

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Selección del proceso de recuperación secundaria óptimo para ser aplicado en la arena U del Campo ESPOL

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

**Magister en Petróleos con mención en Recobro por
Inyección de Agua y Gas**

Presentado por:

Ing. Henry Eduardo Muñoz Salinas

Ing. Jorge Gabriel Tercero Conteron

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico primero a Dios, que siempre me llena de bendiciones, me brindó fortaleza y sabiduría, a mi amada esposa Norma, con quien siempre trabajo en equipo por el bien común de nuestra familia, a mis amados hijos, Alessia y Henry, quienes siempre son mi fortaleza para continuar adelante, a mis padres, por ser quienes inspiraron el ser humano y profesional que soy.

Henry

El presente proyecto va dedicado a Dios quien guía mi vida y nunca me ha dejado solo. A Diana mi esposa amada quien ha estado en todas las etapas de mi vida y ha sido el mejor regalo, me dio dos hijos Martín y Fernie dos niños maravillosos de quien tengo complacencia. Mis padres que siempre estarán presente en mis logros pues fueron quienes pusieron los cimientos del hombre que hoy soy, gracias, Gabriel y Hortencia.

Jorge

AGRADECIMIENTOS

Nuestros más sinceros agradecimientos a la ESPOLE por las enseñanzas y la oportunidad de formar parte de renombrada maestría, al Msc. Fernando Sagnay por su apoyo durante el proceso y amigos anónimos quienes nos colaboraron.

Henry y Jorge

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Henry Eduardo Muñoz Salinas* y *Jorge Gabriel Tercero Conteron* damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Henry Muñoz S.

Jorge Tercero C.

EVALUADORES

.....
Andreina Alexandra Alarcón Avellán
PROFESOR DE LA MATERIA

.....
Fernando Javier Sagnay Sares
PROFESOR TUTOR

RESUMEN

La producción de petróleo del país atraviesa importantes inconvenientes debido al tiempo de producción de los campos, las presiones de reservorios han decaído por lo que para poder extraer petróleo de los pozos ya perforados es muy difícil realizarlo por medio de metodologías de recuperación primaria, existiendo una necesidad de mayor inversión a la perforación de nuevos pozos y/o la aplicación de otras metodologías de extracción de petróleo como la recuperación secundaria mediante la inyección de agua, o también utilizando procesos más complejos y costosos como la recuperación mejorada.

En base a la problemática hidrocarburífera del país se planteó una metodología de recuperación secundaria como lo son la inyección de agua y la de gas para mejorar el factor de recobro del yacimiento de la arena U situada en el campo ESPOL, aprovechando los pozos ya perforados, mediante la caracterización petrofísica del yacimiento, analizando las propiedades de la roca y fluidos existentes.

Una vez que se realizó el análisis de las propiedades de la roca y fluidos del yacimiento de la arena U del campo ESPOL y se conoció las tecnología y facilidades de la industria petrolera actual en el Ecuador se determinó que el método óptimo de recuperación secundaria es la inyección de agua.

Al momento la viabilidad de la inyección de gas como método de recuperación secundaria en el Ecuador necesita una mayor inversión ya que los costos de producción se encarecen, por lo que esta metodología podría ser utilizada como recuperación mejorada realizando su respectivo análisis.

Palabras Clave: Recuperación secundaria, factor de recobro, propiedades petrofísicas, inyección de agua, inyección de gas.

ABSTRACT

The country's oil production is experiencing significant problems due to the production time of the fields, reservoir pressures have declined, so in order to extract oil from already drilled wells, it is very difficult to do so through primary recovery methodologies, and there is a need for greater investment in the drilling of new wells and/or the application of other oil extraction methodologies such as secondary recovery through water injection, or also using more complex and costly processes such as enhanced recovery.

Based on the hydrocarbon problems of the country, a secondary recovery methodology was proposed, such as the injection of water and gas to improve the recovery factor of the U sand deposit located in the ESPOL field, taking advantage of the wells already drilled, through the petrophysical characterization of the reservoir, analyzing the properties of the rock and existing fluids.

Once the analysis of the properties of the rock and fluids of the U sand reservoir of the ESPOL field was carried out and the technology and facilities of the current oil industry in Ecuador were known, it was determined that the optimal method of secondary recovery is the water injection.

At the moment, gas injection viability as a secondary recovery method in Ecuador needs a greater investment since production costs become more expensive, so this methodology could be used as an improved recovery, carrying out its respective analysis.

Keywords: Secondary recovery, recovery factor, petrophysical properties, water injection, gas injection.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS	VII
SIMBOLOGÍA.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XI
CAPÍTULO 1	1
1. Introducción	1
1.1 Descripción del problema	1
1.2 Justificación del problema.....	2
1.3 Objetivos	2
1.3.1 Objetivo General.....	2
1.3.2 Objetivos Específicos	3
1.4 Marco teórico.....	3
1.4.1 Estratigrafía	3
1.4.2 Litología.....	4
1.4.3 Porosidad	5
1.4.4 Permeabilidad	6
1.4.5 Compresibilidad de la roca	6
1.4.6 Saturación	7
1.4.7 Humectabilidad.....	7
1.4.8 Tensión superficial e interfacial.....	9
1.4.9 Presión Capilar	9
1.4.10 Viscosidad	10

1.4.11	Densidad.....	10
1.4.12	Gravedad API	10
1.4.13	Compresibilidad del fluido	11
1.4.14	Solubilidad del gas	11
1.4.15	Presión de Burbuja.....	11
1.4.16	Movilidad.....	11
1.4.17	Factor volumétrico de petróleo	12
1.4.18	Petróleo original in situ POES	12
1.4.19	Petróleo residual	12
1.4.20	Factor de recobro.....	12
1.4.21	Recuperación de petróleo	13
1.4.22	Recuperación primaria	14
1.4.23	Recuperación secundaria.....	15
1.4.24	Inyección de agua	15
1.4.25	Inyección de gas	16
1.4.26	Recuperación terciaria o mejorada (EOR).....	19
CAPÍTULO 2.....		20
2.	Metodología	20
2.1	<i>Ingeniería de yacimientos</i>	20
2.1.1	Análisis de las propiedades de los Fluidos	20
2.1.2	Análisis de las propiedades de interacción Roca-Fluido	20
2.1.2.1	Definición y determinación de Unidad Hidráulica.....	21
2.1.2.2	Métodos de determinación de una Unidad Hidráulica.....	21
2.1.2.3	Regiones de Saturación	22
2.1.2.4	Permeabilidades relativas.....	22
2.1.2.5	Presión Capilar.....	24
2.1.2	Histórico de producción y presiones del yacimiento.....	24
2.1.3	Cálculo de POES y Reservas	24
2.1.4	Transmisibilidad.....	24
2.2	<i>Recuperación secundaria</i>	25
2.2.1	Inyección periférica del agua	25
2.2.2	Inyección en patrones.....	25

2.2.3	Método de predicción de DYSKTRA-PARSON.....	26
2.2.3.1	Metodología para la aplicación del método.....	26
2.2.3.2	Determinar el coeficiente de variación de la permeabilidad, V:.....	26
2.2.3.3	Determinar relación de movilidades de la siguiente manera:	27
2.2.3.4	Eficiencia de desplazamiento:	27
2.2.3.5	Se determina el petróleo inicial en el modelo:.....	27
2.2.3.6	Se determina el petróleo remanente en este modelo:.....	27
2.2.3.7	Se determina el flujo fraccional:.....	27
2.2.3.8	Se determina la eficiencia areal:	28
2.2.3.9	Se determina la eficiencia vertical:	28
2.2.3.10	Se determina el petróleo producido:	28
2.2.3.11	Se determina el agua necesaria para desplazar el petróleo:.....	28
2.2.3.12	Se calcula el agua producida:.....	28
2.2.3.13	Se determina el agua de llenado:	28
2.2.3.14	Se determina el agua inyectada	29
2.2.3.15	Se determina el tiempo de inyección:	29
2.2.4	Procesos Químicos	29
CAPÍTULO 3.....		31
3.	Resultados	31
3.1	<i>Estado del campo ESPOL en el área de estudio</i>	<i>31</i>
3.2	<i>Propiedades petrofísicas de la Arena U Inferior.....</i>	<i>32</i>
3.2.1	Análisis del área piloto de inyección	33
3.2.2	Correlación estructural Arenisca U Inferior	34
3.2.3	Correlación estratigráfica Arenisca U Inferior horizontalizado al Miembro U Superior	35
3.3	<i>Método de recuperación secundaria aplicable en la Arenisca U inferior del campo ESPOL.....</i>	<i>36</i>
3.3.1	Arreglo de pozos propuestos	36
3.3.2	Desarrollo del modelo predictivo según Dykstra – Parsons	37
3.3.2.1	Análisis de flujo fraccional	37

3.3.2.2	Heterogeneidad del reservorio.....	39
3.3.2.3	Cálculo del petróleo inicial antes de la inyección	41
3.3.2.4	Razón de Movilidades de agua desplazando aceite	41
3.3.2.5	Factor De Recobro Versus Relación Agua Petróleo	43
3.3.2.6	Cálculo de la Movilidad después de la ruptura.....	43
3.3.2.7	Cálculo de la eficiencia de barrido areal, E_a	44
3.3.2.8	Cálculo del volumen teórico de petróleo a recuperar, N_p	44
3.3.2.9	Cálculo del Tiempo.....	45
3.3.2.10	Cálculo de la tasa de inyección de agua que esperarían en un petróleo relativamente homogéneo	47
3.3.3	Inyección de Gas.....	48
CAPÍTULO 4		49
4.	Conclusiones Y Recomendaciones	49
4.1	<i>Conclusiones</i>	49
4.2	<i>Recomendaciones</i>	50
BIBLIOGRAFÍA		51
APÉNDICES		53

ABREVIATURAS

ESPOL Escuela Superior Politécnica del Litoral

EOR Enhanced Oil Recovery

WTI West Texas Intermediate

API American Petroleum Institute

POES Petróleo Original En Sitio

FR Factor de Recobro

SIMBOLOGÍA

\emptyset	Porosidad Absoluta
Sfluido	Porcentaje de fluido que satura el espacio poroso.
Vf	Volumen del fluido dentro del espacio poroso
Vp	Volumen poroso
Vb	Volumen Bruto
Vm	Volumen Motriz
Kro	Permeabilidad relativa del petróleo
Krw	Permeabilidad relativa del agua
Swc	Saturación de agua connata
Swi	Saturación de agua inicial
So	Saturación del petróleo
SW	Saturación de agua
Sg	Saturación del gas
Cf	Compresibilidad de la roca
V	Volumen
Θ_c	ángulo de contacto petróleo-sólido-agua, medido a través del agua
σ_{os}	Energía interfacial entre el sólido y el petróleo
σ_{ws}	Energía interfacial entre el sólido y el agua
σ_{ow}	Energía interfacial entre el petróleo y el agua

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Columna tectóno-estratigráfica y eventos geodinámicos	4
Figura 1.2 Porosidad de la roca	6
Figura 1.3 Fuerzas interfaciales entre dos fluidos inmiscibles y un sólido.	8
Figura 1.4 Humectabilidad en sistemas roca-sólido	8
Figura 1.5 Vista microscópica de un sistema roca fluido	9
Figura 1.6 Presión capilar resultante de las fuerzas interfaciales en un tubo capilar	10
Figura 1.7 Esquema del desplazamiento de petróleo por agua en un canal de flujo	16
Figura 1.8 Esquema del desplazamiento de petróleo por gas en el medio poroso	17
Figura 2.1 Regla de Craig para determinar la mojabilidad de la roca de las curvas de K_r vs S_w	23
Figura 3.1 POES por formación Campo ESPOL	31
Figura 3.2 Correlaciones petrofísicas en pozos perforados, Campo ESPOL	32
Figura 3.3 Mapa estructural tope Arenisca U inferior	33
Figura 3.4 Correlación estructural Arenisca U Inferior	34
Figura 3.5 Correlación estratigráfica Arenisca U Inferior horizontalizado U Superior	35
Figura 3.6 Arreglo de pozos	37
Figura 3.7 F_w Vs S_w	38
Figura 3.8 Permeabilidad vs Porcentaje	40
Figura 3.9 Curva K Vs S_w	42
Figura 3.10 Área Barrida vs Razón de Movilidad para modelo de cinco pozos normal.	44

Figura 3.11 WOR vs Np46

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Mojabilidad de la roca.....	24
Tabla 3.1 Propiedades petrofísicas de la arenisca “U Inferior”	36
Tabla 3.2 S_w y f_w	37
Tabla 3.3 Resultados S_w y f_w	38
Tabla 3.6 Resultados Permeabilidad y Porcentajes	40
Tabla 3.7 Datos Permeabilidad Relativa – Saturación.....	41

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

El Ecuador ha sido un país productor de crudo desde 1928. El inicio de la explotación de crudo empezó en el Litoral Ecuatoriano y luego se extendió a la Amazonía Ecuatoriana, siendo esta última la zona donde existe la mayor producción hidrocarburífera del país.

Con el pasar de los años la producción hidrocarburífera ha ido decayendo debido a varios factores como pérdidas de presiones, bajas movilidades, altos valores de viscosidad, medios porosos con poca permeabilidad, entre otros. Por lo que mecanismos de recuperación secundaria y terciaria han sido fundamentales para la producción de crudo en nuestro país.

Después de haber explotado un yacimiento por varios años, la producción del mismo se convierte en un reto, pues este ha alcanzado su vida útil, haciendo que el petróleo que aún queda atrapado en el subsuelo sea cada vez más difícil y costoso producirlo, es ahí cuando entran en juego nuevas tecnologías y recursos para tratar de extraer este crudo, lo llamaremos recuperación secundaria y posterior la recuperación mejorada o EOR.

Hoy en día son varios los métodos de recuperación secundaria, sin embargo, antes de emplear alguno de ellos se tiene que realizar un estudio óptimo y caracterizar las propiedades petrofísicas del yacimiento en el cual se va a trabajar.

Una vez que conocemos y comprendemos las características del yacimiento podemos proponer un tipo de recuperación secundaria que sea factible bajo las condiciones del yacimiento y bajo las condiciones del mercado ecuatoriano, tecnologías disponibles, facilidades y recursos.

1.1 Descripción del problema

Después de haber explotado el campo ESPOL en un lapso de 20 años se observa que las presiones de reservorio han disminuido, la saturación de agua en varios pozos del campo ha aumentado considerablemente, adicional es común que los pozos han presentado incremento de escala lo que daña las bombas electro sumergibles que tenemos activas al momento. Esto hace difícil extraer el petróleo que tenemos como

reservas probadas, la producción del campo tiende a la baja en los últimos años, complicando así los recursos de la siguiente campaña de perforación debido a incrementar exponencialmente la inversión que implica, por lo cual se ve la necesidad urgente de aplicar un método de recuperación secundaria para aprovechar al máximo los pozos ya perforados incrementando el factor de recobro de crudo.

Para empezar a analizar un método de recuperación secundaria proponemos un análisis y caracterización de la Arena "U", conocer las propiedades de la roca reservorio y del crudo que está almacenado, las mismas nos ayudarán a reducir ciertas incertidumbres que se tienen antes del inicio de alguna propuesta.

1.2 Justificación del problema

El crudo es uno de los principales productos de exportación y sustento a varias deudas monetarias internacionales que tiene el Ecuador, por lo que es de suma importancia el maximizar este recurso energético y aprovecharlo en los tiempos actuales donde el precio del crudo WTI sobrepasa los 100 dólares americanos.

Es primordial extraer la mayor cantidad de crudo posible ya que la mayoría de los campos ecuatorianos son depletados, y así incrementar la producción de crudo para mejorar los ingresos monetarios al Ecuador y ayudar al desarrollo del país.

Es importante conocer las características del yacimiento para poder dar soluciones acordes a las necesidades del mismo, sabemos que tenemos entre el 40 al 50% de petróleo in situ que aún no puede ser extraído con el método de recuperación primaria, por lo tanto, se realiza un estudio de registros open hole y el estudio petrofísico usando núcleos que determinan como se encuentra nuestro yacimiento en sitio para mejorar el factor de recobro de crudo.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Analizar las propiedades de la roca reservorio y de los fluidos de un yacimiento de la arena U en el campo ESPOL para determinar el idóneo mecanismo de recuperación secundaria en base a dichas propiedades.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Analizar las propiedades de la roca reservorio (porosidad, permeabilidad, espesor, tipo de formación) y de los fluidos en un yacimiento (gravedad API, viscosidad) de la Arena U Inferior del Campo ESPOL.
2. Proponer métodos de recuperación secundaria para el incremento de factor de recobro de la Arena U Inferior del Campo ESPOL.
3. Definir el mejor método de recuperación secundaria aplicable en base a las propiedades de la roca, fluidos del yacimiento y condiciones de la industria en el país.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Estratigrafía

El campo ESPOL forma parte de la Cuenca Oriente con una columna estratigráfica que se ilustra en la Figura 1.1 a continuación, representa una cuenca sedimentaria conformada por rocas porosas y permeables, teniendo un alto potencial de roca reservorio, también está conformada por arcillas y calizas negras. (Baby y otros, 2004)

Las principales formaciones en donde encontramos crudo son:

Formación Tena:

Está conformada por arcillolita en su mayoría con trazos de arenisca, sin embargo, previo a la finalización de esta formación encontramos un cuerpo de Basal Tena que tiene un espesor delgado de aproximadamente 30 pies, este cuerpo está conformado por arenisca de grano grueso a medio de la cual se extrae crudo en ciertos campos del Oriente Ecuatoriano

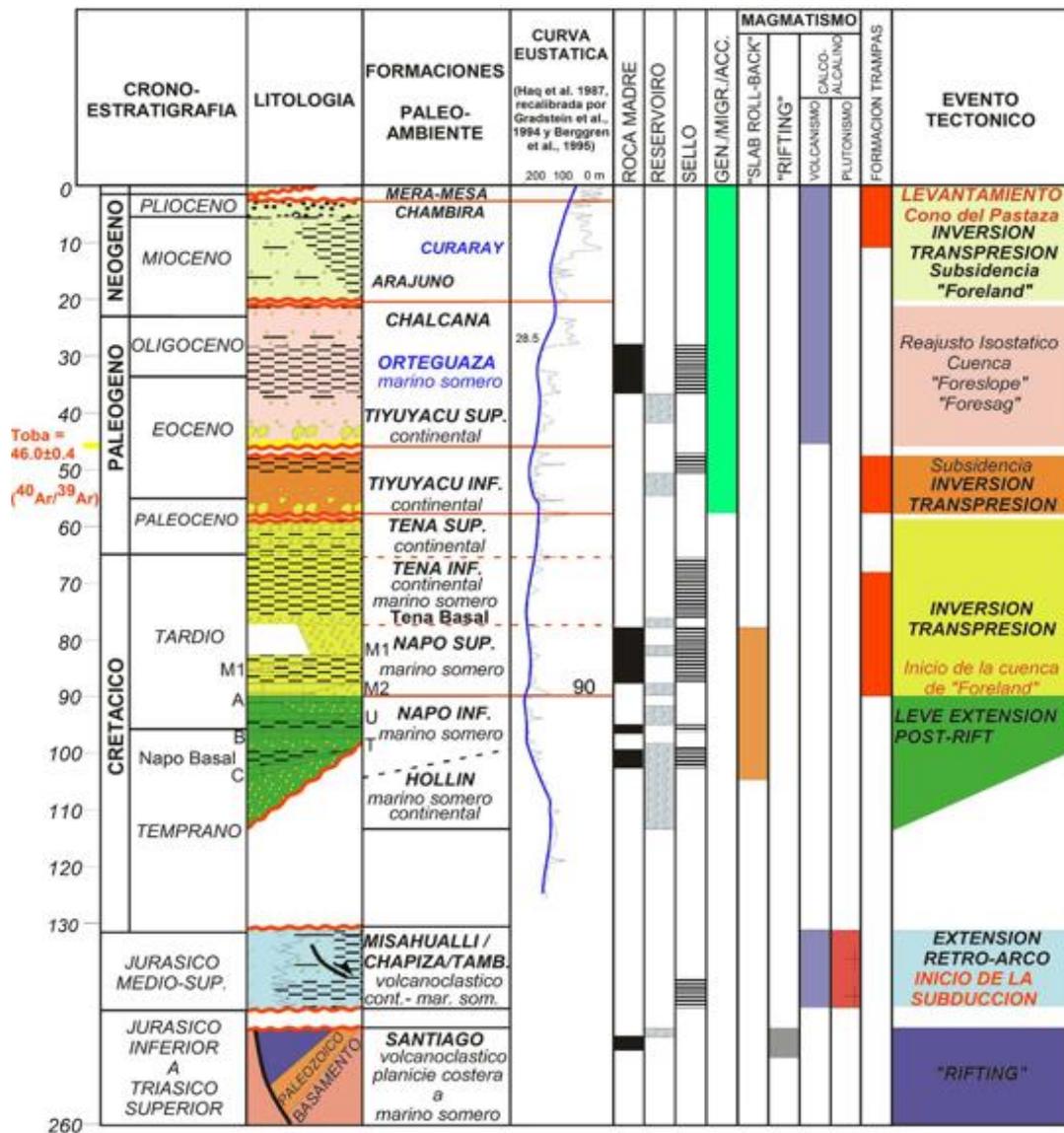
Formación Napo

Es una formación que contiene arenisca, limolita, calizas y lutitas. Aquí se encuentra la principal arena productora del campo Espol, la arena U compuesta por una matriz arcillosa saturada de hidrocarburo de areniscas glauconitas enlazadas con calizas y lutitas.

Formación Hollín

Es una formación compuesta por areniscas cuarzosas con presencia lentes de limolitas. EL tamaño de grano de la arenisca varía desde grano fino en la parte superior a grano grueso en la parte inferior.

