



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FRENTES DE AGUA EN LA ARENA
U INFERIOR DEL CAMPO AGUARICO MEDIANTE EL MÉTODO DE DAKE–WELGE
CON DESARROLLO DE UN MODELO COMPUTACIONAL”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORAS:

EVELYN ROSARIO RODRÍGUEZ MURILLO

SHIRLEY ANGÉLICA BAQUERIZO RAMOS

TUTOR:

ING. ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2026

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FRENTE DE AGUA EN LA
ARENA U INFERIOR DEL CAMPO AGUARICO MEDIANTE EL MÉTODO DE
DAKE–WELGE CON DESARROLLO DE UN MODELO COMPUTACIONAL”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORAS:

EVELYN ROSARIO RODRÍGUEZ MURILLO

SHIRLEY ANGÉLICA BAQUERIZO RAMOS

TUTOR:

ING. ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2026

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



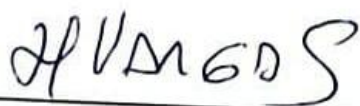
Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD.

DIRECTORA DE CARRERA



Ing. Israel Isidro Yagual Pita, MSc.

DOCENTE TUTOR



Ing. Xavier Vargas Gutierrez, MSc.

DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.

DOCENTE DE UIC



Ing. David Vega González

SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este trabajo, en primer lugar, a Dios, por ser mi guía, darme sabiduría y perseverancia para superar cada desafío y permitirme alcanzar esta importante meta en mi vida.

A mi familia, quienes han sido mi refugio, mi inspiración y el motor que impulsó cada uno de mis pasos. Gracias por creer en mí incluso cuando yo dudaba, por sus sacrificios silenciosos, sus palabras de aliento y su amor incondicional. Cada esfuerzo realizado para alcanzar esta meta lleva una parte de ustedes, porque este sueño nunca fue solo mío; también les pertenece.

A mis amigos, gracias por acompañarme en este camino, por compartir alegrías, preocupaciones y largas jornadas de estudio. Gracias por los consejos, risas y, sobre todo, por esos aventones que más de una vez me ayudaron a llegar cuando parecía que todo se complicaba. Su amistad y compañía hicieron más llevadero este camino.

Evelyn Rosario Rodríguez Murillo

DEDICATORIA

A Dios, principalmente por darme la fortaleza y sabiduría necesaria para poder culminar esta etapa de mi vida.

A mi amada hija Amy Cedeño por ser la razón principal y motivación por la cual nunca me permití rendirme. Este logro es para ti, una demostración que con perseverancia y fe los sueños se alcanzan.

A mi pareja, por su paciencia infinita y comprender mis ausencias que hacían alejarme de nuestra convivencia de mi pequeña familia. Este logro también te pertenece.

A mi mamá, por ser mi más grande ejemplo de lucha, a mis hermanos gracias por creer en mí desde el primer día e impulsarme con su amor, y finalmente a mis amigos por su paciencia infinita y apoyo incondicional en los momentos de presión durante toda la carrera.

Shirley Angélica Baquerizo Ramos.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FRENTE DE AGUA EN LA ARENA U INFERIOR DEL CAMPO AGUARICO MEDIANTE EL MÉTODO DE DAKE–WELGE CON DESARROLLO DE UN MODELO COMPUTACIONAL” elaborado por las estudiantes Rodríguez Murillo Evelyn Rosario y Baquerizo Ramos Shirley Angélica, egresadas de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, nos permitimos declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un <1 % de la valoración permitida.



Certificado de análisis
Compilatio Studium

EVELYN - SHIRLEY

ID : b89928fa52bcb708f669b6e1df072244b050bd52



<1%

Textos sospechosos

Nombre del fichero : EVELYN - SHIRLEY.txt
Tamaño del archivo original : 167,83 kB
Número de palabras : 5733

Depositante : Israel Isidro Yagual Pita
Fecha de depósito : 24 de julio de 2026
Tipo de carga : interface
fecha de fin de análisis : 24 de julio de 2026



Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
**ISRAEL ISIDRO
YAGUAL PITA**

Ing. Israel Isidro Yagual Pita, MSc.

C.I.: 092736298

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotras, Evelyn Rosario Rodríguez Murillo y Shirley Angélica Baquerizo Ramos, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FRENTE DE AGUA EN LA ARENA U INFERIOR DEL CAMPO AGUARICO MEDIANTE EL MÉTODO DE DAKE–WELGE CON DESARROLLO DE UN MODELO COMPUTACIONAL”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



Rodríguez Murillo Evelyn Rosario

Autor de tesis

2450280165



Baquerizo Ramos Shirley Angélica

Autor de tesis

2450600271

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Israel Isidro Yagual Pita, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FRENTES DE AGUA EN LA ARENA U INFERIOR DEL CAMPO AGUARICO MEDIANTE EL MÉTODO DE DAKE–WELGE CON DESARROLLO DE UN MODELO COMPUTACIONAL”**, previo a la obtención del Título de Ingeniera en Petróleos elaborado por las Srtas. Rodríguez Murillo Evelyn Rosario y Baquerizo Ramos Shirley Angélica, egresadas de la carrera de Ingeniería En Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Israel Isidro Yagual Pita, MSc

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

VALIDACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

CERTIFICO

Que, he realizado la revisión y corrección del Trabajo de Integración Curricular para la obtención del título de Ingeniera en Petróleos, con el tema: **“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FRENTE DE AGUA EN LA ARENA U INFERIOR DEL CAMPO AGUARICO MEDIANTE EL MÉTODO DE DAKE-WELGE CON DESARROLLO DE UN MODELO COMPUTACIONAL”**. Ha sido desarrollado por las estudiantes de la Carrera de Ingeniería en Petróleos: **EVELYN ROSARIO RODRÍGUEZ MURILLO** y **SHIRLEY ANGÉLICA BAQUERIZO RAMOS** de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que, el trabajo presenta un dominio formal del lenguaje, con expresión clara, coherencia discursiva y solidez interpretativa. Asimismo, garantizando su adecuación a los estándares académicos y formales requeridos.

Por lo expuesto, se expide el presente certificado para que los interesados lo utilicen ante las instancias que correspondan.

Atentamente,



Lic. Mónica Paredes Castro, M.Sc.

Magíster en Educación Básica

Correo: misabelp1017@gmail.com

C.C: 0605353143

Celular: 0969917044

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestro más sincero agradecimiento a la Universidad Estatal Península de Santa Elena y en especial a la carrera de Ingeniería en Petróleos por brindarnos la oportunidad de formarnos profesionalmente y haber sido como nuestro segundo hogar en nuestro camino académico.

Agradecemos de manera especial a nuestro tutor de tesis, el Ing. Israel Isidro Yagual Pita, MSc, por brindarnos su orientación, paciencia, tiempo, dedicación y valiosos aportes durante el desarrollo de este trabajo de investigación.

Asimismo, extendemos el debido reconocimiento al Ing. Carlos Alfredo Malave Carrera, MSc, docente de la UIC que, con su compromiso y enseñanza, contribuyó significativamente para la culminación exitosa de esta investigación.

Finalmente agradecemos a Petroproducción por brindarnos las facilidades necesarias para el desarrollo de la investigación y la confianza por permitirnos utilizar sus datos técnicos y de producción.

CONTENIDO

RESUMEN	xv
ABSTRACT.....	xvi
1. CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2. ANTECEDENTES	2
1.3. HIPÓTESIS.....	3
1.4. OBJETIVOS	4
1.5. ALCANCE.....	4
1.6. VARIABLES	5
2. CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	6
2.1. GENERALIDADES DE LA ZONA DE ESTUDIO	6
2.2. LOCALIZACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO SHUSHUFINDI- AGUARICO 7	
2.3. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA	8
2.4. MODELO ESTRUCTURAL.....	10
2.5. PROPIEDADES DE LAS ROCAS	12
2.6. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO.....	30
2.7. DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES	33
2.8. PATRONES DE INYECCIÓN.....	50
2.9. FACTOR DE RECOBRO.....	54
2.10. ABANDONO DEL PROCESO DE INYECCIÓN.....	55
2.11. MÉTODOS ANALÍTICOS PARA INYECCIÓN DE AGUA.....	56
3. CAPÍTULO III: METODOLOGÍA	62
3.1. TIPO DE ESTUDIO	62
3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA.....	62
3.3. VARIABLES DE LA INVESTIGACIÓN	63
3.4. ESTRUCTURA METODOLÓGICA	64

3.5.	PROCEDIMIENTO DEL MODELO COMPUTACIONAL EN GOOGLE COLAB MEDIANTE EL MÉTODO DE DAKE-WELGE	64
3.6.	ADQUISICIÓN DE DATOS.....	72
4.	CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	73
4.1.	CARACTERIZACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE DESPLAZAMIENTO AGUA-PETRÓLEO EN LA ARENA U INFERIOR DEL CAMPO AGUARICO	73
4.2.	EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO FRACCIONAL MEDIANTE EL MÉTODO DAKE-WELGE	79
4.3.	ANÁLISIS DEL AVANCE DEL FRENTE DE AGUA EN EL MODELO UNIDIMENSIONAL DE LA ARENA U INFERIOR.....	83
4.4.	EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE DESPLAZAMIENTO EN LA ARENA U INFERIOR DEL CAMPO AGUARICO	87
4.5.	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE AGUA DURANTE EL DESPLAZAMIENTO.....	91
4.6.	RESULTADOS DEL MODELO DAKE-WELGE APLICADO A LA ARENA U INFERIOR DEL CAMPO AGUARICO	93
5.	CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	97
5.1.	CONCLUSIONES	97
5.2.	RECOMENDACIONES.....	98
	ANEXOS	99
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	103

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Ubicación del campo Shushufindi (Moreno et al., 2016).....	7
Figura 2 Ubicación de pozos Shushufindi-Aguarico (Rene & Loayza, 2008)	7
Figura 3 Columna estratigráfica (Baby et al., 2014).....	9
Figura 4 Mapa Estructural Base de Basal Tena (PETROPRODUCCIÓN, 2009).....	10
Figura 5 Mapa Estructural Base de Arena U (PETROPRODUCCIÓN, 2009).	11
Figura 6 Control numérico de las variables de entrada (Elaboración propia).	65
Figura 7 Núcleo analítico del modelo Welge (Elaboración propia).	66
Figura 8 Modelado de la cinemática del frente de agua y eficiencia del barrido (Elaboración propia).	68
Figura 9 Cierre del modelado para visualización de reportes (Elaboración propia).....	69
Figura 10 Diagrama de flujo general del proceso (Elaboración propia).....	71
Figura 11 Curvas de permeabilidad relativa mediante modelo de Corey (Fuente Python Google Colab).....	77
Figura 12 Curva de flujo fraccional agua-petróleo en función de la saturación de agua para la arena U inferior del campo Aguarico (Fuente Python Google Colab).....	79
Figura 13 Evolución de la posición del frente de agua en función del tiempo de inyección para la arena U inferior del campo Aguarico (Fuente Python Google Colab).....	83
Figura 14 Resumen de las eficiencias obtenidas durante el desplazamiento agua-petróleo en la arena U inferior del campo Aguarico (Fuente Python Google Colab).....	88
Figura 15 Evolución del corte de agua (Water Cut) durante el desplazamiento agua-petróleo en la arena U inferior del campo Aguarico (Fuente Python Google Colab).....	91
Figura 16 Prototipo de interfaz del software desarrollado en Python mediante Google Colab	99

Figura 17 Resultados obtenidos mediante la ejecución del prototipo desarrollado en Python Google Colab.	100
Figura 18 Resultados generados por el programa desarrollado en Python para el análisis de curvas de permeabilidad relativa y flujo fraccional	101
Figura 19 Resultados gráficos obtenidos mediante la simulación del modelo de desplazamiento de agua desarrollado en Python Google Colab.	102

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Variables de la investigación (Elaboración propia).	63
Tabla 2 Adquisición de datos de la arena U inferior del campo Aguarico (Petroproducción, 2009).	72
Tabla 3 Movilidad agua-petróleo y condiciones iniciales de desplazamiento (Fuente Python Google Colab).	73
Tabla 4 Parámetros representativos de la curva de flujo fraccional agua-petróleo, (Fuente Python Google Colab).	80
Tabla 5 Parámetros representativos del avance del frente de agua, (Fuente Google Colab)...84	
Tabla 6 Resultados de eficiencia del proceso de desplazamiento (Fuente Python Google Colab).	88

“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FRENTE DE AGUA EN LA ARENA U INFERIOR DEL CAMPO AGUARICO MEDIANTE EL MÉTODO DE DAKE–WELGE CON DESARROLLO DE UN MODELO COMPUTACIONAL”

Autores: Rodríguez Murillo Evelyn Rosario

Baquerizo Ramos Shirley Angélica

Tutor: Ing. Yagual Pita Israel Isidro, MSc.

RESUMEN

La presente investigación consiste en evaluar el comportamiento del frente de agua en la arena U inferior del campo Aguarico aplicando principios teóricos por la posible reducción de la eficiencia de barrido en el yacimiento. Se desarrolló un modelo unidimensional computacional en Google Colab con la aplicación del método de Dake-Welge que describa la evolución de desplazamiento agua-petróleo. Para ello, se llevó a cabo un tipo de estudio descriptivo con un enfoque cuantitativo y analítico.

Los resultados obtenidos permitieron establecer la relación entre la evolución del flujo fraccional, la propagación del frente y la respuesta esperada del sistema productor durante el proceso de desplazamiento. La variación de las condiciones de movilidad durante el desplazamiento muestra que el incremento de la saturación acuosa modifica la capacidad de flujo de las fases, influyendo directamente sobre la estabilidad del avance del frente y la eficiencia del barrido dentro del reservorio, aproximadamente el 41,3 % del volumen de petróleo inicialmente disponible bajo las condiciones evaluadas puede ser recuperado mediante el mecanismo de desplazamiento analizado.

Palabras claves: *modelo computacional, eficiencia de barrido, frente de agua, método de Dake-Welge.*

“ASSESSMENT OF THE BEHAVIOR OF THE WATERFRONT IN THE U LOWER SAND OF THE AGUARICO FIELD USING THE DAKE–WELGE METHOD WITH THE DEVELOPMENT OF A COMPUTATIONAL MODEL”

Autores: Rodríguez Murillo Evelyn Rosario

Baquerizo Ramos Shirley Angélica

Tutor: Ing. Yagual Pita Israel Isidro, MSc.

ABSTRACT

The present research consists of evaluating the behavior of the water front in the lower U sand of the Aquaric field by applying theoretical principles for the possible reduction of the sweeping efficiency in the reservoir. A one-dimensional computational model was developed in Google Colab with the application of the Dake-Welge method that describes the evolution of water-oil displacement. To this end, a type of descriptive study was carried out with a quantitative and analytical approach. The results obtained allowed to establish the relationship between the evolution of the fractional flow, the propagation of the front and the expected response of the producer system during the displacement process. The variation of the mobility conditions during displacement shows that the increase in aqueous saturation modifies the flow capacity of the phases, directly influencing the stability of the forward of the face and the efficiency of the sweep within the reservoir, approximately 41.3 % of the volume of oil initially available under the evaluated conditions can be recovered by means of the displacement mechanism analyzed.

Keywords: *computational model, Sweep efficiency, Waterfront, Dake-Welge method.*

1. CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En la arena U inferior del campo Aguarico, la producción de agua ha mostrado un incremento progresivo, comportamiento consistente con el avance del frente de inyección y con una posible reducción de la eficiencia de barrido en el yacimiento. Si bien estudios previos en yacimientos del Oriente ecuatoriano han analizado el desplazamiento agua-petróleo mediante modelos numéricos a escala de campo y evaluación histórica de desempeño, no se evidencia una aplicación específica y sistemática de un enfoque analítico-computacional orientado a caracterizar el avance del frente para esta unidad productiva.

Bajo condiciones de flujo segregado, la heterogeneidad petrofísica local y los contrastes de movilidad pueden generar respuestas no uniformes del desplazamiento, incrementando la incertidumbre en la estimación del perfil de saturación de agua, la posición del frente y el tiempo de arribo a los pozos productores. Esta limitación afecta la planificación y el control operativo de la inyección, comprometiendo la conformidad del barrido y, en consecuencia, la recuperación final de petróleo.

Por ello, se propone aplicar el método de Dake-Welge, complementado con un modelo computacional unidimensional, para describir y pronosticar la evolución del frente de agua en la arena U inferior. Este enfoque busca cerrar la brecha en la caracterización analítica del proceso y proveer una herramienta técnica que respalde la optimización del manejo del yacimiento, mediante la evaluación de escenarios de inyección orientados a mejorar la eficiencia de barrido y el factor de recobro.

1.2.ANTECEDENTES

Los autores (Li et al., 2025) plantearon una simulación numérica integral del proceso de inyección de agua en un campo petrolero del Oriente ecuatoriano, con el objetivo de optimizar el patrón de pozos y evaluar la dinámica del frente de avance. La investigación integra datos geológicos, petrofísicos y operativos reales, así como un análisis detallado de la eficiencia volumétrica de barrido y del factor de recobro incremental. Además, se implementan modelos de desplazamiento frontal basados en el enfoque de Dake-Welge para predecir el comportamiento del frente de agua bajo condiciones de flujo lineal y radial. Los resultados obtenidos permiten identificar zonas de inyección no efectiva, optimizar caudales y establecer estrategia de control de conificación, demostrando la relevancia del modelado numérico en proyectos piloto de inyección de agua en campos maduros ecuatorianos.

Se enfoca en la evaluación integral de riesgos asociados al sistema de reinyección de agua en la estación de producción del campo Shushufindi-Aguarico. El estudio analiza las condiciones operativas del sistema de reinyección y su influencia sobre la integridad de los pozos y del reservorio, abordando factores como la compatibilidad de aguas, la inyektividad, la sobrepresión y la estabilidad del frente de avance.

Además, se aplican metodologías de gestión de riesgo operacional junto con modelos de simulación de flujo para anticipar escenarios de falla y definir estrategias de mitigación. El análisis resalta la necesidad de un monitoreo contiguo y predictivo para garantizar la sostenibilidad del sistema de reinyección y la prolongación de la vida productiva del campo (Pimbo Pillana AS, 2020).

David y Oñate desarrollaron un análisis técnico exhaustivo del comportamiento del proyecto piloto de inyección de agua en el reservorio U inferior del campo Shushufindi-Aguarico, uno de los yacimientos más productivos del Oriente ecuatoriano. Se evalúan el

comportamiento del frente de avance del agua, la eficiencia de barrido areal y vertical, y el impacto de interpretación (material balance, fracción de recobro, eficiencia volumétrica) con resultados de simulación dinámica, permitiendo comprender la interacción entre la inyección y la heterogeneidad del medio poroso.

Asimismo, se analiza la aplicación de modelos predictivos que permiten ajustar parámetros operativos para maximizar la efectividad de la inyección (David & Oñate, 2019).

De acuerdo con (Navarrete & Montalvo, 2016) en el que desarrollaron un modelo computacional predictivo en Microsoft Excel basado en el método Dake-Welge (1978) para analizar el desplazamiento de fluidos en reservorios homogéneos de estrato simple. El modelo considera tanto el flujo segregado como el difuso, y calcula de manera iterativa el tiempo de ruptura, la fracción de recobro y la eficiencia de desplazamiento. La herramienta se validó mediante la comparación con resultados de software comercial especializado como *WaterDrive* mostrando un error máximo de 1.28 % en la predicción del tiempo de llegada del frente de agua. Este resultado confirma la robustez y aplicabilidad del modelo en la caracterización y optimización de procesos de inyección de agua en campos ecuatorianos, proporcionando una alternativa accesible y precisa para la evaluación de proyectos piloto.

1.3.HIPÓTESIS

La aplicación del método de Dake–Welge, apoyada en un modelo computacional unidimensional Python Google Colab, permitirá predecir con precisión el avance del frente de agua y mejorar la estimación de la eficiencia de barrido en la arena U inferior del campo Aguarico.

1.4.OBJETIVOS

Objetivo general

- Evaluar el comportamiento del frente de agua en la arena U inferior del campo Aguarico mediante la aplicación del método analítico de Dake–Welge, junto con un modelo unidimensional que describa la evolución del desplazamiento agua–petróleo.

Objetivos específicos

- Caracterizar las propiedades petrofísicas y de fluidos de la arena U inferior para la definición de los parámetros del desplazamiento agua–petróleo bajo flujo segregado.
- Desarrollar un modelo computacional unidimensional aplicando el método de Dake–Welge para la estimación de la posición del frente de agua, la fracción de recobro y la eficiencia de desplazamiento.
- Establecer criterios técnicos de manejo de inyección y control de producción de agua, con base en los resultados del frente, para la mejora de la eficiencia de barrido y el factor de recobro.

