

PROVE DI POZZO NON CONVENZIONALI A BASSO IMPATTO AMBIENTALE

Eloisa Salina Borello¹, Francesca Verga², Dario Viberti²

¹ SEADOG - Dipartimento di Ingegneria dell'Ambiente, del Territorio e delle Infrastrutture (DIATI) -Politecnico di Torino, Corso Duca degli Abruzzi 24, 10129 Torino, eloisa.salinaborello@polito.it

² SEADOG - Dipartimento di Ingegneria dell'Ambiente, del Territorio e delle Infrastrutture (DIATI) -Politecnico di Torino, Corso Duca degli Abruzzi 24, 10129 Torino, francesca.verga@polito.it

³ SEADOG - Dipartimento di Ingegneria dell'Ambiente, del Territorio e delle Infrastrutture (DIATI) -Politecnico di Torino, Corso Duca degli Abruzzi 24, 10129 Torino, dario.viberti@polito.it

SOMMARIO

Le prove di produzione eseguite su pozzi a olio o a gas consentono di caratterizzare alcuni parametri chiave per la descrizione del comportamento fluido-dinamico di pozzo e di giacimento. Le prove di produzione di tipo convenzionale vengono eseguite erogando una o più portate costanti, registrate in superficie, e misurando la corrispondente evoluzione della pressione nel tempo a fondo pozzo. Durante la fase esplorativa e di delimitazione del giacimento, specialmente in ambienti *off-shore*, i fluidi prodotti durante la prova vengono generalmente bruciati in fiaccola.

Nell'ottica di una maggiore tutela e sicurezza dell'ambiente, una delle alternative più promettenti è rappresentata dalle prove di iniezione che consistono nell'iniettare un fluido, liquido o gassoso, in giacimento e registrare la risposta dinamica del sistema. Tali prove consentono pertanto di evitare l'erogazione di fluidi in superficie e quindi l'emissione di gas esausti in atmosfera a seguito della combustione in fiaccola nonché qualsiasi rischio di sversamento nel caso di miscele di idrocarburi liquidi o di fuga nel caso di miscele di idrocarburi gassosi.

Gli studi sinora condotti hanno riguardato sia gli aspetti teorici, soprattutto allo scopo di poter progettare e interpretare correttamente questo tipo di prove, sia l'analisi di alcune applicazioni reali ai fini di validare le potenzialità delle prove di iniezione come efficace alternativa alle prove di produzione tradizionali.

Lo studio fa parte del programma di ricerca del polo SEADOG (*Safety & Environmental Analysis Division for Oil & Gas*), nato nell'ambito della collaborazione tra il Politecnico di Torino e la Divisione DGS del MISE sul tema della sicurezza *off-shore*.

Parole chiave: *well test* non convenzionale, prova d'iniezione, sicurezza ambientale, emissioni, produttività di pozzo.

1. INTRODUZIONE

La valutazione, la messa in produzione e la definizione delle strategie di sviluppo e di gestione dei giacimenti di idrocarburi richiedono un'adeguata caratterizzazione dei parametri chiave che ne determinano il comportamento dinamico unitamente alla verifica della capacità produttiva dei pozzi attraverso cui i fluidi vengono prodotti in superficie. A questo scopo sono fondamentali le informazioni ottenute dalle prove di produzione o prove di pozzo (*well testing* nella terminologia anglosassone) e dalla loro analisi e interpretazione mediante la metodologia denominata *Pressure Transient Analysis* (PTA), che includono la pressione statica della formazione, il tipo di fluido che satura il mezzo poroso, la permeabilità della formazione mineralizzata, la presenza di eventuali eterogeneità e/o barriere nella porzione di formazione investigata e le caratteristiche erogative dei pozzi, ovvero l'indice di produttività per i pozzi ad olio o le equazioni di flusso per i pozzi a gas [1].

Le prove di pozzo di tipo convenzionale (*well test* o *conventional well test*) vengono eseguite erogando una o più portate costanti, in genere di entità crescente, da un pozzo opportunamente completato e misurando il comportamento dinamico del sistema in termini di andamento di pressione di fondo pozzo. Poiché durante la fase esplorativa, specialmente in ambienti *off-shore*, non sono generalmente presenti infrastrutture in grado di immagazzinare i fluidi prodotti durante il test, questi vengono bruciati in fiaccola causando l'emissione di

sostanze gassose che possono contenere percentuali non trascurabili di idrocarburi incombusti oltre che monossido di carbonio e ossidi di azoto [2],[3],[4]. Per tali ragioni, l'evoluzione delle politiche HSE (*Health, Safety & Environment*) sta portando allo sviluppo di nuove metodologie di *well testing* in grado di ridurre l'impatto ambientale, principalmente in fase di esplorazione o di delimitazione del giacimento (*appraisal*) [5]. In particolare, è allo studio della comunità scientifica l'adozione di prove di pozzo che non richiedano l'erogazione di fluidi in superficie [6] e una delle alternative più promettenti è la prova di iniezione.

Un prova di iniezione consiste in uno o più periodi di iniezione a portata costante (*injection*) a cui segue generalmente almeno un periodo di chiusura del pozzo (*fall-off*) durante il quale la pressione tende a raggiungere il valore di equilibrio statico iniziale (Fig.1).

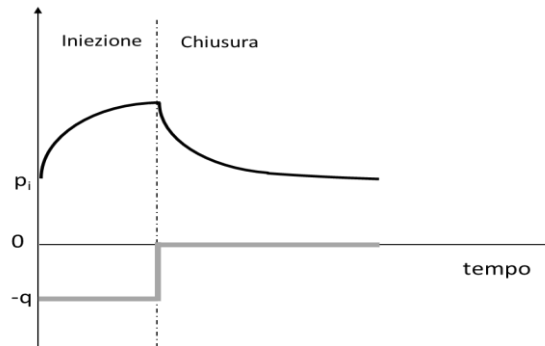


Figura 1: Schema di un test di iniezione.

