



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA

**BASES TÉCNICAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN EN CAMPO DE UN PROCESO DE
RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE ÁLCALI-TENSOACTIVO-
POLÍMERO.**

TESIS
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERA QUÍMICA

PRESENTA
KAREN MARTINEZ HERNANDEZ



MÉXICO, D.F.

2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: PROFESOR: JOSÉ ANTONIO ORTIZ RAMÍREZ
VOCAL: PROFESOR: JUAN MARIO MORALES CABRERA
SECRETARIO: PROFESOR: SIMÓN LÓPEZ RAMÍREZ
1ER. SUPLENTE: PROFESOR: NÉSTOR NOE LÓPEZ CASTILLO
2 ° SUPLENTE: PROFESOR: LETICIA VALLE ARIZMENDI

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

UNIDAD DE SERVICIOS PARA LA INDUSTRIA PETROLERA (LAB 103-106), ANEXO F2. FQ,
UNAM.

ASESOR DEL TEMA:

(Nombre y firma)

SIMÓN LÓPEZ RAMÍREZ

SUSTENTANTE:

(Nombre y firma)

KAREN MARTÍNEZ HERNÁNDEZ



Contenido

Lista de tablas.....	1
Lista de figuras.	2
Resumen	5
Introducción	6
Objetivo	9
Objetivos particulares.....	9
CAPÍTULO 1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS.....	10
1.1 Definición de yacimiento.....	10
1.2 Tipos de yacimiento	11
1.2.1 Clasificación geológica de los yacimientos.....	11
1.2.2 De acuerdo con el tipo de roca almacenadora	12
1.2.3 De acuerdo a la presión original.....	13
1.2.4 De acuerdo al diagrama de fase y al tipo de fluidos almacenados	13
1.2.5 De acuerdo a las propiedades de los hidrocarburos	16
1.2.6 De acuerdo con el tipo de empuje predominante o mecanismo de producción	16
1.3 Clasificación del aceite	17
1.4 El agua de los yacimientos.....	19
1.5 Etapas de recuperación de aceite	22
1.5.1 Recuperación primaria.....	24
1.5.2 Recuperación secundaria	24
1.5.3 Recuperación mejorada de hidrocarburos.....	24
1.6 Métodos de EOR.....	25
1.6.1 Inyección de químicos	28
1.6.2 Inyección de espumas	28



1.6.3 Inyección de polímero.....	29
1.6.4 Inyección de tensoactivo.....	31
1.6.5 Inyección de álcali.....	33
1.6.6 Inyección de ASP.....	36
1.6.6.1 Curva de flujo fraccional y ASP	38
CAPÍTULO 2. PERSPECTIVA DE EOR.....	40
2.1 Métodos de EOR en el mundo	40
2.2 Métodos de EOR clasificados por litología	41
2.2.1 Areniscas.....	41
2.2.2 Carbonatos	42
2.3 Métodos de EOR de acuerdo a <i>The Oil and Gas Journal</i>	43
2.4 EOR en México	44
2.5 Complejo Poza Rica.....	48
2.5.1 Ficha técnica del campo Poza Rica (producción actual a junio 2013, producción acumulada a enero 2013).....	51
CAPÍTULO 3 .FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	52
3.1 Conceptos.....	52
3.2 Presión.....	53
3.3 Presión hidrostática.....	53
3.4 Fluidos newtonianos y no newtonianos	54
3.4.1 Velocidad de corte	57
3.5 Régimen de flujo para fluidos newtonianos	57
3.5.1 Numero de Reynolds	57
3.6 Criterio de flujo para fluidos no newtonianos	58
3.7 Perdidas de presión por fricción	59
3.7.1 Factor de fricción para fluidos newtonianos	60
3.7.2 Factor de fricción para fluidos no newtonianos	63
3.8 Permeabilidad	64
3.9 Definiciones de presiones en el ámbito de la Ingeniería Petrolera.....	66



3.10 Ecuación de flujo fraccional.....	66
CAPITULO 4. GENERALIDADES DEL PROCESO.....	67
4.1 Descripción del proceso	67
4.2 Planteamiento del problema.....	69
4.3 Generalidades del sistema de inyección	70
4.4 Información para el proceso de inyección.....	71
4.4.1 Características de los productos químicos.....	71
4.4.2 Datos del fluido del yacimiento.....	73
4.4.3 Características del agua de inyección.....	73
4.4.4 Estado mecánico del pozo PR- 167	75
4.5 Primera parte del proceso	76
4.5.1 Balance de materia del proceso.....	76
4.5.2 Ecuaciones de balance	76
4.6 Segunda parte del proceso	79
4.6.1 Balance de presiones para determinar la presión de inyección de la bomba y la presión en el fondo del yacimiento.....	80
4.6.2 Presión de inyección de la bomba e introducción de la ley de Darcy para flujo radial.....	80
4.7 Metodología para obtener la presión de fondo	82
4.8 Corrección de la viscosidad.....	83
4.9 Corrección de la viscosidad para un fluido newtoniano.	83
4.10 Corrección de la viscosidad para un fluido no newtoniano.....	84
4.11 Memoria de cálculo para la obtención de la presión de fondo y presión de inyección a diferentes gastos.	84
CAPÍTULO 5. RESULTADOS DEL PROCESO DE INYECCIÓN ASP	93
5.1 Primera sección del proceso; balance de materia del proceso	93
5.1.1 Especificaciones para el sistema de inyección.	94
5.2 Segunda sección del proceso.....	95
5.2.1 Validación del balance de presiones de fondo con prueba de inyectabilidad. ..	95
5.2.1.1 Resultados obtenidos a partir de la prueba de inyectabilidad.	97



5.2.2 Fluido newtoniano y no newtoniano.....	99
5.2.2.1 Resultados para el fluido newtoniano.....	100
5.2.2.2 Resultados para fluido no newtoniano.....	102
5.2.3 Curva de flujo fraccional.....	106
CAPÍTULO 6. NORMATIVIDAD.....	108
6.1 Clasificación del área del proceso.....	108
6.2 Manejo del agua congénita.....	112
6.3 Materiales de construcción.....	114
6.4 Normas aplicables al proceso.....	118
6.5 Recomendaciones generales.....	123
BASES DE DISEÑO.....	129
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	132
ANEXOS.....	133
1. Análisis de unidades para el cálculo de ΔP por fricción.....	133
2. Metodología para la obtención de los parámetros k y n del polímero.....	134
3. Velocidad intersticial en el yacimiento.....	135
4. Radio de poro.....	136
5. Velocidad de corte en el yacimiento.....	136
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	137



Lista de tablas

Tabla 1. Métodos de EOR.

Tabla 2. Diferentes tipos de fluidos.

Tabla 3. Tipos de petróleo (Instituto Mexicano del Petróleo).

Tabla 4. Iones presentes en el agua de yacimiento.

Tabla 5. Factores totales de recuperación en yacimientos homogéneos.

Tabla 6. Métodos térmicos y no térmicos.

Tabla 7. Criterios de selección para métodos de EOR.

Tabla 8. Características de la inyección de ASP.

Tabla 9. Resumen de los procesos de recuperación implementados por región.

Tabla 10. Proyectos de recuperación adicional en México.

Tabla 11. Producción acumulada a enero de 2013.

Tabla 12. Datos del campo Poza Rica.

Tabla 13. Rugosidad de tuberías.

Tabla 14. Factor de fricción de acuerdo al régimen de flujo.

Tabla 15. Factor de fricción para fluidos no newtonianos.

Tabla 16. Concentraciones de químicos a boca de pozo.

Tabla 17. Resultados del balance de materia.

Tabla 18. Lista de equipos del proceso de inyección de ASP.

Tabla 19. Datos de la prueba de inyectabilidad.

Tabla 20. Datos del pozo PR-167

Tabla 21. Datos para cálculo de la permeabilidad.

Tabla 22. Presión de inyección de la prueba de inyectabilidad.



Tabla 23. Presión de fondo de la prueba de inyectabilidad.

Tabla 24. Datos para el proceso de inyección ASP.

Tabla 25. Resultados de cálculo de presión hidrostática y de fractura.

Tabla 26. Presión de inyección a 0.7 cP.

Tabla 27. Viscosidad máxima.

Tabla 28. Resultado del cálculo de la velocidad intersticial.

Tabla 29. Viscosidad promedio (modelo de Newton) a diferentes temperaturas.

Tabla 30. Modelo reológico del polímero al 0.1% en solución acuosa.

Tabla 31. Parámetros reológicos.

Tabla 32. Inyección para fluido no newtoniano.

Tabla 33. Viscosidades a lo largo de la tubería.

Tabla 34. Comparativo fluido newtoniano vs fluido no newtoniano.

Tabla 35. Valores de k_w y k_o .

Tabla 36. Efecto en la permeabilidad debido a la inyección de tensoactivo.

Tabla 37. Definiciones de la normatividad.

Lista de figuras.

Figura 1. Factores necesarios para la formación de un yacimiento petrolífero.

Figura 2. Diferentes tipos de trampas.

Figura 3. Clasificación de los yacimientos según el diagrama de presión y temperatura.

Figura 4. Composición del Petróleo (IMP).

Figura 5. Estructura de resinas y asfáltenos.



Figura 6. Distribución de los fluidos en el yacimiento.

Figura 7. Principales fases del plan de desarrollo de un campo.

Figura 8. Clasificación tradicional de los métodos de recuperación.

Figura 9. Clasificación de los métodos de recuperación mejorada.

Figura 10. Proceso de inyección de químicos, sección transversal de tres pozos de un patrón de 5 pozos.

Figura 11. Proceso de inyección de polímeros.

Figura 12. Diagrama esquemático del efecto de la baja tensión interfacial.

Figura 13. Balance carbonato-bicarbonato.

Figura 14. Proceso de inyección de álcali.

Figura 15. Efecto de la viscosidad del petróleo sobre el flujo fraccional de agua.

Figura 16. Gráfica de f_w vs S_w a diferentes viscosidades del agua.

Figura 17. Efecto de la viscosidad del agua sobre el flujo fraccional de agua.

Figura 18. Tendencia de los proyectos de EOR.

Figura 19. Proyectos de EOR por litología (Basado en un total de 1507 proyectos internacionales).

Figura 20. Categorías de proyectos de EOR en el mundo.

Figura 21. EOR en México.

Figura 22. Condición de los proyectos de recuperación adicional.

Figura 23. Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país.

Figura 24. Participación histórica del IMP en iniciativas EOR.

Figura 25. Ubicación de los campos Escala UTM.



Figura 26. Perfil histórico de presión estática media en campos Poza Rica, Fm. Tamabra, línea continua, y Tamaulipas Constituciones, Fm. San Andrés, línea discontinua.

Figura 27. Reógrama típico para fluidos newtonianos.

Figura 28. Curvas típicas para fluidos independientes del tiempo.

Figura 29. Diagrama de Moody. (De L.F. Moody, Trans. ASME, vol 66, 1994).

Figura 30. Flujo radial de fluido.

Figura 31. Diagrama de flujo de proceso para inyección de ASP.

Figura 32. Diagrama de flujo de proceso por sección.

Figura 33. Esquema típico para preparar una solución de polímero.

Figura 34. Análisis STIFF & DAVIS.

Figura 35. Estado mecánico del pozo PR-167.

Figura 36. Diagrama a partir de la bomba inyectora al pozo Poza Rica 167.

Figura 37. Gráfica presión de inyección vs gasto de inyección de la prueba de inyectabilidad.

Figura 38. Gráfica presión de fondo vs gasto de inyección de la prueba de inyectabilidad.

Figura 39. Gráfica presión de fondo vs gasto de inyección para fluido newtoniano.

Figura 40. Perfil de viscosidades máximas.

Figura 41. Gráfica de presión de fondo vs gasto de inyección para fluido no newtoniano.

Figura 42. Curva de flujo fraccional, efecto del polímero y tensoactivo.

Figura 43. Anexo 2. Índice de especificaciones de materiales de tubería (EMT) costa fuera.

Figura 44. Especificación de materiales para tubería



Resumen

En México la producción de petróleo ha disminuido , debido a que el aceite no fluye de manera natural (recuperación primaria) y tampoco con el mantenimiento de la presión mediante la inyección de agua (recuperación secundaria), por lo que es necesario la implementación de la recuperación mejorada de hidrocarburos también conocida como recuperación terciaria (EOR, *Enhanced Oil Recovery*) que consiste en la inyección de materiales que normalmente no se encuentran en el yacimiento con el propósito de facilitar la extracción del aceite. La importancia de la recuperación mejorada radica en el incremento de las reservas (acumulaciones de hidrocarburos) del país y esto conduce a su desarrollo. Entre los métodos de recuperación mejorada se encuentran la inyección de álcali, tensoactivo y polímero (ASP, *alkaline –surfactant –polymer*) el cual permite modificar el equilibrio físico-químico del sistema que se presenta en el yacimiento, para incrementar los factores de recuperación de aceite.

Las condiciones de operación que definen las especificaciones del equipo de inyección de químicos son generalmente : la presión y la temperatura de inyección de los fluidos, la corrosión de los materiales por la alta salinidad del agua, la calidad del mezclado, la secuencia de inyección y la degradación por el esfuerzo mecánico a la que está sometido los productos químicos, estas condiciones más los factores de riesgo inherentes a las zonas petroleras y el impacto ambiental, requieren criterios de diseño y especificaciones para todos los componentes del proceso, como la selección adecuada de los materiales, equipos e instalaciones. Si bien en el mundo la inyección ASP no es un tema reciente, en México aún no se desarrolla completamente y bibliográficamente no existe una referencia donde se indiquen los aspectos básicos a considerar en un proceso de inyección de químicos, por lo que en este trabajo se establecerán las recomendaciones generales para la implementación en campo del proceso de inyección de químicos ASP para asegurar su inyección continua al yacimiento.



Introducción

Los métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos se dividen principalmente en; térmicos, químicos y gases. Los primeros, incluyen la inyección de vapor, agua caliente y aire con el propósito de transmitir energía calorífica al yacimiento para modificar las propiedades del aceite (viscosidad) y la interacción de la roca con los fluidos. Los métodos químicos tienen el propósito de modificar las fuerzas capilares en la matriz porosa del yacimiento a través de la inyección de productos químicos (álcalis, tensoactivos, polímeros). Los métodos de inyección de gases incluyen el desplazamiento miscible (CO_2) con el propósito de eliminar las fuerzas capilares que mantienen atrapado al aceite en el medio poroso. En la tabla 1 se resumen las características de estos métodos.

Tabla 1. Métodos de EOR. (Aurel Carcoana. Applied enhanced oil recovery)

Método	Características
Químicos	Los métodos químicos se caracterizan por la adición de productos químicos al agua a fin de generar las propiedades del fluido y las condiciones interfaciales que son favorables para el desplazamiento del petróleo. Estos métodos pueden ser inyecciones de polímeros usando poliacrilamidas, polisacáridos o tensoactivos.
Gas	Tienen mayor potencial para la recuperación de aceite de baja viscosidad, entre estos métodos se encuentran la inyección miscible de CO_2 .
Térmicos	Proporcionan energía al transmitir calor al yacimiento para reducir la viscosidad del aceite, volviéndose más móvil de modo que se puede conducir más eficazmente a los pozos, se utilizan inyecciones de vapor y combustión in situ para los yacimientos que contienen aceite de baja gravedad.



La selección de estos métodos dependerá principalmente de la densidad del aceite ($^{\circ}$ API). Si es un yacimiento que contiene aceite pesado (entre 10 y 22° API) y extrapesado ($<10^{\circ}$ API) se utilizan métodos térmicos. Si el yacimiento es de aceite mediano (entre 22 y 31° API) o ligero ($> 31^{\circ}$ API) se utilizan los métodos químicos o gases, respectivamente.

De acuerdo con la base de datos reportada en *The Oil and Gas Journal* y *The Society of Petroleum Engineers* ⁽¹⁾ menciona que de 1959 al 2010 se contabilizaron alrededor de 652 proyectos de EOR en el mundo, entre métodos térmicos, gases, químicos y de actividad microbiana, siendo los métodos térmicos los de mayor proporción. Estados Unidos es líder mundial en la implementación de esta categoría, mientras que China es líder mundial en proyectos de métodos químicos.

Basado en la litología del yacimiento (areniscas, carbonatos y formaciones turbidíticas) en el artículo SPE Current status and opportunities, se menciona que se registraron cerca de 1507 proyectos internacionales entre los cuales el 78% corresponde a yacimientos de areniscas, el 18 % a formaciones carbonatadas y el restante a turbidíticas. El artículo indica que en yacimientos de areniscas los métodos térmicos son los que predominan siendo Estados Unidos el líder.

Los métodos químicos también tienen una pequeña contribución en el mundo y China es el país con mayor producción de aceite procedente de estos métodos siendo la inyección de polímeros los proyectos más aplicados. Sin embargo ha ido en aumento las evaluaciones a escala piloto en países como Canadá. Y para yacimientos carbonatados la inyección de gases es el proceso de EOR más utilizado.



La inyección con polímeros es el único método químico de EOR probado en formaciones carbonatadas, mientras que los métodos térmicos tienen una contribución relativamente pequeña en la producción de aceite en yacimientos carbonatados. En México la experiencia de procesos de recuperación mejorada ha sido con la inyección de N₂ en Cantarell ⁽²⁾.

La importancia de los procesos de recuperación mejorada radica en las reservas, estas al producirse mediante la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tiene un resultado exitoso a partir de una prueba piloto, o cuando exista una respuesta favorable de un proceso de recuperación. ⁽³⁾ En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no ha sido implementado. ⁽⁴⁾

Para adquirir experiencia en México en procesos de inyección de químicos, es necesario desarrollar pruebas pilotos de los procesos de recuperación mejorada. Este trabajo coadyuva a la implementación de una prueba piloto para la inyección secuencial de álcalis, tensoactivos y polímeros, con diferentes propósitos en el yacimiento. Con la inyección de álcalis se forman tensoactivos naturales a partir de los ácidos carboxílicos y nafténicos que son parte del aceite, funcionando como un agente de sacrificio para disminuir la adsorción (perdida) sobre la superficie mineral de los tensoactivos comerciales. La inyección del tensoactivo comercial tiene el propósito de modificar las fuerzas capilares que mantienen al aceite atrapado en la matriz porosa, a través del cambio de la tensión interfacial agua-aceite y la mojabilidad (tendencia de un fluido por adherirse a la roca) de la superficie mineral. La inyección del polímero tiene el propósito de aumentar la viscosidad del agua para controlar su movilidad y diversificar su flujo en el yacimiento.



En conjunto, la inyección de estos productos químicos permite modificar el equilibrio físico-químico del sistema agua-aceite-roca y aumentar la viscosidad del agua, todo para incrementar los factores de recuperación de aceite y con esto su extracción.

La principal limitación en los procesos de recuperación por inyección de ASP es asegurar el desempeño de los productos químicos en el yacimiento, además, sin ser menos importante, se debe garantizar el transporte de estos productos desde la instalaciones superficiales hasta el yacimiento, por lo tanto, es necesario diseñar y especificar el proceso que incluye el sistema integral de inyección a fin de garantizar la integridad del personal y los equipos en las instalaciones petroleras considerando la naturaleza de los fluidos y productos químicos, minimizando el impacto al medio ambiente.

Objetivo

Crear un documento en el cual se establezcan las bases técnicas para la inyección ASP desde la superficie a fondo de pozo para la implementación en campo de una prueba piloto de recuperación mejorada por inyección de álcali, tensoactivo y polímero.

Objetivos particulares

- Establecer las especificaciones para el sistema integral de inyección.
- Establecer las recomendaciones generales en cuanto al manejo y disposición del agua congénita y la especificación de materiales de la tubería superficial de acuerdo a la normatividad.
- Elaborar las bases de diseño para el proceso de inyección de ASP.



CAPÍTULO 1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS

1.1 Definición de yacimiento

Los hidrocarburos son mezclas de compuestos orgánicos los cuales están constituidos principalmente de carbono e hidrógeno. A la mezcla de hidrocarburos que se encuentra en estado líquido a condiciones de yacimiento, comúnmente se le conoce como petróleo crudo. Los yacimientos son unidades geológicas que almacenan a los hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso dentro de sus espacios porosos. ⁽⁵⁾ Para que exista una acumulación de petróleo o gas deben presentarse los siguientes factores: ⁽⁵⁾ ⁽⁶⁾ ⁽⁷⁾

1. Roca fuente, roca madre o roca generadora: contiene el material del cual se conforma el hidrocarburo.
2. Roca yacimiento o roca almacén: es porosa y permeable, con la capacidad de almacenar el hidrocarburo.
3. Proceso de migración: se lleva a cabo por el movimiento de los hidrocarburos de la roca madre a la roca almacén, la porosidad y permeabilidad permiten el desplazamiento.
4. Trampa: son estructuras geológicas que hacen posible la acumulación de los hidrocarburos y no permite la migración de la roca almacén.
5. Sello: conformado por barreras impermeables que limitan la trampa y detiene la migración continúa de petróleo hacia la superficie.

