



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“COMPARACIÓN DE PRODUCTIVIDAD, APLICANDO LOS  
MÉTODOS DE PREDICCIÓN CRAIG, GEFFEN, MORSE Y DE  
HIGGINS LEIGHTON CON RESPECTO AL COMPORTAMIENTO DE  
INYECCIÓN DE AGUA AL CAMPO DILLINGER RANCH,  
FORMACIÓN MINNELUSA.”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTORES:**

**IVÁN ANTONIO ROCA TOMALÁ  
MANUEL ALEJANDRO PERERO PANCHANA**

**TUTOR:**

**ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSc**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2023**

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“COMPARACIÓN DE PRODUCTIVIDAD, APLICANDO LOS  
MÉTODOS DE PREDICCIÓN CRAIG, GEFFEN, MORSE Y DE  
HIGGINS LEIGHTON CON RESPECTO AL COMPORTAMIENTO  
DE INYECCIÓN DE AGUA AL CAMPO DILLINGER RANCH,  
FORMACIÓN MINNELUSA.”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTORES:**

IVÁN ANTONIO ROCA TOMALÁ  
MANUEL ALEJANDRO PERERO PANCHANA

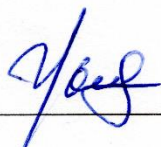
**TUTOR:**

ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSc

LA LIBERTAD – ECUADOR

**2023**

## TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, Ph.D.

**DIRECTORA DE CARRERA**



Ing. Edison Brito

**DOCENTE ESPECIALISTA**



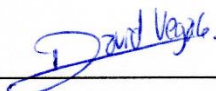
Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.

**DOCENTE TUTOR**



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.

**DOCENTE GUIA DE LA UIC**



Ing. David Vega González

**SECRETARIO**

## **DEDICATORIA**

Dedico con todo mi corazón mi tesis a mis padres Yadira Lay y Marcos Roca y a mis hermanas, pues sin ellos no lo hubiera logrado, a mi novia Dayana Mite por el apoyo incondicional a lo largo de este trabajo y a toda mi familia y amigos, que es lo mejor y más valioso que Dios me ha dado.


*Iván Roca Tomalá*

A mi familia quienes me impulsan a ser mejor cada día y me ayudan a levantarme en cada caída.

*Manuel Perero Panchana*

## CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**COMPARACIÓN DE PRODUCTIVIDAD, APLICANDO LOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN CRAIG, GEFFEN, MORSE Y DE HIGGINS LEIGHTON CON RESPECTO AL COMPORTAMIENTO DE INYECCIÓN DE AGUA AL CAMPO DILLINGER RANCH, FORMACIÓN MINNELUSA**” cuya autoría corresponde a los estudiantes Iván Antonio Roca Tomalá y Manuel Alejandro Perero Panchana, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis se encuentra con un **3%** de la valoración permitida.

 <b>CERTIFICADO DE ANÁLISIS</b> magister	<b>COMPARACIÓN DE PRODUCTIVIDAD, APLICANDO LOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN CRAIG, GEFFEN, MORSE Y DE HIGGINS LEIGHTON CON RESPECTO AL COMPORTAMIENTO DE INYECCIÓN DE AGUA- TESIS- Ivan Roca y Manuel Perero</b>	<b>3%</b> Similitudes	<b>0%</b> Texto entre comillas 0% similitudes entre comillas <b>&lt; 1%</b> Idioma no reconocido
Nombre del documento: COMPARACIÓN DE PRODUCTIVIDAD, APLICANDO LOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN CRAIG, GEFFEN, MORSE Y DE HIGGINS LEIGHTON CON RESPECTO AL COMPORTAMIENTO DE INYECCIÓN DE AGUA- TESIS- Ivan Roca y Manuel Perero.docx ID del documento: 3054dc6117e60472267d2ae63f0e08434472fc0a Tamaño del documento original: 127,74 kB	Depositante: FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR Fecha de depósito: 11/8/2023 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 11/8/2023	Número de palabras: 2938 Número de caracteres: 19.311	



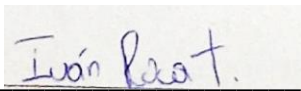
Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.

**TUTOR**

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, Iván Antonio Roca Tomalá y Manuel Alejandro Perero Panchana, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“COMPARACIÓN DE PRODUCTIVIDAD, APLICANDO LOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN CRAIG, GEFFEN, MORSE Y DE HIGGINS LEIGHTON CON RESPECTO AL COMPORTAMIENTO DE INYECCIÓN DE AGUA AL CAMPO DILLINGER RANCH, FORMACIÓN MINNELUSA”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, y corresponde a un trabajo exclusivamente inédito y es de nuestra autoría.

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



Iván Antonio Roca Tomalá

**C.I.: 2450322884**



Manuel Alejandro Perero Panchana

**C.I.: 2450172701**

# CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

En mi calidad de tutor del trabajo de titulación denominado **“COMPARACIÓN DE PRODUCTIVIDAD, APLICANDO LOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN CRAIG, GEFFEN, MORSE Y DE HIGGINS LEIGHTON CON RESPECTO AL COMPORTAMIENTO DE INYECCIÓN DE AGUA AL CAMPO DILLINGER RANCH, FORMACIÓN MINNELUSA”**, previo a la obtención del Título de Ingenieros en Petróleos elaborado por Ivan Antonio Roca Tomalá y Manuel Alejandro Perero Panchana, egresados de la carrera de 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, lo apruebo en todas sus partes.



---

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc

**TUTOR**

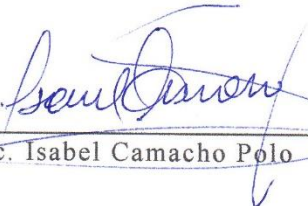
# CERTIFICADO GRAMATICAL Y ORTOGRAFÍA

## CERTIFICO

Que, he revisado aspectos relacionados a la redacción, ortografía y sintaxis del Trabajo de integración curricular, con el tema “Comparación de Productividad, aplicando los Métodos de Predicción Craig, Geffen, Morse y de Higgins Leighton con respecto al Comportamiento de Inyección de Agua al Campo Dillinger Ranch, Formación Minnelusa”, cuya autoría corresponde a Iván Antonio Roca Tomalá y Manuel Alejandro Perero Panchana para optar por el Grado de Ingenieros en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Autorizo hacer de este certificado, el uso legal que considere pertinente.

La Libertad, julio de 2023



Lic. Isabel Camacho Polo

Teléfono: 0994416753  
e-mail: [isabelacamacho@hotmail.com](mailto:isabelacamacho@hotmail.com)  
Reg. Senescyt 1023-11-1101534



## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, por permitirme tener y disfrutar a mi familia; por apoyarme en cada decisión tomada, a mi profesor tutor, por brindarme su apoyo a lo largo de la elaboración del proyecto.

*Iván Roca Tomalá*

A Dios, por haberme brindado salud para culminar esta meta y a el docente tutor por su colaboración en este trabajo de titulación.

*Manuel Perero Panchana*

## TABLA DE CONTENIDOS

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN .....	3
DEDICATORIA.....	iv
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO .....	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICADO GRAMATICAL Y ORTOGRAFÍA .....	viii
AGRADECIMIENTO .....	ix
TABLA DE CONTENIDOS .....	x
LISTA DE FIGURAS .....	xiii
LISTA DE TABLAS .....	xiv
GLOSARIO DE TÉRMINOS .....	xv
RESUMEN.....	xvi
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN .....	1
1.2 ANTECEDENTES .....	1
1.3 HIPÓTESIS.....	3
1.4 OBJETIVOS .....	3
1.4.1 Objetivo General.....	3
1.4.2 Objetivos Específicos .....	4
1.5 ALCANCE.....	4
1.6 VARIABLES .....	4
1.6.1 Variables Dependientes .....	4
1.6.2 Variables Independientes.....	4
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y DE LOS FLUIDOS.....	5
2.1.1 Densidad específica o absoluta.....	5

2.1.2	Peso específico .....	5
2.1.3	Densidad relativa .....	5
2.1.4	Fuerzas capilares.....	7
2.1.5	Saturación de agua connata, SWC.....	10
2.1.6	Permeabilidad, K .....	10
2.1.7	Movilidad, $\lambda$ .....	10
2.2	Desplazamiento de fluidos inmiscibles.....	11
2.2.1	Introducción.....	11
2.2.2	Tipos de desplazamiento .....	11
2.2.3	Mecanismo de desplazamiento.....	12
2.3	Arreglos de pozos y eficiencia de barrido areal.....	17
2.3.1	Razón de movilidad, $M$ .....	17
2.3.2	Arreglos de pozos .....	18
2.3.3	EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL, EA .....	19
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....		21
3.1	UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	21
3.2	PARÁMETROS DE GEOLOGÍA Y RESERVORIO.....	22
3.3	APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN .....	25
3.3.1	Método de predicción de Craig, Geffen, Morse. ....	25
3.3.2	Método de predicción Higgins – Leighton. ....	26
3.3.3	Cálculo de índices de productividad de los métodos de predicción. ....	28
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN.....		40
4.1	RESULTADOS DEL MÉTODO CRAIG, GEFFEN, MORSE. ....	40
4.1.1	Análisis de Resultado .....	40
4.2	RESULTADOS DEL MÉTODO HIGGINS – LEIGHTON .....	41
4.2.1	Análisis de Resultado .....	41

4.3	COMPARACIÓN GENERAL ENTRE AMBOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN .....	41
4.3.1	Análisis de comparación de ambos métodos de predicción. ....	42
4.4	MATRIZ DE DECISIÓN DE LOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN.....	42
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	43
	REFERENCIAS .....	44

## LISTA DE FIGURAS

<b>Gráfico 1.</b> Densímetro. Fuente: Laboratorios UPSE .....	6
<b>Gráfico 2.</b> Vista microscópica de un sistema roca fluido (según Green y Whillhite). Fuente: (Paris de Ferrer, 2001).....	7
<b>Gráfico 3.</b> Fuerzas inter-faciales entre dos fluidos. Fuente: (Paris de Ferrer, 2001).....	8
<b>Gráfico 4.</b> Humectabilidad en sistemas roca-sólido (según SSI) .....	8
<b>Gráfico 5.</b> Presión capilar resultante de las fuerzas interfaciales en un tubo capilar (según Green y Willhite).....	9
<b>Gráfico 6.</b> Tipos de desplazamiento. Fuente: (Ferrer, 2001).....	12
<b>Gráfico 7.</b> Distribución esquemática de los fluidos antes de la inyección. Fuente: (Ferrer, 2001).....	14
<b>Gráfico 8.</b> Distribución esquemática de los fluidos a un cierto tiempo durante la inyección. Fuente: (Paris Ferrer, 2001) .....	15
<b>Gráfico 9.</b> Distribución esquemática de los fluidos en el momento de la ruptura. Fuente: (Paris Ferrer, 2001).....	16
<b>Gráfico 10.</b> Distribución esquemática de los fluidos en el momento del abandono.....	16
<b>Gráfico 11.</b> Diferentes tipos de arreglos de pozos. Fuente: (Paris de Ferrer, 2001).....	18
<b>Gráfico 12.</b> Arreglos irregulares. Fuente: (Paris de Ferrer, 2001).....	19
<b>Gráfico 13.</b> Ubicación geográfica del campo Dillinger Ranch. Fuente: (Cabrera mármol, Cabrera Ochoa & Delgado Chancay, 2012) .....	22
<b>Gráfico 14.</b> Curvas de permeabilidades.....	24
<b>Gráfico 15.</b> Curvas de permeabilidad relativa para agua y petróleo. Fuente: (Escobar, 2021).....	28
<b>Gráfico 16.</b> Razón de conductancia para un arreglo de 5 pozos. Fuente: (Escobar, 2021) .....	31
<b>Gráfico 17.</b> Razón de conductancia para un arreglo de 5 pozos después de la ruptura. Fuente: (Caudle y Witte) .....	33

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Densidad Relativa de Algunos Líquidos. ....	6
Tabla 2 Distribución de las formaciones petroleras por su permeabilidad .....	10
Tabla 3 Propiedades de la roca, Dillinger Ranch, Campbell, Wyoming .....	23
Tabla 4. Cálculo de $E_a$ después de la ruptura.....	32
Tabla 5 Calcular el volumen de agua acumulada inyectada después de la ruptura. ....	34
Tabla 6 Eficiencia de barrido areal después de la ruptura. ....	34
Tabla 7 Resultados del método Craig, Geffen, Morse .....	40
Tabla 8 Resultados del método Higgins – Leighton.....	41
Tabla 9 Comparación general entre ambos métodos de predicción .....	41
Tabla 10 Matriz de decisión de los métodos de predicción.....	42

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

**Barriles Diarios.** – La cantidad de barriles diarios, que se producen en un lapso de 24 horas. Comúnmente se estima una cifra promedio en un periodo de tiempo más largo. Se calcula mediante la división del número de barriles producidos durante un año que es el equivalente a 365 o 366 días, dependiendo del caso.

**Campo.** – Área Geográfica comprendida entre un número n de pozos de petróleo y gas produciendo desde una misma reserva probada.

**Densidad.** – Propiedad que tiene la materia, que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre las dos cantidades. Es expresado en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón.

**Espaciamiento.** – Distancia recomendada que existe entre los pozos productores de hidrocarburos de un campo o yacimiento.

**Hidrocarburos.** – Conjunto de compuestos orgánicos que su principal característica sea contener carbono e hidrógeno. Se consideran los compuestos orgánicos más simples y las sustancias principales de las que derivan todos los demás compuestos orgánicos.

**Petróleo.** – Mezcla de carburos de hidrógeno que se puede encontrar en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura, incluye pequeñas cantidades de sustancias que no son carburos de hidrógeno.

**Pozo.** – Perforación que se da para el proceso de búsqueda y/o producción de petróleo crudo, gas natural o para brindar servicios relacionados con los mismos. Estos se clasifican según su objetivo y resultado, pueden ser: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectoros.

**Yacimiento.** – Unidad del subsuelo formada por una roca permeable que contiene petróleo, gas y agua, las cuales forman un solo sistema entre sí.

“COMPARACIÓN DE PRODUCTIVIDAD, APLICANDO LOS MÉTODOS DE  
PREDICCIÓN CRAIG, GEFFEN, MORSE Y DE HIGGINS LEIGHTON CON  
RESPECTO AL COMPORTAMIENTO DE INYECCIÓN DE AGUA AL CAMPO  
DILLINGER RANCH, FORMACIÓN MINNELUSA”

**Autores:** Roca Tomalá Iván Antonio y

Perero Panchana Manuel Alejandro

**Tutor:** Chuchuca Aguilar Fidel

## RESUMEN

El presente trabajo de titulación tuvo como objetivo ejecutar una comparativa entre los métodos de predicción de Craig, Geffen, Morse y de Higgins Leighton para inyección de agua aplicados al campo Dillinger Ranch, localizado en la región de Campbell, Wyoming, que fue descubierto en 1964. Después de haber tenido una declinación inicial de presión de 3909 psi hasta los 1000 psi (punto de burbuja) y haber producido una producción de crudo de solo 4% del total de petróleo original in-situ; por lo que, es necesario aumentar la energía del yacimiento para incrementar el porcentaje de recuperación del crudo, cuando las operaciones de inyección de agua se iniciaron en este reservorio. La evaluación comparativa de los métodos se realizó mediante la aplicación de una matriz de decisión, lo cual dio como resultado que, en ambos casos el análisis del flujo fraccional sea similar, corroborando un yacimiento homogéneo donde no existe una segregación de fluido. Además, mediante el análisis de los métodos y propiedades del yacimiento, el método de Craig, Geffen, es el que más se ajusta, por las variables involucradas para la estimación de la producción del campo.

