disattivata la pompa ed il pozzo in spontanea ha prodotto ad una portata di circa 700 BLPD con una percentuale d'acqua scesa sotto il 10%.

In seguito, e fino al luglio 1990, il water-cut è rimasto stabile mentre la portata di olio si è ridotta da 600 a 500 BOPD. La riattivazione della pompa in agosto sortiva l'effetto di indurre un aumento di water-cut fino al 20% , effetto che si esauriva con la ripresa della produzione in natural flow dal settembre 1990.

Nel mese di luglio 1996 la riduzione della portata liquida da 350 a 300 BLPD ha avuto per effetto una brusca discesa del water cut mentre l'olio netto è rimasto praticamente invariato.

Attualmente il pozzo risulta sempre in erogazione spontanea e la portata di olio anidra risulta di circa 170 BOPD che, rispetto al periodo del 2010 si è praticamente dimezzata e la variazione sembra legata al cambiamento della duse utilizzata nei 2 periodi; 7% prima contro il 2% attuale. Si stanno cercando di ripristinare le condizioni precedenti, senza alterare il water cut.

Pozzo Vega 21.


Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FHTT	Φ chocke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
POZZI	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m ³ /g	%	Sm ³ /g	Sm ³ /m ³
Vega_21	8.773	15.2	0.092	0.5	17.20	60.00	1.00	693.84	110.31	0.3	333.4	3.0

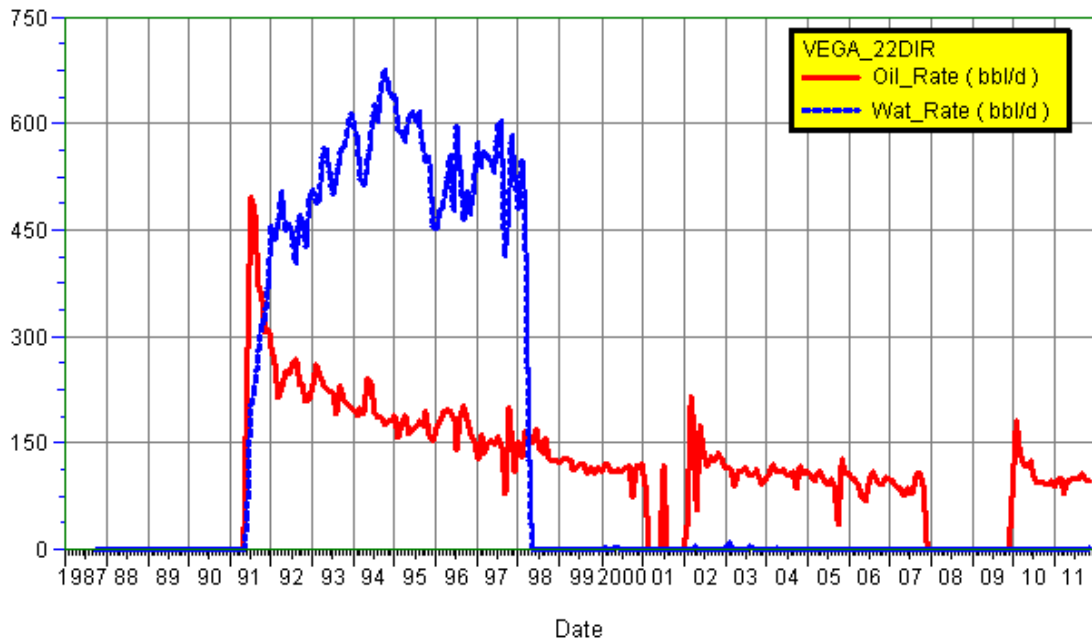
Il pozzo è stato perforato tra il 6 agosto ed il 14 settembre 1989, ed è entrato in produzione il 25 settembre 1989 dopo acidificazione. Il Productivity Index misurato era di circa 320 STBOPD/Psi.

