

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Análisis técnico y económico para la implementación del tratamiento de pozo con modificador de permeabilidad relativa para el retardo de la intrusión de agua y aumentar la producción de petróleo en el campo

ESPOL

PROYECTO INTEGRADOR

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Presentado por:

Eber Bolívar Vega Ochoa

Fredy Steveen Erazo Torres

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2019-2020

Dedicatoria

A mi ñaña Naila por ser la mejor hermana, aunque ya no nos acompañe en este mundo la tenemos presente más que nunca, por su lucha y valentía, por sus sueños y planes, por su juventud y amor incondicional.

A Nayeli como motivación para continuar con sus estudios, la mejor manera de superarse y llegar muy lejos.

Para aquellas personas que tuvieron el sueño de seguir una carrera universitaria pero que por desafortunados hechos del destino no pudieron hacerlo.

A todos los estudiantes de Ingeniería de petróleo por seguir la mejor carrera del mundo de la cual estoy enamorado, espero este trabajo sea de su utilidad.

Eber B. Vega Ochoa

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mis padres que por destino de la vida ellos están separados, pero a pesar de eso nunca me dejaron solo, siempre me estuvieron apoyando incondicionalmente, dándome consejos y guiándome siempre por el camino del bien, ayudándome a batallar cada guerra que se me ha presentado.

Fredy S. Erazo Torres

Agradecimientos

Agradezco a Dios por darme las fuerzas necesarias para superar todos los obstáculos que se me presentaron y por la bendición de haberme dado una excelente madre.

A mi mamá Eugenia y a mi tía Jacinta que es como mi segunda mamá, por haberme brindado su apoyo incondicional, por ser los principales motores para continuar mi carrera, por entregar su confianza, creer en mí y en mis sueños.

Agradezco a mis mejores amigos María, Kevin y Juan Diego, la familia que yo elegí, por brindarme su amistad y compañerismo a lo largo de este camino del cual solo Dios sabe por lo que hemos pasado.

A Fredy por su amistad, paciencia y apoyo para llevar a cabo este trabajo.

Al Ing. Fernando Sagnay, Ing. Ángel Loor e Ing. Danilo Arcentales por su ayuda y compartir sus conocimientos con nosotros.

A la Sociedad de Ingenieros de Petróleo capítulo estudiantil ESPOL por brindarnos gratas experiencias.

Eber B. Vega Ochoa

Agradecimientos

Mi agradecimiento más grande es para Dios, quien estuvo siempre conmigo en los obstáculos más difíciles en el transcurso de mi carrera, por bendecirme, guiarme y me darne la oportunidad de lograr a culminar una meta más en la etapa de mi vida.

Agradezco a mi papá Edison Erazo quien estuvo apoyándome en todo el transcurso de mi vida; quien fue, es y será mi amigo, mi maestro, mi guía, mi motivo y el pilar principal para conseguir mis logros y seguir cumpliendo mis sueños.

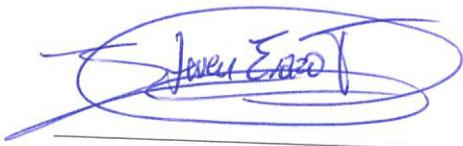
Agradezco a mi mamá Rosana Torres quien estuvo siempre conmigo amándome y apoyándome incondicionalmente en todo lo que hacía; bendiciéndome cada día, cada momento, cada minuto en el transcurso de mi vida para poder lograr esta meta.

A mis hermanos Geovanny y Robinson, a mi hermana Yajaira, a mis tíos Enrique E. y Hernán E., a Estefany R., y a mis mejores amigos Isaac F., Leonardo L., Juan Diego C., Camilo M., Eber V., Sandy G., y Alexander H. quienes estuvieron siempre presente cuando más los necesitaba, dándome apoyo moral e incondicional.

Fredy S. Erazo Torres

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y exploración, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución. Fredy Steveen Erazo Torres y Eber Bolívar Vega Ochoa damos nuestro consentimiento para que 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.”



Fredy Erazo Torres



Eber Vega Ochoa

EVALUADORES

Msc. Fernando Sagnay

Msc. Danilo Arcentales

RESUMEN

La alta producción de agua es un problema que a largo plazo convierte a un pozo no rentable, dejando grandes reservas de petróleo en el subsuelo. En el campo ESPOL, existe pozos con una producción con corte de agua del 99%, en ciertos casos por la conificación, donde básicamente el agua le ha ganado paso al petróleo por la formación de canalizaciones y por las propiedades mismas de este fluido como su menor viscosidad y mayor movilidad.

Ante esta evidencia se propone hacer una inyección de polímeros llamados modificadores de permeabilidad relativa, el cual por sus propiedades hidrofílicas atrapa el agua reduciendo su movilidad en la roca lo cual permite un aumento en la permeabilidad relativa al crudo. Con esto baja el corte de agua en un 5%.

Para seleccionar el pozo candidato (FICT 1) se analizó el historial de producción de los últimos años, se comprobó que exista una conificación, esto por medio de las Curvas de Chan. Además, se analizó las propiedades petrofísicas similares al pozo vecino (FICT 2) donde ya se ha realizado este tratamiento.

Se procede a hacer la simulación de la inyección usando coiled tubing, para reducir costos y se obtienen resultados de aumento de la producción de petróleo de 101 bbls/día a 702 bbls/día.

Se realiza una proyección de la producción al largo de 24 meses que es lo esperado de duración del tratamiento, teniendo en cuenta los porcentajes estimados de declinación, se obtiene una ganancia de aproximada de más de \$10M.

Esta nueva tecnología se abre paso en la industria por ser más económica, rápida, eficiente y de menor impacto ambiental que otras soluciones que se realizan en la actualidad.

ABSTRACT

High water production is a problem that makes a well unprofitable in a long term, leaving large oil reserves underground. In the ESPOL field, there are wells with a 99% water cut production, some cases due to the conifcation where basically the water has gained access to the oil because of canalizations and properties of this fluid as its lower viscosity and greater mobility.

Given this evidence, it is proposed to make an injection of polymers called modifiers of relative permeability, which has hydrophilic properties. They trap water and reduce its mobility in the rock allowing an increase in the relative permeability of crude oil. This lowers the water cut by 5%.

To select the candidate well (FICT 1), production history of the last years was analyzed. It was verified that there is a conifcation through the Chan Curves. In addition, the petrophysical properties like the neighboring well (FICT 2) where this treatment has already been performed were analyzed.

The injection simulation was made using coiled tubing, to reduce costs and results reveal an increment of oil production from 101 bbls/day to 702 bbls/day.

Production is projected over 24 months, which is the expected duration of treatment, considering the estimated percentages of decline we can get an approximate gain of more than \$ 10M is obtained.

This new technology makes its way into the industry because it is more economical, fast, efficient and with less environmental impact than other solutions that are currently exist.

ÍNDICE DE GENERAL

RESUMEN.....	I
ABSTRACT	II
ABREVIATURAS.....	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
CAPÍTULO 1.....	1
1. INTRODUCCIÓN	2
1.1. Descripción del problema	3
1.2. Justificación del problema	4
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivo General	4
1.3.2. Objetivo Específico	5
1.4. Marco teórico.....	5
1.4.1. Descripciones generales del campo Espol	5
1.4.3. Características petrofísicas del campo Espol	10
1.4.4. Agua de formación en los reservorios	18
1.4.5. Causa del incremento de producción de agua.....	19
1.4.8. Operación para realizar la inyección de RPM.....	31
1.4.9. Casos de campos en donde se ha implementado RPM's.....	33
CAPÍTULO 2.....	38
2. METODOLOGÍA.....	39
2.1. Desarrollo de la metodología.....	39
2.2. Etapas de la metodología.....	39
2.3. Validación de datos del campo Espol.....	40

2.3.1.	Condiciones generales del campo Espol	40
2.3.3.	Características petrofísicas del pozo FICT 1	43
2.3.4.	Selección del pozo FICT 1	44
2.3.5.	Historial de producción del pozo FICT 1	44
2.3.6.	Problema identificado en el pozo FICT 1	47
2.4.	Comparación y validación de datos del campo vecino en donde se han aplicado el tratamiento RPM	50
2.4.1.	Antecedentes	50
2.4.2.	Condiciones generales del campo vecino	50
2.4.3.	Características petrofísicas del pozo FICT 2	53
2.4.4.	Selección del pozo FICT 2	53
2.4.5.	Historial de producción del pozo FICT 2	53
2.4.6.	Problema identificado en el pozo FICT 2	56
2.4.7.	Descripción del tratamiento implementado en el pozo FICT 2	57
2.5.	Simulación de la operación de inyección del RPM	58
CAPÍTULO 3.....		61
3.	DESARROLLO Y ANÁLISIS	62
3.1.	Desarrollo	62
3.1.1.	Penetración radial para el pozo FICT 2	62
3.1.2.	Prueba de inyectividad para el pozo FICT 2	63
3.1.3.	Historial de producción del pozo FICT 2 después del tratamiento RPM	64
3.1.4.	Penetración radial para el pozo FICT 1	66
3.1.5.	Prueba de inyectividad para el pozo FICT 1	67
3.1.5.	Historial de producción del pozo FICT 1 después del tratamiento RPM	68
3.1.6.	Análisis de las curvas de permeabilidad relativa.....	70
3.2.	Análisis económico.....	73
3.2.1.	Inversión de la operación del tratamiento químico RPM.....	75

3.2.2. Costos de la operación squeeze.....	82
3.2.3. Resultados.....	84
CAPÍTULO 4.....	86
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	87
4.1. Conclusiones.....	87
4.2. Recomendaciones.....	88
BIBLIOGRAFÍA.....	89

ABREVIATURAS

RPM	Relative Permeability Modifier
WSO	Water Shutoff
BSW	Basic Sediment and Water
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
API	American Petroleum Institute
RAP	Relación Agua-Petróleo
RGP	Relación Gas-Petróleo
BOP	BlowOut Preventer
SPB	Selective Permeability Blocker
DGS	Delayed Gelling System
ABS	Acrylonitrile Butadiene Styrene
SBR	Styrene Butadiene Rubber
CT	Coiled Tubing
POES	Petróleo Original En Sitio
STP	Synthetic Ter-Polymer
BHA	Bottom Hole Assembly
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
PRI	Periodo de Recuperación de la Inversión
RCB	Relación Costo Beneficio

SIMBOLOGÍA

bbls/d	Barriles por día
km	Kilómetros
md	Milidarcies
\emptyset	Porosidad
V_P	Volumen Poroso
V_T	Volumen Total
V_g	Volumen de granos
Q	Tasa de producción
K	Permeabilidad
K_r	Permeabilidad relativa
K_{ro}	Permeabilidad relativa del petróleo
K_{rw}	Permeabilidad relativa del agua
K_o	Permeabilidad efectiva del petróleo
K_w	Permeabilidad efectiva del agua
ΔP	Delta de presión
μ	Viscosidad
L	Longitud
S_o	Saturación del petróleo
S_w	Saturación del agua
S_{wir}	Saturación del agua irreducible
S_{or}	Saturación del petróleo residual
S_{cm}	Saturación crítica de la fase mojante
K_{rm}	Permeabilidad relativa de la fase mojante
K_{rnm}	Permeabilidad relativa de la fase no mojante
ft	Pies
q_w	Tasa de producción del agua
q_o	Tasa de producción del petróleo
F_t	Flujo de dinero en cada tiempo
I_o	Inversión inicial
n	Número de periodos de tiempo

<i>k</i>	Descuentos o intereses
A	Producción de petróleo mensual
W	Producción de agua mensual
B	Precio del Petróleo Promedio
C	Precio por barril producido
D	Impuesto a la renta
CW	Costo de inyección de agua

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Columna estratigráfica de la cuenca oriente.....	9
Tabla 1.2. Implementación del tratamiento Caso Nigeria Pozo 1	35
Tabla 1.3. Implementación del tratamiento Caso Nigeria Pozo 2	36
Tabla 1.4. Implementación del tratamiento Caso Chargirsk	36
Tabla 1.5. Implementación del tratamiento Caso Kudryachevo.....	37
Tabla 2.6. POES del campo ESPOL	40
Tabla 2.7. Pronóstico de producción del campo Espol.....	41
Tabla 2.8. Parámetros petrofísicos del pozo FICT 1	43
Tabla 2.9. Historial de producción del pozo FICT 1 antes del tratamiento	44
Tabla 2.10. Data de análisis para construcción de las curvas de Chan del pozo FICT 1	47
Tabla 2.11. POES del campo vecino.....	51
Tabla 2.12. Pronóstico de producción del campo vecino al campo Espol.....	52
Tabla 2.13. Parámetros petrofísicos del pozo FICT 2	53
Tabla 2.14. Historial de producción del pozo FICT 2 antes del tratamiento	54
Tabla 2.15. Data de análisis para construcción de las curvas de Chan del pozo FICT 2	56
Tabla 2.16. Soluciones que constituyen el Zone Treatment RPM	57
Tabla 3.17. Datos para el cálculo del volumen del tratamiento químico para el pozo FICT 2	62
Tabla 3.18. Datos de prueba de inyectividad para el pozo FICT 2.....	64
Tabla 3.19. Historial de producción del pozo FICT 2 después del tratamiento RPM.....	64
Tabla 3.20. Datos para el cálculo del volumen del tratamiento químico para el pozo ...	66
Tabla 3.21. Datos de prueba de inyectividad para el pozo FICT 1	68
Tabla 3.22. Historial de producción del pozo FICT 1 después del tratamiento RPM.....	68
Tabla 3.23. Datos para las curvas de permeabilidades relativas Antes del tratamiento...71	
Tabla 3.24. Datos para las curvas de permeabilidades relativas Después del tratamiento.....	72
Tabla 3.25. Parámetros económicos	74
Tabla 3.26. Producción acumulada mensual del pozo FICT 1 después del tratamiento	74

Tabla 3.27. Flujo de caja con producción proyectada para dos años del pozo FICT 1 y cálculo de VAN	78
Tabla 3.28. Valor Actual Neto.....	79
Tabla 3.29. Relación Costo Beneficio.....	81
Tabla 3.30. Costos de la Operación de Cementación Forzada “Squeeze”.....	83
Tabla 3.31. Resultados del Antes y Después de aplicar el tratamiento RPM en el pozo FICT 2	84
Tabla 3.32. Resultados del Antes y Después de aplicar el tratamiento RPM en el pozo FICT 1	85

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Esquema de un Sistema Poral	12
Figura 1.2. Esquema de la Ley de Darcy	13
Figura 1.3. Curvas de Permeabilidades Relativas	16
Figura 1.4. Conificación de un pozo horizontal.....	20
Figura 1.5. Curvas de CHAN	21
Figura 1.6. Cementación forzada	23
Figura 1.7. Métodos para la aplicación de cementación forzada.....	24
Figura 1.8. Coiled Tubing	32
Figura 2.9. Etapas de metodología.....	39
Figura 2.10. Historial de producción del campo Espol.....	41
Figura 2.11. Curva de declinación del pozo FICT 1 antes del tratamiento	47
Figura 2.12. Curva de Chan del pozo FICT 1	49
Figura 2.13. Historial de producción del campo vecino al campo Espol	51
Figura 2.14. Curvas de declinación del pozo FICT 2 antes del tratamiento	55
Figura 2.15. Curva de Chan del pozo FICT 2.....	56
Figura 2.16. Inyección de tratamiento químico con ayuda de tubería flexible y empacador recuperable.....	60
Figura 3.17. Volumen requerido para el tratamiento del pozo FICT2	63
Figura 3.18. Curvas de declinación del pozo FICT 2 después del tratamiento.....	65
Figura 3.19. Volumen requerido para el tratamiento del pozo FICT 1	67
Figura 3.20. Curvas de declinación de la producción del pozo FICT 1 después del tratamiento.....	69
Figura 3.21. Curva de permeabilidades relativas Antes del tratamiento.....	71
Figura 3.22. Curva de permeabilidades relativas Después del tratamiento.....	73
Figura 3.23. Curva Tasa Interna de Retorno	79

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

En la producción de petróleo, a medida que un campo produce con el tiempo su presión decae y la intrusión de agua se hace evidente por la formación de canalizaciones, conificaciones o fuerzas viscosas, haciendo que la recuperación de las reservas de petróleo se vuelva más difícil. El agua ya le ha ganado camino al petróleo, bloqueándolo y no permitiendo que fluya desde la arena hasta el pozo para que sea producido por los diferentes tipos de levantamiento artificial. Por lo que se opta por realizar un cambio de permeabilidades relativas cercanas al pozo, inyectando un RPM (relative permeability modifier).

La permeabilidad relativa juega un papel importante en este sistema. Los análisis nos dan a conocer que la roca es mojada al agua. La aplicación de este agente modificador ocasionará un cambio en la roca, reduciendo su tensión interfacial entre la fase agua y fase petróleo. Los RPM usan tecnología de polímeros hidrófilos, cuya propiedad es adherirse a la roca. Se crea un recubrimiento en los espacios porosos que atraen solamente al agua, este mecanismo restringe su paso y el resultado muestra un aumento de la permeabilidad relativa de la arena al petróleo, permitiendo la circulación del crudo fácilmente.

Lo fundamental para la creación de este tratamiento que se basa en polímeros solubles en agua, agentes químicos y geles de polímeros acuosos, es que puede ser aplicado en yacimientos de producción de petróleo y gas para un efectivo WSO (water shutoff), (Sydansk & Seright, 2007).

Actualmente existen métodos alternativos como el squeeze o tapones de cementación, ya sean balanceados o forzados que tratan de contrarrestar la incrustación de agua, pero los costos asociados y los riesgos de causar daños severos en la formación son muy altos, convirtiendo estos métodos en alternativas poco rentables en ciertos casos.

Los datos en los que se basa este estudio son protegidos bajo el nombre de Campo ESPOL de acuerdo con la confidencialidad de estos con la empresa operadora del campo.

1.1. Descripción del problema

La intrusión de agua que se da en los campos maduros y trae consigo la disminución progresiva de la producción de petróleo, esto debido en principal medida a la reducción de la permeabilidad relativa de la roca al crudo. La formación de canalizaciones o conificaciones favorecen al agua a circular más rápido por la arena y sumado a las características físicas propias de este fluido, como la viscosidad, bloqueando al crudo dejándolo atrás. Este efecto es evidente en superficie por el aumento significativo del corte de agua en la producción.

Manejar un campo con un alto BSW implica una mayor inversión, ya que empiezan a surgir problemas como: corrosión de las tuberías, equipos de fondo y superficie, formación de incrustaciones, además de mucho gasto en construcción de nuevas infraestructuras para el manejo de agua, su tratamiento y posterior disposición en pozos inyectoros. En promedio se estima que por cada barril de petróleo se produce 9 barriles de agua y eso le cuesta a la industria petrolera miles de millones de dólares con el manejo de producción de agua. Todos estos factores, a lo largo del tiempo convierte a un pozo no rentable.

En la industria petrolera la producción de agua excesiva es un problema donde el operador debe lidiar en todo momento. Esto es la causa del impedimento para la mayor recuperación de petróleo y gas.

Para lidiar con este problema de alto porcentaje de BSW, se presenta un riesgo considerable al momento de intervenir un pozo. Los diferentes sistemas para el retardo de la intrusión de agua como: tapones, sistemas de cemento, polímeros, geles poliméricos, geles de silicato y geles de fenol-

formaldehído, pueden causar graves daños de formación o puede causar un shut-down en ciertos casos. Las probabilidades de aislar una formación rica en hidrocarburos son altas. Cabe recalcar que para la identificación de la zona que se desea intervenir es complicado y puede ser costoso y tiempos excesivos de operación.

1.2. Justificación del problema

La implementación de la tecnología de un modificador de permeabilidad relativa en los pozos con problemas de alta producción de agua por medio de trabajos de workover contribuye con la mejora de producción de crudo, ya que reduciendo significativamente la producción de agua para aumentar los beneficios económicos para el campo ESPOL. Este modificador de permeabilidad relativa permitirá optimizar costos de producción, como reduciendo el corte de agua para ciertos pozos.

El presente trabajo permitirá resolver los problemas de ciertos pozos del campo de nuestro análisis, que tienen una alta y significativa producción de agua, basándose en el principio de modificadores de permeabilidad relativa. En donde se lleva a cabo el control de impermeabilizar el flujo de agua de la formación, dando paso al aumento de producción de crudo.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Realizar un análisis técnico y económico para la implementación de un modificador de permeabilidad relativa en el campo ESPOL, para aumentar la permeabilidad relativa al petróleo en zonas cercanas al pozo con la finalidad de retardar la intrusión de agua y mejorar el recobro de petróleo.

1.3.2. Objetivo Específico

- Determinar los pozos más ideales para implementar los modificadores de permeabilidad relativa.
- Determinar el aumento del recobro de petróleo en el campo ESPOL después de aplicar tecnología RPM.
- Comparar técnicamente la aplicación de RPM vs método convencional cementación forzada o también llamada squeeze.
- Comparar económicamente la aplicación RPM vs método convencional cementación forzada o también llamada squeeze.

1.4. Marco teórico

1.4.1. Descripciones generales del campo Espol

1.4.1.1. Reseña histórica

El bloque en el cual se encuentra el campo ESPOL, fue licitado en el año de 1985, en una segunda ronda de licitaciones fue entregado a una empresa petrolera estadounidense que empezó a explotarlo con un crudo menor a 16° API, por lo que fue catalogado como poco rentable y salió del bloque en 1991, pasando a manos de otra empresa de U.S.A., en este periodo se logró mezclar el crudo pesado con el crudo liviano proveniente de otros dos campos que en ese entonces EP Petroecuador le entregó mediante una licitación.