**Palabras clave:** Recuperación secundaria; Inyección de Agua, Método de Craig Geffen, Morse; Método de Higgins Leighton.



“PRODUCTIVITY COMPARISON, APPLYING THE CRAIG, GEFFEN, MORSE  
AND HIGGINS LEIGHTON PREDICTION METHODS REGARDING THE WATER  
INJECTION BEHAVIOR TO THE DILLINGER RANCH FIELD, MINNELUSA  
FORMATION”

**Autores:** Roca Tomalá Iván Antonio y

Perero Panchana Manuel Alejandro

**Tutor:** Chuchuca Aguilar Fidel

**ABSTRACT**

The objective of this titling work is to make a comparison between the prediction methods of Craig, Geffen, Morse, and Higgins Leighton for water injection applied to the Dillinger Ranch field, located in the Campbell region, Wyoming, which was discovered in 1964. After having declined from an initial pressure decline of 3,909 psi to 1,000 psi (bubble point) and having produced crude oil production of only 4% of the total original oil in-place; Therefore, it is necessary to increase the energy of the reservoir to increase the percentage of crude oil recovery. when water injection operations begin in this reservoir. The comparative evaluation of the methods was carried out by applying a decision matrix, which resulted in that in both cases the fractional flow analysis is similar, corroborating a homogeneous reservoir where there is no fluid segregation. In addition, through the analysis of the methods and properties of the reservoir, the Craig, Geffen method is the one that best fits, due to the variables involved, for the estimation of field production.

**Keywords:** Secondary recovery in deposits, Water Injection, Craig Geffen Method, Morse, and Higgins Leighton Method.

# CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

## 1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En la ingeniería de yacimientos, el método de inyección de agua se considera el método más importante de recuperación de petróleo asistida y es mejor conocido por su simplicidad, por lo que se le considera también que es el método que mayor contribución tiene a la recuperación de petróleo y su bajo costo en comparación con otros métodos, y tiene altas tasas de recuperación (Cabrera *et al.* 2012).

Ahora es crítico determinar si es beneficioso usar la inyección de agua en campos donde las presiones de producción han disminuido lo suficiente como para requerir el uso de técnicas de pronósticos (Cabrera *et al.* 2012).

Después de la caída de presión inicial en el campo petrolero Dillinger Ranch cuando el yacimiento agotó su energía inicial, la producción de petróleo crudo presentó solo el 4% del volumen total de petróleo *in-situ*. El ejemplo utilizará el método de Craig, Geffen, Morse y Higgins – Leighton, que tiene en cuenta los efectos de la eficiencia del área de barrido, los mecanismos de corte, las capas y la inyección variable (Cabrera *et al.* 2012).

## 1.2 ANTECEDENTES

A fines del siglo XIX, en la ciudad de Pittola, Pensilvania, se descubrió accidentalmente, una inundación de agua con diferentes tipos de arena; es decir, acuíferos pocos profundos que penetran en los yacimientos de petróleo en intervalos de producción, que se han perforado para aumentar la producción de petróleo de los pozos circundantes. En ese momento, se pensó que la única función de la inyección de agua era mantener la presión del yacimiento, pero luego de una cuidadosa observación, se concluyó que el movimiento del agua puede ser responsable del aparente aumento en la producción (Alvarado & Baquero, 2019).

A partir de enero de 1970, el método de predicción de Higgins – Leighton se utilizó con éxito en el campo Pidgey en el noroeste de la Columbia Británica, que consideró las

relaciones de permeabilidad relativa al petróleo y al agua derivadas de laboratorio e ignoró los efectos de la estratificación. Estos resultados permiten predecir el rendimiento de los recursos no utilizados y la tasa de recuperación final (Heidt & Follensbee, 1971).

Las operaciones de recuperación de petróleo se dividen cronológicamente en tres fases. El primer paso, es el resultado de la transferencia de energía natural al embalse. La extracción secundaria generalmente se lleva a cabo después de que la producción primaria decae, y consiste principalmente en la inyección de agua o gas. Al inyectar agua en el yacimiento, se aumenta la energía natural, lo que permite que el petróleo se dirija a los pozos de producción (Cabrera *et al.* 2012).

La recuperación secundaria de petróleo es el resultado de aumentar la energía natural mediante la inyección de agua para desplazar el petróleo en los pozos de producción cuando el petróleo se pierde o no tiene suficiente potencia para salir del espacio poroso de la roca del yacimiento en el que está contenido. Se dice que ha perdido su energía natural y aquí podemos empezar a pensar en la introducción de métodos de reciclaje secundario, siendo uno de los más efectivos la inyección de agua (Oscar. 2012).

El autor Cortés, V. 2008, en su investigación encontró que una de las consideraciones más importantes en la producción de hidrocarburos es la predicción oportuna de la presencia de agua, ya que es uno de los principales factores que provocan la reducción de petróleo de los pozos. Una vez que se identifica un problema, se debe detectar el exceso de agua en la superficie o en el pozo, y luego se debe investigar el problema usando una variedad de técnicas de monitoreo para detallar todas las variables involucradas y tomar las medidas necesarias para justificar la interferencia con el pozo.

El método de Craig, Geffen, Morse (CGM), uno de los más completos y prácticos en el pronóstico de inundaciones, se utilizó en el campo Palogrande-Cebu en Colombia, Sudamérica, para determinar la distribución vertical del agua inyectada al proyecto de 18 años. Hay cinco fábricas en el campo que se han inundado desde 1984. El método CGM está adaptado a la producción real de fluidos, proporcionando una distribución de agua vertical confiable y una verdadera saturación de agua para las diversas unidades y todos los pozos de producción (Saavedra *et al.* 2003).

El desbordamiento de agua es el principal mecanismo secundario de recuperación de petróleo utilizado para mantener la presión del yacimiento y eliminar el petróleo residual del yacimiento. Dada la alta demanda de petróleo en el mundo, existe la necesidad de introducir nuevas alternativas tecnológicas para controlar, monitorear y supervisar las operaciones de inyección de agua para mejorar de manera efectiva el barrido de petróleo y mejorar la recuperación (Silin & Patzek, 2000).

Una alternativa tecnológica sostenible, un enfoque para mejorar la recuperación es el uso de terminación inteligente, un enfoque que se está volviendo cada vez más popular y que se está implementando tanto en pozos de producción como de inyección donde se realiza la inyección selectiva de agua. La tecnología incluye válvulas de control de flujo (FCV) operadas desde la superficie y sensores instalados permanentemente que monitorean las variables del proceso y los cambios en el pozo sin intervención ni cierre (Arashi & Konopczynski, 2003).

La inyección de agua es una técnica que tiene como objetivo aumentar la presión del yacimiento, aumentar la recuperación de petróleo, aumentar la recuperación de crudo y suavizar el barrido areal, pero debido a las diferencias de permeabilidad y las fracturas naturales, el frente de agua es desigual; es uno de los métodos más utilizados, debido a que es el único líquido con la energía más alta del mundo, se puede decir que tiene energía ilimitada y su costo es relativamente bajo en comparación con otros métodos de procesamiento. El flujo de agua inyectado en cada zona se puede ajustar mediante una válvula remota en el suelo para una mejor eficiencia de limpieza (Montaron & Vasper, 2007).

### **1.3 HIPÓTESIS**

Se puede realizar un análisis comparativo entre los métodos de Craig, Geffen, Morse y Higgins – Leighton.

### **1.4 OBJETIVOS**

#### **1.4.1 Objetivo General**

Evaluar los métodos de predicción Craig Geffen and Morse y de Higgins Leighton, para determinar el método conveniente en el campo Dillinger Ranch.

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

- ✓ Describir los fundamentos teóricos de la inyección de agua y los parámetros asociados a su implementación en los campos petroleros.
- ✓ Establecer las variables necesarias y sus limitaciones para el análisis de inyección de agua mediante el método de predicción Craig Geffen and Morse y Higgins – Leighton.
- ✓ Evaluar mediante una matriz de decisión la aplicación de los métodos de predicción, Craig Geffen, Morse y Higgins - Leighton.
- ✓ Generar la predicción de producción a 10 años con la utilización de los métodos Craig, Geffen, Morse y Higgins – Leighton.

### **1.5 ALCANCE**

Evaluar la aplicación de los métodos de predicción Craig, Geffen, Morse y Higgins - Leighton antes y después de la ruptura, aplicando una recuperación secundaria con respecto al comportamiento de inyección de agua en el campo Dillinger Ranch, y concluir que método es más factible y exitoso para una futura selección del mejor escenario a desarrollarse.

### **1.6 VARIABLES**

#### **1.6.1 Variables Dependientes**

- Eficiencia areal
- Inyección de agua
- Arreglo de pozos
- Presión del pozo inyector y productor

#### **1.6.2 Variables Independientes**

- Permeabilidad relativa del agua y petróleo.
- Razón de movilidad
- Viscosidad del agua y petróleo

## CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

### 2.1 PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y DE LOS FLUIDOS

Para predecir el comportamiento de los fluidos en los yacimientos, es importante estudiar sus propiedades y las rocas que los almacenan. Podemos hacer esto, si es posible, mediante pruebas de laboratorio o usando ecuaciones de estado con letras o correlaciones disponibles (Cabrera *et al.* 2012).

#### 2.1.1 Densidad específica o absoluta

La densidad viene dada por la masa en función de unidad por volumen,

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

Donde,

m = masa en kg, SI.

V = volumen en  $m^3$ , SI.

La densidad absoluta es una función de la temperatura y la presión. La densidad absoluta de un líquido cambia muy poco, excepto a presiones muy altas (Mataix, 1982).

#### 2.1.2 Peso específico

La gravedad específica es una función de la temperatura y la presión, aunque en los líquidos en realidad no cambia con esta última (Mataix, 1982).

Peso específico es dado por el peso a la unidad de volumen,

$$\gamma = \frac{W}{V} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde,

W = peso en N, SI.

V = volumen en  $m^3$ , SI.

#### 2.1.3 Densidad relativa

La densidad relativa es la relación entre la masa de un objeto y la masa del mismo volumen de agua destilada a presión atmosférica y una temperatura de 4°C. la densidad relativa es una cantidad adimensional que es función de la temperatura y la presión (Mataix, 1982).

La tabla 1 muestra la densidad relativa de varios líquidos.

**Tabla 1.** Densidad relativa de algunos líquidos. Fuente: (Mataix, 1982)

Líquido	Densidad relativa ( $\text{kg/m}^3$ )	t °C
Agua dulce	1,00	4
Agua de mar	1,02-1,03	4
Petróleo bruto ligero	0,86-0,88	15
Petróleo bruto medio	0,92-0,93	15
Petróleo bruto pesado	0,79-0,82	15
Keroseno	0,70-0,75	15
Gasolina ordinaria	0,89-0,92	15
Aceite lubricante	0,89-0,92	15
Fuel-oil	0,89-0,94	15
Alcohol sin agua	0,79-0,80	15
Glicerina	1,26	0
Mercurio	13,6	0

A continuación, se muestra un Densímetro, que es un aparato que se encarga de medir la densidad de los líquidos basándose en el principio de Arquímedes.

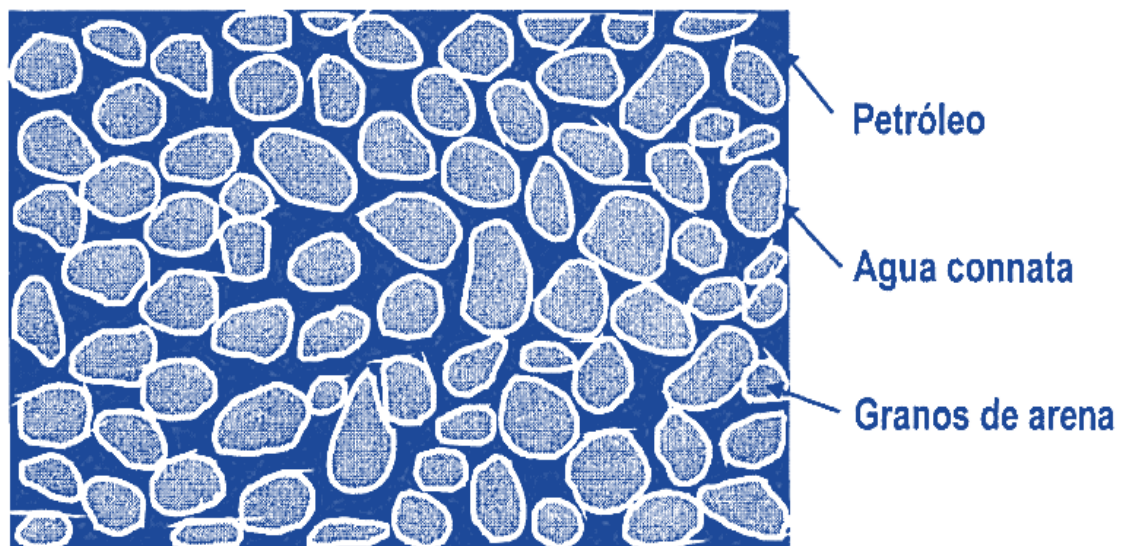


**Gráfico 1.** Densímetro. Fuente: Laboratorios UPSE

## 2.1.4 Fuerzas capilares

### Tensión superficial e inter-facial

Cuando en fases similares inmiscibles preexisten en un medio poro, la energía superficial asociada con la interface del fluido afecta su saturación, distribución y desplazamiento, como se muestra en la figura 2, incluso si no ha entrado en el depósito, el agua y el petróleo existen en él. Incluso cuando el agua está estacionaria, las fuerzas inter-faciales pueden influir en el proceso de flujo posterior. Si el agua del reservorio se instruye o se va afectando por un acuífero, la saturación de agua será alta y la fase agua fluirá (Paris de Ferrer, 2001).