Figura 1.1 Columna tectóno-estratigráfica y eventos geodinámicos



Fuente: (Baby y otros, 2004)

1.4.2 Litología

Realizados los estudios litológicos se puede observar que es una arena cuarzosa, limpia y de grano fino, donde las permeabilidades oscilan entre 300 y 1300 md

haciéndola atractivo para un proyecto de recuperación mejorada. Por sus características litológicas esta arena fue dividida en dos, siendo “U” inferior el más limpio y de mayor proyección, compuesta de limolitas en estratos delgados, también cuenta con “U” superior una arena cuarzosa-glauconita y de grano fino acomodada en capas delgadas observando una importante bioturbación en el mismo, pudiendo modificar su porosidad y permeabilidad de la arena. Con un espesor neto de 31.9 pies, valores de porosidad entre 18.3% y 19.1% y los mejores datos de permeabilidad horizontal [Kv] entre 1242.1 y 2959.8 md de esto podemos concluir que la roca muestra buenos valores de porosidad y permeabilidad efectiva.

Tabla 1.1 Propiedades petrofísicas Arena U

	Porosidad [Ø][%]	Permeabilidad Horizontal [Kh] [md]	Permeabilidad Vertical [Kv] [md]	Densidad de grano [dg] [g/cc]
Promedio Aritmético	15.7	727.16	537.1	2.61
Mínimo	11.7	58.8	119.6	2.59
Máximo	19.1	2959.8	1732.3	2.63

Fuente: Información ESPOL

1.4.3 Porosidad

La porosidad de la roca es una propiedad que se expresa en %, y corresponde a los espacios vacíos de la roca que no contienen ningún material, está representada por el símbolo \emptyset , y se la obtiene mediante la siguiente ecuación: (Macualo, 2012)

$$\emptyset = \frac{V_b - V_m}{V_b} * 100\% \quad (1.1)$$

Los rangos de porosidad son:

Demasiado baja $\leq 5\%$

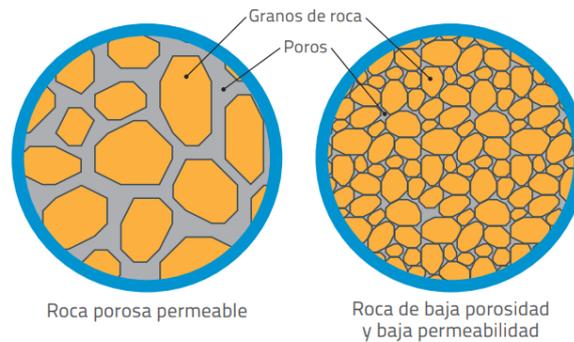
Baja $5\% \leq \emptyset \leq 10\%$

Media $10\% \leq \emptyset \leq 20\%$

Buena $20\% < \emptyset \leq 30\%$

Excelente $> 30\%$

Figura 1.2 Porosidad de la roca



Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo y Gas

1.4.4 Permeabilidad

Es una característica inherente a la roca, siendo la capacidad que tiene una roca para permitir que un fluido pueda fluir en un matriz porosa. La unidad manejada en la industria petrolera es milidarcy y se la simboliza con k . La permeabilidad se encuentra afectada por la presión, tamaño y distribución de las partículas y la porosidad efectiva de la roca.

La permeabilidad puede ser absoluta que indica la facilidad que tiene un solo fluido a fluir en el medio poroso de la roca; permeabilidad efectiva que se refiere a la facilidad que tiene el flujo en un medio poroso a un determinado fluido en presencia de varios fluidos; permeabilidad relativa que representa la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. (Ferrer, 2001)

1.4.5 Compresibilidad de la roca

Está representada por C_f y se refiere a la compresibilidad del volumen poroso de la roca debido a los cambios entre las presiones internas y externas. Conforme avanza la producción de un reservorio, la presión interna de los poros disminuye, como consecuencia existe un aumento en la presión de sobrecarga efectiva.

Debido a este escenario se presenta lo siguiente:

Existe una disminución en el volumen bruto del yacimiento.

Los fluidos se expanden en los espacios porosos de la roca.

La ecuación que define la compresibilidad en la razón de la variación de volumen ∂V sobre el mismo volumen, V , dividido para cada unidad intervalo de presión (∂P) de acuerdo al tiempo:

$$C = \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right) \quad (1.2)$$

1.4.6 Saturación

Es la fracción de volumen poral interconectado que está ocupado por cierto fluido para el volumen poroso total, se lo representa en porcentaje.

$$S_{fluido} = \frac{V_f}{V_p} * 100 \quad (1.3)$$

Debido a que en los reservorios por lo general co-existen 3 fluidos (petróleo, agua y gas), tenemos 3 tipos de saturaciones:

Saturación del petróleo:

$$S_o = \frac{\text{Volumen de petróleo}}{\text{Volumen poroso}} \quad (1.4)$$

Saturación de agua:

$$S_w = \frac{\text{Volumen del agua}}{\text{Volumen poroso}} \quad (1.5)$$

Saturación de gas:

$$S_g = \frac{\text{Volumen del gas}}{\text{Volumen poroso}} \quad (1.6)$$

Ya que no existe otro fluido dentro de los yacimientos, la suma de todas las saturaciones es igual a 1, equivalente al 100%.

1.4.7 Humectabilidad

La propiedad de humectabilidad o mojabilidad nos indica la tendencia que tiene el fluido a adherirse a la partícula de la arena en el medio donde existen fluidos inmiscibles, en la producción de yacimientos son el agua y el petróleo.

La medida de humectabilidad está representada por el ángulo de contacto, θ_c , el mismo que se relaciona con las energías de superficie mediante la ecuación:

$$A_t = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta_c \quad (1.7)$$

Donde:

σ_{os} = energía interfacial entre el sólido y el petróleo, dinas/cm

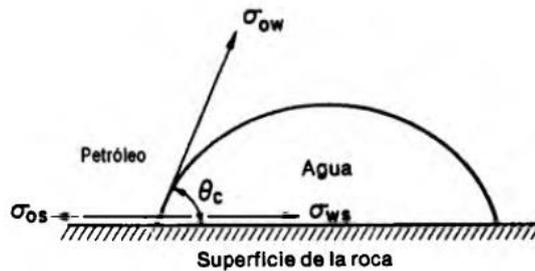
σ_{ws} = energía interfacial entre el sólido y el agua, dinas/cm

σ_{ow} = energía interfacial entre el petróleo y el agua, dinas/cm

θ_c = ángulo de contacto petróleo-sólido-agua, medido a través del agua, grados

En la Figura 1.3 a continuación se muestra el balance de fuerzas que actúa en el punto de contacto de los fluidos sobre la superficie de la roca, y se genera una tensión de adhesión, A_t .

Figura 1.3 Fuerzas interfaciales entre dos fluidos inmiscibles y un sólido.



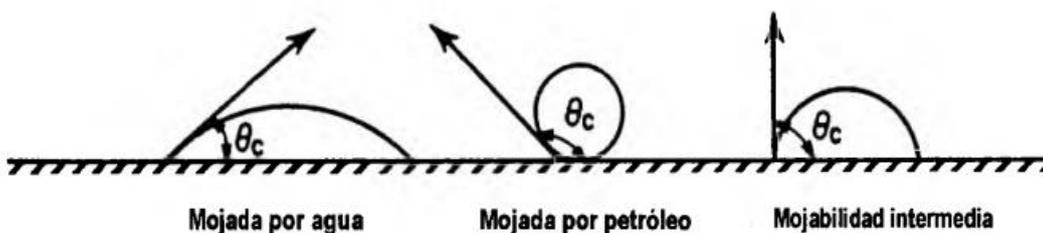
Fuente: (Ferrer, 2001)

Si A_t es positiva, nos indica que el agua moja preferencialmente a la roca y que $\theta_c < 90^\circ$ y $\sigma_{ws} < \sigma_{os}$

Si A_t es negativa, nos indica que el petróleo moja preferencialmente a la roca y que $\theta_c > 90^\circ$ y $\sigma_{os} < \sigma_{ws}$

Si A_t es cero, nos indica que las dos fases tienen igual afinidad a la superficie sólida $\theta_c = 90^\circ$.

Figura 1.4 Humectabilidad en sistemas roca-sólido

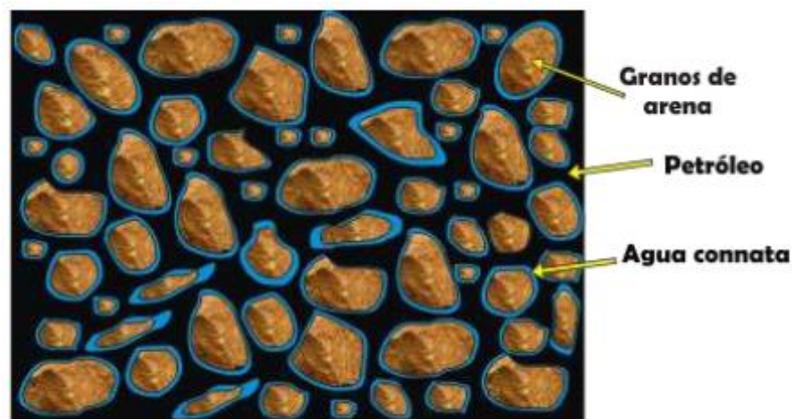


Fuente: (Ferrer, 2001)

1.4.8 Tensión superficial e interfacial

En un medio poroso cuando dos fases inmiscibles coexisten, la energía de superficie relacionada con las interfaces de los fluidos que influye en su saturación. La tensión superficial es la fuerza que actúa en el plano de la superficie por unidad de longitud, refiriéndose al trabajo requerido para formar una nueva área de superficie. En la industria hidrocarburífera al coexistir fluidos inmiscibles se utiliza el término de tensión interfacial. (Green & Willhite, 1998)

Figura 1.5 Vista microscópica de un sistema roca fluido



Fuente: (Green & Willhite, 1998)

1.4.9 Presión Capilar

Esta propiedad de la roca-fluido se refiere a la diferencia de presión en la interfase que separa los fluidos inmiscibles, de los cuales uno de ellos moja preferiblemente a la roca.

$$P_C = p_{nm} - p_m \quad (1.8)$$

Donde,

P_C = Presión capilar

p_{nm} = presión de la fase no mojante

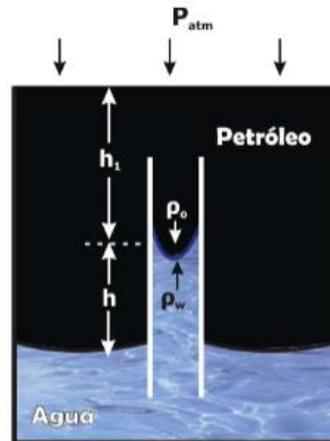
p_m = presión de la fase mojante

En un sistema agua-petróleo la fase mojante es el agua, mientras que en un sistema gas petróleo, la fase mojante es el petróleo.

La presión capilar puede también determinarse al introducir un tubo capilar de vidrio en un recipiente lleno de agua, el agua sube dentro del capilar, mientras el fluido sobre

el agua es el petróleo. Podemos observar dos presiones: p_o , que es la presión de la fase no mojante, petróleo, y p_w , que es la presión de la fase mojante, el agua.

Figura 1.6 Presión capilar resultante de las fuerzas interfaciales en un tubo capilar



Fuente: (Green & Willhite, 1998)

1.4.10 Viscosidad

La viscosidad es la propiedad que tiene el fluido refiriéndose a la resistencia que tiene el fluido a fluir, esta resistencia es causada principalmente al tamaño de las moléculas que componen el fluido. Es una propiedad que puede variar por componentes externos, entre ellos: la temperatura, la presión, el gas disuelto.

1.4.11 Densidad

Se refiere a la razón entre la masa por unidad de volumen, se representa mediante ρ . Cuando en el sistema encontramos gas en solución el total de la masa es la suma de la del crudo y el gas, y en total del volumen de igual manera se refiere a la suma del volumen del crudo y del gas. Esta propiedad también se la puede expresar mediante la gravedad específica y en el caso del petróleo, mediante la gravedad API. (Bidner, 2001)

1.4.12 Gravedad API

API, American Petroleum Institute, determinó una medida de densidad para el crudo para conocer qué tan liviano o pesado es el crudo, esta propiedad del petróleo está relacionado directamente con la viscosidad del mismo, por ejemplo, un petróleo entre más pesado sea implica que su viscosidad es mayor.

A continuación, se detalla la clasificación API:

- Petróleo crudo ligero, con una API mayor de 31,1°
- Petróleo crudo medio o intermedio, con una API entre 22,3 y 31,1°
- Petróleo crudo pesado, con una API entre 22,3° y 10°
- Petróleo extra pesado, con una API menor de 10,0°

1.4.13 Compresibilidad del fluido

Se refiere a la propiedad que tienen los fluidos a disminuir su volumen al ser sometidos a una presión determinada, conservando sus otras propiedades. El gas es un fluido altamente compresible, mientras que el petróleo es ligeramente compresible.

1.4.14 Solubilidad del gas

La solubilidad del gas se define como los pies cúbicos estándar de gas que están disueltos en un barril de petróleo bajo ciertas condiciones de presión y temperatura. Mientras el crudo sea más pesado, la solubilidad del gas disminuye.

1.4.15 Presión de Burbuja

Esta propiedad de los fluidos puede ser determinada experimentalmente o mediante correlaciones matemáticas y se define como la presión a la cual se libera la primera burbuja del gas disuelto en el petróleo. Mientras el yacimiento tenga una presión sobre la del punto de burbuja, el yacimiento se encontrará insaturado, el fluido que lo contiene se considerará como una sola fase y por ende la presión del fluido será la del yacimiento; en el momento que la presión decae bajo la presión de burbuja el petróleo estaría sobresaturado liberando 2 fases, gas y petróleo.

1.4.16 Movilidad

La movilidad del petróleo se define como la capacidad que tiene el crudo a fluir hacia los pozos productores, esta propiedad va de la mano con la viscosidad del petróleo y su grado API. Un crudo más pesado sea, es decir bajo grado API, será más viscoso y por ende su movilidad sería baja. (Dake, 2001)

1.4.17 Factor volumétrico de petróleo

EL factor volumétrico del petróleo se lo mide en bbl/STB y se define como la relación del volumen de petróleo bajo las condiciones del yacimiento (presión-temperatura), sobre el volumen de petróleo bajo condiciones estándares o de superficie. Se lo representa mediante, β_o .

$$\beta_o = \frac{\text{Volumen bajo condiciones de yacimiento}}{\text{Volumen bajo condiciones estándares}} \text{ bbl/STB} \quad (1.9)$$

1.4.18 Petróleo original in situ POES

Se define como todo el volumen de petróleo que existe inicialmente en el yacimiento, es una característica imprescindible del yacimiento para determinar la factibilidad económica y técnica de desarrollo, ya que no todo el volumen de petróleo existente en el yacimiento se podría extraer.

1.4.19 Petróleo residual

Se lo representa mediante la nomenclatura S_{or} , y se define como el petróleo que queda en el yacimiento dentro de la zona barrida luego de un proceso de desplazamiento. El petróleo residual depende principalmente de la humectabilidad de la roca y el tipo de fluido desplazante, es decir:

- Si la roca es preferencialmente mojada por agua, en el desplazamiento Conagua, S_{or} es generalmente alto.
- Si la roca es preferencialmente mojada por petróleo, el desplazamiento de petróleo por agua no es eficiente, la permeabilidad relativa del petróleo es muy pequeña para la alta saturación de petróleo.
- Si la roca tiene una mojabilidad intermedia, el petróleo residual es pequeño ya que las fuerzas que retienen al petróleo en los poros lo son.

1.4.20 Factor de recobro

Se define al factor de recobro como la cantidad, medida en %, que se puede recuperar de yacimiento, ya sea mediante procesos primarios, secundarios o terciarios.

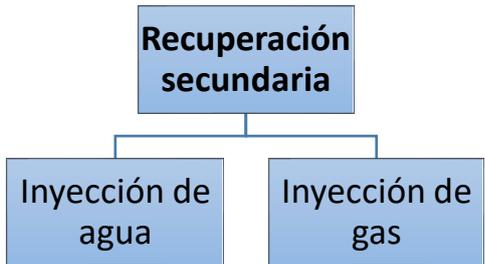
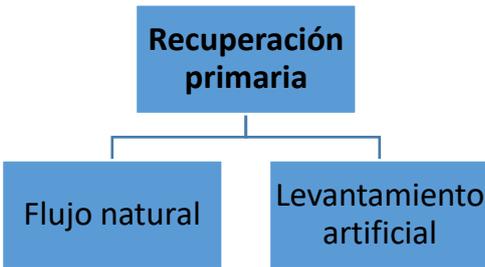
El objetivo de los proyectos de producción de petróleo es incrementar el factor de recobro con la aplicación de los diferentes métodos de recuperación.

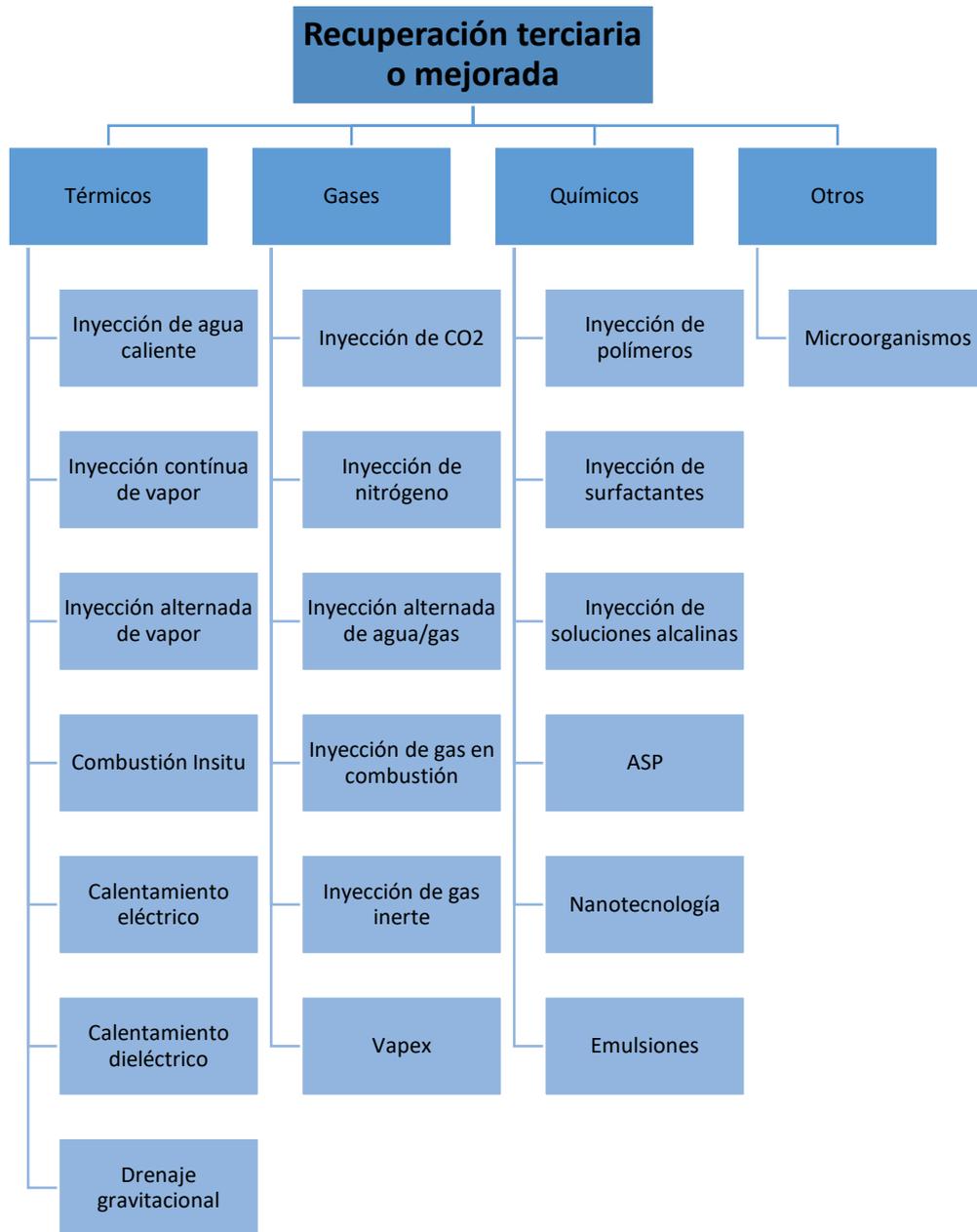
$$FR = \frac{\text{Producción acumulada de petróleo o gas}}{\text{volumen original en yacimiento de petróleo o gas}} * 100 \quad (1.10)$$

1.4.21 Recuperación de petróleo

La producción de un yacimiento se da inicialmente por la recuperación primaria, refiriéndose a medios naturales del yacimiento para la producción de crudo. Sin embargo, el recobro de petróleo por la recuperación primaria es muy baja, entonces se aplican métodos de recuperación secundaria para aumentar el factor de recobro a un promedio de 35%. Para continuar con la producción de petróleo se aplican procesos de recuperación mejorada o terciaria (EOR) en función de las propiedades del yacimiento, estudio técnico-económico. (Alvarado & Manrique, 2010)

Según la investigación de la Agencia Internacional de Energías mostró que para el año 2030, el 20% de la producción mundial de petróleo será mediante procesos de recuperación mejorada.





(Olajire, 2014)

1.4.22 Recuperación primaria

La recuperación primaria o producción primaria se refiere a la etapa en el que el yacimiento produce por flujo natural, es decir mediante la energía propia del reservorio.

En la etapa de recuperación primaria la presión del yacimiento es mucho mayor que la presión hidrostática en el fondo del pozo. Al pasar el tiempo de producción la presión del yacimiento disminuye y como consecuencia la producción de crudo también. El utilizar algún equipo de levantamiento artificial también se considera recuperación primaria.

Cuando la presión del yacimiento es demasiado baja culmina la recuperación primaria, debido a que no existe flujo natural o la incrementa la proporción de agua del fluido.

- Existen diferentes mecanismos de producción primaria:
- Expansión de flujo y de la roca
- Empuje por gas en solución
- Empuje por capa de gas
- Empuje hidráulico
- Segregación gravitacional

1.4.23 Recuperación secundaria

La metodología de recuperación mejorada consiste en complementar la energía del reservorio mediante la inyección de agua, o gas o también de agua y gas, mediante estos procesos se busca aumentar el recobro de petróleo.

