



**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENINSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:
ESTUDIO DE RECUPERACIÓN ASISTIDA MEDIANTE
PROCESOS QUÍMICOS PARA UN MEJOR FACTOR DE
RECOBRO DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEO.**

AUTORA: MARIA SOL CEVALLOS LARA.

TUTOR: ING. JOSE LUIS ZIRITT.

LA LIBERTAD-ECUADOR

2015

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENINSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETROLEO**

TEMA:

**“ESTUDIO DE RECUPERACIÓN ASISTIDA MEDIANTE
PROCESOS QUÍMICOS PARA UN MEJOR FACTOR DE
RECOBRO DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)”.**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEO.**

AUTORA: MARIA SOL CEVALLOS LARA.

TUTOR: ING. JOSE LUIS ZIRITT.

LA LIBERTAD-ECUADOR

2015

La Libertad, Agosto del 2015

Aprobación del tutor

En calidad de tutor del trabajo de investigación “Estudio de recuperación asistida mediante Procesos Químicos para un mejor factor de recobro de Petróleo Original en Sitio (POES)”, elaborado por la Srta. María Sol Cevallos Lara, egresada de la Carrera de Ingeniería en Petróleo., Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniera en Petróleo, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado. Apruebo en todas sus partes.

Atentamente,

Ing. José Luis Ziritt.

Certificado del Gramatólogo

Certificado del sistema Urkund

La libertad, Agosto del 2015

Autoría de tesis

Yo, María Sol Cevallos Lara, con cedula de identidad N^o.0924083983, egresada de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleo, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, en mi calidad de Autor del Trabajo de Investigación **ESTUDIO DE RECUPERACIÓN ASISTIDA MEDIANTE PROCESOS QUÍMICOS PARA UN MEJOR FACTOR DE RECOBRO DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)**, me permitió certificar que lo escrito en este trabajo investigativo es de mi autoría a excepción de las citas bibliográficas utilizadas en este proyecto.

Atentamente,

.....
María Sol Cevallos Lara

C. I. 0924083983

Dedicatoria

Con inmenso amor quiero dedicar este trabajo a mi abuela Lida Haro, fue gracias a tu apoyo y solícitos consejos que logre culminar con éxito esta carrera universitaria. Aquellos consejos que llegaron en el momento oportuno; por las noches de desvelo acompañando mi esfuerzo por cumplir mis tareas, la fuerza que me dabas y el aliento para seguir adelante, cuando ya no podía más y quería renunciar a este hermoso sueño que hoy es una realidad.

A mis padres José y Wilffree ya que gracias a ellos nací y crecí siendo la mujer, hija, nieta y profesional que seré de ahora en adelante.

Y finalmente a Dios al más importante, Dios mi dador de vida, inteligencia y humildad.

María Sol Cevallos Lara.
Autor

Agradecimiento

Siendo la gratitud el don máspreciado del ser humano, quiero ser agradecida con todos y cada una de las personas que de una u otra manera me alentaron, me apoyaron a comenzar y culminar esta carrera universitaria.

A Dios infinitas gracias porque tocaste cada mañana mi corazón para empezar cada día con entusiasmo y con fuerza para vencer cada meta y crecer como profesional.

A mis padres José y Wilffree, abuelos paternos Mariana y Rene, a mis tíos Pamela, Carlos, Tamara y Silvana por su orientación y apoyo porque al despertar siendo una bachiller no sabía qué camino seguir y ustedes vieron en mí a la Ingeniera que hoy soy y confiaron en que lo lograría.

A mis maestros todos y cada uno de ellos por procurarme las mejores enseñanzas y dirigirme con conocimientos de alto nivel, a mi querida Universidad Estatal Península de Santa Elena por abrirme sus puertas y hacerme de mi no solo una profesional en el campo petrolero sino una profesional a carta cabal, humana y sensible ante el devenir de la vida.

Y un agradecimiento especial a mi tutor José Luis Ziritt, su profesionalismo, rectitud y firmeza fueron claves en la realización de mi tesis, y no podía faltar a uno de los mejores líderes y maestros que he conocido, al Ing. Alamir Álvarez, un profesional de óptimo nivel de quien aprendí a ser responsable, creativa pero sobre todo a compartir mis conocimientos con todos y cada uno de mis compañeros. Gracias por exigirme siempre más, por creer en mí y encaminarme a ser una profesional capaz y segura de lo que sé y de lo que aprendí.

María Sol Cevallos Lara.
Autor

Tribunal De Grado

Ing. Alamir Álvarez Loor.
DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Carlos Portilla Lazo
DIRECTOR DE LA CARRERA DE
INGENIERIA EN PETROLEO

Ing. José Luis Ziritt
DOCENTE – TUTOR

Ing. Carlos Malave.
PROFESOR DE AREA

Abg, Joe Espinoza Ayala.
SECRETARIO GENERAL

Índice General

Aprobación del tutor.....	iii
Certificado del Gramatólogo.....	iv
Certificado del sistema Urkund	v
Autoría de tesis.....	vi
Dedicatoria	vii
Agradecimiento.....	viii
Tribunal De Grado	ix
Índice General.....	x
Índice De Figuras.....	xiii
Índice De Diagramas	xiv
Índice De Formulas.....	xv
Abreviaturas.....	xv
Glosario.....	xvii
Resumen Ejecutivo.....	xix
Introducción.....	xx

CAPITULO I GENERALIDADES

1.1 Tema de Investigación.....	1
1.2 Planteamiento y formulación del problema	1
1.3 Justificación del problema	5
1.4 Objetivos	7
1.4.1 Objetivo general	7
1.4.2 Objetivo específicos.....	7
1.5 Hipótesis	7
1.5.1 Variable independiente:	7
1.5.2 Variable dependiente:	7
1.6 Metodología:	8
1.6.1 Tipo y diseño de la investigación:	8
1.6.2 Método de investigación a emplearse	8
1.6.2.1 Método general:	8
1.6.2.2 Método Específico:	8
1.7 Modalidad:.....	8
1.7.1 Técnicas:.....	8

1.7.2 Instrumentos:	8
1.8 Metodología y desarrollo de la investigación:	8

CAPITULO II MARCO TEORICO

2.1 Introducción a la recuperación mejorada	10
2.2 Introducción a los procesos químicos de recuperación asistida.....	15
2.3 Fundamentos teóricos	16
2.3.1 Presión Capilar	17
2.3.2 Humectabilidad o Mojabilidad.....	18
2.3.3 Tensión Interfacial.....	21
2.3.4 Fuerza Viscosa	22
2.3.5 Numero Capilar (Nc).....	22
2.3.5.1 La importancia de Número capilar dentro de la recuperación mejorada de petróleo.	23
2.3.6 Permeabilidad (k)	23
2.3.7 Porosidad ()	25
2.3.8 Razón de Movilidad.....	27
2.4 Clasificación de los métodos de recuperación mejorada mediante procesos químicos.....	28
2.4.1 Inyección de polímeros.....	29
2.4.2 Surfactantes iónicos.....	36
2.4.2.1.1 Surfactante Aniónico	36
2.4.2.1.2 Surfactantes Catiónicos	36
2.4.2.1.3 Surfactantes Anfóteros	36
2.4.2.2 Surfactantes no iónicos	36
2.4.3 Inyección de ASP	38

CAPITULO III

CONDICIONES DE APLICACIÓN Y MODELO TAMIZADO

3.1 Parámetros críticos para el ámbito de aplicación de los procesos químicos.....	41
3.1.1 Parámetros del reservorio candidato para la aplicación de la inyección mediante procesos químicos.....	43
3.1.1.1 Tipo de Formación	43
3.1.1.2 Espesor Neto (h)	46
3.1.1.3 Permeabilidad (k)	47
3.1.1.4 Porosidad	48

3.1.1.5 Profundidad del reservorio.	49
3.1.1.6 Temperatura del yacimiento (Ty)	50
3.1.1.7 Grado API	51
3.1.1.8 Viscosidad del crudo	51
3.1.1.9 Salinidad del agua	52
3.2 Investigaciones realizadas para una preselección de reservorios.	52
3.3 Factibilidad de la utilización de inyección mediante procesos químicos.	56
3.4 Modelo de Tamizado.....	60

CAPITULO IV SELECCIÓN DE CONDICIONES

4.1 Base de datos.	65
4.1.1 Reservorio T Superior.....	67
4.1.2 Reservorio U inferior.....	68
4.1.3 Reservorio Hollin principal	70
4.1.4 Reservorio U superior.....	72
4.1.5 Reservorio Basal Tena.....	73
4.1.6 Basal Tena	74
4.1.7 Reservorio Basal Tena.....	76
4.1.8 Reservorio Hollin superior.....	78
4.1.9 Reservorio U inferior.....	79
4.1.10 Reservorio T	81

CAPITULO V RESULTADOS

5.1 Conclusiones	83
5.3 Bibliografía	86
5.4 Anexos.....	¡Error! Marcador no definido.

Índice De Tablas

Tabla N°1: Angulo de contacto para las diferentes condiciones de humectabilidad	20
Tabla N°2: Parámetros del reservorio y del crudo.....	41
Tabla N°3: Criterios de Selección.....	55
Tabla N°4: Unidades de los criterios de selección.....	56
Tabla N°5: Criterios de Selección en el modelo tamizado.....	61
Tabla N°6: Clasificación de procesos químicos mediante colores del modelo tamizado.....	63
Tabla N°7: Comparación de los 3 procesos en cuanto su eficiencia.....	63
Tabla N°8: Campos y Reservorios escogidos para comparación en el modelo tamizado.....	65
Tabla N°9: Datos de los reservorios.....	66
Tabla N°10: Características del reservorio #1	67
Tabla N°11: Comparación de los procesos para el reservorio #1.....	67
Tabla N°12: Características del reservorio #2	69
Tabla N°13: Comparación de los procesos para el reservorio #2.....	69
Tabla N°14: Características del reservorio #3.....	70
Tabla N°15: Comparación de los procesos para el reservorio #3.....	71
Tabla N°16: Características del reservorio #4	72
Tabla N°17: Comparación de los procesos para el reservorio #4.....	72
Tabla N°18: Características del reservorio #5	73
Tabla N°19: Comparación de los procesos para el reservorio #5.....	74
Tabla N°20: Características del reservorio #6	75
Tabla N°21: Comparación de los procesos para el reservorio #6.....	75
Tabla N°22: Características del reservorio #7.....	76
Tabla N°23: Comparación de los procesos para el reservorio #7.....	77
Tabla N°24: Características del reservorio #8.....	78
Tabla N°25: Comparación de los procesos para el reservorio #8.....	78
Tabla N°26: Características del reservorio #9.....	79
Tabla N°27: Comparación de los procesos para el reservorio #9.....	80
Tabla N°28: Características del reservorio #10.....	81
Tabla N°29: Comparación de los procesos para el reservorio #10.....	81

Índice De Figuras

Figura N°1: Clasificación de la vida productiva de los yacimientos.....	11
Figura N°2: Presión Capilar	17
Figura N°3: Mojabilidad	18
Figura N°4: Angulo de contacto.....	19

Figura N°5: Tensión interfacial.....	21
Figura N°6: Fuerza viscosa.....	22
Figura N°7: Permeabilidad.....	24
Figura N°8: Curvas de permeabilidades relativas.....	25
Figura N°9: Porosidad de la roca.....	26
Figura N°10: Barrido areal causado por la inyección de polímero.....	30
Figura N°11: Inyección de polímeros.....	32
Figura N°12: Relación del número capilar y el % de petróleo recuperado ..	35
Figura N°13: Inyección de Surfactante.....	37
Figura N°14: Inyección ASP.....	39
Figura N°15: Roca Lutita.....	44
Figura N°16: Roca Arenisca.....	45
Figura N°17: Roca Caliza.....	45
Figura N°18: Espesor neto.....	47
Figura N°19: Permeabilidad.....	48
Figura N°20: Porosidad.....	48
Figura N°21: Profundidad del reservorio.....	50
Figura N°22: Temperatura del yacimiento.....	51
Figura N°23: Países donde se realizaron procesos CEOR y pruebas pilotos.....	89
Figura N°24: Clasificación de las recuperaciones de petróleo.....	90
Figura N°25: Eficiencia de los métodos químicos en recuperación de petróleo.....	91

Índice De Diagramas

Diagrama N°1: Clasificación del petróleo mediante su grado API.....	xxii
Diagrama N°2: Objetivos de la recuperación mejorada.....	14
Diagrama N°3: Procesos Químicos.....	28
Diagrama N°4: Clasificación de los polímeros.....	30
Diagrama N°5: Etapas de inyección de polímeros.....	33
Diagrama N°6: Clasificación de los surfactantes.....	35
Diagrama N°7: Etapas de inyección con surfactantes.....	38
Diagrama N°8: Etapa de la inyección ASP.....	40
Diagrama N°9: Criterios del VAN.....	58
Diagrama N°10: Comparación de los modelos Tamizados.....	62
Diagrama N°11: Barra de porcentaje de eficiencia de los métodos de inyección mediante procesos químicos.....	64
Diagrama N°12: Barra de porcentaje del reservorio #1.....	68
Diagrama N°13: Barra de porcentaje del reservorio #2.....	70
Diagrama N°14: Barra de porcentaje del reservorio #3.....	71

Diagrama N°15: Barra de porcentaje del reservorio #4	73
Diagrama N°16: Barra de porcentaje del reservorio#5	74
Diagrama N°17: Barra de porcentaje del reservorio#6	76
Diagrama N°18: Barra de porcentaje del reservorio #7	77
Diagrama N°19: Barra de porcentaje del reservorio#8	79
Diagrama N°20: Barra de porcentaje del reservorio#9	80
Diagrama N°21: Barra de porcentaje del reservorio #10	82

Índice De Formulas

Fórmula N°1: Gravedad API	xxii
Fórmula N° 2: Factor de recobro	10
Fórmula N°3: Presión Capilar	17
Fórmula N°4: Tensión interfacial entre la superficie y el petróleo	19
Fórmula N°5: cos	19
Fórmula N°6: Número Capilar	23
Fórmula N°7: Permeabilidad Relativa	24
Fórmula N°8: Porosidad	26
Fórmula N°9: Razón de Movilidad	27
Fórmula N°10: Numero Capilar con relación entre fuerzas viscosas y de tensión interfacial	34
Fórmula N°11: Valor Actual Neto	58
Fórmula N°12: Tasa Interna de Retorno	59

Abreviaturas

- POES:** Petróleo Original En Sitio
- ASP:** Álcali Surfactante Polímero
- EPP:** Equipo de Protección Personal
- CEOR:** Recuperación mejorada de petróleo mediante químicos.
- FR:** Factor de recobro.
- TIF:** Tensión Interfacial
- EOR:** Recuperación mejorada de petróleo.
- Ev:** Desplazamiento volumétrico o macroscópico.

Ed: Desplazamiento microscópico.
Swi: Saturación de agua inicial
Sor: Saturación de petróleo residual.
Swr: Saturación de agua
Nc: Numero Capilar
M: Relación de movilidades
W: Agua.
O: Petróleo.
Pc: Presión Capilar.
P: Diferencial de presión.
Po: Presión de la fase no mojante
Pw: Presión de la fase mojante
H: Curvatura de la interfase.
σ: Tensión interfacial.
K: Permeabilidad
Kr: Permeabilidad relativa
φ: Porosidad.
Cp: Centipoise
Md: Millidarcy
h: Espesor
API: American Petroleum Institute.
Ty: Temperatura del yacimiento.
Ft: pie
m: Metro
°C: Grado centígrados
°F: Grado Fahrenheit
so: Superficie y el petróleo
ws: Agua y Superficie
ow: Petróleo y agua.
Swirr: Saturación de agua irreductible.
N: Petróleo Original en sitio.
Np: Petróleo producido.

TIR: Tasa interna de retorno

VAN: Valor actual neto.

Glosario

American Petroleum Institute: Es una asociación comercial de Estados Unidos, la cual representa alrededor de 400 corporaciones de producción, refinación, distribución entre otros con respecto a la industria petrolera.

Enhanced Oil Recovery: Es la tercera y última etapa que se realiza para la recuperación de petróleo original en sitio. En esta etapa se trata de recuperar la mayor cantidad de petróleo en sitio (POES) que

queda en el reservorio después de las primeras dos recuperaciones (Recuperación Primaria - Recuperación Secundaria).

Fingering: Al momento de desplazar un fluido viscoso con otro fluido menos viscoso se forma desequilibrios interfaciales lo que es llamado por fingering o digitación viscosa.

Net Pay: Es el espesor Neto de la formación, el cual se lo obtiene de los registros eléctricos realizados al pozo.

Preflush: Es una etapa de agua cuya salinidad es baja, la cual se bombea antes de realizar una solución química micelar o alcalina, denominada también prelavado.

Screening: También llamado tamizaje, utilizado para realizar una comparación de las características de un pozo candidato.

Slug: Es la inyección de un fluido distinto el cual es denominado como tapon o slug, su movimiento es lento.

Target: Es el objetivo propuesto por los ingenieros al momento de realizar una perforación.



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERIA EN PETRÓLEO**

TEMA:

“ESTUDIO DE RECUPERACION ASISTIDA MEDIANTE PROCESOS QUIMICOS PARA UN MEJOR FACTOR DE RECOBRO DE PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).”

Autora: María Sol Cevallos Lara.

Tutor: Ing. José Luis Ziritt

Resumen Ejecutivo

La recuperación mejorada de petróleo mediante procesos químicos es la aplicación y optimización de técnicas avanzadas para un mejor factor de recobro.

Esta recuperación mejorada de petróleo es un proceso químico el cual introduce condiciones o fluidos que no se encuentran en el reservorio a través de pozos inyectores logrando así contrarrestar los diversos fenómenos que hacen que el petróleo se quede atrapado y no pueda fluir en el medio poroso.

La inyección de surfactantes, polímeros y ASP ayudan a reducir la tensión entre dos fluidos inmiscibles, alteran la humectabilidad y aumentan la viscosidad del agua para que pueda desplazarse el petróleo con más facilidad.

Para evaluar el potencial de aplicación que tendría una recuperación mejorada mediante procesos químicos se realiza una comparación de los parámetros del reservorio candidato (profundidad, permeabilidad, temperatura, viscosidad del petróleo, densidad del petróleo y saturaciones), con los parámetros de reservorio donde se han aplicado estos procesos y sus resultados fueron exitosos, conocido principalmente como *screening* o modelo tamizado.

Pocos son los países en los cuales se ha realizado una recuperación mejorada mediante procesos químicos pero grandes han sido los resultados que se han obtenido, por tal motivo en varios países se han realizado y se realizarán pruebas piloto a fin de obtener una mejor producción de petróleo.

Introducción

La presente tesis se realizó por la necesidad de recuperación de petróleo original en sitio, debido a que después de realizar una recuperación primaria y recuperación secundaria se extraen cantidades que son alrededor de 25% a 30% de petróleo original en sitio (POES), por tal motivo en el yacimiento aún queda un remanente de 60% u 80% (III,

2010), este petróleo remanente que queda en el yacimiento es debido a las fuerzas capilares del medio poroso en el cual se encuentran.

Para que se diera la formación del petróleo hubieron factores que interfirieron entre ellos, por ejemplo grandes presiones, presencia nula de aire, temperaturas elevadas, restos fósiles y la acción de bacterias.

El petróleo es un líquido bituminoso de origen natural, a partir de la descomposición de restos fósiles y demás restos orgánicos marinos estos restos son arrastrados bajo la superficie terrestre, en cuencas sedimentarias marinas durante varios años a elevadas temperaturas y presiones lo que origino que formara el petróleo.

El petróleo es un hidrocarburo compuesto principalmente por carbono e hidrogeno que se lo localiza en fallas, anticlinales y en formaciones estratigráficas.

Para la localización del petróleo se realizan diferentes pruebas determinando si en una zona específica existe o no petróleo.

Cada una de estas pruebas abarcan lo que significa la etapa de exploración, una vez ubicado en que parte existe el petróleo se procede a la siguiente etapa que es de explotación.

Después de esta etapa comienza la etapa de producción o recuperación del petróleo.

Al petróleo se lo puede clasificar según su grado API: (Jorge & Speight, 2007)

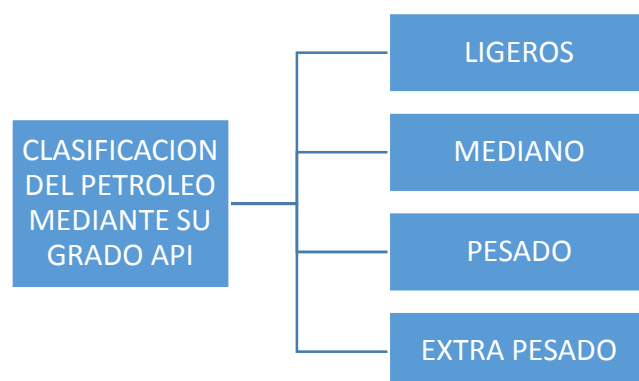


Diagrama N°1: Clasificación del petróleo mediante su grado API

FUENTE: *American Petroleum Institute*

Elaborado por: **María Sol Cevallos Lara**

El grado API (Parámetro internacional del American Petroleum Institute) es una medida que se le asigna al petróleo refiriéndose a su peso específico con relación al agua, determinando que tan denso es el petróleo para poder fluir.

Para calcular el grado API la densidad juega un papel importante. La densidad proporciona valores de la masa que se encuentra en el volumen de una sustancia específica.

