

Sonatrach Raffineria Italiana S.r.l. con socio unico

Augusta, 6 Agosto 2021

Spett.le

ISPRA

Via Vitaliano Brancati, 48

00144 ROMA

(PEC – protocollo.ispra@ispra.legalmail.it)

p.c. Spett.le

**MINISTERO DELLA TRANSIZIONE
ECOLOGICA – DG CreSS**

Via Cristoforo Colombo, 44 00147 - Roma

(PEC – CRESS@pec.minambiente.it)

OGGETTO: Provvedimento n. DM 07 dell'8 gennaio 2021 di riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con Decreto n. 158 dell'8 maggio 2018 alla società Sonatrach Raffineria Italiana S.r.l. per l'esercizio della raffineria situata nei Comuni di Augusta e Melilli (SR) - PIC ID 84/9797 – Riscontro alla prescrizione a1)

Con riferimento al provvedimento in oggetto ricevuto con nota prot n. 0010603 del 02/02/2021 e pubblicato in Gazzetta Ufficiale n.31 del 06/02/2021, in riscontro alla prescrizione a1) del PIC ID 84/9797 allegato al DM di cui in oggetto, si trasmette in allegato lo studio redatto dall'ente terzo Golder Associates S.r.l. su richiesta della Scrivente.

Tale studio è stato condotto al fine di dimostrare il comportamento fluidodinamico dei prodotti con viscosità superiori a 12°E a 50°C, in relazione alle loro caratteristiche chimico-fisiche, sulla base di specifici test e simulazioni condotte con un apposito modello di calcolo Hydrocarbon-Spill-Screening-Model (“HSSM”), tenendo conto della tipologia di prodotto, livello battente, litologia del terreno e livello di soggiacenza della falda idrica sotterranea.

Come si evince dallo studio summenzionato gli esiti delle simulazioni confermano che, per i prodotti presi in esame (con viscosità maggiore di 12°E a 50°C), l'influenza del dato di viscosità sul comportamento nel suolo del prodotto è evidente e limita in modo significativo la capacità di infiltrazione dello stesso nelle litologie considerate come rappresentative delle aree in cui sono installati i serbatoi della raffineria. Inoltre, anche sulla base dei test di laboratorio eseguiti sui prodotti ad alta viscosità della Raffineria (maggiore di 12°E a 50°C), si evince che la possibilità di infiltrazione nel suolo, nello scenario di un eventuale rilascio di prodotto dal fondo dei serbatoi, è molto ridotta in virtù della bassa fluidità dei prodotti presi in esame, fino di fatto ad annullarsi nei casi in cui già a temperature elevate tali prodotti risultano semisolidi.

Pertanto, salvo eventuali ulteriori considerazioni di Codesta Spett.le Amministrazione, la Scrivente intende che i serbatoi contenenti i prodotti oggetto di tale studio (con viscosità maggiore di 12°E a 50°C) siano da ritenersi esclusi dall'ambito di applicazione della prescrizione a) del PIC ID 84/9797.

C.P. 88 - 96011 Augusta (SR)

Deposito Augusta
S.P. Ex S.S.114 Km.135,415
96011 – Augusta (SR)

Sonatrach Raffineria Italiana S.r.l. con socio unico
soggetta ad attività di direzione e coordinamento
da parte di Sonatrach Petroleum Investment Corporation B.V.
Sede Legale Via Alessandro Manzoni n.38
Cap 20121 – Milano
Capitale sociale di Euro 500.000.000,00 int. vers.
N.REA: MI-2529184
P.IVA/C.F.: 10410680960

Deposito Palermo
Via Messina Marine, 813
90121 Palermo (PA)

Deposito Napoli
Via Nuova delle Brece, 127
80147 – Napoli (NA)

Si fa presente che il documento allegato alla presente contiene alcune informazioni di proprietà della Società nonché alcune informazioni sensibili ai sensi della normativa a tutela della concorrenza e del mercato la cui diffusione, anche tramite la semplice pubblicazione su siti web, potrebbe, tra l'altro, integrare violazioni delle disposizioni della normativa medesima. Si prega pertanto di ritenere tale documentazione riservata evitando la pubblicazione della stessa su siti istituzionali.

Si rappresenta inoltre che è attualmente pendente presso il TAR Catania RG 627/2021, il ricorso presentato dalla Scrivente avverso le disposizioni del PIC ID 84/9797; pertanto la Società, al solo fine di evitare eventuali contestazioni, sottopone a codesta rispettabile Amministrazione il presente documento, nelle more della definizione della controversia nel merito. Ne consegue che il presente documento non può e non deve essere considerato come acquiescenza rispetto alle disposizioni impugnate.

Restando a disposizione per eventuali chiarimenti, si coglie l'occasione per porgerVi i più cordiali saluti.

Sonatrach Raffineria Italiana S.r.l.
con socio unico
Raffineria di Augusta
Per il Gestore pro-tempore
Ing. Stefano Rossetti



(SR)

Deposito Augusta
S.P. Ex S.S.114 Km.135,415
96011 – Augusta (SR)

Deposito Napoli
Via Nuova delle Brece, 127
80147 – Napoli (NA)

Sonatrach Raffineria Italiana S.r.l. con socio unico
soggetta ad attività di direzione e coordinamento
da parte di Sonatrach Petroleum Investment Corporation B.V.
Sede Legale Via Alessandro Manzoni n.38
Cap 20121 – Milano
Capitale sociale di Euro 500.000.000,00 int. vers.
N.REA: MI-2529184
P.IVA/C.F.: 10410680960

Deposito Palermo
Via Messina Marine, 813
90121 Palermo (PA)

RELAZIONE

Raffineria di Augusta (SR) - Riscontro alla prescrizione a1) del PIC ID 84/9797 allegato al DM 07 del 8 gennaio 2021 di riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con Decreto n. 158 del 8 maggio 2018 - Studio sul comportamento fluidodinamico dei prodotti con viscosità $> 12^{\circ}\text{E}$ a 50°C

Presentato a:

Sonatrach Raffineria Italiana Srl

Sonatrach Raffineria Italiana (SR)

Inviato da:

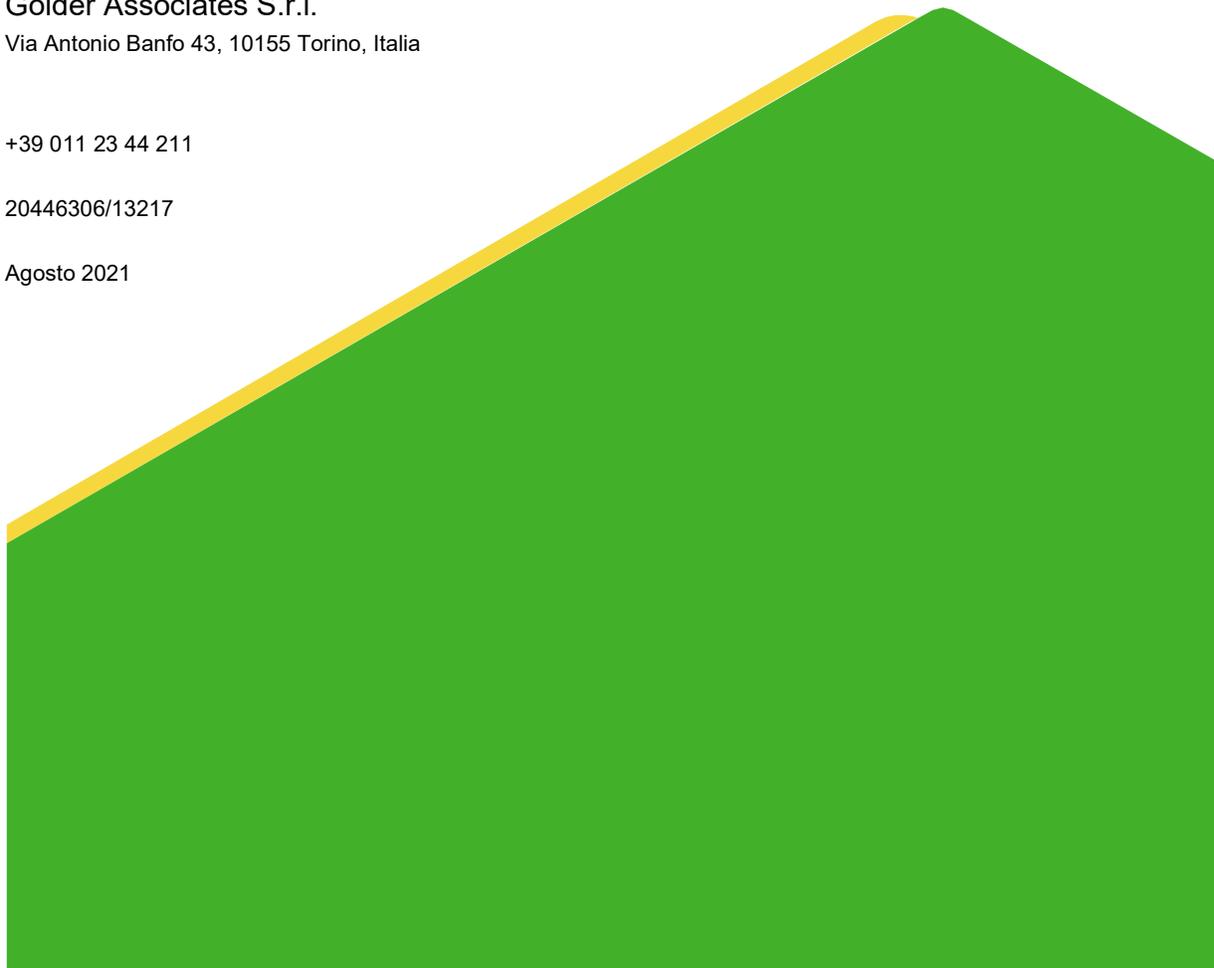
Golder Associates S.r.l.

Via Antonio Banfo 43, 10155 Torino, Italia

+39 011 23 44 211

20446306/13217

Agosto 2021



Indice

1.0	PREMESSA.....	1
1.1	Ambito e scopo dello studio.....	1
1.2	Documentazione di Riferimento.....	2
1.3	Struttura del documento.....	2
2.0	METODOLOGIA DI ANALISI DELL'INFILTRAZIONE DI PRODOTTO NEL TERRENO	2
2.1	Modello di calcolo HSSM	2
2.2	Caratteristiche dei prodotti di Raffineria oggetto dello studio	5
2.3	Parametri determinanti ai fini dello studio: profilo di viscosità/temperatura e permeabilità	6
2.4	Assunzioni e dati di input per le simulazioni in HSSM	9
3.0	SINTESI DELLO STUDIO E RISULTATI DELLA MODELLAZIONE	12
4.0	CONCLUSIONI.....	12

TABELLE

Tabella 1	Test sugli olii della Raffineria di Augusta con viscosità >12°E a 50°C
Tabella 2	Informazioni di sintesi su alcuni olii della Raffineria di Augusta con viscosità >12°E a 50°C, e confronto con gli olii A e B di riferimento
Tabella 3	Valori di viscosità dinamica rappresentativa dei prodotti oggetto del presente studio alle due diverse temperature del suolo. I dati di viscosità dinamica sono stati desunti dal profilo viscosità/temperatura OLIO B (studio Politecnico di Milano Raffineria IPLOM di Busalla)

FIGURE

Figura 1	Estratto della prescrizione AIA 84/9797 allegato al DM 08.01.2021
Figura 2	Schema grafico modello HSSM
Figura 3	Valori di conducibilità idraulica in funzione della litologia
Figura 4	Parametri del terreno (cerchiati le litologie afferenti alle aree serbatoi oggetto del presente studio)
Figura 5	Andamento della viscosità degli oli A e B con la temperatura e confronto con i prodotti di Raffineria [<i>curva sperimentale dello studio effettuato per la infiltrazione degli oli ad alta viscosità dal Politecnico di Milano per la Raffineria IPLOM di Busalla</i>]

APPENDICI

Appendice A	Studio "Percolazione di oli ad alta viscosità da serbatoi"
-------------	--

1.0 PREMESSA

La presente relazione è stata redatta da Golder Associates S.r.l. ("Golder") su richiesta della Sonatrach Raffineria Italiana S.r.l. ("Sonatrach" o "Gestore"), al fine di dimostrare il comportamento fluidodinamico dei prodotti con viscosità superiori a 12°Engler (°E) a 50°Celsius (°C), in relazione alle loro caratteristiche chimico-fisiche, sulla base di specifici test e simulazioni condotti con modello di calcolo HSSM.

La richiesta di Sonatrach si inserisce nell'ambito dell'Autorizzazione Integrata Ambientale ("AIA") della Raffineria di Augusta ("Raffineria") con riferimento al Procedimento ID 84/9797, allegato al DM 07 del 08.01.2021 pubblicato in GU il 06.02.2021, ed in particolare della prescrizione riportata al punto a1) del suddetto procedimento e di seguito riportata:

- a.1) Al fine di fornire chiara evidenza del comportamento fluidodinamico dei prodotti con viscosità maggiore di 12°E a 50 °C, il Gestore dovrà presentare all'Autorità di Controllo, entro 6 mesi dell'emanazione del presente provvedimento, uno specifico studio condotto da ente terzo qualificato che, sulla base degli esiti di specifici test, dimostri in che misura, a temperatura ambiente, le perdite dei prodotti petroliferi siano rese improbabili dalla "solidificazione" (bassa fluidità) degli stessi.

Figura 1: Estratto della prescrizione AIA 84/9797 allegato al DM 08.01.2021

A tale scopo, il presente documento riporta i risultati dello studio e relative valutazioni qualitative sul comportamento fluidodinamico di quei prodotti della Raffineria di Augusta ("Raffineria") con viscosità maggiore di 12°E a 50°C in diverse condizioni, nello scenario di un eventuale rilascio di tali prodotti dal fondo di un serbatoio.

Al fine di poter analizzare il comportamento dei prodotti sopracitati, sono stati considerati studi analoghi effettuati dal Politecnico di Milano nell'Industry e pubblicati sui siti istituzionali (es. Registro ufficiale MITE n. 0024518.27-09-2019).

1.1 Ambito e scopo dello studio

La Raffineria è costituita da più aree adibite allo stoccaggio di prodotti idrocarburici all'interno di serbatoi.

Come già riportato in premessa, scopo della presente relazione è quello di effettuare uno studio sui diversi comportamenti fluidodinamici dei prodotti a viscosità maggiore di 12°E a 50°C, al fine di valutare in che termini l'infiltrazione nel terreno risulti improbabile a causa della loro bassa fluidità a temperatura ambiente.

La valutazione, in funzione delle caratteristiche chimico-fisiche dei prodotti della Raffineria presi in esame, tiene conto della stima dei tempi di raggiungimento della falda nello scenario di eventuale perdita del prodotto, in funzione della litologia e delle condizioni considerate dal presente studio.

A tal fine, sono stati valutati i seguenti aspetti, di principale rilevanza per le simulazioni:

- proprietà chimico/fisiche dei prodotti oggetto del presente studio (tra cui la viscosità);
- granulometria del terreno insaturo su cui poggiano i serbatoi;
- soggiacenza media della falda in corrispondenza dei serbatoi;
- battente medio del prodotto contenuto nei serbatoi.

Per la valutazione è stato utilizzato il modello di calcolo *Hydrocarbon-Spill-Screening-Model* ("HSSM"), sviluppato dall'*US Environmental Protection Agency*, "EPA", in quanto tale software tiene in considerazione le diverse tipologie di prodotto (in termini di viscosità, densità, ecc.) e le caratteristiche idrogeologiche dei terreni potenzialmente attraversati (in termini di litologia, conducibilità idraulica, battente, ecc).

1.2 Documentazione di Riferimento

- “Fuoriuscita di oli ad alta viscosità dai serbatoi – Modellazione fluidodinamica multifase” Raffineria di Livorno, Politecnico di Milano – Registro Ministeriale ufficiale n. 0024578.21.10.2018;
- “Fuoriuscita di oli ad alta viscosità dai serbatoi – Modellazione fluidodinamica multifase” Raffineria di Milazzo, Politecnico di Milano – Registro Ministeriale ufficiale n. 00269.28.11.2018;
- “Infiltrazione di oli ad alta viscosità dai serbatoi – Modellazione fluidodinamica multifase” Raffineria IPLOM di Busalla, Politecnico di Milano – Registro ministeriale ufficiale n. 0024518.27.09.2019;
- “Hydrocarbon spill screening model (HSSM) – User Guide”, US Environmental Protection Agency.

1.3 Struttura del documento

Tenuto conto dell’ambito e delle finalità dello studio sopra richiamati, la presente relazione è stata strutturata come segue:

- descrizione della metodologia utilizzata per l’analisi dell’infiltrazione nel suolo a partire da una eventuale perdita di prodotto dal fondo dei serbatoi;
- descrizione delle caratteristiche dei prodotti oggetto di studio sulla base dei test di laboratorio e valutazione dei risultati della modellazione dell’infiltrazione di prodotto nel sottosuolo (mediante apposito programma software);
- valutazioni conclusive dei risultati dello studio condotto.

2.0 METODOLOGIA DI ANALISI DELL’INFILTRAZIONE DI PRODOTTO NEL TERRENO

2.1 Modello di calcolo HSSM

L’analisi dell’infiltrazione di prodotto idrocarburico nel terreno all’interno dei bacini di contenimento e il conseguente potenziale raggiungimento della falda è stata effettuata mediante il modello HSSM per le categorie di prodotti definite in precedenza.

Il software HSSM consente di creare il modello di flusso e di trasporto del LNAPL attraverso tre differenti moduli:

- KOPT = simula la infiltrazione dell’inquinante dal suolo alla falda freatica;
- OILENS = simula la formazione e l’evoluzione della lente oleosa sulla superficie della falda;
- TSGPLUME = simula il trasporto e la dispersione della contaminazione intesa come fase pura (composta dall’LNAPL) e come fase disciolta utilizzando per quest’ultima uno dei suoi costituenti come contaminante indice (ad es. benzene).

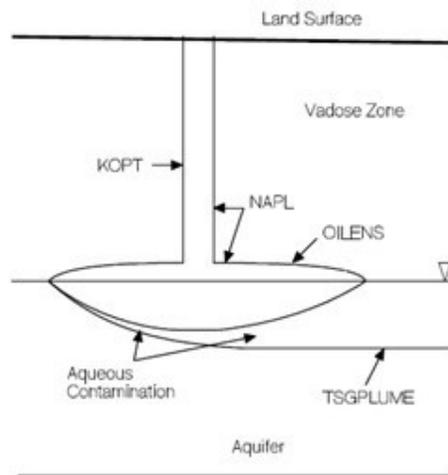


Figura 2: Schema grafico modello HSSM

Il modulo KOPT del modello HSSM è il solo modulo utilizzato nelle simulazioni di seguito riportate, perché permette di seguire il comportamento dell'inquinante attraverso gli strati di terreno insaturo e di stimare il tempo impiegato dall'inquinante a raggiungere il pelo libero della falda, la velocità di attraversamento degli strati di terreno e la durata dell'infiltrazione.

Il modello assume che il sottosuolo sia omogeneo e isotropo (si considera una stratigrafia media che tiene conto in modo mediato della effettiva stratigrafia del suolo).

Considerando che il modello è costruito a partire da una serie di assunzioni che semplificano le condizioni reali presenti nel sottosuolo, i risultati ottenuti sono da intendersi come una previsione di massima dei possibili scenari di infiltrazione. Tuttavia, è prassi consolidata, a fini predittivi e per comprendere la potenziale criticità delle conseguenze, avvalersi di modelli semplificati come quello utilizzato nel presente studio.

Le principali assunzioni/limitazioni su cui si basano le simulazioni sono riportate di seguito:

- flusso monodimensionale con direzione verticale e diffusione capillare trascurata;
- caratteristiche del terreno omogenee e isotrope (non si prevede di definire un profilo di temperatura specifico per il terreno);
- rilascio di LNAPL di forma circolare;
- umidità del terreno uniforme con la profondità;
- proprietà fisiche del LNAPL invariate.

Il prodotto idrocarburico rilasciato accidentalmente tende ad infiltrarsi e migrare nella zona insatura del terreno.

È possibile stimare la maggiore o minore gravità dell'evento incidentale in funzione del tempo impiegato dall'inquinante ad attraversare gli strati di terreno e a raggiungere la falda. Il parametro tempo è fondamentale in caso di eventi di rilascio in quanto influisce in modo significativo sulle diverse possibilità di intervento.

Per quanto riguarda la conducibilità idraulica verticale, i valori considerati nelle simulazioni sono stati desunti da quelli riportati nel Manuale d'uso del software (Figura 3) in funzione della litologia delle aree oggetto di indagine.

Table 96 Descriptive Statistics from Carsel and Parrish (1988) Data Set			
Soil type	Hydraulic Conductivity K_s (m/d)		
	sample size	mean	standard deviation
Clay*	114	0.048	0.10
Clay Loam	345	0.062	0.17
Loam	735	0.25	0.44
Loamy Sand	315	3.5	2.7
Silt	88	0.060	0.079
Silt Loam	1093	0.11	0.30
Silty Clay	126	0.0048	0.026
Silty Clay Loam	592	0.017	0.046
Sand	246	7.1	3.7
Sandy Clay	46	0.029	0.067
Sandy Clay Loam	214	0.31	0.66
Sandy Loam	1183	1.1	1.4

Figura 3: Valori di conducibilità idraulica in funzione della litologia

Come anticipato, si sono assunte le litologie medie sand e sandy clay loam, con le relative caratteristiche di permeabilità.

L'andamento della pressione nella frangia capillare è descritto tramite le equazioni di Brooks e Corey mettendo in relazione la pressione capillare, la distribuzione della dimensione dei pori e la saturazione residua del terreno.

I parametri del mezzo poroso necessari alla simulazione sono stati scelti in funzione della litologia riscontrata nelle aree di interesse, sulla base dei valori di riferimento riportati nel Manuale d'uso del software Figura 4).

Table 92 Average Soil Properties Determined from Brakensiek et al. (1981)				
Soil Texture Class (number of samples)	λ	h_{aw} (cm)	η	θ_{wr}
Sand (19)	0.573	35.3	0.349	0.017
Loamy Sand (69)	0.460	15.9	0.410	0.024
Sandy Loam (166)	0.398	29.2	0.423	0.048
Loam (83)	0.258	50.9	0.452	0.034
Silt Loam (199)	0.216	69.6	0.484	0.018
Sand Clay Loam (129)	0.368	46.3	0.406	0.075
Clay Loam (112)	0.283	42.3	0.476	0.087
Silty Clay Loam (175)	0.178	57.8	0.473	0.054
Silty Clay (26)	0.212	41.7	0.476	0.085
Clay (108)	0.214	64.0	0.475	0.106

Figura 4: Parametri del terreno (cerchiati le litologie afferenti alle aree serbatoi oggetto del presente studio)

In riferimento allo scenario di perdita accidentale di prodotto da un ipotetico foro sul fondo del serbatoio di diametro pari a ¼", il battente di prodotto all'interno di un singolo serbatoio deriva dalla media delle misurazioni

eseguite nel 2020 nei serbatoi contenenti prodotti ad alta viscosità (viscosità superiore a 12°E) per ogni categoria di suolo considerata (sand e sandy clay loam).

Conservativamente, è stato simulato uno scenario ambientale in cui il battente di prodotto all'interno del serbatoio è costante per tutta la durata del rilascio (assunta cautelativamente pari a 5 anni), senza cioè considerare l'abbassamento del battente dovuto alla simultanea fuoriuscita di prodotto dal foro sul fondo del serbatoio.

2.2 Caratteristiche dei prodotti di Raffineria oggetto dello studio

Ai fini dello studio sono stati condotti specifici test effettuati dal laboratorio Sonatrach su parametri indicativi del comportamento fluidodinamico di alcuni prodotti di Raffineria, quali:

- Viscosità cinematica a diverse temperature;
- Densità a diverse temperature;
- Temperatura di cristallizzazione (Cloud point) ⁽¹⁾;
- Punto di scorrimento (Pour point)⁽²⁾.

Si riportano di seguito in **Tabella 1**, a fine esemplificativo, gli esiti dei test in relazione alle caratteristiche di alcuni prodotti della Raffineria (olio combustibile, olio lubrificante e cera paraffinica) con viscosità >12°E a 50°C.

Specific a Prodotto	Destinazione e d'uso (come definita in AIA DM 158-2018)	Viscosità (E°) @50°C ⁽¹⁾	Viscosità (cSt) @40°C ⁽¹⁾	Viscosità (cSt) @50°C ⁽¹⁾	Viscosità (cSt) @100°C ⁽¹⁾	Densità (Kg/l) @15 °C ⁽²⁾	Densità (Kg/l) @50 °C ⁽²⁾	Cloud point °C ⁽³⁾	Pour Point °C ⁽⁴⁾
DAO	Oli lubrificanti	(*)	(*)	(*)	43	0.9285	0.905	(**)	54
3ss VPS	Oli lubrificanti	(*)	(*)	(*)	17	0.929	0.908	(**)	48
WAX	Cera paraffinica	(*)	(*)	(*)	3.7	0.8184	0.779 (@70 °C)	(**)	51
Raff 600	Oli lubrificanti	(*)	(*)	(*)	29.81	0.898	0.8766	(**)	57
VPS BTM	Olio combustibile	(*)	(*)	(*)	1123.5	1.0374	1.0148	(**)	51
Core 2500	Oli lubrificanti	34.27	459.16	259.62	30.71	0.8986	0.878	-6	-7

⁽¹⁾ Temperatura alla quale il prodotto inizia ad intorbidire a causa di una cristallizzazione a raffreddamento controllato.

⁽²⁾ Temperatura minima alla quale il prodotto è fluido. Al di sotto del punto di scorrimento il prodotto passa dalla fase liquida a quella semisolido e perde scorrevolezza poiché iniziano ad aggregarsi i piccoli cristalli.

Specific a Prodott o	Destinazion e d'uso (come definita in AIA DM 158-2018)	Viscosità (E°) @50°C ⁽¹⁾	Viscosità (cSt) @40°C ⁽¹⁾	Viscosità (cSt) @50°C ⁽¹⁾	Viscosità (cSt) @100°C ⁽¹⁾	Densità (Kg/l) @15 °C ⁽²⁾	Densità (Kg/l) @50 °C ⁽²⁾	Cloud point °C ⁽³⁾	Pour Point °C ⁽⁴⁾
Estratti EFU	Olio combustibile	31.3	(*)	237.12	19.07	0.9774	0.9553	(**)	32
LSFO	Olio combustibile	34.07	494	258.1	28.72	0.9646	0.9406	(**)	0
Residuo ATM	Olio combustibile	29.71	463.8	225.07	25.78	0.9524	0.9284	(**)	9
Slurry	Olio combustibile	17.37	307.4	131.6	12.01	1.0745	1.0511	(**)	6

Tabella 1: Test sugli olii della Raffineria di Augusta con viscosità >12°E a 50°C

NOTE

⁽¹⁾ Analisi di laboratorio (Metodo ASTM D445 "Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity)")

⁽²⁾ Analisi di laboratorio (Metodi ASTM D4052 "Crude petroleum and liquid petroleum products — Laboratory determination of density — Hydrometer method"/ ASTM D70 "Standard Test Method for Specific Gravity and Density of Semi-Solid Asphalt Binder (Pycnometer Method)" / ASTM D1298 "Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method")

⁽³⁾ Analisi di laboratorio (Metodo DS/EN 23015 "Petroleum products – Determination of cloud point") e/o Database EROEs

⁽⁴⁾ Analisi di laboratorio (Metodo ASTM D97 "Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Products")

^(*) Analisi non effettuabile in quanto il campione si presenta già in fase semisolidi

^(**) Analisi non effettuabile in quanto il campione si presenta opaco e/o cloud point >49°C

Come si evince dalla soprastante tabella, alcuni prodotti ad alta viscosità si presentano già in fase semisolidi, come anche risulta dal Pour Point, al punto che alle temperature di 40°C e 50°C la loro viscosità non è determinabile dal laboratorio in quanto il metodo analitico di riferimento risulta applicabile a campioni fluidi. Chiaramente per tali prodotti risulta improbabile la possibilità di infiltrazione nel sottosuolo, dato che quest'ultimo si trova a temperature inferiori a 40°C e 50°C.

2.3 Parametri determinanti ai fini dello studio: profilo di viscosità/temperatura e permeabilità

Sulla base di studi analoghi effettuati nell'*Industry* (cfr. Capitolo 1.2), da cui l'evidenza della diminuzione di temperatura con la profondità, ai fini del presente studio è stato determinato il range di temperatura partendo da dati sito specifici del suolo, che risente sia delle variazioni stagionali che di quelle giornaliere, seppure in maniera più attenuata rispetto all'atmosfera.

