

Al termine della perforazione il foro del pozzo viene protetto mediante una colonna di rivestimento (*casing*) che nel caso di rocce serbatoio clastiche (sabbie, arenarie, argille) viene calata fino a fondo pozzo e cementata. Nel caso di rocce serbatoio carbonatiche fratturate, il *casing* viene calato solo fino alla sommità della roccia serbatoio, così da non ridurre, durante la successiva cementazione, la permeabilità del giacimento nell'intorno del foro del pozzo.

Il pozzo viene poi completato con il (oppure i) tubino/i di produzione (*tubing*), i *packers* per il loro ancoraggio alla colonna di produzione, le valvole di sicurezza (*storm chokes*), ed infine la testa di produzione (*Christmas tree*).

Nel caso di giacimenti costituiti da più livelli mineralizzati non in comunicazione verticale fra loro (*pools*) è pratica comune impiegare completamenti multipli (fino ad un massimo di sei) mediante altrettanti *tubings*. I vari *pools* possono essere messi in produzione simultaneamente, oppure in tempi successivi (completamenti multipli selettivi). La comunicazione fra la roccia serbatoio ed il foro del pozzo viene ottenuta perforando il *casing* con proiettili, o cariche cave, contenute in *fuçili* calati a fondo pozzo con la stessa tecnica *wireline* che viene impiegata per la registrazione dei *logs*.

Al termine del completamento del pozzo i vari *pools* vengono sottoposti a prova di produzione e ne viene determinato l'indice di produttività, o d'iniettività. Se questi risultano insoddisfacenti, si procede alla stimolazione della roccia serbatoio mediante operazioni di acidificazione, o di fratturazione, che ne aumentano la permeabilità.

4.4.2 Misure in pozzo per passare dalla descrizione statistica a quella deterministica della struttura interna della roccia serbatoio

4.4.2.1 Misure convenzionali

Così come nei pozzi di *appraisal*, in tutti i pozzi di sviluppo vengono registrati insieme di *wireline logs* di litologia, porosità e saturazione in fluidi. In alcuni pozzi, soprattutto in aree scarsamente coperte in fase di *appraisal* o dove si sono incontrate successioni stratigrafiche diverse dal previsto, vengono anche eseguiti carotaggi meccanici continui.

Analogamente a quanto avviene per i pozzi di *appraisal*, anche i pozzi di sviluppo sono sottoposti a prove di produzione ed eventuali stimolazioni, prima di essere consegnati alle unità produzione della Società.

I dati da carote e da *logs* vengono impiegati per una verifica (ed eventualmente modifica) dei diagrammi di taratura carote/*logs* (Sez. 4.3.2) costruiti in fase di *appraisal*.

La maggior densità di dati di cui si dispone in fase di sviluppo rispetto alla fase di *appraisal* rende meno problematica la trattazione in termini deterministici del *primo stadio*

della costruzione del modello statico di giacimento (Sez. 4.3.4), e cioè l'individuazione della distribuzione a grande scala delle *facies*, della suddivisione in livelli della roccia serbatoio e dell'orientamento ed estensione delle faglie e fratture.

Pertanto nel corso della fase di sviluppo di un giacimento vengono ripetute periodicamente le operazioni descritte nella Sez. 4.3.4 di questa monografia, ed in particolare la *cluster analysis*, impiegando tutti i dati da carote e da *logs* disponibili al momento.

Il modello statico preliminare costruito nella fase di *appraisal* viene periodicamente aggiornato, ed impiegato per rivedere ed eventualmente modificare le ubicazioni dei pozzi di sviluppo che restano da perforare.

Per quanto riguarda la caratterizzazione della distribuzione delle caratteristiche petrofisiche all'interno di ciascun livello, od unità di flusso, della roccia serbatoio (*secondo stadio* della costruzione del modello statico di giacimento, vedi Sez. 4.3.4), la maggior densità di dati ed informazioni provenienti dai pozzi non è sufficiente per passare dalla trattazione geostatistica del problema (Sez. 4.3.4) ad una trattazione deterministica.

Per raggiungere questo obiettivo è infatti necessaria la conoscenza della distribuzione spaziale, e quindi della continuità e connettività, delle litologie e delle caratteristiche petrofisiche e fluidodinamiche della roccia serbatoio nelle aree interpozze.

Le tecniche impiegate allo scopo di conseguire (se possibile!) tale conoscenza verranno descritte nelle prossime sezioni di questa monografia.

4.4.2.2 Misure in pozzo per la determinazione della struttura interna della roccia serbatoio nelle aree interpozzo

4.4.2.2.1 Misure con tecniche geofisiche

Per poter meglio comprendere le tecniche geofisiche impiegate per la determinazione della struttura interna della roccia serbatoio nelle aree interpozzo, riteniamo opportuno qualche elementare richiamo alla tecnica impiegata nell'esecuzione dei rilievi sismici di superficie.

Nei rilievi sismici di superficie, sia bidimensionali (2D) che tridimensionali (3D), si produce in superficie un impulso (*spike*) di energia elastica, o *sismica*, della durata di qualche millisecondo che si trasmette al terreno o, in mare, all'acqua a contatto con la sorgente dell'impulso.

A terra, tale sorgente è una massa battente, oppure una piccola carica esplosa all'interno di un pozzetto della profondità di qualche metro. In mare l'onda sismica viene prodotta mediante *air guns* che sparano nell'acqua un certo volume d'aria ad alta pressione.

Lo *spike* di energia elastica immessa nel terreno (in mare, dopo aver traversato il battente d'acqua) contiene tutte le frequenze da una frazione di Hz, a qualche centinaio di Hz, e si propaga in tutte le direzioni con una geometria che è, in linea di principio, emisferica.

Alla superficie di contatto fra due strati di roccia a diversa impedenza acustica *, l'onda sismica subisce una riflessione parziale ed una rifrazione.

L'onda riflessa raggiunge la superficie del terreno, mentre l'onda rifratta continua il suo cammino, subendo ulteriori riflessioni e rifrazioni.

Stendimenti di *geofoni* (a terra) o di *idrofoni* (in mare) rilevano l'arrivo in superficie delle onde sismiche riflesse (o, meglio, dei treni di onde sismiche prodotti da riflessioni su più strati del sottosuolo), che vengono registrate in funzione del tempo intercorso fra l'istante dello "sparo" in superficie dell'impulso di energia elastica e l'istante d'arrivo al *geofono* (o all'*idrofono*) dell'onda riflessa. Tale *tempo di transito* è ovviamente pari *al doppio* del tempo impiegato dall'onda sismica per raggiungere la superficie riflettente profonda.

Se si conosce la velocità di propagazione dell'onda sismica nel terreno è possibile determinare la profondità della superficie riflettente, e quindi dello strato che ha generato la riflessione.

Nel loro cammino nel sottosuolo le onde sismiche subiscono fenomeni di attenuazioni per dispersione d'energia, attenuazione che è tanto maggiore quanto maggiore è la loro frequenza.

* Impedenza acustica = (velocità dell'onda elastica) x (densità della roccia)

Di conseguenza, le onde il cui arrivo in superficie può venire rilevato sono solo quelle a frequenza minore (da qualche decimo a poco più di 100 Hz).

Il potere risolutivo in direzione verticale delle onde sismiche (cioè la capacità di individuare due successivi strati riflettenti) è di 1/30 della loro lunghezza d'onda, e quindi dell'ordine di $4 \div 8$ m, a seconda della profondità dello strato riflettore. Tale potere risolutivo è ovviamente insufficiente ad individuare la struttura interna della roccia serbatoio nelle aree interpozzo.

Per ottenere una maggiore risoluzione verticale è necessario ridurre il percorso fra sorgente delle onde sismiche e punto di misura del tempo di transito. In questo modo si riduce l'attenuazione, ed è quindi possibile eseguire misure di tempo di transito su onde sismiche di frequenza maggiore (e quindi di lunghezza d'onda minore) di quelle sulle quali si basa il rilievo sismico di superficie.

In tali condizioni il potere risolutivo può raggiungere, operando in condizioni ottimali, l'ordine di grandezza del metro. In altre parole, è possibile individuare strati a diversa impedenza acustica (e quindi litologia) aventi spessore dell'ordine di grandezza del metro.

Le tecniche impiegate a tale scopo sono:

- la sismica di pozzo (*borehole seismic technique*)
- la sismica interpozzo (*crosswell seismic technique*).

Nella sismica in pozzo la sorgente dell'impulso di onde elastiche (*shot point*) può essere in superficie oppure nel foro del pozzo. L'intervallo di pozzo nel quale si vogliono eseguire le misure non deve essere rivestito con casing il quale, data la grande velocità delle onde elastiche nell'acciaio, cortocircuiterebbe il percorso dell'onda sismica nel terreno.

Reciprocamente, la catena di geofoni è posta nel foro del pozzo oppure in superficie. Nel primo caso essa viene calata in pozzo con la stessa tecnica *wireline* che viene impiegata nella registrazione dei *logs*.

Registrazioni di sismica in pozzo con *shot point* in superficie²⁵ sono lo *zero-offset VSP*, lo *offset VSP* ed il *walkaway VSP*, ove VSP sta per *Vertical Seismic Profile*, cioè registrazione del profilo sismico in verticale.

Se lo *shot point* in superficie è posto in corrispondenza dell'asse del pozzo si ha lo *zero-offset VSP*; se lo *shot point* viene posto a distanza dall'asse del pozzo si ha lo *offset VSP* oppure il *walkaway VSP*, a seconda della tecnica impiegata.

Registrazioni con *shot point* nel foro del pozzo sono il *reverse VSP* ed il *GEOBIT* (Fig. 28). In quest'ultimo la sorgente d'energia che genera le onde sismiche è lo scalpello (*bit*) con il quale si sta perforando il pozzo che, sgretolando la roccia, genera le onde sismiche.

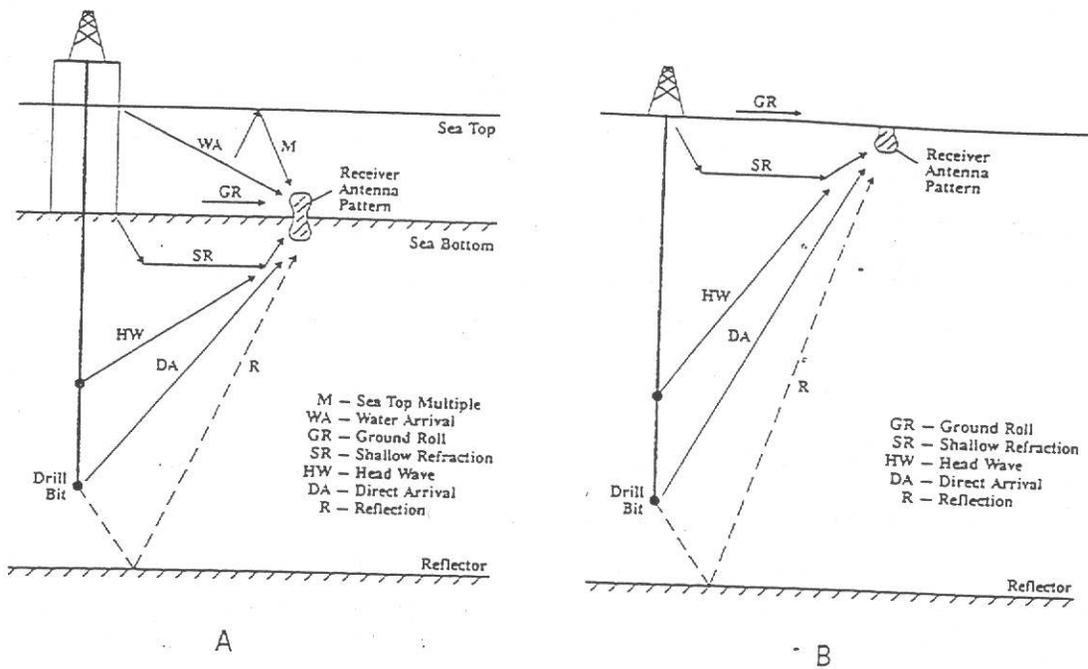


Fig. 28 - GEOBIT impiegato come reverse VSP. Tipi di traiettorie d'onda operando in mare (A) ed in terra (B). Da Ref. 25

La tecnica GEOBIT è stata ideata, realizzata ed impiegata per la prima volta in Italia dal Politecnico di Milano (Prof. Rocca) in associazione con l'Osservatorio Geofisico Sperimentale (OGS) di Trieste. Il suo impiego in ambiente petrolifero di E&P si sta diffondendo ad opera di società di servizio europee ed USA. L'originalità della tecnica impiegata sta nel trattamento con metodi numerici del segnale rilevato dai geofoni in superficie, così da depurarlo da segnali spuri e ricavarne il tempo di transito dell'onda sismica dallo scalpello a fondo pozzo fino a ciascun geofono in superficie.

I vantaggi conseguibili con la tecnica GEOBIT sono evidenti: con il suo impiego è possibile registrare *in continuo* un reverse VSP semplicemente disponendo in superficie un opportuno stendimento di geofoni ed elaborando su calcolatore *anche direttamente sul cantiere di perforazione* i segnali forniti dai vari geofoni.

Il prodotto finale che si ottiene è una descrizione immediata, con risoluzione verticale dell'ordine del metro, delle litologie attraversate e della loro porosità.

Ovviamente, *il reservoir engineer* è interessato soprattutto alla conoscenza della distribuzione di litologie all'interno della roccia serbatoio.

È poi da ricordare che le tecniche di reverse VSP forniscono informazioni anche sulla litologia delle formazioni sottostanti lo *shot point* (e quindi, nel caso del GEOBIT, al di sotto dello scalpello). Questo permette di prevedere variazioni di litologia (ad esempio,

attraversamento della roccia di copertura di un giacimento) prima che tale litologia venga raggiunta dallo scalpello.

La seconda famiglia di tecniche sismiche in pozzo è la *sismica interpozzo*, impiegata per individuare l'eterogeneità della roccia serbatoio fra due pozzi vicini (distanza massima circa 500 m).

In questo caso una catena di geofoni è posta in uno dei pozzi, di fronte allo strato in esame, mentre un generatore non distruttivo di onde sismiche è calato con tecnica *wireline* nell'altro pozzo. Muovendo il generatore d'onde lungo il pozzo (Fig. 29) si eseguono registrazioni multiple lungo tutto lo strato in esame, dalle quali si ricavano, mediante trattamento numerico su calcolatore, tomografie della distribuzione delle caratteristiche litologiche nel volume di roccia interpozzo.