Para el cálculo del grado API se utiliza la siguiente formula:

$$\text{Gravedad API} = \frac{141.5}{\text{GE a 60 grados Fahrenheit}} - 131.5$$

Fórmula N°1: Gravedad API

FUENTE: *American Petroleum Institute*

Elaborado por: **María Sol Cevallos Lara**

Dónde:

GE es la gravedad específica compara la densidad del petróleo con la densidad del agua a 60 grados Fahrenheit.

El Instituto de Petróleo de Norteamérica clasifica al Grado API de la siguiente manera:

- Los petróleos ligeros tienen un grado API mayor a 31.1 grados.
- Los petróleos medianos están e entre 22.3 y 31.1 grados API.

- Los petróleos pesados tienen un grado API entre 10 y 22.3 grados.
- Los petróleos extra pesados tienen un grado API menor a 10 grados.

Gran parte del petróleo que no podemos extraer se encuentra atrapado por diversos fenómenos tales como:

- En los poros de la roca.
- A nivel de yacimiento

En los poros de la roca, hablamos de los glóbulos discontinuos, los cuales se producen porque las propiedades reológicas del petróleo y agua junto a las fuerzas capilares existentes, no permiten la extracción del petróleo casi un 30% de su totalidad.

Por tal motivo en la actualidad se buscan las maneras más eficientes de la producción máxima de petróleo original en sitio, y una de estas tecnologías en la inyección mediante químicos también denominada CEOR, esta técnica es una recuperación terciaria que se realiza después de la recuperación primaria y secundaria de petróleo.

A nivel de yacimiento, se debe tener en cuenta la heterogeneidad del reservorio o fracturas y la movilidad desfavorable que son las causas para una mayor cantidad de agua causando una conificación de agua, lo cual no permite una extracción del petróleo, causando una digitación viscosa.

Esta digitación viscosa ocurre cuando el agua-petróleo no llega a secciones del reservorio formando un perfil irregular o digitado, ya sea porque el petróleo es más viscoso o por cambios en las permeabilidades tanto en plano horizontal o vertical.

Cuando la rentabilidad de la producción de petróleo no llega a las expectativas de producción esperada por los inversionistas en la mayoría

de los casos se abandona el campo de trabajo o se cambia su proceso de extracción.

Cuando llegamos al límite económico de la recuperación secundaria antes de abandonar el campo debemos tener en cuenta ciertos parámetros:

- Analizar si se puede extender la vida productiva.
- Realización de las debidas instalaciones de maquinarias y equipos.

Estos parámetros debemos analizar antes de realizar un abandono de pozo.

La recuperación del campo o alargar su vida útil va a depender de gran medida de la saturación hidrocarburífera y su posibilidad de recuperación del petróleo original en sitio. Mientras que si se realiza un abandono del campo va a depender únicamente del tema económico.

Frente a la creciente demanda de energía actual y futura, la recuperación de petróleo luego de la recuperación primaria y secundaria, para las compañías es prioritario ejecutar una recuperación terciaria de petróleo con el fin de lograr la máxima recuperación de petróleo posible.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 Tema de Investigación

ESTUDIO DE RECUPERACIÓN ASISTIDA MEDIANTE PROCESOS QUÍMICOS PARA UN MEJOR FACTOR DE RECOBRO DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).

1.2 Planteamiento y formulación del problema

Se plantea hacer un análisis comparativo de la aplicación asistida de los procesos de recuperación mediante químicos para aumentar el factor de recobro de un reservorio candidato, debido a que inicialmente solo se recupera un promedio aproximado de 25% a 30% del petróleo original en sitio, quedando en el yacimiento un estimado de 60% a 75% del (POES). En la producción primaria solo se recupera un 10% a 15% de petróleo original en sitio, mientras que en la producción secundaria se recupera de un 25% a un 30% del POES. (Salager, 2005)

El petróleo que queda atrapado en las gargantas de los poros del yacimiento se debe principalmente a las fuerzas capilares y viscosas del reservorio.

Las fuerzas capilares y viscosas del reservorio retienen al petróleo en los poros del reservorio, entrampándolo y haciendo imposible que salga de forma natural, los aditivos químicos que se añaden, reducen las fuerzas capilares, lo que permite que el petróleo pueda extraerse del reservorio.

Para la inyección de estos procesos químicos se debe identificar las características del yacimiento tales como el tipo de formación, la

permeabilidad, temperaturas, las profundidades, salinidad y dureza, estos factores podrían afectar la recuperación de petróleo al momento de añadir polímeros o ASP.

La inyección de estos químicos es una tecnología que existe desde la década de los 70s. Entre las tecnologías mediante adición de químicos se tienen los polímeros, surfactantes y una combinación del álcali surfactante-polímero también denominada ASP, la cual es una tecnología muy eficiente para el mayor recobro de petróleo en sitio.

En la inyección de polímeros, inyecciones de soluciones micelares poliméricas e inyección de soluciones alcalinas o aditivos alcalinos combinados con mezclas de álcali-surfactante o álcali-surfactante-polímero (ASP), ayudan a una mejor eficiencia de desplazamiento macroscópica y microscópica que se la relaciona a las escalas de los poros.

El desplazamiento macroscópico o desplazamiento volumétrico (E_v), se da en la escala de la distancia de un pozo con otro, para esto debemos tener en cuenta la heterogeneidad de la formación ya sea vertical o lateral.

La eficiencia de desplazamiento macroscópico puede ser afectada por la movilidad de la fase desplazante por la movilidad de los fluidos desplazados, la heterogeneidad del reservorio (porosidad y permeabilidad) y los arreglos de los pozos de producción e inyección.

El desplazamiento microscópico (E_d), nos da una escala de como el petróleo queda atrapado en el centro de los poros. En este desplazamiento las fuerzas de desplazamiento gravitacional o las fuerzas viscosas que se encuentran dentro del medio poroso, no son lo suficientemente para superar las fuerzas capilares por tal motivo el

petróleo no puede moverse en el reservorio. El desplazamiento microscópico puede ser afectado por las fuerzas de tensión superficial e interfacial, por la presión capilar, permeabilidad relativa y la mojabilidad. Para esto se debe considerar si la roca es mojada por agua o por petróleo. (Al Mjeni, y otros, 2010-2011).

En cuanto a la mojabilidad de la roca puede ser original de la formación o puede ser alterada durante y después de la migración de los hidrocarburos, lo cual va a incidir en la saturación de agua inicial (S_{wi}). La mojabilidad va a medir la preferencia de una roca a ser mojada por una fase en particular, la mojabilidad determina la forma de las funciones de la presión capilar y permeabilidad relativa

Si una roca es mojada por agua, el agua va a ocupar los poros más pequeños los cuales van a formar una capa en torno a la superficie de la roca. Una inundación por agua se lo denomina imbibición, el agua espontáneamente inhibe dentro del medio poroso que contiene petróleo móvil (S_{or}) y lo desplaza.

Si el petróleo es la fase mojante, los poros más pequeños son ocupados formando una capa en torno a la superficie de la roca, aún en los poros que contienen agua. El petróleo inhibe dentro de los poros que contienen agua móvil (S_{wr}) y la desplaza. (De la Cruz, 2010)

Antiguamente la aplicación de estas tecnologías en los campos maduros y abandonados era casi imposible por el alto costo que originaban los tensioactivos añadidos al reservorio y al poco desarrollo tecnológico que se tenía con respecto a la extracción mediante químicos, pero a medida que la tecnología ha ido evolucionando la adición de estos químicos fue posible trayendo como consecuencia alto factor de recobro en nuestro reservorio.

Para que la aplicación de los procesos químicos se realice de una manera exitosa se debe tener en cuenta las propiedades de los crudos y el medio poroso debido a que cada yacimiento es único.

Para reducir la incertidumbre y evaluar la aplicabilidad de estos métodos en un reservorio candidato se realiza una comparación (*screening*) de las características del reservorio candidato considerando los diversos resultados obtenidos de proyectos realizados mediante procesos químicos.

Por tal motivo por medio de los *screening* se va a poder seleccionar que reservorios podrían ser aptos para la aplicación de polímeros, surfactantes o ASP.

1.3 Justificación del problema

Los procesos químicos de recuperación asistida surgen de la necesidad de recuperar la mayor cantidad de petróleo en sitio, ya que en el yacimiento después de haber aplicado las dos primeras etapas de recuperación primaria y recuperación secundaria en el yacimiento, quedan cantidades significativas de petróleo en el reservorio las cuales pueden ser extraídas mediante la adición de tensioactivos.

Uno de los beneficios que se obtienen aplicando estos procesos químicos es en el factor económico. Por tal motivo que el proyecto de recuperación asistida con químicos resulte exitoso, la planeación de las actividades y el programa de trabajo deben tener un seguimiento apropiado en la etapa de implementación para evitar pérdidas de tiempo y dinero con el fin de incrementar el factor de recobro.

En los procesos de recuperación asistida mediante químicos se podrá mejorar la producción de nuestro yacimiento y por lo tanto determinaremos la factibilidad de la aplicación de nuestro proyecto.

Los métodos de CEOR se han aplicado en pocos países por su alto costo, pero en la actualidad gracias a la tecnología, eso ha cambiado haciendo que países de desarrollados iniciaran la aplicación de recuperación asistida mediante químicos. Entre estos países tenemos:

- Estados Unidos
- Canadá
- Rusia
- China
- Alemania
- Francia
- Inglaterra

(Pelaez Zapata, 2014), publicó que varios son los países en los cual se ha realizado pruebas pilotos para un mejor factor de recobro de petróleo mediante químicos, los cuales son:

- México
- Venezuela
- Colombia
- India
- Indonesia

La utilización de estos métodos ha traído buenos resultados en cuanto a un alto factor de recobro (FR), lo que demuestra que estas técnicas son factibles para un mejor factor de recuperación de petróleo.

Aunque la inyección de químicos es más compleja y tiene un grado de incertidumbre, si se selecciona apropiadamente el químico para las condiciones del yacimiento, estos pueden llegar a tener un alto potencial para un mejor factor de recobro de petróleo.

Los screening realizados nos proporcionan una idea más clara de todos los diferentes parámetros de nuestro reservorio (profundidad, temperatura, salinidad del agua, viscosidades, relación agua petróleo, permeabilidad y el tipo de crudo), que se deben considerar para una exitosa recuperación de petróleo en sitio.

Los datos históricos del pozo candidato juegan un papel muy importante puesto que nos proporcionan datos de la producción, determinando cuánto petróleo se ha extraído hasta una fecha indicada, y mediante cálculos determinar cuánto es el petróleo remante que existe en el reservorio, teniendo en cuenta que si el petróleo remante en el reservorio es un porcentaje menor a lo que se ha extraído la recuperación asistida mediante procesos químicos superaría los costos de dicha recuperación en consecuencia sería un proyecto no rentable.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general:

Realizar una comparación entre los tres procesos químicos (ASP, surfactantes y polímeros), en un reservorio candidato por medio de analogías donde los resultados en los reservorios han sido favorables.

1.4.2 Objetivo específicos:

1. Identificar el ámbito de aplicación de las tecnologías de recuperación mejorada con químicos según las propiedades de los crudos y del reservorio a partir de las experiencias de campo.
2. Establecer la factibilidad de la aplicación de los procesos químicos de recuperación asistida en reservorios candidatos.

1.5 Hipótesis

Comparación entre los procesos químicos de recuperación asistida o mejorada de petróleo en un reservorio candidato mediante campos análogos.

1.5.1 Variable independiente:

Procesos de recuperación mejorada a través de métodos químicos.

1.5.2 Variable dependiente:

1. Polímeros.
2. Surfactante.
3. Mezclas de álcali-surfactante o álcali-surfactante-polímero (ASP).
4. Viscosidad, permeabilidad, porosidad, factor de recobro y tasa de desplazamiento.

1.6 Metodología:

1.6.1 Tipo y diseño de la investigación:

La investigación se sustentara con la información técnica de campo y consultas bibliográficos.

1.6.2 Método de investigación a emplearse

1.6.2.1 Método general:

- Método inductivo.
- Método de análisis.
- Método de síntesis.

1.6.2.2 Método Específico:

- Analítico

1.7 Modalidad:

Aplicable

1.7.1 Técnicas:

Consultas bibliográficas.

1.7.2 Instrumentos:

- Libros
- Papers
- Internet
- Consultas técnicas

1.8 Metodología y desarrollo de la investigación:

Comparación de estudios de procesos químicos para la recuperación mejorada de petróleo, mediante la utilización de las herramientas informáticas (Word, Excel y Power Point) para la realización de la investigación y exposición de resultados.

Identificación y selección de los diferentes procesos químicos de recuperación mejorada (polímeros, surfactantes o ASP) que podrían aplicarse en un reservorio candidato para mejorar el factor de recobro de petróleo, en función de la aplicación histórica de estos procesos en el mundo.

Para la selección preliminar de un reservorio candidato a una recuperación mejorada mediante procesos químicos, se realiza en base a analogías de estudios de campo y literatura técnica de los parámetros del reservorio y crudo identificando semejanzas, características específicas o generales con el reservorio candidato, profundizando con estudios de laboratorios los cuales analizarán el comportamiento reológico de los procesos químicos, prediciendo una mayor producción de petróleo del pozo.

Las comparaciones realizadas entre el pozo candidato y las experiencias de campos obtenidas se realizan mediante un modelo tamizado ejecutado en Excel donde se mostrará en un diagrama de barra los porcentajes de la posible aplicación de cada proceso.

CAPITULO II.

MARCO TEORICO

2.1 Introducción a la recuperación mejorada

La recuperación mejorada o asistida es la tercera y última etapa que se realiza para la recuperación de petróleo original en sitio. En esta etapa se trata de recuperar la mayor cantidad de petróleo en sitio (POES) que queda en el reservorio después de las primeras dos recuperaciones (Recuperación Primaria - Recuperación Secundaria), evitando pérdidas económicas y el posible abandono del pozo.

La recuperación mejorada de petróleo es la aplicación y optimización de técnicas avanzadas, las cuales introducen condiciones o fluidos que no encuentran en el yacimiento logrando así controlar los fenómenos causantes del entrapamiento del crudo, logrando controlar la humectabilidad, viscosidades de los fluidos y la tensión interfacial que existe entre el petróleo y el agua.

Cada uno de estos factores son los responsables de que el petróleo no pueda ser extraído, y es por esa razón que se encuentra en el reservorio parte considerable de petróleo generando un bajo factor de recobro. El factor de recobro de petróleo está dado por el petróleo producido y el POES, la siguiente formula explica su relación:

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

Fórmula N° 2: Factor de recobro.

FUENTE: (Callao, 2013)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

Dónde:

N_p = Petróleo Producido

N = Petróleo Original en sitio.

(De Ferrer, 2001) Los yacimientos se los clasifica mediante una vida productiva de tres etapas las cuales son:

- Recuperación Primaria
- Recuperación Secundaria
- Recuperación Terciaria.

Cada una de estas etapas contiene sus propios mecanismos para la extracción de petróleo, ya sea de forma natural o artificial.

Solo la recuperación primaria se da de forma natural, mientras que los siguientes dos procesos de recuperación, ocurren mediante la inyección de energía que no está disponible en el reservorio.

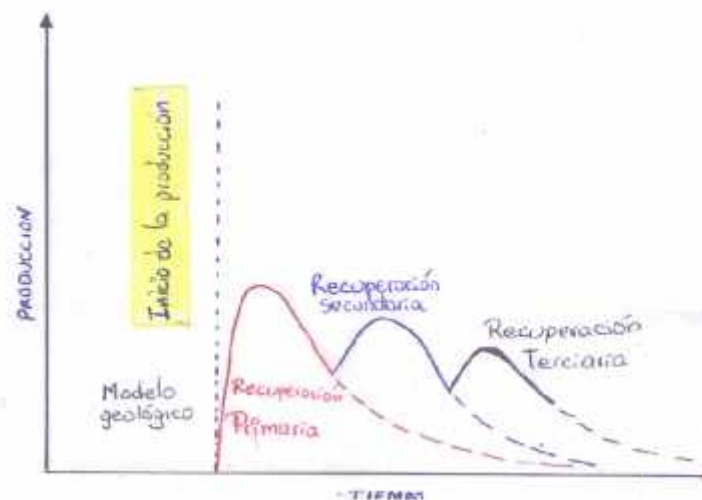


Figura N°1: Clasificación de la vida productiva de los yacimientos.

FUENTE: (Alvarado & Manrique, 2010)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

Antes de la realización de una recuperación primaria, primero se realizan estudios de exploración para saber si existe petróleo en una zona determinada, después de realizar estudios y determinar si es una zona factible para su explotación, comenzando así la producción del pozo.

Cada una de estas etapas suceden cronológicamente, como se muestra en la figura N_o 1. Una vez realizada la recuperación primaria, a medida que pasa el tiempo se nota un decaimiento drástico de la producción, de tal manera que se ve la necesidad de realizar una recuperación secundaria.

La recuperación secundaria se la realiza con el objetivo de aumentar la producción o mantener la presión del yacimiento, pero a lo largo del tiempo de productividad del pozo, la producción cae notablemente, de tal manera que se ve la necesidad de implementar nuevas tecnologías para extraer cantidades de petróleo que no se pudieron extraer en las dos recuperaciones mencionadas anteriormente, puesto que se realiza una recuperación terciaria.

En la recuperación primaria se recobra petróleo mediante la energía propia del yacimiento, esta recuperación se da por el diferencial de las presiones del fondo del pozo y del reservorio (Escobar).

Diferentes son los mecanismos por el cual se puede recuperar petróleo de forma natural entre ellos están:

- Expansión de roca y fluido.
- Empuje por gas disuelto.
- Expansión de capa de gas.
- Intrusión de agua.
- Drenaje gravitacional.

En una expansión roca y fluido el porcentaje de eficiencia es de 1 a 10%.

En el empuje por gas disuelto en porcentaje de eficiencia es de 5 a 35% de petróleo original en sitio.

Mediante una expansión de capa de gas se recupera 20 a 40%.

Mediante la intrusión de agua la eficiencia en porcentaje es de 35 a 80%.

En el mecanismo de drenaje gravitacional la eficiencia es de 40 a 80%. Entre estos cinco mecanismos el mejor para una recuperación de petróleo de forma natural es mediante intrusión de agua. Estos mecanismos alcanzan a recobrar el 10% de petróleo original en sitio pero a medida que transcurre el tiempo la presión declina y baja la producción de petróleo, es por eso que se realiza una recuperación secundaria para una mejor producción de petróleo.

En esta segunda etapa denominada recuperación secundaria, se realiza debido a la depletación (disminución de la energía natural), puesto que se suministra una energía adicional al reservorio para mejorar el factor de recobro, manteniendo así la presión del reservorio y originando un mejor barrido. Esta energía adicional que se suministra puede ser:

- Agua, y
- Gas a presión de yacimiento

La inyección de agua ayuda al petróleo a moverse siempre y cuando la viscosidad del crudo sea menor a la del agua.

La inyección de gas se realiza para mantener la presión del reservorio para que el petróleo pueda fluir hasta la superficie.

La recuperación secundaria recupera un 20% de petróleo. Pero aun habiendo realizado las dos etapas anteriores queda petróleo original en sitio por tal motivo se realiza una recuperación mejorada.

La recuperación mejorada o terciaria trata de recuperar la mayor cantidad de petróleo posible del reservorio a través de nuevas técnicas como son:

- Térmicas
- Miscibles
- Químicos

La inyección térmica se basa en la inyección de agua caliente e inyección continua y alterna de vapor cuyo objetivo es disminuir la viscosidad del crudo aumentando su movilidad.

La inyección miscible son inyecciones con gas enriquecido, empuje con gas de vapor e inyección alterna de gas y agua para desplazar el petróleo remanente.

La recuperación mediante procesos químicos se realiza mediante la inyección de polímeros, surfactantes o ASP, las cuales permitirán reducir las fuerzas capilares e interfaciales que hacen que el petróleo pueda no fluir en el medio poroso.

Los métodos de recuperación mejorada mediante procesos químicos son considerados eficientes por los siguientes motivos:

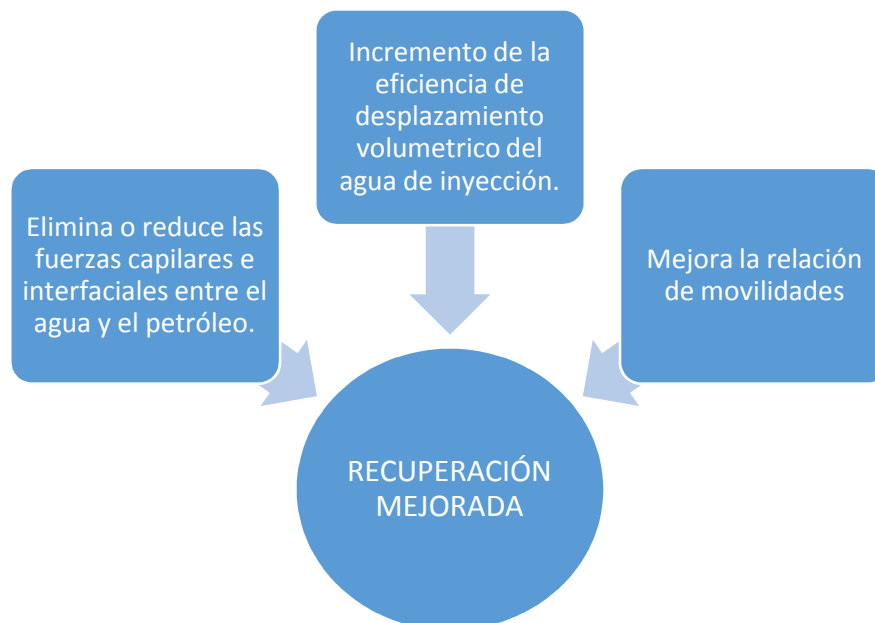


Diagrama N°2: Objetivos de la recuperación mejorada.

