

**ESTIMACIÓN VOLUMÉTRICA DE INFILTRACIÓN DE NAFTA POSTERIOR A UNA
PÉRDIDA DE CONTENCIÓN EN TUBERÍA ENTERRADA EN EL CAMPO CPO9**

DIEGO ALEJANDRO DOMÍNGUEZ RUIZ

Proyecto integral de grado para optar por el título de:

Ingeniero de Petróleos

Director

ARNUL DAVID PAZ

Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BOGOTÁ D.C.

2023

NOTA DE ACEPTACIÓN

Bogotá D.C., julio de 2023

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dra. José Luis Macías Rodríguez

Decano de la Facultad de Ingenierías

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. Juan Carlos Rodríguez Esparza

Las directivas de la Fundación Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de grado a mi madre Janeth, que siempre es un apoyo fundamental que me motiva a seguir creciendo profesionalmente y a no rendirme, que ha puesto su mayor esfuerzo para verme triunfar y lograr mis objetivos superando obstáculos y percances en la vida.

Lo dedico a mis abuelitas Alba y Reinalda que al igual que mi madre son mi motor de vida, que me brindan su apoyo incondicional para que jamás me rinda, que han estado pendientes del proceso y me han brindado consejos para persistir.

Finalmente, a Dios, que me ha otorgado la voluntad para sacar el proyecto adelante y nunca me ha abandonado en toda la carrera profesional, fortaleciéndome cada vez más para culminar esta importante etapa en mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco en primera instancia al jefe del campo CPO9 de Ecopetrol quien deposito la confianza en mí, para poder dar solución a la problemática expuesta en este trabajo, quien me brindo apoyo en lo datos necesarios para correr la simulación y estuvo pendiente es los requerimientos solicitados.

En segundo lugar, agradezco al director de tesis Ing. Arnul Paz, que mediante sus conocimientos y experiencias me guio por el camino correcto para desarrollar esta investigación y al profesor Ing. Nelson Fernández que me brindo su apoyo para despejar bastantes dudas en el transcurso del desarrollo del proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
RESUMEN	14
INTRODUCCIÓN	15
OBJETIVOS	17
1. MARCO TEÓRICO	18
1.1. Generalidades del evento y del campo	18
1.1.1. <i>Campo Akacías - Bloque CPO9</i>	18
1.1.2. <i>Descripción del derrame</i>	19
1.2 Nafta	21
1.3 Propiedades de la Nafta	22
1.3.1. <i>Densidad</i>	22
1.3.2. <i>Viscosidad</i>	22
1.3.3. <i>Tensión superficial</i>	22
1.3.4. <i>Tensión interfacial</i>	23
1.3.5. <i>Saturación residual</i>	25
1.4. Propiedades del suelo	25
1.4.1. <i>Tipo de suelo</i>	25
1.4.2. <i>Porosidad</i>	26
1.4.3. <i>Retención de agua del suelo</i>	26
1.4.4. <i>Permeabilidad</i>	27
1.4.5. <i>Permeabilidad intrínseca</i>	27
1.4.6. <i>Saturación</i>	27

1.4.7. Conductividad hidráulica	28
1.5. Infiltración	28
1.6 Modelo de Green-Ampt para infiltración	29
2. Metodología	31
2.1 Fase I. Identificación del problema	31
2.2 Fase II. Recolección e interpretación de datos	33
2.2.1 Datos del campo CPO9	33
2.2.2 Datos suelo campo Akacías	34
2.2.3 Propiedades del suelo franco arenoso	35
2.2.4 Datos generales del agua y valores de entrada	36
2.3 Fase III. Construcción de la simulación para la infiltración de nafta mediante el modelo de Green-Ampt	39
2.4 Fase IV. Suposiciones y limitaciones	48
2.5 Fase V. Aplicación del modelo	50
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	56
4. CONCLUSIONES	65
Bibliografía	68
Anexos	70

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1 Campo Akacías -Bloque CPO9.	18
Figura 2 Línea de distribución de nafta.	19
Figura 3 Tramo de tubería involucrada en la pérdida de contención.	20
Figura 4 Modelo de tubo capilar	25
Figura 5 Distribución del campo Akacías por zonas geográficas.	31
Figura 6 Interfaz Java	45
Figura 7 Interfaz escritura Java	45
Figura 8 Interfaz escritura Java	46
Figura 9 Interfaz ecuaciones Java	47
Figura 10 Interfaz resultados Java	48
Figura 11 Tubería con cuatro agujeros por pitting.	54
Figura 12 Diagrama de la metodología propuesta.	55
Figura 13 Perfil de profundidad en el tiempo.	57
Figura 14 Perfil de profundidad vs tiempo teniendo en cuenta la localización de la tubería en el suelo.	58
Figura 15 Perfil de la tasa de infiltración respecto al tiempo.	59
Figura 16 Primera corrida de simulación para un tiempo de 1200s Aplicada al derrame del campo CPO9	60
Figura 17 Simulación de Weaver y Charbeneau (1994) para la profundidad de infiltración.	61
Figura 18 Prueba de validación para el perfil de profundidad.	62

Figura 19 Perfil de caudal volumétrico para la infiltración 63

expuesta por los autores del código.

Figura 20 Caudal de infiltración en un estudio con 64

condiciones topográficas de alta pendiente.

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1 Datos de las propiedades de la nafta.	34
Tabla 2 Permeabilidades intrínsecas para distintos tipos de suelos.	36
Tabla 3 Parámetros hidráulicos del suelo estimados usando Rosseta.	37
Tabla 4 Tensión superficial del agua a 20°C.	38
Tabla 5 Comparación del cálculo de la tensión superficial.	39
Tabla 6 Parámetros de entrada de la simulación D, utilizados para simular el problema de infiltración descrito anteriormente usando el código OILSFMS.	51
Tabla 7 Parámetros de entrada de la simulación D.	52
Tabla 8 Parámetros de entrada para simular la infiltración de nafta en el campo CPO9.	53

LISTA DE SIGNOS Y ABREVIATURAS

OILSFSM	Modelo de detección de flujo superficial de petróleo.
NAPL	Líquidos en fase no acuosa.
BNPD	Barriles de nafta por día.
KOPT	Aproximación cinemática de transporte de contaminantes aceitosos.
h,	es espesor de la piscina de la nafta en el suelo [m].
Z_f,	es profundidad del frente de infiltración [m].
S_1,	es saturación de nafta.
K_1,	es la conductividad del suelo en el frente de infiltración [m/s].
H_f,	es la cabeza de presión del frente húmedo [m].
ϕ,	es la porosidad del suelo.
t,	es el tiempo actual [s].
t_0,	condición inicial, tiempo anterior [s].
$Z_f(t)$,	es la profundidad del frente de infiltración en el tiempo [m].
$Z_f(t_0)$,	es la condición inicial para la profundidad de infiltración en el tiempo anterior [m].
ρ,	es la densidad de la nafta [kg/m^3].
g,	es la aceleración de la gravedad [m/s^2].
μ,	es la viscosidad de la nafta [$Pa \cdot s$].
k,	es la permeabilidad intrínseca del suelo [m^2].
k_{ro},	es la permeabilidad relativa de la nafta, que es función de la saturación de nafta S_1 [m^2].

- λ , es el índice de distribución del tamaño de poro de Brook y Corey que varía dependiendo del tipo de suelo,
- S_{or}** , es la saturación inicial de la nafta.
- S_w** , es la saturación de agua.
- S_{wr}** , es la saturación de agua residual.
- S_{ar}** , es la saturación residual de aire.
- K_{so}** , es la conductividad saturada de la nafta [m/s].
- h_{ceaw}** , relaciona la carga de entrada de aire/agua/nafta [m].
- σ_o** , es la tensión superficial de la nafta [$\square * m$].
- σ_w** , es la tensión superficial del agua [$\square * m$].
- ρ_o** , es la densidad de la nafta [kg/m^3].
- ρ_w** , es la densidad del agua [kg/m^3].

RESUMEN

Los derrames de nafta o de cualquier otro tipo de hidrocarburo, pueden ocurrir sobre la superficie y plantean amenazas ambientales al contaminar el suelo circundante y el agua subterránea adyacente. Es necesario predecir el destino y el transporte de estos productos químicos para la evaluación de riesgos ambientales y para el diseño de medida correctivas [3]. En el presente trabajo se utiliza el modelo de detección de flujo superficial de petróleo o sus siglas en inglés OILSFMS, que mediante modelos analíticos o correlaciones experimentales obtenidas de varios autores se calcula la profundidad y la tasa de infiltración a medida que pasa el tiempo; la herramienta descrita se utiliza en un derrame de nafta provocado por la pérdida de contención de una tubería que interconecta dos secciones del campo CPO9, esta se usa como diluyente del crudo producido en el campo, debido a que es un crudo pesado y extrapesado. El derrame se efectúa a causa de corrosión producida por pitting, en vista de que la nafta que circulaba estaba fuera de especificaciones y con agua libre.

El código OILSFMS emplea el método de Green-Ampt para la infiltración extendió para los líquidos de fase no acuosa o NAPL, el conjunto de correlaciones de Green-Ampt satisfacen a la solución del fenómeno de infiltración a través del tiempo para entender el comportamiento y el transporte del derrame de nafta en el suelo indicando la profundidad y la tasa con la que se infiltra.

El simulador se programa en el lenguaje de Java y en un ambiente de Oracle, con una interfaz sencilla la cual se manipula y arranca tan solo cambiando los valores iniciales de entrada, cada corrida proporciona dos conjuntos de datos los cuales pertenecen, uno a la profundidad de infiltración hallada por iteraciones de Newton Raphson y otro al caudal de infiltración. Los datos obtenidos por corrida se grafican obteniendo un perfil tendencial que proporciona una vista acercada a la realidad para el fenómeno de infiltración en un derrame.

Palabras clave: Infiltración, Green-Ampt, líquidos de fase no acuosa, nafta, derrame, modelos analíticos.

INTRODUCCIÓN

Los derrames de petróleo o de sus derivados pueden ocurrir en la superficie terrestre, en agua, tanques de almacenamiento o tuberías subterráneas. Todos los campos requieren una evaluación ágil y dinámica ante tal incidente, mediante el uso de modelos simplificados, debido a la falta de tiempo y recursos para caracterizar el derrame. Para esto, es necesario determinar la cantidad relativa de fluido derramado que se infiltra en la superficie del suelo frente a la cantidad de hidrocarburos que pueden salir del área inmediata del derrame. Debido a la necesidad de una de una evaluación relativamente rápida de las condiciones del derrame, a menudo se necesita un enfoque analítico o semianalítico.[1]

En julio de 2021 el campo Akacías, bloque CPO9 a cargo de Ecopetrol S.A tuvo una pérdida de contención en un tramo de tubería enterrada ocasionado por un pitting, esta línea hace parte del sistema de distribución de nafta, que se conecta entre dos secciones del campo. El incidente afectó el suelo, canal de desagüe (agua de esorrentía) y a la flora, en un área aproximada de 1482 m² que además causó un impacto en la producción del campo. Estos derrames causan diversas implicaciones al medio ambiente, afectación económica, incluso humana, riesgos que son necesarios percibir a tiempo y tomar acciones inmediatas minimizando estos impactos negativos. [2]

Existen algunos modelos de soluciones analíticas que describen el comportamiento del flujo derramado sobre el suelo mediante correlaciones, como el modelo de detección superficial de petróleo o sus siglas en inglés Oil Surface Flow And Screening Model (OILSFSM), el cual incluye ecuaciones que son de utilidad para simular la infiltración de un fluido derramado. Con base del modelo expuesto (OILSFSM), se determinó a través de ecuaciones diferenciales el volumen de nafta derramada que se infiltra en el suelo.

El código OILSFSM emplea distintos métodos analíticos para el flujo del transporte del NAPL (líquido en fase no acuosa).[3] La mayoría de los derivados del petróleo son líquidos en fase no acuosa, es decir, los modelamientos matemáticos que dan paso a la determinación de la infiltración en este modelo, es eficiente no solo con la nafta, sino que

también con todos los fluidos de fase no acuosa. En el modelo de detección superficial de petróleo (OILSFMS) se emplea el método de Green-Ampt para el fenómeno de infiltración en el suelo, extendido para fluidos NAPL.

Los líquidos en fase no acuosa (NAPL) derramados en la superficie del suelo fluyen lateralmente lejos de la fuente. A medida que aumenta el tamaño del derrame, partes del líquido derramado se infiltran en la superficie del suelo hasta la zona vadosa, mientras que otras partes se evaporan a la atmósfera. El flujo de líquido derramado en la superficie del suelo está influenciado por una serie de factores que incluyen: características de la fuente (forma, velocidad, duración y ubicación), propiedades del fluido (densidad, viscosidad y tensión superficial) y propiedades del suelo (permeabilidad, porosidad y saturaciones).[3] Modelar el movimiento de los fluidos derramados sobre la superficie del suelo es un desafío, sin embargo, el modelo aplica supuestos simplificadores para realizar una evaluación rápida del derrame en ausencia de datos detallados, que suelen ser complejos de recolectar tales como: la variación específica a pequeña escala en la topografía y las condiciones de la superficie, así como las características de la fuente. [3]

OBJETIVOS

Objetivo General

Estimar el flujo volumétrico de infiltración mediante la aplicación de modelos analíticos matemáticos posterior a una pérdida de contención de Nafta en una línea de tubería enterrada.

Objetivos Específicos

- Describir los datos de entrada para el diseño de una herramienta de cálculo basados en el evento ocurrido en el campo CPO9 luego de un derrame de nafta.
- Diseñar una herramienta de cálculo para la infiltración de nafta, aplicando el modelo de detección del flujo superficial del petróleo (OILSFSM), por medio del lenguaje de programación Java.
- Implementar la herramienta diseñada para el cálculo del derrame de nafta del campo CPO9 en un tramo de tubería.
- Verificar el funcionamiento de la herramienta haciendo uso de anteriores estudios que utilizan el modelo, como método de validación.

1. MARCO TEÓRICO

Es importante identificar las generalidades del campo CPO9, detalles y ubicación del derrame, propiedades de la nafta, del suelo, la fuente del derrame y el modelo matemático utilizado para calcular la infiltración de nafta que se produce en el suelo.

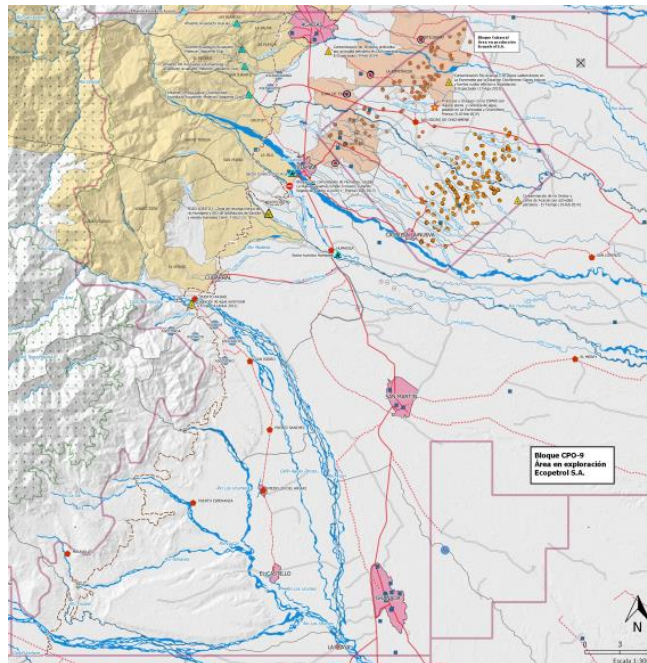
1.1 Generalidades del evento y del campo

1.1.1 Campo AKACÍAS – Bloque CPO9

El campo Akacías localizado dentro del bloque de crudos pesados de oriente CPO9, hace parte de las jurisdicciones de los municipios de Villavicencio, Acacías, Guamal, San Luis de Cubarral, Castilla la Nueva, San Martín, Lejanías, El Castillo y Granada como se muestra en la figura 1. El área del campo Akacías declarado como comercial tiene una extensión de 9,82 hectáreas. Para acceder al campo se toma la vía que interconecta el municipio de Acacías con el casco urbano del municipio de Guamal.[4]

Figura 1.