1.5.ALCANCE

El estudio aborda el análisis analítico y computacional Python Google Colab del frente de agua en la arena U inferior del campo Aguarico, bajo un enfoque unidimensional y régimen de flujo segregado. Se aplicó el método de Dake–Welge para estimar la posición del frente, la fracción de recobro y la eficiencia de desplazamiento, complementado con un modelo computacional que genere resultados numéricos y gráficos de la saturación de agua en el yacimiento. El alcance se limita a un análisis teórico y predictivo.

1.6.VARIABLES

Variables dependientes:

- Fracción de flujo de agua.
- Saturación de agua promedio.
- Eficiencia de desplazamiento

Variables independientes:

- Tiempo de inyección.
- Volumen de inyección de agua.
- Propiedades de los fluidos del reservorio.

2. CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. GENERALIDADES DE LA ZONA DE ESTUDIO

LOCACIÓN DEL CAMPO AGUARICO

El campo Shushufindi-Aguarico, correspondiente al Bloque 57, fue descubierto en el año 1969 por la compañía Texaco Gulf mediante la perforación del pozo Shushufindi 1, el cual alcanzó una profundidad de 9772 pies. Su producción inició en agosto de 1972 y, para el año 1986, llegó a registrar una producción de 126 BFPD. Entre los principales reservorios que conforman el activo Shushufindi se encuentran U superior, U inferior, T superior, T inferior y Basal Tena. Estos reservorios presentan una alta productividad tanto en la zona norte como en la zona sur del campo, manteniendo presiones similares a las iniciales incluso después de aproximadamente 30 años de explotación (EP Petroecuador, 2018).

Se presenta como límites estructurales al norte los campos Libertador y Atacapi; hacia el Sur, los campos Limoncocha y Pacay; al Oeste, el campo Sacha junto con las estructuras Eno, Ron y Vista; mientras que al Este se encuentra delimitado por una falla inversa vinculada a la subcuenca cretácica Napo (Patiño & Tipantaxi, 2025).

El campo se localiza en la Cuenca Oriente del Ecuador, específicamente en la provincia de Sucumbíos, cantón Shushufindi, y forma parte del corredor central Sacha-Shushufindi. Geográficamente, se extiende entre los 00°06'39" y 00°17'58" de latitud, y alcanza aproximadamente los 76°36'55" de longitud oeste (Baby et al., 2014), como se observa en la Figura 1.

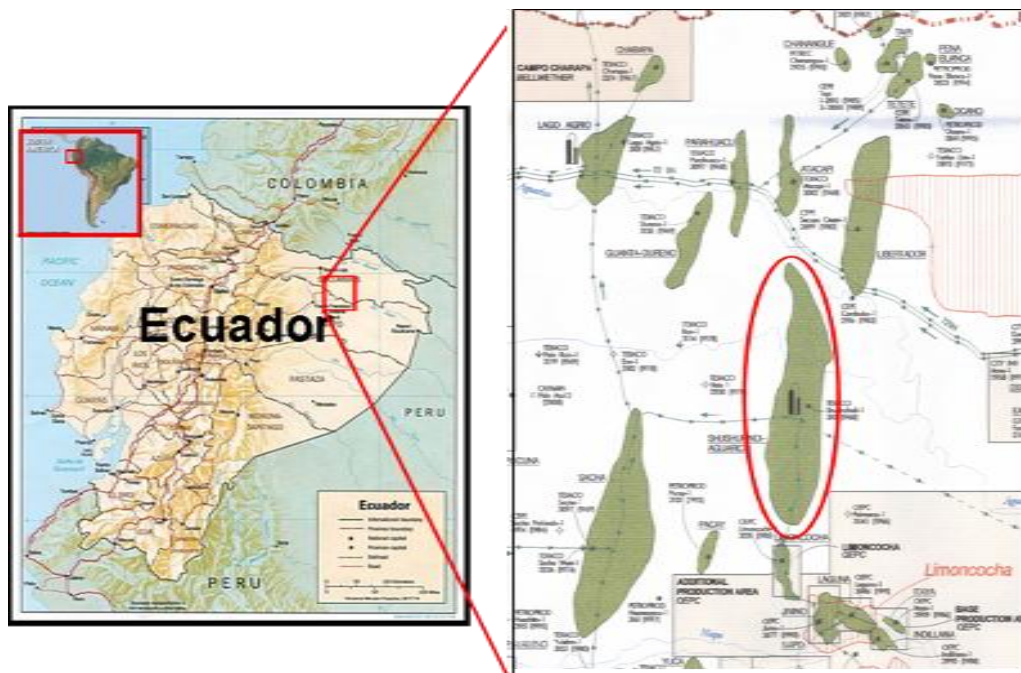


Figura 1 Ubicación del campo Shushufindi (Moreno et al., 2016).

2.2. LOCALIZACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO

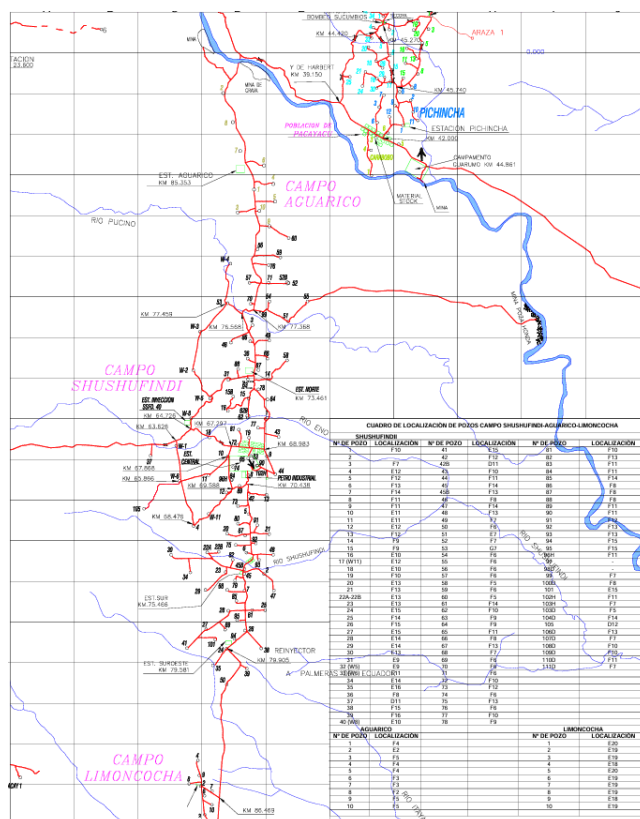


Figura 2 Ubicación de pozos Shushufindi-Aguarico (Rene & Loayza, 2008)

La Figura 2 es un mapa de localización de pozos de petróleo, donde se visualizan las rutas de acceso y las ubicaciones específicas de los pozos en tres áreas principales: campo Shushufindi, campo Aguarico y campo Limoncocha. Los pozos están numerados y se indica su localización geográfica por medio de coordenadas. También se presenta una tabla que muestra los números de los pozos y sus ubicaciones exactas.

2.3. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

La revisión estratigráfica realizada en el campo Aguarico permitió identificar las principales tendencias de acumulación, continuidad, extensión y acunamiento de las unidades de interés petrolífero. El intervalo inferior de la unidad T, con espesores que oscilan entre 30 y 100 pies, presenta una orientación predominante de los cuerpos arenosos en dirección este-oeste. En la zona norte del campo Aguarico, esta tendencia se ve complementada por una orientación adicional en dirección noreste-suroeste.

En relación con la unidad U inferior, cuyos espesores varían entre 20 y 100 pies, se observa una tendencia deposicional en dirección este-oeste, presente tanto en el sur como en el norte del campo Aguarico.

Respecto a la unidad U superior, que tiene espesores entre 5 y 80 pies, se trata de un cuerpo arenoso alargado cuya orientación es noreste-suroeste.

La Arenisca Basal Tena, que se considera un reservorio secundario, presenta espesores entre 5 y 20 pies, y los cuerpos arenosos en esta unidad siguen una orientación sur-suroeste.

Este análisis estratigráfico proporciona una visión detallada de las formaciones presentes en el campo Aguarico, que serán expuestas en la columna estratigráfica.

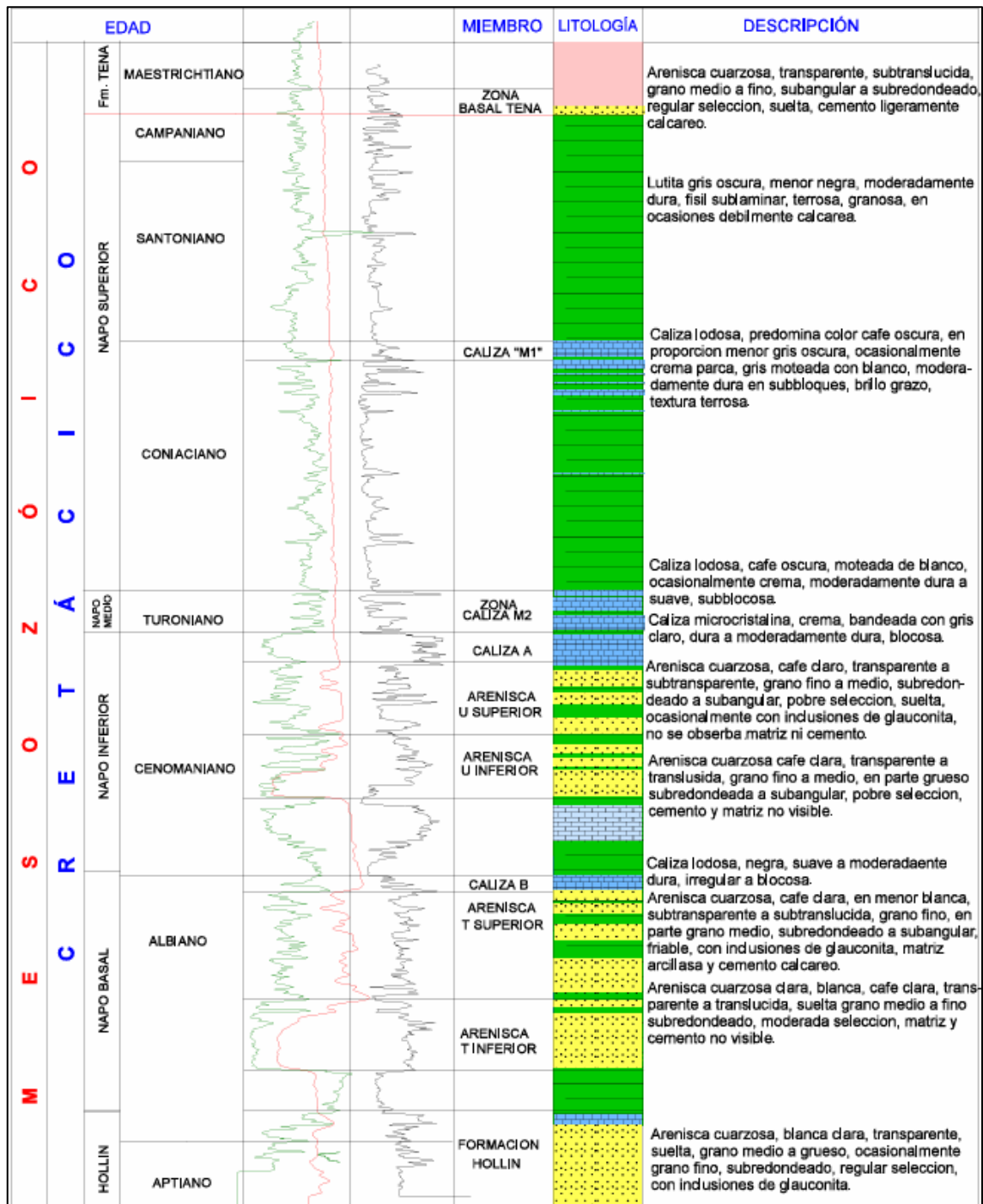


Figura 3 Columna estratigráfica (Baby et al., 2014).

2.4. MODELO ESTRUCTURAL

Mapa estructural Base de Basal Tena

Según el estudio de (Baby et al., 2014) del campo Shushufindi-Aguarico, la revisión de la secuencia de los mapas estructurales para la unidad Basal Tena refleja el marco estructural identificado por la sísmica, destacándose la presencia de la falla principal del campo con rumbo norte-sur, que preserva el anticlinal de Shushufindi. Esta falla se divide en una estructura anticlinal que abarca tanto el campo Shushufindi como el de Aguarico. Además, el mapa muestra un conjunto de fallas con rumbo noreste-suroeste, ubicadas al oeste del campo, donde se identifican estructuras adicionales de bajo relieve.

El buzamiento de la estructura se mantiene tal como se observó en la sísmica 3D, con un aumento de la profundidad hacia el oeste de la falla principal. Es relevante señalar que el límite del reservorio de la unidad Basal Tena está definido por la extensión del límite inferior de arena (LIA), dado que no se observa contacto agua/petróleo para esta unidad.

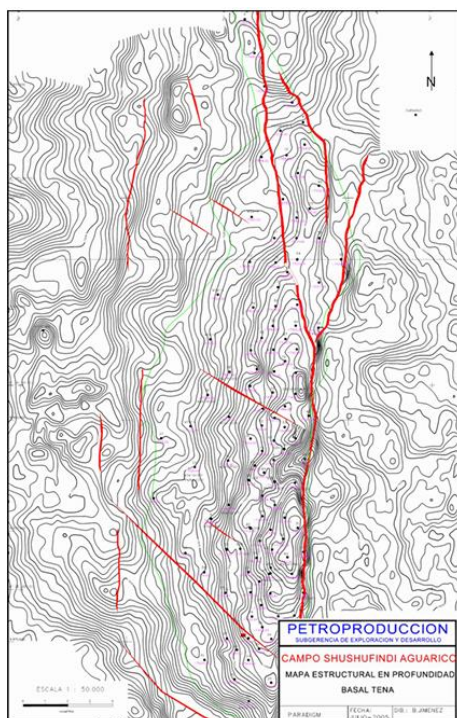


Figura 4 Mapa Estructural Base de Basal Tena (PETROPRODUCCIÓN, 2009).

Mapa estructural Base De U – Formación Napo

Según el estudio de reservas de (Baby et al., 2014) la unidad U de la Formación Napo mantiene una configuración estructural coherente con la interpretada para Basal Tena. En esta unidad se conserva el rumbo de la falla principal, así como la disposición de las fallas secundarias y el patrón de buzamiento reconocido en la secuencia estructural del campo Aguarico.

La falla principal presenta un alto ángulo de buzamiento y no evidencia desplazamientos laterales significativos a lo largo de la secuencia analizada. Esta continuidad estructural permite reconocer un modelo consistente entre las unidades evaluadas, lo que refuerza la interpretación sísmica utilizada para caracterizar el comportamiento del reservorio.

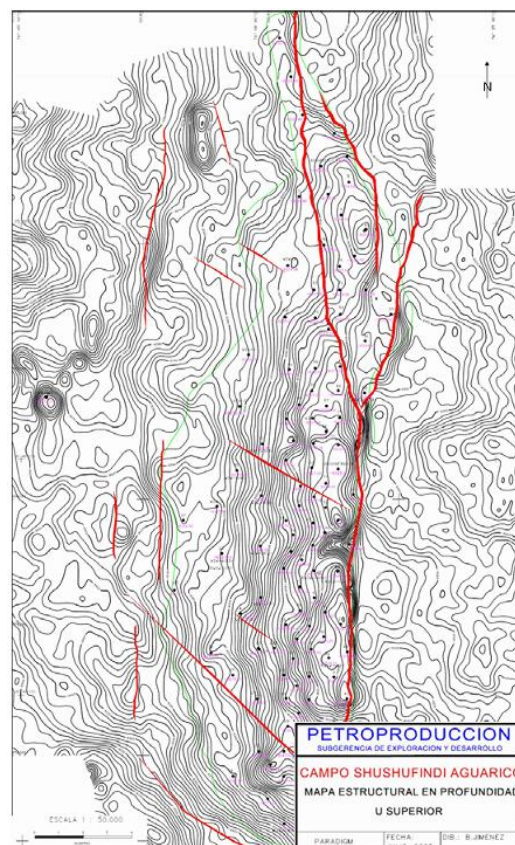


Figura 5 Mapa Estructural Base de Arena U (PETROPRODUCCIÓN, 2009).

El límite del reservorio en la unidad U fue definido a partir de los límites inferiores de arena, debido a la ausencia de un contacto agua-petróleo identificado para esta unidad. Este criterio es similar al aplicado para Basal Tena y permite delimitar la extensión efectiva del reservorio dentro del campo Aguarico.

2.5. PROPIEDADES DE LAS ROCAS

Para predecir el comportamiento de los fluidos en un yacimiento petrolífero es fundamental estudiar, de manera integrada, las propiedades de la roca almacenadora y las propiedades de los fluidos contenidos en el espacio poroso. La interacción roca–fluido controla la distribución inicial del petróleo, gas y agua; la capacidad de almacenamiento del yacimiento; la facilidad con la que los fluidos se desplazan; y la eficiencia de los mecanismos de producción primaria, secundaria o mejorada. Las propiedades roca–fluido más relevantes incluyen porosidad, permeabilidad, saturación, presión capilar, humectabilidad, tensión interfacial, movilidad, permeabilidad relativa, viscosidad, densidad, compresibilidad y propiedades volumétricas PVT.

Desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, estas propiedades permiten estimar el volumen de hidrocarburos originalmente en sitio, evaluar la energía natural del yacimiento, analizar la eficiencia de barrido durante procesos de inyección y predecir el comportamiento de producción. (Velasco Utreras, 2012) señala que las propiedades básicas de los fluidos incluyen densidad, viscosidad y compresibilidad, mientras que en flujo multifásico son importantes la permeabilidad relativa, la humectabilidad y la presión capilar, porque influyen en la distribución y transporte de fluidos dentro del volumen poroso.

Porosidad de la roca

La porosidad es una de las propiedades petrofísicas más importantes, ya que representa la capacidad de la roca para almacenar fluidos. Se define como la relación entre el volumen de poros y el volumen total de la roca. Matemáticamente:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b}$$

Donde:

ϕ = porosidad

V_p = volumen poroso

V_b = volumen bruto o volumen total de la roca

Cuando se expresa en porcentaje:

$$\phi(\%) = \frac{V_p}{V_b} \times 100$$

La porosidad puede clasificarse en porosidad total y porosidad efectiva. La porosidad total considera todos los espacios vacíos de la roca, estén o no interconectados. La porosidad efectiva considera únicamente los poros interconectados que permiten el almacenamiento y movimiento de fluidos. Para fines de producción, simulación y evaluación de reservas, la porosidad efectiva suele ser más representativa, porque los poros aislados no contribuyen directamente al flujo.

$$\phi_e = \frac{V_{p \text{ interconectado}}}{V_b}$$

La porosidad depende de factores geológicos como el tamaño de grano, selección granulométrica, empaquetamiento, compactación, cementación, disolución, fracturamiento y

tipo de litología. En areniscas, la porosidad suele estar relacionada con la distribución de granos y el grado de cementación; mientras que en carbonatos puede estar fuertemente influenciada por porosidad secundaria, vugular o fracturas.

Saturación de fluidos

La saturación es la fracción del volumen poroso ocupado por un fluido determinado. En un yacimiento pueden coexistir agua, petróleo y gas dentro de los poros de la roca. Por tanto, la saturación de cada fase se expresa como:

$$S_i = \frac{V_i}{V_p}$$

Donde:

S_i = saturación del fluido i

V_i = volumen del fluido i

V_p = volumen poroso

Para un sistema trifásico agua–petróleo–gas:

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

Donde:

S_w = saturación de agua

S_o = saturación de petróleo

S_g = saturación de gas

En porcentaje:

$$S_w(\%) = \frac{V_w}{V_p} \times 100$$

La saturación es fundamental para determinar el volumen de hidrocarburos almacenado. Por ejemplo, el volumen poroso ocupado por agua se puede representar mediante el volumen de agua en poro o Bulk Volume Water:

$$BVW = \phi \times S_w$$

El volumen poroso ocupado por hidrocarburos se expresa como:

$$HCPV = V_b \times \phi \times (1 - S_w)$$

Esta relación es clave para la estimación volumétrica de petróleo originalmente en sitio.

Saturación de agua, S_w

La saturación de agua, S_w , representa la fracción del volumen poroso ocupada por agua. En evaluación petrofísica, esta propiedad es esencial porque permite distinguir zonas potencialmente productoras de hidrocarburos de zonas con alto contenido de agua. Una saturación de agua baja generalmente indica mayor proporción de hidrocarburos, mientras que una saturación de agua elevada puede indicar una zona acuífera, zona de transición o intervalo con baja productividad de petróleo.