La vida útil de este proceso es hasta cuando el fluido inyectado se produce en grandes cantidades en los pozos productores, pasa a no ser económicamente rentable, entonces pasa al siguiente proceso de recuperación terciaria. (Salager, 2005)

En los procesos de recuperación secundaria encontramos:

1.4.24 Inyección de agua

EL proceso consiste en inyectar agua desde una arena no drenada hacia los pozos productores para aumentar la energía del reservorio. Esta inyección de agua se la realiza mediante un arreglo de pozos o de forma periférica.

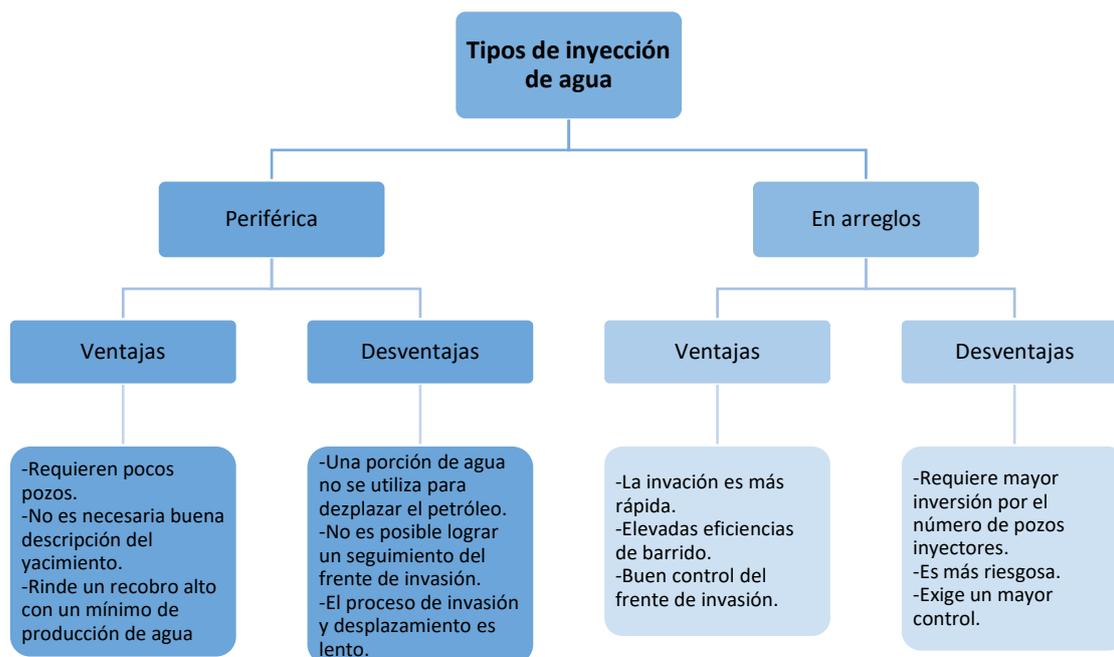
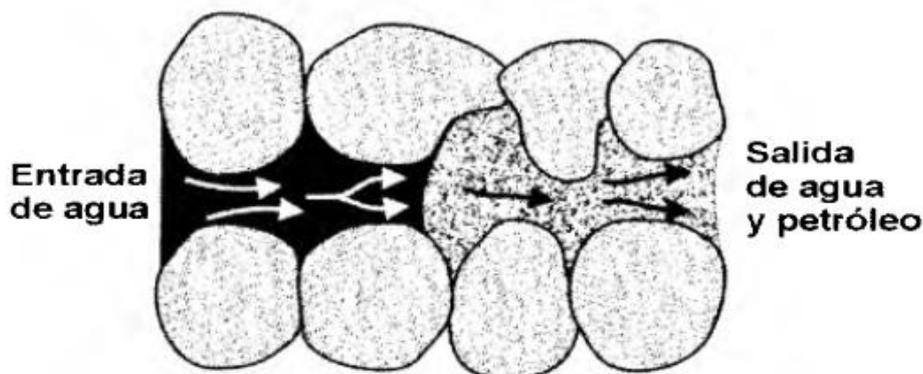


Figura 1.7 Esquema del desplazamiento de petróleo por agua en un canal de flujo



Fuente: (Salager, 2005)

1.4.25 Inyección de gas

El inyectar gas como método de recuperación secundaria ayuda a mantener la energía del reservorio, lo que nos ayuda a reducir la tasa de declinación de producción.

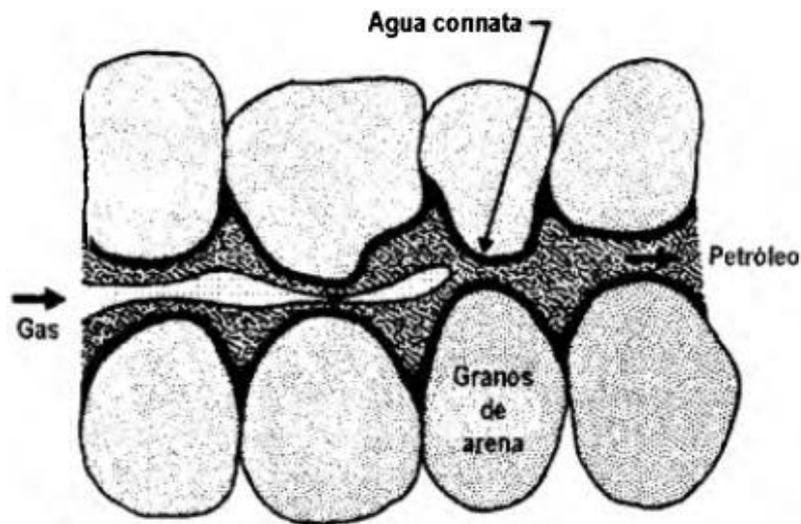
La eficacia del método dependerá de la eficiencia que el gas inyectado tenga para desplazar el petróleo y de la fracción del reservorio barrido debido al gas inyectado.

Para que la inyección de gas sea un proceso inmisible debe realizarse a alta presión o ser rica en hidrocarburos ligeros, ya que la miscibilidad depende de la composición del petróleo y el gas inyectado.

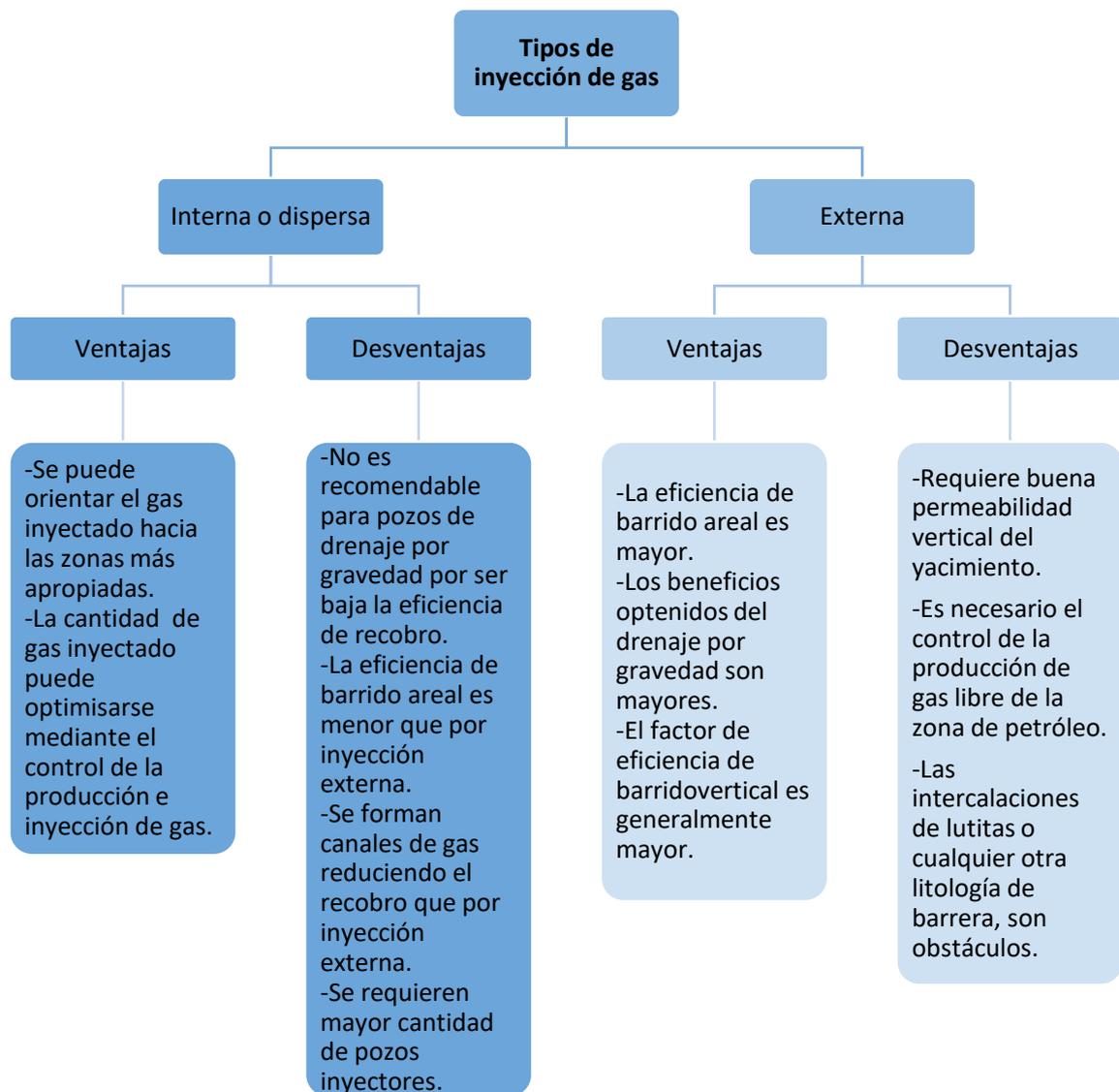
Existen muchos factores que afectan en la cantidad de petróleo que podría obtenerse mediante la inyección de gas, entre las más importantes que indica Ferrer, tenemos: la temperatura y presión del yacimiento, las propiedades de los fluidos de los yacimientos, tipo de empuje, continuidad de la arena, el relieve estructural, geometría del yacimiento y propiedades de la roca.

Ya que el gas es más liviano que el petróleo, se tiende a formar una capa artificial de gas bien definida, por lo que para que este proceso sea óptimo, la extracción de petróleo tiene que ser de la parte inferior del yacimiento, es así como se conservarán más la energía del yacimiento, obteniendo un mejor recobro en menor tiempo.

Figura 1.8 Esquema del desplazamiento de petróleo por gas en el medio poroso



Fuente: Recuperación Mejorada de Crudos, Primera Edición



1.4.26 Recuperación terciaria o mejorada (EOR)

La recuperación mejorada de petróleo se define como todos los procesos utilizados para la extracción de petróleo luego que la recuperación primaria y secundaria dejaron de ser económica y técnicamente rentables. Estos procesos de EOR en su mayoría son mediante el uso de energía térmica.

Los procesos más utilizados son la inyección de CO₂, nitrógeno y gases de combustión, inyección de químicos líquidos, y los más típicos es la inyección de vapor o agua caliente.

La energía natural del reservorio es complementada mediante los fluidos inyectados y el proceso de inyección aplicado. Las interacciones de los fluidos inyectados favorecen a la recuperación de petróleo al mejorar la movilidad del mismo, mediante la disminución de la tensión interfacial, hinchamiento del petróleo, reduciendo la viscosidad, modificando la humectabilidad de las fases, entre otros. (Romero-Zerón, 2012)

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

Para el trabajo propuesto “Selección del proceso de recuperación secundaria óptimo para ser aplicado en la arena U del Campo ESPOL” se utilizó la metodología descriptiva de tipo longitudinal retrospectiva (Hernández, Fernández, y Baptista, 2014). Ya que se recopiló información, describió y caracterizó las propiedades de la roca reservorio. Los métodos y técnicas que aplicaremos para él estudió del siguiente proyecto con el fin de definir el mejor método de recuperación secundaria aplicable en base a las propiedades de la roca y fluidos del yacimiento para parametrizar el método de recuperación secundaria en yacimientos de similares características.

2.1 Ingeniería de yacimientos

2.1.1 Análisis de las propiedades de los Fluidos

El análisis de las propiedades de los fluidos es crítico a la hora de determinar el mejor método de recuperación secundaria en los campos petroleros, ya que de él dependen muchos factores involucrados en su cuantificación. Entre los más importantes tenemos, la presión de burbuja determina el límite de presión por debajo del cual el yacimiento pasa de ser subsaturado a saturado, por lo que existen otras propiedades definitorias para describir el tipo de yacimiento que tenemos, la relación gas-petróleo en solución, el factor volumétrico, entre otros que caracterizan al petróleo, agua y gas.

2.1.2 Análisis de las propiedades de interacción Roca-Fluido

Las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar dependen de las características microscópicas de la roca y los fluidos donde interviene el tamaño y distribución de poros, la mojabilidad, la saturación e historial de saturación, estos datos los obtendremos a partir de varios análisis especiales hechos a muestras de núcleos que han sido tomados directamente del yacimiento a ser estudiado, también a través de correlaciones a partir de datos petrofísicos, es posible determinarlas lo más parecido a la realidad.

Es importante conocer estas curvas ya que aportan información que será útil para estimar la eficiencia de recobro, así como los factores que lo afectan, también nos ayuda

a identificar unidades hidráulicas de flujo y en el simulador permiten describir el movimiento de los fluidos.

2.1.2.1 Definición y determinación de Unidad Hidráulica

Una Unidad Hidráulica (UH) la definiremos como aquel Volumen Representativo Elemental (VRE) de la roca total del Yacimiento, donde tanto las propiedades petrofísicas como las geológicas son internamente similares, pero marcadamente diferenciables de otro volumen de roca. Las Unidades Hidráulicas están relacionadas directamente con la distribución de las facies geológicas, pero cabe recalcar que no necesariamente coinciden en los límites de las facies.

Tales unidades son comúnmente caracterizadas por:

- Similares atributos geológicos de textura, mineralogía, estructuras sedimentarias y contactos estratigráficos.
- Similares propiedades petrofísicas de porosidad, permeabilidad y presión capilar.

Estas unidades nos ayudaran a desarrollar metodologías para clasificar los tipos de roca y predecir las características del flujo, donde se toma en cuenta los parámetros geológicos y las dimensiones del poro en la roca.

Contribuyendo a optimizar la explotación de los yacimientos, mejorando la rentabilidad de los proyectos y caracterizar la continuidad del reservorio.

2.1.2.2 Métodos de determinación de una Unidad Hidráulica

- Estudio de los modelos geológico/geofísico.
- Análisis de laboratorio en núcleos y datos petrofísicos (incluso los registros eléctricos ayudan mucho a definir estas unidades).
- Descripción Macroscópica y microscópica de los núcleos.
- Correlaciones de arenas con posibles sellos lutíticos junto con estudios de permeabilidad y capacidad al flujo.
- Mapas de propiedades de los fluidos.
- Mapas Isobáricos (Mapas de Presiones)
- Estudio de ambientes de sedimentación y características deposicionales del yacimiento.

Todo esto conduce a razones para aplicar metodologías que integren las características geológicas del poro para determinar mejor los valores de permeabilidad para luego realizar su debida distribución areal y vertical en los yacimientos, teniendo como antecedentes los trabajos de Kozeni Carman y más tarde los de Amaefule y Althunbay.

2.1.2.3 Regiones de Saturación

Dependiendo del rango de valores del indicador de la zona de flujo (FZI) se busca siempre tener una zona uniforme para cada zona.

Las unidades de flujo es una subdivisión del yacimiento que permite determinar la capacidad de almacenamiento de hidrocarburo, definida sobre las bases de características petrofísicas similares, tales como porosidad-permeabilidad y saturación de agua; es decir, se trata de un intervalo estratigráficamente continuo con una velocidad de proceso similar en el yacimiento, que mantiene el marco geológico y características de los tipos de roca (Castañeda, 2010).

Estas se logran mediante la integración de la información provista por los análisis de núcleos (convencionales y especiales) con los registros de pozos a partir de los cuales se determinan las propiedades petrofísicas de importancia tales como permeabilidad y porosidad; el comportamiento de producción de un yacimiento va a estar gobernado por la calidad de la roca. Esta calidad de roca se sustenta fundamentalmente en el parámetro k/Φ (Windt, 2005).

2.1.2.4 Permeabilidades relativas

El estudio de la permeabilidad relativa nos permite conocer el tipo de mojabilidad que tiene la roca. La permeabilidad relativa corresponde a la relación entre la permeabilidad efectiva a una saturación dada (k_i) y la permeabilidad absoluta (k), siendo una fracción de la permeabilidad efectiva del fluido i (petróleo, agua o gas) entre la permeabilidad absoluta. Para un fluido dado, es función directa de la saturación de este fluido en la roca y se expresa así:

$$k_r = \frac{k_i}{k} \quad (2.1)$$

Para nuestro estudio se desarrollará de la siguiente manera:



De los datos obtenidos del análisis de núcleos se procede a delimitar regiones de saturación mediante el INDICADOR DE LA ZONA DE FLUJO (FZI) esto nos sirve en el análisis de curvas de permeabilidad relativa.

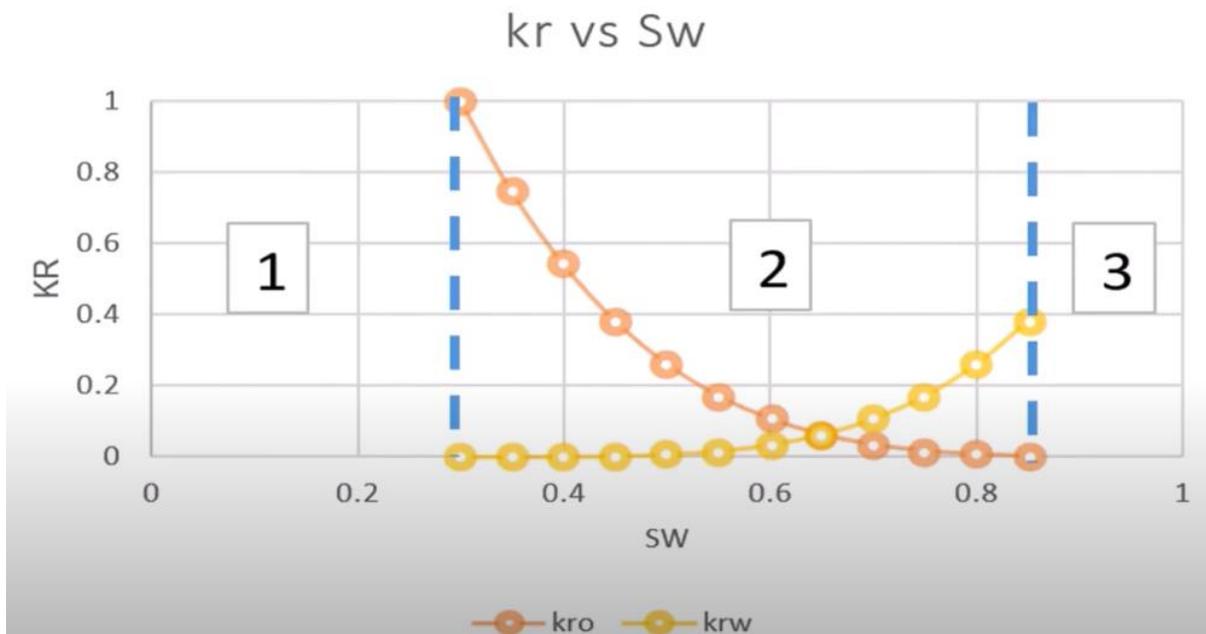
Normalización:

$$S_w * = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \quad (2.2)$$

$$K_{rw} * = \frac{K_{rw}}{K_{rw} @ S_{or}} \quad (2.3)$$

$$K_{ro} * = \frac{K_{ro}}{K_{ro} @ S_{wi}} \quad (2.4)$$

Figura 2.1 Regla de Craig para determinar la mojabilidad de la roca de las curvas de Kr vs Sw



Fuente: Regla de Craig para determinar la mojabilidad de la roca de las curvas de Kr vs Sw.; (Craig, 1982; Bidner, 2001)

Tabla 1.1 Mojabilidad de la roca

	MOJABLE POR AGUA	MOJABLE POR PETROLEO
<i>Swi</i>	> 20 – 25%	< 10 – 15%
<i>Sw (Kro = Krw)</i>	> 50%	< 50%
<i>Krw @ Sw max</i>	< 50%	> 50%

Fuente: Regla de Craig para determinar la mojabilidad de la roca de las curvas de Kr vs Sw: Craig, 1971

2.1.2.5 Presión Capilar

Es importante su análisis para determinar propiedades del yacimiento como la presión mínima de inyección, heterogeneidad, porosidad entre otras.

2.1.2 Histórico de producción y presiones del yacimiento.

En la naturaleza, existen diferentes tipos de yacimientos, con diferentes tipos de sistemas energéticos en el reservorio.

El análisis e interpretación correcta del histórico de producción nos ayudara con información de la producción esperada de un pozo o un yacimiento a futuro.

2.1.3 Cálculo de POES y Reservas

Esta es una etapa muy importante ya que me permite determinar el principal activo de este yacimiento, como lo es el petróleo original en sitio, y por lo tanto constatar cuanto hidrocarburo se encuentra en condiciones de ser extraído.

Partimos del cálculo del POES y tenemos varias herramientas para el mismo, tanto el volumétrico como el resultante de un balance de materiales.

2.1.4 Transmisibilidad.

Analizar la transmisibilidad que se refiere a una medida de la conductividad de la formación corregida por la viscosidad del fluido que fluye. (Valencia, 2008)

$$T * = \frac{kh}{u} \quad (2.5)$$

Dónde: T, es la transmisibilidad

K, es la permeabilidad

H, es el espesor de la arena

u, es la viscosidad del fluido

2.2 Recuperación secundaria

Es el proceso que se realiza para aumentar o mantener la presión del yacimiento, con la finalidad de realizar un mejor barrido del petróleo.