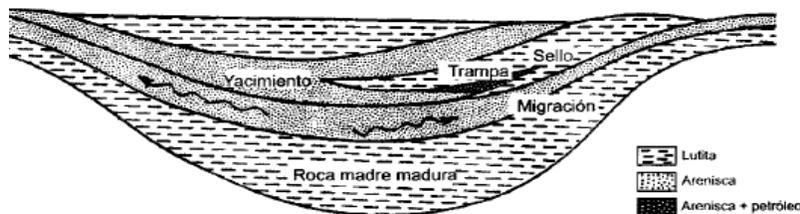


Figura 1. Factores necesarios para la formación de un yacimiento petrolífero. ⁽⁵⁾



1.2 Tipos de yacimiento

Existen diferentes tipos de yacimiento, se clasifican de acuerdo a diversos criterios como; la configuración de las trampas geológicas, de acuerdo al tipo de roca almacenadora, el diagrama de fases de presión y temperatura, por tipo de hidrocarburos o fluidos almacenados, presión original y por el tipo de empuje predominante , por mencionar solo algunos..

1.2.1 Clasificación geológica de los yacimientos

Magdalena Paris de Ferrer menciona que el petróleo y el gas migran dentro del yacimiento, siguen un camino ascendente hasta que se encuentran con una trampa que detiene su ascenso, quedando todos los fluidos atrapados, con el gas ocupando la parte más alta de la estructura. ⁽⁵⁾

Una trampa es una característica geológica que permite que el petróleo en migración se acumule y lo conserve durante cierto periodo, se pueden formar por actividad tectónica (fallas), plegamientos (trampas estructurales) o mediante los patrones de deposición sedimentaria o trampa estratigráfica. ⁽⁸⁾

Comúnmente las trampas se agrupan en:

Estructurales: Se deben a deformaciones de los estratos del subsuelo debido a fracturas con desplazamientos y plegamientos. Hay tres formas básicas de trampas estructurales: anticlinal, falla y domo salino.

Estratigráficas: Originadas por la pérdida de permeabilidad y porosidad de la roca yacimiento debido a un cambio litológico. La presencia de este tipo de trampas está relacionada con el ambiente en el cual se depositaron, pueden presentarse en forma de cuña alargada encajadas entre dos estratos, este tipo de trampa requiere



de sellos impermeables a los lados y en el fondo para impedir la migración de los hidrocarburos, pueden dividirse en locales y regionales.

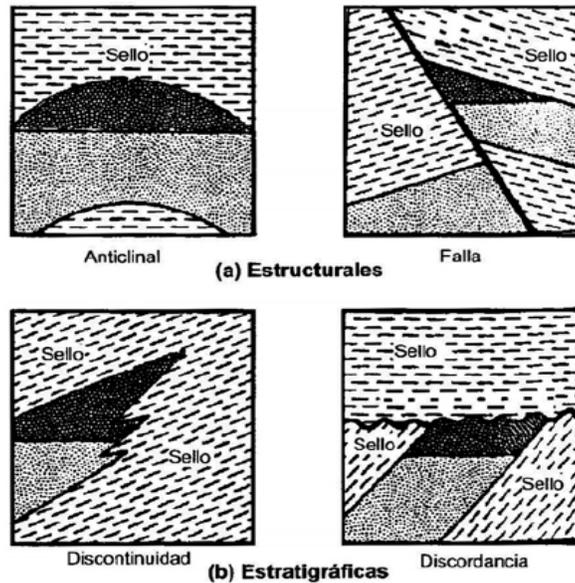


Figura 2. Diferentes tipos de trampas. ⁽⁵⁾

Mixtas: El yacimiento está formado por la combinación de dos o más trampas estructurales y estratigráficas.

Rafael Rodríguez Nieto en el libro *Apuntes de principios de mecánica de yacimientos* realiza las siguientes clasificaciones: de acuerdo con el tipo de roca almacenadora, a la presión original, al diagrama de fase, al tipo de fluidos almacenados y de acuerdo con el tipo de empuje predominante o mecanismo de producción. ⁽⁹⁾

1.2.2 De acuerdo con el tipo de roca almacenadora

- Arenas: la porosidad se debe a la textura de los fragmentos, y pueden ser arenas con cieno, limo, lignita y bentonita entre otras.



- Calizas: estas pueden ser detríticas, formadas por la acumulación de fragmentos de calizas o dolomitas. En las calizas porosas cristalinas, su porosidad se debe principalmente al fenómeno de disolución. En calizas fracturadas, su porosidad se debe a la presencia de fracturas y en las calizas oolíticas la porosidad se debe a la textura oolítica, con intersticios no cementados o parcialmente cementados. Las calizas están compuestas mayoritariamente por carbonatos de calcio.
- Areniscas: con un alto grado de cementación por materiales calcáreo, dolomíticos, arcillosos. Están compuestas de cuarzo y sílice.

1.2.3 De acuerdo a la presión original

- Yacimientos de aceite bajo-saturado (Líquido subenfriado o líquido comprimido, punto C de la figura 3): su presión original es mayor que la presión de saturación.
- Yacimientos de aceite saturado (dentro de la envolvente de fases de la figura 3): su presión original es igual o menor a la presión de saturación.

1.2.4 De acuerdo al diagrama de fase y al tipo de fluidos almacenados

De gas (punto A): Donde su temperatura es mayor que la cricondentérmica (temperatura máxima a la cual pueden existir dos fases en equilibrio).

Y realizando la sub-clasificación de acuerdo al tipo de fluido almacenado se pueden catalogar como:

- Yacimientos de gas seco (punto A): sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas está en una sola fase tanto en el yacimiento como en la superficie.



- Yacimientos de gas húmedo (punto A₂) sus condiciones originales son tales que durante su vida productiva el gas en el yacimiento esta es una sola fase y en la superficie se recupera en dos fases.

De gas y condensado (punto B): presenta condensación retrograda (yacimientos de punto de rocío), donde su temperatura se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma.

De acuerdo al tipo de fluido almacenado se clasifican en:

- Yacimientos de gas y condensado (punto B del diagrama de fase): sus condiciones originales son tales que en una cierta etapa de la explotación se presentará el fenómeno de condensación retrograda y la producción en la superficie será en dos fases.

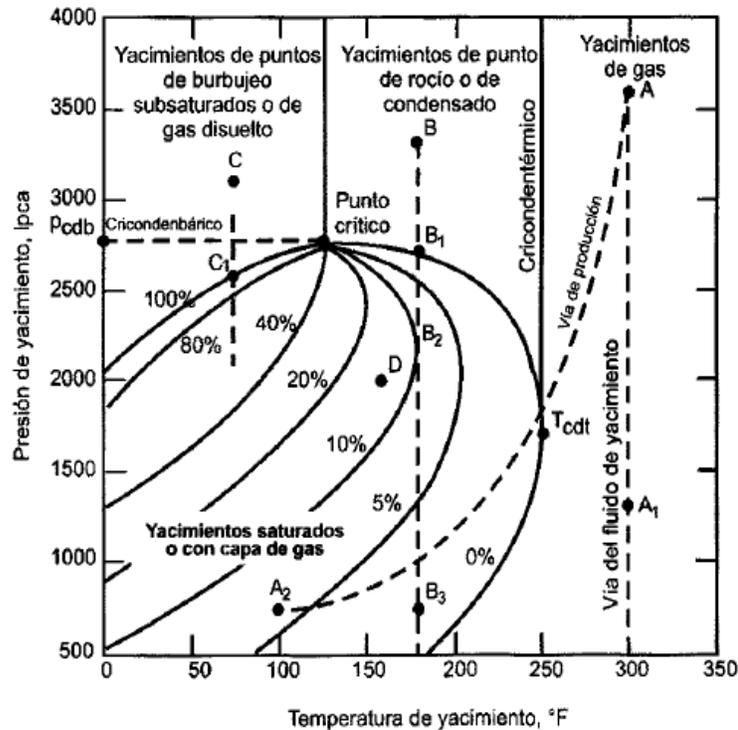


Figura 3. Clasificación de los yacimientos según el diagrama de presión y temperatura.

(5)



De aceite bajo-saturado (punto C): (De punto de burbujeo), donde su temperatura está por debajo de la temperatura crítica.

De acuerdo al tipo de fluido almacenado se puede clasificar como:

- Yacimientos de aceite y gas disuelto (punto C): los yacimientos de aceite contienen gas disuelto; cuando la presión inicial es mayor que la presión de saturación, todo el gas original se encuentra disuelto en el aceite.

Cuando la presión y la temperatura inicial del yacimiento quedan dentro de la región de dos fases, éste puede comportarse como un yacimiento:

- De aceite saturado, donde existe una zona de aceite con un casquete de gas.
- De aceite saturado sin estar asociado a un casquete de gas, esto es, cuando la presión inicial es igual a la presión de saturación o de burbujeo. La presión y temperatura para este tipo de yacimientos se localizan exactamente sobre la curva de burbujeo.

De acuerdo al tipo de fluido almacenado se clasifica como:

- Yacimientos de aceite, gas disuelto y gas libre (dentro de la envolvente): algunos yacimientos de aceite tienen gas libre desde el principio de su explotación, en este caso la presión inicial es menor que la presión de saturación.

Punto cricondentérmico: El punto de temperatura máxima en la curva envolvente de la región de dos fases en el diagrama de composición presión – temperatura de fluidos de yacimientos, es decir sistemas de hidrocarburos complejos. Temperatura máxima a la cual dos fases pueden existir. (9)



1.2.5 De acuerdo a las propiedades de los hidrocarburos

Tabla 2. Diferentes tipos de fluidos. ⁽⁵⁾

Tipo de fluido	Color del líquido en el tanque	Grados API	RGA	% molar de C ₇ ⁺
Bitumen	Negro/oscur Viscosidad > 10000 cp	< 10	No gas	>45
Petróleo pesado	Negro/oscur	10-25	<100	>35
Petróleo negro	Negro oscuro	30-40	100-2500	>20
Petróleo volátil	Colores varios	40-50	<3000	20-12.5
Gas condensado	Apenas coloreado	50-70	3000-100000	<12.5
Gas húmedo	Incoloro	60-70	>100000	<4
Gas seco	Sin líquido	Sin líquido	100000	<0.7

*RGA (relación gas-aceite en ft³/bl). Es la relación de producción de gas del yacimiento por cada barril de aceite.

1.2.6 De acuerdo con el tipo de empuje predominante o mecanismo de producción

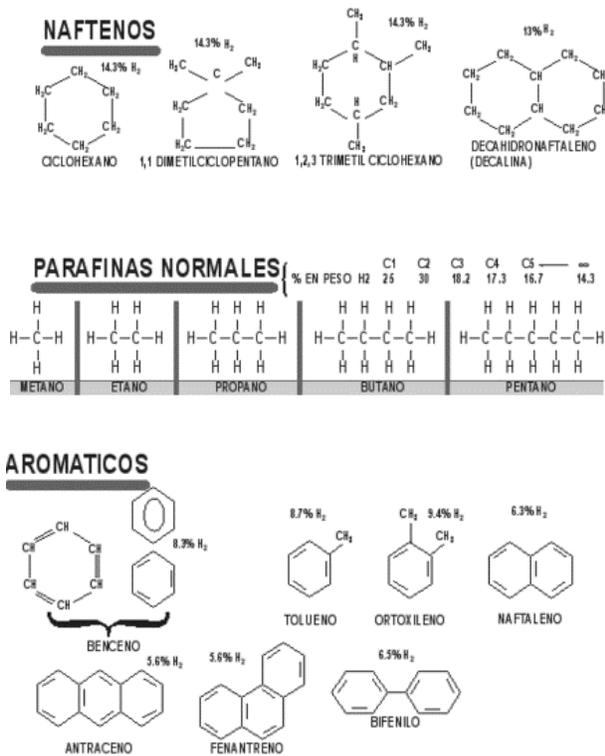
- Por expansión de los fluidos y la roca.
- Por expansión del gas disuelto liberado.
- Por expansión del gas.
- Por segregación gravitacional.
- Por empuje hidráulico.
- Por empujes combinados.
- Por empujes artificiales.



1.3 Clasificación del aceite

El aceite crudo puede ser clasificado de acuerdo a sus propiedades físicas o químicas. La clasificación química se refiere a la estructura de las moléculas en el aceite.

La industria del petróleo no ha aceptado un sistema de clasificación estándar, por ejemplo son usados términos de clasificación dependiendo de la composición de:



Parafinas: las cuales son cadenas lineales, cuando las cadenas son ramificadas se obtienen isoparafinas. Al presentarse dobles enlaces entre los átomos de carbono se obtienen olefinas.

Naftenos: moléculas en las que se forman estructuras de anillos de carbono.

Aromáticos: se obtienen cuando las estructuras de ciclos de carbono presentan dobles uniones alternadas.

Figura 4. Composición del Petróleo (Obtenida del portal del Instituto Mexicano del Petróleo)

Finalmente las **Resinas y asfáltenos**, son la parte más pesada del petróleo.

Los asfáltenos están constituidos por anillos aromáticos además de compuestos heterocíclicos que poseen Nitrógeno, Azufre y Oxígeno. Las resinas tienen una



estructura similar a la de los asfáltenos con la excepción de que estas son solubles en parafinas.

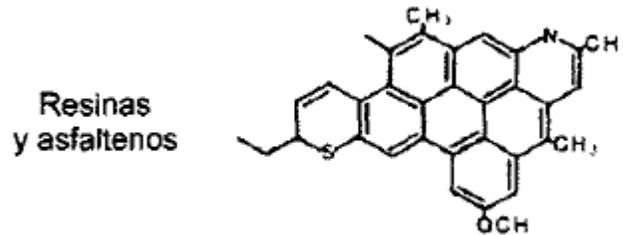


Figura 5. Estructura de resinas y asfáltenos ⁽⁵⁾

Existe un método de clasificación que considera la fracción de cada molécula que es aromática, nafténica o parafínica. Otro método hace la clasificación de acuerdo a la medición de los pesos específicos de varias fracciones separadas por destilación y los intentos de relacionar la estructura química a la gravedad específica. ⁽¹⁰⁾

El valor comercial del petróleo puede estimarse a través de la medición de las características físicas como:

- Gravedad específica
- El contenido de gasolina y keroseno
- El contenido de azufre
- El contenido de asfáltenos

El petróleo además puede ser clasificado de acuerdo con su densidad API (American Petroleum Institute). Los grados API son una medida del peso del petróleo en relación al agua.



$$\text{Grados API} = \frac{141.5}{\text{Gravedad específica}_{60^{\circ}\text{F}}} - 131.5$$

Tabla 3. Tipos de petróleo (IMP)

Aceite crudo	Densidad (g/cm ³)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0-0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92-0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87-0.83	31.1 - 39
Superligero	<0.83	>39

En México comercialmente existen tres tipos de petróleo crudo: ⁽¹¹⁾

- Maya: Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3 % de azufre en peso.
- Istmo: Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3 % de azufre en peso.
- Olmeca: Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8 % de azufre en peso.

De acuerdo con su contenido de azufre, se clasifica en:

- Amargo: Mayor de 1.5 por ciento
- Semi-amargo: Entre 0.5 a 1.5 por ciento
- Dulce: Menor del 0.5 por ciento.

1.4 El agua de los yacimientos

Los yacimientos además de contener petróleo y gas contienen agua, conocer las propiedades del agua connata, intersticial o de formación es importante pues las características de esta determinarán la interacción del yacimiento con los fluidos.

El agua connata e intersticial se encuentra en los poros pequeños y entre los granos de la roca. *El agua connata es el agua fósil original, presente en las rocas desde el*



momento de la deposición de los sedimentos. ⁽¹²⁾ Se considera también al agua connata como agua fósil que no ha estado en contacto con agua de otras fuentes por una gran parte de su historia geológica.

El agua de formación contiene sólidos disueltos, principalmente cloruro de sodio, esta agua algunas veces es llamada *salmuera o agua salada*. Cabe mencionar que las salmueras no tienen relación con el agua de mar, pues son diferentes en la concentración de sólidos o en la distribución de iones presentes. El agua del yacimiento contiene concentraciones más altas de sólidos que el agua de mar. El agua de formación puede contener una concentración de sólidos totales que van desde 200 ppm a la saturación a aproximadamente 300 000 ppm mientras que el agua de mar contiene cerca de 35000 ppm de sólidos totales. ⁽¹⁰⁾

El agua intersticial o connata al contener sales disueltas es capaz de conducir la corriente eléctrica a través de la solución, estas se disocian en cargas positivas y negativas.

En la tabla 4 se muestran los iones disueltos comúnmente encontrados en el agua de los yacimientos.

Tabla 4. Iones presentes en el agua de yacimiento. ⁽¹²⁾

Cationes	Aniones
Na ⁺	Cl ⁻
Ca ²⁺	SO ₄ ²⁻
Mg ²⁺	HCO ₃ ⁻
K ⁺	CO ₃ ²⁻
Ba ²⁺	NO ₃ ⁻
Li ⁺	Br ⁻
Fe ²⁺	I ⁻
Sr ²⁺	BO ₃ ³⁻
	S ²⁻



La porosidad del yacimiento es importante porque representa la capacidad de la roca para almacenar fluidos, se refiere al grado relativo en el que los poros de las rocas están llenos con fluidos específicos, esta propiedad es llamada saturación de los fluidos y se expresa como la fracción o porcentaje del total del volumen ocupado por el aceite, gas o agua.

Las variaciones de las concentraciones y composición iónica del agua de formación se deben a diversos factores como; el origen no marino de algunos sedimentos, la dilución por el agua subterránea, la reducción de sulfatos por bacterias anaerobias de los constituyentes del petróleo, la adsorción e intercambio de cationes con minerales de arcilla las disolución de sales minerales mediante la migración de agua de formación, el intercambio de iones magnesio y calcio durante la dolomitización y la precipitación de magnesio, calcio, sulfatos y carbonatos.

En la figura 6 se observa una imagen de cómo se encuentran distribuidos los fluidos en el yacimiento.

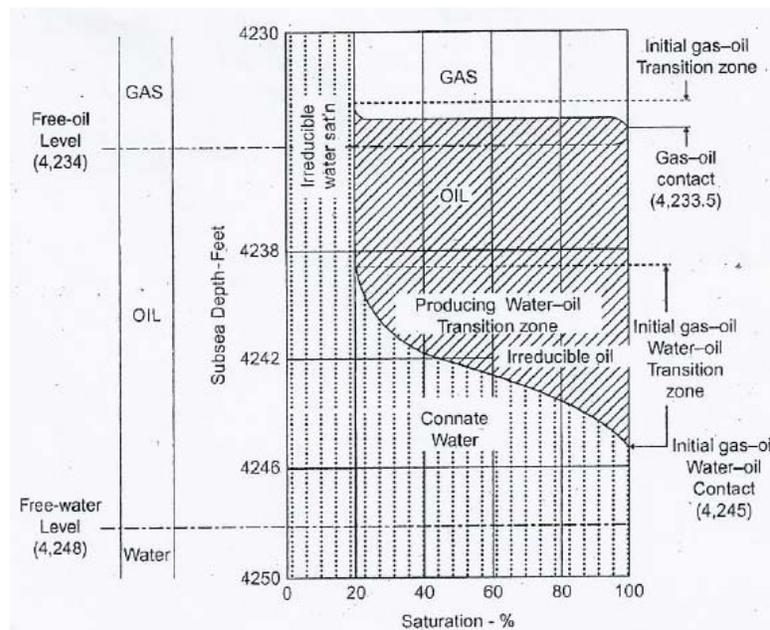


Figura 6. Distribución de los fluidos en el yacimiento. ⁽¹²⁾



1.5 Etapas de recuperación de aceite

La planificación del desarrollo del yacimiento a grandes rasgos se refiere a las estrategias que comienzan con la exploración, la evaluación del pozo y terminan con la fase de abandono del campo, implementando diversas estrategias en la vida productiva del yacimiento. ⁽¹¹⁾



Figura 7. Principales fases del plan de desarrollo de un campo. ⁽¹³⁾

De acuerdo a su orden cronológico los procesos de recuperación de un yacimiento se han dividido en recuperación primaria, secundaria y terciaria. La publicación; el futuro de la producción de aceite en México recuperación mejorada y avanzada de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) ⁽¹⁴⁾ menciona que la recuperación primaria el hidrocarburo se produce con la energía natural del yacimiento. Cuando la presión disminuye y no es posible suministrar el empuje suficiente para mover los fluidos comienza la recuperación secundaria, que implica la recuperación de hidrocarburos adicionando fuentes externas de energía, inyectando agua o gas para mantener la presión.



La recuperación terciaria se refiere a una tercera etapa de producción donde se pueden aplicar gases de forma miscible, productos químicos y/o energía térmica para desplazar el aceite adicional. Sin embargo los métodos de EOR no se restringen a métodos de una sola etapa de producción dada.

La publicación de la CNH indica que también se usa el término IOR o recuperación avanzada (*Improved oil recovery*), e implica cualquier técnica de recuperación utilizada para incrementar la recuperación de aceite por cualquier método posible. Realiza además, la observación de que en algunos países IOR y EOR se utilizan indistintamente, en algunos países EOR es un subconjunto del IOR, sin embargo IOR también abarca un amplio rango de actividades como implementación de técnicas de caracterización de yacimiento, administración de yacimientos y perforación de pozos. En la figura 8 se muestra un diagrama con la clasificación de los métodos de recuperación.