Campo Akacías – Bloque CPO9



Nota. Mapa campo CPO 9. Tomado de: Universidad Nacional de Colombia. Instituto de Estudios Ambientales (IDEA). (2016). Hidrocarburos bloque CPO-9 'Lorito 1'-Ecopetrol-Meta.[5]

Ecopetrol S.A. es el operador del campo Akacías desde el año 2010, dicho campo ubicado en la Formación San Fernando en el departamento del Meta cuenta con una estructura monoclinual que contiene crudo extra pesado y un estimado de aceite original in situ de 2.472 MMBls.[4]

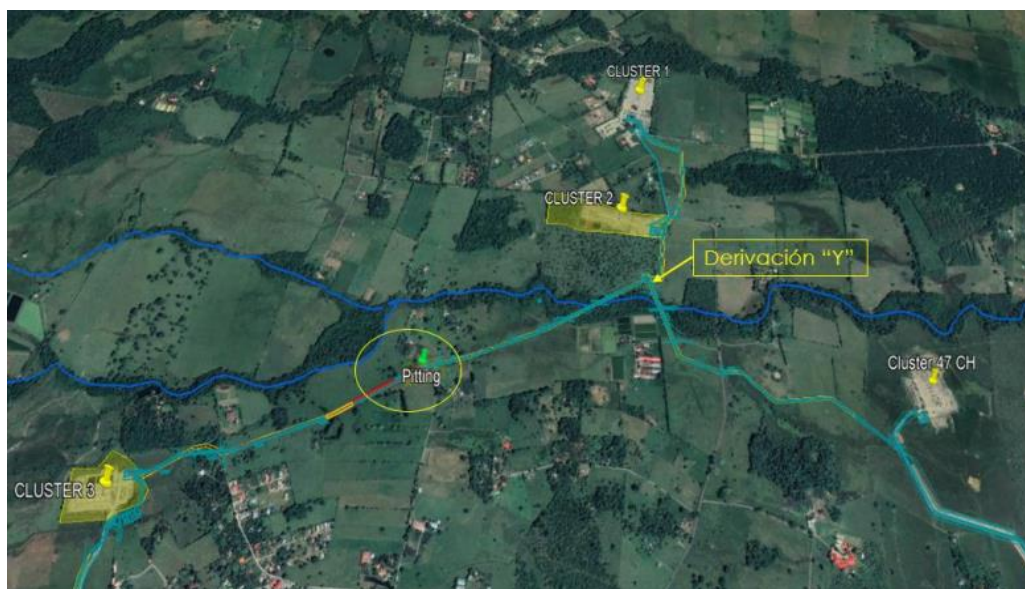
1.1.2 Descripción del derrame.

El derrame ocurrió dentro del derecho de vía de líneas entre clúster 2 y clúster 3 de CPO9, en la finca el Placer, vereda Montebello Municipio de Acacias. (Coordenadas: longitud: -73° 43' 41.216" W – Latitud 3° 56' 27.549" N).[2]

En el sistema de distribución de nafta del campo CPO9, proveniente de la Estación Chichimene en tubería de 6", con una presión de operación aproximada de 275 PSI y un flujo estándar entre 200 a 250 BNPD, ocurrió pérdida de contención de nafta ocasionado por pitting (corrosión) en dos secciones de tubería enterrada, específicamente en la línea desde la derivación en "Y" a Clúster 3. Se presentó afectación a suelo, canal de desagüe (agua de escorrentía) y flora, en un área aproximada de 1428 m². No hubo afectación a personas.[2]

Figura 2.

Línea de distribución de nafta.



Nota. Mapa ruptura línea de tubería. Tomado de: Ecopetrol S.A. (2021) HSE-F-170 Informe investigación evento línea de nafta campo CPO9.[2]

La producción del campo Akacías está distribuida principalmente en tres áreas: Norte, Centro y Sur. Dado que el campo Akacías no tiene una estación de tratamiento de crudo, el fluido producido es entregado a través de diferentes líneas de recolección a la estación Chichimene para la deshidratación y fiscalización de la mayoría producción en su mayoría.[2]

Figura 3.

Tramo de tubería involucrado en la pérdida de contención.



Nota. Tramo de tubería afectada por pitting. Tomado de: Ecopetrol S.A. (2021) HSE-F-170 Informe investigación evento línea de nafta campo CPO9.[2]

La Nafta del área central del campo Akacías, es recibida desde el Clúster 47 de Chichimene y se interconecta a través de una línea de 6 pulgadas que tiene una derivación hacia el CL-3, y otra hacia CL-1 y CL-2. Luego de realizar la dilución con nafta de los fluidos en cada Clúster, ésta se transporta a través de una línea de 12 pulgadas que interconecta los Clúster 1, 2 y 3 a la Estación Chichimene (ECH). [2]

1.2 Nafta

La Nafta es una mezcla líquida inflamable de hidrocarburos intermedios, derivados de la refinación del petróleo crudo.[6] Esta mezcla de hidrocarburos es comúnmente utilizada como diluyente de crudos pesados y extrapesados.[7]. Existen varios tipos de diluyentes para crudo pesado, sin embargo, la nafta es particularmente uno de los más eficientes y puede reciclarse fácil a partir del crudo pesado diluido después del transporte y procesamiento.[8]

La nafta es un líquido de fase no acuosa. Un líquido de fase no acuosa o NAPL, es un líquido que no es agua y generalmente es un producto del petróleo o un solvente químico líquido. Por ejemplo, el combustible para aviones, el aceite de motor, el benceno, otros productos derivados del petróleo y los solventes como el tetracloruro de carbono son NAPL. Estos líquidos son comúnmente inmiscibles con agua y constituyen una fase líquida separada si entran al subsuelo con agua subterránea.[9]

1.3 Propiedades de la nafta

1.3.1 Densidad

La densidad es la cantidad de masa por unidad de volumen de una sustancia. Los fluidos poseen mayor o menor densidad, de acuerdo con la cantidad de partículas que haya en un mismo volumen de fluido.[10] Se suele representar en kg/m^3 .

Con base a este estudio se puede hablar de la densidad como la masa del líquido dividida por el volumen que ocupa bajo las condiciones termodinámicamente predominantes de presión y temperatura. La densidad de un NAPL en este caso nafta, en relación con el agua es de gran importancia. Algunos NAPL son más densos que el agua y se hundirán en las aguas subterráneas, especialmente si el nivel freático está cerca de la superficie terrestre. La densidad determina los efectos de la inercia, siendo las fuerzas gravitatorias mayores en fluidos con mayor densidad.[9]

1.3.2 Viscosidad

La facilidad con que un líquido se derrama es una indicación de su viscosidad. El aceite tiene una alta viscosidad debido a que se derrama muy lentamente, mientras que el agua tiene una viscosidad relativamente baja y se derrama con bastante facilidad. Por lo tanto, se define a la viscosidad como la propiedad de un fluido que ofrece resistencia al movimiento relativo de sus moléculas. La pérdida de energía debida a la fricción en un fluido que fluye, se debe a su viscosidad.[10]

La viscosidad cuantifica la fricción interna de un líquido y determina qué tan rápido fluye un líquido sobre la superficie como resultado de la acción de la gravedad sobre el líquido. Se requiere la viscosidad para calcular la conductividad del líquido, junto con la densidad y la permeabilidad intrínseca. Si un fluido de fase no acuosa (NAPL) es en gran medida soluble en agua, la viscosidad del agua puede verse sustancialmente alterada por la cantidad de NAPL disuelto. Además, la viscosidad es un parámetro que depende de la termodinámica, y si la superficie de la tierra está relativamente caliente o fría, determina qué tan rápido se puede propagar un derrame. Junto con la permeabilidad, la viscosidad también determina la rapidez con la que el líquido puede ser absorbido por las superficies porosas. Los líquidos más viscosos fluyen lentamente sobre la tierra y se infiltran menos rápidamente que los líquidos más viscosos. Generalmente se usa el agua como el fluido de referencia para la comparación de los NAPL.[9]

1.3.3 Tensión superficial

La tensión superficial es una fuerza, que como su nombre lo indica, produce una tensión en la superficie de los líquidos, allí donde el fluido entra en contacto con otro fluido inmiscible, particularmente un líquido con un gas o con un contorno sólido. El origen de esta fuerza es la cohesión intermolecular y la fuerza de adhesión del fluido al sólido.[11]

En la superficie libre de un líquido, que es por tanto la superficie de contacto entre dos fluidos, líquido y aire, la tensión superficial se manifiesta como si el líquido creara allí una fina membrana. Así se explica, por ejemplo, que una aguja de acero colocada cuidadosamente sobre la superficie del agua no se hunda.[11]

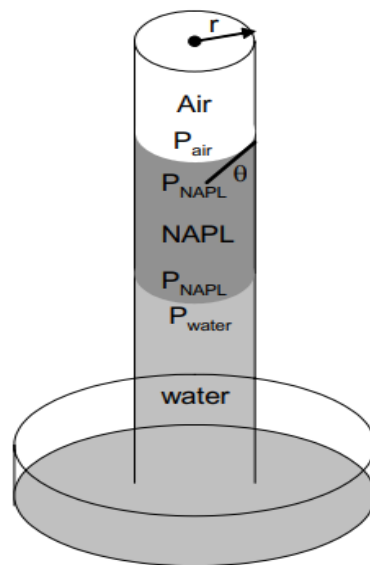
Esta fuerza también se define como la cantidad de energía potencial almacenada en la configuración superficial de un líquido cuando se esparce. Además, la tensión superficial se puede describir como el trabajo mecánico realizado por unidad de área para crear una interfaz líquida en contacto con el aire. Los líquidos con mayor tensión superficial requieren mayor fuerza para estirarse. Una mayor tensión superficial se asocia con una mayor altura de elevación capilar, es decir, la altura a la que se eleva o desciende un líquido en un capilar es directamente proporcional a su tensión superficial.[9]

1.3.4 Tensión interfacial

La tensión interfacial es la energía potencial asociada con el área de contacto entre dos líquidos, NAPL y agua. Es decir, la cantidad de energía necesaria para aumentar su superficie por unidad de área. Considere una capa de NAPL sobre un recipiente de agua en el que el NAPL es menos denso que el agua, e inmiscible, como suele ocurrir con los hidrocarburos. A continuación, considere un tubo capilar de vidrio colocado verticalmente a través de la capa del NAPL que flota sobre la interfaz del agua. En general, el agua humedece más el sustrato de vidrio o silicio que la mayoría de los NAPL. Es decir, el agua se adhiere a las superficies de vidrio o granos de arena con más fuerza que la mayoría de los NAPL. El agua subirá a cierta altura en el tubo (si es lo suficientemente estrecho para detectar la capilaridad) y desplaza un volumen de NAPL que originalmente llenaba el tubo por encima de la interfaz inicial (Figura 3). La altura de ascenso capilar es directamente proporcional al producto de la tensión interfacial. También se puede visualizar la tensión interfacial en términos de una gota de NAPL (menos denso) colocada sobre una superficie de agua en un plato. [9]

Figura 4.

Modelo de tubo capilar



Nota. Tensión interfacial por medio del sistema de tubo capilar. C.S. Simmons, J.M. Keller. (2003). Laboratorio Nacional del Noreste de Pacífico. Relación de la presión capilar entre un NAPL, agua y aire en un sistema de tubo capilar. [9]

1.3.5 Saturación residual

Si un derrame de nafta o cualquier NAPL en el suelo poroso es arrastrado por la lluvia o la escorrentía terrestre, por ejemplo, puede quedar cierto volumen de NAPL. Las mediciones de saturaciones residuales, si están disponibles, podrían ser directamente útiles para estimar cuánto contenido de líquido derramado podría estar presente después de la lluvia. El problema de detectar y evaluar un NAPL derramado podría simplificarse considerablemente teniendo en cuenta sólo el residuo probable que permanece cerca de la superficie para ser medido por métodos de detección como el escaneo infrarrojo.[9]

1.4 Propiedades del suelo

1.4.1 Tipo de suelo

El tamaño y la interconexión de los intersticios (poros) de un medio subterráneo controlan la rapidez con que un líquido derramado se infiltra. El espacio poroso refleja, en gran medida, el tamaño de los granos de suelo que componen el medio poroso. Generalmente, los suelos se clasifican por fracciones de arena, limo y arcilla, cada una de estas categorías de suelo representa una determinada distribución de tamaño de grano. La importancia del tipo de suelo radica en que está relacionado con el comportamiento de retención y la conducción de los líquidos (conductividad hidráulica).[9]

1.4.2 Porosidad

La porosidad describe el espacio de roca no ocupado por algún mineral o material sólido, lo que permite el almacenamiento de los fluidos. Desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, la porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de un yacimiento.[12]

Resaltando la porosidad en este estudio se define a la porosidad como el volumen de intersticios por volumen aparente de un medio poroso y, por lo tanto, el volumen disponible para contener agua o NAPL. Puede medirse directamente como el atributo más básico de un medio poroso, o puede estimarse a partir de la densidad aparente y la densidad de partículas. Por lo general, en el modelado de flujo de fluidos, el contenido líquido dividido por la porosidad se le conoce como la saturación relativa. La variable de saturación relativa es útil porque normaliza todas las variaciones de fluidos a la misma escala entre cero y la unidad. [9]

1.4.3 Retención de agua del suelo

La retención de agua describe la capacidad con la que el suelo retiene el agua para un volumen específico de agua y es una de las funciones hidráulicas básicas más importantes. El contenido de agua en el suelo es el volumen de agua retenido por unidad de volumen medido; si el agua ocupará por completo el máximo espacio poroso de la roca, está idealmente sería la porosidad. Sin embargo, este fenómeno nunca sucede debido a que, en el proceso de absorción del agua por parte del suelo, el aire queda atrapado invariablemente en el espacio poroso. [9]

1.4.4 Permeabilidad

La permeabilidad, denotada con la letra k , es la capacidad del medio poroso de la roca para dejar pasar los fluidos a través de él. Matemáticamente se expresa por la ley de Darcy y es una medida de la conductividad de los fluidos y, por su analogía con los conductores de electricidad, también se define como el recíproco de la resistencia que un medio poroso ofrece al flujo de fluidos.[12]

1.4.5 Permeabilidad intrínseca

El flujo a través de un medio poroso se da por medio de un área transversal de este espacio poroso. Se puede derivar la conductividad de cada líquido involucrado usando la permeabilidad intrínseca, junto con la densidad y la viscosidad, y usando una función de conductividad relativa. Dicha función generalmente se obtiene teóricamente utilizando la relación de retención de agua. La permeabilidad intrínseca al definirse como un área, supone que cualquier líquido que se mueva en el mismo espacio poroso se verá afectado por la misma área de flujo. Para dividir esa área entre los fluidos que están presentes en cada ubicación, incluida la fase gaseosa se usa la teoría de flujo multifásico. Normalmente este parámetro se puede correlacionar con el tipo de medio poroso y densidad aparente, además, existen fórmulas teóricas para determinar la permeabilidad intrínseca a partir del tamaño de los granos. Situacionalmente, la permeabilidad intrínseca se mide directamente del medio poroso. Una explicación más extensa la da el autor Dullien en (1992) pero los autores Kao y Hunt. (1996) proporcionan una tabla útil de valores relacionados con el tamaño de las partículas de grano. La información resaltante del estudio es útil y complementaria para medios porosos granulares y por ende nos da algunos de los parámetros iniciales de esta simulación.[9]

1.4.6 Saturación

Se le denomina saturación de fluido a la fracción de volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes en la roca.[12]

1.4.7 Conductividad hidráulica

La conductividad hidráulica constituye, tal vez, el parámetro físico del suelo más determinante al momento de cuantificar el balance global de agua en la superficie. Este interviene en todos aquellos procesos relacionados con el movimiento del agua y solutos a través del mismo. Debido a esto, representa uno de los descriptores fundamentales de la naturaleza del suelo, utilizándose a menudo para estimar otros parámetros más complejos de determinar. La variabilidad espacial de su valor en las capas superficiales del suelo es inherente a las características del suelo, por constituir este un medio complejo. Una representación ideal de modelación de los procesos de infiltración requiere definir el valor de la conductividad hidráulica, por lo que es un parámetro de entrada obligado en modelos hidráulicos e hidrológicos [13].