Aunque la inyección de un fluido puede ser agua o gas la más utilizada es la primera. Y se inyecta de tres tipos:

El agua de formación que aporta el yacimiento

Agua dulce de acuíferos cercanos

O el agua de mar tratada para evitar incompatibilidad con la formación

La inyección de estos fluidos se puede realizar a grandes rasgos y puede ser periférica o interna.

2.2.1 Inyección periférica del agua

Se lo hace de tres maneras:

- Cerca del contacto agua petróleo (CAP)
- En el límite del yacimiento
- En el acuífero

Es un método efectivo cuando no se poseen mayores datos sobre la formación. Cabe mencionar que los volúmenes de agua inyectados son muy grandes y es ahí donde fracasan varios proyectos por la falta de este recurso y su aplicación tardía.

2.2.2 Inyección en patrones

Es una forma más rápida de obtener resultados y resulta más rentable. Se lo hace mediante la intercalación de pozos productores e inyectores.

- Empuje por línea directa (pozo inyector empujando un productor)
- A través de un patrón de 5 pozos (un pozo inyector empujando 5 productores)
- Línea de pozos perforados de forma escalonada (arreglos de un pozo inyector empujando 2 productores, escalonadamente)

2.2.3 Método de predicción de DYSKTRA-PARSON

Es uno de los métodos más conocidos y utilizados para predecir el comportamiento de yacimientos sometidos a inyección de agua. Combina una serie de consideraciones teóricas con resultados experimentales. Este método es aplicable a yacimientos estratificados y tiene por objeto la determinación de la eficiencia vertical o intrusión fraccional, la relación agua-petróleo (WOR), y en general la predicción del comportamiento durante un proceso de inyección de agua. (Stanford University. Petroleum Research Institute and National Energy Technology Laboratory (U.S.) and United States. Department of Energy. Office of Scientific and Technical Information, 1995)

2.2.3.1 Metodología para la aplicación del método.

Partimos de los datos de permeabilidad obtenidos del análisis de un núcleo de la formación, para luego seguir los siguientes pasos.

2.2.3.2 Determinar el coeficiente de variación de la permeabilidad, V:

Este coeficiente nos ayuda a medir o cuantificar la estratificación de la permeabilidad y su efecto en el comportamiento de la inyección de agua. Su valor varía entre 0 y 1, concluyendo que mientras más bajo sea su valor mayor es la recuperación ya que el yacimiento es más homogéneo. Y se lo calcula de la siguiente manera:

- Las permeabilidades del perfil de las capas se colocan en orden decreciente.
- Se determina para cada una de ellas el porcentaje del número total de permeabilidades que son mayores que cada una en particular.
- Se construye un gráfico representando el logaritmo de cada permeabilidad en función del porcentaje calculado en el paso anterior, en escala de probabilidades.
- En el gráfico obtenido, se determina sobre la mejor recta trazada las permeabilidades correspondientes a 50% y 84.1%, llamadas respectivamente $K_{50\%}$ y $K_{84.1\%}$.
- A partir de esos valores de K, se calcula "V" utilizando la siguiente ecuación:

$$V = \frac{(K_{50\%} - K_{84.1\%})}{K_{50\%}} \quad (2.6)$$

2.2.3.3 Determinar relación de movilidades de la siguiente manera:

$$M_{W,O} = \frac{K_{rw} * \mu_o}{K_{ro} * \mu_w} \quad (2.7)$$

2.2.3.4 Eficiencia de desplazamiento:

$$E_D = \frac{(S_o^* - S_{or})}{S_o^*} \quad (2.8)$$

2.2.3.5 Se determina el petróleo inicial en el modelo:

$$N_i = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad (2.9)$$

Donde:

N_i	Petróleo inicial en el modelo, STB
A	Área del modelo, Acres
h	Espesor neto promedio del modelo, ft
ϕ	Porosidad promedio, fracción
S_{wi}	Saturación de agua inicial, fracción
B_{oi}	Factor volumétrico del petróleo a la presión inicial del yacimiento RB/ STB

2.2.3.6 Se determina el petróleo remanente en este modelo:

$$N_r = N_i - N_p \quad (2.10)$$

En este paso se suponen valores de WOR que coincidan con aquellos para los cuales están hechas las gráficas de Coeficiente de variación de permeabilidad (vs) Eficiencia vertical para varias razones de movilidades. Los valores de WOR supuestos son: 0.1, 0.25, 0.5, 1, 5, 10, 25, 50, 100

2.2.3.7 Se determina el flujo fraccional:

Para cada valor de WOR se determina el flujo fraccional de agua con la siguiente ecuación:

$$f_w = \frac{WOR}{B_o + WOR} \quad (2.11)$$

2.2.3.8 Se determina la eficiencia areal:

Dependiendo del patrón de inyección existen unas gráficas, que permiten hallar la eficiencia areal de desplazamiento en función de la movilidad y usando como parámetro el valor de flujo fraccional del agua del pozo productor.

2.2.3.9 Se determina la eficiencia vertical:

DYKSTRA-PARSONS utilizaron sus ecuaciones de WOR, eficiencia vertical y con el concepto de variación de permeabilidad "V" construyeron gráficos que relacionan V, razón de movilidad y eficiencia vertical para determinados valores de WOR.

Para emplear dichos gráficos se suponen valores de WOR, que coincidan con aquellos para los cuales están hechas las gráficas de Coeficiente de variación de permeabilidad vs. Eficiencia vertical.

2.2.3.10 Se determina el petróleo producido:

El petróleo producido acumulado desde que comenzó el proceso de desplazamiento de aceite por agua "Np", se determina mediante la siguiente expresión:

$$N_p = N * E_D * E_a * C_V \quad (2.12)$$

2.2.3.11 Se determina el agua necesaria para desplazar el petróleo:

El agua necesaria para desplazar el petróleo es igual al petróleo producido a condiciones de yacimiento a un RAP determinado. Luego, para cada RAP se determina el agua necesaria para desplazar el petróleo "WO" por medio de la siguiente ecuación:

$$W_o = N_p * B_o \text{ [bbl]} \quad (2.13)$$

2.2.3.12 Se calcula el agua producida:

El agua producida para un valor determinado de WOR se puede obtener de la integración gráfica del área bajo la curva de la gráfica de WOR vs. Np.

$$W_p = \int WOR \, dx \text{ [bbl]} \quad (2.14)$$

2.2.3.13 Se determina el agua de llenado:

$$W_f = 7758 * A * h * \phi * (S_{gi}) \quad (2.15)$$

2.2.3.14 Se determina el agua inyectada

El agua inyectada “ W_i ” a un determinado RAP, es la suma del agua producida y el agua necesaria para desplazar el petróleo medidas a ese mismo WOR.

$$W_i = W_o + W_p + W_f \quad (2.16)$$

2.2.3.15 Se determina el tiempo de inyección:

El tiempo durante el cual se ha inyectado cierta cantidad de agua (correspondiente a un valor determinado de WOR) es simplemente la división del agua inyectada a un valor de WOR por el caudal de inyección.

$$t = \frac{W_i}{Q_{iny}} \text{ [Días]} \quad (2.17)$$

2.2.4 Procesos Químicos

Se ha tenido éxito en algunos casos, pero gracias a los altos costos de los químicos tomados de la mano de la fluctuación de costos del precio del barrido de crudo, el éxito económico del mismo ha sido pobre.

La mayoría de los procesos consisten en la inyección de agentes externos a la naturaleza de la roca. Como objetivos de este proceso tenemos:

- Reducción de la tensión interfacial
- Disminuir la relación de la movilidad
- Mejorar el control sobre la movilidad.
- Mejorar la eficiencia de barrido volumétrico en inyectores de agua.

Inyectando polímeros, surfactantes y emulsificantes entre otros.

Para lo cual se necesita de un pozo inyector, bomba de inyección, facilidades en superficie para tartar y almacenar la química a ser inyectada.

Se inyecta química en un tren de píldoras, pudiendo ser un surfactante seguido de un polímero y agua de formación que empuje estos químicos a través del reservorio.

La inyección de polímeros mezclados con agua la finalidad es el aumento del peso molecular y la viscosidad del fluido a ser inyectado, formando un tapón que nos ayuda a mejorar la eficiencia de barrido del petróleo residual.

La inyección de surfactantes también llamados agentes tenso activos, son compuestos orgánicos provenientes del petróleo y otros aditivos. Si se los mezcla a baja concentraciones con el agua pueden reducir la tensión interfacial. Se usan para:

- Alterar la mojabilidad
- Incrementar la solubilidad del aceite en el agua
- Dispersar aditivos en agua o aceite.

Como todo proceso, esta tiene ciertas limitaciones a la hora de su aplicación, las mismas deben ser tomadas en cuenta y realizar un análisis de factibilidad.

- Arenas con densidad de fluidos de ligeros a medios
- Viscosidades menores que en la aplicación de polímeros.
- Temperatura del yacimiento menor a 93°C
- Baja salinidad.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS

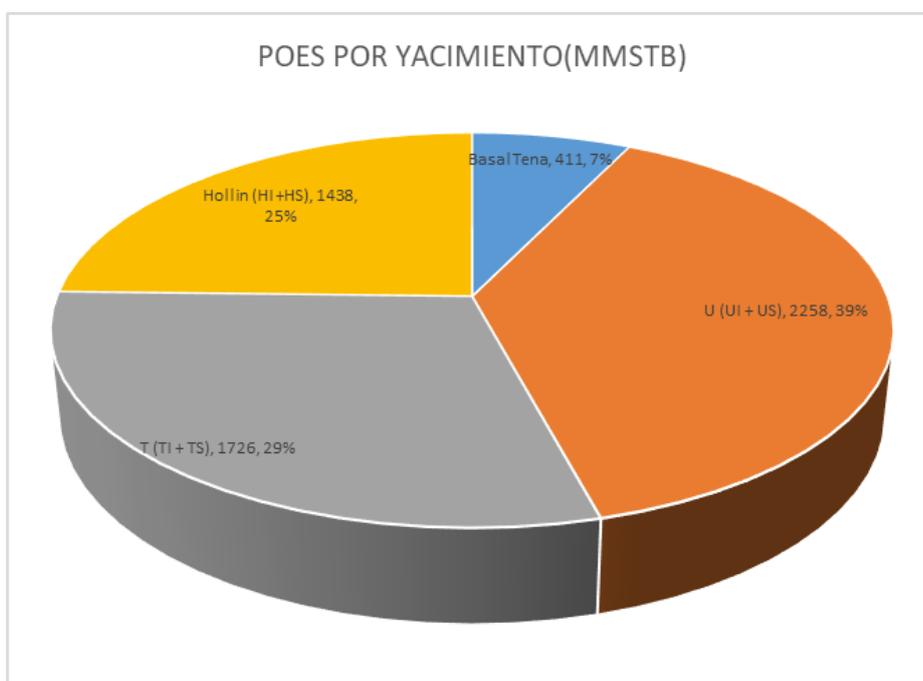
3.1 Estado del campo ESPOL en el área de estudio

La producción promedio anual del 2021 fue de 72.6 Mbppa. El acumulado de producción a septiembre de 2021 es del alrededor de 690 MMBbl, que con un POES estimado de 5,38 MMMbbl arroja un factor de recuperación de 13%. Los principales desafíos están relacionados con la baja energía en algunos yacimientos, daño de formación y declinaciones mayores al 31% anual.

Los volúmenes de petróleo original en sitio (POES) estimado para el campo ESPOL alcanzan los 5560 MMBbl. En esta actualización, el petróleo original en sitio fue estimado P90 5386, P50 5791 y P10: 6193 MMBbl. Fuente: (Espol 2021).

La arena Napo U es el reservorio con los mayores volúmenes de petróleo originales ($\pm 39\%$) del campo ESPOL. Le siguen en magnitud la Formación Hollín con un 28% del POES, Napo T aproximadamente un 26%, y Basal Tena con un 7%.

Figura 3.1 POES por formación Campo ESPOL

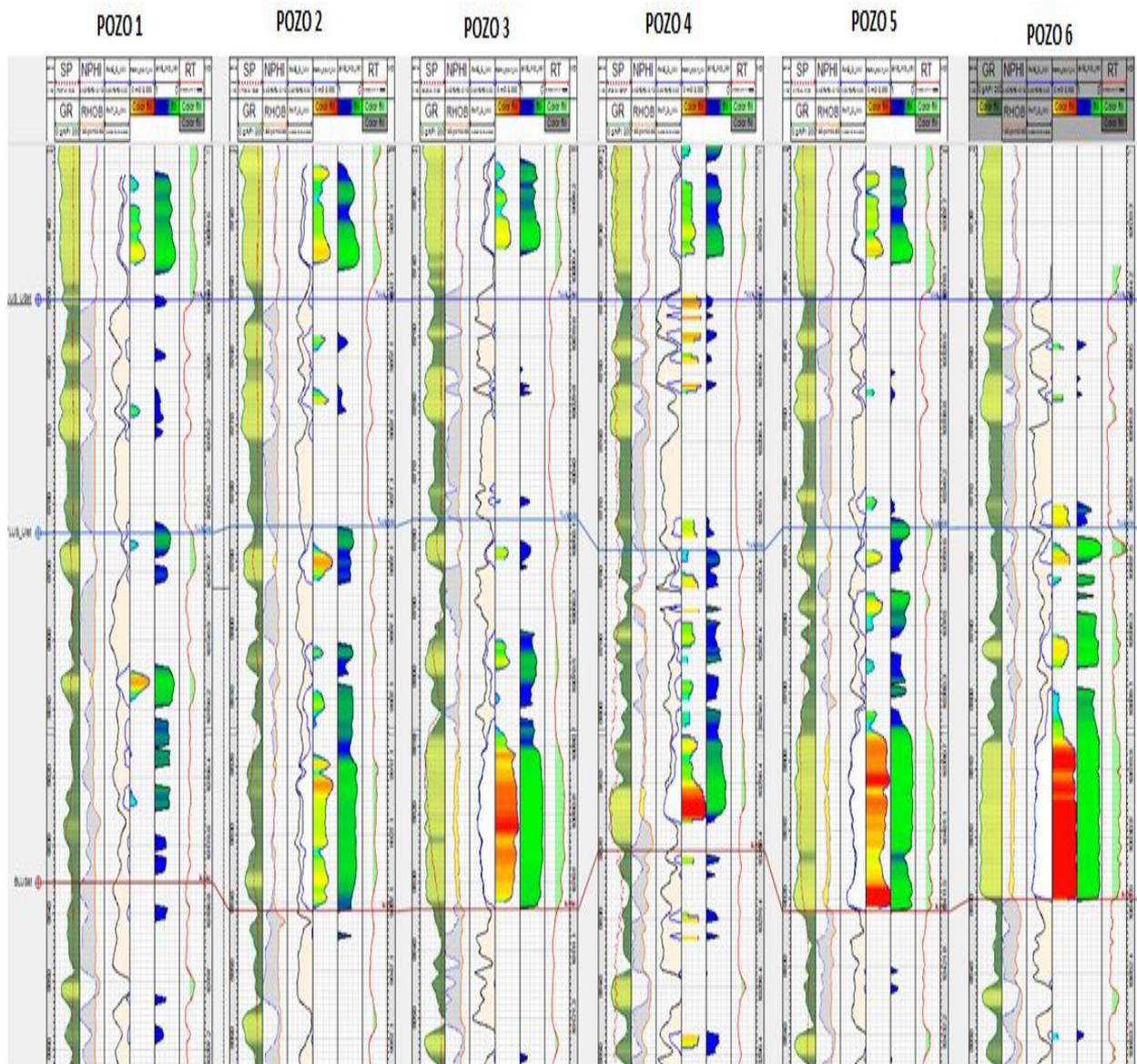


Fuente: ESPOL 2021

3.2 Propiedades petrofísicas de la Arena U Inferior

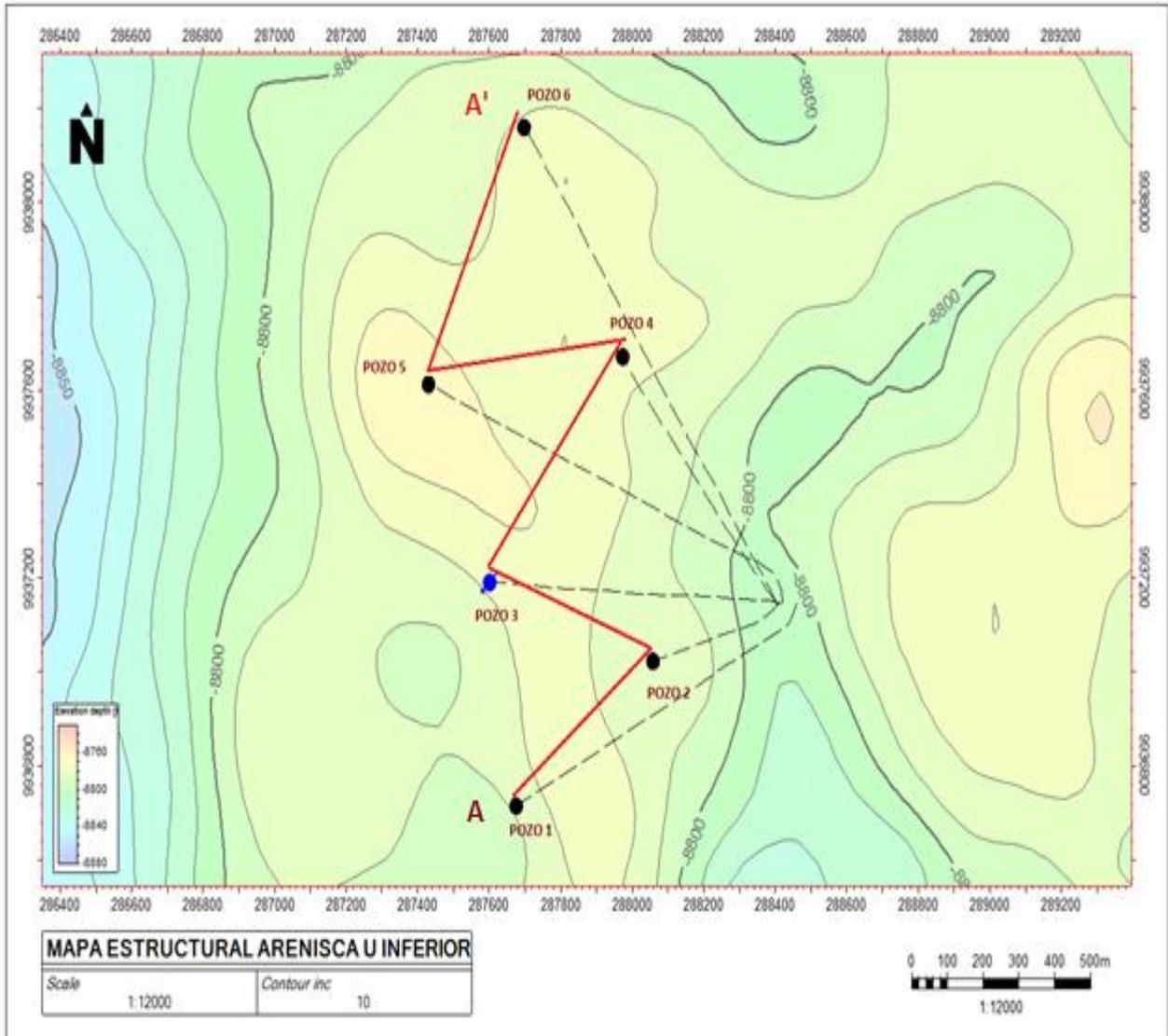
A continuación, detallaremos los datos petrofísicos obtenidos del campo ESPOL con análisis petrofísico se observa que todo el miembro u inferior se encuentra saturado con hidrocarburo, no tiene agua en ningún nivel. Los valores promedio de S_w están en el orden de 0.1-0.3 permeabilidades de sur a norte mejoran significativamente llegando a valores superiores a los 1800 md, porosidades efectivas entre 10-20%.