La scelta del tipo di fluido da iniettare è un aspetto chiave del test. Da un lato il fluido deve essere disponibile in grandi quantità e a basso costo, dall'altro non deve indurre danneggiamenti della formazione e/o del pozzo. Infatti, ad esempio, l'iniezione di un liquido incompatibile con l'olio di giacimento potrebbe portare alla precipitazione di particelle solide (quali asfaltini) o alla formazione locale di emulsioni, a seconda che il fluido iniettato sia a base olio o acqua [7]. Inoltre il contrasto di viscosità tra il fluido iniettato e il fluido di giacimento deve essere tale da non indurre un eccessivo incremento di pressione nell'intorno del pozzo per non compromettere la possibilità di iniettare opportune quantità di fluido in tempi contenuti ovvero per non fratturare la formazione (evenienza che renderebbe particolarmente complicata l'interpretazione della prova). I fluidi potenzialmente adatti all'iniezione nei giacimento a olio sono brine, diesel o solventi aromatici e la scelta viene effettuata caso per caso sulla base delle considerazioni sopra riportate. Analogamente, in particolare per evitare forti contrasti di viscosità, nel caso di pozzi a gas è preferibile optare per l'iniezione di un fluido gassoso (l'azoto è particolarmente indicato in quanto inerte, facilmente disponibile ed economico).

In caso di non miscibilità tra fluido iniettato e fluido di giacimento, i fluidi coinvolti si muovono attraverso il mezzo poroso come due fasi distinte. Anche la differenza di temperatura tra fluido iniettato (normalmente a temperatura ambiente) e fluido in posto (a temperatura di giacimento) gioca un ruolo importante [8]. Infatti, la temperatura influenza in modo rilevante la viscosità dei fluidi e quindi la loro mobilità, dove con mobilità si intende il rapporto tra la permeabilità effettiva (la facilità con cui un mezzo poroso si lascia attraversare da un determinato fluido in presenza di altre fasi fluide) e la viscosità del fluido. Maggiore è la differenza di mobilità tra i due fluidi, maggiore è lo scostamento del sistema da un comportamento monofase [9].

L'andamento nel tempo della pressione misurata a fondo pozzo è funzione dell'evoluzione delle saturazioni (dove la saturazione in un determinato fluido indica il rapporto tra il volume dello stesso e il volume poroso della formazione) e della pressione in giacimento, che a loro volta dipendono dalle permeabilità effettive (che dipendono dal grado di saturazione) e dalla viscosità dei fluidi.

1.1 Andamento del fronte di spiazzamento

Durante la fase di iniezione, le saturazioni del fluido iniettato e dei fluidi originariamente presenti in formazione cambiano dinamicamente nell'intorno del pozzo, mentre nella successiva fase di chiusura il fronte di spiazzamento rimane relativamente stabile. A titolo di esempio la figura 2 mostra la saturazione in acqua di una

sezione di giacimento ad olio intercettato da un pozzo aperto lungo una porzione dell'intervallo produttivo (partial penetration) in quattro momenti diversi di un test di iniezione. Il bianco rappresenta la saturazione in acqua iniziale (S_{wi}), mentre il grigio scuro rappresenta la saturazione in acqua massima ($1-S_{hr}$), tipica di una zona completamente invasa, dove l'acqua iniettata ha spiazzato tutto l'idrocarburo mobile. La scala cromatica compresa tra questi due estremi descrive la zona di transizione, in cui la saturazione del fluido iniettato varia con continuità tra il valore iniziale ed il valore massimo.

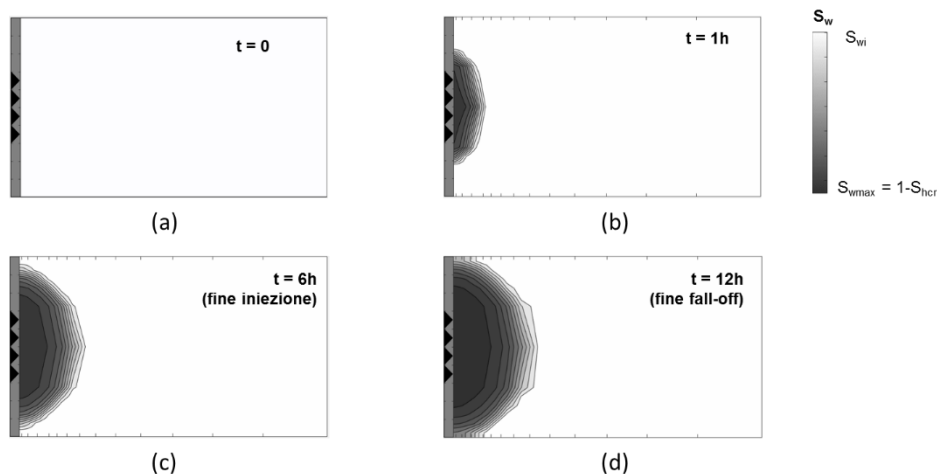


Figura 2: Variazione nel tempo della saturazione di liquido iniettato (S_w) e di idrocarburo in posto (S_h) in funzione della distanza dal pozzo durante un test di iniezione (Sezione verticale del giacimento e del pozzo).

La forma del fronte di spiazzamento è fortemente influenzata dal rapporto tra la mobilità del fluido spiazzante e quella del fluido spiazzato (rapporto di mobilità, M). In particolare, per rapporti di mobilità $M < 1$ (ad esempio nel caso di iniezione di acqua in un giacimento ad olio leggero) lo spiazzamento risulta “a pistone”, mentre per rapporti di mobilità $M > 1$ (ad esempio nel caso di iniezione di acqua in un giacimento ad olio pesante) il fronte assume un andamento inclinato (Fig.3a). Anche le curve di permeabilità relativa (la permeabilità relativa è il rapporto tra le permeabilità effettiva e la permeabilità assoluta del mezzo poroso) agiscono fortemente sulla forma del fronte, anche in presenza di fluidi con valori di viscosità molto simili. Infatti all'aumentare della non-linearità di queste curve il fronte trasla in avanti e la transizione avviene più gradualmente. In particolare la non-linearità è espressa dal valore dell'esponente n che descrive l'andamento delle curve secondo la relazione di Corey (Fig.3b).