La ecuación general es:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p}$$

Donde:

V_w = volumen de agua en los poros

V_p = volumen total de poros

En términos petrofísicos, S_w también puede estimarse a partir de registros eléctricos mediante ecuaciones de saturación. (Paris De Ferrer, 2010) indica que las ecuaciones de saturaciones se usan para calcular la saturación de agua a partir de resistividad y otros registros, y que muchas ecuaciones prácticas son extensiones de la ecuación de Archie, especialmente para rocas limpias con poca arcilla, alta salinidad o estructura porosa regular.

Ecuación de Archie para saturación de agua

Una de las expresiones más utilizadas para calcular la saturación de agua en formaciones limpias es la ecuación de Archie:

$$S_w = \left(\frac{aR_w}{\phi^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Donde:

S_w = saturación de agua

a = factor de tortuosidad

R_w = resistividad del agua de formación

ϕ = porosidad

m = exponente de cementación

R_t = resistividad verdadera de la formación

n = exponente de saturación

La ecuación de Archie parte del concepto de factor de formación:

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

Donde:

R_o = resistividad de la roca 100 % saturada con agua

R_w = resistividad del agua de formación

También puede expresarse como:

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

El índice de resistividad se define como:

$$I = \frac{R_t}{R_o}$$

Y se relaciona con la saturación de agua mediante:

$$I = S_w^{-n}$$

(Ramos Rodríguez, 2019) define el índice de resistividad como la razón entre la resistividad verdadera de la formación y la resistividad de la misma roca saturada con agua, indicando que este índice se relaciona con S_w mediante el exponente de saturación n , siendo un componente clave de la ecuación de Archie.

Saturación de agua connata, S_{wc}

La saturación de agua connata, S_{wc} , corresponde al agua que se encuentra presente en los poros de la roca desde el proceso de formación geológica del yacimiento. Esta agua puede permanecer atrapada dentro de los poros pequeños o adherida a las superficies minerales debido a fuerzas capilares y efectos de humectabilidad. El texto base indica que la saturación de agua connata es la saturación inicial de agua en cualquier punto del reservorio y que puede alcanzar condiciones de agua irreducible por encima de la zona de transición.

$$S_{wc} = \frac{V_{wc}}{V_p}$$

Donde:

S_{wc} = saturación de agua connata

V_{wc} = volumen de agua connata

V_p = volumen poroso

(Paris De Ferrer, 2001) define el agua connata como el agua atrapada en los poros de la roca durante la formación de la roca, y señala que su composición química puede cambiar durante la historia geológica.

Saturación de agua inicial, S_{wi}

La saturación de agua inicial, S_{wi} , representa la saturación de agua existente en el yacimiento antes de que se inicie la producción. En muchos casos puede ser similar a la saturación de agua connata, pero no siempre son equivalentes. En zonas cercanas al contacto agua-petróleo o dentro de la zona de transición, el agua puede ser móvil y su saturación puede ser mayor que la saturación irreducible.

$$S_{wi} = \frac{V_{wi}}{V_p}$$

Donde:

S_{wi} = saturación inicial de agua

V_{wi} = volumen inicial de agua en el yacimiento

Las diferentes saturaciones: S_{wc} , S_{wi} y S_{wirr} son importantes en estudios de reservas, simulación y recuperación secundaria. Pero su diferencia radica en que, S_{wi} describe una condición inicial del yacimiento; S_{wc} se asocia al agua original atrapada en la roca; y S_{wirr} describe una condición en la cual el agua ya no puede desplazarse bajo un gradiente de presión determinado.

Saturación de agua irreducible, S_{wirr}

La saturación de agua irreducible, S_{wirr} , es la mínima saturación de agua que permanece en la roca después de que otra fase, como petróleo o gas, ha desplazado al agua hasta el punto en que esta deja de fluir de manera efectiva. Esta agua queda retenida por fuerzas capilares, adsorción superficial y geometría de los poros.

$$S_{wirr} = \frac{V_{w \text{ irreducible}}}{V_p}$$

En la práctica, S_{wirr} es importante porque representa el agua que no puede producirse fácilmente. Afecta la estimación de hidrocarburos en sitio, la permeabilidad relativa al petróleo y la eficiencia de recuperación. Cuando el yacimiento se encuentra por encima de la zona de transición, puede considerarse que el agua connata se aproxima a una condición irreducible; sin embargo, dentro de la zona de transición puede existir agua móvil.

Saturación de agua ligada o bound water

La sigla S_{wbt} de la saturación de agua ligada no es universal. En petrofísica, suelen usarse símbolos como S_{wb} , S_{wbound} , SWT o S_{wt} , dependiendo del autor, software o metodología. En este trabajo usaremos S_{wbt} que se refiere a saturación de agua ligada total, puede definirse como la fracción del volumen poroso ocupada por agua no móvil asociada a arcillas, microporos o superficies minerales.

$$S_{wbt} = \frac{V_{\text{agua ligada}}}{V_p}$$

También puede expresarse como volumen de agua ligada respecto al volumen total de roca:

$$BVW_{\text{ligada}} = \phi \times S_{wbt}$$

El agua ligada no participa directamente en el flujo productivo, pero sí influye en la interpretación de registros eléctricos, resonancia magnética nuclear, permeabilidad efectiva y cálculo de saturación de hidrocarburos. En formaciones arcillosas, la presencia de agua ligada puede causar sobreestimación de S_w si se aplica Archie sin correcciones, porque las arcillas y el agua asociada a ellas contribuyen a la conductividad eléctrica.

Saturación de petróleo y gas

La saturación de petróleo se define como:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p}$$

La saturación de gas se define como:

$$S_g = \frac{V_g}{V_p}$$

En un sistema agua–petróleo sin gas libre:

$$S_w + S_o = 1$$

Por tanto:

$$S_o = 1 - S_w$$

En un sistema agua–petróleo–gas:

$$S_o = 1 - S_w - S_g$$

Estas relaciones permiten determinar el volumen de hidrocarburos presente en la roca. En un yacimiento de petróleo, una alta saturación de petróleo asociada a buena porosidad y permeabilidad puede indicar una zona con potencial productivo. Sin embargo, la productividad real dependerá también de la presión, viscosidad, permeabilidad relativa, daño de formación, continuidad del reservorio y mecanismo de empuje.

Saturación residual de petróleo, S_{or}

La saturación residual de petróleo, S_{or} , es la fracción de petróleo que permanece atrapada en los poros después de un proceso de desplazamiento, como la inyección de agua. Este petróleo no se produce fácilmente debido a fuerzas capilares, desconexión de gotas, geometría poral desfavorable y efectos de humectabilidad.

$$S_{or} = \frac{V_{o\ residual}}{V_p}$$

La reducción de S_{or} es uno de los objetivos de los métodos de recuperación mejorada, como inyección de surfactantes, polímeros, gases miscibles o procesos térmicos.

Tensión superficial e interfacial

La tensión superficial es la energía por unidad de área existente en la superficie de un líquido cuando está en contacto con otra fase, generalmente gas. Cuando la superficie de contacto ocurre entre dos líquidos inmiscibles, como agua y petróleo, se denomina tensión interfacial. Esta propiedad controla la forma de las gotas, la estabilidad de las interfaces y la facilidad con la que una fase puede desplazar a otra dentro del medio poroso.

La tensión interfacial se representa usualmente como:

$$\sigma_{ow}$$

Donde:

$$\sigma_{ow} = \text{tensión interfacial petróleo-agua}$$

En el texto base se indica que la tensión interfacial influye en la saturación, distribución y desplazamiento de los fluidos en el medio poroso.

Una tensión interfacial alta implica mayor resistencia a la deformación de la interfaz entre fluidos, lo que puede favorecer el atrapamiento de petróleo residual. En cambio, una reducción de la tensión interfacial facilita la movilización de gotas de petróleo, razón por la cual algunos procesos de recuperación mejorada emplean surfactantes para disminuir σ_{ow} (Paris De Ferrer, 2010).

Humectabilidad

La humectabilidad es la tendencia de un fluido a adherirse o extenderse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. En yacimientos petrolíferos, indica si la roca tiene mayor afinidad por el agua, por el petróleo o por una condición intermedia. El texto base señala que la humectabilidad controla la posición de los fluidos en el espacio poroso y afecta la presión capilar y las permeabilidades.

(Paris De Ferrer, 2010) indica que la humectabilidad afecta la permeabilidad relativa, propiedades eléctricas, perfiles de saturación y procesos como inyección de agua o avance de acuíferos.

La humectabilidad puede evaluarse mediante el ángulo de contacto θ_c . La relación de equilibrio entre las tensiones interfaciales se expresa como:

$$A_t = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta_c$$

Donde:

A_t = tensión de adhesión

σ_{os} = energía interfacial petróleo–sólido

σ_{ws} = energía interfacial agua–sólido

σ_{ow} = tensión interfacial petróleo–agua

θ_c = ángulo de contacto

La interpretación general es:

$$\theta_c < 90^\circ \Rightarrow \text{roca mojada preferentemente por agua}$$

$$\theta_c = 90^\circ \Rightarrow \text{humectabilidad neutra}$$

$$\theta_c > 90^\circ \Rightarrow \text{roca mojada preferentemente por petróleo}$$

La humectabilidad es importante porque determina que fase ocupa los poros pequeños y cuál ocupa los canales de flujo más grandes. En una roca mojada por agua, el agua tiende a permanecer adherida a las paredes de los poros, mientras que el petróleo ocupa zonas más centrales del espacio poroso. En una roca mojada por petróleo ocurre lo contrario, lo cual puede modificar la eficiencia de producción.

Presión capilar

La presión capilar es la diferencia de presión existente entre dos fases inmiscibles separadas por una interfaz curva dentro de un medio poroso. Se define como la presión de la fase no mojante menos la presión de la fase mojante:

$$P_c = P_{nw} - P_w$$

Donde:

$$P_c = \text{presión capilar}$$

$$P_{nw} = \text{presión de la fase no mojante}$$

$$P_w = \text{presión de la fase mojante}$$

Para un sistema agua–petróleo, si el petróleo es la fase no mojante y el agua la fase mojante:

$$P_c = P_o - P_w$$

La presión capilar también puede relacionarse con la tensión interfacial, el ángulo de contacto y el radio del capilar mediante:

$$P_c = \frac{2\sigma_{ow}\cos \theta_c}{r}$$

Donde:

r = radio del capilar

Esta ecuación muestra que la presión capilar aumenta cuando el radio de poro disminuye. Por ello, en rocas de poros pequeños, como lutitas o areniscas muy finas, las fuerzas capilares pueden ser significativas.

También puede expresarse por equilibrio hidrostático:

$$P_c = \Delta\rho \, g \, h$$

Donde:

$$\Delta\rho = \rho_w - \rho_o$$

g = aceleración de la gravedad

h = altura sobre el nivel de agua libre

La presión capilar es clave para entender la zona de transición entre agua y petróleo. A mayor altura sobre el contacto agua–petróleo, menor suele ser la saturación de agua, hasta aproximarse a la saturación irreducible (Lorenzo & Medina, 2018).

Función J de Leverett

Para comparar datos de presión capilar entre rocas con diferentes porosidades y permeabilidades, puede utilizarse la función J de Leverett:

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

Donde:

$J(S_w)$ = función adimensional de Leverett

P_c = presión capilar
 σ = tensión interfacial
 θ = ángulo de contacto
 k = permeabilidad
 ϕ = porosidad

Esta función permite normalizar curvas de presión capilar y analizar el comportamiento roca–fluido en medios porosos con propiedades distintas.

Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad de la roca para permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. El texto base la define como la facultad de la roca para permitir que los fluidos se muevan por su red de poros interconectados, señalando que si los poros no están conectados no existe permeabilidad efectiva para el flujo.

(Cisnero, 2017) define la permeabilidad como la capacidad de una roca para transmitir fluidos, generalmente medida en darcies o milidarcies, y distingue entre permeabilidad absoluta, efectiva y relativa.

La ley de Darcy para flujo lineal monofásico se expresa como:

$$q = \frac{kA}{\mu L} (P_1 - P_2)$$

Donde:

q = caudal
 k = permeabilidad
 A = área transversal
 μ = viscosidad del fluido
 L = longitud del medio poroso
 $P_1 - P_2$ = diferencia de presión

Despejando la permeabilidad:

$$k = \frac{q\mu L}{A(P_1 - P_2)}$$

La permeabilidad depende de la conectividad poral, tamaño de garganta de poro, tortuosidad, compactación, cementación, fracturamiento y presencia de arcillas. Una roca puede tener alta porosidad, pero baja permeabilidad si sus poros no están bien conectados.

Tipos de permeabilidad

La permeabilidad absoluta es la permeabilidad medida cuando un solo fluido satura completamente la roca:

$$k = k_{abs}$$

La permeabilidad efectiva es la capacidad de la roca para permitir el flujo de una fase específica cuando existen varias fases presentes:

k_o = permeabilidad efectiva al petróleo

k_w = permeabilidad efectiva al agua

k_g = permeabilidad efectiva al gas

La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva de una fase y la permeabilidad absoluta o una permeabilidad base:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k}$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k}$$

(Cisnero, 2017) señala que la permeabilidad relativa permite comparar la capacidad de diferentes fluidos para fluir en presencia de otros, ya que la presencia de más de una fase generalmente inhibe el flujo.

Saturación normalizada

En estudios de permeabilidad relativa se utiliza con frecuencia la saturación normalizada de agua:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}}$$

Donde:

S_w^* = saturación normalizada de agua

S_w = saturación de agua

S_{wc} = saturación de agua connata

S_{or} = saturación residual de petróleo

Con esta saturación normalizada se pueden representar curvas tipo Corey:

$$k_{rw} = k_{rw,end} (S_w^*)^{n_w}$$

$$k_{ro} = k_{ro,end} (1 - S_w^*)^{n_o}$$

Donde n_w y n_o son exponentes empíricos ajustados con datos experimentales.

Movilidad

La movilidad representa la facilidad con la que una fase fluye dentro del medio poroso.

Se define como la relación entre la permeabilidad efectiva de la fase y su viscosidad:

$$\lambda_i = \frac{k_i}{\mu_i}$$

Donde:

λ_i = movilidad de la fase i

k_i = permeabilidad efectiva de la fase i

μ_i = viscosidad de la fase i

Para petróleo, agua y gas:

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o}$$

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w}$$

$$\lambda_g = \frac{k_g}{\mu_g}$$

También puede expresarse usando permeabilidad relativa:

$$\lambda_o = \frac{k k_{ro}}{\mu_o}$$

$$\lambda_w = \frac{k k_{rw}}{\mu_w}$$

$$\lambda_g = \frac{k k_{rg}}{\mu_g}$$

La movilidad depende de la saturación porque las permeabilidades relativas cambian con la distribución de fases en el poro. Por ejemplo, al aumentar la saturación de agua durante una inyección, la permeabilidad relativa al agua aumenta y la del petróleo disminuye (Paris De Ferrer, 2001a).

Razón de movilidad

La razón de movilidad compara la movilidad del fluido desplazante con la movilidad del fluido desplazado. En inyección de agua:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o}$$

Sustituyendo:

$$M = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o}$$

O mediante permeabilidades relativas:

$$M = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o}$$

Cuando:

$$M < 1$$

La razón de movilidad se considera favorable, porque el fluido desplazante se mueve con menor facilidad que el petróleo desplazado, favoreciendo un frente de desplazamiento más estable.

Cuando:

$$M > 1$$

La razón de movilidad es desfavorable, porque el agua o gas inyectado puede canalizarse, generar digitación viscosa y reducir la eficiencia de barrido. El texto base también indica esta convención: $M < 1$ favorable y $M > 1$ desfavorable (Cabrera et al., 2012).

Flujo fraccional de agua

En procesos de inyección de agua, el flujo fraccional permite estimar la fracción del caudal total correspondiente al agua:

$$f_w = \frac{\lambda_w}{\lambda_w + \lambda_o}$$

Sustituyendo movilidades:

$$f_w = \frac{k_{rw}/\mu_w}{(k_{rw}/\mu_w) + (k_{ro}/\mu_o)}$$

Esta ecuación muestra que el flujo de agua aumenta cuando aumenta k_{rw} , disminuye μ_w , disminuye k_{ro} o aumenta μ_o . Por ello, los crudos viscosos suelen presentar problemas de movilidad desfavorable durante inyección de agua (Cabrera et al., 2012).

2.6. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

Las propiedades de los fluidos son necesarias para describir el comportamiento del petróleo, gas y agua bajo condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Entre las principales propiedades se encuentran densidad, viscosidad, compresibilidad, factor volumétrico de formación, relación gas–petróleo en solución y presión de burbuja. (Paris De Ferrer, 2010) señala que las propiedades PVT son parámetros importantes para simuladores de yacimientos, ya que permiten predecir cambios de fase y composición durante el flujo desde el yacimiento hasta superficie.

La densidad se define como:

$$\rho = \frac{m}{V}$$

Donde:

ρ = densidad

m = masa

V = volumen

La viscosidad es la resistencia interna de un fluido al flujo. A mayor viscosidad, mayor resistencia al movimiento y menor movilidad:

$$\lambda = \frac{k}{\mu}$$

La compresibilidad de un fluido expresa el cambio relativo de volumen ante un cambio de presión:

$$c_f = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T$$

Donde:

c_f = compresibilidad del fluido

V = volumen

P = presión

(Paris De Ferrer, 2010) define la compresibilidad de un fluido como el cambio relativo de volumen asociado a un cambio unitario de presión, e indica que el gas tiene mayor compresibilidad que líquidos como petróleo o agua.

Presión de burbuja

La presión de burbuja, P_b , es la presión a una temperatura dada en la cual aparece la primera burbuja de gas liberada del petróleo. Por encima de P_b , el petróleo puede comportarse como una fase líquida con gas disuelto. Por debajo de P_b , el gas comienza a liberarse, generando flujo bifásico petróleo–gas y modificando la viscosidad, el volumen del petróleo, la relación gas–petróleo y la permeabilidad relativa.

(Paris De Ferrer, 2010) define el punto de burbuja como las condiciones de presión y temperatura en las que la primera burbuja de gas sale de solución en el petróleo.

Factor volumétrico de formación del petróleo, B_o

El factor volumétrico de formación del petróleo relaciona el volumen que ocupa el petróleo bajo condiciones de yacimiento con el volumen de petróleo medido en superficie:

$$B_o = \frac{V_{o,yacimiento}}{V_{o,superficie}}$$

Donde:

B_o = factor volumétrico de formación del petróleo

$V_{o,yacimiento}$ = volumen de petróleo a condiciones de yacimiento

$V_{o,superficie}$ = volumen de petróleo a condiciones estándar

Este factor es necesario para convertir volúmenes de yacimiento a volúmenes de superficie, especialmente en cálculos de reservas.

Relación gas-petróleo en solución, R_s

Se refiere a la relación que existe entre el volumen de gas en solución a condición de presión y temperatura expresado en condiciones estándar y el volumen de un barril normal de petróleo.

$$R_s = \frac{V_g}{V_o}$$

Donde:

R_s = relación gas–petróleo en solución

V_g = volumen de gas liberado a condiciones estándar

V_o = volumen de petróleo a condiciones estándar

A medida que la presión cae por debajo de la presión de burbuja, parte del gas disuelto se libera, afectando la densidad, viscosidad y volumen del petróleo.

Relación gas-petróleo GOR

Es una idea parecida al R_s , pero la diferencia es que la relación gas-petróleo GOR se trata a condiciones de superficie que puede incluir gas libre, la relación es entre los pies cúbicos de gas producidos y los pies cúbicos de petróleo producidos, volumen de gas en condiciones estándar que libera una unidad de volumen de petróleo en condiciones de tanque, donde la presión es la de tanque y la temperatura 60°F.

2.7. DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES

El desplazamiento de fluidos inmiscibles es un proceso fundamental en la ingeniería de yacimientos, especialmente durante operaciones de recuperación secundaria, como la inyección de agua o gas. Se considera que dos fluidos son inmiscibles cuando no se mezclan completamente entre sí bajo las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, por lo que mantienen una interfase definida. En este tipo de desplazamiento, un fluido inyectado, denominado fluido desplazante, empuja a otro fluido originalmente presente en el medio poroso, denominado fluido desplazado.

En yacimientos de petróleo, el caso más común es la inyección de agua para desplazar petróleo hacia los pozos productores. La inundación con agua se define como un método de recuperación secundaria en el cual se inyecta agua en la formación para desplazar petróleo residual; el agua proveniente de los pozos inyectoras barre físicamente el petróleo hacia los pozos productores cercanos. Sin embargo, este proceso puede presentar problemas como recuperación ineficiente por variaciones de permeabilidad o irrupción temprana de agua en los pozos productores.

Para que el desplazamiento ocurra, el fluido inyectado debe disponer de suficiente energía para vencer las fuerzas que retienen al petróleo dentro del medio poroso. Estas fuerzas

incluyen la presión capilar, la resistencia viscosa, la humectabilidad de la roca, la tensión interfacial entre los fluidos y las restricciones geométricas del sistema poroso. Por tanto, el desplazamiento inmiscible no depende únicamente del volumen de agua o gas inyectado, sino también de la interacción entre la roca, los fluidos y las condiciones operativas del proyecto.