En 1995, se cambia de compañía operadora a una argentina que adquiere la empresa estadounidense y finalmente la empresa argentina es comprada por una multinacional de Europa que realiza las operaciones hasta el tiempo presente. En la actualidad, el bloque produce alrededor de 6.496.304,84 barriles mensuales de crudo pesado de 14 °API, con un 96% en promedio de corte de agua. Del total de producción del bloque, el campo ESPOL cuenta con una

producción diaria de 712.000 bbls /días. Este campo cuenta con 47 pozos perforados, 26 pozos productores, 12 pozos cerrados y 9 pozos inyectoros de agua (Huera Aldás, 2013).

1.4.1.2. Ubicación geográfica

El campo ESPOL se encuentra en la cuenca Oriente, parte central, en la provincia de Orellana, al sur – este de Quito con 240 km aproximada de distancia. Con límites al norte con la subcuenca Putumayo, al sur con la subcuenca Marañón, al Este con el Cratón Guayano-Brasileño y al Oeste con la Cordillera de los Andes.

1.4.2. Descripción geológica del campo Espol

1.4.2.1. Estructural

“La Cuenca Oriente tiene una extensión de 37.000 Km² y forma parte del conjunto de cuencas sedimentarias “Back Arc o Tras-arco” de la Cuenca Oriental que se extiende 100.000 km² desde Venezuela hasta Argentina.

La arenisca Hollín está constituido en la parte superior por depósitos estuario y marino transicional, y en la parte inferior o base por areniscas de origen fluvial. La arenisca Napo es una roca proliferas que están constituidas por geometrías complejas y bases generalmente homogéneas & arealmente continuas. La arenisca Tena está constituido de origen fluvial, contiene areniscas productoras en pequeña sección.

El petróleo se encuentra almacenado en estructuras geológicas generalmente en trampas estructurales, aunque se presentan también comportamientos estratigráficos en dónde se pueden encontrar una gran cantidad de ambientes deposicionales tales

como fluviales, subambientales deltaicos, de llanura, de inundación, marinos someros y estuarios (Huera Aldás, 2013)

1.4.2.2. Estratigrafía

La estratigrafía que presenta los yacimientos está conformada por trampas combinadas, trampas estratigráficas y estructurales, fallas de bajo relieve. Los principales yacimientos están conformados desde la edad cretácica: Basal Tena, M-1, U, T y Hollín.

Las propiedades de cada uno de los yacimientos de la cuenca oriente se describen a continuación:

- **Arenisca Basal Tena**

Se conforma de un reservorio clástico de carácter fluvial, básicamente estos reservorios están formados por areniscas de color café claro, decreciente en el tope con una arenisca de grano fino, limolita y gránulos sobre su base erosiva. Tiene un espesor total de 5 a 25 pies y de espesor neto de 2 a 20 pies. Esta arena tiene una permeabilidad de 150 a 500 md y una porosidad de 15 a 20% (Chugá Herrera, 2015).

- **Arenisca M1**

Esta formación está ubicada en la parte superior de la formación Napo, que comprenden a depósitos fluviales. Es una arenisca de predominante grano grueso y mediano con espesores de capas de 1 y 2 pies, donde la formación es homogénea y arealmente continua. Esta arena está conformada por dos unidades: M1-Unidad A (superior) que produce un empuje por acuífero lateral y M1-Unidad C (inferior) que produce por empuje acuífero de fondo (Huera Aldás, 2013). La arena M1-Unidad A corresponde a formaciones estuarinos-marinos someros con un espesor de 30 a 70 pies de espesor total y de espesor neto con 25 a 35

pies, con una permeabilidad de 500 a 10.000 md y una porosidad de 17 a 30%. Y la arena M1-Unidad C corresponde a formaciones fluviales con un espesor total de 30 a 90 pies, una permeabilidad de 1 a 3 darcies y una porosidad de 19 a 23% (Chugá Herrera, 2015).

- **Arenisca U**

Esta arena se conforma de dos unidades: Arenisca U- Unidad A y Arenisca U- Unidad F. La primera unidad es proveniente de reservorios marinos someros con un total de espesor de 15 a 35 pies y un espesor neto de 15 a 20 pies. Esta arena tiene una permeabilidad de 450 a 2.200 md y porosidad de 15 a 19%. En la segunda unidad es proveniente de reservorios complejo aluvial con un total de espesor de 35 a 45 pies con una porosidad de la roca de formación de 18 a 21% y una permeabilidad de 2 a 5 darcies (Chugá Herrera, 2015).

- **Arenisca T**

Esta arena se encuentra ubicada entre las calizas B y C de la formación Napo, y está conformada por T superior y T inferior. A menudo estas areniscas son arealmente continuas, homogéneas y masivas. Estas unidades basales se las encuentra en trampas estructurales y por otro lado las unidades superiores se las encuentra en trampas estratigráficas (Huera Aldás, 2013).

- **Hollín**

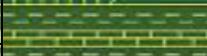
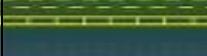
Esta arena está compuesta por acuífero de fondo que en el caso de producción ayuda a mantener la presión del yacimiento, donde esta formación está compuesta por cuarzo-arenitas que son generalmente de origen fluvial en la base y en el tope de origen estuarino y marino. En esta formación se

puede encontrar petróleo de 19 y 23,9 °API (Chugá Herrera, 2015).

Tabla 1.1. Columna estratigráfica de la cuenca oriente

Fuente: (Huera Aldás, 2013)

Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUENCA ORIENTE					
EDAD	FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA		CARACTERÍSTICAS PETROLERAS	
Q	Mesa		Terrazas de arcillas y areniscas tobáceas. Existen conglomerados.	No hay presencia de petróleo	
TERCIARIO	PLIOCENO MIOCENO	Chambira		Arcillas, areniscas, conglomerados	Sin evidencia de petróleo
		Arajuno		Conglomerados, areniscas en partes	Manifestación de petróleo desconocido
		Chalcana		Arcillas, poco areniscas	No hay presencia de petróleo
	Orteguaza		Lutitas, pocas areniscas		
	OLIGOCENO EOCENO	Tiyuyacu		Arcillas rojas, verdes, violetas, areniscas gruesas y conglomerados	Arenisca basal productivas en las zonas de la cuenca
CRETÁCICO	MAAS	Tena		Arcilla roja y arenisca	Reservorio principal de petróleo
		M1		Arcilla blanca, cuarzosa, permeable	
	APT-SANT	Napo		"A" arenisca "U" caliza "B" arenisca "T" caliza	
		Hollín		Arenisca cuarzosa blanca	
JURÁSICO	MU	Misahualu		Flujos de lava, arcillas y areniscas, poco conglomerado	Excelente roca madre y posible reservorio
		Chapiza		Caliza y esquistos, escasa arenisca	
	L	Santiago		Caliza, dolomita, arenisca, lutita	
PALEOZOÍCO	MISSO	Macuma		Lutita gris-negro	Rocas sobre maduras agotadas y potencial generador de hidrocarburos
		Santiago		Esquisto gris, garito	Roca sobre madura en parte con alto grado de metamorfismo
PC	Basamento		Esquisto gris, garito		

1.4.2.3. Yacimientos

El bloque produce de dos principales yacimientos, los cuales son las areniscas de Hollín y la arenisca "T" que pertenece a la formación Napo, pero esta última no genera un gran aporte a la producción.

Las areniscas continuas de Hollín, T, U y M-1 inferiores cuentan con un empuje hidráulico constante debido a un acuífero de fondo. Estas formaciones cuentan con cortes de agua de alrededor del 95%, esto debido por la formación de canalizaciones.

Las areniscas T, U y M-1 superiores y Basal Tena tienen cuentan con energía proporcionado por la expansión de fluidos, además del empuje hidráulico proporcionado por un acuífero lateral finito.

1.4.2.4. Tipo de consolidaciones

- **Areniscas consolidadas**

Son aquellas areniscas que presentan una buena compactación entre sus granos, lo que otorga una buena consistencia. Las formaciones M-1 superior e inferior presentan estas características.

- **Areniscas no consolidadas**

Son aquellas areniscas que no cuentan con una muy buena compactación de sus granos, por lo tanto, no gozan de buena consistencia. La M-1 es una arena no consolidada y presenta una diagénesis, esto hace referencia la transformación de los sedimentos al momento que estos fueron depositados.

1.4.3. Características petrofísicas del campo Espol

La petrofísica estudia a la caracterización de las propiedades físicas de la roca, especialmente la distribución de los poros, que nos va a servir como predecir las acumulaciones de hidrocarburos. La petrofísica también estudia el comportamiento de los fluidos contenidos en las rocas. Lo más importante del estudio de la petrofísica es que determina la relación que existe entre el movimiento de los fluidos y el medio poroso (Spectrum, 2015).

1.4.3.1. Porosidad

Es de primordial importancia en el estudio de los yacimientos de petróleo o gas, conocer las características que tiene la roca en cualquier condición para almacenar fluidos, dónde la porosidad juega un papel muy importante para el almacenamiento de fluidos ya que es la medida del volumen de espacios porosos en la roca. Esta cantidad del resultado de la relación del volumen del poro y el volumen total de la roca (porosidad total o porosidad bruta) es representada en porcentaje. La porosidad total es considerada como el volumen total de los poros conectados y no conectados (Rojas Suarez, 2011).

$$\phi = \frac{V_P}{V_T} = \frac{V_P}{V_g + V_P} \quad (1.1)$$

Donde:

$\phi = \text{Porosidad}$

$V_P = \text{Volumen Poroso}$

$V_T = \text{Volumen Total}$

$V_g = \text{Volumen de granos}$

Según la conexión de los poros la porosidad se clasifica de la siguiente manera:

- Interconectada o efectiva: la porosidad efectiva es el volumen total espacios porosos interconectados donde el fluido puede moverse.
- No interconectada o no efectiva: la porosidad no efectiva es el volumen total del espacio poroso que no se encuentra en conexión entre sí. Los fluidos son no móviles. (Rojas Suarez, 2011)
- La porosidad absoluta o total se define de la siguiente manera:

$$\phi_{Total} = \phi_{efectiva} + \phi_{no\ efectiva} \quad (1.2)$$



Figura 1.1. Esquema de un Sistema Poral
Fuente: (Rojas Suarez, 2011)

1.4.3.2. Permeabilidad

Para ser producir fluidos de un pozo, es necesario que haya una conectividad porosa en la roca para que pueda transitar el fluido a través de ella (Arteaga Robles, 1974).

El principio de la permeabilidad se basa en la “Ley de Darcy”. Darcy estableció que la relación de la velocidad de flujo o también llamado tasa de flujo (Q), la viscosidad del fluido y con el gradiente de presión del medio. Esta relación da como resultado una constante K a la que se la llama “permeabilidad”. Usualmente la permeabilidad horizontal es mucho mayor a la permeabilidad vertical en la roca de yacimiento (Arteaga Robles, 1974).

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot A} \quad (1.3)$$

Donde:

$Q =$ Tasa de flujo (ft^3/s)

$\Delta P =$ Delta de presión (psia)

$\mu =$ Viscosidad (cp)

$L =$ Longitud (ft)

$K =$ Permeabilidad (darcies)

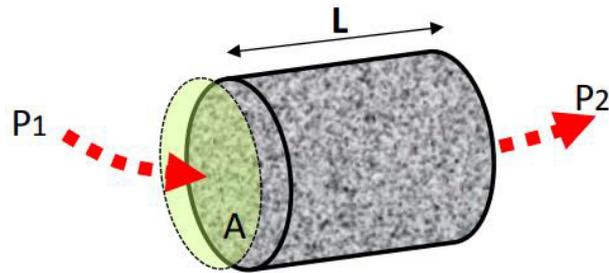


Figura 1.2. Esquema de la Ley de Darcy
Fuente: (Arteaga Robles, 1974)

Usualmente los factores que influyen en la porosidad efectiva también influyen en la permeabilidad, es decir, la forma y el tamaño de los granos, la distribución de los mismos de acuerdo con el tamaño, el empaquetamiento y el grado de litificación (cementación y consolidación). Existen tres tipos de permeabilidades: Permeabilidad Absoluta – Permeabilidad Efectiva – Permeabilidad Relativa (Escuela Politécnica Superior del Litoral, 2009).

- **Permeabilidad absoluta**

Cuando la roca es saturada por un fluido, el medio poroso tiene un valor constante de permeabilidad sin importar el tipo de fluido que pasa a través de él, a ese valor se lo conoce como permeabilidad absoluta o permeabilidad simplemente. Para la obtención del valor de la permeabilidad absoluta se usa un equipo llamado “permeámetro” (Arteaga Robles, 1974).

- **Permeabilidad efectiva**

La medida de la conductancia de un fluido multifásico que existe en el medio poroso de una roca es llamada como permeabilidad efectiva. El medio puede tener una permeabilidad efectiva diferente para cada fluido. La permeabilidad efectiva es una función del porcentaje de

saturación y de la distribución de cada fase (Arteaga Robles, 1974).

- **Permeabilidad relativa**

La relación de las permeabilidades efectivas y absolutas da como resultado las permeabilidades relativas tanto para los fluidos petróleo, agua y gas (k_{ro} , k_{rw} , k_{rg} respectivamente), la permeabilidad relativa en otras palabras, es una medida relativa del transporte de un fluido que satura a la roca para la conductividad del mismo fluido saturando totalmente la roca (Arteaga Robles, 1974).

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad (1.4)$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad (1.5)$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad (1.6)$$

Dónde:

K_{ro} = Permeabilidad relativa del crudo (fracción)

K_{rw} = Permeabilidad relativa del agua (fracción)

K_{rg} = Permeabilidad relativa del gas (fracción)

K = Permeabilidad absoluta (md)

K_o = Permeabilidad efectiva del crudo (md)

K_w = Permeabilidad efectiva del agua (md)

K_g = Permeabilidad efectiva del gas (md)

1.4.3.3. Curvas permeabilidad relativa

Para construir una curva de permeabilidad relativa se debe tomar en cuenta las siguientes características principales:

- La saturación crítica de la fase mojante es uno de los aspectos más importantes para que esta comience a fluir, S_{cm} ($0 < S_{cm} < 30$). De la misma manera se necesita la saturación de la fase no mojante para que comience a fluir S_{cm} ($0 < S_{cm} < 15$).
- La saturación aumenta o disminuye el número de poros permisibles al paso de la otra fase por medio de la variación de la saturación.
- La fase, menores del 100% alcanza el máximo de saturaciones de la permeabilidad relativa a la fase no mojante, lo cual una fracción de un espacio poroso contribuye poco a la capacidad conductiva del medio poroso.
- La permeabilidad relativa a la fase mojante se distingue por una rápida variación ante pequeños cambios en saturación a altas saturaciones de la fase mojante.
- Por otro lado, la permeabilidad relativa a la fase no mojante se incrementa rápidamente ante pequeños incrementos de saturación de la fase no mojante por encima de la saturación de equilibrio.
- La curva $k_{rm} + k_{rnm}$ indica la interacción entre las fases, siempre $k_{rm} + k_{rnm} < 1$.
- La curva de permeabilidad relativa presenta el fenómeno de histéresis. En otras palabras, esto depende de la dirección del cambio de saturación.
 - En el proceso de drenaje, la saturación de la fase no mojante aumenta y la fase mojante disminuye.
 - En un proceso de imbibición, la saturación de la fase mojante aumenta y la fase no mojante disminuye (Ferrer, 1984).

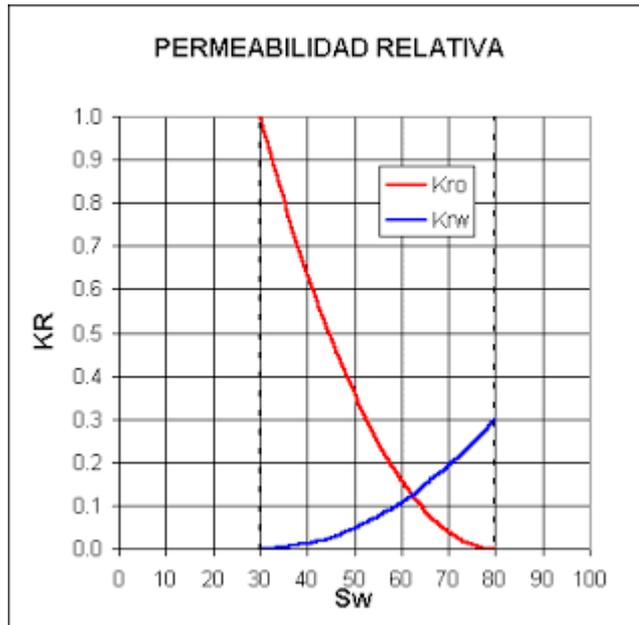


Figura 1.3. Curvas de Permeabilidades Relativas
Fuente: (Crotti, 2002)

1.4.3.4. Relación agua – petróleo (RAP)

La relación agua-petróleo se obtiene de la relación de la tasa de producción de agua por la tasa de producción de petróleo. Este valor puede variar entre (100% petróleo) e infinito (100% agua).

$$RAP = \frac{q_w}{q_o} \tag{1.7}$$

Donde:

$RAP =$ Relación agua – petróleo

$q_w =$ Tasa de producción de agua

$q_o =$ Tasa de producción de petróleo

Frecuentemente también se utilizan los términos “flujo fraccional de agua” o “corte de agua”, que se define como la tasa de producción de agua dividida por la tasa total de producción, expresadas en porcentaje o fracción:

$$\text{Corte de agua} = \frac{RAP}{1+RAP} = \frac{\frac{q_w}{q_o}}{1+\frac{q_w}{q_o}} = \frac{\frac{q_w}{q_o}}{\frac{q_o+q_w}{q_o}} \quad (1.8)$$

1.4.3.5. Sedimentos básicos y agua (BSW)

El BSW (basic sediment and water) es la cantidad de sedimentos y agua emulsionada que se produce en la producción de fluidos, para obtener el valor porcentual de esta relación, se toma muestra de crudo y se la analiza en el laboratorio.

$$\text{BSW}(\%) = \% \text{Volumen de sedimentos} + \% \text{Volumen de agua emulsionada} \quad (1.9)$$

1.4.3.6. Saturación

El medio poroso de un yacimiento está ocupado por fluidos estos fluidos puede ser agua, gas o petróleo. Entonces la saturación es la relación del volumen poroso de una roca que está ocupada por algún fluido.

- **Saturación de petróleo (So)**

La saturación de petróleo en el yacimiento es la relación porcentual del volumen poroso ocupado por el petróleo y el volumen poroso total de la roca.

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \times 100 \quad (1.10)$$

Donde:

S_o = Saturación de petróleo

V_o = Volumen ocupado por petróleo

V_p = Volumen poroso total de la roca

- **Saturación de agua (S_w)**

La saturación de agua en el yacimiento es la relación porcentual del volumen poroso ocupado por el agua y el volumen poroso total de la roca.

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \times 100 \quad (1.11)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua

V_w = Volumen ocupado por agua

V_p = Volumen poroso total de la roca

1.4.4. Agua de formación en los reservorios

El agua de formación o también llamado agua de producción está agrupada con los yacimientos y sale a la superficie emulsionada con el gas y petróleo. Se caracteriza el agua porque:

- Es un fluido con alto grado de salinidad.
- Tiene una temperatura elevada.
- Fracciones de crudo en emulsión.
- Muchas veces puede ser radioactiva.
- Puede contener metales pesados.

Es necesario hacer un análisis de estas aguas ya que son 6 veces más salada que el agua de mar, por tanto, el polímero que se aplicará debe adherirse a esta agua para mitigar este problema de excesiva producción de agua.

1.4.5. Causa del incremento de producción de agua

En nuestro trabajo nos hemos enfocado en la principal causa de incremento de agua en el campo ESPOL, el cual es la conificación.

1.4.5.1. Conificación de agua

La conificación de agua y gas es uno de los problemas que existen en muchos campos petroleros. La producción de estos fluidos puede reducir severamente la producción de petróleo significativamente.

Con el transcurso del tiempo los campos maduros declinan la presión de los yacimientos, por tanto, la producción también declina y el contacto agua petróleo se eleva, la altura de este elevamiento refleja la presión inmediata sobre el contacto. La pendiente de la superficie petróleo-agua, refleja el gradiente de presión horizontal en el contacto.

A medida que la tasa de producción de petróleo aumenta el gradiente de presión aumenta y el agua sube un poco más. Eventualmente, la tasa de producción crítica es alcanzada y el agua sube hacia el pozo ocurriendo la ruptura del agua; la tasa crítica se define como la máxima producción de petróleo sin producción de agua o gas y depende del diferencial de densidades entre el petróleo y el agua, y la viscosidad del petróleo.

La perforación horizontal puede colocar un pozo cerca del tope del yacimiento, lejos del contacto agua-petróleo. El volumen de petróleo desplazado antes de la irrupción del agua es el volumen dentro del cono alrededor del pozo vertical.

En un pozo horizontal el cono se transforma en cresta y es capaz de capturar un mayor volumen de petróleo debido a la longitud del pozo,

la caída de presión es minimizada mientras se mantiene la producción, esto reduce el gradiente de presión y aumenta el ancho de base de la cresta para aumentar la altura de la cresta se debe crear una caída de presión mayor.

Pueden ocurrir problemas si la permeabilidad a lo largo del pozo horizontal es variable, puede producirse agua prematuramente de una sección de alta permeabilidad y afectar negativamente el rendimiento total del pozo (Joshi, 2001).