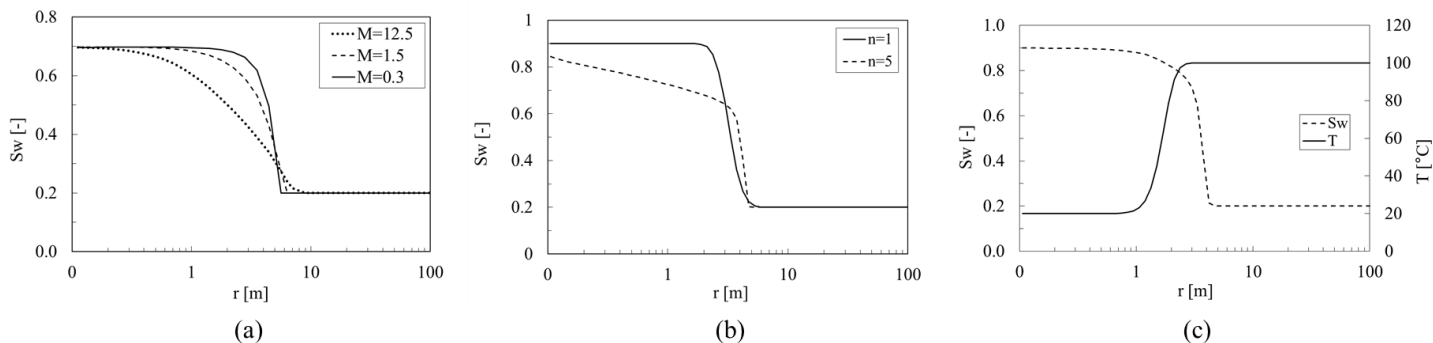


Figura 3: Effetto (a) del rapporto di mobilità (M) [10] e (b) dell'esponente (n) delle curve di permeabilità relativa sul fronte di spiazzamento nel caso di iniezione di acqua in un giacimento a olio; (c) confronto tra il fronte di saturazione del fluido spiazzante (S_w) e il corrispondente fronte termico (T) [11].

Se esiste un gradiente termico non trascurabile tra fluido iniettato e fluido di giacimento, è possibile identificare anche un fronte termico all'interno del mezzo poroso. Tale fronte è caratterizzato da un profilo a scalino e la distanza del fronte termico dal pozzo corrisponde all'incirca all'estensione della zona completamente invasa (Fig.3c).

1.2 Andamento caratteristico delle derivate

Le prove di produzione convenzionali vengono interpretate sulla base dell'andamento della pressione di fondo pozzo in funzione della portata erogata e della derivata della pressione in funzione del tempo rappresentata su un grafico log-log. L'andamento e le pendenze assunte dalla derivata hanno significato diagnostico in quanto riflettono le caratteristiche del pozzo e le geometrie di flusso (lineare, radiale, sferico,...) che si instaurano in giacimento, riconducibili alla natura geologica della formazione investigata. Anche nel caso delle prove di iniezione è possibile analizzare l'andamento della pressione e della sua derivata nel tempo per ricavare informazioni chiave sul pozzo e sul giacimento, ma esso differisce dall'andamento che si ottiene da un test di produzione. Infatti, a meno di effetti di pozzo (*wellbore storage*) che possono mascherare la risposta della formazione, è possibile identificare la zona invasa dal fluido iniettato (nell'intorno del pozzo) e quella indisturbata oltre il fronte di spiazzamento, che sul grafico della derivata della pressione appaiono come due stabilizzazioni orizzontali. Come osservato da Levitan [12] e Azarkish et al. [13], la derivata di un periodo di iniezione a portata costante mostra una prima stabilizzazione relativa al fluido di giacimento e una seconda stabilizzazione relativa al fluido iniettato. Viceversa, la derivata del *fall-off* mostra una prima stabilizzazione relativa al fluido iniettato e una seconda stabilizzazione relativa al fluido residente (Fig.4). Questa differenza è dovuta alla diversa configurazione del fronte di spiazzamento nei due periodi di flusso. Infatti nell'istante iniziale dell'iniezione il fronte di spiazzamento non è presente e la zona investigata è completamente satura del fluido residente; successivamente, la saturazione del fluido iniettato aumenta nell'intorno del pozzo, fino alla creazione di una zona completamente invasa, caratterizzata dalla mobilità del fluido iniettato. A seguito della chiusura del pozzo, invece, il fronte di spiazzamento rimane stabile e la zona investigata dal disturbo di pressione è caratterizzata, negli istanti iniziali, dalla mobilità del fluido iniettato accumulato nell'intorno del pozzo e successivamente dalla mobilità del fluido di giacimento presente oltre il fronte di spiazzamento.

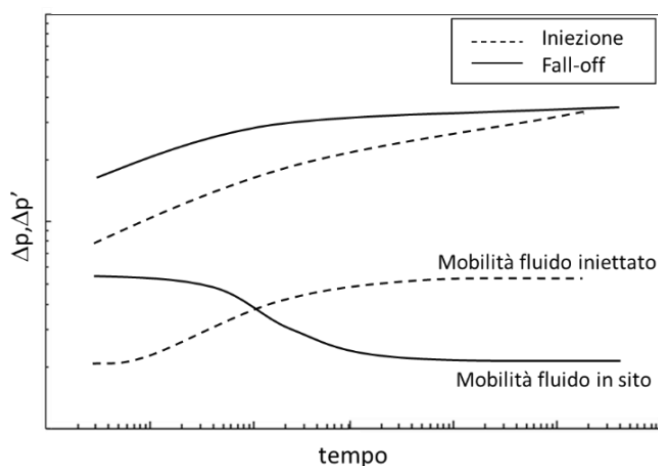


Figura 4: Forma tipica delle derivate della pressione del periodo di iniezione e *fall-off* (in assenza effetti di pozzo).

La prima stabilizzazione della derivata della pressione riveste particolare importanza perché consente di ottenere uno dei parametri fondamentali per la valutazione delle prestazioni erogative del pozzo, ovvero il danneggiamento di permeabilità o meccanico (cioè la riduzione della permeabilità, o *skin*, indotta dall'invasione della formazione da parte del fango di perforazione e di completamento). Tuttavia questa prima stabilizzazione, di durata molto limitata, non è generalmente osservabile a causa degli effetti di pozzo (*wellbore storage* e/o *partial penetration*) che mascherano la risposta della formazione all'inizio della prova [13].