Concepto general del desplazamiento inmiscible

Cuando se inicia la inyección de agua o gas en un yacimiento, el fluido desplazante comienza a ocupar progresivamente el espacio poroso. A medida que avanza, se forma una zona de contacto entre el fluido inyectado y el petróleo. Esta zona no siempre se comporta como un frente perfectamente uniforme, porque las propiedades de la roca y de los fluidos varían dentro del yacimiento. Por esta razón, el desplazamiento real suele ser irregular y puede presentar canalización, digitación viscosa o zonas no barridas.

Durante el proceso se distinguen, de manera general, dos regiones principales:

- La zona no invadida corresponde a la parte del yacimiento que todavía no ha sido contactada directamente por el fluido inyectado. En esta zona se encuentra petróleo móvil, agua inicial y, dependiendo de la presión del yacimiento, puede existir gas libre.
- La zona invadida corresponde a la región que ya ha sido contactada por el fluido desplazante. En esta zona se encuentra agua o gas inyectado, petróleo remanente y, después de cierto tiempo, petróleo residual que ya no puede movilizarse fácilmente con el método aplicado.

En estudios de inyección de agua, también se menciona la formación de un banco de petróleo, que es una acumulación de petróleo desplazado hacia adelante por el agua inyectada. Detrás de este banco se desarrolla una zona con agua inyectada y petróleo residual.

Investigaciones sobre inyección de agua señalan que, conforme avanza la inyección, se diferencian una zona no invadida, donde se forma el banco de petróleo, y una zona invadida, compuesta por el fluido inyectado y el petróleo remanente.

Fluido desplazante y fluido desplazado

En el desplazamiento inmiscible se debe diferenciar claramente entre el fluido que se inyecta y el fluido que se desea producir.

El fluido desplazante es el fluido introducido al yacimiento para aportar energía y movilizar el petróleo. Puede ser agua, gas natural, dióxido de carbono en condiciones inmiscibles, nitrógeno u otro fluido de inyección. En proyectos convencionales de recuperación secundaria, el agua es el fluido desplazante más utilizado debido a su disponibilidad, menor costo relativo y capacidad de mantener la presión del yacimiento.

El fluido desplazado es el fluido que se desea mover hacia los pozos productores. En un yacimiento petrolífero, normalmente corresponde al petróleo. Sin embargo, el petróleo no siempre se desplaza de manera completa, ya que una parte queda atrapada por fuerzas capilares o por la geometría del espacio poroso.

El desplazamiento puede representarse conceptualmente como:

Fluido desplazante → Fluido desplazado

Para el caso de inyección de agua:

Agua inyectada → Petróleo desplazado

Para el caso de inyección de gas inmiscible:

Gas inyectado → Petróleo desplazado

La eficiencia del proceso dependerá de que el fluido desplazante logre contactar la mayor cantidad posible de petróleo móvil dentro del yacimiento.

Mecanismo de desplazamiento

El mecanismo de desplazamiento de un fluido por otro dentro del medio poroso es un proceso dinámico y no continuo, porque las saturaciones de las fases cambian con el tiempo y con la distancia. Al cambiar la saturación de agua, petróleo o gas, también cambian las permeabilidades relativas, las movilidades, las presiones y la distribución de los fluidos (Paris De Ferrer, 2001).

En el caso de la inyección de agua, el proceso puede dividirse en cuatro etapas principales:

1. Condiciones iniciales
2. Invasión
3. Ruptura del agua
4. Etapa posterior a la ruptura

El método de Buckley y Leverett considera que el desplazamiento de petróleo por agua o gas se puede analizar en tres momentos principales: antes de la ruptura, en el momento de la ruptura y después de la ruptura. Este método se fundamenta en la teoría de desplazamiento y permite estimar el comportamiento de un desplazamiento lineal cuando se inyecta agua o gas a tasa constante (Herrera, 2018).

Condiciones iniciales antes de la inyección

Antes de iniciar la inyección, el yacimiento se encuentra en una condición determinada por su historia de producción. Si el yacimiento ha producido durante un tiempo por agotamiento natural, su presión puede haber disminuido por debajo de la presión de burbuja

del petróleo. Cuando esto ocurre, parte del gas disuelto en el petróleo se libera y aparece una fase de gas libre dentro del medio poroso.

En esta etapa, las saturaciones iniciales pueden representarse como:

$$S_{wi} + S_{oi} + S_{gi} = 1$$

Donde:

S_{wi} = saturación inicial de agua

S_{oi} = saturación inicial de petróleo

S_{gi} = saturación inicial de gas

Si no existe gas libre inicial:

$$S_{wi} + S_{oi} = 1$$

Por tanto:

$$S_{oi} = 1 - S_{wi}$$

La saturación inicial de agua, S_{wi} , es importante porque determina cuánto espacio poroso está ocupado por agua antes de la inyección. Si S_{wi} es baja, existe mayor volumen poroso ocupado por hidrocarburos; si es alta, el volumen disponible para petróleo será menor.

El volumen poroso del yacimiento puede expresarse como:

$$V_p = V_b \times \phi$$

Donde:

V_p = volumen poroso

V_b = volumen bruto de roca

ϕ = porosidad

El volumen inicial de petróleo en el medio poroso puede expresarse como:

$$V_{oi} = V_p \times S_{oi}$$

Y sustituyendo:

$$V_{oi} = V_b \times \phi \times (1 - S_{wi})$$

Esta relación es básica para comprender la cantidad de petróleo disponible antes de iniciar un proceso de recuperación secundaria.

Etapas de invasión

La etapa de invasión inicia cuando el agua o gas empieza a ingresar al yacimiento a través de los pozos inyectores. Durante esta fase, la presión aumenta alrededor del pozo inyector y disminuye gradualmente hacia los pozos productores. Esta diferencia de presión genera el movimiento de los fluidos dentro del medio poroso.

El flujo puede representarse mediante la ley de Darcy para flujo lineal:

$$q = \frac{kA}{\mu L} (P_1 - P_2)$$

Donde:

q = caudal de flujo

k = permeabilidad

A = área transversal al flujo

μ = viscosidad del fluido

L = longitud del trayecto de flujo

$P_1 - P_2$ = diferencia de presión

Para flujo radial hacia o desde un pozo, una forma general de la ecuación es:

$$q = \frac{2\pi kh(P_{wf} - P_e)}{\mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]}$$

Donde:

h = espesor productivo

P_{wf} = presión de fondo fluyente

P_e = presión externa o presión promedio del yacimiento

r_e = radio de drenaje

r_w = radio del pozo

s = factor de daño o skin

Durante la invasión, el agua inyectada no desplaza todo el petróleo de manera uniforme. Primero ocupa las zonas de mayor permeabilidad, porque estas ofrecen menor resistencia al flujo. Si el yacimiento es heterogéneo, el agua puede avanzar más rápido por canales preferenciales, dejando zonas con petróleo no barrido.

Formación del banco de petróleo

A medida que el agua avanza dentro del yacimiento, empuja parte del petróleo móvil hacia adelante. Este petróleo desplazado puede acumularse formando un banco de petróleo. Este banco es importante porque representa una zona enriquecida en petróleo que se mueve en dirección al pozo productor.

En forma conceptual:

Pozo inyector → Banco de agua → Banco de petróleo → Zona no invadida → Pozo productor

El banco de agua se encuentra detrás del frente de desplazamiento y contiene principalmente agua inyectada y petróleo residual. El banco de petróleo se encuentra delante del frente de agua y representa el petróleo que está siendo movilizado hacia el productor.

Cuando existe gas libre inicial, el avance del banco de petróleo puede desplazar parte del gas hacia los pozos productores. Sin embargo, una fracción del gas puede quedar atrapada como gas residual, ocupando espacio poroso que de otro modo podría contener petróleo móvil.

Período de llene

El período de llene ocurre cuando el agua inyectada comienza a ocupar el espacio que anteriormente estaba ocupado por gas móvil. En yacimientos que han producido por agotamiento natural, la presión puede haber disminuido lo suficiente como para liberar gas del petróleo. Por eso, antes de que el agua logre desplazar petróleo de manera eficiente, puede ser necesario rellenar parte del volumen ocupado por gas.

El volumen de agua necesario para el llene puede aproximarse como:

$$W_{llene} = V_p \times S_{gmov}$$

Donde:

W_{llene} = volumen de agua requerido para el llene

V_p = volumen poroso

S_{gmov} = saturación de gas móvil

Si parte del gas queda atrapada como gas residual, entonces:

$$S_{gmov} = S_g - S_{gr}$$

Donde:

S_g = saturación de gas existente

S_{gr} = saturación de gas residual

Durante este período, parte del gas puede volver a disolverse en el petróleo si la presión aumenta, mientras que otra parte puede ser desplazada hacia los pozos productores. El período de llene termina cuando el frente de petróleo llega a los pozos productores y comienza una respuesta más clara en la producción de petróleo (Paris De Ferrer, 2001).

Ruptura del agua

La ruptura del agua, también llamada irrupción de agua o breakthrough, ocurre cuando el frente de agua alcanza el pozo productor y comienza una producción significativa de agua. Antes de esta etapa, el pozo productor puede producir principalmente petróleo, después de la ruptura, la producción de agua aumenta de manera progresiva.

La ruptura es un punto crítico en la evaluación de un proyecto de inyección, porque indica que el agua inyectada ya encontró un camino hidráulico hasta el productor. Esto no significa necesariamente que el proyecto deba terminar, pero sí marca el inicio de una etapa en la que el manejo de agua producida se vuelve más importante.

Un estudio de comportamiento de fluidos en inyección de agua señala que la ruptura se produce cuando existe una producción significativa de agua en los pozos productores; después de la ruptura, la producción de agua aumenta considerablemente y el recobro del petróleo detrás del frente requiere la circulación de grandes volúmenes de agua (Paris De Ferrer, 2001).

La ruptura puede ocurrir tempranamente por varias causas:

- Alta permeabilidad direccional.

- Fracturas naturales.
- Canalización de agua.
- Relación de movilidad desfavorable.
- Mala distribución de pozos inyectores y productores.
- Heterogeneidad vertical o areal.

En yacimientos heterogéneos, el agua puede avanzar rápidamente por zonas de alta permeabilidad, dejando petróleo no barrido en zonas de menor permeabilidad.

Etapas posterior a la ruptura

Después de la ruptura, la producción de agua aumenta y la producción de petróleo tiende a disminuir progresivamente. Esto ocurre porque una mayor proporción del fluido producido corresponde al agua inyectada que ya alcanzó el pozo productor.

El corte de agua se define como:

$$WC = \frac{q_w}{q_w + q_o}$$

Donde:

WC = corte de agua

q_w = caudal de agua producida

q_o = caudal de petróleo producido

En porcentaje:

$$WC(\%) = \frac{q_w}{q_w + q_o} \times 100$$

La relación agua–petróleo, conocida como WOR, se expresa como:

$$WOR = \frac{q_w}{q_o}$$

Existe una relación directa entre el corte de agua y el WOR:

$$WC = \frac{WOR}{1 + WOR}$$

Y despejando:

$$WOR = \frac{WC}{1 - WC}$$

Después de la ruptura, el proyecto puede continuar mientras la producción adicional de petróleo justifique económicamente el manejo, tratamiento y disposición del agua producida. Sin embargo, cuando el costo operativo supera el beneficio económico del petróleo recuperado, la inyección puede dejar de ser rentable.

Teoría de Buckley -Leverett

La teoría de Buckley–Leverett es uno de los modelos clásicos para describir el desplazamiento inmiscible de petróleo por agua en medios porosos. Esta teoría considera el flujo de dos fases inmiscibles y se basa en el concepto de flujo fraccional y permeabilidades relativas.

En una tesis de la Universidad Estatal Península de Santa Elena se indica que Buckley y Leverett establecieron en 1942 una ecuación para describir el desplazamiento inmiscible de petróleo por agua en una dimensión a través de medios porosos, dentro de la teoría clásica del flujo fraccional. El mismo documento señala que esta teoría considera dos fluidos inmiscibles, un fluido desplazante y un fluido desplazado, y emplea conceptos de permeabilidad relativa y desplazamiento tipo pistón con fugas (Tomalá, 2020).

La ecuación general de Buckley–Leverett puede expresarse como:

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{q_t}{A\phi} \frac{df_w}{dS_w} \frac{\partial S_w}{\partial x} = 0$$

Donde:

S_w = saturación de agua

t = tiempo

$q_t = q_w + q_o$ = caudal total

A = área transversal al flujo

ϕ = porosidad

f_w = flujo fraccional de agua

x = distancia

La velocidad de avance de una saturación específica se expresa como:

$$v_s = \frac{dx}{dt} = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)$$

Esto significa que la velocidad del frente de saturación depende de la pendiente de la curva de flujo fraccional. Mientras mayor sea la pendiente $\frac{df_w}{dS_w}$, más rápido avanzará esa saturación dentro del yacimiento.

Saturación del frente de agua

La saturación del frente de agua, S_{wf} , representa la saturación asociada al frente de desplazamiento. En el método de Buckley–Leverett, esta saturación se determina mediante una condición tangencial sobre la curva de flujo fraccional:

$$\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{wf}} = \frac{f_w(S_{wf}) - f_w(S_{wi})}{S_{wf} - S_{wi}}$$

Donde:

S_{wf} = saturación de agua en el frente

S_{wi} = saturación inicial de agua

$f_w(S_{wf})$ = flujo fraccional evaluado en S_{wf}

$f_w(S_{wi})$ = flujo fraccional evaluado en S_{wi}

Esta condición permite ubicar el punto de avance del frente de agua y estimar el momento en que el agua llegará al pozo productor.

Tiempo de ruptura

El tiempo de ruptura es el tiempo necesario para que el frente de agua llegue desde el pozo inyector hasta el pozo productor. En un sistema lineal ideal, se puede expresar como:

$$t_{bt} = \frac{A\phi L}{q_t} \left[\frac{1}{\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{wf}}} \right]$$

Donde:

t_{bt} = tiempo de ruptura

L = distancia entre inyector y productor

A = área transversal al flujo

ϕ = porosidad

q_t = caudal total

$\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{wf}}$ = pendiente de la curva de flujo fraccional en el frente

En términos de volumen poroso inyectado, se puede expresar como:

$$PVI_{bt} = \frac{1}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{wf}}}$$

Donde:

PVI_{bt} = volúmenes porosos inyectados al momento de ruptura

El volumen poroso inyectado se define como:

$$PVI = \frac{W_i}{V_p}$$

Donde:

W_i = volumen acumulado de agua inyectada a condiciones de yacimiento

V_p = volumen poroso

El tiempo de ruptura es importante porque permite anticipar cuándo comenzará a aumentar la producción de agua en el pozo productor.

Eficiencia de desplazamiento

La eficiencia de desplazamiento mide qué fracción del petróleo fue removida dentro de la zona contactada por el fluido inyectado. (Parrales & Zuñiga, 2024) define la eficiencia de desplazamiento como la fracción de petróleo recuperada a partir del barrido de una zona por una inundación con agua u otro proceso de desplazamiento, y la expresa como la diferencia entre el volumen inicial de petróleo y el volumen remanente, dividida para el volumen inicial de petróleo.

La ecuación general es:

$$E_D = \frac{V_{oi} - V_{or}}{V_{oi}}$$

Donde:

E_D = eficiencia de desplazamiento

V_{oi} = volumen de petróleo al inicio del proceso

V_{or} = volumen de petróleo remanente después del proceso

En términos de saturaciones, puede expresarse como:

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}}$$

Donde:

S_{oi} = saturación inicial de petróleo

S_{or} = saturación residual de petróleo

Como:

$$S_{oi} = 1 - S_{wi}$$

Entonces:

$$E_D = \frac{(1 - S_{wi}) - S_{or}}{1 - S_{wi}}$$

Esta ecuación muestra que la eficiencia de desplazamiento depende directamente de la saturación inicial de agua y de la saturación residual de petróleo. Mientras menor sea S_{or} , mayor será la eficiencia de desplazamiento.

Eficiencia de barrido

La eficiencia de barrido expresa qué parte del yacimiento fue contactada por el fluido inyectado. Es una propiedad clave porque un proceso puede desplazar bien el petróleo en la zona contactada, pero aun así dejar grandes volúmenes de petróleo sin barrer.

(Andrade et al., 2012) define la eficiencia del barrido como una medida de la efectividad de un proceso de recuperación mejorada que depende del volumen del yacimiento contactado por el fluido inyectado. También indica que la eficiencia de barrido volumétrico depende de factores como patrón de inyección, fracturas, contactos gas–petróleo y petróleo–agua, espesor, permeabilidad, heterogeneidad areal y vertical, relación de movilidad, diferencia de densidad y tasa de flujo.

La eficiencia de barrido volumétrico puede expresarse como:

$$E_V = E_A \times E_I$$

Donde:

E_V = eficiencia de barrido volumétrico

E_A = eficiencia de barrido areal

E_I = eficiencia de barrido vertical

La eficiencia de barrido areal representa la fracción del área del patrón de inyección que ha sido contactada por el fluido inyectado. (Andrade et al., 2012) indica que esta eficiencia depende de factores como el buzamiento, fracturas, relación de movilidad, patrón de inyección y permeabilidad direccional.

La eficiencia de recuperación total puede representarse como:

$$E_R = E_D \times E_A \times E_I$$

Donde:

E_R = eficiencia total de recuperación

E_D = eficiencia de desplazamiento

E_A = eficiencia areal

E_I = eficiencia vertical

Esto indica que no basta con tener buen desplazamiento microscópico; también es necesario que el fluido inyectado contacte un volumen amplio del yacimiento.

Digitación viscosa y canalización

La digitación viscosa ocurre cuando el fluido desplazante avanza de manera irregular formando “dedos” o canales dentro del petróleo. Este fenómeno se produce principalmente cuando el fluido inyectado tiene menor viscosidad y mayor movilidad que el petróleo.

En términos prácticos, la digitación viscosa provoca que el agua llegue rápidamente al pozo productor sin barrer completamente el petróleo presente en el yacimiento. Como resultado, aumenta el corte de agua y disminuye la eficiencia de recuperación.

La canalización puede generarse por:

- Contraste alto de permeabilidad.
- Fracturas naturales o inducidas.
- Relación de movilidad desfavorable.
- Mala distribución de pozos.
- Inyección a tasas excesivas.
- Heterogeneidad vertical.

Para reducir estos problemas se pueden usar estrategias como control de caudal de inyección, redistribución de patrones, cierre selectivo de zonas altamente permeables, geles, polímeros, inyección alternada de agua y gas, o modificación de la viscosidad del fluido inyectado.

2.8. PATRONES DE INYECCIÓN

El patrón de inyección corresponde a la disposición geométrica de los pozos inyectoros y productores. Su diseño afecta directamente la eficiencia de barrido y la dirección preferencial del flujo.

(Paris De Ferrer, 2001) define el patrón de inyección como la disposición particular de pozos productores e inyectoros, la cual depende de la ubicación de pozos existentes, tamaño y forma del yacimiento, costos de nuevos pozos e incremento esperado de recuperación. También señala que el patrón puede modificarse durante la vida del campo para contactar petróleo no barrido.

Entre los patrones más comunes se encuentran:

- Inyección periférica.
- Inyección en línea directa.
- Inyección en línea alternada.
- Patrón de cinco puntos.
- Patrón de siete puntos.
- Patrón de nueve puntos.
- Patrón invertido.

La selección del patrón depende de la geometría del yacimiento, continuidad de las arenas, espesor, permeabilidad, presencia de fallas, ubicación de contactos de fluidos y objetivos económicos del proyecto.

Inyección de gas inmiscible

La inyección de gas inmiscible también puede utilizarse para desplazar petróleo. En este caso, el gas actúa como fluido desplazante, pero al no mezclarse completamente con el petróleo, mantiene una interfase definida. Este proceso puede ayudar a mantener presión, desplazar petróleo y mejorar la recuperación en ciertos yacimientos.

Sin embargo, el gas suele tener una viscosidad mucho menor que el petróleo y el agua, por lo que presenta alta movilidad. Esto puede generar canalización rápida, segregación gravitacional y ruptura temprana de gas en los pozos productores.

La movilidad del gas se expresa como:

$$\lambda_g = \frac{k_g}{\mu_g}$$

O usando permeabilidad relativa:

$$\lambda_g = \frac{k k_{rg}}{\mu_g}$$

La relación de movilidad para inyección de gas puede expresarse como:

$$M_g = \frac{\lambda_g}{\lambda_o}$$

Sustituyendo:

$$M_g = \frac{k_{rg}/\mu_g}{k_{ro}/\mu_o}$$

Debido a que:

$$\mu_g \ll \mu_o$$

La movilidad del gas suele ser alta, lo que puede reducir la eficiencia de barrido si no se controla adecuadamente.