Figura 3.2 Correlaciones petrofísicas en pozos perforados, Campo ESPOL



Fuente: (ESPOL, 2022)

Figura 3.3 Mapa estructural tope Arenisca U inferior



Fuente: (ESPOL, 2022)

3.2.1 Análisis del área piloto de inyección

El mapa promedio del índice de calidad de roca RQI se obtuvo con la siguiente fórmula:

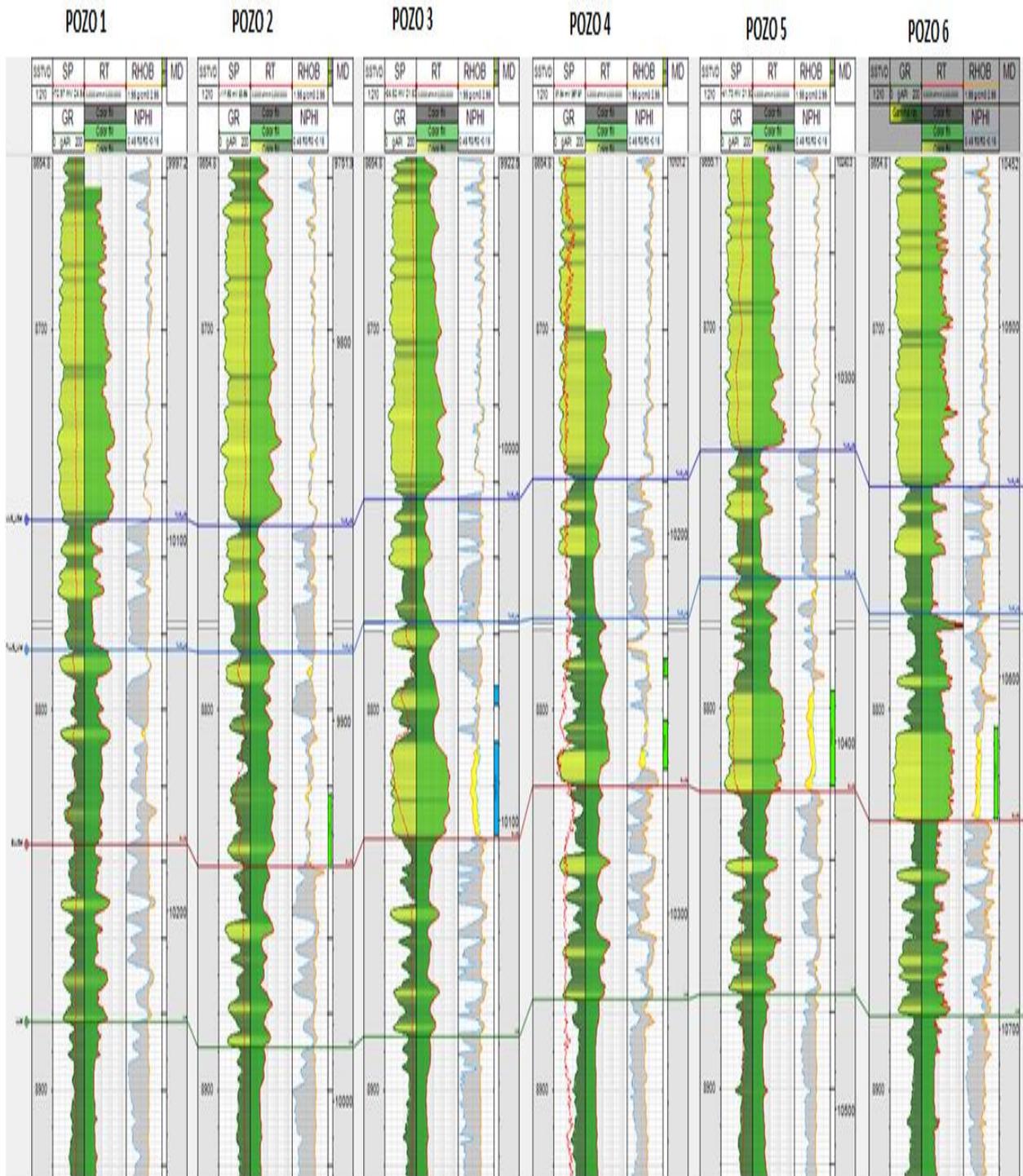
$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad (3.1)$$

En la figura se visualiza la distribución vertical del RQI para el área de influencia del **POZO 3**. La mayor parte de la zona tiene un valor promedio de RQI de 1,6 lo cual refleja una buena calidad de roca y una alta probabilidad de que el agua inyectada se desplace en el reservorio.

3.2.2 Correlación estructural Arenisca U Inferior

Estructuralmente a nivel de la Arenisca U Inferior se observa que los pozos de la parte Norte están ligeramente más altos que los pozos de la parte sur como se puede observar en la correlación.

Figura 3.4 Correlación estructural Arenisca U Inferior

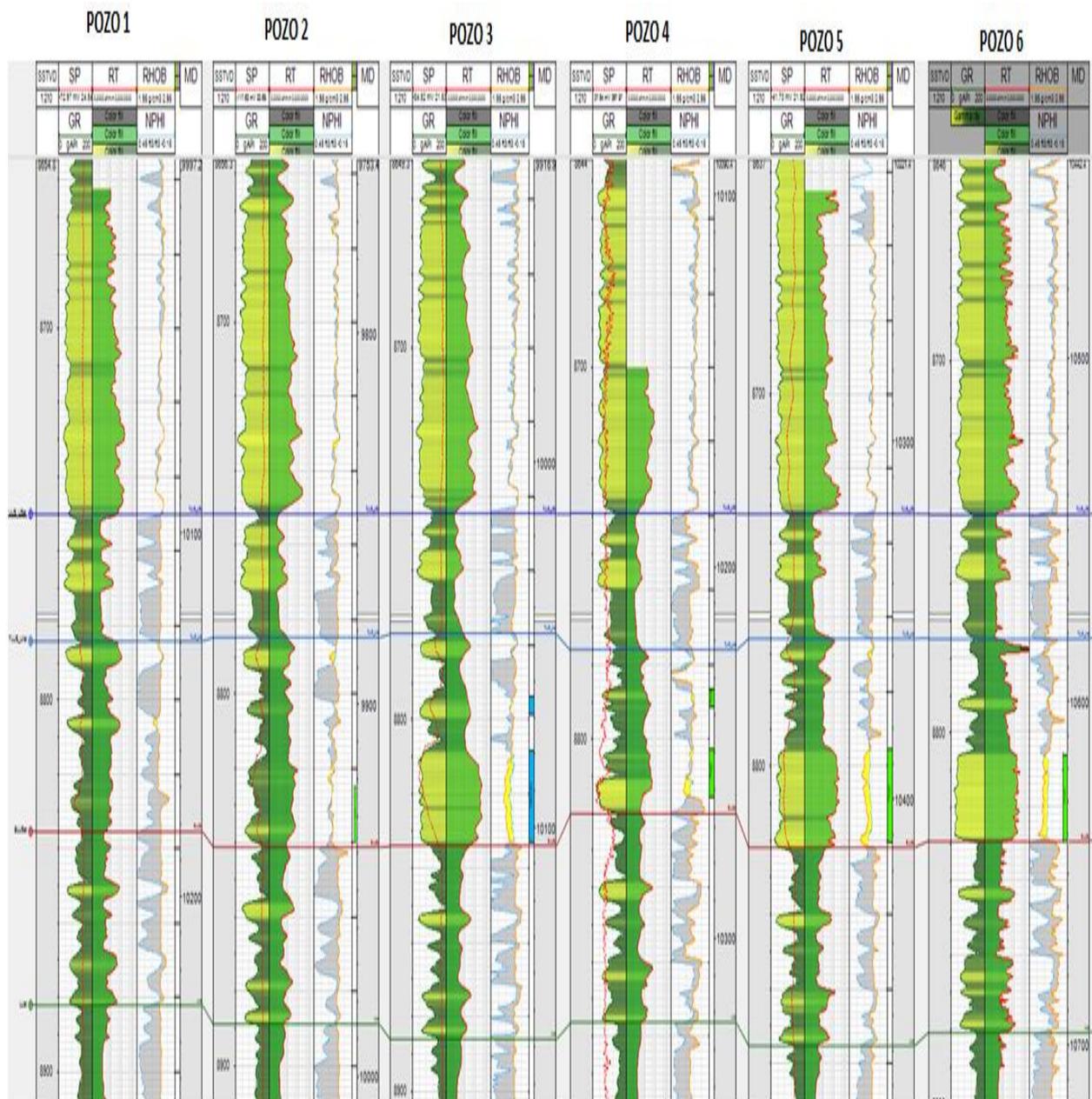


Fuente: (ESPOL, 2022)

3.2.3 Correlación estratigráfica Arenisca U Inferior horizontalizado al Miembro U Superior

Estratigráficamente se observa mayor desarrollo de arenisca con buenas características petrofísicas hacia la parte norte de la estructura al igual que su continuidad lateral tomando en cuenta que en la parte sur las facies de mejores propiedades tienden a perderse.

Figura 3.5 Correlación estratigráfica Arenisca U Inferior horizontalizado U Superior



Fuente: (ESPOL, 2022)

Tabla 3.1 Propiedades petrofísicas de la arenisca “U Inferior”

Factor volumétrico de formación de petróleo (β_o)	1.25	RB/STB
Factor volumétrico de formación de petróleo (β_w)	1.05	RB/STB
Saturación de gas inicial (S_{gi})	0	
Espesor (h)	10	ft
Viscosidad del petróleo (μ_o)	2.72	cp
Viscosidad del agua (μ_w)	0.75	cp
Caudal de inyección de agua (i_w)	15000	RB/D
Reservas originales (N)	3.20E+07	STB
Angulo de buzamiento	0	
Saturación de agua inicial (S_{wi})	0.36	
Saturación de petróleo residual (S_{or})	0.3	
Presión de Burbuja	470	psi
Presión Arenisca U Inferior	1000	psi

Fuente: (ESPOL, 2022)

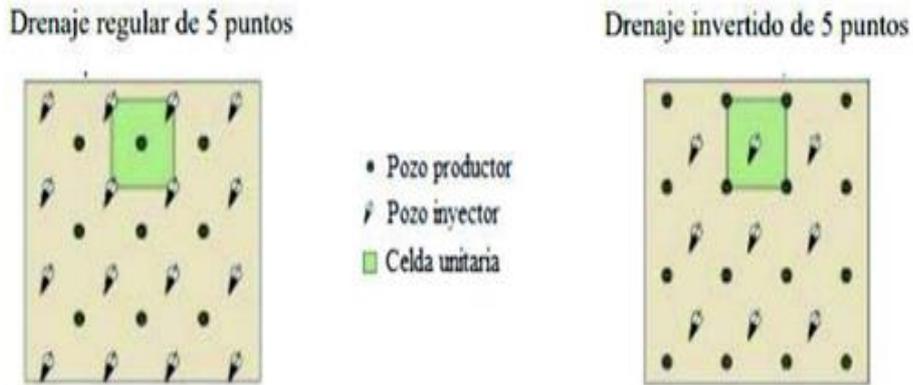
3.3 Método de recuperación secundaria aplicable en la Arenisca U inferior del campo ESPOL

Una vez realizado los análisis petrofísicos y por la data obtenida el campo presta las condiciones óptimas para un método de recuperación secundaria por inyección de agua, bajo análisis de facilidades y estudios petrofísicos de los mismos.

3.3.1 Arreglo de pozos propuestos

El arreglo que proponemos para este tipo de inyección es en la relación de movilidad de 5 pozos normal.

Figura 3.6 Arreglo de pozos



Fuente: (Schlumberger, 2017)

3.3.2 Desarrollo del modelo predictivo según Dykstra – Parsons

Par el estudio de nuestro pozo HJ 12 utilizamos el método predictivo de Dykstra – Parson donde lo primero que se hizo es ordenar los datos de permeabilidad en forma decreciente.

3.3.2.1 Análisis de flujo fraccional

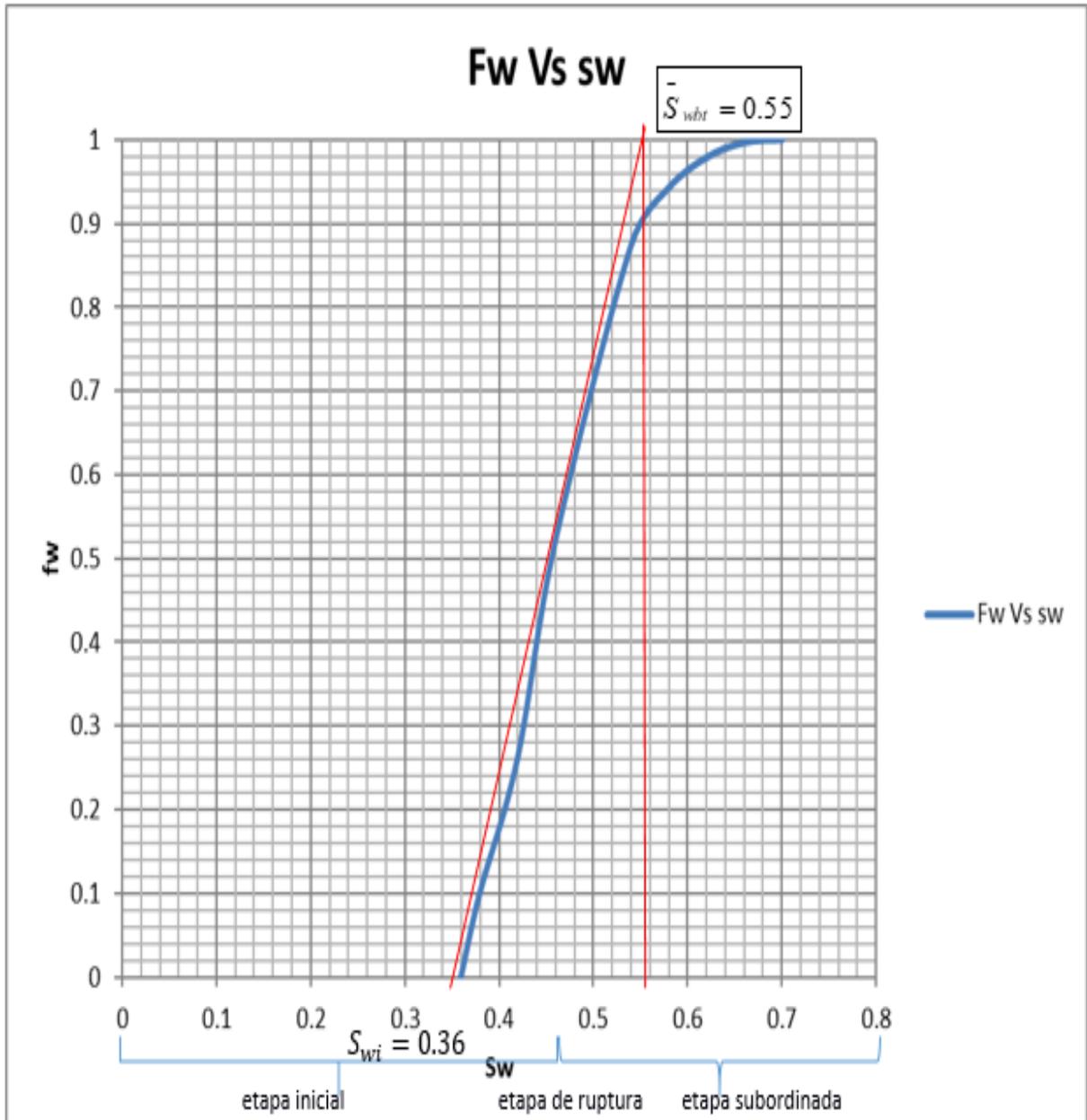
El análisis de las curvas de flujo fraccional permite observar la forma en que se da el avance de agua en el proceso de inyección de agua, además de encontrar la saturación de agua en el frente de choque y la velocidad con que se produce la inundación hasta el punto de ruptura. Con estos datos es posible determinar la relación de movilidad y la eficiencia de desplazamiento que tiene el fluido en el reservorio. Se obtuvieron los datos de porosidad, permeabilidad, presiones capilares y saturación de agua de la arena U Inferior, las cuales fueron consideradas para el siguiente análisis.

Tabla 3.2 S_w y f_w

S_w	f_w
0.36	0
0.38	0.100
0.42	0.261
0.46	0.521
0.54	0.873
0.58	0.942
0.62	0.978
0.66	0.996
0.7	1.000

Fuente: (ESPOL, 2022)

Figura 3.7 F_w Vs S_w



Fuente (Jorge Tercero)

De la gráfica deducimos:

Tabla 3.3 Resultados S_w y f_w

Arena	S_{wc}	f_w	S_{wbt}
U inferior	0,36	0	0,55

Fuente (Jorge Tercero)

3.3.2.2 Heterogeneidad del reservorio

Tabla 3.4 Permeabilidad Arena U

Capa	h, ft	k, md
1	1	10.0
2	1	6.8
3	1	4.7
4	1	10.4
5	1	20.5
6	1	12.1
7	1	8.6
8	1	18.4
9	1	14.3
10	1	10.9

Fuente: (ESPOL, 2022)

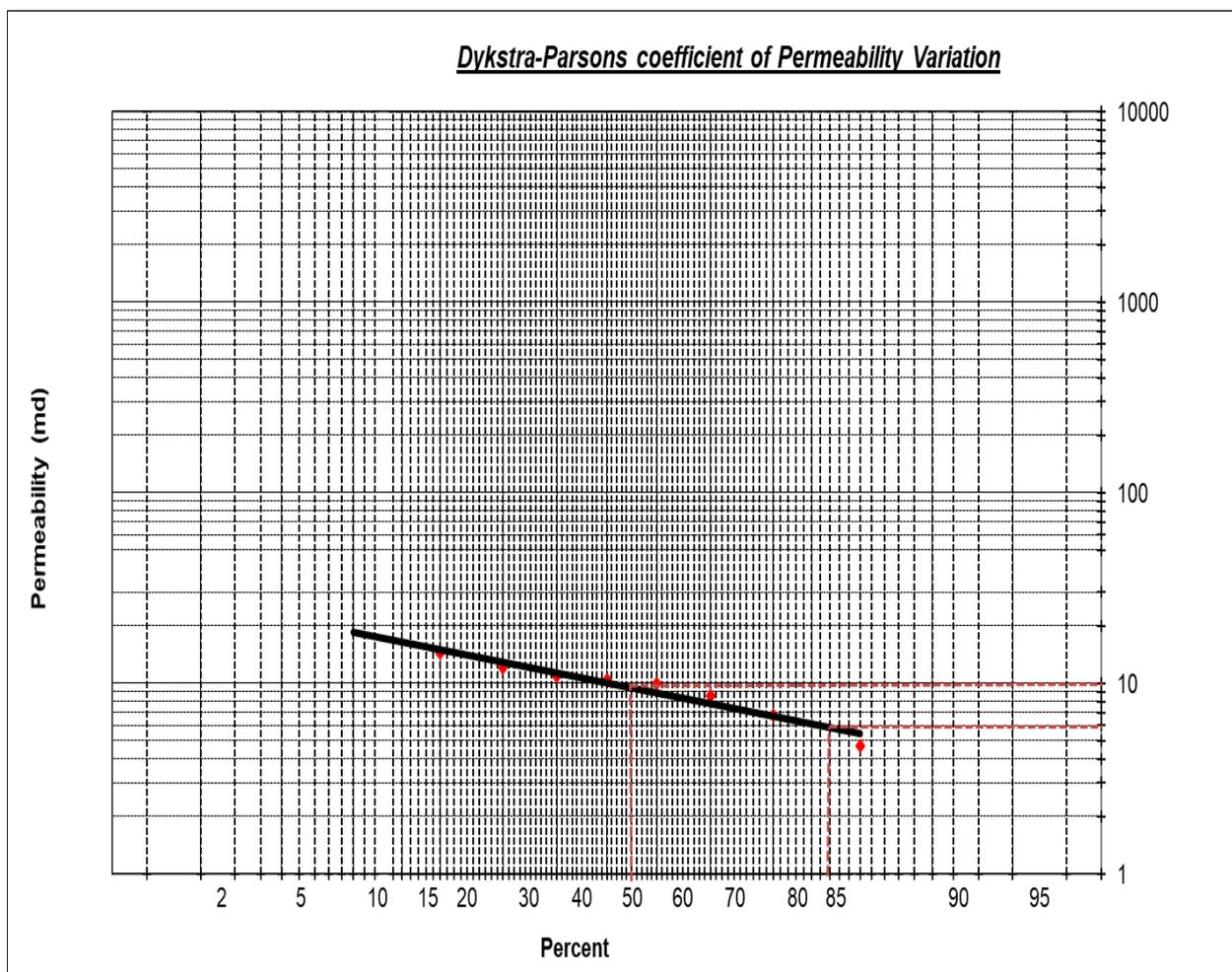
Se ordena las permeabilidades en forma descendente de mayor a menor y graficar K vs % mayor que en un papel logarítmico.

Tabla 3.5 Datos permeabilidad y Porcentajes

<i>k, md</i>	<i>Porcentaje más grande que</i>	<i>Ln k</i>	<i>z</i>
20.5	0	3.02	
18.4	10	2.91	-1.28155
14.3	20	2.66	-0.84162
12.1	30	2.49	-0.52440
10.9	40	2.39	-0.25335
10.4	50	2.34	0.00000
10	60	2.30	0.25335
8.6	70	2.15	0.52440
6.8	80	1.92	0.84162
4.7	90	1.55	1.28155

Fuente: (ESPOL, 2022)

Figura 3.8 Permeabilidad vs Porcentaje



Fuente: (Stanford University. Petroleum Research Institute and National Energy Technology Laboratory (U.S.) and United States. Department of Energy. Office of Scientific and Technical Information, 1995)

Tabla 3.6 Resultados Permeabilidad y Porcentajes

$k_{50} =$	10	Gráfico
$k_{84.1} =$	5.8	Gráfico

Elaboración (Jorge Tercero)

Cálculo de la Varianza en el modelo Dykstra – Parsons, coeficiente de variación de la permeabilidad para determinar cuantitativamente la heterogeneidad de un yacimiento.

$$V = \frac{K_{50\%} - K_{84.1\%}}{K_{50\%}} = \frac{10 - 5.8}{10} \quad (3.2)$$

$$V = 0.42$$

Entonces considerando que una formación con coeficiente de uniformidad de cero implica que la propiedad es constante en todo el espesor de la formación y una formación completamente heterogénea tiene un coeficiente de uniformidad de uno.

Con el resultado obtenido se determina que la arena U Inferior es un reservorio heterogéneo.

3.3.2.3 Cálculo del petróleo inicial antes de la inyección

$$V_p = \frac{N\beta_o}{(1 - S_{wi})} \quad (3.3)$$

$$V_p = 62,500.000 \quad \text{RB}$$

3.3.2.4 Razón de Movilidades de agua desplazando aceite

De los puntos finales de la curva de permeabilidad relativa obtenemos.

Tabla 3.7 Datos Permeabilidad Relativa – Saturación

Sw	Krw	Kro
0.36	0	0.18
0.38	0.004	0.13
0.42	0.008	0.082
0.46	0.015	0.05
0.54	0.038	0.02
0.58	0.063	0.014
0.62	0.100	0.008
0.66	0.155	0.002
0.7	0.214	0

Fuente (ESPOL)

$$M = \frac{k_{rw} * \mu_o}{k_{ro} * \mu_w} = \frac{0.18 * 2.72}{0.214 * 0.75} \quad (3.4)$$

$$M = 4.312$$

Donde:

k_{rw} = permeabilidad relativa del agua a la saturación de petróleo residual.