2 INTERPRETAZIONE DI UNA PROVA DI INIEZIONE

Come già evidenziato da Levitan [12], le problematiche principali nell'interpretazione di un *injection/fall-off* test in cui venga iniettata acqua in un giacimento a olio sono le seguenti:

1. Il sistema è generalmente bifase, ovvero caratterizzato da spiazzamento immiscibile tra fluidi con mobilità differenti in giacimento sia per effetto di permeabilità effettive differenti (ciascuna variabile nello spazio e nel tempo) sia per effetto di viscosità differenti
2. La risposta del sistema è influenzata dalle variazioni di temperatura, che inducono variazioni locali di viscosità del fluido iniettato (inizialmente freddo, ovvero a temperatura ambiente, il fluido progressivamente si riscalda sino a raggiungere la temperatura di giacimento)
3. La formazione potrebbe essere soggetta a fratturazione, soprattutto nel caso di giacimenti a bassa permeabilità, con la conseguenza che la risposta tipica di un pozzo con frattura/e si sovrapporrebbe alla risposta generata dall'interazione del fluido iniettato con il fluido di giacimento complicando notevolmente l'interpretazione [14]

Una prova di iniezione non può quindi essere interpretata seguendo gli stessi criteri di una prova tradizionale (ovvero secondo l'ipotesi che il flusso sia monofase e isoterma) specialmente se il fluido iniettato presenta caratteristiche differenti rispetto al fluido di formazione [15] perché si potrebbe sovrastimare grossolanamente il danneggiamento meccanico (*skin*) e quindi sottostimare di molto le capacità erogative del pozzo.

Il problema può essere affrontato secondo tre approcci principali:

- analitico, che richiede l'implementazione di strumenti interpretativi ad hoc per riconoscere e riprodurre le pendenze caratteristiche osservabili in termini di derivata della pressione.
- numerico, che richiede l'utilizzo di un simulatore di giacimento per costruire un modello tridimensionale a scala di pozzo.
- operativo, che fornisce una soluzione di prima approssimazione in tempi rapidi sfruttando strumenti interpretativi consolidati e largamente diffusi nel mondo scientifico e industriale

2.1 Approccio analitico

Il problema dell'interpretazione di un test di iniezione, caratterizzato da un fronte di spiazzamento tra due fasi immiscibili, ha spinto molti studiosi a derivare soluzioni analitiche in grado di descrivere il fronte e la relativa influenza sulla risposta della pressione e della sua derivata.

Nel 1942 Buckley e Leverett [16] svilupparono un modello analitico di spiazzamento olio-acqua di tipo a pistone che permette di definire con ragionevole approssimazione la posizione del fronte di saturazione d'acqua che delimita la regione invasa. Abbaszadeh e Kamal [17] hanno generalizzato il modello proposto da Buckley e Leverett per tenere conto delle variazioni di saturazione anche all'interno della regione invasa: quest'ultima viene suddivisa in porzioni discrete, ciascuna caratterizzata da un differente valore di saturazione; il profilo di saturazione viene quindi approssimato da una funzione costante a tratti. Le successive elaborazioni di Bratvold e Horne ([18], [19]) hanno poi consentito di ottenere una soluzione analitica che fornisce una distribuzione di saturazione continua all'interno della zona invasa. Gli stessi autori hanno anche affrontato il problema della differenza termica tra fluido iniettato e fluido di giacimento.

Altre soluzioni approssimate nell'ipotesi di iniettare diversi valori di portata in sequenza sono state proposte da vari autori ([17]; [18]; [20]), ma risultano di difficile implementazione [12] e non efficienti dal punto di vista computazionale [21].

Levitan [12] ha derivato una soluzione analitica per iniezione di acqua da un pozzo, assimilato a sorgente lineare, in cui vengono introdotte delle variabili di trasformazione dei coefficienti dell'equazione che governa il flusso bifase. L'algoritmo, basato sulla soluzione analitica di Buckley-Leverett per la previsione del fronte di spiazzamento, è efficiente sia con rapporti di mobilità favorevoli ($M < 1$) sia con rapporti di mobilità sfavorevoli ($M > 1$) e tiene conto sia dell'influenza dalle curve di permeabilità relativa sia delle variazioni di temperatura per mezzo dell'approccio di Bratvold e Horne [19]. Il vantaggio principale di questa soluzione è la sua applicabilità ad una sequenza generica di portate costanti a tratti, ma presenta lo svantaggio di non contemplare gli effetti di

pozzo e il danneggiamento di permeabilità. La soluzione è stata validata mediante confronto con simulazioni numeriche [13].

L'effetto del danneggiamento di permeabilità è stato affrontato da Ramakrishnan e Kuchuck [21], Peres e Reynolds [22] e Boughrara et al [23] che hanno suggerito di incorporarlo nelle equazioni già disponibili tramite la formula di Hawkins [24].

Habte e Onur [25] hanno invece sviluppato una soluzione semi-analitica chiamata Laplace-Transform Finite-Difference (LTFD) in grado di tener conto anche degli effetti di bordo del giacimento (flusso nullo o pressione costante).

Infine, da Peres et al. sono state sviluppate soluzioni per pozzo orizzontale [22], per pozzo che intercetta una frattura [26] e per pozzo parzialmente perforato [26], mentre soluzioni per pozzo che intercetta una formazione costituita da più livelli sono state sviluppate da Barreto et al. [27].

2.2 Approccio numerico

Un approccio di simulazione numerica alla scala di pozzo presenta i seguenti vantaggi [13]:

- la fedele riproduzione delle curve PVT che descrivono il comportamento termodinamico dei fluidi
- la possibilità di considerare il caso di flusso trifase dovuto alla presenza di gas libero nei giacimenti ad olio saturo
- la possibilità di simulare geometrie e situazioni di giacimento complesse, quali eterogeneità o faglie.

Alcuni prodotti commerciali per l'interpretazione della prove di produzione che permettono questo tipo di analisi sono stati utilizzati per validare l'approccio analitico di Levitan prima citato [13]. Le fluttuazioni ondulatorie osservate sulla derivata del periodo di iniezione non riflettono un fenomeno fisico, ma sono dovute unicamente all'approssimazione della soluzione numerica. Verga et al. [28] hanno dimostrato che tali fluttuazioni sono fortemente legate alla non-linearità delle curve di permeabilità relativa nonché alla griglia di discretizzazione e possono essere attenuate o rimosse discretizzando opportunamente la variabile tempo.

2.3 Approccio operativo

Attualmente l'approccio analitico trova scarsa applicabilità in ambito industriale in quanto non vi sono strumenti disponibili commercialmente che implementino gli algoritmi sviluppati appositamente per le prove di iniezione. Viceversa la presenza sul mercato di prodotti commerciali per la simulazione fluido-dinamica rende possibile il ricorso alla simulazione numerica anche per l'interpretazione delle prove di iniezione. Tuttavia tale approccio può risultare poco pratico in quanto oneroso dal punto di vista computazionale.