FUENTE: *(Al Mjeni, y otros, 2010-2011)*

Elaborado por: **María Sol Cevallos Lara**

Debido a que la demanda de hidrocarburos a nivel mundial ha incrementado, existe la necesidad de implementar nuevas tecnologías

para la recuperación de petróleo original en sitio, y una de estas tecnologías innovadoras es la recuperación asistida mediante químicos.

Los métodos de recuperación mejorada son tecnologías consideradas rentables para la producción de petróleo, por tal motivo cuando se decide realizar una recuperación terciaria, se debe realizar una evaluación y diseño del proceso a aplicar.

La recuperación terciaria es un mecanismo avanzado que sigue un proceso cronológico de recuperación secundaria o puede realizarse sin haber realizado una recuperación primaria y secundaria, es decir es un acoplamiento mecánico de sucesos que pueden ser iniciales o después de una recuperación secundaria para extender la vida útil de un campo.

Cada de uno de estas razones hacen que la recuperación mejorada mediante químicos sea atractiva, puesto que mejora la eficiencia de barrido lo que trae como resultado un alto recobro de petróleo.

2.2 Introducción a los procesos químicos de recuperación asistida.

La recuperación asistida mediante procesos químicos es la inyección de:

- Polímeros,
- Surfactantes, y
- Mezcla de ASP (Alcali-Surfactante- Polímero).

Cada uno de estos químicos son inyectados en el reservorio a través de pozos inyectores, estos químicos reducen las fuerzas capilares e interfaciales existentes en el reservorio permitiendo a que el petróleo pueda desplazarse en el medio poroso.

La inyección mediante polímeros tiene como objetivo aumentar la viscosidad del agua inyectada para mejorar el desplazamiento del crudo

remanente, mientras que la inyección por surfactantes ayuda a disminuir la tensión interfacial que existe entre el crudo y el agua, finalmente la inyección ASP ayuda a disminuir las fuerzas capilares que hacen que el petróleo no pueda desplazarse en el medio poroso.

Las investigaciones con respecto a procesos químicos se realizan desde hace treinta años, teniendo en cuenta los parámetros del reservorio (permeabilidad, profundidad, porosidad, temperatura y tipo de formación) y del crudo (viscosidad, Saturaciones y grado API).

Cabe recalcar que las investigaciones realizadas en campo proporcionaron resultados positivos y negativos de cada proceso sobre los parámetros del reservorio y del crudo.

Estos parámetros establecidos en las investigaciones de campo realizadas sirven como analogías para reservorios candidatos, relacionando cada una de las características ayudando a predecir los posibles resultados de una aplicación.

2.3 Fundamentos teóricos

Una recuperación de petróleo, está basada en relaciones del número capilar n_c y la relación de movilidades (m), de tal manera es de gran importancia en saber qué factores inciden en el número capilar.

El número capilar son todos los fenómenos que ocurren a escala en el medio poroso, los cuales son:

- Presión Capilar
- Humectabilidad o Mojabilidad
- Tensión Interfacial
- Fuerza viscosa
- Numero capilar

- Permeabilidad
- Porosidad
- Razón de movilidad

2.3.1 Presión Capilar

La presión capilar es una diferencia de presión que existe entre dos fluidos inmiscibles (petróleo o agua).

Según (Salager, 2005), la presión Capilar o denominada también ecuación de Laplace es igual a:

$$P_c = P = P_o - P_w = 2 \quad H$$

Fórmula N°3: Presión Capilar.

FUENTE: (Abdallah, y otros, 2007)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

Dónde:

P_c = Presión Capilar.

P = Diferencia de Presión.

P_w = Fase mojante

P_o = Fase no mojante.

Eso quiere decir que uno de los dos fluidos ya sea petróleo o agua va a mojar la roca, de aquí el término mojado por agua o mojado por petróleo.

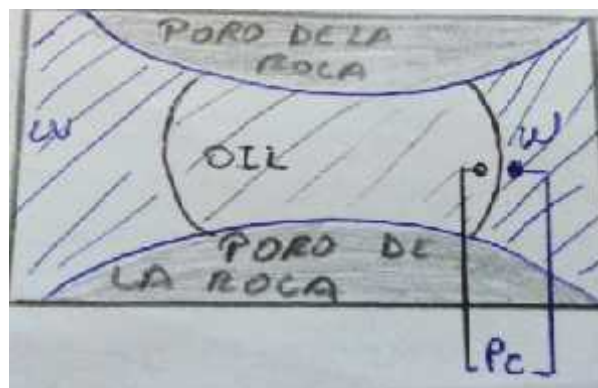


Figura N°2: Presión Capilar

FUENTE: (Abdallah, y otros, 2007)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

La figura N°2 muestra los diferentes fluidos inmiscibles en un medio poroso, y las diferentes fuerzas que existen en él, de tal modo que la presión capilar es el resultado de la diferencias de fuerzas que existen en la interfase tanto del petróleo como del agua.

2.3.2 Humectabilidad o Mojabilidad.

La humectabilidad, llamada también mojabilidad es la presencia de un fluido con otro que es inmiscible (como el petróleo y el agua), que puede extenderse o adherirse sobre una superficie sólida (roca), como se observa en la siguiente figura.

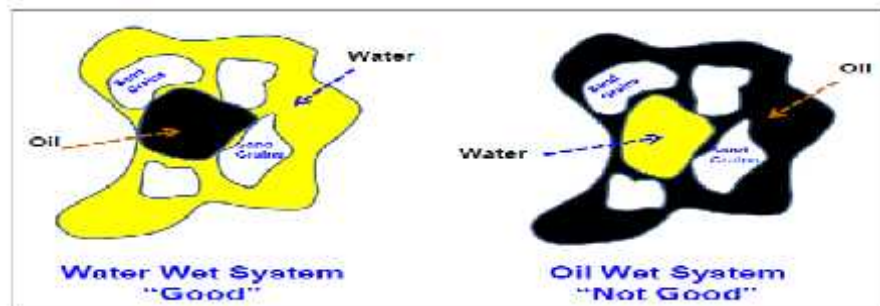


Figura N°3: Mojabilidad

FUENTE: (Ahmed, 2006)

La figura 3 muestra los dos sistemas de mojabilidad:

- Sistema mojado por agua. (Izquierda)
- Sistema mojado por petróleo. (Derecha)

Para determinar la mojabilidad de un reservorio usamos un parámetro conocido como ángulo de contacto.

El ángulo de contacto es el ángulo que forma un líquido (petróleo o agua) cuando está en contacto con un sólido (roca). Los grados del ángulo de contacto se dan por la relación entre las fuerzas adherentes entre el sólido y el líquido y las fuerzas cohesivas del líquido.

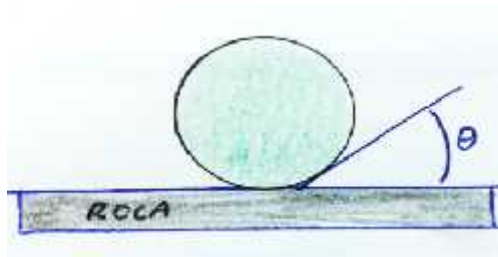


Figura N°4: Ángulo de contacto.

FUENTE: (Abdallah, y otros, 2007)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

El ángulo de contacto se lo mide de acuerdo a las fuerzas que resultan de la intersección de las tensiones interfaciales existentes.

Las tres tensiones interfaciales son:

- Superficie y el petróleo (σ_{so}).
- Agua y superficie (σ_{ws}).
- Petróleo y agua. (σ_{ow}).

Lo que se reduce en la siguiente formula:

$$\sigma_{so} = \sigma_{sw} + \sigma_{ow} \cos \theta$$

Fórmula N°4: Tensión interfacial entre la superficie y el petróleo.

FUENTE: (Abdallah, y otros, 2007)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

Mediante la fórmula 4 se despeja el $\cos \theta$ para determinar el ángulo de contacto de la siguiente manera:

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{so} - \sigma_{sw}}{\sigma_{ow}}$$

Fórmula N°5: $\cos \theta$

FUENTE: (Abdallah, y otros, 2007)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

De tal modo que el ángulo de contacto va a depender de la tensión interfacial entre el agua – petróleo y de la tensión interfacial de la roca y los fluidos.

La medición del ángulo de contacto se determina en el laboratorio, en donde dos placas de cristal representarían el medio poroso estas placas se las deja en salmuera de la formación.

Después una gota de petróleo es atrapada entre las dos placas de cristal y se deja reposar. Luego el cristal que se encuentra en la parte inferior es deslizado, donde se aprecia que el petróleo se puede mover en una superficie mojada por agua dándonos un ángulo entre la placa inferior de cristal y la gota de petróleo.

La tabla N°1 proporciona los diversos grados de ángulo de contacto.

CONDICIONES DE HUMECTABILIDAD	GRADOS DEL ANGULO DE CONTACTO
Roca mojada fuertemente por agua	0 – 30
Roca mojada moderadamente por agua	30 – 75
Roca de mojabilidad intermedia	75 – 105
Roca mojada moderadamente por petróleo	105 – 150
Roca mojada fuertemente por petróleo	150 - 180

Tabla N°1: Angulo de contacto para las diferentes condiciones de humectabilidad

FUENTE: (Franchi, 2006)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

La mojabilidad hace referencia a que la roca prefiera estar en contacto con un fluido en lugar de otro. Por tal motivo que mojabilidad no es lo mismo que saturación, pero si incide en el volumen de petróleo que se pueda producir.

Para la medición de la mojabilidad se da a través de los núcleos, las pruebas que se realizan a los núcleos son mediciones de imbibición y de

presión capilar. La prueba de imbibición compara la absorción del petróleo y el agua en el medio poroso, en un proceso de inundación.

Estas pruebas de núcleos realizadas en el laboratorio constan de muestras con Swirr (Saturación de agua irreductible) en un tubo con agua, y después de unos días se observa que el agua fue absorbida. Después a la muestra se le pasa agua a través de una de flujo en donde se observara el petróleo residual.

2.3.3 Tensión Interfacial

La tensión interfacial es la energía libre en la interface de los fluidos inmiscibles. Cuando los fluidos son líquido y aire se denomina tensión superficial

La tensión interfacial se forma por la fuerza de atracción entre las moléculas que interactúan dentro de la misma fase que son mayores a las de fases diferentes, la tensión interfacial se expresa en dinas sobre cm estos valores influyen en la inmiscibilidad de los fluidos, saturación, distribución y desplazamiento, cumple un papel importante en la recuperación mediante procesos químicos, puesto que si no existiera una tensión interfacial solo existiría un solo fluido saturando el medio poroso.

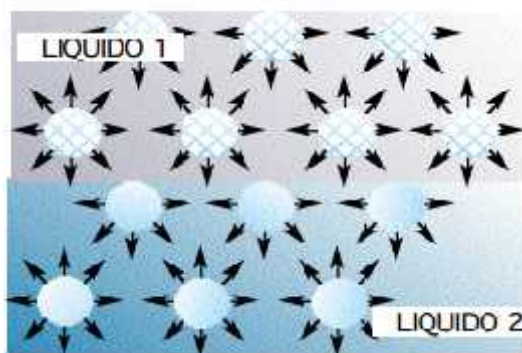


Figura N°5: Tensión interfacial.

FUENTE: (Anton de Salager, 2005)

En la figura N°5 existen dos fluidos, Liquido 1 y Liquido 2 los cuales están en contacto el uno con el otro sin mezclarse puesto que las moléculas de

cada fluido tienen afinidad por sus propios fluidos lo que genera una tensión interfacial entre ellos.

2.3.4 Fuerza Viscosa

Es la resistencia de un fluido al ser empujado, proviene de los fluidos inyectados en el reservorio y permite el desplazamiento del petróleo a través de la gradiente de presión. (Ramsey, 1998)

A mayor viscosidad del agua inyectada; menor corte de agua en pozos productores y mejor desplazamiento, si la viscosidad del petróleo es mayor este disminuye su desplazamiento y el corte de agua aumenta.

De tal manera que si el petróleo es más viscoso que el agua, se produciría una conificación haciendo que el agua salga con facilidad, y el petróleo permanezca en el reservorio.

Las fuerzas viscosas forman una digitación viscosa. La digitación viscosa está basada en la teoría de avance frontal de Buckley –Leverett y se refiere al desplazamiento inicial del crudo por el agua y se da en una fase suave.

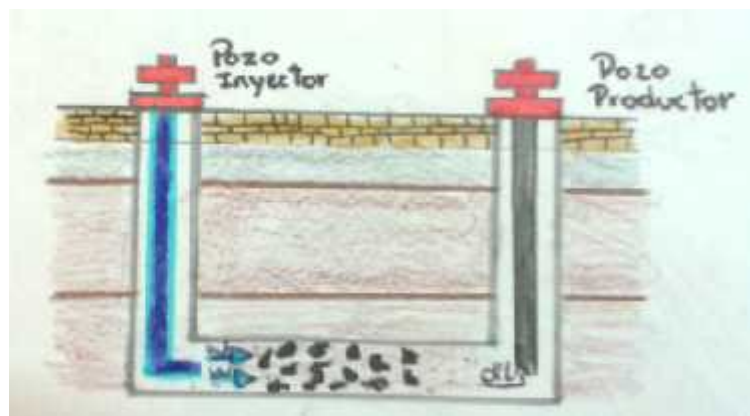


Figura N°6: Fuerza viscosa

FUENTE: (Ramsey, 1998)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

2.3.5 Numero Capilar (Nc)

El número capilar (N_c) es el efecto relativo del gradiente de presión causando por fuerzas viscosas con el gradiente de las fuerzas capilares.

2.3.5.1 La importancia de Número capilar dentro de la recuperación mejorada de petróleo.

El número capilar demuestra cuán efectivo es el proceso de recuperación. Aunque tiende a tener un valor pequeño por las fuerzas capilares son mucho más grandes que las fuerzas viscosas, al encontrar un balance entre las fuerzas capilares y viscosas se logra un incremento en el número capilar y la recuperación de petróleo.

El número capilar es la relación que existe entre las diferentes fuerzas viscosas y las fuerzas interfaciales o superficiales. (Ramsey, 1998)

Mediante la siguiente fórmula se determina que fuerzas predominan sobre las otras.

$$N_c = \frac{\mu U}{\sigma}$$

Fórmula N°6: Número Capilar.

FUENTE: (Ramsey, 1998)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

En donde μ representa la viscosidad del fluido, U es la velocidad del fluido que fluye y por ultimo σ es la tensión interfacial que existe.

Para identificar que fuerzas son mayores sobre otras tenemos:

- Si el numero capilar es mayor que 1, quiere decir que las fuerzas viscosas son mayores que las fuerzas interfaciales.
- Pero si el numero capilar es menor que 1, las fuerzas viscosas son casi nulas sobre las fuerzas interfaciales.

2.3.6 Permeabilidad (k)

La permeabilidad es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el paso de un fluido.

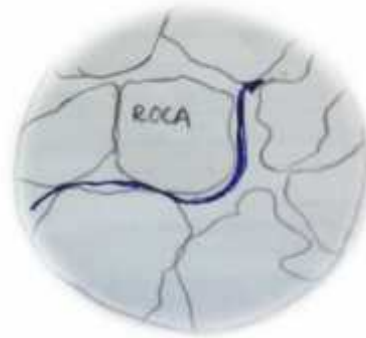


Figura N°7: Permeabilidad

FUENTE: (Escobar)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

Según (Escobar), existen tres tipos de permeabilidad las cuales son:

- Permeabilidad Absoluta
- Permeabilidad efectiva
- Permeabilidad Relativa

La permeabilidad Absoluta se da cuando el 100% del espacio poroso lo satura un fluido. La permeabilidad efectiva se da cuando dos o más fluidos están presentes en el espacio poroso fluyendo simultáneamente.

La permeabilidad Relativa es aquella relación que existe entre las dos permeabilidades tanto la absoluta como la efectiva. Por tal motivo esta permeabilidad permite determinar en el medio poroso el desplazamiento de un fluido. La permeabilidad relativa se relaciona directamente con la saturación de los fluidos. En la siguiente fórmula se explica su relación:

$$K_r = \frac{K_{rel}}{K_{abs}}$$

Fórmula N°7: Permeabilidad Relativa

FUENTE: (Escobar)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

En donde k_i es la permeabilidad efectiva a una saturación y K es la permeabilidad absoluta. Para un mejor entendimiento de la relación entre la permeabilidad relativa y la saturación se aprecia en el siguiente gráfico:

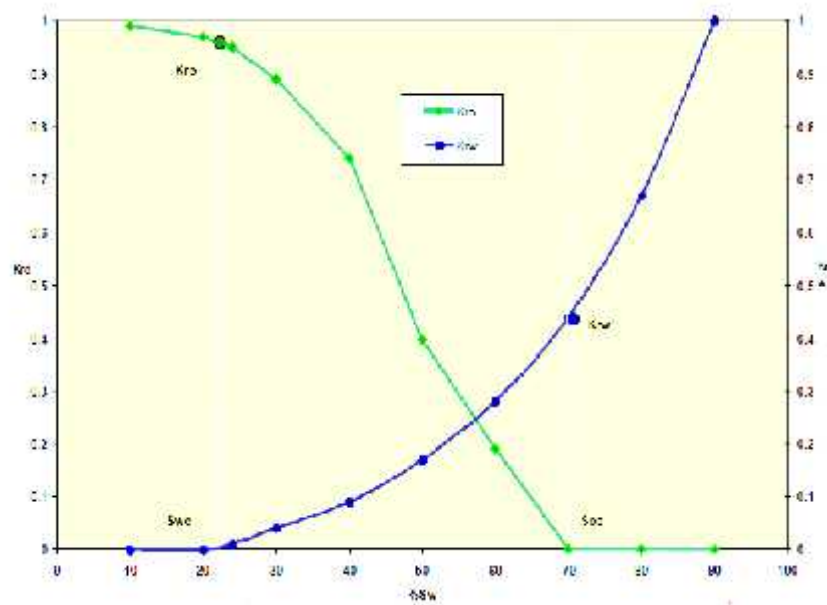


Figura N°8: Curvas de permeabilidades relativas.

FUENTE: (HALLIBURTON)

Mediante el gráfico de las curvas de permeabilidades relativas del agua y petróleo se puede determinar la saturación de agua connata, saturación crítica del petróleo, la permeabilidad relativa del petróleo en un punto de Swc y la permeabilidad relativa del agua en Soc.

Gracias a las curvas de permeabilidades relativas se identifica cuál es la fase mojada en la roca. En donde si K_{rw} es menor que K_{ro} , el agua es fase mojada, y si K_{rw} es mayor que K_{ro} , el petróleo es fase mojada.

2.3.7 Porosidad ()

Se define porosidad a la relación del volumen poroso y el volumen total de la roca. (Escobar).



Figura N°9: Porosidad de la roca.

FUENTE: (Escobar)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

La porosidad se expresa en porcentaje puesto que en la formula se lo multiplica por 100 para obtener el porcentaje de la porosidad.

=————

Fórmula N°8: Porosidad.

FUENTE: (Escobar)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

Dónde:

V_b = volumen bruto

V_m = volumen de la matriz.

V_b – V_m hace referencia al volumen poroso VP. La porosidad nos determina cual es porcentaje del volumen que los poros pueden ocupar en una roca. Eso quiere decir que si existe un 40% de porosidad, entonces el otro 60 % es ocupado por partes sólidas, en base a que la porosidad es el espacio entre un grano de otro. Existen dos tipos de porosidades:

- Total o absoluta
- Efectiva

Cuando se habla de una porosidad total quiere decir la totalidad del volumen de la roca que no está ocupado, mientras que si hablamos de una porosidad efectiva se refiere totalidad del volumen de roca que

contiene espacios porosos y se encuentran en comunicación un espacio con otro.

2.3.8 Razón de Movilidad

(De Ferrer, 2001), manifestó que a razón de movilidad es la razón entre la fase desplazante que puede ser agua o gas y fase desplazada (petróleo). Relacionada con la permeabilidad efectiva y las viscosidades de los fluidos tanto de la fase desplazante como desplazada.

$$M = \frac{\lambda_{\text{Desplazante}}}{\lambda_{\text{desplazado}}} = \frac{\frac{k}{\mu} D}{\frac{k}{\mu} d}$$

Fórmula N°9: Razón de Movilidad.

FUENTE: (De Ferrer, 2001)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

La razón de movilidad denominada M puede ser favorable o no favorable todo va a depender si M es mayor o menor que 1.

Si $M < 1$. El petróleo fluye más que el agua, entonces el agua puede desplazar al petróleo con facilidad, lo cual genera una buena recuperación de petróleo.

Si $M > 1$ El agua se mueve con facilidad que el petróleo y no se genera una recuperación de petróleo.

Si $M = 1$. El petróleo y el agua tienen las mismas movilidades por tal motivo los dos fluidos tienen la misma resistencia a moverse dentro del medio poroso.

2.4 Clasificación de los métodos de recuperación mejorada mediante procesos químicos.

Los métodos de recuperación mejorada mediante procesos químicos (CEOR), juegan un papel importante ahora en la actualidad gracias a sus grandes resultados, teniendo en cuenta que gracias a estos diferentes procesos químicos se puede extraer gran cantidad de petróleo remante en el reservorio.

Entre los procesos químicos tenemos:



Diagrama N°3: Procesos Químicos.

FUENTE: (Taber, Seright, & Martin, 1997)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

Para la realización de una recuperación asistida mediante procesos químicos se cuenta con un pozo inyector por el cual se va a inyectar el polímero, surfactantes o ASP hasta el target, estos van a desplazar al petróleo remante, hasta que llegue a la superficie a través del pozo productor.