I dati sito-specifici utilizzati nel presente studio corrispondono quindi alla temperatura media dell'aria estratta dal sottosuolo, rilevata in campo durante l'esecuzione di due prove pilota di Multiphase extraction effettuate in Raffineria. Le prove sono state effettuate nel periodo invernale (dicembre 2018) e nel periodo estivo (agosto

2018), da cui deriva una temperatura del suolo compresa tra un minimo di 19°C (rappresentativa del periodo invernale) ed un valore massimo di 30°C (rappresentativa del periodo estivo).

In aggiunta, come si evince dagli studi summenzionati, al diminuire della temperatura con la profondità, si osserva il progressivo aumento della viscosità lungo il terreno all'aumentare della profondità, pertanto l'eventuale infiltrazione dell'olio nel terreno incontrerà una resistenza via via crescente con l'affondamento a causa del significativo aumento di viscosità.

I dati di viscosità del prodotto forniti da Sonatrach (cfr. Capitolo 2.2) alle diverse temperature (40°C, 50°C e 100°C), hanno permesso di confrontare ed associare, dopo le necessarie conversioni/unità di misura tra le grandezze di interesse, i prodotti oggetto del presente studio ad un profilo di viscosità/temperatura sperimentale di riferimento, al fine di poter desumere il valore di viscosità dei prodotti alle temperature del suolo individuate (19°C e 30°C).

In particolare, è stato considerato come riferimento lo studio di percolazione degli oli ad alta viscosità effettuato dal Politecnico di Milano. Tale studio, mediante dei test di laboratorio, ha permesso di determinare una correlazione analitica generale (Figura 5) tra il parametro viscosità e la temperatura per due tipologie di oli (olio A e olio B).

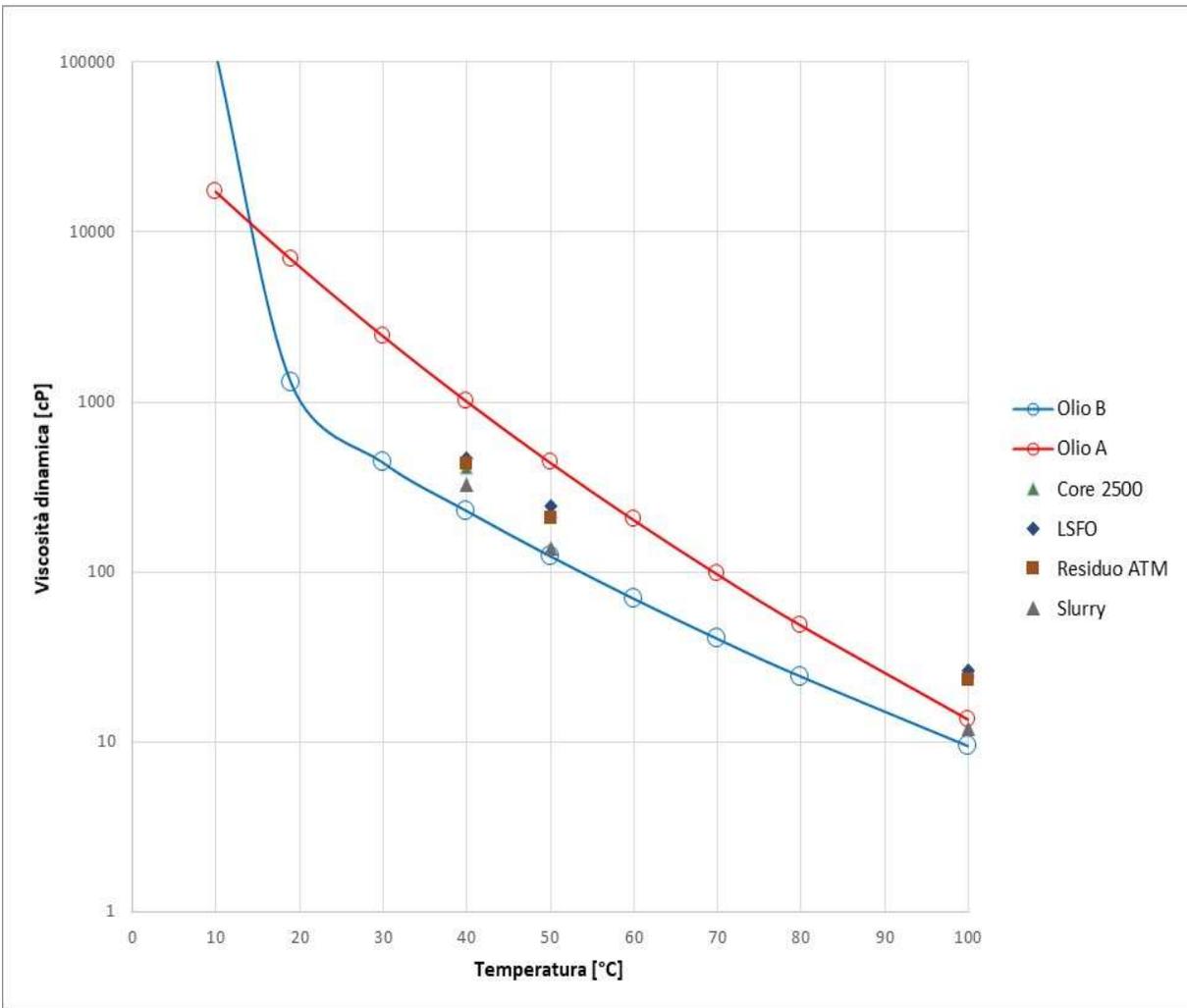


Figura 5: Andamento della viscosità degli oli A e B con la temperatura e confronto con i prodotti di Raffineria [curva sperimentale dello studio effettuato per la infiltrazione degli oli ad alta viscosità dal Politecnico di Milano per la Raffineria IPLOM di Busalla]

In base ai dati di viscosità e di temperatura dei prodotti di Sonatrach (compresi tra 131.6 e 259.62 cSt a 50°C e valori di viscosità compresa tra 12.01 e 30.71 cSt a 100°C), si evidenzia che seppur tali prodotti rientrano in una casistica intermedia tra l'Olio A e l'Olio B, secondo un approccio conservativo sono stati assimilati al profilo di viscosità/temperatura dell'Olio B, quale opzione più cautelativa rispetto l'olio A, in quanto mostra valori di viscosità più bassa (e quindi maggiore mobilità in termini ambientali) a parità di temperatura.

	Viscosità cinematica @40°C	Viscosità dinamica @40°C	Viscosità cinematica @50°C	Viscosità dinamica @50°C	Viscosità cinematica @100°C	Viscosità dinamica @100°C
u.d.m	cSt	cP	cSt	cP	cSt	cP
OLIO A	/	1010	/	441	/	14
LSFO	494	467	258.1	243	28,72	26,1
Core 2500	459.16	409	259,62	228	30,71	26,1
Residuo ATM	463.8	434	225.07	209	25,78	23
Slurry	307.4	325.8	131.6	138.3	12.01	12.01
OLIO B	/	228	/	124	/	9

Tabella 2. Informazioni di sintesi su alcuni olii della Raffineria di Augusta con viscosità >12°E a 50°C, e confronto con gli olii A e B di riferimento

Infine, gli stessi studi presi a riferimento, dimostrano che la dinamica tipica di tali prodotti è quindi così riassumibile: al diminuire della temperatura, aumenta la viscosità del prodotto e quindi, a parità di sottosuolo, diminuisce la sua capacità di infiltrazione nel sottosuolo.

Ai fini del presente studio, pertanto, sono state prese in esame le due tipologie di terreno sand e sandy clay loam, a rappresentare la casistica maggiormente rappresentativa per la Raffineria.

2.4 Assunzioni e dati di input per le simulazioni in HSSM

Il presente studio si basa sulle seguenti assunzioni:

- le valutazioni sono state condotte su prodotti di Raffineria aventi una viscosità superiore a 12°E a 50°C;
- i dati di viscosità inseriti nelle simulazioni sono stati derivati confrontando i dati forniti da Sonatrach (compresi tra 131.6 e 259.62 cSt a 50°C e valori di viscosità compresa tra 12.01 e 30.71 cSt a 100°C), sulla base delle analisi condotte dal laboratorio interno a 40, 50 e 100 °C, con un profilo di viscosità/temperatura di un prodotto noto, derivante da misure sperimentali eseguite in laboratorio nell'ambito di studi analoghi effettuati dal Politecnico di Milano (*"Percolazione di oli ad alta viscosità da serbatoi"*);
- relativamente alle informazioni stratigrafiche del terreno, sono state considerate due categorie di suolo (sand e sandy clay loam), rappresentative delle litologie medie delle aree in cui sono installati i serbatoi contenenti i prodotti ad alta viscosità oggetto del presente studio;
- sono state assunte due possibili soggiacenze, rappresentative delle aree in cui sono installati i serbatoi contenenti i prodotti ad alta viscosità (3m e 5m), in funzione dell'ubicazione e litologia media in cui gli stessi ricadono;
- il valore di battente del prodotto utilizzato rappresenta un valore medio dei serbatoi, ricavato dai livelli operativi degli stessi negli ultimi cinque anni, installati sulle rispettive litologie individuate (di tipo sand e sandy clay loam) per tutti i serbatoi che contengono un prodotto con viscosità maggiore di 12°E a 50°C;
- il valore di densità utilizzato rappresenta il valore medio delle densità misurata mediante analisi di laboratorio a 15°C dei prodotti di Raffineria (con viscosità maggiore di 12°E a 50°C) per ogni categoria di

suolo individuata (un valore medio di densità a 15°C per i serbatoi installati su una litologia tipo sand e un valore medio di densità del prodotto a 15°C per serbatoi installati su litologia sand clay loam).

Lo studio, allo scopo di valutare il comportamento fluidodinamico dei prodotti a viscosità maggiore di 12°E a 50°C, si è avvalso di simulazioni con software HSSM e considerando parametri sito-specifici (litologia, soggiacenza della falda e temperatura del suolo).

Ai fini del presente studio, a partire dalle informazioni fornite dalla Raffineria, è stato effettuato:

- 1) Raggruppamento delle tipologie di prodotti della Raffineria con viscosità maggiore 12°E a 50°C, con valori di viscosità compresi tra 131.6 e 259.62 cSt;
- 2) Individuazione di due categorie di suolo rappresentative della litologia dell'area in cui sono installati i serbatoi contenenti i prodotti oggetto del presente studio.

Con riferimento alla definizione dei parametri necessari al programma HSSM, si riportano le seguenti informazioni:

- i dati di soggiacenza della falda rappresentano il valore medio dell'anno 2020 dell'area in cui sono ubicati serbatoi con prodotti a viscosità maggiore di 12 °E per ogni tipologia di suolo individuato (sand e sandy clay loam);
- le simulazioni sono state effettuate considerando le viscosità dei prodotti alla temperatura del suolo (v. punto successivo). Per questa, come anticipato, sono stati assunti due valori, pari a 19°C e 30°C. La viscosità associata alla temperatura di 30°C rappresenta ai fini delle valutazioni il dato più cautelativo, in quanto a tale temperatura il prodotto presenta una maggiore mobilità (e minore viscosità) rispetto a 19°C;
- per quanto riguarda i valori di viscosità, i dati forniti da Sonatrach sono stati confrontati con studi analoghi effettuati dal Politecnico di Milano al fine di associare i prodotti ad un profilo di viscosità/temperatura noto (si veda il Paragrafo 2.3 per ulteriori dettagli);
- nel caso di dati non disponibili da fonte Sonatrach (ad es. tensione superficiale), si è fatto riferimento ai dati di letteratura pari a 30 dyne/cm.

I valori di viscosità alle temperature del suolo sono stati desunti partendo dal profilo viscosità/temperatura di un olio noto (olio B in Figura 5) sulla base di studi analoghi realizzati dal Politecnico di Milano, da cui si ricavano i seguenti valori di viscosità:

	Temperatura °C	Viscosità dinamica cP
OLIO B	19	1302
OLIO B	30	440

Tabella 3. Valori di viscosità dinamica rappresentativa dei prodotti oggetto del presente studio alle due diverse temperature del suolo. I dati di viscosità dinamica sono stati desunti dal profilo viscosità/temperatura OLIO B (studio Politecnico di Milano Raffineria IPLOM di Busalla).

Le simulazioni realizzate con il software hanno considerato parametri sito specifici variabili, in funzione delle due litologie individuate. Per ogni litologia sono state effettuate due simulazioni, in funzione delle due viscosità individuate alle diverse temperature (19°C e 30°C).

In particolare, si riportano di seguito i dati di input del software HSSM:

■ **LITOLOGIA PERMEABILE TIPO SAND**

- viscosità a 19°C → 1302 cP
- viscosità a 30°C → 440 cP
- Densità a 15°C → 1.00 kg/l
- livello medio falda → 5.00 m da pc.
- battente medio del prodotto nei serbatoi → 8.00 m dal p.c
- tensione superficiale → 30 dyne/cm

■ **LITOLOGIA PERMEABILE SANDY CLAY LOAM**

- viscosità a 19°C → 1302 cP
- viscosità a 30°C → 440 cP
- Densità a 15°C → 0.94 kg/l
- livello medio falda → 3.00 m da pc
- battente medio del prodotto nei serbatoi → 6.00 m dal p.c
- tensione superficiale → 30 dyne/cm

3.0 SINTESI DELLO STUDIO E RISULTATI DELLA MODELLAZIONE

Su incarico di Sonatrach Raffineria Italiana S.r.l., Golder Associates S.r.l. ha condotto il presente studio al fine di analizzare il comportamento fluidodinamico dei prodotti con viscosità superiori a 12°Engler (°E) a 50°Celsius (°C).

Al tal fine è stato effettuato uno studio che si è avvalso anche del modello di calcolo HSSM, per simulare i tempi di raggiungimento della falda a seguito di un possibile rilascio di prodotto, considerando alcuni prodotti con viscosità maggiore di 12°E a 50°C in aree con differenti assetti geologici/idrogeologici (in termini di litologia del sottosuolo e soggiacenza della falda). In particolare, sono state considerate due categorie di suolo (sand e sandy clay loam), rappresentative delle litologie medie delle aree in cui sono installati i serbatoi contenenti i prodotti ad alta viscosità oggetto del presente studio.

Lo studio è stato basato sui dati di viscosità dei prodotti Sonatrach a 40 °C, 50°C e a 100°C. Sulla base dei dati di viscosità è stato possibile associare i prodotti analizzati ad un profilo di viscosità/temperatura noto e definito sperimentalmente sulla base di studi analoghi effettuati dal Politecnico di Milano (*“Percolazione di oli ad alta viscosità da serbatoi”*). I dati dello studio del Politecnico di Milano hanno permesso di definire una curva caratteristica del parametro di viscosità in funzione della temperatura, al fine di poter desumere i valori di viscosità del prodotto alle diverse temperature del suolo.

Le simulazioni sono inoltre state effettuate tenendo in considerazione i dati di soggiacenza della falda e di battente di prodotto, calcolati come valore medio per i serbatoi contenenti prodotti a elevata viscosità, installati nelle due diverse categorie di suolo (sand e sandy clay loam), nonché di densità del prodotto.

La temperatura del suolo è stata desunta dai dati di temperatura dell'aria estratta dal suolo insaturo durante le prove pilota MPE effettuata presso dalla Raffineria nel 2018, assumendo che la temperatura dell'aria interstiziale estratta dal sistema MPE sia confrontabile alla temperatura del suolo, da cui si stima una temperatura compresa tra i 19°C (nella stagione invernale) e 30°C (nella stagione estiva).

Mediante l'utilizzo del software *Hydrocarbon-Spill-Screening-Model* (“HSSM”) sviluppato dall'*US Environmental Protection Agency*, sono stati stimati i tempi di raggiungimento della falda, in funzione della litologia e delle diverse viscosità alle due temperature sopracitate.

Alla luce di quanto sopra, dagli esiti della modellazione eseguita su entrambe le litologie individuate ed alle temperature considerate (19°C e 30°C), segue che il tempo stimato per il raggiungimento della falda di un prodotto ad alta viscosità (tipo “OLIO B”, di poco superiore a 12°E a 50°C), su terreno sand, è ampiamente superiore (fino a due ordini di grandezza) a quello stimato per prodotti a bassa viscosità nelle stesse condizioni. Invece, nel caso di terreni sandy clay loam, i tempi di raggiungimento della falda stimati risultano addirittura fino ad oltre due ordini di grandezza superiori (svariati anni), e pertanto per questi si può assumere che sia improbabile il raggiungimento della falda rispetto al caso di prodotti a bassa viscosità (inferiore a 12°E a 50°C).

4.0 CONCLUSIONI

Tenendo conto delle considerazioni, relative alle assunzioni conservative adottate ai fini delle simulazioni in HSSM, di seguito riportate:

- i dati di viscosità dei prodotti in esame, alle diverse temperature oggetto di simulazione, sono stati assimilati cautelativamente al profilo dell' “OLIO B” dello studio del Politecnico di Milano summenzionato. Si precisa che tale assunzione è, a livello generale, conservativa rispetto alla reale casistica dei prodotti ad alta viscosità della Raffineria, in quanto come si evince dalla Tabella 1 i dati di viscosità risultano superiori ai valori dell' “OLIO B”;

- Il modello simula uno scenario di temperatura e viscosità costanti al variare della profondità nel terreno. Tale approccio è conservativo rispetto alle evidenze dello studio del Politecnico di Milano, ovvero che la temperatura diminuisce all'aumentare della profondità, con conseguente aumento della viscosità del prodotto;
- i prodotti altamente viscosi sono stati del tutto esclusi dalle simulazioni in HSSM (es. DAO, 3ss VPS, WAX, VPS BTM), in quanto si presentano già semisolidi, come anche risulta dal Pour Point (cfr. Tabella 1), al punto che alle temperature di 40°C e 50°C la loro viscosità non è determinabile dal laboratorio, dato che il metodo analitico di riferimento risulta applicabile solamente a campioni fluidi. In particolare, per tali prodotti risulta improbabile la possibilità di infiltrazione nel sottosuolo, visto che quest'ultimo si trova a temperature inferiori a 40°C e 50°C,

si può concludere che gli esiti delle simulazioni confermano che, per i prodotti presi in esame (con viscosità maggiore di 12°E a 50°C), l'influenza del dato di viscosità sul comportamento nel suolo del prodotto è evidente e limita in modo significativo la capacità di infiltrazione dello stesso nelle litologie considerate come rappresentative delle aree in cui sono installati i serbatoi.

Alla luce di quanto sopra, che peraltro è coerente con i risultati di studi analoghi (vedasi Appendice A), anche sulla base dei test di laboratorio eseguiti sui prodotti ad alta viscosità della Raffineria (maggiore di 12°E a 50°C), si evince che la possibilità di infiltrazione nel suolo, nello scenario di un eventuale rilascio di prodotto dal fondo dei serbatoi, è molto ridotta in virtù della bassa fluidità dei prodotti presi in esame, fino di fatto ad annullarsi nei casi in cui già a temperature elevate tali prodotti risultano semisolidi (es. DAO, 3ss VPS, WAX, VPS BTM).

Pagina delle firme

Golder Associates S.r.l.



Ing. Vera Rosso
Project Manager



Ing. Rodolfo Chiasellaro
Project Director

C.F. e P.IVA 03674811009

Registro Imprese Torino

R.E.A. Torino n. TO-938498

Capitale sociale Euro 105.200,00 i.v.

Società soggetta a direzione e coordinamento di WSP Global Inc. ex art. 2497-bis c.c.

https://golderassociates-my.sharepoint.com/personal/vsanna_golder_com/documents/desktop/relazion1.docx

APPENDICE A

Studio “Percolazione di olii ad alta viscosità da serbatoi”

Prot. n. qsa_AIA_2019026

Busalla, 27 settembre 2019

Spett.li

MATTM

Divisione IV – AIA
Via C. Colombo,44
00147 Roma
aia@pec.minambiente.it

ISPRA

Via Vitaliano Brancati, 47
00144 Roma
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

Oggetto: CONTROLLI AIA – IPLM – GE – BUSALLA – OTTEMPERANZA – Trasmissione studio su comportamento fluidodinamico dei prodotti petroliferi con viscosità >12°E a 50°C.

Rif. Prescrizione n° 105 c) del PIC - Decreto Min. Dec. 0000052 del 07/03/2019 di riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata n. DM 48 del 22/02/2018 per l'esercizio della raffineria IPLM S.p.A. di Busalla.

Con riferimento all'oggetto, in allegato alla presente si trasmette lo studio "Percolazione di olii ad alta viscosità da serbatoi" effettuato dall'Istituto Politecnico di Milano in ottemperanza alla prescrizione 105 c) prevista dal PIC in cui si richiede:

105 c) Al fine di fornire chiara evidenza del comportamento fluidodinamico dei prodotti petroliferi con viscosità maggiore di 12°E a 50°C, il Gestore dovrà presentare all'Autorità di Controllo, entro 6 mesi dall'emanazione dell'AIA, uno specifico studio condotto da ente terzo qualificato che sulla base degli esiti di specifici test dimostri che a temperatura ambiente le perdite dei prodotti petroliferi sono rese improbabili dalla solidificazione degli stessi.

Distinti saluti.

IPLM S.p.A.
Il Gestore
Dott. Ing. Vincenzo Columbo

Allegati:

Allegato I: Studio "Percolazione di olii ad alta viscosità da serbatoi"



PERCOLAZIONE DI OLII AD ALTA VISCOSITÀ DA SERBATOI

Modellazione fluidodinamica multifase

CMIC Politecnico di Milano – IPLOM SpA

26 Settembre 2019

A. Cuoci, T. Faravelli, A. Frassoldati, M. Mehl

CRECK Modeling Lab @ Politecnico di Milano

L'attività in oggetto ha avuto come obiettivo lo studio e la caratterizzazione, attraverso delle simulazioni fluidodinamiche, del processo di percolazione di olii ad alta viscosità da serbatoi industriali attraverso fessure accidentali presenti sul fondo degli stessi. In particolare, l'interesse principale si è rivolto alla stima dell'evoluzione spaziale e temporale della percolazione all'interno del terreno in funzione della viscosità dell'olio e delle caratteristiche del terreno sottostante (considerato come mezzo poroso e caratterizzato da una assegnata permeabilità). Ulteriori analisi hanno riguardato l'effetto del battente di olio all'interno del serbatoio e della dimensione della fessura sull'evoluzione della percolazione.

La ricerca è stata suddivisa nelle seguenti attività:

1. Definizione di un opportuno modello fluidodinamico in grado di descrivere la percolazione di olii pesanti dal fondo di serbatoi industriali all'interno del terreno sottostante, modellato come un mezzo poroso isotropico.
2. Implementazione del modello fluidodinamico all'interno del framework open-source OpenFOAM.
3. Messa a punto dei parametri numerici del modello (scelta del passo temporale ottimale, discretizzazioni spaziali, individuazione delle tolleranze assolute e relative, ecc.), analisi di sensitività alla viscosità dell'olio e alla permeabilità del terreno e individuazione dei parametri fisici di maggiore importanza per l'evoluzione temporale e spaziale della percolazione.
4. Applicazione del modello a una coppia di olii newtoniani di riferimento, caratterizzati da IPLOM SpA sul piano reologico.

Questo documento riassume l'attività svolta.

Sommario

1. Introduzione	7
2. Definizione del modello fluidodinamico.....	8
2.1. Definizione dello scenario tipo	9
2.2. Descrizione della metodologia VOF (Volume of Fluid).....	11
2.3. Trattamento del terreno come mezzo poroso	20
2.4. Profilo termico all'interno del terreno	21
3. Implementazione in OpenFOAM.....	22
3.1. OpenFOAM	23
3.2. Il solver <code>porousInterFoam</code>	24
3.3. Creazione di un fluido newtoniano a viscosità variabile	24
3.4. Schemi numerici adottati	24
4. Test preliminari e analisi di sensitività.....	25
4.1. Condizioni isoterme: sensitività alla viscosità e alla permeabilità del terreno	26
4.2. Condizioni isoterme: sensitività al battente di liquido.....	27
4.3. Condizioni isoterme: stima short-cut della portata volumetrica dello sversamento.....	28
4.4. Condizioni non isoterme: sensitività alla permeabilità del terreno	28
4.5. Analogia permeabilità-viscosità	30
5. Applicazione del modello ai campioni di olio forniti da IPLOM SpA	30
5.1. Descrizione/caratterizzazione degli olii di riferimento.....	31
5.2. Individuazione/caratterizzazione di terreni di riferimento	32
5.3. Evoluzione temporale dei profili di penetrazione in tre diverse tipologie di terreno: olio A.....	33
5.4. Evoluzione temporale dei profili di penetrazione in tre diverse tipologie di terreno: olio B.....	33
5.5. Confronto relativo tra olio A e olio B.....	34
5.6. Fitting dei profili ed estrapolazione nel tempo	34
6. Conclusioni	35
7. Riferimenti bibliografici	36
8. Lista delle Tabelle	38
9. Lista delle Figure.....	43

1. Introduzione

Lo scopo dell'attività presentata in questo documento è lo studio, su base modellistica, del processo di impregnazione del terreno dovuto alla fuoriuscita accidentale di olii di viscosità medio/alta da serbatoi industriali di stoccaggio. Il lavoro complessivo ha analizzato un largo numero di scenari, andando a prendere in considerazione diversi olii, un ampio intervallo di permeabilità caratterizzanti il terreno e diversi valori del battente di liquido associato alla percolazione.

Gli scenari simulati hanno sempre ipotizzato la presenza di una fessura di forma circolare sul fondo di un serbatoio di forma cilindrica. La fessura è stata posta esattamente al centro del serbatoio. Tale ipotesi semplificativa ha un importante vantaggio dal punto di vista computazionale, dal momento che consente di adottare una descrizione bi-dimensionale (2D) del sistema con simmetria cilindrica. I diversi terreni sono stati definiti sempre attraverso la loro permeabilità, il cui valore è stato ricavato da correlazioni di letteratura, come descritto successivamente. Allo scopo di semplificare il problema, considerando che gli olii oggetto di interesse sono sufficientemente pesanti, si è deciso di trascurare qualsiasi contributo evaporativo. Tale assunzione risulta essere conservativa, in quanto la perdita di composti leggeri determina in generale un incremento della viscosità con conseguente riduzione dell'infiltrazione e non è stata quindi oggetto di ulteriori indagini.

Nella prima parte di questa relazione (Sezione 2) viene descritto l'approccio modellistico utilizzato e vengono spiegate e giustificate le assunzioni effettuate e le semplificazioni prese in considerazione. Si forniscono quindi, nella Sezione 3, alcuni dettagli tecnici relativi all'implementazione del modello in un codice di calcolo di tipo fluidodinamico computazionale (CFD). La Sezione 4 è dedicata alla presentazione e all'analisi dei risultati delle simulazioni in alcuni scenari ideali, che hanno consentito di mettere a punto i parametri numerici del modello e di individuare le grandezze di maggiore impatto sull'evoluzione temporale e spaziale della percolazione. Nella Sezione 5 vengono invece presentati e commentati i risultati relativi alla simulazione di scenari in cui sono stati presi in considerazione due olii pesanti caratterizzati da IPLOM SpA sul piano reologico. Infine, nella Sezione 6 vengono proposte delle conclusioni sintetiche.

Occorre sottolineare come i tempi di calcolo richiesti dal modello fluidodinamico messo a punto sono significativi. Nonostante il codice sia stato parallelizzato, alcuni degli scenari simulati possono richiedere diversi giorni di tempo di calcolo. Da ultimo si sottolinea che, anche considerato i lunghi tempi di calcolo richiesti dal modello, al fine di affinare ulteriormente le considerazioni a cui si è pervenuti sono possibili approfondimenti e indagini più dettagliate riguardanti le assunzioni fatte e descritte in seguito.