**Gráfico 2.** Vista microscópica de un sistema roca fluido (según Green y Whillhite).  
Fuente: (Paris de Ferrer, 2001)

### Humectabilidad

La mojabilidad es una propiedad de mucha importancia porque afecta el comportamiento capilar y de corte de las rocas del yacimiento y se define como la capacidad de la fase fluida para combinarse preferentemente a superficies sólidas. Entonces, cuando se trata de yacimientos, la superficie sólida es la roca y los fluidos son: agua, petróleo y gas. Una medida de la humectación es el contacto angular, que está relacionado con la energía superficial por la ecuación (Paris de Ferrer, 2001):

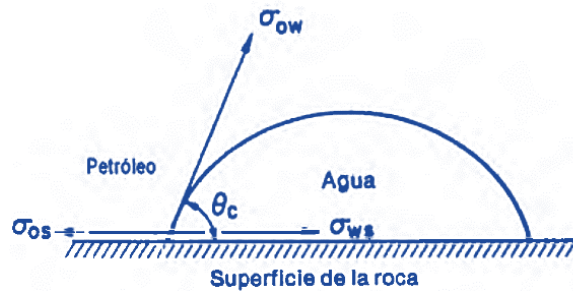
$$A_t = \sigma_{os} - \sigma_{\omega s} = \sigma_{\omega\omega} \cos\theta_c \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde,

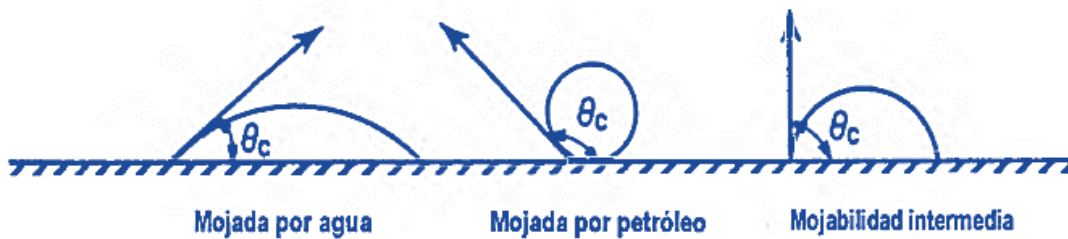
$\sigma_{os}$  = energía interfacial entre el sólido y el petróleo, dinas/cm



- $\sigma_{\omega s}$  = energía interfacial entre el sólido y el agua, dinas/cm
- $\sigma_{o\omega}$  = tensión interfacial entre el petróleo y el agua, dinas/cm
- $\theta_c$  = ángulo de contacto petróleo-sólido-agua, medido a través del agua, grados.



**Gráfico 3.** Fuerzas inter-faciales entre dos fluidos. Fuente: (Paris de Ferrer, 2001)



**Gráfico 4.** Humectabilidad en sistemas roca-sólido (según SSI)

El contacto angular se realiza mediante una función cualitativa de la humectabilidad, como se muestra a continuación (Cabrera *et al.* 2012):

Si  $A_t$  es positiva, indica que el líquido más denso (agua) moja preferencialmente la roca y  $\theta_c < 90^\circ$ . Además,  $\sigma_{\omega s} < \sigma_{os}$ .

Si  $A_t$  es negativa, indica que el líquido menos denso moja preferencialmente la roca y  $\theta_c > 90^\circ$ . Además,  $\sigma_{os} < \sigma_{\omega s}$ .

Si  $A_t$  es cero, indica que ambas fases tienen igual afinidad por la roca y  $\theta_c = 90^\circ$ .

Factores que pueden ser afectados por la humectabilidad (Paris de Ferrer, 2001):

- La localización y la saturación de agua residual.
- La distribución de los fluidos en el yacimiento, es decir, la localización del petróleo y del agua en el espacio poroso.
- El valor y la localización del petróleo residual.
- El mecanismo de desplazamiento.

## Presión Capilar

Tiene como concepto una determinación de presión en su variable interfacial que separa dos fluidos inmiscibles, los cuales cualquiera de los dos se humecta mejor a la roca. Si el valor positivo es la presión en la fase de no morir menos la presión en la fase de humectabilidad, en tal caso es (Paris de Ferrer, 2001):

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde: m, es la fase mojante y nm, la fase no mojante.

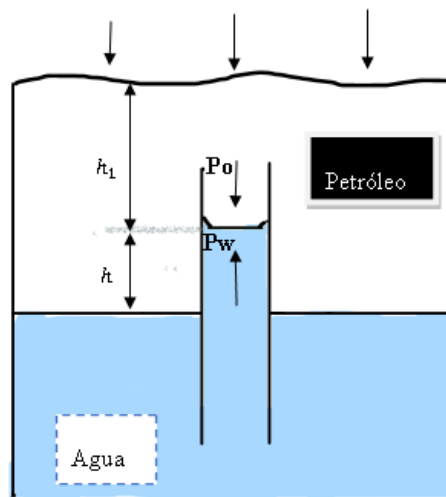
Así, para un sistema agua petróleo será:

$$P_c = P_o - P_u \quad \text{Ecuación 4}$$

Y para un sistema gas-petróleo se tiene:

$$P_c = P_g - P_o \quad \text{Ecuación 5}$$

El concepto de presión capilar también se ilustra en la ilustración 5, en la cual se observa que, al introducir un tubo capilar de vidrio dentro de un recipiente lleno de agua, ésta sube dentro del capilar. El fluido encima del agua es petróleo, y debido a que el agua humecta preferencialmente las paredes del capilar, existe una elevación capilar. En consecuencia, se pueden identificar dos presiones:  $P_o$ , la presión de la fase petróleo en un punto justamente encima de la interfase agua-petróleo, y  $P_w$ , la presión de la fase agua justamente debajo de la interfase (Paris de Ferrer, 2001).



**Gráfico 5.** Presión capilar resultante de las fuerzas interfaciales en un tubo capilar (según Green y Willhite)

### 2.1.5 Saturación de agua connata, SWC

El valor primario de la saturación de agua en diferentes puntos del embalse, la saturación de agua ligada llega al valor de saturación de agua irreducible solo en el lugar de transición. Las aguas conectadas fluyen en la zona de transición. Por lo común, se considera estacionario, pero cuando se inyecta líquido en el embalse, la primera agua producida tiene una composición de manera diferencial a la del agua inyectada, lo que nos muestra que el agua ligada fue reemplazada por el agua inyectada (Cabrera *et al.* 2012).

### 2.1.6 Permeabilidad, K

La permeabilidad es una forma de medición de una medición factible con que una roca permite que el fluido se mueva a través de volúmenes de poros interconectados. (Gutierrez & Iturralde. 2017).

El concepto de porosidad es el factor de almacenamiento de las rocas porosas para guardar fluidos, la permeabilidad de fluidos, la permeabilidad rige la velocidad a la que se producen o expulsan los fluidos de dichos medios porosos.

La norma SY/T 6169-1995 de la industria petrolera china clasifica la permeabilidad de las formaciones petroleras en cuatro niveles (Tabla 2) que son:

**Tabla 2.** Distribución de las formaciones petroleras por su permeabilidad (Ferrer, 2001)

Calidad	Permeabilidad (Md)
Alta	>500
Mediana	500-50
Baja	50-10
Ultra Baja	<10

### 2.1.7 Movilidad, $\lambda$

Es la sencillez con la que los fluidos se mueven a través del yacimiento. Se computa como la fracción entre la permeabilidad efectiva a los fluidos de la roca y su viscosidad (Cabrera *et al.* 2012).

$$\lambda_o = \frac{K_o}{\mu_o}, \lambda_w = \frac{K_w}{\mu_w}, \lambda_g = \frac{K_g}{\mu_g} \quad \text{Ecuación 6}$$

Son las movilidades del petróleo, agua y gas respectivamente.

## **Razón de movilidad, M**

Se define como la movilidad  $\lambda_D$  de la fase desplazante: agua o gas, dividida por la movilidad  $\lambda_d$  del fluido desplazado: petróleo (Cabrera *et al.* 2012).

$$\text{En Inyección de agua: } M_{D,d} = M_{w,o} = \frac{K_w/\mu_w}{K_o/\mu_o}$$

$$\text{En Inyección de gas: } M_{D,d} = M_{g,o} = \frac{K_g/\mu_g}{K_o/\mu_o}$$

Luego de diversos estudios y pruebas realizadas se ha tomado la convención de denominar razón de movilidad favorable la que es menor de la unidad, y no favorable la que es mayor. Es decir, si  $M < 1$ , la razón de movilidad es favorable y si  $M > 1$ , la razón de movilidad es desfavorable (Cabrera *et al.* 2012).

## **2.2 DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES**

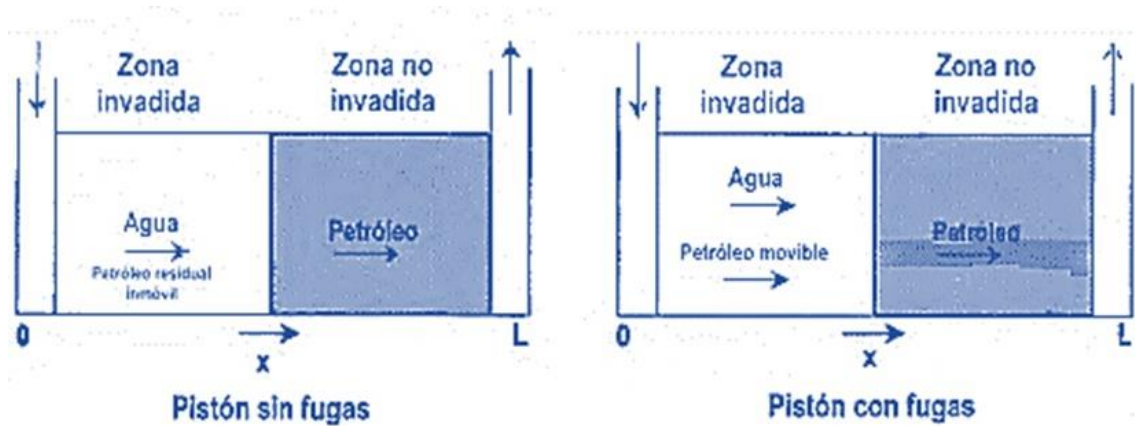
### **2.2.1 Introducción**

La fluidez del petróleo crudo no es tan consistente y realizarlo voluntariamente no es tan factible en los poros de la roca del yacimiento en el que está contenido, sino que es impulsado por fluidos asociados con el petróleo, como el gas natural, o por la combinación de otras sustancias líquidas como el petróleo y el agua (Paris de Ferrer, 2001).

El proceso consiste que un fluido reemplaza a otro fluido y a ese proceso se lo denomina desplazamiento, típicamente, los fluidos de desplazamiento son agua y gas, y el fluido que se desplaza es petróleo. En las operaciones de recuperación secundaria de petróleo, el desplazamiento inmiscible también ocurre en el momento que se inyecta gas o agua natural en el yacimiento (Paris de Ferrer, 2001).

### **2.2.2 Tipos de desplazamiento**

Como se observa en la Ilustración 6, el desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en el medio poroso puede ser de dos tipos:



**Gráfico 6.** Tipos de desplazamiento. Fuente: (Ferrer, 2001)

### **Desplazamiento pistón sin fugas**

Esto ocurre en el momento que el petróleo residual en la zona de invasión no es líquido. En esta región, la saturación de fluido de desplazamiento es alta y el petróleo restante es la saturación de petróleo. En el momento que el fluido de desplazamiento tiene una interferencia al pozo de producción se obtiene como conclusión que se ha producido una fractura (Paris de Ferrer, 2001).

### **Desplazamiento pistón con fugas**

En este caso, el petróleo residual tiene una cierta movilidad y se produce un flujo de doble fase en la zona de invasión, en el momento que la saturación de petróleo es mucho mejor que la del petróleo residual. A medida que el fluido de desplazamiento llega al pozo de producción, continúa produciendo cantidades de petróleo (Paris de Ferrer, 2001).

### **2.2.3 Mecanismo de desplazamiento**

El fluido en función de desplazamiento por otro es un proceso continuo de flujo, ya que la saturación del fluido cambia con el tiempo. Como resultado, la permeabilidad relativa, la presión y la viscosidad de las fases cambian (Paris de Ferrer, 2001).

Los cuatro mecanismos básicos que operan para recuperar los hidrocarburos del yacimiento son:

- Expansión del sistema roca-fluido
- Desplazamiento

- Segregación gravitacional
- Imbibición

La expansión de un sistema de fluidos de roca es causada por una caída de presión que hace que el fluido se mueva por medio del nivel poroso desde un factor de mayor presión a un factor de baja presión (Sepúlveda *et al.* 2005).

El desplazamiento se realiza mediante gas o con agua. Mediante gas se caracteriza ser empuje de gas disuelto liberado o empuje de cualquier casquete de gas, ya sea natural o inyectado. Mediante agua puede ser agua de inyección o bien entrada natural por la presencia de algún acuífero (Sepúlveda *et al.* 2005).

La segregación gravitacional es la importancia en la que un líquido logra su punto estratigráfico en diferentes capas bajo la influencia de la gravedad. En la separación por gravedad, un líquido más pesado se asienta en el fondo mientras que un líquido más liviano sube a la parte superior. La separación por gravedad se lleva a cabo en una planta de depósito y separador (Sepúlveda *et al.* 2005).

El concepto de imbibición es la etapa de humectación en rocas porosas. La absorción tiene mucha importancia para los embalses creados por procedimientos y mecanismos de agua, ya que puede facilitar o dificultar el movimiento del agua, afectando el área afectada. La imbibición espontánea se refiere al proceso adherente que fuerza las fases en la roca en ausencia de la presión. La misma piedra puede absorber agua y petróleo al mismo tiempo, el agua con poca saturación de agua se absorbe en el lugar, expulsando en grandes cantidades el petróleo en la superficie del grano de piedra, el petróleo con poca saturación de agua se absorbe, el petróleo está en su lugar, empujando las grandes cantidades de agua (Sepúlveda *et al.* 2005).

El mecanismo de desplazamiento de una inyección de agua en un yacimiento homogéneo se puede presentar en cuatro etapas:

- Condiciones iniciales (antes de la inyección)
- La invasión
- La ruptura del agua
- Posterior a la ruptura

## Condiciones iniciales antes de la invasión

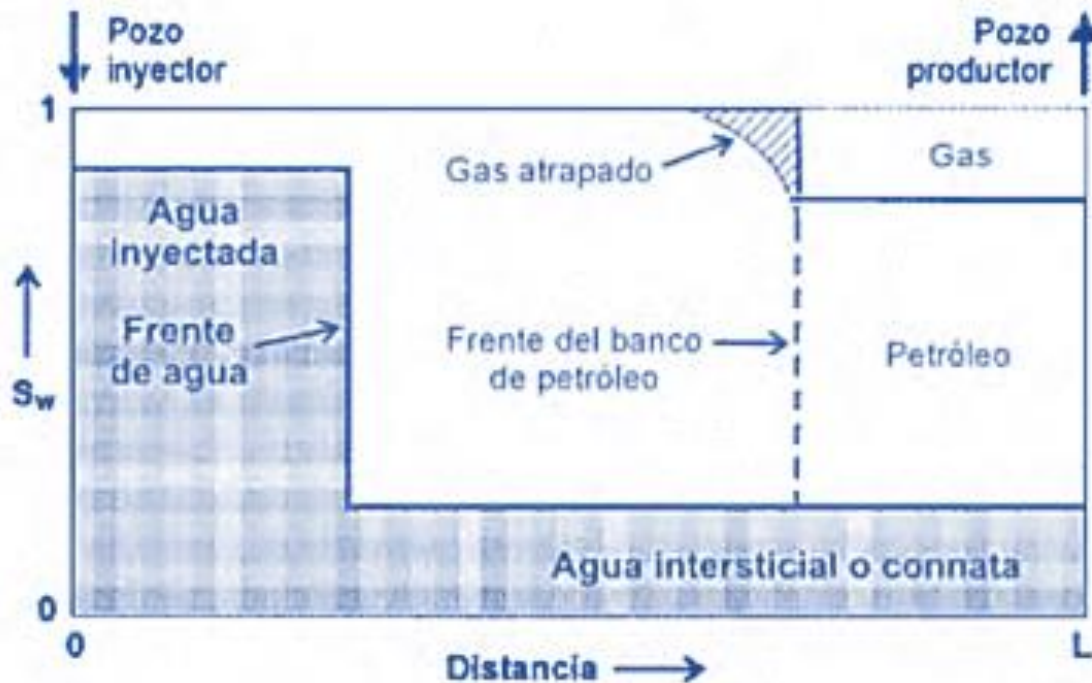
Se considera como un yacimiento en igual de propiedades en común en el que los fluidos se agiten horizontalmente, suponiendo una saturación constante en todo el yacimiento y el momento en que comienza el proceso de inyección de agua, buscamos que el yacimiento se produce a partir del consumo común y natural en las primeras etapas de su producción inicial. Generalmente, la presión real o verdadera del yacimiento será baja a referencia que la presión original del punto de burbuja del petróleo en el yacimiento (Paris de Ferrer, 2001).