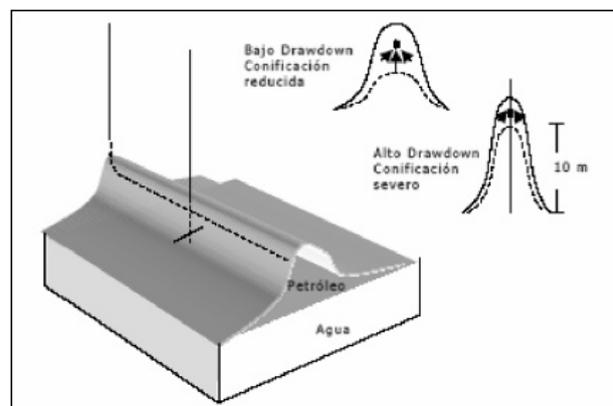


Figura 1.4. Conificación de un pozo horizontal
Fuente: (Joshi, 2001)

1.4.6. Método para detectar una conificación de agua

1.4.6.1. Curvas de Chan

Las curvas de Chan son una metodología muy utilizada en la industria petrolera desde 1995, para realizar un diagnóstico de la procedencia del agua en los pozos, que es producida de manera excesiva, con la finalidad de tomar medidas correctivas a tiempo y evitar un abandono temprano del pozo.

La metodología es fácil de llevar a cabo. Las gráficas se las puede realizar con información del historial de producción, utilizando la

relación Agua – Petróleo (RAP), la misma que se grafica junto con su derivada versus el tiempo en una hoja de escala log-log.

Las gráficas nos muestran diferentes comportamientos que pueden ser problemas propios del yacimiento o por problemas en las cercanías del pozo. La correcta identificación de estos nos va a dar la clave para proponer la solución óptima (Dokumen, 2016).

Los principales fenómenos que podemos identificar mediante las curvas de Chan asociados a la producción excesiva de agua son:

- Conificación
- Canalización
- Barrido o desplazamiento normal
- Comunicación tubing – casing

Cada uno de estos presenta una forma típica al momento de graficarlos, los cuales:

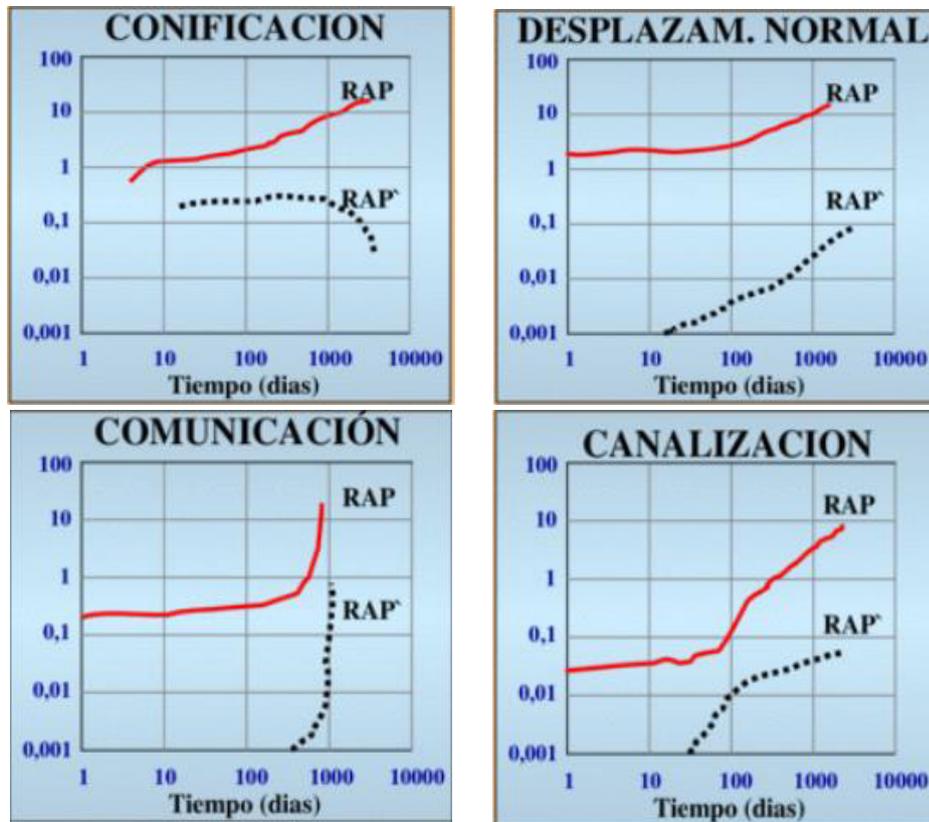


Figura 1.5. Curvas de CHAN
Fuente: (Vdocuments, 2015)

La simulación de yacimientos en diferentes casos contribuyó con la comprobación de estos gráficos.

Las curvas de Chan son también utilizadas para determinar el origen repentino de la producción de gas. Se representa de la misma manera, pero en cambio se utiliza la relación gas-petróleo (RGP).

Los problemas que ocurren con el gas presentan una dificultad alta para solucionarlos, ya que el gas no es una fase continua.

1.4.7. Operaciones para controlar la producción excesiva de agua del campo Espol

1.4.7.1. Cementación forzada “squeeze”

Esta operación de cementación forzada o también llamada squeeze se realiza con el fin de excluir agua o gas de un pozo, para mejorar el trabajo de cementación primaria, para re completar en una nueva zona o a su vez para reparar una tubería de revestimiento que se encuentra dañada o corroída.

Esta operación squeeze es una alternativa para tratar y reparar problemas cuando la cementación primaria no es adecuada y si el registro de adhesión del cemento revestidor (CBL) muestra alguna deficiencia y por ende a su vez esto representa una gran cantidad de dinero (PerfoBlogger, 2015).

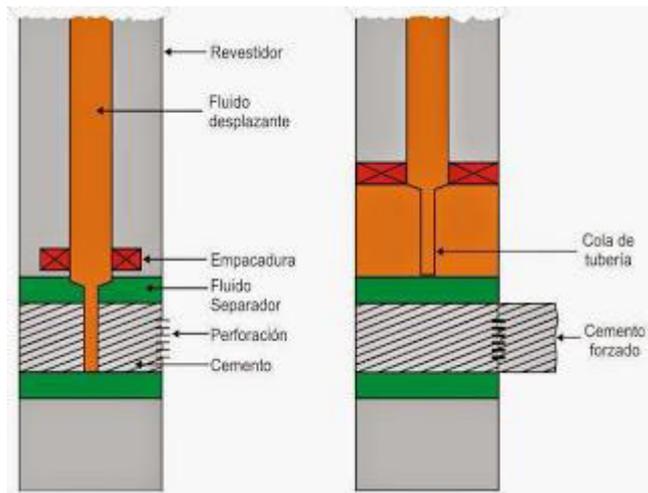


Figura 1.6. Cementación forzada
Fuente: (PerfoBlogger, 2015)

1.4.7.1.1. Procedimiento para la cementación forzada

El procedimiento para la cementación forzada es el siguiente:

- Primero desplaza el cemento hasta el punto deseado, el cemento es controlado por una empaadura recuperable o también puede ser una empaadura permanente que se encuentra en la tubería de revestimiento (que es usada como una herramienta de inyección). La empaadura es asentada para aislar o proteger a la tubería de revestimiento de la alta presión.
- Una vez en la profundidad deseada el cemento es bombeado hasta el área que debe ser sellada. Se aplica presión hidráulica, inyectando la lechada de cemento contra la formación. Esta operación puede ser hecha en un pozo a hueco abierto o a través de la zona cañoneada en la tubería de revestimiento. Y el exceso de cemento es perforado y regresado fuera del pozo.

En la mayoría de las cementaciones forzadas, el cemento se dirige hacia arriba del hoyo entre la cara de la formación y la tubería de revestimiento siempre y cuando el espacio anular ha sido cerrado. El cemento entero no entra en los poros de la formación, pero lo que si entra es el agua del cemento. El agua es forzada a entrar a la formación bajo presión, dejando que el cemento recubra la cara superficial de la formación. El agua junto a una reacción química hace que el cemento se endurezca. Pero tomar en cuenta que cuando se aplica suficiente presión para fracturar la formación, el cemento podría ingresar en la fractura.

Existe una amplia selección de cemento es utilizada para cementaciones forzadas para pozos de petróleo, estas variaciones van desde lechadas pesadas como también lechadas livianas (PerfoBlogger, 2015).

1.4.7.1.2. Métodos para aplicar cemento bajo presión

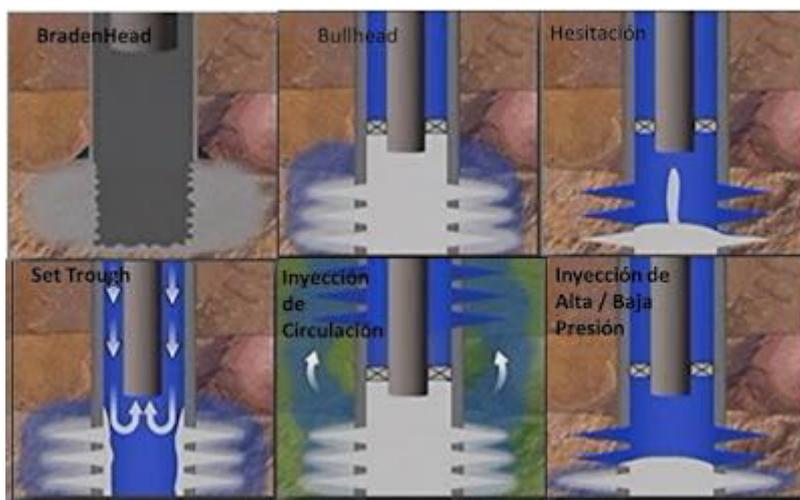


Figura 1.7. Métodos para la aplicación de cementación forzada
Fuente: (PerfoBlogger, 2015)

- **Inyección Bradenhead**
 No hay empacadura en el hoyo. La (BOP) válvula impide reventones está cerrada y el pozo está presurizado en la

tubería de revestimiento y en la sarta de trabajo durante la operación.

- **Inyección Bullhead**

La empacadura está asentada cuando el trabajo empieza y todos los fluidos en la sarta de trabajo son bombeados a la formación por delante del cemento. La tubería de revestimiento puede estar con presión si es necesario, para reducir la presión diferencial a través de la empacadura.

- **Inyección Hesitación**

El cemento es bombeado a través de la zona cañoneada en la tubería de revestimiento hacia el área anular entre la tubería de revestimiento y la formación. Luego se detienen las bombas por algunos minutos. El bombeo es detenido y reiniciado hasta que se obtiene la presión deseada.

- **Inyección Set Through**

Luego de la inyección, el intervalo de la inyección de perforación es lavado y el exceso es revertido fuera para permitir la reperforación sin tener que perforar el cemento. Esto requiere de un cemento especial de poca pérdida de agua.

- **Inyección de Alta Presión / Baja Presión**

Los trabajos realizados con presiones de inyección final altas o bajas, con la alta presión que nunca rompe el pozo. Las técnicas de vacilación son utilizadas a veces en estos casos.

- **Inyección de Circulación**

Un pozo es cañoneado por encima y por debajo de la zona de interés. Un retenedor de cemento es asentado entre las zonas cañoneadas. Se establece circulación entre las zonas de interés. Se circula el cemento hasta su lugar, luego se retira del retenedor de cemento aproximadamente a diez pies sobre la parte superior calculada del cemento. Luego se revierte la circulación para asegurar que el anillo de la tubería de revestimiento y la sarta de trabajo estén limpias. Se coloca un sobre peso en la tubería, se retira del hoyo.

- **Método de las Empacaduras**

Las empacaduras también se utilizan para la cementación a presión.

Las ventajas de este método son:

1. Limita la presión a una zona específica del pozo.
2. Permite aplicar una mayor presión a una zona específica (PerfoBlogger, 2015).

1.4.7.2. Soluciones Mecánicas

Como consecuencia a los problemas que suceden por el ascenso de agua desde el fondo, en ciertos casos se toman la decisión de realizar las siguientes operaciones las cuales son técnicas mecánicas:

- Tapones de cemento
- Parches de tubería de revestimiento.

Previo a estas operaciones se debe tener la zona a intervenir sellada completamente.

1.4.7.3. Soluciones Químicas

Ya que las operaciones antes vistas son métodos en los cuales se detiene la producción tanto de agua como de petróleo, en ciertos casos no es muy conveniente perder esa producción, por lo que se opta por la inyección químicos, los cuales nos ayudan a aislar y reparar aquellas zonas que se encuentran invadidas por agua.

En la industria hay cuatro tipos de tratamientos químicos, los cuales se pueden inyectar a presión en la formación directamente, los cuales son:

- Reductores de permeabilidad
- Geles o bloqueadores de permeabilidades
- Bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB)
- Modificadores de permeabilidad relativas (RPM)

1.4.7.3.1. Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM)

Los RPM son polímeros orgánicos ramificados con un peso molecular alto. Presentan afinidad por el agua y de fácil solubilidad en esta. Al ser inyectados en la zona de interés, se adhieren a los espacios porosos, disminuyendo la relación de movilidad agua – petróleo. El polímero actúa incrementando la viscosidad del agua, como consecuencia disminuyendo su permeabilidad relativa y aumentando la permeabilidad relativa al petróleo, lo cual favorece su flujo, aumentando la producción.

En la actualidad, los RPM son conocidos como fluidos inteligentes, ya que nos da la facilidad de que la zona productora de agua sea bloqueada y que la zona productora de petróleo se mantenga abierta.

El tratamiento RPM esta idealmente diseñado para una penetración radial de 10 pies. Pero, el diseño adecuado para una penetración radial de 5 a 7 pies.

Los RPM más usados en la industria son:

- **Sistema de gelificación retardado**

También conocido como DGS, es un agente obturador, el cual reacciona con temperatura ocasionando que se active su función viscosificante. Nos permite realizar un bloqueo permanente en intervalos para el control de gas o agua de formación, además tiene la propiedad de penetrar en las gargantas porales de la matriz para tratamientos de cementación forzada

- **Gel fluyente**

Este RPM, es utilizado para un cierre de fracturas en yacimientos que están fracturados naturalmente, nos da el beneficio de alargar la vida de un pozo que tienen un alto corte de agua ya que contribuye con el cierre de fracturas conductivas, especialmente donde la principal causa de agua es por las fisuras naturales.

- **Gel Orgánico activado**

Este polímero es usado para un bloqueo permanente de los intervalos perforados ya que es muy rígido, especialmente pozos donde existe presencia de canalizaciones, que aumenta la permeabilidad de fluidos no deseados o en la vecindad del pozo.

1.4.7.3.2. Ventajas de los RPM

- ✓ Se inyectan directamente en la formación sin verse obligados a aislar las zonas que se están produciendo.
- ✓ Estos productos RPM responde a intervalos ricos en agua dando así a eliminar la operación de identificación exacta de la entrada de agua, lo más importante que estos productos se eliminan fácilmente cuando tienen contacto con la zona de producción de hidrocarburos (Dawson, S. Campbell, Kalfayan, Malone, & BJ Services Company, 2003).
- ✓ Con extensas pruebas de laboratorio se puede indicar la disminución significativa de la permeabilidad del agua, mientras que las permeabilidades del petróleo y gas son de grandes medidas (Dunlap , Boles , & Novotny, 1986).
- ✓ Otras de las ventajas que tiene este agente químico RPM, son los bajos costos (se utilizan cantidades limitadas de productos químicos y el tratamiento no requiere aislamiento de la zona).
- ✓ La buena inyectividad y el bajo riesgo de taponamiento durante la inyección (el polímero reduce la permeabilidad al agua sin obstruir la formación).
- ✓ Tiene un bajo impacto ambiental ya que es un agente amigable con la naturaleza (Chiappa, Lockhart, Mennella, Burrafato, & ENI/Agrip E&P Division, 2004).

1.4.7.3.3. Polímeros

Los RPMs están compuestos por componentes químicos que son macromoléculas constituidas por una o muchas unidades química, también conocidos como monómeros, que a lo largo de toda una cadena se repiten.

1.4.7.3.4. Clasificación de los polímeros

Conforme los monómeros se repiten a lo largo de una cadena o en variedad, se clasifican en:

- **Homopolímero**

Son aquellos polímeros que está formado por un mismo tipo de monómero a lo largo de toda su cadena. Los homopolímeros más conocidos en la industria sin el polietileno, poliestireno o polipropileno.

- **Copolímero**

Son aquellos polímeros que a lo largo de su cadena presentan al menos dos monómeros de diferente tipo. Los más usados son el ABS y el SBR.

1.4.7.3.5. Química de los polímeros

Se han desarrollado nuevos productos de RPM mostrando que es muy efectivo para la reducción significativa de agua y/o el aumento de la producción de hidrocarburos, pero también en años anteriores estos productos han funcionado inconsistentemente, donde dieron lugar a una pérdida de credibilidad del producto RPM por parte de las empresas (Novotny, 1995).

Las ramas son preferiblemente hidrófilas y el polímero contiene grupos iónicos que atraen o repelen ciertos tipos de superficies, sólidos en suspensión, productos químicos y / o fluidos de transporte.

Los polímeros usados en RPM generalmente comprenden combinaciones de radicales hidrocarbonados y heterogrupos. Estos polímeros también contienen grupos iónicos, que pueden ser catiónicos, aniónicos, ampotéricos, neutros o iónicamente equilibrados. Los grupos iónicos generalmente contienen heteroátomos o grupos que pueden estar compuestos de oxígeno, nitrógeno, azufre y fósforo que controla las interacciones electrostáticas. Los grupos iónicos también pueden contener diferentes tipos de metales alcalinos, alcalinotérreos y los de los grupos IV, V y VII de la tabla periódica y también pueden incluir grupos aromáticos, heterocíclicos y de tipo hidroxilo, carboxilo, amino, sulfa y carbonilo. La composición del polímero es muy importante, ya que proporciona un aumento sustancial en la viscosidad del tratamiento, lo que también conduce a un aumento de la presión de inyección requerida para un tratamiento dado.

1.4.8. Operación para realizar la inyección de RPM

1.4.8.1. Coiled tubing como herramienta para la estimulación de pozo.

Unidad autónoma utilizada para operaciones de reacondicionamientos de pozos petroleros, donde no es necesario una torre de workover, lo cual representa bajos costos de operación. Es de fácil transporte e hidráulica y sus usos son para inyección de químicos, lavados de jets, estimulaciones ácidas, molienda o fresado

o pesca de alguna tubería. Una unidad está formada por una tubería continua de diámetro pequeño que se enrolla y desenrolla en un carrete, al igual que una manguera.

Presenta versatilidad y rapidez operativa e ideal para pozos ideales y horizontales. Para realizar la inyección de RPM en la formación utilizaremos esta unidad ya que nos permite una inyección continua de los fluidos, ahorro de costos y tiempo de viajes (Petroleros, 2018).

Las características físicas de la herramienta coiled tubing (CT) son las mismas a las de la tubería convencional de diámetro similar, pero la gran ventaja del CT es una tubería rígida y flexible y no necesita ser enroscada tubería por tubería al momento de bajarla o retirarla, ya que esta herramienta se enrolla para subir la tubería y se desenrolla para bajar la tubería por medio de un carrete que es accionado mecánicamente como si fuera manguera. Esta característica la hace más atractiva para ser utilizada en los pozos muy desviados y horizontales (Schlumberger, 2007).

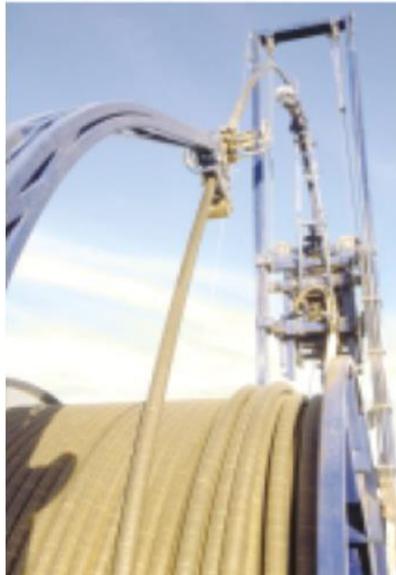


Figura 1.8. Coiled Tubing
Fuente: (Schlumberger, 2007)

Para una estimulación de pozos es una buena opción elegir la unidad de coiled tubing, ya que permite una continua inyección de fluidos químicos o nitrógeno mientras se continúa moviendo la tubería flexible.

1.4.8.1.1. Ventajas del coiled tubing

Una unidad de coiled tubing ostenta las siguientes ventajas y beneficios:

- Rapidez operativa y de movilización
- Bajo costo de locación
- Bajo impacto sobre el terreno
- Posibilidad de manipulación de la herramienta a distancia, prestando seguridad al personal
- Los costos de perforación disminuyen a mayores caudales de penetración, reduce los problemas relacionados con la perforación y los costos de los lodos de perforación cuando se lo compara con la perforación convencional.

1.4.9. Casos de campos en donde se ha implementado RPM's

- En los últimos años se ha implementado RPM conformados por geles de cromo, carboxilato, acrilamida, en un campo en la provincia de Orellana, en la Amazonía ecuatoriana, esto fue realizado por la empresa Baker Hughes en un campo que está limitado en el este por una falla inversa de ángulo alto que se origina en la base. El principal intervalo de producción es la formación Hollín. En este trabajo la metodología implementada fue exitosa en la estimulación en ciertas zonas de la formación. Primero la inyección de un ácido y seguido de un RPM, esto con el objetivo de que el agua ingrese al pozo en la zona estimulada. Aquí se utilizó los famosos tubos en espiral para que el método utilizado sea efectivo.