Todos los yacimientos son únicos es por tal motivo que se debe considerar los diferentes parámetros del reservorio, para identificar que procesos químicos utilizar para obtener un mayor factor de recobro de petróleo.

Debido a que cada reservorio tiene diferentes porosidades, permeabilidades, incluso pueden existir fracturas lo cual perjudicaría el recobro de petróleo, ya que al momento de inyectar los aditivos químicos en vez de reaccionar con el petróleo se podrían ir por donde existen fracturas lo que perjudicaría la producción de petróleo.

Cada uno de estos procesos químicos se los aplica para diferentes condiciones de reservorios, los cuales se identificarán en el modelo tamizado haciendo una preselección.

2.4.1 Inyección de polímeros

Los polímeros son largas cadenas (macromoléculas) formadas por pequeñas moléculas (monómeros). Estas macromoléculas son de alto peso molecular solubles en agua.

La inyección de polímeros en el reservorio se realiza para aumentar la viscosidad del agua de inyección disminuyendo la movilidad efectiva del agua inyectada, lo que genera un frente más estable del fluido desplazante (agua con polímeros) mejorando un mayor desplazamiento del petróleo en comparación con una inyección de agua convencional como se observa en la figura N° 10.

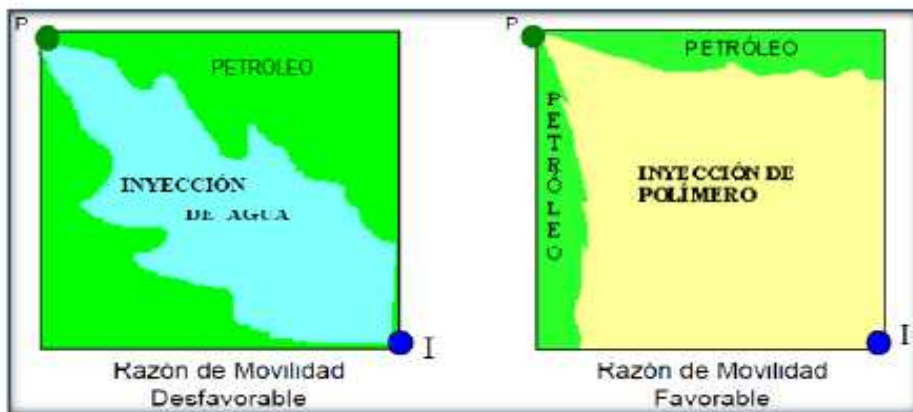


Figura N°10: Barrido areal causado por la inyección de polímero.

Fuente: (Rivera, 1988)

De tal manera que los polímeros mejoran las eficiencias de desplazamiento (eficiencia vertical y areal), teniendo en cuenta que reduce la relación de movilidad de petróleo- agua. El polímero al ser inyectado se absorbe sobre la superficie de la roca creando una resistencia al agua inyectada puesto que el agua y polímero son restringidos obligando que la inyección polimérica siga su camino desplazando al petróleo.

Los polímeros más usados en la industria petrolera en una recuperación mejorada mediante procesos químicos son:

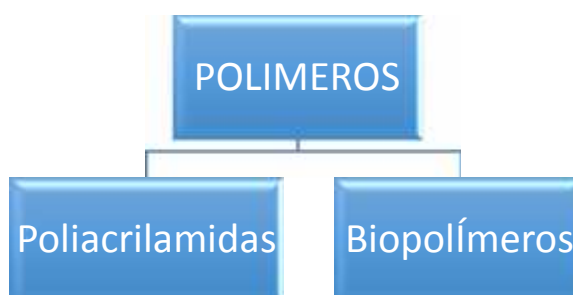


Diagrama N°4: Clasificación de los polímeros.

FUENTE: (De Ferrer, 2001)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

2.4.1.1 Poliacrilamidas

La poliacrilamida es un polímero sintético, su unidad manomérica es la acrilamida, el rendimiento de la poliacrilamida depende del grado de hidrólisis y del peso molecular.

La poliacrilamida cuando es usada en una recuperación mejorada mediante procesos químicos es sometida a una hidrólisis parcial (sustitución química de las amidas), por lo que se las llama poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas o PHPA. La hidrólisis ayuda a aumentar la viscosidad del agua dulce de inyección.

El grado de hidrólisis es de 30 a 35% de los monómeros de las acrilamidas, el fin de obtener esta hidrólisis es para aumentar la viscosidad y solubilidad en el agua. Si el grado de hidrólisis es menor a 35% quiere decir que el polímero no es soluble agua.

Cuando los polímeros son muy grandes son sensibles a la salinidad lo que originaría una ruptura por esfuerzos cortantes. Las poliacrilamidas tienen una polaridad alta, lo que genera que sea muy afín al agua pero no al petróleo.

Las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (PHPA) tienen a una degradación debido al cizallamiento ocasionado por las tasas de inyección alta, aunque son resistentes a ataques bacteriales.

2.4.1.2 Biopolímeros

Los biopolímeros también llamados polisacáridos son polímeros naturales, formados a partir de procesos de fermentación bacteriana. En la industria petrolera el biopolímero más usado es la Goma Xantana (Xantan Gums).

La Goma Xantana tiene menos peso molecular en comparación a las poliacrilamidas, este biopolímero tiene excelentes destrezas viscosificantes en aguas salinas gracias a la rigidez de las moléculas, pero en agua dulces son menos viscosificantes.

Se propagan más fácil en el reservorio que los poliacrilamidas, pero son más propensos al ataque bacterial en partes del yacimiento donde la temperatura es baja.

(De Ferrer, 2001), indica que la inyección de polímeros consiste en la inyección de un tapón de polímero de 200 a 1000 ppm de un alto peso molecular y agua, creando una solución muy viscosa donde el agua va a empujar al tapón de polímero y este a su vez va a desplazar al banco de petróleo como se observa en la figura N°11.

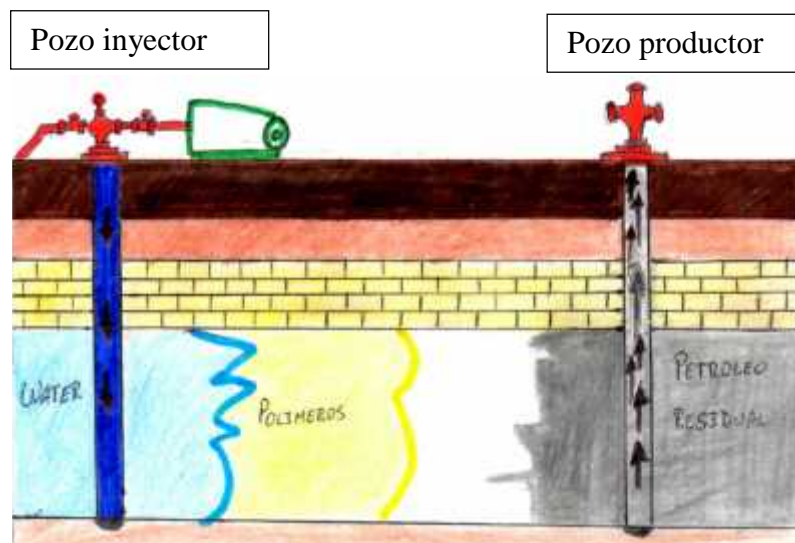


Figura N°11: Inyección de polímeros.

FUENTE: (Barberi, 1998)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

Etapas de inyección de polímeros.

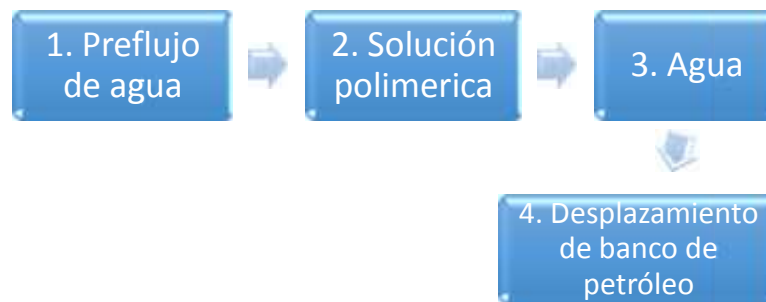


Diagrama N°5: Etapas de inyección de polímeros.

FUENTE: (Barberi, 1998)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

Antes de inyectar la solución polimérica se inyecta un preflujo de agua (solución de baja salinidad) puesto que algunas veces el agua de formación afecta a los polímeros. Este preflujo tiene como objetivo preparar el reservorio ajustando la salinidad y el Ph del reservorio.

Después de una inyección de preflujo se inyecta los polímeros, en la inyección de polímeros se gradúa su concentración puesto que no debe existir una diferencia de viscosidades tan grande entre el agua inyectada y los polímeros para que no exista un fingering (digitación viscosa), lo que perjudicaría un desplazamiento efectivo.

2.4.2 Inyección de surfactante

Los surfactantes son sales orgánicas formadas por compuestos orgánicos del petróleo, poseen una estructura soluble en agua y soluble en petróleo que se denomina porción no-polar donde la cola lipofílica es afín al petróleo y la cabeza hidrofílica es afín al agua.

La inyección de los surfactantes tiene como objetivo reducir la tensión interfacial entre dos líquidos (el petróleo y el agua) haciendo que el petróleo se desplace con más facilidad, es decir un desplazamiento

miscible logrando un barrido más eficiente lo que ocasiona un aumento de recobro de petróleo.

También son conocidos como agentes de humectación, tienen propiedades basados en la capacidad de adsorberse en las interfaces y la tendencia de asociarse en los agregados en el pozo inyector, también son conocidos como jabón, detergente, tensioactivo, emulsionantes, etc.

La inyección de los surfactantes tiene como objetivo reducir la saturación gde aceite residual, el cual está estrechamente relacionado con el número capilar.

La siguiente formula muestra el número capilar con relación entre las fuerzas viscosas (F_v) y las fuerzas de tensión interfacial (F_c).

$$N_c = \frac{F_v}{F_c} = \frac{v\mu}{\sigma \cos\theta}$$

Fórmula N°10: Numero Capilar con relación entre fuerzas viscosas y de tensión interfacial.

FUENTE: (Petrolera, 2009)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

Analizando la figura N°12, se observa que a medida que aumenta el número capilar aumenta el porcentaje de crudo recuperado.

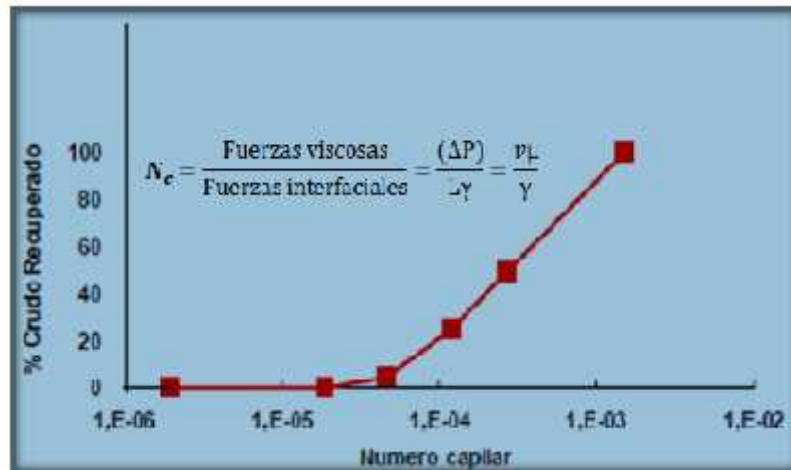


Figura N°12: Relación del número capilar y el % de petróleo recuperado

FUENTE: (Petrolera, 2009).

La atracción y la repulsión que presenta el surfactante se lo conoce como doble afinidad, el cual hace que una parte sea afín con el agua y la otra parte empuje fuera del agua. Por tal motivo estas sustancias se llaman anfífilas las cuales tienen tendencia a migrar hacia la superficie. De tal modo que a los surfactantes se los conoce como anfífila, debido a que tienen propiedades equilibradas.

A los surfactantes en una recuperación mejorada se los puede clasificar de la siguiente manera como muestra el diagrama N°6:



Diagrama N°6: Clasificación de los surfactantes

FUENTE: (Alvarado & Manrique, 2010)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

2.4.2.1 Surfactantes iónicos

Cuentan con una afinidad fuerte por el agua. Estos tensioactivos suministran excelentes propiedades de humectación, están divididos en aniónicos, catiónicos y anfóteros.

2.4.2.1.1 Surfactante Aniónico

Es un metal alcalino, en procesos de recuperación mejorada son los más usados debido a que tienen más adsorción en formaciones areniscas, constituidos por cadenas ramificadas de 10 a 14 átomos de carbono.

Contienen de uno a cuatro grupos solubles (carboxilato, sulfonato, sulfato o fosfato), combinado con una cadena hidrofoba. La obtención de estos surfactantes pueden resultar económicos puesto que son derivados del petróleo obtenidos de la refinería.

2.4.2.1.2 Surfactantes Catiónicos

No se utilizan con los surfactante aniónicos debido que no se asocian, porque forman compuestos insolubles.

Generalmente no son usados en formaciones de arenas, pero son usados en formaciones carbonatadas para cambiar la mojabilidad, preferentemente de estar mojada por petróleo a ser mojada por agua.

2.4.2.1.3 Surfactantes Anfóteros

Los surfactantes anfóteros están formados por un grupo aniónico como un grupo no-polar. Estos surfactantes no se han utilizado en una recuperación mejorada de petróleo.

2.4.2.2 Surfactantes no iónicos

Estos surfactantes no se disocian en soluciones acuosas. Sirven primordialmente como cosurfactantes para optimizar el comportamiento

del sistema de fases, son más tolerantes a la alta salinidad, pero no son suficientemente buenos para reducir la tensión interfacial como los surfactantes iónicos. En los surfactantes no iónicos se encuentran los polo-alcoholes y el poli-glicol, estos controlan la viscosidad de la solución.

El proceso de inyección mediante surfactantes, está basado en inyectar concentraciones bajas de surfactantes al agua de inyección para que ayude a reducir las fuerzas capilares del medio poroso desplazando al petróleo.

Este proceso tiene como objetivo mejorar el barrido volumétrico. Para asegurarnos que la movilidad del surfactante está controlada, se impulsa una solución polimérica el cual tiene el papel de amortiguador. En este proceso igual que en la inyección de polímeros se inyecta un preflujo de agua de baja salinidad ajustando el Ph y desplazando todas las sales de formación.

La siguiente figura muestra el proceso de inyección mediante surfactantes.

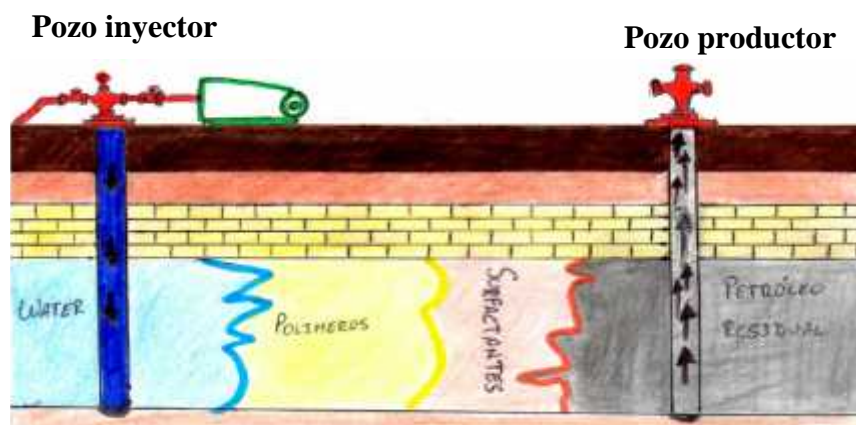


Figura N°13: Inyección de Surfactante

Fuente: (Barberi, 1998)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

Etapas de inyección de surfactantes

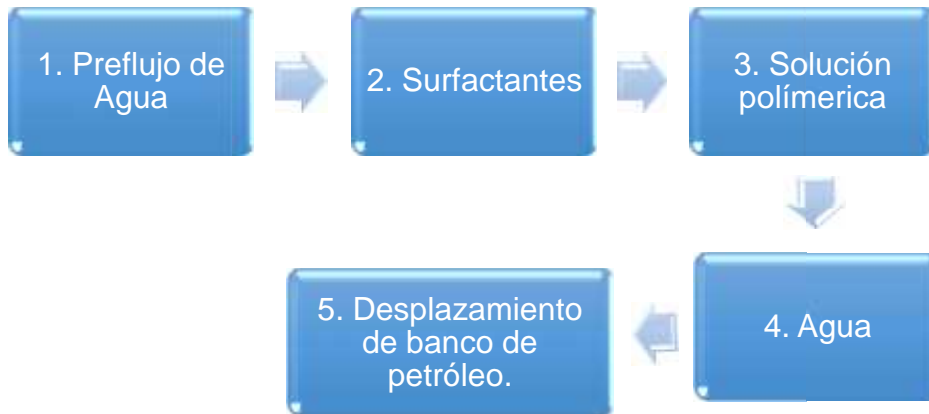


Diagrama N°7: Etapas de inyección con surfactantes

Fuente: (Barberi, 1998)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

2.4.3 Inyección de ASP

El proceso de inyección ASP es un proceso combinado del Alkali, Surfactante y Polímero en el reservorio.

El objetivo de la inyección ASP es disminuir las fuerzas capilares y así evitar la retención de los hidrocarburos en el reservorio, controlando la movilidad del frente de desplazamiento y la reducción de la tensión interfacial.

El álcali en la inyección ASP es muy importante puesto que es un agente de sacrificio el cual ayuda a disminuir las pérdidas de absorción de los polímeros y surfactantes inyectados, el objetivo del álcali es interactuar con los compuestos ácidos orgánicos del crudo lo cuales se combinan con los surfactantes obteniendo valores de tensión interfacial bajos.

Por tal motivo la inyección ASP gracias al álcali es una tecnología muy rentable y aplicable debido a que disminuye las cantidades de polímeros y surfactantes que son inyectados.

El uso de álcali y surfactantes ayuda a modificar la tensión interfacial que existe entre el agua y el aceite, sin embargo para modificar la viscosidad del agua para mejorar las inestabilidades del barrido se inyectan los polímeros aumentando la permeabilidad efectiva de la misma.

De tal manera que la combinación de estos tres productos químicos ayuda a una mejor eficiencia de recobro de petróleo por separado.

El proceso de inyección consiste en inyectar un preflush o preflujo de agua, seguido de una inyección de álcalis y surfactantes, este tapón se va a mezclar y va a modificar las propiedades, reduciendo la TIF para que el petróleo se pueda desplazar, luego se inyecta la solución de polímeros para mejorar la movilidad entre el aceite y los fluidos inyectados por último se realiza una inyección de agua para empujar el tapón de polímero.

La figura N °14 ilustra la realización de una inyección ASP.

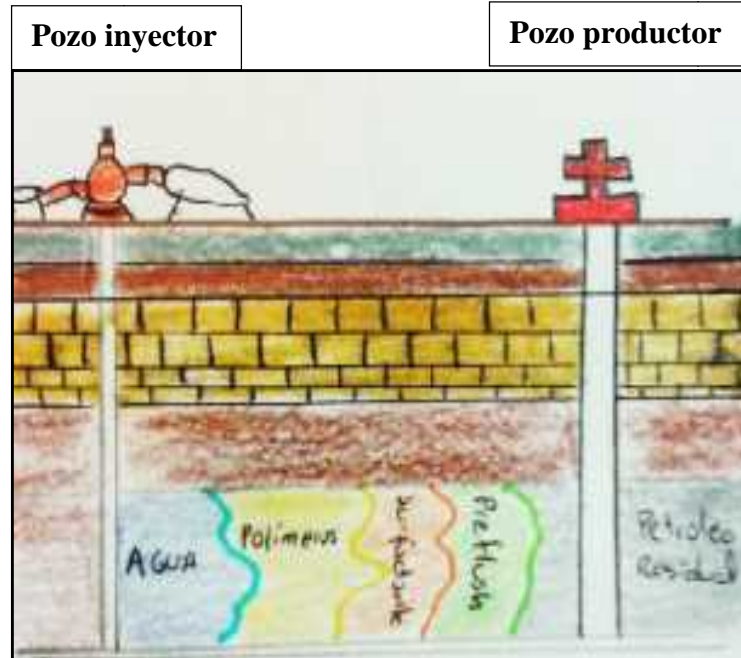


Figura N°14: Inyección ASP

FUENTE: (Barberi, 1998).

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

Etapas de inyección de ASP.

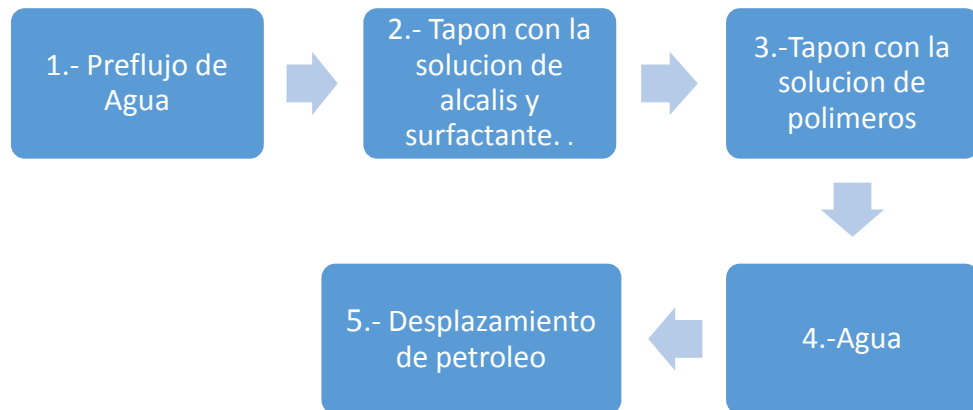


Diagrama N°8: Etapa de la inyección ASP

FUENTE: (Barberi, 1998).