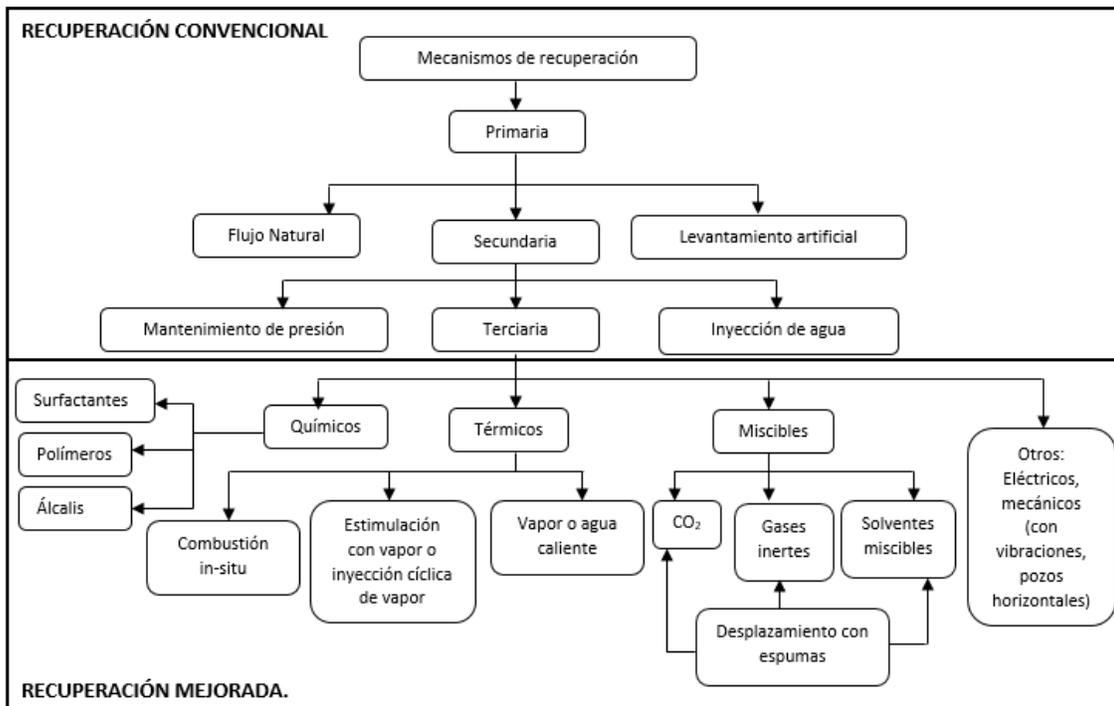


Figura 8. Clasificación tradicional de los métodos de recuperación. (14)



1.5.1 Recuperación primaria

La mezcla aceite, agua y gas se encuentra en los espacios porosos de la roca, los fluidos están contenidos a una presión considerable, debido a esta presión parte del gas se disuelve en el aceite. ⁽¹⁵⁾ La presión en el yacimiento es lo suficientemente alta que el aceite fluiría del pozo a la superficie. Sin embargo disminuye debido a la extracción de los fluidos.

El autor Carcoana menciona que la producción de reservas se conoce como primaria cuando se producen por métodos que utilizan la energía natural inherente del yacimiento, esta energía de accionamiento puede ser derivada de la liberación y expansión de gas disuelto, de la expansión de un acuífero activo o por drenaje gravitacional. ⁽¹⁶⁾

1.5.2 Recuperación secundaria

Se adiciona energía al yacimiento para crear un empuje por medio de la inyección de fluidos como gas, agua o la combinación de estos. ⁽¹⁴⁾

1.5.3 Recuperación mejorada de hidrocarburos.

Es una tercera etapa de recuperación donde el aceite adicional no es recuperable económicamente por la recuperación secundaria. ⁽¹⁷⁾

La recuperación mejorada se refiere a la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento o materiales que comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas con el propósito de alterar el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento. ⁽¹⁴⁾



Así la recuperación mejorada de petróleo se refiere a cualquier proceso para cambiar las interacciones existentes entre roca, aceite y agua del yacimiento. ⁽¹⁸⁾

El propósito de los métodos de recuperación mejorada es ⁽¹⁶⁾:

- *Mejorar la eficiencia de barrido mediante la reducción de la relación de movilidad entre los fluidos.*
- *Eliminar o reducir las fuerzas capilares e interfaciales y así mejorar la eficiencia del desplazamiento.*

En la tabla 5 se observa los rangos de recuperación por etapa de recuperación.

Tabla 5. Factores totales de recuperación en yacimientos homogéneos ⁽⁴⁾

Intervalo de recuperación	
Yacimientos de aceite	
Recuperación primaria	5-20% OOIP
Recuperación secundaria	20-45% OOIP
Recuperación mejorada	45-65% OOIP
Yacimientos de gas	
Recuperación primaria	70-80 % OGIP

OOIP: Volumen original de aceite en el yacimiento

OGIP: Volumen original de gas en el yacimiento

1.6 Métodos de EOR

Existen diversas clasificaciones de los métodos de EOR, algunos autores los clasifican como métodos químicos, miscibles y térmicos. Mientras que la Comisión Nacional de Hidrocarburos menciona que la recuperación mejorada se ha dividido principalmente en métodos térmicos y no térmicos.



En la tabla 6 se muestran las sub-clasificaciones de los métodos de recuperación mejorada. En realidad las clasificaciones pueden ser no del todo satisfactorias, debido a que varios procesos pueden combinarse.

Tabla 6. Métodos térmicos y no térmicos. ⁽¹⁴⁾

Métodos térmicos	Métodos no térmicos
<ul style="list-style-type: none">○ Inyección de vapor○ Agua caliente○ Combustión	<ul style="list-style-type: none">● Inyección de químicos<ul style="list-style-type: none">○ Surfactantes (Tensoactivos)○ Polímeros○ Álcalis○ Espumas● Inyección de gases miscibles● Actividad microbiana

En general, al realizar la inyección de agua (recuperación secundaria) se debe de considerar en la implementación de cualquier proyecto de EOR: ⁽¹⁹⁾

- Tipo de formación.
- Calidad de la formación como calidad de la arena y el contenido de arcilla.
- Porosidad y permeabilidad de la formación.
- Profundidad de la formación.
- Presión de fractura de la formación.
- La compatibilidad de la inyección de las soluciones con los líquidos de la formación así como con las rocas de la formación.



El autor Taber definió los criterios de selección de métodos de EOR ⁽²⁰⁾, estos se enuncian en la tabla 7.

Tabla 7. Criterios de selección para métodos de EOR. ⁽²⁰⁾

CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA MÉTODOS DE EOR						
Método de EOR	Propiedades del aceite		Características del yacimiento			
	Densidad (°API)	Viscosidad (cP)	Tipo de formación	Permeabilidad promedio (mD)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Métodos de inyección de gas (Miscible)						
Nitrógeno y gas de combustión	>35 <u>48</u> ↗	<0.4 ↘ <u>0.2</u> ↘	Arenisca o carbonato	NC	>6000	NC
Hidrocarburo	>23 <u>41</u> ↗	<3 ↘ <u>0.5</u> ↘	Arenisca o carbonato	NC	>4000	NC
CO ₂	>22 <u>36</u> ↗	<10 ↘ <u>1.5</u> ↘	Arenisca o carbonato	NC	>2500	NC
Gases inmiscibles	>12	<600	NC	NC	>1800	NC
(Mejorada) Inyección de agua						
Micelar/Polímero, ASP e inyección alcalina	>20 <u>35</u> ↗	<35 ↘ <u>13</u> ↘	Preferencia Arenisca	>10 <u>450</u> ↗	>9000 ↘ <u>3250</u>	>200 ↘ <u>80</u>
Inyección de polímeros	>15	<150, >10	Preferencia Arenisca	>10 ↘ <u>800</u> ^b ↗	<9000	>200 ↘ <u>140</u>
Termicos/Mecánicos						
Combustión	>10 <u>16</u> → ?	<5000 ↓ <u>1200</u>	Arena alta porosidad /Arenisca	>50	<11500 ↘ <u>3500</u>	>100 <u>135</u>
Vapor	>8 a 13.5	<200000 ↓ <u>4700</u>	Explotable en arena	NC	>3.1	NC
NC= No critico los valores subrayados representan el promedio aproximado para el proyecto de campo. ↗ Significa que el proceso debe operar con valores mayores , los aceites con densidad mas alta pueden ser aun mejores. ^b >3 mD de algunos yacimientos de carbonatos.						

1.6.1 Inyección de químicos

Carcoana ⁽¹⁶⁾ señala que en los métodos químicos se adiciona al agua productos químicos con la finalidad de generar las propiedades del fluido o las condiciones interfaciales que mejoren el desplazamiento del aceite. En la inyección de químicos se considera la inyección de tensoactivos (surfactantes), polímeros, álcalis y espumas o la combinación de químicos.

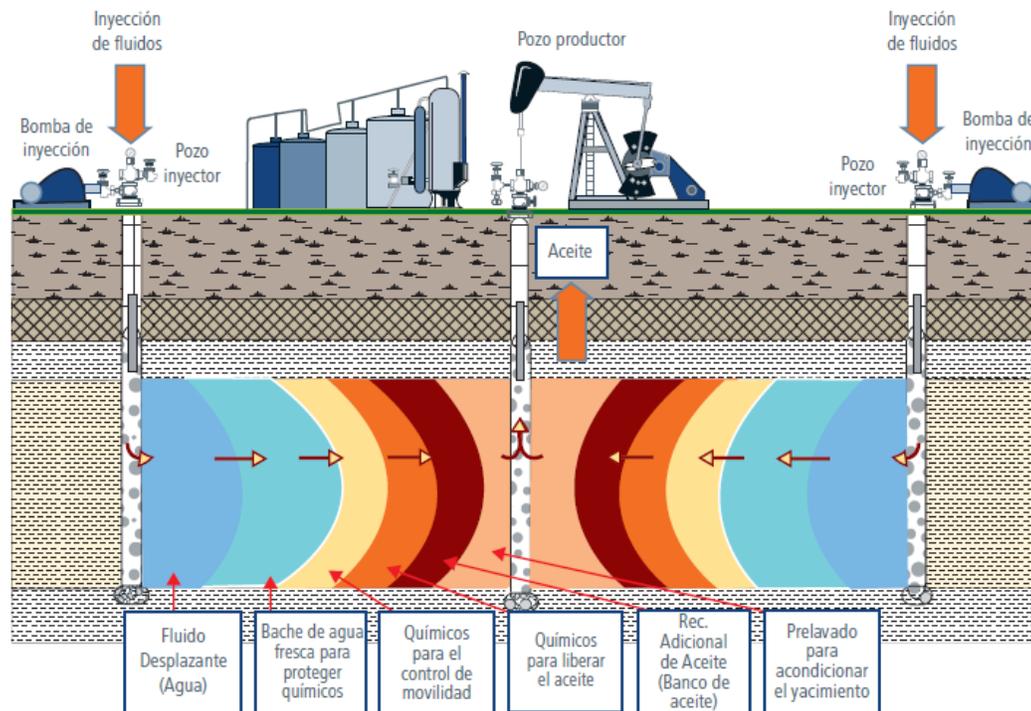


Figura 10. Proceso de inyección de químicos, sección transversal de tres pozos de un patrón de 5 pozos ⁽¹⁴⁾

1.6.2 Inyección de espumas

Las espumas son usadas para controlar la movilidad del gas en los procesos de EOR que involucran inyección de gases o vapor. La capacidad de las espumas para disminuir la movilidad del fluido inyectado bajo ciertas condiciones reduce la tendencia del gas o vapor a segregarse y la canalización, esto se traduce en una mejor eficiencia de barrido y por lo tanto en una mayor recuperación de aceite. ⁽¹⁴⁾



1.6.3 Inyección de polímero

La razón por la cual los polímeros son utilizados en aplicaciones de EOR es porque aumentan la viscosidad del agua y evitan a que se formen interdigitaciones (dedos viscosos) de aceite. *Al incrementar la resistencia al flujo particularmente en zonas de alta permeabilidad, mejoran la eficiencia de barrido.* ⁽¹⁶⁾

Además el polímero reduce la relación de movilidad del agua –aceite. La movilidad del fluido es la relación de permeabilidad efectiva de la roca al fluido entre la viscosidad del fluido:

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

Donde:

k_w : Permeabilidad relativa al agua.

k_o : Permeabilidad relativa al aceite.

μ_w : Viscosidad del agua.

μ_o : Viscosidad del aceite.

Generalmente se utilizan en inyecciones de polímeros las poliacrilamidas y polisacáridos. Las primeras son más susceptibles a descomponerse por la degradación mecánica y son más probables a adsorberse en superficies arcillosas y silicatos. Por otra parte los polisacáridos reaccionan con cationes poli-valentes (bajas concentraciones) y bacterias, sin embargo se llegan a producir diversas reacciones con la roca, por lo cual las poliacrilamidas son más ampliamente usadas en la recuperación de aceite. ⁽¹⁹⁾ Las poliacrilamidas en solución tienen alto peso molecular a bajas concentraciones. ⁽²¹⁾ Cabe recordar que la viscosidad también es afectada por la salinidad y los iones divalentes.

Al realizar la inyección del polímero al yacimiento, previamente se inyecta una salmuera de baja salinidad y después la solución polimérica se introduce seguida por agua dulce y por agua de accionamiento continuo. De esta forma el polímero se



inyecta entre dos buffers de agua dulce, todo esto se realiza con el fin de atenuar el contacto directo con el agua del yacimiento pues el agua salina reduce la viscosidad de la solución sin embargo se ha documentado que las inyecciones de polímero no reducen la saturación de aceite residual.

Cuando se utiliza poliacrilamida, la retención del polímero se expresa por la adsorción de la poliacrilamida en la superficie de la roca y porque las moléculas del polímero quedan atrapadas en los pequeños espacios porosos. La poliacrilamida se adsorbe en la superficie de la roca del yacimiento (el carbonato de calcio tiene una mayor afinidad para el polímero que la sílice). La adsorción del polímero en las capas representa una resistencia adicional al flujo y una pérdida del polímero. Cuando la adsorción toma lugar, la solución del polímero que sale del medio poroso tiene menos concentración que antes, así la reducción de la concentración de polímero se usa como medición de la adsorción.

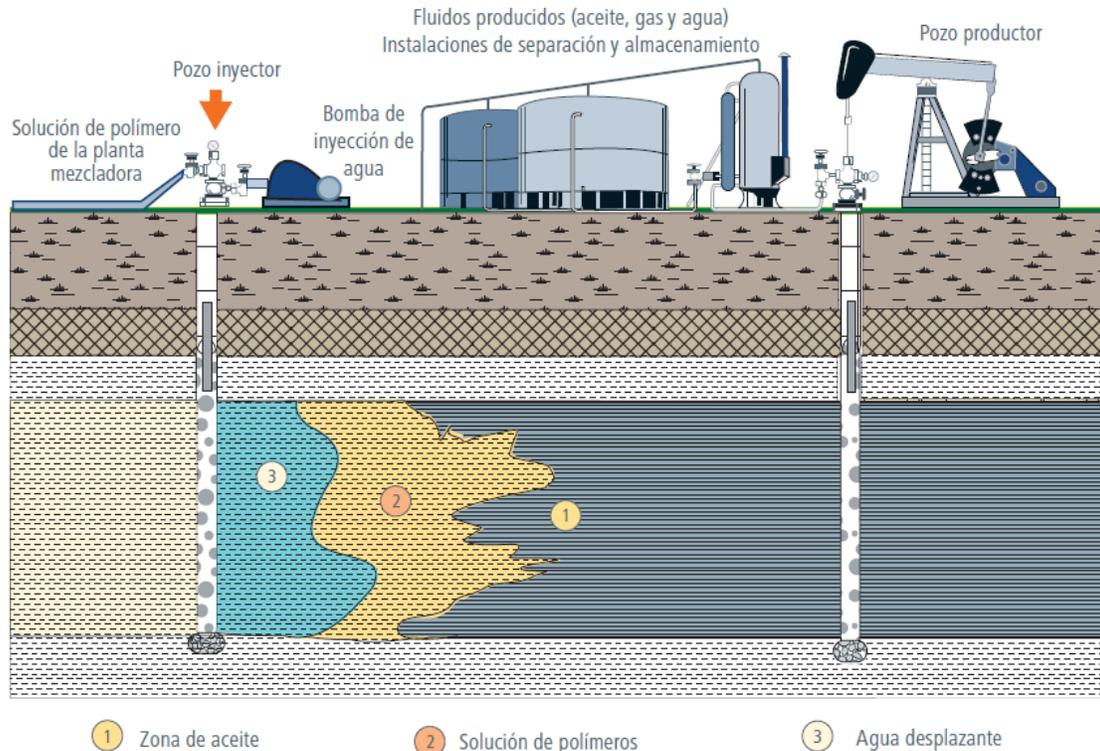


Figura 11. Proceso de inyección de polímeros. ⁽¹⁴⁾



La cadena larga del polímero puede fácilmente fluir en una abertura de poro grande, pero no puede sí en el extremo tiene una abertura más pequeña, entonces la molécula de polímero queda atrapada. El atrapamiento también tiene lugar cuando el flujo se restringe o se detiene, cuando el flujo de las moléculas de polímero a través del medio poroso está restringido en poros con pequeñas aberturas, solo se permite el paso de la salmuera. ⁽¹⁶⁾

Los problemas que se pueden presentar en la inyección de polímeros son la incompatibilidad entre el polímero y la salmuera, entre la solución de polímero y la roca de formación y contaminación (resultado de formación de partículas o microgeles).

1.6.4 Inyección de tensoactivo

El proceso químico fundamental en la inyección de tensoactivo es la reducción de la tensión interfacial (IFT) entre el aceite y el fluido desplazado, el mecanismo de IFT se asocia con el aumento del número capilar. ⁽¹⁹⁾

Después de la inyección de agua, el aceite residual en el yacimiento se encuentra en forma de ganglios atrapados en la estructura porosa de la roca. Cuando se inyecta una solución de tensoactivo, los ganglios de aceite pueden ser movilizados a través de la garganta de los poros y forman un banco a aceite. ⁽²²⁾

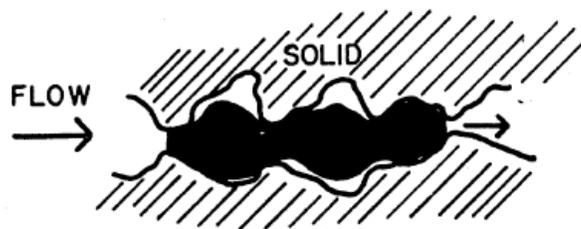


Figura 12. Diagrama esquemático del efecto de la baja tensión interfacial



Para lograr el movimiento del aceite través de la garganta de los poros, es deseable una tensión interfacial aceite /agua alrededor de 0.001 dinas/cm (ver figura 12). Las dos fuerzas que predominan en estos glóbulos o ganglios inmóviles son las fuerzas capilares y las fuerzas viscosas, se relacionan por medio del número capilar el cual determina la eficiencia de desplazamiento del aceite.

El número capilar se define como:

$$N_{CA} = \frac{\mu v}{\sigma \cos \theta}$$

Donde

v : Velocidad de desplazamiento.

μ : Viscosidad.

σ : Tensión interfacial entre la fase desplazante y la fase desplazada.

θ : Ángulo de contacto.

El número capilar puede incrementar cuando se incrementa la viscosidad y el flujo de la fase acuosa o cuando disminuye la tensión interfacial. El cambio en el número capilar de 3 a 4 órdenes de magnitud puede ser alcanzado reduciendo la tensión, la tensión entre el aceite y el agua es de 20 a 30 dinas/cm, usando el tensoactivo apropiado la tensión puede reducirse de 10^{-3} a 10^{-4} dinas /cm. ⁽²²⁾

Cuando se inyecta una solución de tensoactivo de alta concentración, se desplaza tanto al aceite como al agua, la solución que se mueve a través del yacimiento, se diluye por los fluidos de la formación y la adsorción en la roca, así el proceso se convierte en una inyección de baja concentración. Por lo que la adsorción del tensoactivo es un elemento crítico para la recuperación de aceite por químicos. Conforme la solución atraviesa el yacimiento, se empobrece perdiendo la capacidad de reducir la tensión interfacial entre el aceite y el agua. Además de la adsorción, la pérdida de tensoactivo en el yacimiento puede ocurrir por la precipitación y la partición del mismo en la fase oleosa.



En los casos en los que la mojabilidad del medio poroso no es favorable para el desplazamiento, la presencia de tensoactivos tiende a modificar el ángulo de contacto a condiciones favorables para disminuir la mojabilidad. La cual determina la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles, se dice que un fluido es mojante cuando tiene tendencia a adherirse a la roca.

Los tensoactivos son clasificados de acuerdo a su naturaleza como puede ser aniónica, catiónica, no iónico y anfotérico. Los tensoactivos aniónicos son los más usados en métodos de EOR porque exhiben baja adsorción en areniscas. Sin embargo la mezcla de tensoactivos aniónicos y no iónicos son usados para incrementar la tolerancia a la salinidad. Los tensoactivos catiónicos generalmente son usados para yacimientos carbonatados porque cambian la mojabilidad ⁽¹⁸⁾. Los tensoactivos anfotéricos contienen dos grupos activos, son muy resistentes a la temperatura y a la salinidad con la excepción de que resultan ser muy caros.