Los tratamientos de estimulación convencionales en la formación de arenisca de Hollin en Ecuador resultan en altos cortes de agua, debido a la invasión de agua de un acuífero activo. La técnica de acidificación con RPM mejoró la vida económica de muchos pozos maduros en el campo. Tanto los datos de laboratorio como de campo indican excelentes resultados de los tratamientos. El corte general de agua en los pozos tratados disminuyó (de 8 a 15%), mientras que el petróleo aumento de la producción (Bhaduri, y otros, 2014).

- Otra implementación que se realizó fue la inyección secuencial de RPM con adsorción efectiva de polímeros catiónicos y aniónicos, en el 2012, en Seúl, Corea de Sur por los Ingenieros Taemoon Chung, Wisup Bae. Donde, los sistemas más comúnmente utilizados para este propósito son soluciones individuales de polímeros solubles en agua de alto peso molecular que se adsorben en la superficie de los poros y cambian las propiedades de flujo de los medios porosos. Este trabajo presenta el desarrollo de laboratorio de un nuevo sistema de inyección de polímeros, que es una inyección secuencial de polímeros que considera las características iónicas y controla el peso molecular, el volumen de inyección y la concentración. Los resultados obtenidos indican claramente la efectividad del método de inyección secuencial para verificar el rendimiento mejorado de las RPM (Chung, y otros, 2012).
- El uso exitoso del RPM en aplicaciones matriciales en Ecuador e Indonesia ha sido resumido en otras partes. Tres tratamientos matriciales anteriores en Nigeria (pozos petroleros) condujeron al uso exitoso del RPM en estas áreas y en otros lugares. Los resultados de los dos primeros de los tres tratamientos de Nigeria se resumen a continuación.

El pozo 1 fue perforado en 1979 a una profundidad total de 7.469 pies. Intervalo de 20 pies entre arena y petróleo (7.130 pies 7.150 pies). La temperatura del yacimiento es de aproximadamente 150 grados F. La

permeabilidad está en el rango de 500 a 700 md, con potenciales de mayor permeabilidad. La arena fue perforada inicialmente con 4-pulgadas a 4 disparos por pie. Basado en los datos históricos de producción disponibles y en la calidad de la arena, tal y como se indica en el de rayos gamma, se sospechaba que la producción de agua del intervalo de 20 pies se debía a que el agua de los bordes entraba desde la mayor permeabilidad dentro del intervalo. En junio del 2001. El pozo 1 fue tratado con un 3 por ciento de concentrado de RPM para reducir la producción de agua (Campbell, Dawson, Kalfayan, Malone, & BJ Services Company, 2003).

Tabla 1.2. Implementación del tratamiento Caso Nigeria Pozo 1
Fuente: (Campbell, Dawson, Kalfayan, Malone, & BJ Services Company, 2003)

	Producción de agua (bapd)	Producción de petróleo (bppd)	Corte de agua (%)
Antes del tratamiento RPM	2.041	305	87
Después del tratamiento RPM	336	124	73

El pozo 2 también fue perforado en 1979, y produce a partir de un intervalo de arena petrolífera de 30 pies (7.118 pies 7.148 pies). Este pozo también produce a través de un empaque interno de grava. La temperatura del yacimiento y el rango de permeabilidad son similares a los del Pozo 1. En junio de 2001, el Pozo 2 fue tratado con un tratamiento RPM de dos etapas. La primera etapa (los dos primeros tercios de total volumen de tratamiento) fue con una solución concentrada de 3 por ciento de RPM y la segunda etapa (un tercio final del volumen total de tratamiento) fue con una solución concentrada de 6 por ciento de RPM (Campbell, Dawson, Kalfayan, Malone, & BJ Services Company, 2003).

Tabla 1.3. Implementación del tratamiento Caso Nigeria Pozo 2
Fuente: (Campbell, Dawson, Kalfayan, Malone, & BJ Services Company, 2003)

	Producción de agua (bapd)	Producción de petróleo (bppd)	Corte de agua (%)
Antes del tratamiento RPM	797	100	89
Después del tratamiento RPM	277	108	72

- Otro caso en donde se aplicaron estos trataminetos fueron al campo Chargirtsk (Rusia). Varios pozos del campo Chargirtsk fueron tratados por los RPM. La selección de pozos candidatos se realizo de acuerdo con los criterios antes mencionados, especialmente los relativos a la existencia estratificaciones y anisotropía de permeabilidad. En este campo ampliamente inundado se esta produciendo de la arenisca Bobrick 2 . todos los pozos suelen estar perforados sobre la altura total del deposito de arenisca. Otros pozos estan produciendo a partir de los intervalos superiores como Tula 2b y Bobrick 1a. la aplicación de estos polimeros se hizo para reducir la productividad del agua del yacimiento Bb1a o T12b y favorecen la producción del yacimiento Bb2. El siguiente cuadro muestra que esta eleccion parecía ser erronea para el pozo C325 y correcta para el pozo C1160. En el caso del pozo C325, el corte de agua aumento despues del tratamiento, lo que provoco una perdida estimada de 3400n toneladas de petróleo en un periodo de 13 meses. En el caso del pozo C1160, el corte de agua disminuyo drasticamente durante los primeros 4 meses cercanos al 100% (Zaitoun, y otros, 1999).

Tabla 1.4. Implementación del tratamiento Caso Chargirtsk
Fuente: (Zaitoun, y otros, 1999)

POZO	Producción antes Antes del Tratamiento		Producción Después del Tratamiento (4 meses)	
	Petróleo (bppd)	Corte de Agua (bapd)	Petróleo (bppd)	Corte de Agua (bapd)
C2131	120	90	150	80
C336	35	80	35	50

C1143	150	85	160	75
C1177	130	90	145	80
C325	160	90	190	100
C1160	110	110	110	45

- Este tratamiento también se aplicó a tres pozos del campo Kudryachevo produciendo a partir de la formación Tournaisien (yacimiento de piedra caliza). Según el operador, no se han demostrado la existencia de grandes fracturas en este yacimiento. Por lo tanto, la formación debe considerarse esencialmente matricial, con características de producción bastante similares para los tres candidatos. Una prueba de registro de la inyectividad del agua en estos pozos mostró una inyectividad razonable, distribuida equitativamente en toda la altura de los intervalos perforados. Sin embargo la presión de la cabeza de pozo durante esta prueba fue mucho menor en los pozos K2 y K9, lo que indica la presencia de microfisuras de alta permeabilidad. En la siguiente tabla se muestra los resultados del tratamiento de RPM. Los pozos K2 Y K9 mantuvieron su productividad total después del tratamiento y tuvieron una fuerte reducción en el corte de agua. Por el contrario, el pozo K3 mostró una pérdida en la tasa promedio de producción durante 9 meses de resultado de la aplicación del polímero. Aunque el tratamiento en los pozos K2 Y K9 produjeron la misma cantidad de petróleo incremental, su comportamiento fue bastante diferente durante los 6 meses posteriores de la producción.

Tabla 1.5. Implementación del tratamiento Caso Kudryachevo
Fuente: (Zaitoun, y otros, 1999)

POZO	Producción antes Antes del Tratamiento		Producción Después del Tratamiento (6 meses)	
	Petróleo (m ³ /d)	Corte de Agua (%)	Petróleo (bppd)	Corte de Agua (%)
K2	110	90	110	50
K3	115	95	60	95
K9	120	90	120	60

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

2.1. Desarrollo de la metodología

El desarrollo de este proyecto se encuentra enfocado en la aplicación del polímero RPM en el campo ESPOL donde mediante el análisis técnico se ha determinado que existen pozos con alta producción de agua, lo cual mediante este criterio se lleva a cabo el proyecto.

Esta investigación es de campo, donde se recopiló información de los historiales de producción, datum, petrofísica del campo ESPOL.

2.2. Etapas de la metodología

Nuestro proyecto se desarrolló mediante las siguientes etapas:

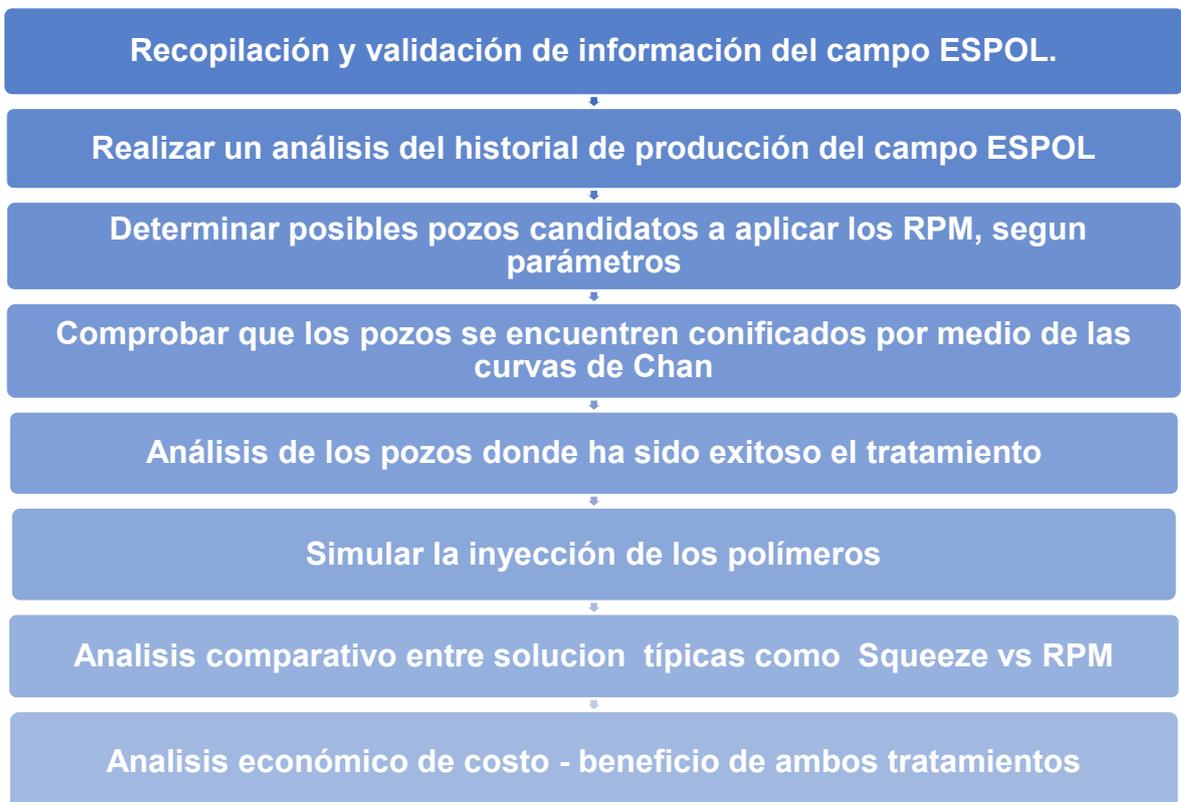


Figura 2.9. Etapas de metodología
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

2.3. Validación de datos del campo Espol

2.3.1. Condiciones generales del campo Espol

2.3.1.1. POES del campo ESPOL

El campo Espol cuenta con un POES de 438.556.790 barriles de petróleo. Se tienen una estimación de las reservas primarias de 92.096.925,9 barriles de petróleo con el 21% de factor de recobro de este. La arena que más reservas tiene es la Napo M1 con el 63%.

En la siguiente tabla se muestra el petróleo original en sitio del campo Espol de cada reservorio:

Tabla 2.6. POES del campo ESPOL

Fuente: (Huera Aldás, 2013)

Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

Campo	Reservorio	POES (bbls)
ESPOL	Basal Tena	20.100.600
	Napo M1	276.276.476
	Napo U Superior	42.395.668
	Napo U Inferior	99.784.046
TOTAL		438.556.790

2.3.1.2. Producción del campo ESPOL

La cantidad de volumen de la producción acumulada de petróleo del campo Espol hasta el año 2019 es de 261.987.771 barriles de petróleo, 3.120.828.217 barriles de agua con un corte de agua de 95% en promedio.

El historial de producción de petróleo y agua se observa en la siguiente figura:

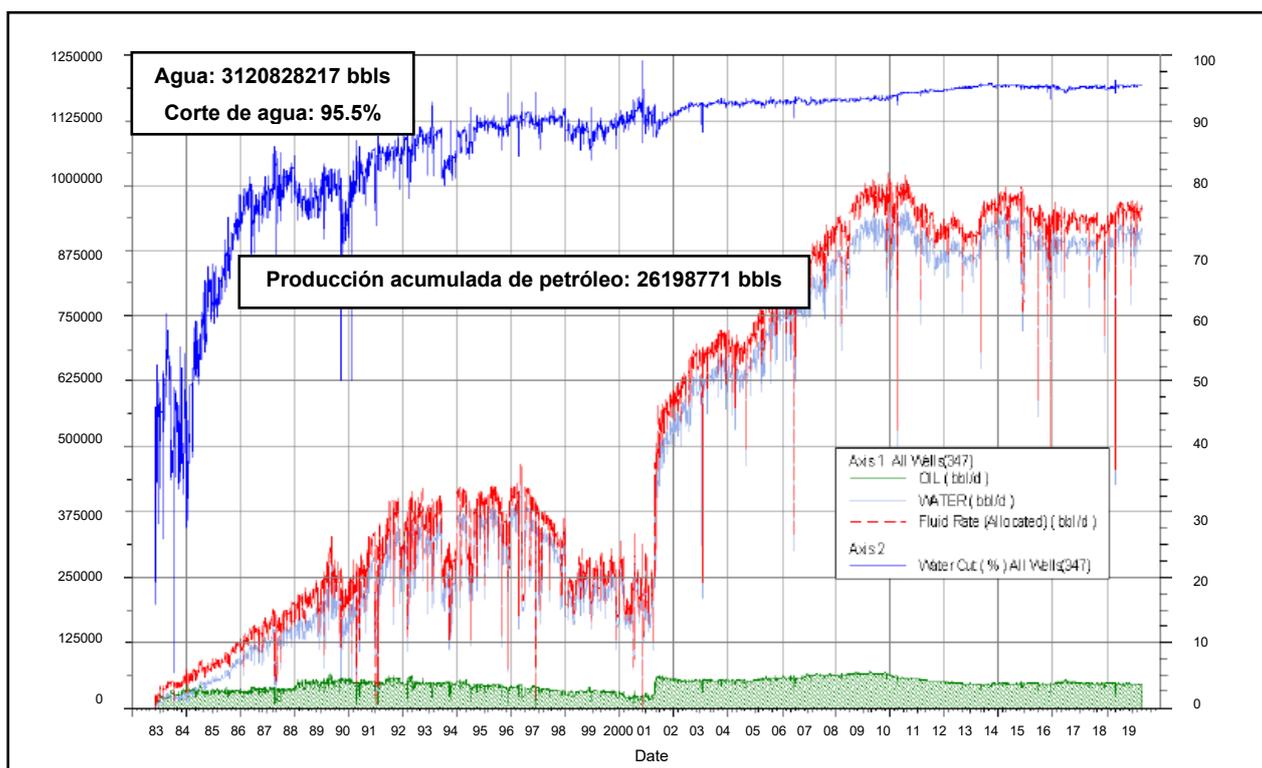


Figura 2.10. Historial de producción del campo Espol
Fuente: (Huera Aldás, 2013)

2.3.1.3. Pronóstico de producción del campo ESPOL

En la siguiente tabla se indica el pronóstico de producción del campo Espol hasta el año 2030, para estas proyecciones de producción se toma los últimos años de producción, teniendo en cuenta un valor de declinación instantánea de 17% y es considerando un incremento de agua del 1,11% anual. Con la información dada se construye la proyección para los siguientes 11 años:

Tabla 2.7. Pronóstico de producción del campo Espol
Fuente: (Huera Aldás, 2013)
Elaborado por: (Vega & Erazo, 2020)

AÑO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN DE AGUA (BAPD)
2011	46.226	882.931
2012	43.667	897.099
2013	36.552	906.070
2014	30.291	915.131

2015	25.393	924.282
2016	21.423	933.525
2017	18.074	942.860
2018	15.248	952.289
2019	12.865	961.812
PROYECCIÓN	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN DE AGUA (BAPD)
2020	10.853	971.430
2021	9.157	981.144
2022	7.725	990.955
2023	6.517	1.000.865
2024	5.498	1.010.874
2025	4.639	1.020.982
2026	3.914	1.031.192
2027	3.302	1.041.504
2028	2.786	1.051.919
2029	2.350	1.062.438
2030	1.983	1.073.036

2.3.2. Criterios de selección de pozos candidatos para el tratamiento de RPM

La información para la selección de los mejores pozos candidatos para un tratamiento de polímeros RPM son:

- Hacer un análisis de las características del reservorio
 - Pozos que tienen varias capas de formaciones matriciales con una o más capas saturadas con hidrocarburos.
 - Pozos que tienen una permeabilidad menor a 500 md (Chiappa, Lockhart, Mennella, Burrafato, & ENI/Agrip E&P Division, 2004).
 - Si el agua es móvil en todas las capas productivas, el beneficio de un tratamiento RPM puede ser de duración limitada.

- Descripción geológica del pozo

Los pozos tienen que producir agua a partir de fracturas naturales, esto con la finalidad para que los RPM sean efectivos (Dawson, S. Campbell, Kalfayan, Malone, & BJ Services Company, 2003).
- Información general del pozo
- Historial de producción
- Registros eléctricos (hoyo abierto, hoyo entubado)
- Que el origen del agua sea por conificación
 - Curvas de Chan

2.3.3. Características petrofísicas del pozo FICT 1

Los parámetros petrofísicos promedios del reservorio del pozo FICT 1 se encuentra en la siguiente tabla:

Tabla 2.8. Parámetros petrofísicos del pozo FICT 1
Fuente: (Huera Aldás, 2013)
Elaborado por: (Vega & Erazo, 2020)

POZO FICT1		
Porosidad promedio	13	%
Saturación promedio	38	%
Permeabilidad promedio	420	md
Factor Volumétrico	1.048	BLS/BF
Factor de Recobro	21	%
Intervalo de Perforados	10.312-10.350	ft

2.3.4. Selección del pozo FICT 1

El pozo FICT 1 fue seleccionado por medio del análisis del historial de producción. En el cual, podemos observar que se inicia a partir del 2013 con 800 bbls/día y 4.200 bbls/día de agua, un corte de agua del 84%. Conforme se ha producido en el tiempo, los últimos datos revelan un 99,15% de corte agua, haciendo el pozo muy poco rentable y próximo a cerrar ya que la producción no justifica seguir con el pozo abierto.