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

CONDICIONES DE APLICACIÓN Y MODELO TAMIZADO

3.1 Parámetros críticos para el ámbito de aplicación de los procesos químicos.

Los parámetros críticos son aquellos que son de gran importancia en el éxito de una recuperación mejorada mediante procesos químicos, basados en experiencias de campo de las características específicas de cada reservorio como son; profundidad, temperatura, porosidad, permeabilidad, espesores, viscosidades, grado API , etc.

Cabe recalcar que para el ámbito de aplicación se debe tomar en cuenta tanto los parámetros del reservorio y los parámetros del crudo.

Los procesos químicos sirven como mecanismo de desplazamiento en un reservorio candidato desplazando el petróleo remanente a través de la reducción de las fuerzas capilares e interfaciales existentes.

Parámetros del reservorio	Parámetros del crudo y del agua
Tipo de formación	Viscosidad
Espesor	Grado API
Permeabilidad y porosidad	Salinidad del agua
Profundidad	
Temperatura	

Tabla N°2: Parámetros del reservorio y del crudo.

Fuente: (Argandoña Mata, Muro, & Lazaro, 2012)

Elaborado por: María Sol Cevallos L.

Cada uno de estos parámetros consta con diferentes rangos para una inyección mediante procesos químicos.

Por otro lado existen parámetros que no son de gran ventaja como son:

- Las fracturas extensivas
- Alto contenido de arcilla en el reservorio
- Alta salinidad
- Presencia de acuífero

Las fracturas excesivas que existen en el reservorio, hace que el fluido inyectado (inyección ASP, polímeros o surfactantes), no siga su camino sino que se desvía por otras zonas de alta permeabilidad lo que perjudica la recuperación de petróleo.

El alto contenido de arcilla en un reservorio podrían aumentar las reacciones químicas de los procesos de inyección y el reservorio. La alta salinidad desfavorece porque desestabiliza los procesos químicos de inyección.

La presencia de acuífero no debe ser considerado puesto que el potencial del pozo sería suficiente para una extracción lo que no justificaría el gasto para una inyección mediante procesos químicos.

Para la aplicación de los procesos químicos no solo debemos considerar las propiedades del yacimiento, sino también los procesos de inyección mediante químicos (polímeros, surfactantes y ASP), en donde cada proceso de inyección cuenta con sus propios rangos de aplicación.

Los surfactantes, polímeros y ASP se los inyecta junto con el agua, ya sea en forma de tapón como es el caso de los polímeros, o inyectando compuestos orgánicos mezclados a bajas concentraciones como son los surfactantes.

3.1.1 Parámetros del reservorio candidato para la aplicación de la inyección mediante procesos químicos.

Según (Argandoña Mata, Muro, & Lazaro, 2012), los diversos parámetros para un reservorio candidato nos proporcionarán rangos que un medio poroso debe tener para un mejor recobro de petróleo mediante procesos químicos.

Parámetros del reservorio para la aplicación de los procesos químicos:

- El tipo de formación
- Espesor neto
- Permeabilidad
- Porosidad
- Profundidad
- Temperatura

3.1.1.1 Tipo de Formación

El tipo de formación identifica el tipo de roca donde se encuentra el petróleo. El petróleo se encuentra en rocas sedimentarias. Estas rocas sedimentarias son formadas por granos de rocas de diferentes tamaños, las cuales fueron transportadas por el agua a lo largo de los años sometidas a diversos procesos químicos y físicos.

El tipo de formación de la roca hace referencia a los componentes químicos, tamaño del grano, porosidad y permeabilidad, cada uno de ellos influye al momento de una realización de una inyección mediante procesos químicos, puesto que cada proceso de inyección mediante procesos químicos reacciona de una manera mejor en rocas areniscas, donde sus tamaños de granos varían de 0.2mm a 2mm provocando que tenga una buena permeabilidad y porosidad.

Tipo de rocas sedimentarias:

Las rocas sedimentarias se clasifican en:

- Lutitas
- Areniscas
- Calizas

Las lutitas (Figura N°15), son rocas que existen en mayor cantidad en el planeta, formadas por limos y arcillas. Las lutitas son rocas compactas, de diversos colores como; rojo, negro, gris y entre otros. Son rocas porosas, pero no permeables puesto que sus poros no son tan grandes y no tienen una buena comunicación entre ellos. Su porosidad puede ser de un 40%.



Figura N°15: Roca Lutita

FUENTE: (Keith, 1980)

Las areniscas (Figura N°16), son rocas formadas por clastos de arena bien consolidadas capaces de tener un 30% o más de porosidad, el tamaño de los granos son pequeños de 0.01 y 1.19 cm. Compuesta por feldespato y cuarzo. Las areniscas son de diversos colores como; gris, rojo o café.



Figura N°16: Roca Arenisca

FUENTE: (Keith, 1980)

Las rocas calizas (Figura N°17), están compuestas en gran cantidad por carbonato de calcio, los granos varían en su tamaño de pequeños a grandes, por lo que porosidad es muy variable. Son muy permeable, pero se encuentran con frecuencia agrietadas, lo que no las hace atractivas para una inyección mediante químicos.



Figura N°17: Roca Caliza

FUENTE: (Keith, 1980)

De tal manera que identificando el tipo de roca se analizara si la inyección mediante procesos químicos, podría ser factible con el tipo de formación.

3.1.1.2 Espesor Neto (h)

El espesor neto del reservorio o net pay, no es considerado como parámetro crítico del reservorio pero es de gran importancia porque proporciona el volumen del petróleo que se encuentra en el reservorio, basándonos en los siguientes criterios:

- Porosidad
- Permeabilidad
- Saturación de agua

En donde la porosidad nos ayudara a determinar la capacidad de almacenamiento de fluidos en la roca, mientras que la permeabilidad es la capacidad de la roca para permitir el paso a los fluidos y así el porcentaje de saturación de agua nos ayudara a calcular cuánto petróleo existe en el reservorio, restando un 100%(equivalente a la totalidad de los fluidos en el reservorio) menos el porcentaje de agua.

Si un reservorio cuenta con un rango de espesor de 20ft a 40ft, el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores es más rápido. En caso que el reservorio sea menor a 20 ft, la permeabilidad debe ser en un rango de 100 a 1000 md, para que los fluidos inyectados pueden desplazarse con más facilidad.

Para determinar los valores del espesor neto, se realizan registros eléctricos al pozo (Figura N°18), estos nos proporcionan datos de los límites geológicos de cada tipo de formación conociendo donde se encuentra el petróleo y la relación agua-petróleo existente.

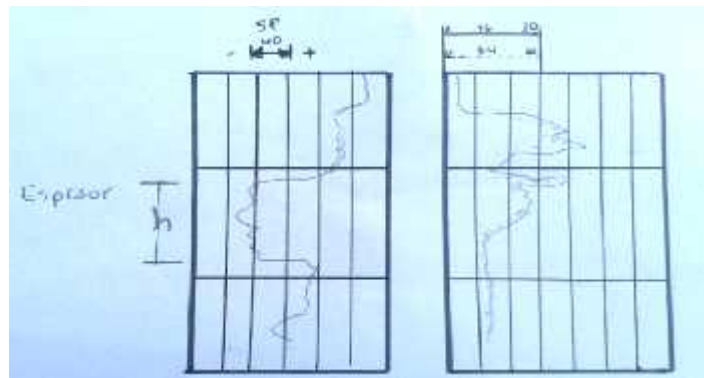


Figura N°18: Espesor neto

FUENTE: (Barandiaran Carrillo, 2006)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

3.1.1.3 Permeabilidad (k)

Es la capacidad que tiene la roca para permitir el paso a los fluidos. En una inyección mediante procesos químicos la permeabilidad (K) del reservorio debe ser mayor a 50 md puesto que si es menor los fluidos que se encuentran en el reservorio y los que van a ser inyectados se les dificulta su desplazamiento en el medio poroso y así una baja eficiencia de barrido.

Si la permeabilidad supera los 1000 md el reservorio tiene una excelente permeabilidad y el desplazamiento en el medio poroso va ser eficiente.

En el caso de los polímeros los rangos de permeabilidad aplicables están entre 1.8 md y 5200 md lo que quiere decir permeabilidades regulares y excelentes.

Mientras que los ASP cuentan con una permeabilidad buenas y excelentes con un rango de aplicabilidad de 10md a 1520 md.

Y los surfactantes tienen un rango de aplicabilidad de 50 md a 60 md equivalente buenas permeabilidades.

La Figura N° 19 ilustra la permeabilidad que existe en la roca.

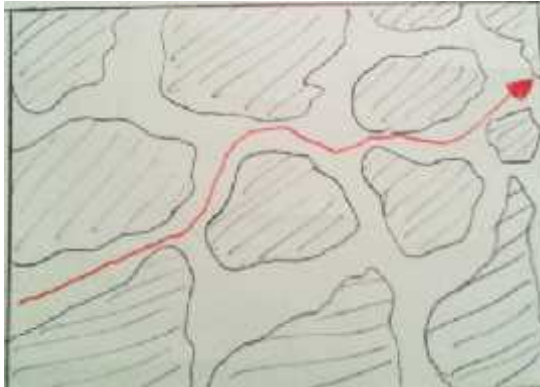


Figura N°19: Permeabilidad

FUENTE: (Kogdenko, 2013)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

3.1.1.4 Porosidad

La porosidad aunque no es un parámetro crítico, es un parámetro de gran importancia del reservorio ya que la porosidad es la capacidad de almacenar fluidos en la roca. La porosidad se relaciona con el volumen poroso que esta interconectado y el volumen total de la roca como se muestra en la figura N°20.

En una inyección mediante procesos químicos el rango de aplicabilidad debe ser mayor a 10.4% de lo contrario la roca no almacenaría gran cantidad de fluidos.



Figura N°20: Porosidad

FUENTE: (De Ferrer, 2001)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

3.1.1.5 Profundidad del reservorio.

La profundidad del reservorio (Figura N°21), es un parámetro crítico en la inyección mediante procesos químicos, en donde los valores de temperatura, inyección y presiones están relacionados junto con la profundidad.

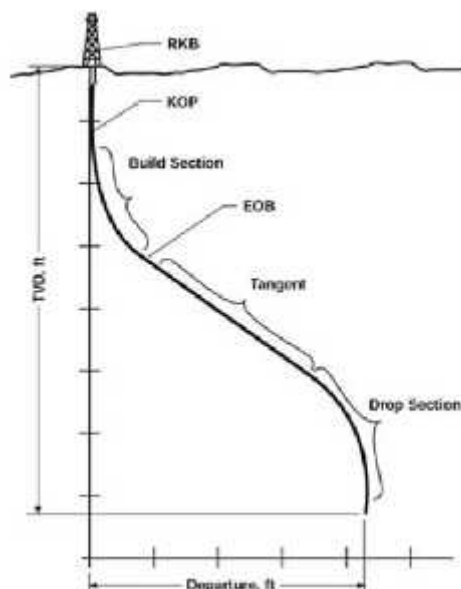
Como por ejemplo en el caso de polímeros su rango de aplicabilidad esta entre 700ft - 9460 ft.

Los APS están en un rango de aplicabilidad entre 2700ft -9000 ft, mientras que la inyección mediante surfactantes esta en 625ft - a 8000 ft.

La importancia de la profundidad del reservorio es para determinar las temperaturas que soportará el fluido que se inyectará y las presiones a utilizar al momento de realizar la inyección mediante procesos químicos.

Siendo así que a mayor profundidad se utiliza mayor presión. La presión a la cual se debe inyectar evitando la realización de fracturas es de 0.75 lpc/pie de profundidad.

Cabe recalcar que hay que tener en cuenta la presión de fractura en cualquier parte del estrato, puesto que a partir de esa presión se establecerá un máximo para la presión de inyección.



P
R
O
F
U
N
D
I
D
A
D

Figura N°21: Profundidad del reservorio.

FUENTE: (Blog, 2009)

3.1.1.6 Temperatura del yacimiento (Ty)

La temperatura del yacimiento se relaciona con la profundidad (Figura N°22). Este parámetro ayudará a determinar si los procesos químicos inyectados en un reservorio candidato soportarán altas temperaturas, de lo contrario ocasionaría una degradación en los polímeros, mezcla ASP y surfactantes.

El rango de aplicabilidad de los polímeros se encuentra entre un 74 °F a 200 °F, si se superan los 200 °F los polímeros tienden a flocular, acelerando su degradación y adsorción de la roca.

Por otro lado los surfactantes si sobrepasa su rango de aplicabilidad de 175 °F, pierden la capacidad de adsorción en las interfase agua-petróleo Para la inyección ASP el rango de aplicabilidad es menor a 200 °F, puesto que si excede este rango las altas temperaturas hacen una reducción de la tensión interfacial.

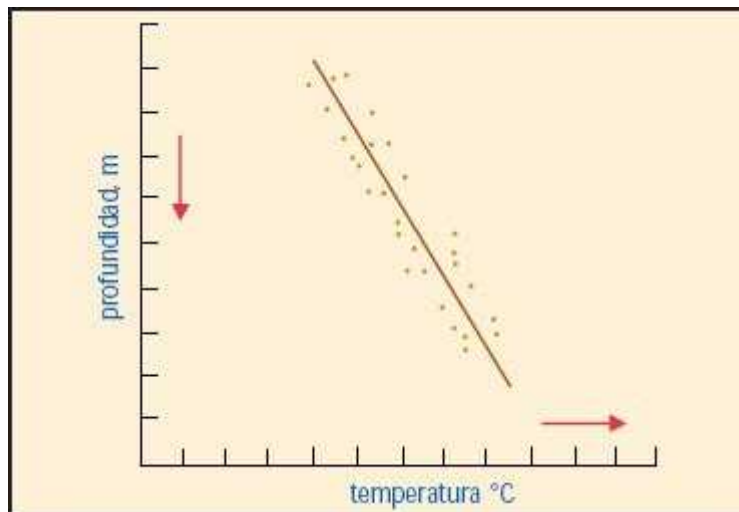


Figura N°22: Temperatura del yacimiento

FUENTE: (Barberii, Petroleos de Venezuela, & S.A. Programa de Educacion Petrolera, 1998)

3.1.1.7 Grado API

El Grao API nos identificara la clasificación del crudo de un reservorio candidato según el Instituto de Petróleo Norteamericano.

Los rangos de aplicabilidad en un proceso de polímeros es de 15 a 42 Grado API, puesto que este proceso aplica a crudos extra pesados hasta livianos.

La inyección mediante surfactante aplica a crudos pesados hasta livianos con un rango de aplicabilidad de 25-39 grado API.

La inyección mediante ASP tiene un rango de aplicabilidad de 20 a 35 grado API lo cual aplica para crudos pesados y medianos.

3.1.1.8 Viscosidad del crudo

La viscosidad hace referencia a la resistencia que tiene el petróleo a fluir en el medio poroso.

El rango de aplicabilidad de los polímeros es <100.

El rango de aplicabilidad de los surfactantes es menor a 30 cp.

El rango de aplicabilidad de la mezcla ASP es menor a 10.

3.1.1.9 Salinidad del agua

La salinidad del agua perjudica las características de movilidad de los procesos químicos, de tal manera que se sugiere salinidades bajas menores a 100.000 ppm.

3.2 Investigaciones realizadas para una preselección de reservorios.

En la preselección de un reservorio para una inyección mediante procesos químicos, varios han sido los estudios realizados a lo largo de los últimos 15 años, cada uno de estudios realizados fueron hechos en núcleos de pozos candidatos con la finalidad de determinar si los procesos mediante inyección de procesos químicos tendrían resultados favorables en el reservorio.

Varias son las personas que han investigado y realizado estudios experimentales entre los cuales destacan los siguientes:

Julianna Lakatos-Szabo, U. Miskolc, Hung, Paul D. Berger and Christie Lee.

S. Thomas, Farouq Ali., J. R. Hou, Regina X. A. Yue, J. Z. Yang, J. R. Hou,; Z. C. Liu, J. Z. Yang, Jialu Wang, Fashun Shi y Xu Jia, Joseph Taber, David Martin y Randy Seright.

Cada uno de ellos ha realizado experimentos a lo largo de los últimos 15 años, en los cuales se han determinado resultados favorables y no favorables en las inyecciones de ASP, polímeros y surfactantes. Aunque los resultados no fueron favorables por falta del avance tecnológico sirvió como referencia para próximas investigaciones.

Estas investigaciones realizadas junto al avance tecnológico que se tiene hoy en día han logrado resultados positivos en la inyección mediante procesos químicos para un mejor factor de recobro de petróleo.

Entre los experimentos destacan los siguientes:

(Shedid A. Shedid, 2000), realizó un estudio experimental en donde comparaba el rendimiento de la productividad de agua, vapor con surfactantes en pozos horizontales y verticales, donde el resultado de la investigación fue que en pozos horizontales se puede obtener un mejor factor de recobro.

(Y. P. Zhang & Dong, 2003), realizaron estudios en núcleos para una inyección ASP, estos estudios se basaron en el tamaño del tapón que fue de 0.5% de PV, la concentración del surfactante inyectado de 0.15%. Los resultados de este experimento fueron óptimos incrementando de un 23 a 41 %

(Seethepalli, Adibhatla , & Mohanty, 2004), realizaron un estudio de la reacción entre los surfactantes y el petróleo en formaciones de carbonatos. La reacción del surfactante fue el cambio de mojabilidad de la superficie. (Preferencia al agua). El petróleo recuperado fue de un 50%.

(Wang & Yongan, 2005), realizaron estudios en núcleos en base a la inyección de ASP y surfactantes en núcleos, para una posible reutilización de los químicos que se inyectan en una inyección ASP en donde las concentraciones de ASP permanecen altas en los líquidos producidos por lo q es posible una reutilización de químicos reduciendo costos.

(Lakatos, Toth, Bodi, & S-zabo, 2007), analizaron un nuevo tipo de surfactante viscoelásticos Sv, estos surfactantes reducen la tensión interfacial y ayudan al control de la movilidad.

(Karpan , y otros, 2011), realizaron una selección de un modelo para una inyección ASP, analizando los parámetros de inyección que pueden ser utilizados para la aplicación en campo.

(Wang, Shi, & Jia, 2012), realizaron un estudio sobre la transferencia de masa de los surfactantes, polímeros y álcalis de la inyección ASP y el flujo de fluido en el medio poroso, esta transferencia y el flujo teóricamente hablando es un problema común en los medios porosos. En este estudio se realizó un modelo físico en tubo largo para estudiar las concentraciones del polímero, álcali y surfactante y sus efectos de adsorción y retención.

Algunas de las empresas que han realizado inyecciones mediante procesos químicos son las siguientes:

- Shell
- Celanese
- Rhodia
- Tiorco
- Sasol
- Oil Chem Technologies
- Pemex
- Surtek

(Taber, Seright, & Martin, 1997), realizaron un estudio de los reservorios sometidos a EOR (Inyección de gas y nitrógeno, Inyección miscible de hidrocarburos, Inyección de CO₂, Inyección de polímeros e Inyección ASP) de los casos exitosos, determinando los parámetros para la aplicación de procesos químicos.

En el paper publicado en 1997 describieron cada proceso, mecanismo, problemas y limitaciones posibles, los cuales fueron tomados como referencia para el estudio de candidatos.

(Abdus & Thakur, 2004) (Ahmed, 2006) (Taber, Seright, & Martin, 1997), (Awan, Teigland, & Kleppe, 2006), (Cadelle & Burger, 1980). **Criterios de selección para inyección mediante procesos químicos:**

Métodos químicos	Grado API	Viscosidad cp	So % VP	Porosidad %	Espesor neto	Permeabilidad Md	Profundidad ft	Temperatura °F
Inyección ASP	20 Rango de 20-35	<10 Rango de 1-10	50 Rango de 30-75	>26 Rango de 26-32	NC	10 Rango de 10-1520	9000 Rango de 2500-9000	230 Rango de 80-230
Inyección de Polímeros	13 Rango de 15-42	<10 Rango de 0.4-10	35 Rango de 35-82	>10.4 Rango de 10.4-33	NC	20 Rango de 20-5500	9460 Rango de 700-9460	237 Rango de 74-237
Inyección de Surfactantes	22 Rango de 25-39	30 Rango de 3-30	30 Rango de 30-53	Rango de 16-16.8	NC	20 Rango de 20-60	8000 Rango de 625-5300	<175 Rango de 122-175

Tabla N°3: Criterios de Selección.

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

NC = No Crítica

Los rangos que especifica la tabla 3 para cada parámetro, hacen referencia al rango con mayor aplicabilidad en un reservorio candidato.

La salinidad de cada método químico debe ser menor a 1000000 ppm.

PARAMETROS	UNIDADES
Viscosidad	Centipoise cp
So	Porcentaje
Espesor	Pies ft
Profundidad	Pies ft
Permeabilidad	Milidarcys md
Temperatura	Fahrenheit
Salinidad	ppm

Tabla N°4: Unidades de los criterios de selección
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

3.3 Factibilidad de la utilización de inyección mediante procesos químicos.

La aplicabilidad de un posible proceso mediante químicos va a depender de los parámetros del crudo y del medio poroso establecidos por (Taber, Seright, & Martin, 1997) (Ahmed, 2006), (Abdus & Thakur, 2004), (Awan, Teigland, & Kleppe, 2006) y (Cadelle & Burger, 1980), realizando una comparación de reservorios candidatos con experiencias de campos exitosas que serán evaluados en el modelo tamizado.