Se inyecta también co-tensoactivos que ayudan en la solubilización de aceite o agua, estabilizando la solución y reduciendo la adsorción. El alcohol es usado como co-tensoactivo por que mejora la calidad de algunas soluciones micelares. ⁽¹⁹⁾

1.6.5 Inyección de álcali

Los agentes alcalinos como el hidróxido de sodio pueden reaccionar de forma natural con los ácidos orgánicos del aceite para producir tensoactivos en la interfaz agua-aceite. ⁽¹⁶⁾ De esta forma la inyección alcalina reduce la tensión interfacial (IFT) con los tensoactivos generados in situ. La mayor dificultad de este proceso es debido a la interacción con los minerales en la superficie de la roca.



Los químicos comúnmente utilizados son: hidróxido de sodio, ortho silicato de sodio y carbonato de sodio, también hidróxido de amonio, hidróxido de potasio, silicato de sodio, fosfato trisódico y polietilamina.

El problema que se presenta con la inyección de álcalis principalmente es la precipitación ⁽¹⁸⁾. La inyección de álcali al ser un proceso donde el pH del agua de inyección se incrementa por la adición de agentes alcalinos, y este representa una medida del carácter ácido o básico relativo a una solución, es crucial para la solubilidad de las sustancias, así algunas sustancias son más solubles a condiciones ácidas, por ejemplo los iones de calcio y magnesio son más solubles a un pH ácido a neutro y son menos solubles cuando el pH es alto.

Otros compuestos cambian de especie cuando el pH aumenta, como se observa en la figura 13, el CO₂ que se encuentra en fase gaseosa reacciona con el agua para convertirse en ácido carbónico a un pH bajo, reacciona con el hidróxido para formar iones bicarbonato en un rango de pH neutro y finalmente iones carbonatos a un pH alto.

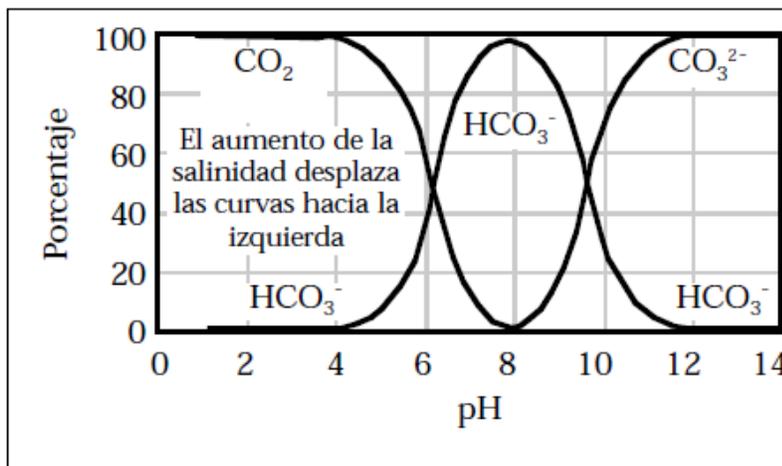


Figura 13. Balance carbonato-bicarbonato.

Los cationes divalentes como calcio y magnesio del agua connata pueden causar la precipitación de hidróxidos, también si la anhidrita o yeso están presentes en la



roca, el calcio puede reaccionar y precipitar como hidróxido de calcio. Las arcillas con alta capacidad de intercambio de iones como hidrogeno por sodio, hacen ineficaz al álcali pues se produciría agua.

El álcali reacciona muy lentamente con sílice en arenisca y puede causar problemas y la mayoría de las dolomitas no reaccionan con el álcali. La adición de álcali aumenta el pH y disminuye la adsorción de tensoactivo de modo que bajas concentraciones de tensoactivo son utilizados reduciendo costos. Los mecanismos más importantes de la inyección alcalina son la sinergia con el tensoactivo y su función para reducir la adsorción. ⁽¹⁸⁾

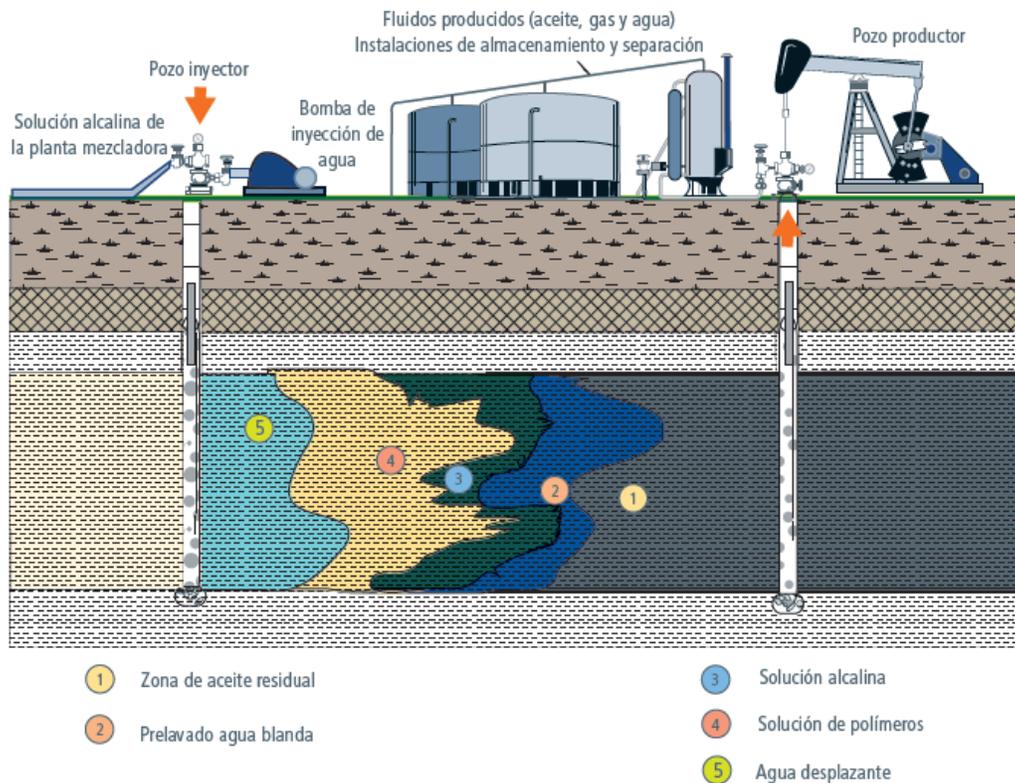


Figura 14. Proceso de inyección de álcali. ⁽¹⁴⁾



1.6.6 Inyección de ASP

La inyección álcali, tensoactivo y polímero es la combinación de los productos químicos para la recuperación de aceite. La inyección ASP ha demostrado ser una de las técnicas más rentables en la recuperación de petróleo, ⁽²³⁾ pues la combinación de los químicos puede reducir la cantidad inyectada por separado.

Generalmente, primero se inyecta un flujo de álcali para igualar las condiciones de salinidad del yacimiento, seguido del tensoactivo y por último el polímero, así existe la posibilidad de inyectar de manera secuencial o simultáneamente la mezcla ASP. Generalmente los polímeros y tensoactivos se utilizan en la pre-limpieza para eliminar la salinidad del agua connata o intersticial, el objetivo es remover los cationes divalentes (calcio y magnesio) de la salmuera connata, pues estos cationes reaccionan con los sulfonatos causando la precipitación. ⁽¹⁸⁾ Esta pre-limpieza consiste en agua dulce a la que se le añade cloruros de sodio, bactericidas e inhibidores de corrosión. Algunos autores recomiendan que la pre-limpieza debe de contener silicato de sodio y sea de pH alto, esto reduce la adsorción del surfactante y del polímero. Después de que la pre-limpieza concluye, se inyecta el tensoactivo.

Los procesos ASP tienen sinergia entre ellos ⁽¹⁷⁾, las reacciones generadas in situ por el álcali inyectado y los ácidos orgánicos naturales en el aceite en conjunto con el tensoactivo inyectado pueden resultar en una tensión interfacial ultra-baja. La tensión interfacial ultra baja en la interfaz salmuera-aceite ayuda a emulsionar y movilizar el aceite residual en el yacimiento. Adicionalmente, la superficie de la roca del yacimiento se carga negativamente. Estos iones negativos no solo previenen la adsorción de químicos aniónicos, como tensoactivos y polímeros, sino que también cambian la mojabilidad de la superficie de la roca. El tensoactivo añadido puede mejorar la tolerancia de la salinidad del álcali. Y el polímero puede mejorar la relación de movilidad.



Los mecanismos de desplazamiento en ASP se pueden resumir en un aumento del número capilar para reducir la saturación de petróleo residual a ultrabajo IFT y mejora la eficiencia de barrido. El éxito del proceso de inyección ASP depende de la identificación adecuada de álcali, tensoactivo y polímero y en la forma en que se combina para producir una formulación compatible. ⁽²⁴⁾

En la tabla 8 se observan las características de la inyección ASP así como algunas recomendaciones técnicas.

Tabla 8. Características de la inyección de ASP.

INYECCIÓN ASP	
<p>Descripción: Se inyectan flujos de álcali en mayor cantidad que el tensoactivo además de que su costo es menor que el del tensoactivo, se incorpora el polímero diluido. Mecanismo: la reducción de la tensión interfacial entre el aceite y el agua, solubilización de aceite en algunos sistemas micelares, emulsificación de aceite y agua, alteración de la mojabilidad mejora de la movilidad.</p>	
RECOMENDACIONES TÉCNICAS	
<p>Aceite Gravedad en° API Viscosidad en cP Composición Yacimiento Saturación de aceite % PV Tipo de formación Permeabilidad en mD Profundidad en ft Temperatura en ° F</p>	<p>>20 <35 Los ácidos orgánicos necesarios para alcanzar tensiones interfaciales inferiores con métodos alcalinas >35 Areniscas preferentemente >10 Cerca 9000 ft <200</p>
<p>LIMITACIONES Se desea un barrido areal de más de 50% en inyección de agua. Se prefiere la formación homogénea. Es indeseable altas cantidades de anhídrita, yeso, o arcillas. Con tensoactivos comercialmente disponibles, en agua de formación los cloruros deben ser <20 000 ppm y los iones divalentes (Ca y Mg) < 500 ppm.</p> <p>Problemas Sistemas complejos y costosos, posibilidad de separación cromatografica de productos químicos en el yacimiento. Alta adsorción de tensoactivo. Las interacciones entre tensoactivo y el polímero, degradación de productos químicos a alta temperatura.</p>	



1.6.6.1 Curva de flujo fraccional y ASP

El beneficio de la inyección ASP se relaciona y cuantifica a través de la curva de flujo fraccional, con el incremento del factor de recuperación de aceite. Para tener una eficiencia en el desplazamiento (la cual varía entre 0 y 1) y una inyección más eficiente, se requiere que el flujo fraccional de agua en cualquier punto de yacimiento sea mínimo. *La curva de flujo fraccional permite determinar el flujo de aceite y agua en cualquier punto del sistema de flujo considerado, incorpora los factores que afectan la eficiencia de desplazamiento de un proyecto de inyección de agua, como puede ser las propiedades de los fluidos o de la roca.* ⁽²⁵⁾

En la gráfica de flujo fraccional de agua (f_w) vs saturación de agua (S_w) (ver figura 15), se muestran las curvas para diferentes viscosidades de aceite, estas representan que a medida que disminuye la viscosidad del aceite aumenta la eficiencia de desplazamiento. *Cuando la curva se desplaza hacia la derecha significa que hay una mejor eficiencia de desplazamiento y por lo tanto una mayor recuperación de aceite, debido a que al final habrá una mayor saturación de agua en el yacimiento, resultando una saturación de aceite menor.* ⁽²⁶⁾

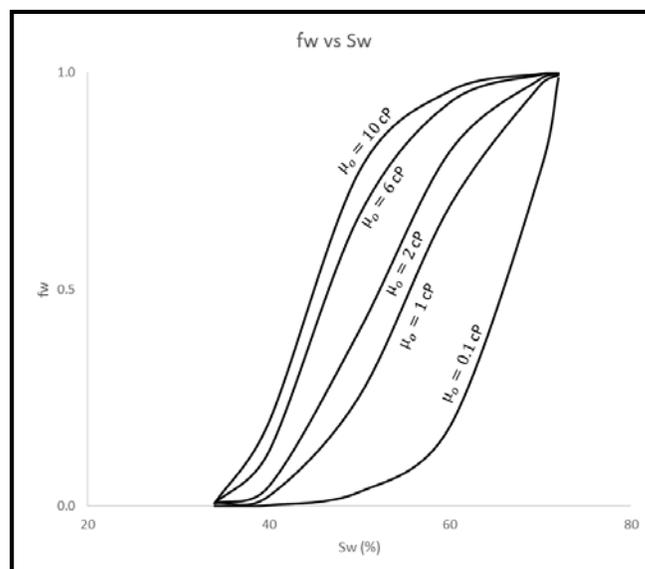


Figura 15. Efecto de la viscosidad del petróleo sobre el flujo fraccional de agua.



En la gráfica de la figura 16 se observa que para diferentes viscosidades del agua, a medida que aumenta la viscosidad del agua tratada con polímeros aumenta la recuperación de aceite.

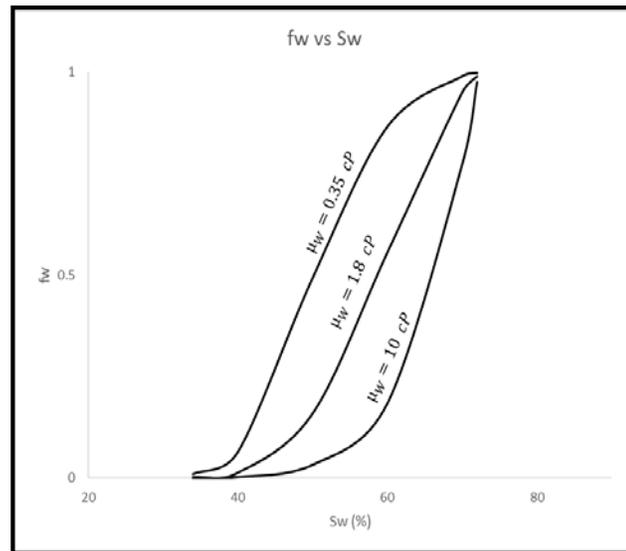


Figura 16. Gráfica de f_w vs S_w a diferentes viscosidades del agua.

Es decir si la viscosidad del agua aumenta, el flujo fraccional de agua disminuye y la eficiencia de desplazamiento será mayor. ⁽²⁵⁾ Tal efecto se alcanza con las adiciones de los polímeros al agua como se muestra en la figura 17.

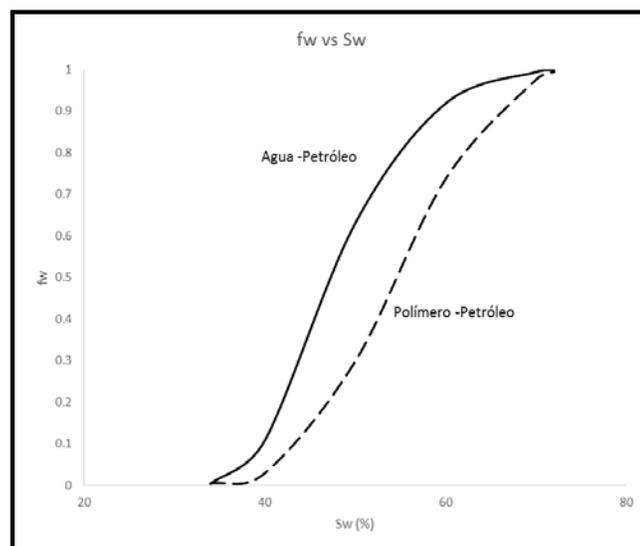


Figura 17. Efecto de la viscosidad del agua sobre el flujo fraccional de agua.



CAPÍTULO 2. PERSPECTIVA DE EOR

2.1 Métodos de EOR en el mundo

Los métodos térmicos en procesos de recuperación mejorada son los más documentados en la literatura, la contribución de los métodos químicos ha sido pequeña, sin embargo las pruebas pilotos en inyección de químicos se han incrementado. Estados Unidos y Venezuela representan la mayoría de los proyectos de EOR con inyección de vapor, mientras que China es el líder mundial en inyección de químicos.

En la figura 18 ⁽²⁾ se observa la aportación total de los proyectos realizados en el mundo, los métodos químicos comenzaron a tener importancia en los años 80 predominando la inyección de polímeros, la mayoría en yacimientos de areniscas.

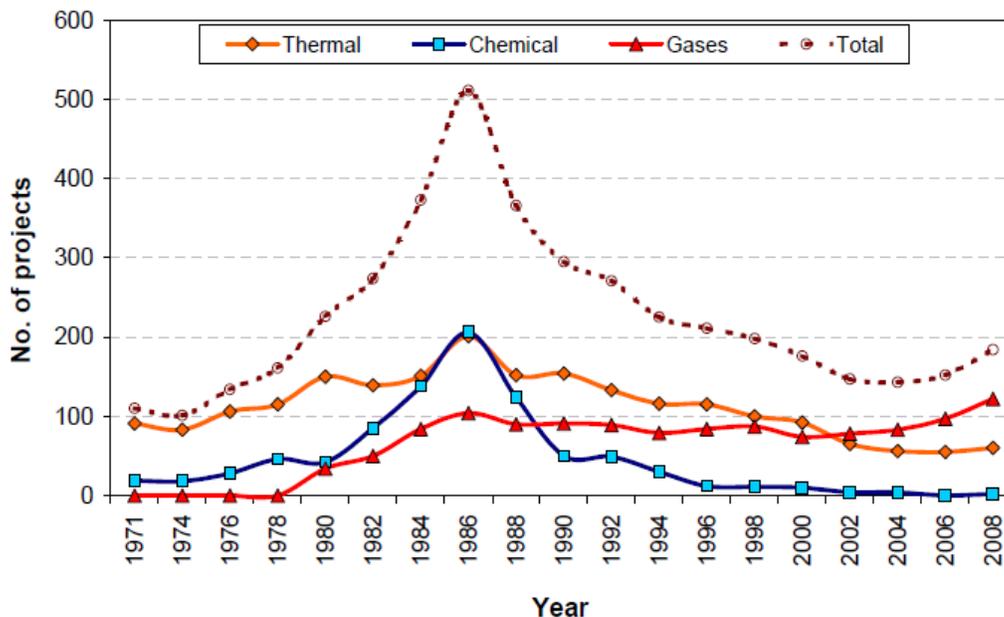


Figura 18. Tendencia de los proyectos de EOR.



2.2 Métodos de EOR clasificados por litología

La selección o aplicación de los métodos de EOR se encuentra en función de la litología del yacimiento. Se contabilizan alrededor de 1507 proyectos de EOR internacionales asociado a la litología. En la figura 19 ⁽²⁾ se observa que los métodos térmicos y químicos son más frecuentes para yacimientos de arenisca mientras los métodos de inyección de gas son más utilizados para yacimientos carbonatados. Las formaciones turbidíticas representan una proporción pequeña.

En México, los yacimientos generalmente están constituidos por areniscas, lutitas, calizas, carbonatos o dolomías.

2.2.1 Areniscas

Los métodos térmicos como; inyección cíclica de vapor e inyección de vapor asistida por drenaje gravitacional, son los más usados para la recuperación de aceite pesado y extra-pesado para yacimientos de arenisca en los últimas décadas. Mientras que la inyección de aire se utiliza para recuperar aceite ligero.

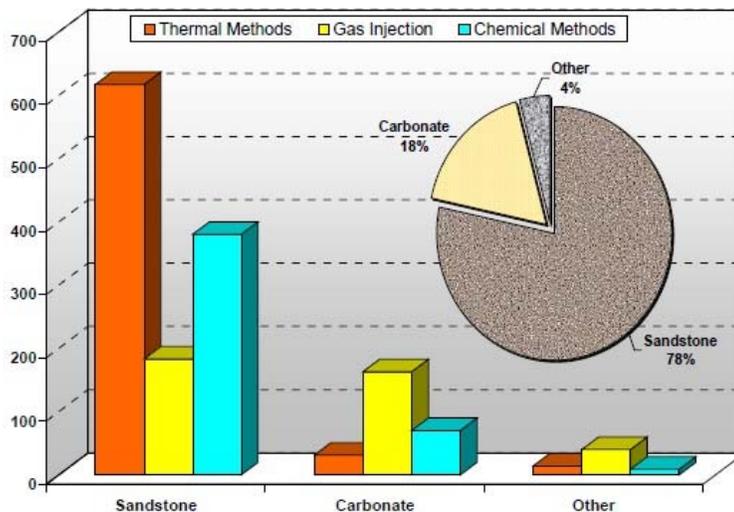


Figura 19. Proyectos de EOR por litología (Basado en un total de 1507 proyectos internacionales).



La mayoría de los proyectos térmicos se han concentrado en países como Canadá, Estados Unidos, Venezuela, Brasil y China. En los métodos químicos predomina la inyección de polímero y sobresalen países como: India, Austria, Argentina, Brasil, Canadá y Alemania.

La inyección de álcali, tensoactivo, polímero, álcali-polímero (AP), tensoactivo – polímero (SP) y ASP han sido probados pero en un número limitado de campos. Por ejemplo esta última ha sido estudiada y probada principalmente en pruebas piloto en China.