Los datos petrofísicos nos dan a conocer que el pozo presenta una permeabilidad de 420 md, lo que hace perfecto para la inyección del RPM, ya que, en permeabilidades muy grandes, es muy difícil que los polímeros sean adsorbidos

2.3.5. Historial de producción del pozo FICT 1

2.3.5.1. Historial de producción antes del tratamiento con RPM

El pozo FICT 1 fue perforado el 11 de octubre del 2013 en el campo ESPOL, alcanzando la profundidad máxima el 5 de noviembre. En la siguiente tabla se muestra el historial de producción antes de aplicar el tratamiento del polímero:

Tabla 2.9. Historial de producción del pozo FICT 1 antes del tratamiento

Fuente: (Huera Aldás, 2013)

Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL POZO FICT 1			
FECHA	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN DE AGUA (BAPD)	BSW (%)
30/11/2013	800	4.200	84,00
31/12/2013	724	7.276	90,95
31/01/2014	655	11.345	94,54
28/02/2014	593	11.407	95,06
31/03/2014	536	11.464	95,53
30/04/2014	485	11.515	95,96

31/05/2014	439	11.561	96,34
30/06/2014	397	11.603	96,69
31/07/2014	359	11.641	97,00
31/08/2014	325	11.675	97,29
30/09/2014	294	11.706	97,55
31/10/2014	266	11.734	97,78
30/11/2014	261	11.739	97,82
31/12/2014	256	11.744	97,87
31/01/2015	251	11.749	97,91
28/02/2015	246	11.754	97,95
31/03/2015	242	11.758	97,99
30/04/2015	237	11.763	98,02
31/05/2015	233	11.767	98,06
30/06/2015	228	11.772	98,10
31/07/2015	224	11.776	98,13
31/08/2015	220	11.780	98,17
30/09/2015	216	11.784	98,20
31/10/2015	212	11.788	98,23
30/11/2015	209	11.791	98,26
31/12/2015	205	11.795	98,29
31/01/2016	201	11.799	98,32
28/02/2016	198	11.802	98,35
31/03/2016	195	11.805	98,38
30/04/2016	191	11.809	98,41
31/05/2016	188	11.812	98,43
30/06/2016	185	11.815	98,46
31/07/2016	182	11.818	98,48
31/08/2016	179	11.821	98,51
30/09/2016	176	11.824	98,53
31/10/2016	173	11.827	98,56
30/11/2016	170	11.830	98,58
31/12/2016	168	11.832	98,60
31/01/2017	165	11.835	98,62
28/02/2017	163	11.837	98,65
31/03/2017	160	11.840	98,67
30/04/2017	158	11.842	98,69
31/05/2017	155	11.845	98,71
30/06/2017	153	11.847	98,73
31/07/2017	151	11.849	98,75

31/08/2017	148	11.852	98,76
30/09/2017	146	11.854	98,78
31/10/2017	144	11.856	98,80
30/11/2017	142	11.858	98,82
31/12/2017	140	11.860	98,83
31/01/2018	138	11.862	98,85
28/02/2018	136	11.864	98,87
31/03/2018	134	11.866	98,88
30/04/2018	132	11.868	98,90
31/05/2018	130	11.870	98,91
30/06/2018	128	11.872	98,93
31/07/2018	127	11.873	98,94
31/08/2018	125	11.875	98,96
30/09/2018	123	11.877	98,97
31/10/2018	122	11.878	98,99
30/11/2018	120	11.880	99,00
31/12/2018	118	11.882	99,01
31/01/2019	117	11.883	99,03
28/02/2019	115	11.885	99,04
31/03/2019	114	11.886	99,05
30/04/2019	112	11.888	99,06
31/05/2019	111	11.889	99,08
30/06/2019	109	11.891	99,09
31/07/2019	108	11.892	99,10
31/08/2019	107	11.893	99,11
30/09/2019	105	11.895	99,12
31/10/2019	104	11.896	99,13
30/11/2019	103	11.897	99,14
30/12/2019	101	11.899	99,15

2.3.5.2. Curva de declinación del pozo FICT 1

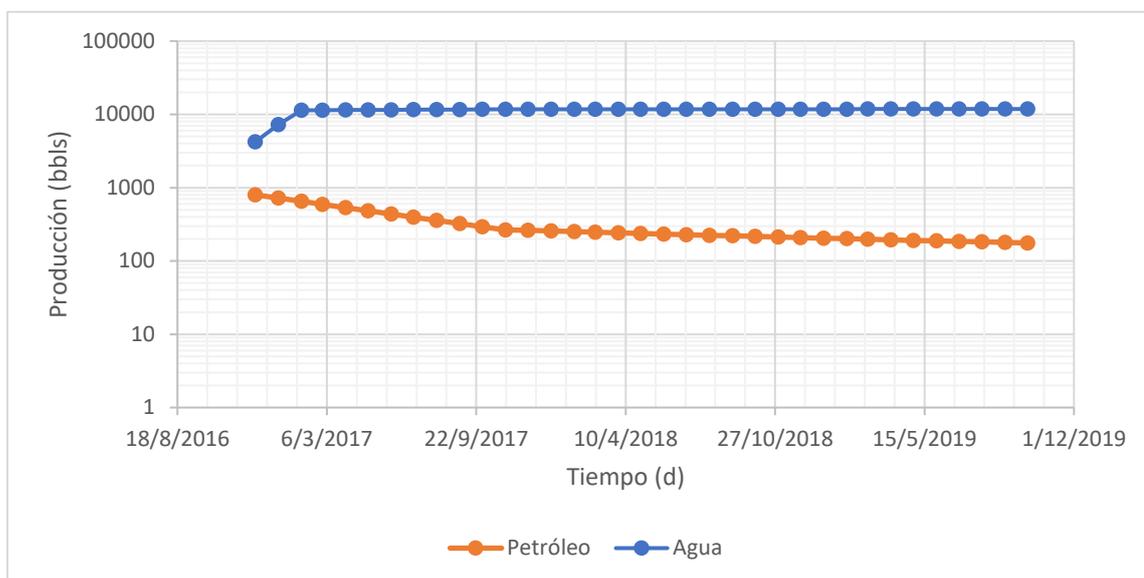


Figura 2.11. Curva de declinación del pozo FICT 1 antes del tratamiento
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

Podemos observar que en la figura 2.11. del pozo FICT 1 tiene una tendencia de declinación tipo hiperbólico de la producción de petróleo. Dicha curva muestra que el pozo FICT 1 ha tenido una declinación, porque la producción de agua es alta superior a la del petróleo, y tal vez exista una posible conificación.

2.3.6. Problema identificado en el pozo FICT 1

Tabla 2.10. Data de análisis para construcción de las curvas de Chan del pozo FICT 1

Fuente: (Huera Aldás, 2013)
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

Fecha	Días de cada mes	Días acumulado	PETRÓLEO (bbls/d)	AGUA (bbls/d)	RAP (qw/qo)	RAP' qo/(qw*(1/ln10))
30/11/2013	30	30	800	4.200	5,25	0,082722758
31/12/2013	31	61	724	7.276	10,04972376	0,043214569
31/1/2014	31	92	655	11.345	17,32061069	0,025073855
28/2/2014	28	120	593	11.407	19,23608769	0,022577069
31/3/2014	31	151	536	11.464	21,3880597	0,020305464
30/4/2014	30	181	485	11.515	23,74226804	0,018292039
31/5/2014	31	212	439	11.561	26,33485194	0,016491244

30/6/2014	30	242	397	11.603	29,22670025	0,014859511
31/7/2014	31	273	359	11.641	32,42618384	0,013393327
31/8/2014	31	304	325	11.675	35,92307692	0,012089568
30/9/2014	30	334	294	11.706	39,81632653	0,010907447
31/10/2014	31	365	266	11.734	44,11278195	0,009845094
30/11/2014	30	395	261	11.739	44,97701149	0,009655921
31/12/2014	31	426	256	11.744	45,875	0,00946691
31/1/2015	31	457	251	11.749	46,80876494	0,009278059
28/2/2015	28	485	246	11.754	47,7804878	0,009089369
31/3/2015	31	516	242	11.758	48,58677686	0,008938532
30/4/2015	30	546	237	11.763	49,63291139	0,008750131
31/5/2015	31	577	233	11.767	50,50214592	0,008599525
30/6/2015	30	607	228	11.772	51,63157895	0,008411412
31/7/2015	31	638	224	11.776	52,57142857	0,008261036
31/8/2015	31	669	220	11.780	53,54545455	0,008110763
30/9/2015	30	699	216	11.784	54,55555556	0,007960591
31/10/2015	31	730	212	11.788	55,60377358	0,007810522
30/11/2015	30	760	209	11.791	56,41626794	0,007698036
31/12/2015	31	791	205	11.795	57,53658537	0,007548145
31/1/2016	31	822	201	11.799	58,70149254	0,007398355
28/2/2016	28	850	198	11.802	59,60606061	0,007286079
31/3/2016	31	881	195	11.805	60,53846154	0,007173861
30/4/2016	30	911	191	11.809	61,82722513	0,007024324
31/5/2016	31	942	188	11.812	62,82978723	0,006912239
30/6/2016	30	972	185	11.815	63,86486486	0,00680021
31/7/2016	31	1.003	182	11.818	64,93406593	0,006688238
31/8/2016	31	1.034	179	11.821	66,03910615	0,006576323
30/9/2016	30	1.064	176	11.824	67,18181818	0,006464465
31/10/2016	31	1.095	173	11.827	68,36416185	0,006352663
30/11/2016	30	1.125	170	11.830	69,58823529	0,006240918
31/12/2016	31	1.156	168	11.832	70,42857143	0,006166453
31/1/2017	31	1.187	165	11.835	71,72727273	0,006054803
28/2/2017	28	1.215	163	11.837	72,6196319	0,0059804
31/3/2017	31	1.246	160	11.840	74	0,005868844
30/4/2017	30	1.276	158	11.842	74,94936709	0,005794505
31/5/2017	31	1.307	155	11.845	76,41935484	0,005683043
30/6/2017	30	1.337	153	11.847	77,43137255	0,005608766
31/7/2017	31	1.368	151	11.849	78,47019868	0,005534515
31/8/2017	31	1.399	148	11.852	80,08108108	0,005423185
30/9/2017	30	1.429	146	11.854	81,19178082	0,005348996
31/10/2017	31	1.460	144	11.856	82,33333333	0,005274832
30/11/2017	30	1.490	142	11.858	83,50704225	0,005200693
31/12/2017	31	1.521	140	11.860	84,71428571	0,005126579
31/1/2018	31	1.552	138	11.862	85,95652174	0,00505249
28/2/2018	28	1.580	136	11.864	87,23529412	0,004978426
31/3/2018	31	1.611	134	11.866	88,55223881	0,004904387

30/4/2018	30	1.641	132	11.868	89,90909091	0,004830373
31/5/2018	31	1.672	130	11.870	91,30769231	0,004756384
30/6/2018	30	1.702	128	11.872	92,75	0,00468242
31/7/2018	31	1.733	127	11.873	93,48818898	0,004645448
31/8/2018	31	1.764	125	11.875	95	0,004571521
30/9/2018	30	1.794	123	11.877	96,56097561	0,004497619
31/10/2018	31	1.825	122	11.878	97,36065574	0,004460677
30/11/2018	30	1.855	120	11.880	99	0,004386813
31/12/2018	31	1.886	118	11.882	100,6949153	0,004312973
31/1/2019	31	1.917	117	11.883	101,5641026	0,004276063
28/2/2019	28	1.945	115	11.885	103,3478261	0,00420226
31/3/2019	31	1.976	114	11.886	104,2631579	0,004165369
30/4/2019	30	2.006	112	11.188	99,89285714	0,004347603
31/5/2019	31	2.037	111	11.889	107,1081081	0,00405473
30/6/2019	30	2.067	109	11.891	109,0917431	0,003981002
31/7/2019	31	2.098	108	11.892	110,1111111	0,003944148
31/8/2019	31	2.129	107	11.893	111,1495327	0,003907299
30/9/2019	30	2.159	105	11.895	113,2857143	0,003833621
31/10/2019	31	2.190	104	11.896	114,3846154	0,003796791
30/11/2019	30	2.220	103	11.897	115,5048544	0,003759967
31/12/2019	31	2.251	101	11.899	117,8118812	0,003686339

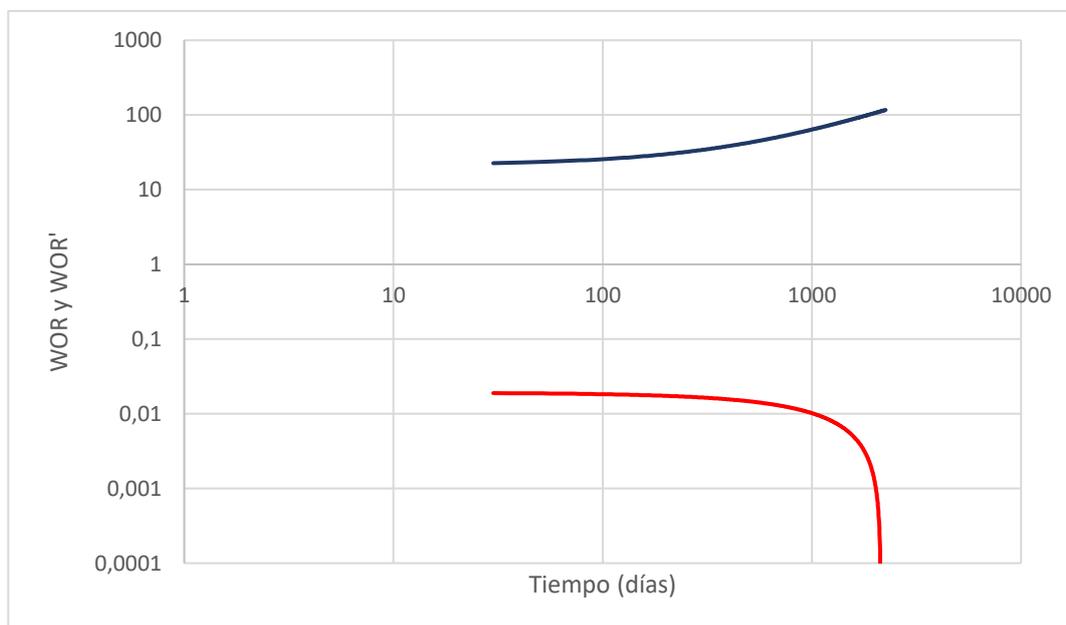


Figura 2.12. Curva de Chan del pozo FICT 1
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

2.3.6.1. Análisis del problema

La figura 2.12. representa las curvas de Chan del Pozo FICT 1, graficadas con RAP (curva azul) y la derivada del RAP (curva roja),

calculados desde que se empezó a producir hasta la actualidad vs el tiempo en días. Las curvas presentan pendientes contrarias, en base a los modelos tipo, nos indican que hay presencia de una conificación, la cual empieza a desarrollarse a partir de los 1000 días de producción.

Por lo que el pozo FICT 1 cumple con los aspectos evaluados anteriormente y es apto para la aplicación de un tratamiento de modificadores de permeabilidades relativas ya que presenta una **conificación**.

2.4. Comparación y validación de datos del campo vecino en donde se han aplicado el tratamiento RPM

2.4.1. Antecedentes

El pozo FICT 2 presentaba una producción muy alta de agua, por lo que en el año 2019 se le hizo un tratamiento con Modificadores de permeabilidad relativa, con este se bajó el corte de agua en un 10%, aumentando la producción de petróleo diaria de 104,03 bbls a 114,43 bbls. Con este pozo haremos la comparación con el pozo FICT 1.

2.4.2. Condiciones generales del campo vecino

2.4.2.1. POES del campo vecino

El campo vecino cuenta con un POES de 3.634.522.994 barriles de petróleo. Con una estimación de reservas primarias de 1.889.951.957 barriles de petróleo con el 52% de factor de recobro. Teniendo como reservas remanentes 649.630.780 de barriles de petróleo. La arena que más reservas tiene es la arenisca T con el 54%.

En la siguiente tabla se muestra el petróleo original en sitio del campo vecino de cada reservorio:

Tabla 2.11. POES del campo vecino
Fuente: (García Hidalgo, 2016)
Elaborado por: (Vega & Erazo, 2020)

Campo	Reservorio	POES (bbls)
VECINO	Basal Tena	123.613.825
	Napo U	1.520.909.100
	Napo T	1.990.000.069
TOTAL		3.634.522.994

2.4.2.2. Producción del campo vecino

Los reservorios Napo T y Napo U han aportado más del 90% de la producción acumulada. La cantidad de volumen de la producción acumulada de petróleo del campo vecino al campo Espol hasta el año 2019 es de 1.240.321.177 barriles de petróleo, con un corte de agua de 85% en promedio.

El historial de producción de petróleo y agua se observa en la siguiente figura:

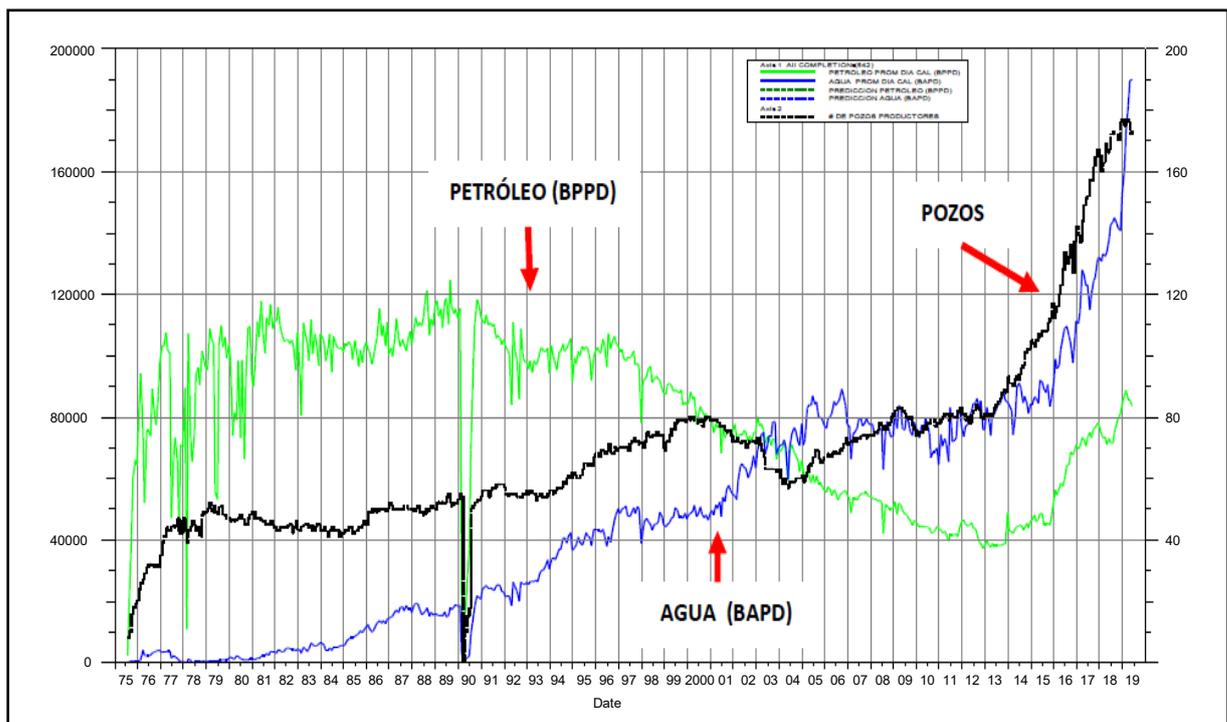


Figura 2.13. Historial de producción del campo vecino al campo Espol
Fuente: (García Hidalgo, 2016)

2.4.2.3. Pronóstico de producción del campo vecino

En la siguiente tabla se indica el pronóstico de producción del campo vecino al campo Espol hasta el año 2030, para estas proyecciones de producción se toma los últimos años de producción, teniendo en cuenta un valor de declinación instantánea de 8% y es considerado el incremento de agua de 1,11% anual. Con la siguiente información se construye la proyección para los siguientes 11 años:

Tabla 2.12. Pronóstico de producción del campo vecino al campo Espol

Fuente: (García Hidalgo, 2016)

Elaborado por: (Vega & Erazo, 2020)

AÑO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN DE AGUA (BAPD)
2011	44.196	84.419
2012	46.642	87.415
2013	60.803	101.757
2014	73.335	121.020
2015	74.901	138.007
2016	69.142	153.188
2017	63.826	170.038
2018	58.919	188.743
2019	54.389	209.504
PROYECCIÓN	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN DE AGUA (BAPD)
2020	50.208	232.550
2021	46.347	258.130
2022	42.784	286.525
2023	39.495	318.042
2024	36.458	353.027
2025	33.655	391.860
2026	31.068	434.965
2027	28.679	482.811
2028	26.474	535.920
2029	24.439	594.871
2030	22.560	660.307

2.4.3. Características petrofísicas del pozo FICT 2

Los parámetros petrofísicos promedios de reservorio del pozo FICT 2 se encuentra en la siguiente tabla:

Tabla 2.13. Parámetros petrofísicos del pozo FICT 2

Fuente: (García Hidalgo, 2016)

Elaborado por: (Vega & Erazo, 2020)

POZO FICT 2		
Porosidad efectiva	13	%
Saturación efectiva	74	%
Factor Volumétrico	1,248	BLS/BF
Factor de Recobro	53	%
Intervalo de Perforados	9.522-9.585	Ft

2.4.4. Selección del pozo FICT 2

El pozo FICT 2 fue seleccionado de acuerdo a lo antes mencionado. En la arena U existe una intrusión de agua al igual que la arena T. al analizar la formación y el historial del mismo se determinó que este pozo es candidato para la aplicación del tratamiento con RPM, con la finalidad de reducir el corte de agua. El corte de agua empezó con 18,94% que conforme se ha producido en el tiempo, los últimos datos el corte de agua es superior al 85%.

2.4.5. Historial de producción del pozo FICT 2

2.4.5.1. Historial de producción antes del tratamiento con RPM

El pozo FICT 2 fue perforado en octubre del 2017 en la arena T inferior, inició con una producción aproximada a los 1.600 barriles de fluido. En la siguiente tabla se muestra el historial de producción antes de aplicar el tratamiento del polímero:

Tabla 2.14. Historial de producción del pozo FICT 2 antes del tratamiento

Fuente: (García Hidalgo, 2016)

Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL POZO FICT2			
FECHA	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN DE AGUA (BAPD)	BSW (%)
01/09/2017	707,27	165,27	18,94
01/10/2017	1.213,03	307,20	20,21
01/11/2017	751,40	796,13	51,45
01/12/2017	421,13	877,77	67,58
01/01/2018	299,53	1.087,93	78,41
01/02/2018	238,30	1.304,93	84,56
01/03/2018	292,90	1.198,57	80,36
01/04/2018	303,90	1.193,73	79,71
01/05/2018	273,83	1.132,33	80,53
01/06/2018	187,17	1.157,50	86,08
01/07/2018	223,83	1.395,57	86,18
01/08/2018	149,73	928,63	86,11
01/09/2018	90,67	556,70	85,99
01/10/2018	178,40	1.051,57	85,50
01/11/2018	96,57	605,50	86,25
01/12/2018	239,93	599,40	71,41
01/01/2019	220,03	1.364,17	86,11
01/02/2019	263,03	1.473,73	84,85
01/03/2019	250,73	1.763	87,55

2.4.5.2. Curva de declinación del pozo FICT 2

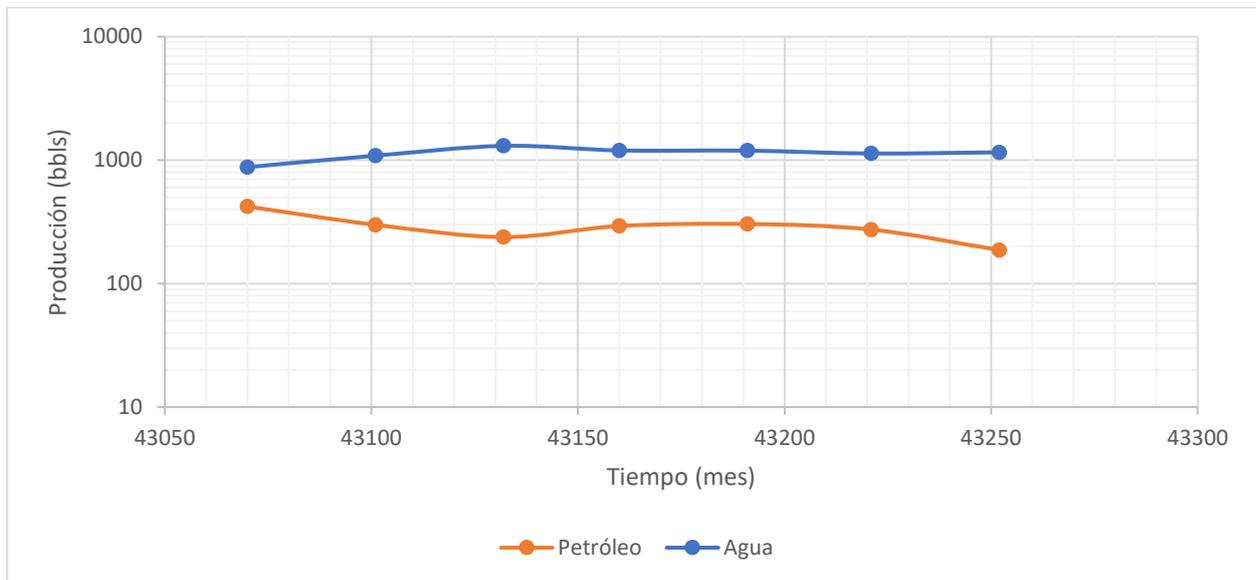


Figura 2.14. Curvas de declinación del pozo FICT 2 antes del tratamiento
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

Podemos observar que en la figura 2.14. del pozo FICT 2 muestra una tendencia de declinación tipo hiperbólico. Dicha curva muestra que el pozo FICT 2 ha tenido una declinación porque la producción de agua es alta, superior a la del petróleo, por la intrusión existente de agua y tal vez exista una posible conificación. La producción de crudo disminuye mientras la producción de agua incrementa constantemente y mantiene un BSW de 85% promedio. Pero notamos que la data de producción tiene un cambio muy drástico por lo que tuvimos que omitir unos datos aberrantes para suavizar la curva de declinación.