Inyección alternada de agua y gas

La inyección alternada de agua y gas, conocida como WAG por sus siglas en inglés, busca mejorar la eficiencia de barrido mediante ciclos alternos de inyección de agua y gas. El agua ayuda a controlar la movilidad del gas, mientras que el gas puede contactar zonas que no han sido eficientemente barridas por el agua.

(Paris De Ferrer, 2001) define la inyección alternada de agua y gas como un proceso de recuperación mejorada en el cual se aplican alternativamente agua y gas durante ciertos períodos para lograr mejor eficiencia de barrido y reducir la canalización desde el inyector al productor.

La relación WAG puede expresarse como:

$$R_{WAG} = \frac{V_w}{V_g}$$

Donde:

R_{WAG} = relación agua-gas

V_w = volumen de agua inyectada

V_g = volumen de gas inyectado

Este método puede ser útil cuando la inyección solo de gas genera alta movilidad o cuando la inyección solo de agua no logra contactar zonas con petróleo remanente.

Balance de volúmenes inyectados y producidos

Durante un proyecto de inyección es necesario controlar la relación entre el volumen inyectado y el volumen producido. Un indicador común es la relación de reemplazo de vacíos, conocida como Voidage Replacement Ratio o VRR.

$$VRR = \frac{\text{Volumen inyectado a condiciones de yacimiento}}{\text{Volumen producido a condiciones de yacimiento}}$$

Para un sistema simplificado de inyección de agua:

$$VRR = \frac{W_i B_w}{N_p B_o + W_p B_w}$$

Donde:

W_i = agua acumulada inyectada

B_w = factor volumétrico del agua

N_p = petróleo acumulado producido

B_o = factor volumétrico del petróleo

W_p = agua acumulada producida

Cuando:

$$VRR = 1$$

Se considera que el volumen inyectado reemplaza aproximadamente el volumen producido, ayudando a mantener la presión del yacimiento.

Cuando:

$$VRR < 1$$

La presión puede seguir disminuyendo porque el volumen inyectado no compensa el volumen producido.

Cuando:

$$VRR > 1$$

Puede existir sobre inyección, aumento excesivo de presión o riesgo de fracturamiento no deseado, dependiendo de las condiciones del yacimiento.

2.9. FACTOR DE RECOBRO

El factor de recobro expresa la proporción del petróleo originalmente en sitio que ha sido producido.

$$FR = \frac{N_p}{N}$$

Donde:

FR = factor de recobro

N_p = petróleo acumulado producido

N = petróleo originalmente en sitio

En porcentaje:

$$FR(\%) = \frac{N_p}{N} \times 100$$

Durante un proceso de inyección de agua, el factor de recobro aumenta a medida que el fluido inyectado desplaza petróleo hacia los pozos productores. Sin embargo, después de la ruptura, el incremento del factor de recobro puede ser más lento debido al aumento de la producción de agua y a la presencia de petróleo residual.

Un estudio sobre eficiencia areal de barrido indica que la inyección de agua busca mejorar la movilidad del crudo mediante el aumento de energía del yacimiento para incrementar la producción de hidrocarburos, y que su eficiencia depende de un barrido uniforme del área.

2.10. ABANDONO DEL PROCESO DE INYECCIÓN

La etapa de abandono se alcanza cuando la continuación del proceso de inyección deja de ser técnica o económicamente conveniente. En esta fase, la zona inundada contiene principalmente agua y petróleo residual. El petróleo que permanece en el yacimiento puede estar atrapado por fuerzas capilares, localizado en zonas no barridas o retenido en poros pequeños.

La decisión de abandonar o modificar el proyecto depende de factores como:

Corte de agua elevado.

Baja producción incremental de petróleo.

Altos costos de tratamiento de agua.

Limitaciones de inyección.

Canalización severa.

Baja eficiencia económica.

Disponibilidad de métodos de recuperación mejorada.

Después de la ruptura, puede seguir produciéndose petróleo, pero normalmente se requiere circular grandes volúmenes de agua para recuperar volúmenes adicionales. Por eso, la evaluación económica es esencial.

2.11. MÉTODOS ANALÍTICOS PARA INYECCIÓN DE AGUA

La ingeniería de yacimientos requiere herramientas analíticas para estimar el comportamiento del frente de agua, la saturación de petróleo desplazado y la eficiencia de barrido. Entre los métodos más utilizados se encuentran el método de Dake, el método de Welge y la combinación Dake–Welge, los cuales permiten predecir el desplazamiento de petróleo por agua en medios porosos unidimensionales de forma rápida y con aproximaciones técnicas confiables.

Estos métodos se emplean para:

- Determinar saturaciones promedio en zonas invadidas.
- Calcular la velocidad del frente de agua.
- Estimar la saturación de petróleo residual.
- Predecir el tiempo de ruptura en pozos productores.
- Evaluar eficiencia de desplazamiento y barrido volumétrico.

Se distinguen dos tipos de aproximación de saturación:

1. Segregada (tipo pistón): el frente se considera definido, con un salto abrupto de saturación de agua de S_{wi} a S_{wf} .
2. Difusa: el frente de saturación presenta un perfil continuo, donde la saturación cambia gradualmente, generando una transición más realista.

Método de Dake

El método de Dake es un enfoque simplificado de flujo fraccional que permite estimar la saturación promedio de agua y petróleo en la zona invadida, detrás del frente de agua, bajo la suposición de perfil tipo pistón. Es útil para estimaciones iniciales de recuperación secundaria por inyección de agua.

El método de Dake se basa en la velocidad promedio del frente y la saturación promedio en la zona invadida:

$$S_w^{\text{prom}} = \frac{1}{L_i} \int_0^{L_i} S_w(x) dx$$

L_i = longitud de la zona invadida.

$S_w(x)$ = saturación de agua en función de la distancia.

La velocidad del frente promedio:

$$v = \frac{q_t}{A\phi}$$

- q_t = caudal total.
- A = área transversal del flujo.
- ϕ = porosidad.

El flujo fraccional de agua:

$$f_w(S_w) = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{rw}/\mu_w + k_{ro}/\mu_o}$$

- k_{rw}, k_{ro} = permeabilidades relativas de agua y petróleo.
- μ_w, μ_o = viscosidades de agua y petróleo.

Saturaciones segregadas

En Dake, el frente de agua se considera abrupto (tipo pistón). La saturación promedio de agua en la zona invadida se aproxima por:

$$S_w^{\text{prom}} \approx \frac{S_{wi} + S_{wf}}{2}$$

- S_{wi} = saturación inicial de agua.

- S_{wf} = saturación de agua en el frente.

El método permite estimar saturación residual de petróleo promedio:

$$S_{or}^{prom} = 1 - S_w^{prom} - S_{omóvil}$$

Método de Welge

El método de Welge se centra en el frente de saturación difuso. Introduce una condición tangente para calcular la saturación crítica del frente S_{wf} , y permite determinar la velocidad exacta del frente de agua y el perfil continuo de saturación.

Condición de tangente

$$\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{wf}} = \frac{f_w(S_{wf}) - f_w(S_{wi})}{S_{wf} - S_{wi}}$$

- S_{wf} = saturación de agua en el frente.
- S_{wi} = saturación inicial de agua.
- $f_w(S_w)$ = flujo fraccional de agua.

Esta condición define un frente móvil con velocidad constante, que separa la zona invadida de la no invadida y permite predecir saturaciones difusas detrás del frente.

Velocidad del frente de agua

$$v_f = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{wf}}$$

- v_f = velocidad del frente de saturación.
- Esta velocidad es utilizada para calcular el tiempo de ruptura:

$$t_{bt} = \frac{L}{v_f}$$

- L = distancia entre inyector y productor.

Saturación difusa

El perfil de saturación detrás del frente se obtiene mediante:

$$x(S_w) = \frac{q_t}{A\phi} t \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_w}^{-1}$$

- $x(S_w)$ = posición de una saturación específica S_w a tiempo t .
- Esto permite representar la saturación de agua como función de la distancia desde el pozo inyector, generando un perfil continuo y realista.

Método combinado Dake-Welge

El método Dake–Welge combina las ventajas de ambos métodos:

1. Dake: estimación rápida de saturaciones promedio en la zona invadida (segregada, tipo pistón).
2. Welge: cálculo preciso del frente de agua y perfil de saturación difuso.

Procedimiento

1. **Zona invadida:**

Se calcula la saturación promedio con Dake:

$$S_w^{\text{prom}} = \frac{1}{L_i} \int_0^{L_i} S_w(x) dx$$

2. **Frente de saturación:**

Se determina S_{wf} mediante la condición tangente de Welge:

$$\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{wf}} = \frac{f_w(S_{wf}) - f_w(S_{wi})}{S_{wf} - S_{wi}}$$

3. **Velocidad del frente de agua:**

$$v_f = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{wf}}$$

4. **Tiempo de ruptura:**

$$t_{bt} = \frac{L}{v_f}$$

5. **Saturaciones segregadas y difusas:**

- **Segregadas:** saturación promedio en la zona invadida.
- **Difusas:** saturaciones en la transición hacia el frente.

6. **Eficiencia de desplazamiento:**

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}}$$

7. **Eficiencia de barrido volumétrica:**

$$E_V = E_A \cdot E_I$$

8. **Recobro incremental esperado:**

$$\Delta N = E_D \cdot E_V \cdot N_p$$

- E_A = eficiencia areal.
- E_I = eficiencia vertical.
- N_p = petróleo movilizable en la zona barrida.

9. Saturaciones segregadas y difusas

- La zona invadida se trata con una saturación promedio (segregada).
- El frente de agua y la zona de transición se calculan como saturación difusa, con un perfil continuo de $S_w(x)$.
- Esto permite predecir la saturación residual de petróleo y eficiencia de barrido real.

3. CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1. TIPO DE ESTUDIO

La investigación fue de tipo aplicada y descriptiva, con un enfoque cuantitativo y analítico, orientada a evaluar el comportamiento del frente de agua en la arena U inferior del campo Aguarico mediante el método de Dake–Welge y el desarrollo de un modelo computacional unidimensional Python Google Colab.

La población de estudio estuvo constituida por los datos petrofísicos y de fluidos del yacimiento U inferior del campo Aguarico, tales como porosidad, permeabilidad, saturaciones y viscosidades, obtenidos de informes técnicos y registros de pozo disponibles. A partir de esta información, se seleccionó una muestra representativa de secciones o intervalos característicos del reservorio que reflejen su heterogeneidad y permitan realizar el análisis del desplazamiento agua–petróleo.

3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA

Población:

La población de estudio estuvo conformada por el conjunto de unidades reservorio productivas del campo Aguarico. Estas unidades comprenden los diferentes niveles arenosos con potencial productivo, entre los cuales destacan las arenas U superior, U inferior y T inferior, en las que se han desarrollado actividades de explotación de hidrocarburos.

Muestra:

El tipo de muestreo aplicado fue no probabilístico por conveniencia, debido a que la selección de la muestra se basa en la disponibilidad y calidad de los datos existentes en la arena U inferior, más que en un proceso aleatorio de selección.

3.3.VARIABLES DE LA INVESTIGACIÓN

Variables Independientes	Tiempo de inyección.	Muestra el período continuo el cual se suministra el agua en la formación a través de los pozos inyectoros. Esta variable es clave, dado que el avance del frente de agua es proceso dinámico que se desarrolla secuencialmente a lo largo de la vida útil del proyecto.
	Volumen de inyección de agua.	Corresponde a la cantidad acumulada de agua que ingresa al reservorio, medida comúnmente en barriles. Este volumen desplaza de forma progresiva al petróleo original hacia los pozos productores, modificando las presiones y las saturaciones en el trayecto.
	Propiedades de los fluidos del reservorio.	Engloba los parámetros físicos propios del agua e hidrocarburos dentro de la arena U inferior, tales como la viscosidad del petróleo y del agua, el factor volumétrico y las densidades. Estas propiedades definen la viabilidad o complejidad con la que el agua puede desplazar al crudo en el medio poroso.
Variables Dependientes	Fracción de flujo de agua.	Es la relación entre el caudal de agua producido y el caudal total de fluidos en una sección determinada del reservorio. Este parámetro varía según el cambio de saturaciones y permite conocer el instante en que el agua llega a un punto específico del yacimiento.
	Saturación de agua promedio.	Representa el valor medio de la cantidad de agua presente en los poros de la roca dentro de la zona invadida. Su cálculo es fundamental para determinar cuánta porción de petróleo ha sido desplazada de los espacios vacíos del yacimiento.
	Eficiencia de desplazamiento.	Es la fracción de petróleo que ha sido recuperada de la zona del reservorio que ya fue contactada por el frente de agua. Esta variable permite medir el éxito técnico del proceso de inyección en el arena U Inferior y evaluar si el agua está barriendo el hidrocarburo de manera óptima.

Tabla 1 Variables de la investigación (Elaboración propia).

En cada proyecto de ingeniería de reservorios centrados en la recuperación secundaria, se requiere identificar y clasificar las variables involucradas en el fenómeno físico y así entender cómo se relacionan. En este estudio, el comportamiento del frente de invasión de agua se analiza por medio de variables independientes, que representan las condiciones de operación

y características del medio, y de variables dependientes que son los resultados calculados a partir de las ecuaciones analíticas del método de Dake-Welge.

3.4. ESTRUCTURA METODOLÓGICA

- Caracterización petrofísica y de fluidos, utilizando datos existentes para definir los parámetros de entrada del modelo.
- Aplicación del método analítico de Dake–Welge, para estimar la posición del frente de agua, la fracción de recobro y la eficiencia de desplazamiento.
- Desarrollo de un modelo computacional con lenguaje Python en Google Colab basado en las ecuaciones del método Dake Welge que permita visualizar la evolución de la saturación de agua en el yacimiento.
- Análisis e interpretación de resultados, comparando las curvas generadas con comportamientos teóricos esperados y estableciendo conclusiones sobre la eficiencia del proceso de desplazamiento en la arena U inferior.

Esta perspectiva metodológica permitió validar la aplicabilidad del modelo en condiciones reales del campo Aguarico y contribuir a una comprensión clara del proceso de inyección de agua en yacimientos maduros del Oriente ecuatoriano.

3.5. PROCEDIMIENTO DEL MODELO COMPUTACIONAL EN GOOGLE COLAB MEDIANTE EL MÉTODO DE DAKE-WELGE

Tras haber establecido los componentes metodológicos generales, es necesario precisar el procedimiento técnico detallado que se seguirá para la ejecución práctica del proyecto. Se detalla de manera secuencial la integración de las ecuaciones con el desarrollo del código informático.

Se llevó a cabo el desarrollo del modelo computacional utilizando el entorno de programación Google Colab basándose en la aplicación del método Dake-Welge para así evaluar el comportamiento del frente de agua en la arena U inferior del campo Aguarico.

Este procedimiento se ejecutó como se detalla a continuación, siguiendo cada diagrama de flujo en cada fase.

Fase 1: Interfaz gráfica y control numérico de variables de entrada

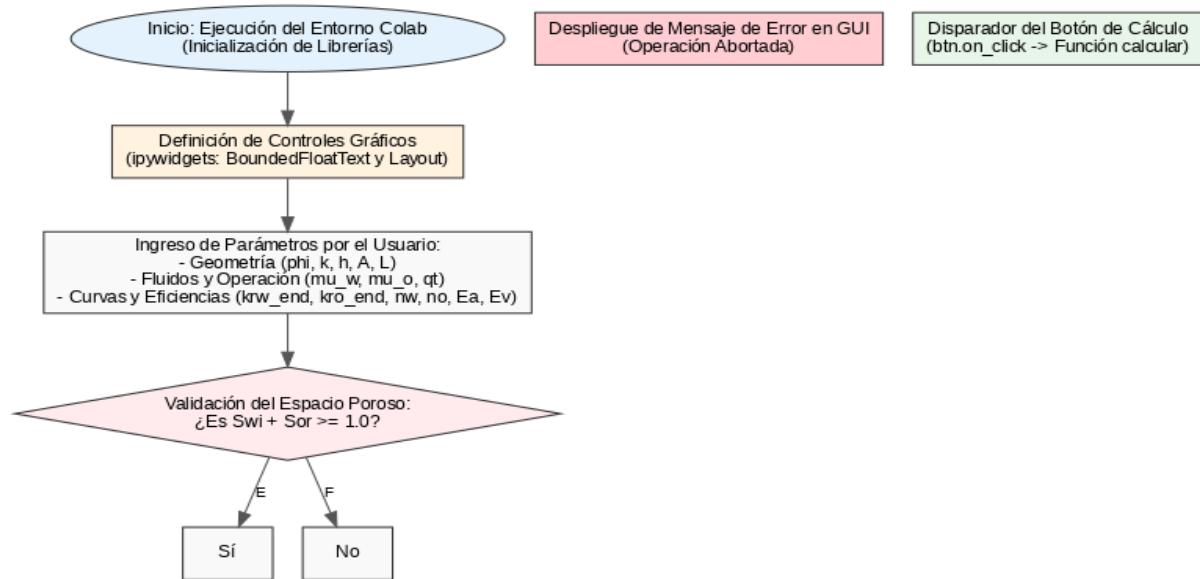


Figura 6 Control numérico de las variables de entrada (Elaboración propia).

Esta etapa inicial comprende el diseño de captura de información y los mecanismos de control que aseguran la validez física de las propiedades petrofísicas y geométricas ingresadas al sistema antes de iniciar las operaciones numéricas.

Descripción del diagrama de flujo:

- Diseño del entorno operativo: se diseñó una interfaz gráfica de usuario bidireccional integrada mediante controles numéricos de entradas del paquete ipywidgets en el entorno Google Colab, previniendo errores humanos en el ingreso de datos de ingeniería.

- Categorización de variables de reservorio: el sistema segmenta y ordena las variables de entrada en celdas lógicas que representan la geometría física de la arena U inferior, entre las que se incluyen, el área de flujo, longitud del bloque, espesor neto y sus propiedades de almacenamiento como la porosidad.
- Parámetros dinámicos de fluidos y flujo: se configuran controles para las viscosidades cinemáticas del petróleo y del agua, el caudal operativo de inyección en unidades de barriles de reservorio por día, y las saturaciones límite del sistema multifásico.
- Criterios de restricción lógica: el algoritmo ejecuta una función de verificación sistemática que impide la ejecución del simulador si la suma geométrica de la saturación inicial de agua y la saturación residual de petróleo iguala o supera la unidad, avalando la consistencia del espacio poroso disponible.

Fase 2: Caracterización del flujo fraccional y optimización numérica de Welge

Esta fase conforma el núcleo analítico del modelo, en la cual las ecuaciones de transporte multifásico en medios porosos se combinan con algoritmos de optimización para localizar las condiciones de saturación en el frente de invasión.

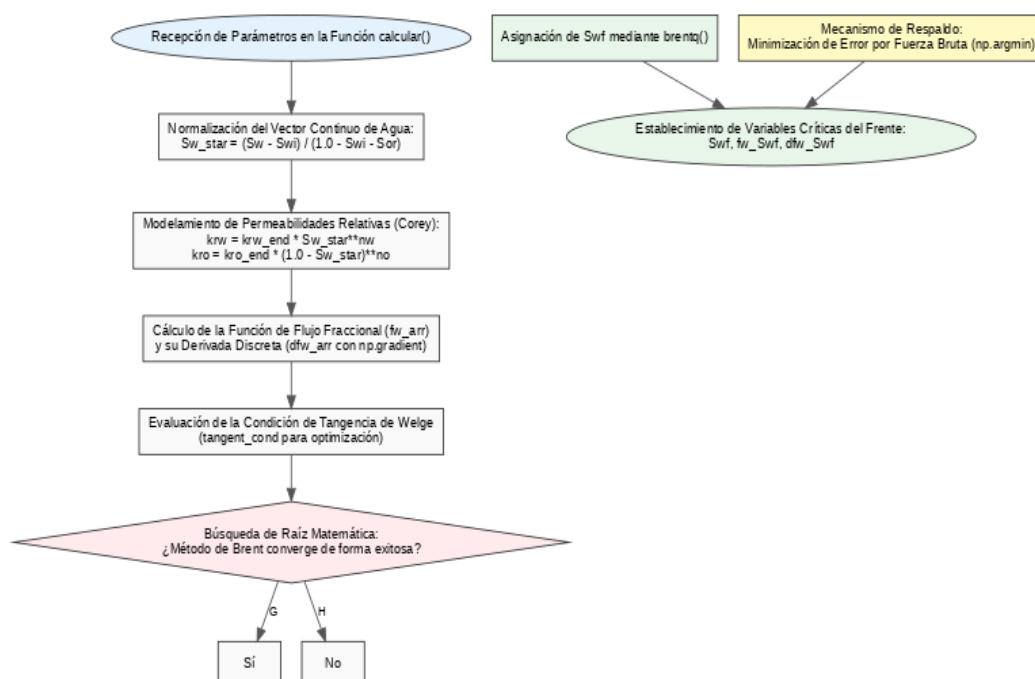


Figura 7 Núcleo analítico del modelo Welge (Elaboración propia).