La portata di esercizio è stata mantenuta costante e pari a circa 2000 STBOPD fino al marzo 1990. In seguito, il pozzo ha ridotto naturalmente la sua portata fino a 1750 BOPD alla fine di dicembre 1990.

Riportato su valori di portata liquida pari a 2000-2100 BLPD il pozzo si è mantenuto in erogazione spontanea con valori di water-cut molto contenuti e valori di pressione a testa pozzo elevati e costanti (16.5 Bar).

A partire dalla fine di settembre 1996 il pozzo ha manifestato un declino naturale abbastanza accentuato; la pressione di testa, per effetto di un water-cut in crescita, è andata via via abbassandosi e le portate d'olio sono rapidamente diminuite. Nel corso dell'anno 1998 il ritmo di diminuzione della portata si è rallentato per effetto di alcune operazioni di bull-heading eseguite. Attualmente il pozzo risulta ancora in produzione spontanea con portata di olio

di circa 700 BOPD. Insieme al pozzo Vega 10 è il miglior produttore del campo.

Pozzo Vega 22.


Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A POZZI	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m ³ /g	%	Sm ³ /g	Sm ³ /m ³
Vega_22	0.946	1.6	1.284	7.1	15.20	30.00	1.00	96.61	15.36	0.2	109.0	7.1

Il pozzo è stato perforato dal 28 Marzo al 23 Maggio 1991 ed è entrato in produzione il 24 Maggio 1991 ad una portata di circa 700 BLPD. Il Productivity Index misurato era di circa 29 BOPD/Psi.

Nonostante in prova, prima del completamento si fosse avuta produzione anidra, sin dal suo avvio il pozzo ha prodotto acqua di strato.

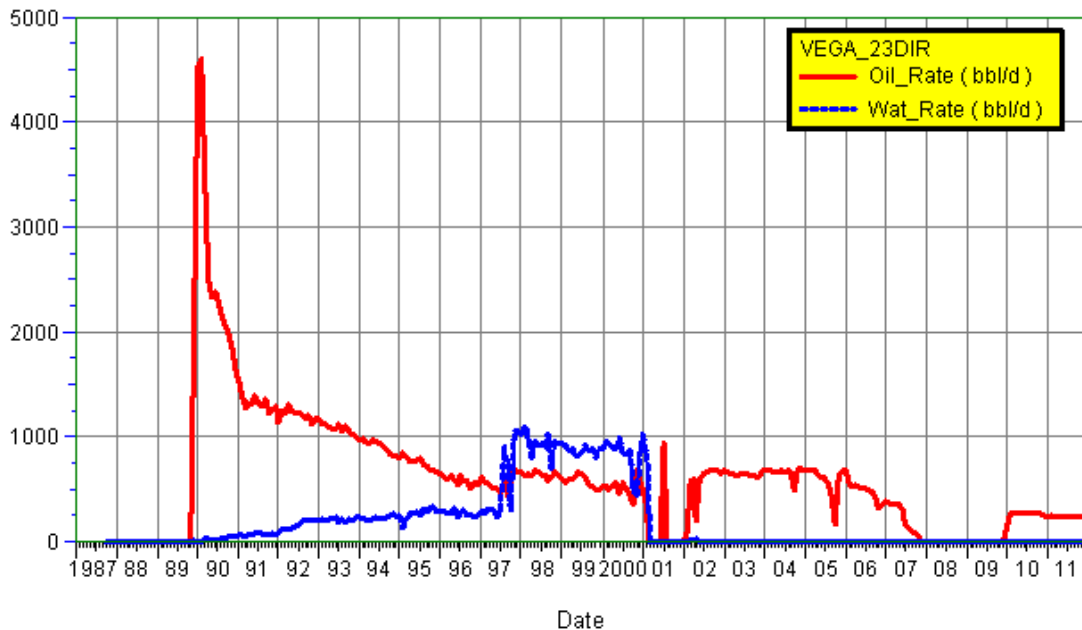
Dal 10 al 12 Ottobre 1991 nel pozzo sono state eseguite misure di Production Log e di Water Flow Log.