2.4.6. Problema identificado en el pozo FICT 2

Tabla 2.15. Data de análisis para construcción de las curvas de Chan del pozo FICT 2

*Fuente: (García Hidalgo, 2016)
Elaborado por: (Vega & Erazo, 2020)*

Fecha	Días acumulado	PETRÓLEO	AGUA	RAP	RAP'
	días	bbbl/ día	bbbl/día	qw/qo	qo/qw*(1/ln10)
1/08/2017	30	707,27	165,27	0,23367314	1,858555444
1/09/2017	61	1.213,03	307,2	0,25325013	1,714883579
1/10/2017	91	751,4	796,13	1,05952888	0,409893954
1/11/2018	122	421,13	877,77	2,08432076	0,208362595
1/12/2018	153	299,53	1.087,93	3,63212366	0,119570401
1/01/2018	181	238,3	1.304,93	5,47599664	0,079308756
1/02/2018	212	292,9	1.198,57	4,09207921	0,106130517
1/03/2018	242	303,9	1.193,73	3,92803554	0,110562768
1/04/2018	273	273,83	1.132,33	4,13515685	0,105024911
1/05/2018	303	187,17	1.157,5	6,18421756	0,070226262
1/06/2018	334	223,83	1.395,57	6,2349551	0,069654789
1/07/2018	365	149,73	928,63	6,20203032	0,070024566
1/08/2018	395	90,67	556,7	6,1398478	0,070733754
1/09/2018	426	178,4	1.051,57	5,89445067	0,073678534
1/10/2018	456	96,57	605,5	6,27006317	0,06926477
1/11/2018	487	239,93	599,4	2,49822865	0,173840966
1/12/2018	484	220,03	1.364,17	6,19992728	0,070048319
1/01/2019	514	263,03	1.473,73	5,60289701	0,077512487
1/02/2019	545	250,73	1.763	7,03146811	0,06176441

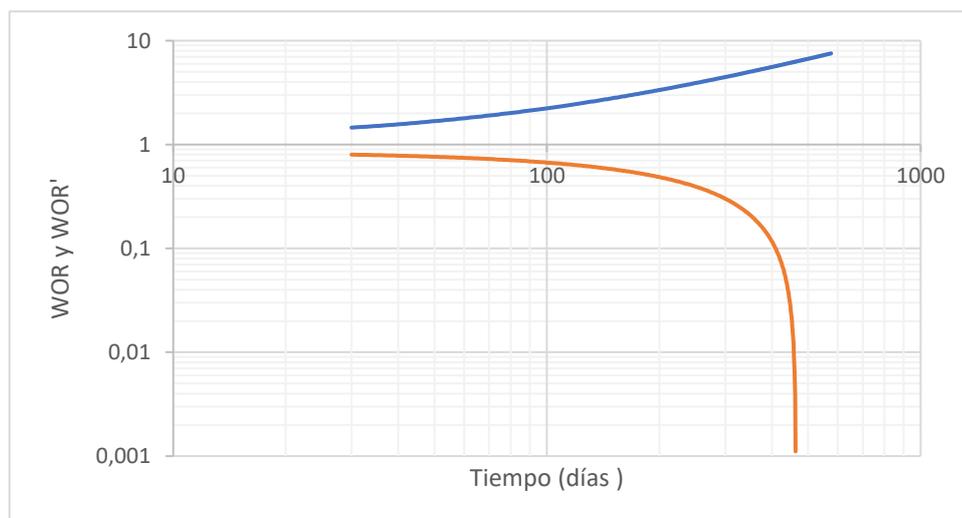


Figura 2.15. Curva de Chan del pozo FICT 2
Elaborado por: (Vega & Erazo, 2020)

2.4.6.1. Análisis del problema

La figura 2.15. representa las curvas de Chan del Pozo FICT 2. Las curvas presentan pendientes contrarias, en base a los modelos tipo, nos indican que hay presencia de una **conificación**, la cual empieza a desarrollarse a partir de los 300 días de producción.

2.4.7. Descripción del tratamiento implementado en el pozo FICT 2

2.4.7.1. Fluido a utilizar

2.4.7.1.1. Zone Treatment RPM

Este polímero de base de agua nos ayuda a cambiar la permeabilidad de la roca. Su principal característica es adherirse fácilmente a la superficie de la roca con lo cual atrae al agua y restringe su flujo. Esta restricción selectiva del agua reduce considerablemente su permeabilidad relativa a la roca, de este modo la producción de agua disminuye significativamente.

Este tratamiento tiene una efectividad en temperaturas de entre 210 °F a 260°F. la eficiencia está limitada por el tipo de roca y las propiedades petrofísicas de la arenisca.

La solución de este tratamiento está conformada se indica en indican en la siguiente tabla:

Tabla 2.16. Soluciones que constituyen el Zone Treatment RPM
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

Zone treatment RPM (RECETA)					
10500,00 GAL= 250,00 lbs					
	Descripción	Concentración		Cantidades de compuesto	
	Agua fresca	100	Gal/ton	10.500	Gal
M117	Cloruro de potasio	168	Lbs/ton	1.754	Lb
B219	Polímero B219	20	Ga/on l	210	Lb

El nuevo producto RPM es un STP (Synthetic Ter-Polymer) que tiene afinidad por el agua (hidrófilo) y no puede mezclarse con aceites, son de peso molecular moderado. El terpolímero usa un monómero que es sulfonado lo que permite que sean abiertos a las aguas de formación que tienen altas concentraciones Ca^{+2} y Mg^{+2} . Este polímero regulariza el tamaño del diámetro de la garganta del poro.

El mecanismo de este polímero se basa en el principio de la atracción electrostática entre la superficie de la formación y la capa de agua, la atracción electrostática impide el flujo o movimiento de la capa de agua. El STP crea una estructura tridimensional débil en los poros reduciendo así el diámetro efectivo de la garganta del poro dando lugar al flujo de petróleo sin obstrucciones (Dawson, S. Campbell, Kalfayan, Malone, & BJ Services Company, 2003).

2.5. Simulación de la operación de inyección del RPM

2.5.1.1. Procedimiento de la operación de inyección

Para hacer la operación de inyección del polímero RPM seguimos el siguiente procedimiento:

1. Asegurar tener los recursos necesarios para que se realicen los estudios, mecanismos y análisis para la identificación de los peligros y riesgos que podrían estar expuestos los trabajadores y el medio ambiente.
2. Ubicar las unidades de coiled tubing instalando tuberías superficiales fijas al suelo e instalar cubetos contra derrames antes de iniciar operaciones.
3. Todas las estructuras y equipos deben estar correctamente puestos en tierra verificando que la grúa debe estar nivelada antes de iniciar la operación.

4. El montacargas o la grúa deben utilizar cables gruesos para las cargas pesadas que vayan a ser suspendidas.
5. Realizar una reunión de seguridad pre-operación, verificando que todo el personal este enterado del trabajo que se va a ejecutar.
6. Efectuar pruebas de presión a las tuberías superficiales con 300 – 5.000 psi y efectuar pruebas de presión a los adaptadores del cabezal de pozo, válvulas, BOP con 300 – 3.000 psi durante 10 minutos para detectar y eliminar posibles fugas.
7. Realizar y registrar pruebas de tensión en conectores de 1,5 pulgadas para Coiled Tubing, probar con 10.000 libras.
8. Instalar el BHA (Bottom Hole Assembly).
9. Realizar la conexión de la cabeza inyectora sobre el BOP, realizar correlación de profundidad, tomando en cuenta la longitud de ensamblaje de fondo y los datos del pozo.
10. Efectuar pruebas de presión espacios anulares del BOP, stripper, lubricadores y tubería flexible con 300 – 3.000 psi. Luego hacer una prueba de presión a la válvula check con una presión diferencial de 1.500 psi.
11. Hacer cambios de fluidos, el fluido del Coiled Tubing por agua salada e igualar presiones, teniendo en cuenta que la capacidad del Coiled Tubing es de 25,10 barriles.
12. Abrir la válvula master y comenzar a bajar el Coiled Tubing sin ningún tipo de bombeo a una velocidad de 5 o 10 pies por minuto (hasta pasar los primeros 200 pies) y luego aumentar la velocidad a 60 o 80 pies por minuto verificando que no exista ningún tipo de cambios bruscos. Continuar bajando hasta los perforados o profundidad objetivo.
13. Bombear 15 barriles de NH₄CL con una concentración del 2% + U066 + W054 desplazando con salmuera de cloruro de amonio.

14. Realizar pruebas de inyectividad e informar los resultados al encargado de la operación antes de proceder con la estimulación.
15. Para comenzar la estimulación primero se debe abrir anulares y llenar el espacio anular bombeando el tratamiento. Una vez que esté lleno el espacio anular cerrar anulares para que exista una presión para el forzamiento.
16. Iniciar el forzamiento del tratamiento hasta los perforados a 0,50 barriles por minuto. Teniendo en cuenta que la presión máxima de inyección es de 1.800 psi.
17. Luego de haber terminado el desplazamiento del tratamiento, abrir la válvula wing, desfogar presiones y retirar el Coiled Tubing hasta superficie.
18. Y finalmente el pozo debe quedar completamente cerrado por 12 horas aproximadamente por acción del Zone treatment RPM, para luego ser activado.

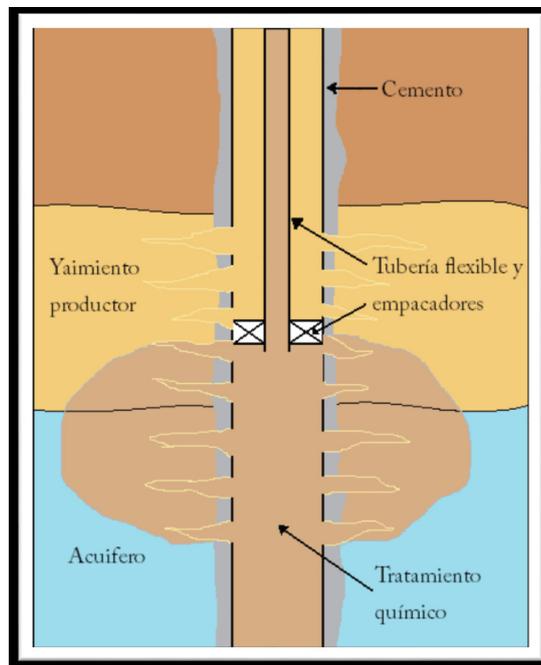


Figura 2.16. Inyección de tratamiento químico con ayuda de tubería flexible y empacador recuperable
Fuente: (Hernández, 2010)

CAPÍTULO 3

3. DESARROLLO Y ANÁLISIS

3.1. Desarrollo

Hemos tomado como pozo guía o referencia, al pozo FICT 2 ya que fue un pozo en donde se habían aplicado este método de tratamiento con Modificadores de Permeabilidad Relativa y además este pozo tiene las mismas características del pozo FICT 1 en la cual estamos haciendo el estudio para la implementación del tratamiento.

Basándonos en los resultados del pozo FICT 2 tenemos lo siguiente:

3.1.1. Penetración radial para el pozo FICT 2

Para determinar el volumen del tratamiento RPM para tener una penetración de 8 ft en las zonas afectadas, considerando una porosidad del 13%. En la siguiente table tenemos los datos para el cálculo del volumen del tratamiento químico:

Tabla 3.17. Datos para el cálculo del volumen del tratamiento químico para el pozo FICT 2
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

DATOS PARA EL CÁLCULO DEL VOLUMEN		
Intervalo de perforación	50	ft
Penetración	8	ft

3.1.1.1. Volumen requerido para todo el intervalo

- **Volumen de tratamiento requerido**

$$V_{requerido} = \pi * r^2 * h \quad (3.12)$$

$$V_{requerido} = \pi * (8 \text{ ft})^2 * (50 \text{ ft})$$

$$V_{requerido} = 10.053,09 \text{ ft}^3$$

- **Volumen de tratamiento requerido en barriles**

$$V_{requerido(bbls)} = \frac{V_{requerido}}{5.614} \quad (3.13)$$

$$V_{requerido(bbls)} = \frac{10.053,09}{5.614}$$

$$V_{requerido(bbls)} = 1.790,71 \text{ bbls}$$

- **Volumen de tratamiento requerido en barriles por pie de reservorio**

$$V_{requerido(bbls/ft)} = \frac{V_{requerido(bbls)}}{h} \quad (3.14)$$

$$V_{requerido(bbls/ft)} = \frac{1.790,71 \text{ bbls}}{50 \text{ ft}}$$

$$V_{requerido(bbls/ft)} = 35,81 \text{ bbls/ft}$$

- **Volumen efectivo**

$$V_{requerido} = \pi * r^2 * h * \emptyset \quad (3.15)$$

$$V_{requerido} = \pi * (8ft)^2 * (50) * (0,13)$$

$$V_{requerido} = 1.306,9 \text{ ft}^3 = 232,79 \text{ bbls}$$

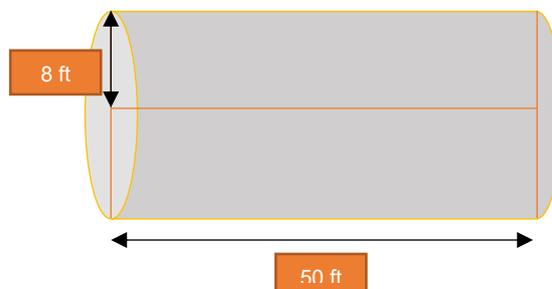


Figura 3.17. Volumen requerido para el tratamiento del pozo FICT2

Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

Los intervalos considerados son: 9.522 ft – 9.528 ft; 9.528 ft – 9.536 ft; 9.557 ft – 9.585 ft de profundidad

3.1.2. Prueba de inyectividad para el pozo FICT 2

Durante la prueba de inyectividad realizada con el Zone Treatment RPM se obtuvieron los siguientes resultados para el pozo FICT 2. Tomando

en cuenta que la presión máxima de inyección es de 1.800 psi y se inyecta a un caudal considerado de 0,3 a 0,5 barriles por minuto hasta los perforados. Para que haya un forzamiento y que el tratamiento pueda entrar al yacimiento, se inyecta a un caudal de 0,8 barriles por minuto considerando que es un caudal bueno de inyección. Tenemos 1.790,71 barriles de volumen de fluido del tratamiento a inyectar. Entonces el tiempo que demora para inyectar todo el fluido es de 2.238,38 minutos aproximadamente 37 horas a una presión de 1.400 psi.

Tabla 3.18. Datos de prueba de inyectividad para el pozo FICT 2

Fuente: (García Hidalgo, 2016)

Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

CAUDAL (bbls/min)	PRESIÓN (psi)	VOLUMEN INYECTADO (bbls)
0,3	60	1
0,5	600	1,5
0,8	1.400	5,5

3.1.3. Historial de producción del pozo FICT 2 después del tratamiento RPM

Tabla 3.19. Historial de producción del pozo FICT 2 después del tratamiento RPM

Fuente: (García Hidalgo, 2016)

Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL POZO FICT 2			
FECHA	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN DE AGUA (BAPD)	BSW (%)
01/04/2019	427,03	1.586,7	78,80
01/05/2019	409,56	1.604,17	79,66
01/06/2019	391,91	1.621,82	80,54
01/07/2019	374,07	1.639,66	81,42
01/08/2019	356,04	1.657,69	82,32
01/09/2019	337,80	1.675,93	83,23
01/10/2019	319,37	1.694,36	84,14
01/11/2019	300,73	1.713,00	85,07
01/12/2019	281,88	1.731,85	86,00

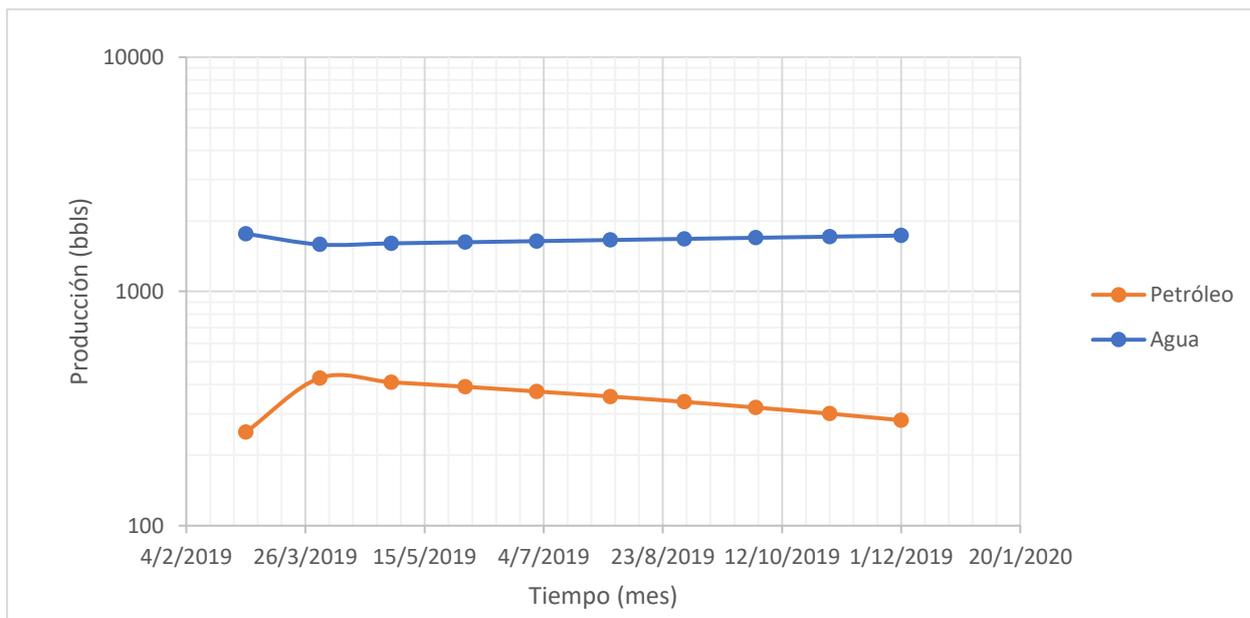


Figura 3.18. Curvas de declinación del pozo FICT 2 después del tratamiento
 Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

3.1.3.1. Análisis de la producción del pozo FICT 2 después del tratamiento

En los primeros períodos el pozo mantuvo una producción superior a 500 barriles de petróleo por día, luego la producción cae inferior a 300 barriles de petróleo por día, por efecto de la intrusión de agua donde verificamos por medio de las curvas de chan que hubo una conificación.

Después del tratamiento, el pozo FICT 2 incrementa de 250,73 barriles de petróleo por día a 427,03 barriles de petróleo por día manteniendo una producción de petróleo superior a 100 barriles de petróleo por día y también notamos que existe una disminución de la producción de agua del 10% luego de haber aplicado este tratamiento químico. Después de pasar los días vamos a tener un aumento de producción de agua del 1,11% anual.