**Gráfico 7.** Distribución esquemática de los fluidos antes de la inyección. Fuente: (Ferrer, 2001).

## La invasión a un determinado tiempo

Al inicio de un proyecto de inyección de agua, por lo general empieza por un incremento de la presión que existe en el yacimiento, el cual es superior en comparación a los pozos inyectoros que se encuentran a su alrededor y este decanta hacia los pozos productores. Mientras que avanza la inyección de agua, parte del petróleo avanza, formando un banco de petróleo. Esto empuja efectivamente el gas altamente móvil hacia adelante, aunque bajo ciertas condiciones parte del gas puede permanecer en el banco, ocupando un espacio que de otro modo contendría petróleo residual (Cabrera *et al.* 2012).



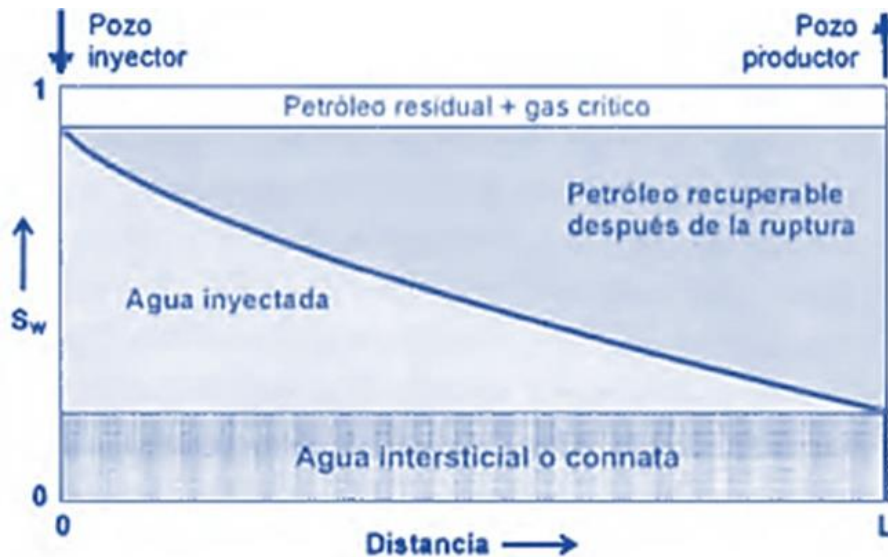
**Gráfico 8.** Distribución esquemática de los fluidos a un cierto tiempo durante la inyección. Fuente: (Paris Ferrer, 2001)

### Ruptura

El gas presente, menos el gas atrapado se elimina de la sección del yacimiento antes de la producción de petróleo. Esto se lo llama "llene" y para lograrlo, el agua inyectada debe igualar al espacio que ocupa el gas en movimiento en el tanque. Cuando se alcanza el llenado, el frente avanza, pero la tasa de producción de petróleo aumenta y eventualmente iguala la tasa de inyección de agua (medida en la capacidad del yacimiento). Si la saturación de agua inicial de la formación es menor que la cantidad requerida para el flujo, la producción de petróleo en esta fase es anhidra. El inicio de una producción significativa de agua es una indicación de que un frente de agua ha irrumpido en el pozo (Cabrera *et al.* 2012).

La ilustración 9 se encarga de mostrar las saturaciones de los fluidos en que se alcanza la ruptura.

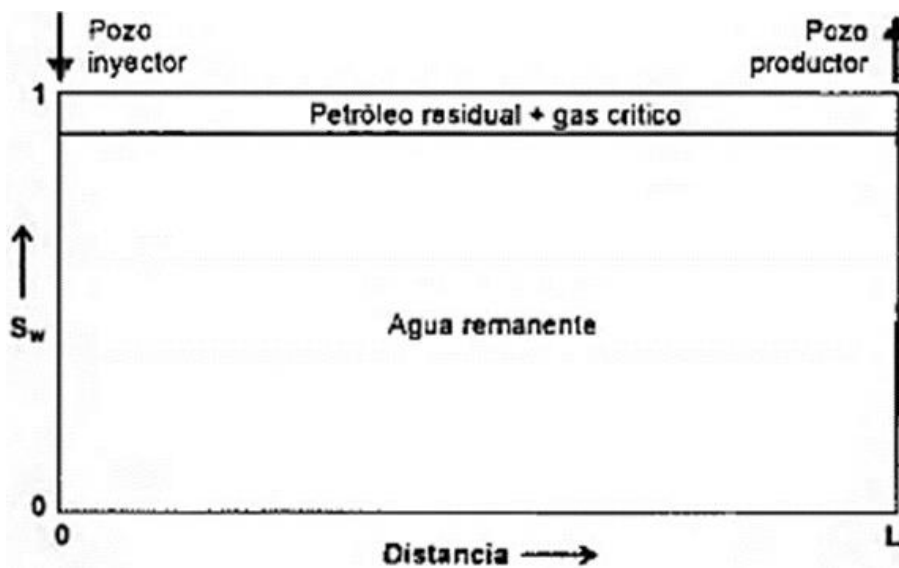




**Gráfico 9.** Distribución esquemática de los fluidos en el momento de la ruptura. Fuente: (Paris Ferrer, 2001)

### Posterior a la ruptura

En esta etapa, la producción de agua aumenta a expensas de la producción de petróleo. La recuperación gradual del petróleo detrás del frente solo se puede lograr mediante la recirculación de grandes volúmenes de agua. Durante la fase final de inyección, el área de barrido aumenta y puede generar suficiente petróleo para garantizar una inyección continua. El proceso termina cuando no es económico. Finalmente, cuando se alcanza la etapa inundada, la parte inundada del tanque contiene solo aceite residual y agua (Cabrera *et al.* 2012).



**Gráfico 10.** Distribución esquemática de los fluidos en el momento del abandono

## 2.3 ARREGLOS DE POZOS Y EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL

### 2.3.1 Razón de movilidad, $M$

Entre una de las cualidades más importantes de la inyección de fluidos es la relación que existe de movilidad  $M$ , que se define como la relación entre la movilidad de la fase desplazable (agua y gas) y la movilidad de la fase desplazada (petróleo) y pueden combinarse en términos de permeabilidad efectiva y viscosidad de fluidos desplazados y desplazantes con respecto a la conductividad (Paris de Ferrer, 2001).

$$M_{D,d} = \frac{\lambda_{Desplazante}}{\lambda_{Desplazado}} = \frac{\left(\frac{\kappa}{\mu}\right)_{Desplazante}}{\left(\frac{\kappa}{\mu}\right)_{Desplazado}} = \frac{\left(\frac{\kappa}{\mu}\right)_D}{\left(\frac{\kappa}{\mu}\right)_d} \quad \text{Ecuación 7}$$

Si el agua desplaza al petróleo:

$$M_{w,o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\left(\frac{\kappa_w}{\mu_w}\right)}{\left(\frac{\kappa_o}{\mu_o}\right)} = \frac{\kappa_w \mu_o}{\kappa_o \mu_w} = \frac{\kappa_{rw} \mu_o}{\kappa_{ro} \mu_w} \quad \text{Ecuación 8}$$

De ahora en adelante, al usar el término de razón de movilidad se considerará normalmente que la fase desplazante es el agua y el fluido desplazado es el petróleo y se indicara simplemente como  $M$  (Paris de Ferrer, 2001).

$M$ , se suele definir como favorable o desfavorable según sea menor o mayor que uno. Cuando  $M = 1$ , las movilidades del petróleo y el agua son idénticas y los fluidos encuentran la misma resistencia a medida que se mueven a través del yacimiento. Cuando  $M < 1$ , el petróleo fluye más que el agua y por lo tanto es muy fácil para el agua desplazar el petróleo. En  $M > 1$ , el agua se mueve más fácilmente que el petróleo y no es muy eficaz para desplazarlo. En general, la eficiencia de barrido y la recuperación de petróleo tienden a disminuir a medida que aumenta la movilidad (Paris de Ferrer, 2001).

#### Si el petróleo desplaza al gas:

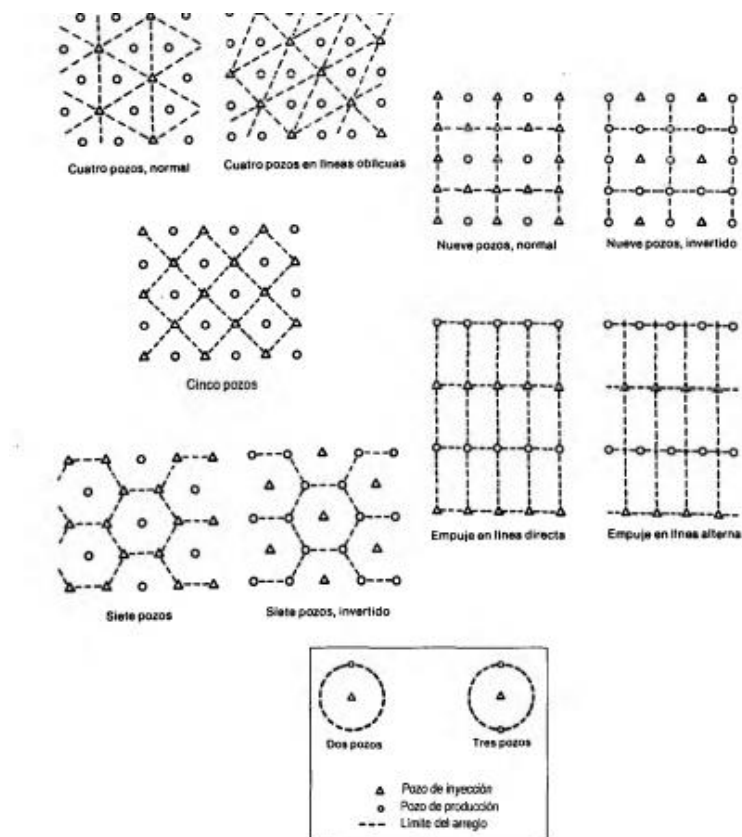
Si la saturación de gas ocurre antes de que comience la inundación de agua, se forma un banco de petróleo, desplazando todo (o una parte significativa) del gas libre en el yacimiento. En este caso, se obtiene la relación de desplazamiento de petróleo y gas:

$$M_{o,g} = \frac{(k_{ro})_{swc}}{(k_{rg})_{sg}} * \frac{\mu_g}{\mu_o} \quad \text{Ecuación 9}$$

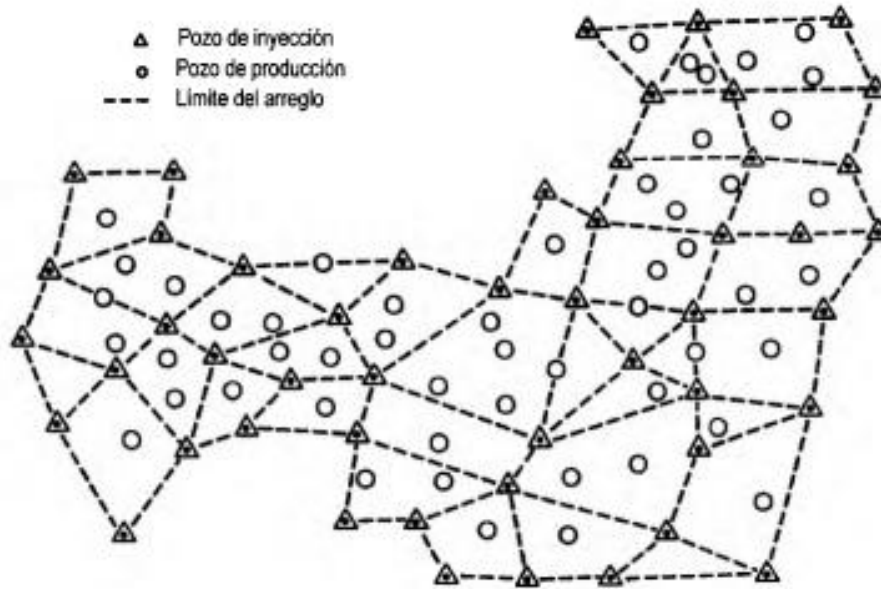
Donde:  $M_{o,g}$  es la razón de movilidad entre el petróleo desplazante y el gas desplazado:  $(k_{rg})_{sg}$ , la permeabilidad relativa al gas a la saturación de gas,  $S_g$ ; y  $\mu_g$ , la viscosidad del gas en cp (Paris de Ferrer, 2001).

### 2.3.2 Arreglos de pozos

Muchos de los campos más antiguos en los que se perforó para la recuperación secundaria se desarrollaron originalmente con espaciamientos de pozos irregulares, pero una mejor comprensión del comportamiento del yacimiento ha llevado a diseños y espaciamientos de pozos uniformes. Esto significa que, la planificación del proceso de recuperación secundaria se desarrolla con base en un arreglo regular, donde los pozos de inyección y producción forman patrones geométricos bien conocidos y altamente variables, como se muestra en la Ilustración 11. Los factores más importantes para elegir el tipo de arreglo son: la forma del yacimiento, la permeabilidad del yacimiento, la viscosidad de los fluidos, relación de movilidad, relación de pozos de inyección a pozos de producción, estructura del yacimiento y sus características geológicas; por lo tanto, a veces se utilizan arreglos irregulares para los depósitos, como se muestra en la Ilustración (Paris de Ferrer, 2001).



**Gráfico 11.** Diferentes tipos de arreglos de pozos. Fuente: (Paris de Ferrer, 2001)



**Gráfico 12.** Arreglos irregulares. Fuente: (Paris de Ferrer, 2001)

Tipo de arreglo	$R_{pl/pp}$	Elemento del Arreglo
Empuje en línea directa	1	Rectángulo
Empuje en línea alterna	1	Líneas desfasadas de pozos
5 pozos	2	Cuadrado
7 pozos	$\frac{1}{2}$	Triángulo equilátero
7 pozos invertido o arreglo de 4 pozos	3	Triángulo equilátero
9 pozos	$\frac{1}{3}$	Cuadrado
9 pozos invertido	$\frac{1}{3}$	Cuadrado

Todos los arreglos individuales mencionados pueden ser repetidos para formar un arreglo regular de pozos, con excepción de los arreglos irregulares y del invertido de 5 pozos que siempre se utilizan como un solo tipo de arreglo en el yacimiento.

### 2.3.3 EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL, $E_A$

La eficiencia de barrido areal,  $E_A$ , es aquella que define la fracción del área horizontal del yacimiento donde ocurrió el transcurso de la recuperación secundaria (Cabrera *et al.* 2012).