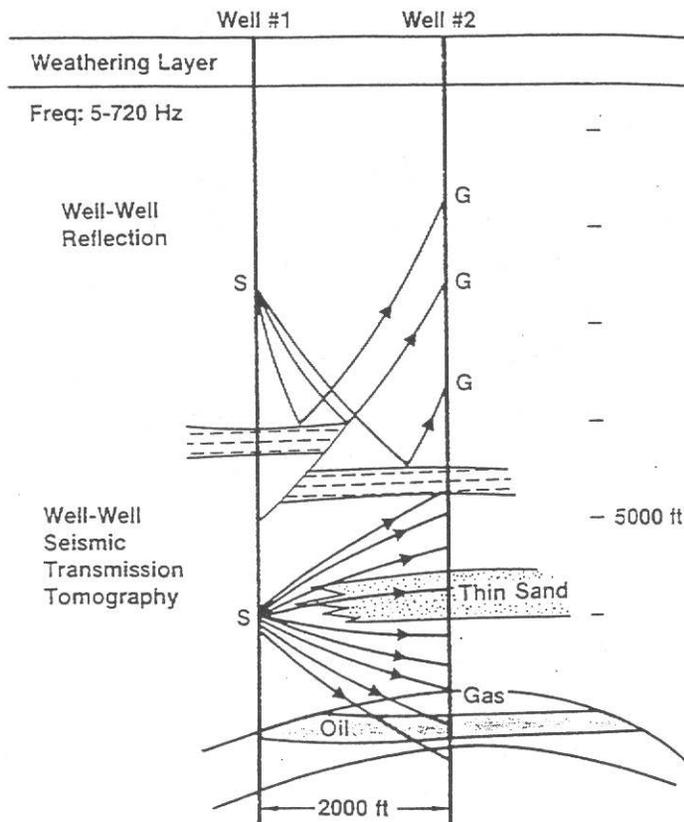


Fig. 29 - *Tecniche di sismica interpozzo impiegate per la caratterizzazione della struttura interna dei giacimenti (da Ref. 26)*

Un importante passo avanti nella determinazione mediante sismica interpozzo della continuità idraulica (*connectivity*) delle singole unità di flusso potrebbe essere realizzato con la

tecnica delle guide d'onda sismica (*seismic wave guide layers*), la cui fattibilità è stata dimostrata sia teoricamente che con esperimenti in pozzo condotti nel Gipsy Test Site della BP, in Oklahoma²⁷.

La tecnica si basa sul fatto che uno strato di roccia a bassa velocità sismica (e quindi poroso e permeabile) contenuto fra due strati a velocità sismica maggiore si comporta come una guida d'onda, convogliando l'onda sismica direzionalmente a distanza molto maggiore di quella raggiungibile con la sismica interpozzo di tipo convenzionale.

Questa tecnica dovrebbe permettere la mappatura della continuità idraulica di un livello fra gruppi di pozzi anche molto distanti fra loro.

La fase di sviluppo di un giacimento è quella in cui il geofisico di giacimento ha la maggiore opportunità di ottenere informazioni *dirette* (e non di tipo statistico) circa la struttura interna della roccia serbatoio nelle aree interpozzo. Egli deve quindi intervenire con decisione programmando l'attività di campo e supervedendo all'interpretazione dei rilievi sismici di pozzo eseguiti. I pozzi non sono ancora in produzione, e quindi vi sono minori resistenze da parte del *top management* ad impiegarli per campagne di misura.

L'impiego della tecnica *GEOBIT* durante la perforazione di ogni pozzo di sviluppo, e della sismica interpozzo in qualsiasi momento prima del tubaggio della colonna (*casing*) di produzione, forniscono un'enorme mole di informazioni circa la struttura interna di dettaglio nelle aree interpozzo.

Se poi la tecnica delle guide d'onda sismica, sopra appena accennata, manterrà le promesse che si intravedono, l'ingegnere di giacimento disporrà di un potente strumento per prevedere l'avanzamento nello spazio e nel tempo dei fluidi iniettati in giacimento al fine di aumentare il fattore di recupero dell'olio (*IOR, Improved Oil Recovery*).

4.4.2.2 Misure dinamiche interpozzo

Le campagne di sismica di pozzo ed interpozzo forniscono, come già detto, informazioni fondamentali circa la distribuzione spaziale della litologia (ma non della conduttività idraulica) nel volume di roccia serbatoio compreso fra i pozzi. Ma si tratta pur sempre di misure di tipo *statico* (flusso di onde sismiche, e non di fluidi, nel volume investigato). Esse non possono quindi fornire informazioni *dirette* circa il comportamento che il giacimento presenterà in fase di produzione.

Soprattutto nei giacimenti a terra * è pratica comune iniziare già in fase di sviluppo la produzione da almeno una parte dei pozzi che sono stati completati.

* In mare esistono norme di sicurezza che rendono tecnicamente gravosa (quando non impossibile) la messa in produzione di pozzi petroliferi da una piattaforma prima che su di essa sia terminata la fase di perforazione.

Poichè in tale momento i vincoli imposti dai programmi di produzione sono piuttosto laschi, è questo il momento migliore per eseguire prove in pozzo ed interpozzo per ottenere dati sul comportamento dinamico del giacimento nel volume interpozzo di roccia serbatoio.

Tali prove sono:

- prove di interferenza fra pozzi,
- prove a portata pulsata,
- prove di iniezione di traccianti.

Nelle *prove di interferenza*¹⁴ si parte da una situazione di equilibrio, con tutti i pozzi chiusi alla produzione, e si mette in erogazione con un'alta portata costante solo un pozzo centrale (*input well*). Mediante misuratori a fondo pozzo con trasmissione continua in superficie si registra l'andamento in funzione del tempo della pressione di fondo sia nel pozzo di *input* che nei pozzi vicini (*observation wells*).

Da tali registrazioni si calcolano, per ogni coppia (pozzo di osservazione) / (pozzo di input) il valore della permeabilità media all'olio, k_o , nell'area interpozzo nonché la distanza fra pozzo di input ed eventuali faglie presenti nell'area interpozzo.

Dato un sistema dinamico (nel nostro caso, una roccia serbatoio) la cui struttura interna non è nota (cioè un *blackbox*), la teoria dei sistemi dimostra che quanto più alta è la frequenza del segnale imposto in ingresso al *blackbox*, tanto meglio si riesce ad individuare la struttura funzionale del *blackbox* elaborandone il segnale in uscita²⁸.

È noto che nell'analisi in serie di Fourier un'onda quadra viene rappresentata come somma di infinite onde sinusoidali che possono raggiungere frequenze al limite infinite.

È questo il principio sul quale si basano le *prove interpozzo a portata pulsata (IWPT, Inter Well Pulse Tests)*.

Partendo da una situazione iniziale statica (pozzi tutti chiusi nell'area in esame) si impone ad uno di essi, in posizione centrale, una successione di periodi di erogazione a portata costante e di periodi di chiusura.

Si genera così una serie di onde quadre di pressione che si trasmettono in giacimento attenuandosi, fino a raggiungere quei pozzi che sono idraulicamente connessi con il pozzo di input (Fig. 30).

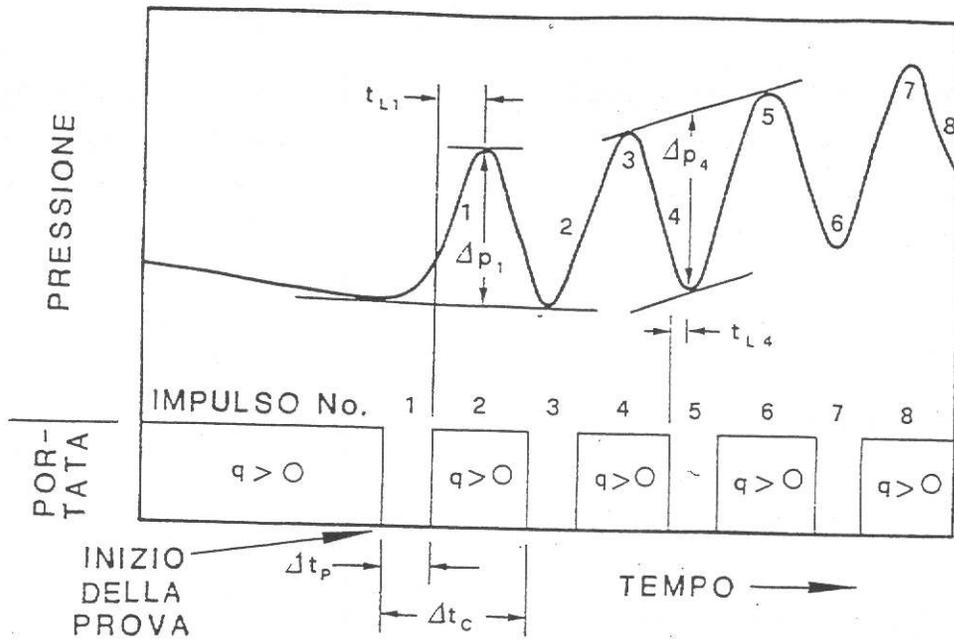


Fig. 30 - Prove a portata pulsata. Andamento della portata imposta nel pozzo di input e della pressione misurata in un pozzo d'osservazione (da Ref. 14)

L'andamento nel tempo della forma ed ampiezza dell'onda pulsata viene rilevato in ciascun pozzo d'osservazione mediante misuratori di pressione a fondo pozzo con registrazione in tempo reale in superficie. Da tali registrazioni è possibile determinare per ciascun pozzo (nel caso di rocce molto eterogenee, mediante simulazione su modello numerico) la permeabilità all'olio (k_o) ed il valore della grandezza (α (porosità) \times (compressibilità totale della roccia), ϕc_t , nell'area compresa fra il pozzo di osservazione ed il pozzo di *input*.

Le prove di iniezione con traccianti (IWTT, Inter Well Tracer Tests) vengono eseguite iniettando in un certo numero di pozzi (*input wells*) soluzioni di traccianti chimici o radioattivi diversi da pozzo a pozzo.

Durante la fase di sviluppo del giacimento, nella quale non è ancora in corso un'iniezione d'acqua, o di gas, il solvente nel quale i traccianti vengono disciolti è l'olio prodotto durante le prove di produzione.

I pozzi d'osservazione vengono messi in erogazione, e nell'olio prodotto vengono determinati tipo, tempo di arrivo (*breakthrough time*) ed andamento nel tempo della concentrazione nell'olio del tracciante prodotto.

Questo tipo di prova è chiamato *multicoloured IWTT*: esso permette di individuare con quale pozzo di *input* è collegato ciascun pozzo di osservazione.

Per ogni pozzo la prova viene simulata su modello numerico, modificando i parametri fluidodinamici della roccia fino ad ottenere la riproduzione (*matching*) della curva (concentrazione di tracciante) / (tempo) rilevata sul campo.

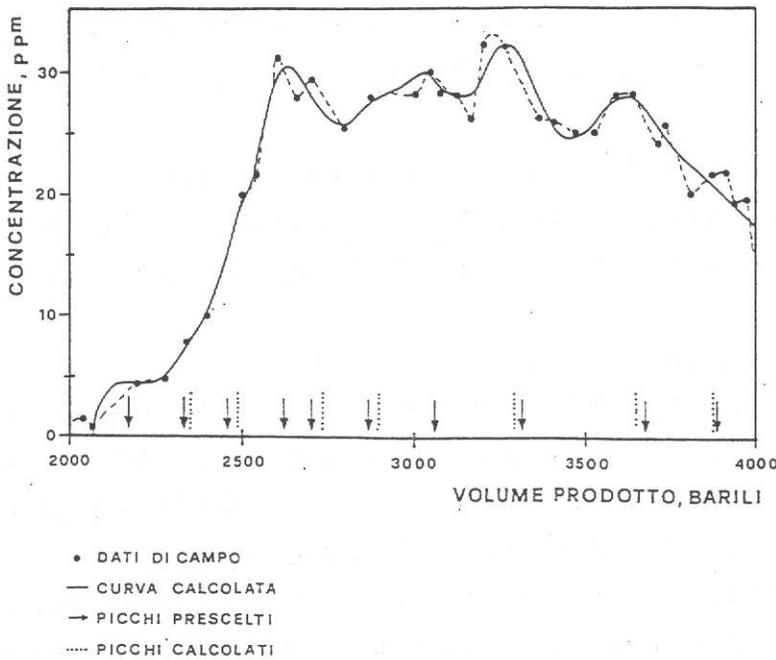


Fig. 31 -IWTT. Andamento della concentrazione di tracciante misurata nella produzione del pozzo d'osservazione (punti), e sua interpretazione con modello numerico (curva continua) nel caso di una roccia serbatoio costituita da 10 livelli (da Ref. 14)

Un confronto fra curva rilevata sul campo e curva simulata su calcolatore è riportato in Fig. 31: da esso è evidente come lo IWTT abbia evidenziato la presenza di 10 livelli a diverso kh nella roccia serbatoio compresa fra *input well* e pozzo di osservazione in esame.

4.4.3 Il modello numerico statico di seconda generazione

L'insieme dei dati e delle informazioni ottenute dai pozzi di sviluppo (isobate della sommità e della base del giacimento, contatti gas/olio ed acqua/olio, dati da carote e da *logs*, indici di produttività dei pozzi, permeabilità della roccia serbatoio nell'intorno dei pozzi), dalla sismica in pozzo ed interpozzo (litologia di dettaglio nelle aree interpozzo, connettività interpozzo) e dalle misure dinamiche interpozzo (prove di interferenza, prove a portata pulsata

e prove di iniezione con traccianti) viene esaminato e discusso criticamente in (spesso ripetute e lunghissime) riunioni del *reservoir management team*, fino a raggiungere una visione della struttura interna del giacimento sulla quale (quasi!) tutte le professionalità presenti concordano.

A questo momento la modifica del modello statico di giacimento di prima approssimazione, e da questo del modello numerico statico (Sez. 4.3.4) è un'operazione lunga e complessa, ma non concettualmente difficile, della quale si occupano gli esperti di modellistica numerica.

È da dire che il modello numerico di seconda generazione, che così si ottiene, contiene di fatto già qualche elemento di comportamento dinamico, derivante dall'inserimento di informazioni ottenute mediante misure dinamiche interpozzo (prove di interferenza, *IWPT*, *IWTT*).

Con l'entrata in produzione, e con il suo proseguire nel tempo, si potrà disporre di una massa notevole di dati ed informazioni sul comportamento dinamico del giacimento (andamento nel tempo della pressione in ogni punto della roccia serbatoio, configurazione e velocità d'avanzamento del fronte di fluido spiazzante, variazioni nel tempo dei rapporti gas/olio ed acqua/olio, nonché della produttività dei pozzi, ecc.).

Con l'inserimento di tali informazioni, ed il conseguente aggiustamento nella configurazione della struttura interna del giacimento, il modello numerico diverrà sempre più un *modello dinamico*, che verrà impiegato dai *reservoir engineers* per prevedere sempre più avanti nel tempo il comportamento del giacimento, nonché per valutare i risultati conseguibili con modifiche nei completamenti dei pozzi o, anche, con variazioni sostanziali nella tecnica di coltivazione del giacimento.

4.5 L'attività di reservoir engineering nella fase di coltivazione di un giacimento

Come detto nella Sez. 4.4.3, per poter seguire e controllare un giacimento in fase di coltivazione è indispensabile disporre di un modello numerico *dinamico* di giacimento. A sua volta, il modello dinamico può essere ottenuto solamente modificando in maniera progressiva il modello statico così da fargli riprodurre (*to match*) la storia passata del giacimento.