2. Definizione del modello fluidodinamico

La descrizione fluidodinamica della perdita di olio all'interno del terreno richiede l'adozione di un cosiddetto *modello a due fluidi*. Nel modello a due fluidi, la fase liquida (nel presente studio l'olio all'interno del serbatoio in grado di penetrare nel terreno a causa di eventuali fessure sul fondo del serbatoio stesso) e la fase gassosa (ovvero l'aria che circonda il serbatoio e quella presente all'interno del terreno) vengono descritte mediante equazioni di conservazione in forma Euleriana. Tale modello prende perciò l'appellativo di modello Euleriano-Euleriano (in cui ogni fase viene considerata come un continuo) e quindi è capace di risolvere qualsiasi tipo di flusso, sia esso disperso, intermedio o separato, in quanto la topologia del flusso non ha bisogno di essere prescritta *a priori*. La perdita di informazioni dovuta al processo di mediazione operato dal modello comporta l'utilizzo di termini addizionali nell'equazione di bilancio di quantità di moto mediata. Il modello a due fluidi, per definizione, è di tipo *two-way coupling* ed è quindi, tra tutti i metodi, il più adatto a descrivere i fenomeni in cui la fase dispersa è elevata, in particolar modo nelle applicazioni ingegneristiche.

Nel modello a due fluidi la posizione dell'interfaccia tra i due fluidi è calcolata come parte della soluzione della procedura di calcolo, poiché il metodo utilizzato è di tipo Euleriano-Euleriano completo. Le tecniche più comunemente utilizzate a questo scopo sono tre (rappresentate in **Figura 1**):

- *tracciamento dell'interfaccia*: l'interfaccia viene descritta come la linea interpolante di una serie di *marker particles* immerse nel fluido, la posizione delle quali viene calcolata ad ogni intervallo di tempo;
- *griglia mobile*: la griglia di calcolo viene mossa in modo da seguire l'interfaccia oppure può essere eseguito un *re-meshing* del dominio ad ogni iterazione della procedura risolutiva;
- *tracciamento del volume*: l'interfaccia non è definita come un contorno netto, bensì i due fluidi sono tracciati attraverso una funzione indicatrice, che in ogni cella dia indicazione della presenza di uno o dell'altro fluido.

I primi due metodi preservano la netta posizione dell'interfaccia, allo scopo di ottenere una maggior precisione nel calcolo della soluzione nelle celle limitrofe e delle forze scambiate attraverso di essa. Il metodo di tracciamento dell'interfaccia ha inoltre il vantaggio di poter utilizzare una diversa risoluzione per interfaccia e campo di moto. È comunque consigliabile non sceglierle troppo differenti, in modo da risolvere adeguatamente i moti che influenzano la superficie libera. Per contro, con entrambi i metodi è complicato trattare grandi deformazioni e ancor più i casi di rottura dell'interfaccia o di compenetrazione tra più interfacce. Inoltre il metodo di tracciamento dell'interfaccia ha il grave svantaggio di non garantire la conservazione del volume di ogni fluido, caratteristica che invece può essere ottenuta utilizzando gli altri due metodi con opportuni accorgimenti (Vitucci, 2013).

Nei metodi a tracciamento del volume uno dei maggiori problemi da affrontare riguarda la corretta convezione dell'interfaccia, evitando di diffonderla e introdurre effetti non fisici. Nel caso particolare di

utilizzo della *frazione di volume* V come indicatore, è necessario che essa rimanga confinata tra 0 e 1 . I metodi di tipo **Volume-Of-Fluid (VOF)** usano schemi convettivi che ricostruiscono l'interfaccia a partire dalle frazioni di volume prima di farla avanzare. Per quanto riguarda la tensione superficiale, i primi due metodi (tracciamento dell'interfaccia e griglia mobile), preservando la forma netta dell'interfaccia, ne calcolano gli effetti direttamente. Il metodo a tracciamento del volume, invece, ricorre ad algoritmi più complessi. Nell'approccio considerato nella presente indagine viene impiegata la formulazione di tipo *Continuum Surface Force (CSF)* proposta da Brackbill et al. (Brackbill, Kothe, & Zemach, 1992).

Nel presente lavoro si è scelto di utilizzare il metodo a tracciamento di volume VOF, con indicatore la frazione di volume della fase liquida (ovvero l'olio).

2.1. Definizione dello scenario tipo

L'analisi fluidodinamica oggetto della presente relazione è stata condotta su uno scenario tipico secondo quanto riportato in **Figura 2** e sintetizzato nel seguito.

Si è innanzitutto ipotizzata la presenza di una fessura di forma circolare sul fondo di un serbatoio di forma cilindrica. La fessura è stata immaginata esattamente al centro del serbatoio. Tali ipotesi semplificative hanno un importante vantaggio dal punto di vista computazionale: consentono infatti di adottare una descrizione bi-dimensionale (2D) con simmetria cilindrica. La riduzione dei tempi di calcolo, rispetto ad una simulazione tridimensionale (a parità di accuratezza, ovvero di dimensione caratteristica delle celle di calcolo adottate) risulta significativa, pari almeno ad un ordine di grandezza. L'impatto delle assunzioni prese in considerazione sui risultati delle simulazioni e sui risultati finali dell'attività è minimo: in particolare, l'aver posizionato la fessura esattamente sull'asse del serbatoio, piuttosto che in una posizione diversa, non conduce ad una dinamica di penetrazione della perdita all'interno del terreno diversa, secondo quanto dimostrato da alcune simulazioni preliminari. Solo nel caso di un terreno estremamente permeabile (paragonabile a sabbia grossolana) e fessura in prossimità del bordo del fondo del serbatoio è possibile registrare una dipendenza dell'evoluzione dello sversamento dalla posizione della fessura. Si tratta tuttavia di casi di scarso interesse, dal momento che è difficile immaginare la costruzione di un serbatoio industriale su un terreno sabbioso. Si segnala inoltre che aver posizionato la perdita nella zona centrale della base del serbatoio corrisponde ad una situazione tendenzialmente più critica in quanto di più difficile individuazione, rispetto ad una localizzata vicino al perimetro esterno, anche attraverso ispezioni visive o strumentali condotte esternamente al serbatoio. Anche la forma della fessura non è particolarmente importante nella determinazione della velocità di penetrazione dell'olio all'interno del terreno. Come è facile immaginare, di maggiore importanza è invece l'area della fessura (ovvero il diametro della stessa nel caso di fessura circolare).

La massa di olio all'interno del serbatoio non è stata modellata direttamente, ma sulla superficie che rappresenta la fessura si è imposto un valore di pressione coerente con il battente di liquido di interesse. Si è ritenuto cioè che le dimensioni del serbatoio (paragonate a quella della fessura) e i tempi caratteristici di penetrazione (ovvero di fuoriuscita dell'olio) fossero sufficientemente grandi da rendere superflua la descrizione della dinamica dell'olio all'interno del serbatoio stesso. In altri termini, dal momento che anche nelle condizioni peggiori (cioè quelle di massima fuoriuscita dell'olio) le velocità dell'olio all'interno del serbatoio rimangono estremamente piccole (frazioni di millimetri al secondo), si può semplificare la descrizione dell'olio nel serbatoio immaginando che questo sia in condizioni statiche. Anche in questo caso il risparmio in termini di tempo di calcolo risulta estremamente significativo.

Il terreno è stato modellato come un mezzo poroso isotropico, a permeabilità assegnata, eventualmente variabile con la profondità. A causa delle limitate informazioni relative ai terreni di interesse, non è stato possibile ricostruire eventuali comportamenti anisotropici degli stessi. Inoltre, sempre a causa della scarsa caratterizzazione dei terreni, non è stato possibile stimarne i fattori di resistenza inerziale, che sono stati assunti per semplicità pari a zero. È tuttavia ragionevole, viste le piccolissime velocità di penetrazione degli olii all'interno del terreno, che tale semplificazione abbia un impatto trascurabile sulle simulazioni.

In una prima fase si è immaginato un terreno a temperatura costante e uniforme. Successivamente, tale ipotesi è stata rimossa e si è invece imposto un profilo termico variabile con la profondità, secondo quanto descritto nel paragrafo 2.4. L'introduzione di un profilo termico consente di descrivere con maggiore fedeltà le condizioni del terreno al di sotto dei serbatoi oggetti di indagine. In effetti, gli olii ad alta viscosità contenuti al loro interno vengono tipicamente mantenuti ad una temperatura sufficientemente più alta di quella dell'ambiente allo scopo di garantirne una minima fluidizzazione. Di conseguenza è ragionevole ipotizzare che gli strati di terreno a contatto con il fondo del serbatoio possano essere ad una temperatura elevata, paragonabile a quella a cui viene tenuto il serbatoio stesso. Scendendo lungo il terreno ci si aspetta una diminuzione progressiva della temperatura. A causa delle basse velocità di fuoriuscita dell'olio, per semplicità si è assunto che la temperatura dell'olio penetrato all'interno del terreno sia sempre uguale a quella del terreno stesso nella medesima posizione.

Per gli olii studiati si è assunto un comportamento Newtoniano. Le prove sperimentali effettuate da IPLOM hanno confermato questa ipotesi, anche per gli olii più pesanti e viscosi. Il modello fluidodinamico sviluppato è tuttavia estremamente flessibile e in grado di descrivere anche liquidi a comportamento reologico diverso (Bird-Carreau, Power-law, Herschel-Bulkley, Casson), purché ovviamente caratterizzati in termini di parametri fenomenologici.

Per la viscosità degli olii si è tenuto conto della dipendenza dalla temperatura. In particolare, i dati forniti sono stati sufficienti per l'individuazione di leggi semi-empiriche in grado di consentire la stima

della viscosità come funzione della temperatura. Sulla base dei dati disponibili, è stato possibile osservare come la viscosità possa variare anche di due ordini di grandezza nell'intervallo di temperature di interesse (tra 15°C e 65°C).

Grazie alla semplificazione di geometria bidimensionale a simmetria cilindrica, è stato possibile utilizzare una griglia (mesh) di calcolo completamente strutturata, costituita da celle rettangolari a passo non uniforme. In particolare, si sono utilizzati degli opportuni fattori di stretching sia lungo la direzione orizzontale, che lungo quella verticale. In prossimità della fessura, le dimensioni tipiche dei lati delle celle sono circa 1/10 del diametro della fessura, così da garantire una buona accuratezza della simulazione stessa.

In sintesi, ecco le principali assunzioni/semplificazioni comuni a tutti gli scenari simulati:

- geometria bidimensionale a simmetria cilindrica (serbatoio cilindrico, fessura circolare posizionata sull'asse del serbatoio);
- assenza di modellazione del fluido all'interno del serbatoio, ma imposizione di un battente di liquido sulla superficie della fessura;
- terreno modellato come mezzo poroso isotropico con profilo di temperatura assegnato;
- comportamento reologico degli olii assunto come Newtoniano;
- densità degli olii costante (cioè indipendente dalla temperatura);
- viscosità degli olii variabile (funzione della temperatura, secondo leggi semi-empiriche, basate su misurazione sperimentali effettuate da IPLOM SpA);
- temperatura dell'olio nel terreno pari a quella del terreno nella stessa posizione.

2.2. Descrizione della metodologia VOF (Volume of Fluid)

Il metodo VOF (Volume of Fluid) è stato presentato per la prima volta da Hirt e Nichols (Hirt & Nichols, 1981) e dalla sua introduzione è diventato una delle tecniche standard (o comunque di maggior successo) per la modellazione fluidodinamica dei flussi multifase. Il metodo VOF si basa sulla definizione di un cosiddetto *indicatore*, che consente di sapere se una cella di calcolo è occupata da una fase o dall'altra o da una miscela di entrambe e in che proporzione. Esistono diverse modalità che possono essere prese in considerazione per formulare matematicamente il metodo VOF. Nel seguito si farà riferimento al modello VOF proposto da Ubbink (Ubbink, 1997) e Rusche (Rusche, 2002), e descritto in dettaglio da Berberovic et al. (Berberovic, Van Hinsberg, Jakirlic, Roisman, & Tropea, 2009). La scelta è stata fatta dal momento che tale modello, per le sue caratteristiche e la sua formulazione, è quello che meglio si adatta ad una implementazione all'interno del framework open-source OpenFOAM (Weller, Tabor, Jasak, & Fureby, 1998).

Nel metodo VOF convenzionale (Hirt & Nichols, 1981) si introduce una equazione di trasporto dedicata alla cosiddetta funzione indicatore, che rappresenta la frazione volumetrica di una delle due fasi presente all'interno della cella di calcolo in cui è stato suddiviso il dominio computazionale:

$$\frac{\partial \gamma}{\partial t} + \nabla \cdot (\gamma \mathbf{v}) = 0 \quad (2)$$

Tale equazione viene risolta assieme all'equazione di continuità (o conservazione della massa) e all'equazione di conservazione della quantità di moto:

$$\nabla \cdot \mathbf{v} = 0 \quad (3)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \mathbf{v}) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{v} \mathbf{v}) = -\nabla p + \nabla \cdot \mathbf{T} + \rho \mathbf{f} \quad (4)$$

Nelle equazioni sopra riportate, \mathbf{v} rappresenta il vettore velocità condiviso dalle due fasi, γ è la funzione indicatore, \mathbf{T} è il tensore degli sforzi viscosi, ρ è la densità, p la pressione e \mathbf{f} le forze esterne per unità di massa. In particolare:

$$\mathbf{T} = 2\mu \mathbf{S} - \frac{2}{3}\mu(\nabla \cdot \mathbf{v})\mathbf{I} \quad (5)$$

dove μ è la viscosità, \mathbf{I} la matrice identità e \mathbf{S} il tensore delle velocità di deformazione:

$$\mathbf{S} = \frac{1}{2}(\nabla \mathbf{v} + (\nabla \mathbf{v})^T) \quad (6)$$

Nel contesto del metodo VOF, le forze esterne \mathbf{f} includono la gravità e la tensione superficiale all'interfaccia di separazione tra le due fasi.

La frazione γ può assumere valori compresi all'interno dell'intervallo $0 - 1$. Tipicamente, si assume che $\gamma = 0$ indichi la presenza di sola fase gassosa, mentre $\gamma = 1$ la presenza di sola fase liquida. Le celle in prossimità dell'interfaccia di separazione possono assumere valori intermedi, pari alla frazione volumetrica della fase liquida (nel caso in cui la convenzione riportata sopra sia stata presa in considerazione). Di conseguenza, ci si aspetta di trovare gradienti di γ solo nelle zone in prossimità delle interfacce.

Il punto chiave della metodologia VOF consiste nel considerare la miscela dei due fluidi come un unico fluido all'interno di tutto il dominio di calcolo. Le proprietà di tale fluido vengono calcolate come media pesata sulla frazione volumetrica dei due fluidi (gassoso e liquido):

$$\rho = \rho_l \gamma + \rho_g (1 - \gamma) \quad (7)$$

$$\mu = \mu_l \gamma + \mu_g (1 - \gamma)$$

dove i pedici l e g indicano rispettivamente le proprietà della fase liquida e della fase gassosa. Ovviamente, nelle regioni occupate da uno solo dei due fluidi, le proprietà della miscela saranno identiche a quelle dell'unico fluido presente. Soltanto in corrispondenza dell'interfaccia, ovvero in quelle celle di calcolo dove la variabile indicatore γ assume valori intermedi tra 0 e 1 si avranno proprietà medie.

Uno degli aspetti di maggiore criticità nelle simulazioni basate sulla tecnica VOF è rappresentata dalla conservazione della massa, ovvero dalla conservazione della variabile γ . Questo è particolarmente importante nei casi in cui esiste una differenza molto significativa nelle densità delle due fasi, dal momento che piccoli errori nella frazione volumetrica possono portare a significativi errori nella valutazione delle proprietà fisiche della miscela. Dunque, il calcolo accurato della frazione γ è uno degli elementi chiave per la corretta applicazione del metodo VOF. In particolare, solo se γ è ben calcolato è possibile stimare in maniera appropriata la curvatura dell'interfaccia, necessaria per la determinazione della tensione superficiale e del corrispondente gradiente di pressione attraverso l'interfaccia. La regione occupata dall'interfaccia tra le due fasi è tipicamente "spalmata" su più celle di calcolo ed è quindi estremamente sensibile alla mesh di calcolo e alla sua risoluzione spaziale.

Assicurare il calcolo accurato della variabile γ non è in generale un'operazione semplice e diversi approcci sono disponibili in letteratura. Per una panoramica più generale si può far riferimento a (Berberovic, Van Hinsberg, Jakirlic, Roisman, & Tropea, 2009). Inoltre, la stessa definizione di velocità con cui l'interfaccia viene fatta muovere è di per sé ambigua, dal momento che non è possibile trarre conclusioni sulla misura secondo cui la velocità di ciascuna delle due fasi contribuisca alla velocità effettiva della miscela liquido/gas.

Allo scopo di limitare le difficoltà numeriche segnalate sopra, nel presente studio si è fatto riferimento all'approccio proposto da Rusche (Rusche, 2002), che si basa su una formulazione convenzionale per due fluidi immiscibili nel contesto dei volumi finiti. Secondo tale approccio, all'interno dell'equazione di trasporto per la variabile γ si introduce un termine convettivo addizionale (che nasce dalla modellazione della velocità come media pesata delle velocità liquida e gassosa), in modo da garantire la minima dissipazione numerica a cavallo dell'interfaccia:

$$\frac{\partial \gamma}{\partial t} + \nabla \cdot (\gamma \mathbf{v}_l) = 0 \quad (8)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (1 - \gamma) + \nabla \cdot ((1 - \gamma) \mathbf{v}_g) = 0 \quad (9)$$

Assumendo che i contributi delle velocità liquida e gassosa all'evoluzione dell'interfaccia siano proporzionali alle corrispondenti frazioni volumetriche, definendo quindi la velocità del fluido efficace come media pesata:

$$\mathbf{v} = \mathbf{v}_l \gamma + \mathbf{v}_g (1 - \gamma) \quad (10)$$

L'equazione (8) può essere riscritta come un'equazione di trasporto per la frazione volumetrica γ :

$$\frac{\partial \gamma}{\partial t} + \nabla \cdot (\gamma \mathbf{v}) + \nabla \cdot (\mathbf{v}_r \gamma (1 - \gamma)) = 0 \quad (11)$$

dove $\mathbf{v}_r = \mathbf{v}_l - \mathbf{v}_g$ è la cosiddetta *velocità di compressione* (*compression velocity*). L'ultima equazione, se confrontata con l'equazione convenzionale (2), presenta un termine addizionale, chiamato appunto *compression term*, che ha la funzione di comprimere l'interfaccia, cioè di renderla più definita e meno distribuita. Ovviamente, tale termine addizionale rappresenta un contributo artificiale, non presente nella versione convenzionale VOF, che deriva dall'accoppiamento della tecnica VOF con la tecnica Euleriana a due fluidi. Il termine di compressione è particolarmente efficace nel rendere l'interfaccia meglio definita, rendendo superfluo o comunque non necessario l'uso di schemi speciali per la discretizzazione del termine convettivo, come ad esempio il metodo CICSAM (Berberovic, Van Hinsberg, Jakirlic, Roisman, & Tropea, 2009). Da una semplice analisi di tale termine, si comprende facilmente come esso risulti attivo solo in corrispondenza dell'interfaccia, dove cioè il valore di γ è intermedio tra **0** e **1**. Esso dunque non modifica la soluzione nelle regioni dove è presente una sola delle due fasi. Si tratta inoltre di un termine fisicamente *consistente*, nel senso che per griglie di calcolo sempre più accurate (ovvero celle di calcolo sempre più piccole), lo spessore dell'interfaccia tende al valore teorico (ovvero nullo), in corrispondenza del quale il termine di compressione diventa identicamente uguale a zero, a causa dell'annullamento della velocità relativa.

Il vantaggio della formulazione proposta è dunque nella possibilità di descrivere l'interfaccia in maniera molto più accurata. La diffusione numerica che inevitabilmente viene introdotta attraverso la discretizzazione dei termini convettivi, può essere controllata e minimizzata attraverso la corretta discretizzazione spaziale del termine di compressione.

Le equazioni di conservazione della quantità di moto sono state opportunamente modificate allo scopo di tenere in considerazione gli effetti della tensione superficiale. Quest'ultima infatti genera un gradiente di pressione addizionale che può essere tradotto in termini di forza per unità di volume attraverso il modello *CSF* (*Continuum Surface Force*) (Berberovic, Van Hinsberg, Jakirlic, Roisman, & Tropea, 2009):

(12)

$$\mathbf{f}_\sigma = \sigma \kappa \nabla \gamma$$

dove κ è la curvatura media dell'interfaccia, determinata dall'espressione:

(13)

$$\kappa = -\nabla \cdot \left(\frac{\nabla \gamma}{|\nabla \gamma|} \right)$$

L'equazione sopra riportata è valida solo per i casi con tensione superficiale costante. Nel caso di tensione superficiale variabile (ad esempio a causa di temperatura non uniforme) verrebbero a generarsi degli ulteriori sforzi all'interfaccia, associati ai gradienti di tensione superficiale stessa. Nel presente lavoro, tali contributi addizionali non sono stati considerati, principalmente per il fatto che nei problemi tipo simulati il contributo dovuto alla tensione superficiale ha un ruolo limitato a causa delle basse curvature della fase liquida all'interno del terreno. Dal momento che il contributo relativo ai gradienti di tensione superficiale è secondario rispetto al contributo legato alla tensione superficiale, si è ritenuto che trascurarlo non portasse a errori significativi. Si aggiunge anche il fatto che sulla base dei dati in nostro possesso non avremmo comunque potuto includere tale contributo in maniera adeguata per la mancanza di informazioni circa la dipendenza della tensione superficiale dalla temperatura per gli olii investigati.

Entrambi i fluidi (olio e aria) sono stati considerati Newtoniani. Allo scopo di semplificare la definizione delle condizioni al contorno, si è introdotta una pressione modificata, definita come:

(14)

$$p_d = p - \rho \mathbf{g} \cdot \mathbf{x}$$

dove \mathbf{x} è il vettore posizione. Di conseguenza, le equazioni di conservazione della quantità di moto sono state riscritte nel modo seguente:

(15)

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \mathbf{v}) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{v} \mathbf{v}) - \nabla \cdot (\mu \nabla \mathbf{v}) - \nabla \mathbf{v} \cdot \nabla \mu = -\nabla p_d - \mathbf{g} \cdot \mathbf{x} \nabla \rho + \sigma \kappa \nabla \gamma$$

Le forze dovute al gradiente di pressione e alla gravità sono chiaramente tenute in considerazione attraverso i primi due termini a destra dell'equazione (15). In conclusione, il modello fluidodinamico adottato nel presente lavoro prevede la risoluzione dell'equazione di continuità (3), dell'equazione per il trasporto della frazione volumetrica (11) e delle equazioni per il trasporto della quantità di moto (15). E' tuttavia necessario introdurre anche un opportuno modello di chiusura per quantificare la velocità relativa o di compressione \mathbf{v}_r . Allo scopo di assicurare che tale velocità non vada ad alterare la soluzione (si ricorda che si tratta comunque di un termine artificiale), \mathbf{v}_r deve agire solo in direzione perpendicolare all'interfaccia. Inoltre, da un'analisi dell'equazione (15) è evidente che solo i valori di \mathbf{v}_r sulle facce delle celle di calcolo sono necessari. Un corretto modello per la descrizione del termine di compressione è di fondamentale importanza per l'efficacia della metodologia proposta. In particolare, la velocità relativa sulle facce delle celle viene descritta secondo la formula seguente:

$$v_{r,f} = n_f \min \left[C_V \frac{|\phi|}{|S_f|}, \max \left(\frac{|\phi|}{|S_f|} \right) \right] \quad (16)$$

dove ϕ è il flusso volumetrico sulla faccia, n_f è la normale alla faccia, calcolata nel modo seguente:

$$n_f = \frac{(\nabla \gamma)_f}{|(\nabla \gamma)_f + \delta_n|} \cdot S_f \quad (17)$$

Nella normalizzazione presente nella formula sopra riportata, viene utilizzato un fattore di stabilizzazione δ_n , che tiene conto della eventuale non uniformità della griglia di calcolo:

$$\delta_n = \frac{\varepsilon}{\left(\frac{\sum_N V_i}{N} \right)^{\frac{1}{3}}} \quad (18)$$

dove N è il numero di celle computazionali e ε è un parametro numerico assunto pari a 10^{-8} .

Il modello corrispondente all'equazione (16) è relativamente semplice e robusto. In particolare, nel momento in cui si dovesse registrare un movimento del fluido dal lato gas in prossimità dell'interfaccia, la velocità relativa diventerebbe simile alla velocità della fase liquida. Se invece le velocità delle due fasi dovessero avere lo stesso ordine di grandezza, l'intensità della compressione dell'interfaccia sarebbe controllata dalla costante C_V : se $C_V = 0$ non ci sarebbe nessuna compressione, se $C_V = 1$ la compressione sarebbe in forma conservativa, mentre per $C_V > 1$ si avrebbe una compressione incrementata (Jasak, 2006). Si tenga conto inoltre che per ragioni di stabilità numerica, il flusso volumetrico nell'equazione (16) non viene stimato utilizzando la velocità interpolata sulla faccia, ma viene determinato come un flusso volumetrico conservativo sulla base dell'algoritmo di accoppiamento pressione-velocità disponibile in OpenFOAM (OpenCFD, OpenFOAM, The Open Source CFD Toolbox, User Guide, 2016).

Allo scopo di assicurare la stabilità dell'algoritmo numerico proposto, i calcoli vengono portati avanti utilizzando una tecnica di time-step adattivo, che viene scelto all'inizio di ciascun avanzamento temporale sulla base del numero di Courant, definito come:

$$Co = \frac{\mathbf{v}_f \cdot \mathbf{S}_f}{d \cdot S_f} \Delta t \quad (19)$$

dove d è il vettore che separa i centroidi delle due celle separate dalla faccia f e Δt è il time step. Sulla base dei valori di \mathbf{v}_f e Δt dell'istante di tempo precedente, è possibile stimare un massimo numero di Courant locale Co^0 . Il nuovo time step viene quindi valutato come:

$$\Delta t_t^* = \min \left\{ \frac{Co_{max}}{Co^0} \Delta t^0, \left(1 + \lambda_1 \frac{Co_{max}}{Co^0} \right) \Delta t^0, \lambda_2 \Delta t^0, \Delta t_{max} \right\} \quad (20)$$

dove Δt_{max} e Co_{max} sono i valori massimi, definiti dall'utente, che possono essere assunti dal time step e dal numero di Courant, rispettivamente. Secondo la formula sopra riportata, il nuovo time step diminuisce se $Co^0 > Co_{max}$ e aumenta nel caso contrario. Allo scopo di evitare oscillazioni che possono portare a instabilità numeriche, l'incremento del time step viene limitato utilizzando dei fattori di smorzamento (*damping factors*) λ_1 e λ_2 , scelti dall'utente. All'inizio della simulazione, si parte con un time step Δt_{init} molto piccolo (per ragioni di sicurezza), che però potrebbe portare a valori eccessivamente piccoli del massimo numero di Courant locale e quindi a un nuovo time step troppo grande per partire con la simulazione. Dunque, all'inizio dei calcoli si preferisce calcolare un valore intermedio per il time step iniziale:

$$\Delta t_{init}^* = \min \left\{ \frac{Co_{max}}{Co^0} \Delta t_{init}, \Delta t_{max} \right\} \quad (21)$$

Questo valore intermedio viene quindi utilizzato come Δt^0 all'interno dell'equazione (20), in modo tale da dar luogo a un valore di Co^0 per il primo time step sufficientemente vicino al valore Co_{max} definito dall'utente.

Nei metodi VOF la convergenza e la stabilità della soluzione sono estremamente sensitive all'equazione scelta per il trasporto della frazione γ . In generale, allo scopo di limitare possibili difficoltà numeriche, si preferisce utilizzare degli schemi di discretizzazione *bounded* per i termini convettivi e un'attenta scelta del passo temporale, come già sottolineato in precedenza. In particolare, nella maggior parte dei casi, soprattutto quando vengono utilizzate mesh non strutturate e irregolari, conviene suddividere il time step in un certo numero N_{sc} di sottopassi (subcycles):

(22)

$$\Delta t_{sc} = \frac{\Delta t}{n_{sc}}$$

La frazione γ viene aggiornata all'interno di ciascun sottopasso attraverso la soluzione della corrispondente equazione di trasporto. Al termine di ciascun sottopasso ovviamente il corrispondente flusso massivo $F_{sc,i}$ attraverso le facce delle celle viene ugualmente aggiornato. In particolare, il flusso massivo totale F corrispondente al time step globale Δt , necessario all'interno dell'equazione di trasporto della quantità di moto, viene ottenuto come:

(23)

$$F = \rho v_f \cdot S_f = \sum_{i=1}^{n_{sc}} \frac{\Delta t_{sc}}{\Delta t} F_{sc,i}$$

Oltre a fornire una descrizione più accurata della variabile γ , l'algoritmo sopra proposto consente anche l'uso di un time step globale maggiore per la soluzione delle altre equazioni di trasporto, portando quindi complessivamente ad una accelerazione dell'intera simulazione.