Nel corso di queste misure lo spinner ha fornito una misura affetta da problemi dovuti alla bassa velocità del fluido alla deviazione del foro ed alla ridotta lunghezza dell'intervallo erogante. Tuttavia il gradiomanometro e la termometria hanno indicato un ingresso di acqua alla profondità di circa 2645 mTR. Sotto questa zona non c'è alcun movimento di fluido. L'acqua prodotta proviene da una zona più profonda in quanto si osserva, in corrispondenza del suo ingresso, un "riscaldamento" rispetto al gradiente termico del pozzo. Le

misure di water Flow Log confermano che nel pozzo sono eroganti solo 35 metri sotto scarpa e che l'acqua è prodotta da due intervalli , il primo a 2645 mTR il secondo , di circa dieci metri di lunghezza, 8 metri sotto scarpa casing. Queste indicazioni escludono la possibilità di qualunque parzializzazione.

Dopo essere sceso a circa 140 BOPD con un water-cut dell'80%, il pozzo ha subito un intervento mirato di bull heading il 12 marzo 1998. Alla riapertura il pozzo, mantenuto in erogazione spontanea, era in grado di erogare circa 150 BOPD con solo piccolissime tracce di acqua.

Al momento risulta ancora in erogazione spontanea registrando una portata di olio anidra di circa 95 BOPD.

Pozzo Vega 23.


Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FTHT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
POZZI	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m ³ /g	%	Sm ³ /g	Sm ³ /m ³
Vega_23	5.423	9.4	1.678	9.3	12.40	41.00	8.00	222.70	35.41	0.1	162.9	4.6

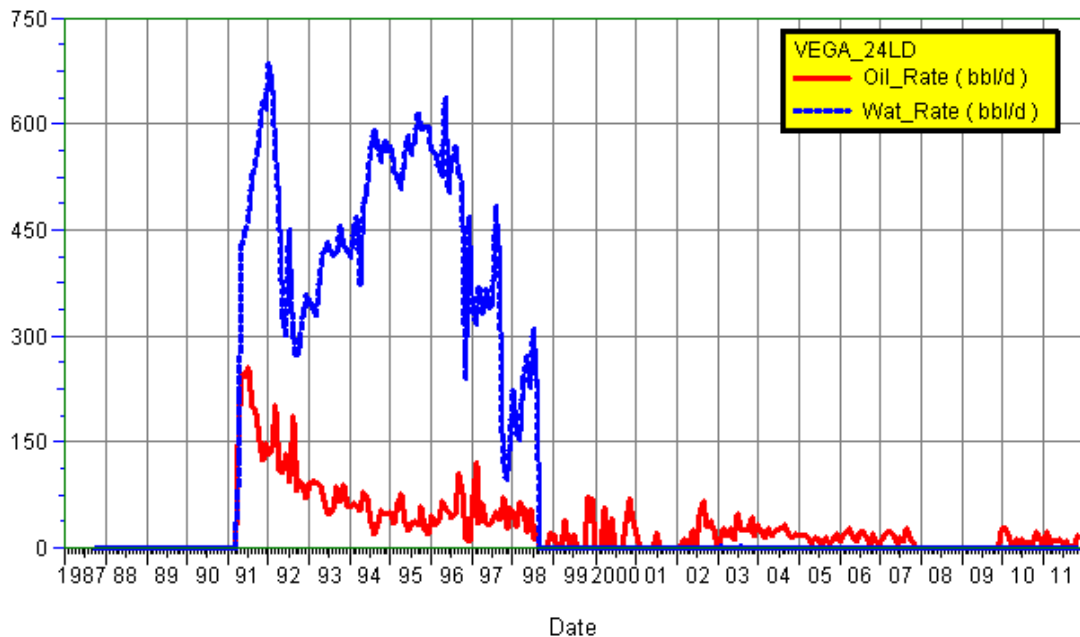
Il pozzo è stato perforato tra il 23 settembre ed il 28 ottobre 1989 ed è entrato in produzione il 12 novembre 1989 ad una portata di circa 2900 STBOPD. Il Productivity Index misurato era di circa 1400 STBOPD/Psi. Il 22 novembre 1989 la portata è stata elevata a 4000 STBOPD e a 5000 STBOPD dal 15 dicembre dello stesso anno. A seguito dei primi indizi di "cedimento" del vicino Vega 10, il 16 gennaio 1990 la portata è stata prudenzialmente ridotta a 4500 STBOPD e poi, progressivamente, a circa 2300 STBOPD a fine marzo.