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}} \quad \text{Ecuación 10}$$

La eficiencia de barrido areal está relacionada con factores naturales y, por lo tanto, incontrolables; entre sus propiedades están: propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad, conductividad, etc.) y sistemas roca-fluido (ángulo de contacto, permeabilidades relativas, presiones capilares, etc.), que tienen un efecto directo sobre el volumen de roca penetrada por el fluido inyectado, la dirección y velocidad del movimiento del fluido (Cabrera *et al.* 2012)

Se pueden cambiar algunos factores relacionados con la ubicación de los pozos de inyección y producción, con la densidad y viscosidad del fluido.

Entre estos factores los más importantes son:

- 1) **Geometría de los pozos de inyección y producción:** Se lo conoce como la configuración areal que existe entre los pozos productores y los pozos inyectoros.
- 2) **Razón de movilidad:** Por lo general cuando la eficiencia areal baja la razón de movilidad aumenta.
- 3) **Volumen de fluidos inyectados:** En este caso la eficiencia areal aumenta con el volumen de fluidos que se hayan inyectados, por consiguiente, con el tiempo. Por lo que se tiende a referir sobre la eficiencia areal al momento de la ruptura y de eficiencia areal después de la ruptura, relacionándola entre sí con un determinado volumen de fluidos que se hayan inyectados (Cabrera *et al.* 2012).

### **Métodos para estimar la eficiencia de barrido areal**

El propósito de esta sección es determinar la eficiencia de barrido areal, a la ruptura y después de la ruptura, en función de los factores más importantes que la afectan: la razón de movilidad y los diferentes arreglos de pozos (Paris de Ferrer, 2001).

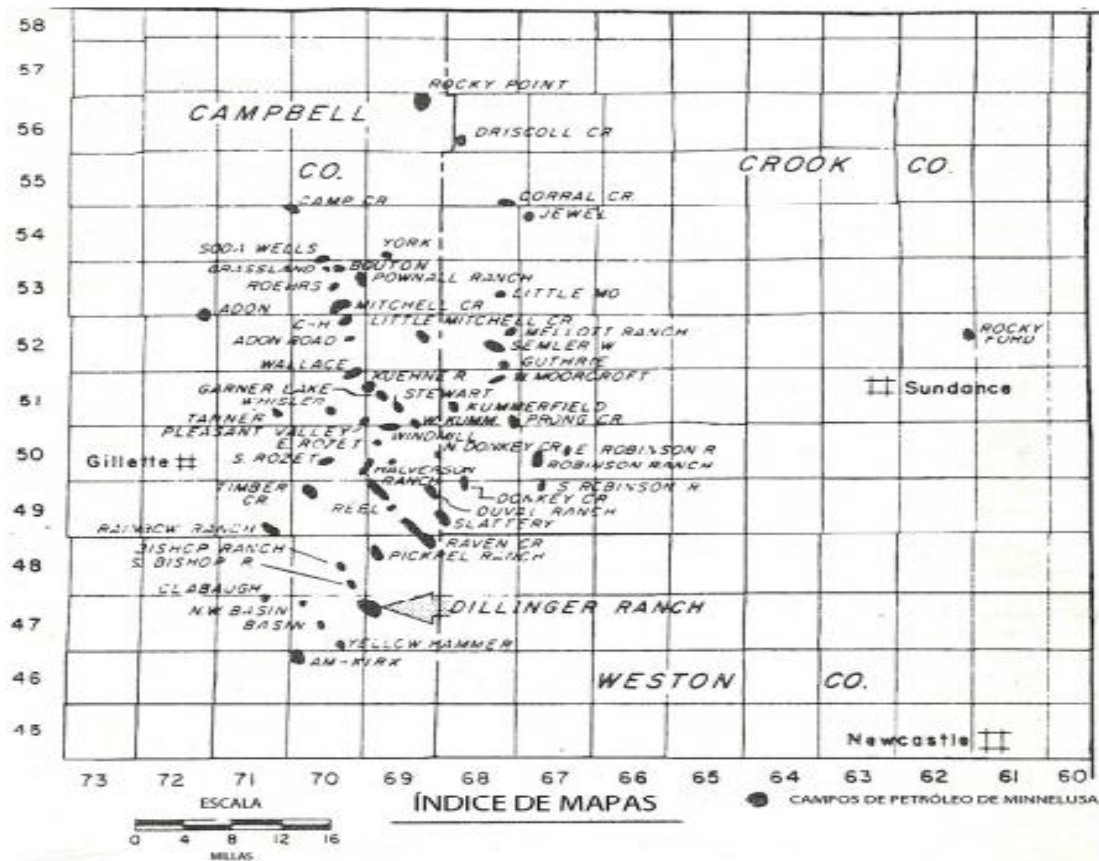
Se ha visto que el petróleo que puede llegar a ser desplazado por la intervención de la inyección de agua es directamente proporcional a la eficiencia de barrido areal (Paris de Ferrer, 2001).

## CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

### 3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

En marzo del año 1964 fue descubierto el campo Dillinger Ranch, que se encuentra localizado en la región de Campbell, Wyoming, y en diciembre de 1966 fue el inicio de la aplicación de inyección de agua, es decir; el área de participación incorporó 2,264.25 acres de áreas federales, estatales y privatización territorial en el centro-oeste del condado de Campbell, luego de un descenso primario de la presión desde 3909 hasta 1000 psi (punto de burbuja) y crudo producido de solamente 4% del total de petróleo *in-situ*. La producción de petróleo comienza en la producción zonal Minnelusa "B", una demarcación de porosidad variable de cuatro capas de arena distanciadas por lechos de dolomita. El promedio del espesor de la zona productiva viene dado por 24 ft, la porosidad promedio dado por 16,8% y la permeabilidad promedio de 100 md. La limitación de productividad del reservorio Minnelusa están determinados por un contacto agua-petróleo hacia el suroeste y una porosidad y permeabilidad perdida hacia el noreste. Hubo un percance al momento de suscitarse problemas inusuales de productividad que significaron retos de ingeniería como la fluidez del plástico Goose Egg a 8800 pies, adicional a esto el levantamiento artificial de altos volúmenes de fluido debajo de los 9000 pies. A fines de 1976, 8 de 11 pozos aún estaban inyectándose activamente, pero no se han informado los totales de inyecciones semestrales desde 1973 hasta la actualidad (Collntine *et al.* January 1981).

### 3.2 PARÁMETROS DE GEOLOGÍA Y RESERVORIO



**Gráfico 13.** Ubicación geográfica del campo Dillinger Ranch. Fuente: (Cabrera mármol, Cabrera Ochoa & Delgado Chancay, 2012)

En el flanco Este de la cuenca del río Powder en el condado de Campbell, a unas 22 millas está localizado el campo Dillinger Ranch, el reservorio Minnelusa es de edad pérmica y este campo es la única zona de producción de petróleo, el cual se describe como capas sustitutas de areniscas productivas y capas de dolomitas-anhidrita no productora. En las ilustraciones del mapa isópacas mostradas posteriormente, se consideran tres tipos de bores que son de vital importancia al momento de indicar los límites de producción en este reservorio. La producción en el reservorio Minnelusa está relacionada de manera directa con el espesor de la lutita Opeche, lo que quiere decir que mientras más espesa sea Opeche, la producción del pozo será pobre (Collintine *et al.* 1981).

En la Tabla 3 que se puede observar a continuación, se describe de manera directa las propiedades de los fluidos del reservorio Minnelusa, por lo tanto, de acuerdo con la descripción del estudio inicial, se utiliza una presión inicial de 3909 psi con respecto a un punto de burbujeo de 984 psi, el reservorio al cual se le va a aplicar los métodos de

predicción poseen una saturación muy baja, por lo que se obtuvo mediante investigaciones una alta declinación de presión durante las varias etapas iniciales de desarrollo (Collntine *et al.* 1981).

Los estudios especiales estuvieron a cargo de una empresa privada con el fin de dar inicio al principal proyecto de inyección de agua, los cuales utilizaron núcleos en tres muestras diferentes del reservorio Minnelusa, que obtuvieron como resultados datos de permeabilidad relativa (agua – petróleo), desplazamientos de petróleo – agua e información de presiones capilares, también 0,9 y 0,4 cp de viscosidad de petróleo y agua, lo cual nos indica que hay una alta probabilidad de un desplazamientos muy eficiente (Collntine *et al.* 1981).

Otro dato importante obtenido por los resultados de estos estudios es que la razón de movilidad (petróleo - agua) para las condiciones dadas anteriormente, fueron de 0,08 por lo que permite también sacar conclusiones de que la variable descrita resultaría altamente favorable; con la información de resultados, datos de la permeabilidad relativa y la investigación y resultados de los desplazamientos dados en los laboratorio, se llegó a la conclusión que un 38% de saturación de petróleo podría llevarse a cabo en esta zona luego que se redujera la permeabilidad a la mínima expresión numérica, dado esto porque la saturación del petróleo en la frontera es de 42%, por lo que se puede evidenciar que el recobro luego del proceso de ruptura será muy bajo (Collntine *et al.* 1981).

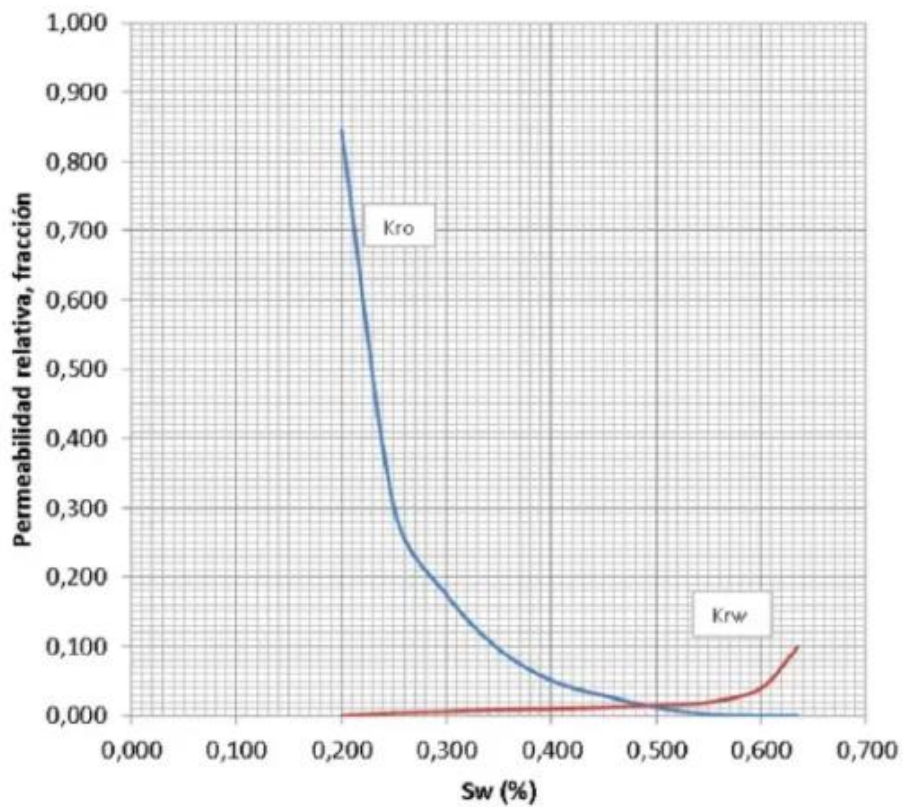
**Tabla 3.** Propiedades de la roca. Fuente: Dillinger Ranch, Campbell, Wyoming.

PROPIEDADES DE LA ROCA	
Porosidad, %	16,8
Permeabilidad, md	100
Saturación de agua connata, %	20
Espesor promedio, pies	24
Profundidad promedio de la zona de pago, pies	9100
So, después de la inyección, %	39
Área, acres	40
Radio del pozo, ft	100



**PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS**

Temperatura del reservorio, °F	231
Presión inicial del reservorio@4800 pies, psi	3909
Presión de saturación del crudo, psi	984
Relación gas en solución – petróleo, scf/bbl	144
Factor volumétrico de formación	1,18
Viscosidad al punto de burbuja, cp	0,86
API	37,2
Mecanismo de empuje primario	Expansión de fluido y gas en solución
Razón de movilidad	0,24
Saturación del petróleo, %	42
Viscosidad del agua, cp	0,4
Viscosidad del petróleo, cp	0,9
Permeabilidad relativa del petróleo, md	0.850
Permeabilidad relativa del agua, md	0.100



**Gráfico 14.** Curvas de permeabilidades

### 3.3 APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN

#### 3.3.1 Método de predicción de Craig, Geffen, Morse.

El método de Craig, Geffen, Morse tiene en consideración lo que puede surgir de la eficiencia del área, los mecanismos de desplazamiento, sus diseños de estratos y las capacidades de inyección variable para poder así obtener la evaluación o el comportamiento de un reservorio en un proyecto de restauración, inyección de cinco pozos (Castañeda *et al.* 2012).

Este método es permitido, exista o no gas en sus inicios, suponiendo las siguientes condiciones:

- Siempre y cuando no quede gas atrapado detrás del frente de invasión
- Siempre y cuando los cálculos puedan adaptarse a otros tipos de arreglos, pero no se debe tomar en cuenta la existencia de un influjo de agua lateral o de fondo
- Siempre y cuando exista un cubrimiento vertical del 100% en cada una de las capas del yacimiento estratificado

Suposiciones:

- Método es válido con o sin capa de gas inicial.
- Se asume un 100% de eficiencia de barrido vertical en cada uno de los estratos del yacimiento.
- Se considera homogeneidad vertical, y se ha comprobado que el término no es aplicable a yacimientos que presentan heterogeneidad vertical.
- Se recomienda establecer variaciones en la tasa de inyección.
- No hay presencia de gas atrapado detrás del frente de invasión.
- Los cálculos se pueden adaptar a otros tipos de arreglos.
- No se toma en cuenta la existencia de un influjo de agua lateral o de fondo

Craig y Col en su estudio, obtuvieron una derivación de varias ecuaciones y correlaciones que nos permitieron poder hallar la eficiencia de barrido de un área antes y después de una fractura. Estos procedimientos de cálculos se realizan en cuatro pasos (Castañeda *et al.* 2012):

- **Etapa 1:** la fase primaria comienza con el inicio de la inyección de agua y termina cuando las formaciones de petróleo que se desarrollan alrededor de los pozos de inyección adyacentes entran en contacto, lo que se denomina perturbación, esta fase solo ocurre si hay gas libre al comienzo de la invasión (Castañeda *et al.* 2012).
- **Etapa 2:** La segunda etapa empieza desde la interferencia hasta que todo el espacio dejado por el gas sea llenado por el agua inyectada (Castañeda *et al.* 2012).
- **Etapa 3:** la etapa 3 comienza desde el llenado de gas hasta la perforación del pozo de producción. Cuando empieza la fase 3, comienza la productividad de petróleo dado esto a la inyección de agua. Por lo tanto, la recuperación de petróleo suele ser una mayor producción causada por la inyección y una producción inicial continua (Castañeda *et al.* 2012).
- **Etapa 4:** La última etapa se da en el período que existe desde la ruptura del agua hasta el límite económico (Castañeda *et al.* 2012).