1.5 Infiltración

Se le denomina infiltración al fenómeno del movimiento del agua o de algún fluido a través de la superficie del suelo y hacia dentro del mismo, producido por la acción de las fuerzas gravitacionales y capilares. [14]

Si se derrama un NAPL sobre la superficie terrestre, experimenta un gradiente de presión hacia abajo debido a su peso, que depende de la altura del líquido que se encuentra sobre la superficie. Sin embargo, también es atraído hacia el medio subterráneo por succión capilar o un gradiente de presión capilar.[9]

La infiltración de NAPL se puede simplificar de varias maneras imponiendo circunstancias especiales. Por ejemplo, asumir que el NAPL se infiltra en un medio parcialmente humedecido por agua, el movimiento de la fase gaseosa (aire) podría despreciarse si la volatilización no contribuye sustancialmente a la composición del fluido o si el aire puede escapar libremente e ignorando la complejidad dinámica del NAPL. Esto reduce las ecuaciones de movimiento y facilita la carga computacional de calcular la infiltración de NAPL.[9]

A medida que el petróleo derramado avanza sobre una superficie porosa y permeable, parte del fluido se infiltra en la zona vadosa. La mayoría del petróleo crudo y los productos derivados del petróleo son inmiscibles con el agua del suelo y pueden tratarse como

NAPL. El flujo del NAPL en la zona vadosa esta influenciado por las interacciones entre los fluidos inmiscibles, es decir, entre el agua, el aire y el NAPL. [3]

Un NAPL derramado estaría acoplado a la infiltración por el comportamiento del drenaje por gravedad en el subsuelo. Como el drenaje se produce desde abajo, las concentraciones de NAPL en el área del derrame se reducirían por acción capilar. La distribución de un NAPL en el subsuelo seguiría a un ritmo determinado por la viscosidad y las permeabilidad intrínseca e impulsada por la gravedad. La distribución eventualmente se movería hacia un equilibrio determinado por la retención capilar mientras se acerca al equilibrio con el almacenamiento subterráneo del derrame. En principio, la teoría del flujo multifásico podría predecir este comportamiento, siempre que las propiedades del material del suelo y el subsuelo se conozcan con precisión, pero esta información a menudo lleva mucho tiempo y a veces puede ser costosa de obtener.[1]

El flujo de NAPL en medios porosos ha sido el foco de una gran cantidad de investigaciones. HydroGeoLogic junto con La Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos en 1992 presentaron una guía de revisión de modelos analíticos y semianalíticos simplificados para simular el flujo y el transporte de líquidos de fase no acuosa en derrames (OILSFMS), allí se describe el modelo de infiltración de Green-Ampt extendido para estos. [3]

1.6 Modelo de Green-Ampt para infiltración

El modelo Green-Ampt es un modelo de base física para la infiltración de agua a través de la zona vadosa. Este supone que la infiltración es unidimensional y ocurre verticalmente hacia abajo y que el fluido infiltrado forma un frente agudo que avanza en la zona vadosa en un flujo tipo similar a un pistón. James Weaver y Randall Charbeneau (1994), en su estudio "Modelo de detección para el transporte de líquidos de fase no acuosa a través de la zona vadosa utilizando Green-Ampt y la teoría de ondas cinemáticas" ampliaron el modelo para simular la infiltración de petróleo y otros hidrocarburos en presencia de una saturación de agua uniforme.[3]

El modelo de Green-Ampt se fundamenta en la aproximación cinemática de transporte de contaminantes aceitosos (KOPT). El objetivo de este desarrollo es proporcionar un modelo de detección computacionalmente eficiente para la infiltración y redistribución de los líquidos de fase no acuosa (NAPL), esta eficiencia se logra principalmente porque se desprecia el gradiente de presión capilar, dicha suposición conduce a ecuaciones de gobierno de primer orden, hiperbólicas y casi lineales aproximadas que pueden resolverse mediante métodos numéricos generalizados [15]. El flujo volumétrico de infiltración en la zona vadosa realmente se propaga a través de una franja capilar en el suelo, en tres dimensiones. Pero, el modelo de Green-Ampt solo aprecia la infiltración en una sola dirección y la gravedad es la única fuerza motriz que contempla el modelo cinemático KOPT, y por ende es la única responsable de la infiltración.[16]

Hussein. (2002) utiliza el modelo de detección en un estudio de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos, donde lo aplican a un derrame de crudo viscoso pesado iraní, además desarrollaron un modelo de dispersión de derrames que evita la complicación del flujo superficial mediante el uso de conceptos de la teoría de la lubricación y describiendo el flujo terrestre como una corriente de gravedad en una región plana simple o en un solo plano inclinado. Este prototipo de detección y dispersión se diseña acoplando la infiltración de Green-Ampt con una ecuación de corriente de gravedad. La teoría matemática de las corrientes de gravedad está considerablemente desarrollada y proporciona un punto de vista alternativo para el flujo terrestre.[1]

2. METODOLOGÍA

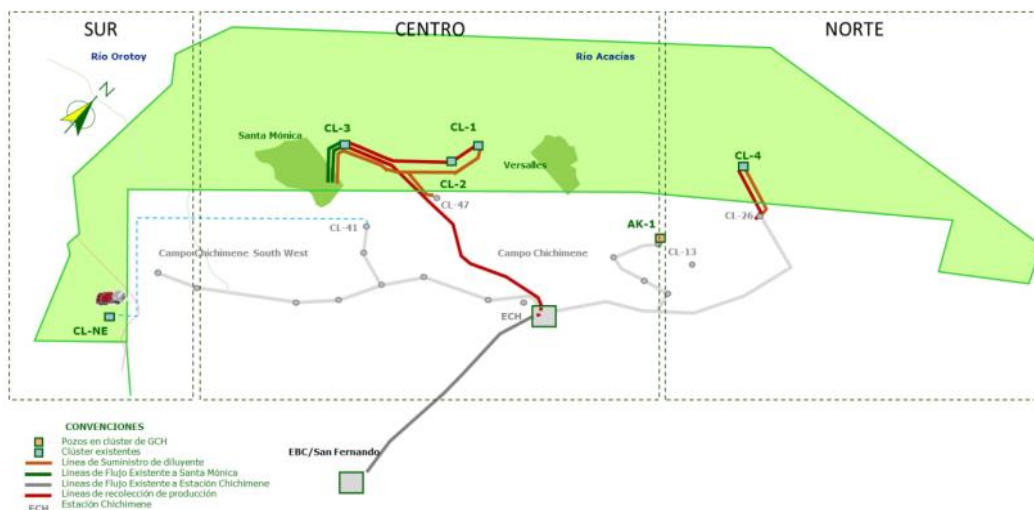
Este estudio comprende cinco fases claves para su posterior desarrollo, que apoyan al desenlace del proyecto aplicado a la determinación de las tasas de infiltración en un derrame de nafta en el campo Akacías. A continuación, describiremos cada una de las fases involucradas en el proceso.

2.1. Fase I. Identificación del problema.

La producción del campo Akacías está distribuida principalmente en tres áreas, norte, centro y sur. Dado que el campo no tiene una estación de tratamiento de crudo, el fluido producido es entregado a través de diferentes líneas de recolección a la estación Chichimene para la deshidratación y fiscalización de la producción en su mayoría.

Figura 5.

Distribución campo Akacías por zonas geográficas.



Nota. Mapa de red de tuberías de nafta de CPO9. Tomado de: Ecopetrol S.A. (2021). HSE-F-170 informe investigación evento línea de nafta campo CPO9. [2]

Como se mencionó anteriormente, debido a una falla de integridad en la línea de tubería enterrada que transportaba nafta, se da una fuga bastante considerable de 6,31 barriles al suelo, afectando un área aproximada de 1428 m² en general y un área del derrame de 32m² (fuente, informe inicial al ANLA), causando graves daños al ecosistema, así

como contaminación al agua de escorrentía, flora, posible mortandad fauna y la atmósfera, además de causar un gran impacto económico al campo a causa de la inactividad de los pozos de Clúster 1 y 2 (en total fueron 19 pozos), y un costo asociado a la atención de la contingencia suministrado por la financiera del campo que oscila en 2.777 millones de pesos (USD \$708.999 a la fecha del evento). No hubo afectación a personas.[2]

Pese a que Ecopetrol actuó debidamente, realizando un plan de contingencia basado en el monitoreo de la línea de nafta e identificando las causas del evento, no se realizó un análisis profundo con respecto al derrame en el suelo.

Una vez que ha ocurrido un derrame, lo primero es identificar los fenómenos naturales que tienden a dirigir el fluido hacia la profundidad del suelo. Esto hace necesario entender la forma en que el contaminante penetra, infiltra, migra y se dispersa en el subsuelo.[17]

Generalmente el comportamiento del fluido contaminante en este caso nafta, va en función de sus propiedades fisicoquímicas, en las que resaltan principalmente la densidad y la viscosidad, además de las características del medio que lo rodea como son el tipo de suelo, su permeabilidad, porosidad, tamaño de las partículas y contenido de agua. [17]

Otros factores que tienen influencia es el ambiente y las particularidades de la fuga. Cuando ocurre un derrame en el suelo, el fluido tiende a dispersarse hacia donde el medio físico lo permita, estas características mencionadas del líquido y del medio determinan su permanencia o migración. Esta es la razón por la que algunos derrames de hidrocarburos ocurridos en el pasado, años después se detectan fuera del predio donde acontecieron, incluso alejados varios kilómetros en dirección de corrientes subterráneas. Ejemplos de lo descrito anteriormente se presentan ordinariamente en zonas aledañas a poliductos, oleoductos, centros de almacenamiento o de distribución y estaciones de servicio.[17]

Utilizando todas estas variables en conjunto podemos darle una definición más específica a un derrame, dando lugar a la comprensión de los diferentes procesos de transporte en el suelo, como lo es la Infiltración, evaluando la zona específica donde

ocurre el evento para identificar profundidades a las cuales puede llegar la nafta y caudal volumétrico asociados al proceso (Infiltración).

La caracterización de un suelo afectado por nafta u otros tipos de hidrocarburos, permite conocer las cualidades de funcionamiento del subsuelo como filtro amortiguador, y el comportamiento de estos fluidos en él. La evaluación del daño en el suelo es algo que debe ser preciso, ya que de ahí se genera la información necesaria que será utilizada para definir las responsabilidades, como la planeación de medidas de mitigación, limpieza o en su defecto, restauración.[17]

Es importante obtener una respuesta rápida al momento de un incidente de derrame, ya que este puede traer grandes consecuencias al ecosistema terrestre, contaminando el propio suelo, acuíferos y agua de escorrentía, incluso la infiltración puede viajar acorde al comportamiento del agua en el subsuelo, lo cual puede seguir contaminando más zonas independientes al área del derrame. Conociendo la zona implicada y afectada por la nafta, permite a los investigadores saber la zona a atacar para tomar acción de control y limpieza en el suelo, mitigando en lo posible, la mayor contaminación que se pueda producir en el ecosistema involucrado.

2.2. Fase II. Recolección e interpretación de datos

Para dar resultados que se puedan interpretar de forma correcta y se acerquen a la realidad del caso, es necesario realizar una buena caracterización del sitio, de la nafta y la fuga, recolectando todos los datos necesarios para llevar a cabo el estudio.

Los datos básicos del derrame se describen en el documento "HSE-F-127 Formato informe investigación evento línea de nafta CPO9" (2021), el cual fue proporcionado por el jefe del campo CPO9 de Ecopetrol, al igual que las características fisicoquímicas de la nafta. Los demás datos usados fueron extraídos de estudios previos y experimentales que determinaron las distintas propiedades del suelo franco arenoso. El conjunto de toda esta información obtenida se describe a continuación en esta sección.

2.2.1 Datos del Campo CPO9


En el proceso de recolección de datos, se evaluó la respectiva investigación acerca del derrame ocurrido para definir algunos detalles adicionales que se pueden necesitar para la simulación, así como el volumen derramado, espesor del derrame y el tiempo, de esta manera también se obtuvieron algunas especificaciones de la nafta que inyectan desde la estación Chichimene para los pozos del campo CPO9.[2]

El derrame de nafta duró aproximadamente 4 horas, con una tasa de flujo de 1,57 barriles cada hora (cálculo de acuerdo a la norma API 581) afectando al suelo, agua de escorrentía y componente de flora en un área de afectación de alrededor de $1428m^2$, área de afectación directa por el fluido derramado de aproximadamente $32m^2$, con la consecuencia de un gran impacto en la producción de hidrocarburos.

En la siguiente gráfica se observa un muestreo de nafta donde se presentan los valores de densidad y viscosidad a 20 °C, los cuales utilizaremos en el desarrollo de la simulación.

Tabla 1.

Datos de las propiedades de la Nafta.



		Material Type	NAFTAS			
		Material Name	NAFTA			
		Identificación de la Muestra	ATK-7045A 27 Noviembre			
		Descripción de la Muestra	Nafta Inyección Estación Chichimene			
		Sitio de Muestreo	ESTACION CHICHIMENE			
		Punto de Muestreo	TANQUE	TANQUE	TANQUE	TANQUE
		Fecha de Muestreo	27-NOV-19	27-NOV-19	27-NOV-19	27-NOV-19
Laboratorio	Componente	Unidad	Resultado	Resultado	Resultado	Resultado
REOLOGIA FIR	DENSIDAD A 15 °C	g/mL	0,7162	0,7187 @ 20 °C	0,70731 @ 25 °C	0,70284 @ 30 °C
REOLOGIA FIR	GRAVEDAD API	API	65,8	65,8	65,8	65,8
CARACTERIZACION Y EVALUACION DE CRUDOS	PRESION DE VAPOR REID	psi		7,08		
CARACTERIZACION Y EVALUACION DE CRUDOS	PRESION DE VAPOR REID	kPa		48,8		
CROMATOGRAFIA	DESTILACION SIMULADA ASTM D7213	prm				
REOLOGIA FIR	TEMPERATURA	°C	20			
REOLOGIA FIR	DEFORMACION	s-1	0-200			
REOLOGIA FIR	VISCOSIDAD	cP	0,385			
REOLOGIA FIR	TEMPERATURA	°C	25			
REOLOGIA FIR	DEFORMACION	s-1	0-200			

Nota. Reología Nafta Chichimene. Tomado de Ecopetrol S.A. (2021). Centro de innovación y tecnología ICP. Caracterización de nafta.[18]

2.2.2 Datos suelo campo Acacías

En esta sección se describen las principales características del suelo, utilizadas para el desarrollo de la simulación.

Dada la carencia de datos exactos de la zona del derrame, se deduce un tipo de suelo franco arenoso, gracias a un estudio de fitorremediación del suelo realizado en el municipio de Guamal, municipio donde también se encuentra ubicado el campo CPO9. Las coordenadas del estudio de la remediación del suelo son 3°52'25.56"N - 73°46'23.66"O y las coordenadas de la zona donde ocurrió el derrame son 3°56'27.549"N -73°43'41.216"W.

Los suelos de esta parte del municipio tienen gran variedad de texturas predominantemente franco arenosas y un buen drenaje natural. Este suelo predomina en la zona central-occidental y suroccidental, perteneciente a los municipios de Acacías, Guamal y Cubarral.[19]

2.2.3 Propiedades del suelo franco arenoso.

Generalmente se les caracteriza a los suelos franco arenosos con una densidad aparente seca promedio alrededor de 1800 Kg/m^3 y una densidad de las partículas de 2630 Kg/m^3 ; esto genera un espacio poroso aproximado de 31~32%.[20]

Cindy Kao y James Hunt (1996) recolectaron información y realizaron experimentos de infiltración para distintos tipos de suelos por medio de las fuerzas capilares. Calcularon las permeabilidades intrínsecas para dichos tipos de suelos gracias a las correlaciones de Kozeny-Carmen y Fair-Hatch, basadas a partir de distribuciones de tamaño de las partículas del suelo.[21] El estudio y los resultados presentados por Kao y Hunt (1996) se puede evidenciar en la **tabla 2**, donde también hallaremos la permeabilidad intrínseca para el suelo franco arenoso.

Tabla 2.

Permeabilidades intrínsecas para distintos tipos de suelo.

Media, μm	k_i 10^{-12} m^2	B	Source
Glass beads (210–325)	12	0.4	<i>Youngs and Price [1981]^a</i>
Glass beads (115–180)	10	0.4	
Glass beads (60–95)	6.7	0.5	
Sand (350–500)	58	0.4	
Sand (250–350)	55	0.4	
Sand (180–250)	20	0.45	
Graded sand (180–250)	19	0.5	
Slate dust (40–125)	0.28	0.4	
Sandy loam (60–350)	0.29	0.3	
Silt loam (2–60)	0.018	0.3	
Glass beads (75)	4.5	0.6	<i>Bruce and Klute [1956]^b</i>
Coarse sand (50–250)	11	0.84	
Mason county fine sand	3.3	0.57	
Bloomfield sand	68	0.57	
Columbia silt loam	0.77	0.45	<i>Davidson et al. [1963]^c</i>
Hesperia sandy loam	0.50	0.35	
Slate dust	0.21	0.45	<i>Peck [1964]^c</i>
Glass beads (105–125) with 20% ethyl alcohol in water	13	0.5	<i>Malik et al. [1979]^b</i>
Glass beads (105–125) with methyl alcohol	13	0.7	
Average		0.5	

Nota. Datos de permeabilidad intrínseca para todos los tipos de suelo.