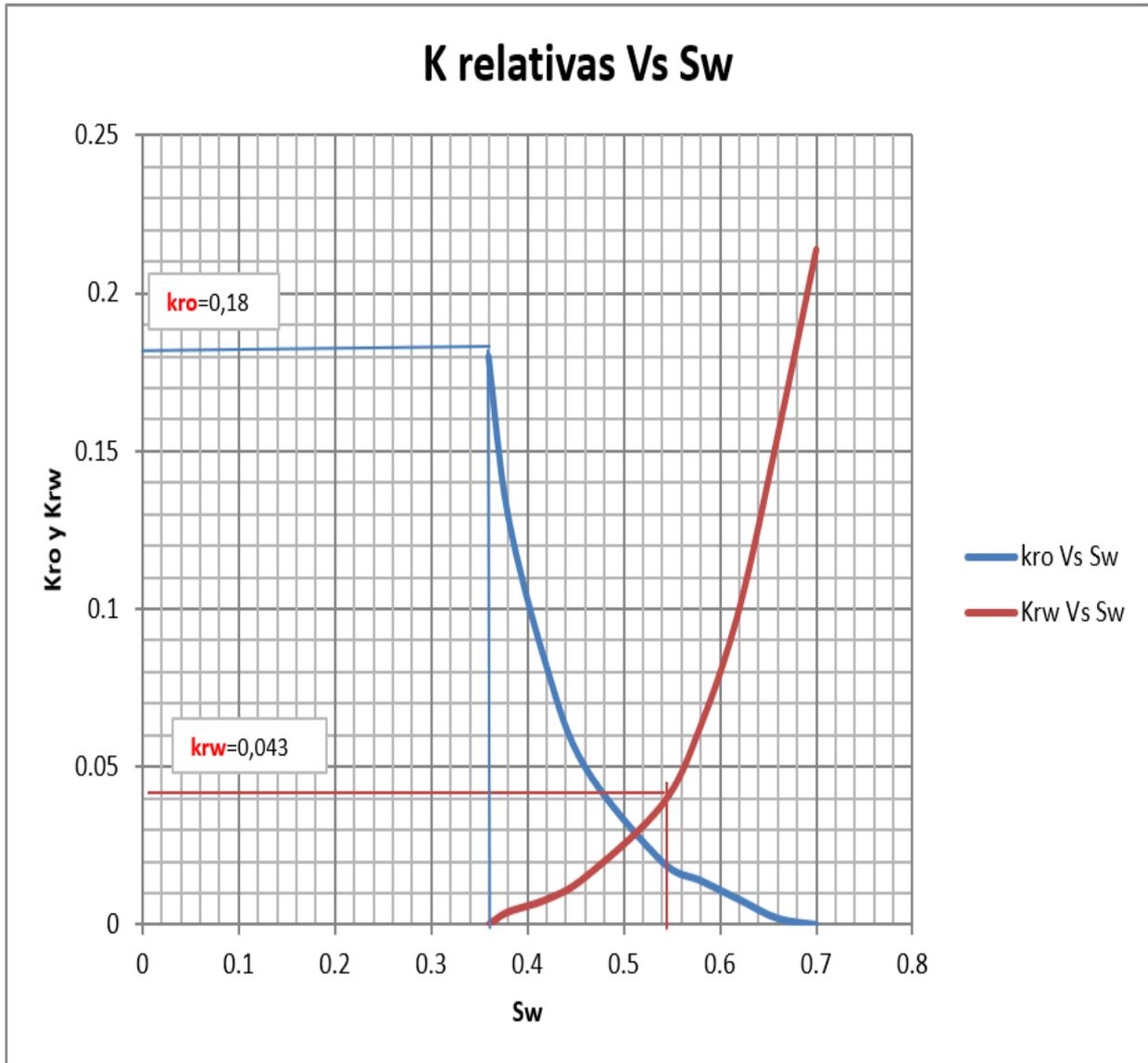
k_{ro} = permeabilidad relativa del petróleo al punto de saturación del agua connata.

μ_o = viscosidad del petróleo.

μ_w = viscosidad del agua.

Si $M > 1$, el agua avanza más rápido que el petróleo y se canaliza a través del petróleo dando lugar a una baja eficiencia de desplazamiento.

Figura 3.9 Curva K Vs Sw



Elaboración (Jorge Tercero)

Tabla 3.8 Resultados K_{ro} , K_{rw} , S_{or}

Arena	$(K_{ro})_{S_{wi}}$	$(K_{rw})_{S_{wbt}}$	S_{or}
U inferior	0,18	0,043	0,3

Elaboración (Jorge Tercero)

3.3.2.5 Factor De Recobro Versus Relación Agua Petróleo

Tabla 3.9 Factor de recobro vs Relación Agua Petróleo

<i>WOR</i>	<i>C_v</i>	<i>N_p STBx10⁶</i>
0.1	0.24	2.856
0.2	0.29	3.451
0.5	0.4	4.76
1	0.51	6.069
2	0.63	7.497
5	0.79	9.401
10	0.88	10.472
25	0.94	11.186
50	0.96	11.424
100	0.98	11.662

Fuente (ESPOL)

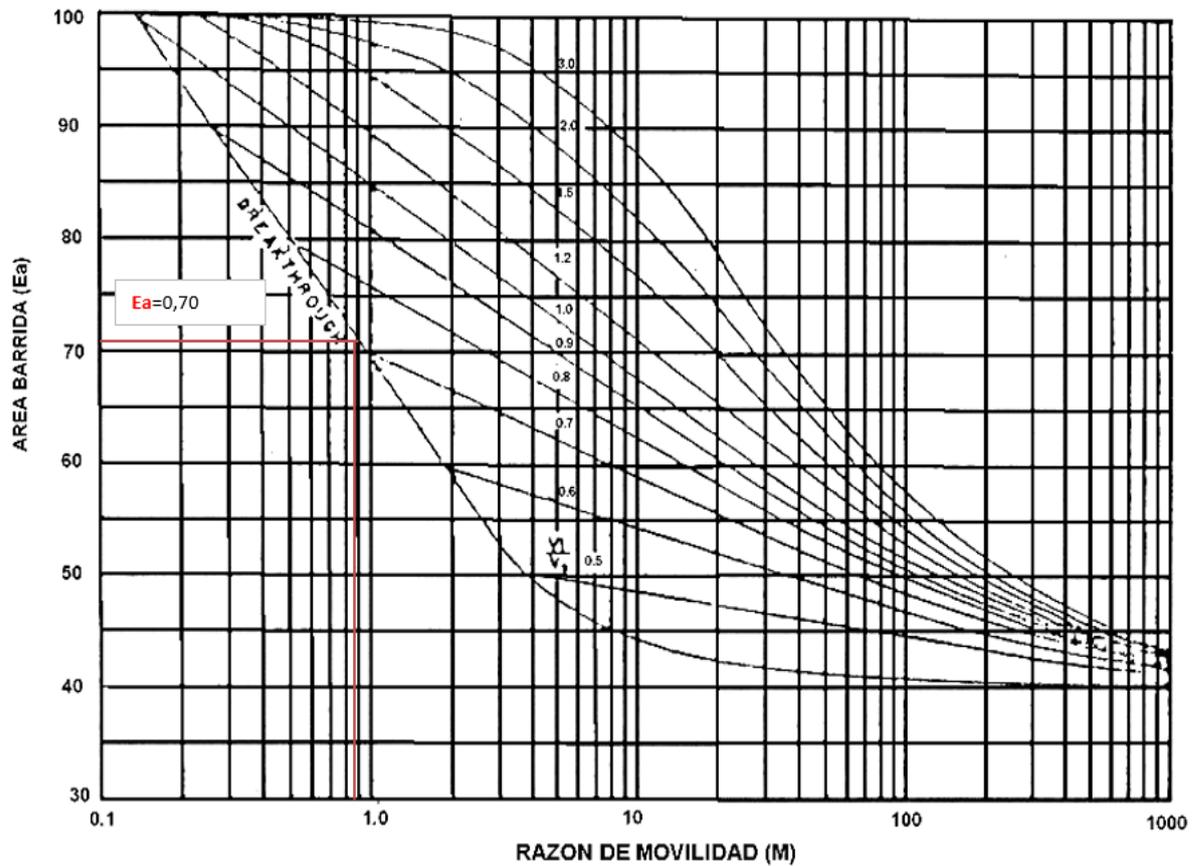
3.3.2.6 Cálculo de la Movilidad después de la ruptura

$$M = \frac{\mu_o(k_{rw})\bar{S}_{wbt}}{\mu_w(k_{ro})S_{wi}} \quad (3.5)$$

$$M = 0.866$$

3.3.2.7 Cálculo de la eficiencia de barrido areal, E_a

Figura 3.10 Área Barrida vs Razón de Movilidad para modelo de cinco pozos normal



Fuente (ESPOL)

$E_a = 0.7$

3.3.2.8 Cálculo del volumen teórico de petróleo a recuperar, N_p

$$N_p = N * E_D * E_a * C_v \quad (3.6)$$

$$N = V_p * S_o \quad (3.7)$$

$$E_D = \frac{S_o - S_{or}}{S_o} \quad (3.8)$$

$$E_a = \text{grafica}$$

$$\text{Reemplazando: } N_p = \frac{V_p * S_o * (S_o - S_{or}) * E_a * C_v}{\beta_o * S_o} \quad (3.9)$$

$$N_p = \frac{V_p * (S_o - S_{or}) * E_a * C_v}{\beta_o} \quad (3.10)$$

Tabla 3.10 Resultados para cálculo de volumen de Np

<i>WOR</i>	<i>C_v</i>	<i>N_p STBx10⁶</i>	<i>W_o blsx10⁶</i>	<i>ΔN_p x10⁶</i>	<i>ΔN_p*WOR x10⁶</i>	<i>W_p=ΣN_p*WOR x10⁶</i>	<i>W_f bls x10⁶</i>	<i>W_i x10⁶</i>
0.1	0.24	2.856	3.57	2.856	0.286	0.286	0	3.86
0.2	0.29	3.451	4.31	0.595	0.119	0.405	1.25	5.97
0.5	0.4	4.76	5.95	1.309	0.655	1.059	3.75	10.76
1	0.51	6.069	7.59	1.309	1.309	2.368	6.25	16.20
2	0.63	7.497	9.37	1.428	2.856	5.224	11.25	25.85
5	0.79	9.401	11.75	1.904	9.520	14.744	13.75	40.25
10	0.88	10.472	13.09	1.071	10.710	25.454	16.25	54.79
25	0.94	11.186	13.98	0.714	17.850	43.304	18.75	76.04
50	0.96	11.424	14.28	0.238	11.900	55.204	21.25	90.73
100	0.98	11.662	14.58	0.238	23.800	79.004	21.25	114.83

Elaboración (Jorge Tercero)

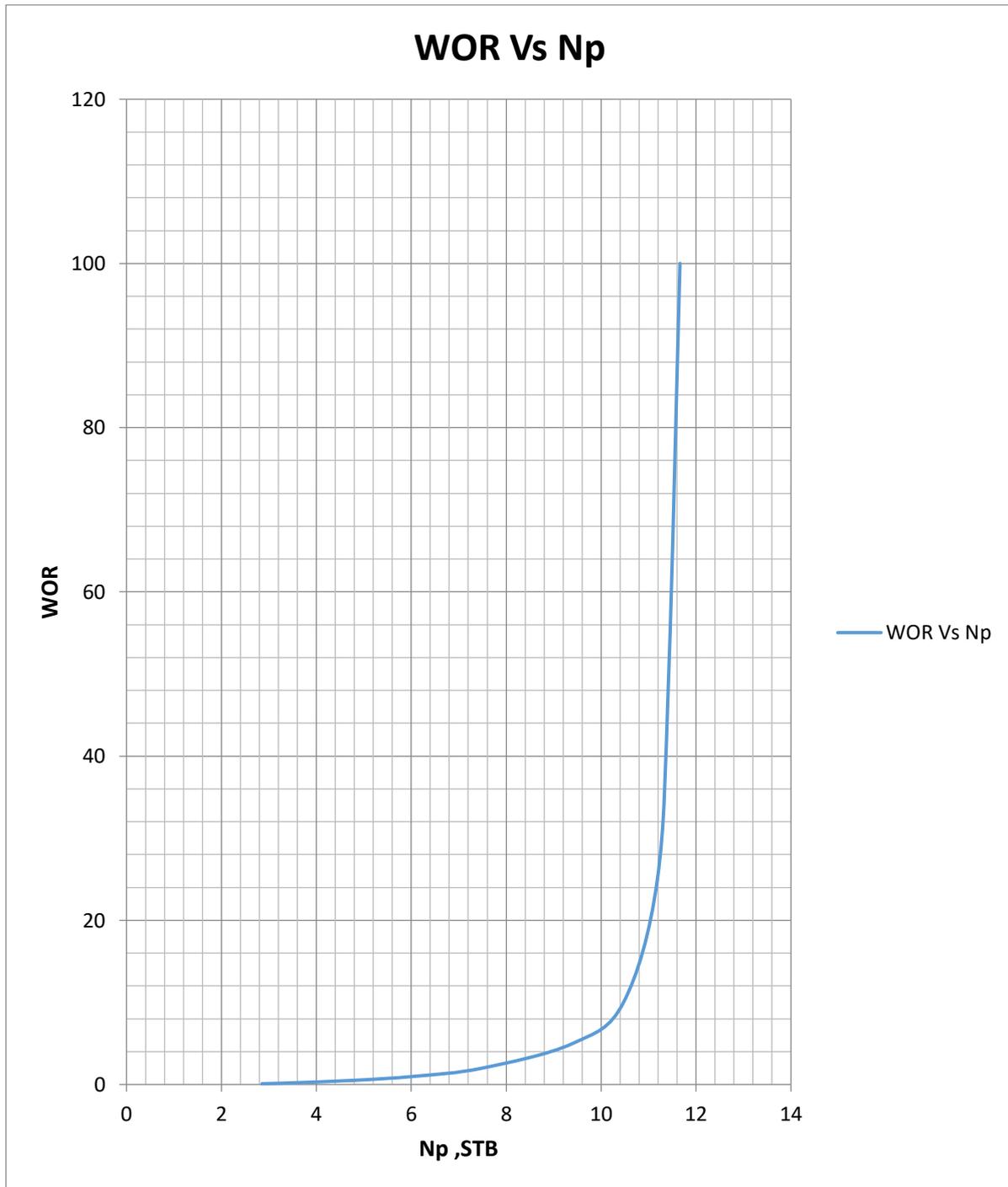
3.3.2.9 Cálculo del Tiempo

Tabla 3.11 Resultados cálculo del Tiempo

<i>WOR</i>	<i>N_p STBx10⁶</i>	<i>t días</i>	<i>FR (N/NP) %</i>
0.1	2.856	257.04	11.20
0.2	3.451	397.89	9.27
0.5	4.76	717.27	6.72
1	6.069	1080.29	5.27
2	7.497	1723.02	4.27
5	9.401	2683.02	3.40
10	10.472	3652.94	3.06
25	11.186	5069.11	2.86
50	11.424	6048.94	2.80
100	11.662	7655.44	2.74

Elaboración (Jorge Tercero)

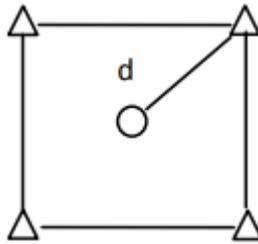
Figura 3.11 WOR vs Np



Elaboración (Jorge Tercero)

3.3.2.10 Cálculo de la tasa de inyección de agua que esperarían en un petróleo relativamente homogéneo

Para un patrón de 5 puntos en el que se han perforado pozos con un espacio de 40 acres



Donde:

$$A = L^2 \quad (3.11)$$

$$L = \sqrt{A} \quad (3.12)$$

$$L = \sqrt{40 \text{ acre} * \frac{43560 \text{ ft}^2}{1 \text{ acre}}} \quad (3.13)$$

$$L = 1320 \text{ ft} \quad (3.14)$$

$$i = \frac{3.535 k_w h \Delta P}{\mu_w \left[\ln \frac{d}{r_w} - 0.614 \right]} \quad (3.15)$$

$$i = \frac{3.535 (0.088) (25) (388)}{0.75 \left[\ln \frac{1320}{0.354} - 0.614 \right]} \quad (3.17)$$

$$i = 528.69 \text{ bbl/d}$$

3.3.3 Inyección de Gas

Para el caso de estudio se revisó las facilidades de superficie con las que cuenta el campo ESPOL, ya que el gas al ser un fluido altamente compresible, y de un manejo mucho más complejo para el transporte y manipulación, se debería tener una alta inversión en las facilidades de superficie para transporte, captación, almacenamiento, inyección.

El gas producido por la explotación de crudo en el campo ESPOL es quemado al ambiente, mediante la utilización de mecheros, esto debido a costos. Por otra parte, el volumen de gas que se produce en el campo ESPOL no es significativo para ser utilizado en la inyección como método de recuperación secundaria.

Para la aplicación de la inyección de gas como método de recuperación secundaria, por lo general se deben usar más pozos inyectoros que en la inyección de agua, encareciendo el costo de producción al tener que realizar una mayor inversión en la perforación de pozos inyectoros. (Ferrer, 2001)

El mecanismo de producción de la Arena U Inferior del Campo ESPOL es mediante la expansión de la roca y de los fluidos.

Por la mayor inversión para ser aplicado como proceso de recuperación secundaria debido a las facilidades de superficie existentes, se descarta la inyección de gas.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- Según los registros eléctricos corridos al terminar la perforación de los pozos en el campo ESPOL, muestra que en la zona de pago la permeabilidad mínima es de 1800 mD, lo que muestra que la Arenisca U Inferior tiene una buena permeabilidad, la saturación de agua muestra valores por debajo de 0.3.
- La zona de pago de los pozos perforados en el Campo ESPOL oscila desde 16 pies hasta 25 pies.
- Mediante la interpretación de los registros eléctricos, se puede observar que estratigráficamente se observa mayor desarrollo de arenisca con buenas características petrofísicas hacia la parte norte de la estructura al igual que su continuidad lateral tomando en cuenta que en la parte sur las facies de mayores propiedades tienden a perderse.
- Estructuralmente a nivel de la Arenisca U Inferior, se observa que los pozos de la parte Norte están ligeramente más altos que los pozos de la parte sur como se puede observar en la correlación.
- Debido a que el mecanismo de producción de la Arenisca U Inferior es la expansión de la roca y de los fluidos, según la teoría en el libro INYECCION DE AGUA Y GAS por Magdalena Paris de Ferrer, en base a su experiencia, es recomendable el método de inyección de agua debido a un mayor factor de recobro.
- Ya que para la aplicación del método de inyección de gas como método de recuperación secundaria se requiere la elaboración de instalaciones, facilidades debido a que el campo ESPOL no cuenta con la apropiada infraestructura, también se requeriría mayor elaboración de pozos inyectoros, el costo de producción de la inyección de agua es menor.
- La presión de la Arenisca U antes de la inyección estaba alrededor de 1000 psi, con la perforación del pozo 6 se tomó un registro de presiones, y dio una presión de 1800 psi, lo cual nos indica que el pozo inyector tiene influencia directa en el

pozo 6, pero que el punto de ruptura aún no llega al pozo productor ya que la saturación del crudo sigue siendo alta y no tiene producción de agua aún.

- Podemos observar que el proceso de inyección es conservativo debido a que las tasas de inyección son bajas y se puede obtener una mejor eficiencia de barrido

4.2 Recomendaciones

- Evaluar la perforación de pozos productores nuevos hacia el noroeste del Campo ESPOL bajo la misma facie evaluada en los pozos ya perforados, con el fin de aumentar la producción.
- Pensar en la perforación de más pozos inyectores a los alrededores de la facie donde se encuentra la Arenisca H para una inyección periférica.
- Monitorear la presión de la Arena U Inferior en el pozo más alejado, POZO 6, para determinar la influencia del pozo inyector sobre los pozos productores.
- Considerar realizar fracturamiento al POZO 1 para incorporarlo como pozo productor en el Campo ESPOL.
- Una vez que se alcance el punto de ruptura de agua en la mayoría de los pozos productores, se podría evaluar la posibilidad de ejecutar un plan piloto de proyecto aplicando recuperación mejorada mediante la inyección de gas.
- Realizar un fracturamiento en el pozo inyector para incrementar la permeabilidad de la Arenisca U Inferior y bypasear el daño de la arena que es de 10,877291.

BIBLIOGRAFÍA

- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). *Enhanced oil recovery. Field Planning and Development Strategies*. ELSEVIER.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Institut français d'études andines, Institut de Recherche pour le Développement (IRD), Petroecuador. <https://doi.org/10.4000/books.ifea.2971>
- Bidner, M. S. (2001). *Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petr[oleo]*. Eudeba, Universidad de Buenos Aires.
- Craig, F. (1982). *Aspectos de ingeniería de a inyección de agua*. SPE.
- Dake, L. P. (2001). *Fundamentals of reservoir engineering*. ELSEVIER.
- Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Astro Data S A.
- Green, D., & Willhite, G. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. SPE.
- Macualo, F. H. (2012). *Fundamentos de Ingenieria de Yacimientos*. Universidad Surcolombiana.
- Olajire, A. A. (2014). Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. *ELSEVIER(Energy)*, 5-6.
- Romero-Zerón, L. (2012). *Introduction to Enhanced Oil Recovery (EOR) Processes an Bioremediaton of Oil-Contaminated sid*. IntechOpen.
- Salager, J.-L. (2005). *Recuperación mejorada del petróleo*. UNIVERSIDAD DE LOS ANDES.
- Schlumberger. (25 de Mayo de 2017). *Patrón de Inundación*. Obtenido de Schlumberger Oilfield Glossary: http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/f/flooding_pattern.aspx
- Stanford University. Petroleum Research Institute and National Energy Technology Laboratory (U.S.) and United States. Department of Energy. Office of Scientific and Technical Information. (1995). *A Study of Dykstra-Parsons Curves*. United States. Department of Energy.

Valencia, R. (2008). *ANALISIS E INTERPRETACION CONVENCIONAL DE PRUEBAS DE PRESION*. ESCUELA POLITECNICA NACIONAL. Obtenido de PetroWiki.