L'acqua è comparsa in deboli tracce dal febbraio 1990 e si è mantenuta su valori intorno all'1% a tutto il mese di marzo 1990. Dall'aprile 1990 si è poi avuta una graduale auto-riduzione della portata associata all'arrivo di water-cut crescenti. Contemporaneamente, la pressione di testa pozzo ha subito una notevole riduzione fino a circa 6 Bar a metà dicembre 1991. Da questo momento è stata riattivata la pompa elettrica di fondo ed il pozzo ha erogato in artificial lifting.

Il brusco aumento della percentuale d'acqua verificatosi a giugno 1997 è avvenuto in occasione delle prove di rate sensitivity effettuate al pozzo Vega

10. Le operazioni di bull-heading eseguite in seguito, non hanno migliorato l'assetto produttivo. Dopo la ripresa della produzione di gennaio 2002 a seguito della fermata del campo da giugno a dicembre 2001, il pozzo ha ripreso l'erogazione in spontanea con controllo del water cut < 1%. Al momento registra una portata anidra di olio di circa 120 BOPD.

Pozzo Vega 24LD



Situazione al 31 ottobre 2011:

PTF Vega-A	PRODUZIONE CUMULATIVA				PARAMETRI EROGATIVI DEL 31 OTTOBRE 2011							
	OLIO		H ₂ O		FTHP	FHTT	Φ choke	Liquid Prd	Liquid Prd	WC	Gas Prd	GOR
	Mbbl	%	Mbbl	%	bar	°C	%	BLPD	m ³ /g	%	Sm ³ /g	Sm ³ /m ³
Vega_24LD	0.274	0.5	1.181	6.6	4.00	25.00	1.00	34.79	5.53	0.1	54.3	9.8

Proseguendo nel programma di sviluppo del giacimento di Vega, dal 26 dicembre 1990 al 16 marzo 1991 è stata realizzata la perforazione del pozzo Vega 24 Lateral Drilling, che è stato l'ultimo perforato nella zona di Vega-A.

Il tratto in perforazione orizzontale si estende per circa 350 metri mantenendosi a circa 35 metri dal top della formazione Siracusa.

Il pozzo interessa la zona centrale di Graben dell'area drenata da Vega "A". Il blocco è risultato più ribassato rispetto al previsto e con forti pendenze che si traducono in una pronunciata immersione del Graben verso Nord.

La prova di produzione dal 18 al 23 marzo 1991 ha evidenziato una depletion di 54 Psi rispetto alla pressione originaria di giacimento ed un Productivity Index pari a 235 BLPD/Psi. In prova si è avuta produzione d'olio con forti percentuali di acqua (maggiori del 60%) e con valori di salinità rapidamente in evoluzione verso quelli caratteristici dell'acqua di formazione. Nel corso della perforazione il pozzo aveva assorbito circa 66000 Barili di acqua di mare e di fango.

Il pozzo è entrato in produzione il 29 marzo 1991 ed è stato avviato con una portata di circa 700 BLPD. La produzione è stata affetta sin dall'inizio da notevoli quantità di acqua (oltre il 60%).