Tomado de: Cindy Kao y James Hunt (1996). Predicción del movimiento del frente húmedo durante la infiltración unidimensional en suelos.

Resultados para cada tipo de suelo en base a datos obtenidos de una infiltración horizontal. [21]

La **tabla 3.** muestra correspondientemente las propiedades del suelo y los parámetros hidráulicos estimados por Xuefeng Chu, Xinhua Jia and Yuang Liu (2018). En su estudio evaluaron los efectos de la topografía de la superficie sobre los patrones de movimiento del frente de humectación bajo diferentes condiciones de lluvia en el suelo, a través de estudios combinados de modelos numéricos y experimentales. Los autores realizaron hallazgos importantes para comprender mejor el mecanismo de flujo no saturado controlado por el tipo de suelo, el movimiento del frente húmedo y la generación de flujo

terrestre, y para mejorar aún más el modelado de flujo o transporte en condiciones complejas. [22]

Con base a las condiciones de la lluvia (fuerte, moderada y ligera), topografía de la superficie (convexa, cóncava y plana) y el tipo de suelo (arcillo limoso Buxton, arcilla limosa Fargo, franco arcilloso y arena franca), se calculan los parámetros hidráulicos mediante el modelo de Rosseta.

Tabla 3.

Parámetros hidráulicos del suelo estimados usando el modelo de Rosseta.

Soil type	θ_s (cm ³ /cm ³)	α (1/cm)	n	K_s (cm/min)
Sandy loam	0.407	0.058	1.870	0.197
Silty clay (Buxton)	0.580	0.013	1.304	0.025
Silty clay (Fargo)	0.579	0.052	1.161	0.029
Silty clay loam	0.600	0.019	1.240	0.006

Nota. Parámetros hidráulicos para el suelo franco arenoso. Tomado de: Chu X, Jia X, Liu Y. (2018). Cuantificación del movimiento del frente húmedo bajo la influencia de la topografía de la superficie. [22]

Donde:

θ_s , es el contenido de agua saturada.

α , es un parámetro de la retención de agua asociado con el inverso de la relación de entrada de aire. [hceaw]

n , parámetro de la retención de agua en el suelo relacionado con la distribución del tamaño de los poros. [λ]

K_s , es la conductividad hidráulica saturada.

2.2.4 Datos generales del agua y valores de entrada

Para determinar el perfil de la tasa de infiltración de nafta en el presente estudio, usaremos el sistema internacional para todas las unidades de los datos recopilados, debido a esto se toma el valor de densidad del agua de 1000 Kg/m^3 .

Los datos de tensión superficial del agua y de la nafta se tomaron generales, recolectados con base a estudios de correlaciones para calcular la tensión superficial.

La tensión superficial depende de la temperatura, de la naturaleza del líquido y del medio que lo rodea. Normalmente, la tensión superficial disminuye con la temperatura, ya que las fuerzas de cohesión disminuyen al aumentar la agitación térmica. El medio exterior influye debido a que las moléculas del medio ejercen atracción sobre las moléculas situadas en la superficie del líquido, contrarrestando las acciones de las moléculas del líquido.[23]

Tabla 4.

Tensión superficial del agua a 20°C .

Líquido	γ (10^{-3} N/m)
Aceite de oliva	33.06
Agua	72.8

Nota. Tensión superficial del agua. Tomado de: Franco García, A. (2010) Tensión superficial de los líquidos. [Online] Disponible: <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica/-fluidos/tension/introduccion/introduccion.htm>.

Para la tensión superficial de la nafta se recolectó información de una investigación acerca de la importancia de conocer la tensión superficial para el diseño de torres de destilación, unidades de extracción y componentes internos de torres, dado que tiene una influencia considerable en la transferencia de masa y energía a través de las interfaces. Allí calcularon este parámetro a partir de 6 métodos diferentes, y para diferentes mezclas de nafta, los cuales fueron comparados con valores experimentales medidos a diferentes temperaturas [24]

Debido al rango de tensión superficial que maneja la nafta, se selecciona un valor entre 21 y 25 N/m el cual fue 23.

Tabla 5.

Comparación del cálculo de la tensión superficial.

Mixture	σ_{exp} at 20°C (mN m ⁻¹)	Deviation (%)					
		Method 1	Method 2	Method 3	Method 4	Method 5	Method 6
70-80 } 80-90 } 100-110 }	21.8	2.2	1.0	0.3	4.6	0.2	2.0
100-110 } 120-130 } 140-150 } 160-170 }	25.2	5.7	11.2	10.2	7.0	4.4	0.2
120-130 } 140-150 } 160-170 }	25.7	7.0	13.2	12.1	5.6	5.4	0.1
Average deviation	-	5.0	8.5	7.5	5.7	3.3	0.8

Nota. Tensión superficial para el suelo franco arenoso. Tomado de: Darwish. E, Al-Sahhaf. T, Fahim. M.(1995). Predicción y correlación de la tensión superficial de la nafta y el petróleo crudo. Experimentos con distintos métodos y diferentes temperaturas para la tensión superficial.[24]

Para completar en la totalidad los datos principales que dan paso a iniciar la simulación es necesario fijar condiciones iniciales, las cuales son $Z_f(t_0)$, que representa la condición inicial atribuida a la profundidad de infiltración en el tiempo anterior y t_0 , condición inicial para tiempo anterior. Para este caso de estudio se tomará un valor de $Z_f(t_0) = 3$ m, y $t_0 = 0$, debido a que la tubería que presentó falla de integridad, se encuentra enterrada a 3 metros de profundidad por ende este valor puede representar la profundidad inicial al momento de iniciar la simulación. Los perfiles de infiltración y de profundidad dependerá del tiempo, por lo tanto, se irá aumentando los valores del tiempo para construir cada gráfica respectivamente.

2.3 Fase III. Construcción de la simulación para la infiltración de nafta mediante el modelo de Green Ampt.

La infiltración se simula utilizando una versión del modelado de infiltración de Green-Ampt, que se modifica para tener en cuenta las propiedades del hidrocarburo que se estudia. [1] j

A continuación, se presenta la solución analítica relativamente simple al problema de infiltración de hidrocarburos, mediante el modelo de Green-Ampt. Esta solución se desarrolla mediante el lenguaje de JAVA, en un ambiente de programación Eclipse, donde se fijan los datos de entrada y las salidas correspondientes a cada ecuación que se describirán posteriormente.

El flujo volumétrico q_i , de nafta infiltrado por unidad de área en la zona vadosa es calculado utilizando la ley de Darcy; que define el flujo a través de un medio poroso, y se puede estimar a partir de:

$$q_i = K_1(S_1) \left(\frac{h+Z_f-H_f}{H_f} \right) \quad (1)$$

Donde:

h , es espesor de la piscina de la nafta en el suelo [m].

Z_f , es profundidad del frente de infiltración [m].

S_1 , es saturación de nafta.

K_1 , es la conductividad del suelo en el frente de infiltración [m/s].

H_f , es la cabeza de presión del frente húmedo [m].

Weaver. (1994) en su formulación, asumió un frente de infiltración agudo y unidimensional, donde se relaciona la profundidad de infiltración Z_f , con el flujo de infiltración volumétrico q_i , donde se obtiene[3]:

$$\frac{dZ_f(t)}{dt} = \frac{q_i}{\phi S_1} \quad (2)$$

La correlación obtenida a partir de las ecuaciones (1) y (2) produce una ecuación diferencial con la incógnita $Z_f(t)$ para predecir la profundidad de infiltración a través del tiempo.

La infiltración, no es uniforme y depende de la profundidad del frente de infiltración en cualquier momento. Para tener en cuenta la variación espacial en las tasas de infiltración, el área del derrame se divide en subáreas incrementales con diferentes profundidades de frente y, en consecuencia, diferentes tasas de infiltración. La ecuación (3), es una ecuación no lineal, por lo tanto, la profundidad del frente de infiltración para cada subárea se resuelve mediante el método numérico de Newton Raphson.[2]

Condiciones iniciales para simular, $Z_f(t_0)$ en t_0 , y la solución analítica dada para $Z_f(t)$ ($t > t_0$) es:[1]

$$t - t_0 = \frac{\phi S_1}{K_1} * (Z_f(t) - Z_f(t_0) - (h - H_f) * \ln\left(\frac{Z_f(t)+h-H_f}{Z_f(t_0)+h-H_f}\right)) \quad (3)$$

Donde:

ϕ , es la porosidad del suelo.

t , es el tiempo actual [s].

t_0 , condición inicial, tiempo anterior [s].

$Z_f(t)$, es la profundidad del frente de infiltración en el tiempo [m].

$Z_f(t_0)$, es la condición inicial para la profundidad de infiltración en el tiempo anterior [m].

Como mencionamos anteriormente, la ecuación (3) se resuelve mediante el método numérico de Newton Raphson para hallar el frente de infiltración, Una vez obtenido este valor, vamos a la ecuación (1) para obtener la tasa de infiltración.[3]

El método de Newton Raphson va de la forma:

$$Zf_n = xi * \frac{F(xi)}{F'(xi)} \quad (4)$$

En este paso, se escribe el algoritmo para determinar el Z_f en JAVA. Al utilizar el método expuesto, este genera una serie de iteraciones que, al converger un mismo valor por lo menos dos veces seguidas, la simulación se detiene y proporciona una solución satisfactoria para la profundidad de infiltración en un tiempo específico. Este acontecimiento se puede representar como la regla de la parada de la simulación.

La conductividad del suelo K_1 , expresa la capacidad del suelo saturado de permitir el paso de la nafta a través del mismo, se evalúa a partir de la siguiente correlación:

$$K_1 = \frac{\rho g}{\mu} * k * k_{ro} \quad (5)$$

Donde:

ρ , es la densidad de la nafta [kg/m^3].

g , es la aceleración de la gravedad [m/s^2].

μ , es la viscosidad de la nafta [$Pa * s$].

k , es la permeabilidad intrínseca del suelo [m^2].

k_{ro} , es la permeabilidad relativa de la nafta, que es función de la saturación de nafta S_1 [m^2].

La permeabilidad relativa de la nafta en función de la saturación se puede calcular utilizando el modelo analítico de Brook and Corey que describe:

$$Kro = \left(\frac{S_1 - Sor}{1 - Sor}\right)^2 * \left[\left(\frac{S_1 + Sw - Swr}{1 - Swr}\right)^{e-2} - \left(\frac{Sw + Swr}{1 - Swr}\right)^{e-2} \right] \quad (6)$$

Las variables, ϵ (epsilon) , ϵ_{ra} (saturación residual de aire) y ϵ_1 (saturación de nafta) se calculan:

$$e = \frac{2+3\lambda}{\lambda} \quad (7)$$

$$S_{ar} = 1 - S_{wr} - (1 - S_{wr}) * 0,5^{\frac{1}{\lambda}} \quad (8)$$

$$S_1 = 1 - S_w - S_{ar} \quad (9)$$

Donde:

λ , es el índice de distribución del tamaño de poro de Brook y Corey que varía dependiendo del tipo de suelo,

S_{or} , es la saturación inicial de la nafta.

S_w , es la saturación de agua.

S_{wr} , es la saturación de agua residual.

S_{ar} , es la saturación residual de aire.

La cabeza de presión efectiva H_f en el frente húmedo, para cuando la saturación de agua es igual a la saturación de agua residual ($S_w = S_{wr}$), se evalúa mediante;

$$H_f = \frac{K_{so} * h_{ceao}}{K_1(1 - S_{wr})(1 - S_{or})^2} * \left(\frac{1}{1 + 3\lambda} S_1^{\frac{(1+3\lambda)}{\lambda}} - \frac{2}{1 + 2\lambda} (S_{or}) S_1^{\frac{(1+2\lambda)}{\lambda}} + \frac{1}{1 + \lambda} S_1^2 \right) \quad (10)$$

Donde:

K_{so} , es la conductividad saturada de la nafta [m/s].

La cual se determina de la siguiente manera:

$$K_{so} = K * \frac{\rho g}{\mu} \quad (11)$$

Finalmente se debe identificar la relación de la carga de entrada de aire/nafta [m], parámetro que depende de la tensión interfacial del aire/nafta:

$$a = \frac{\rho_w * \sigma_o}{\rho_o * \sigma_w} \quad (12)$$

Donde:

Q , relaciona la carga de entrada de aire/agua/nafta [m].

σ_o , es la tensión superficial de la nafta [$\text{N} * m$].

σ_w , es la tensión superficial del agua [$\text{N} * m$].

ρ_o , es la densidad de la nafta [kg/m^3].

ρ_w , es la densidad del agua [kg/m^3].

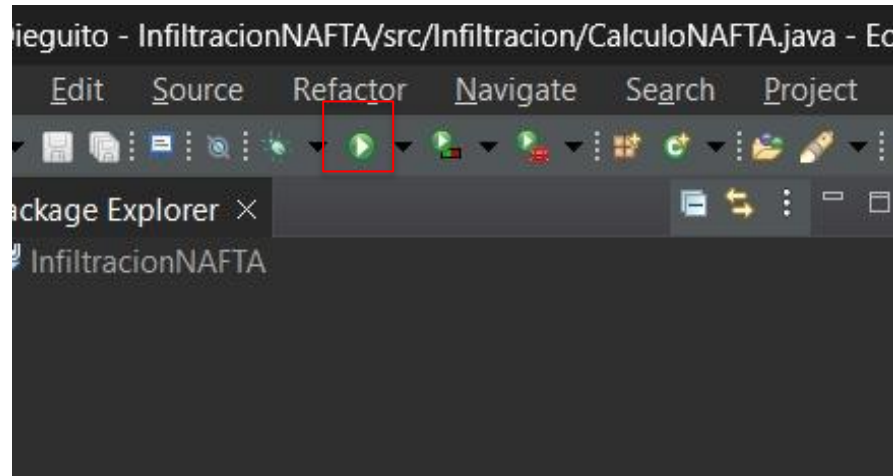
Todas estas correlaciones en conjunto, son los modelos analíticos que describen el proceso de infiltración de nafta a través de la zona vadosa. La simulación escrita en JAVA proporciona los resultados de las iteraciones por medio de Newton Raphson, para la profundidad del frente de infiltración y los valores de las tasas de infiltración para construir un perfil. Las gráficas de los respectivos perfiles se elaboraron en Excel.

A continuación, se describe la interfaz de usuario en el lenguaje JAVA y el funcionamiento del algoritmo.

En la **Figura 6** se observa la parte superior izquierda de la interfaz de Eclipse, un ambiente que posee el lenguaje de Java, la cual consiste en los botones de arranque o parada del simulador, contiene la selección del documento o proyecto a trabajar y las opciones principales de la herramienta.

Figura 6.

Interfaz Java



Nota. Visualización interfaz Java y opciones principales.

Figura 7.

Interfaz de escritura Java

```
private static final double INDICE_BROOK_COREY = 1.87;
private static final double SATURACION_AGUA_RESIDUAL = 0.0407;
private static final double SATURACION_AGUA = 0.0407;
private static final double SATURACION_NAFTA_RESIDUAL = 0;
private static final double DENSIDAD_NAFTA = 711.87;
private static final double DENSIDAD_AGUA = 1000;
private static final double GRAVEDAD = 9.81;
private static final double VISCOSIDAD_NAFTA = 0.000385;
private static final double PERMEABILIDAD_INTRINSECA_SUELO = 2.9 * Math.pow(10, -12);
private static final double RELACION_ENTRADA_AIRE_AGUA_NAFTA = -0.1724;
private static final double TENSION_SUPERFICIAL_AIRE_NAFTA = 0.0023;
private static final double TENSION_SUPERFICIAL_AIRE_AGUA = 0.00728;
private static final double POROSIDAD = 0.31;
private static final double PROFUNDIDAD_TIEMPO_ANTERIOR = 3;
private static final double ESPESOR = 32.17;
private static final double TIEMPO = 1200;|
```

Nota. Panel de escritura de Java con las variables de los datos de entrada.

En la **Figura 7** está la parte de la interfaz que se muestra la pestaña de escritura del código y las variables de entrada del simulador, estas variables se manipulan directamente en esta pestaña para el uso del modelo de infiltración. Luego de introducir los caracteres especiales damos Run para iniciar la simulación.