Per questo motivo l'industria petrolifera ha sviluppato e brevettato [29] un approccio alternativo, in linea con le esigenze operative, che permette di sfruttare i metodi analitici tradizionali, già presenti negli strumenti commerciali più diffusi.

Questo approccio assimila l'effetto finale dell'interazione tra i fluidi sull'andamento della derivata della pressione ad un'alterazione della permeabilità (*skin*) nell'intorno del pozzo. Su queste basi, nel processo interpretativo tradizionale viene introdotta una componente di *skin*, denominata *skin* bifase [7], che contribuisce a comporre il danneggiamento complessivo ottenuto dall'interpretazione [30] (Fig.5). Proprio in quanto causato dall'iniezione di un fluido diverso dal fluido di giacimento, lo *skin* bifase non sarà presente in una successiva fase di produzione e pertanto non influenzerà le prestazioni erogative del pozzo. Ne consegue che lo *skin* bifase deve poter essere identificato e rimosso dallo *skin* totale ottenuto dall'interpretazione della prova di iniezione.

Nell'ipotesi di flusso radiale in giacimento si ha:

$$S_{tot} = S^* + \frac{I}{M} S_m \quad (1)$$

dove S_m è lo *skin* meccanico, S^* è lo *skin* bifase ed M è il rapporto di mobilità tra fluido iniettato (i) e idrocarburo residente (h) definito da:

$$M = \frac{k_{ri}|_{1-S_{hr}-S_w}/\mu_i}{k_{rh}|_{S_{wi}}/\mu_h} \quad (2)$$

dove S_i è la saturazione nel fluido iniettato, S_w è la saturazione in acqua e S_{wi} è la saturazione in acqua irriducibile nella zona indisturbata e S_{hr} è la saturazione residua in idrocarburi dopo lo spiazzamento; k_{ri} è la permeabilità relativa al fluido iniettato nella zona completamente invasa ($S_i = 1-S_{hr}-S_{wi}$) e k_{rh} è la permeabilità all'idrocarburo nella zona indisturbata ($S_w = S_{wi}$); μ_i e μ_h sono rispettivamente la viscosità del fluido iniettato e dell'idrocarburo.

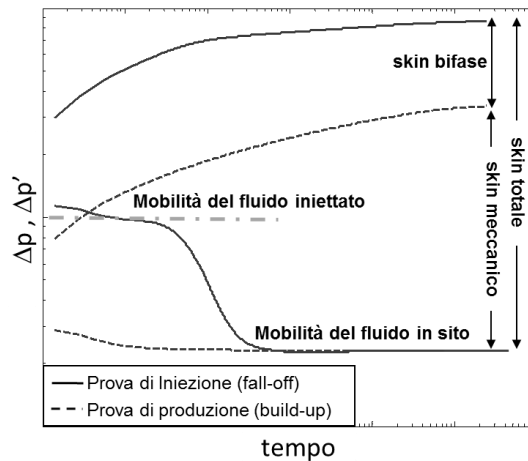


Figura 5: Grafico diagnostico per l'interpretazione di un test di iniezione: confronto tra test di iniezione e test di produzione.

A rigore la formula sarebbe valida solo in caso di spiazzamento di tipo a pistone, ossia per $M \leq 1$ e curve di permeabilità relativa solo debolmente non-lineari. In questo caso infatti si avrebbe:

$$S^* = \frac{1-M}{M} \ln \frac{r_i}{r_w} \quad (3)$$

dove r_w è il raggio di pozzo e r_i è il raggio corrispondente al fronte di spiazzamento, calcolabile sulla base del volume iniettato (V_{inj}):

$$r_i = \sqrt{\frac{V_{inj}}{\pi h \phi (1 - S_{hr})} + r_w^2} \quad (4)$$

dove h e ϕ sono rispettivamente lo spessore e la porosità (volume dei pori rispetto al volume totale) del mezzo poroso. Approfondite analisi di sensitività hanno mostrato che malgrado l'eq. (3) perda di validità in scenari caratterizzati da fronte di spiazzamento non a pistone, la relazione (1) fornisce ancora un'approssimazione accettabile a patto di poter stimare con ragionevole approssimazione lo *skin* bifase (per mezzo di simulazione numerica). Solo quando il rapporto di mobilità risulta molto elevato ($M > 10$) l'approssimazione fornita da (1) perde di significato [12].

La procedura di interpretazione del *fall-off* è quindi la seguente:

- 1) Determinare la permeabilità effettiva all'idrocarburo (nota la viscosità) dalla stabilizzazione della derivata della pressione che restituisce la mobilità dell'idrocarburo in giacimento in condizioni indisturbate
- 2) Determinare lo *skin* meccanico:

- a) sulla base della prima stabilizzazione della derivata della pressione, indicativa della mobilità del fluido iniettato, se l'iniezione è sufficientemente lunga da renderla riconoscibile nonostante gli effetti di pozzo.
- b) se l'iniezione è relativamente breve, la prima stabilizzazione della derivata della pressione è in generale mascherata dagli effetti di pozzo. È quindi necessario:
- I. stimare lo *skin* totale come in un test tradizionale, sulla base dell'unica stabilizzazione riconoscibile della derivata della pressione (corrispondente alla mobilità degli idrocarburi).
 - II. stimare lo *skin* bifase utilizzando le relazioni (3) e (4) ovvero mediante una singola simulazione numerica.
 - III. utilizzare l'equazione (1) per scorporare lo *skin* meccanico dallo *skin* totale

Ulteriori studi hanno dimostrato che la stessa procedura può essere applicata anche in situazioni più complesse, sostituendo l'eq. (1) con equazioni che tengano conto di scenari quali:

- pozzo parzialmente perforato/completato [12]:

$$S_{tot} = \frac{h}{h_w} \left(S^* + \frac{I}{M} S_m \right) + S_p \quad (5)$$

dove h_w è l'intervallo perforato e S_p è lo *skin* geometrico dovuto a perforazione/completamento parziale.