Rapidamente si è giunti a water-cut vicini al 90% ed il pozzo nonostante cicliche chiusure non ha cambiato il trend delle sue performances. Come per il pozzo Vega 17, anche il Vega 24 LD viene fatto produrre in modo alternato dopo una fase di chiusura. Al momento risulta fermo dopo una fase di erogazione di 19 giorni con portata di circa 40 BOPD succedutasi ad una precedente chiusura di 80 giorni.

7. LAVORI SVOLTI E PROGRAMMI FUTURI

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.

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 non 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.

Nel 2005 è stato eseguito uno studio di giacimento che partendo dal modello geologico 3D descritto nel Cap.8, ha analizzato alcune alternative di sviluppo di Vega-B mediante modello di simulazione numerica 3D. Sebbene le due zone di Vega-A e Vega-B fossero originariamente comunicanti, si ritiene che l'innalzamento della tavola d'acqua al di sopra della profondità della sella tra le due culminazioni abbia determinato, con il progredire della produzione da

Vega-A, l'isolamento idraulico delle due zone. Il modello di simulazione numerica del 2005 considera quindi trascurabili gli effetti della produzione di Vega-A su Vega-B che, conseguentemente, può essere studiata dinamicamente come un giacimento a se stante. Lo studio dinamico su Vega-B ha preso in considerazione 3 scenari di sviluppo con 4, 8 e 12 pozzi produttori. Le valutazioni sono state eseguite mediante Analisi del Rischio per tener conto delle principali incertezze geologico-ingegneristiche identificate nelle fasi di preparazione dei dati di modello. Dal processo di valutazione mediante Analisi del Rischio si sono ricavati per ogni singolo scenario di sviluppo le distribuzioni delle riserve totali, da cui si desumono i valori statistici P90, P50 e P10, ed i relativi con i relativi profili di produzione.

La stima degli investimenti associati a ciascun scenario di sviluppo è stata eseguita nel corso del 2006 e le successive valutazioni economiche hanno ancora una volta declamato la non-economicità dello sviluppo per Vega-B.

Alla luce del recente andamento dei prezzi del grezzo, nel corso del 2011 si sono riviste le valutazioni tecnico economiche eseguite nel 2005-2006 per lo sviluppo di Vega-B. Dalla rivisitazione dei profili di produzione e soprattutto dei costi di sviluppo è emerso che lo scenario con quattro pozzi produttori da piattaforma fissa è economicamente realizzabile.

Lo sviluppo della parte occidentale del campo potrà 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, e che sarà ancorata al fondo del mare in circa 130 m d'acqua.

L'ubicazione della piattaforma Vega B ed i 4 pozzi da essa perforati garantiranno il drenaggio ottimale dell'olio su tutta la struttura mineralizzata, massimizzando il recupero delle riserve del giacimento.

8. RISERVE E PREVISIONI DI PRODUZIONE

La produzione realizzata dal campo di Vega nei primi 10 mesi del 2011 è pari a 0,93 Milioni STB. Considerando che nei rimanenti 2 mesi del 2011 si prevede di produrre poco più di 0,18 Milioni STB, la produzione complessiva del 2011 è stimata in 1,11 Milioni STB.

Il campo è attualmente in produzione con 18 pozzi, in erogazione spontanea, realizzando una produzione giornaliera complessiva di circa 3,000 BOPD.

La produzione viene esercita da quasi 10 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.

Questa modalità operativa si traduce in una legge di declino delle portate di pozzo a pressione dinamica di testa pressoché costante (Constant Pressure Decline). Esiste pertanto una relazione matematica (legge di declino) in grado di descrivere la diminuzione della portata di pozzo nel tempo.

Mantenendo inalterate le condizioni di esercizio dei singoli pozzi, anche la produzione di campo declina seconda una precisa legge matematica (vedi Figura 32), che nel caso specifico di Vega è di tipo "armonico".

Le costanti che caratterizzano l'equazione armonica vengono determinati mediante regressione matematica sui dati storici di portata di campo. Una volta determinate le costanti dell'equazione di declino, la stessa legge matematica viene utilizzata per generare le previsioni di produzione del campo.