Luego de la realización de un modelo tamizado, se deben realizar pruebas de laboratorios elementales determinando:

- Eficiencia de recuperación de petróleo.
- Eficiencia de los efectos sobre la geología del reservorio
- Reducción de riesgos económicos
- Parámetros críticos

Para tener una excelente eficiencia de recuperación tenemos que identificar bien las características del reservorio, teniendo en cuenta los efectos que producirán las inyecciones mediante procesos químicos sobre

la geología del reservorio, experimentando en núcleos del reservorio. Es decir la eficiencia de recuperación petróleo en sitio se relaciona directamente con los efectos de la inyección mediante procesos químicos sobre la geología del reservorio y características de flujo.

El análisis realizado en el laboratorio ayudará a reducir posibles riesgos económicos en el campo, puesto que en el laboratorio se realiza una simulación de cómo interactúan los polímeros, ASP y surfactantes con el medio poroso.

La utilización de los procesos químicos como métodos de recuperación terciaria EOR han sido utilizados en las últimas décadas debido a sus grandes resultados, teniendo en cuenta que los polímeros tienen un gran efecto al momento de aumentar la viscosidad del agua de inyección desplazando el petróleo remanente, por lo que mejora la razón de movilidad en el medio poroso. Por otra parte la inyección de surfactantes son agentes eficientes para reducir la tensión interfacial que existe entre las dos fases (fase de agua y fase de petróleo). Mientras que los ASP ayudan a disminuir las fuerzas capilares responsables de que el petróleo no se pueda desplazarse en el medio poroso.

Los métodos mediante procesos químicos son muy eficientes al momento de alterar la mojabilidad de la roca y mejorando la eficiencia de barrido.

La factibilidad para un proceso mediante químicos también está basado en el retorno de la inversión monetaria. Es decir si toda la inversión que se va a realizar en una inyección mediante procesos químicos justifica las ganancias que se podrían obtener, por tal motivo se realiza un análisis económico con respecto a los tres procesos mediante químicos.

En un análisis económico se tiene en cuenta los siguientes parámetros:

- VAN (Valor actual neto).
- TIR (tasa interna de retorno).

El valor actual neto evalúa el valor de un proyecto que resulta de la diferencia existente entre el monto inicial (considerase con signo negativo) y el valor esperado de los futuros ingresos netos, usando una tasa de descuento acorde al rendimiento mínimo esperado. El VAN se lo calcula de la siguiente manera:

$$VAN = -A + \frac{\sum_{t=1}^N \frac{Q_t}{(1+i)^t}}$$

Fórmula N°11: Valor Actual Neto.

FUENTE: (Bu, 2009)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

Dónde:

I= Tasa de interés (%decimal)

A = Monto inicial en dólares

N= periodos de flujo neto

Qs= flujo neto de caja

El valor del VAN permite determinar si es conveniente realizar una inversión en un proyecto o no, de acuerdo a los siguientes criterios:

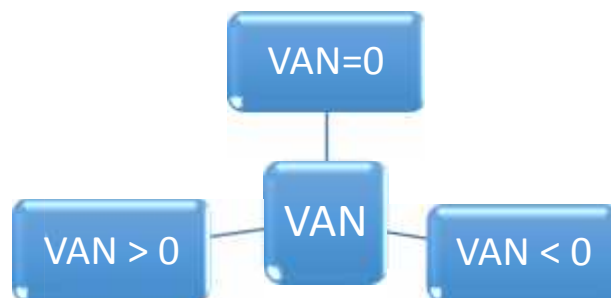


Diagrama N°9: Criterios del VAN

FUENTE: (Bu, 2009)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

Existen tres criterios del valor actual neto o también llamado VAN, los cuales se especifican a continuación.

VAN = 0, Quiere decir que la realización de una inversión va a dar igual, puesto que no hay pérdidas ni ganancias.

VAN > 0, Es conveniente realizar una inversión, puesto que se recupera lo invertido y genera ganancias.

VAN < 0, En este caso es el más crítico puesto que la inversión no conviene realizarse, y generara más pérdidas que ganancias.

EL TIR o también llamada tasa interna de retorno, es un indicador para ver si un proyecto es rentable o no, comparando con una mínima tasa (costos que podría ocasionar el proyecto). Si el TIR es mayor a las expectativas de los inversores se recomienda realizar el proyecto. Esta tasa reduce a cero el VAN, como se observa en la siguiente fórmula:

$$0 = -I + \frac{q1}{(1+i1)} + \frac{q2}{(1+i2)} + \frac{q3}{(1+i3)} + \dots + \frac{qn}{(1+in)}$$

Fórmula N°12: Tasa Interna de Retorno.

FUENTE: (Bu, 2009)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

Dónde:

Qs= Flujo Neto de Caja

I= Inversión inicial

i= Periodos de tiempo.

Para determinar el TIR es favorable en un proyecto mediante procesos químicos, se tiene en cuenta los siguientes costos de producción:

- Perforación (Muestra de núcleo)
- Laboratorio (Análisis del núcleo)
- Asesoría técnica
- Costos de los químicos a inyectarse
- Tanque de mezcla.

Los costos de perforación abarcan los costos del tiempo de utilización del taladro de perforación para obtener la muestra o núcleo, para su posterior

análisis. El costo de perforación puede ser diario o por cada pie perforado. Por lo general se da los costos por cada día de utilización del taladro.

En el laboratorio se analizará el núcleo obtenido, y su costo dependerá de las diferentes pruebas a realizarse. Las pruebas de laboratorio se realizan a lo largo de la vida del pozo (etapa de exploración, desarrollo, producción e inyección).

Se refiere a asesoría técnica a todas las personas aptas y capacitadas para determinar la realización de una posible inyección mediante procesos químicos, tomando en cuenta todos los resultados obtenidos del laboratorio.

Los químicos a inyectarse y el tanque de mezcla dependerá de la cantidad de aditivos químicos que se inyectará en el pozo para un proceso mediante químicos.

Si la suma de todos estos costos de producción es mayor a la tasa interna de retorno (TIR), el proyecto resultaría no satisfactorio para los inversionistas, puesto que no generaría ganancias.

En una recuperación asistida las ganancias no son inmediatas por lo tanto se estima un tiempo de 6 meses para ver incremento de la producción de petróleo.

3.4 Modelo de Tamizado

El modelo tamizado va a permitir comparar las características de un reservorio candidato con las características de reservorios de casos exitosos, verificando si estas características se encuentran dentro de los rangos establecidos.

El modelo tamizado fue elaborado en Excel, el cual está basado en los criterios de screening de (Taber, Seright, & Martin, 1997) (Ahmed, 2006)

(Awan, Teigland, & Kleppe, 2006), (Abdus & Thakur, 2004) y (Cadelle & Burger, 1980), cuya finalidad es realizar una preselección de pozos candidatos que podrían ser aptos para una inyección mediante procesos químicos.

Los datos de reservorios candidatos que van a ser ingresados al modelo tamizado deben ser en las siguientes unidades:

- Viscosidad = cp
- Saturación de petróleo = %
- Espesor = ft
- Permeabilidad = md
- Profundidad = ft
- Temperatura=°F

Una vez ingresados los datos del reservorio en el modelo tamizado se comparara los datos ingresados con los rangos establecidos, identificando si el reservorio candidato es apto para ser sometido a una inyección mediante procesos químicos.

En la tala N° 5 se muestras los rangos establecidos para cada proceso químico.

Inyección	Densidad (lbm/ft³)	Viscosidad (cp)	Permeabilidad (md)	Saturación (%)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Inyección de ASP	Rango de 20-30	Rango de 1-10	Rango de 10-75	Rango de 20-32	>= 0.00000ppm	Rango de 10-1500
Emulsiones	> 15	> 4000	> 35	> 0.4	> 10000ppm	> 1460
Surfactante	> 23	> 15.5	> 30	Rango de 16-10.8	> 0.00000ppm	> 50

Tabla N°5: Criterios de Selección en el modelo tamizado.
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

Después de ingresar los datos, el modelo tamizado comparara entre los siguientes métodos químicos.



Diagrama N°10: Comparación de los modelos Tamizados

FUENTE: (Taber, Seright, & Martin, 1997)

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

El modelo tamizado compara cuál de los 3 procesos químicos podría ser eficaz en un reservorio candidato, dándonos el porcentaje de eficiencia de cada proceso para un reservorio.

Para identificar cada proceso químico, se lo hizo mediante 3 colores, los cuales en la siguiente tabla especificará los procesos con sus respectivos colores en el modelo tamizado.

COLORES	PROCESOS
---------	----------

VERDE	INYECCION ASP
MORADO	INYECCION DE POLIMEROS
CELESTE	INYECCION DE SURFACTANTES

Tabla N°6: Clasificación de procesos químicos mediante colores del modelo tamizado.

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

En la Tabla N°7 se observa cada proceso químico con su respectivo color como se mencionó anteriormente ayudándonos a una mejor identificación con respecto de un proceso con otro.

RECUPERACION MEJORADA MEDIANTE PROCESOS QUIMICOS								
Métodos químicos	Grado de pureza	Viableidad (%)	Costo \$/VP	Eficiencia (%)	Concentración ppm	Temperatura (°C)	Profundidad (m)	Temperatura (°C)
Inyección de ASP	Rango de 20-30	<10	<10	>9	<10000ppm	<10	Rango de 20-30	Rango de 100-200
Polímeros	Rango de 15-22	<4000	>35	>10.4	<100000ppm	>1.8	<3460	Rango de 74-237
Surfactante	>25 Rango de 25-30	<15.6 Rango de 3-18.5	>30 Rango de 30-53	Rango de 10.4-30	<100000ppm	>50 Rango de 50-60	<3000 Rango de 625-8300	>75 Rango de 122-175

Comparación de eficiencia				
Proceso	Grado de pureza	Viableidad (%)	Costo \$/VP	Eficiencia (%)
ASP	20-30	<10	<10	9
Polímeros	15-22	<4000	>35	10.4
Surfactante	25-30	<15.6	>30	10.4-30

Tabla N°7: Comparación de los 3 procesos en cuanto su eficiencia.

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

Después de haber realizado la comparación de los 3 procesos químicos (Polímeros, surfactantes y ASP), se grafica en un diagrama de barras el porcentaje de eficiencia de cada uno de los procesos.

En el eje de las ordenadas se encuentra el porcentaje de eficiencia y en el eje de las abscisas se encuentran los procesos de inyección, cada barra con sus respectivos colores. El diagrama 8 muestra los porcentajes de eficiencia de cada proceso.

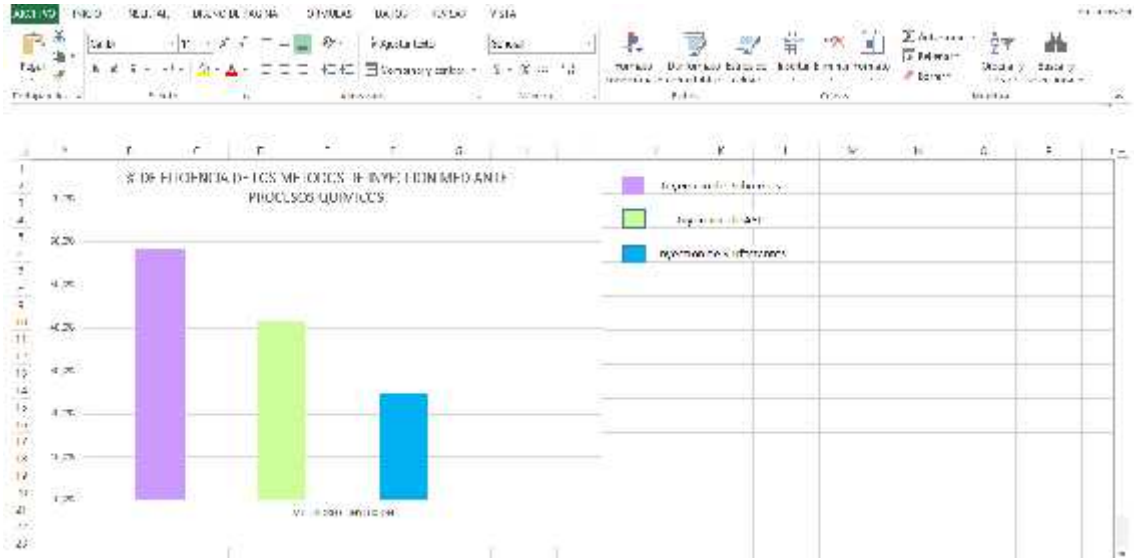


Diagrama N°11: Barra de porcentaje de eficiencia de los métodos de inyección mediante procesos químicos.
 Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

CAPITULO IV

SELECCIÓN DE CONDICIONES

En este capítulo de selección de condiciones se analizarán 10 reservorios. Para realizar la selección de condiciones, primero se formula una tabla donde se encuentran los 10 reservorios con sus debidos parámetros.

Después se realizara una tabla para cada reservorio, el cual será introducido al modelo tamizado, donde se analizara si el reservorio candidato es apto para una inyección mediante procesos químicos. Este modelo tamizado nos arrojará un diagrama de barras que especifica cual proceso sería el más eficiente en ese reservorio.

4.1 Base de datos.

En la base de datos se recopila información de 10 reservorios de diferentes campos petroleros del Oriente Ecuatoriano, que podrían ser candidatos para una posible inyección mediante procesos químicos.

En la siguiente tabla se especifica el campo y el reservorio escogidos para ser comparados en el modelo tamizado:

Nº de Reservorio	Campo	Reservorio
1	Limoncocha	T superior
2	Limoncocha	U inferior
3	Indillana	Hollin principal
4	Eden Yuturi	U superior
5	Shushufindi Aguarico	U
6	Shushufindi Aguarico	Basal Tena
7	Auca	Basal Tena
8	Auca	Hollin superior
9	Auca Sur	U inferior
10	Auca sur	T

Tabla N°8: Campos y Reservorios escogidos para comparación en el modelo tamizado.

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

Cada uno de estos reservorios se analizara en modelo tamizado mediante una comparación entre los tres procesos (ASP, Polímeros y surfactantes), calculando los porcentajes de la eficiencia de cada proceso químico.

Cada uno de los reservorios contara con sus debidos parámetros, los cuales se detallaran en la tabla.

Parámetros	Reserv. 1	Reserv. 2	Reserv. 3	Reserv. 4	Reserv. 5	Reserv. 6	Reserv. 7	Reserv. 8	Reserv. 9	Reserv 10
Grado API	28.9	18.8	24.8	21.0	24.0	25.2	21.1	31.6	18.5	26.9
Viscosidad	1.9	27.9	5.2	13.9	5.9	4.8	20.5	4.3	3.8	3.3
Temperatura	204.0	220.0	220.0	198.0	192.0	222.0	180.0	235.0	185.0	226.0
Permeabilidad	8.0	32.6	1050.0	1400.0	479.0	521.5	790.0	61.0	308.0	240.0
Profundidad	6939.1	6606.5	9347.8	5869.6	4130.4	3260.9	2284.8	8726.1	5341.3	4863.0
So %	74.6	89.7	63.5	71.7	54.0	79.0	75.7	67.7	86.3	71.3

Tabla N°9: Datos de los reservorios.
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

4.1.1 Reservorio T Superior

Es el primer reservorio a analizar está ubicado en el campo Limoncocha. La siguiente tabla especifica las características del reservorio.

PARAMETROS	VALORES
Grado API	28.9
Viscosidad	1.9 cp
Temperatura	204 °F
Permeabilidad	8 md
Profundidad	6939.1ft
So %	74.6 %
Porosidad	12.4%
Salinidad ppm	17800

Tabla N°10: Características del reservorio #1

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

El crudo del reservorio #1 es más denso que el agua, con una viscosidad de 1.9 cp, un grado API de 28.9, el cual se lo cataloga como un crudo mediano según el Instituto Americano de Petróleo.

Todos estos datos fueron ingresados en el modelo tamizado para calcular el porcentaje de aplicabilidad de uno de los procesos químicos como se observa a continuación.

CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO		CRITERIOS DE SELECCIÓN		
		INYECCION DE POLIMEROS	INYECCION ASP	INYECCION DE SURFACTANTES
GRADU API	28.9	100%	100%	100%
VISCOSIDAD	1.9	100%	100%	FALSO
So %	74.6	100%	100%	FALSO
Permeabilidad	8.0	100%	100%	FALSO
Porosidad	12.4	100%	FALSO	FALSO
Profundidad	6939.1	100%	100%	FALSO
Salinidad	17800.0	100%	100%	100%
Temperatura	204.0	100%	FALSO	FALSO
PORCENTAJE DE EFICIENCIA %		87.5%	56.3%	25.0%

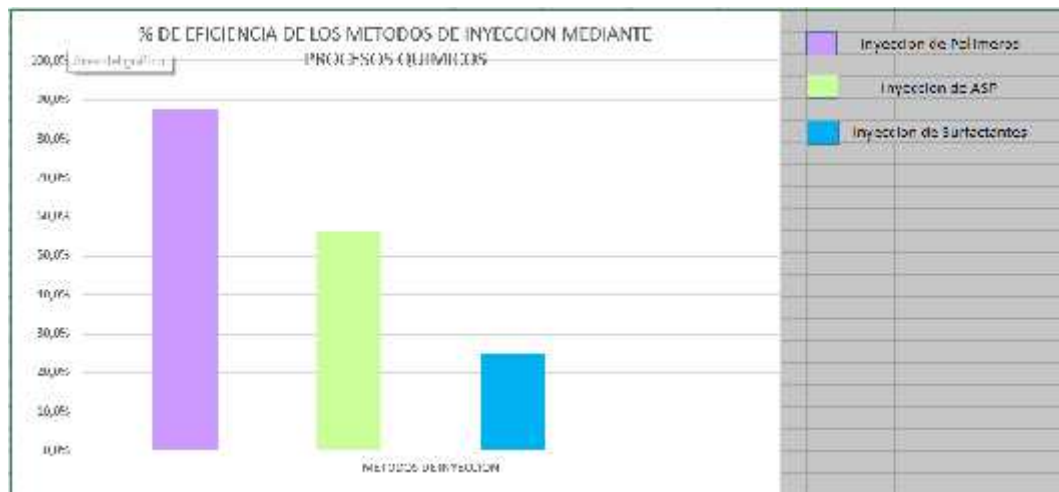
Tabla N°11: Comparación de los procesos para el reservorio #1

Elaborado por: María Sol Cevallos Lara

El porcentaje de aplicabilidad de los procesos químicos para el reservorio T superior es de:

- Inyección de polímeros 37.5%
- Inyección ASP 37.5%
- Inyección de surfactantes 25.0%

Cada uno de estos porcentajes se graficaran en el diagrama de barras número 12.



**Diagrama N°12: Barra de porcentaje del reservorio #1
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.**

En grafico de barra se puede observar que en el reservorio T superior del campo Limoncocha, el proceso de inyección mediante ASP y polímeros obtuvo el mismo porcentaje de aplicabilidad el cual fue menor a un 50%. El porcentaje fue de 37.5% tanto en la inyección polimérica e inyección ASP.

Este porcentaje de eficiencia hace referencia de la aplicabilidad más no de la recuperación de petróleo residual.

4.1.2 Reservorio U inferior.

El reservorio U inferior está ubicado en el campo Limoncocha, es el segundo reservorio a analizar. La siguiente tabla especifica las características del reservorio.

PARAMETROS	VALORES
Grado API	18.8
Viscosidad	27.85 cp
Temperatura	220 ⁰ F
Permeabilidad	32.6 md
Profundidad	6606.52 ft
So %	89.74 %
Porosidad	16.2%
Salinidad ppm	62400

Tabla N°12: Características del reservorio #2
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El crudo de este pozo es de 18.8 grado API, por lo cual se lo cataloga como un petróleo pesado según el Instituto Americano de Petróleo.

Los datos del reservorio U inferior fueron ingresados en el modelo tamizado para la comparación de la posible factibilidad de procesos químicos.

CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO		CRITERIOS DE SELECCIÓN		
		INYECCIÓN DE POLÍMEROS	INYECCIÓN ASP	INYECCIÓN DE SURFACTANTES
Grado API	18.8	100%	FALSO	FALSO
Viscosidad	27.85	100%	FALSO	33%
So %	89.74	100%	100%	100%
Permeabilidad	32.6	100%	100%	11%
Porosidad	16.2	100%	100%	100%
Profundidad	6606.52	100%	100%	100%
Salinidad	62400	100%	100%	100%
Temperatura	220.0	100%	FALSO	FALSO
PORCENTAJE DE EFICIENCIA %		87.5%	37.5%	31.3%

Tabla N°13: Comparación de los procesos para el reservorio #2
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El porcentaje de aplicabilidad de los procesos químicos para el reservorio U inferior es de:

- Inyección de polímeros 87.5%
- Inyección ASP 37.5%
- Inyección de surfactantes 31.3%

Cada uno de estos porcentajes se graficaron en el diagrama de barras número 13.