- pozzo che intercetta una frattura naturale [31]:

$$S_i = \frac{I}{M} S_m + \alpha S^* + S_{HKF} \quad (6)$$

dove S_{HKF} è lo *skin* indotto dalla presenza di una frattura a conduttività infinita e α è un fattore ricavato empiricamente pari a:

$$\alpha = \begin{cases} 1 & x_f = 0 \\ \frac{r_i}{33} + \frac{0.4}{x_f} & x_f < 5 \\ 0.16 \frac{r_i}{x_f} & x_f \geq 5 \end{cases} \quad (7)$$

3 CASI REALI DA LETTERATURA

Nella letteratura scientifica vengono documentate alcune prove di iniezione per la caratterizzazione di giacimenti ad olio e a gas condotte con successo. A titolo esemplificativo vengono riportati tre esempi.

3.1 Iniezione di brine in giacimento a olio

È stata testata una formazione carbonatica con fratture naturali mineralizzata a olio. La formazione è drenata da tre pozzi, sui quali sono state condotte prove di produzione (DST) prima e dopo le operazioni di acidificazione, effettuate al fine di migliorarne le caratteristiche produttive. Le fasi di iniezione dell'acido (HCl) sono state interpretate come prove di iniezione; inoltre, su due pozzi sono state effettuate prove di iniezione vere e proprie, utilizzando del brine come fluido di iniezione [7].

L'interpretazione delle prove è avvenuta secondo l'approccio descritto al par. 2.3. Le derivate della pressione registrata durante i periodi di risalita della pressione dopo la produzione (*build-up*) e i *fall-off* dei test condotti sugli stessi pozzi sono state messe a confronto: in tutti i casi è stato possibile riconoscere la stessa stabilizzazione orizzontale (IARF), indicativa della mobilità nella zona ad olio; a titolo di esempio figura 6 mostra le derivate

per il pozzo A e per il pozzo B. Inoltre le produttività stimate a partire dagli *skin* meccanici ottenuti dall'interpretazione delle prove di produzione e di iniezione hanno mostrato un buon accordo in quattro casi su sei.

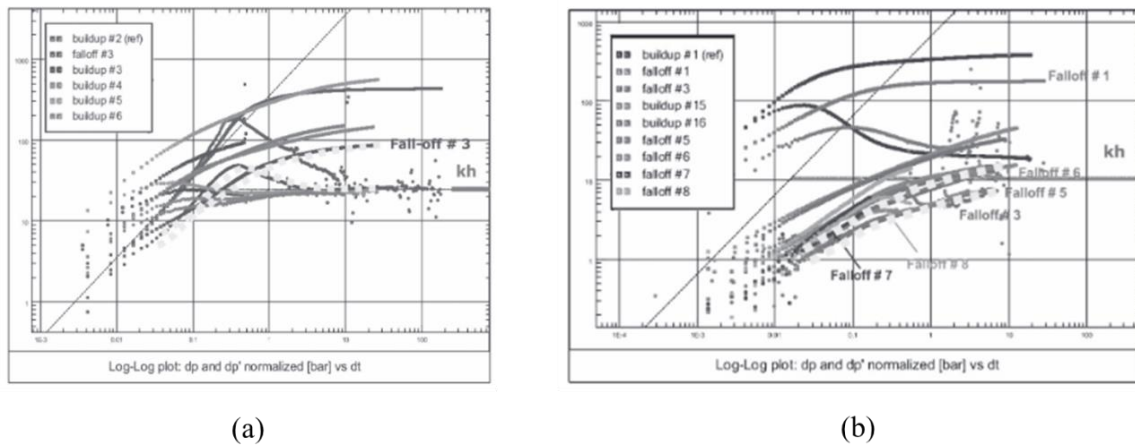


Figura 6: Confronto su grafico diagnostico delle *build-up* delle prove di produzione e dei *fall-off* delle fasi di acidificazione e/o iniezione condotte rispettivamente (a) sul pozzo A nel livello 1 e (b) sul pozzo B nel livello 2 [7].

3.2 Iniezione di fluido compatibile (diesel) in giacimento a olio

Il secondo esempio si riferisce ad una prova di iniezione eseguita su una formazione a olio leggero in Algeria [32]. Come buona prassi, preliminarmente alla prova vera e propria è stata eseguito lo spurgo del pozzo, finalizzato alla rimozione dei detriti residui e del fango di perforazione. I dati di pressione misurati durante lo spurgo, caratterizzato da una produzione di circa 10 ore seguita da una chiusura di 60 ore, sono stati interpretati come un test tradizionale. Successivamente è stata condotta un'iniezione di diesel per 10 ore seguita da un *fall-off* di 36 ore.

L'interpretazione della fase di iniezione e *fall-off* è in ottimo accordo con i risultati forniti dalla fase di spurgo (Fig.7).

È interessante rilevare come, malgrado la miscibilità del diesel da iniettare con l'olio di giacimento fosse stata verificata in laboratorio, l'incremento di pressione registrato durante l'iniezione è risultato decisamente maggiore rispetto alla variazione di pressione registrata durante la produzione. È stata pertanto avanzata l'ipotesi che lo spiazzamento dell'olio da parte del diesel sia avvenuto in condizioni immiscibili, verosimilmente a causa del tempo limitato di prova in cui i due fluidi sono venuti a contatto. Calcolando lo *skin* bifase nell'ipotesi di sostanziale immiscibilità tra i due fluidi, lo *skin* meccanico ottenuto dall'interpretazione dei due test è risultato in buon accordo.

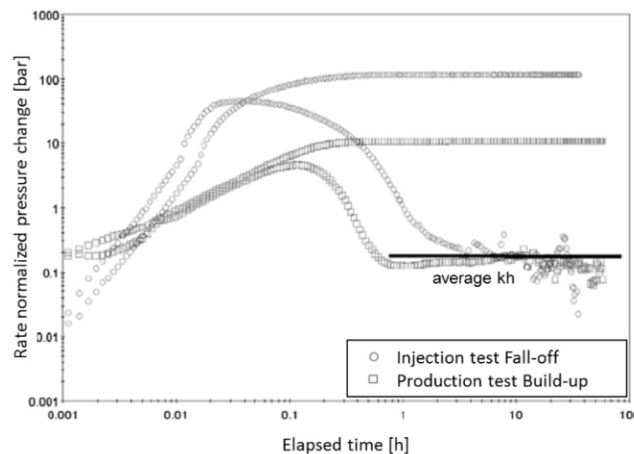


Figura 7: Confronto sul grafico diagnostico della *build-up* della fase di spurgo e del *fall-off* della fase di iniezione [32].