Quanto maggiore e più dettagliata è la conoscenza della storia passata (andamento nel tempo della pressione statica e dinamica al fondo di ogni pozzo di produzione e d'iniezione; andamento nel tempo del *GOR*, *WOR*, *GWR* e della portata e qualità del fluido prodotto da ciascun pozzo; sviluppo nel tempo della configurazione del fronte di fluido spiazzante, ivi inclusa la localizzazione all'interno del giacimento delle *isole* di roccia che sono state

bypassate), tanto più il modello dinamico validato sarà in grado di prevedere correttamente il comportamento futuro del giacimento.

Sembra quindi ovvio iniziare la trattazione della attività di *reservoir engineering* nella fase di coltivazione di un giacimento dalle tecniche impiegate per monitorarne il comportamento.

4.5.1 Monitoraggio del comportamento del giacimento

4.5.1.1 Monitoraggio del comportamento dei pozzi

Ormai da qualche decennio è pratica comune eseguire occasionalmente misure a testa pozzo ed all'interno del pozzo per verificarne il comportamento produttivo.

Tali misure sono:

a testa pozzo:

nei pozzi ad olio: determinazione del *GOR*, *WOR*, della salinità dell'olio e dell'acqua, dell'indice di produttività,

nei pozzi a gas: determinazione del *GWR*, della salinità dell'acqua e dell'equazione di flusso a fondo pozzo,

nei pozzi d'iniezione d'acqua: determinazione dell'indice di iniettività,

all'interno del pozzo:

registrazioni con *Production Logging Tool*, *PLT*, per determinare natura e distribuzione delle portate dei fluidi che entrano in pozzo lungo tutto l'intervallo di *pay* aperto alla produzione.

In Fig. 32 è illustrato un *PLT* costituito da un *flowmeter* e da un *gradiomanometro*, più attrezzature ausiliarie (calibratore del diametro del casing, termometro, *casing collar locator*). Il *flowmeter* misura, mediante un'elichetta, la velocità del fluido (e quindi la sua portata) nel punto in cui è posizionato. Nello stesso punto il gradiomanometro misura il gradiente di pressione, e quindi la densità del fluido.

Esempi di registrazioni *PLT* sono riportati in Fig. 33 (distribuzione lungo il *pay* delle portate di olio che entrano in pozzo) ed in Fig. 34 (individuazione del punto d'ingresso di gas libero in un pozzo che dovrebbe produrre solo olio con gas disciolto).

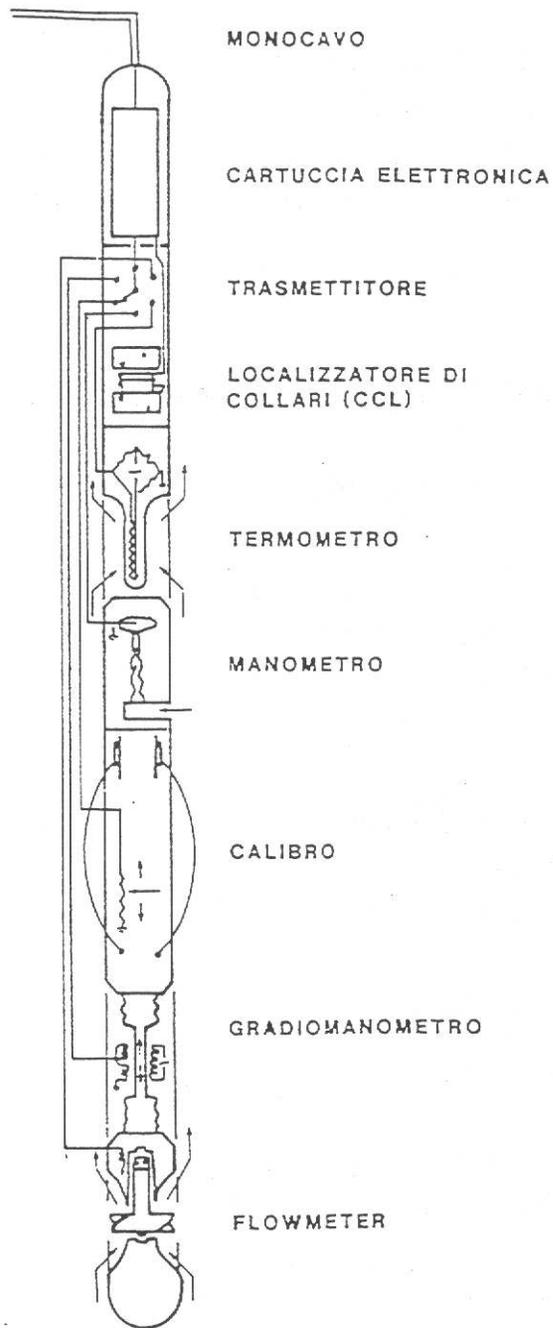


Fig. 32 - Schema di una sonda composta per registrazioni di PLT in pozzi ad alta portata di olio (da Ref. 14)

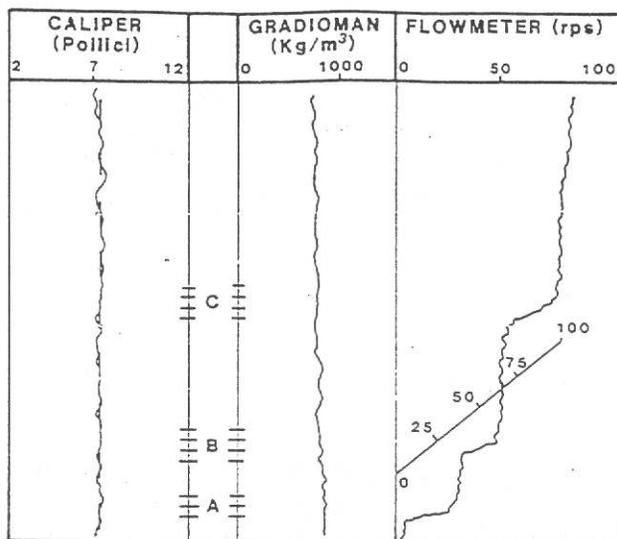


Fig. 33 - Determinazione mediante PLT della percentuale di portata da ciascun intervallo aperto alla produzione, nel caso di un pozzo che produce solo olio sottosaturo (da Ref. 14)

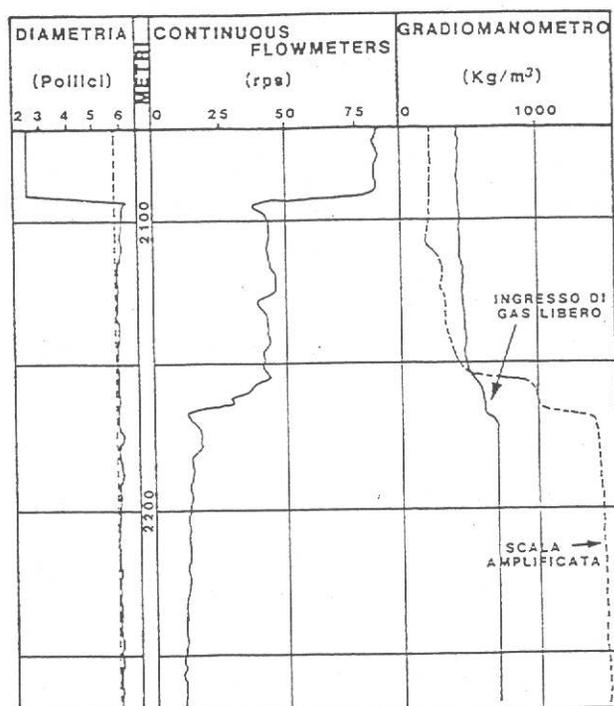


Fig. 34 - Individuazione mediante PLT del punto di ingresso di gas libero in un pozzo ad olio (da Ref. 14)

La differenza fra il passato e la situazione attuale, *dopo l'istituzione dei reservoir management teams*, è che ora le campagne di misure in pozzo vengono eseguite ad intervalli

regolari di tempo in pozzi appositamente scelti, e che i risultati ottenuti non vengono (come un tempo) immediatamente archiviati, ma esaminati congiuntamente dagli esperti del *team* che, nel caso di comportamenti anomali del pozzo, definiscono e decidono quali interventi in pozzo debbano essere eseguiti.

4.5.1.2 Monitoraggio dello spiazzamento²²

Un tempo l'unica indicazione che l'ingegnere di giacimento poteva avere dell'arrivo d'acqua, o di gas libero, in un punto del giacimento era, se in quel punto esisteva un pozzo in produzione, il fatto che il suo *WOR* (o il suo *GOR*) saliva bruscamente.

Il meccanismo d'arrivo in pozzo dell'acqua, o del gas libero, era aperto a discussione: poteva trattarsi di un fenomeno di cono d'acqua, o di cono inverso di gas, come pure di un fronte d'acqua o di gas che aveva raggiunto il punto del giacimento dal quale il pozzo produceva.

Oggi, con l'impiego del *PLT*, è facile risolvere il problema: se l'acqua arriva dalle perforazioni (*spari*) più basse dell'intervallo aperto alla produzione si tratta di un possibile cono d'acqua (e se il gas arriva dalle perforazioni più alte si tratta di un cono inverso di gas).

In caso contrario, l'individuazione del (dei) punto/i d'ingresso d'acqua, o di gas, in pozzo permette di stabilire se si tratta di una digitazione (*fingering*) d'acqua, o di gas, che avanza lungo un intervallo ad alta permeabilità della roccia serbatoio, oppure dell'arrivo di un fronte massivo d'acqua che spiazza l'olio, od il gas.

Ovviamente le misure correttive da prendere nel caso di coning ed in quello di *fingering* sono ben diverse fra loro.

Perchè l'ingegnere di giacimento possa ricevere un messaggio di alto *WOR*, oppure di alto *GOR*, è chiaramente necessario che *quel* pozzo, in *quel* punto del giacimento, sia aperto alla produzione in *quel* livello.

Altri pozzi, che hanno attraversato *quel* livello, ma che non sono stati *sparati* in *quel* livello, non mostrano, ovviamente, alcuna variazione del *WOR* o del *GOR*.

Nel caso di processi di *IOR*, cioè di spiazzamento dell'olio con acqua, o con gas, è estremamente importante seguire l'avanzamento nel tempo del fluido spiazzante, così da essere in grado di intervenire in tempo nel caso di avanzamenti irregolari (tipicamente, *fingering* su scala di giacimento, *bypassing* di *isole* di roccia a bassa permeabilità).

Chi scrive non può dimenticare un episodio occorsogli all'inizio degli anni 1960, quando era responsabile di un progetto pilota d'iniezione d'acqua in Asia, con un unico pozzo d'iniezione in una posizione periferica del giacimento.

Non riesco a descrivere lo stupore (ed il mio terrore!) quando, pochi mesi dopo l'inizio del progetto, l'acqua *iniettata* comparve violentemente in un pozzo centrale del campo *senza essere comparsa in nessuno dei pozzi compresi fra l'iniettore ed il pozzo allagato dall'acqua iniettata*. Nè poteva essere altrimenti: tutti quei pozzi, pur avendo attraversato il livello oggetto della sperimentazione, non erano stati messi in produzione (*sparati*) in *quel* livello!

Oggi l'ingegnere di giacimento dispone di mezzi molto affidabili per individuare la presenza di acqua mobile, o di gas libero, alle spalle della colonna di rivestimento (*casing*) di un pozzo. In tal modo egli può mappare, basandosi su *tutti* i pozzi del giacimento, l'avanzamento del fronte d'acqua, o di gas libero, all'interno della roccia serbatoio.

Per l'individuazione dell'acqua viene quasi esclusivamente impiegato il *TDT*, *Thermal Decay Time* log. Il principio sul quale si basa il *TDT* è il seguente. La sonda di misura, calata in pozzo con tecnica *wireline*, contiene un generatore di van der Graaf che emette impulsi di neutroni ad alta energia ed almeno un rivelatore di neutroni a livello termico di energia (0,25 eV).

Urtando contro i nuclei degli atomi che formano la roccia, i neutroni perdono progressivamente energia fino a raggiungere il livello termico, e vengono contati dal rivelatore.

Il processo di termalizzazione è relativamente lento (qualche ms, vedi Fig. 35): la sua velocità è una funzione della probabilità che il neutrone impatti contro un nucleo, probabilità che è espressa dalla *sezione totale di cattura del nucleo*, Σ_t .

Fra gli atomi degli elementi presenti nella roccia serbatoio, quello che presenta la maggiore Σ_t è l'atomo di cloro (Fig. 36). Di conseguenza, la presenza nei pori della roccia serbatoio di acqua salata (contenente cioè NaCl disciolto) provoca una rapida termalizzazione dei neutroni.

Il valore di Σ_t viene misurato dalla sonda *TDT* e registrato in superficie su di un *log*, sul quale è immediata l'individuazione della presenza di acqua salata nella roccia alle spalle del *casing* (Fig. 37). È in tal modo possibile regolare la portata di produzione dell'olio e quella di iniezione d'acqua in modo da ottenere un avanzamento regolare del piano d'acqua, ed evitare quindi l'allagamento prematuro di pozzi di produzione.