Questa metodologia previsionale (denominata, Decline Curve Analysis, DCA) è ormai in uso da diversi anni sul campo di Vega, dimostrandosi molto affidabile anche nelle previsioni di lungo termine.

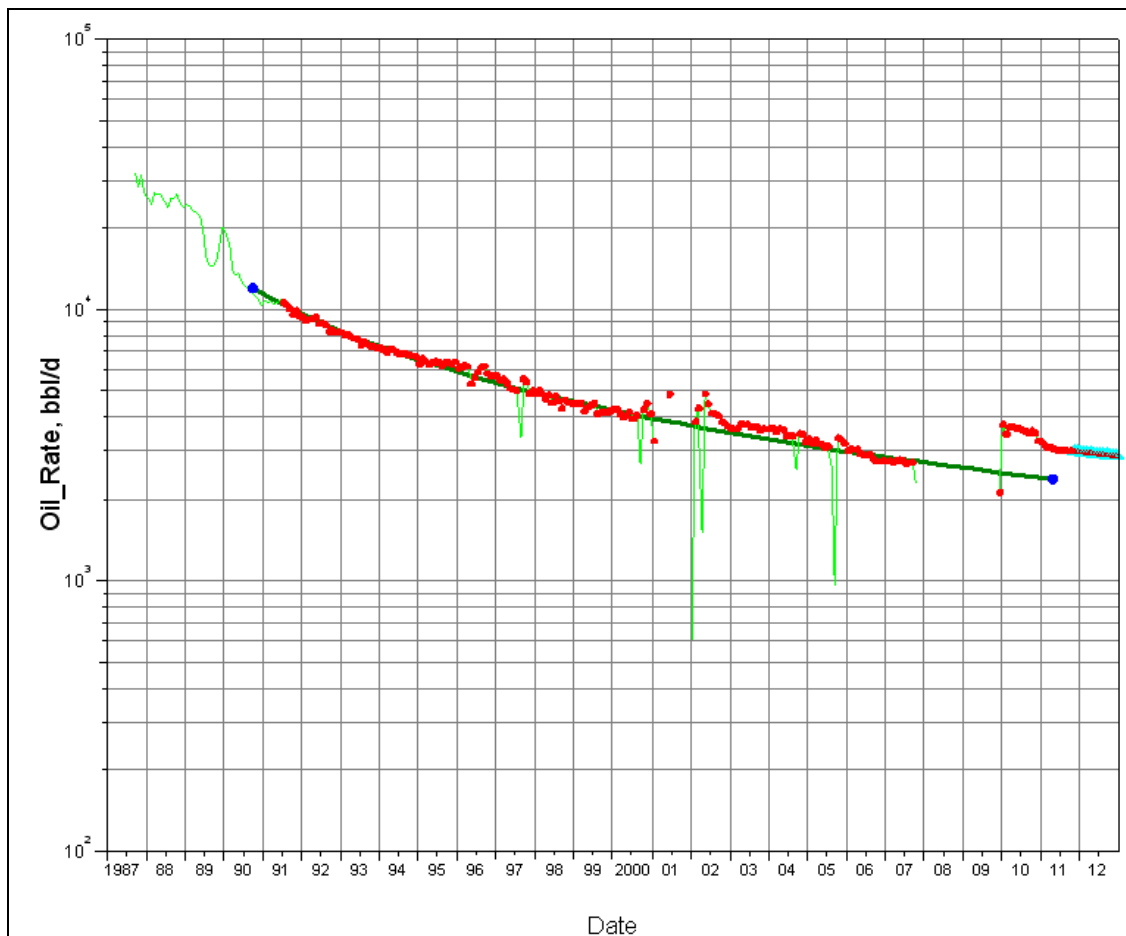


Figura 32: Interpolazione della produzione storica di campo mediante legge di declino di tipo “armonico”.