APÉNDICES

APÉNDICE A

Análisis de una prueba build-up del pozo ESPOL 3

La tabla muestra los datos de build-up de una prueba en un pozo con un radio estimado de drenaje de 2640 pies, el pozo ha producido a una tasa estabilizada de 4900 STB/día por 310 horas, los datos conocidos del reservorio son:

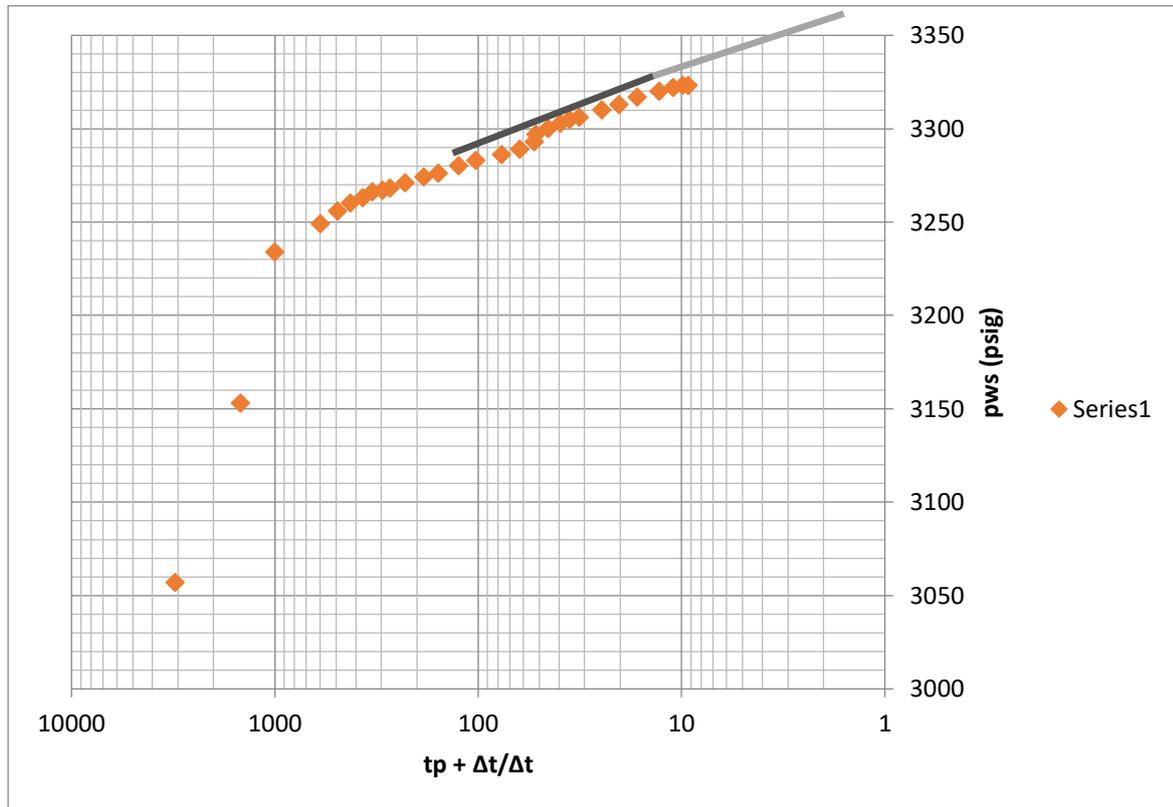
profundidad=	10476	pies
rw=	0,354	pies
Ct=	0,0000226	psi-1
Qo=	4900	STB/D
h=	482	pies
μ_o=	0,2	cp
β_o=	1,55	bls/STB
$P_{wf} \Delta t=0 =$	2761	psi
ϕ=	0,09	
tp=	310	horas
re=	2640	pies

Calcular:

- La permeabilidad promedio k.
- El factor de daño S.
- La presión adicional debido al daño.

Δt (hrs)	$t_p + \Delta t$ (hrs)	$t_p + \Delta t/\Delta t$	pws (psig)
0	310	-	2761
0,1	310,1	3101	3057
0,21	310,21	1477,19048	3153
0,31	310,31	1001	3234
0,52	310,52	597,153846	3249
0,63	310,63	493,063492	3256
0,73	310,73	425,657534	3260
0,84	310,84	370,047619	3263
0,94	310,94	330,787234	3266
1,05	311,05	296,238095	3267
1,15	311,15	270,565217	3268
1,36	311,36	228,941176	3271
1,68	311,68	185,52381	3274
1,99	311,99	156,778894	3276
2,51	312,51	124,505976	3280
3,04	313,04	102,973684	3283
4,08	314,08	76,9803922	3286
5,03	315,03	62,6302187	3289
5,97	315,97	52,9262982	3293
6,07	316,07	52,0708402	3297
7,01	317,01	45,2225392	3300
8,06	318,06	39,4615385	3303
9	319	35,4444444	3305
10,05	320,05	31,8457711	3306
13,09	323,09	24,6822002	3310
16,02	326,02	20,3508115	3313
20	330	16,5	3317
26,07	336,07	12,8910625	3320
31,03	341,03	10,9903319	3322
34,98	344,98	9,86220698	3323
37,54	347,54	9,25785828	3323

Graficamos Pws vs. $tp + \Delta t/\Delta t$ e identificamos nuestra pendiente, y la alargamos para a la vez determinar nuestra Presión a 1 hora.



m=	41
-----------	-----------

P1h=	3360	psi
-------------	-------------	------------

$$k = \frac{162,6 * Q_o * \beta_o * \mu_o}{m * h}$$

k=	12,498199
-----------	------------------

$$s = 1,151 * \left(\frac{P_{1h} - P_{wf} \Delta t = 0}{(m)} - \log \left(\frac{k}{\phi * \mu * C_t * r_w^2} \right) + 3,23 \right)$$

s=	10,877291
-----------	------------------

$$\Delta P_{skin} = 0,87 * (m) * s$$

ΔP_{skin}=	387,99297
--------------------------------------	------------------

APÉNDICE B

Perfiles de producción (petróleo y agua y tasa de inyección correspondientes con la presente propuesta de plan de desarrollo.

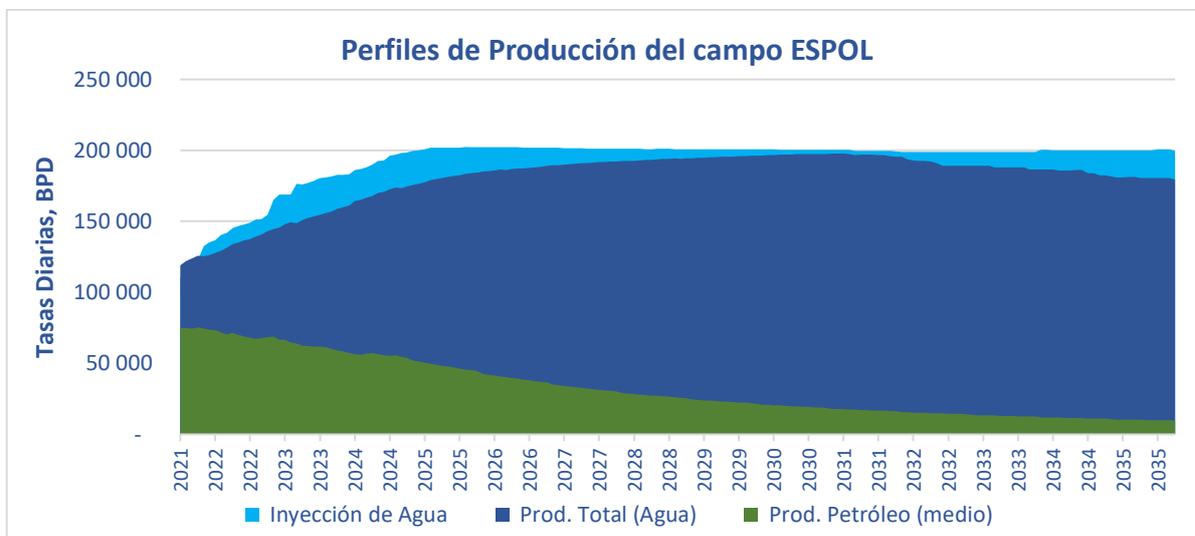


Figura. Perfil de producción (Petróleo + Agua) e inyección: (Caso Medio)

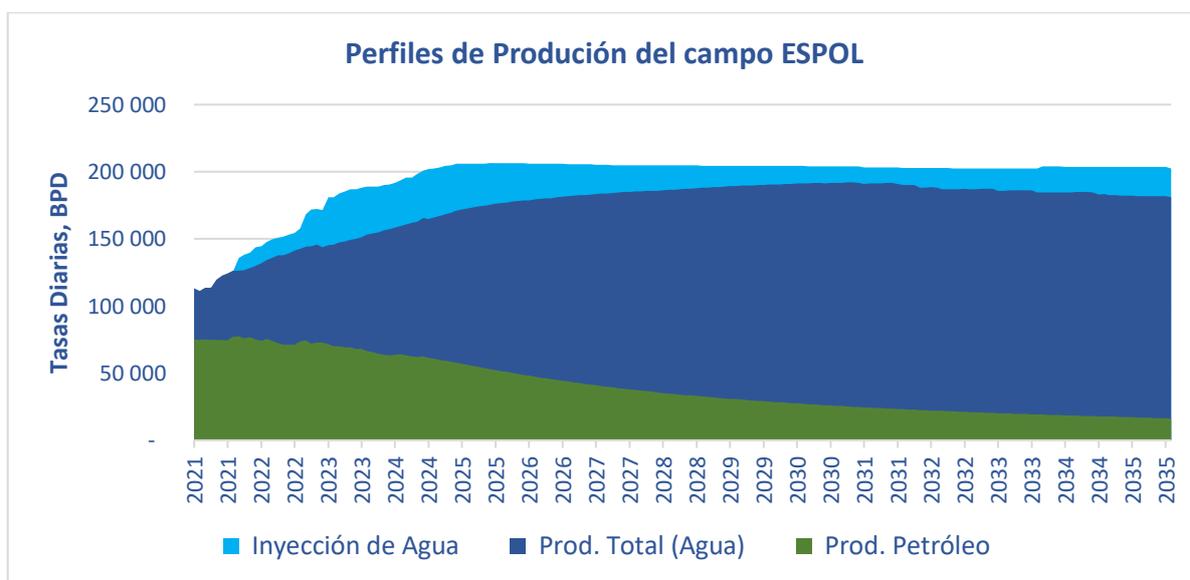


Figura. Perfil de producción (Petróleo + Agua) e inyección: (Caso Alto sin restricción)

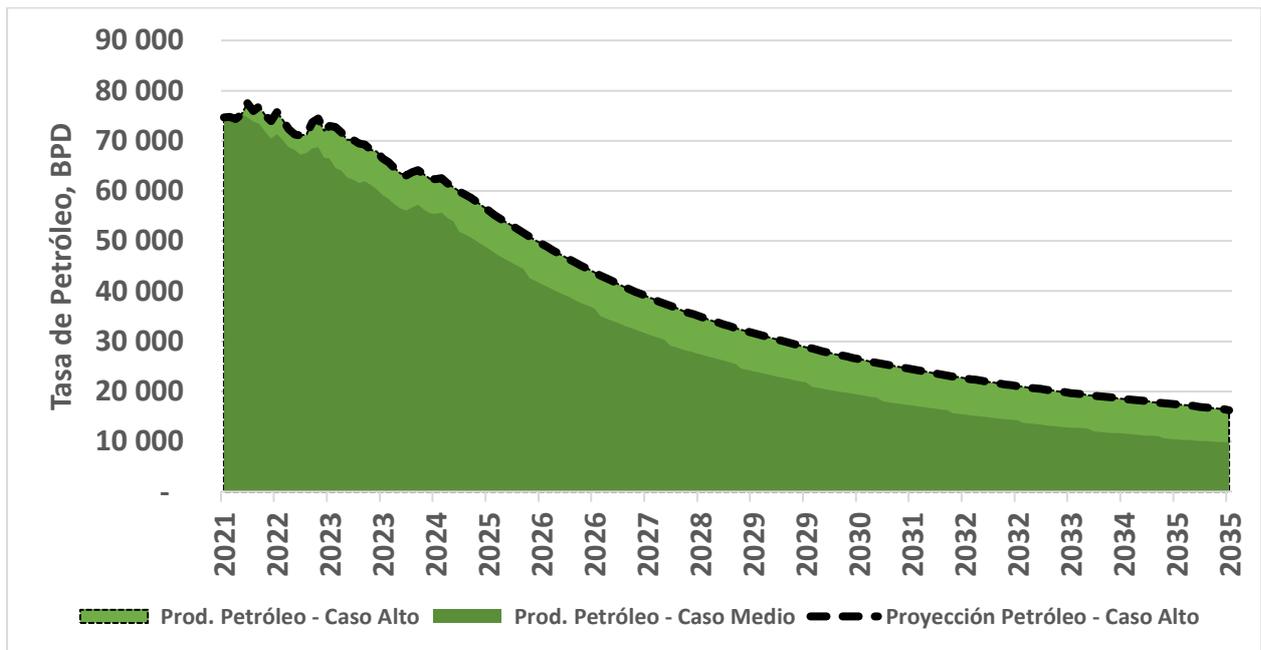
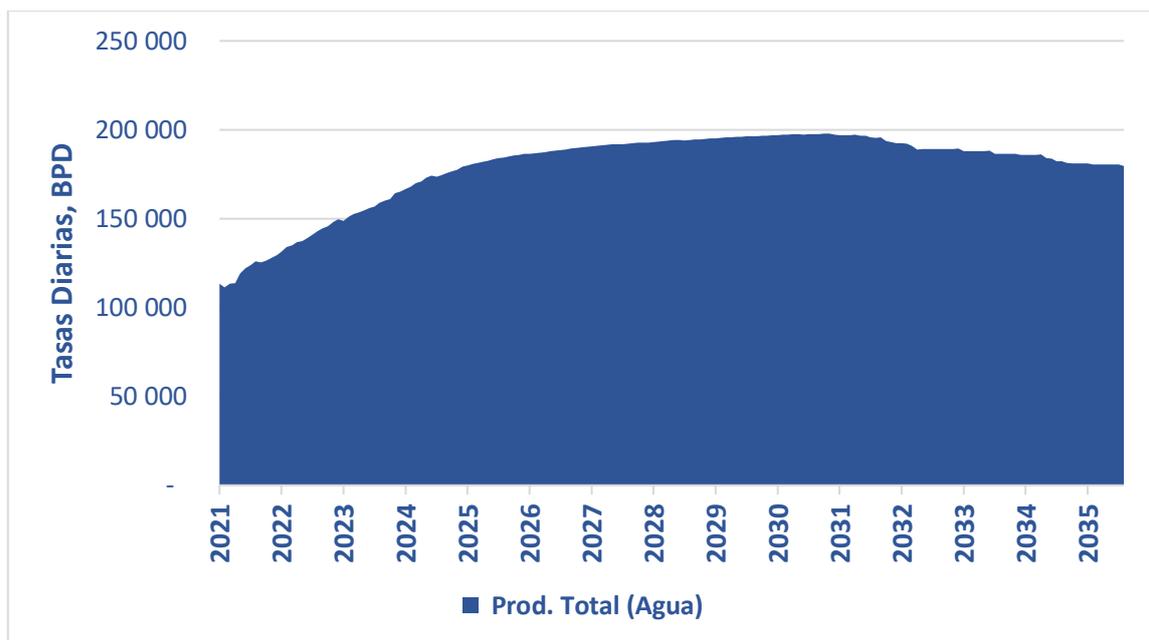


Figura. Perfil de Producción de Petróleo (Medio y Alto no restringido)



Figur. Perfil de Producción de Agua (medio)

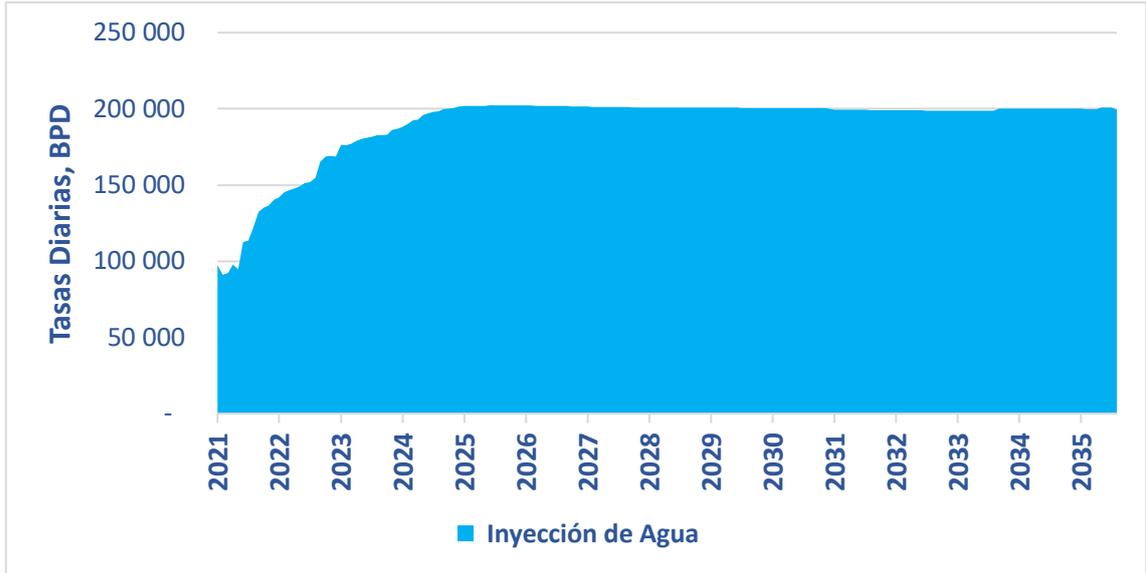
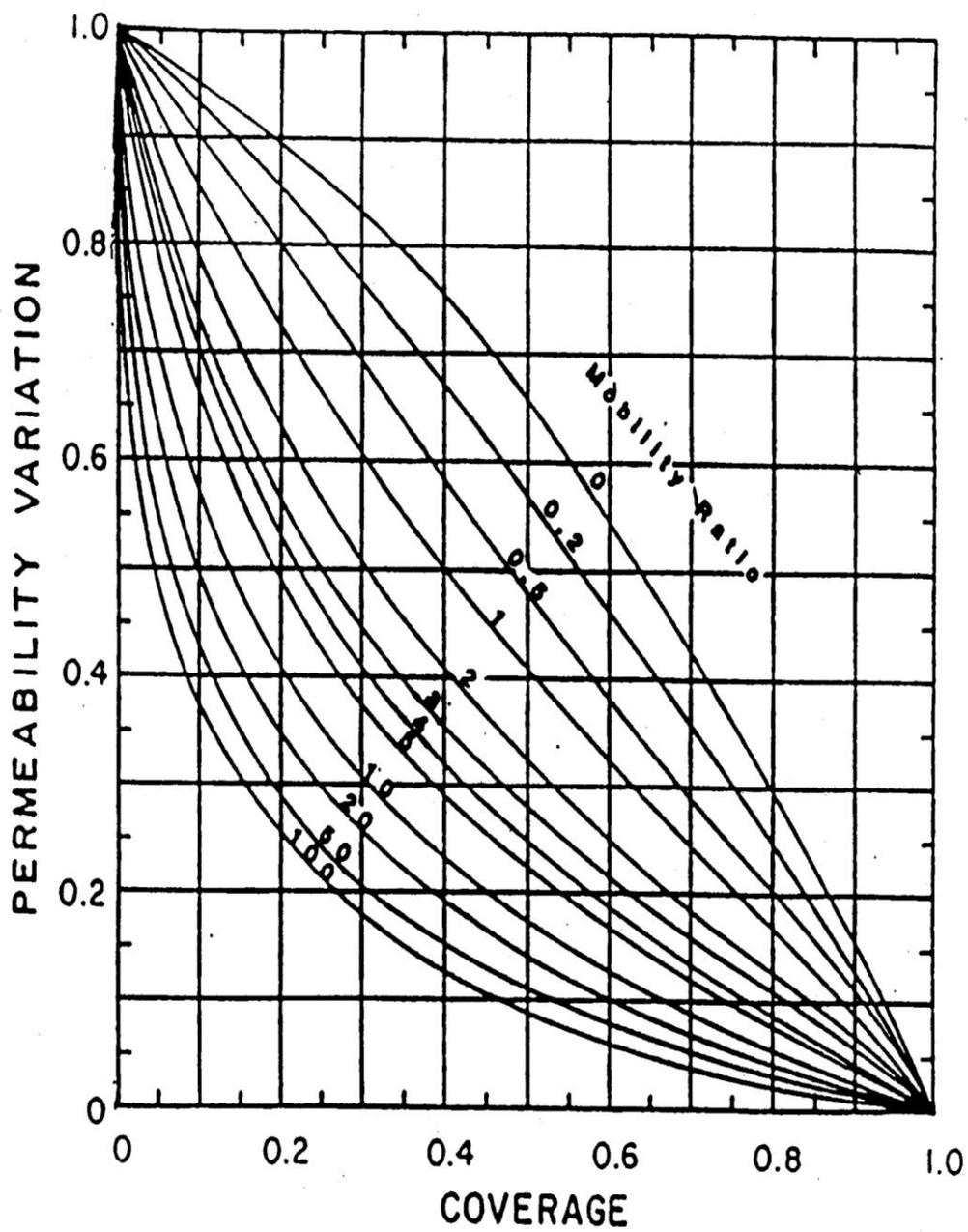
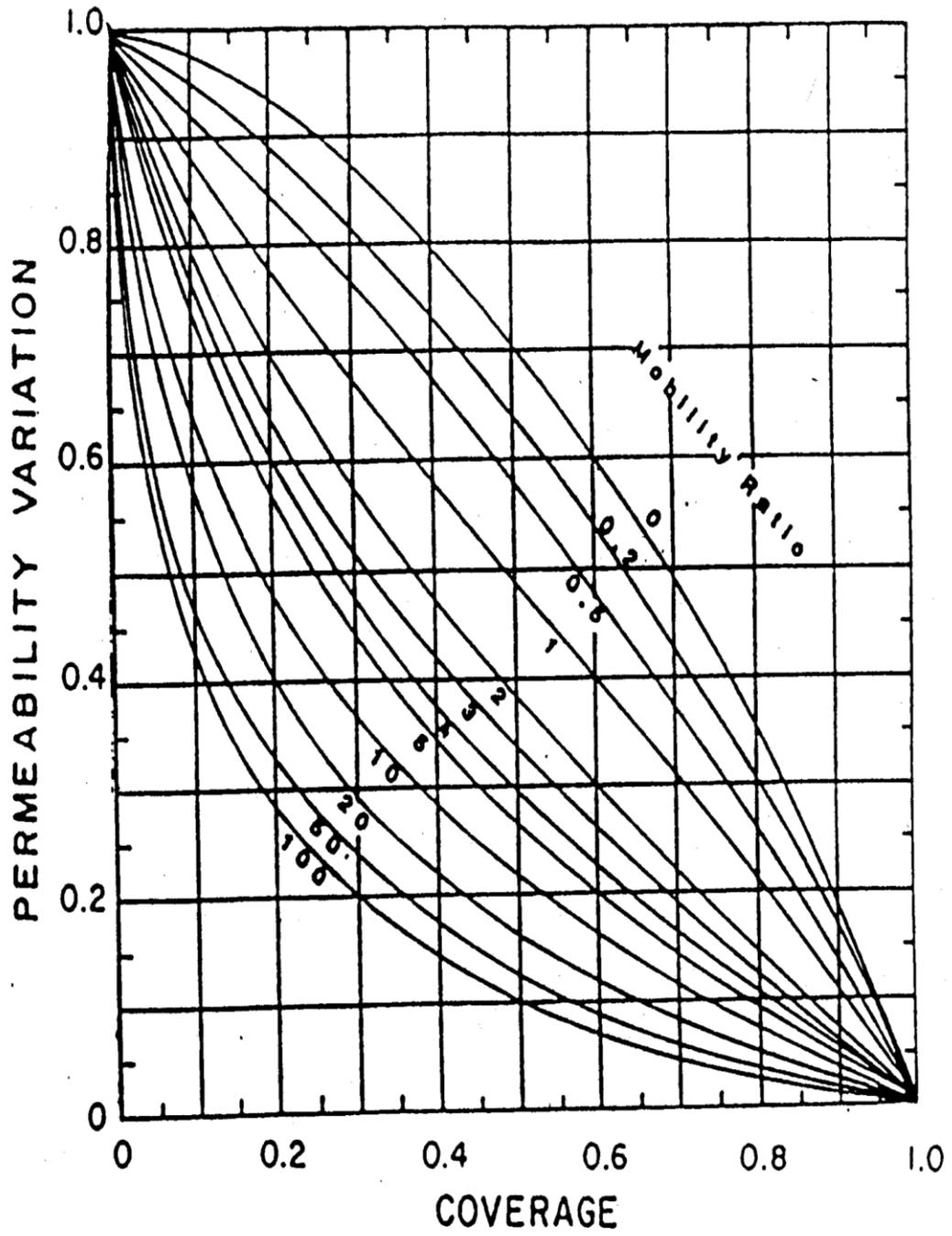