La inyección con gas comúnmente se utiliza en la recuperación de aceite ligero, condensado y yacimientos de aceite volátil. La inyección de N_2 se propone para aumentar la recuperación bajo condiciones miscibles, y la inyección de CO_2 es el método de EOR más usado en aceite de mediano a ligero. Los países que han implementado la inyección de CO_2 son Brasil, Canadá y Hungría entre otros.

2.2.2 Carbonatos

Los yacimientos de carbonatos usualmente exhiben baja porosidad y pueden ser fracturados, las recuperaciones son bajas en comparación a los yacimientos de areniscas. La inyección de vapor es el proceso de EOR más común para este tipo de litología.

En cuanto a métodos químicos, la inyección de polímeros es el proceso más probado en formaciones carbonatadas, en general los métodos térmicos contribuyen en una pequeña proporción.

La inyección de N_2 es efectiva para la recuperación a alta presión y para yacimientos de aceite ligero, se reportaron proyectos de EOR en Estados Unidos, no obstante



el único proyecto de inyección de N_2 en mar adentro documentado en la literatura es el de Cantarell en México.

La inyección de CO_2 es el proceso más importante de EOR en Estados Unidos, puesto que el cambio climático es una discusión con su uso, la capacidad del CO_2 en yacimientos de gas y aceite puede estar limitado, adicionalmente a los costos de captura, compresión y transporte combinado con la falta de regulaciones.

2.3 Métodos de EOR de acuerdo a *The Oil and Gas Journal*

De acuerdo a una base de datos realizada a partir de los informes de la encuesta bianual de EOR publicado en *The Oil and Gas Journal* y a publicaciones de la SPE, desde 1998 hasta 2010 se contabilizaron cerca de 652 proyectos.

La base de datos abarca cuatro categorías de métodos de EOR como se muestra en la figura 20 ⁽¹⁾: gas, térmicos, químicos y microbianos.

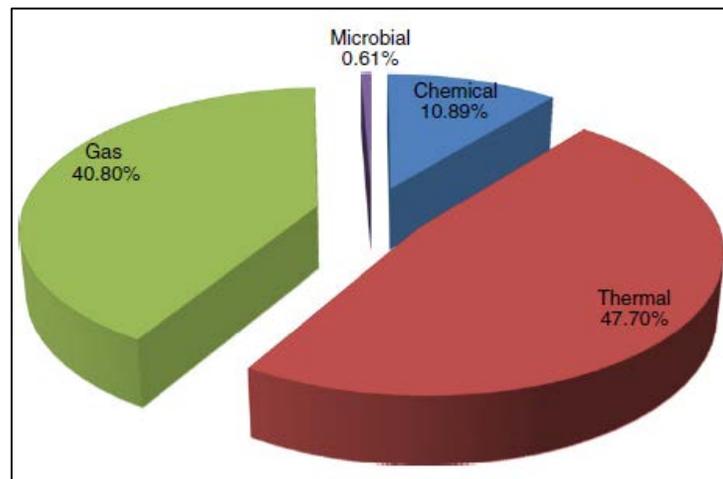


Figura 20. Categorías de proyectos de EOR en el mundo.



2.4 EOR en México

De acuerdo al anuario de recuperación secundaria y mejorada ⁽⁴⁾, los proyectos de *recuperación adicional* en México iniciaron con la inyección de agua en el campo Poza Rica en 1951.

Hasta el año 2007 se habían implementado 29 proyectos entre recuperación secundaria y mejorada, para rocas constituidas por arenas, carbonatos y carbonatos naturalmente fracturados.

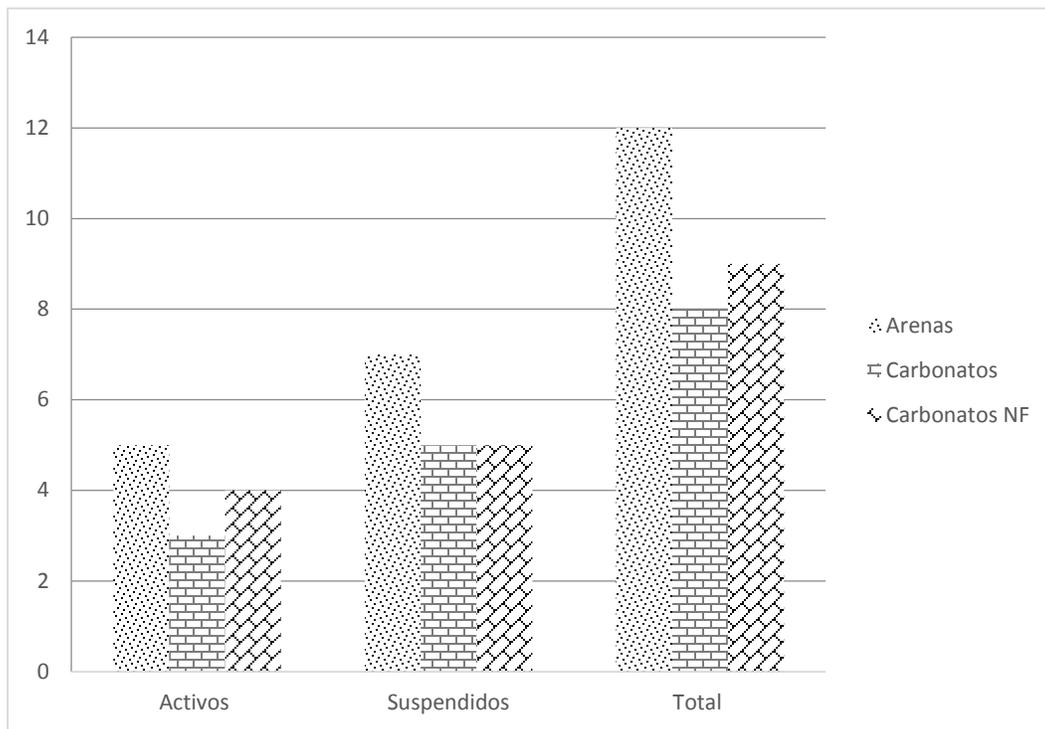


Figura 21. EOR en México.

Sin embargo de estos solo 2 de los proyectos han sido de EOR. De los proyectos, 12 se encuentran en operación y 17 suspendidos, tal como se muestra en la figura 22.

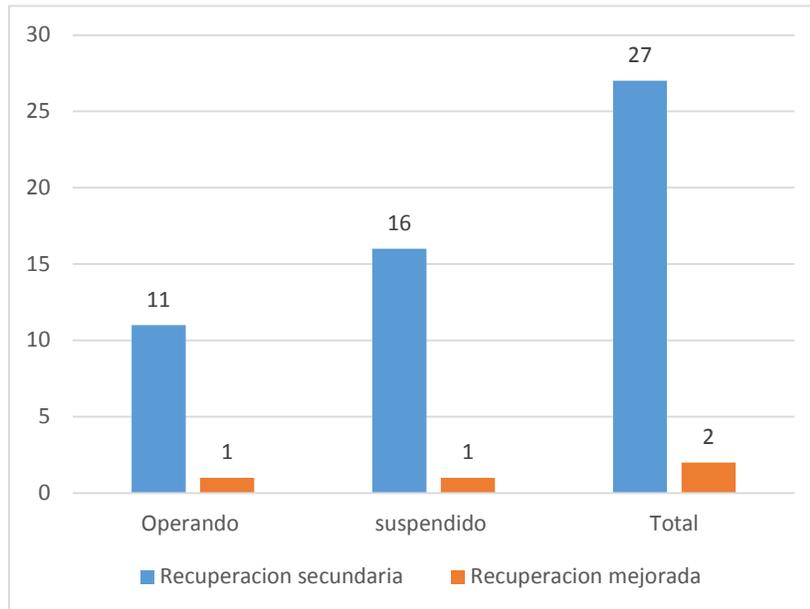


Figura 22. Condición de los proyectos de recuperación adicional. ⁽⁴⁾

La importancia de los proyectos de recuperación en México se ve reflejada en las reservas, en el anuario de recuperación secundaria y mejorada y en el libro de reservas se explica que las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de hidrocarburos, las cuales demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas en años futuros, de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica. Mientras que las reservas probables son; reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería, sugiere que son más tendientes a ser comercialmente recuperable que no serlo. Y las reservas posibles son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables.

Las reservas remanentes totales, también llamadas 3P (resultado de la suma de las reservas probada, probable y posible) con las que contaba el país al 1 de enero de 2015 como se muestra en la figura 23, alcanzaron 37,405 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (es la suma de aceite crudo, condensado, líquidos de plantas y gas seco equivalente a liquido). ⁽³⁾

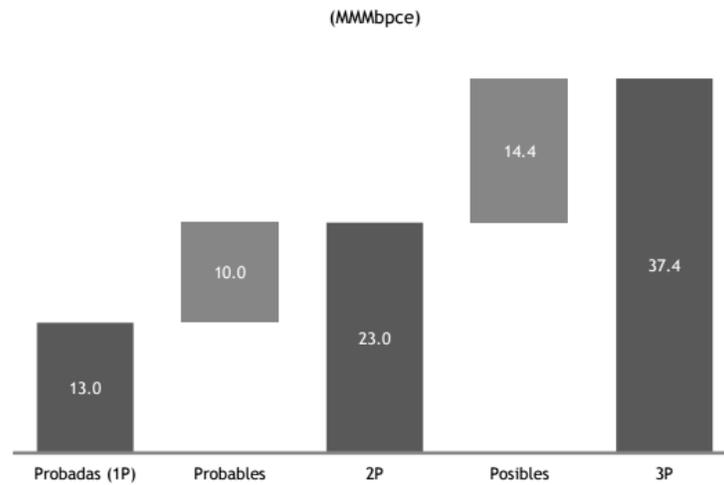


Figura 23. Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país.

En la tabla 9 se muestran los proyectos de recuperación adicional por región, y de acuerdo al tipo de fluido y de roca.

Tabla 9. Resumen de los procesos de recuperación implementados por región.

Región	Fluido	Carbonato NF	Carbonatos	Arenas	Total
Marina NE	N ₂	2			2
Marina SO	Agua	1			1
Norte	Agua		7		8
	Gas hidrocarburo		1		
Sur	Agua	4		12	18
	CO ₂	2			
Total nacional		9	8	12	29

En la tabla 10 se observa que hasta el 2007 los dos proyectos de recuperación mejorada fueron en Artesa y Sitio Grande, con el proceso de inyección de CO₂ miscible para yacimientos naturalmente fracturados.



Tabla 10. Proyectos de recuperación adicional en México 1) Fuente Base de datos Institucional PEMEX 2007 2) NF: Naturalmente fracturado 3) O: En Operación S: Suspendido P: En planeación
Región N: Norte S: Sur MS: Marina Suroeste MN: Marina Noreste Sec: Secundaria Mej: Mejorada.

No.	Región	Activo	Proyecto	Inicio de inyección ¹	Fluido de inyección	Tipo de recuperación	Tipo de roca ²	Estado ³
1	N	Poza Rica	Poza Rica	Mar-51	Agua	Sec	Carbonatos	O
2	N	Poza Rica	Poza Rica	Sep-51	Gas Hidrocarburo Inmiscible	Sec	Carbonatos	S
3	N	Poza Rica	San Andrés	Jul-66	Agua	Sec	Carbonatos	S
4	N	Poza Rica	Tamaulipas Constituciones	May-68	Agua	Secu	Carbonatos	O
5	S	Bellota Jujo	El Golpe	Nov-70	Agua	Sec	Arenas	S
6	S	Cinco Presidentes	La Venta	Abr-74	Agua	Sec	Arenas	S
7	S	Cinco Presidentes	Cinco Presidentes	Dic-76	Agua	Sec	Arenas	O
8	S	Muspac	Sitio Grande	Jun-77	Agua	Sec	Carbonatos NF	S
9	S	Cinco Presidentes	Cuichapa	Jul-77	Agua	Sec	Arenas	S
10	S	Samaria-Luna	Antonio J Bermudez	Oct-77	Agua	Sec	Carbonatos NF	O
11	S	Cinco Presidentes	Sanchez Magallanes	Jul-78	Agua	Sec	Arenas	O
12	S	Cinco Presidentes	San Ramon	Ago-78	Agua	Sec	Arenas	S
13	S	Cinco Presidentes	Rodador	Ago-78	Agua	Sec	Arenas	S
14	S	Muspac	Cactus dolomia	Sep-78	Agua	Sec	Carbonatos NF	S
15	N	Poza Rica	Hallazgo	Oct-78	Agua	Sec	Carbonatos	S
16	S	Muspac	Artesa	Mar-79	Agua	Sec	Carbonatos NF	S
17	S	Cinco Presidentes	Bacal	Mar-80	Agua	Sec	Arenas	O
18	N	Poza Rica	Arenque	Jun-80	Agua	Sec	Carbonatos	S
19	S	Cinco Presidentes	Puente	Ene-81	Agua	Sec	Arenas	S
20	S	Cinco Presidentes	Otales	Mar-81	Agua	Sec	Arenas	O
21	N	Poza Rica	Remolino	Feb-82	Agua	Sec	Carbonatos	S
22	S	Cinco Presidentes	Ogarrio	Ene-84	Agua	Sec	Arenas	O
23	N	Poza Rica	Barcodon	Nov-88	Agua	Sec	Carbonatos	S
24	S	Cinco presidentes	Moloacan	Ene-91	Agua	Sec	Arenas	S
25	MS	Abkatun Pol Chuc	Abkatun Pol Chuc	Mar-91	Agua	Sec	Carbonatos NF	O
26	MN	Cantarell	Akal	Ene-00	N2 Inmiscible	Sec	Carbonatos NF	O
27	S	Muspac	Artesa	Nov-00	CO2 Inmiscible	Mej	Carbonatos NF	S
28	S	Muspac	Sitio Grande	Ene-05	CO2 Inmiscible	Mej	Carbonatos NF	O
29	MN	Cantarell	Ek- Balam	Jun-06	Agua	Sec	Carbonatos NF	O
30	S	Bellota Jujo	Jujo Tecminoacan	-	N2 Inmiscible	Sec	Carbonatos NF	P
31	MN	Ku Maloob Zaap	Ku Maloob Zaap	-	N2 Inmiscible	Sec	Carbonatos NF	P
32	S	Samaria-Luna	A J Bermudez	-	N2 Inmiscible	Sec	Carbonatos NF	P
33	MS	Abkatun Pol Chuc	Abkatun Pol Chuc	-	N2 Inmiscible	Sec	Carbonatos NF	P



En la figura 24 se visualiza la participación del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) en iniciativas de EOR en Pemex.

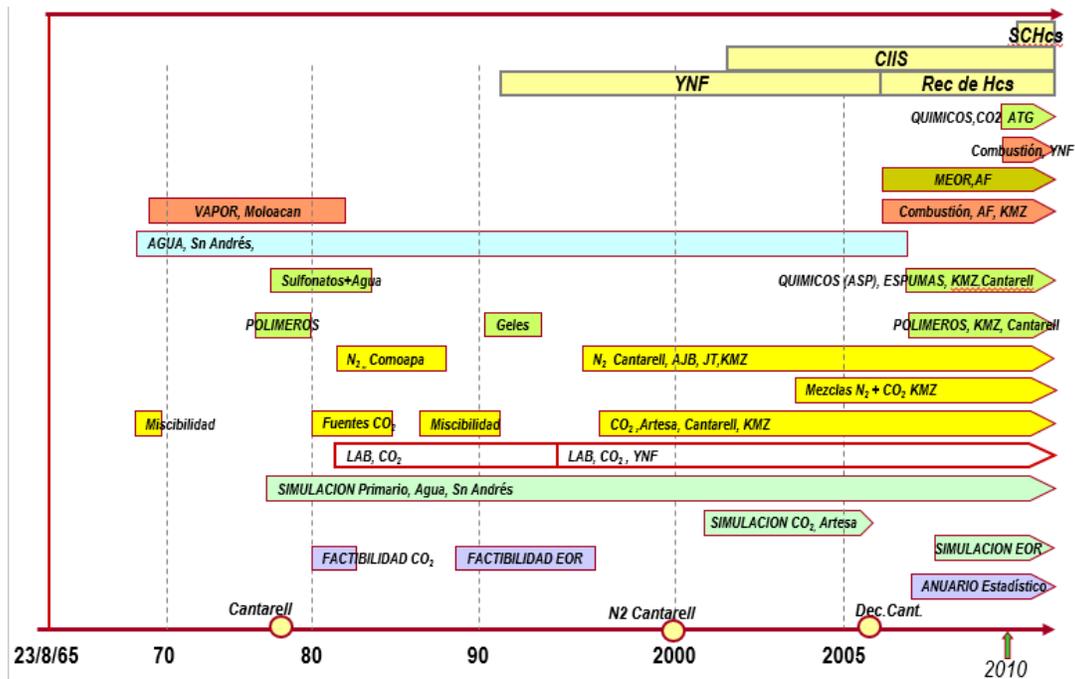


Figura 24. Participación histórica del IMP en iniciativas EOR

Derivado de la importancia que tienen los proyectos de recuperación mejorada y a la limitada experiencia que México tienen en procesos de inyección de químicos es necesaria la implementación de una prueba piloto en el campo Poza Rica.

2.5 Complejo Poza Rica

De acuerdo al Informe Complejo Poza Rica, Plan de Recuperación Mejorada APPRA, SRN. El complejo Poza Rica, se conforma por 7 campos: Ávila Camacho, Escolín, Mecatepec, Petronac, Poza Rica, Presidente Alemán y Talaxca. Ha producido más de 1,400 millones de barriles de aceite (MMstb) y más de 1,900 miles de millones de pies cúbicos de gas (MMMscf).⁽²⁷⁾



En la figura 25 se muestra la ubicación de los campos.

Notación:

Color rosa: Ávila Camacho

Color verde: Mecatepec

Color amarillo: Poza Rica

Color rojo: Petronanc

Color azul: Escolin

Color morado: Talaxca

Color naranja: Presidente Alemán

Puntos negros: pozos

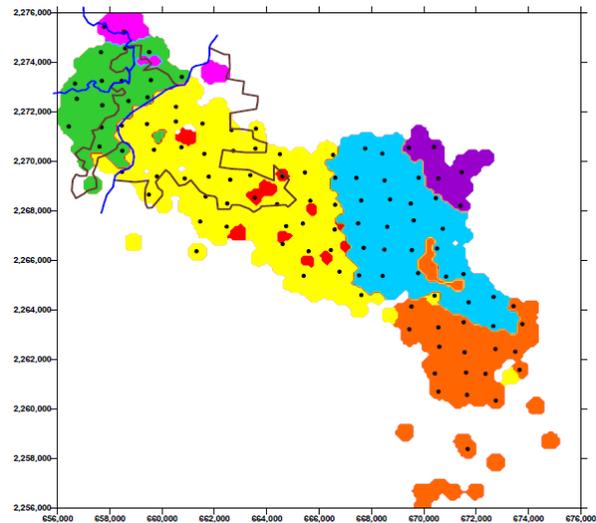


Figura 25. Ubicación de los campo Escala UTM. (27)

El informe indica que durante los primeros 20 años de explotación los mecanismos de desplazamiento del aceite fueron expansión de roca y fluidos, empuje por casquete de gas y entrada de agua de un acuífero parcialmente activo. Menciona además que las caídas de presión y las pérdidas de producción se han compensado con métodos de recuperación secundaria con la inyección de agua fluvial, tratada y deshidratada. En adición señala que la recuperación primaria y secundaria en el complejo Poza Rica se encuentra en su última etapa sin embargo aún existe aceite atrapada en el subsuelo.

Por otra parte el informe Inyección de Surfactantes, Propuesta de una prueba piloto del Activo de Producción Poza Rica Altamira (APPRA) (28) en la sección de recuperación mejorada alternativas y campos menciona que el complejo produce aceite intermedio y que inició su explotación en 1930 con 245 kg/cm^2 , alcanzando un mínimo de 156 kg/cm^2 y mediante inyección de agua llega a 215 kg/cm^2 tal como se muestra en la figura 26.

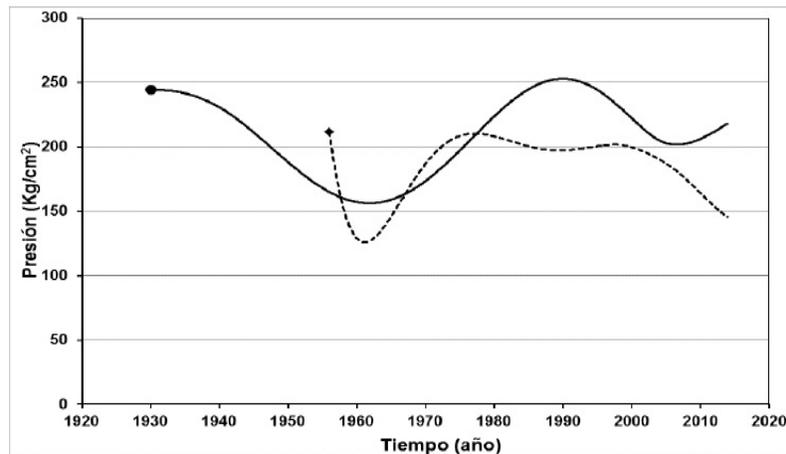


Figura 26. Perfil histórico de presión estática media en campos Poza Rica, Fm., (línea continua), y Tamaulipas Constituciones (línea discontinua).