Allo scopo di garantire un opportuno accoppiamento tra la velocità e la pressione, è necessario adattare ed estendere l'algoritmo PISO presente in OpenFOAM al metodo VOF, andando a derivare una nuova equazione per la pressione. Il punto di partenza è rappresentato dall'equazione di trasporto della quantità di moto (qui ripetuta per comodità):

(24)

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho v) + \nabla \cdot (\rho v v) - \nabla \cdot (\mu \nabla v) - \nabla v \cdot \nabla \mu = -\nabla p_d - \mathbf{g} \cdot \mathbf{x} \nabla \rho + \sigma \kappa \nabla \gamma$$

E' possibile ottenerne la versione discretizzata secondo la tecnica dei volumi finiti:

(25)

$$[a_p^v] \mathbf{v}_P = \mathbf{H}(\mathbf{v}) - \nabla p_d - \mathbf{g} \cdot \mathbf{x} \nabla \rho + \sigma \kappa \nabla \gamma$$

Nell'equazione sopra riportata, \mathbf{v}_P indica la velocità nei centroidi delle celle, $[a_p^v]$ i contributi diagonali relativi alla matrice corrispondente alla discretizzazione ai volumi finiti dell'equazione di quantità di moto e l'operatore $\mathbf{H}(\mathbf{v})$ i coefficienti fuori diagonale. Per maggiori dettagli relativi alla procedura di

discretizzazione delle equazioni e' possibile far riferimento a (Weller, Tabor, Jasak, & Fureby, 1998) e (OpenCFD, OpenFOAM, The Open Source CFD Toolbox, Programmer's Guide, 2016).

In particolare, la velocità \mathbf{v}_P nei centroidi delle celle è pari a :

$$\mathbf{v}_P = [\alpha_p^v]^{-1} \{ [\mathbf{H}(\mathbf{v}) - \mathbf{g} \cdot \mathbf{x} \nabla \rho + \sigma \kappa \nabla \gamma] - \nabla p_d \} \quad (26)$$

Sostituendo questa velocità all'interno dell'equazione di continuità, è possibile assemblare un'equazione di Poisson per la pressione p_d :

$$\nabla \cdot \{ [\alpha_p^v]^{-1} \nabla p_d \} = \nabla \cdot \{ [\alpha_p^v]^{-1} [\mathbf{H}(\mathbf{v}) - \mathbf{g} \cdot \mathbf{x} \nabla \rho + \sigma \kappa \nabla \gamma] \} \quad (27)$$

I flussi che garantiscono l'equazione di continuità sono infine dati da:

$$F = -[\alpha_p^v]^{-1} S_f \cdot \nabla p_d + [\alpha_p^v]^{-1} S_f \cdot [\mathbf{H}(\mathbf{v}) - \mathbf{g} \cdot \mathbf{x} \nabla \rho + \sigma \kappa \nabla \gamma] \quad (28)$$

2.3. Trattamento del terreno come mezzo poroso

Come già sottolineato in precedenza, il terreno è stato modellato come un mezzo poroso. Dal punto di vista fluidodinamico, la dinamica di un fluido all'interno di un mezzo poroso è descritta ancora dall'equazione di continuità (3) e da una equazione di conservazione della quantità di moto che include un termine addizionale che tenga conto delle resistenze supplementari introdotte dal mezzo poroso stesso sul flusso del fluido. In particolare, il termine addizionale è costituito da due parti: un termine di natura viscosa (chiamato anche di Darcy) e un termine inerziale:

$$S_i = - \left(\sum_{j=1}^3 D_{ij} \mu v_j + \sum_{j=1}^3 C_{ij} \frac{1}{2} \rho |v| v_j \right) \quad (29)$$

dove S_i è il componente i-esimo del termine sorgente, $|v|$ è il modulo della velocità e D e C sono dei tensori che caratterizzano il mezzo poroso dal punto di vista delle perdite viscoso e inerziali, rispettivamente. Il termine sorgente S_i (negativo) offre un contributo supplementare al gradiente di pressione nella cella, creando una perdita di pressione proporzionale alla velocità del fluido (o al quadrato della stessa) in ciascuna cella. Nell'ambito del presente studio si è assunto un terreno omogeneo e isotropo, non disponendo di informazioni dettagliate per determinarne eventuali caratteristiche anisotropiche. In tali condizioni, le matrici D e C diventano semplicemente delle matrici diagonali con elementi pari a $\frac{1}{\alpha}$ e C_2 , rispettivamente:

(30)

$$S_i = - \left(\frac{\mu}{\alpha} v_i + C_2 \frac{1}{2} \rho |v| v_i \right)$$

dove α è definito come la permeabilità del mezzo e C_2 il suo fattore di resistenza inerziale. Il fattore di resistenza inerziale è stato assunto pari a zero, per mancanza di una caratterizzazione dei terreni di interesse. Tale semplificazione non comporta però errori significativi, dal momento che il flusso dell'olio all'interno del terreno risulta essere sempre laminare e in tali condizioni il fattore C_2 può essere assunto pari a zero.

2.4. Profilo termico all'interno del terreno

Il suolo risente sia delle variazioni stagionali di temperatura che di quelle giornaliere, seppure in maniera più attenuata rispetto all'atmosfera. Procedendo in profondità si riducono gradualmente le escursioni giornaliere, fino ad azzerarsi a profondità prossime a 1 m. Per quanto riguarda le escursioni stagionali, in un suolo di ambiente temperato le escursioni termiche stagionali si riducono fortemente dopo 5 m e praticamente si annullano dopo i 10 m di profondità (Florides & Kalogirou, 2005). A tali profondità la temperatura è pari alla temperatura media annua della atmosfera soprastante. Queste profondità caratteristiche alle quali si annullano le variazioni giornaliere e stagionali variano con il tipo di terreno, come descritto da Kalogirou e Florides (Kalogirou & G., 2004).

A titolo di esempio, nella **Figura 3** si riporta la variazione stagionale di temperatura misurata in un suolo situato nei dintorni di Belgrado (Serbia), caratterizzato da una temperatura media di circa 13 °C. Terreni situati a latitudini inferiori presentano ovviamente temperature più elevate, come ad esempio nel caso di Nicosia (Cipro) (Florides & Kalogirou, 2005), in cui il terreno ha una temperatura media superiore ai 20°C.

La **Figura 4** mostra che è possibile descrivere la dipendenza della temperatura con la profondità del terreno nel periodo estivo, ritenuto più critico per lo sversamento di olii in quanto le elevate temperature del terreno riducono la viscosità e quindi facilitano l'infiltrazione, utilizzando una legge di tipo esponenziale come suggerito dalla equazione di Kasuda et al. (Kasuda & Archenbach, 1965):

(31)

$$T(x) = T_m + (T_s - T_m)e^{-\frac{x}{L}}$$

Per lo studio effettuato nella presente indagine si è utilizzato un profilo termico derivato da quello del terreno di Belgrado, con le seguenti modifiche:

- la temperatura superficiale non è pari a 30 °C ma è pari ad 65°C, in quanto si ipotizza che il serbatoio sovrastante sia riscaldato;
- inoltre, essendo la temperatura media delle località italiane più mite rispetto a quella di Belgrado, si è cautelativamente ipotizzato che la temperatura media del terreno sia di 15 °C.

Non sono disponibili informazioni più dettagliate che permetterebbero di effettuare uno studio specifico per il sito di interesse, nel quale cambiano sia il terreno (conducibilità termica) sia la temperatura media annua. Si ritiene che il profilo termico utilizzato sia comunque ragionevolmente rappresentativo della variabilità stagionale e della tipologia climatica italiana, dove la temperatura media annua varia fra i 10÷11 °C al nord, 13÷14 °C al centro e circa 16° al sud, secondo quanto riportato in **Figura 5** (Istat, 2010). A titolo di esempio, si osserva come la città di Genova abbia una temperatura media di 12.9 °C, Alessandria di 13.0 °C, Savona di 13.3 °C e Varese di 12.6 °C (Istat, 2010).

3. Implementazione in OpenFOAM

Il modello fluidodinamico completo descritto nella sezione precedente è stato implementato all'interno del framework open-source OpenFOAM (Weller, Tabor, Jasak, & Fureby, 1998). In particolare, si è proceduto all'implementazione di un nuovo codice di calcolo (`solver`, secondo la nomenclatura OpenFOAM) chiamato `porousInterFoam`, costruito sulla base del solver `interFoam`, incluso nella versione standard di OpenFoam.

Nei paragrafi successivi verrà offerta prima di tutto una descrizione sintetica delle principali caratteristiche del framework OpenFOAM. Si andrà quindi a descrivere su un piano più tecnico l'implementazione del solver `porousInterFoam`, prestando particolare attenzione all'accoppiamento del metodo VOF con il mezzo poroso corrispondente al terreno e all'introduzione del profilo termico all'interno di quest'ultimo.

3.1. OpenFOAM

OpenFOAM, come suggerisce il nome stesso, è un software open-source, ovvero con licenza pubblica e gratuita, distribuito gratuitamente attraverso la OpenFOAM Foundation. L'acronimo FOAM sta per Field Operation And Manipulation, riferendosi alla capacità di gestire strutture di dati, talvolta molto complesse, di campi scalari, vettoriali o tensoriali. OpenFOAM non è un software vero e proprio, ma piuttosto una libreria scritta in C++ che permette di creare eseguibili chiamati *applications*. Lo scopo di tale libreria è quello di risolvere equazioni differenziali alle derivate parziali attraverso l'approccio dei volumi finiti. Le potenzialità di OpenFOAM risultano quindi molto maggiori rispetto alla soluzione di problemi fluido-aerodinamici, che restano comunque l'obiettivo principale della stragrande maggioranza dei solutori già pronti in esso compresi. Le *applications* si dividono in due categorie: i *solvers* e le *utilities*. I primi servono a risolvere uno specifico problema di meccanica dei continui, mentre le seconde svolgono moltissimi compiti, relativi alla manipolazione di strutture dati, dal pre- al post-processing, alla creazione/manipolazione della mesh e altro ancora.

Il punto di forza di OpenFOAM consiste nel mettere a disposizione degli utenti tutto il codice sorgente, con la possibilità (avendo noti alcuni prerequisiti di fisica e tecniche di programmazione) di apportare modifiche a proprio piacimento, fino a crearsi dei solutori personalizzati, mantenendo però inalterata la struttura di base della libreria. In questo modo si ha dunque a disposizione qualcosa di solido e versatile al tempo stesso, potendo introdurre nuovi componenti senza apportare modifiche strutturali al codice. La struttura di OpenFOAM risulta abbastanza complessa, ma può essere schematizzata come in **Figura 6**. Si noti come, nella fase di post-processing, sia possibile l'utilizzo di software terzi come *Paraview* (utilizzato anche in questa trattazione per la visualizzazione dei risultati), che si interfaccia con il programma attraverso la utility *paraFoam*.

Come già accennato, OpenFOAM è completamente scritto in linguaggio C++ e questo consente lo sviluppo di una programmazione ad oggetti o object-oriented. Questo consente di dichiarare tutte le grandezze fisiche e le relative operazioni in un unico oggetto, chiamato classe, in modo tale che la scrittura delle equazioni da risolvere sia analoga al linguaggio verbale e matematico usato per descriverle. Le classi costituiscono quindi dei modelli astratti che vengono invocati durante l'esecuzione per la creazione di oggetti software relativi, che saranno dotati di attributi (dati) e metodi (procedure) secondo quanto dichiarato dalla classe di appartenenza. La parte del programma che fa uso di un oggetto prende il nome di client. L'utilizzo della programmazione ad oggetti rende il codice molto più compatto e comprensibile, concentrando la dichiarazione delle classi in una parte limitata e permettendo una più facile gestione di un codice di grandi dimensioni. Fornisce inoltre un supporto naturale alla modellazione software degli oggetti del mondo reale (o astratto) da riprodurre, permettendo infine, in maniera molto semplice, di ricavare nuove classi da quelle già esistenti.

3.2. Il solver porousInterFoam

Il solver `porousInterFoam` è stato creato a partire da un solver presente nella versione standard di OpenFOAM, chiamato `interFoam`. Le principali differenze di `porousInterFoam` rispetto a `interFoam` sono le seguenti:

- introduzione del termine sorgente addizionale (30) all'interno dell'equazione di conservazione della quantità di moto per consentire la descrizione del terreno come mezzo poroso;
- introduzione di un fluido newtoniano a viscosità variabile con la temperatura;
- implementazione della velocità di compressione secondo l'approccio descritto nel paragrafo 2.2 allo scopo di migliorare la robustezza delle simulazioni, anche a fronte di differenze particolarmente significative tra le viscosità delle due fasi.

Il codice sorgente del solver `porousInterFoam` è disponibile come allegato alla presente relazione. La sua compilazione e il suo utilizzo richiedono la versione 5.x del framework OpenFOAM, scaricabile gratuitamente al seguente indirizzo internet: <https://github.com/OpenFOAM/OpenFOAM-5.x>.

3.3. Creazione di un fluido newtoniano a viscosità variabile

La libreria standard disponibile per la caratterizzazione reologica dei fluidi disponibile per il solver `interFoam` prevede solo una viscosità costante e uniforme. Si è quindi proceduto ad una estensione di tale libreria attraverso la creazione di una nuova classe di fluido Newtoniano con viscosità variabile, funzione della temperatura (secondo l'equazione (38), riportata nel paragrafo 5.1) chiamata `NewtonianThermal`, a partire dalla classe standard `Newtonian`. L'utente può definire liberamente tramite un opportuno file di input i coefficienti A , B , C e D che caratterizzano la viscosità dell'olio secondo l'equazione (38). Anche il profilo termico lungo il terreno può essere definito dall'utente attraverso un opportuno file di input, in cui andranno indicate le variabili T_m , T_s e L , secondo l'equazione (31). Questo assicura una sufficiente flessibilità del codice di calcolo.

3.4. Schemi numerici adottati

Il successo di una simulazione VOF è fortemente dipendente dalla qualità degli schemi numerici adottati per la discretizzazione delle equazioni. Una scelta impropria rischia di compromettere seriamente l'accuratezza e la stabilità delle simulazioni.

La vastità di schemi utilizzabili ha portato ad una scelta degli schemi sia più comuni, sia con minori problemi dal punto di vista della convergenza (Vitucci, 2013). Per ulteriori dettagli è possibile consultare la guida del software OpenFOAM (OpenCFD, OpenFOAM, The Open Source CFD Toolbox, User Guide, 2016).

Qui di seguito si riportano brevemente gli schemi numerici impiegati per la discretizzazione e la risoluzione di ciascuno dei termini delle equazioni di governo:

- derivata temporale $\frac{\partial(\cdot)}{\partial t}$: schema di Eulero implicito, primo ordine;
- gradiente $\nabla(\cdot)$: schema di Gauss, con interpolazione tra centri delle celle e centri delle facce di tipo lineare;
- convezione della quantità di moto $\nabla \cdot (\rho \mathbf{v} \mathbf{v})$: schema di Gauss, con interpolazione di tipo `limitedLinear` per quantità vettoriali con coefficiente `1` per ottenere le migliori doti di convergenza numerica;
- convezione della frazione volumica $\nabla \cdot (\gamma \mathbf{v})$: schema di Gauss, con interpolazione secondo il metodo di vanLeer;
- convezione della frazione volumica γ secondo la velocità \mathbf{v}_i , $\nabla \cdot (\gamma \mathbf{v}_i)$: schema di Gauss, con interpolazione del campo di γ secondo il metodo specifico di `interfaceCompression`; esso produce un'interfaccia ben definita, ma si possono generare correnti parassite a causa dei forti gradienti attorno ad essa;
- Laplaciano $\nabla \cdot (\mu \nabla \mathbf{v})$: schema di Gauss, con interpolazione lineare di \mathbf{v} e gradiente normale alla superficie $\nabla \mathbf{v}$ di tipo `corrected`;
- schemi di interpolazione: interpolazione lineare;
- gradiente normale alla superficie: `corrected`, schema di correzione esplicita non ortogonale.

4. Test preliminari e analisi di sensitività

In una prima fase dell'attività, l'attenzione è stata focalizzata su una serie di simulazioni effettuate in condizioni isoterme, su olii con densità e viscosità assegnate in un ampio intervallo di valori e terreni con diverse permeabilità, tali da coprire il ventaglio di possibili valori di interesse per i serbatoi di IPLOM SpA. Diversi sono gli scopi di questa fase iniziale:

- messa a punto dei parametri numerici del modello (individuazione del time step ottimale, degli schemi di discretizzazione spaziale più adeguati, scelta della griglia di calcolo, ecc.);
- individuazione dei parametri fisici di maggiore impatto sulla percolazione dell'olio;
- individuazione dei tempi caratteristici di penetrazione dell'olio all'interno del terreno.

Nel complesso si può affermare che tali simulazioni preliminari hanno costituito da una parte una sorta di test preliminare del modello fluidodinamico complesso e dall'altra hanno preparato il campo per le analisi più complesse e complete effettuate sugli olii di interesse caratterizzati da IPLOM SpA.

4.1. Condizioni isoterme: sensitività alla viscosità e alla permeabilità del terreno

Sulla base del modello descritto nei paragrafi precedenti, è abbastanza logico aspettarsi che i parametri di maggiore rilevanza nella determinazione della velocità di penetrazione dell'olio all'interno del terreno siano la viscosità dell'olio e la permeabilità del terreno stesso. La prima serie di prove è stata dunque focalizzata proprio su questi due parametri. In particolare, come test preliminare si è immaginata una fessura circolare con diametro di 5 mm, un battente di liquido pari a 10 cm, olii con viscosità pari a 100, 1000 e 10000 cP e terreni con permeabilità di 10^{-10} , 10^{-11} e 10^{-12} m². L'intervallo di valori adottati per la viscosità e la permeabilità sono stati scelti in modo tale da coprire in misura ragionevole i tipici valori che è possibile attendersi per gli olii e i terreni di interesse per IPLOM SpA. In particolare, come si discuterà meglio nella sezione successiva, le viscosità dei campioni di olio caratterizzati da IPLOM SpA cadono proprio nell'intervallo tra 100 e 10000 cP. Analogamente, si considerano terreni con permeabilità comprese nell'intervallo 10^{-10} - 10^{-12} m², corrispondenti, secondo la **Tabella 8**, a terreni misti argilla/sabbia fine, argillosi non strutturati, oppure argillosi compatti.

A titolo di esempio, in **Figura 7**, viene riportata l'evoluzione nello spazio e nel tempo della perdita di olio all'interno del terreno nel caso di viscosità pari a 100 cP e permeabilità 10^{-11} m² (terreno argilloso non strutturato). Come è logico attendersi, la **Figura 7** evidenzia una percolazione che tende a penetrare principalmente in direzione verticale, mantenendo un diametro costante. Il battente di liquido considerato, pari ad appena 10 cm di olio, non è sufficientemente elevato per consentire una espansione in direzione trasversale della pozza. Di conseguenza l'evoluzione della percolazione risulta essere dominata dalla gravità. Tale comportamento è stato osservato sperimentalmente da diversi autori (Evans, 2013) (Halmemies, Gröndahl, Nenonen, & Tuhkanen, 2003).

In **Figura 8** è invece riportata la portata volumetrica della perdita in funzione della viscosità dell'olio per le tre tipologie di terreno prese in considerazione (colonna di sinistra) oppure in funzione della permeabilità del terreno per tre diverse viscosità (colonna di destra).

Come è logico attendersi, la viscosità dell'olio gioca un ruolo significativo: si può osservare come un aumento di questa di un fattore 10 provochi una diminuzione della perdita di un fattore paragonabile, indipendentemente dal tipo di terreno. Ad esempio, per un terreno argilloso compatto, si passa da una perdita di circa 1 l/mese per un olio poco viscoso (100 cP) ad una perdita di appena 0.01 l/mese per un olio a viscosità 100 volte maggiore (10000 cP). Allo stesso tempo è evidente che, tra i terreni considerati nello studio, quelli caratterizzati da una permeabilità molto bassa offrono un ostacolo notevole allo sversamento anche degli olii più leggeri: ad esempio, per un olio con viscosità di 100 cP, la perdita stimata è di poco meno di 1 l/mese.

Dall'analisi dei profili in **Figura 8** è possibile individuare la seguente legge, in grado di restituire (una volta fissata la permeabilità del terreno) la perdita Q (in l/mese) in funzione della viscosità μ (in cP) dell'olio:

(32)

$$\log_{10}(Q) = A \log_{10}(\alpha) + B$$

dove A e B sono i due coefficienti della correlazione, funzione della permeabilità α del terreno, i cui valori sono riportati nella **Tabella 1**.

Anche per la permeabilità del terreno è possibile ripetere un discorso analogo a quello già proposto per la viscosità. Infatti, sulla base dei profili in **Figura 8**, si individua la seguente correlazione, che restituisce la perdita Q (in l/mese) in funzione della permeabilità α (in m²) del terreno (una volta fissata la viscosità dell'olio):

(33)

$$\log_{10}(Q) = C \log_{10}(\mu) + D$$

dove C e D sono i due coefficienti della correlazione, funzione della viscosità μ dell'olio, i cui valori sono riportati nella **Tabella 2**.

4.2. Condizioni isoterme: sensitività al battente di liquido

E' facile e logico immaginare che anche il battente di liquido abbia un ruolo significativo nel determinare la velocità di penetrazione dell'olio nel terreno. Sono dunque state effettuate ulteriori simulazioni fluidodinamiche andando a variare il battente di liquido all'interno del serbatoio, da 10 cm fino a 10 m, anche in questo caso in modo tale da coprire il ventaglio di valori che tipicamente ci si potrebbe aspettare per i serbatoi oggetto della presente indagine. La **Figura 9** sintetizza i risultati di tali analisi.

L'analisi dei profili riportati in **Figura 9** ha permesso di evidenziare una legge logaritmica che descrive la portata volumetrica della correlazione in funzione del battente di liquido H (una volta fissata la viscosità μ dell'olio e la permeabilità del terreno α), secondo una legge:

(34)

$$\log_{10}(Q) = E \log_{10}(H) + F$$

dove E e F sono i due coefficienti della correlazione, funzione della viscosità dell'olio e della permeabilità del terreno, i cui valori sono riportati nella **Tabella 3**.

4.3. Condizioni isoterme: stima short-cut della portata volumetrica dello sversamento

Sulla base dei valori riportati in **Tabella 3** e tenendo conto delle correlazioni sopra riportate, si può facilmente osservare che la portata volumetrica sversata non è funzione indipendentemente della viscosità e del battente di liquido, quanto del loro rapporto. In particolare, la **Figura 10** (ottenuta a partire dai grafici in **Figura 9**) dimostra chiaramente che a parità di rapporto $\frac{H}{\mu}$, una volta fissata la tipologia di terreno, la portata sversata è sempre la stessa. E' dunque possibile proporre la seguente legge, con i parametri A_E e B_E riportati in **Tabella 4** per le tre diverse tipologie di terreno:

$$\log_{10}(Q) = A_E \log_{10} \left(\frac{H}{\mu} \right) + B_E \quad (35)$$

Analogamente, sempre sulla base dei profili riportati nelle figure precedenti, si osserva come la portata sversata possa essere espressa come funzione del prodotto tra il battente di liquido e la permeabilità del terreno, una volta fissata la viscosità. In particolare, la **Figura 11** evidenzia la solita dipendenza logaritmica:

$$\log_{10}(Q) = A_F \log_{10}(H \cdot \alpha) + B_F \quad (36)$$

I coefficienti A_F e B_F della correlazione (36) sono riportati in **Tabella 5**.

4.4. Condizioni non isoterme: sensitività alla permeabilità del terreno

Prima di considerare i campioni di olio forniti da IPLOM SpA, si è ritenuto più opportuno effettuare uno studio preliminare su un bio-olio ben caratterizzato dal punto di vista reologico e termodinamico, disponibile nell'ambito del Progetto Europeo Residue2Heat (<https://www.residue2heat.eu/>). In particolare, per il bio-olio considerato, sono disponibili misure di viscosità a diverse temperature, tra

20°C e 80°C (si veda la **Figura 17**, nel paragrafo 5.1), che hanno consentito di determinare la curva viscosità-temperatura, inserita all'interno del modello fluidodinamico:

(37)

$$\log_{10}(\mu) = A + \frac{B}{T}$$

dove la viscosità è espressa in cP, la temperatura in K, e le due costanti hanno valori $A = -8.9$ e $B = 3500$. Come riferimento è opportuno notare che, in base alla correlazione fornita, la viscosità di tale olio a 50°C è pari a 86cP, o 11.35 °E. Si è quindi definito un profilo termico all'interno del terreno, secondo la procedura descritta nel paragrafo 2.4. In particolare, si è scelta una temperatura del serbatoio pari a $T_s = 65^\circ\text{C}$, una temperatura media del terreno pari a $T_m = 15^\circ\text{C}$ e una lunghezza caratteristica pari a 1.5 m. Combinando la (37) con il profilo termico (31), si ottiene la curva di viscosità in funzione dell'affondamento nel terreno riportata in **Figura 12**. Si osservi la significativa variazione di viscosità lungo il terreno: in particolare, a circa 5 m di profondità la viscosità risulta maggiore di più di due ordini di grandezza. È logico dunque aspettarsi che, a differenza del caso isoterma analizzato nei paragrafi precedenti, la penetrazione dell'olio nel terreno incontri una resistenza via via crescente con l'affondamento a causa del significativo aumento di viscosità.

Le simulazioni fluidodinamiche sono state effettuate nell'ipotesi di una fessura circolare di 5 mm di diametro e un battente di liquido pari a 10 cm. Si sono invece considerati diversi terreni a permeabilità piuttosto elevate, pari a 10^{-10} , 10^{-11} e 10^{-12} m² (corrispondenti a terreni sabbiosi sempre meno permeabili).

A titolo di esempio, in **Figura 13** si riporta la perdita di olio in un terreno argilloso non strutturato ($\alpha = 10^{-11}$ m²) a intervalli di 4 giorni. Da una parte l'azione della gravità tende a favorire il movimento della percolazione verso il basso. Contemporaneamente, l'aumento della viscosità con la profondità (dovuto al calo di temperatura) tende a rendere più difficile la penetrazione verso il basso, determinando quindi una leggera espansione in direzione trasversale (dove non si hanno gradienti di temperatura).

I grafici in **Figura 14** riportano la profondità e il massimo diametro raggiunti dallo sversamento di bio-olio nel terreno in funzione del tempo per i tre terreni sabbiosi considerati. Come è logico aspettarsi, la velocità di penetrazione diminuisce nel tempo, a causa dell'aumento della viscosità lungo il terreno (che contribuisce ad ostacolare il flusso di olio verso il basso), e della dispersione radiale legata alla simmetria cilindrica del problema. Si è cercato anche di valutare una lunghezza di penetrazione caratteristica dell'olio nel terreno, definita come la massima profondità raggiunta dopo 10 giorni. Ovviamente, tale scelta è puramente arbitraria, ma riesce a dare immediatamente un'idea di quanto velocemente l'olio stia scendendo lungo il terreno. Ovviamente, la lunghezza caratteristica diminuisce

con il diminuire della permeabilità del terreno, passando da circa 3 m per permeabilità pari a 10^{-10} m² (terreno misto argilla/sabbia fine), a circa 25 cm nel caso di permeabilità pari a 10^{-12} m² (argilla compatta).

In una seconda serie di simulazioni, si è modificata la viscosità del bio-olio, moltiplicandola per un fattore pari a 10 oppure 100, in modo tale avere delle stime delle lunghezze di penetrazione per olii ad alte viscosità. La **Figura 15** sintetizza i risultati di tali simulazioni, per le quali possono essere ripetute considerazioni analoghe a quelle già proposte per la Figura precedente. Anche in questo caso è abbastanza logico attendersi una rapida diminuzione della lunghezza caratteristica di penetrazione con l'aumentare della viscosità.