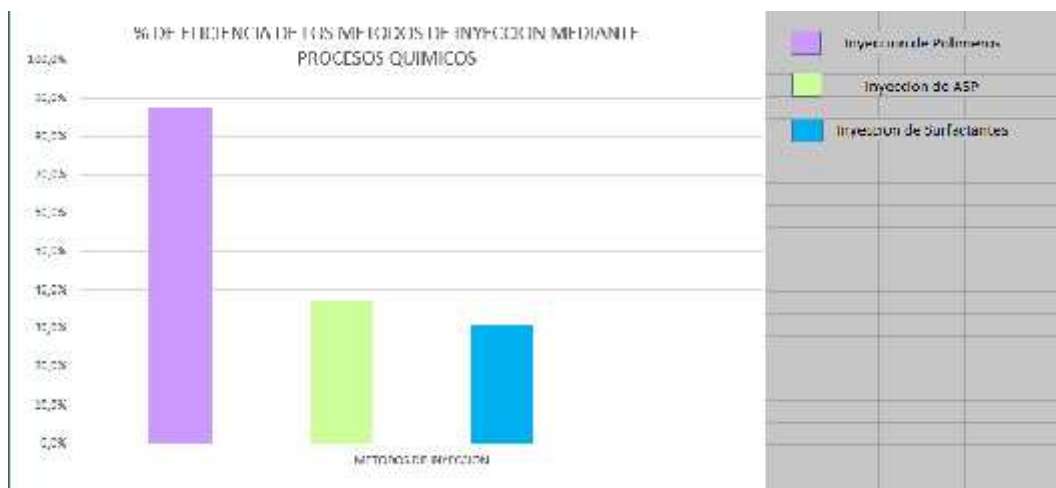


Diagrama N°13: Barra de porcentaje del reservorio #2
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El diagrama de barra muestra que el porcentaje de eficiencia más alto para el reservorio U inferior es por medio de polímeros con un porcentaje de 87.5%.

4.1.3 Reservorio Hollin principal

El reservorio Hollin principal es el reservorio número 3 a comparar, el cual se encuentra ubicado en el campo Indillana. La tabla N°14 muestra los parámetros del siguiente reservorio.

PARAMETROS	VALORES
Grado API	24.8
Viscosidad	5.2 cp
Temperatura	220 °F
Permeabilidad	1050 md
Profundidad	934.8 ft
So %	63.5%
Porosidad	16.7%
Salinidad ppm	5363

Tabla N°14: Características del reservorio #3.
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El crudo de este reservorio es de 24.8 grado API, por lo cual se lo cataloga como un petróleo mediano según el Instituto Americano de Petróleo.

Los datos del reservorio Hollin principal fueron ingresados en el modelo tamizado para la comparación de la posible aplicabilidad de los procesos químicos.

CRITERIOS DE SELECCIÓN				
CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO		INYECCIÓN DE POLÍMEROS	INYECCIÓN ASP	INYECCIÓN DE SURFACTANTES
Gravimetría	4.8	100%	100%	FALSO
Viscosidad	5.2	100%	100%	100%
Sp %	19.2	100%	100%	FALSO
Permeabilidad	1250.0	100%	100%	FALSO
Porosidad	33.7	100%	FALSO	FALSO
Turbulencia	834.8	100%	FALSO	100%
Salinidad	5838.0	100%	100%	100%
Temperatura	275.0	100%	FALSO	FALSO
PORCENTAJE DE EFICIENCIA %		100,0%	62,5%	37,5%

Tabla N°15: Comparación de los procesos para el reservorio #3.
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El porcentaje de aplicabilidad de los procesos químicos para el reservorio Hollin principal es de:

- Inyección de polímeros 100 %
- Inyección ASP 62.5%
- Inyección de surfactantes 37.5 %

Cada uno de estos porcentajes se graficaran en el diagrama de barras número 14.

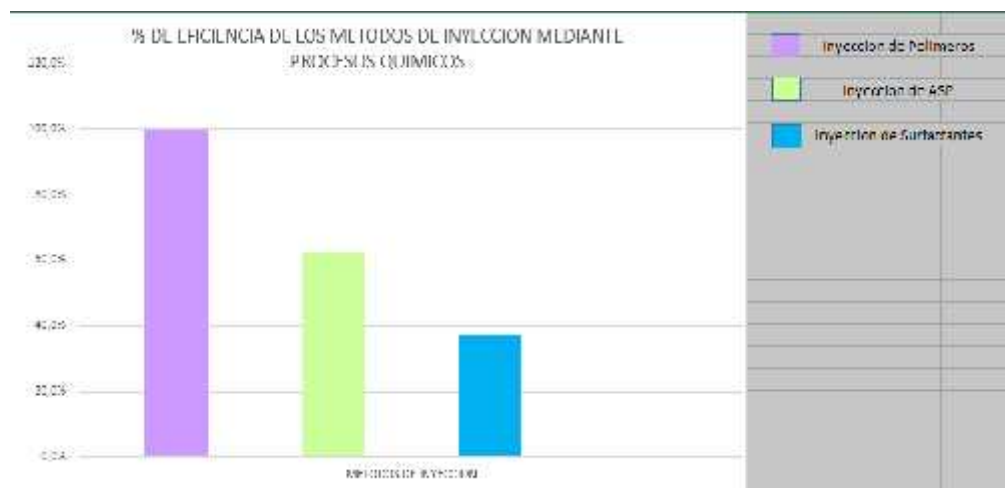


Diagrama N°14: Barra de porcentaje del reservorio #3.
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El diagrama de barra muestra que el porcentaje de eficiencia más alto es por medio de polímeros con un porcentaje de 100 %.

4.1.4 Reservorio U superior.

El reservorio U superior es el numero 4 a ser analizado en el modelo tamizado, está ubicado en el campo Eden Yuturi. La siguiente tabla nos proporciona los parámetros del reservorio.

PARAMETROS	VALORES
Grado API	21
Viscosidad	13.9 cp
Temperatura	198 °F
Permeabilidad	1400 md
Profundidad	5869.6 ft
So %	71.7 %
Porosidad	19.7%
Salinidad ppm	19800

Tabla N° 16: Características del reservorio #4
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El crudo de este reservorio es de 21 grado API, por lo cual se lo cataloga como un petróleo pesado según el Instituto Americano de Petróleo.

Los datos del reservorio U superior fueron ingresados en el modelo tamizado para la comparación de la posible factibilidad de procesos químicos.

CRITERIOS DE SELECCIÓN				
CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO		INYECCIÓN DE POLÍMEROS	INYECCIÓN ASP	INYECCIÓN DE SURFACTANTES
Grado API	21.0	100%	0%	0%
Viscosidad	13.9	100%	0%	0%
So %	71.7	100%	0%	0%
Permeabilidad	1400.0	100%	0%	0%
Profundidad	5870	100%	62.5%	25.0%
Profundidad	5869.6	100%	62.5%	25.0%
Salinidad	19800.0	100%	0%	0%
Temperatura	198.0	100%	0%	0%
PORCENTAJE DE EFICIENCIA %		100,0%	62,5%	25,0%

Tabla N° 17: Comparación de los procesos para el reservorio #4
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El porcentaje de aplicabilidad de los procesos químicos para el reservorio Hollin principal es de:

- Inyección de polímeros 100 %
- Inyección ASP 62.5%

- Inyección de surfactantes 25.0 %

Cada uno de estos porcentajes se graficaran en el diagrama de barras número 15.

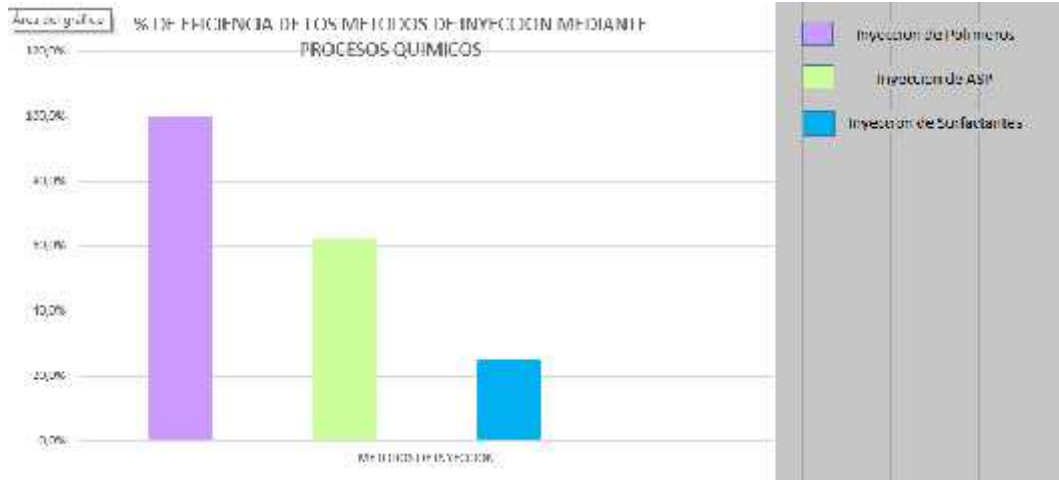


Diagrama N°15: Barra de porcentaje del reservorio #4
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

4.1.5 Reservorio Basal Tena

El reservorio número 5 es el reservorio Basal Tena el cual está ubicado en el campo Shushufindi Aguarico. La tabla 15 muestra los parámetros del reservorio.

PARAMETROS	VALORES
Grado API	24
Viscosidad	5.90 cp
Temperatura	192 °F
Permeabilidad	479 md
Profundidad	4130.4 ft
So %	54%
Porosidad	14.5%
Salinidad ppm	35000

Tabla N°18: Características del reservorio #5
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El crudo de este reservorio es de 24 grado API, por lo cual se lo cataloga como un petróleo mediano según el Instituto Americano de Petróleo.

Los datos del reservorio Basal Tena fueron ingresados en el modelo tamizado para la comparación de la posible factibilidad de procesos químicos.

CRITERIOS DE SELECCIÓN			
CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO	INYECCIÓN DE POLÍMEROS	INYECCIÓN ASP	INYECCIÓN DE SURFACTANTES
Gravimetría	100%	100%	100%
Viscosidad	100%	100%	100%
No. P.	100%	100%	100%
Formeabilidad	100%	100%	100%
Permeabilidad	100%	100%	100%
Profundidad	100%	100%	100%
Velocidad	100%	100%	100%
Temperatura	100%	100%	100%
PORCENTAJE DE EFICIENCIA %	100,0%	81,3%	37,5%

Tabla N°19: Comparación de los procesos para el reservorio #5
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El porcentaje de aplicabilidad de los procesos químicos para el reservorio Basal Tena es de:

- Inyección de polímeros 100 %
- Inyección ASP 81.3 %
- Inyección de surfactantes 37.5 %

Cada uno de estos porcentajes se graficaron en el diagrama de barras número 16.

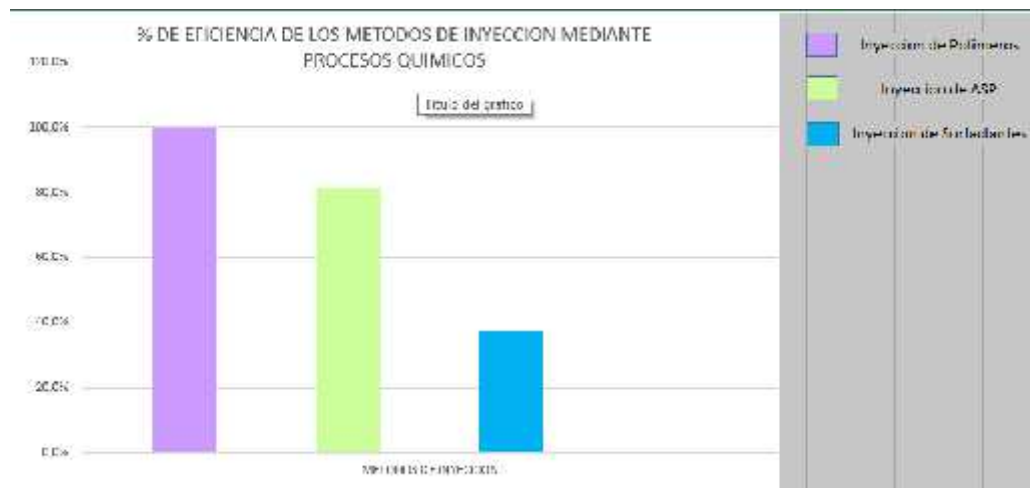


Diagrama N°16: Barra de porcentaje del reservorio#5
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El diagrama de barra muestra que el porcentaje de eficiencia más alto es por medio de polímeros con un porcentaje de 100 %.

4.1.6 Reservorio Basal Tena

El reservorio U es el número 6 a analizarse, está localizado en el campo Shushufindi Aguatico. La siguiente tabla muestra los parámetros del reservorio.

PARAMETROS	VALORES
Grado API	25.2
Viscosidad	4.8 cp
Temperatura	222 °F
Permeabilidad	521 md
Profundidad	3260.9 ft
So %	79%
Porosidad	13%
Salinidad ppm	57800

Tabla N°20: Características del reservorio #6
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El crudo de este reservorio es de 25.2 grado API, por lo cual se lo cataloga como un petróleo mediano según el Instituto Americano de Petróleo.

Los datos del reservorio U fueron ingresados en el modelo tamizado para la comparación de la posible factibilidad de procesos químicos.

CRITERIOS DE SELECCIÓN				
CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO		INYECCION DE POLIMEROS	INYECCION ASP	INYECCION DE SURFACTANTES
Grado API	25.2	100%	100%	100%
Viscosidad	4.8	100%	100%	100%
So %	79%	100%	FALSO	FALSO
Permeabilidad	521 md	100%	100%	100%
Porosidad	13%	100%	FALSO	FALSO
Profundidad	3260.9	100%	100%	100%
Salinidad	57800	100%	100%	100%
Temperatura	222.0	100%	FALSO	FALSO
PORCENTAJE DE EFICIENCIA %		93,8%	62,5%	50,0%

Tabla N°21: Comparación de los procesos para el reservorio #6.
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El porcentaje de aplicabilidad de los procesos químicos para el reservorio U es de:

- Inyección de polímeros 93.8 %
- Inyección ASP 62.5%
- Inyección de surfactantes 50 %

Cada uno de estos porcentajes se graficaran en el diagrama de barras número 17.

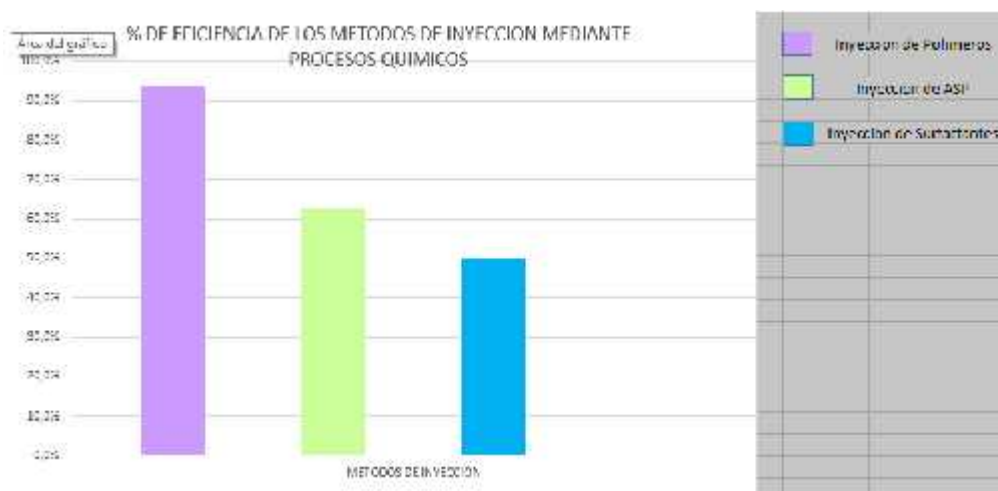


Diagrama N°17: Barra de porcentaje del reservorio#6
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El diagrama de barra muestra que el porcentaje de eficiencia más alto es por medio de polímeros con un porcentaje de 93.8 %.

4.1.7 Reservorio Basal Tena

El reservorio Basal Tena es el séptimo reservorio a analizar, se encuentra en el campo Auca. La tabla N°22 muestra los parámetros del siguiente reservorio.

PARAMETROS	VALORES
Grado API	21.1
Viscosidad	20.5 cp
Temperatura	180 °F
Permeabilidad	790 md
Profundidad	2284.8
So %	75.7%
Porosidad	17.2
Salinidad ppm	18500

Tabla N°22: Características del reservorio #7.
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El crudo de este reservorio es 21.1 grado API, por lo tanto es un petróleo pesado según el Instituto Americano de Petróleo.

Los datos del reservorio Basal Tena fueron ingresados en el modelo tamizado para la comparación de la posible factibilidad de procesos químicos.

CRITERIOS DE SELECCIÓN				
CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO		INYECCIÓN DE POLÍMEROS	INYECCIÓN ASP	INYECCIÓN DE SURFACTANTES
Permeabilidad	21.3	100%	100%	100%
Porosidad	27.8	100%	FALSO	100%
SG - S _g	76.7	100%	FALSO	100%
Potencial iónico	250.0	100%	VERD	100%
Porosidad	17.2	100%	FALSO	100%
Permeabilidad	2254.8	100%	FALSO	100%
Salinidad	18000.0	100%	VERD	100%
Temperatura	110.0	100%	VERD	100%
PORCENTAJE DE EFICIENCIA %		100,0%	50,0%	37,5%

Tabla N°23: Comparación de los procesos para el reservorio #7
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El porcentaje de aplicabilidad de los procesos químicos para el reservorio U es de:

- Inyección de polímeros 100 %
- Inyección ASP 50.0%
- Inyección de surfactantes 37.5 %

Cada uno de estos porcentajes se graficaron en el diagrama de barras número 18.

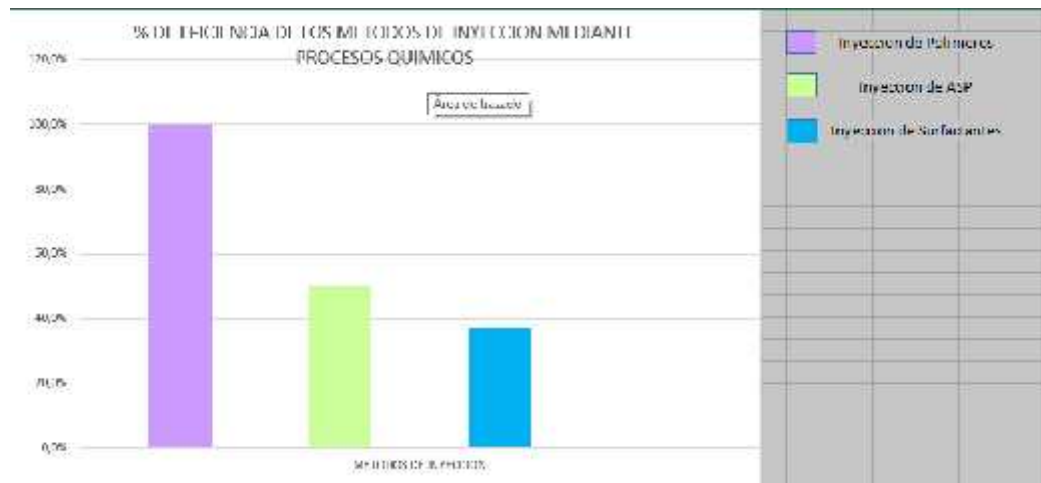


Diagrama N°18: Barra de porcentaje del reservorio #7
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

Como se observa en el diagrama la inyección por polímeros obtuvo un 100 %, en comparación a los otros dos procesos químicos.

4.1.8 Reservorio Hollin superior

El reservorio Hollin superior se encuentra en el campo Auca. La siguiente tabla muestra los parámetros del reservorio.

PARAMETROS	VALORES
Grado API	31.6
Viscosidad	4.3 cp
Temperatura	235 °F
Permeabilidad	61 md
Profundidad	8726.1 ft
So %	67.7 %
Porosidad	12.8%
Salinidad ppm	2200

Tabla N°24: Características del reservorio #8.
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El crudo de este reservorio es 31.6 grado API, por lo tanto es un petróleo ligero según el Instituto Americano de Petróleo.

Los datos del reservorio Hollin superior fueron ingresados en el modelo tamizado para la comparación entre los procesos químicos identificando un porcentaje de su posible aplicabilidad.

CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO		CRITERIOS DE SELECCIÓN		
		INYECCIÓN DE POLÍMEROS	INYECCIÓN ASP	INYECCIÓN DE SURFACTANTES
Grado API	31.6	100%	TRUE	TRUE
Viscosidad	4.3	100%	TRUE	TRUE
Temperatura	235	100%	TRUE	TRUE
Permeabilidad	61.0	100%	TRUE	TRUE
Profundidad	8726.1	100%	FALSE	FALSE
Profundidad	8726.1	100%	TRUE	FALSE
Salinidad	2200.0	100%	TRUE	TRUE
Temperatura	235.0	100%	TRUE	TRUE
PORCENTAJE DE EFICIENCIA %		93,8%	68,8%	37,5%

Tabla N°25: Comparación de los procesos para el reservorio #8
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El porcentaje de aplicabilidad de los procesos químicos para el reservorio Hollin superior es de:

- Inyección de polímeros 93.8 %
- Inyección ASP 68.8%
- Inyección de surfactantes 37.5 %

Cada uno de estos porcentajes se graficaran en el diagrama de barras número 19.

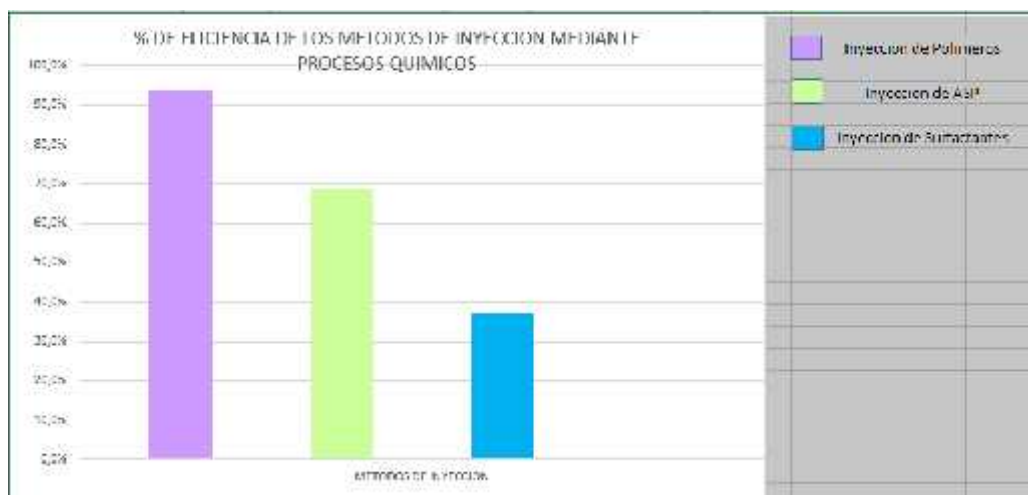


Diagrama N°19: Barra de porcentaje del reservorio#8
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

4.1.9 Reservorio UI

El reservorio UI se encuentra en el campo Auca Sur, es el noveno reservorio a ser comparado. La siguiente tabla muestra los parámetros del siguiente reservorio.