3.3 Iniezione di azoto in giacimento a gas

Prove di iniezione sono stati condotti anche su due pozzi, uno verticale ed uno orizzontale, di un campo a gas secco esaurito, potenzialmente convertibile allo stoccaggio sotterraneo di gas naturale [33]. La scelta di ricorrere ad una prova di iniezione è stata dettata dalle condizioni di bassissima pressione del campo, nelle quali una prova di produzione sarebbe stata caratterizzata da flusso intermittente e/o instabile. In questa esperienza il fluido iniettato in giacimento è stato azoto in fase gassosa, completamente miscibile con il gas di giacimento.

L'interpretazione della prova condotta sul pozzo verticale (Fig.8) ha permesso di ottenere in modo soddisfacente tutti i parametri chiave (in particolare permeabilità, *skin* meccanico, eterogeneità della formazione) necessari per determinare le prestazioni erogative e iniettive del pozzo nel caso del pozzo verticale. Per il pozzo orizzontale, invece, si sono verificate alcune criticità interpretative, dovute principalmente alla presenza di fango residuo in pozzo che non ha permesso di identificare univocamente la stabilizzazione della derivata della pressione.

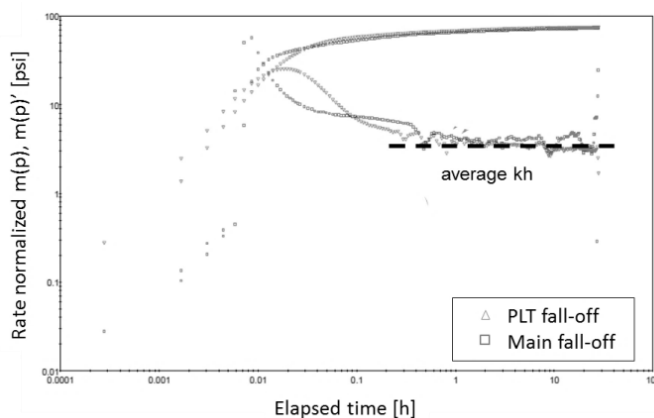


Figura 8: Grafico diagnostico del test di iniezione sul pozzo verticale [33]

4 CONCLUSIONI

La differenza principale tra una prova di iniezione e una prova di produzione convenzionale è che le caratteristiche del fluido iniettato sono diverse da quelle del fluido di giacimento. Prove reali hanno mostrato che, ad eccezione del caso di iniezione di azoto in giacimenti a gas, la fisica del sistema alla scala temporale della prova (tipicamente di alcune ore) riporta alla presenza di due fasi liquide immiscibili, anche nel caso in cui il fluido iniettato (diesel) sia teoricamente miscibile con l'olio di giacimento.

Ignorare la natura bifase del flusso può portare a sovrastimare lo *skin* di pozzo grossolanamente.

L'analisi di una prova di iniezione deve perciò tenere conto dell'esistenza in giacimento del fronte di spiazzamento che si genera al contatto tra due fluidi immiscibili, il quale a sua volta dipende dal volume di fluido iniettato, che ne determina la distanza dal pozzo, e dal rapporto di mobilità dei fluidi, che ne determina la forma. Il rapporto di mobilità, inoltre, dipende dalla temperatura del fluido iniettato.

In fase di interpretazione è possibile utilizzare approcci analitici sviluppati nell'ipotesi di flusso multifase, ricorrere ad un simulatore numerico o ancora utilizzare un approccio semplificato che si avvale dei metodi tradizionali ma inserendo un fattore di *skin* correttivo che tenga conto dell'effetto di danneggiamento generato dall'interazione tra fluido iniettato e fluido di giacimento.

L'analisi teorica, supportata dai casi reali esaminati, conferma che le prove di iniezione permettono di ottenere tutte le informazioni necessarie per una stima ragionevole delle capacità erogative del pozzo evitando la produzione di fluidi in superficie. Il punto di forza di questa prova ne costituisce però anche il limite: poiché i fluidi di giacimento non vengono prodotti, non è possibile effettuare campionamenti. Ne consegue che la prova non è particolarmente indicata nel caso di pozzi esplorativi e che, anche nel caso di pozzi di delimitazione, deve

essere utilizzata in modo complementare ad altre metodologie che permettano di recuperare campioni di fluidi di giacimento per la misura delle proprietà termodinamiche, necessarie per l'interpretazione delle prove.

5 RIFERIMENTI

- [1]. Coelho A. C.D., de Carmargo C., Kato E. T., Legrand V. M. Q. F. 2005. Utilizing Mini - DST for Formation Evaluation. Paper SPE 94963 presented at SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brazil, June.
- [2]. Soliman M. Y., Azari M., Ansah J., Kabir C.S. 2004. Design, Interpretation, and Assessment of Short-Term Pressure-Transient Tests. Paper SPE 90837 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, September.
- [3]. Soliman M. Y., Azari M., Ansah J., Kabir C.S. 2005 (A). Development of Equations and Procedure for Perforation Inflow Test Analysis (PITA). Paper SPE 95510 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October.
- [4]. Soliman M. Y., Azari M., Ansah J., Kabir C.S. 2005 (B). Review and Application of Short-Term Pressure Transient Testing of Wells. Paper SPE 93560 presented at the 14th SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Bahrain, March.
- [5]. Verga F., Rocca V. (2010) – *Green methodologies to test hydrocarbon reservoirs*. American Journal Of Environmental Sciences, pp. 10, Vol. 6, ISSN: 1553-345X.
- [6]. Hollaender F., Filas J.G., Bennett C.O., Gringarten A.C. (2002a) – *Use of Downhole Production/ Reinjection for Zero-Emission Well testing: Challenges and Rewards*. Paper SPE 77620 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 29 Sept.–2 Oct.
- [7]. Beretta E., Tiani A., Lo Presti G., Verga F. (2007) – *Value of Injection testing as an Alternative of Conventional Well testing: Field Experience in a Sour-Oil Reservoir*. SPEREE, 10 (2). SPE - 100283-PA.
- [8]. Benson S.M., Bodvarsson G.S. (1986) – *Nonisothermal Effects During Injection and Falloff Tests*. SPEREE 1 (1): 53-63. SPE 11137-PA.
- [9]. Sosa A., Raghavan R., Limon T.J. (1981) – *Effect of Relative Permeability and Mobility Ratio on Pressure Falloff Behavior*. JPT Vol.33 (6) 1125-1135. SPE -9398-PA.
- [10]. Verga F., Viberti D., Serazio C. (2012) Estimation of skin components for a partially completed damaged well from injection tests. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 90-91, pp. 165-174. doi:10.1016/j.petrol.2012.04.024.
- [11]. Verga F., Viberti D., Salina Borello E., (2011). A new insight for reliable interpretation and design of injection tests. J.Pet.Sci.Eng78,166–177.(Elsevier).
- [12]. Levitan M.M. (2003) – *Application of Water Injection/Falloff Tests for Reservoir Appraisal: New Analytical Solution Method for Two-Phase Variable Rate Problems*. Paper SPE 87332 SPE Journal. Vol.8 (4), pp. 341 - 349. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/87332-PA.
- [13]. Azarkish, A., Khaghani, E., & Rezaeidoust, A. (2006). Interpretation of Water Injection/Fall Off Test (Response to M.Levitan,SPE 77532). Conference paper presented at the International Oil & Gas Conference and Exhibition, 5-7 December 2006, Beijing, China. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/101749-MS.
- [14]. Hopkins C.W. Lancaster D.E., Foster, J.M. Rueben L. (1991) The Use of Injection/Falloff Tests and Pressure Buildup Tests To Evaluate Fracture Geometry and Post-Stimulation Well Performance in the Devonian Shales. Paper SPE 23433. presented at the SPE Eastern Regional Meeting held in Lexington, Kentucky, October 22-25.
- [15]. Gunawan G. R., Nai-Shyong Y., Bennett C.O. (2002) – *Application of Injection tests for Reservoir appraisals: A Conceptual Study*. Paper SPE 77454 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas.
- [16]. Buckley S.E. e Leverett M.C. (1942). – "Mechanism of fluid displacements in sands". Transactions of the AIME (146): 107–116. 942107-G SPE. <http://dx.doi.org/10.2118/942107-G>.