4.5. Analogia permeabilità-viscosità

Sulla base dell'analisi qualitativa dei profili riportati nella **Figura 14** e **Figura 15**, è abbastanza evidente come la permeabilità del terreno e la viscosità dell'olio abbiano effetti opposti, ma in misura simile, sulle curve di penetrazione. In altri termini, un aumento della viscosità dell'olio è equivalente ad un abbassamento della permeabilità del terreno nella stessa misura. Già le correlazioni (35) e (36) individuate nel paragrafo 4.2 suggerivano un'osservazione di questo tipo. D'altra parte, nella legge di Darcy (utilizzata per esprimere il contributo addizionale presente nell'equazione di trasporto della quantità di moto) il termine viscoso è funzione esplicita del rapporto $\frac{\mu}{\alpha}$. Da un'analisi più quantitativa della **Figura 14** e **Figura 15**, questa analogia permeabilità-viscosità emerge in maniera netta ed evidente. A titolo di esempio, la **Figura 16** confronta le curve di penetrazione che si hanno dividendo la permeabilità di riferimento del terreno (10^{-11} m²) di un fattore 10 con quelle che si hanno moltiplicando la viscosità di uno stesso fattore 10: le curve tendono a sovrapporsi in maniera evidente. La stessa cosa si ripeterebbe anche qualora si utilizzasse un fattore 100. Anche questo risultato è particolarmente interessante e utile, dal momento che consente, almeno in prima battuta, di limitare il numero di simulazioni da effettuare.

5. Applicazione del modello ai campioni di olio forniti da IPLOM SpA

Una volta messo a punto e testato il modello fluidodinamico completo, quest'ultimo è stato utilizzato per effettuare le simulazioni fluidodinamiche su una coppia di olii di riferimento selezionati e caratterizzati reologicamente da IPLOM SpA.

Per quanto riguarda i terreni, sono state selezionate tre diverse tipologie di terreni, sufficientemente rappresentativi di potenziali terreni reali. I dettagli di tale analisi sono presentati nel paragrafo 5.2.

Le simulazioni sono state condotte secondo le stesse modalità adottate per le analisi preliminari descritte nella Sezione 4. In particolare, sono state stimate la velocità di penetrazione della perdita all'interno del terreno e il massimo diametro raggiunto dalla perdita in funzione del tempo per i due olii di riferimento e le tre diverse tipologie di terreno. Si è quindi cercato di individuare, sulla base dei risultati delle simulazioni dettagliate, delle leggi semi-empiriche (o modelli short-cut) in grado di dare una stima ragionevolmente accurata delle velocità di penetrazione della perdita nel terreno nel tempo in funzione del tipo di olio e del tipo di terreno.

5.1. Descrizione/caratterizzazione degli olii di riferimento

La **Figura 17** sintetizza la caratterizzazione reologica e termodinamica effettuata sulla coppia di olii pesanti da IPLOM SpA. In particolare, per ciascun olio è stato confermato sperimentalmente un comportamento di tipo Newtoniano, con una viscosità fortemente dipendente dalla temperatura, misurata nel range compreso tra 10°C e 75°C. Dai dati riportati in **Figura 17** è evidente come in tale intervallo la viscosità possa anche variare di due ordini di grandezza. Questa osservazione giustifica l'attenzione che è stata posta nella formulazione del modello completo all'introduzione di un profilo termico all'interno del terreno.

Le misure di viscosità in funzione della temperatura hanno consentito di sviluppare delle correlazioni analitiche, inserite all'interno del modello fluidodinamico completo. In particolare, anche sulla base dell'esperienza maturata sul bio-olio (Sezione 4), si è individuata la seguente correlazione generale per esprimere la viscosità dinamica in funzione della temperatura:

$$\mu = F \left(10^{A+\frac{B}{T}} + E \cdot 10^{C+\frac{D}{T}} \right) \quad (38)$$

dove μ è la viscosità in cP e T è la temperatura in K. I coefficienti A, B, C, D, E e F sono riportati nella **Tabella 6** per i due olii di riferimento. Il grafico in **Figura 17** riporta un confronto tra la viscosità misurata sperimentalmente e quella stimata attraverso la correlazione (38). È evidente come l'accordo sia molto buono, indice dell'adeguatezza della correlazione e dei coefficienti individuati.

Così come già fatto per il bio-olio, anche in questo caso è stato imposto un profilo termico all'interno del terreno secondo la procedura descritta nel paragrafo 2.4. In particolare, si è scelta una temperatura del serbatoio pari a $T_s = 65^\circ\text{C}$, una temperatura media del terreno pari a $T_m = 15^\circ\text{C}$ e una lunghezza caratteristica pari a 1.5 m. Combinando la legge (38) con il profilo termico (31), si ottengono le curve di viscosità in funzione dell'affondamento nel terreno riportate in **Figura 18**. È evidente come l'olio B (13°E @ 50°C) abbia una viscosità molto simile a quella del bio-olio, sia in termini qualitativi che

quantitativi, nell'intervallo di temperature tra 20°C e 50°C. L'olio A invece (48°E @ 50°C), a parità di temperatura, ha una viscosità maggiore di circa un ordine di grandezza. Questa differenza è molto significativa, come apparirà evidente dai risultati delle simulazioni fluidodinamiche. Ancora una volta è evidente la significativa variazione di viscosità lungo il terreno: in particolare, a circa 5 m di profondità la viscosità risulta maggiore (per tutti gli olii) di un fattore ~ 50 rispetto a quella registrata sulla superficie (cioè sul fondo del serbatoio).

La densità ha invece una dipendenza dalla temperatura decisamente più limitata e di tipo lineare, come è possibile osservare dai dati sperimentali riportati in **Figura 19**. Si è dunque proposto e implementato un modello lineare per entrambi gli olii, con coefficienti A_G e B_G riportati in **Tabella 7**:

(39)

$$\rho = A_G + B_G T$$

5.2. Individuazione/caratterizzazione di terreni di riferimento

Un aspetto critico nel calcolo della dispersione dell'olio nel suolo è la definizione delle caratteristiche di permeabilità del terreno. È d'obbligo notare che in generale non è semplice o possibile determinare in misura sufficientemente accurata le caratteristiche di permeabilità di un assegnato terreno senza specifiche analisi. Nell'ambito di una stessa tipologia di terreno (i.e. argilloso, limoso, sabbioso, ecc.), esiste una variabilità di 1-2 ordini di grandezza dipendente da granulometria, impaccamento e eventuali eterogeneità locali.

Per tali ragioni, nella presente analisi si è preferito condurre una serie di studi parametrici, cercando di tenere in considerazione questo grado di incertezza, focalizzandosi dunque su caratteristiche medie tipiche delle diverse tipologie di terreno.

Le principali fonti di informazioni relative alla permeabilità dei terreni provengono da studi idrologici. In questi studi la permeabilità è definita in termini di lunghezza su tempo dove il fluido in considerazione è acqua, applicando le dovute correzioni utilizzando le grandezze fisiche dell'acqua è possibile ottenere valori caratteristici in Darcy per diverse tipologie di suolo. I valori ottenuti sono stati utilizzati come riferimento per i terreni di interesse. Questi sono sintetizzati nella **Tabella 8**.

In questa fase dell'attività l'attenzione è stata focalizzata sulle seguenti tre tipologie di terreno:

- terreno misto argilla/sabbia fine ($\alpha = 10^{-10} \text{ m}^2$), caratterizzato da una permeabilità piuttosto elevata, considerata come un estremo al di sopra del quale è difficile immaginare la presenza di serbatoi industriali;

- terreno argilloso non strutturato ($\alpha = 10^{-11} \text{ m}^2$)
- terreno argilloso compatto ($\alpha = 10^{-12} \text{ m}^2$)

Studi preliminari effettuati su terreni con permeabilità più basse (fino a $\alpha = 10^{-14} \text{ m}^2$) hanno evidenziato delle lunghezze caratteristiche di penetrazione (si veda la definizione riportata nel paragrafo) estremamente basse, corrispondenti a pochi cm, e quindi non sono stati trattati in dettaglio.

5.3. Evoluzione temporale dei profili di penetrazione in tre diverse tipologie di terreno: olio A

In analogia con quanto effettuato nelle analisi preliminari sul bio-olio, anche in questo caso lo scenario tipico ha previsto una fessura circolare di diametro pari a 5 mm e un battente di liquido pari a 10 cm. Tale scelta appare ragionevole se valutata in funzione degli scopi dell'analisi del presente lavoro. Un battente di 10 cm, secondo le indicazioni fornite da IPLOM, rappresenta un valore ragionevole per simulare la percolazione da un serbatoio dotato di doppio fondo. Analogamente una fessura accidentale di 5 mm di diametro sul fondo è considerabile come una fessura di dimensioni significative. Le stime relative alla velocità di penetrazione della perdita che quindi corrispondono allo scenario di riferimento qui considerato possono essere considerate delle stime per eccesso.

Le immagini in **Figura 20**, **Figura 21** e **Figura 22** descrivono l'evoluzione nello spazio e nel tempo della perdita di olio A nelle tre diverse tipologie di terreno. I risultati sono relativamente semplici da interpretare: maggiore è la permeabilità del terreno, maggiore è la velocità di penetrazione dell'olio all'interno dello stesso e quindi il volume di terreno contaminato dall'olio. Le curve in **Figura 23** riportano direttamente la profondità e il massimo diametro raggiunti dalla perdita in funzione del tempo. Da tale figura è possibile cogliere in maniera più agevole, come la perdita risponda in modo e misura diversi alla permeabilità (o tipologia) del terreno a parità di tempo.

5.4. Evoluzione temporale dei profili di penetrazione in tre diverse tipologie di terreno: olio B

Per l'olio B sono state ripetute le medesime simulazioni fluidodinamiche effettuate per l'olio A. Ovviamente, dal momento che la viscosità dell'olio B è minore di quella dell'olio A, ci si aspetta una velocità di penetrazione della perdita nel terreno decisamente maggiore. Le immagini in **Figura 24**, **Figura 25** e **Figura 26** descrivono l'evoluzione nello spazio e nel tempo della perdita di olio B nelle tre diverse tipologie di terreno. Le curve in **Figura 27** riportano la profondità e il massimo diametro raggiunti dalla perdita in funzione del tempo.

5.5. Confronto relativo tra olio A e olio B

Per comodità, la **Figura 28** propone un confronto grafico diretti tra gli olii A e B nelle tre diverse tipologie di terreno dopo 30 giorni dall'inizio della percolazione. In maniera analoga, in **Figura 29** le curve di massima profondità raggiunta dagli olii A e B sono confrontate nelle tre diverse tipologie di terreni presi in considerazione. Indipendentemente dalla permeabilità del terreno, è evidente che a parità di tempo la profondità raggiunta dall'olio B (meno viscoso) è circa il doppio di quella raggiunta dall'olio A.

In analogia con quanto già effettuato per il bio-olio, anche per gli olii A e B sono state stimate le lunghezze caratteristiche di penetrazione, definite come la massima profondità raggiunta dalla percolazione dopo 10 giorni (riportati in **Tabella 9**). È facile osservare il ruolo significativo giocato dalla permeabilità del terreno: in generale per un incremento di permeabilità di un fattore 10 si registra una diminuzione di un fattore ~4-7 per la lunghezza caratteristica di penetrazione. La viscosità dell'olio ha un effetto meno marcato: infatti, nonostante la viscosità dell'olio A sia circa 4 volte maggiore di quella dell'olio B, il rapporto tra le corrispondenti lunghezze caratteristiche di penetrazione è inferiore a un fattore ~2.

5.6. Fitting dei profili ed estrapolazione nel tempo

Dall'analisi della **Figura 23** e della **Figura 27** risulta evidente come le forme dei profili della profondità e del massimo diametro raggiunti dalla perdita siano molto simili tra loro, indipendentemente dai valori di permeabilità del terreno e viscosità dell'olio. Si è dunque cercato di individuare una forma generale di correlazione analitica in grado di consentire una stima rapida e ragionevolmente accurata della profondità e del massimo diametro raggiunto dalla perdita in funzione del tempo. L'individuazione di tale correlazione è risultata piuttosto agevole. Se infatti i punti in **Figura 23** e **Figura 27** vengono riportati su una scala bi-logaritmica, questi tendono ad assumere un andamento lineare, secondo quanto riportato in **Figura 30**. In altri termini, è possibile immaginare un andamento funzionale del tipo:

(40)

$$\log_{10}(Y) = A \log_{10}(t) + B$$

dove A e B sono i due coefficienti della correlazione, t è il tempo (in settimane) e Y è la profondità oppure il massimo diametro nel terreno (in cm).

I coefficienti A e B possono essere stimati attraverso una semplice regressione lineare. La **Tabella 10** e la **Tabella 11** riportano i valori di tali coefficienti, assieme all'indice R^2 che misura la qualità della

regressione lineare. Come è possibile osservare, i valori di R^2 sono molti prossimi al valore unitario¹, indice del fatto che la correlazione (40) è più che adeguata per descrivere le due variabili di interesse. La correlazione (40) può essere utilizzata come strumento di estrapolazione per la stima della profondità e del massimo diametro della perdita su tempi superiori a quelli simulati attraverso il modello fluidodinamico completo.

In una fase successiva del lavoro, potrebbe essere utile individuare il legame tra i coefficienti della correlazione e la viscosità dell'olio e la permeabilità del terreno, in modo tale da avere uno strumento short-cut in grado di dare una prima stima della velocità di penetrazione della perdita semplicemente conoscendo la viscosità dell'olio e la permeabilità del terreno. Per individuare tali legami è tuttavia necessario estendere il database di prove fluidodinamiche complete ad altri valori di permeabilità del terreno e di viscosità degli olii.

In **Figura 31** viene mostrato un esempio di estrapolazione sulla distanza temporale di 6 mesi, effettuata sulla base della correlazione (40), secondo i coefficienti riportati in **Tabella 10** e **Tabella 11**.

6. Conclusioni

Lo studio condotto ha consentito di valutare la profondità e la larghezza raggiunta da un rilascio accidentale di olio idrocarburico pesante dal fondo di un serbatoio. I risultati hanno confermato una forte dipendenza della percolazione dalla viscosità dell'olio e dalle caratteristiche del terreno. Nelle condizioni peggiori, ovvero basse viscosità e alta permeabilità del terreno ($\alpha = 10^{-10} \text{ m}^2$), la percolazione può raggiungere una profondità di circa 10 metri in sei mesi. D'altro lato, a parità di battente, olii più viscosi e terreni poco permeabili ($\alpha = 10^{-12} \text{ m}^2$) portano nello stesso lasso di tempo ad avere una percolazione di olio non superiore a 20/25 cm.

Grazie al numero significativo di scenari simulati, è stato possibile derivare una legge che consente di stimare in misura ragionevolmente accurata la massima profondità raggiunta dalla percolazione nel tempo in funzione della permeabilità del terreno per i due olii di riferimento caratterizzati reologicamente da IPLOM SpA.

E' tuttavia importante sottolineare come i risultati presentati in questa relazione siano condizionati dai modelli adottati, dalle semplificazioni introdotte e soprattutto dalle assunzioni fatte sulle proprietà dei terreni.

In particolare:

¹ Questa affermazione non è completamente corretta per il diametro massimo della percolazione in terreni argillosi compatti. In tale caso, la qualità della correlazione è decisamente meno buona, come evidente dal valore del coefficiente R^2 riportato in **Tabella 11**.

- Il modello VOF, che considera il terreno come un mezzo poroso omogeneo, è adatto ad affrontare il problema in esame, ma la sua validità andrebbe verificata sulla base di specifici confronti con dati sperimentali, appositamente ottenuti in condizioni controllate.
- Analogamente, la distribuzione del profilo di temperatura all'interno del terreno andrebbe verificata sperimentalmente, tenendo conto che la viscosità dell'olio diminuisce in misura significativa con l'aumentare della temperatura, con conseguente incremento della capacità di penetrazione all'interno del terreno.
- Come evidenziato nella Sezione 4, variazioni delle dimensioni del foro hanno un impatto considerevole sulla portata rilasciata. Al contrario, la forma della fessurazione, assunta circolare nel presente studio, sembra avere un'influenza decisamente meno importante sui risultati attesi.
- La parte del lavoro con maggior grado di incertezza è quella relativa alla caratterizzazione del terreno. Da quanto riportato in letteratura, è evidente che la permeabilità può variare di ordini di grandezza tra terreni diversi, ma anche all'interno dello stesso tipo di terreno, sulla base delle dimensioni delle particelle elementari e della possibile presenza di cammini preferenziali.

7. Riferimenti bibliografici

- Berberovic, E., Van Hinsberg, N., Jakirlic, S., Roisman, I., & Tropea, C. (2009). Drop impact onto a liquid layer of finite thickness: Dynamics of the cavity evolution. *Physical Review E*, 79, 036306.
- Brackbill, J., Kothe, D., & Zemach, C. (1992). A Continuum Method for Modeling Surface Tension. *Journal of Computational Physics*, 100, 335-354.
- Claisse, P. G. (2003). In situ measurement of the intrinsic permeability of concrete. *Magazine of Concrete Research*, 55(2), 125–132.
- Ejeh, S. U. (2009). Effect of Crude Oil Spill on Compressive Strength of Concrete Materials. *Journal of Applied Sciences Research*, 5(10), 1756-1761.
- Evans, C. (2013). *Modelling the 2D Infiltration of Oil in Porous Media: Including vertical percolation and lateral spreading*. MA/MSc Dissertation, King's College London.
- Florides, G., & Kalogirou, S. (2005). Annual ground temperature measurements at various depths. *8th REHVA World Congress - Clima 2005*. Lausanne (Switzerland).
- Halmemies, S., Gröndahl, S., Nenonen, K., & Tuhkanen, T. (2003). Estimation of the Time Periods and Processes for Penetration of Selected Spilled Oils and Fuels in Different Soils in the Laboratory. *Spill Science & Technology Bulletin*, 8(5-6), 451-465.
- Hirt, C., & Nichols, B. (1981). Volume of Fluid (VOF) Method for the Dynamics of Free Boundaries. *Journal of Computational Physics*, 39(1), 201-225.

- Istat. (2010). *Andamento meteo-climatico in Italia - Anni 2000-2009*.
- Jasak, H. (2006). *Numerical Solution Algorithms for Compressible Flows*. Lecture Notes for University of Zagreb.
- Kalogirou, S., & G., F. (2004). Measurements of Ground Temperature at Various Depths,. *Proceedings of the 3rd International Conference on Sustainable Energy Technologies*. Nottingham (UK).
- Kao, C., & Hunt, J. (2001). *Journal of Environmental Engineering*, 127, 162–169.
- Kasuda, T., & Archenbach, P. (1965). Earth Temperature and Thermal Diffusivity at Selected Stations in the United States. *ASHRAE Transactions*, 71(1).
- Kosmatka, S. K. (2002). *Design and Control of Concrete Mixtures (14th Edition)*. Portland Cement Association.
- Miller, D. (1977). *Water at the Surface of the Earth - An Introduction to Ecosystem Hydrodynamics*. Academic Press.
- OpenCFD. (2016). *OpenFOAM, The Open Source CFD Toolbox, Programmer's Guide*.
- OpenCFD. (2016). *OpenFOAM, The Open Source CFD Toolbox, User Guide*.
- Prosperetti, A. (1981). A Motion of Two Superposed Viscous Fluids. *Physics of Fluids*, 24(7), 1217-1223.
- Reinhardt, H. (1997). *Penetration and Permeability of Concrete: Barriers to organic and contaminating liquids (1st Edition)*. CRC Press.
- Rusche, H. (2002). *Computational Fluid Dynamics of Dispersed Two-Phase Flows at High Phase Fractions*. Ph.D Thesis, Imperial College of Science, Technology and Medicine, London.
- Ubbink, O. (1997). *Numerical prediction of two fluid systems with sharp interfaces*. Ph.D Thesis, Imperial College of Science, Technology and Medicine, London.
- Vitucci, G. (2013). *Analisi numerica tridimensionale dell'impatto di gocce su film liquido sottile in presenza di corrente di strato limite bifase*. Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Aeronautica, Politecnico di Milano.
- Wang, K. J. (1997). Permeability study of cracked concrete. *Cement and Concrete Research*, 27(3), 381-393.
- Weller, H., Tabor, G., Jasak, H., & Fureby, C. (1998). A tensorial approach to computational continuum mechanics using object-oriented techniques. *Computers in Physics*, 12(6), 620-631.

8. Lista delle Tabelle

Tabella 1. Coefficienti A e B relativi alla correlazione (32) per la stima della perdita di olio nel terreno (foro circolare con 5 mm di diametro, battente di liquido pari a 0.10 m, condizioni isoterme). Portata Q in l/mese e viscosità μ in cP.	39
Tabella 2. Coefficienti C e D relativi alla correlazione (33) per la stima della perdita di olio nel terreno (foro circolare con 5 mm di diametro, battente di liquido pari a 0.10 m, condizioni isoterme). Portata Q in l/mese e permeabilità α in m^2	39
Tabella 3. Coefficienti E e F relativi alla correlazione (34) per la stima della perdita di olio nel terreno (foro circolare con 5 mm di diametro, condizioni isoterme). Portata Q in l/mese e battente h in m.	39
Tabella 4. Coefficienti alla correlazione (35) per la stima della perdita di olio nel terreno (foro circolare con 5 mm di diametro, condizioni isoterme). Battente di liquido in m, Viscosità dell'olio in cP e portata volumetrica in l/mese.	40
Tabella 5. Coefficienti alla correlazione (36) per la stima della perdita di olio nel terreno (foro circolare con 5 mm di diametro, condizioni isoterme). Battente di liquido in m, permeabilità del terreno in m^2 e portata volumetrica in l/mese.	40
Tabella 6. Coefficienti utilizzati nella correlazione (38) attraverso cui la viscosità dinamica viene espressa in funzione della temperatura.	40
Tabella 7. Classificazione dei terreni sulla base dei valori medi di permeabilità.	41
Tabella 8. Tempo caratteristico di penetrazione (definito come il tempo necessario per raggiungere la profondità di 1 m) per l'olio A e l'olio B nelle tre diverse tipologie di terreno.	41
Tabella 9. Coefficienti A e B e coefficiente di determinazione R^2 relativi alla correlazione (40) per la stima della massima profondità raggiunta dalla perdita nel tempo.	42
Tabella 10. Coefficienti A e B e coefficiente di determinazione R^2 relativi alla correlazione (40) per la stima del massimo diametro raggiunto dalla perdita nel tempo.	42

	A	B
Terreno misto argilloso/sabbia fine ($\alpha = 10^{-10} \text{ m}^2$)	-0.9663	3.625
Terreno argilloso non strutturati ($\alpha = 10^{-11} \text{ m}^2$)	-0.8679	2.407
Terreno argilloso compatto ($\alpha = 10^{-12} \text{ m}^2$)	-0.7668	1.294

Tabella 1. Coefficienti A e B relativi alla correlazione (32) per la stima della perdita di olio nel terreno (foro circolare con 5 mm di diametro, battente di liquido pari a 0.10 m, condizioni isoterme). Portata Q in l/mese e viscosità μ in cP.

	C	D
Bassa viscosità ($\mu = 100 \text{ cP}$)	-0.9650	11.342
Media viscosità ($\mu = 1000 \text{ cP}$)	-0.8677	9.349
Alta viscosità ($\mu = 10000 \text{ cP}$)	-0.7655	7.413

Tabella 2. Coefficienti C e D relativi alla correlazione (33) per la stima della perdita di olio nel terreno (foro circolare con 5 mm di diametro, battente di liquido pari a 0.10 m, condizioni isoterme). Portata Q in l/mese e permeabilità α in m^2 .

Viscosità [cP]	Permeabilità [m^2]	E	F
100	10^{-10}	0.9589	2.6641
1000	10^{-10}	0.9827	1.6695
10000	10^{-10}	0.9465	0.726
100	10^{-11}	0.9896	1.6771
1000	10^{-11}	0.9468	0.7291
10000	10^{-11}	0.8939	-0.149
100	10^{-12}	0.9483	0.7386
1000	10^{-12}	0.8640	-0.207
10000	10^{-12}	0.7515	-1.030

Tabella 3. Coefficienti E e F relativi alla correlazione (34) per la stima della perdita di olio nel terreno (foro circolare con 5 mm di diametro, condizioni isoterme). Portata Q in l/mese e battente h in m.

	A_E	B_E
Terreno misto argilloso/sabbia fine ($\alpha = 10^{-10} m^2$)	0.9659	4.5842
Terreno argilloso non strutturati ($\alpha = 10^{-11} m^2$)	0.9282	3.5371
Terreno argilloso compatto ($\alpha = 10^{-12} m^2$)	0.8695	2.4423

Tabella 4. Coefficienti alla correlazione (35) per la stima della perdita di olio nel terreno (foro circolare con 5 mm di diametro, condizioni isoterme). Battente di liquido in m, Viscosità dell'olio in cP e portata volumetrica in l/mese.

	A_F	B_F
Terreno misto argilloso/sabbia fine ($\alpha = 10^{-10} m^2$)	0.9642	12.299
Terreno argilloso non strutturati ($\alpha = 10^{-11} m^2$)	0.9347	11.012
Terreno argilloso compatto ($\alpha = 10^{-12} m^2$)	0.8710	9.429

Tabella 5. Coefficienti alla correlazione (36) per la stima della perdita di olio nel terreno (foro circolare con 5 mm di diametro, condizioni isoterme). Battente di liquido in m, permeabilità del terreno in m^2 e portata volumetrica in l/mese.

	A	B	C	D	E	F
Olio A	-8.6580	3644.1	0	0	0	1.060
Olio B	-6.3127	2700.1	-76.066	23040	0.50	1.119

Tabella 6. Coefficienti utilizzati nella correlazione (38) attraverso cui la viscosità dinamica viene espressa in funzione della temperatura. Viscosità in cP e temperatura in K.

	A_G	B_G
Olio A	0.9678	-0.0007
Olio B	0.9245	-0.0007

Tabella 7. Coefficienti utilizzati nella correlazione (39) attraverso cui la densità viene espressa in funzione della temperatura. Densità in g/cm³ e temperatura in °C.

Tipo	permeabilità (md)		permeabilità (m ²)	
	min	max	min	max
Sabbia grossolana	10	50	10 ⁻⁸	5·10 ⁻⁸
Sabbia fine	1	3	10 ⁻⁹	3·10 ⁻⁹
Misto argilla/sabbia fine	0.5	2	5·10 ⁻¹⁰	2·10 ⁻⁹
Sabbia ultra-fine	0.5	0.5	5·10 ⁻¹⁰	5·10 ⁻¹⁰
Argilla non strutturata	0.02	0.2	2·10 ⁻¹¹	2·10 ⁻¹⁰
Argilla compatta	0.001	0.002	10 ⁻¹²	2·10 ⁻¹²
Argilla/calcare	10 ⁻⁶	10 ⁻⁵	10 ⁻¹⁵	10 ⁻¹⁴
Calcestruzzo integro	10 ⁻¹⁰	10 ⁻⁷	10 ⁻¹⁹	10 ⁻¹⁶
Calcestruzzo microfratturato	0.001	0.01	10 ⁻¹²	10 ⁻¹¹

Tabella 8. Classificazione dei terreni sulla base dei valori medi di permeabilità.

Tipo di terreno	Lunghezza caratteristica (in m)	
	Olio A	Olio B
Terreno argilloso compatto ($\alpha = 10^{-12} \text{ m}^2$)	0.08	0.10
Terreno argilloso non strutturato ($\alpha = 10^{-11} \text{ m}^2$)	0.43	0.71
Terreno misto argilloso/sabbia fine ($\alpha = 10^{-10} \text{ m}^2$)	1.41	2.62

Tabella 9. Lunghezza caratteristica di penetrazione (definita come la massima profondità raggiunta dalla percolazione dopo 10 giorni) per l'olio A e l'olio B nelle tre diverse tipologie di terreno.

	Olio A			Olio B		
	A	B	R ²	A	B	R ²
Terreno argilloso compatto ($\alpha = 10^{-12} \text{ m}^2$)	0.7140	-1.7780	0.9997	0.7142	-1.1771	0.9998
Terreno argilloso non compatto ($\alpha = 10^{-11} \text{ m}^2$)	0.5810	-0.9444	0.9978	0.626	-0.7718	0.9951
Terreno misto/argilloso sabbia fine ($\alpha = 10^{-10} \text{ m}^2$)	0.4659	-0.3152	0.9918	0.4776	-0.0621	0.9950

Tabella 10. Coefficienti A e B e coefficiente di determinazione R² relativi alla correlazione (40) per la stima della massima profondità raggiunta dalla perdita nel tempo.

	Olio A			Olio B		
	A	B	R ²	A	B	R ²
Terreno argilloso compatto ($\alpha = 10^{-12} \text{ m}^2$)	0.1676	-1.7923	0.9334	0.1042	-1.6809	0.8859
Terreno argilloso non strutturato ($\alpha = 10^{-11} \text{ m}^2$)	0.2959	-1.6208	0.9938	0.2849	-1.573	0.9965
Terreno misto/argilloso sabbia fine ($\alpha = 10^{-10} \text{ m}^2$)	0.355	-1.3646	0.9986	0.3298	-1.3228	0.9974

Tabella 11. Coefficienti A e B e coefficiente di determinazione R² relativi alla correlazione (40) per la stima del massimo diametro raggiunto dalla perdita nel tempo.