Figura 8.

Interfaz de escritura Java

```
private double Epsilon;

private double saturacionAireResidualSAR;

private double saturacionNAFTAS1;

private double permeabilidadRelativaNAFTAKRO;

private double conductividadSueloK1;

private double relacionCargaAireNAFTAHCAO;

private double conductividadSaturadaNAFTAKSO;

private double cabezaPresionFrenteInfiltracionHF;

private double profundidadFrenteInfiltracionZF;

private double profundidadZFderivada;

private double NewtonRaphson;

private double caudalInfiltracion;
```

Nota. Panel de escritura de Java con las variables calculadas dependientes a los valores iniciales.

La **Figura 8** enseña todas las variables dependientes de los valores iniciales, es decir, esta figura plasma todo el conjunto de ecuaciones (de la ec. 4 hasta la 12) que dan paso

a las dos soluciones analíticas planteadas (Ec.1 y 3) para calcular la infiltración y la profundidad a través de tiempo. Se recuerda que, en el momento de programar el algoritmo, se asoció la profundidad de infiltración al termino 'Newton Raphson', debido a que esta solución analítica se resolvió por medio de este método.

Figura 9.

Interfaz ecuaciones Java

```
return caudalInfiltracion;
}

public void calcularEpsilon()
{
    Epsilon = 2 + (3 * INDICE_BROOK_COREY) / INDICE_BROOK_COREY;
}

public void calcularSAR()
{
    saturacionAireResidualSAR = 1 - SATURACION_AGUA_RESIDUAL - (1 - SATURACION_AGUA_RESIDUAL) * Math.pow(0.5,(1/Epsilon));
}

public void calcularSaturacionNAFTA()
{
    saturacionNAFTAS1 = 1 - SATURACION_AGUA - saturacionAireResidualSAR;
}

public void calcularKRO()
{
    permeabilidadRelativaNAFTAKRO = Math.pow(((saturacionNAFTAS1 - SATURACION_NAFTA_RESIDUAL) / (1 - SATURACION_NAFTA_RESIDUAL)) *
    (Math.pow(((saturacionNAFTAS1+SATURACION_AGUA - SATURACION_AGUA_RESIDUAL) / (1-SATURACION_AGUA_RESIDUAL)),Epsilon-2) -
    Math.pow(((SATURACION_AGUA+SATURACION_AGUA_RESIDUAL) / (1-SATURACION_AGUA_RESIDUAL)),Epsilon-2)));
}

public void calcularK1()
{
    conductividadSueloK1 = ((DENSIDAD_NAFTA*GRAVEDAD)/VISCOSIDAD_NAFTA) * PERMEABILIDAD_INTRINSECA_SUELO * permeabilidadRelativaNAFTAKRO;
}

public void calcularHCAO()
{
    relacionCargaAireNAFTA_HCAO = RELACION_ENTRADA_AIRE_AGUA_NAFTA * (DENSIDAD_AGUA * TENSION_SUPERFICIAL_AIRE_NAFTA / DENSIDAD_NAFTA);
}

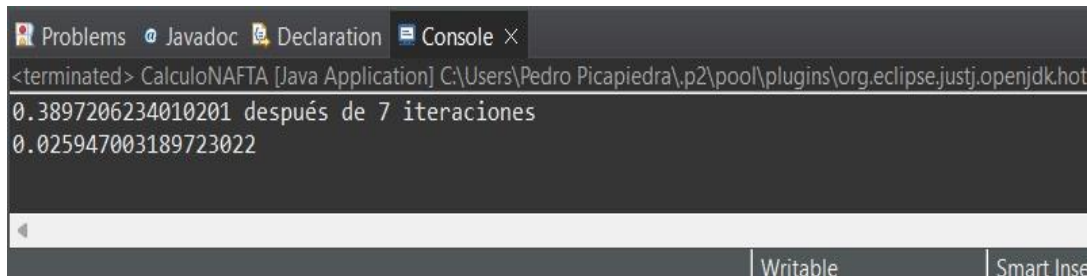
public void calcularKRO2()
{
}
```

Nota. Interfaz de escritura de Java con los algoritmos programados para la simulación de infiltración.

En la **Figura 9** se evidencia el procedimiento matemático de las ecuaciones utilizadas, programadas para la solución de los cálculos de profundidad de infiltración y caudal de infiltración.

Figura 10.

Interfaz resultados Java



```
<terminated> CalculoNAFTA [Java Application] C:\Users\Pedro Picapiedra\p2\pool\plugins\org.eclipse.justj.openjdk.hot
0.3897206234010201 después de 7 iteraciones
0.025947003189723022
```

Nota. Panel de texto con los resultados obtenidos por cada corrida de la simulación.

Finalmente, se encuentra un cuadro de dialogo (Console) que se muestra en la **Figura 10** donde el primer término obtenido por la simulación es el de Newton Raphson, es decir, la profundidad de infiltración en el tiempo (Z_f). El segundo término de la figura este asociado al caudal de infiltración y también se muestra el número de iteraciones producidas al momento de calcular Newton Raphson.

Fase IV. Suposiciones y limitaciones.

Para obtener un buen resultado en la simulación de la infiltración, los autores del código exponen algunos supuestos que facilitan el desarrollo de este, supuestos que se detallarán a continuación en esta sección.

En el código OILSFSM, se supone que la infiltración es unidimensional en dirección vertical y que posee un frente de infiltración agudo. Las propiedades físicas y mecánicas del suelo se consideran homogéneas en el espacio. La infiltración en cualquier momento y en cualquier ubicación depende únicamente del tiempo presente.[1]

En el modelo se supone una saturación de agua residual Sw_r , casi igual que la saturación de agua Sw en el suelo, esto se evaluó debido a que los investigadores que realizan el experimento del código OILSFSM recomiendan asumir que la saturación de agua arriba de la franja capilar es casi residual luego de horas de drenaje.

Al ejecutar el simulador con una carga de entrada de aire con magnitud positiva, se obtenían respuestas erróneas para la descripción de la infiltración. Weaver y Charbeneau. (1994) utilizan para su simulación la carga de entrada de aire con magnitud negativa, con base a esto, se estableció igualmente una magnitud negativa, cuya respuesta de simulación fue mucho mejor para la infiltración.

En el código OILSFSM, se plantean las siguientes suposiciones adicionales:

- La saturación de aire y agua son uniformes.
- La fase aérea es inmóvil.
- El flujo de NAPL se desacopla del flujo de agua asumiendo que el NAPL durante la infiltración, sólo desplaza el aire.
- Existe un fuerte frente de infiltración formado por el fluido, que avanza en la zona vadosa como un flujo tipo pistón.
- Si el derrame es desde la superficie, no se simula volatilización una vez que el NAPL se ha infiltrado en el suelo. [1]

El último punto anteriormente mencionado y la siguiente limitante, no aplican en el estudio realizado debido a que en este no se simula el flujo de volatilización de la nafta, además de que el derrame se produce ya en el subsuelo, a 3 m de profundidad de la superficie, tampoco existe el espesor en superficie ya que se encuentra a la profundidad de la tubería. Sin embargo, cabe resaltarlos para tener en cuenta el funcionamiento general del Código OILSFSM.

La principal limitación del código es que no se puede simular la redistribución del aceite en el suelo una vez que el espesor del lente de aceite en la superficie del suelo llegue a cero. Además, el frente de aceite deja de avanzar una vez que este haya desaparecido en la superficie terrestre. [1]

Fase V. Aplicación del modelo.

Esta quinta fase se divide en dos partes, la primera, va aplicada al estudio de validación. La segunda va enfocada al uso del simulador en el derrame ocurrido en el campo CPO9 en una línea de distribución de nafta.

Weaver y Charbeneau. (1994) desarrollaron un modelo de detección para el flujo de un NAPL y el transporte químico asociado en la zona vadosa. Este modelo se reduce al modelo de Green-Ampt cuando en la infiltración existen condiciones estancadas o como el flujo del NAPL excede la conductividad máxima efectiva del suelo. Los autores llevaron a cabo un simple experimento en una columna de laboratorio de 1 m de largo y 0,05 m de diámetro. Se utilizó un paquete de arena saturada como permeámetro para determinar la conductividad hidráulica en condiciones de flujo estacionario. La arena se eligió para que fuera suficientemente gruesa como para tener una franja capilar baja y se supuso que la saturación de agua por encima de la franja era casi residual después del tiempo de drenaje del derrame. La infiltración se inició liberando 100g de un disolvente isoparafínico denominado soltrol, en la superficie, dejándolo caer y entrando a la superficie de la columna. En ese momento se empieza a determinar el frente de infiltración de NAPL según variaba el tiempo. Luego se realizaron 4 simulaciones, A, B, C y D, destacando esta última, puesto que va ser la indicada para comparar el algoritmo planteado en este estudio. Al igual que en mi caso, los autores determinaron independientemente del experimento, los parámetros del suelo y del NAPL utilizados en su simulación [1]. En la **tabla 6**. Se puede observar las entradas para la simulación propuesta en la bibliografía.

Tabla 6.

Parámetros de entrada de la simulación D, utilizados para simular el problema de infiltración descrito anteriormente usando el código OILSFSM.

Soil parameters	Oil parameters	Source parameters
Permeability k (cm^2) = 9.2026×10^{-7}	Oil density ρ (g/cm^3) = 0.79	Pulse spill of non-viscous oil with a volume of $V = 0.065 \text{m}^3$ on a flat surface with a berm whose area is $A_b = 1 \text{m}^2$. This would be equivalent to specifying an initial ponding depth of 6.5 cm.
Porosity $n = 0.37$	Viscosity (dyn s/cm^2) $\mu = 0.0476$	
Water saturation $S_w = 0.0588$	Surface tension (dyn/cm) $\sigma = 25$	
Initial oil saturation $S_{oil} = 0$	Contact angle $\varphi = 0.4$	
Residual oil saturation $S_{or} = 0.05$		
Residual water saturation $S_{wr} = 0.0588$		
Air entry head (cm) $h_{ceaw} = 24.8$		
Pore size distribution $\lambda = 4.84$		

Nota. Datos de entrada utilizados para validar el funcionamiento de la herramienta diseñada.

Tomado de: Agencia de protección ambiental de los Estados Unidos. (1999). The Oil

Surface Flow and Screening Model (OILSFSM). Background Documentation and User's Guide.[1]

Para el código propuesto en el estudio, se utilizó netamente el Sistema Internacional de unidades para cada cálculo proporcionado, debido a menor complejidad en la conversión de unidades.

Tabla 7.

Parámetros de entrada de la simulación D.

Datos utilizados para validar y parámetros iniciales			
Suelo (arena)			
Permeabilidad k (m^2)			9,20E-09
Porosidad ϕ (%)			0,37
S_w			0,0588
S_{wr}			0,0588
S_{or}			0,05
Relación entrada aire h_{caw} (m)			-0,248
Distribución de poro λ			4,84
NAPL		Adicionales	
Densidad ρ (kg/m^3)	790	gravedad (m/s^2)	9,81
Viscosidad μ ($Pa*s$)	0,0048	$Z_f(t_0)$	1
Tensión sup σ (N/m)	0,0025	t_0	1
Agua		Derrame	
densidad ρ (g/cm^3)	1000	Volumen(m^3)	0,065
Tensión sup σ (N/m)	0,00728	espesor (m)	0,065

Nota. La tabla enseña los valores utilizados en la simulación D convertidos en su totalidad al Sistema Internacional.

Ya definidos los datos necesarios para la validación, se puede entrar al problema presentado en el informe HSE-F-127 por parte de Ecopetrol.

Los valores recopilados del informe de investigación de la ruptura de la tubería enterrada se muestran a continuación en la siguiente tabla.

Tabla 8.

Parámetros de entrada para simular la infiltración de nafta en el Campo CPO9.

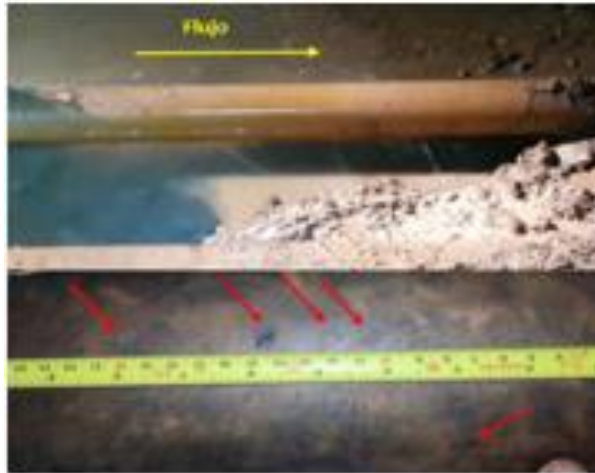
Datos usados para simular el derrame en el campo CPO9			
Suelo (franco arenoso)			
Permeabilidad k (m^2)		2,90E-12	
Porosidad ϕ (%)		0,31	
Sw		0,407	
Swr		0,407	
Sor		0	
Relación entrada aire h_{caw} (m)		-0,1724	
Distribución de poro λ		1,87	
NAPL		Adicionales	
Densidad ρ (kg/m^3)	711,87	gravedad (m/s^2)	9,81
Viscosidad μ ($Pa*s$)	0,000385	Zf(t0)	3
Tensión sup σ (N/m)	0,0023	t0	0
Agua		Derrame	
densidad ρ (g/cm^3)	1000	Volumen(m^3)	1,003701
Tensión sup σ (N/m)	0,00728	espesor (m)	32,17

Nota. Recopilación de todos los datos de entrada necesarios para el funcionamiento del modelo de simulación de infiltración.

La falla presentada en la tubería enterrada que transportaba nafta se da por que el fluido estaba fuera de especificaciones, debido a que tenía cierto volumen de agua libre, la cual causó la corrosión de la línea de nafta, precisamente se encontraron 10 perforaciones a causa de pitting en dos tramos de una sección de tubería de 24m.

Figura 11.

Tubería con cuatro agujeros provocados por pitting.



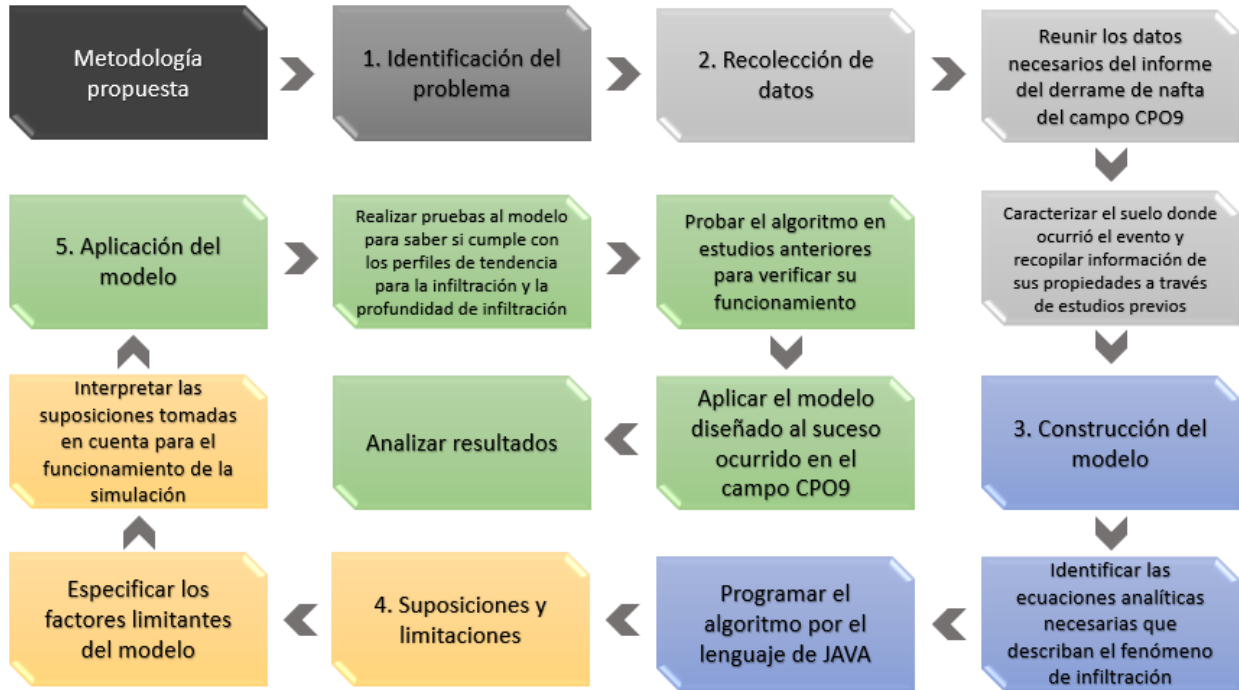
Nota. Pitting en tubería ocasionado por corrosión.
Tomado de: Ecopetrol S.A. (2021) HSE-F-170
Informe investigación evento línea de nafta campo
CPO9.[2]

Pese al derrame considerable de nafta, no se instauró un verdadero plan de acción para una evaluación detallada que describiera el comportamiento del derrame a través del subsuelo, se identificó el área más afectada, pero no se abordaron los atributos suficientes de la contaminación en el suelo, ni se sabe hasta donde se pudo haber infiltrado la nafta. La caracterización de un derrame es de gran importancia para poder tomar acciones de mitigación correctas, o en su defecto, de remediación y restauración del suelo.