Por otro lado, el campo Poza Rica, fue descubierto en 1926 y se encuentra en explotación desde 1930. Se encuentra ubicado al norte del estado de Veracruz. En la tabla 11 se muestra una tabla del campo Poza Rica administrado por el APPRA.

Tabla 11. Adaptada de listado de campos del APPRA Producción acumulada a enero de 2013. ⁽²⁸⁾

Campo	Reserva original (MMstb)	Producción acumulada (MMstb)	Reserva remanente (MMstb)
Poza Rica	1,571	1,418	153

El informe del APPRA indica que en los yacimientos de la región norte no se ha implementado la etapa de recuperación terciaria de explotación, sin embargo se han ejecutado una prueba piloto de líquidos iónicos en Angostura y otra de CO₂ en Chicontepec. ⁽²⁸⁾

Así pues el desarrollo e implementación de una prueba piloto prueba de recuperación mejorada de hidrocarburos con inyección de ASP representa un precedente en el país, de ser exitosa y al masificarse, podrá incrementar las reservas probadas de hidrocarburos.



2.5.1 Ficha técnica del campo Poza Rica (producción actual a junio 2013, producción acumulada a enero 2013)

Tabla 12. Datos del campo Poza Rica. ⁽²⁸⁾

Característica	Campo Poza Rica
Formación	Tamabra
Edad	KM
Ambiente deposito	Talud
Tipo de roca	Carbonatos
Año descubrimiento/ Inicio Explotación	1926/1930
Yacimiento	Saturado
Área (km ²)	126
Mecanismo de empuje	EX,GD,GL,AA
Profundidad Promedio (m) (vbnm)	2200
Espesores Bruto y Neto (m)	208/146
Pozos totales y activos	842/220
Espaciamiento (m)	400
Porosidad (%)	12-19
Permeabilidad (mD)	5-25
Viscosidad (cP) @ Pb y Ty	0.71 – 1.15
Densidad del aceite (g/cm ³) @ Pb y Ty	0.72
Gravedad Aceite (° API)	30
Relación de solubilidad (scf/stb)	774
Factor de volumen de aceite (rb/stb) @ Pb	1.42
Saturación de agua inicial (%)	15-18
Salinidad salmuera (ppm NaCl)	60 000 – 70 000
Presión inicial (kg/cm ²)	245
Presión de saturación (kg/cm ²)	245
Presión actual (kg/cm ²)	215
Temperatura (°C)	92
Gasto actual de aceite (stb/d)	12, 053
Gasto promedio actual (stb/d/pozo)	55.9
Gasto actual de agua (b/d)	22,645
Prod. acumulada aceite (MMstb)	1,418
Prod. Acumulada promedio (Mstb/pozo)	1,684
Volumen Original de aceite (MMstb)	4,810
Rec. Aceite, producción primaria (%)	20.6
Rec. Aceite, producción secundaria (%)	9.1
Año inicio inyección de agua	1951
Pozos inyectoros /activos	69/17
Gasto actual de inyección (stb/d)	48,317
Gasto actual promedio (stb/d/pozo)	2,842
Volumen inyectado (MMstb)	2,964
Vol. Promedio inyectado (MMstb/pozo)	43
Eficiencia recobro (agua iny/aceite prod)	6.6
Corte de agua (%)	65



CAPÍTULO 3 .FUNDAMENTOS TEÓRICOS

3.1 Conceptos

Para establecer las especificaciones de las instalaciones superficiales de la prueba piloto para la recuperación mejorada de hidrocarburos por inyección de químicos en el campo Poza Rica es preciso conocer los conceptos fundamentales involucrados en el proceso, de esta forma el gasto de inyección de agua o de la mezcla ASP (álcali, tensoactivo y polímero) puede ser definida por los principios de mecánica de fluidos, ciencia que se encarga del movimiento del flujo, analiza el efecto de fuerzas aplicadas a los fluidos y los estudia ya sea en movimiento o en reposo.

Un fluido es una sustancia que se deforma continuamente esto sucede cuando en él actúa un esfuerzo cortante de cualquier magnitud, la distinción entre líquidos y gases radica en el efecto de las fuerzas cohesivas. Por otra parte, los fluidos se diferencian de los sólidos, porque estos últimos pueden resistir el esfuerzo cortante por una deflexión estática, mientras que los fluidos no. ^{(29), (30), (31)}

Los factores que se consideran a continuación, se relacionan directamente con la tubería por la que se transportará el fluido y con el tipo de régimen que seguirá, pues sí el flujo es *laminar* las partículas de fluido se moverán en líneas rectas paralelas al eje del conducto, de manera que forma en su conjunto laminas o capas. A velocidades mayores el flujo es *turbulento*, y las partículas se mueven de manera caótica, formando vórtices y remolinos.

Las fuerzas que regirán la sección del pozo (conducto donde se realizará la inyección), involucran las pérdidas de energía que se manifiestan como la fricción que tiene el fluido a través de la tubería y la columna hidrostática, por último la caída de presión por fricción debe de considerarse para determinar la potencia necesaria para el bombeo.



3.2 Presión

La presión se define como una fuerza normal ejercida por un fluido por unidad de área. ⁽³²⁾

$$P = \frac{F}{A} \dots [3.1]$$

Donde:

P : Presión.

F : Fuerza.

A : Área.

Dos principios importantes sobre la presión fueron descritas por Blaise Pascal. ⁽³³⁾

- I. La presión actúa uniformemente en todas las direcciones en un pequeño volumen de un fluido.
- II. Un fluido confinado por límites sólidos, la presión actúa perpendicular a la frontera.

La presión de un fluido en reposo no cambio en la dirección horizontal, sin embargo en la dirección vertical en un campo de gravedad, la presión en un fluido aumenta con la profundidad.

3.3 Presión hidrostática

Si no existe deformación, no existen esfuerzos cortantes actuando sobre los fluidos, las fuerzas sobre cualquier partícula de fluido se deben solamente a la gravedad y a la presión, se desprecian las fuerzas de tensión superficial y se supone que ninguna fuerza electromagnética actúa sobre el fluido. ⁽³⁴⁾

La presión hidrostática (P_{HID}) es la presión ejercida por el peso de un líquido sobre su contenedor y es función de la densidad del fluido y de la profundidad vertical verdadera (TVD), de la manera en que se indica en la ecuación [3.2], en un pozo se



trata de la presión ejercida sobre la tubería de revestimiento, controla los fluidos de la formación e impide el derrumbamiento del pozo. ⁽³⁵⁾

$$P_{HID} \left(\frac{lb}{in^2} \right) = \text{Peso del fluido} \left(\frac{lb}{gal} \right) * TVD (ft) * 0.052 \dots [3.2]$$

$$\text{Factor de conversión } 0.052 = \frac{12 \text{ in/ft}}{231 \text{ in}^3/\text{gal}}$$

3.4 Fluidos newtonianos y no newtonianos

Ley de viscosidad de Newton

$$\tau_{yx} = -\mu \frac{dv_x}{dy} \dots [3.3]$$

Donde:

τ_{yx} : Esfuerzo de corte.

μ : Viscosidad.

$\frac{dv_x}{dy}$: Velocidad de corte.

La ecuación [3.3] establece que la fuerza cortante por área unitaria es proporcional al gradiente de velocidad, la constante μ es una propiedad del fluido definida como la viscosidad, se caracteriza por la resistencia al flujo y es función de la temperatura. Los fluidos que se comportan de acuerdo a la ecuación anterior se denominan fluidos newtonianos, contrario a los fluidos que no describen tal comportamiento, se designan fluidos no newtonianos ⁽³⁶⁾. Se trata de líquidos en los que su viscosidad depende de los gradientes de velocidad.

Para un fluido no newtoniano

$$\tau_{yx} = -\eta \frac{dv_x}{dy} \dots [3.4]$$

Donde η es la viscosidad no newtoniana, para líquidos poliméricos η puede disminuir por un factor de 10^4 a medida que aumenta la velocidad de corte. El



comportamiento de la viscosidad del fluido puede estar asociado a diferentes modelos como el de la ley de potencia.

Expresión de la ley de potencia para una geometría cilíndrica. ⁽³⁷⁾

$$\tau_{rz} = k\left(-\frac{dv_z}{dr}\right)^n \dots [3.5]$$

Donde:

τ_{rz} : Esfuerzo de corte en la dirección z sobre r.

k : Índice de consistencia.

n : Índice de comportamiento de flujo.

La rapidez de corte se expresa como:

$$-\frac{dv_z}{dr} = \gamma \dots [3.6]$$

Sustituyendo la ecuación [3.6] en [3.5]

$$\tau_{rz} = k(\gamma)^n \dots [3.7]$$

Para fluidos newtonianos la expresión $\eta\gamma$ es constante, se expresa mediante:

$$\tau = \mu\gamma \dots [3.8]$$

Despejando la viscosidad

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} \dots [3.9]$$

Sustituyendo [3.7] en [3.9] se obtiene la viscosidad no newtoniana

$$\eta = \frac{k(\gamma)^n}{\gamma} \dots [3.10]$$

$$\eta = k\gamma^{n-1} \dots [3.11]$$



Donde k y n son constantes que caracterizan el fluido, el índice de consistencia e índice de comportamiento de flujo respectivamente. En la figura 27 se observa el comportamiento de los fluidos newtonianos, y en la figura 28 el comportamiento de distintos fluidos.

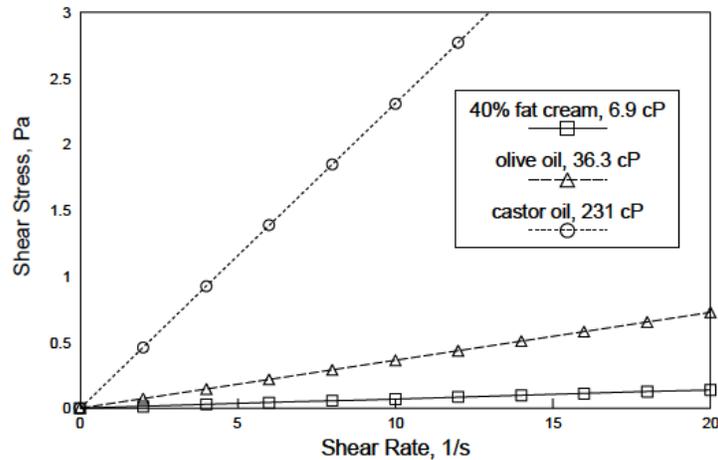


Figura 27. Reograma típico para fluidos newtonianos. ⁽³⁸⁾

Para $n < 1$: el fluido presenta propiedades de adelgazamiento (pseudoplástico).

$n = 1$: el fluido muestra un comportamiento newtoniano.

$n > 1$: el fluido muestra un espesamiento (dilatante).

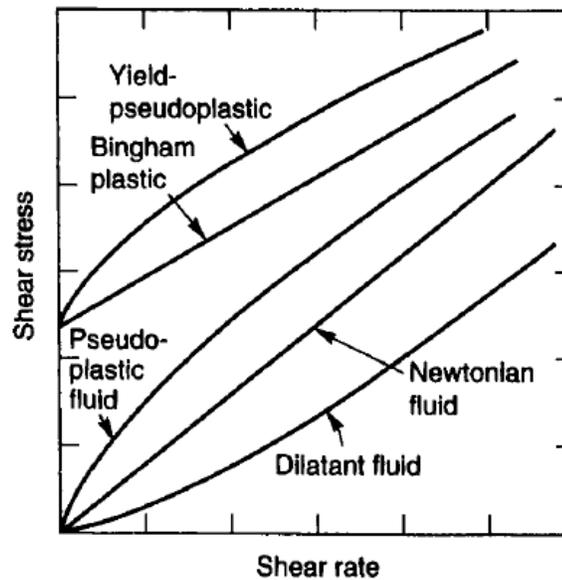


Figura 28. Curvas típicas para fluidos independientes del tiempo. ⁽³⁷⁾



3.4.1 Velocidad de corte

Se define como la velocidad de variación de la deformación o velocidad de deformación, es la velocidad relativa de la relación de una lámina moviéndose junto a otra por la distancia entre ellas, se expresa en unidades de s^{-1} .

La máxima velocidad de corte para fluidos en una geometría tubular está determinado por el flujo volumétrico y el radio interno del tubo.

Para fluidos newtonianos

$$\dot{\gamma} = \frac{4Q}{\pi R^3} \dots [3.12]$$

Donde:

$\dot{\gamma}$: Velocidad de corte.

Q : Flujo volumétrico.

R : Radio.

Para fluidos no newtonianos que siguen la ley de potencia.

$$\gamma_{no\ newtoniana} = \left(\frac{3n+1}{4n} \right) \frac{4Q}{\pi R^3} \dots [3.13]$$

Donde:

n : Índice de comportamiento de flujo.

3.5 Régimen de flujo para fluidos newtonianos

3.5.1 Numero de Reynolds

Osborne Reynolds descubrió que el régimen de flujo depende de la razón principalmente de fuerzas inerciales y fuerzas viscosas en el fluido, esta razón se llama número de Reynolds. ⁽³²⁾



El número de Reynolds es adimensional y se define como:

$$Re = \frac{\rho d v}{\mu} \dots [3.14]$$

La mayoría de los autores coincide en:

$$Re \leq 2300 \text{ flujo laminar}$$

$$2300 \leq Re \leq 4000 \text{ transicional}$$

$$Re \geq 4000 \text{ flujo turbulento}$$

Donde:

d : Diámetro de la tubería.

v : Velocidad de flujo.

ρ : Densidad.

μ : Viscosidad.

3.6 Criterio de flujo para fluidos no newtonianos

Para fluidos newtonianos el criterio de flujo laminar es cuando el número de Reynolds esta debajo de un valor critico de 2100 aproximadamente.

Los fluidos que siguen la ley de potencia, el flujo laminar ocurre cuando. ⁽³⁸⁾

$$N_{Re} < \frac{6464 n (2+n)^{(2+n)/(1+n)}}{(1+3n)^2} = (N_{Re})_{critico} \dots [3.15]$$

Donde:

N_{Re} : Numero de Reynolds para fluido no newtoniano

n : Índice de comportamiento de flujo

El numero de Reynolds para la ley de potencia esta definido como:

$$N_{Re} = \left(\frac{D^n (v)^{2-n} \rho}{8^{n-1} k} \right) \left(\frac{4n}{3n+1} \right)^n \dots [3.16]$$

Donde:



D : Diámetro.
 v : Velocidad.
 ρ : Densidad.
 n : Índice de comportamiento de flujo.
 k : Índice de consistencia.

Para un rango como un valor de 4000 se utiliza la ecuación de Mishra Tripathi

$$N_{Re\ crítico} = \frac{2100 (4n+2)(5n+3)}{3(1+3n)^2} \dots [3.17]$$

3.7 Pérdidas de presión por fricción

La ecuación de Darcy se utiliza para calcular la pérdida de energía debido a la fricción en una sección de tubería, ya sea para flujo laminar o turbulento, la diferencia entre el régimen de flujo dependerá de la evaluación del factor de fricción (f), este puede convertirse en un cálculo iterativo.

Las pérdidas por fricción en conductos circulares de diámetro constante, fueron determinadas experimentalmente por varios investigadores. Darcy, Weisbach y otros autores en 1857 dedujeron experimentalmente la ecuación [3.18].

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2g_c d} \dots [3.18]$$

Donde:

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f$: pérdida de presión por fricción.
 f : Factor de fricción.
 d : Diámetro de la tubería.
 v : Velocidad.
 ρ : Densidad.
 g_c : Constante gravitacional.

Los resultados de la experimentación, utilizando tuberías de diversos materiales constituyen la base de las formas que actualmente se usan. ⁽²⁹⁾ Como se observa



en la ecuación [3.18] se debe tomar en cuenta la densidad, la velocidad, la gravedad y el diámetro así como un factor de fricción.

3.7.1 Factor de fricción para fluidos newtonianos

El valor del factor de fricción (f) para flujo turbulento se encuentra en función de la rugosidad de la tubería (ϵ) y del número de Reynolds (Re). La rugosidad de una tubería es una característica de su superficie, la cual está constituida por pliegues o crestas unidas, tomando una superficie homogéneamente distribuida y depende del tipo de material que se emplee en su construcción. ^{(39), (40), (34)}

Los valores comúnmente usados son;

Tabla 13. Rugosidad de tuberías

Tipo	ϵ (pg)
Tubería estriada	0.00006
Tuberías de producción o perforación	0.0006
Tuberías de escurrimiento	0.0007
Tuberías galvanizadas	0.006

Para calcular el valor del factor de fricción (f), es necesario determinar si la tubería es lisa o rugosa y si el régimen de flujo es laminar o turbulento. ⁽⁴¹⁾

La ecuación de Hagen-Poiseuille válida para flujo laminar $Re < 2000$ demuestra que la pérdida de carga en régimen laminar en tuberías tanto lisas como rugosas es directamente proporcional a la primera potencia de la velocidad.

Ecuación de Hagen-Poiseuille

$$Q = \frac{\Delta p \pi R^4}{8 L \eta} \dots [3.19]$$

Donde:

Q : Flujo volumétrico.

Δp : Caída de presión.

R : Radio.



L : Longitud.

η : Viscosidad dinámica.

En la ecuación [3.20] el valor del factor de fricción se define como:

$$f = \frac{64}{Re} \dots [3.20]$$

Para el cálculo del factor de fricción en régimen turbulento y tuberías lisas, se utiliza la ecuación de Blasius que considera ($2000 < Re < 100000$), en tuberías lisas f no es función de la rugosidad relativa $\frac{k}{D}$, ya que esta es nula ($k = 0$).

Para la ecuación de Blasius el factor de fricción está dado por:

$$f = \frac{0.316}{Re^{\frac{1}{4}}} \dots [3.21]$$

Para régimen turbulento y tuberías lisas, pero para $Re > 100000$ con estudios teóricos, y ajustando los coeficientes experimentalmente, Karmán y Prandtl dedujeron la primera ecuación de Karmán-Prandtl.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log_{10}(Re \sqrt{f}) - 0.8 \dots [3.22]$$

Para calcular el factor de fricción f , se requiere de un proceso iterativo, con el objeto de evitar su resolución Prandtl ha sugerido una ecuación equivalente para flujo turbulento en tubos lisos.

$$f = 0.0032 + \frac{0.221}{Re^{0.237}} \dots [3.23]$$



La ecuación de Colebrook-White es la fórmula universal de la pérdida de carga en conductos industriales, en esta ecuación el factor de fricción está dado por:

$$f = \left[-2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3.715 d} + \frac{2.514}{\sqrt{f} Re} \right) \right]^{-2} \dots [3.24]$$

En la tabla 14 se encuentran contenidos los coeficientes de fricción de la ecuación de Darcy-Weisbach, para tuberías comerciales lisas y rugosas y de acuerdo al tipo de régimen.

Tabla 14. Factor de fricción de acuerdo al régimen de flujo. ⁽⁴⁰⁾

Tuberías	Régimen	Formula	Autor
Lisas y rugosas	Laminar	$f = \frac{64}{Re}$	Poiseuille
Lisas	Turbulento ⁽¹⁾ Re < 100 000	$f = \frac{0.316}{Re^{1/4}}$	Blasius
Lisas	Turbulento ⁽¹⁾ Re < 100 000	$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log_{10}(Re \sqrt{f}) - 0.8$	Karman-Prandtl (primera ecuación)
Rugosas	Turbulento (zona de transición)	$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left(\frac{\varepsilon}{3.7d} + \frac{2.51}{Re \sqrt{f}} \right)$	Colebrook
Rugosas	Turbulento (zona final)	$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log_{10} \left(\frac{1d}{2\varepsilon} + 1.74 \right)$	Karman-Prandtl (segunda ecuación)

- La corriente no pasa bruscamente de laminar a turbulenta, existe una zona en el que el régimen puede ser mixto.



El factor de fricción puede obtenerse también usando el diagrama de Moody, (las ecuaciones de Poiseuille junto con la ecuación de Colebrook –White se encuentran representadas gráficamente en el diagrama).