9. Lista delle Figure

Figura 1. Metodologie di individuazione dell'interfaccia (Vitucci, 2013).....	46
Figura 2. Scenario tipo adottato per le simulazioni fluidodinamiche complete. Il dominio di calcolo è rappresentato dall'area rettangolare arancione. Le dimensioni del serbatoio, del foro e del terreno non sono in scala.	46
Figura 3. Variazione stagionale delle temperature di un terreno presso Belgrado (Serbia) [https://it.wikipedia.org/wiki/Propriet%C3%A0_fisiche_del_terreno].	47
Figura 4. Variazione della temperatura del terreno situato presso Belgrado nel mese di Agosto [https://it.wikipedia.org/wiki/Propriet%C3%A0_fisiche_del_terreno].	47
Figura 5. Temperatura media annua in Italia: Report Istat Andamento meteo-climatico in Italia Anni 2000-2009. [https://www.istat.it/it/files//2011/01/testointegrale20100401.pdf].	47
Figura 6. Struttura di OpenFOAM [https://cfd.direct/openfoam/user-guide/v4-introduction/].	48
Figura 7. Evoluzione della perdita di un olio con viscosità pari a 100 cP in un terreno argilloso non strutturato ($\alpha = 10 - 11 \text{ m}^2$). Foro circolare (5 mm di diametro), battente di liquido pari a 0.10 m, condizioni isoterme. La regione rettangolare ha dimensioni pari a 100x50 cm.	48
Figura 8. Perdita di olio in funzione della viscosità per tre diverse tipologie di terreno. Foro circolare (5 mm di diametro), battente di liquido pari a 0.10 m, condizioni isoterme.	49
Figura 9. Perdita di olio in funzione del battente di liquido per diverse viscosità e permeabilità del terreno. Foro circolare (5 mm di diametro), condizioni isoterme.....	50
Figura 10. Perdita di olio in funzione del rapporto tra battente di liquido e viscosità, parametrizzata sulla base della permeabilità del terreno. Foro circolare (5 mm di diametro), condizioni isoterme.....	51
Figura 11. Perdita di olio in funzione del rapporto tra battente di liquido e permeabilità del terreno, parametrizzata sulla base della viscosità dell'olio. Foro circolare (5 mm di diametro), condizioni isoterme.	51
Figura 12. Profilo di viscosità per il bio-olio in funzione della coordinata spaziale misurata in direzione verticale lungo il terreno (affondamento).....	52
Figura 13. Sversamento di bio-olio in un terreno argilloso non strutturato $\alpha = 10 - 11 \text{ m}^2$ a intervalli di 4 giorni. Foro circolare con 5 mm di diametro, battente di liquido pari a 0.10 m.....	52
Figura 14. Profondità e raggio massimi raggiunti dalla percolazione di bio-olio in tre diverse tipologie di terreno in funzione del tempo.	53
Figura 15. Profondità e diametro massimi raggiunti dalla perdita di bio-olio in un terreno argilloso non strutturato (10^{-11} m^2). Allo scopo di analizzare l'impatto della viscosità del bio-olio sullo sversamento, la viscosità del bio-olio (correlazione (37)) è stata moltiplicata per un fattore 10 oppure 100.	54
Figura 16. Profondità e diametro massimi raggiunti dalla perdita di bio-olio nel terreno argilloso non strutturato (10^{-11} m^2) in funzione del tempo. Allo scopo di evidenziare l'analogia viscosità/permeabilità i valori di riferimento di queste due grandezze sono stati moltiplicati e divisi, rispettivamente, di un fattore 10.....	55

Figura 17. Andamento della viscosità degli olii A e B con la temperatura. I simboli rappresentano i dati sperimentali (secondo le misure effettuate da IPLOM SpA); le linee corrispondono invece alla correlazione (38), i cui coefficienti sono riportati nella Tabella 6..... 55

Figura 18. Profili di viscosità per gli olii A e B in funzione della coordinata spaziale misurata in direzione verticale lungo il terreno (affondamento)..... 56

Figura 19. Andamento della densità degli olii A e B con la temperatura. I simboli rappresentano i dati sperimentali (secondo le misure effettuate da IPLOM SpA); le linee corrispondono invece alla correlazione (39), i cui coefficienti sono riportati nella **Tabella 7**..... 56

Figura 20. Evoluzione della perdita di olio A in un terreno argilloso compatto ($\alpha = 10 - 12 \text{ m}^2$). Foro circolare (5 mm di diametro), battente di liquido pari a 0.1 m. La regione rettangolare ha dimensioni pari a 50x50 cm. 57

Figura 21. Evoluzione della perdita di olio A in un terreno argilloso non strutturato ($\alpha = 10 - 11 \text{ m}^2$). Foro circolare (5 mm di diametro), battente di liquido pari a 0.1 m. La regione rettangolare ha dimensioni pari a 200x100 cm. 58

Figura 22. Evoluzione della perdita di olio A in un terreno misto argilloso/sabbia fine ($\alpha = 10 - 10 \text{ m}^2$). Foro circolare (5 mm di diametro), battente di liquido pari a 0.1 m. La regione rettangolare ha dimensioni pari a 400x200 cm. 59

Figura 23. Profondità e diametro massimi raggiunti dalla perdita di olio A nelle tre diverse tipologie di terreno in funzione del tempo. 60

Figura 24. Evoluzione della perdita di olio B in un terreno argilloso compatto ($\alpha = 10 - 12 \text{ m}^2$). Foro circolare (5 mm di diametro), battente di liquido pari a 0.1 m. La regione rettangolare ha dimensioni pari a 50x50 cm. 61

Figura 25. Evoluzione della perdita di olio B in un terreno argilloso non strutturato ($\alpha = 10 - 11 \text{ m}^2$). Foro circolare (5 mm di diametro), battente di liquido pari a 0.1 m. La regione rettangolare ha dimensioni pari a 200x100 cm. 62

Figura 26. Evoluzione della perdita di olio B in un terreno misto argilloso/sabbia fine ($\alpha = 10 - 10 \text{ m}^2$). Foro circolare (5 mm di diametro), battente di liquido pari a 0.1 m. La regione rettangolare ha dimensioni pari a 400x200 cm. 63

Figura 27. Profondità e diametro massimi raggiunti dalla perdita di olio B nelle tre diverse tipologie di terreno in funzione del tempo. 64

Figura 28. Confronto tra la perdita di olio di tipo A e B in diverse tipologie di terreno a distanza di 30 giorni dallo sversamento. Foro circolare (5 mm di diametro), battente di liquido pari a 0.1 m. Le regioni rettangolari corrispondenti alle diverse permeabilità hanno dimensioni diverse, secondo quanto riportato nella colonna di sinistra..... 65

Figura 29. Profondità massima raggiunta dalla perdita in funzione del tempo nelle tre diverse tipologie di terreno. Confronto tra l'olio A e l'olio B..... 66

Figura 30. Profondità e diametro massimi raggiunti dalla perdita di olio A (sinistra) e olio B (destra) nelle tre diverse tipologie di terreno in funzione del tempo..... 67

Figura 31. Profondità e diametro massimi raggiunti dalla perdita di olio A (sinistra) e olio B (destra) nelle tre diverse tipologie di terreno in funzione del tempo. I simboli rappresentano i valori ottenuti attraverso le simulazioni fluidodinamiche; le linee corrispondono invece alla correlazione analitica (40)..... 68

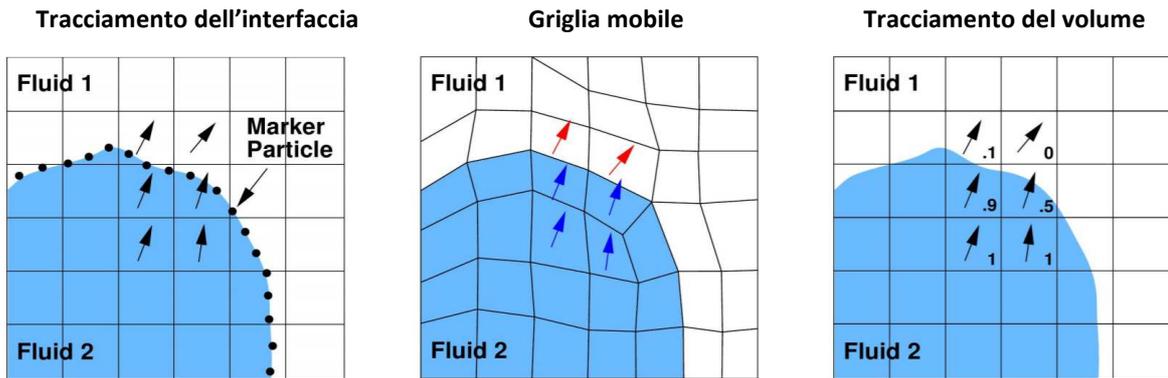


Figura 1. Metodologie di individuazione dell'interfaccia (Vitucci, 2013).

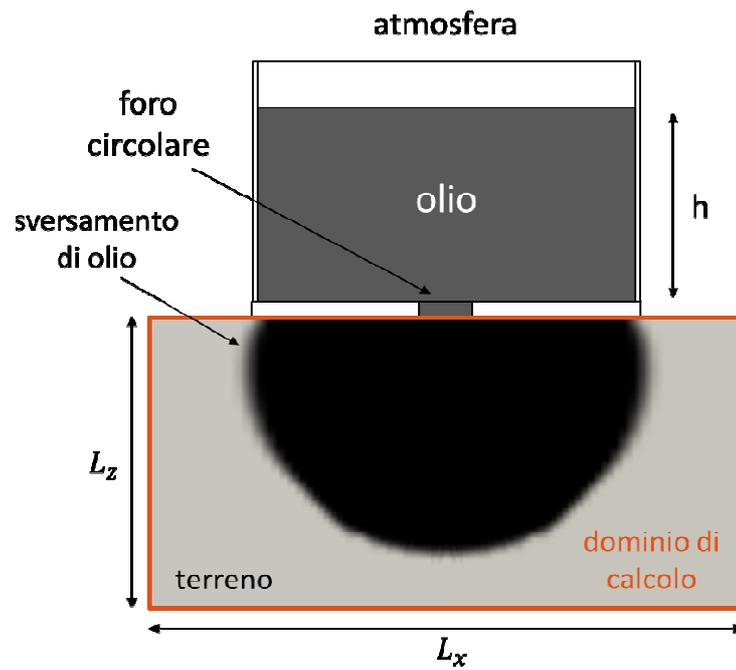


Figura 2. Scenario tipo adottato per le simulazioni fluidodinamiche complete. Il dominio di calcolo è rappresentato dall'area rettangolare arancione. Le dimensioni del serbatoio, del foro e del terreno non sono in scala.

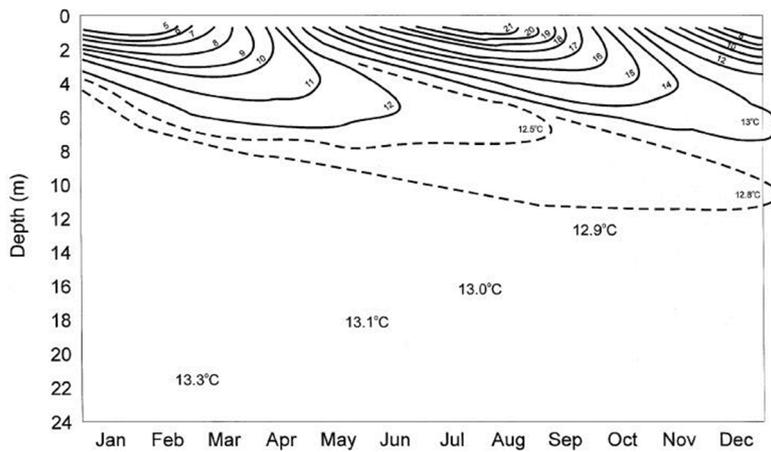


Figura 3. Variazione stagionale delle temperature di un terreno presso Belgrado (Serbia) [https://it.wikipedia.org/wiki/Propriet%C3%A0_fisiche_del_terreno].

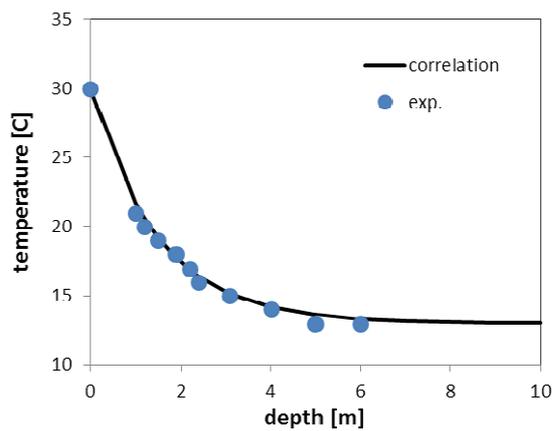


Figura 4. Variazione della temperatura del terreno situato presso Belgrado nel mese di Agosto [https://it.wikipedia.org/wiki/Propriet%C3%A0_fisiche_del_terreno].

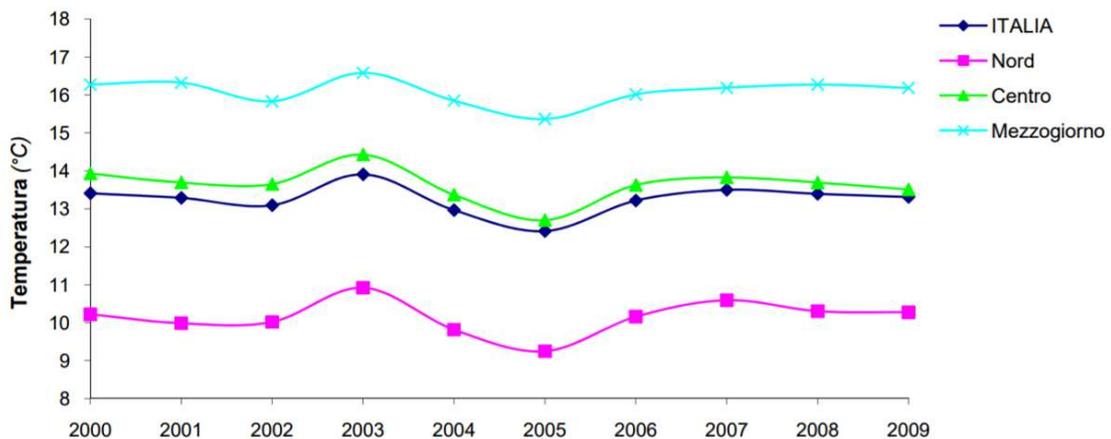


Figura 5. Temperatura media annua in Italia: Report Istat Andamento meteo-climatico in Italia Anni 2000-2009. [<https://www.istat.it/it/files//2011/01/testointegrale20100401.pdf>].

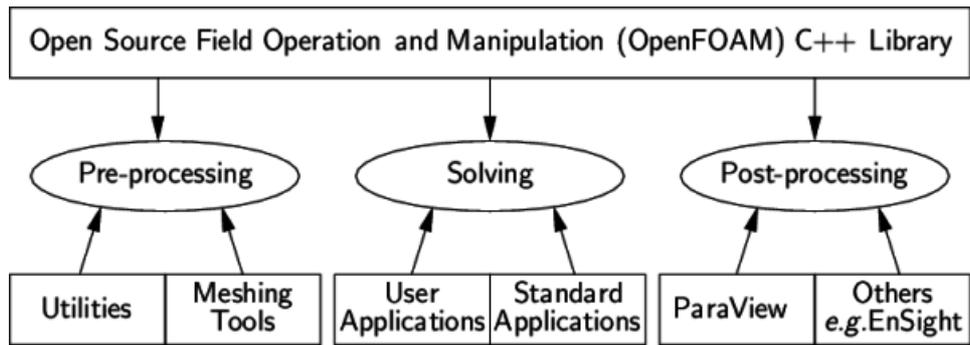


Figura 6. Struttura di OpenFOAM [<https://cfd.direct/openfoam/user-guide/v4-introduction/>].

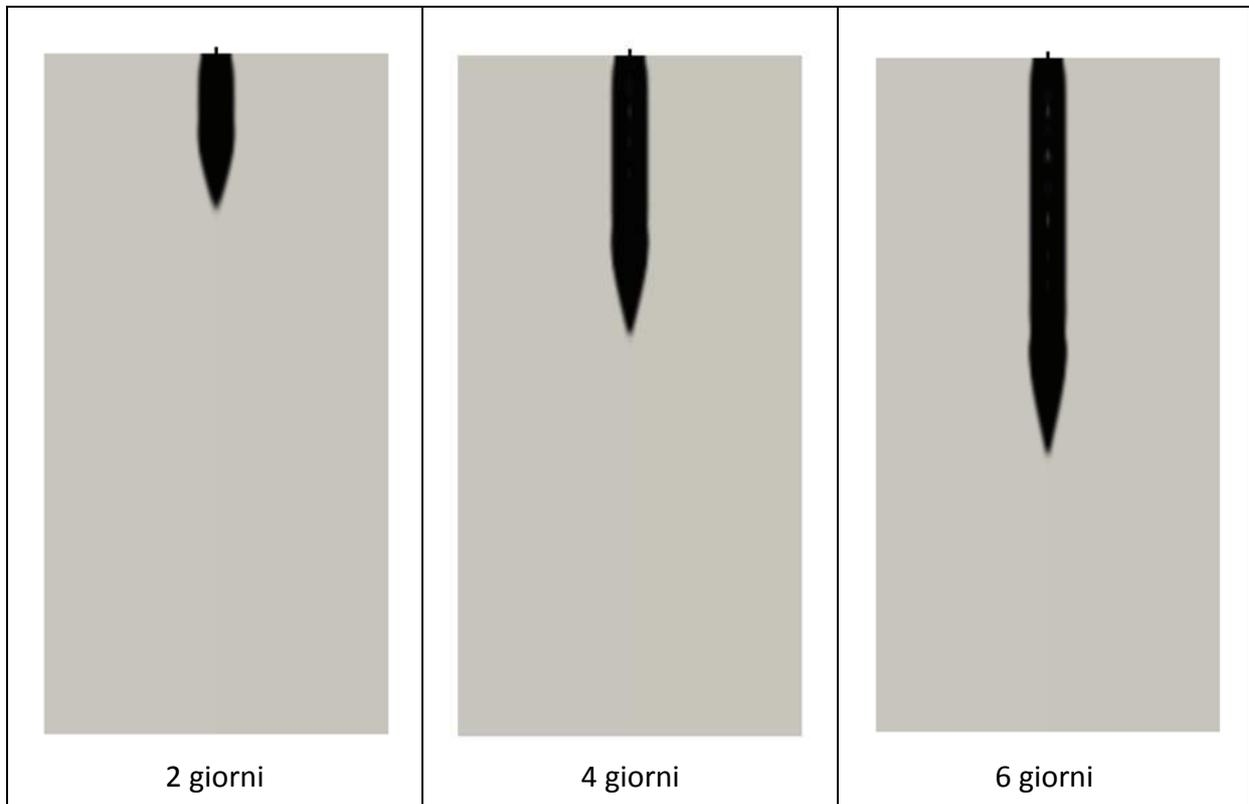


Figura 7. Evoluzione della perdita di un olio con viscosità pari a 100 cP in un terreno argilloso non strutturato ($\alpha = 10^{-11} \text{ m}^2$). Foro circolare (5 mm di diametro), battente di liquido pari a 0.10 m, condizioni isoterme. La regione rettangolare ha dimensioni pari a 100x50 cm.

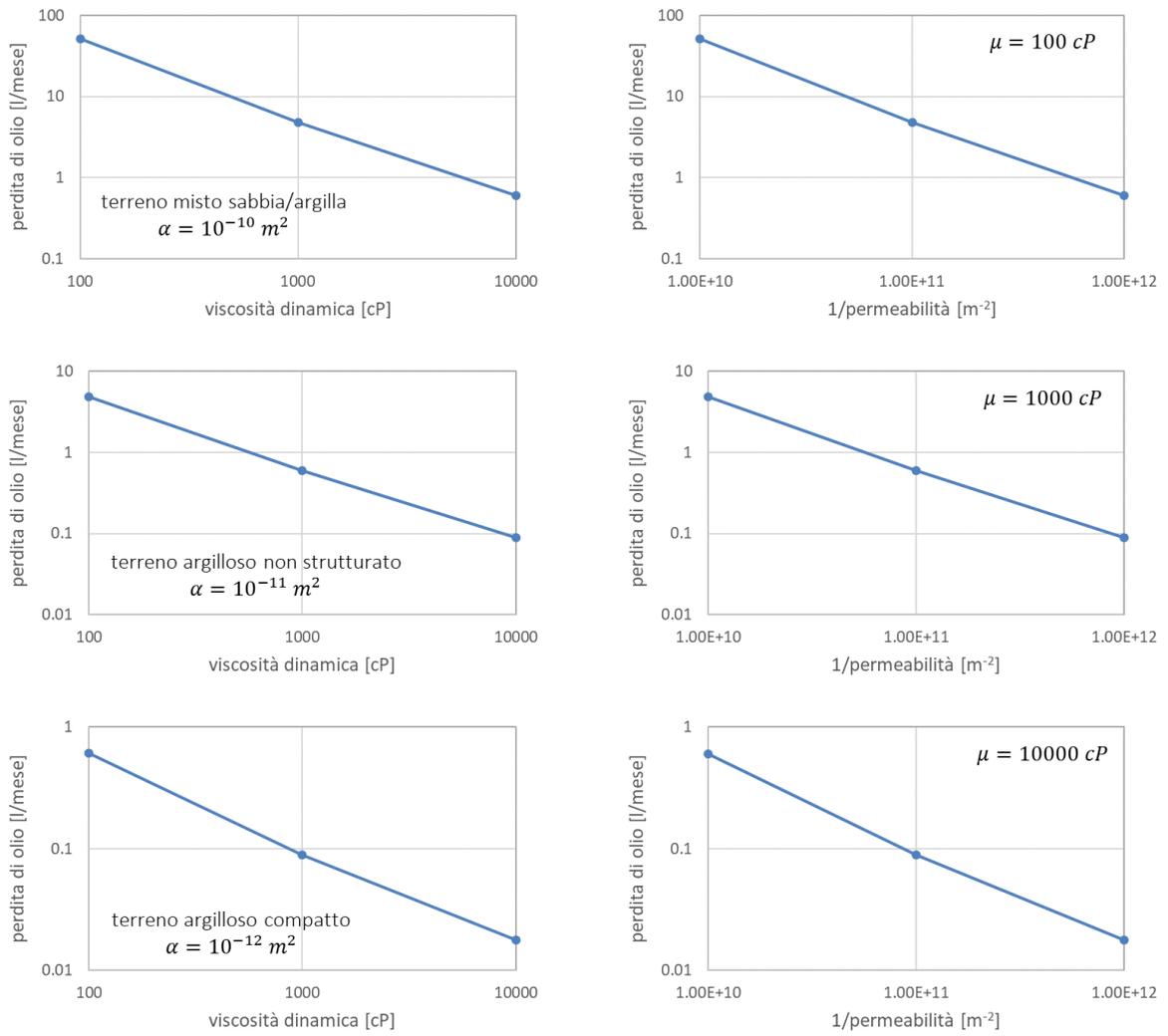


Figura 8. Perdita di olio in funzione della viscosità per tre diverse tipologie di terreno. Foro circolare (5 mm di diametro), battente di liquido pari a 0.10 m, condizioni isoterme.

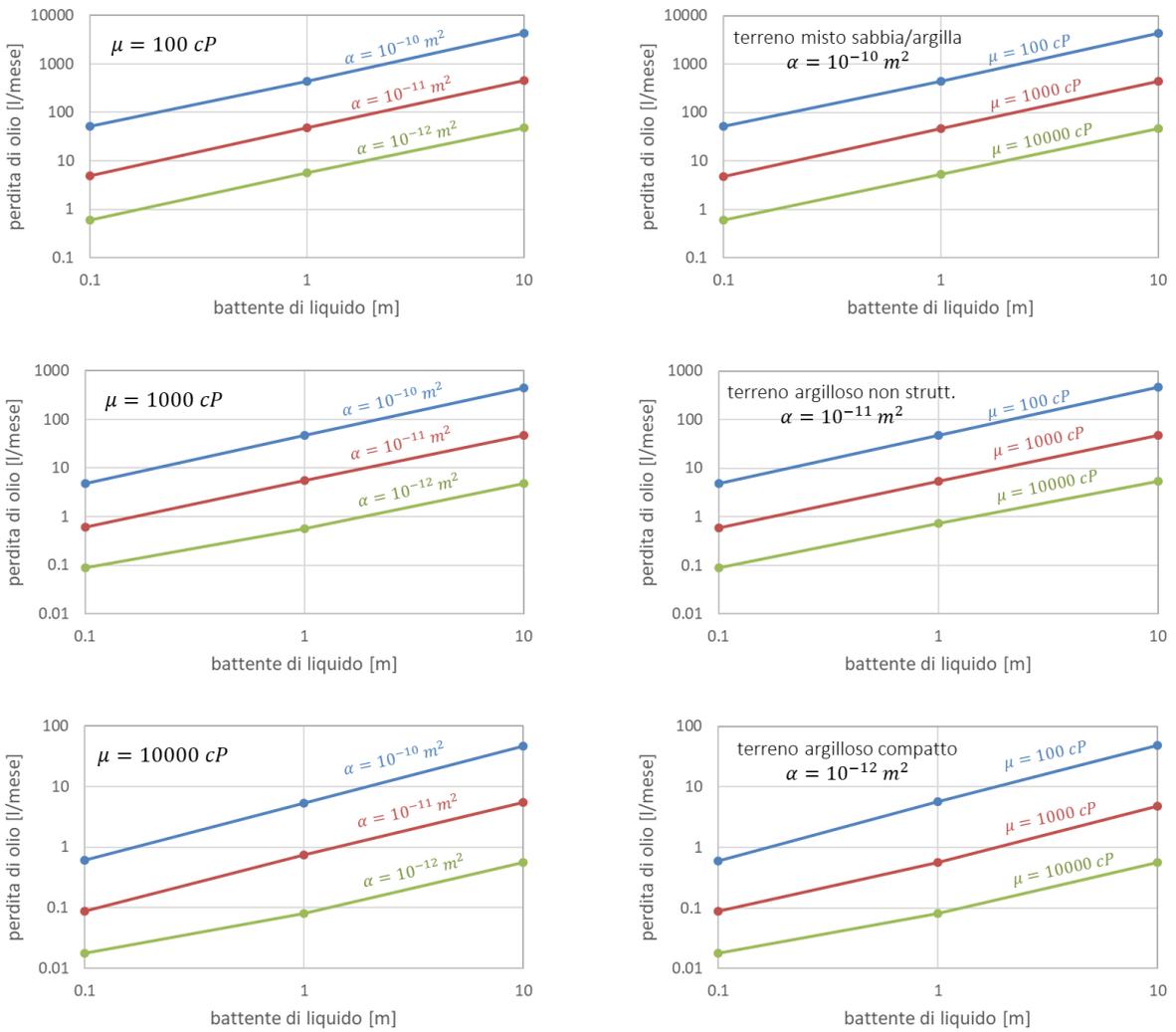


Figura 9. Perdita di olio in funzione del battente di liquido per diverse viscosità e permeabilità del terreno. Foro circolare (5 mm di diametro), condizioni isoterme.

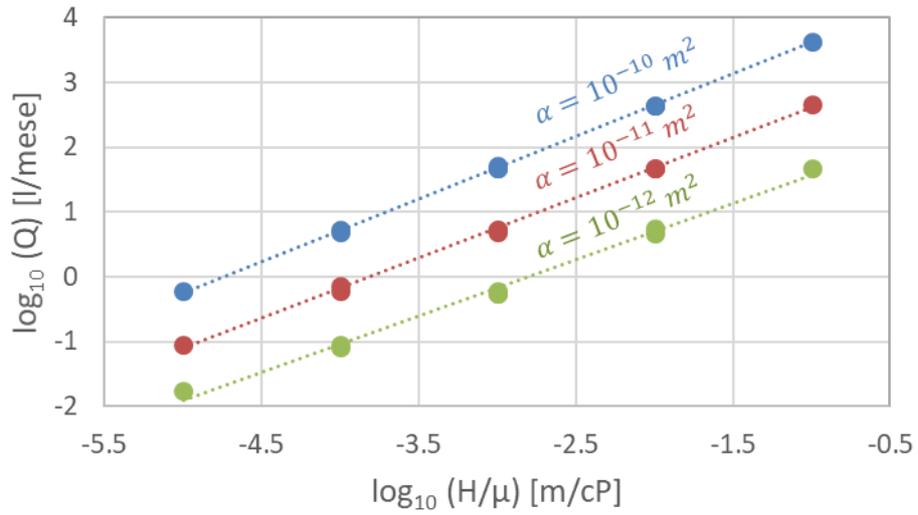


Figura 10. Perdita di olio in funzione del rapporto tra battente di liquido e viscosità, parametrizzata sulla base della permeabilità del terreno. Foro circolare (5 mm di diametro), condizioni isoterme.