Con riferimento alla culminazione Vega-A e nell'ipotesi di mantenere l'attuale assetto produttivo dei pozzi, si prevede una produzione complessiva di ulteriori 19,8 Milioni STB di olio, nel periodo 1 novembre 2011 – 31 dicembre 2037, con una portata di campo che dagli attuali 3000 BOPD declina sino a circa 1500 BOPD a fine vita (vedi Tabella 2).

Nel prossimo periodo di vigenza decennale della concessione, la produzione totale di olio attesa da Vega-A è stimata in circa 9,2 Milioni STB, con un declino complessivo della portata del 27% su 10 anni.

Anno	Portata Media Olio Bbl/giorno	Produzione Annuale Migliaia Bbl	Produzione Cumulativa Migliaia Bbl
2011 ⁽¹⁾	2987	182	182
2012	2923	1070	1252
2013	2817	1028	2280
2014	2720	993	3273
2015	2629	959	4232
2016	2543	931	5163
2017	2463	899	6062
2018	2388	872	6934
2019	2318	846	7780
2020	2251	824	8604
2021	2188	799	9403
2022	2129	777	10180
2023	2073	756	10936
2024	2019	739	11675
2025	1968	718	12393
2026	1920	701	13094
2027	1874	684	13778
2028	1830	670	14448
2029	1789	653	15101
2030	1749	638	15739
2031	1711	624	16364
2032	1674	613	16977
2033	1639	598	17575
2034	1605	586	18161
2035	1573	574	18735
2036	1542	564	19300
2037	1513	552	19852
(1) solo novembre + dicembre 2011			

Tabella 2: Previsioni di produzione a vita intera per Vega-A

Per quanto riguarda la culminazione Vega-B si prevede uno sviluppo mediante piattaforma fissa e 4 pozzi produttori con profilo deviato (slanted wells). Le previsioni di produzione con tale assetto produttivo sono state elaborate a partire dai risultati dei modelli 3D del 2005.

Come descritto nel Cap.7, lo studio dinamico di Vega-B del 2005 è stato eseguito mediante Analisi del Rischio (Risk Analysis) che ha comportato la

generazione di 200 realizzazioni dinamiche mediante combinazione casuale dei principali parametri affetti da incertezza. Queste 200 realizzazioni dinamiche vengono processate dal simulatore numerico per restituire altrettanti profili di produzione. Nel caso dello scenario con 4 pozzi produttori, i risultati sono riportati sotto forma di 200 curve Qo vs. Time (vedi Figura 33), per un periodo di previsioni di 15 anni.