Cuando se logra simular la infiltración de un derrame, se pueden obtener perfiles de profundidad y tasas de infiltración estimados para reevaluar rápidamente el área afectada por cualquier tipo de NAPL o derivado de los hidrocarburos. Es importante saber a qué tipo de problema ambiental se enfrenta para ser determinantes al tomar las respectivas decisiones correctivas del accidente.

Figura 12.

Diagrama de la metodología propuesta.



Nota. La figura representa la metodología que se usó para el desarrollo del estudio expuesto en el documento.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En esta sección se darán respuesta a cada uno de los objetivos propuestos, cumpliendo la finalidad de elaborar una simulación de infiltración en un derrame de tubería enterrada del campo CPO9.

Primero.

- Describir los datos de entrada para el diseño de una herramienta de cálculo basados en el evento ocurrido en el campo CPO9 luego de un derrame de nafta.

El primer objetivo se describe en la segunda parte de la sección **2. Metodología**, dando a conocer todo el conjunto de datos compilados necesarios para realizar el cálculo, además de explicar la fuente de donde se adquirieron.

Segundo.

- Diseñar una herramienta de cálculo para la infiltración de nafta, aplicando el modelo de detección del flujo superficial del petróleo (OILSFMS), por medio del lenguaje de programación Java.

Se diseñó un código mediante el lenguaje de programación de JAVA que diera paso a la construcción de los perfiles de profundidad y caudal de infiltración, ambos versus el tiempo y así conocer el comportamiento del transporte de la nafta en el suelo a medida que transcurre el tiempo. Al igual que el primer objetivo, este se describe en la sección **2 Metodología**, mostrando las correlaciones correspondientes que definen el flujo de la infiltración de un fluido de fase no acuosa o NAPL en el suelo.

Tercero.

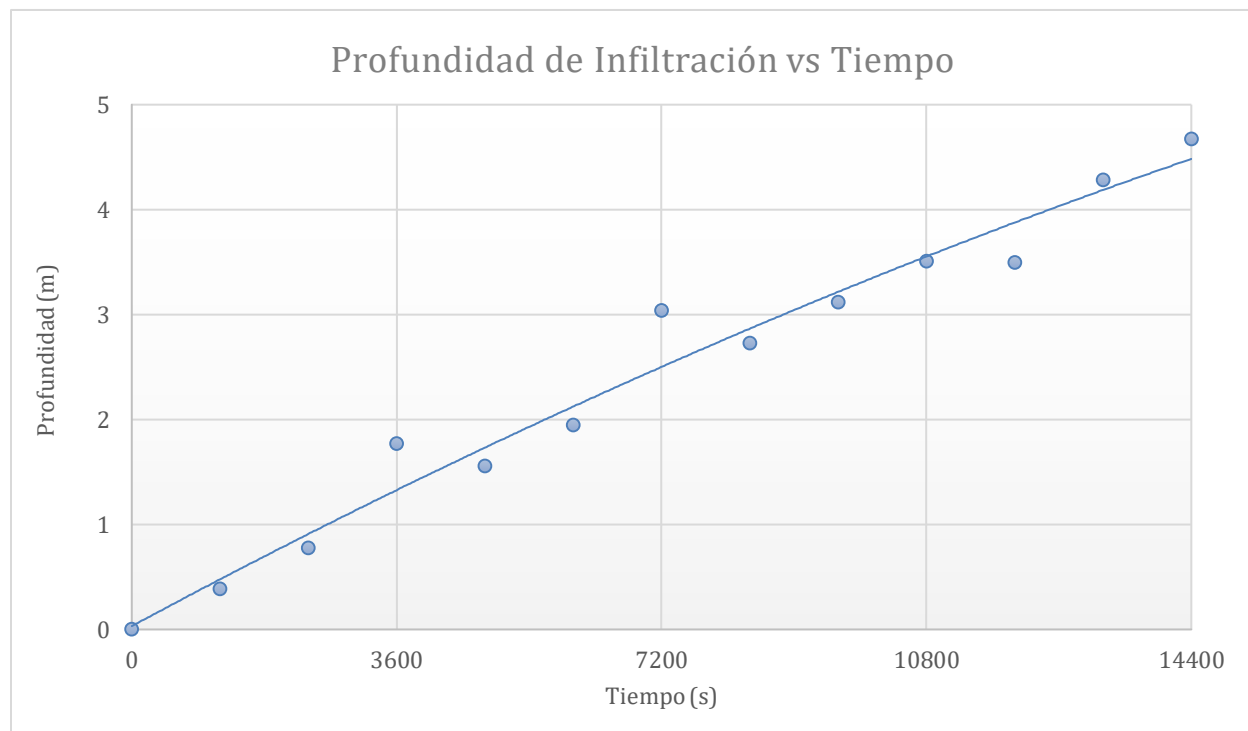
- Implementar la herramienta diseñada para el cálculo del derrame de nafta del campo CPO9 en un tramo de tubería.

Se corrió el código de simulación en JAVA para los parámetros descritos en la **Tabla 8.** relacionados al evento en el campo de Ecopetrol y a los obtenidos en estudios previos.

Aplicando la simulación al accidente en el campo CPO9 se obtienen el siguiente perfil de profundidad de infiltración vs tiempo de derrame.

Figura 13.

Perfil de profundidad en el tiempo.

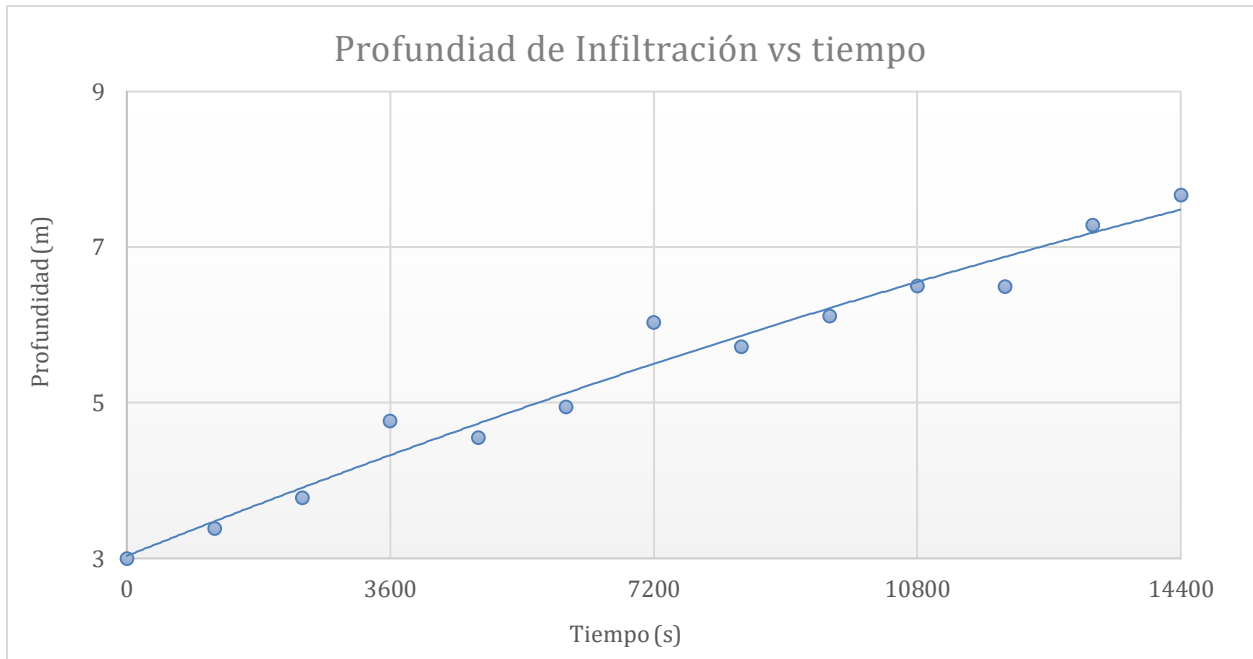


Nota. Modelado obtenido por medio del método de Newton Raphson para la profundidad de infiltración en un tiempo determinado.

Según el perfil conseguido con base a la simulación, se observa que conforme pasa el tiempo, la profundidad en el frente de infiltración es mayor, es decir, la profundidad y el tiempo tienen una relación directamente proporcional. La simulación solo se corrió con el tiempo de duración del derrame (4 horas) para las cuales la profundidad en ese punto se encuentra aproximadamente en 4,5 m debajo de la posición de la tubería enterrada. La siguiente gráfica enseña el perfil de profundidad considerando la distancia de la tubería enterrada desde la superficie.

Figura 14.

Perfil de profundidad vs tiempo teniendo en cuenta la localización de la tubería en el suelo.

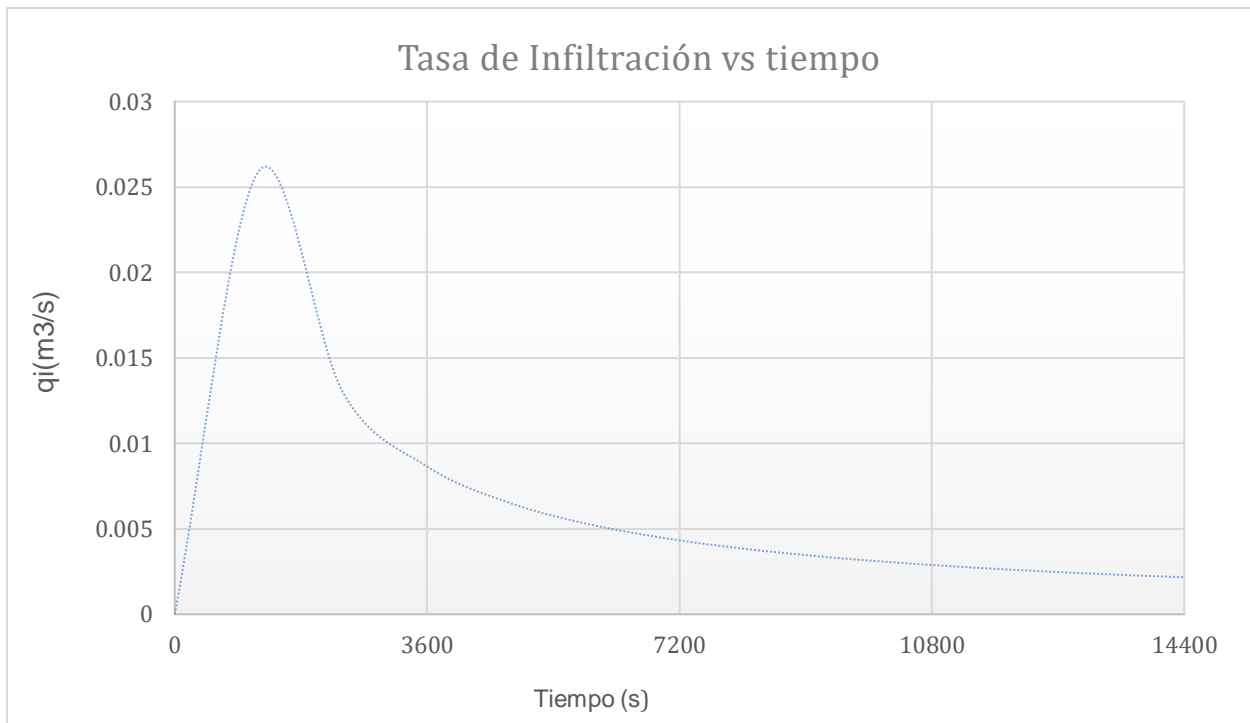


Nota. Modelo real de la profundidad de infiltración evaluado desde la ubicación de la tubería enterrada.

Aquí la profundidad de infiltración da un valor aproximado de 7,5 m en las 4 horas de derrame. Utilizando el método de Newton Raphson se encontró que la solución de la ecuación (3) tiene una única raíz y que el valor de inicialización de la simulación es importante para el tiempo de convergencia. Los resultados obtenidos en la simulación no describen exactamente la tasa y la profundidad de infiltración, cabe aclarar que son un acercamiento a la realidad, pero que aun así se pueden utilizar para comprender el comportamiento de este fenómeno.

Figura 15.

Perfil de la tasa de infiltración respecto al tiempo.



Nota. Perfil obtenido mediante la simulación de la infiltración de nafta conforme avanza el tiempo.

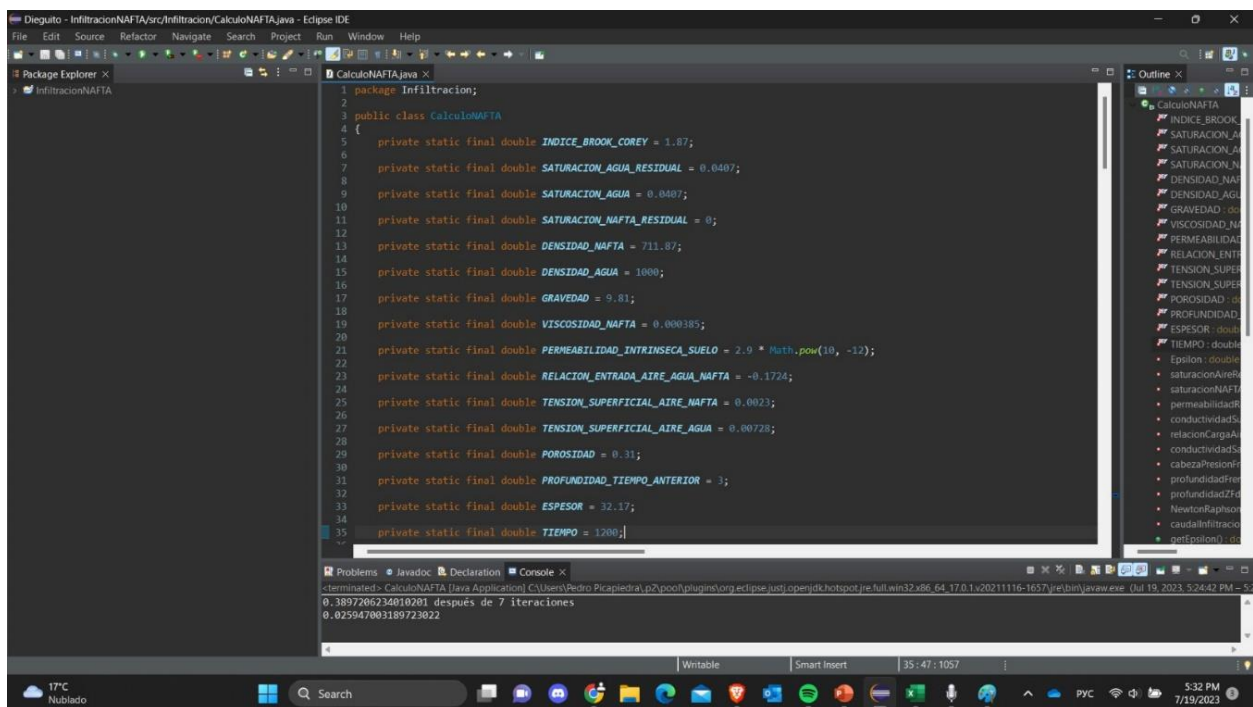
En este perfil se observa como la tasa de infiltración incrementa bruscamente a en la primera media hora de derrame y nos enseña el pico máximo de infiltración, es decir, que el mayor caudal obtenido en el modelo es de aproximadamente $0,255 m^3/s$. Luego se evidencia también, en la segunda media hora de haber iniciado el derrame, la tasa de infiltración decrece exponencialmente a medida que avanza el tiempo. Al igual que el perfil de profundidad, esta simulación se efectuó solamente entre los valores del tiempo en los cuales duró el derrame de nafta, lo cual dice que, en tiempo de haberse completado el derrame, la tasa de infiltración es cercana a cero. Si se simulará con más tiempo, es muy probable que la tendencia se mantenga y que en algún momento llegué el valor a 0, lo cual tiene sentido porque conforme pasa el tiempo la infiltración debe ser menor cada vez más. Este fenómeno se debe a diversos factores, uno de ellos puede ser causa de que ya se ha terminado de infiltrar todo el volumen de derrame del líquido en el suelo, otro motivo puede ser a causa de que la roca se satura con gran contenido de nafta lo cual disminuye el flujo y para desplazarse este debe correr columnas de sí

mismo. Recordando que en el medio poroso no se encuentra solo la nafta, sino que también está en presencia de aire y agua, causantes de la reducción del espacio poroso.