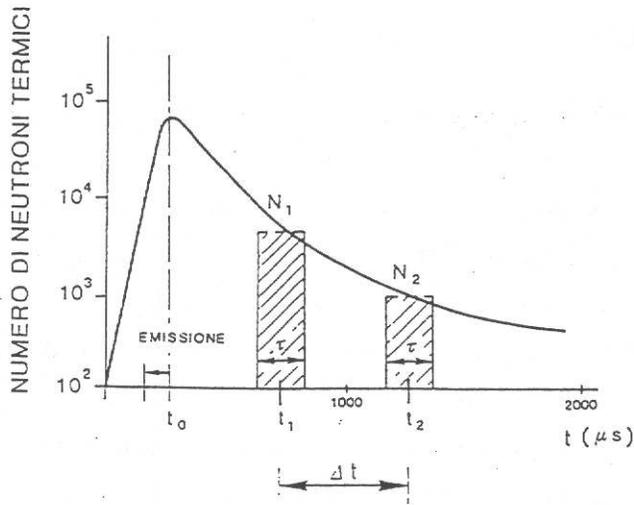


Fig. 35 - Rilassazione nel tempo dei neutroni termici prodotti per interazione fra roccia e neutroni ad alta energia, emessi da una sorgente pulsata (da Ref. 14)

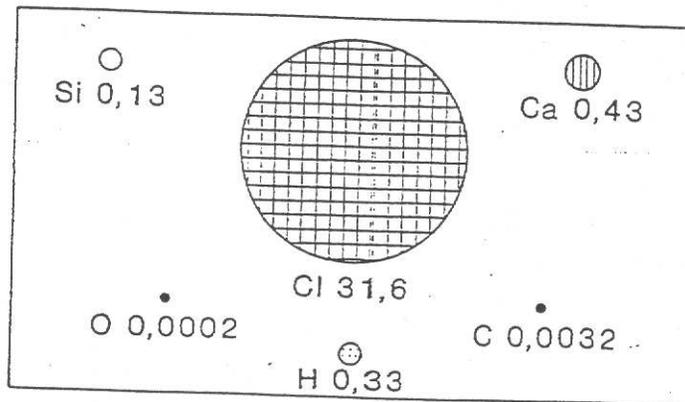


Fig. 36 - Confronto fra le sezioni di cattura, Σ_t , dei neutroni termici, per i nuclei dei principali elementi presenti nelle rocce serbatoio (da Ref. 14)

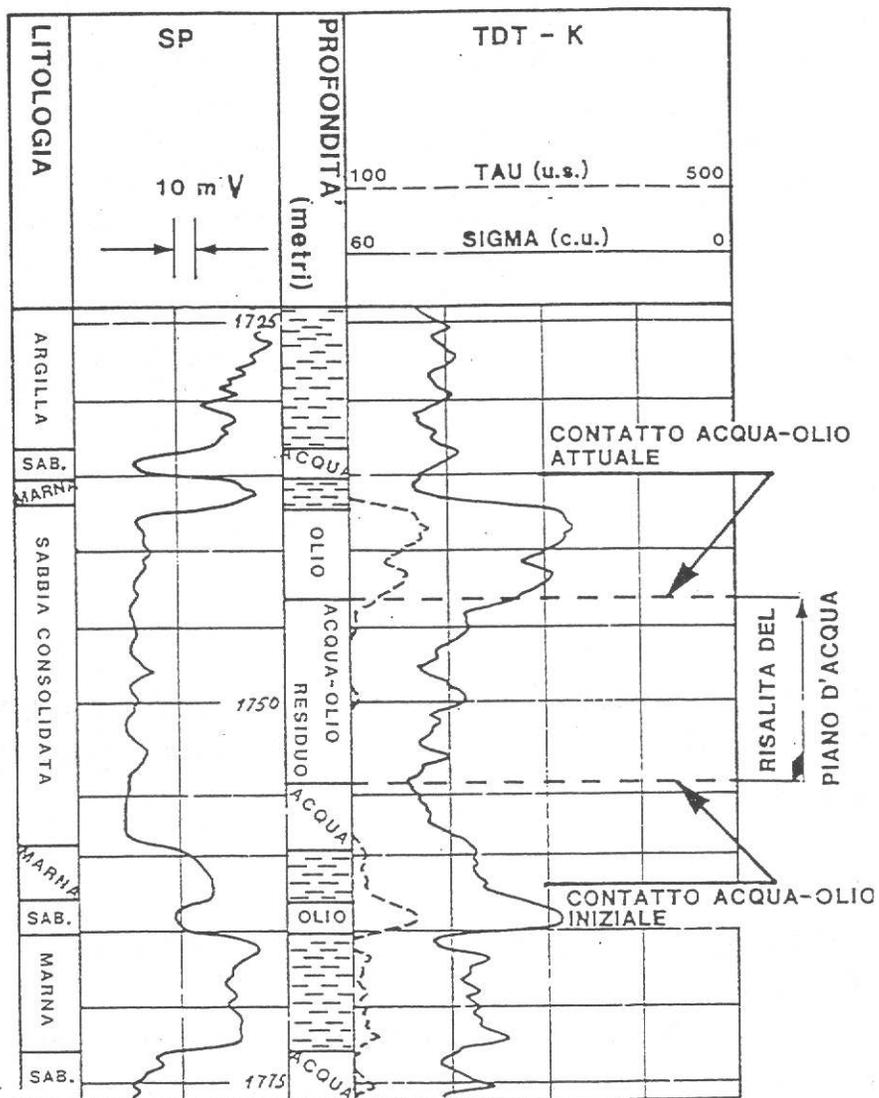


Fig. 37 -Registrazione di un log TDT in un pozzo ad olio da tempo in produzione. È evidenziata la risalita del piano d'acqua conseguente alla produzione di olio (da Ref. 14)

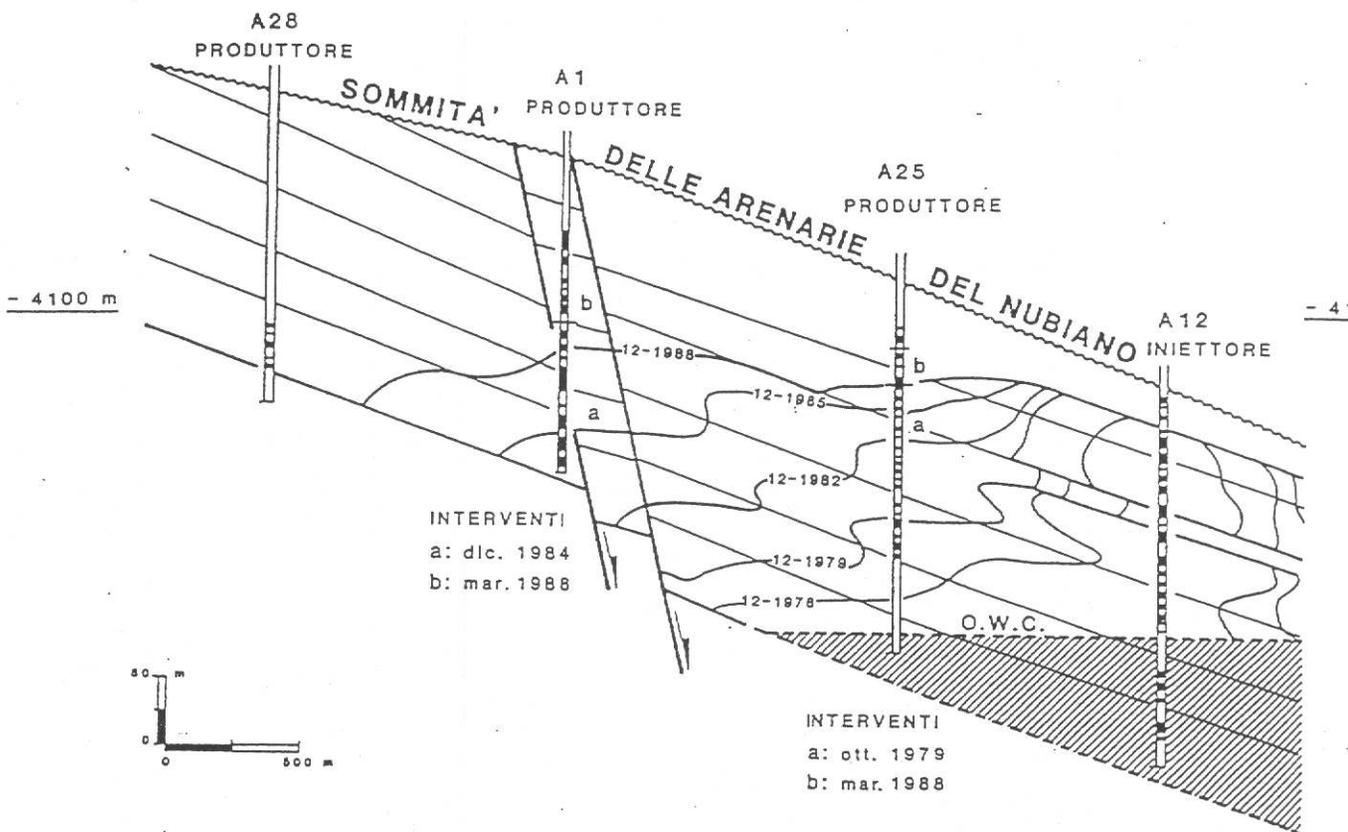


Fig. 38 - Giacimento di Bu Attifel (SPLAJ). Sezione trasversale, con l'andamento nel tempo del fronte d'acqua e l'indicazione degli interventi eseguiti per correggere fingerings (da Ref. 29)

Un esempio di applicazione di questa tecnica in un giacimento del Nord Africa è riportato in Fig. 38.

Per quanto riguarda l'individuazione della presenza di gas libero alle spalle del casing, la tecnica più comunemente impiegata è la registrazione combinata di un *CNL*, *Continuous Neutron Log*, e di un log *FDC*, *Formation Density Compensated*.

Il *CNL* si basa su misure del coefficiente di termalizzazione dei neutroni, $(I_H)_{CNL}$, da parte della roccia. Da esso il calcolatore di superficie calcola la porosità, ϕ_{CNL} , assumendo per il fluido presente nei pori l'indice di termalizzazione $(I_H)_f = 1$ che è proprio dell'acqua e dell'olio.

Poichè per il gas è $(I_H)_{gas} < 1$, in presenza di gas nei pori il valore di ϕ_{CNL} così calcolato è inferiore al reale.

Lo *FDC* si basa su misure del coefficiente di assorbimento di fotoni γ da parte della roccia, dal quale il calcolatore di superficie ricava la porosità, ϕ_{FDC} , della roccia nell'ipotesi che i pori contengano solo olio, od acqua. Evidentemente, se i pori contengono anche gas

libero la densità della roccia è minore, e quindi la porosità φ_{FDC} così calcolata è maggiore del reale.

Di conseguenza, nel log combinato CNL/FDC intervalli di roccia serbatoio alle spalle del casing nei quali è presente gas libero sono individuati graficamente dalla situazione:

$$\varphi_{CNL} < \varphi_{FDC} \quad \dots(2)$$

Un diagramma per il calcolo delle coppie di valori (S_g, φ) a partire da φ_{CNL} e φ_{FDC} è riportato in Fig. 39.

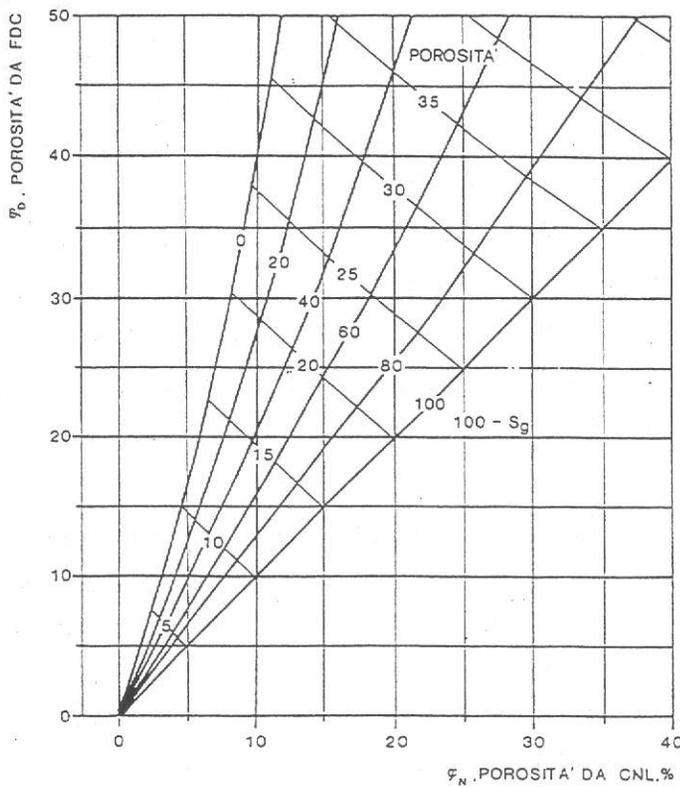


Fig. 39 - Diagramma per il calcolo delle coppie di valori (S_g, φ) a partire da φ_{CNL} e φ_{FDC} (da Ref. 14)

4.5.1.3 Monitoraggio dell'avanzamento del fronte del fluido spiazzante

I principi sui quali si basano i rilievi sismici di superficie sono stati illustrati nella Sez. 4.4.2.2 di questa monografia.

Recenti sviluppi nei metodi di trattamento del segnale sismico permettono di ottenere, oltre ad una stratigrafia sismica ad alta risoluzione, anche l'individuazione del tipo di fluidi presenti nei pori della roccia.

Attualmente si riesce a distinguere bene il gas dall'olio e dall'acqua, meno bene l'acqua dall'olio. Questo è dovuto al fatto che la *segnatura* sismica, cioè l'ampiezza e qualità dei segnali registrati durante i rilievi sismici, è controllata dal contrasto d'impedenza acustica fra due strati successivi o, nello stesso strato, fra aree contigue contenenti fluidi diversi.

Per l'individuazione dei tipi di fluidi (olio o gas / fluido spiazzante) presenti in aree diverse dello stesso strato è quindi necessario che tali fluidi presentino densità e velocità delle onde sismiche molto diverse. Questo è vero per le coppie olio/gas e gas/acqua; per la coppia olio/acqua la differenza di densità e di velocità delle onde può essere così bassa da non permettere di localizzare un fronte olio/acqua.

In un giacimento in coltivazione, la ripetizione ad intervalli di tempo sufficientemente grandi dei rilievi sismici 3D di superficie ha dimostrato la possibilità di seguire dalla superficie l'avanzamento nel tempo di un fronte di gas che spiazza l'olio oppure, in un giacimento di gas, l'avanzamento di un fronte d'acqua che spiazza il gas. Fino ad ora è risultata meno netta la distinzione fra olio ed acqua, soprattutto nel caso di giacimenti di olio medio-pesante e pesante.

Questa tecnica di ripetizione nel tempo di rilievi sismici 3D prende il nome di *sismica 4D*, o *time lapse seismic*, dove la quarta dimensione è ovviamente il tempo.

Una lista di giacimenti nei quali sono state completate, o sono in corso, campagne di sismica 4D è riportata in Tab. 1.

Per poter individuare variazioni nel tipo di fluido che satura i pori è necessario che tutti i rilievi sismici successivi vengano eseguiti ed elaborati con la stessa metodologia e che le posizioni dei punti di scoppio e dei geofoni, o idrofoni, siano sempre le stesse. Questo è facile da realizzare a terra, meno facile in mare nonostante la precisione degli attuali sistemi satellitari di posizionamento (*GPS, Global Positioning System*) impiegati durante i rilievi sismici in mare.

Per ovviare a questo i geofoni vengono, in genere, impiantati permanentemente nel fondo marino e collegati ad un sistema di telemetria mediante cavi interrati nel fondo marino stesso (sistema *OBS, Ocean Bottom Seismometers*).

Tabella 1. Campagne di sismica 4D completate, od in corso (da Ref. 30)

Giacimento	Area	Operatore
Ekofisk	Mare del Nord	Phillips
Foinaven	Mare del Nord	BP/Shell UK
Gullfax	Mare del Nord	Statoil
Heimdal	Mare del Nord	Elf
Hercules	Golfo del Messico	Texaco
Kileuea	Golfo del Messico	Texaco
Magnus	Mare del Nord	BP
Mars	Golfo del Messico	Shell US
Oseberg	Mare del Nord	Norsk Hydro
Snorre	Mare del Nord	Saga
Vermillion	Golfo del Messico	Unocal
Yibal	Oman	Shell PDO

Tutto questo, più il costo dei ripetuti rilievi sismici e relative elaborazioni, rende attualmente molto costoso l'impiego della sismica 4D e quindi, negli attuali tempi di *einsparen über alles*, aleatoria l'approvazione da parte *del top management* delle relative *OPEX (Operation Expenditures)*.