Descripción del diagrama de flujo:

- Normalización del espacio de saturación: el simulador transforma el vector continuo de saturación de agua en un intervalo que varía específicamente entre cero y uno, aislando el efecto de las saturaciones irreducibles de las fases.
- Modelado exponencial de permeabilidades relativas: se programaron las ecuaciones constitutivas de Corey para estimar la capacidad de conducción relativa del agua y del petróleo, aplicando funciones de potencia regidas por los exponentes empíricos de la roca.
- Formulación matemática del flujo fraccional: combinando las permeabilidades relativas calculadas y la relación de viscosidades de los fluidos, el modelo proyecta el perfil de flujo fraccional de agua (f_w) y su derivada discreta respecto a la saturación a través del método de gradientes adyacentes.
- Resolución de la tangencia por el método de Brent: la determinación de la saturación en el frente de invasión (S_{wf}) se planteó como un problema de localización de raíces no lineales. Se aplica el algoritmo de Brent para hallar la intersección exacta de la recta tangente de Welge con la curva de flujo fraccional.
- Mecanismo de convergencia alterno: ante condiciones de inestabilidades numéricas en la derivada, el código activa un bucle secundario de optimización por fuerza bruta que escanea el espacio de soluciones y minimiza la diferencia absoluta de la pendiente, evitando el colapso del simulador.

Fase 3: Proyección cinemática del frente de agua y cuantificación de eficiencias de barrido.

En este bloque metodológico, las variables estáticas en el frente se proyectan en función del tiempo y del espacio para caracterizar el comportamiento hidrodinámico del desplazamiento de fluidos.

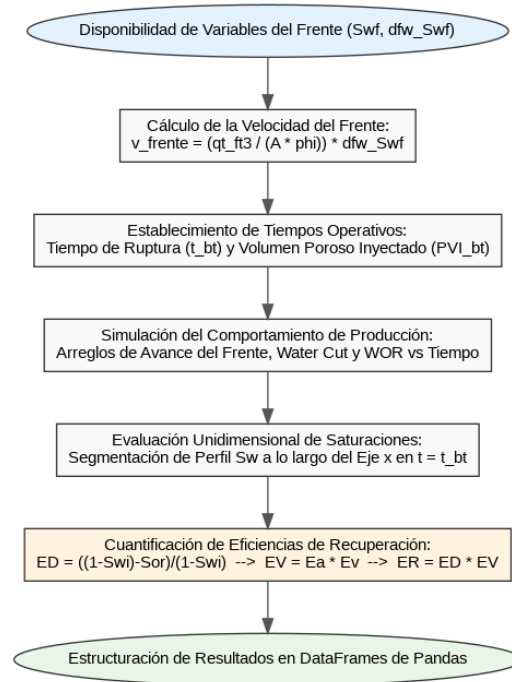


Figura 8 Modelado de la cinemática del frente de agua y eficiencia del barrido (Elaboración propia).

Descripción del diagrama de flujo:

- Determinación de la velocidad intersticial: a partir del caudal volumétrico total en unidades de pies cúbicos y el área porosa abierta al flujo, el algoritmo calcula la velocidad lineal de avance del frente de agua en la arena U inferior.
- Predicción del tiempo de ruptura (*breakthrough*): el modelo evalúa la relación espacial entre la longitud total del yacimiento y la velocidad del frente para establecer el tiempo exacto en días en que el agua alcanza las inmediaciones del pozo productor.

- Modelado del comportamiento post-ruptura: se programaron arreglos condicionales vectorizados que simulan el incremento del corte de agua (*water cut*) y la evolución de la relación agua-petróleo (WOR) una vez que el frente de invasión ha superado la longitud crítica del bloque.
- Segmentación del perfil unidimensional de saturación: el simulador genera matrices que representan la distribución física de la saturación de agua a lo largo del reservorio en el momento exacto de la ruptura, dividiendo el espacio entre la zona invadida y el banco de petróleo original.
- Balance analítico de eficiencias de recuperación: el modelo incorpora las ecuaciones de eficiencia de desplazamiento basadas en las saturaciones del frente, multiplicándolas internamente por los coeficientes de eficiencia areal y vertical introducidos en la interfaz para determinar el factor de recuperación final del proyecto.

Fase 4: Visualización multidimensional y automatización de reportes técnicos

La fase de cierre del modelo computacional procesa los arreglos de datos residentes en la memoria virtual para transformarlos en herramientas visuales de diagnóstico y bases de datos estructuradas exportables.

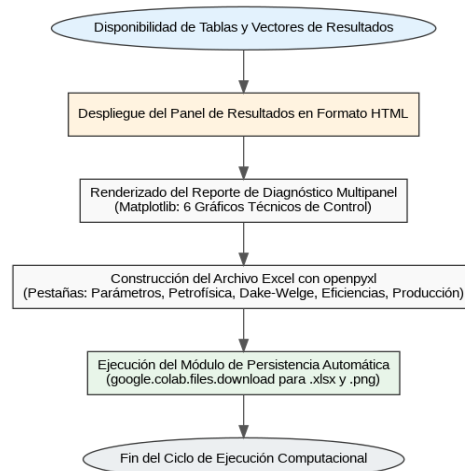


Figura 9 Cierre del modelado para visualización de reportes (Elaboración propia).

Descripción del diagrama de flujo:

- Configuración del entorno gráfico: se programó una secuencia de visualización que genera una plantilla de seis paneles específicos para la interpretación de los fenómenos de desplazamiento en la arena U inferior.
- Graficación de propiedades de flujo: las primeras secciones de la interfaz grafican simultáneamente la curva de flujo fraccional interactiva con su recta tangente de Welge y las curvas de intersección de permeabilidad relativa multifásica de Corey.
- Diagnóstico temporal de producción: el sistema procesa y despliega curvas cinemáticas que exponen la posición física del frente de agua respecto al tiempo, el perfil de saturación unidimensional a lo largo del yacimiento y la curva de incremento de la producción de agua en porcentaje.
- Módulo de balance visual: se incorporó un histograma de frecuencias que ilustra la degradación de las eficiencias desde la escala de laboratorio (desplazamiento) hasta la escala macroscópica de yacimiento (recuperación total).
- Automatización de la persistencia de datos: empleando librerías de gestión de datos estructurados, el algoritmo ejecuta correctamente todas las matrices generadas durante la simulación y las almacena en un archivo de formato Excel indexado por pestañas técnicas (parámetros, petrofísica, cálculos de Dake-Welge y datos de producción), ejecutando una orden de descarga directa desde el servidor hacia el almacenamiento local del usuario.

Por lo tanto, el modelo computacional desarrollado constituye una herramienta analítica estructurada y secuencial que integra las variables críticas de la arena U inferior para evaluar el avance hidrodinámico del fluido inyectado.

El flujo del algoritmo inicia con la captura y filtrado lógico de las propiedades del sistema roca-fluido en una interfaz gráfica. Continúa con la resolución matemática de las curvas de permeabilidad relativa y el cálculo del flujo fraccional a través del formalismo de Corey. Mediante la aplicación de subrutinas de optimización numérica, el simulador resuelve la condición de tangencia de Welge para definir de forma unívoca las propiedades del frente de invasión. Esto hace posible proyectar vectorialmente la velocidad de desplazamiento, el tiempo de ruptura, las curvas de producción de agua y los factores de recuperación volumétrica en el yacimiento. El procedimiento concluye de forma sistemática con el procesamiento de las matrices de datos para el renderizado de gráficos de diagnóstico técnico y la generación de reportes estructurados en hojas de cálculo, consolidando las bases operativas del software tal como se ilustra en el diagrama de flujo general del proceso.

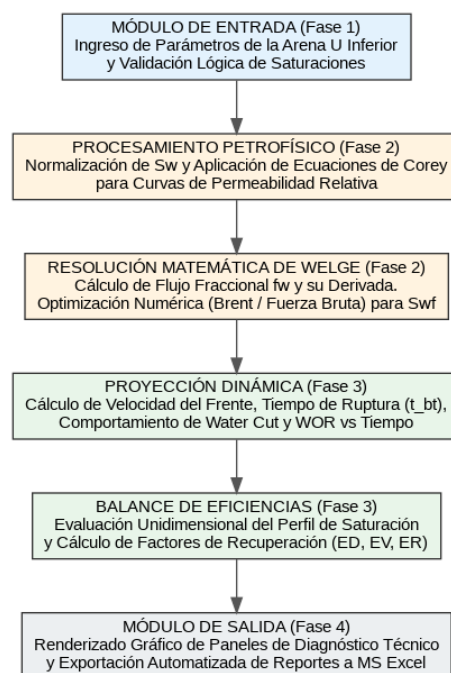


Figura 10 Diagrama de flujo general del proceso (Elaboración propia).

3.6.ADQUISICIÓN DE DATOS

Se ejecutó un proceso sistematizado de recopilar, filtrar y verificar toda la información técnica del campo Shushufindi-Aguarico y así garantizar la veracidad de los datos del análisis y simulaciones posteriores.

Categoría	Parámetro de entrada	Símbolo	Unidad	Valor
Geometría del yacimiento.	Porosidad.	Φ	Fracción	0,18
	Permeabilidad absoluta.	K	mD	1200
	Espesor neto.	H	ft	25
	Área de flujo.	A	ft ²	43560
Saturaciones iniciales.	Longitud del yacimiento.	L	ft	1000
	Saturación inicial de agua.	Swi	Fracción	0,20
	Saturación residual de petróleo.	Sor	Fracción	0,25
Propiedades de fluidos.	Viscosidad del agua.	μ_w	cP	0,50
	Viscosidad del petróleo.	μ_o	cP	3,81
Parámetros de operación.	Caudal de inyección.	Qiny	RB/día	800
	Permeabilidad relativa al agua en Sor.	krw(Sor)	Fracción	0,40
Permeabilidades relativas (Corey).	Permeabilidad relativa al petróleo en Swi.	kro(Swi)	Fracción	0,80
	Exponente de Corey del agua.	nw	Adimensional	2
	Exponente de Corey del petróleo.	no	Adimensional	2
Eficiencias de barrido.	Eficiencia areal.	Ea	Fracción	0,75
	Eficiencia vertical.	Ev	Fracción	0,80

Tabla 2 Adquisición de datos de la arena U inferior del campo Aguarico (Petroproducción, 2009).

4. CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. CARACTERIZACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE DESPLAZAMIENTO AGUA-PETRÓLEO EN LA ARENA U INFERIOR DEL CAMPO AGUARICO

Evaluación de la movilidad agua-petróleo y condiciones iniciales de desplazamiento.

Saturación de agua (S_w)	Permeabilidad relativa al agua (k_{rw})	Permeabilidad relativa al petróleo (k_{ro})	Movilidad del agua (λ_w)	Movilidad del petróleo (λ_o)	Relación de movilidad (M)	Flujo fraccional de agua (f_w)
0,2000	0,0000	0,8000	0,000000	0,209974	0,0000	0,0000
0,3146	0,0174	0,5014	0,034722	0,131598	0,2639	0,2088
0,4062	0,0562	0,3125	0,112500	0,082021	1,3716	0,5783
0,4521	0,0840	0,2347	0,168056	0,061607	2,7279	0,7318
0,7500	0,4000	0,0000	0,800000	0,000000	—	1,0000

Tabla 3 Movilidad agua-petróleo y condiciones iniciales de desplazamiento (Fuente Python Google Colab).

El comportamiento de la movilidad de las fases dentro de la arena U inferior del campo Aguarico permitió identificar la evolución del sistema agua-petróleo durante el desplazamiento. Los resultados obtenidos muestran una variación significativa de la capacidad de flujo de cada fase conforme incrementa la saturación de agua, modificando progresivamente las condiciones de desplazamiento dentro del medio poroso.

En la condición inicial del modelo, correspondiente a:

$$S_w = 0,20$$

Se obtuvo:

$$k_{rw} = 0$$

y:

$$k_{ro} = 0,80$$

Con una movilidad del agua igual a:

$$\lambda_w = 0$$

Mientras que la movilidad del petróleo alcanzó:

$$\lambda_o = 0,20997$$

La relación de movilidad inicial presentó un valor de:

$$M = 0$$

Este resultado evidencia que, al inicio del desplazamiento, la fase petróleo mantiene el control del flujo debido a que la fase acuosa aún no desarrolla una capacidad efectiva de desplazamiento dentro del sistema. Bajo estas condiciones, el agua inyectada comienza su avance sin generar una alteración inmediata en la distribución del flujo.

Conforme aumenta la saturación de agua, se observa una modificación progresiva de las condiciones de movilidad. Para una saturación:

$$S_w = 0,3146$$

La movilidad del agua alcanza:

$$\lambda_w = 0,03472$$

Mientras que la movilidad del petróleo disminuye hasta:

$$\lambda_o = 0,1316$$

Obteniéndose una relación:

$$M = 0,2639$$

Este comportamiento representa una etapa donde el agua incrementa su participación dentro del flujo, aunque mantiene una movilidad inferior a la del petróleo. La diferencia entre

ambas fases favorece un desplazamiento más uniforme, debido a que el agua no presenta todavía una dominancia hidráulica dentro del reservorio.

Sin embargo, al aproximarse a la zona correspondiente al avance del frente de agua, se identifica un cambio importante en el comportamiento de las movilidades. Para:

$$S_w = 0,4521$$

Los resultados muestran:

$$\lambda_w = 0,16806$$

Y:

$$\lambda_o = 0,06161$$

Alcanzando:

$$M = 2,73$$

El incremento de la relación de movilidad indica una transición hacia un escenario donde la fase acuosa presenta mayor capacidad de flujo que el petróleo. Esta condición tiene una influencia directa sobre el comportamiento del frente de invasión, debido a que el agua puede avanzar con mayor facilidad dentro de las zonas de mayor transmisibilidad del reservorio, reduciendo progresivamente la eficiencia del contacto con el petróleo remanente.

La tendencia observada se encuentra relacionada con la disminución de la permeabilidad relativa del petróleo durante el incremento de la saturación acuosa. La reducción de:

$$k_{ro} = 0,80 \rightarrow 0,2347$$

Representa una pérdida progresiva de la capacidad del petróleo para moverse, mientras que el incremento de:

$$k_{rw} = 0 \rightarrow 0,0840$$

Refleja una mayor participación de la fase agua dentro del sistema de flujo.

En la condición final evaluada:

$$S_w = 0,75$$

El modelo presenta:

$$k_{rw} = 0,40$$

Y:

$$k_{ro} = 0$$

Lo cual representa una etapa donde la producción está dominada completamente por la fase acuosa. Bajo este escenario, la movilidad del petróleo tiende a desaparecer, indicando que el volumen adicional de agua desplazante tendría una contribución limitada sobre la recuperación de hidrocarburos y estaría asociado principalmente con el incremento del corte de agua.

Análisis de las curvas de permeabilidad relativa mediante el modelo de Corey

Las curvas de permeabilidad relativa obtenidas para la arena U inferior del campo Aguarico muestran la variación de la capacidad de flujo de las fases agua y petróleo conforme cambia la saturación del sistema. El comportamiento observado permite identificar la redistribución progresiva del espacio poroso entre ambas fases durante el proceso de desplazamiento.

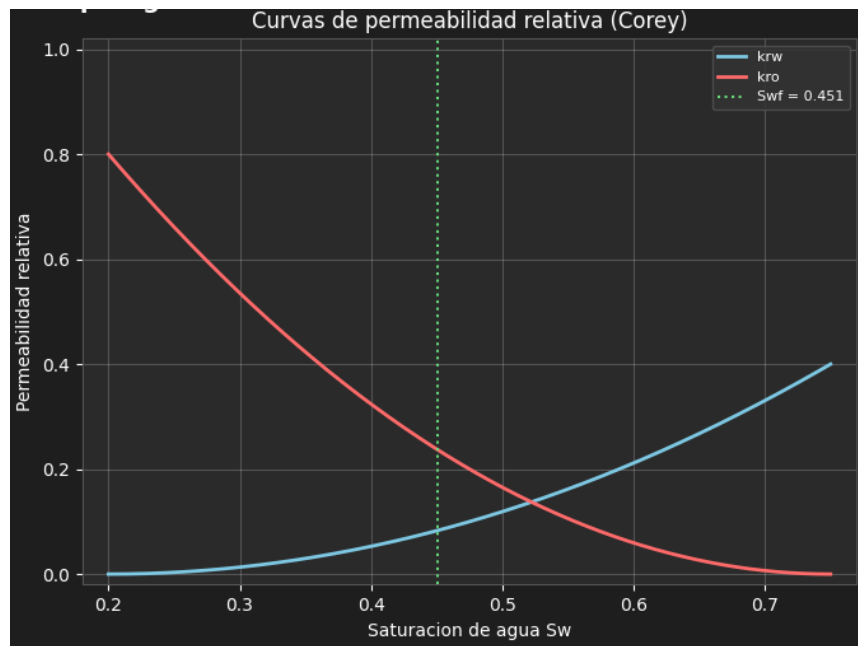


Figura 11 Curvas de permeabilidad relativa mediante modelo de Corey (Fuente Python Google Colab).

La curva correspondiente al petróleo presenta una tendencia decreciente desde un valor inicial de:

$$k_{ro} = 0,80$$

Para una saturación de agua de:

$$S_w = 0,20$$

Hasta alcanzar valores cercanos a cero cuando la saturación de agua se aproxima al límite superior evaluado:

$$S_w = 0,75$$

Este comportamiento indica una reducción progresiva de la capacidad del petróleo para ocupar los canales preferenciales de flujo, debido al incremento de la presencia de la fase acuosa dentro del medio poroso.

Por otro lado, la permeabilidad relativa del agua presenta una evolución ascendente con el incremento de la saturación acuosa. Inicialmente:

$$k_{rw} = 0$$

A condiciones de:

$$S_w = 0,20$$

Mientras que alcanza:

$$k_{rw} = 0,40$$

Para:

$$S_w = 0,75$$

La diferencia entre ambas tendencias refleja el intercambio gradual de dominancia hidráulica entre las fases presentes en el reservorio. En las primeras etapas del desplazamiento, la curva del petróleo mantiene valores superiores a la fase agua; sin embargo, ambas curvas presentan una zona de aproximación alrededor de:

$$S_w = 0,52$$

Donde ocurre la transición del comportamiento predominante del sistema.

El punto identificado mediante la saturación del frente:

$$S_{wf} = 0,451$$

Permite observar la condición del reservorio durante la propagación del frente de invasión. En esta zona, la permeabilidad relativa del petróleo presenta una disminución considerable respecto a su condición inicial, mientras que la fase agua comienza a adquirir una mayor participación dentro del flujo.

La forma de las curvas obtenidas mediante el modelo de Corey evidencia una distribución progresiva de las fases dentro del espacio poroso, donde el aumento de la saturación de agua genera una reducción de la capacidad del petróleo para mantener continuidad de flujo. Este comportamiento es característico de sistemas donde la invasión

acuosa modifica la conectividad efectiva de las fases y condiciona la respuesta productiva posterior del reservorio.

4.2. EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO FRACCIONAL MEDIANTE EL MÉTODO DAKE–WELGE

Análisis de la curva de flujo fraccional agua–petróleo en función de la saturación de agua

El comportamiento del flujo fraccional obtenido para la arena U inferior del campo Aguarico permitió analizar la evolución de la contribución de la fase agua dentro del flujo total durante el proceso de desplazamiento. La curva generada mediante el modelo Dake–Welge presenta una tendencia creciente conforme aumenta la saturación de agua, evidenciando la modificación progresiva de la distribución del flujo entre las fases presentes en el reservorio.

Para complementar el análisis de la curva obtenida, se seleccionaron puntos representativos del comportamiento del sistema durante las diferentes etapas del desplazamiento.