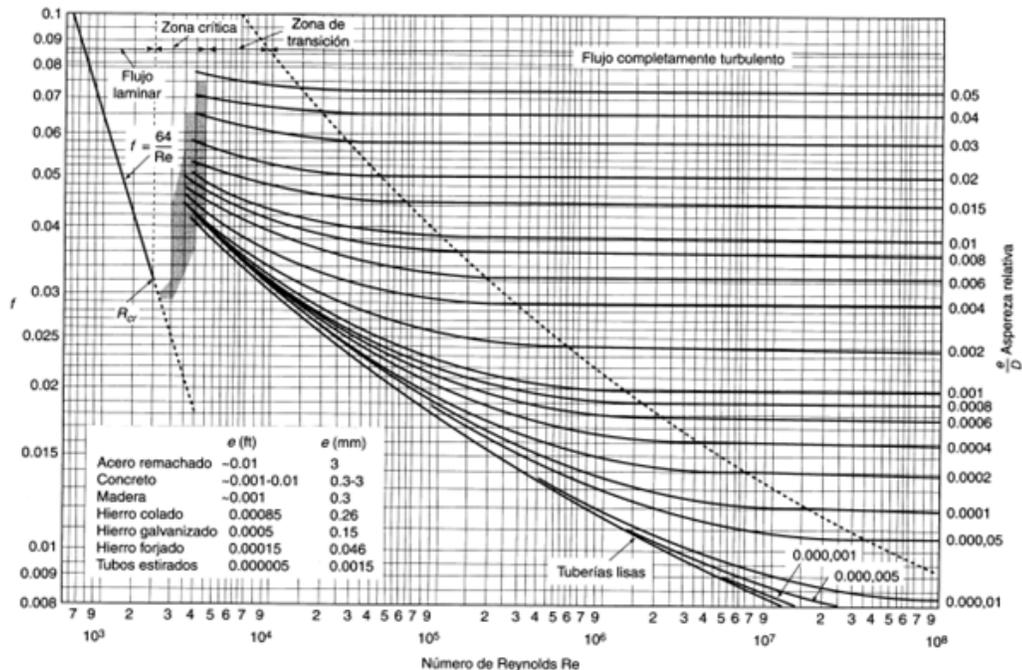


Figura 29. Diagrama de Moody. (De L.F. Moody, Trans. ASME, vol 66, 1994)

3.7.2 Factor de fricción para fluidos no newtonianos

Para flujo laminar el factor de fricción para la ley de potencia se puede calcular con la siguiente expresión:

$$f = \frac{16}{N_{Re}} \dots [3.25]$$

Misma expresión que el factor de fricción para fluidos newtonianos, con la diferencia de que el factor de Darcy es cuatro veces el factor de Fanning.

$$f_{Darcy} = 4f_{Fanning} \dots [3.26]$$



Para flujo turbulento, el factor de fricción puede determinarse por ecuaciones empíricas. En la tabla 15 se presentan las ecuaciones de factor de Fanning para flujo turbulento en tuberías lisas. ⁽³⁸⁾

Tabla 15. Factor de fricción para fluidos no newtonianos

Fluido	Factor de fricción de Fanning
Newtoniano $\tau = \mu\dot{\gamma}$	$\frac{1}{\sqrt{f}} = 4.0 \log_{10}(N_{Re}\sqrt{f}) - 0.4$ $N_{Re} = \frac{\rho dV}{\mu}$
Ley de potencia $\tau = k\dot{\gamma}^n$	$\frac{1}{\sqrt{f}} = \left(\frac{4}{n^{0.75}}\right) \log_{10} \left[N_{Re} * f^{(1-\frac{n}{2})} \right] - \frac{0.4}{n^{1.2}}$ $N_{Re} = \left(\frac{D^n (v)^{2-n} \rho}{8^{n-1} k}\right) \left(\frac{4n}{3n+1}\right)^n$
Plástico de Bingham $\tau = \mu_{pl}\dot{\gamma} + \tau_0$	$\frac{1}{\sqrt{f}} = 4.53 \log_{10}(1 - c) + 4.53 \log_{10}(N_{Re,B} * \sqrt{f}) - 2.3$ $N_{Re,B} = \frac{\rho dV}{\mu_{pl}}$ $c = \frac{\tau_0}{\tau_w} = \frac{2\tau_0}{f\rho v^2}$

3.8 Permeabilidad

Por medio de la ley de Darcy para flujo radial se puede determinar la permeabilidad, la cual representa la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos. ^{(42) (43)} Para flujo lineal la ley de Darcy menciona que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad. La ley de Darcy requiere que el fluido se adhiera a los poros de la roca, sature 100 % el medio, el flujo homogéneo y laminar ocurra.



Partiendo de la ecuación

$$Q = \frac{2 \pi k r h}{\mu} * \frac{\partial P}{\partial r} \dots [3.27]$$

Y analizado la geometría para el flujo radial

$$\int_{P_e}^{P_w} dP = \frac{Q \mu}{2 \pi h k} \int_{r_e}^{r_w} \frac{dr}{r} \dots [3.28]$$

$$P_e - P_w = \frac{Q \mu}{2 \pi h k} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \dots [3.29]$$

$$k = \frac{\mu Q \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{2 \pi h (P_e - P_w)} \dots [3.30]$$

$$\Delta P = \frac{\mu Q \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{2 \pi h k} \dots [3.31]$$

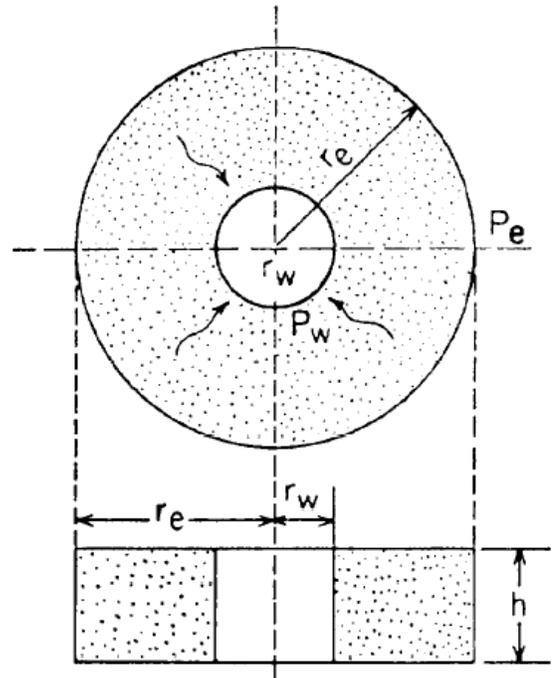


Figura 30. Flujo radial de fluido. (43)

Donde:

Q : Flujo volumétrico.

μ : Viscosidad del fluido.

r_w : Radio del pozo.

r_e : Radio de drene.

k : Permeabilidad.

h : Espesor de la arena o altura del estrato.

P_e : Presión del yacimiento.

P_w : Presión en el fondo del pozo.

La presión del yacimiento (P_e) es una presión en el límite externo y corresponde al radio de drene (r_e), que representa la distancia desde el centro del pozo. Mientras que este radio corresponde a un límite externo efectivo, (r_w) es el radio del pozo asociado a la presión de fondo del pozo (P_w), presión en el que el aceite o agua se encuentra fluyendo.



3.9 Definiciones de presiones en el ámbito de la Ingeniería Petrolera.

M.Muskat en *The flow of homogeneous fluids through porous media* define: ⁽⁴²⁾

- Presión de fondo fluyendo: representa la presión de fondo de pozo cuando los fluidos se encuentran fluyendo, se simboliza como P_{wf} .
- Presión de fondo estático: presión de fondo de pozo cuando está cerrado, se representa como P_{ws}
- Presión estática: es el valor de P_{ws} que se obtiene para un tiempo de cierre suficientemente grande.
- Presión de formación: presión del yacimiento que ejercen los fluidos que se encuentran contenidos en él.
- Presión de fractura: es la presión a partir de la cual se provocan fracturas en la región alrededor del pozo.

3.10 Ecuación de flujo fraccional

La forma simplificada de la ecuación de flujo fraccional se representa como:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \dots [3.33]$$

Donde:

f_w : Flujo fraccional.

k_o : Permeabilidad relativa al aceite.

k_w : Permeabilidad relativa al agua.

μ_w : Viscosidad del agua.

μ_o : Viscosidad del aceite.



CAPITULO 4. GENERALIDADES DEL PROCESO.

4.1 Descripción del proceso

Se inyectará la formulación ASP (álcali, tensoactivo y polímero) con agua congénita (en adelante agua de inyección). Habrá dos tanques de almacenamiento, uno para el agua de inyección (TK-01) y el otro para para el tensoactivo líquido (TK-02). El álcali y el polímero con una presentación en polvo estarán contenidos cada uno en súper- sacos (corrientes 5 y 7 respectivamente del diagrama de flujo). El álcali y polímero se alimentarán con tolvas a sus respectivas unidades de dispersión (UD-01 y UD-02). A la salida del tanque de almacenamiento de agua, habrán dos bombas centrífugas, una de ellas se utilizará para transportar el agua de inyección necesaria para la unidad de dispersión del álcali (CG-01) y la otra se utilizará para la unidad de dispersión de polímero (CG-02).

Una vez que se logre la dispersión, por medio de bombas dosificadoras (P-01 y P-02), los químicos se alimentarán al mezclador estático (MX-01). El tensoactivo será transportado por medio de una bomba centrífuga (CG-03) ubicada a la salida del tanque de almacenamiento al mezclador estático (MX-01).

Se inyectarán 1000 BPD del producto del mezclador estático (mezcla álcali, tensoactivo y polímero) al pozo 167 (PR-167) utilizando una bomba de alta presión (bomba inyectora, P-03). Actualmente al pozo PR-167 se inyectan 1440 BPD de agua con una presión en la cabeza de la bomba inyectora de 38.67 kg/cm². De esta última bomba al pozo hay una distancia de 6 m aproximadamente, el arreglo de la prueba de inyección consiste en 5 pozos productores y 1 inyector.

Actividades a realizar:

- El balance de materia del proceso para establecer la cantidad de químicos a utilizarse así como la cantidad de agua de inyección, de tal forma que se



obtingan los 1000 BPD de la mezcla ASP a las concentraciones establecidas en la tabla 16 a la salida del mezclador estático o bien a la cabeza de pozo.

- Determinar la presión de inyección de la bomba si solo se inyectan 1000 BPD a una viscosidad de 0.7 cP y se deberá establecer la viscosidad máxima de la formulación ASP para la inyección de 1000 BPD al pozo 167 así como la presión de inyección que tendría la bomba a este gasto, sin sobrepasar la presión de fractura del yacimiento.

Tabla 16. Concentraciones de químicos a boca de pozo.

Sustancia	Concentración (%w)
Polímero	0.5
Tensoactivo	0.2
Álcali	2.5

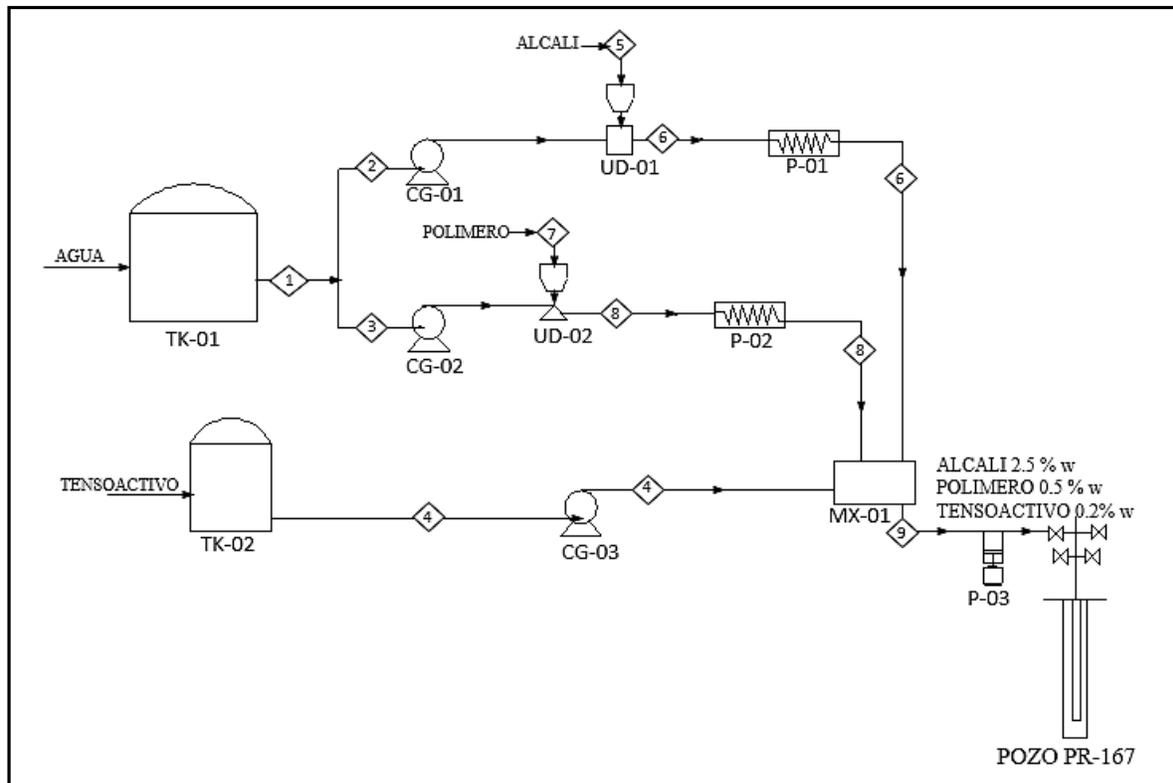


Figura 31. Diagrama de flujo de proceso para inyección de ASP.

4.3 Generalidades del sistema de inyección

James Sheng en Modern Chemical Enhanced Oil recovery menciona que el polímero puede ser proporcionado en forma líquida o en polvos, cuando el polímero está en forma líquida puede ser inyectado directamente a la corriente de agua utilizando una bomba. Cuando se encuentra en polvo se necesitan diversos procesos, como se muestra en la figura 34, estos son ⁽¹⁸⁾:

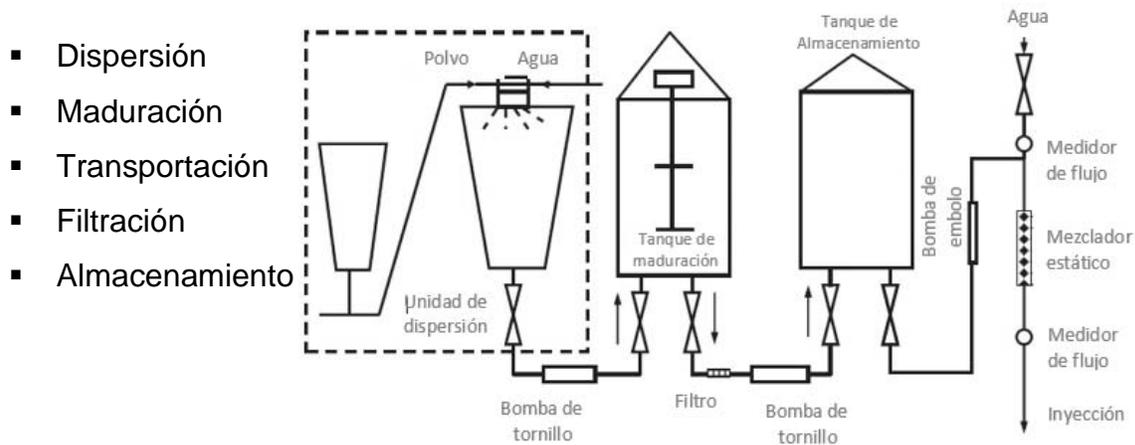


Figura 33. Esquema típico para preparar una solución de polímero. ⁽¹⁸⁾

Primero se filtran las impurezas del polímero en polvo y se alimenta a la unidad de dispersión, este proceso consiste en disolver el polímero de alto peso molecular en agua.

Es posible utilizar dos tipos de unidades de dispersión. En el primer tipo, el aire transporta al polímero en polvo para mezclarse con el agua, en el segundo tipo se utiliza un Venturi en el que el polvo es aspirado en la unidad de mezclado debido a la presión negativa, el Venturi resulta ser el mejor control para el contenido de oxígeno.



El polímero dispersado se transporta a un tanque de maduración con un mezclador. La maduración puede durar de 0.5 horas a 24 horas.

La solución concentrada se transporta al tanque de almacenamiento a través de dos filtros para eliminar las impurezas y los ojos de pescados que pudieran existir.

Se utiliza una bomba de tornillo para el transporte de la solución de polímero para reducir el esfuerzo mecánico, y se utiliza una bomba de embolo de desplazamiento para inyectar la solución. El mezclador estático se instala en las tuberías para cambiar la dirección de flujo de manera que los fluidos pueden ser completamente mezclados.

4.4 Información para el proceso de inyección

Para resolver ambas partes del proceso es necesario contar con información acerca de las propiedades de los productos químicos y el agua de inyección. Así como información del pozo inyector.

4.4.1 Características de los productos químicos.

La formulación ASP fue seleccionada a partir de las pruebas del laboratorio, el polímero a utilizarse es no iónico soluble, el álcali puede ser un borato con la finalidad de reducir la adsorción del tensoactivo comercial, y por último el tensoactivo es de naturaleza catiónica.

El tensoactivo no cambia considerablemente la viscosidad de la solución. Las características que debe de cumplir el polímero son las siguientes ⁽¹⁸⁾:

- Hidratabilidad: los polvos secos en general tienen dificultad para mezclarse eficientemente en el campo, se debe de tener cuidado cuando el polímero se



esté hidratando para prevenir la formación de ojos de pescado (polvo seco rodeado de polímero hidratado).

- Térmicamente estable: polímero como las poliacrilamidas son relativamente estables arriba de 94 °C si están protegidos por la degradación por el oxígeno, es posible utilizar estabilizadores de temperatura como: thiourea, alcohol isopropilico, purgas de nitrógeno, sulfatos, propilenglicol, formaldehidos y acetona.
- Bacteriológicamente estable: las bacterias aerobias pueden crecer causando la degradación del polímero y las bacterias anaerobias pueden desarrollarse dentro de la formación causando taponamiento y la degradación del polímero por lo que se utilizan bactericidas en el agua del yacimiento.
- Químicamente estable: se refiere a que el polímero sea estable en el agua del yacimiento, tolerante a la alta concentración de los cationes divalentes como calcio y magnesio. Algunos iones como hierro, cromo y aluminio reaccionan con los polímeros para formar geles. La viscosidad de la poliacrilamida es sensible al pH.
- Mecánicamente estable: los polímeros pueden degradarse por el esfuerzo de corte presente en los equipos de mezclado. La velocidad y flujos en el mezclado son de importancia económica en procesos de EOR.

Los altos niveles de oxígeno en el agua no solo amenazan la estabilidad del polímero sino que también incrementan el potencial de corrosión en las líneas de los recipientes, además las bacterias aerobias y el crecimiento de hongos pueden contaminar los pozos de inyección, por lo que en ocasiones resulta necesario una evaluación de control bacteriano resultado de un tratamiento especial para el agua.



4.4.2 Datos del fluido del yacimiento.

La temperatura del yacimiento es alrededor de 92 °C ,las características del aceite en cuanto al número básico se encuentra en un rango de 1.5 a 40 mg KOH/g muestra , para el número ácido de 0.2 a 2.5 mg KOH/g muestra . La viscosidad del aceite se encuentra en un rango de 13 a 33 cP y el corte de agua del aceite producido es de 80 al 90%.

4.4.3 Características del agua de inyección

En la figura 34 se muestra el análisis STIFF DAVIS del agua congénita realizado por el laboratorio.