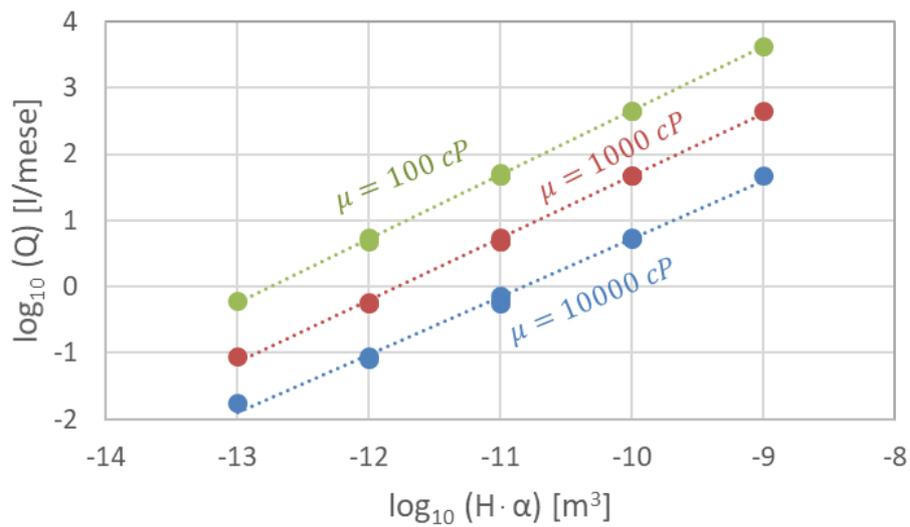


Figura 11. Perdita di olio in funzione del rapporto tra battente di liquido e permeabilità del terreno, parametrizzata sulla base della viscosità dell'olio. Foro circolare (5 mm di diametro), condizioni isoterme.

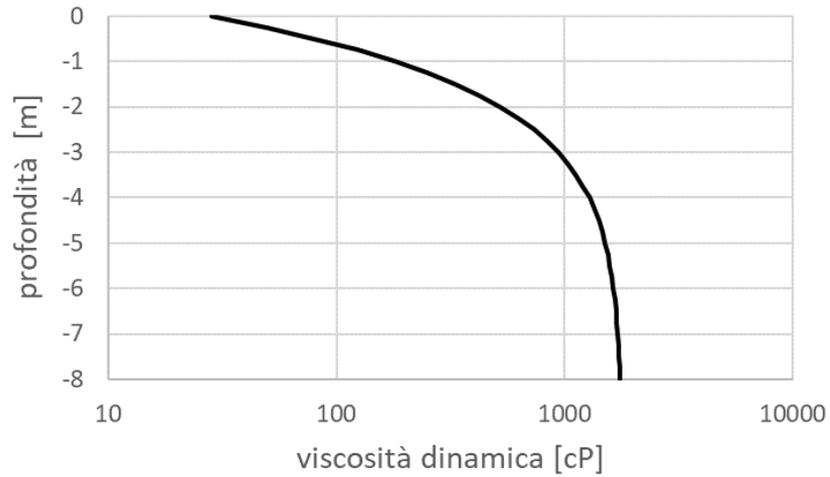


Figura 12. Profilo di viscosità per il bio-olio in funzione della coordinata spaziale misurata in direzione verticale lungo il terreno (affondamento).

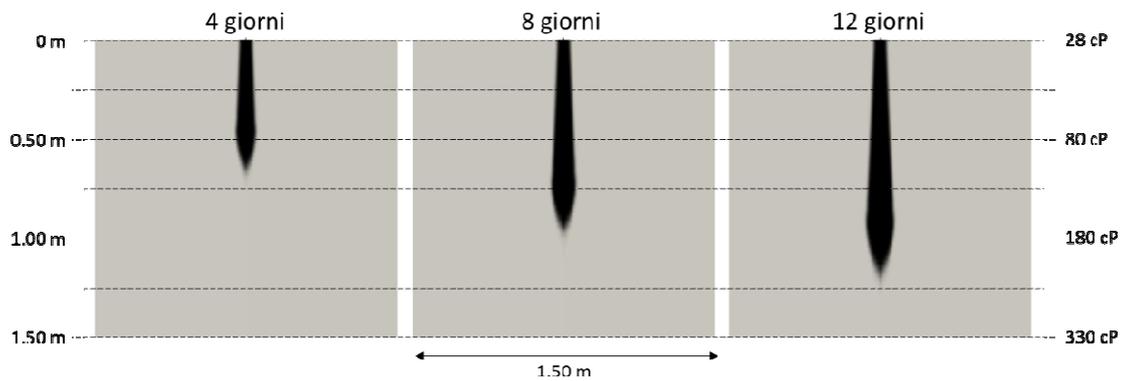


Figura 13. Sversamento di bio-olio in un terreno argilloso non strutturato ($\alpha = 10^{-11} \text{ m}^2$) a intervalli di 4 giorni. Foro circolare con 5 mm di diametro, battente di liquido pari a 0.10 m.

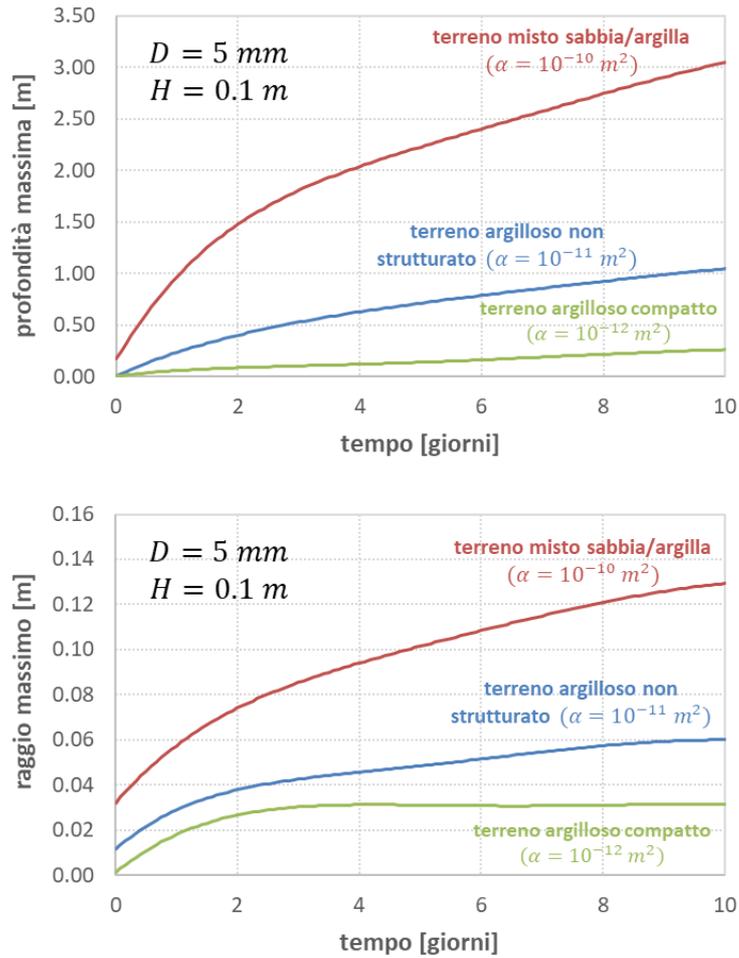


Figura 14. Profondità e raggio massimi raggiunti dalla percolazione di bio-olio in tre diverse tipologie di terreno in funzione del tempo.

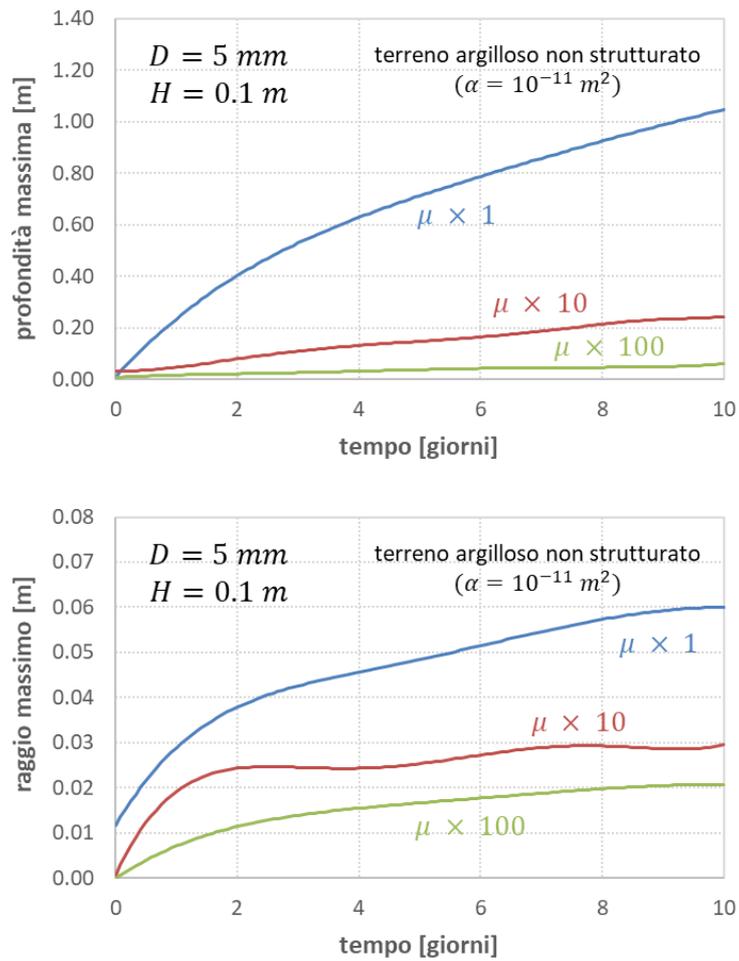


Figura 15. Profondità e diametro massimi raggiunti dalla perdita di bio-olio in un terreno argilloso non strutturato (10^{-11} m^2). Allo scopo di analizzare l'impatto della viscosità del bio-olio sullo sversamento, la viscosità del bio-olio (correlazione (37)) è stata moltiplicata per un fattore 10 oppure 100.

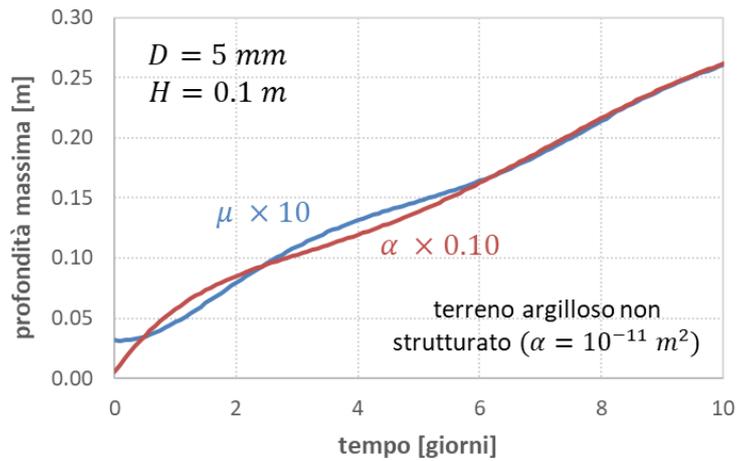


Figura 16. Profondità e diametro massimi raggiunti dalla perdita di bio-olio nel terreno argilloso non strutturato (10^{-11} m^2) in funzione del tempo. Allo scopo di evidenziare l'analogia viscosità/permeabilità i valori di riferimento di queste due grandezze sono stati moltiplicati e divisi, rispettivamente, di un fattore 10.

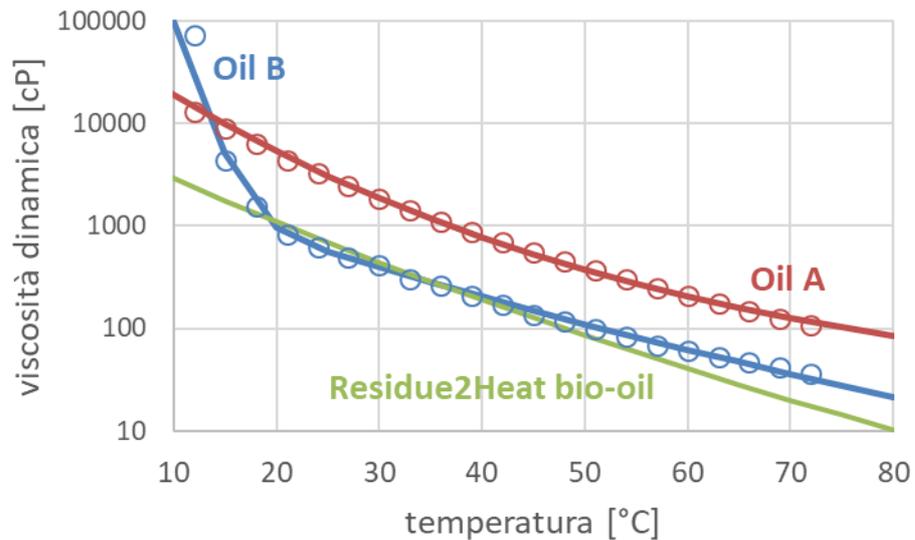


Figura 17. Andamento della viscosità degli olii A e B con la temperatura. I simboli rappresentano i dati sperimentali (secondo le misure effettuate da IPLOM SpA); le linee corrispondono invece alla correlazione (38), i cui coefficienti sono riportati nella Tabella 6.

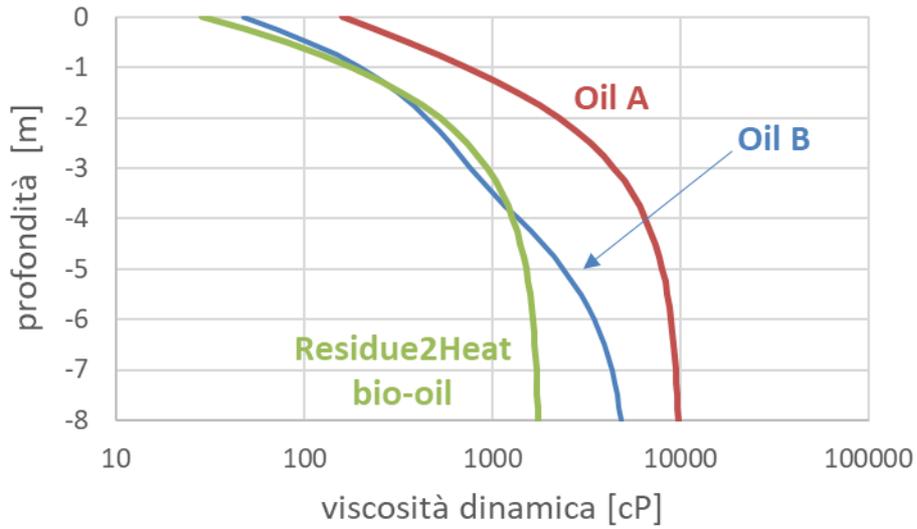


Figura 18. Profili di viscosità per gli olii A e B in funzione della coordinata spaziale misurata in direzione verticale lungo il terreno (affondamento).

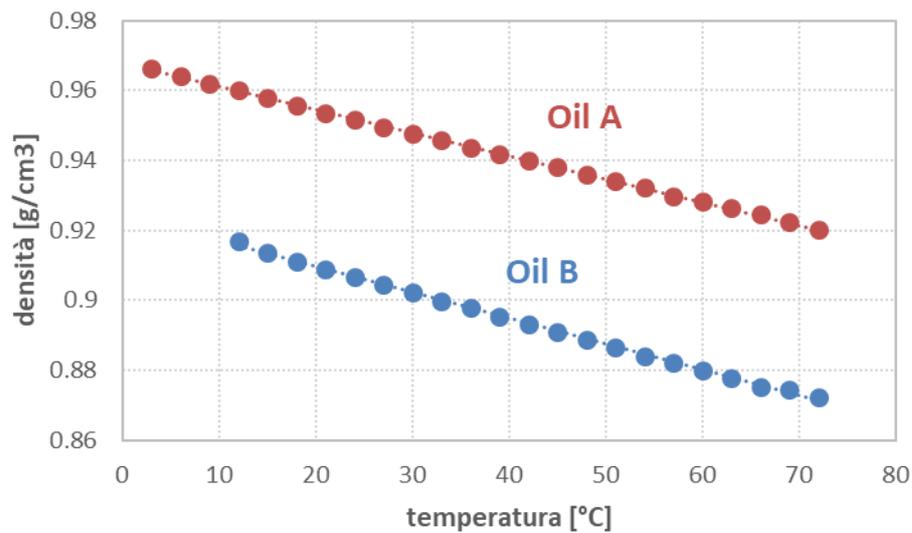


Figura 19. Andamento della densità degli olii A e B con la temperatura. I simboli rappresentano i dati sperimentali (secondo le misure effettuate da IPLOM SpA); le linee corrispondono invece alla correlazione (39), i cui coefficienti sono riportati nella **Tabella 7**.

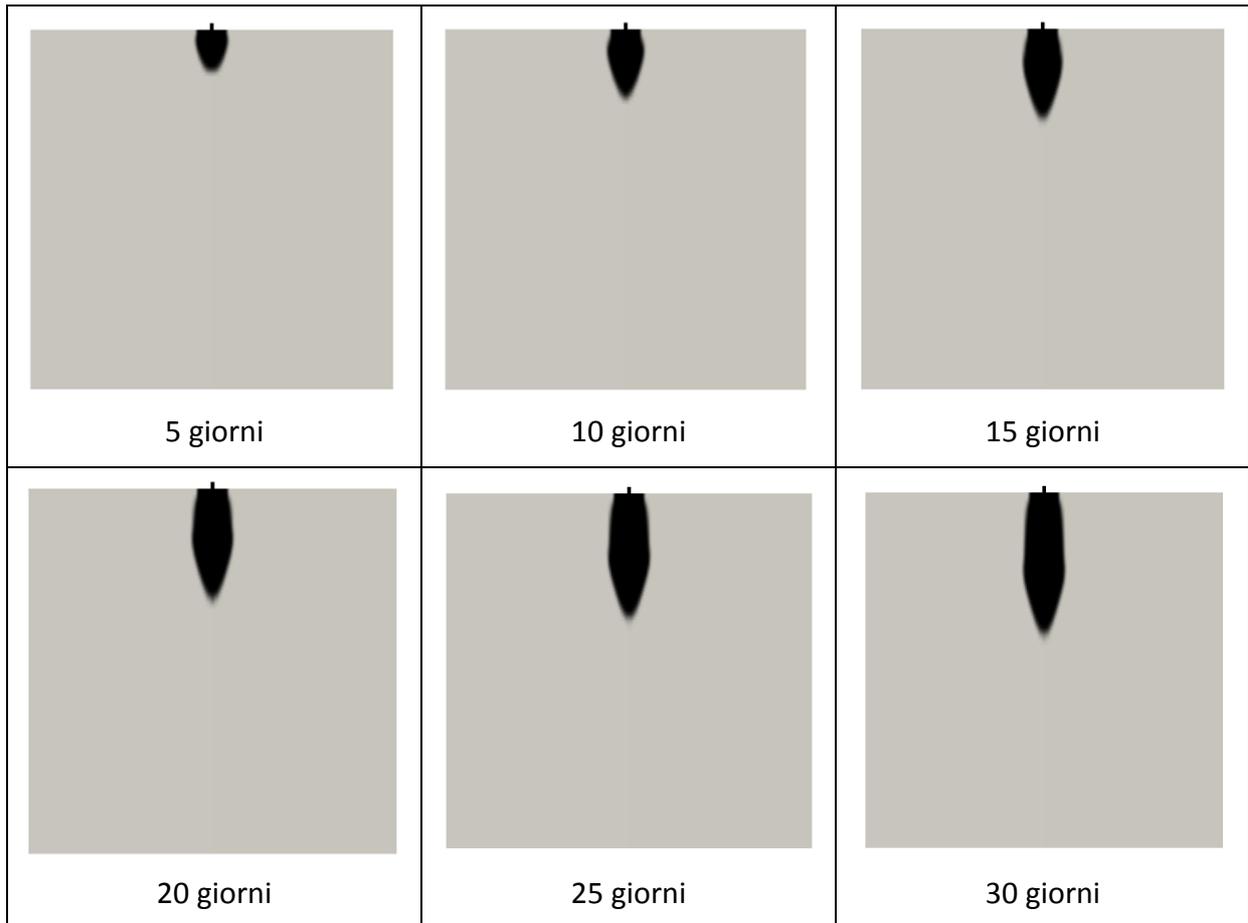


Figura 20. Evoluzione della perdita di olio A in un terreno argilloso compatto ($\alpha = 10^{-12} \text{ m}^2$). Foro circolare (5 mm di diametro), battente di liquido pari a 0.1 m. La regione rettangolare ha dimensioni pari a 50x50 cm.

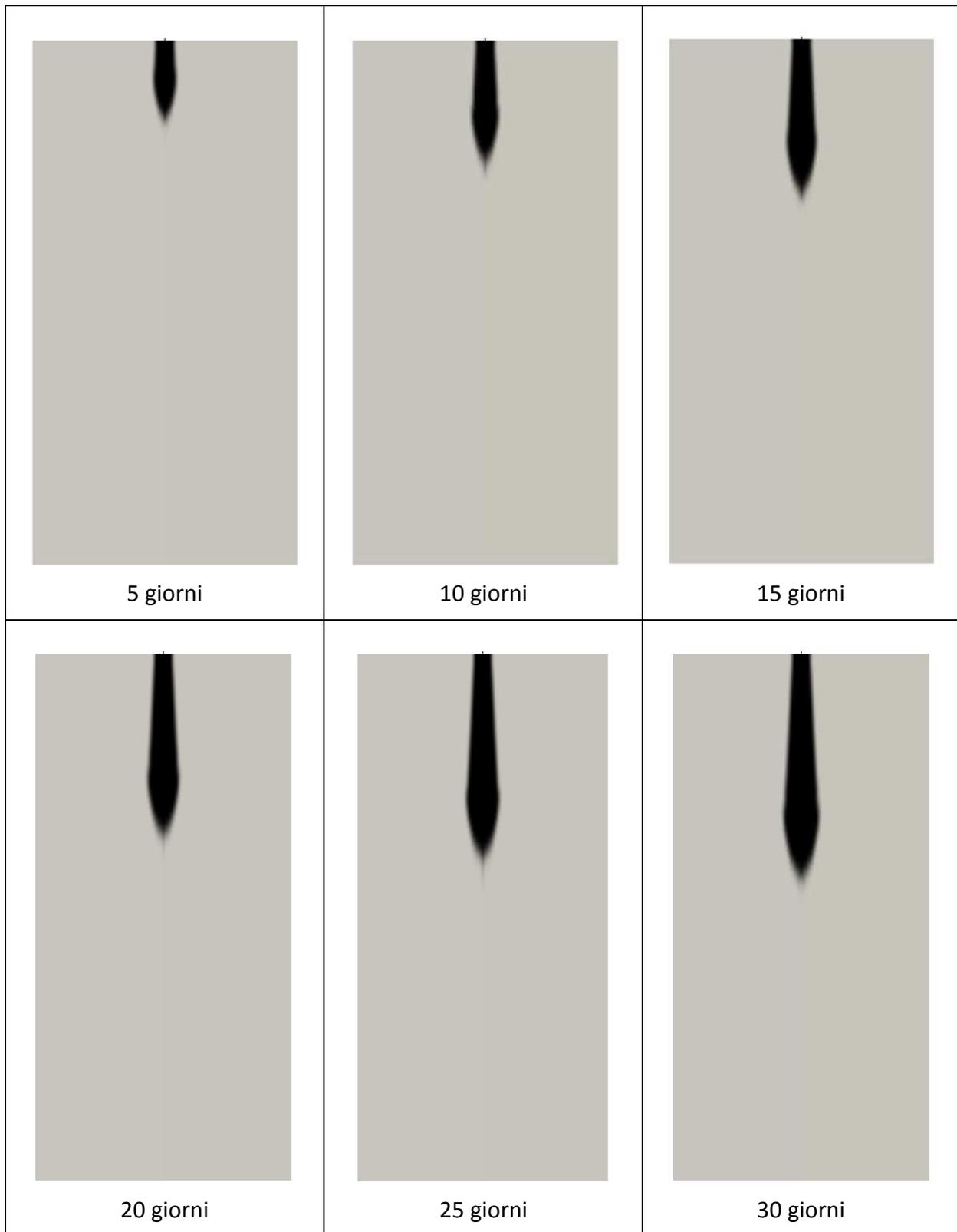


Figura 21. Evoluzione della perdita di olio A in un terreno argilloso non strutturato ($\alpha = 10^{-11} \text{ m}^2$). Foro circolare (5 mm di diametro), battente di liquido pari a 0.1 m. La regione rettangolare ha dimensioni pari a 200x100 cm.

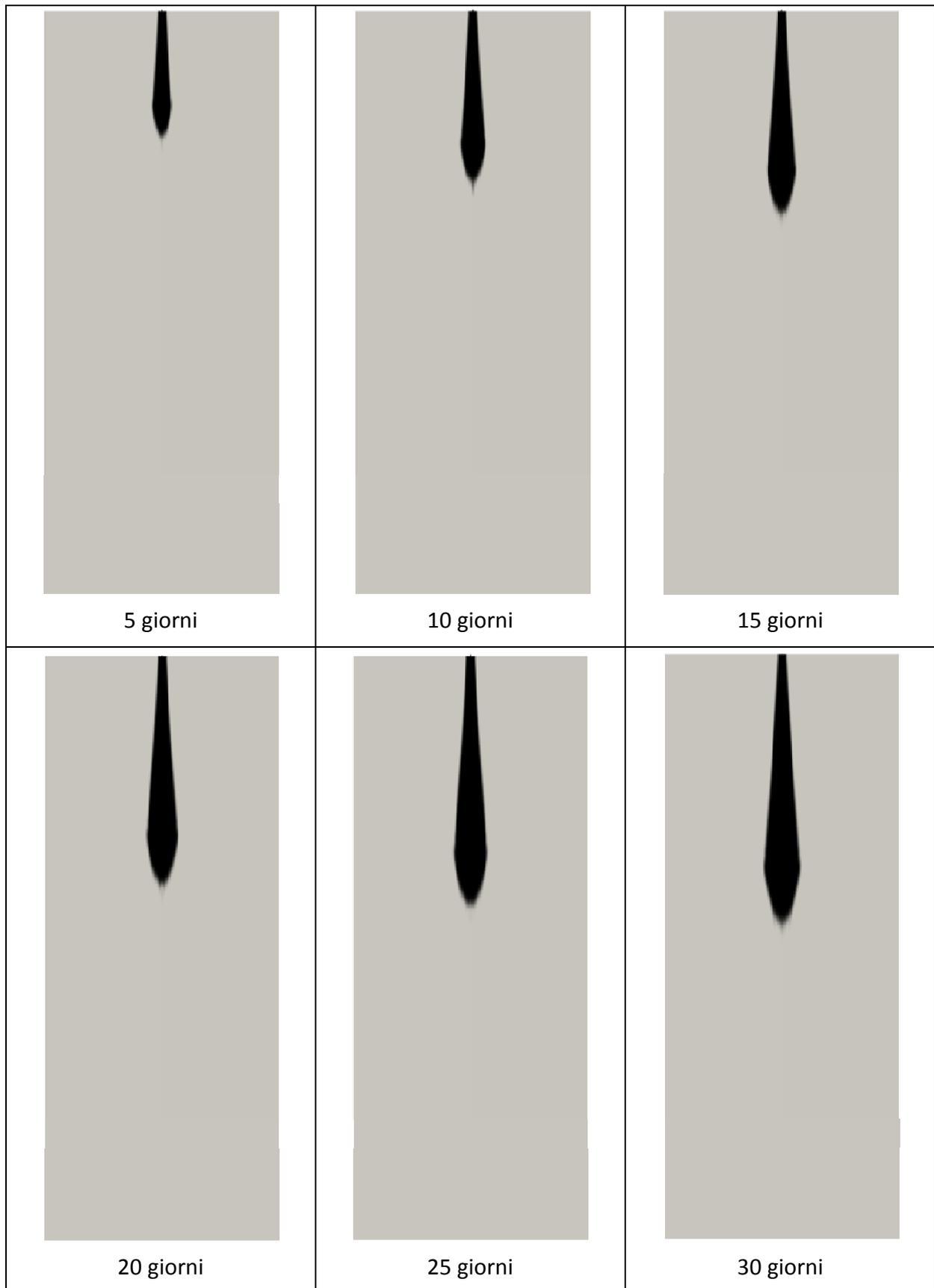


Figura 22. Evoluzione della perdita di olio A in un terreno misto argilla/sabbia fine ($\alpha = 10^{-10} m^2$). Foro

circolare (5 mm di diametro), battente di liquido pari a 0.1 m. La regione rettangolare ha dimensioni pari a 500x200 cm.