È in ogni caso certo che la sismica 4D ha tutte le possibilità di rivoluzionare completamente il *reservoir engineering*, rendendo inutili tutta una serie di misure in pozzo e di prove interpozzo dal cui trattamento l'ingegnere di giacimento si sforza oggi (talvolta con troppa fantasia!) ad individuare se e dove si trovano, all'interno del giacimento, *isole* di olio non spiazzate dal gas, o dall'acqua.

4.5.2 Dal modello numerico statico al modello dinamico

Non appena è disponibile una storia di produzione di sufficiente durata (almeno due ÷ tre anni), la prima attività del *reservoir management team* consiste nella trasformazione del modello numerico statico in *modello dinamico*.

In effetti, fino a quel momento il modello numerico è stato costruito e progressivamente modificato pressoché unicamente sulla base di dati statici provenienti dalla perforazione dei pozzi e dai rilievi sismici 3D, in minima parte integrati dalle prove di flusso interpozzo.

Il comportamento dinamico di un giacimento (cioè la sua reazione al programma di coltivazione impostogli), espresso dall'andamento nel tempo del *WOR*, *GOR* e *GWR* e della pressione di fondo di ciascun pozzo, può non risultare completamente coerente con le previsioni fornite dal modello numerico durante la fase di sviluppo del giacimento.

Il procedimento seguito per la trasformazione del modello numerico in modello dinamico è un processo continuo di controreazione (*feedback*) fra informazioni provenienti dal giacimento e modello³¹.

Tale procedimento è seguito continuamente dal *reservoir management team* che deve verificare che ogni modifica dei parametri di giacimento introdotta per riprodurre sul modello la storia di produzione sia coerente con tutte le informazioni geologiche e di stratigrafia sismica che sono disponibili. Questo impone che, per ogni aggiornamento del modello numerico dinamico, venga eseguita una revisione del modello geologico statico ed una sua successiva trasformazione in modello numerico.

Nel caso di una roccia serbatoio fortemente stratificata può essere addirittura necessario raffittire il modello nella direzione verticale: in letteratura è riportato un caso in cui, per riprodurre il comportamento di una *coppia di pozzi* iniettore più produttore in un giacimento coltivato mediante iniezione alternata di gas ed acqua (*WAG*, *Water Alternated with Gas*) è stato necessario impiegare un modello radiale costituito da 148 blocchi in direzione verticale e 25 blocchi in direzione radiale, per un totale di $148 \times 25 = 3700$ blocchi!

Nelle aree di giacimento nelle quali è concentrato un grande numero di pozzi, oppure si hanno grandi portate, può essere necessario raffittire la griglia del modello con tecniche di *blowup*. Per poter seguire in dettaglio l'avanzamento del fronte di fluido spiazzante si impiegano poi tecniche speciali di *front tracking*.

Infine, se la diminuzione di pressione del giacimento provoca un notevole compattamento della roccia serbatoio (e quindi una sensibile riduzione del volume dei pori) si

impiegano modelli numerici che simulano anche il meccanismo di produzione per *compaction drive*.

Nel modello numerico dinamico devono poi essere introdotti i dati e le informazioni provenienti dai pozzi di infittimento (verticali, *extended reach*, orizzontali e *designer*) perforati durante la fase di coltivazione al fine di migliorare (Sez. 4.5.4) l'efficienza volumetrica di spiazzamento (*conformance factor*) del processo di *IOR* impiegato, e quindi il fattore di recupero dell'olio.

La moderna tecnica di gestione dei giacimenti (*ARM, Advanced Reservoir Management*), sviluppata nell'ultimo decennio e che produce, fra l'altro, un modello numerico validato su tutta la storia di produzione del giacimento, è una tipica tecnica di retroazione (*feedback*), Fig. 40.

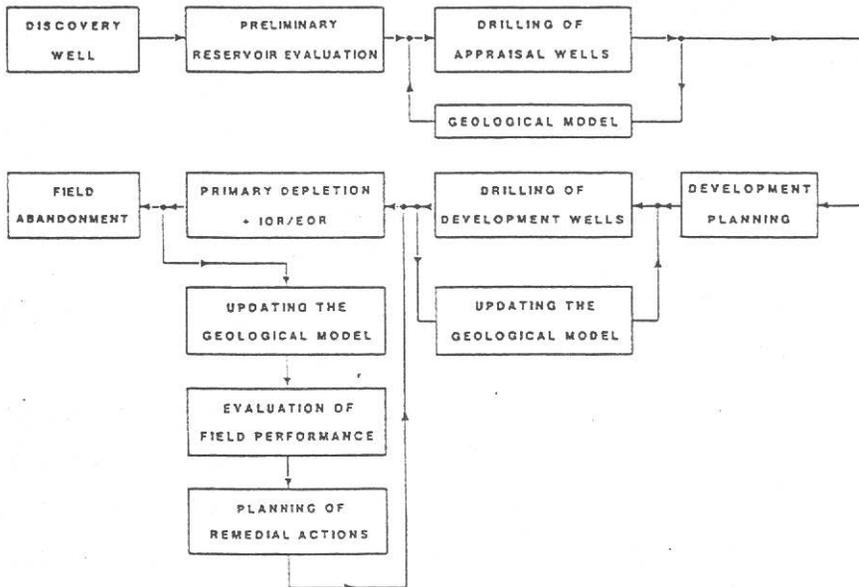


Fig. 40 - *Reservoir management: il processo di feedback impiegato nella gestione del giacimento (da Ref. 31)*

Infatti, tutte le informazioni ottenute dal giacimento nelle fasi di *appraisal*, sviluppo e coltivazione vengono *subito* introdotte nel modello, il quale restituisce le informazioni (previsioni di comportamento) necessarie per ottimizzare la fase di attività in corso.

Alla fine della coltivazione con il processo prescelto, resta da valutare da un punto di vista economico e tecnico l'opportunità, o meno, di estrarre anche l'olio non mobile (S_{or}) rimasto intrappolato nei pori della roccia (Sez. 2). Ciò richiede l'impiego di fluidi spiazzanti miscibili con l'olio, quali l'anidride carbonica e le soluzioni micellari acqua/tensioattivi/olio (Fig. 8).

Su questo argomento è opportuno tener presente l'opinione espressa³² in questi ultimi anni da un *guru* dell'ingegneria dei giacimenti, Laurie P. Dake, OBE:

“Writing on enhanced oil recovery (EOR) in the nineteen nineties is not exacty getting the time right - or has there ever really been a right time for this subject? The difficulty that has and always will plague EOR is economics”.

E quindi non tratteremo qui l'argomento EOR.

In ogni caso, se e quando si deciderà di valutare l'applicabilità di un processo di EOR ad un giacimento, il modello numerico dinamico validato su tutta la storia produttiva di quel giacimento costituirà sempre le fondamenta sulle quali costruire qualsiasi ipotesi di coltivazione mediante processi di EOR.

4.5.3 Programmazione e controllo degli interventi in pozzo

Nel corso della coltivazione alcuni pozzi possono presentare comportamenti anomali: diminuzioni di portata, improvvisi aumenti del *GOR* e del *WOR* nei pozzi ad olio, e diminuzioni del *GWR* nei pozzi a gas, formazione di tamponi di particelle solide a fondo pozzo, ecc.

Le cause che provocano tali comportamenti anomali vengono studiate dal *reservoir management team* anche mediante simulazioni su modello numerico di pozzo, ed i programmi degli interventi da eseguire per riportare i pozzi alla normalità vengono forniti all'unità produzione della compagnia, che li attua direttamente oppure attraverso compagnie di servizio. Alla fine delle operazioni in pozzo il *reservoir management team* riceve dall'unità produzione, ed esamina, un rapporto sui risultati ottenuti con l'intervento programmato.

Le riduzioni di portata sono causate tipicamente da un intasamento della roccia serbatoio nelle zone circostanti il pozzo, intasamento dovuto al trascinarsi di fini, oppure a formazione di emulsioni acqua/olio, od alla precipitazione di asfalteni. Eccezionalmente la riduzione di portata può essere dovuta a problemi meccanici in pozzo: tipici lo schiacciamento del tubing ed il malfunzionamento di una valvola di sicurezza (*storm choke*). La soluzione di questi problemi è di competenza delle unità produzione di campo.

Nel caso di riduzioni di portata (o, meglio, di riduzioni di indice di produttività) dovute ad intasamento della roccia serbatoio, tipiche operazioni che vengono eseguite per aumentare

la produttività sono l'acidificazione mediante pompamento in pozzo di una soluzione di acido cloridrico (talvolta con aggiunta di acido fluoridrico) e la fratturazione idraulica della roccia serbatoio nelle immediate vicinanze del pozzo.

L'acidificazione è una tecnica da tempo collaudata, che non descriveremo in dettaglio.

Per quanto riguarda la fratturazione idraulica, per ottenere buoni risultati è innanzitutto necessario conoscere la distribuzione delle sollecitazioni nella roccia serbatoio in corrispondenza dello strato da fratturare. Questo permette di ottimizzare la scelta del fluido da impiegare per la fratturazione e di prevedere la pressione necessaria per ottenere la fratturazione dello strato.

Per individuare direzione ed estensione della/e frattura/e prodotta/e è entrata da qualche tempo in uso una tecnica, sviluppata nel corso del programma *hot dry rocks* dello *USDOE*, che si basa sulla registrazione dei microsismi prodotti dall'energia liberatasi dalla fratturazione della roccia. È in tal modo possibile verificare se il risultato ottenuto è coerente con le previsioni fatte nella fase di programmazione dell'operazione.

Se la fratturazione idraulica non consegue i risultati voluti si fa ricorso alla perforazione, a partire dall'asse del pozzo, di fori devianti od orizzontali multipli di piccola estensione laterale (*multiple short-radius horizontal or slant holes*), che forniscono normalmente una buona produttività ed una rapida risposta ai transitori di portata.

Nel caso di comparsa di forti quantità di acqua, o di gas libero, con conseguente aumento del *WOR* o del *GOR*, è innanzitutto indispensabile accertare mediante *PLT* (Sez. 4.5.1.1) quale è il punto d'ingresso di tali fluidi in pozzo.

Se il fenomeno è dovuto a *coning*, una verifica eseguita impiegando le classiche equazioni per *coning* d'acqua o di gas può permettere di prevedere l'andamento nel tempo del *WOR* e/o del *GOR*.

Se invece il fenomeno è dovuto alla presenza nella roccia serbatoio di un intervallo di roccia ad alta permeabilità che convoglia in pozzo una digitazione d'acqua o di gas, *il reservoir engineer* ha a sua disposizione due diverse tecniche, cioè:

- a. Modifica del profilo di permeabilità della roccia serbatoio mediante l'iniezione in essa di un tampone di soluzione a pH controllato di un polimero (poliacrilammide parzialmente idrolizzata, oppure una gomma xantànica) addizionata con un agente chelante⁶ (in genere, un sale di cromo esavalente più una sostanza riducente).

Il tampone di soluzione iniettata in pozzo avanza, come ovvio, più rapidamente nell'intervallo di roccia ad alta permeabilità.

Terminata l'iniezione, il pozzo viene chiuso per il tempo necessario a permettere la gelificazione del polimero ad opera dell'agente chelante. Il gel formatosi nei pori riduce

tanto più la conduttività idraulica della roccia quanto più profondamente la soluzione di polimero è penetrata nella roccia.

Ne consegue che, come si voleva, lo strato la cui conduttività idraulica risulta maggiormente ridotta è proprio quello attraverso il quale la digitazione d'acqua o di gas raggiungeva il pozzo.

- b. Chiusura degli spari in colonna mediante iniezione di cemento (*plugback*) nel tratto di pozzo corrispondente all'intervallo ad alta permeabilità attraverso il quale entra in pozzo l'acqua, o il gas libero.

In questo caso l'ingegnere di giacimento deve fornire, assieme al programma di *plugback*, anche l'indicazione del livello mineralizzato nel quale ricompletare il pozzo ed il programma di completamento relativo. Questo per ridurre i tempi morti nella produzione del pozzo.

Tamponi di materiale solido (sabbia, silt), che possono formarsi a fondo pozzo per sedimentazione dal fluido prodotto, vengono comunemente eliminati facendo produrre il pozzo per brevi periodi con alte portate.

Nell'ambito del *reservoir management team* l'ingegnere di giacimento fornisce poi il proprio contributo alla soluzione di problemi di pozzo che sono istituzionalmente di competenza delle unità produzione, quali:

- eliminazione di incrostazioni di sali (tipicamente, solfati e carbonati di bario, stronzio e calcio) che si formano all'interno dei *tubing* dei pozzi di produzione per interazione fra acqua iniettata ed acqua di strato³³,
- dissoluzione di precipitati di asfalteni/malteni che si depositano all'interno dei *tubing* nei pozzi di produzione, riducendone il diametro utile,
- eliminazione con mezzi chimici o meccanici dei depositi di paraffina che aderiscono alla parete dei *tubing* ed impartiscono un comportamento non-newtoniano all'olio erogato,
- controllo della corrosione prodotta in pozzo e nelle apparecchiature di superficie da componenti acidi nel fluido prodotto (acido solfidrico, anidride carbonica), e suo abbattimento mediante iniezione nello strato produttivo di tamponi di prodotti anticorrosione,
- eliminazione, mediante trattamento con acidi, di tamponi di *gels* a fondo pozzo costituiti da colonie di batteri sviluppatasi a partire da batteri contenuti nell'acqua iniettata.

4.5.4 Modificazioni del processo di coltivazione su scala di giacimento

Soprattutto in giacimenti nei quali la perforazione dei pozzi di sviluppo è terminata prima della metà degli anni 1980, si riscontra in alcuni casi un comportamento produttivo peggiore di quello previsto mediante simulazione su modello numerico dinamico validato attraverso la riproduzione del comportamento del giacimento nei primi anni di coltivazione.

Ciò è dovuto all'incompleta conoscenza della struttura interna del giacimento, causata dalla limitatezza dei metodi d'indagine disponibili prima del 1980.

Un caso comune è la presenza nella roccia serbatoio di *faglie sub-sismiche*, cioè di faglie di estensione verticale insufficiente per essere individuate dai rilievi sismici 2D interpretati con le tecniche pre-1980.

Nonostante la loro limitata estensione verticale, tali faglie, se *sealing* (cioè con permeabilità orizzontale zero), possono modificare le linee di flusso dei fluidi in giacimento così da creare *isole* di olio mobile non spiazzato dall'acqua o gas iniettati.

Per evitare questo *intrappolamento dinamico* dell'olio (cioè intrappolamento non dovuto ad eterogeneità di permeabilità nella matrice della roccia serbatoio) è necessario perforare pozzi di infittimento ubicati così da ottenere un flusso quanto più possibile lineare dei fluidi di giacimento.