Para una posible mitigación del suelo, en su momento se tuvo que haber ideado un plan de contingencia inmediato para remediar el suelo afectado por el derrame de nafta. Con los perfiles expuestos, las personas involucradas tendrían un caso más detallado y sabrían cómo combatir el problema ambiental que este suceso genera.

Figura 16.

Primera corrida de simulación para un tiempo de 1200s aplicada al derrame del campo CPO9.



```
1 package Infiltracion;
2
3 public class CalculoNAFTA
4 {
5     private static final double INDICE_BROOK_COREY = 1.87;
6
7     private static final double SATURACION_AGUA_RESIDUAL = 0.0407;
8
9     private static final double SATURACION_AGUA = 0.0407;
10
11     private static final double SATURACION_NAFTA_RESIDUAL = 0;
12
13     private static final double DENSIDAD_NAFTA = 711.87;
14
15     private static final double DENSIDAD_AGUA = 1000;
16
17     private static final double GRAVEDAD = 9.81;
18
19     private static final double VISCOSIDAD_NAFTA = 0.000385;
20
21     private static final double PERMEABILIDAD_INTRINSECA_SUELO = 2.9 * Math.pow(10, -12);
22
23     private static final double RELACION_ENTRADA_AIRE_AGUA_NAFTA = -0.1724;
24
25     private static final double TENSION_SUPERFICIAL_AIRE_NAFTA = 0.0023;
26
27     private static final double TENSION_SUPERFICIAL_AIRE_AGUA = 0.00728;
28
29     private static final double POROSIDAD = 0.31;
30
31     private static final double PROFUNDIDAD_TIEMPO_ANTERIOR = 3;
32
33     private static final double ESPESOR = 32.17;
34
35     private static final double TIEMPO = 1200;
36 }
```

Problems | Javadoc | Declaration | Console x
Ejemplar de CalculoNAFTA [Para Aplicacion] [C:\Users\Pedro Picapedra\p2\poo\plugin\org.eclipse.jdt.openide\hotspot\jre-full\win32-x86_64\17.0.1\20211116-1657\jre\bin\javaw.exe [Jul 19, 2023, 5:24:42 PM] - 52
0.3897206234010201 después de 7 iteraciones
0.025947003189723022

Nota. Interfaz completa de Java en ambiente Oracle con las variables manipuladas y utilizadas para la simulación de la infiltración en el derrame de nafta del campo CPO9.

En la **Figura 15** observamos la primera corrida aplicado a la simulación del derrame de nafta del campo CPO9, en la pestaña de resultados obtenemos los valores para la profundidad de infiltración y el caudal, al realizar las corridas necesarias con los tiempos de derrame se crea una tabla la cual da forma a los perfiles de profundidad e infiltración.

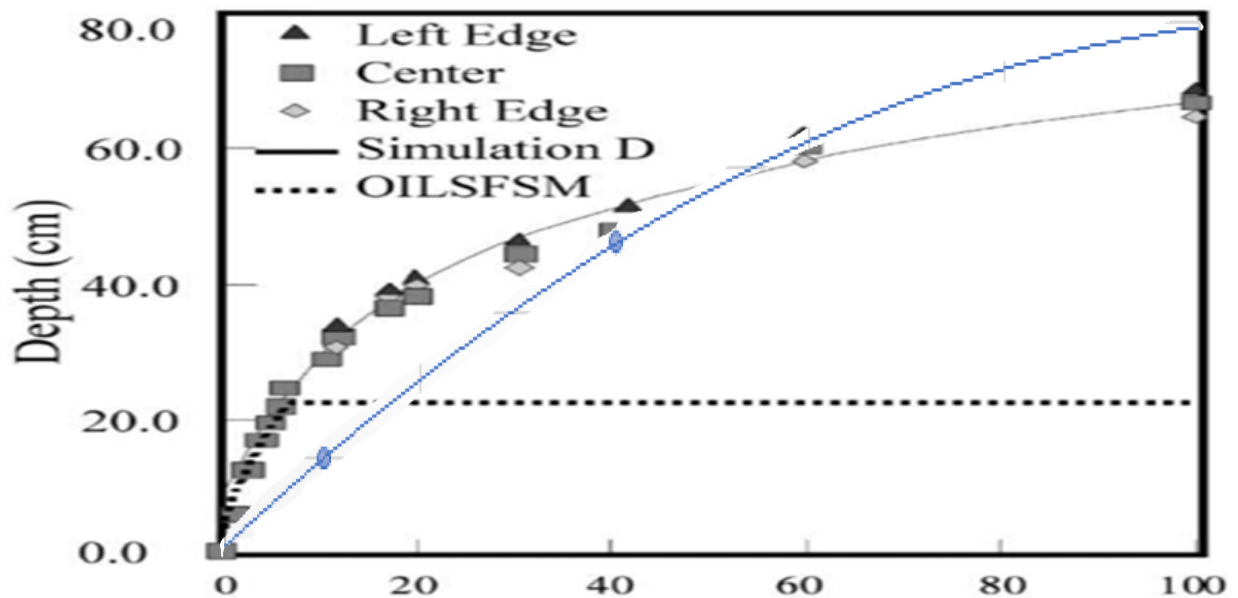
Cuarto

- Verificar el funcionamiento de la herramienta haciendo uso de anteriores estudios que utilizan el modelo, como método de validación.

Para verificar y validar el funcionamiento del modelo desarrollado es esencial realizar una comparación simple entre los perfiles y los datos obtenidos de cada simulación. Aquí se presenta en la **Figura 16**. el perfil de profundidad de infiltración vs tiempo en el estudio de Hussein. (2002) para la cuarta simulación realizada.

Figura 17.

Simulación D de Weaver y Charbeneau (1994) para la profundidad de infiltración.



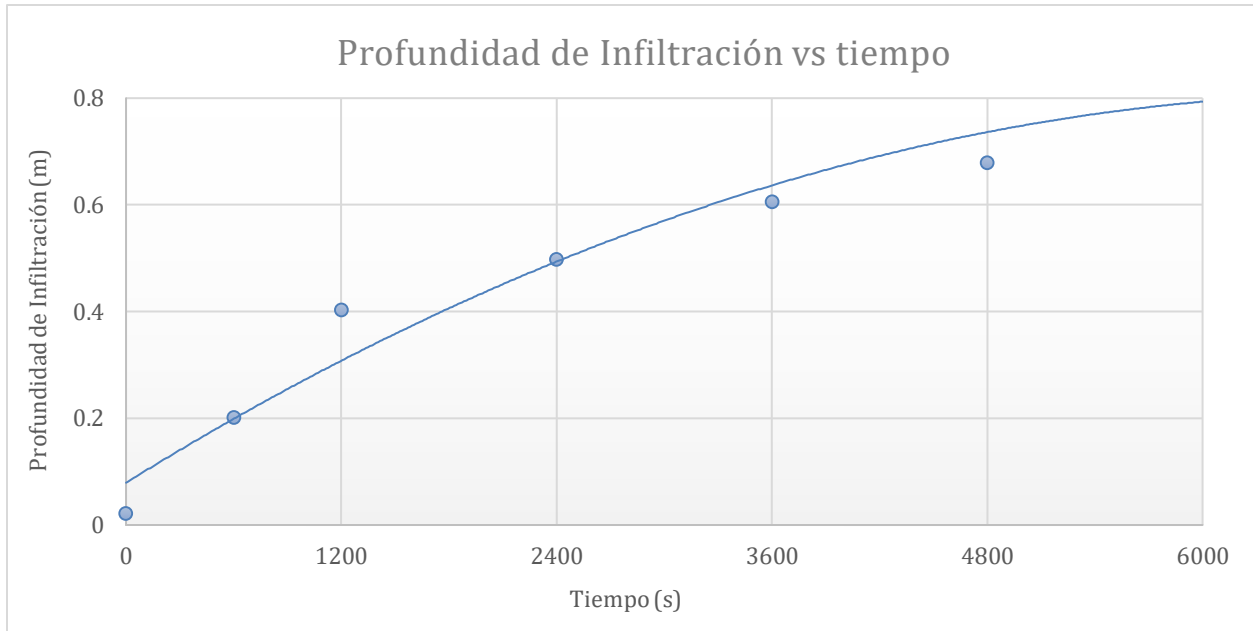
(b) Infiltration Depth vs. Time

Nota. Comparación perfil de profundidad de infiltración obtenido por la herramienta vs el obtenido por el autor del código. Tomado de: Hussein, M. Jin, M. Weaver, J. (2002) Development and verification of a screening model for surface spreading of petroleum.[3]

La **figura 16** representa la simulación para la profundidad de infiltración de un NAPL (soltrol) a través del tiempo. Se ve un crecimiento logarítmico en la tendencia hasta obtener un valor de profundidad aproximadamente de 68 centímetros en 100 minutos de simulación. La línea azul representa la solución obtenida para el modelo de infiltración construido

Figura 18.

Prueba de validación para el perfil de profundidad.

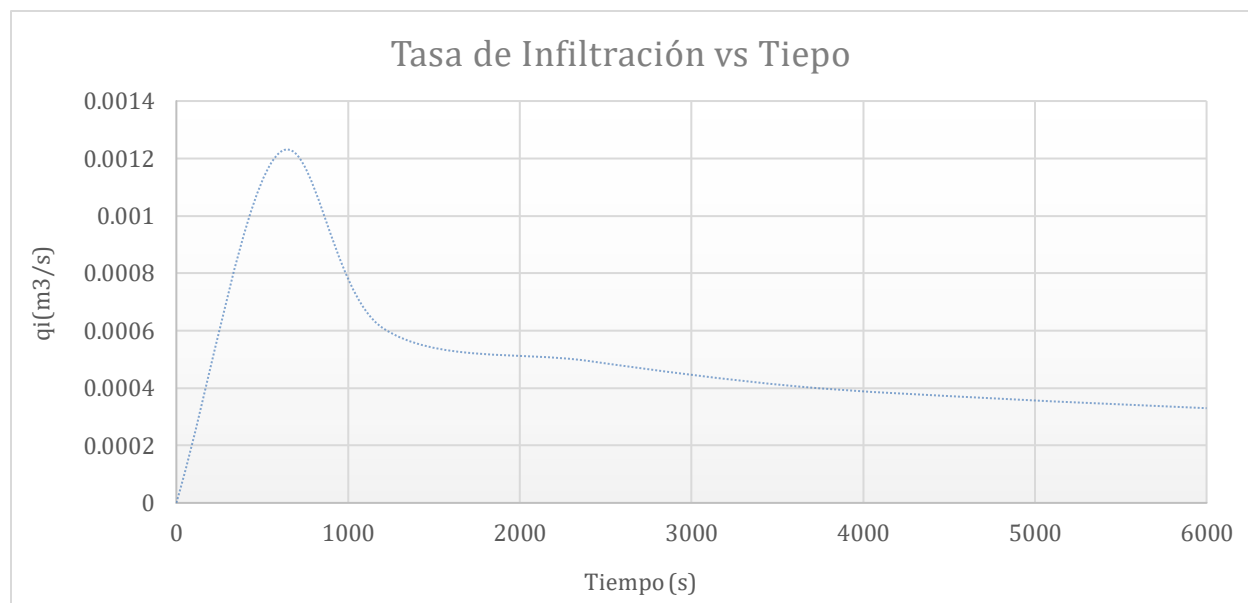


Nota. Simulación del experimento D expuesto en el Código OILSFSM planteado por medio del modelo desarrollado en este estudio de infiltración.

De la simulación obtenida para el perfil de la profundidad del frente de infiltración con respecto al dado por la bibliografía, se puede inferir que los datos siguen una misma tendencia logarítmica y directamente proporcional, lo que indica que el modelo realizado se acerca un poco a los resultados esperados para la simulación de la infiltración. Sin embargo, en el perfil obtenido, la línea tendencial sigue incrementando proporcionalmente y no se genera la curvatura correcta de la **Figura 17**. Este problema se debe a la resolución de los datos utilizados al simular. Mientras que el estudio descrito en el código OILSFSM utiliza algunos datos específicos experimentales, el modelo propuesto en esta investigación emplea datos más globales y generales, recolectados de otras investigaciones relacionadas.

Figura 19.

Perfil de caudal volumétrico para la infiltración expuesta por los autores del código.



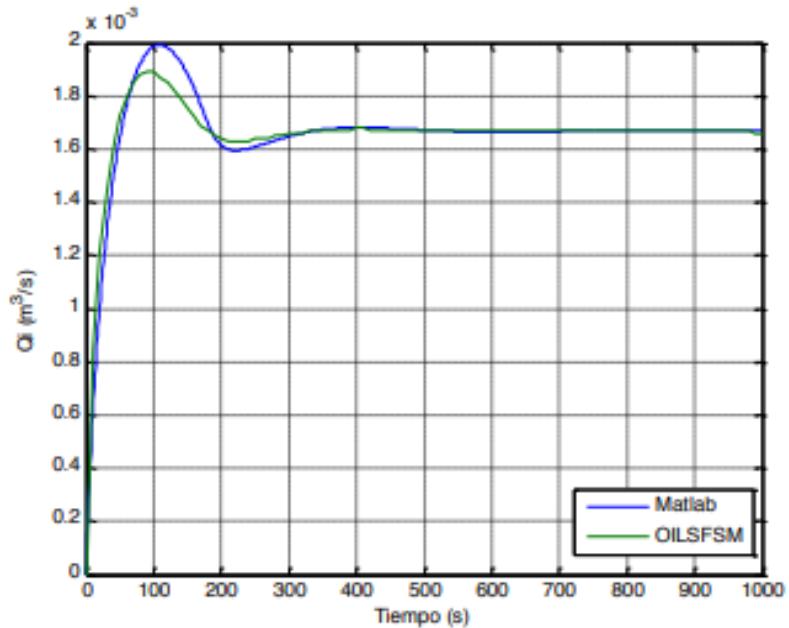
Nota. Perfil de la tasa de infiltración construido a partir del experimento D expuesto en el código OILSFSM.

De esta ilustración se puede concluir que el caudal de infiltración, pese a que disminuyó evidentemente, la tendencia no se acercó completamente a cero, sino que su decadencia fue más prudente a diferencia de la aplicación del modelo al evento de derrame en el campo CPO9.

Para esta gráfica no se encontró un perfil que muestre la solamente la relación de la tasa de infiltración, puesto que el código simula también el flujo volumétrico de evaporación, el autor buscó deducir en una sola grafica estos dos fenómenos incluido también el flujo superficial del NALP. No obstante, se encontraron más investigaciones relacionadas al modelado de la tasa de infiltración y se determinó que el perfil sigue la tendencia de la forma en el plano, así como se observa en la **Figura 18**.

Figura 20.

Caudal de infiltración en un estudio con condiciones topográficas de alta pendiente.



Nota. Perfil de tendencia del caudal de infiltración vs en tiempo.
Tomado de: Cortés Hernández, Llamas Dávila, Muñoz Giraldo, Husserl Orjuela (2015), Universidad de los Andes. Estudio y modelación del impacto ambiental asociado al derrame accidental de crudo en condiciones topográficas de alta pendiente.

Esta figura muestra el perfil de simulación para la infiltración en un estudio de la Universidad de los Andes, el cual da acierto en el recorrido proyectado de la línea de la tasa de infiltración del perfil calculada en este estudio.

4. CONCLUSIONES

Según los resultados obtenidos, podemos evidenciar que en las primeras etapas del derrame la infiltración ocurre con una mayor velocidad, y que a medida que pasa el tiempo la tasa de infiltración decae, en este caso en el modelo desarrollado en esta investigación y aplicado al derrame del campo CPO9 la tasa de infiltración en 1200s es de aproximadamente 0,025 m³/s, luego disminuye a tasas hasta de 0,003m³/s y continua en descenso, esto se debe a que el espacio poroso del suelo se satura de nafta e impide u obstaculiza al fenómeno de infiltración. Cuando alcanza su máxima saturación o se llena el medio poroso, el proceso se detiene.