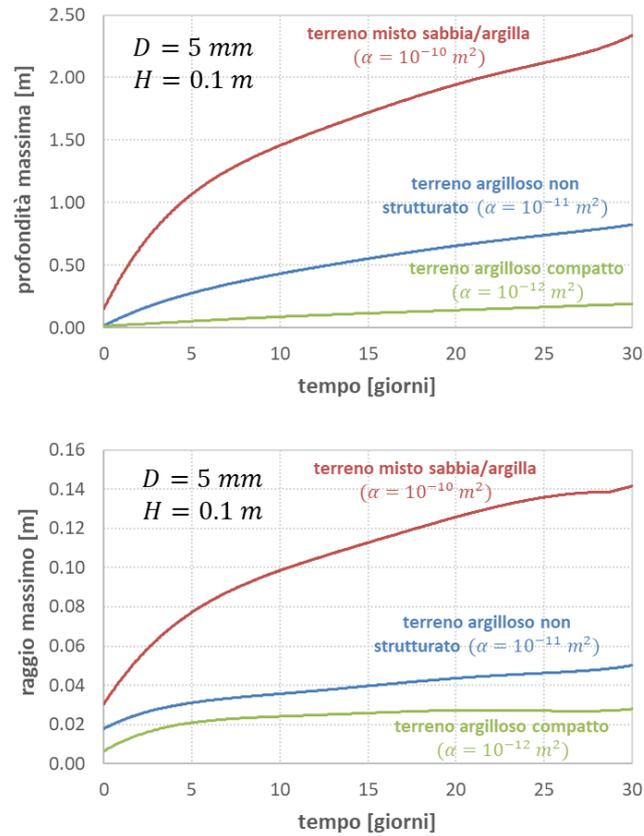


Figura 23. Profondità e diametro massimi raggiunti dalla perdita di olio A nelle tre diverse tipologie di terreno in funzione del tempo.

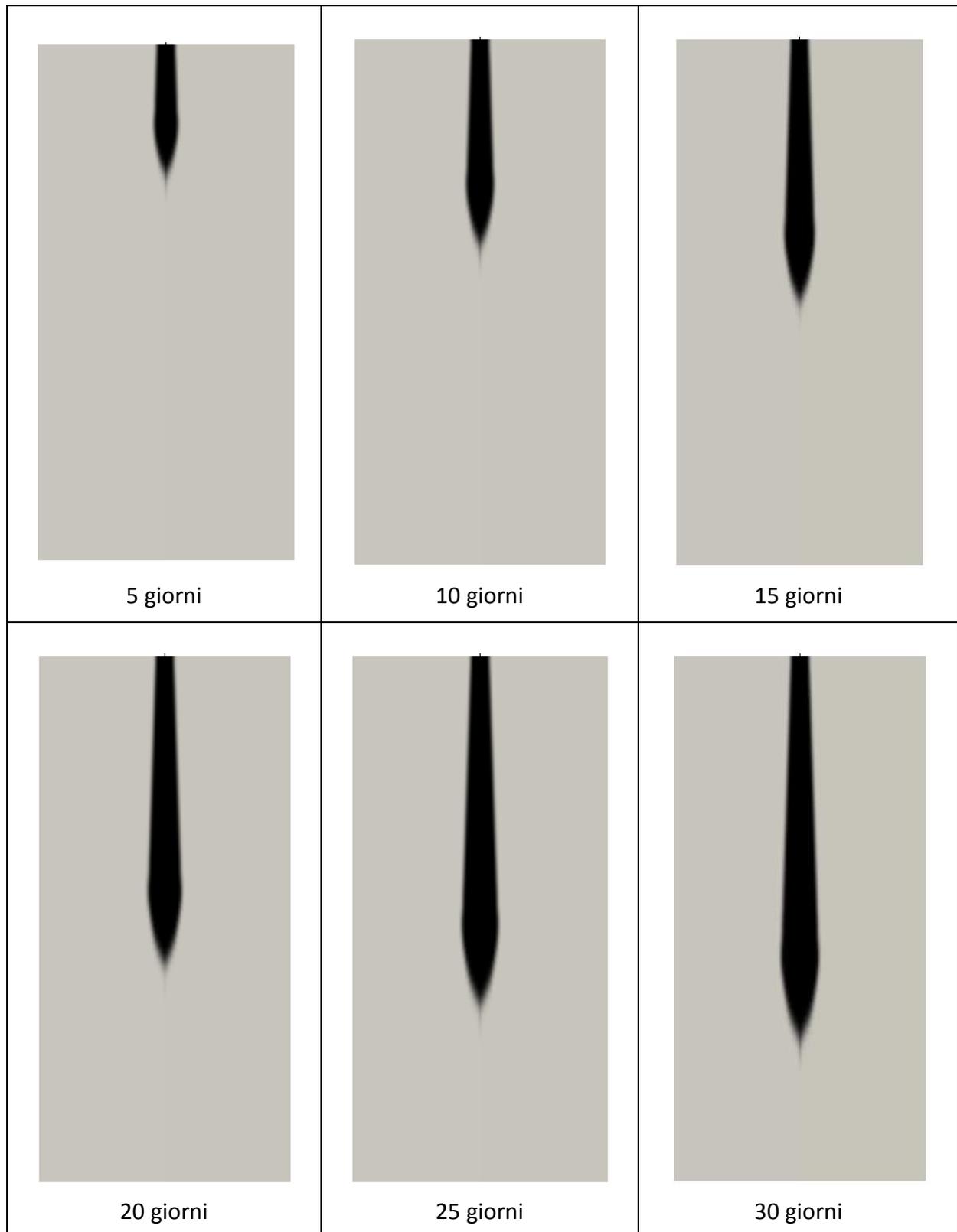


Figura 24. Evoluzione della perdita di olio B in un terreno argilloso compatto ($\alpha = 10^{-12} \text{ m}^2$). Foro circolare (5 mm di diametro), battente di liquido pari a 0.1 m. La regione rettangolare ha dimensioni pari a 50x50 cm.

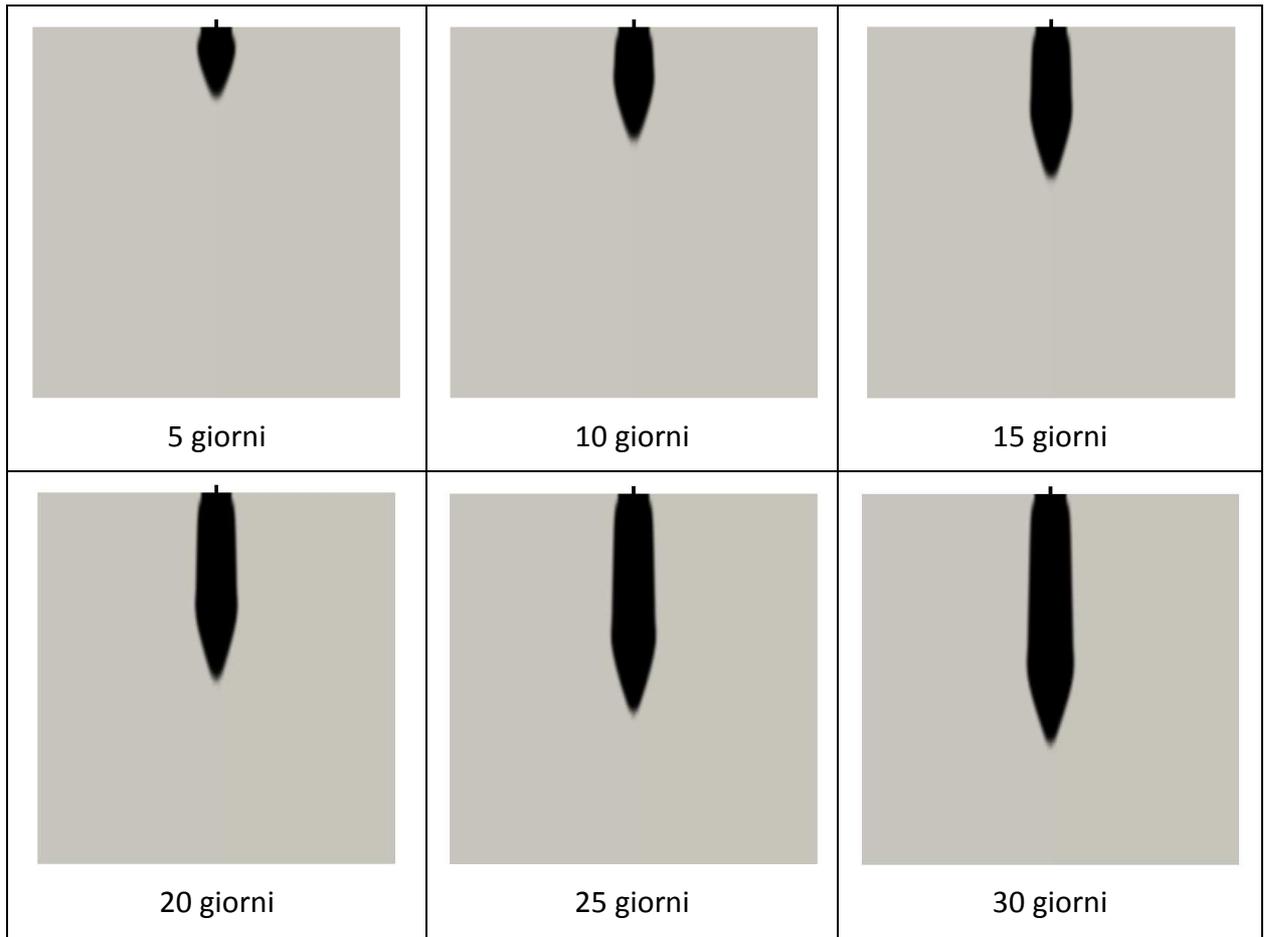


Figura 25. Evoluzione della perdita di olio B in un terreno argilloso non strutturato ($\alpha = 10^{-11} \text{ m}^2$). Foro circolare (5 mm di diametro), battente di liquido pari a 0.1 m. La regione rettangolare ha dimensioni pari a 200x100 cm.

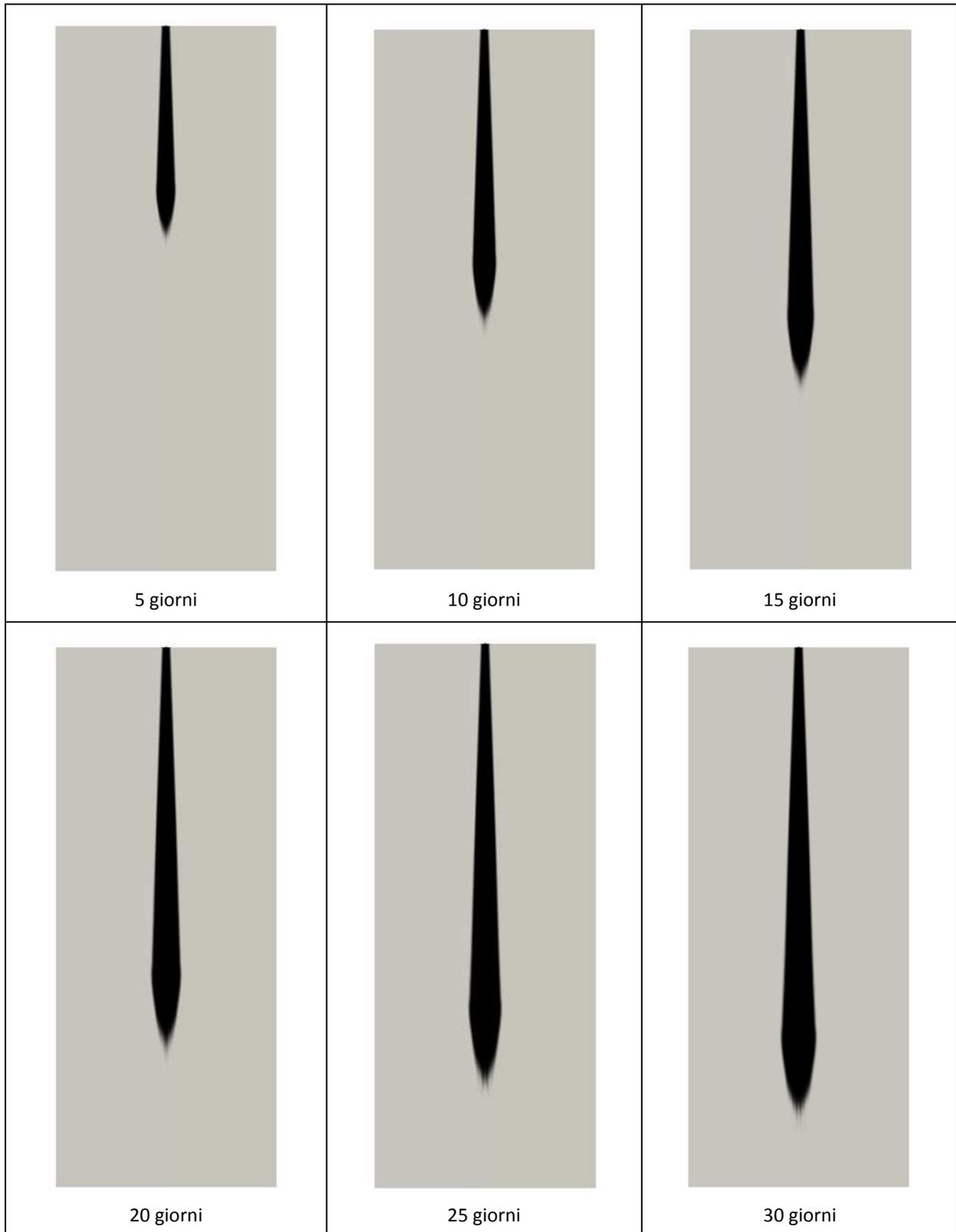


Figura 26. Evoluzione della perdita di olio B in un terreno misto argilloso/sabbia fine ($\alpha = 10^{-10} \text{ m}^2$). Foro circolare (5 mm di diametro), battente di liquido pari a 0.1 m. La regione rettangolare ha dimensioni pari a 500x200 cm.

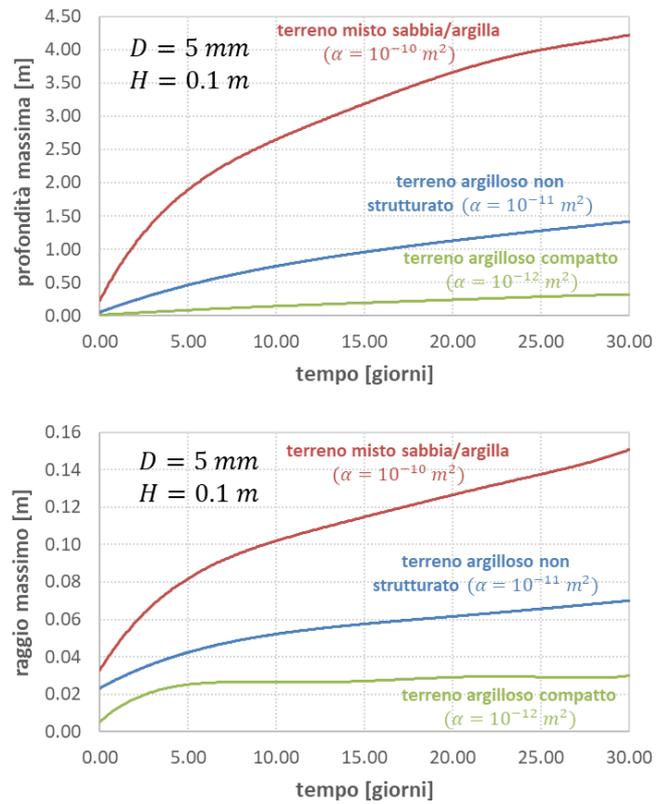


Figura 27. Profondità e diametro massimi raggiunti dalla perdita di olio B nelle tre diverse tipologie di terreno in funzione del tempo.

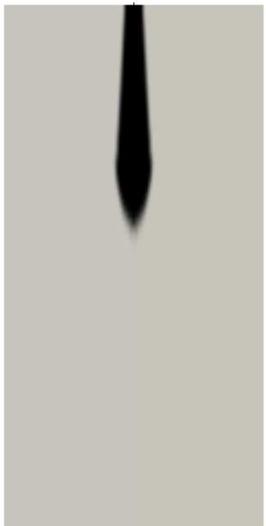
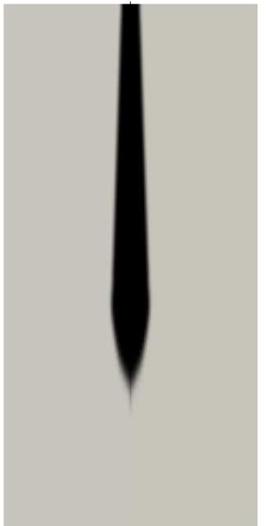
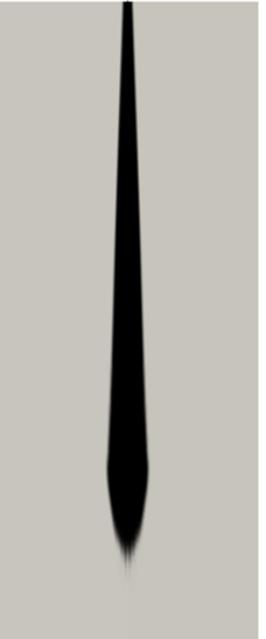
	Oil A	Oil B
Terreno argilloso compatto $\alpha = 10^{-12} \text{ m}^2$ Dimensioni della regione: 50x50 cm		
Terreno argilloso non strutturato $\alpha = 10^{-11} \text{ m}^2$ Dimensioni della regione: 200x100 cm		
Terreno misto argilla/sabbia fine $\alpha = 10^{-10} \text{ m}^2$ Dimensioni della regione: 500x200 cm		

Figura 28. Confronto tra la perdita di olio di tipo A e B in diverse tipologie di terreno a distanza di 30 giorni dallo sversamento. Foro circolare (5 mm di diametro), battente di liquido pari a 0.1 m. Le regioni rettangolari corrispondenti alle diverse permeabilità hanno dimensioni diverse, secondo quanto riportato nella colonna di sinistra.

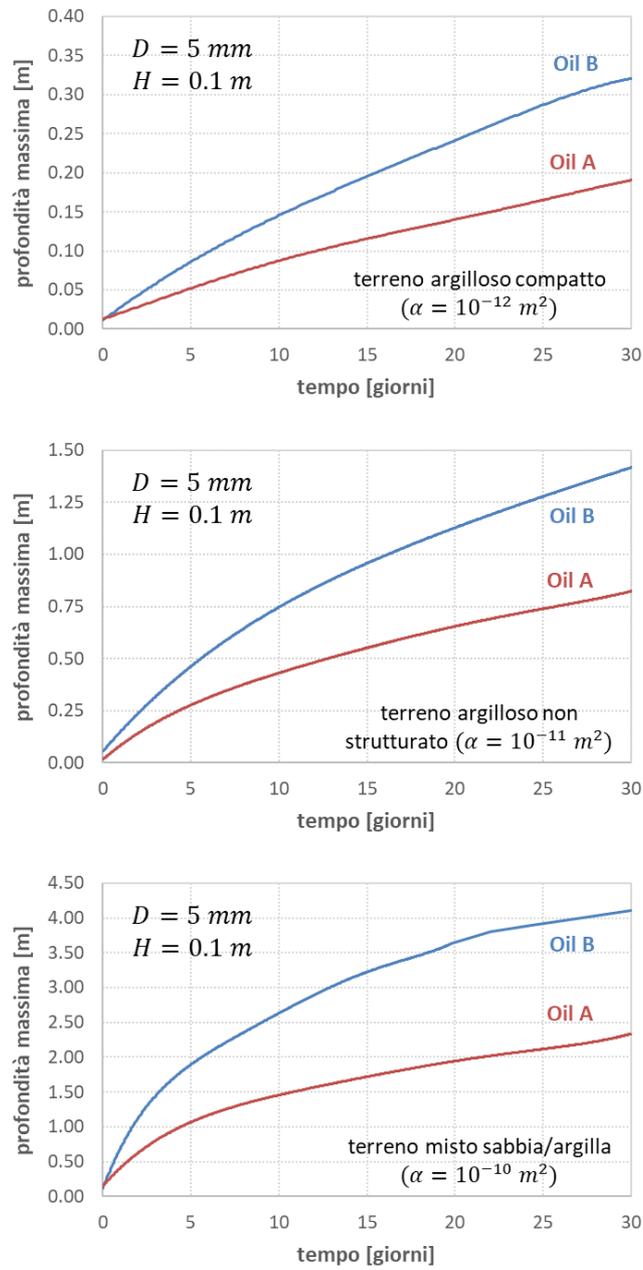


Figura 29. Profondità massima raggiunta dalla perdita in funzione del tempo nelle tre diverse tipologie di terreno. Confronto tra l'olio A e l'olio B.

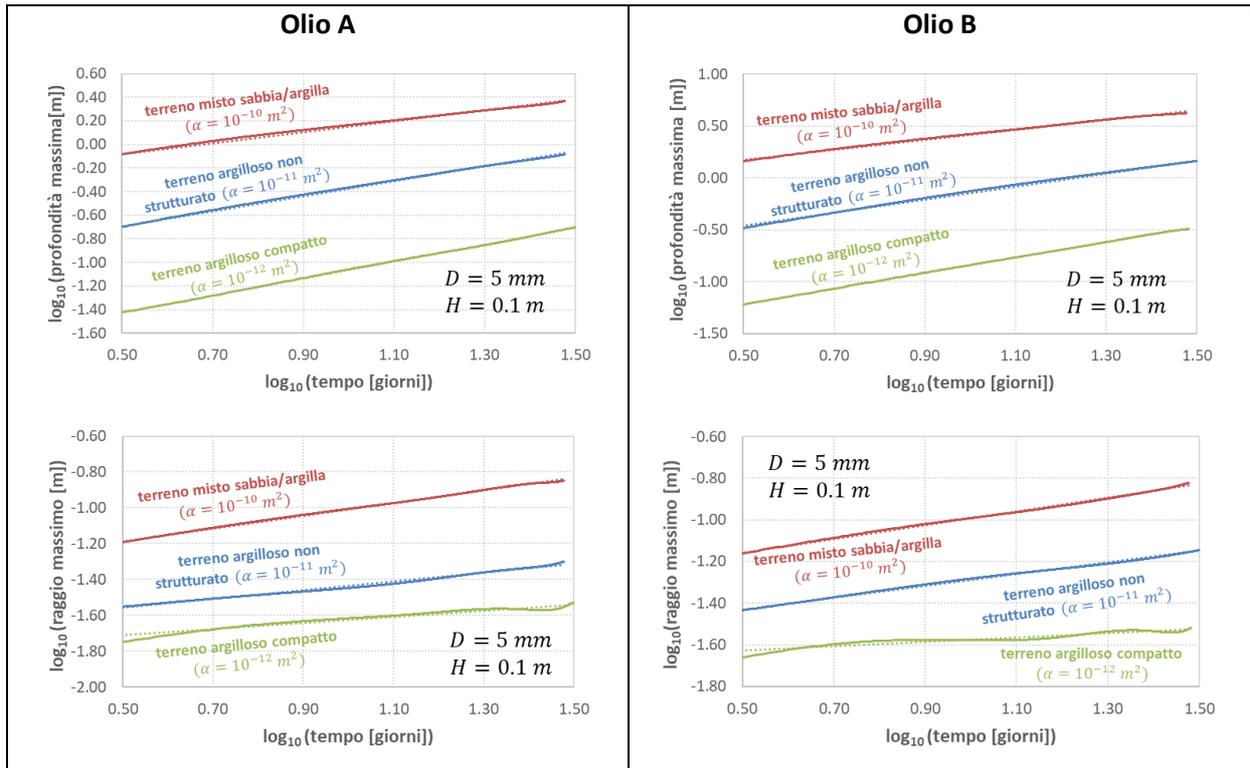


Figura 30. Profondità e diametro massimi raggiunti dalla perdita di olio A (sinistra) e olio B (destra) nelle tre diverse tipologie di terreno in funzione del tempo.

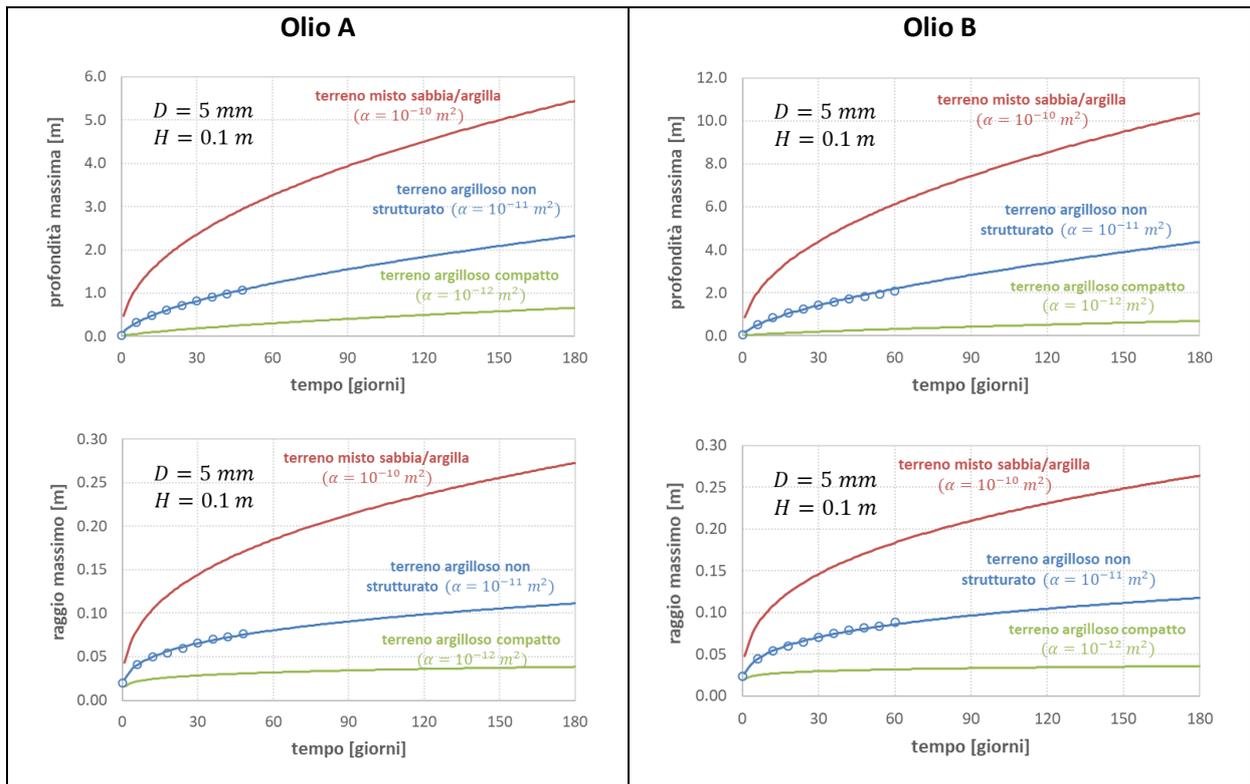


Figura 31. Profondità e diametro massimi raggiunti dalla perdita di olio A (sinistra) e olio B (destra) nelle tre diverse tipologie di terreno in funzione del tempo. I simboli rappresentano i valori ottenuti attraverso le simulazioni fluidodinamiche; le linee corrispondono invece alla correlazione analitica (40).



golder.com