Este método predictivo se basa en los resultados de una serie de empujes de gas y agua en un modelo de cinco pozos. El procedimiento es la aplicación de una ecuación de Welge modificada y dos correlaciones obtenidas experimentalmente. La primera correlación es la eficiencia del área de barrido a la surgencia con el índice de movilidad. El segundo compara la eficiencia de barrido después de la surgencia con el logaritmo de la relación  $w_i/w_{ibt}$ , donde  $w_i$  es el volumen acumulado de agua inyectada y  $w_{ibt}$  es el volumen a la surgencia de agua. La segunda correlación se puede expresar mediante la ecuación:

$$E_a = E_{abt} + 0.633 \text{Log} \frac{W_t}{W_{ibt}} \quad \text{Ecuación 11}$$

### 3.3.2 Método de predicción Higgins – Leighton.

Es un método concerniente al tipo de desplazamiento en el yacimiento. Todos los fluidos siguen trayectorias llamadas líneas de flujo en medios porosos. Las líneas de flujo pueden variar con el tiempo, todo el flujo de fluido se desplaza por líneas de flujo (Escobar, 2021).

Para el caso de recuperación de petróleo a través de inyección de agua los fluidos atraviesan las líneas de flujo de un pozo inyección a un pozo productor. La teoría del desplazamiento a través de líneas de flujo en un reservorio se utilizó para predecir el comportamiento de barrido debido a la inyección de agua en un área con un bache de

inyección. Higgins y Leighton adaptaron esto en forma de canales de flujo, los cuales son divididos en celdas de igual volumen (Escobar, 2021).

Par el cálculo de desplazamiento se utiliza la teoría de Buckley y Leverett, se realiza dentro de cada celda para predecir el comportamiento del flujo. las condiciones básicas del método de canales de flujo, introducido por Higgins y Leighton son (Escobar, 2021):

- Las líneas de flujo son independientes de la razón de movilidad.
- La teoría de Buckley y Leverett se utiliza para calcular el desplazamiento de fluidos en los canales de flujo.

Los modelos de canales de flujo asumen que los procesos de desplazamiento inmisible siguen las mismas líneas de flujo (Escobar, 2021).

La aplicación del modelo de líneas de flujo en la recuperación secundaria fue descrita por Le Blanc y Caudle (1970), donde las líneas de flujo real en los canales de flujo son utilizadas para representar el proceso de avance frontal. La técnica de líneas de flujo es útil y aplicable para la optimización de inyección de agua. Las líneas de flujo son una representación que agregan el carácter dinámico de flujo de fluidos en el reservorio (Escobar, 2021).

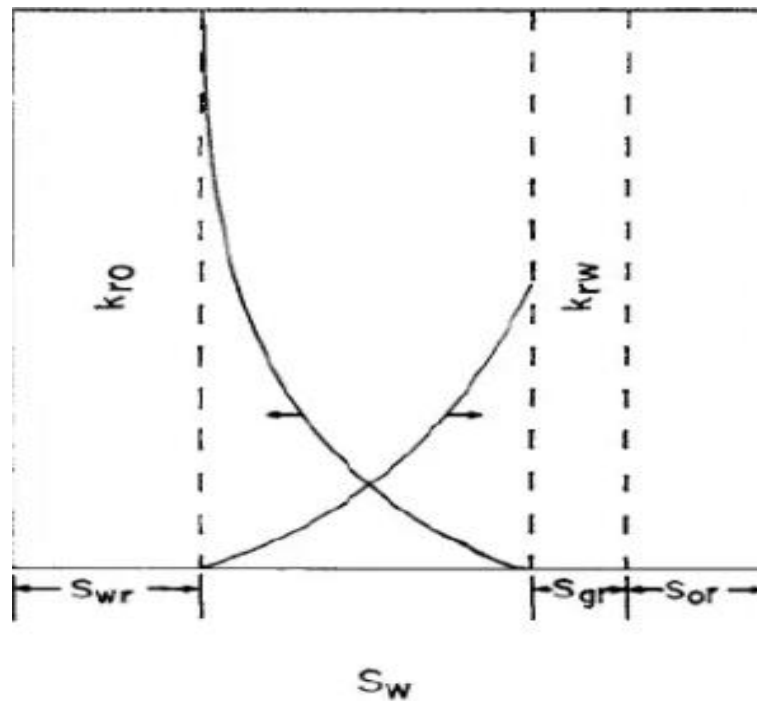
En un desplazamiento multifásico, la intrusión de agua en cada línea de flujo contribuye con una pequeña porción de la curva para la fracción de agua en el pozo productor. Higgins – Leighton realizaron el método para calcular el rendimiento del flujo de dos fases en la roca del yacimiento con una geometría irregular. Presentan el método y demuestran su precisión en comparación con el funcionamiento del laboratorio de un modelo de 5 pozos (Escobar, 2021).

Las distribuciones de saturación y permeabilidad se determinan a partir del modelo potenciométrico cuando  $M=1$ , determinado así la resistencia al flujo en cada estrato (Escobar, 2021).

También la permeabilidad es determinada en laboratorio, la resistencia al flujo en cada celda debido a la presencia de petróleo, agua y gas en cada estrato se determina después de cada invasión progresiva del agua. El factor tiempo es lo suficientemente extenso y el tamaño de los poros es lo suficientemente pequeño como para la solución rápida del gas en el petróleo (Escobar, 2021).

El tiempo para la permanencia de petróleo y gas soluble es relativamente corto en comparación con la historia completa del campo, en una inundación de agua en el reservorio, las diferencias de presión son pequeñas debido a la naturaleza radial de flujo (Escobar, 2021).

Todos estos factores minimizan la necesidad de un cambio de viscosidad del petróleo.



**Gráfico 15.** Curvas de permeabilidad relativa para agua y petróleo. Fuente: (Escobar, 2021)

### 3.3.3 Cálculo de índices de productividad de los métodos de predicción.

#### Método de Craig, Geffen, Morse

φ Calcular el volumen de agua inyectada a la interferencia mediante la siguiente ecuación:

$$W_{ii} = \frac{\pi h \phi S_{gi} r_{ei}^2}{5.615} \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde,

$W_{ii}$  = volumen de agua acumulada a la interferencia

$S_{gi}$  = saturación de gas inicial

$\phi$  = porosidad

$r_{ei}$  = radio de distancia entre pozos inyectoros

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

$$0.42 + 0.20 + S_g = 1$$

$$S_{gi} = 0,38$$

$$V_p = A(\text{acre})h(\text{pies})\phi(\text{fracción})$$

$$V_p = 40 * 24 * 0,168$$

$$V_p = 161,28 \text{ b}$$

$$W_{ii} = \frac{3,146 * 24 \text{ ft} * 0,168 * 12^2 \text{ ft} * 0,38}{5.615}$$

$$W_{ii} = 123,61 \text{ bbl}$$

Asumir valores sucesivos de volumen de agua inyectada acumulada, variando desde 0 hasta el valor de  $W_{ii}$  calculado. Calcular la tasa de inyección de agua a partir de la siguiente ecuación:

$$i_w = \frac{0.00707kh\Delta P}{\left(\frac{u_w}{k_{rw}} * \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) + \frac{u_o}{k_{ro}} * \ln\left(\frac{r_o}{r}\right)\right)} \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde:

$i_w$  = tasa de inyección de agua.

$\Delta P$  = diferencia de presión entre pozo inyector y pozo productor.

$k$  = permeabilidad absoluta, md.

$K_{ro}$  = permeabilidad relativa del petróleo.

$K_{rw}$  = permeabilidad relativa del agua.

$r_o$  = radio externo del banco de petróleo.

$r$  = radio externo de banca de agua.

$r_w$  = radio del pozo

Los radios de los bancos de agua y petróleo son calculados a partir de las siguientes ecuaciones:

$$r_o = \sqrt{\frac{5.615W_{inj}}{\pi h \phi S_{gi}}} = \sqrt{\frac{5.615 * 7700}{3.146 * 24 * 0.168 * 0.38}} = \mathbf{94,70 \text{ ft}}$$

$$r = r_o \sqrt{\frac{S_{gi}}{S_{wBT} - S_{wi}}} = 94,70 * \sqrt{\frac{0.38}{0.20 - 0}} = \mathbf{130,53 \text{ ft}}$$

$$i_w = \frac{0.00707 * 100md * 24ft * (3909 - 1500)psi}{\left(\frac{0.4cp}{0.100md} * \ln\left(\frac{130,53ft}{100ft}\right) + \frac{0.9cp}{0.850md} * \ln\left(\frac{94,70ft}{130,53ft}\right)\right)}$$

$$\mathbf{i_w = 7921,68 \text{ bbl}}$$

ϕ Calcule el volumen de agua inyectada al llene aplicando la siguiente ecuación:

$$W_{if} = PV S_{gi}$$

Donde:

$W_{if}$  = agua acumulada al llene

$PV$  = volumen poroso

$S_{gi}$  = saturación de gas inicial

$$W_{if} = 161,28 * 0.38$$

$$\mathbf{W_{if} = 61,28 \text{ BBL}}$$

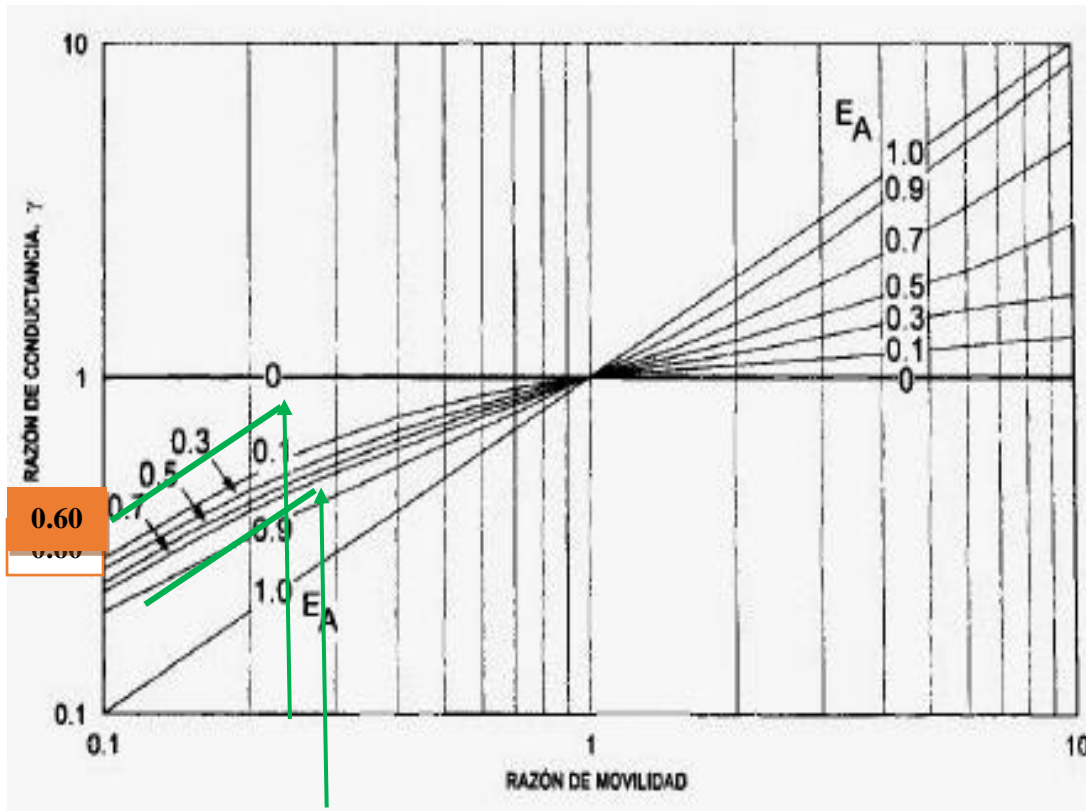
ϕ Calcular la eficiencia del barrido areal al llene mediante la siguiente ecuación:

$$E_A = \frac{W_{inj}}{PV(\bar{S}_{wBT} - S_{wi})} = \frac{61,28}{161,28(0.20 - 0)}$$

$$\mathbf{E_A = 0,018}$$

Empleando la razón de movilidad y la eficiencia del barrido areal al llene, determine el radio de conductancia mediante:

Gráfica en función de razón de movilidad (M):



**Gráfico 16.** Razón de conductancia para un arreglo de 5 pozos. Fuente: (Escobar, 2021)

La razón de movilidad, M previa a la ruptura de agua de acuerdo con los estudios previos es:

$$M = 0,24$$

$$\gamma = 0,60$$

- Para una diferencia de presión constante, la tasa base de inyección de agua es dada por la siguiente ecuación:

$$i_{base} = \frac{0.003541 h k k_{ro} \Delta P}{u_o \left[ \ln \left( \frac{d}{r_w} \right) - 0.619 \right]}$$

$$= \frac{0.003541 * 24ft * 100md * 0.850md * (3909 - 1500)psi}{0.9 * \left[ \ln \left( \frac{300ft}{100ft} \right) - 0.619 \right]}$$

$$i_{base} = 725,07 \text{ bbl}$$



- Calcule el volumen de agua inyectada al llene, haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$i_{wf} = \gamma * i_{base} = 0.60 * 725,07$$

$$i_{wf} = \mathbf{435,042\ bbls}$$

- Calcule el intervalo de tiempo requerido mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta t = \frac{W_{ii} - W_{if}}{\left(\frac{i_{wi} + i_{wf}}{2}\right)} = \frac{123,61 - 61,28}{\left(\frac{(7921,68 + 435,042)}{2}\right)}$$

$$\Delta t = \mathbf{31,21\ días}$$

- Calcular el volumen de agua inyectado a la ruptura:

$$W_{iBT} = PV * (\bar{S}_{wBT} - S_{wi}) * E_{ABT}$$

- Asumir diversos valores de agua acumulada ( $W_{inj}$ ) entre  $W_{if}$  y  $W_{iBT}$  y calcular la eficiencia del barrido areal para cada valor, emplee la siguiente ecuación:

$$E_A = \frac{W_{inj}}{PV(\bar{S}_{wBT} - S_{wi})}$$

**Tabla 4.** Cálculo de  $E_a$  después de la ruptura

<b>Winj(bbl)</b>	<b>PV</b>	<b>SwBT</b>	<b>Swi</b>	<b>Ea</b>
300	161,280	0,2	0	<b>9,3005952</b>
400	161,280	0,2	0	<b>12,400794</b>
500	161,280	0,2	0	<b>15,500992</b>
1000	161,280	0,2	0	<b>31,001984</b>
2000	161,280	0,2	0	<b>62,003968</b>
3000	161,280	0,2	0	<b>93,005952</b>
4000	161,280	0,2	0	<b>124,00794</b>
5000	161,280	0,2	0	<b>155,00992</b>
6000	161,280	0,2	0	<b>186,0119</b>
6500	161,280	0,2	0	<b>201,5129</b>
7921,68	161,280	0,2	0	<b>245,5878</b>