PARAMETROS	VALORES
Grado API	18.5
Viscosidad	3.8 cp
Temperatura	185 °F
Permeabilidad	308 md
Profundidad	5341.4 ft
So %	86.3 %
Porosidad	13.7%
Salinidad ppm	35200

Tabla N°26: Características del reservorio #9.
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El crudo de este reservorio es 18.5 grado API, por lo tanto es un petróleo pesado según el Instituto Americano de Petróleo.

Los datos del reservorio UI ingresados en el modelo tamizado para la comparación entre los procesos químicos identificando un porcentaje de su posible aplicabilidad.

CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO		CRITERIOS DE SELECCIÓN		
		INYECCION DE POLIMEROS	INYECCION ASP	INYECCION DE SURFACTANTES
GRADU API	15.5	100%	58.90	79.10
VISCOSIDAD	5.8	100%	99%	100
So. S.	105.0	77.50	79.90	79.10
Permeabilidad	206.0	100%	100%	79.10
Pureza	11.7	100%	100.00	100
Profundidad	534.4	100%	100%	79.10
Salinidad	6600.0	100%	100%	100%
Temperatura	185.0	100%	9%	79.10
PORCENTAJE DE EFICIENCIA %		87.5%	56.3%	25.0%

Tabla N°27: Comparación de los procesos para el reservorio #9
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El porcentaje de aplicabilidad de los procesos químicos para el reservorio UI es de:

- Inyección de polímeros 87.5 %
- Inyección ASP 56.3%
- Inyección de surfactantes 25.0 %

Cada uno de estos porcentajes se graficaran en el diagrama de barras número 20.

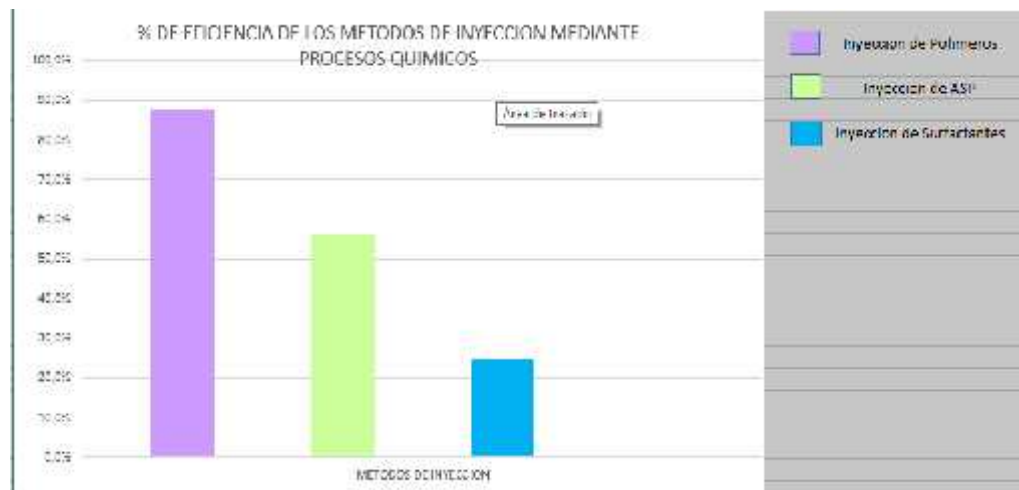


Diagrama N°20: Barra de porcentaje del reservorio#9
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

4.1.10 Reservorio T

El reservorio T se encuentra en el campo Auca Sur y es el décimo reservorio a analizar. La siguiente tabla muestra los parámetros del siguiente reservorio.

PARAMETROS	VALORES
Grado API	26.9
Viscosidad	3.3 cp
Temperatura	226 °F
Permeabilidad	240 md
Profundidad	4863.0 ft
So %	71.3 %
Porosidad	13.1%
Salinidad ppm	28500

Tabla N°28: Características del reservorio #10.
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El crudo de este reservorio es 26.9 grado API, por lo tanto es un petróleo mediano según el Instituto Americano de Petróleo.

Los datos del reservorio T ingresados en el modelo tamizado para la comparación entre los procesos químicos identificando un porcentaje de su posible aplicabilidad.

CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO	CRITERIOS DE SELECCIÓN		
	POLÍMEROS	INYECCIÓN ASP	INYECCIÓN DE SURFACTANTES
Grado API	100%	100%	100%
Viscosidad	100%	100%	100%
So %	100%	0%	66.6%
Permeabilidad	100%	100%	66.6%
Porosidad	100%	FALSO	FALSO
Profundidad	100%	100%	100%
Salinidad	100%	100%	100%
Temperatura	100%	100%	100%
PORCENTAJE DE EFICIENCIA %	93,8%	68,8%	50,0%

Tabla N°29: Comparación de los procesos para el reservorio #10.
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

El porcentaje de aplicabilidad de los procesos químicos para el reservorio UI es de:

- Inyección de polímeros 93.8 %
- Inyección ASP 68.8%
- Inyección de surfactantes 50.0 %

Cada uno de estos porcentajes se graficaran en el diagrama de barras número 21.

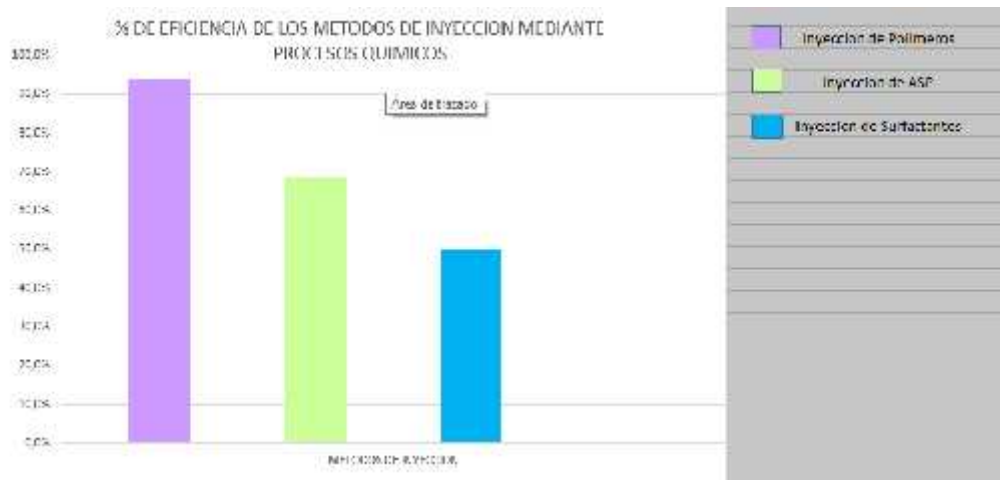


Diagrama N°21: Barra de porcentaje del reservorio #10
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

CAPITULO V

RESULTADOS

5.1 Conclusiones

- En el presente trabajo de titulación se concluye que la recuperación terciaria es la recuperación más eficaz para un mejor desplazamiento del petróleo en el medio poroso, lo que conlleva a un mayor recobro de petróleo, varias son las técnicas utilizadas en la recuperación de petróleo y cada una de ellas cuentan con sus diversos parámetros para su aplicación. Entre estas recuperaciones se encuentra la recuperación mejorada mediante procesos químicos.
- Aunque en pocos países se ha realizado inyecciones mediante procesos químicos los resultados obtenidos han sido favorables para el incremento de recobro de petróleo en yacimientos maduros.
- El modelo tamizado va a identificar si un reservorio es apto para una recuperación mediante procesos químicos, basándose en una comparación entre el reservorio candidato y los parámetros establecidos con respecto a las condiciones del reservorio y del petróleo puesto que cada yacimiento es único.
- Para selección de pozos candidatos se realizó un modelo tamizado tomando en cuenta los diversos parámetros del reservorio y del petróleo descrito por Taber, Sareight, Martin, Mortis, Ahmed, Abdus, Thakur, Awan, Cadelle, Teigland y Burger para una mejor comparación de los procesos químicos en un reservorio candidato.
- Para mejorar el factor de recobro en los campos ya maduros se realizó un análisis en diez reservorios del Oriente Ecuatoriano en un modelo tamizado, cuyo resultado fue que mediante la inyección de polímeros se obtendría mayores recuperaciones de petróleo que en los procesos ASP o surfactantes.

- Entre los reservorios analizados en el modelo tamizado, el reservorio que obtuvo los menores porcentajes en las comparaciones de los procesos químicos fue el reservorio T superior del campo Limoncocha, cuyos porcentajes fueron menores al 40%.
- Los porcentajes de eficiencia mostrados en el análisis de reservorios del modelo tamizado hace referencia de la aplicabilidad más no a la recuperación de petróleo residual.

5.2 Recomendaciones

- Considerar los diversos parámetros para la aplicación de los métodos de inyección mediante procesos químicos, ya que cada yacimiento es único.
- Para la aplicación de los procesos químicos las permeabilidades deben ser mayor a 10 milidarcys, puesto que si son menores se dificulta el desplazamiento de los polímeros, surfactantes y ASP en el reservorio.
- Tener en cuenta las fracturas extensivas en el reservorio para que en la inyección mediante polímeros, surfactantes y ASP no se desvíe por zonas más permeables lo que desfavorece un recobro de petróleo.
- Es necesario basarnos en las unidades establecidas en la tabla de criterios de selección para la aplicación del modelo tamizado (características del reservorio y crudo) puesto que la utilización de otras medidas nos proporcionaría un error al momento de realizar una preselección de un pozo candidato.

- Antes de la realización de inyecciones mediante procesos químicos realizar estudios de núcleos, determinando los parámetros del reservorio para un mejor barrido del POES.
- Contar con la información histórica del pozo candidato para analizar el POES y el petróleo producido hasta una fecha dada, de esta manera saber de antemano si es factible la realización de una posible inyección mediante procesos químicos, de caso contrario sería innecesaria la inyección puesto que el costo superaría la recuperación del mismo.
- Existe un límite preestablecido para identificar la presión de la fractura el cual es 0.75lpc/pie de profundidad; excederse provocaría una fracturas lo que conllevaría el desvió de químicos y por lo tanto una mala recuperación de petróleo.

5.3 Bibliografía

1. Abdallah, W., Buckley, J. S., Carnehie, A., Edwards, J., Herold, B., Fordham, E., . . . Ziauddin, M. (2007). *Fundamentos de la Mojabilidad*. 50.
2. Abdus, S., & Thakur, G. (2004). *Integrated Petroleum Reservoir Management*. EEUU.
3. Ahmed, D. T. (2006). *Principals of enhanced Oil recovery*.
4. Al Mjeni, R., Arora, S., Pradeep , C., Wunnik, J., Edwards, J., Felber, B. J., . . . Ramamoorthy, R. (2010-2011). Llego el momento para la tecnologia EOR? *Slumberland Oilfield Review*, 19-20.
5. Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). *Enhanced Oil Recovery*. USA.
6. Anton de Salager, R. E. (2005). *tension interfacial*. Venezuela: Laboratorio FIRP.
7. Argandoña Mata, J., Muro, H., & Lazaro, S. (2012). *Selección de procesos potenciales de recuperación mejorada y analogías mundiales basados en una herramienta computacional* (Vol. 10).
8. Awan, A., Teigland, R., & Kleppe, J. (2006). EOR Survey in the North Sea.
9. Barandiaran Carrillo, L. (2006). *Apuntes de Ingeniería de reservorio*.
10. Barberi, E. (1998). *PDVSA-CIED*. Venezuela.
11. Barberii, E., Petroleos de Venezuela, & S.A. Programa de Educacion Petrolera. (1998). *El Pozo Ilustrado*. Venezuela: PDVSA.
12. Blog, P. &. (21 de Septiembre de 2009). *Petroleum & Natural Gas Engineering Blog*. Obtenido de Petroleum & Natural Gas Engineering Blog: <http://pgengineering.blogspot.com/2009/09/directional-drilling.html>
13. Bu, C. (2009). *Analisis y Evaluacion de Proyectos de Inversion*. Mexico.
14. Cadelle, C., & Burger, J. (1980). Heavy oil recovery. *SPE 50th California Regional Meeting*.
15. Callao, R. P. (12 de octubre de 2013). *Ingeniería Petrolera*. Obtenido de Ingeniería Petrolera: http://ingenieraenpetroleo.blogspot.com/2013/10/calculo-del-petroleo-producido-np-y-del_12.html
16. De Ferrer, M. P. (2001). *INYECCION DE AGUA Y GAS EN YACIMEINTOS PETROLIFEROS*. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.

17. De la Cruz, L. M. (8 de Febrero de 2010). *Metodos Matematicos y Numericos de la*.
18. Escobar, F. H. (s.f.). *Fundamentos de Ingenieria de Yacimeintos*. Colombia: Guadalupe Ltda.
19. Franchi, R. (2006). *Principles OF Applied ReservoirSimulation*. Wyoming USA.
20. HALLIBURTON. (s.f.). *MANUAL DE YACIMIENTO*.
21. III, Y. (30 de Diciembre de 2010). *inyecciondeaguacaliente*. Obtenido de inyecciondeaguacaliente:
http://inyecaguacaliente.blogspot.com/2010_12_01_archive.html
22. Jorge, A., & Speight, J. G. (2007). Hidroprocesamiento de petroleos pesados y residuales. En S. J. ncheyta Jorge, *Hidroprocesamiento de petroleos pesados y residuales* (pág. 125).
23. Karpan , V., Farajzadeh, R., Dijk, H., Marsura Shell, T., Stoll, M., & Oman. (2011). *Seleccion del modelo correcto ASP por la historia de los experimentos de la inyección en núcleos”,.*
24. Keith, L. (1980). *Los Minerales y Rocas*. Barcelona: Fontalba.
25. Kogdenko, N. (01 de Febrero de 2013). *syntropolis*. Obtenido de syntropolis:
<http://syntropolis.net/knowledgehub/encyclopedia/suitability-of-a-reservoir-for-its-conversion-into-ugs/>
26. Lakatos, I., Toth, J., Bodi, T., & S-zabo, J. L. (2007). *Aplicación de surfactantes viscoelásticos como agentes de control de movilidad en inyección de surfactantes sobre tensión interfacial baja*. U. Miskolc, Hung. Acad Sci., Paul D. Berger and Christie Lee.
27. Pelaez Zapata, R. (2014). Edicion 69. *PetroQuiMex*, 13.
28. Petrolera, L. C. (25 de Enero de 2009). *Blog Petrolero*. Obtenido de Blog Petrolero:
<http://yacimientos-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/el-uso-de-surfactantes-en-proyectos-de.html>
29. Ramsey, M. (1998). *Schlumberger Oilfield Glossary*. Obtenido de Schlumberger Oilfield Glossary: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/maincredits.aspx>
30. Rivera, J. (1988). *Proceso de EOR*. INTVEP.
31. Salager, J. (Marzo de 2005). Recuperacion mejorada de petroleo. *CUADERNO FIRP S357-C*. Venezuela.

32. Seethepalli, A., Adibhatla , B., & Mohanty, K. K. (2004). *Interacciones físico-químicas durante las inyecciones de surfactante de yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados*. USA: U. of Houston.
33. Sevin, J., & Capron, B. (s.f.). *Schlumberger*. Obtenido de Schlumberger.
34. Shedid A. Shedid, A.-A. A. (2000). *Comparacion de las inyecciones quimicas con vapor a traves de pozos verticales y horizontales*. EPRI.
35. Taber, J. J., Seright, R., & Martin, D. (1997). EOR Screening Criteria Revisited. *SPE*, 189-198.
36. Wang, J., Shi, F., & Jia, X. (2012). *Estudio de laboratorio sobre la transferencia de masa por inyeccion ASP*. Instituto de investigacion de la exploracion y desarrollos petrolero, Compañía PetroChina.
37. Wang, W., & Yongan, G. (2005). *Estudios experimentales de la detección y rehúso de los quimicos producidos en inyecciones ASP*. Canada.
38. Y. P. Zhang, S. H., & Dong, M. (2003). *La determinacion de la estrategia de inyeccion ASP mas rentable para la recuperacion mejorada de petroleo*.



Figura N°23: Países donde se realizaron procesos CEOR y pruebas pilotos.
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.

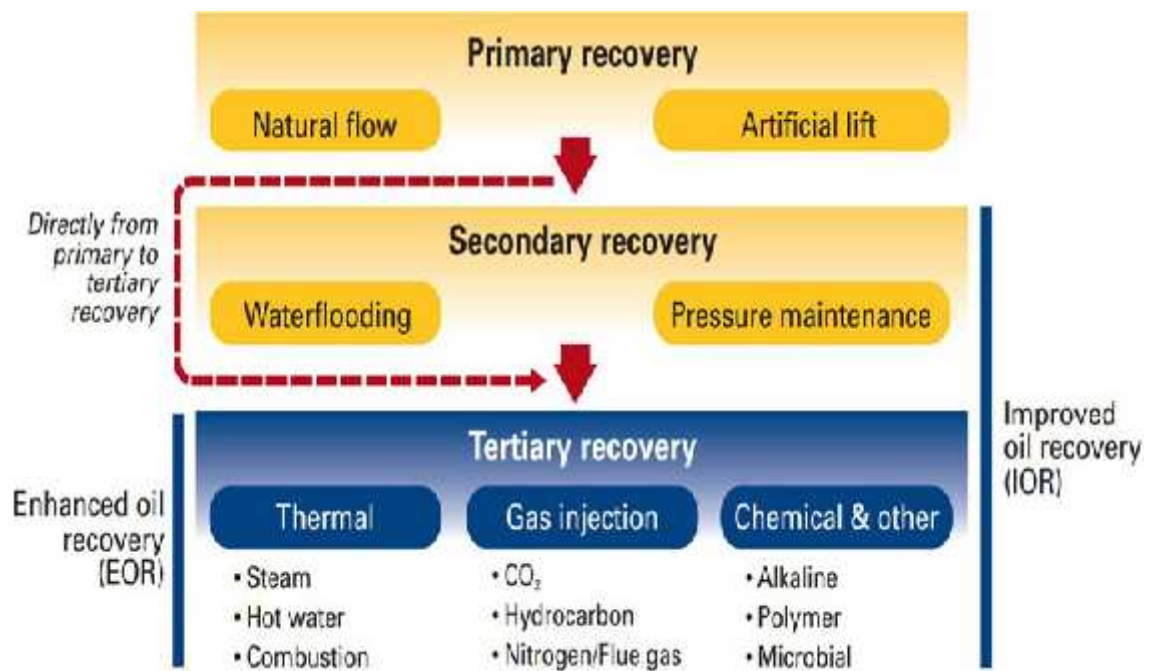


Figura N°24: Clasificación de las recuperaciones de petróleo.
FUENTE: (Sevin & Capron, s.f.)

INYECCIONES MEDIANTE QUIMICOS

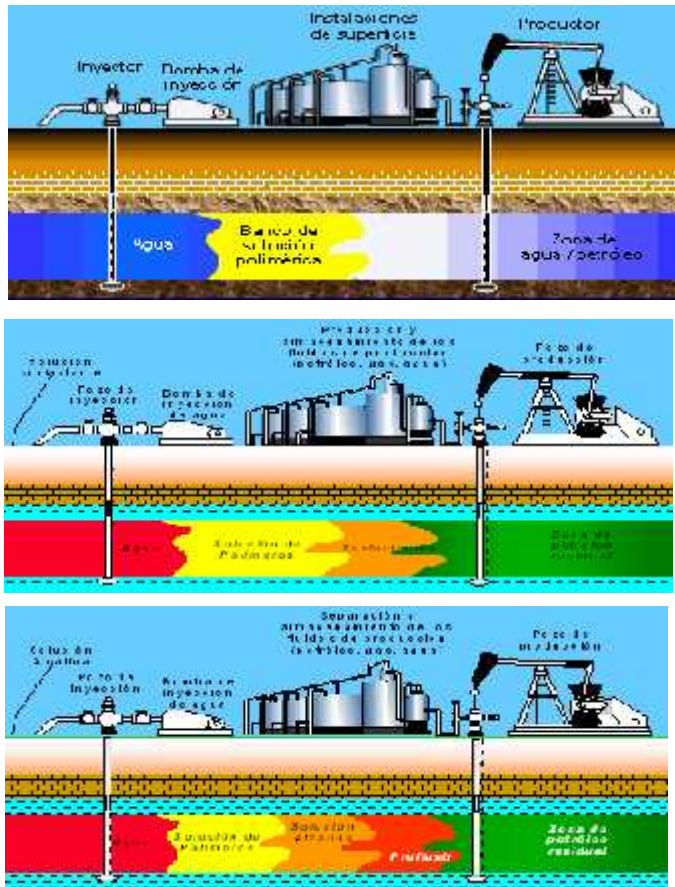


Figura N°25: Eficiencia de los métodos químicos en recuperación de petróleo.
Elaborado por: María Sol Cevallos Lara.