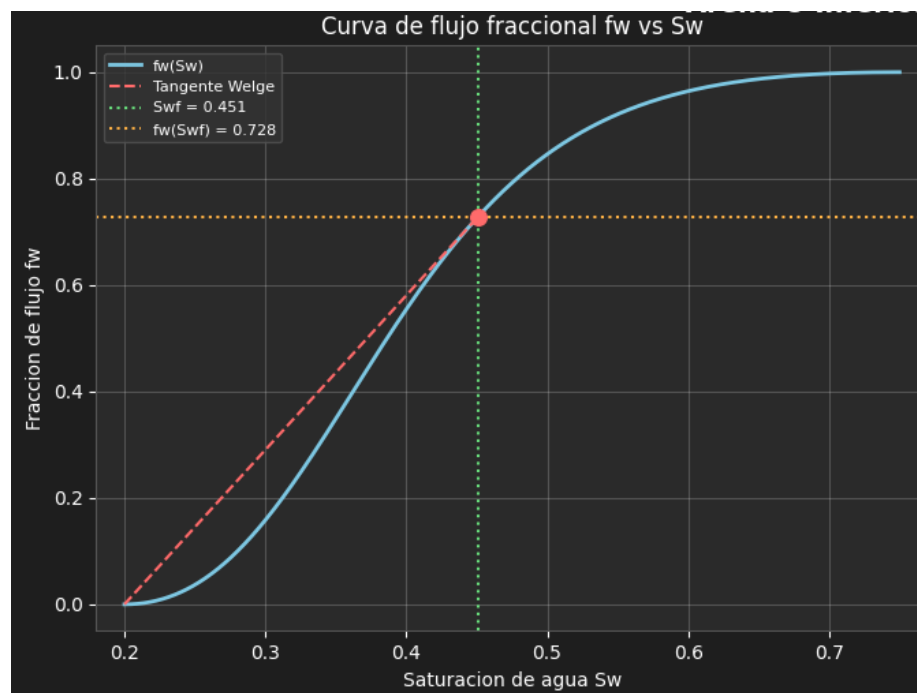


Figura 12 Curva de flujo fraccional agua-petróleo en función de la saturación de agua para la arena U inferior del campo Aguarico (Fuente Python Google Colab).

Saturación de agua, S_w	Flujo fraccional de agua, f_w	Derivada df_w/dS_w	Posición del frente, x frente (ft)
0,2000	0,0000	0,3120	107,49
0,3146	0,2088	3,6039	1000,00
0,3833	0,4878	4,0556	1000,00
0,4521	0,7318	2,8754	990,52
0,5208	0,8819	1,5679	540,12
0,7500	1,0000	0,0216	7,45

Tabla 4 Parámetros representativos de la curva de flujo fraccional agua-petróleo, (Fuente Python Google Colab).

En la etapa inicial del desplazamiento, correspondiente a:

$$S_w = 0,2000$$

La fracción de flujo de agua es:

$$f_w = 0$$

Indicando que la participación de la fase acuosa dentro del flujo total es prácticamente inexistente. Conforme aumenta la saturación de agua, la curva presenta un crecimiento progresivo, alcanzando:

$$f_w = 0,4878$$

Para:

$$S_w = 0,3833$$

Lo que evidencia una transición gradual en la distribución del flujo dentro del medio poroso.

El comportamiento más representativo de la curva se encuentra alrededor del punto determinado mediante el método Dake–Welge, donde:

$$S_{w_f} = 0,451$$

Y:

$$f_w(Sw_f) = 0,728$$

Este resultado indica que la condición del frente de desplazamiento se alcanza cuando la fase agua representa aproximadamente el 72,8 % del flujo total. La ubicación de este punto permite establecer la condición característica del avance frontal dentro del modelo analítico empleado.

A partir de este punto, la curva presenta una tendencia hacia valores cercanos a la unidad, alcanzando:

$$f_w = 1$$

Para:

$$Sw = 0,75$$

Lo cual representa una condición donde el flujo del sistema está dominado por la fase agua. La reducción de la pendiente de la curva en esta zona indica que incrementos adicionales de saturación generan cambios menores en la distribución del flujo, debido a que la fase acuosa ya ocupa una participación predominante.

Determinación de la saturación del frente de agua en la arena U inferior

La aplicación del criterio de tangencia de Welge permitió identificar la saturación correspondiente al frente de desplazamiento dentro del sistema analizado.

El valor obtenido fue:

$$Sw_f = 0,451$$

Con:

$$f_w = 0,728$$

Y:

$$\frac{df_w}{dS_w} = 2,8754$$

Este punto representa la condición crítica donde la variación del flujo fraccional presenta mayor influencia sobre la evolución del frente. La saturación obtenida indica que el agua requiere alcanzar aproximadamente un 45 % de saturación dentro del medio poroso para establecer la condición de propagación característica del frente.

La posición calculada del frente en esta condición fue:

$$x_f = 990,52 \text{ ft}$$

Mostrando que el avance del agua se encuentra próximo a completar la longitud considerada del modelo:

$$L = 1000 \text{ ft}$$

Interpretación del comportamiento del frente de desplazamiento bajo flujo segregado

El comportamiento obtenido mediante el modelo Dake–Welge muestra una evolución progresiva del frente de agua dentro de la arena U inferior del campo Aguarico. La variación del flujo fraccional evidencia que el desplazamiento no mantiene una distribución constante de fases, sino que presenta una transición conforme el agua incrementa su presencia dentro del sistema.

Los valores obtenidos muestran que la zona previa al frente presenta bajos valores de f_w , mientras que alrededor de la saturación crítica:

$$S_{w_f} = 0,451$$

Se produce un incremento importante de la participación acuosa dentro del flujo.

Posteriormente, al superar esta condición, la curva se aproxima progresivamente a valores cercanos a:

$$f_w = 1$$

Indicando que el desplazamiento evoluciona hacia una condición dominada por agua.

4.3. ANÁLISIS DEL AVANCE DEL FRENTE DE AGUA EN EL MODELO UNIDIMENSIONAL DE LA ARENA U INFERIOR

Evolución de la posición del frente de agua con respecto al tiempo de inyección

El avance del frente de agua obtenido mediante el modelo unidimensional permitió evaluar la evolución espacial del desplazamiento dentro de la arena U inferior del campo Aguarico. Los resultados muestran el comportamiento de la posición del frente conforme transcurre el tiempo de inyección, permitiendo identificar la etapa de propagación inicial y el momento en el cual el frente alcanza la longitud considerada del sistema.

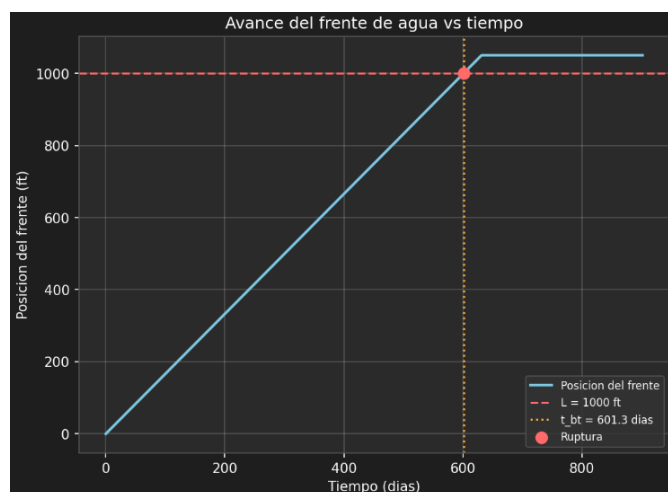


Figura 13 Evolución de la posición del frente de agua en función del tiempo de inyección para la arena U inferior del campo Aguarico (Fuente Python Google Colab)

Para el análisis del comportamiento espacial del frente se seleccionaron los valores representativos obtenidos durante la simulación.

Saturación de agua (S_w)	Flujo fraccional de agua (f_w)	Gradiente del flujo fraccional (df_w/dS_w)	Posición del frente (ft)
0,2000	0,0000	0,3120	107,49
0,2688	0,0721	2,2193	764,53
0,3604	0,3925	4,1544	1000,00
0,4292	0,6603	3,3471	1000,00
0,4521	0,7318	2,8754	990,52
0,5438	0,9137	1,2332	424,81
0,7500	1,0000	0,0216	7,45

Tabla 5 Parámetros representativos del avance del frente de agua, (Fuente Google Colab).

Los resultados muestran que durante la etapa inicial del desplazamiento el frente presenta un crecimiento progresivo de su posición dentro del medio poroso. Para una condición inicial de:

$$S_w = 0,20$$

La posición calculada del frente corresponde a:

$$x_f = 107,49 \text{ ft}$$

Indicando una etapa temprana de invasión dentro del sistema.

Con el incremento del tiempo de inyección, el frente presenta un desplazamiento continuo hasta alcanzar aproximadamente la longitud total considerada del modelo:

$$L = 1000 \text{ ft}$$

Alcanzando esta condición alrededor de valores intermedios de saturación. En este punto se observa que el frente ha recorrido completamente la longitud del sistema analizado, representando la llegada del fluido inyectado hacia la zona productora.

Posteriormente, el comportamiento del frente presenta una disminución de la posición calculada conforme aumenta la saturación de agua. Este resultado corresponde a la evolución

posterior al avance frontal, donde la distribución de saturaciones dentro del modelo modifica la ubicación relativa del frente y representa la transición hacia una condición con mayor presencia de agua dentro del sistema.

Estimación del tiempo de ruptura del agua (water breakthrough) en el sistema productor

El modelo unidimensional aplicado a la arena U inferior del campo Aguarico permitió establecer el tiempo requerido para que el frente de agua alcance la longitud total del sistema analizado, determinando la condición correspondiente a la ruptura del agua en la zona productora.

El resultado obtenido fue:

$$t_{bt} = 601,3 \text{ días}$$

Con una posición del frente:

$$x_f = 1000 \text{ ft}$$

La llegada del frente a la longitud total del modelo indica que el desplazamiento del agua ha completado su recorrido dentro del intervalo evaluado. Este resultado establece que, bajo las condiciones de inyección consideradas, el agua requiere aproximadamente 601 días para alcanzar la zona productora de la arena U inferior.

Durante la etapa previa a la ruptura, el desplazamiento del agua ocurre dentro del volumen del reservorio sin representar una contribución directa al flujo producido. En esta fase, el frente continúa avanzando a través del medio poroso mientras modifica progresivamente la distribución de fluidos dentro del sistema.

Una vez alcanzado el tiempo de ruptura, se establece una nueva condición operacional, debido a que el fluido inyectado comienza a tener presencia en el pozo productor. Este evento

representa un punto de referencia para el análisis posterior del comportamiento productivo, ya que después de la llegada del agua pueden presentarse modificaciones en la composición de los fluidos producidos y en la respuesta del sistema de recuperación secundaria.

El tiempo de *breakthrough* obtenido permite definir una ventana temporal para el seguimiento del desempeño del proceso de inyección en la arena U inferior del campo Aguarico. A partir de este resultado, se puede evaluar la evolución posterior del desplazamiento, considerando parámetros como el incremento del corte de agua, la eficiencia del barrido y la capacidad del sistema para mantener la recuperación de petróleo después de la irrupción del agua.

Análisis del comportamiento del perfil de saturación durante el desplazamiento agua–petróleo

El análisis del perfil de saturación permitió evaluar la distribución de la fase agua dentro del modelo unidimensional durante el proceso de desplazamiento en la arena U inferior del campo Aguarico. Los resultados obtenidos muestran la variación de la saturación acuosa a lo largo del medio poroso como consecuencia del avance progresivo del frente de invasión.

La condición correspondiente al frente de desplazamiento fue determinada mediante:

$$Sw_f = 0,451$$

Este valor representa la saturación de agua asociada con la zona donde ocurre la transición principal entre el sector del reservorio con menor influencia del fluido inyectado y la región afectada directamente por el avance acuoso.

El comportamiento obtenido evidencia que la distribución de agua dentro del modelo no permanece constante durante el desplazamiento. La zona alcanzada por el fluido inyectado

presenta un incremento progresivo de saturación, mientras que las regiones aún no contactadas mantienen condiciones cercanas al estado inicial del reservorio.

La evolución de la saturación permite identificar la presencia de una zona de transición alrededor del frente, donde ocurre la modificación más significativa de las condiciones del sistema agua–petróleo. En esta región se concentra el cambio asociado al desplazamiento del petróleo por el agua, definiendo la ubicación dinámica del frente dentro del modelo.

A medida que el frente avanza hacia la zona productora, la distribución de saturaciones refleja la propagación del fluido inyectado dentro del volumen de roca evaluado. Esta evolución está directamente relacionada con el tiempo de inyección y con la posición alcanzada por el frente durante el proceso de recuperación secundaria.

4.4. EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE DESPLAZAMIENTO EN LA ARENA U INFERIOR DEL CAMPO AGUARICO

La evaluación de las eficiencias obtenidas mediante el modelo analítico permitió cuantificar el desempeño del desplazamiento agua–petróleo en la arena U inferior del campo Aguarico, considerando la interacción entre el volumen contactado por el fluido inyectado y la capacidad del sistema para movilizar el petróleo presente en el reservorio.

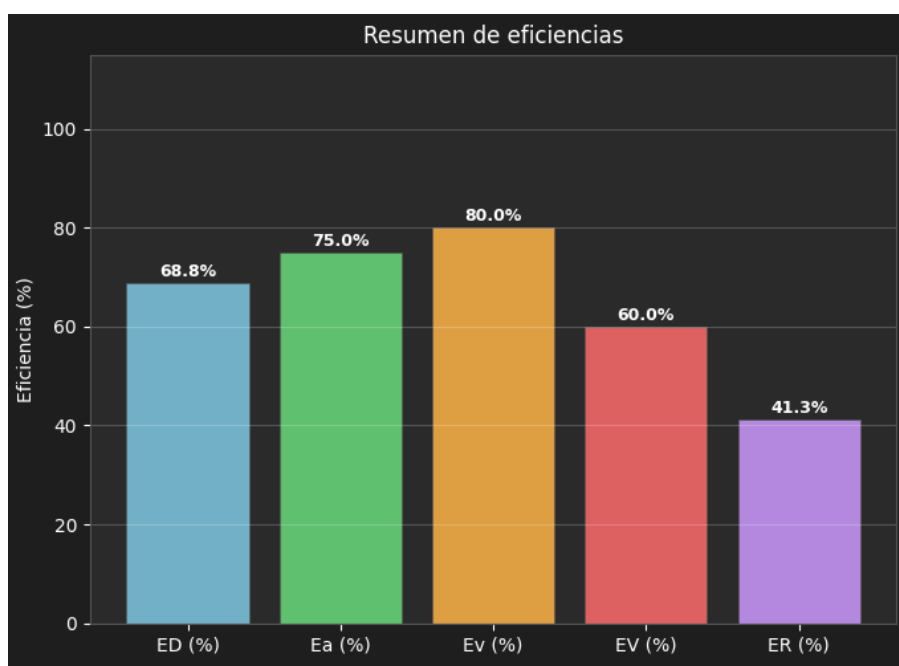


Figura 14 Resumen de las eficiencias obtenidas durante el desplazamiento agua-petróleo en la arena U inferior del campo Aguarico (Fuente Python Google Colab).

Los resultados obtenidos muestran los siguientes valores:

EFICIENCIAS	SÍMBOLO	RESULTADO
Eficiencia de desplazamiento microscópico	ED	68,8
Eficiencia de barrido areal	Ea	75,0
Eficiencia de barrido vertical	Ev	80,0
Eficiencia volumétrica	EV	60,0
Eficiencia global de recuperación	ER	41,3

Tabla 6 Resultados de eficiencia del proceso de desplazamiento (Fuente Python Google Colab).

Análisis de la eficiencia de desplazamiento microscópico

La eficiencia de desplazamiento microscópico obtenida para la arena U inferior del campo Aguarico fue:

$$ED = 68,8\%$$

Este resultado representa la fracción del petróleo móvil que logra ser desplazada dentro de la zona contactada por el agua durante el proceso de inyección.

El valor obtenido indica que, bajo las condiciones evaluadas, existe una recuperación parcial del petróleo presente en el volumen afectado por el desplazamiento. La diferencia respecto a una condición ideal de desplazamiento se encuentra asociada a la presencia de petróleo remanente dentro del medio poroso, el cual permanece atrapado debido a las condiciones de saturación alcanzadas durante el proceso.

El resultado evidencia que el contacto entre ambas fases permite movilizar una proporción importante del hidrocarburo desplazable; sin embargo, una parte del petróleo permanece dentro de la estructura porosa después del paso del frente acuoso.

Evaluación de la eficiencia de barrido areal y vertical

Los resultados obtenidos para las eficiencias de barrido fueron:

$$Ea = 75\%$$

y:

$$Ev = 80\%$$

La eficiencia areal indica que el desplazamiento alcanza aproximadamente tres cuartas partes del área considerada en el modelo, evidenciando que una parte del volumen lateral del reservorio no participa completamente en el contacto con el fluido inyectado.

Por otra parte, la eficiencia vertical presenta un valor superior:

$$Ev = 80\%$$

Lo que muestra un mejor comportamiento del desplazamiento a través del espesor evaluado. Esta diferencia entre ambas eficiencias indica que, dentro del modelo considerado, la distribución vertical del fluido presenta un comportamiento más favorable respecto a la extensión lateral del barrido.

La combinación de ambas eficiencias permite establecer que el proceso no solo depende del desplazamiento dentro de la zona contactada, sino también de la capacidad del fluido inyectado para alcanzar una mayor proporción del volumen disponible del reservorio.

Determinación de la eficiencia global de recuperación del modelo analítico

La eficiencia global de recuperación obtenida mediante la integración de los parámetros del modelo fue:

$$ER = 41,3\%$$

Este resultado representa la respuesta final del sistema considerando las limitaciones asociadas al desplazamiento y al volumen efectivamente contactado durante el proceso.

El valor obtenido muestra que aproximadamente el 41,3 % del volumen de petróleo inicialmente disponible bajo las condiciones evaluadas puede ser recuperado mediante el mecanismo de desplazamiento analizado. La diferencia respecto al volumen original se relaciona con las restricciones propias del proceso, donde no todo el petróleo presente en el reservorio participa de manera efectiva en el flujo hacia el pozo productor.

En conjunto, los resultados de eficiencia obtenidos permiten establecer el desempeño global del desplazamiento agua–petróleo en la arena U inferior del campo Aguarico y proporcionan una base técnica para analizar posteriormente el comportamiento del corte de agua y las condiciones operativas asociadas al proceso de recuperación secundaria.

4.5. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE AGUA DURANTE EL DESPLAZAMIENTO

El comportamiento del corte de agua (Water Cut) fue evaluado para identificar la respuesta del sistema productor durante y después del desplazamiento del frente acuoso en la arena U inferior del campo Aguarico. Este parámetro permitió analizar la variación de la composición del fluido producido a medida que el agua inyectada alcanza la zona productora.

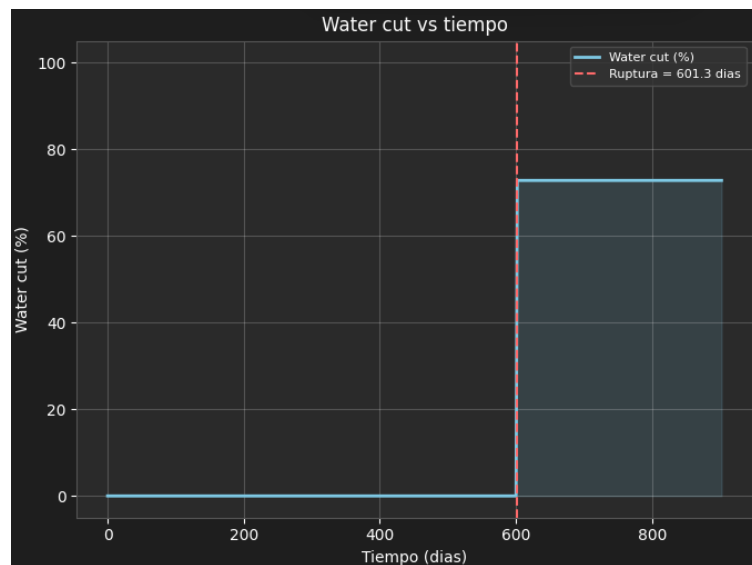


Figura 15 Evolución del corte de agua (Water Cut) durante el desplazamiento agua-petróleo en la arena U inferior del campo Aguarico (Fuente Python Google Colab).

Evolución del corte de agua (Water Cut) antes y después del breakthrough

Los resultados obtenidos muestran que antes del tiempo de ruptura:

$$t_{bt} = 601,3 \text{ días}$$

El corte de agua permanece en:

$$WC = 0\%$$

Indicando que durante esta etapa la producción corresponde principalmente a la fase petróleo, sin presencia significativa de agua proveniente del fluido inyectado.

Posterior al alcance del frente en la zona productora, se observa un incremento inmediato del corte de agua hasta aproximadamente:

$$WC = 72,8\%$$

Este cambio representa la transición hacia una condición productiva donde la fase acuosa comienza a tener una participación predominante dentro del fluido producido.

El incremento del Water Cut posterior al breakthrough refleja la modificación de la respuesta del pozo productor debido a la llegada del agua inyectada, generando una diferencia marcada entre la etapa previa y posterior a la ruptura.

Relación entre el avance del frente de agua y la producción de fluidos

El comportamiento del corte de agua presenta una relación directa con el desplazamiento del frente obtenido mediante el modelo unidimensional. Durante el período inicial de inyección, el avance del agua ocurre dentro del volumen del reservorio sin afectar la composición del fluido producido.