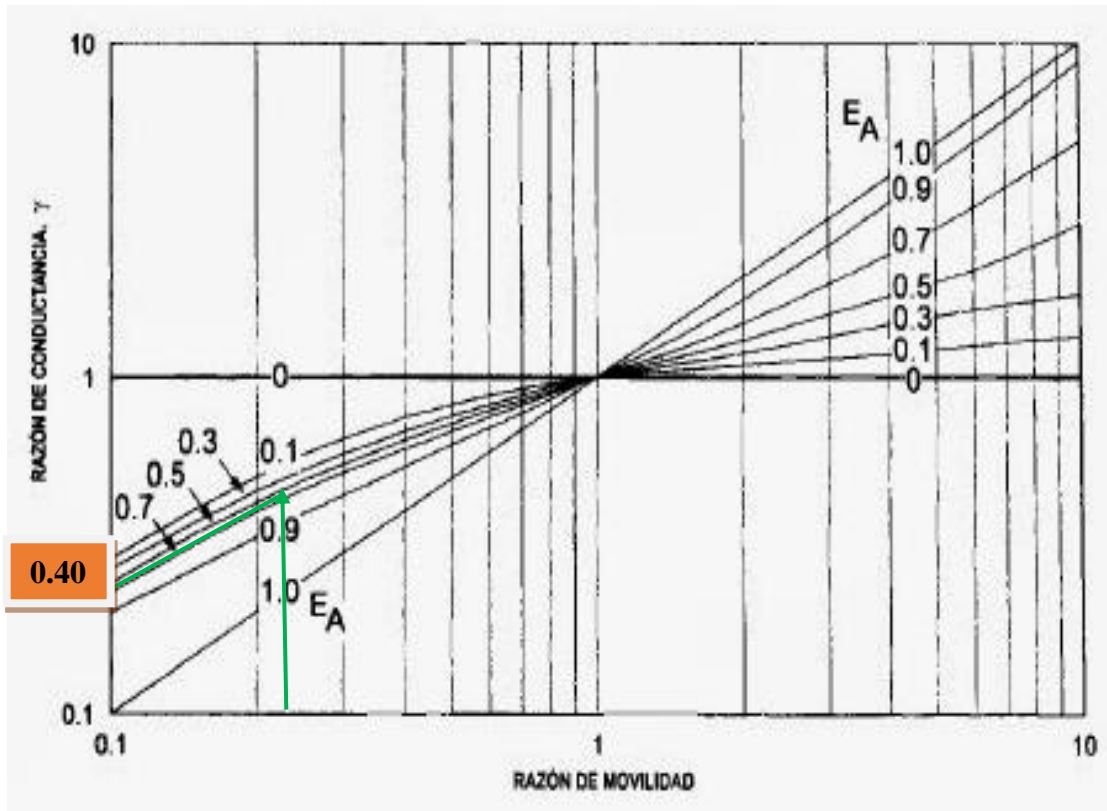
$$W_{iBT} = 161,28 * (0.20 - 0) * 0,155$$

$$W_{iBT} = 5 \text{ bbls}$$

- Calcular la razón de conductancia mediante la gráfica:

$$M = 0.24$$

$$\gamma = 0.40$$



**Gráfico 17.** Razón de conductancia para un arreglo de 5 pozos después de la ruptura.  
Fuente: (Caudle y Witte)

- Calcular la tasa de inyección de agua a cada valor asumido de  $W_{inj}$ :

$$i_w = \gamma * i_{base} = 0.40 * 725,07 \text{ bbls}$$

$$i_w = 290,02 \text{ bbls}$$

- Calcule la tasa de flujo de petróleo durante esta etapa a partir de:

$$q_o = \frac{i_w}{B_o} = \frac{290,02 \text{ bbls}}{1.18}$$

$$q_o = 245,78 \text{ BPD}$$

- Finalmente, la producción acumulada de petróleo haciendo uso de la ecuación siguiente:

$$N_{p1} = \frac{W_{inj} - W_{if}}{B_o}$$

$$N_{p1} = \frac{7921,68 - 61,28}{1.18}$$

$$N_{p1} = \mathbf{6661,35BP}$$

- Asumir diversos valores para la razón y calcular el volumen de agua acumulada inyectada para cada valor asumido, para poder calcular se utiliza la siguiente ecuación:

$$W_{inj} = \left( \frac{W_{inj}}{W_{iBT}} \right) * W_{iBT}$$

**Tabla 5.** Calcular el volumen de agua acumulada inyectada después de la ruptura

Winj(bbls)	Ea	WiBT(bbl)	WiBT*(bbl)	Winj*(bbl)
300	9,300590	1,00	10,00	<b>30,00</b>
400	12,400794	2,00	10,00	<b>80,00</b>
500	15,500992	3,00	10,00	<b>150,00</b>
1000	31,001984	4,00	10,00	<b>400,00</b>
2000	62,003968	5,00	10,00	<b>1000,00</b>
3000	93,005952	6,00	10,00	<b>1800,00</b>
4000	124,00794	8,00	10,00	<b>3200,00</b>
5000	155,00992	9,00	10,00	<b>4500,00</b>
6000	186,0119	10,00	10,00	<b>6000,00</b>

- Calcule la eficiencia de barrido areal para cada radio asumido

**Tabla 6.** Eficiencia de barrido areal después de la ruptura.

Eabt	Winj(bbl)	Wibt(bbl)	Ea
9,300590	300	10	<b>10,235608</b>
12,400794	400	10	<b>13,414898</b>
15,500992	500	10	<b>16,57644</b>
31,001984	1000	10	<b>32,267984</b>
62,003968	2000	10	<b>63,46052</b>
93,005952	3000	10	<b>94,57397</b>
124,00794	4000	10	<b>125,65504</b>
155,00992	5000	10	<b>156,71837</b>
186,0119	6000	10	<b>187,77047</b>

- Calcule la razón

$$\frac{Q_i}{Q_{iBT}} = 1 + a_1 * e^{-a_1} [E_i(a_2) - E_i(a_1)]$$

$$x = 948 \frac{\phi u C_t r_w^2}{kt} = 948 \frac{0.168 * 0.9cp * 1 * 100^2 ft}{100md * 31,21días}$$

$$x = 0,484$$

$$E_i = -E_i(-x) = (-0.585) * (0,484)$$

$$E_i = 0.283$$

$$a_1 = 3.65 * E_{ABT}$$

$$a_1 = 3.65 * 0,283$$

$$a_1 = 1,03$$

$$a_2 = a_1 + \ln \left( \frac{W_{inj}}{W_{iBT}} \right)$$

$$a_2 = 1,03 + \ln \left( \frac{7921,68}{5} \right)$$

$$a_2 = 8,39$$

$$\frac{Q_i}{Q_{iBT}} = 1 + 1,03 * e^{-1,03} [0.283 * (8,39) - 0.283 * (1,03)]$$

$$\frac{Q_i}{Q_{iBT}} = 1,76 \text{ BPD}$$

- Determine el volumen poral de agua inyectada.

$$Q_i = \left( \frac{Q_i}{Q_{iBT}} \right) * Q_{iBT} = (1,76 \text{ BPD}) * (245,78)$$

$$Q_i = 433,76 \text{ bbls}$$

- Calcular la pendiente de la tangente a la curva de la gráfica del flujo fraccional de agua con respecto a la saturación de agua.

$$\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{sw2} = \frac{1}{Q_i} = \frac{1}{433,76 \text{ BPD}}$$

$$\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{sw2} = 2,30 \times 10^{-3} \text{ BPD}$$

- Calcular el valor de  $S_{w2}$ , la saturación de agua en el pozo productor que corresponde a cada valor de  $df_w/dS_w$ .

$$(2,30 \times 10^{-3} \text{ BPD})_{sw2} = S_{w2} = 0,23$$

- Calcule el flujo fraccional de agua en el pozo productor para cada valor de  $S_{w2}$ , mediante la siguiente ecuación:

$$f_{w1} = \frac{1}{1 + \frac{u_w}{u_o} * \frac{k_{ro}}{k_{rw}}} = \frac{1}{1 + \frac{0,4}{0,9} * \frac{0,850}{0,100}}$$

$$f_{w1} = 0,209$$

- Saturación promedio de agua en el área barrida:

$$\bar{S}_{w2} = S_{w2} + \frac{1 - f_{w2}}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{sw2}} = 0,23 + \frac{1 - 0,09}{2,30 \times 10^{-3}}$$

$$\bar{S}_{w2} = 3,95$$

- La relación agua – petróleo a condiciones de superficie es de **0.08** dado este dato de acuerdo con los estudios realizados por las respectivas empresas encargadas detalladas anteriormente.

$$N_p = N_s * E_D * E_A - \frac{PV * (1 - E_A) * S_{gi}}{B_o}$$

$$E_D = \frac{\bar{S}_w - S_{wi} - S_{gi}}{1 - S_{wi} - S_{gi}} = \frac{3,95 - 0,20 - 0,38}{1 - 0,20 - 0,38}$$

$$E_D = 8,02$$

$$N_{p2} = 6661,35 \text{ BPD} * 8,02 * 0,10 - \frac{161,28 * (1 - 0,10) * 0,38}{1,18}$$

$$N_{p2} = 5295,66 \text{ bbls}$$

Calcular la producción de agua acumulada

$$W_p = \frac{W_{inj} - N_p B_o - PV S_{gi}}{B_w} = \frac{7921,68 - 5295,66 * 1,18 - 161,28 * 0,38}{1}$$

$$W_p = 1611,51 \text{ bls}$$

- Calcular  $k_{rw}$  para  $S_{w2}$  y determine la razón de movilidad después de la ruptura:

$$M = \frac{k_{rw@S_{w2}}}{k_{ro@S_{w1}}} * \left( \frac{u_o}{u_w} \right) = \frac{11,11 \text{ md}}{0,850 \text{ md}} * \left( \frac{0,9 \text{ cp}}{0,4 \text{ cp}} \right)$$

$$M = 29,4088$$

- Calcular razón de conductancia por la ecuación aplicada anteriormente:

$$\gamma = 0,45$$

$$i_w = \gamma * i_{base} = 0,45 * 725,07$$

$$i_w = 326,28$$

- Finalmente, calcule las tasas de producción de petróleo:

$$q_o = \frac{i_w}{B_o + B_w * WOR_s} = \frac{326,28}{1,18 + 1 * 0,08}$$

$$q_o = 258,95 \text{ BPD}$$

### Método de Higgins – Leighton

- Cálculo de permeabilidades relativas

$$K_{ro} = (1 - S_{GD})^{2,56} = (1 - 0,38)^{2,56}$$

$$K_{ro} = 0,294 \text{ md}$$

$$K_{rw} = 0.78(S_{GD})^{3.72} = 0.78(0.38)^{3.72}$$

$$K_{rw} = 0.0213md$$

$$fw_1 = \frac{1}{1 + \frac{u_w}{u_o} * \frac{k_{ro}}{k_{rw}}} = \frac{1}{1 + \frac{0.4}{0.9} * \frac{0.850}{0.100}}$$

$$fw_2 = 0.209$$

- Caudal,  $Q_{ibt}$

$$Q_{ibt} = (S_{wf} - S_{wi}) = (0.20 - 0)$$

$$Q_{ibt} = 0.20$$

$$Q_{ibt} = \frac{(S_{wp2} - S_{wf})}{1 - fw_2} = \frac{(0.20 - 0)}{1 - 0.209}$$

$$Q_{ibt} = 0.2528 bls$$

- Volumen Poral,  $V_p$

$$V_p = A(acre)h(pies)\phi(fracción)$$

$$V_p = 40 * 24 * 0.168$$

$$V_p = 161,28 (\%)$$

- Tiempo

$$t = \frac{Q_{ibt} * V_p}{q_t} = \frac{0.20 * 161,28BP}{144BP/D}$$

$$t = 22,4 \text{ días}$$

- Petróleo Producido,  $N_p$

$$N_{p2} = V_p * Q_i = 161,28 * 0.2528$$

$$N_{p2} = 4077,15 bbls$$

$$N_{p1} = V_p(S_{wp2} - S_{wi}) = 161,28 * (0.20 - 0)$$

$$\mathbf{N_{p1} = 3225,60 \text{ bbls}}$$

- Caudal de Petróleo,  $q_o$

$$q_{o2} = \frac{N_p}{t} = \frac{4077,15 \text{ BP}}{22,4 \text{ días}}$$

$$\mathbf{q_{o2} = 182,01 \text{ BPD}}$$

$$q_{o1} = \frac{N_{pj} - N_{po}}{t} = \frac{4077,15 \text{ BP} - 3225,60 \text{ BP}}{22,4 \text{ días}}$$

$$\mathbf{q_{o1} = 38,01 \text{ BPD}}$$

- Relación Agua-Petróleo, WOR

$$WOR = \frac{fw_2}{fo_2} = \frac{fw_2}{1 - fw_2} = \frac{0.209}{1 - 0.209}$$

$$\mathbf{WOR = 0.2642}$$



## CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN

### 4.1 RESULTADOS DEL MÉTODO CRAIG, GEFFEN, MORSE.

**Tabla 7.** Resultados del método Craig, Geffen, Morse.

MÉTODO DE CRAIG, GEFFEN, MORSE	
VARIABLES	RESULTADOS
Volumen de agua acumulada a la interferencia, ( $W_{ii}$ )	123,61 <i>bbls</i>
Tasa de inyección acumulada, ( $i_w$ )	7291,68
Volumen de agua inyectada, $W_{if}$	61,28 <i>bbls</i>
Eficiencia del barrido areal, $E_A$	0,018 (%)
Tasa de base de inyección, $i_{base}$	725,07 <i>bbls</i>
Volumen de agua inyectada al llene, $i_{wf}$	435,04 <i>bbls</i>
Intervalo de tiempo, $\Delta t$	31,21 días
Volumen de agua inyectada a la ruptura, $W_{iBT}$	5 <i>bbls</i>
Razón de conductancia, $\gamma_1$ y $\gamma_2$	$\gamma_1 = 0.60$ $\gamma_2 = 0.40$
Tasa de flujo de petróleo, $q_o$	245,78 <i>BPD</i>
Producción acumulada de petróleo, $N_p$	6661,35 <i>BP</i>
Volumen de agua acumulada inyectada después de la ruptura, $W_{inj}$	290,02 <i>bbls</i>
Volumen poral de agua inyectada, $Q_i$	433,76 <i>bbls</i>
Flujo fraccional de agua en el área barrida, $fw_2$	0.209
Producción acumulada de petróleo, $N_{p2}$	5295,66 <i>BP</i>
Razón de movilidad después de la ruptura, $M$	29.4088
Tasa de producción de petróleo. $q_{o2}$	258,95 <i>BPD</i>

#### 4.1.1 Análisis de Resultado

Mediante la tabla 7, se obtuvo los parámetros para el análisis del método de predicción de Craig, Geffen, Morse; alcanzando los siguientes resultados: el amplio diferencial de porcentaje con respecto a la producción acumulada del petróleo ( $N_p$ ) obtenida durante (**6661,35 BP**) y después (**5295, 66 BP**) de la ruptura, el caudal de producción de petróleo ( $q_o$ ) que permite saber a qué tasa se va a producir durante (**245, 78 BPD**) y después (**258, 95 BPD**) de la ruptura, y se obtuvo un valor de razón de movilidad de 0.2940, es decir que mientras que  $M < 1$ , la razón de movilidad es favorable, si en el caso de que  $M > 1$ , no es favorable.