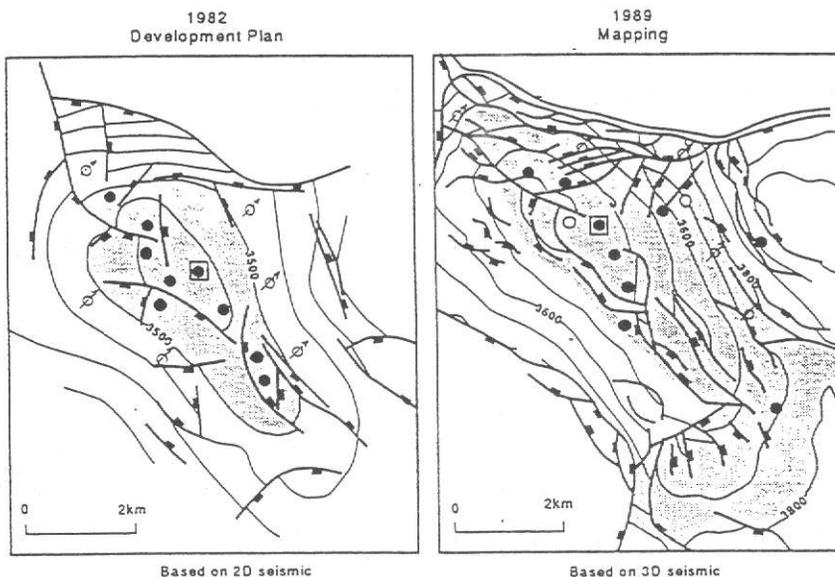


Fig. 41 - Giacimento di Ula, Mare del Nord norvegese. Piano di sviluppo 1982, basato sulla sismica 2D, e piano di sviluppo 1989, basato sulla sismica 3D e sui risultati dell'iniezione d'acqua in un solo pozzo (da Ref.34)

Caso tipico è il giacimento di olio di Ula, nel Mare del Nord norvegese³⁴. Per tale giacimento sono riportate nella Fig. 41, parte sinistra, la distribuzione delle faglie e le ubicazioni dei pozzi di coltivazione indicate nel piano di sviluppo del 1982, quando era disponibile solo l'interpretazione di un rilievo sismico 2D.

Un successivo rilievo sismico 3D, i risultati di un pozzo pilota d'iniezione d'acqua ed il comportamento del giacimento nei primi anni di coltivazione hanno evidenziato una diversa distribuzione ed una maggiore densità delle faglie che hanno portato, nel 1989, a modificare le ubicazioni dei pozzi di sviluppo ancora da perforare come indicato nella Fig. 41, parte destra.

In un giacimento d'olio da tempo sottoposto ad un processo di *IOR* mediante iniezione d'acqua, può accadere che rilievi sismici 4D convalidati da simulazioni su modello numerico dinamico mettano in evidenza un avanzamento irregolare del fronte d'acqua, con formazione di digitazioni (*fingering*) oppure separazione gravitazionale di "lingue" d'acqua (*tonguing*).

Dopo l'ottimizzazione del processo mediante simulazione su modello numerico dinamico, le operazioni che si possono eseguire per ridurre il *fingering* ed il *tonguing* sono:

- nel caso di iniezione d'acqua con pozzi di produzione e d'iniezione distribuiti secondo una geometria regolare (Fig. 42), modifica della direzione nella quale avviene lo spiazzamento, ottenuta trasformando in iniettori parte dei pozzi produttori, ed in produttori parte degli iniettori;
- variazione della portata d'acqua iniettata e di olio prodotto nei singoli pozzi, così da aumentare la velocità d'avanzamento del fronte dove esso è arretrato e di diminuirla in corrispondenza delle digitazioni;
- riduzione della mobilità * dell'acqua, alternando all'acqua tamponi di soluzioni di polimeri ad alta viscosità;
- modifica del profilo di permeabilità della roccia serbatoio, se essa contiene strati sottili di roccia ad alta permeabilità agenti come *canali* preferenziali per l'acqua iniettata. La tecnica impiegata, che si basa sulla gelificazione in strato di una soluzione di particolari polimeri, è già stata descritta nella Sez. 4.5.3, punto *a*.

* mobilità di un fluido = $\frac{\text{permeabilità relativa al fluido}}{\text{viscosità del fluido}}$

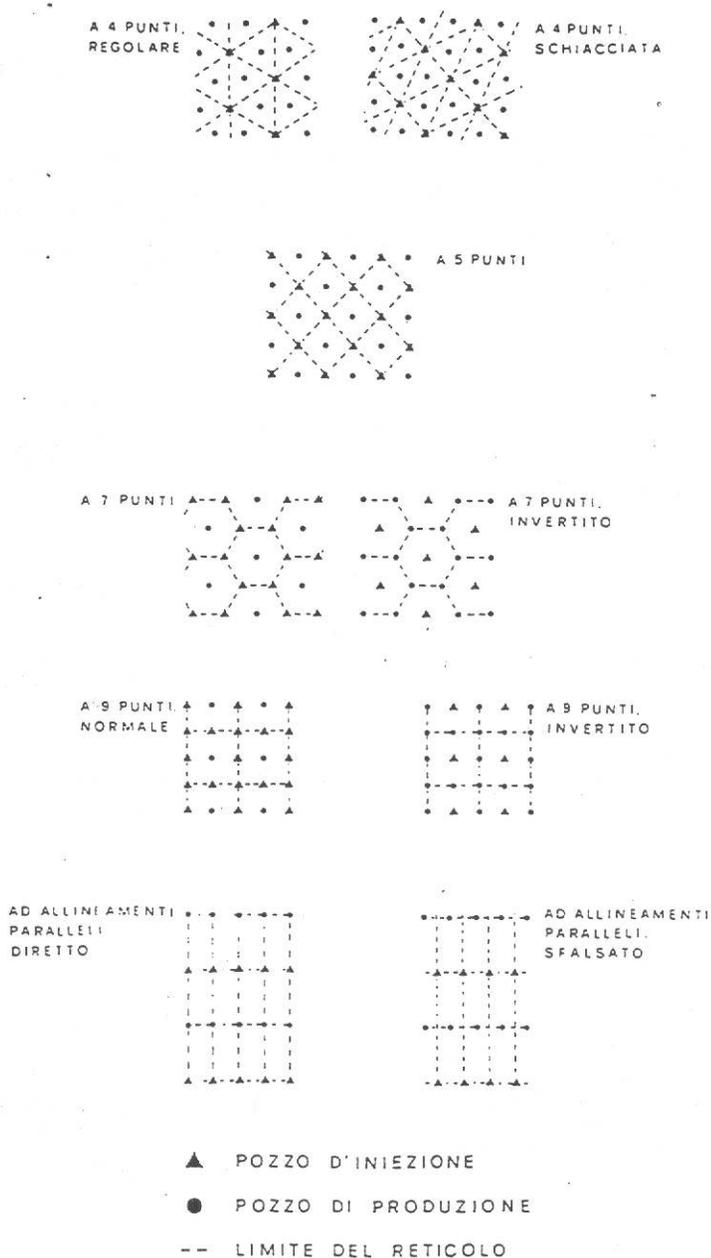


Fig. 42 - *Tipi più comuni di distribuzioni di pozzi impiegate per l'iniezione d'acqua all'interno di un giacimento (da Ref. 14)*

In giacimenti già in fase avanzata di coltivazione mediante processi di *IOR*, nei quali le operazioni di monitoraggio (Sez. 4.5.1) hanno evidenziato la presenza ed individuato l'ubicazione di *isole* di roccia dietro il fronte di fluido spiazzante contenenti ancora olio mobile, l'unica operazione da eseguire è la perforazione di pozzi d'infittimento che permettano di drenare tale olio.

Per ridurre il numero di pozzi da perforare si fa in modo di raggiungere con ogni pozzo di infittimento più *isole* di roccia serbatoio non drenate.

Esclusi, per ovvie ragioni, i pozzi verticali, la scelta cade sui pozzi orizzontali, sui pozzi *extended reach, ER*, (Sez. 4.4.1) con tratto finale orizzontale e sui *designer (o tailor) wells*. Quest'ultima è una colorita espressione anglosassone che si può tradurre in *pozzi su misura*, come gli abiti disegnati e confezionati dai sarti di grido in base alle misure e particolarità fisiche dello specifico cliente.

Con i *designer wells* è possibile raggiungere, anche ad alcuni chilometri di distanza *laterale* dalla testa pozzo, una o più *isole* di roccia serbatoio, seguendo cammini anche molto tortuosi necessari per raggiungere ogni *isola* nella posizione ottimale per l'estrazione dell'olio in essa contenuto.

Nel caso di giacimenti con modesto spessore di roccia serbatoio mineralizzata ad olio si impiegano *extended reach wells* che attraversano in orizzontale la roccia serbatoio, così da realizzare una lunga sezione di pozzo in contatto con essa, ed ottenere quindi una buona produttività.

Questa tecnica è stata impiegata, ad esempio, nei seguenti due giacimenti del Mare del Nord norvegese³⁵:

Oseberg (spessore medio della colonna d'olio: 26 m) nel quale sono stati perforati, a partire dal 1992, 17 *ER wells* con parte finale in orizzontale.

Uno di questi, nel quale il tratto orizzontale ha una lunghezza di ben 7853 m, ha detenuto per qualche tempo il record mondiale di lunghezza in orizzontale.

Con questa tecnica il fattore di recupero dell'olio all'abbandono del giacimento di Oseberg, previsto nel 1985 in 25,7%, è attualmente valutato in 59,8%

Troll (spessore medio della colonna d'olio: 24 m, sovrastata da un grande gas cap) con risorse di olio (*OOIP*) di 150 milioni di m³ STO e risorse di gas (*OGIP*) di 27 miliardi di sm³. Al fine di produrre separatamente l'olio ed il gas libero sono stati programmati, ed in buona parte già completati, 18 *ER wells* con tratti orizzontali della lunghezza massima di 1500 m.

Per quanto riguarda i *designer wells*, la disponibilità di attrezzi di fondo che permettono di modificare e controllare dalla superficie sia entità che direzione della deviazione del pozzo (*steerable whipstocks*), l'impiego di motori idraulici a fondo pozzo azionati dal flusso del fango di perforazione * , l'utilizzazione di tecniche di misura a fondo pozzo con trasmissione in

* tecnica impiegata in Unione Sovietica fin dagli anni 1950

superficie in tempo reale (*Measurement While Drilling, MWD*) e di registrazione di logs in corso di perforazione, con trasmissione immediata in superficie (*Logging While Drilling, LWD*), e, soprattutto, la grande esperienza acquisita dai perforatori rendono attualmente se non facile, almeno fattibile la realizzazione di *designer wells* con profili nemmeno pensabili solo cinque anni orsono.

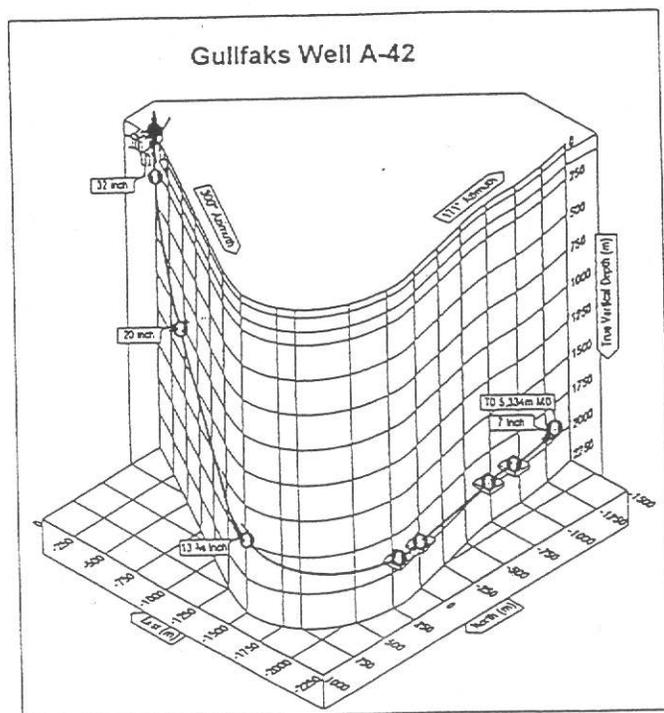


Fig. 43 - Giacimento di Gullfax, Mare del Nord norvegese. Assonometria del profilo del *designer well* A-42 (da Ref. 23)

In Fig. 43 viene presentata l'assonometria del profilo del *designer well* A-42, perforato a metà anni 1990 nel giacimento di Gullfax (Mare del Nord norvegese) per mettere in produzione ben 4 *isole* di roccia serbatoio bypassate dall'acqua iniettata. In Gullfax sono stati perforati finora 24 *designer wells*, con un aumento del 120% delle riserve di olio, che sono passate da 150 milioni di m³ STO a 330 milioni di m³ STO.

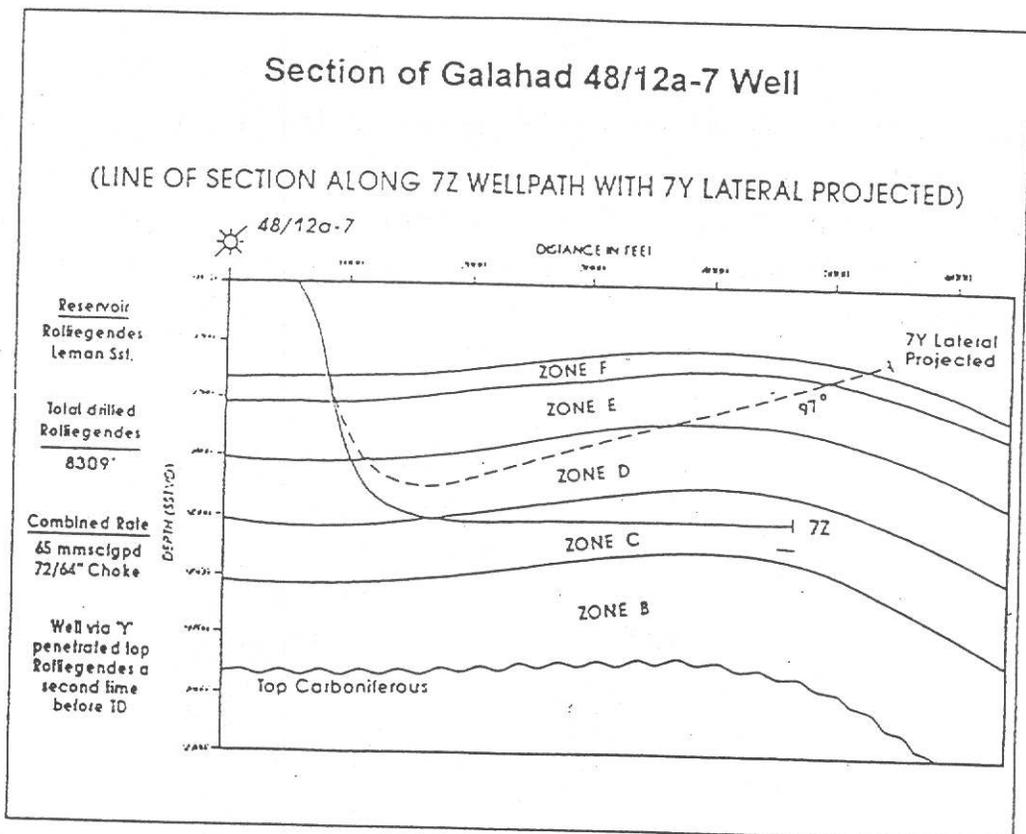


Fig. 44 - Giacimento di Galahad, UKCS. Assonometria del profilo del designer well 48/12 a-7 (da Ref. 23)

Infine, in Fig. 44 viene riportato il caso del giacimento di Galahad, nella piattaforma continentale dello UK (UKCS), nel quale da una sola posizione (*slot*) in piattaforma sono stati perforati due *designer wells* con obiettivi diversi. Uno di essi, il 48/12 a-7Y, è stato addirittura fatto risalire fino ad incontrare il livello F del giacimento dopo aver raggiunto la sottostante zona D.