Figura. Perfil de Inyección de agua (medio)

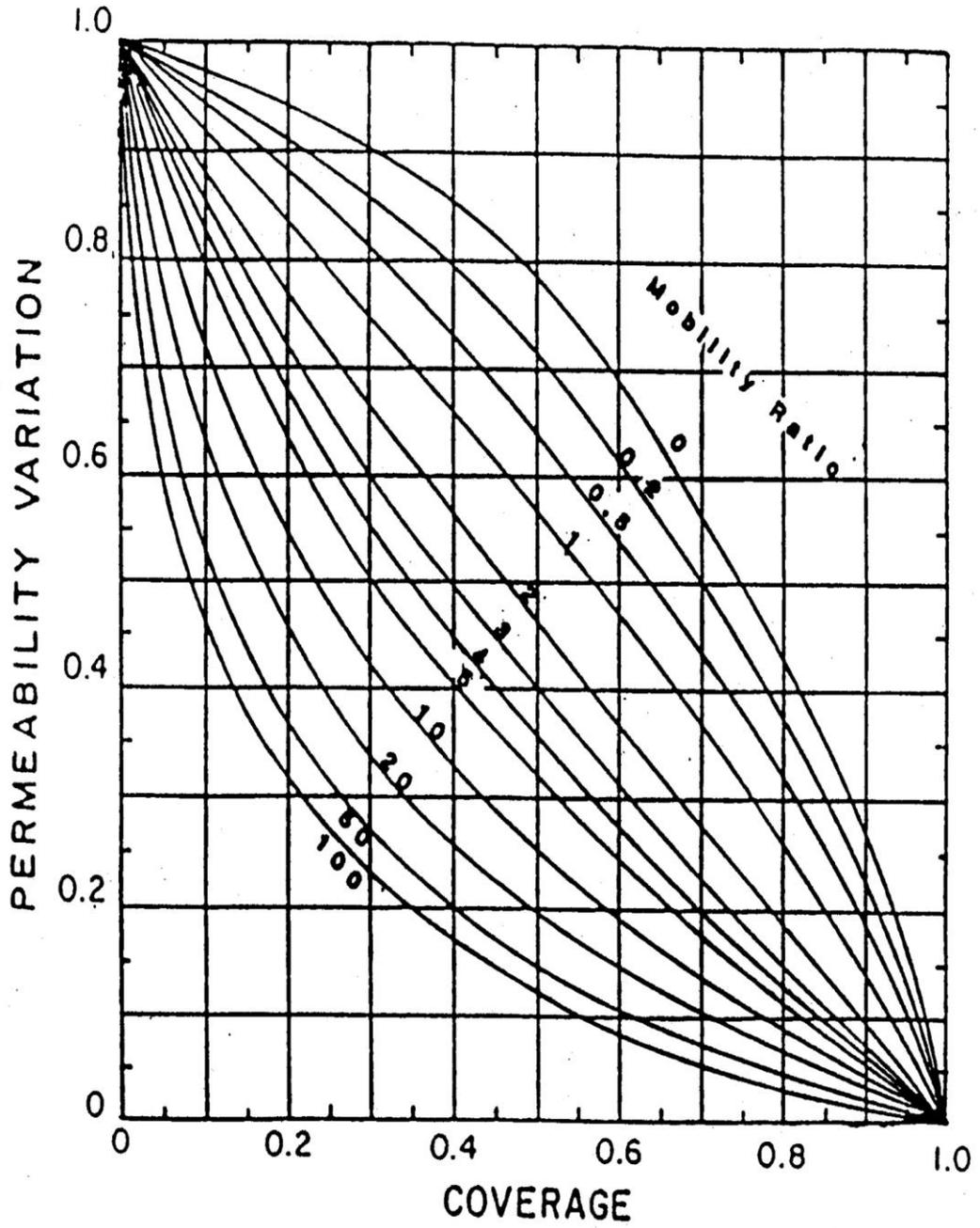
WOR = 0.25



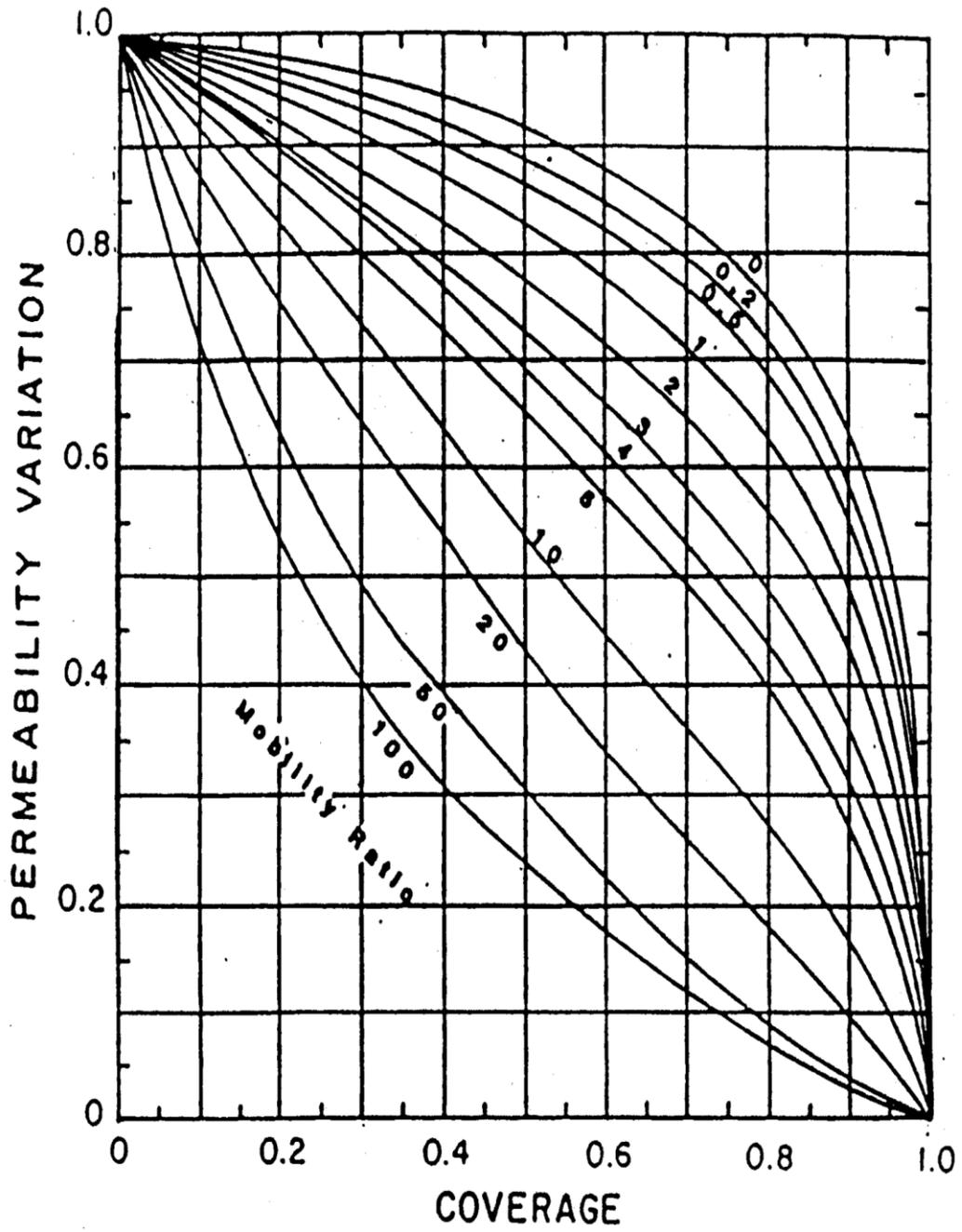
WOR = 0.5



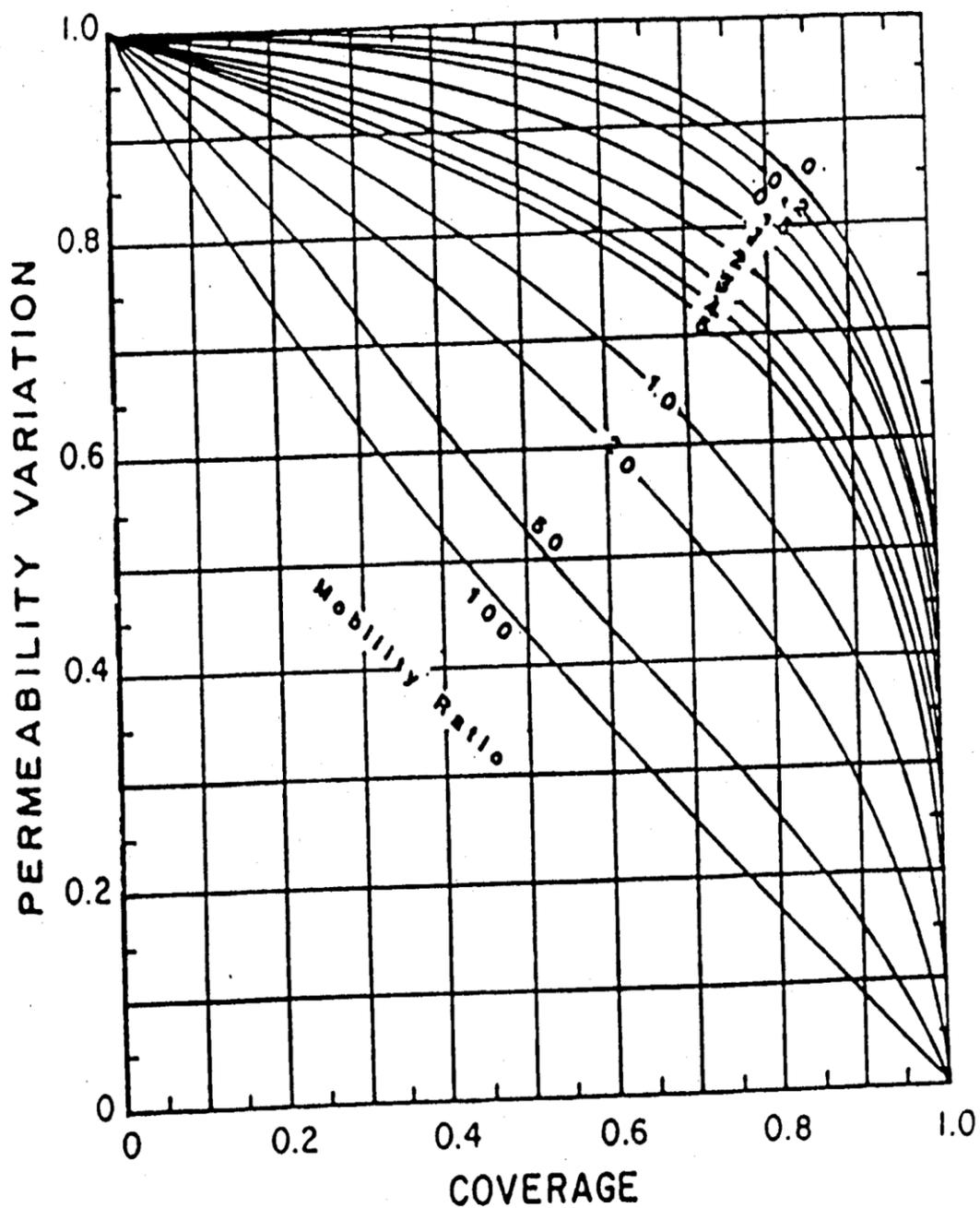
WOR = 1

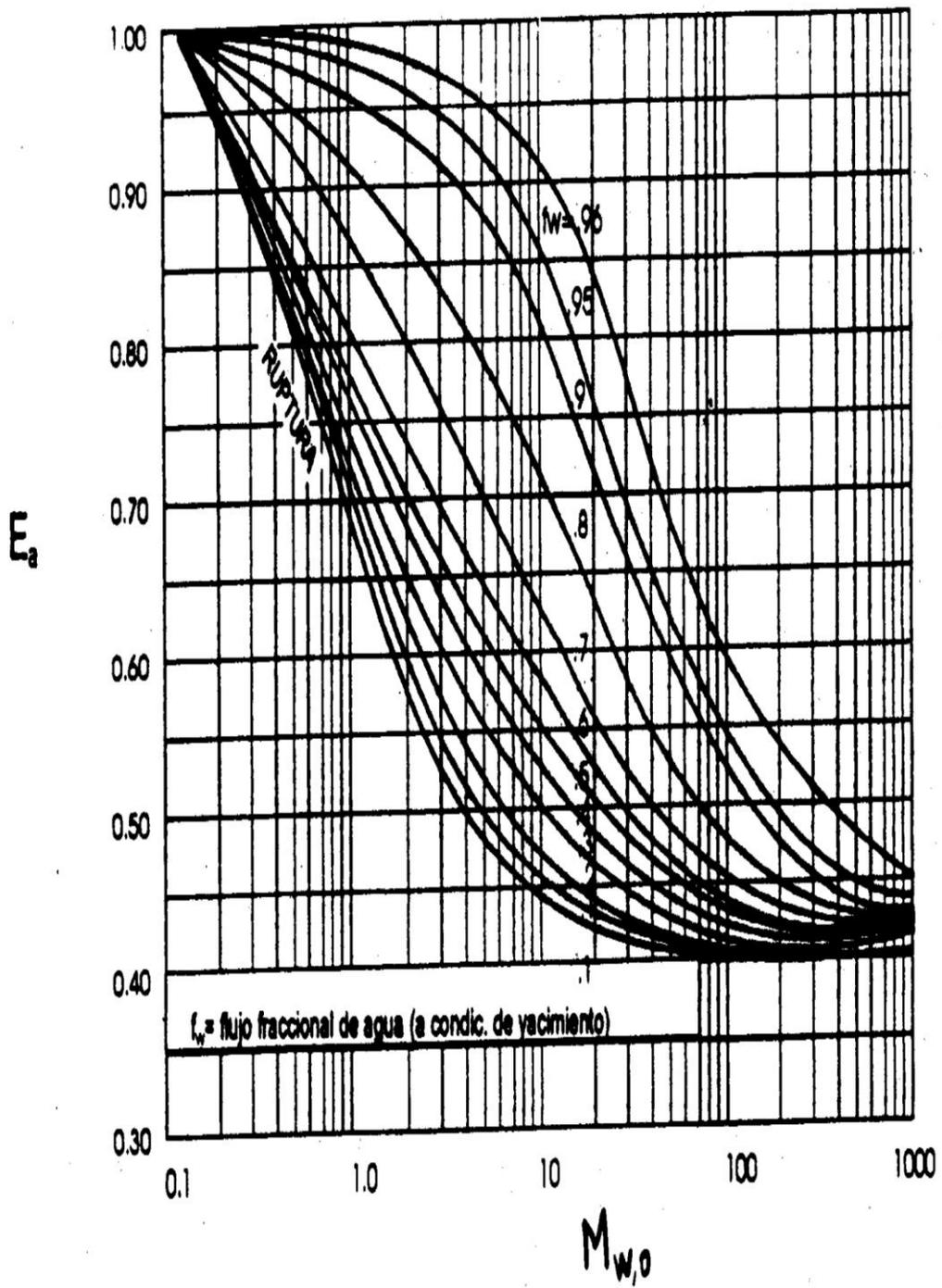


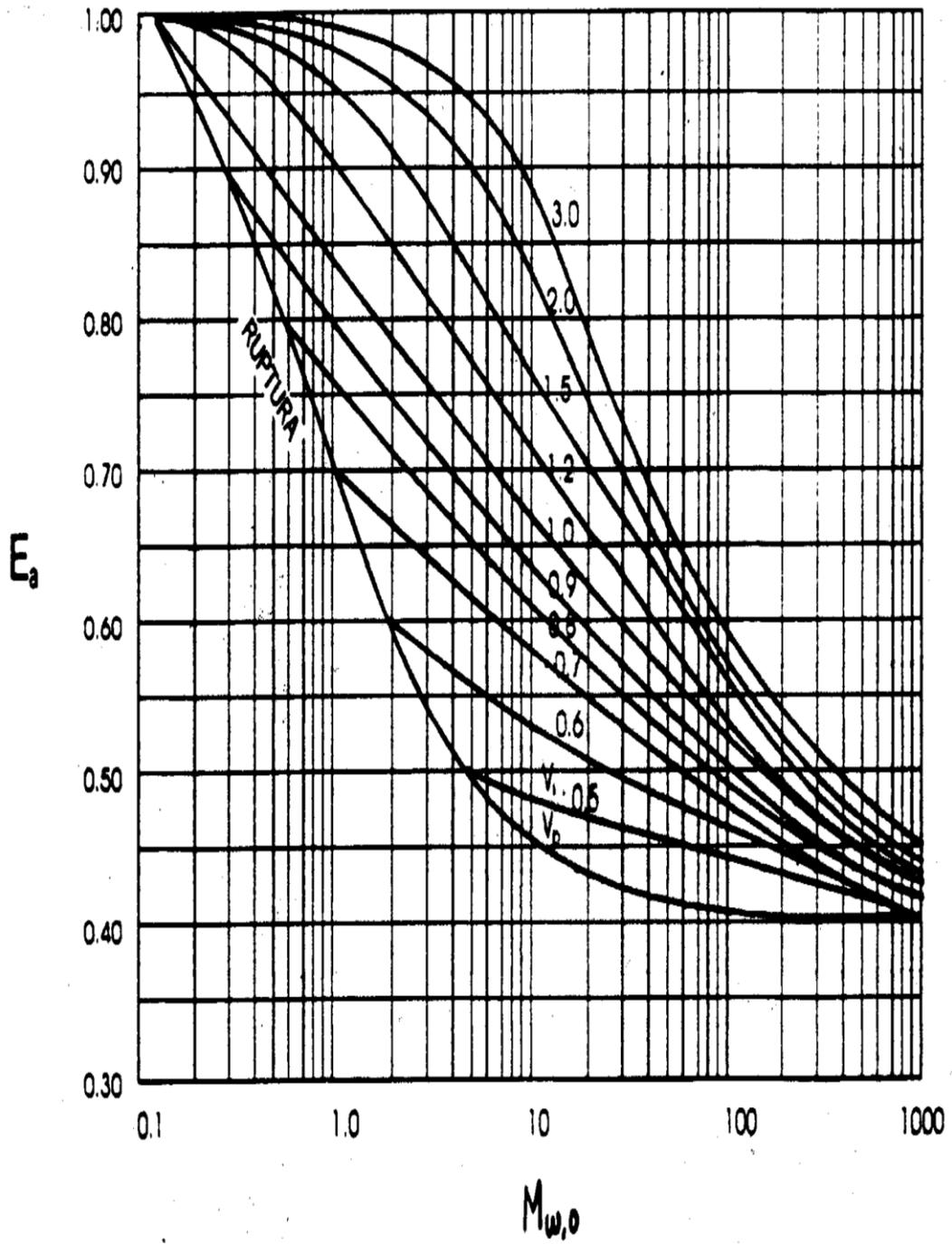
WOR = 10



WOR = 50







APÉNDICE C

Esquema típico de proceso de las estaciones de flujo en el campo ESPOL