- [17]. Abbaszadeh M., Kamal M. (1987) – Pressure - Transient Testing of Water - Injection Wells. Paper SPE 16744 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, September. doi: 10.2118/16744-PA
- [18]. Bratvold, R.B., and Horne, R.N. (1989) *An Analytical Solution to a Multiple-Region Moving Boundary Problem: Nonisothermal Water Injection into Oil Reservoirs*, Proceedings, Joint IMA/SPE European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Cambridge University, England, July 25-27, 1989
- [19]. Bratvold, R.B., and Horne, R.N. (1990) Analysis of Pressure Falloff Tests Following Cold Water Injection, SPE Formation Evaluation, (September 1990), 293-302.
- [20]. Ramakrishnan T. S., Kuchuk F. J. (1993). Pressure transients during injection: Constant rate and convolution solutions. *Transport in Porous Media*. Vol. 10 (2), pp 103-136. Kluwer Academic Publishers, The Netherlands. doi: 10.1007/BF00617004.
- [21]. Ramakrishnan, T. S., Kuchuk, F. J. (1994). Testing Injection Wells With Rate and Pressure Data. SPE Formation Evaluation. Vol. 9(3) pp.228-236. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/20536-PA.
- [22]. Peres A.M.M and Reynolds A.C. (2003) Theory and Analysis of Injectivity Tests on Horizontal Wells. Paper SPE-84957-PA SPE Journal Vol. 8, Issue 02, pp. 147 - 159. doi: 10.2118/84957-PA.
- [23]. Boughrara, A. A., Peres, A. M., Chen, S., Machado, A. A. V., & Reynolds, A. C. (2007). Approximate Analytical Solutions for the Pressure Response at a Water-Injection Well. SPE Journal. Vol. 12 (1) pp. 19 – 34. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/90079-PA.
- [24]. Hawkins, M. F. (1956). A Note on the Skin Effect. *Journal of Petroleum Technology*. Vol 8 (12) pp. 65 - 66. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/732-G.
- [25]. Habte, A. D., & Onur, M. (2014). Laplace-Transform Finite-Difference and Quasistationary Solution Method for Water-Injection/Falloff Tests. SPE Journal. Vol. 19(3)pp.398-409. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/168221-PA.
- [26]. Peres, A. M. M., Boughrara, A. A., Chen, S., Machado, A. A. V., & Reynolds, A. C. (2004). Approximate Analytical Solutions for the Pressure Response at a Water Injection Well. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September, Houston, Texas. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/90079-MS
- [27]. Barreto, A. B., Peres, A. M., & Pires, A. P. (2011). Water Injectivity Tests on Multilayered Oil Reservoirs. Paper SPE presented at the Brasil Offshore, 14-17 June, Macaé, Brazil. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/142746-MS
- [28]. Verga F., Viberti D., Salina Borello E., Serazio C. (2014). An effective criterion to prevent injection test numerical simulation from spurious oscillations. In: *Oil & Gas Science and Technology*, vol. 69 - Dossier: Geosciences Numericals Methods n. No. 4, pp. 633-651. - ISSN 1294-4475. <http://dx.doi.org/10.2516/ogst/2013137>.
- [29]. Beretta E., Tiani, A., Lo Presti G. (2007b), Testing Process For Zero Emission Hydrocarbon Wells. *Brevetto Internazionale* No. PCT/EP2007/004269 pubblicato il 29.11.2007.
- [30]. Bourdet, D.P., Whittle, T.M., Douglas, A.A. and Picard, Y.M. (1983a) – A new set of type curves simplifies *well test* analysis. *World Oil* 196 (6): 95-106.
- [31]. Verga F., Viberti D., Salina Borello E., Serazio C. (2015) Estimation of skin from the interpretation of injection tests in fractured reservoirs. In *Geingegneria Ambientale e Mineraria*. Pàtron Editore S.r.l, Vol. 146, n.3, pp. 45-52.
- [32]. Tripaldi G., Beretta E., Bertolini C., Gorlani A., Costa A., Latioui S., Hachelaf H., Di Gianvittorio D., Benayad N., Uematsu H., Viberti D., Verga F., (2009) – *Injection testing: an Innovative Field Application in Berkine Basin, Algeria*. Conference Paper presented at the *Off-shore Mediterranean Conference and Exhibition* in Ravenna, Italy, March 25-27, 2009.
- [33]. Azzarone E., Beretta E., Guglielmelli A., Nunzi P., Mariotti P. (2011) – *Gas Injection testing & PLT – Off-shore Eni Experience*. Conference paper presented at the 10th *Off-shore Mediterranean Conference and Exhibition* in Ravenna, Italy, March 23-25, 2011.