Per fornire dati quantitativi sui risultati conseguibili nella coltivazione dei giacimenti di olio con le tecniche avanzate descritte in questa nota (ARM), in Tab. 2 vengono riportate le percentuali di recupero di olio all'esaurimento del giacimento valutate nel dicembre 1985, e quelle valutate nell'agosto 1997, per 6 giacimenti del Mare del Nord norvegese.

A pari volumi di olio presente in giacimento (*risorse di olio*), dal dicembre 1985 all'agosto 1997 sono stati realizzati:

- un aumento del 60,2% (da 32,9 a 52,7 punti percentuali) nella percentuale media di recupero di olio dai 6 giacimenti in Tab. 2

A tale aumento corrisponde:

- un aumento da 950 a 1522 milioni di m³ STO nel quantitativo di olio che, all'esaurimento dei 6 giacimenti in tabella, si prevede sarà stato da essi prodotto.

Tabella 2 - *Percentuali di recupero dell'olio all'esaurimento del giacimento calcolate nel dicembre 1985 e nell'agosto 1997 per alcuni giacimenti del Mare del Nord norvegese (da Refs. 35 e 36)*

Giacimento	Roccia serbatoio	Percentuali di recupero calcolate	
		nel dicembre 1985	nell'agosto 1997
Oseberg	arenaria	25,7	59,8
Snorre	arenaria	31,1+	61,3
Statfjord	arenaria	49,8	70,0
Ula	arenaria	38,8	50,1
Ekofisk	calcare chalky	28,5	44,4++
Valhall	calcare chalky	23,5	30,4
	MEDIA	32,9	52,7
+ calcolata nel 1990			
++ calcolata nel 1998			

Sono 572 milioni di m³ STO addizionali (circa 6 volte il consumo annuale di olio dell'Italia) che, a volume costante di giacimento, vengono resi disponibili dall'impiego di tecniche innovative di gestione in soli 6 giacimenti.

Certamente non è un cattivo risultato, se si pensa ai costi di esplorazione e sviluppo che si sarebbero dovuti sostenere per scoprire nuovi giacimenti contenenti riserve producibili dell'ordine di mezzo miliardo di m³ STO.

Tale risultato può essere conseguito solo con il contributo sinergico di tutte le professionalità presenti nel *reservoir management team*, che hanno impostato, sviluppato e coordinato tutta l'attività di *appraisal*, sviluppo e coltivazione di ogni giacimento *from birth to grave*, cioè della scoperta fino al completo esaurimento delle riserve.

5. Previsioni sugli sviluppi dell'ingegneria dei giacimenti

5.1 Introduzione

L'esperienza ha mostrato quanto sia azzardato fare previsioni sugli sviluppi, anche solo nell'arco di 10-20 anni, dell'industria petrolifera di *E&P*.

La letteratura specialistica è piena di previsioni, fatte dal 1920 ad oggi, dell'esaurimento a breve delle riserve mondiali di petrolio, previsioni che sono state regolarmente smentite dai fatti.

Solo per conoscenza del lettore, e senza attribuirvi particolare valore, riportiamo in Tab. 3 le valutazioni al 1996 delle riserve di olio restanti nei paesi dell'area *OPEC* e nel resto del mondo. Con tali riserve, e con gli attuali consumi mondiali di olio, la vita restante dell'*era del petrolio* può essere stimata in 40-50 anni.

Si tenga presente che le cifre riportate in Tab. 3 non comprendono le riserve di olio che restano da scoprire in aree oggi solo parzialmente esplorate (ex Unione Sovietica, Cina, alcune aree del Centro Africa e del Sud America, mari profondi) nè comprendono gli incrementi di riserve che si avranno nelle aree petrolifere mature a seguito dell'impiego di tecniche avanzate di coltivazione, ivi compresi i processi di *EOR*.

Tabella 3 - Riserve di olio al 1° gennaio 1996 e rapporto (riserve 1996) / (produzione di olio nel 1995) suddivisi per paesi OPEC e non-OPEC (da Ref. 37)

Paesi	Riserve al 01.01.96		Produzione 1995		Riserve allo 01.01.96 ----- Produzione 1995
	miliardi di m ³	% mondiale	milioni di m ³	% mondiale	
OPEC	123,5	77,1	1456,7	40,6	84,8 anni
non-OPEC	36,7	22,9	2132,8	59,4	17,2 anni
TOTALE	160,2	100,0	3589,5	100,0	44,6 anni

Nè la situazione è migliore per quanto si riferisce alle previsioni sull'andamento nel tempo del prezzo dell'olio, dal quale dipende, come noto, il fattore di recupero realizzabile entro i limiti imposti dall'economia di mercato. Uno sguardo alle Figg. 9 e 10 di questa monografia è sufficiente ad illustrare l'aleatorietà delle previsioni in argomento.

E la situazione non migliora neppure per quanto riguarda le previsioni circa lo sviluppo delle tecniche di sfruttamento dei giacimenti. Negli anni 1970 si prevedeva che, a breve, i processi di *EOR* avrebbero avuto una grande diffusione, ed avrebbero permesso di raggiungere fattori di recupero dell'olio ben superiori a quel 33÷34% che rappresentava allora il valore medio mondiale.

Attualmente la produzione di olio da processi di *EOR* costituisce poco più del 3,5% della produzione mondiale. In USA, provincia petrolifera matura, e quindi con un buon numero di giacimenti non più produttivi, paese tecnologicamente avanzato e non afflitto da problemi di stabilità, la produzione di olio da processi di *EOR* non raggiunge ancor oggi il 13% della produzione totale.

Pur davanti a questo scenario di insuccessi, tenteremo nelle pagine che seguono una ragionevole previsione circa gli sviluppi che si dovrebbero avere nei prossimi 10÷20 anni nelle tecniche e nell'organizzazione dell'ingegneria dei giacimenti petroliferi.

5.2 Previsioni sugli sviluppi delle tecniche di ingegneria dei giacimenti

L'area nella quale ci si attendono i più importanti sviluppi delle tecniche di ingegneria dei giacimenti petroliferi è quella della *sismica di giacimento*, che diverrà ben presto una tecnologia a sè stante, ben distinta dalla sismica d'esplorazione.

Nelle Sez. 4.4.2.2.1 e 4.5.1.3 di questa monografia abbiamo brevemente descritto una tecnica emergente, la sismica 4D sviluppata nell'ultimo decennio, che permette di mappare dalla superficie l'avanzamento nel tempo, all'interno della roccia serbatoio, di un fronte di gas che spiazza l'olio o di un fronte d'acqua che spiazza il gas e, in situazioni particolarmente favorevoli, l'avanzamento di un fronte d'acqua che spiazza l'olio.

Gli sviluppi che la sismica di giacimento dovrebbe avere nel prossimo decennio³⁸⁻⁴⁰ (sviluppi che già si intravedono sulla base delle ricerche e prove di campo in corso presso società di servizio e compagnie petrolifere⁴¹) hanno il potenziale per rivoluzionare il *reservoir engineering*.

Tali sviluppi dovrebbero infatti permettere di ottenere, mediante rilievi sismici di superficie ed in pozzo:

- la caratterizzazione a scala fine (almeno metrica) della struttura interna del giacimento,
- la descrizione a scala fine delle successioni stratigrafiche nella roccia serbatoio, su tutta l'area del giacimento,
- la mappatura dell'avanzamento nel tempo dei fronti dei fluidi (acqua o gas) che spiazzano l'olio e del fronte d'acqua che spiazza il gas.

La via per raggiungere tali risultati è l'impiego combinato, nei rilievi sismici di superficie, delle *onde di compressione (onde P)* e delle *onde di taglio (onde S)*, con il rilevamento in superficie del tempo di transito e dell'ampiezza delle onde P ed onde S riflesse, nonchè delle onde P convertite nel terreno in onde S.

Nelle misure sismiche in pozzo verranno rilevate anche le onde di Stoneley, od onde di parete, dalla cui velocità ed attenuazione è possibile determinare la permeabilità della roccia.

La tecnica operativa sopra accennata viene denominata *sismica 4C*, cioè sismica a 4 componenti: tempo di transito ed attenuazione delle onde P e delle onde S.

Senza entrare nel dettaglio, diremo che l'impiego combinato delle onde P ed S permette di individuare anche strati sottili e strati a bassa differenza di impedenza acustica, rendendo

possibile anche la distinzione fra mineralizzazione ad olio e mineralizzazione ad acqua di una roccia.

Da quanto sopra detto è evidente che la costruzione del modello statico definitivo del giacimento potrà essere fatta già *nella fase di appraisal*, quando si disponga di un piccolo numero di pozzi sui quali *ancorare* l'interpretazione dei rilievi sismici di superficie e della sismica in pozzo.

La disponibilità dei valori di permeabilità e saturazione in fluidi in ogni punto della roccia serbatoio, e delle mappe che *fotografano* l'andamento nel tempo dei fronti di fluido spiazzante, renderanno poi inutile tutta una serie di prove dinamiche interpozzo attualmente eseguite per caratterizzare il comportamento dinamico della roccia nelle aree interpozzo.

Per quanto riguarda le tecniche informatiche, la disponibilità di calcolatori paralleli e di *work stations* con velocità di calcolo e capacità di memoria enormemente superiori alle attuali permetterà la gestione in tempi e con costi accettabili di modelli numerici di giacimento costituiti anche da qualche decina di milioni di blocchi di roccia serbatoio, eliminando così o comunque rendendo meno pesante ed aleatorio, il problema dello *upscaling*, od omogeneizzazione, trattato nella Sez. 4.3.4 di questa monografia.

È ovvio che scomparirà quindi dalla scena la trattazione geostatistica della distribuzione delle caratteristiche petrofisiche e fluidodinamiche della roccia serbatoio.

Assieme agli sviluppi tecnologici sopra illustrati, altri ve ne saranno in campi della tecnica petrolifera di *E&P* che investono solo di riflesso l'attività del *reservoir engineer*, ma che sono comunque di grande importanza nel campo della coltivazione dei giacimenti.

Sviluppi nelle tecniche di perforazione dei pozzi permetteranno l'impiego di *designer wells* con profilo molto più complicato degli attuali, e di *ER wells* che raggiungeranno distanze molto maggiori.

L'automazione, ivi compresa la registrazione in continuo dei principali parametri di pozzo (pressione di fondo pozzo, pressione e temperatura di testa pozzo, *GOR*, *WOR*, *GWR*) permetterà il controllo continuo dei *parametri vitali* di ciascun pozzo, e quindi rapidi interventi in caso di comportamento anomalo del pozzo.

Tutto questo agevolerà l'ingegnere di giacimento, scaricandolo da tutta una serie di lunghe e noiose attività di routine.

Vita felice quindi? Lunghe partite di *guerre stellari* su *personal computer* per passare il tempo?

Chissà! I problemi potrebbero venire da una direzione completamente diversa da quella professionale, e cioè dall'assetto organizzativo che le compagnie petrolifere potrebbero darsi in futuro.

Ma di questo parleremo nelle prossime pagine.

5.3 Previsioni sugli sviluppi organizzativi dell'ingegneria dei giacimenti

Dell'uragano che, nella seconda metà degli anni 1980, investì le compagnie petrolifere di *E&P* modificandone sostanzialmente l'organizzazione, abbiamo già parlato nella Sez. 3.2 di questa monografia.

Ricorderemo solo che il crollo, nel 1985, del prezzo del petrolio, e la conseguente riduzione degli utili, imposero alle compagnie petrolifere di *E&P* una riduzione dei costi, che venne ottenuta principalmente con riduzioni massive di personale che andarono sotto le denominazioni *politically correct* di *rightsizing*, *downsizing*, *slimming*, ecc.

Quando, alcuni anni dopo, il prezzo del petrolio cominciò a risalire, le compagnie petrolifere di *E&P* si trovarono in difficoltà a riprendere a pieno l'attività, a causa della scarsità di personale specializzato del quale disponevano.

Fu in questo momento che iniziò il ricorso all'*outsourcing* di personale tecnico e, in parallelo, il ricorso a contratti a premio ed a partecipazioni e joint ventures con società di servizio da tempo operanti nel campo della *E&P*.

Da allora la tendenza delle compagnie petrolifere è stata sempre più quella di affidare all'esterno, ed in particolare a società di servizio, quelle attività che esse ritengono non far parte del proprio *core business*, cioè della propria *mission* che, brutalmente, possiamo sintetizzare con *to make money*.

È opinione diffusa nel mondo del petrolio che un'ulteriore ondata di riorganizzazioni delle compagnie petrolifere di *E&P* si profili all'orizzonte⁴², cioè la loro trasformazione in *virtual oil companies*, compagnie petrolifere *virtuali*.

Cosa sia una compagnia petrolifera virtuale lo si comprende da brani, riportati in una pubblicazione di CA Garibaldi *et al.*⁴³, di un rapporto della Arthur D Little, Inc. su un'indagine condotta nelle principali compagnie USA di *E&P*:

“Il modello delle compagnie petrolifere virtuali può essere espresso sinteticamente in questo modo: un piccolo numero di compagnie, più snelle delle attuali ma finanziariamente molto più forti, le cui attività si concentrano solo in quei campi nei quali esse sono competenti, e che affidano all'esterno, mediante accordi di partecipazione opportunamente strutturati, tutte le attività collaterali”.