3.1.4. Penetración radial para el pozo FICT 1

Para determinar el volumen del tratamiento RPM para tener una penetración de 9 ft en las zonas afectadas, considerando una porosidad del 13%. En la siguiente tabla tenemos los datos para el cálculo del volumen del tratamiento químico:

Tabla 3.20. Datos para el cálculo del volumen del tratamiento químico para el pozo FICT 1
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

DATOS PARA EL CÁLCULO DEL VOLUMEN		
Intervalo de perforación	30	ft
Penetración	9	ft

3.1.4.1. Volumen requerido para todo el intervalo

- **Volumen de tratamiento requerido**

$$V_{requerido} = \pi * r^2 * h \quad (3.16)$$

$$V_{requerido} = \pi * (9 \text{ ft})^2 * (30 \text{ ft})$$

$$V_{requerido} = 7.634,07 \text{ ft}^3$$

- **Volumen de tratamiento requerido en barriles**

$$V_{requerido(bbls)} = \frac{V_{requerido}}{5,614} \quad (3.17)$$

$$V_{requerido(bbls)} = \frac{7.634,07}{5,614}$$

$$V_{requerido(bbls)} = 1.359,83 \text{ bbls}$$

- **Volumen de tratamiento requerido en barriles por pie de reservorio**

$$V_{requerido(bbls/ft)} = \frac{V_{requerido(bbls)}}{h} \quad (3.18)$$

$$V_{requerido(bbls/ft)} = \frac{1.359,83 \text{ bbls}}{30 \text{ ft}}$$

$$V_{requerido(bbls/ft)} = 45,33 \text{ bbls/ft}$$

- **Volumen efectivo**

$$V_{requerido} = \pi * r^2 * h * \phi \quad (3.19)$$

$$V_{requerido} = \pi * (9ft)^2 * (30) * (0,13)$$

$$V_{requerido} = 992,43 \text{ ft}^3 = 176,77 \text{ bbls}$$

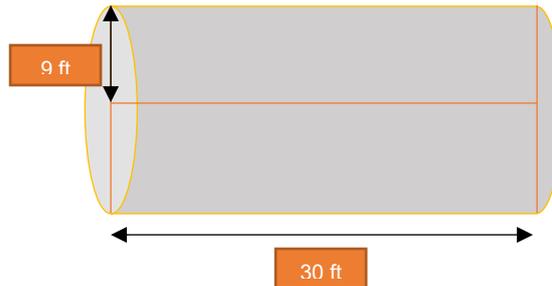


Figura 3.19. Volumen requerido para el tratamiento del pozo FICT 1
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

Los intervalos considerados son: 10.312 ft – 10.316 ft; 10.324 ft – 10.329 ft; 10.344 ft – 10.350 ft de profundidad.

3.1.5. Prueba de inyektividad para el pozo FICT 1

Durante la prueba de inyektividad realizada con el Zone Treatment RPM se obtuvieron los siguientes resultados para el pozo FICT 1. Tomando en cuenta que la presión máxima de inyección es de 1.800 psi y se inyecta a un caudal considerado de 0,3 a 0,5 barriles por minuto hasta los perforados. Para que haya un forzamiento y que el tratamiento pueda entrar al yacimiento, se inyecta a un caudal de 0,8 barriles por minuto considerando que es un caudal bueno de inyección. Tenemos 1.359,8 barriles de volumen de fluido del tratamiento a inyectar. Entonces el tiempo que demora para inyectar todo el fluido es de 1.699,75 minutos aproximadamente 28 horas a una presión de 1.470 psi, ya que los perforados se encuentran más profundos de 10.312 ft – 10.350 ft.

Tabla 3.21. Datos de prueba de inyectividad para el pozo FICT 1
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

CAUDAL (bbls/min)	PRESIÓN (psi)	VOLUMEN INYECTADO (bbls)
0,3	60	1
0,5	600	1,5
0,8	1.470	7,5

3.1.5. Historial de producción del pozo FICT 1 después del tratamiento RPM

Tabla 3.22. Historial de producción del pozo FICT 1 después del tratamiento RPM
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL POZO FICT 1			
FECHA	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN DE AGUA (BAPD)	BSW (%)
Última fecha de producción ANTES del tratamiento			
31/12/2019	101	11.899	99,15
DESPUÉS del tratamiento			
01/01/2020	702,00	11.298	94,15
02/01/2020	701,63	11.298,3651	94,153
03/01/2020	701,27	11.298,7303	94,156
04/01/2020	700,90	11.299,0954	94,159
05/01/2020	700,54	11.299,4605	94,162
06/01/2020	700,17	11.299,8257	94,165
07/01/2020	699,81	11.300,1908	94,168
08/01/2020	699,44	11.300,5559	94,171
09/01/2020	699,08	11.300,9211	94,174
10/01/2020	698,71	11.301,2862	94,177
11/01/2020	698,35	11.301,6513	94,180
12/01/2020	697,98	11.302,0164	94,183
13/01/2020	697,62	11.302,3816	94,187
14/01/2020	697,25	11.302,7467	94,190
15/01/2020	696,89	11.303,1118	94,193
16/01/2020	696,52	11.303,4772	94,196
17/01/2020	696,16	11.303,8421	94,199
18/01/2020	695,79	11.304,2072	94,202
19/01/2020	695,43	11.304,5724	94,205

20/01/2020	695,06	11.304,9375	94,208
21/01/2020	694,70	11.305,3026	94,211
22/01/2020	694,33	11.305,6678	94,214
23/01/2020	693,97	11.306,0329	94,217
24/01/2020	693,60	11.306,3980	94,220
25/01/2020	693,24	11.306,7632	94,223
26/01/2020	692,87	11.307,1283	94,226
27/01/2020	692,51	11.307,4934	94,229
28/01/2020	692,14	11.307,8586	94,232
29/01/2020	691,78	11.308,2237	94,235
30/01/2020	691,41	11.308,5888	94,238
31/01/2020	691,05	11.308,9539	94,241

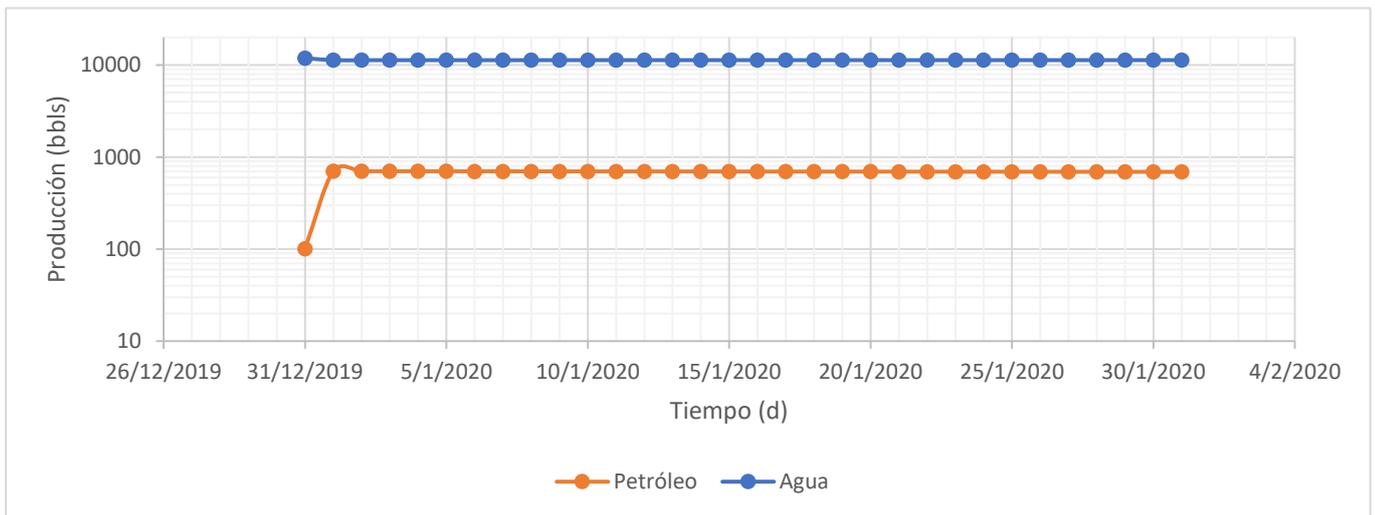


Figura 3.20. Curvas de declinación de la producción del pozo FICT 1 después del tratamiento
 Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

3.1.5.1. Análisis de la producción del pozo FICT 1 después del tratamiento

En los primeros períodos el pozo mantuvo una producción superior a 500 barriles de petróleo por día, luego la producción cae inferior a 300 barriles de petróleo por día, por efecto de la intrusión de agua donde verificamos por medio de las curvas de chan que hubo una **conificación**.

Después del tratamiento, el pozo FICT 1 incrementa de 101 barriles de petróleo por día a 702 barriles de petróleo por día manteniendo una producción de petróleo superior a 600 barriles de petróleo por día y también notamos que existe una ligera disminución de la producción de agua luego de haber aplicado este tratamiento químico. La producción de agua disminuyo el 5%, y con el pasar de los días el agua vuelve a tener un aumento de producción de agua a una relación de 0,00304% por día.

3.1.6. Análisis de las curvas de permeabilidad relativa

Para este proyecto la permeabilidad juega un papel muy importante para la inyección de este polímero ya que debemos ver la factibilidad de la invasión del yacimiento. En efecto, cuanto mayor sea la saturación de petróleo en el yacimiento al comienzo de la invasión mayor será la eficiencia de recobro, y si este es elevado, es decir si el petróleo es sobrepasado por el agua será menor la eficiencia de recobro. Dentro de este estudio la viscosidad y las permeabilidades relativas de la roca del yacimiento son de mayor importancia ya que ambos afectan a la razón de movilidad.

En este caso al no tener un estudio de laboratorio ya que es un trabajo un poco costoso, no se ha realizado las pruebas de laboratorio para conocer las permeabilidades relativas. Ya que en primer lugar debemos sacar un núcleo del yacimiento como muestra para este estudio y posteriormente en laboratorio someterles pruebas a condiciones de yacimiento.

Por ausencia de datos de permeabilidad relativa, en esta situación se puede usar las siguientes ecuaciones que han sido desarrolladas para estimar las permeabilidades relativas en un sistema de petróleo y agua humectado por agua. Smith (Smith, 1966) propone las siguientes ecuaciones:

$$Krw = S_w^4 \left(\frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir}} \right)^{1.2} \quad (3.20)$$

$$Kro = \left(1 - \frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir} - S_{or}} \right)^2 \quad (3.21)$$

Para efectos de este estudio usaremos el siguiente ejemplo. Tenemos una variación de saturación de agua de 25% hasta un 70%. Con una saturación de agua irreducible del 25%.

Tabla 3.23. Datos para las curvas de permeabilidades relativas Antes del tratamiento
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

Sw	Krw	kro	Swr	Sor
0,25	0,0000	0,5650	0,25	0,75000
0,30	0,0020	0,4180		0,60855
0,35	0,0150	0,3000		0,52890
0,40	0,0250	0,2180		0,46862
0,45	0,0400	0,1440		0,42769
0,50	0,0600	0,0920		0,39116
0,55	0,0820	0,0520		0,36138
0,60	0,1180	0,0270		0,33118
0,65	0,1530	0,0090		0,30808
0,70	0,2000	0,0000		0,30000

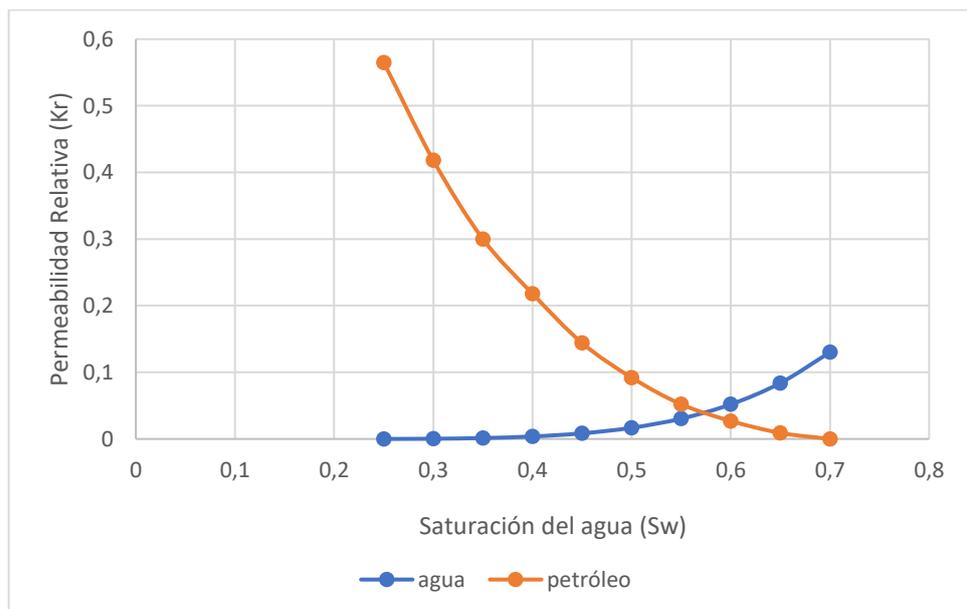


Figura 3.21. Curva de permeabilidades relativas Antes del tratamiento
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

En la figura 3.21. podemos observar con las curvas de las permeabilidades relativas del yacimiento es mojado relativamente al agua.

Una vez que se aplica este polímero del RPM tendremos un aumento de la saturación del petróleo residual del 0,05%. Y la saturación de agua irreducible se reduce a un 15%. Esta reducción se produce porque el polímero atrapa al agua obstruyendo su paso para su respectiva producción. Y va a haber un aumento de producción de petróleo ya que el agua le dejará un paso libre. Por tanto, el cambio de las permeabilidades relativas cambiará de la siguiente manera.

Tabla 3.24. Datos para las curvas de permeabilidades relativas Después del tratamiento
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

Sw	krw	kro	Swr	Sor
0,25	0,000299542	0,23430	0,15	0,80000
0,30	0,001010396	0,14920		0,65855
0,35	0,002643659	0,09282		0,57890
0,40	0,005894748	0,06030		0,51862
0,45	0,011751488	0,03772		0,47769
0,50	0,02155058	0,02071		0,44116
0,55	0,037035656	0,00775		0,41138
0,60	0,060416743	0,00161		0,38118
0,65	0,094431029	0,00027		0,35808
0,70	0,142404816	0,00000		0,35000

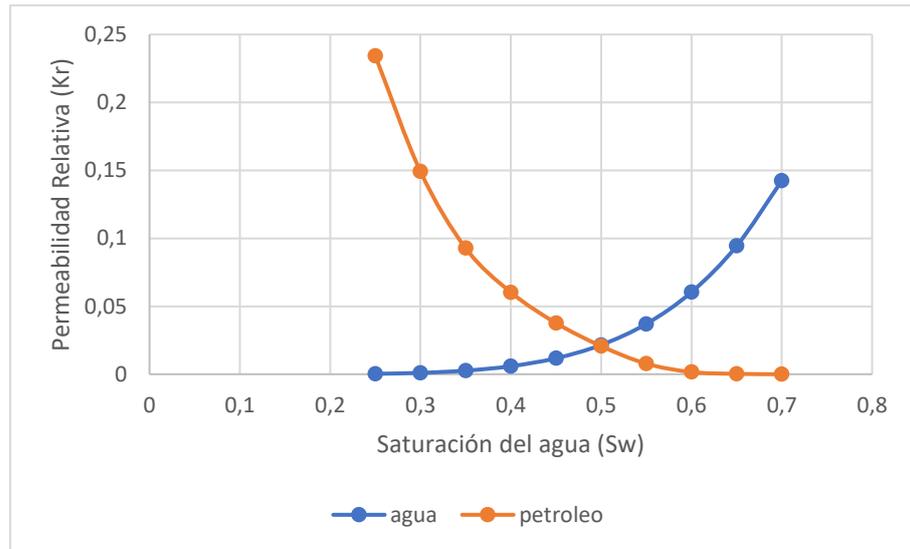


Figura 3.22. Curva de permeabilidades relativas Después del tratamiento
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

En la figura 3.22. podemos observar que hubo un cambio en las permeabilidades relativas, pero sigue siendo un yacimiento mojado al agua, habiendo un aumento de producción de petróleo. Esto sucede por lo que hay una gran producción de agua y únicamente obstruyó cierto porcentaje de la producción del agua para dar paso a la producción de petróleo.

3.2. Análisis económico

El análisis económico está basado en una aproximación de los costos, utilidades e inversiones del proyecto, todo esto con referencia a los Flujo Neto de Caja, Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno y el tiempo de recuperación de la inversión.

Antes de avanzar con el análisis, debemos establecer los siguientes parámetros económicos:

Tabla 3.25. Parámetros económicos
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

Parámetro	Valor
Límite de producción para cada pozo	90 BOPD
Costo de operación por Barril de fluido producido	\$9,50
Precio del barril crudo Napo (Proforma 2020 estado ecuatoriano)	\$51
Impuesto a la renta	24%
Tasa de actualización anual	12%

Para conocer los ingresos que obtendremos al aplicar este tratamiento realizamos una proyección de producción del pozo FICT 1 con un aumento del 1,11% anual de la producción de agua, la cual mostramos en la tabla 3.24. Teniendo como producción mensual de petróleo promedio de 20.901,17 Barriles de petróleo.

Tabla 3.26. Producción acumulada mensual del pozo FICT 1 después del tratamiento
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL POZO FICT 1			
FECHA	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN DE AGUA (BAPD)	BSW (%)
1/1/2020	702,00	11.298,0000	94,15
2/1/2020	701,63	11.298,3651	94,153
3/1/2020	701,27	11.298,7303	94,156
4/1/2020	700,90	11.299,0954	94,159
5/1/2020	700,54	11.299,4605	94,162
6/1/2020	700,17	11.299,8257	94,165
7/1/2020	699,81	11.300,1908	94,168
8/1/2020	699,44	11.300,5559	94,171
9/1/2020	699,08	11.300,9211	94,174
10/1/2020	698,71	11.301,2862	94,177
11/1/2020	698,35	11.301,6513	94,180
12/1/2020	697,98	11.302,0164	94,183
13/1/2020	697,62	11.302,3816	94,187
14/1/2020	697,25	11.302,7467	94,190
15/1/2020	696,89	11.303,1118	94,193
16/1/2020	696,52	11.303,477	94,196
17/1/2020	696,16	11.303,8421	94,199

18/1/2020	695,79	11.304,2072	94,202
19/1/2020	695,43	11.304,5724	94,205
20/1/2020	695,06	11.304,9375	94,208
21/1/2020	694,70	11.305,3026	94,211
22/1/2020	694,33	11.305,6678	94,214
23/1/2020	693,97	11.306,0329	94,217
24/1/2020	693,60	11.306,398	94,220
25/1/2020	693,24	11.306,7632	94,223
26/1/2020	692,87	11.307,1283	94,226
27/1/2020	692,51	11.307,4934	94,229
28/1/2020	692,14	11.307,8586	94,232
29/1/2020	691,78	11.308,2237	94,235
30/1/2020	691,41	11.308,5888	94,238
PRODUCCION ACUMULADA MENSUAL	20.901,17	339.098,832	94,194

3.2.1. Inversión de la operación del tratamiento químico RPM

3.2.1.1. Costo del tratamiento

El costo del tratamiento va basado en la cantidad de barriles que se van a necesitar para inyectar.

En el pozo FICT 1 vamos a necesitar un volumen de 1.359,80 bbls

- **Costo del tratamiento químico**

$$\text{Costo del químico} = \text{Volumen de tratamiento} \quad (3.22)$$

$$* \text{Costo del barril de tratamiento}$$

$$\text{Costo del químico} = 1.360 \text{ bbl} * 90 \frac{\text{USD}}{\text{Bbl}}$$

$$\text{Costo del químico} = \$122.400$$

- **Costos operativos y otros egresos**

$$\text{Equipos de Coiled Tubing} = \$20.000 \quad (3.23)$$

$$\text{Servicio de bombeo} = \$11.000$$

$$\text{Fluidos de Limpieza} = \$8.000$$

Otros gastos = \$31.000

Costos operativos y otros egros = \$70.000

- **Costo total del tratamiento**

*Costo total del tratamiento = Costo del químico +
costos operativos y otros egros* (3.24)

Costo total del tratamiento = \$122.400 + \$70.000

Costo total del tratamiento = \$192.400

3.2.1.2. Metodología del calculo

Mediante el análisis de los siguientes parámetros determinaremos la rentabilidad del proyecto:

- Valor Actual Neto
- Tasa Interna de Retorno
- Tiempo de recuperación
- Relación costo beneficio

3.2.1.2.1. Valor Actual Neto (VAN)

Este parámetro es un criterio de inversión, el cual describe los cobros y pagos de un proyecto, con esto tendremos el conocimiento de las ganancias o pérdidas de la inversión. El VAN nos permite conocer la rentabilidad absoluta del proyecto. Para eso se necesitan todos los flujos de caja que se han tenido y descontado todos tipos de interés e impuestos.

El VAN viene expresado matemáticamente de la siguiente forma:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)^1} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad (3.25)$$

F_t = flujos de dinero en cada t

I_0 = es la inversión inicial ($t = 0$)

n = numero de periodos de tiempo

k = descuentos o intereses

De esto se obtiene 3 posibles escenarios:

$VAN > 0$, el proyecto generará una utilidad con los cobros actualizados, con impuestos, tasas y pagos de la inversión.

$VAN = 0$, la realización del proyecto es indiferente, la inversión no generará ni ganancias ni pérdidas.

$VAN < 0$, el proyecto es una pérdida, no tendrá beneficios, ni utilidades.