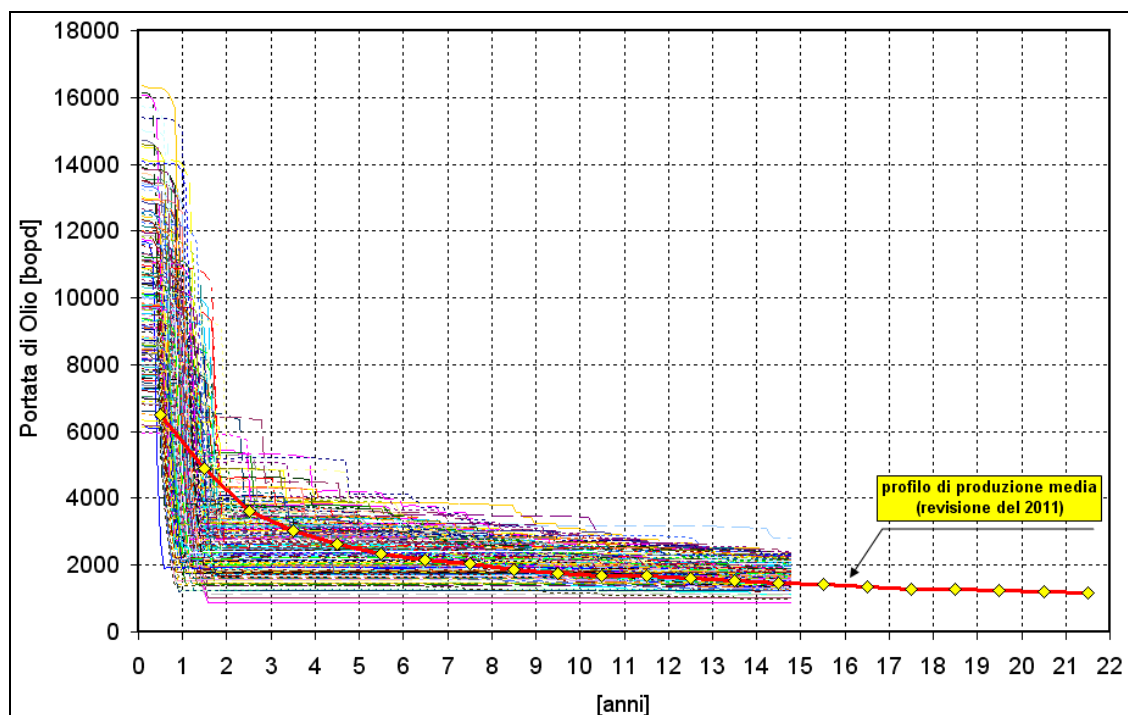


Figura 33: Risultati della Risk Analysis su Vega-B del 2005 e profilo di produzione media elaborato nel 2011.

Nella stessa Figura 33 è stato tracciato il profilo di produzione medio utilizzato nel 2011 nell'ambito della valutazione tecnico-economica sullo sviluppo di Vega-B con 4 pozzi produttori da piattaforma fissa.

Il profilo medio ricade nell'intervallo di portate che risultano dallo studio di

Risk Analysis del 2005 ed è quindi rappresentativo delle prestazioni produttive attese da Vega-B. Il profilo medio è stato allungato di 7 anni rispetto al periodo di simulazione del modello 2005, in modo da allineare i periodi di vita produttiva di Vega-B e Vega-A, che condivideranno le stesse infrastrutture di superficie (trattamento e stoccaggio).

Il profilo di produzione a vita intera di Vega B è riportato in Tabella 3.

Anno	Portata Media Olio Bbl/giorno	Produzione Annuale Migliaia Bbl	Produzione Cumulativa Migliaia Bbl
2011			
2012			
2013			
2014			
2015			
2016	6507	2310	2310
2017	4901	1740	4050
2018	3606	1280	5330
2019	3042	1080	6410
2020	2620	930	7340
2021	2338	830	8170
2022	2141	760	8930
2023	2028	720	9650
2024	1859	660	10310
2025	1746	620	10930
2026	1690	600	11530
2027	1662	590	12120
2028	1606	570	12690
2029	1549	550	13240
2030	1465	520	13760
2031	1408	500	14260
2032	1352	480	14740
2033	1296	460	15200
2034	1268	450	15650
2035	1239	440	16090
2036	1211	430	16520
2037	1183	420	16940

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

Le riserve complessive ammontano a 16,9 Milioni STB, recuperabili in 22 anni a partire dal gennaio 2016, previo rilascio di tutte le autorizzazioni ministeriali (1,5 anni) e tempi realizzativi del progetto (2,5 anni).

La produzione iniziale dei quattro pozzi è stimata in 6500 BOPD (1650 BOPD per pozzo). Il tempo di produzione medio dei pozzi di Vega-B è previsto in 355 giorni all'anno.

In conclusione le riserve complessive del campo Vega, stimate al 1 novembre 2011, ammontano a 36,8 Milioni STB. Considerando il diverso grado di confidenza relativo alla stima su Vega-A e Vega-B, il valore complessivo delle riserve è classificabile come totale Certo (vega-A) +Probabile (Vega-B).

Nell'ipotesi di partire con la produzione da Vega-B nel gennaio 2016, i volumi di olio complessivamente producibili dalla concessione nel prossimo periodo di vigenza decennale sono pari a 17,4 Milioni STB.