Una vez que el frente alcanza la zona productora alrededor de:

$$t = 601,3 \text{ días}$$

Se produce un cambio en la respuesta del sistema, evidenciado por el aumento del porcentaje de agua producido.

El resultado obtenido muestra que la llegada del frente constituye el punto de transición entre una etapa dominada por producción de petróleo y una etapa donde la producción presenta una mayor participación de agua.

La diferencia observada entre ambas etapas permite establecer la relación temporal entre el comportamiento del frente dentro del reservorio y la respuesta registrada en producción.

Implicaciones técnicas del incremento del corte de agua en la arena U inferior

El incremento del corte de agua hasta:

$$WC = 72,8\%$$

Representa un cambio significativo en las condiciones operativas del sistema productor de la arena U Inferior. A partir de este comportamiento, la producción requiere un seguimiento continuo debido al aumento de la proporción de agua dentro del fluido producido.

Desde el punto de vista operativo, este resultado permite establecer que después de la ruptura del agua es necesario considerar estrategias orientadas al manejo de fluidos producidos, evaluación de la capacidad de levantamiento y seguimiento del desempeño del proceso de inyección.

El comportamiento obtenido mediante el modelo analítico proporciona una referencia para identificar el momento en el cual la producción comienza a estar influenciada por la llegada del agua, permitiendo establecer criterios técnicos para el control y monitoreo del proceso de recuperación secundaria en la arena U inferior del campo Aguarico.

4.6. RESULTADOS DEL MODELO DAKE–WELGE APLICADO A LA ARENA U INFERIOR DEL CAMPO AGUARICO

La aplicación del modelo analítico Dake–Welge permitió representar el comportamiento del desplazamiento agua–petróleo en la arena U inferior del campo Aguarico, integrando la evolución del frente de invasión, la distribución del flujo y la respuesta esperada del sistema productor. Los resultados obtenidos permiten establecer una visión global del desempeño del proceso de recuperación secundaria bajo las condiciones evaluadas.

Análisis del desempeño del desplazamiento agua–petróleo obtenido mediante el modelo analítico

El modelo desarrollado permitió describir la dinámica del desplazamiento dentro de un sistema unidimensional representativo de la arena U Inferior. Los resultados obtenidos muestran que el avance del fluido inyectado mantiene una evolución dependiente de la distribución de saturaciones y de las condiciones hidráulicas establecidas en el reservorio.

La condición del frente de agua determinada mediante el método Dake–Welge:

$$Sw_f = 0,451$$

Establece el punto característico del avance del agua dentro del medio poroso. A partir de esta condición, el modelo representa la transición entre una etapa donde el desplazamiento ocurre dentro del volumen del reservorio y una etapa posterior donde la llegada del agua modifica la respuesta del sistema productor.

El tiempo estimado para alcanzar la zona productora:

$$t_{bt} = 601,3 \text{ días}$$

Permite establecer la evolución temporal del proceso y definir el momento en el cual la inyección comienza a reflejarse directamente en la producción.

De manera integral, el comportamiento obtenido indica que el modelo analítico representa adecuadamente la evolución del desplazamiento agua–petróleo para las condiciones planteadas, permitiendo relacionar la propagación del frente con la respuesta esperada del reservorio durante el proceso de recuperación secundaria.

Evaluación del potencial de recuperación y eficiencia de barrido del reservorio

La evaluación conjunta de las eficiencias obtenidas permitió determinar el desempeño global del proceso de desplazamiento en la arena U inferior.

Los resultados principales fueron:

$$ED = 68,8\%$$

$$Ea = 75\%$$

$$Ev = 80\%$$

$$ER = 41,3\%$$

Estos valores muestran que el sistema presenta una capacidad importante de contacto entre el fluido inyectado y el volumen de reservorio evaluado, especialmente en la distribución vertical del desplazamiento. Sin embargo, la eficiencia global obtenida refleja que una parte del volumen de petróleo permanece sin recuperar debido a las limitaciones propias del proceso de desplazamiento.

La diferencia entre las eficiencias individuales y la eficiencia global evidencia que el desempeño final del proceso no depende únicamente de la capacidad del agua para movilizar petróleo, sino también del volumen efectivamente contactado durante el avance del frente.

Criterios técnicos para el manejo de inyección y control del avance del agua

Los resultados obtenidos mediante el modelo analítico permiten establecer criterios técnicos para el seguimiento del proceso de recuperación secundaria en la arena U inferior del campo Aguarico.

El tiempo de ruptura calculado:

$$t_{bt} = 601,3 \text{ días}$$

Representa un parámetro de referencia para anticipar cambios en el comportamiento productivo y establecer acciones de monitoreo antes y después de la llegada del agua al sistema productor.

Considerando el incremento del corte de agua posterior al *breakthrough*:

$$WC = 72,8\%$$

Se requiere mantener un control permanente de las condiciones operativas, debido a que una mayor presencia de agua puede modificar la capacidad productiva del sistema y afectar la eficiencia económica del proceso.

Con base en los resultados obtenidos, los principales criterios técnicos asociados al manejo del proceso son:

- Seguimiento continuo de la evolución del corte de agua después de la ruptura.
- Evaluación periódica del comportamiento del frente mediante indicadores de producción.
- Control de las condiciones de inyección para evitar incrementos acelerados de la producción de agua.
- Análisis de alternativas de control de movilidad en caso de requerirse una mejora del barrido.

5. CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- La caracterización de las propiedades petrofísicas y de fluidos de la arena U inferior del campo Aguarico permitió establecer los parámetros base para representar el desplazamiento agua–petróleo mediante el modelo analítico Dake–Welge. Las condiciones iniciales del sistema muestran un reservorio con características adecuadas para la aplicación de recuperación secundaria mediante inyección de agua, donde la distribución de saturaciones, propiedades de roca y comportamiento de los fluidos controlan la respuesta del proceso.
- La aplicación del método Dake–Welge permitió determinar la condición característica del frente de agua en la arena U inferior del campo Aguarico, identificando una saturación de frente asociada al avance del fluido inyectado dentro del modelo unidimensional. Los resultados obtenidos permitieron establecer la relación entre la evolución del flujo fraccional, la propagación del frente y la respuesta esperada del sistema productor durante el proceso de desplazamiento dando como resultado la eficiencia de recuperación un 41.3 %.
- El modelo computacional unidimensional desarrollado permitió estimar la evolución espacial del frente de agua y determinar el tiempo requerido para alcanzar la zona productora. El tiempo de ruptura obtenido constituye un indicador técnico para evaluar el comportamiento posterior del proceso, debido a que representa el cambio entre una etapa de desplazamiento dentro del reservorio y una etapa donde la producción comienza a presentar influencia directa del agua inyectada.
- Los resultados obtenidos muestran que el desempeño de la inyección de agua en la arena U inferior del campo Aguarico depende de la interacción entre propiedades

petrofísicas, movilidad de fases, distribución de saturaciones y eficiencia de barrido. Adicionalmente, en una aplicación de campo deben considerarse factores como heterogeneidad del reservorio, variaciones de transmisibilidad, comunicación vertical entre capas, arreglo de pozos, efectos gravitacionales y fenómenos de histéresis asociados a los ciclos de drenaje e imbibición.

5.2. RECOMENDACIONES

- Realizar análisis de sensibilidad de la tasa de inyección de agua para determinar su influencia sobre la velocidad de avance del frente, tiempo de ruptura y eficiencia del desplazamiento, buscando establecer condiciones operativas que permitan maximizar la recuperación de petróleo y reducir incrementos prematuros de producción de agua.
- Complementar el modelo analítico Dake–Welge con simulación numérica de reservorio considerando heterogeneidad vertical y lateral, distribución real de permeabilidades, propiedades roca–fluido y geometría del arreglo de pozos, con el propósito de evaluar efectos que no pueden representarse completamente mediante un modelo unidimensional.
- Incorporar curvas de histéresis de permeabilidad relativa en futuros estudios para representar de mejor manera los cambios asociados a los procesos de imbibición durante la inyección de agua y su influencia sobre la distribución de saturaciones dentro del reservorio.
- Evaluar diferentes configuraciones de arreglo de pozos de inyección y producción para determinar su efecto sobre la eficiencia areal del barrido y el volumen de reservorio contactado, considerando que la distribución espacial de los pozos influye directamente en la eficiencia del proceso de recuperación secundaria.

ANEXOS

Manual de usuario

En este presente manual se presenta en pantalla la manera de usar el modelo computacional desarrollado en el **modelo computacional Python Google Colab**.

La interfaz que se ilustra es donde el usuario deberá ingresar los datos del yacimiento.

Modelo computacional python google colab.ipynb

Archivo Editar Ver Insertar Entorno de ejecución Herramientas Ayuda

Comandos + Código + Texto Ejecutar todo

Modelo Dake-Welge / Buckley-Leverett

Arena U Inferior - Campo Aguarico

GEOMETRIA DEL YACIMIENTO

Porosidad (fraccion):	0,18
Permeabilidad (mD):	1200
Espesor neto (ft):	25
Area de flujo (ft ²):	43560
Longitud yacimiento (ft):	1000

SATURACIONES

Saturacion inicial agua Swi:	0,2
Saturacion residual petroleo Sor:	0,25

VISCOSIDADES

Viscosidad agua (cp):	0,5
Viscosidad petroleo (cp):	3,81

CAUDAL DE INYECCION

Caudal de inyeccion (RB/day):	800
-------------------------------	-----

PERMEABILIDADES RELATIVAS (COREY)

krw en Sor (krw_end):	0,4
kro en Swi (kro_end):	0,8
Exponente Corey agua (nw):	2
Exponente Corey petroleo (no):	2

EFICIENCIAS DE BARRIDO

Eficiencia areal Ea:	0,75
Eficiencia vertical Ev:	0,8

Calcular

Figura 16 Prototipo de interfaz del software desarrollado en Python mediante Google Colab

Al darle clic al botón CALCULAR para la ejecución se puede visualizar en el modelo los **resultados Dake-Welge**.

Además, automáticamente se descargarán los resultados en tablas en Microsoft Excel con los nombres (**dake_welge_campo_aguarico**) donde se muestran los valores de mayor importancia obtenidos luego de la simulación, el usuario no debe modificar ningún valor de estas tablas.



Figura 17 Resultados obtenidos mediante la ejecución del prototipo desarrollado en Python Google Colab.

Se muestra todos los valores para el análisis de curvas de permeabilidad relativa y flujo fraccional.

	Sw	krw	kro	lambda_w	lambda_o	M (lw/lo)	fw	dfw/dSw	x_frente (ft)
0	0.2000	0.0000	0.8000	0.000000	0.209974	0.000000e+00	0.0000	0.3120	107.49
1	0.2229	0.0007	0.7347	0.001389	0.192840	7.200000e-03	0.0072	0.6660	229.44
2	0.2458	0.0028	0.6722	0.005556	0.176436	3.150000e-02	0.0305	1.4181	488.50
3	0.2688	0.0063	0.6125	0.012500	0.160761	7.780000e-02	0.0721	2.2193	764.53
4	0.2917	0.0111	0.5556	0.022222	0.145815	1.524000e-01	0.1322	2.9808	1000.00
5	0.3146	0.0174	0.5014	0.034722	0.131598	2.639000e-01	0.2088	3.6039	1000.00
6	0.3375	0.0250	0.4500	0.050000	0.118110	4.233000e-01	0.2974	4.0079	1000.00
7	0.3604	0.0340	0.4014	0.068056	0.105351	6.460000e-01	0.3925	4.1544	1000.00
8	0.3833	0.0444	0.3556	0.088889	0.093322	9.525000e-01	0.4878	4.0556	1000.00
9	0.4062	0.0562	0.3125	0.112500	0.082021	1.371600e+00	0.5783	3.7631	1000.00
10	0.4292	0.0694	0.2722	0.138889	0.071449	1.943900e+00	0.6603	3.3471	1000.00
11	0.4521	0.0840	0.2347	0.168056	0.061607	2.727900e+00	0.7318	2.8754	990.52
12	0.4750	0.1000	0.2000	0.200000	0.052493	3.810000e+00	0.7921	2.4012	827.19
13	0.4979	0.1174	0.1681	0.234722	0.044109	5.321400e+00	0.8418	1.9593	674.96
14	0.5208	0.1361	0.1389	0.272222	0.036454	7.467600e+00	0.8819	1.5679	540.12
15	0.5438	0.1562	0.1125	0.312500	0.029528	1.058330e+01	0.9137	1.2332	424.81
16	0.5667	0.1778	0.0889	0.355556	0.023330	1.524000e+01	0.9384	0.9540	328.64
17	0.5896	0.2007	0.0681	0.401389	0.017862	2.247120e+01	0.9574	0.7252	249.83
18	0.6125	0.2250	0.0500	0.450000	0.013123	3.429000e+01	0.9717	0.5401	186.05
19	0.6354	0.2507	0.0347	0.501389	0.009113	5.501640e+01	0.9821	0.3916	134.89
20	0.6583	0.2778	0.0222	0.555556	0.005833	9.525000e+01	0.9896	0.2733	94.13
21	0.6813	0.3063	0.0125	0.612500	0.003281	1.866900e+02	0.9947	0.1795	61.82
22	0.7042	0.3361	0.0056	0.672222	0.001458	4.610100e+02	0.9978	0.1054	36.32
23	0.7271	0.3674	0.0014	0.734722	0.000365	2.015490e+03	0.9995	0.0472	16.27
24	0.7500	0.4000	0.0000	0.800000	0.000000	8.000000e+11	1.0000	0.0216	7.45

Figura 18 Resultados generados por el programa desarrollado en Python para el análisis de curvas de permeabilidad relativa y flujo fraccional

Se muestra los gráficos del modelo Dake-Welge / Buckley-Leverett arena U inferior-campo Aguarico como:

- Gráfica de fracción de flujo (f_w) vs saturación de agua (sw), en la cual mediante la tangente se ubica el punto de ruptura.
- Curvas de permeabilidad relativa (Corey).
- Avance del frente de agua vs tiempo.
- Perfil de saturación 1D.
- Water cup vs tiempo.
- Resumen de eficiencias.

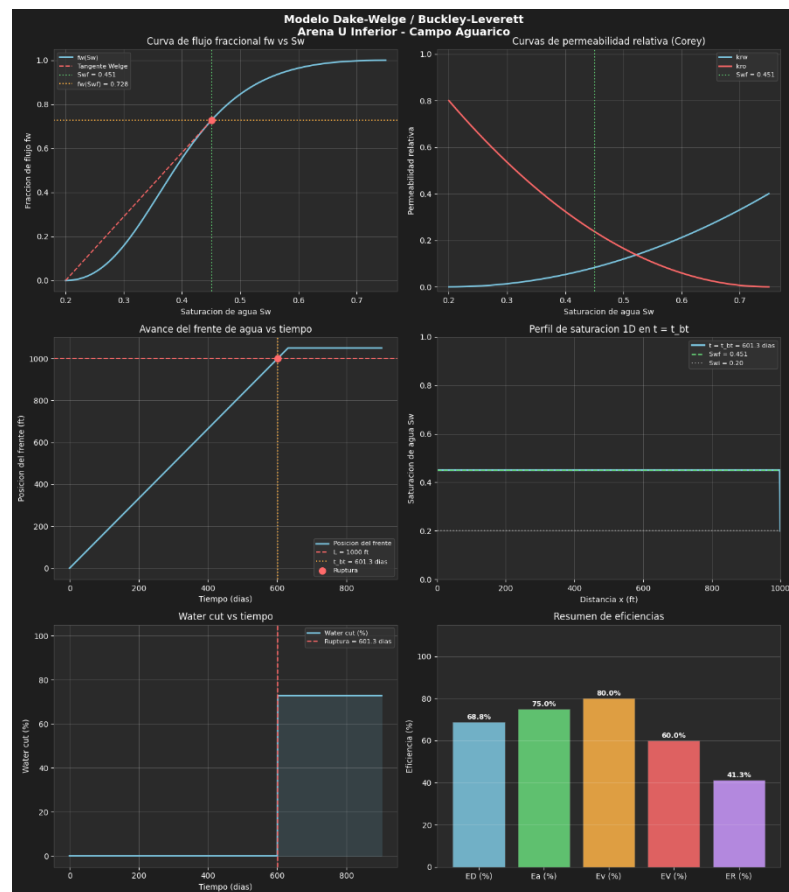


Figura 19 Resultados gráficos obtenidos mediante la simulación del modelo de desplazamiento de agua desarrollado en Python Google Colab.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Andrade, J., Villamar, F., Lozano, V., & Gallegos, R. (2012). «*APLICACIÓN COMPUTACIONAL DEL MODELO MATEMÁTICO DE BUCKLEY Y LEVERETT PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO SOMETIDO A UNA INYECCIÓN DE AGUA*». <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/24522/1/Aplicaci%C3%B3n%20computacinal%20del%20modelo%20matematico%20de%20Buckley%20y%20Leverett.pdf>
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *La-Cuenca-Oriente-Geología-y-Petróleo-Nueva-edición*. 18-24. https://www.researchgate.net/profile/Patrice-Baby/publication/280027594_La_Cuenca_Oriente_Geologia_y_Petroleo_Nueva_edicion/links/55a47a9008ae00cf99c903a4/La-Cuenca-Oriente-Geologia-y-Petroleo-Nueva-edicion.pdf
- Cabrera, J., Cabrera, F., & Delgado, J. (2012). *Análisis y propuestas de mejora de proyectos de inyección de agua ejecutados en reservorios de diversas características*. <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/20814/1/articulo%20tesis.pdf>
- Cisnero, S. (2017). *DETERMINACIÓN DE LA INFLUENCIA DEL FLUIDO DE CONTROL PARA MINIMIZAR DAÑOS DE FORMACIÓN SEGÚN SU CONCENTRACIÓN EN TRABAJOS DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO EN LOS CAMPOS DEL ACTIVO SHUSHUFINDI*. <https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/abeffa80-a93e-4c81-bc4d-0d9bc38b5a0c/content>
- David, J., & Oñate, V. (2019). *ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20790>

- EP Petroecuador. (2018). *INFORME ESTADÍSTICO ANUAL 2018*.
<https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/2024/06/INFORME-ESTADISTICO-2018.pdf>
- Herrera, C. (2018). *Evaluación de la recuperación secundaria por inyección de agua en el campo Oso arena T utilizando diferentes métodos de predicción*.
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/19839/1/CD-9245.pdf>
- Li, J., Wang, Y., Ibadango, E., López, P., & Coral, L. (2025). Numerical simulation of water injection and pilot analysis in LT reservoir of P oilfield in Ecuador. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 19(1), e7764. <https://doi.org/10.29166/revfig.v19i1.7764>
- Lorenzo, E., & Medina, A. (2018). *GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO*. www.upse.edu.ec
- Navarrete, J., & Montalvo, P. (2016). *ggarmas,+03+Desarrollo+de+un+modelo+predictivo+en+Excel+para*.
<https://revistadigital.uce.edu.ec/index.php/RevFIG/article/view/863/872>
- Paris De Ferrer, M. (2001). *INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS- segunda edición*.
https://www.academia.edu/32124393/LIBRO_INYECCION_DE_AGUA_Y_GAS
- Paris De Ferrer, M. (2010). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*.
- Parrales, L., & Zuñiga, M. (2024). *EVALUACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO MEDIANTE LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES Y DESPLAZAMIENTO DE CRUDO EN LA ARENA “U” INFERIOR DEL CAMPO SACHA*.
<https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/63a52b12-a227-48eb-ba4c-07a9bdf18e37/content>

- Patiño, J., & Tipantaxi, B. (2025). *1.FIQ-CIQ-PATÍÑO JHOEL-TIPANTAXI BENANCIO*. 17-17. <https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/5f719a2f-f12a-493a-9da2-3eb3a6b4da3e/content>
- Petroproducción. (2009). *Prestación de Servicios de Certificación de Reservas de los Campos de PETROPRODUCCIÓN ubicados en el Distrito Amazónico*.
- PETROPRODUCCIÓN. (2009). *Prestación de Servicios de Certificación de Reservas de los Campos de PETROPRODUCCIÓN ubicados en el Distrito Amazónico*.
- Pimbo Pillana AS. (2020). *ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL «SHUSHUFINDI-AGUARICO» MEDIANTE LA METODOLOGÍA HAZOP. TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20972>
- Ramos Rodríguez, H. (2019). *Solución de la ecuación de Archie y su comprobación*.
- Tomalá, S. (2020). *ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE FLUIDOS EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN LA ARENISCAS NAPO “U” INFERIOR DEL CAMPO SHUSHUFINDI*. <https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/8509ba81-d2de-42ad-aed5-e3cc535eef1b/content>
- Velasco Utreras, D. F. (2012). *ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE PROPIEDADES ELÁSTICAS Y PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS DE LA CUENCA ORIENTE PARA LOS MODELOS DE SIMULACIÓN DE CAÑONEO*.