Procedemos con el cálculo, por lo que realizamos una proyección por 24 meses de la producción de petróleo, (tiempo aproximado de lo que dura el tratamiento). Esta proyección tiene una declinación de 12% mensual. Al obtener la producción estimada mensual podemos obtener los ingresos económicos por barril y conociendo los costos e impuestos podemos obtener el flujo de caja, el cual lo realizamos de la siguiente manera:

Variables:

A= Producción de petróleo mensual

W= Producción de agua mensual

B= \$51 Precio del Petróleo Promedio

C= \$9,50 Precio por barril producido

D= 24% Impuesto a la renta

k= 0,01 tasa de actualización mensual

CW= costo de inyección de agua

F= Flujo de caja

Tabla 3.27. Flujo de caja con producción proyectada para dos años del pozo FICT 1 y cálculo de VAN

Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

Periodos	FLUJO DE CAJA					$\frac{F_t}{(1+k)^t}$
	Producción de Petróleo Mensual	Producción de agua mensual	Producción mensual * precio de barril menos el costo por producción	Costo Inyección de agua = Producción agua * 0,30	Ingreso de venta de petróleo – costos e iva	
t	A	W	G=A*(B-C)	CW= W *0,30	F=G-(G*0,24)-CW	
1	20.901,15	339.098,83	867.397,73	101.729,65	557.492,62	551.972,89
2	20.761,81	339.238,19	861.615,07	101.771,46	553.056,00	542.158,61
3	20.623,40	339.376,60	855.870,97	101.812,98	548.648,96	532.513,27
4	20.485,91	339.514,09	850.165,17	101.854,23	544.271,30	523.034,02
5	20.349,33	339.650,67	844.497,40	101.895,20	539.922,82	513.718,04
6	20.213,67	339.786,33	838.867,42	101.935,90	535.603,34	504.562,57
7	20.078,91	339.921,09	833.274,97	101.976,33	531.312,65	495.564,90
8	19.945,06	340.054,94	827.719,80	102.016,48	527.050,56	486.722,35
9	19.812,09	340.187,91	822.201,67	102.056,37	522.816,89	478.032,31
10	19.680,01	340.319,99	816.720,32	102.096,00	518.611,45	469.492,18
11	19.548,81	340.451,19	811.275,52	102.135,36	514.434,04	461.099,43
12	19.418,48	340.581,52	805.867,02	102.174,46	510.284,48	452.851,57
13	19.289,03	340.710,97	800.494,57	102.213,29	506.162,58	444.746,13
14	19.160,43	340.839,57	795.157,94	102.251,87	502.068,16	436.780,71
15	19.032,70	340.967,30	789.856,89	102.290,19	498.001,04	428.952,94
16	18.905,81	341.094,19	784.591,18	102.328,26	493.961,04	421.260,47
17	18.779,77	341.220,23	779.360,57	102.366,07	489.947,96	413.701,03
18	18.654,57	341.345,43	774.164,83	102.403,63	485.961,64	406.272,35
19	18.530,21	341.469,79	769.003,73	102.440,94	482.001,90	398.972,21
20	18.406,68	341.593,32	763.877,04	102.478,00	478.068,55	391.798,44
21	18.283,96	341.716,04	758.784,53	102.514,81	474.161,43	384.748,89
22	18.162,07	341.837,93	753.725,96	102.551,38	470.280,35	377.821,45
23	18.040,99	341.959,01	748.701,12	102.587,70	466.425,15	371.014,06
24	17.920,72	342.079,28	743.709,78	102.623,78	462.595,65	364.324,66
					$\sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$	\$10'852.115,49

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -\$192400 + \$10'852.116$$

$$VAN = \$10'659.715$$

Este resultado nos indica que el proyecto va a ser rentable, y en un determinado tiempo se va a recuperar la inversión

3.2.1.2.2. Tasa interna de retorno (TIR)

Este parámetro nos indica el porcentaje de beneficio o pérdida que va a tener la inversión para aquellos valores que aún no se recuperan del proyecto.

Para calcular el TIR, hacemos el cálculo de VAN para diferentes tasas de interés, esto lo podemos observar en la tabla 3.27. Hacemos la gráfica VAN versus tasas, cuando la curva indica VAN igual cero, ese el valor del TIR. Para poder tener el porcentaje con exactitud realizamos una interpolación de los valores de la siguiente manera

Tabla 3.28. Valor Actual Neto
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

Tasas	VAN
0%	\$12.020.740,58
1%	\$10.659.715,49
5%	\$6.502.370,89
10%	\$4.079.167,20
20%	\$2.002.419,56
30%	\$1.157.342,85
40%	\$716.107,64
50%	\$447.418,65
60%	\$266.956,33
70%	\$137.447,21
75%	\$85.504,77
80%	\$39.990,43
85%	\$-219,40
90%	\$-36.000,89
100%	\$-96.914,64

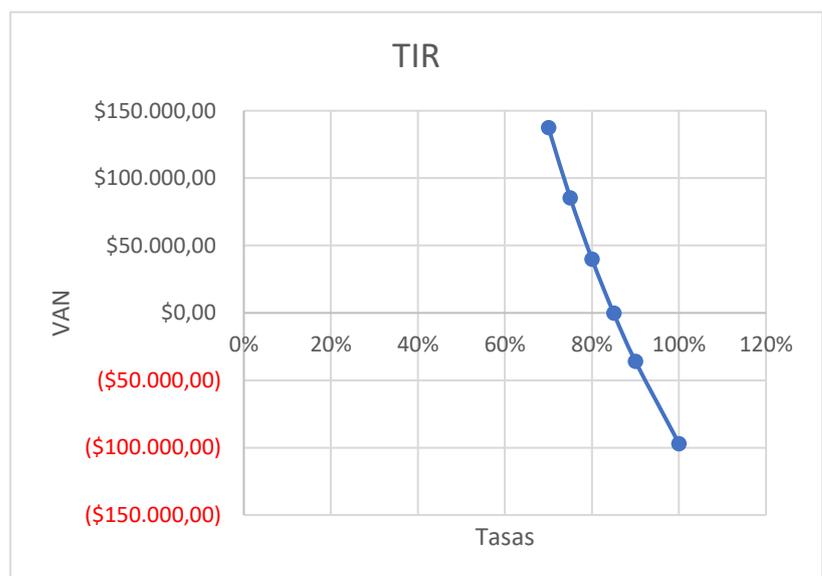


Figura 3.23. Curva Tasa Interna de Retorno
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

$$y = y_0 + \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0} (x - x_0) \quad (3.26)$$

$$y = 0,80 + \frac{0,85 - 0,80}{-219,40 + 39.990,43} (0 - 39.990,43)$$

$$y = 0,849710$$

$$TIR = 0,85$$

3.2.1.2.3. Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)

Este parámetro nos indica el tiempo en el cual se va a recuperar la inversión y con esto se empezarán a generar utilidades.

$$PRI = \frac{I_0}{F} \quad (3.27)$$

$$PRI = \frac{192.400}{557.492,62}$$

$$PRI = 0,35 \text{ meses} * \frac{30,4 \text{ días}}{1 \text{ mes}}$$

$$PRI = 10,5 \text{ días} = 11 \text{ días}$$

Por tanto, se recupera la inversión en aproximadamente 11 días.

3.2.1.2.4. Relación costo beneficio (RCB)

Esta relación nos muestra la rentabilidad del proyecto de una forma directa con los beneficios, costos e inversión.

El RCB se caracteriza de la siguiente manera:

- RCB>1, el proyecto tendrá beneficios por lo que es aceptable, se tendrá mayores ingresos que egresos.
- RCB = 1, la realización del proyecto es indiferente, los ingresos son iguales a los egresos.
- RCB<1, el proyecto tendrá pérdidas, los egresos son mayores a los ingresos, por lo que no es aconsejable realizar el proyecto.
- El RCB se expresa matemática de la siguiente manera

$$RCB = \frac{\text{Ingresos}}{\text{Costos} + \text{Inversión}} \quad (3.28)$$

Tabla 3.29. Relación Costo Beneficio
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

Periodos t	Producción /mes	Ingresos= Producción* Precio barril	Costo producción = Producción *9,50	Costo mensual para inyectar agua producida	Impuestos = Ingresos *0,24	Costos Totales =costo de producción + costos de inyección de agua + Impuestos
1	20.901,15	1.065.958,65	198.560,925	101.729,65	5.016,276	305.306,85
2	20.761,81	1.058.852,26	197.237,186	101.771,46	4.982,83416	303.991,48
3	20.623,40	1.051.793,24	195.922,271	101.812,98	4.949,61527	302.684,87
4	20.485,91	1.044.781,29	194.616,122	101.854,23	4.916,61783	301.386,97
5	20.349,33	1.037.816,08	193.318,682	101.895,20	4.883,84038	300.097,72
6	20.213,67	1.030.897,31	192.029,89	101.935,90	4.851,28144	298.817,07
7	20.078,91	1.024.024,66	190.749,691	101.976,33	4.818,93957	297.544,96
8	19.945,06	1.017.197,83	189.478,027	102.016,48	4.786,8133	296.281,32
9	19.812,09	1.010.416,51	188.214,84	102.056,37	4.754,90121	295.026,11
10	19.680,01	1.003.680,4	186.960,074	102.096,00	4.723,20187	293.779,27
11	19.548,81	996.989,195	185.713,674	102.135,36	4.691,71386	292.540,75
12	19.418,48	990.342,601	184.475,582	102.174,46	4.660,43577	291.310,47
13	19.289,03	983.740,317	183.245,745	102.213,29	4.629,3662	290.088,40
14	19.160,43	977.182,048	182.024,107	102.251,87	4.598,50375	288.874,48
15	19.032,70	970.667,501	180.810,613	102.290,19	4.567,84706	287.668,65
16	18.905,81	964.196,384	179.605,209	102.328,26	4.537,39475	286.470,86
17	18.779,77	957.768,408	178.407,841	102.366,07	4.507,14545	285.281,05
18	18.654,57	951.383,286	177.218,455	102.403,63	4.477,09781	284.099,18
19	18.530,21	945.040,73	176.036,999	102.440,94	4.447,2505	282.925,19

20	18.406,68	938.740,459	174.863,419	102.478,00	4.417,60216	281.759,02
21	18.283,96	932.482,189	173.697,663	102.514,81	4.388,15148	280.600,62
22	18.162,07	926.265,641	172.539,678	102.551,38	4.358,89713	279.449,95
23	18.040,99	920.090,537	171.389,414	102.587,70	4.329,83782	278.306,95
24	17.920,72	913.956,6	170.246,818	102.623,78	4.300,97223	277.171,57
TOTAL	464.985,57	23.714.264,1	4.417.362,92	2.452.504,32	111.596,537	6.981.463,78

Σ Ingresos	\$23.714.264,1
Σ Costos	\$6.981.463,78
Σ Costos + Inversión	\$7.173.863,78

$$RCB = \frac{\$23.714.264,1}{\$7.173.863,78}$$

$$RCB = 3,31$$

3.2.2. Costos de la operación squeeze

La operación de cementación forzada o “Squeeze”, es una operación de reacondicionamiento de pozo que se requiere de una gran inversión, en la que no solo se constituye forzar cemento a una determinada área del pozo, sino que conlleva también la preparación previa de su realización como también el análisis posterior para evaluar los resultados, los gastos más relevantes son los siguientes:

- Movilización de torre.
- Operación de torre.
- Personal (mano de obra).
- Pruebas y punzonamientos.
- Herramientas, químicos, cemento, etc.
- Servicio de asentamiento de retenedores.
- Realización de la cementación forzada.
- Evaluación de registros eléctricos.
- Completación de fondo (Salgado, 2012).

Para tener un costo total más detallado de la realización de la cementación forzada, se toma en cuenta los siguientes aspectos como:

- Distancia del campamento base de la compañía que presta el servicio a la localización del pozo donde se realizara el trabajo.
- Tiempo de espera.
- Cantidad de cemento y aditivos a utilizarse.
- Numero de personal.
- Facilidad y complejidad de la operación.
- Herramientas que se utilice (Salgado, 2012).

Estos aspectos son muy importantes de tomar en cuenta ya que influyen directamente en el costo total, por lo tanto, hablar de un costo fijo de la cementación forzada es un poco complicado, en la siguiente tabla se detalla los costos de los factores más importantes:

Tabla 3.30. Costos de la Operación de Cementación Forzada “Squeeze”

Fuente: (Salgado, 2012)

Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

SERVICIO	MATERIAL	GASTO (\$)
Movimiento de la Torre		5.000,00
Operación de la Torre		105.000,00
Supervisión y Transporte		10.000,00
Químicos	2.000,00	5.000,00
Unidad de Cable Eléctrico + TCP		150.000,00
Equipo de subsuelo		30.000,00
Unidad de Bombeo + Herramientas		40.000,00
Unidad de Wire Line		2.000,00
Vacuum		5.000,00
Contingencias (30%)		105.600,00
SUBTOTAL	2.000,00	457.600,00
TOTAL		\$459.600,00

3.2.3. Resultados

3.2.3.1. Escenarios antes y después de la operación del tratamiento químico RPM

Tomamos como referencia, los datos de producción tanto de petróleo, agua y corte de agua del pozo FICT 2 antes y después del tratamiento, con esto obtenemos los porcentajes de cuanto aumenta y cuanto disminuye cada parámetro y lo tomamos para implementarlo en nuestro pozo FICT 1. Esto se expresa en la siguiente tabla:

Tabla 3.31. Resultados del Antes y Después de aplicar el tratamiento RPM en el pozo FICT 2
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

POZO FICT 2			
	Antes del tratamiento	Después del tratamiento	Porcentaje
Petróleo (bbls/días)	250,73	427,03	+41,29%
Agua (bbls/días)	1.763	1586,7	-10%
%Corte de agua	87,55	78,80	-8,75%

Tomando como referencia la disminución del corte de agua en un 9% en el pozo FICT 2, lo implementamos en el pozo FICT 1 y los valores de producción aproximados son los siguientes:

Tabla 3.32. Resultados del Antes y Después de aplicar el tratamiento RPM en el pozo FICT 1
Elaborado por: (Vega & Erazo , 2020)

POZO FICT 1			
	Antes del tratamiento	Después del tratamiento	Porcentaje
%Corte de agua	99,15	94,15	-5%
Petróleo (bbls/días)	101	702	+85,6%
Agua (bbls/días)	11.899	11.298	-5%

Podemos observar que existe una ganancia de producción de 601 barriles de petróleo por día. Con una ganancia del casi 85,6%.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

- La implementación del tratamiento zone treatment RPM en el pozo FICT1, logró disminuir el corte de agua del 99,15% al 94,15%, lo que representa una disminución del 5%. Con esto se evidencia un incremento la producción de petróleo de 101 bbl/día a 702 bbl/día, una ganancia de 601 barriles por día, lo que representa un incremento del 85,6%, este caudal de crudo se proyecta por 2 años que es lo que dura el tratamiento, sometido a una declinación del 8% anual, dando como ganancia aproximada de 4,7M USD.
- Se necesita una inversión de 192.400 USD para generar una ganancia 4,7M USD durante 24 meses, tomando en consideración un precio por barril de petróleo de \$41,5. La relación costo beneficio nos da como resultado un 2,22 lo que nos indica que la aplicación de esta técnica en el campo ESPOL es rentable.
- El pozo FICT 1 fue seleccionado por presentar una producción con un corte muy elevado de agua. El pozo produce de una arena con muchas reservas primarias, mismas que se estaban perdiendo por la conificación de agua, ese problema fue detectado por medio de la interpretación de curvas de Chan y por presentar similares características con el pozo vecino FICT 2.
- La inversión del tratamiento modificadores de permeabilidad relativa fue de \$192.400 y la inversión de una operación de cementación forzada o “squeeze” es de \$459.600. Por tanto, al tratamiento RPM es la mejor opción para estimular pozos con excesiva producción de agua ya que es 100% sostenible tanto técnica y económicamente.

4.2. Recomendaciones

- Cuando un pozo presenta un problema tratable de producción excesiva de agua, los tratamientos de RPM se pueden aplicar mediante inyección con la unidad de coiled tubing, ya que es una operación más económica que un squeeze, el cual necesita de una torre de Workover.
- Para realizar un estudio técnico de un pozo, se debe usar data actualizada para saber el comportamiento del pozo en las últimas fechas.
- Hacer un análisis minucioso del historial de producción, características petrofísicas, datum, registros eléctricos del pozo, para poder aplicar los modificadores de permeabilidad relativa en la zona afectada o la zona inundada.
- Realizar el tratamiento químico RPM a pozos que tengan un alto corte de agua, ya que son propensos a tener problemas de una posible conificación y para descartar aquello se debe realizar las curvas de Chan.

BIBLIOGRAFÍA

- Arteaga Robles, L. (1974). Análisis de las permeabilidades relativas y su obtención en el laboratorio. *Tesis*, 1-67.
- Bhaduri, S., Cutler, J., Jayakumar, S., Gould, J., Rivera, H., Santamaría, J., . . . Hughes, B. (2014). Next Generation Relative Permeability Modifier Application in Acid Stimulation Treatments: An Effective Water Management Strategy for Mature Fields in Ecuador. *Paper SPE-170999-MS*.
- Campbell, J., Dawson, J., Kalfayan, L., Malone, M., & BJ Services Company. (2003). Development, Laboratory Testing, and First Field Applications of a New Relative Permeability Modifier to Reduce Water Production. *Paper OMC 2003*.
- Chugá Herrera, M. E. (2015). Propuestas de optimización de los sistemas de re-inyección de agua de los wellpads AMO Y WIP S1, enfocando los resultados en mejorar la eficiencia energética. *Tesis*, 7-28.
- Chung, T., SPE, Bae, W., Koh SPE, H., Oh, S., Kim, S., . . . University, S. (2012). A Sequential Polymer Injection Treatment Using RPM: Effects of Multilayer Adsorption of Cationic and Anionic Polymer. *Paper SPE 151749*.
- Crotti, M. (2002). *Blog Petrolero*. Obtenido de Promedios de curvas de permeabilidad relativa: http://blog-petrolero.blogspot.com/2008/02/promedios-de-curvas-de-permeabilidad_14.html
- Dawson, J., S. Campbell, J. A., Kalfayan, L. J., Malone, M., & BJ Services Company. (2003). Development, Laboratory Testing, And First Field Applications Of A New Relative Permeability Modifier To Reduce Water Production. *Paper OMC*, 1-7.
- Dokumen. (21 de Febrero de 2016). *Dokumen tips*. Obtenido de OFM Curvas de Chan: <https://dokumen.tips/documents/ofm-curvas-de-chan.html>
- Dunlap, D. D., Boles, J. L., & Novotny, R. J. (1986). Method for Improving Hydrocarbon/Water Ratios in Producing Wells. *Paper SPE 14822*.
- Escuela Politécnica Superior del Litoral. (31 de Julio de 2009). Obtenido de dspace: <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/6240/4/CAPITULO%201.pdf>
- Ferrer, M. P. (1984). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela.

- García Hidalgo, A. D. (2016). Estudio técnico de los modificadores de permeabilidad relativa para reducir el corte de agua y mejorar la tasa de producción de petróleo en el campo Shushufindi. *Tesis*.
- Hernández, A. (2010). *Identificación del origen y control de agua producida*. México D.F.
- Huera Aldás, J. L. (Mayo de 2013). Estudio de factibilidad técnico económica del dispositivo autónomo de control de flujo (AICD) en el Bloque 16. *Tesis*, 13-49.
- Joshi, S. (2001). Horizontal Well Applications. *Journal of Canadian petroleum Technology*.
- Novotny, R. J. (1995). Matrix Flow Evaluation Technique for Water Control Applications. *Paper SPE 030094*.
- PerfoBlogger. (8 de Septiembre de 2015). *PerfoBlogger-Drilling Blog*. Obtenido de Operaciones de Cementación en Rehabilitación de Pozos : CEMENTACION FORZADA: http://perfob.blogspot.com/2015/09/operaciones-de-cementacion-en_8.html
- Petroleros, D. E. (13 de Marzo de 2018). *Beneficios del uso de Coiled Tubing en pozos*. Obtenido de <https://www.dynadrill.com.ec/beneficios-coiled-tubing/>
- Rojas Suarez, C. A. (19 de 08 de 2011). Obtenido de <http://bdigital.unal.edu.co/4349/7/cesaraugustorojassuarez.2011.parte6.pdf>
- Salgado, T. E. (2012). ESTUDIO DE POZOS CANDIDATOS PARA REALIZAR. *Tesis* , 118-119.
- Schlumberger. (2007). Coiled Tubing Retrieval Procedure in Pictures. *Well services Propiedad Privada de SLB*.
- Smith, C. (1966). Mechanics of Secondary Oil Recovery. *Reinhold Publishing Corporation*.
- Spectrum. (11 de Noviembre de 2015). *Petrofísica*. Obtenido de Spetrum servicio técnicos México: <http://ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/>
- Sydansk, R. D., & Seright, R. S. (2007). When and Where Relative Permeability Modification Water-Shutoff Treatments Can Be Successfully Applied. *Paper SPE-99371*, 236-247.
- Vdocuments. (18 de Abril de 2015). Obtenido de Proceso curvas de chan: <https://vdocuments.mx/proceso-curvas-de-chan.html>
- Vega , E., & Erazo , F. (5 de Enero de 2020). Análisis técnico y económico para la implementación del tratamiento de pozo con modificador de permeabilidad relativa

para el retardo de la intrusión de agua y aumentar la producción de petróleo en el campo ESPOL. *Tesis*. Guayaquil, Guayas, Ecuador.

Zaitoun, A., Kohler, N., Bossie, D., Codreanu, Denys, K., & Institut Francais du Pétrole. (1999). Water Shutoff by Relative Permeability Modifiers: Lessons from Several Field Applications. *Paper SPE 56740*.