El método de Green Ampt da a entender que el modelado de flujo y transporte de un fluido de fase no acuosa, puede expresarse completamente en términos de ecuaciones diferenciales y que puede ser usado para cualquier tipo NALP o derivado de los hidrocarburos, además de tener en cuenta los distintos tipos de suelos en los cuales puede ocurrir un derrame.

En el estudio de la ruptura de la línea de tubería enterrada se logró identificar una profundidad de infiltración de aproximadamente 4,5 metros a la cual la nafta logró llegar luego de 4 horas de derrame. La profundidad de infiltración obtenida en la simulación a lo largo del tiempo es una longitud considerable y se puede deducir que es a causa de la gran cantidad de nafta que evacuo la tubería (6,21 bbl) y a que la nafta es menos densa que el agua. Sin embargo, si se siguiera corriendo la simulación a un tiempo mayor al estudio, la nafta alcanzará una franja capilar (zona por encima del nivel freático), donde se dará una formación de un lente el cual va creciendo su grosor hasta que se detiene la infiltración.

Los resultados obtenidos en la simulación no describen exactamente la tasa y la profundidad de infiltración, cabe aclarar que son un acercamiento a la realidad, pero que aun así se pueden utilizar para comprender el comportamiento de este fenómeno.

En la verificación del modelo, el algoritmo no se acopla correctamente a la línea tendencial del experimento D de Weaver y Hussein, debido a que esta toma una

tendencia exponencial infinita y el experimento toma un declive en aproximadamente en 60 cm de profundidad. Lo anterior se debe a que, aunque se usaron los mismos datos de entrada en la simulación, no se tenían valores como el espesor exacto, ya que el autor del código lo simuló y en este estudio, no. Para el valor de tensión superficial del agua se tomó un dato general, extraído de la web, debido a que no es claro el valor que tomaron en la simulación del código, al igual que los valores iniciales para la profundidad del frente de infiltración en el tiempo anterior y el propio tiempo anterior.

RECOMENDACIONES

Un derrame de hidrocarburos se ve afectado no solo por la infiltración en el suelo, sino que también por el flujo superficial y la volatilización. Para una mejor optimización al caracterizar el derrame, se necesitarán estudios posteriores a este, con el fin de lograr simular estos dos fenómenos y con ello obtener datos aún más precisos de los porcentajes volumétricos de fluido derramado acorde a la infiltración y a la volatilización.

Para la infiltración la optimización de los resultados puede mejorar evaluando más modelos disponibles, sin embargo, el método de Green-Ampt es uno de los más completos ya que reúne las ecuaciones analíticas extendidas para los fluidos de fase no acuosa o NAPL de diferentes investigadores especializados en hidrología.

Al realizar una investigación científica para resolver problemas de cálculos analíticos es muy importante las fuentes de información que proporcionan los datos requeridos para correr una simulación. En el presente estudio se analizaron los datos recolectados por el campo y algunos otros tomados como datos generales globales de la web, pese a lo cual el modelo de simulación funciona, pero no se logra obtener una optimización completa para describir la infiltración. En estudios consecuentes, tener bases de datos sólidos que precisen información de la fuente del derrame, suelo y fluido derramado serán fundamentales para desarrollar un código más potenciado a fin de dominar mucho mejor el comportamiento de un derrame en el ambiente.

La herramienta diseñada se puede mejorar utilizando más correlaciones que tengan en cuenta diferentes valores para las permeabilidades del agua y residual de agua, debido a que en este estudio se asumen como igual por la falta de información del suelo, con este dato el acercamiento de los resultados será más óptimo para obtener una evaluación mejorada del área del derrame.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Inc. HydroGeologic, "THE OIL SURFACE FLOW AND SCREENING MODEL (OILSFSM) BACKGROUND DOCUMENTATION AND USER'S GUIDE," 1999.
- [2] Ecopetrol S.A., "HSE-F-127 Formato informe investigación evento línea de nafta CPO9 - Aprobada". 2021.
- [3] M. Hussein, M. Jin, and J. W. Weaver, "Development and verification of a screening model for surface spreading of petroleum." 2002. [Online]. Available: www.elsevier.com/locate/jconhyd
- [4] C. Useche Alarcón and D. Zapata Sierra, "Evaluación de la reutilización de cable de potencia de bombas electrosumergibles en pozos del campo CPO9". 2020.
- [5] Universidad Nacional, "Conflicto ambiental: Hidrocarburos Bloque CPO-9 'Lorito' - Ecopetrol - Meta". 2017.
- [6] F. Javier. Aparicio Mijares, *Fundamentos de hidrología de superficie*. Noriega, 1989.
- [7] Á. Franco García, "Tensión superficial en los líquidos," 2010. [Online]. Available: <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica/fluidos/tension/introduccion/introduccion.htm> (accessed Jun. 19, 2023).
- [8] R. Mott, "Mecánica de fluidos aplicada." 4ta edición. 1996.
- [9] C. S. Simmons and J. M. Keller, "Status of Models for Land Surface Spills of Nonaqueous Liquids," 2003.
- [10] C. Mataix, "Ingeniería-Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas". 1982.
- [11] M. Paris de Ferrer, "Fundamentos_de_Ingenieria_de_Yacimientos". 2010.
- [12] J.-F. Argillier, I. Henaut, and P. Gateau, "Heavy-Oil Dilution." 2005.
- [13] M. Orea, A. C. Diaz, N. C. A. Venezuela, ; Carrizal, and J. Bruzual, "Dilution of heavy crude oils for pipeline transportation purposes: The asphaltene instability issue Special Issue 'Frontier Research: Waste Management for Sustainable Development' (Impact Factor 3.889) View project

- Evaluation of EOR emulsion in-situ combustion processes View project," 2015. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/286937181>
- [14] J. H. Gary, G. E. Handwerk, and M. J. Kaiser, *Petroleum refining : technology and economics*. 2007.
- [15] F. M. G. I. L. Chaparro Palacio, "Identificación de escenarios lejanos en condiciones topográficas de alta pendiente mediante el modelamiento de rutas de derrame por la pérdida de contención en ductos de material peligroso.". 2014.
- [16] P. Técnica, "SECRETARÍA DE COMUNICACIONES Y TRANSPORTES INSTITUTO MEXICANO DEL TRANSPORTE." 2004.
- [17] Ecopetrol., "Caracterización Nafta 65,9," *Ecopetrol*. 2021.
- [18] K. Jiménez Silva and M. Márquez Gómez, "Proyecto de fitorremediación 16-11-2021.".
- [19] A. Hossne García, "Dialnet-Humedad Compactante Y Sus Implicaciones AgrícolasEnDosS-3394198". 2009.
- [20] J. W. Weaver, R. S. Kerr, O. Randall, J. Charbeneau, and B. K. Lien, "A screening model for nonaqueous phase liquid transport in the vadose zone using Green-Ampt and kinematic wave theory," 1994.
- [21] C. S. Kao and J. R. Hunt, "Prediction of wetting front movement during one-dimensional infiltration into soils," *Water Resour Res*, vol. 32, no. 1, pp. 55–64, Jan. 1996, doi: 10.1029/95WR02974.
- [22] X. Chu, X. Jia, and Y. Liu, "Quantification of wetting front movement under the influence of surface topography," *Soil Research*, vol. 56, no. 4, pp. 382–395, 2018, doi: 10.1071/SR17071.
- [23] E. I. Darwish, T. A. Al-Sahhaf, and M. A. Fahim, "Prediction and correlation of surface tension of naphtha reformat and crude oil," 1995.
- [24] M. J. , L. P. y G. J. V. Polo, "VARIABILIDAD ESPACIAL DE LA CONDUCTIVIDAD HIDRÁULICA SATURADA EN SUELOS DE OLIVAR Y SU INFLUENCIA EN EL BALANCE HIDROLÓGICO GLOBAL," 2003.
- [25] Ecopetrol S.A., "Calculo de volumen - Nafta_ (002)," 2021.

ANEXOS

ANEXO 1.

CÓDIGO ESCRITO EN EL LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DE JAVA

```
package Infiltracion;

public class CalculoNAFTA

{

private static final double INDICE_BROOK_COREY = 4.84;

private static final double SATURACION_AGUA_RESIDUAL = 0.0588;

private static final double SATURACION_AGUA = 0.0588;

private static final double SATURACION_NAFTA_RESIDUAL = 0.05;

private static final double DENSIDAD_NAFTA = 0.79;

private static final double DENSIDAD_AGUA = 1;

private static final double GRAVEDAD = 9.8;

private static final double VISCOSIDAD_NAFTA = 0.0476;

private static final double PERMEABILIDAD_INTRINSECA_SUELO = 9.2 *
Math.pow(10, -7);

private static final double RELACION_ENTRADA_AIRE_AGUA_NAFTA = 24.8;

private static final double TENSION_SUPERFICIAL_AIRE_NAFTA = 25;

private static final double TENSION_SUPERFICIAL_AIRE_AGUA = 0.025;

private static final double POROSIDAD = 0.37;
```

```
private static final double PROFUNDIDAD_TIEMPO_ANTERIOR = 3;

private static final double ESPESOR = 1428;

private static final double TIEMPO = 14400;

private double Epsilon;

private double saturacionAireResidualSAR;

private double saturacionNAFTAS1;

private double permeabilidadRelativaNAFTAKRO;

private double conductividadSueloK1;

private double relacionCargaAireNAFTAHCAO;

private double conductividadSaturadaNAFTAKSO;

private double cabezaPresionFrenteInfiltracionHF;

private double profundidadFrenteInfiltracionZF;

private double profundidadZFderivada;

private double NewtonRaphson;

private double caudalInfiltracion;

public double getEpsilon() {

return Epsilon;

}

public double getSaturacionAireResidualSAR() {

return saturacionAireResidualSAR;

}

public double getSaturacionNAFTAS1() {

return saturacionNAFTAS1;
```

```
}  
  
public double getPermeabilidadRelativaNAFTAKRO() {  
return permeabilidadRelativaNAFTAKRO;  
}  
  
public double getConductividadSueloK1() {  
return conductividadSueloK1;  
}  
  
public double getRelacionCargaAireNAFTAHCAO() {  
return relacionCargaAireNAFTAHCAO;  
}  
  
public double getConductividadSaturadaNAFTAKSO() {  
return conductividadSaturadaNAFTAKSO;  
}  
  
public double getCabezaPresionFrenteInfiltracionHF() {  
return cabezaPresionFrenteInfiltracionHF;  
}  
  
public double getProfundidadFrenteInfiltracionZF() {  
return profundidadFrenteInfiltracionZF;  
}  
  
public double getProfundidadZFderivada() {  
return profundidadZFderivada;  
}  
  
public double getNewtonRaphson() {
```

```

return NewtonRaphson;
}

public double getCaudalInfiltracion() {
return caudalInfiltracion;
}

public void calcularEpsilon()
{
Epsilon = 2 + (3 * INDICE_BROOK_COREY) / INDICE_BROOK_COREY;
}

public void calcularSAR()
{
saturacionAireResidualSAR = 1 - SATURACION_AGUA_RESIDUAL - (1 -
SATURACION_AGUA_RESIDUAL ) * Math.pow(0.5,(1/Epsilon));
}

public void calcularSaturacionNAFTA()
{
saturacionNAFTAS1 = 1 - SATURACION_AGUA - saturacionAireResidualSAR;
}

public void calcularKRO()
{
permeabilidadRelativaNAFTAKRO = Math.pow(((saturacionNAFTAS1 -
SATURACION_NAFTA_RESIDUAL)/ 1 - SATURACION_NAFTA_RESIDUAL),2) *
(Math.pow(((saturacionNAFTAS1+SATURACION_AGUA-
SATURACION_AGUA_RESIDUAL)/(1-SATURACION_AGUA_RESIDUAL)),Epsilon-2)-

```



```

Math.pow(((SATURACION_AGUA+SATURACION_AGUA_RESIDUAL)/(1-
SATURACION_AGUA_RESIDUAL)),Epsilon-2));
}

public void calcularK1()
{
conductividadSueloK1 = ((DENSIDAD_NAFTA*GRAVEDAD)/VISCOSIDAD_NAFTA) *
PERMEABILIDAD_INTRINSECA_SUELO * permeabilidadRelativaNAFTAKRO;
}

public void calcularHCAO()
{
relacionCargaAireNAFTAHCAO = RELACION_ENTRADA_AIRE_AGUA_NAFTA *
(DENSIDAD_AGUA * TENSION_SUPERFICIAL_AIRE_NAFTA / DENSIDAD_NAFTA *
TENSION_SUPERFICIAL_AIRE_AGUA);
}

public void calcularKSO()
{
conductividadSaturadaNAFTAKSO = PERMEABILIDAD_INTRINSECA_SUELO *
DENSIDAD_NAFTA / VISCOSIDAD_NAFTA;
}

public void calcularHF()
{
cabezaPresionFrenteInfiltracionHF = ((conductividadSaturadaNAFTAKSO *
relacionCargaAireNAFTAHCAO) / (conductividadSueloK1 * (1 -
SATURACION_AGUA_RESIDUAL) * Math.pow(1- SATURACION_NAFTA_RESIDUAL,
2)) *

```

```

(((1/1+(3*INDICE_BROOK_COREY)) * Math.pow(saturacionNAFTAS1,
(1+3*INDICE_BROOK_COREY))/INDICE_BROOK_COREY)) -
((2/(1+2*INDICE_BROOK_COREY))*
SATURACION_NAFTA_RESIDUAL*Math.pow(saturacionNAFTAS1,
(1+2*INDICE_BROOK_COREY)/INDICE_BROOK_COREY)) +
((1/1+INDICE_BROOK_COREY)) * Math.pow(saturacionNAFTAS1, 2));
}

```

```

public void calcularZF(double Z)

```

```

{
profundidadFrenteInfiltracionZF = ((POROSIDAD * saturacionNAFTAS1 /
conductividadSueloK1) * Z - PROFUNDIDAD_TIEMPO_ANTERIOR - (ESPESOR -
cabezaPresionFrenteInfiltracionHF) * Math.log((Z + ESPESOR -
cabezaPresionFrenteInfiltracionHF)/(PROFUNDIDAD_TIEMPO_ANTERIOR +
ESPESOR - cabezaPresionFrenteInfiltracionHF)) - TIEMPO);
}

```

```

public void calcularZFprima(double Z)

```

```

{
profundidadZFderivada = (POROSIDAD * saturacionNAFTAS1 / conductividadSueloK1)
* 1 - PROFUNDIDAD_TIEMPO_ANTERIOR - (ESPESOR -
cabezaPresionFrenteInfiltracionHF) * 1/(Z + ESPESOR -
cabezaPresionFrenteInfiltracionHF);
}

```

```

public void calcularXZ(double Z)

```

```

{

```

```

NewtonRaphson = Z - (profundidadFrenteInfiltracionZF / profundidadZFderivada);
}

public void calcularConvegencia(double actual)
{
    calcularZF(actual);
    calcularZFprima(actual);
    calcularXZ(actual);
    double despues = NewtonRaphson;
    int c = 1;
    while (actual != despues)
    {
        double inter = despues;
        calcularZF(inter);
        calcularZFprima(inter);
        calcularXZ(inter);
        despues = NewtonRaphson;
        c++;
        actual = inter;
        if (c==100000000) break;
    }
    System.out.println(despues + " después de " + c + " iteraciones");
}

public void calcularQi()

```

```
{  
  
caudalInfiltracion = (conductividadSueloK1 * saturacionNAFTAS1) * ((ESPESOR +  
NewtonRaphson - cabezaPresionFrenteInfiltracionHF)/ NewtonRaphson);  
  
}  
  
public static void main(String[] args)  
  
{  
  
// TODO Auto-generated method stub  
  
CalculoNAFTA cN = new CalculoNAFTA();  
  
cN.calcularEpsilon();  
  
cN.calcularSAR();  
  
cN.calcularSaturacionNAFTA();  
  
cN.calcularKRO();  
  
cN.calcularK1();  
  
cN.calcularHCAO();  
  
cN.calcularKSO();  
  
cN.calcularHF();  
  
cN.calcularConvegencia(3);  
  
cN.calcularQi();  
  
System.out.println(cN.getCaudalInfiltracion());  
  
}  
  
}
```