## 4.2 RESULTADOS DEL MÉTODO HIGGINS – LEIGHTON

**Tabla 8.** Resultados del método Higgins - Leighton

MÉTODO DE HIGGINS – LEIGHTON	
VARIABLES	RESULTADOS
Flujo fraccional de agua en el área barrida, $fw_2$	0,209
Caudal de agua inyectada a la ruptura, $Q_{iBT}$	0,2528 bbls
Intervalo de tiempo, $\Delta t$	22,4 días
Petróleo Producido acumulado, $N_p$	$N_{p1} = 3255,60 \text{ BP}$
	$N_{p2} = 4077,15 \text{ BP}$
Caudal de Petróleo Producido, $q_o$	$q_{o1} = 38,01 \text{ BPD}$
	$q_{o2} = 182,01 \text{ BPD}$

### 4.2.1 Análisis de Resultado

Mediante la tabla 8, se obtuvo los parámetros necesarios para el análisis del método de predicción de Higgins – Leighton, consiguiendo los siguientes resultados; un bajo diferencial de porcentaje comparado con el método anterior evaluado, con respecto a la producción acumulada del petróleo ( $N_p$ ) obtenida durante (**3255, 60 BP**) y después (**4077, 15 BP**) de la ruptura, el caudal de petróleo ( $q_o$ ) que permite saber a qué tasa se va a producir durante (**38, 01 BPD**) y después (181,01 BPD) de la ruptura.

## 4.3 COMPARACIÓN GENERAL ENTRE AMBOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN

**Tabla 9.** Comparación general entre ambos métodos de predicción

COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN ESTUDIADOS		
Variables	Craig, Geffen, Morse	Higgins - Leighton
$fw_2$	0.209	0.209
$N_{p1}$ (BP)	5295,66	3255,60
$N_{p2}$ (BP)	6661,35	4077,15
$\Delta t$ (d)	31,21	22,4
$q_{o1}$ (BPD)	245,78	38,01
$q_{o2}$ (BPD)	258,95	182,01

### 4.3.1 Análisis de comparación de ambos métodos de predicción.

Con respecto a la tabla 9, mediante el análisis del flujo fraccional, se pudo observar que, ambos métodos de predicción el valor obtenido son similares ( $f_w=0.209$ ), por lo que se puede corroborar que el reservorio es homogéneo, lo cual indica que no existe segregación de fluido y las saturaciones de agua ( $S_w$ ) y petróleo ( $S_o$ ) son uniformes. También, respecto a los caudales de petróleo producidos durante y después de la ruptura entre ambos métodos de predicción, se prevé que, con el método de Craig, Geffen, Morse se obtenga una mayor tasa de producción, de igual manera una amplia diferencia de petróleo producido acumulado durante y después de la ruptura.

## 4.4 MATRIZ DE DECISIÓN DE LOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN.

**Tabla 10.** Matriz de decisión de los métodos de predicción

<b>MATRIZ DE DECISIÓN</b>		
<b>Factores</b>	<b>Método de Craig, Geffen, Morse</b>	<b>Método de Higgins - Leighton</b>
M	Aplicación de la razón de movilidad en su desarrollo	No aplica
Qo	Mayor optimización de tasa de producción	Tasa de producción de petróleo no tan óptimo
Np	Mayor acumulación de petróleo producido	Baja acumulación de petróleo producido
$\Delta t$	Mayor optimización del tiempo de producción de petróleo	
Fw	Análisis de flujo fraccional similares en ambos métodos de predicción	
Variables	Mejor desarrollo de variables aplicadas en el método.	Aplicación de variables de forma directa

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **CONCLUSIONES**

Mediante el análisis en la matriz comparativa de los métodos de predicción, se tiene que el método de Craig, Geffen, Morse al tomar en cuenta más propiedades petrofísicas, se ajusta de mejor manera a la realidad del campo Dillinger Ranch por lo que será el método por escoger para realizar las pruebas.

Tomando en cuenta las pruebas realizadas se tiene una predicción de 6 661,35 barriles de producción de petróleo acumulado por el método de Craig, Geffen, Morse, que es un recobro 9,76% mayor, en comparación al método de Higgins - Leighton que se obtuvo un valor de 4 077,15 barriles de producción de petróleo acumulado.

Con base a la revisión bibliográfica y a la data disponible en el campo Dillinger Ranch, tanto el método de predicción de Craig, Geffen, Morse y el método de Higgins Leighton son aplicables para la aplicación de un proyecto de inyección de agua, logrando aumentar el recobro de petróleo in-situ de forma óptima.

### **RECOMENDACIONES**

En este caso, para validar estos resultados, se sugiere tomar en cuenta en caso de que se realice la prueba piloto, comparar si los resultados son similares a los obtenidos de manera teórica.

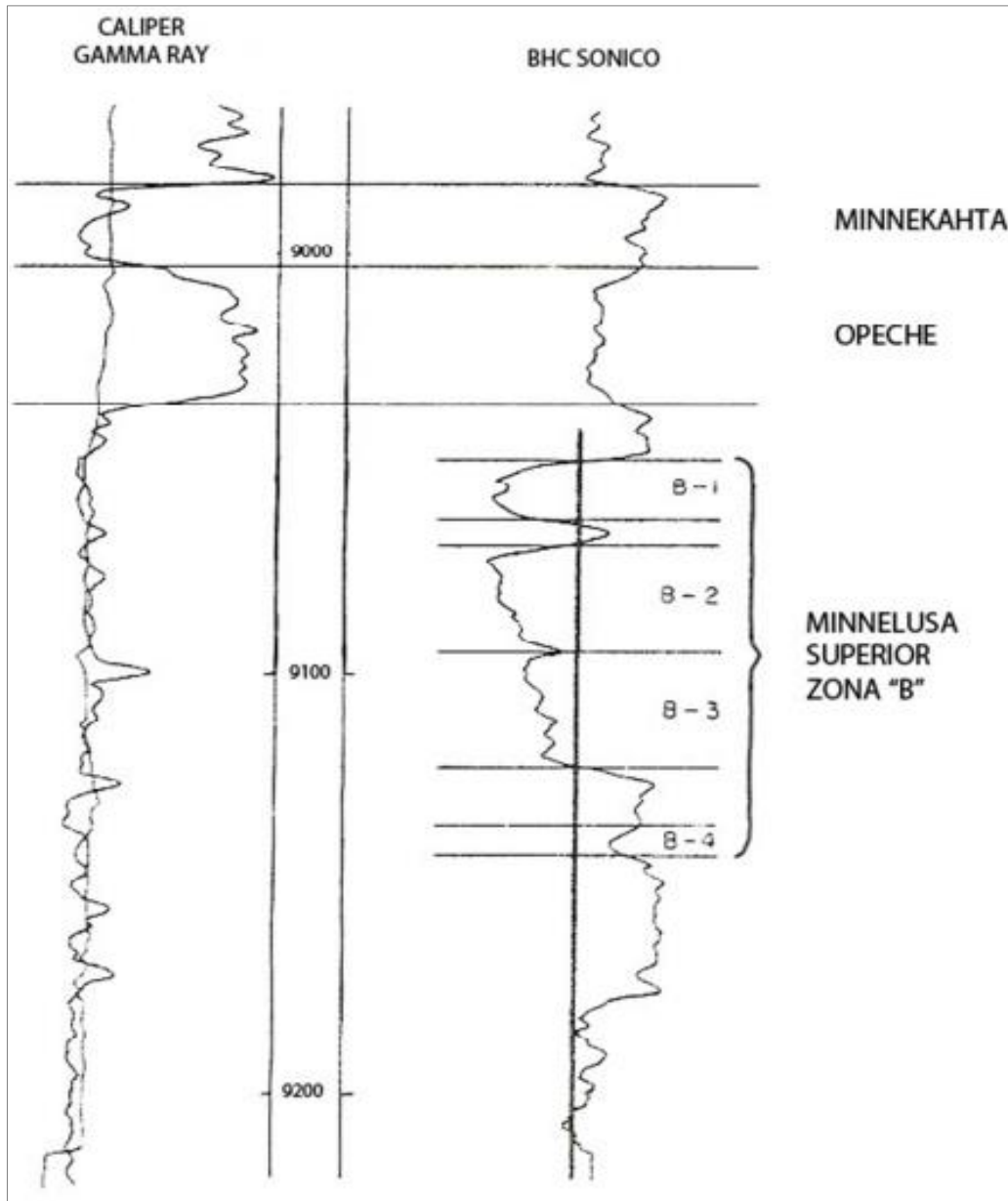
Antes de comenzar a aplicar un método de predicción se deben evaluar varios factores y limitaciones para su desarrollo, con el fin de obtener varios resultados más precisos con respecto a las variables de cada método.

## REFERENCIAS

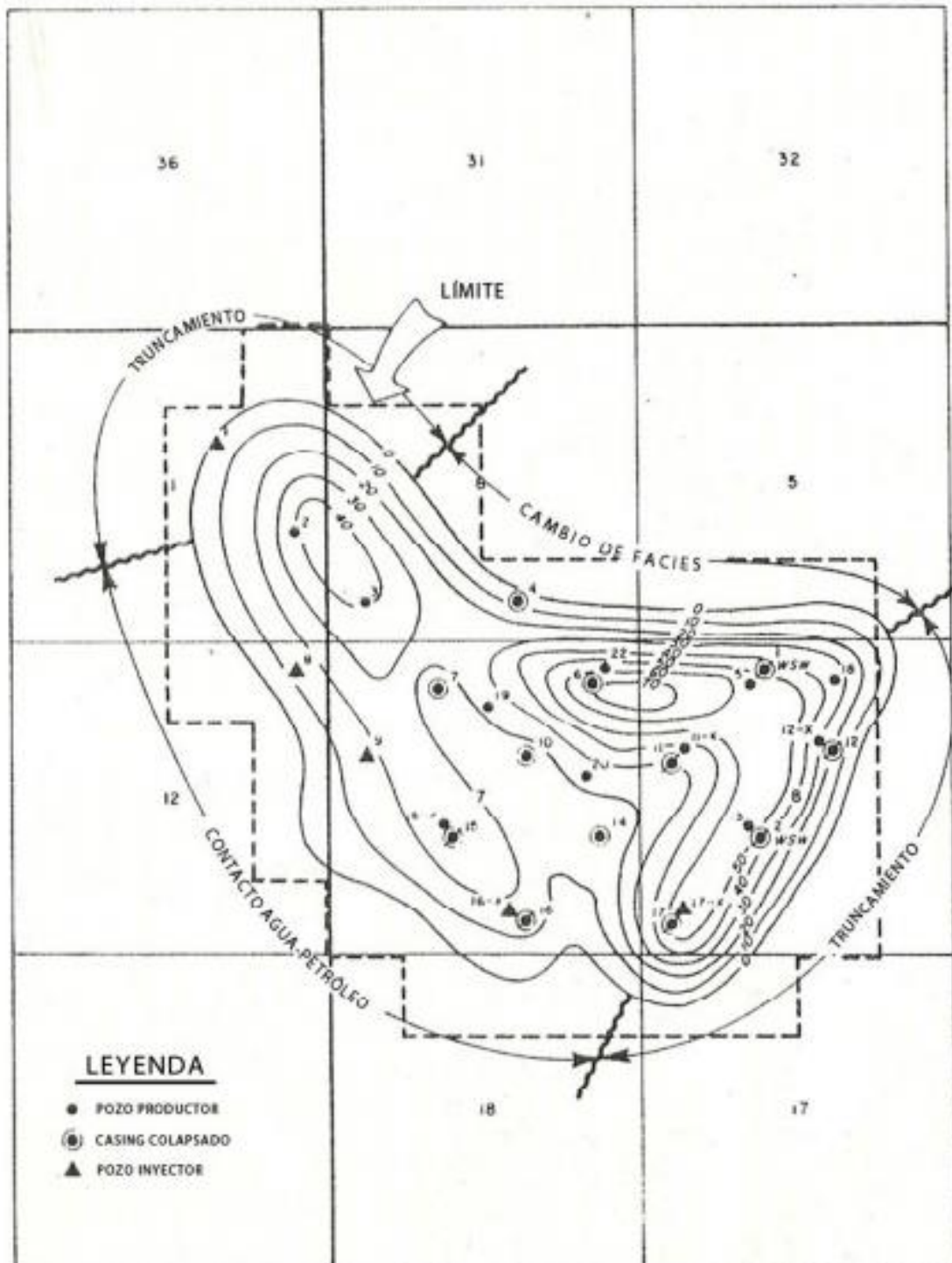
- Alvarado, A., & Baquero, J. (2019). *Evaluacion del Piloto de Inyeccion de Agua Implementado en un Campo de Crudo Pesado de la Cuenca de los Llanos Orientales Para el Diseño de Estrategias de Optimizacion del Proceso*. Bogota: Fundacion Universidad de America.
- Arashi, A., & Konopczynski, M. (2003). *A Dynamic Optimisation Technique for Simulation of Multi-Zone Intelligent Well Systems in a Reservoir Development*. Europe: SPE.
- Blanco, J., & Delgadillo, C. (2006). *Metodologia Integrada Para el Diseño de un Monitoreo de Inyeccion de Agua Desarrollado en un Campo Petrolero*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Cabrera Marmol , J. N., Cabrera Ochoa, E. F., & Delgado Chancay , J. P. (2012). *Análisis y Propuestas de Mejora de Proyectos de Inyección de Agua Ejecutados en Reservorios de Diversas Características*. Guayaquil-Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Castañeda Chiluiza, F. J., Cadena Balon, M. J., & Sanchez Espinoza, D. E. (2012). *"Programa computacional para predecir el comportamiento de un yacimiento sometido a inyección de agua por el método de Craig, Geffen, and Morse"*. Guayaquil - Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Cortes, V. (2008). *Control de la Produccion de Agua en Pozos Petroleros*. Mexico: Universidad Nacional Autonoma de Mexico.
- Escobar, J. I. (2021). *Desplazamiento de Petroleo en sistemas de arreglos irregulares*. Ingeniería en Reservorio III.
- Gutierrez, M., & Iturralde, S. (2017). *Elementos Basicos de Ingenieria de Yacimientos (Primera Edicion)*. Santa Elena: UPSE.
- Heidt, J., & Follensbee, G. (1971). Application of the Higgins-Leighton Waterflood Prediction Technique to L-halfway Reservoirs In Northeastern British Columbia. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 10. doi:10.2118/71-01-02

- Herrera, C. (2018). *Evaluación de la Recuperación Secundaria Por Inyección de Agua en el Campo Oso Arena T Utilizando Diferentes Métodos de Predicción*. Guayaquil: Escuela Politecnica Nacional.
- Mataix, C. (1982). *Mecánica de Fluidos y Maquinas Hidraulicas*. Mexico: HARLA.
- Montaron, B., & Vasper, A. (2007). *Intelligent Completions*. Middle East & Asia Reservoirs Review.
- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Saavedra, N., Peralta, C., & Cobb, W. (27 de 04 de 2003). Distribution of Injected Water by Using CGM Method: A Case History in Palogrande-Cebu Field. *Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, 8. doi:10.2118/81042-MS
- Sepúlveda Gaona, J. A., & Escobar Macualo, F. H. (Febrero de 2005). *Simulación de Yacimiento: Principios, conceptos y construcción de mallas*. Neiva - Huila - Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana Colección de Texto Didáctico.
- Silin, D., & Patzek, T. (2000). *Waterflood Surveillance and Supervisory Control*. Tulsa, Oklahoma: SPE 59295.
- Vásquez, R. (2020). *Metodos De Levantamiento Artificial Mas Utilizados En Venezuela*. *Linkedin*.

# ANEXO A



# ANEXO B





# ANEXO C