“Liberate da una massa di incombenze, queste compagnie di punta saranno in una posizione migliore per concentrarsi su quelle occasioni che offrono un più alto potenziale di rinnovamento delle risorse e di aumento degli utili ... Studiando la catena delle attività di *E&P* (acquisizione dei permessi di ricerca, esplorazione, sviluppo e produzione) sono stati identificati quattro modelli di Società:

- *Promotore*: una società con attività di promotore acquisisce rapidamente permessi di esplorazione ... ma non può, o non vuole, accollarsi gli impegni contrattuali relativi. La sua competenza fondamentale sta nello scegliere con successo i migliori permessi da acquisire.
- *Partecipante in joint ventures*: questo tipo di società non sviluppa in proprio progetti di *E&P*, ma si affida a terzi nell'affrontare il rischio operativo e nel condurre attività di sviluppo e produzione.
- *Produttore di nicchia*: questo tipo di società entra in azione in un giacimento quando la produzione è nella fase finale, ed estrae quell'olio che compagnie di maggiori dimensioni non hanno ritrovato, o la cui produzione è stata da esse differita.
- *Compagnia integrata*: questa compagnia opera lungo tutta la catena delle attività di *E&P*. Alcune delle sue competenze fondamentali sono: la capacità di selezionare i migliori progetti, di conoscere il sottosuolo, di scegliere ed impiegare le migliori tecnologie, di condurre abilmente la gestione dei progetti e delle relazioni pubbliche, ed infine di gestire oculatamente il portafoglio di investimenti ... Si prevede che nel 2010 il livello d'attività delle compagnie petrolifere sarà pari al 60% dell'attuale. Di questo 60%, circa il 40% sarà svolto da contrattisti esterni * ... L'effetto che ne deriverà sulle dimensioni delle compagnie petrolifere sarà drammatico”.

Di particolare interesse per gli ingegneri di giacimento è poi questo brano del rapporto Arthur D Little, Inc.:

“La compagnia petrolifera virtuale tenderà a scaricare sui contrattisti parte del rischio, riconoscendo loro nel contempo parte dei profitti da essa conseguiti. Le relazioni fra compagnia petrolifera e contrattisti saranno così strette che, alla fine, non sarà neppure chiaro chi è nei ruoli paga di chi. La maggior parte dell'attività di ricerca e sviluppo (*R&D*) verrà svolta in comune fra compagnia petrolifera e contrattista. Solo poche delle maggiori compagnie petrolifere continueranno a svolgere per conto loro attività di *R&D*, mentre una gran parte di tale attività verrà svolta da contrattisti”.

Se l'organizzazione dell'attività di *E&P* si svilupperà secondo le linee sopra indicate, è chiaro che si verranno a creare due livelli di ingegneri di giacimento, e cioè:

* Il che equivale ad affermare che l'attività svolta direttamente all'interno delle compagnie petrolifere di *E&P* sarà pari al 36% dell'attuale.

- *reservoir engineers di serie A*, aventi maggiore preparazione, esperienza e personalità, che entreranno nel numero ristretto dei tecnici superspecializzati delle *virtual oil companies* e provvederanno alla scelta, programmazione, controllo e valutazione dell'attività dei contrattisti per studi di *reservoir*,
- *reservoir engineers di serie B*, che opereranno nelle società contrattiste di ingegneria dei giacimenti, svolgendo gli studi di giacimento sotto la supervisione dei tecnici della compagnia petrolifera virtuale. Oltre ad avere una buona preparazione, tali *reservoir engineers* dovranno avere anche una grande flessibilità ed essere pronti a spostarsi, anche fisicamente, da un giacimento all'altro.

Il fatto, ben noto, che alcune delle maggiori società contrattiste nei campi della sismica, dei *logs* e degli interventi in pozzo si stiano attrezzando anche con *reservoir engineers* fa presumere che la trasformazione delle attuali compagnie petrolifere di *E&P* in compagnie virtuali non sia semplicemente un esercizio organizzativo destinato a restare sulla carta, ma abbia una buona probabilità di realizzarsi in meno di un decennio.

Bibliografia

1. Chierici GL, Agip SpA Production Development (1980). *Enhanced Oil Recovery Processes. A State-of-the-Art Review*. Editore Agip SpA ADFO
2. Weber KJ, Kon. Shell Explor. Prod. Lab. (1982). Influence of common sedimentary structures on fluid flow in reservoir models. JPT, March, pp. 665-672
3. Fogg GE *et al*, University of Texas at Austin (1991). Stochastic simulation of interwell-scale heterogeneity for improved prediction of sweep efficiency in a carbonate reservoir. In *Reservoir Characterization II*, Academic Press, San Diego, CA, pp. 355-381
4. Schlumberger (1991) *Log Interpretation. Principles and Applications*. Schlumberger Educational Services, Houston, TX
5. Chierici GL, Agip SpA Petroleum Engineering (1985). Petroleum reservoir engineering in the year 2000. *Energy Explor. & Exploit.*, 3, pp. 173-193
6. Chierici GL, University of Bologna, Italy (1995). *Principles of Petroleum Reservoir Engineering*, Volume 2, Springer-Verlag, Berlin-Heidelberg-New York
7. Chierici GL, Università di Bologna (1991). *Principi di Ingegneria dei Giacimenti Petroliferi*, Volume 2, Editore Agip SpA
8. Linch MC, MIT Centre for Intl. Studies (1996). The mirage of higher petroleum prices. JPT, December, pp. 169-170
9. Thakur GC, Chevron Petroleum Technology (1990). Implementation of a reservoir management plan. Paper SPE 20748 presented at the 1990 Annual Technical Conference of SPE, New Orleans, September 23-26
10. Cutler WW Jr., US Bureau of Mines (1924). Estimation of underground oil reserves by well production curves. *Bull. US Bur. Mines*, 91, pp 228-240
11. Fisher EW, Bureau of Economic Geology (1987). U.S. oil outlook. University of Texas at Austin, March
12. Ray RM, U.S. Dept. of Energy (1990). Producing unrecovered mobile oil: evaluation of potential economically recoverable reserves in Texas, Oklahoma and New Mexico. Report DOE/BC/1400-2
13. Barber AN *et al.*, Exxon Corporation U.S.A. (1983). Infill drilling to increase reserves. Actual experience in nine fields in Texas, Oklahoma and Illinois. JPT, August, pp. 1530-1538
14. Chierici GL, Università di Bologna (1990). *Principi di Ingegneria dei Giacimenti Petroliferi*, Volume 1, Editore Agip SpA
15. Enderlin MB *et al.*, Halliburton Logging Services (1991). Rock volumes: considerations for relating well log and core data. In *Reservoir Characterization II*, Academic Press, San Diego, CA, pp. 277-288

16. Worthington PF *et al.*, BP Research (1991). Reservoir characterization at the mesoscopic scale. In *Reservoir Characterization II*, Academic Press, San Diego, CA, pp. 123-165
17. Jackson S *et al.*, IIT Research Institute, Bartlesville, OK (1993). Data requirements and acquisition for reservoir characterization. Report NIPER-615, March
18. Descalzi C *et al.*, Agip SpA (1988). Synergetic log and core data treatment through cluster analysis: a methodology to improve reservoir description. Paper SPE 17637 presented at the Intl. Meeting on Petroleum Engineering, Tianjing, China, Nov. 1-4
19. Jorde K *et al.* (1992). Heterogeneity models. In *SPOR Monograph*, Norwegian Petroleum Directorate, Stavanger, Norway, pp. 141-156
20. Craig DE, Mobil E&P U.S. (1991). The derivation of permeability-porosity transforms. In *Reservoir Characterization II*, Academic Press, San Diego, CA, pp. 289-312
21. Tiølsen CB *et al.*, Norsk Hydro A/S (1996). Seismic data can improve stochastic facies modeling. SPEFE, September, pp. 141-145
22. Chierici GL, University of Bologna, Italy (1994). *Principles of Petroleum Reservoir Engineering*, Volume 1, Springer-Verlag, Berlin-Heidelberg-New York
23. Smith Rea Energy Analysts Ltd (1996). *The Economic Impact of New Drilling Technologies*. Offshore Business Special Report No. 2, Publisher SREA, Canterbury, Kent, UK
24. Agip SpA Addestramento e Formazione (1986). *Il Petrolio: Origini, Ricerca, Produzione*. Editore Agip SpA
25. Agip SpA Progetto Serse (1992). *Reservoir Study Manual*, Volume 2, Appraisal Phase, Part 2
26. Paulsson BNP, Chevron Oil Field Research Co. (1991). Cross-well seismology. A tool for reservoir geophysics. In *Reservoir Characterization II*, Academic Press, San Diego, CA, pp. 460-476
27. Tinker E *et al.*, Reservoir Imaging Inc., Stafford, TX (1993). Connectivity mapping improves understanding of reservoir continuity. Oil & Gas J., December 20, pp. 87-91
28. Chierici GL *et al.*, Agip Mineraria (1969). Water-drive gas reservoirs: influence of pulse-testing on the indetermination range of reserve estimates, JPT, December, pp. 1521-1527
29. Erba M *et al.*, Agip SpA and Agip N.A.M.E. (1983). Bu Attifel field. A synergetic geological and engineering approach to reservoir management. *Proc. 11th World Petroleum Congress*, Volume 3, pp. 89-99, John Wiley & Sons Ltd, London
30. Millwood-Hargraves M *et al.*, Ikoda Ltd, Twickenham, UK, (1997). The MIND project - How cross-industry technology transfer can improve 3D and 4D seismic interpretation. 6th Ann. Conf. on Advances in Reservoir Technology, Edinburgh, 20 & 21 February

31. Chierici GL, University of Bologna, Italy (1989). ARM (Advanced Reservoir Management) vs. EOR. Proc. 5th Europ. Symp. on Improved Oil Recovery (Budapest, April 25-27), pp- 33-42
32. Dake LP, OBE, Consultant (1994). *The Practice of Reservoir Engineering*, Elsevier, Amsterdam, pp. 7-11
33. Bertero L *et al.*, Agip SpA Petroleum Engineering and University of Bologna (1988). Chemical equilibrium models: their use in simulating the injection of incompatible waters. SPE Reservoir Engineering, February, pp. 288-294
34. Dromgoole P *et al.*, APPRO Consultants, UK (1997). Geoscore: a method for quantifying uncertainty in field reserve estimates. Petroleum Geoscience, Volume 3, No. 1, February, pp. 1-12
35. Terdre N, Offshore contributing editor (1997). Designer wells, injection techniques prolong production from (Norwegian) core fields. Offshore, Volume 57, No. 8, August, pp. 46-49
36. Anon. (1996). Improved recovery helps grow Norwegian reserves. Offshore, Volume 56, No. 4, April, pp. 68-69
37. OGJ Editorial Report (1996). Worldwide look at reserves and production. Oil & Gas J. December 30, pp. 40-41
38. Various Authors (1997). Seismic applications (10 articles). JPT, May, pp. 470-497
39. Various Authors (1998). Global seismic operations (12 articles). JPT, Jan., pp. 31-57
40. Various Authors (1998). Seismic applications (8 articles). JPT, May, pp. 30-53
41. Charnok G, TeS, Chester, UK (1998). Multicomponent seismic brings a new insight into reservoir characterization. Petroleum Engineer Intl., June, pp. 59-63
42. Körner KH, Texaco E&P Inc (1997). The third wave: industry restructuring yet to come. JPT, March, pp. 258-263
43. Garibaldi CA *et al.*, Arthur D Little, Inc (1995). The virtual oil company. JPT, September, pp. 776-781

STUDI, RICERCHE & DOCUMENTI

1995

1. R. Grant, *The Oil Companies in the 1990s*, ottobre 1994
2. R. Rizzini, A. Zucchella, *Copertura finanziaria di progetti di recupero energetico*, ottobre 1995
3. G. Pireddu e C.M. Dufournaud, *Eco-Taxes in The Italian Age Model: Double Dividend and The Distribution of Tax Burdens*, novembre 1995

1996

1. R. Grant, *Corporate Strategy in the Oil and Gas Industry*, giugno 1996
2. G. Pireddu e S. D'Ascenzo, *Scelta del sistema di riscaldamento e domanda di energia delle famiglie italiane: un'applicazione con i modelli di scelta aleatoria*, luglio 1996
3. G. Sapelli, *Competenze, crescita e cultura d'impresa. La Scuola Superiore Enrico Mattei*, novembre 1996

1997

1. E. Di Giulio, *Analisi economica del diritto e ambiente*, gennaio 1997
2. G. Di Marzio, *Una funzione aggregata dei consumi di energia in Italia*, giugno 1997
3. I. Musu, *Lezioni di economia dell'ambiente*, ottobre 1997

1998

1. E. Di Giulio e A. Hoxha, *Clean and green urban residential quarters fo Albanians. A contingent valuation study*, gennaio 1998
2. M. Manera e C. Bellavite Pellegrini, *Investment and financial decisions of the firms: an empirical analysis on Italian data, 1962-1993*, febbraio 1998
3. R. M. Grant, *Strategic planning among the oil and gas majors*, maggio 1998
4. T. Freixo dos Santos, *Il bilancio ambientale di impresa. Basi teoriche per l'implementazione*, settembre 1998
5. A. Mauro, *Le fonti di finanziamento dell'impresa alla luce della teoria delle opzioni*, settembre 1998

1999

1. G. L. Chierici, *L'ingegneria dei giacimenti di idrocarburi*, aprile 1999

Scuola Superiore Enrico Mattei
Energia e Ambiente
Istituto Internazionale di Formazione e Ricerca

Siro LOMBARDINI
Presidente Onorario

COMITATO DI GESTIONE

Gian Raffaele ROMAGNOLI
Presidente

Carmine CUOMO
Amministratore Delegato Enichem S.p.A.

Fabrizio D'ADDA
Presidente Saipem S.p.A.

Giovanni DISTEFANO
*Direttore Generale Personale, Organizzazione e Sistemi
Informatici Snam S.p.A.*

Enzo FERRARI
Vice Presidente e Amministratore Delegato Snamprogetti S.p.A.

Renato ROFFI
*Direttore Generale Personale, Organizzazione
e Sistemi AgipPetroli S.p.A.*

Giorgio RUFFONI
*Direttore Generale Risorse Umane, Organizzazione e Sistemi
Informatici Agip S.p.A.*

Enzo VISCUSI
*Coordinatore per le Attività di Rapporti con l'Estero
e la Comunicazione Eni S.p.A.*

Gustavo DE SANTIS
Preside Scuola Superiore Enrico Mattei, (segretario)

COMITATO SCIENTIFICO

Alberto CLÒ
Università degli Studi di Bologna, (presidente)

Vittorio CODA
Università Commerciale Luigi Bocconi, Milano

Domenico SINISCALCO
Università degli Studi di Torino

Giacomo VACIAGO
Università Cattolica del Sacro Cuore, Milano

Gian Raffaele ROMAGNOLI
*Presidente Comitato di Gestione
Scuola Superiore Enrico Mattei*

Gustavo DE SANTIS
Preside Scuola Superiore Enrico Mattei, (segretario)

SCUOLA SUPERIORE ENRICO MATTEI

Piazza S. Barbara, 7

20097 San Donato Milanese

Milano - ITALIA

Tel. 02/52058960

Fax 02/52058937

<http://www.eni.it/scuolamattei>

e - mail: info@scuolamattei.eni.it