Sitio de análisis:	Laboratorios de la USIP
Metodologías de análisis fisicoquímico	
Parámetro	Normatividad
Dureza Total	NMX-AA-072-SCFI-2001
Dureza de Calcio	Standar Methods APHA 3500-Ca/B
Cloruros Totales	ASTM D 512 (2004)
Alcalinidad Total	ASTM D 3875 (1997)
Sulfatos	ASTM D 516 (2002)
Salinidad	Standar Methods APHA 2520/B
pH	NMX-AA-008-SFCI-2011
Temperatura	NMX-AA-007-SCFI-2000
Densidad Relativa	ASTM D1429-95 (1999)
Solidos Suspendidos Totales (SST)	NMX-AA-004-SCFI-2000
Sales Disueltos Totales (SDT)	NMX-AA-034-SCFI-2000
Solidos Totales (ST)	NMX-AA-004-SCFI-2000
Resultados del análisis	
Parámetro	Resultado
Dureza Total (como mg CaCO ₃ /L)	5,179
Dureza de Calcio (como mg CaCO ₃ /L)	3,992
Cloruros Totales (como mg/L)	17,613
Alcalinidad Total (como mg CaCO ₃ /L)	1,135
Sulfatos (como mg/L)	7.75
Conductividad (mS/cm)	46.53
Salinidad	29.91
pH	8.05
Temperatura (°C)	21.43
Densidad Relativa (SG)	1.0198
Solidos Suspendidos Totales (SST) (mg/L)	639
Solidos Disueltos Totales (SDT) (mg/L)	28,061
Solidos Totales (ST) (mg/L)	28,700
Analista	Firma
Rodrigo Callejas Lemus	
Recibe	Firma
Rogelio Quiñones Martínez	
Vo.Bo.	Firma
Cecilia Durán Valencia	

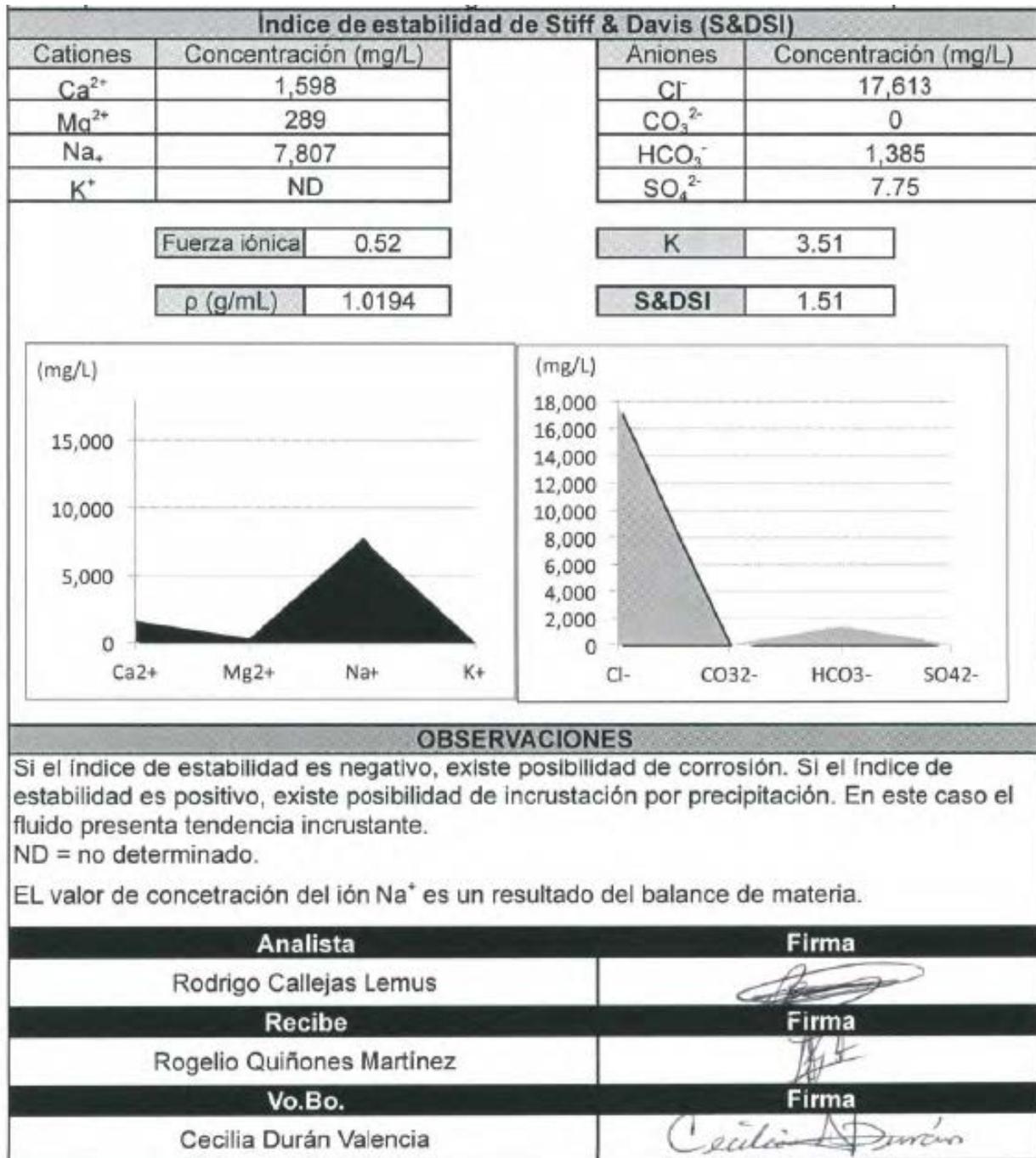


Figura 34. Análisis STIFF & DAVIS.

El laboratorio determino que el agua congénita presenta una tendencia a incrustarse.



4.4.4 Estado mecánico del pozo PR- 167

El estado mecánico facilitado por el área de campo, proporciona la información del pozo indica los accesorios del aparejo, profundidad de los disparos, diámetro de la tubería de revestimiento y de producción, por mencionar solo algunos.

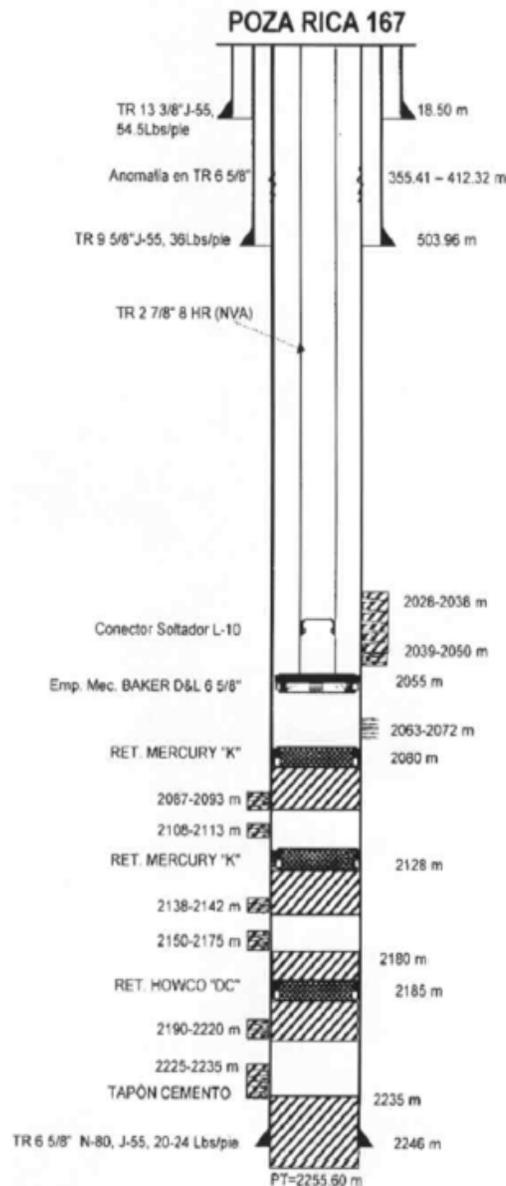


Figura 35. Estado mecánico del pozo PR-167.



4.5 Primera parte del proceso

4.5.1 Balance de materia del proceso

El balance de materia del proceso deberá de cumplir con la ley de conservación de masa. ⁽⁴⁴⁾

$$\text{entrada} + \text{generación} - \text{salida} - \text{consumo} = \text{acumulación} \dots [4.1]$$

4.5.2 Ecuaciones de balance

Para obtener 1000 BPD de la formulación ASP a la concentración del polímero de 0.5 % w, tensoactivo al 0.2 % y álcali al 2.5 %, en la salida del mezclador estático (MX-01) o a la entrada de la bomba inyectora (P-03, corriente 9 del diagrama de flujo de proceso), se debe de tomar en cuenta que el producto comercial del surfactante se encuentra al 30%.

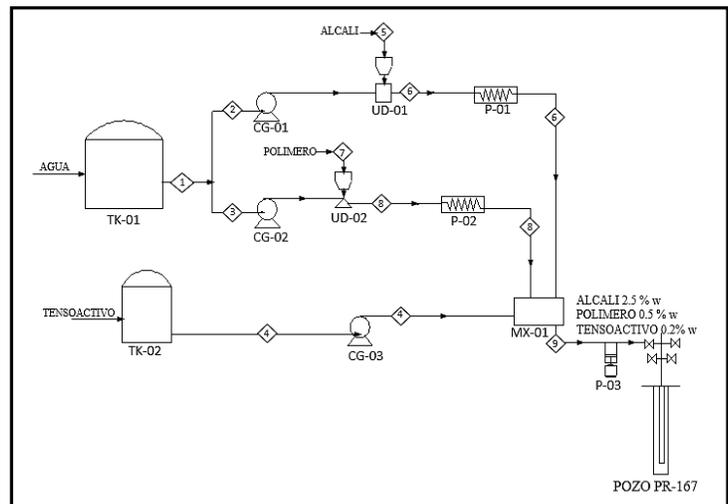


Figura 31. Diagrama de flujo de proceso para inyección de ASP.

Identificando los componentes:

Agua : w

Alcali: A

Tensoactivo: S

Polimero: P

El flujo total (formulación ASP con agua congénita, F_t) en la corriente 9 por especificación del proceso es de 159 000 L/día (1000 BPD).

$$F_w^9 + F_A^9 + F_S^9 + F_P^9 = F_t^9 = 159000 \text{ l/d} \dots [4.2]$$



Por componentes

$$x_S^9 = 0.06 \dots [4.3]$$

$$x_P^9 = 0.5 \dots [4.4]$$

$$x_A^9 = 2.5 \dots [4.5]$$

$$x_W^9 = 100 - x_S^9 - x_P^9 - x_A^9 \dots [4.6]$$

$$F_S^9 = \frac{x_S^9 * F_t^9}{100} \dots [4.7]$$

$$F_P^9 = \frac{x_P^9 * F_t^9}{100} \dots [4.8]$$

$$F_A^9 = \frac{x_A^9 * F_t^9}{100} \dots [4.9]$$

$$F_W^9 = \frac{x_W^9 * F_t^9}{100} \dots [4.10]$$

Balance del mezclador (MX-01):

$$F^4 + F^6 + F^8 = F_t^9 \dots [4.11]$$

El álcali en la salida de la corriente 6 se solubiliza en un 80 % con el agua:

$$x_W^6 = 0.8 \dots [4.12]$$

$$x_A^6 = 0.2 \dots [4.13]$$

$$F_A^9 = F_A^6 = F_A^5 \dots [4.14]$$



$$F_w^6 = \frac{x_w^6 * F_A^9}{x_A^6} \dots [4.15]$$

El tensoactivo proviene de un producto comercial que se encuentra al 30 %, por lo que en la corriente 4:

$$x_w^4 = 0.7 \dots [4.16]$$

$$x_S^4 = 0.3 \dots [4.17]$$

$$F_S^9 = F_S^4 \dots [4.18]$$

$$F_w^4 = \frac{x_w^4 F_S^4}{x_S^4} \dots [4.19]$$

$$F_P^9 = F_P^8 = F_P^7 \dots [4.20]$$

$$F_w^8 = F_w^3 \dots [4.21]$$

$$F_w^6 = F_w^2 \dots [4.22]$$

$$F_w^3 = F_w^9 - F_w^2 - F_w^4 \dots [4.23]$$

$$x_P^8 = \frac{F_P^8}{F_t^8} * 100 \dots [4.24]$$

$$x_w^8 = \frac{F_w^8}{F_t^8} * 100 \dots [4.25]$$

$$F_w^1 = F_w^2 + F_w^3 \dots [4.26]$$



4.6 Segunda parte del proceso

Actualmente al pozo se inyectan 1440 BPD de agua con una presión en la cabeza de la bomba de 38.67 kg/cm^2 , con estos datos conocidos se puede obtener la presión en el fondo del yacimiento.

Para determinar la presión en la cabeza de la bomba a un gasto de 1000 BPD, es necesario establecer el balance de presiones a partir de la bomba inyectora al pozo. Pues para un gasto de inyección corresponderá una presión de inyección en la bomba y por consiguiente una presión en el fondo del yacimiento.

La presión en el fondo del yacimiento debe de ser menor que la presión de fractura, si se sobrepasa la presión de fractura se pueden crear conductos de alta conductividad y permeabilidad en el yacimiento por las cuales se pueden canalizar los fluidos hacia un cuerpo no deseado (unidad geológica o estrato) provocando que no se recupere aceite y es muy probable que haya pérdidas de los químicos y del aceite contenido en la roca.

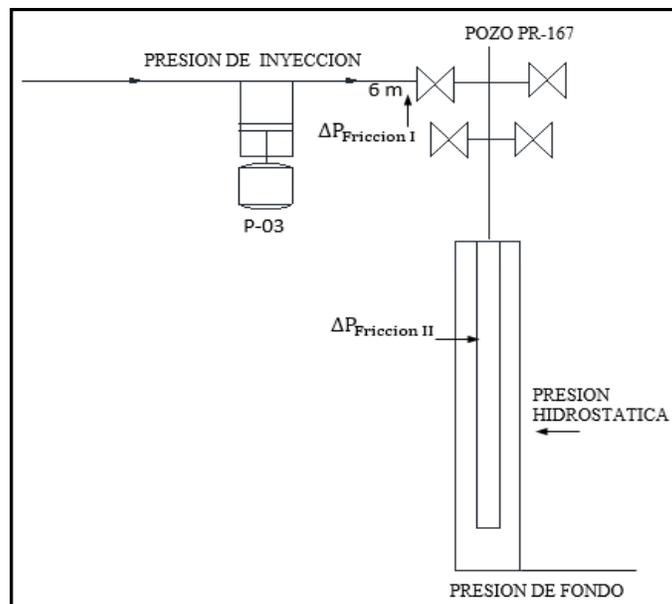


Figura 36. Diagrama a partir de la bomba inyectora al pozo Poza Rica 167.



4.6.1 Balance de presiones para determinar la presión de inyección de la bomba y la presión en el fondo del yacimiento.

La presión en el fondo del yacimiento (P_f) corresponderá a la presión de inyección (P_{iny}) aunado a la presión hidrostática (P_{hid}) que está a favor del sistema, menos las pérdidas de presión por fricción ($\Delta P_{fricción}$) que se presentan a lo largo de la tubería vertical (aparejo de inyección del pozo).

$$Presión\ fondo = Presión\ inyección + Presión\ hidrostática - \Delta P_{fricción\ I} - \Delta P_{fricción\ II} \dots[4.27]$$

Se realiza la consideración de que las pérdidas de presión por fricción en la tubería de 6m son despreciables ($-\Delta P_{fricción\ I}$) y la presión de descarga de la bomba es igual a la presión de inyección.

$$P_{fondo} = P_{inyección} + P_{hidrostática} - \Delta P_{fricción\ II} \dots[4.28]$$

4.6.2 Presión de inyección de la bomba e introducción de la ley de Darcy para flujo radial

Despejando de la ecuación [4.28] se obtiene la presión de inyección de la bomba.

$$P_{inyección} = P_{fondo} - P_{hidrostática} + \Delta P_{fricción\ II} \dots[4.29]$$

Reescribiendo

$$P_{iny} = P_f - P_{hid} + \Delta P_{fricción} \dots[4.30]$$

Para el gasto de 1440 BPD se conoce la presión de inyección de la bomba, las pérdidas de presión por fricción y la presión hidrostática se pueden calcular. Así todas las variables de la ecuación [4.28] resultan conocidas y se puede obtener la presión en el fondo del yacimiento. Pero si se requiere inyectar otro gasto diferente,



es decir los 1000 BPD de la formulación ASP, el dato de la presión de inyección de la bomba es desconocido, por lo que no es posible utilizar la ecuación [4.28] ni la ecuación [4.30], la cual está en función de la presión del fondo del yacimiento. Por lo que resulta necesario introducir la ley de Darcy para flujo radial.

Ley de Darcy para flujo radial

$$\Delta P_{yac} = \frac{\mu Q \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{2\pi h k} \dots[4.31]$$

La diferencia de presión en el yacimiento también se expresa como:

$$\Delta P_{yac} = P_e - P_w \dots[4.32]$$

$$P_w = \Delta P_{yac} - P_e \dots[4.33]$$

$$P_f = P_w \dots[4.34]$$

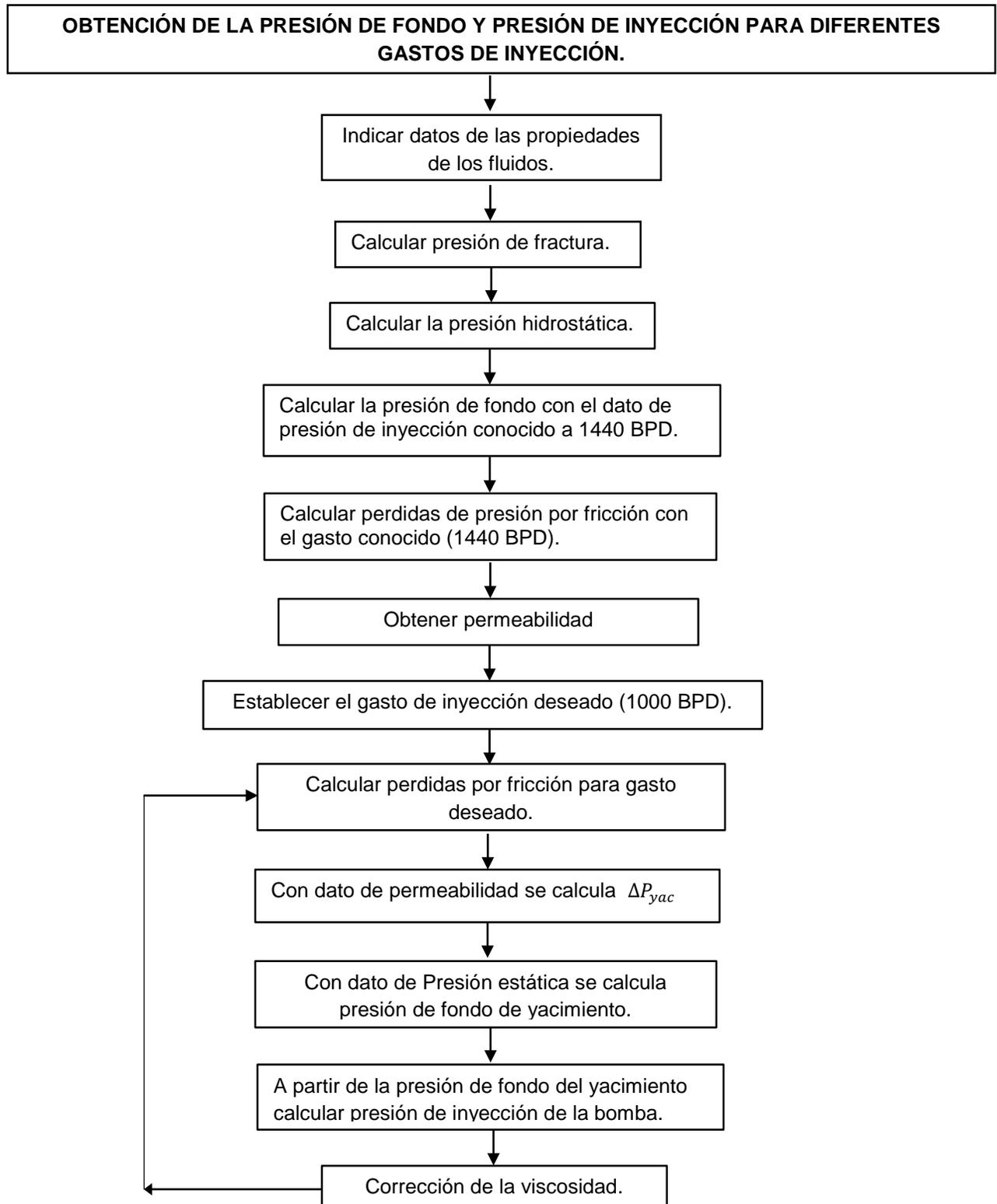
$$P_{inyección} = P_w - P_{hid} + \Delta P_{fricción} \dots[4.35]$$

$$P_w = P_{inyección} + P_{hidrostática} - \Delta P_{fricción} \dots[4.36]$$

La presión en el fondo del yacimiento [4.33], se puede calcular si se conoce la ΔP_{yac} utilizando la ecuación [4.31]. Así con la ecuación [4.35] se puede conocer la presión de inyección de la bomba a partir de la presión de fondo del yacimiento. Para el cálculo de ΔP_{yac} se obtendrá la permeabilidad del yacimiento utilizando los datos de una prueba de inyectabilidad. En primera instancia, se realizarán los cálculos con una viscosidad de 0.7 cP, y posteriormente se realizará la corrección de viscosidad considerando que la mezcla ASP se comporta como fluido no newtoniano.



4.7 Metodología para obtener la presión de fondo





4.8 Corrección de la viscosidad

A la profundidad del pozo PR-167 (alrededor de 2000 m), la viscosidad y la densidad del fluido (mezcla ASP) son afectadas por la temperatura, principalmente para el polímero, para efectos de este trabajo, se considera únicamente la viscosidad en función de la temperatura para un fluido newtoniano, es decir a 0.7 cP en la cabeza del pozo (caso base) y se considera el comportamiento reológico para un fluido no newtoniano.

4.9 Corrección de la viscosidad para un fluido newtoniano.

La mezcla ASP tiene una viscosidad de 0.7 cP a la cabeza del pozo a 25 °C aproximadamente, al final de la tubería la temperatura del yacimiento es de 90 °C. Es preciso considerar el efecto de la viscosidad a lo largo de la tubería en función de la temperatura.

Al tratarse de un fluido newtoniano, y una viscosidad de 0.7 cP cercana a la del agua, se realizará la inyección como si sólo se inyectará agua. El cambio de viscosidad a la temperatura de la cabeza del pozo y a la profundidad de la tubería no es sustancial, sin embargo las pérdidas de presión por fricción pueden llegar a verse afectadas.

Se asignará un gradiente de temperatura a cierta profundidad de la tubería de revestimiento, al segmentar la tubería se asociará una viscosidad para cada tramo, y de esta forma se calcula una caída de presión por fricción para cada sección, al final se suman todos, para obtener la caída de presión por fricción total. Los demás cálculos se realizan de acuerdo a la metodología anteriormente descrita.



4.10 Corrección de la viscosidad para un fluido no newtoniano.

De la información de laboratorio se obtienen los datos del modelo reológico del polímero, el cual se comporta como un fluido no newtoniano, este sigue el modelo de la ley de potencia.

Con el cálculo del número de Reynolds modificado, dependiendo del régimen de flujo laminar o turbulento se utilizan las ecuaciones correspondientes para obtener el factor de fricción y calcular las pérdidas de presión por fricción, posteriormente se puede implementar la metodología anteriormente descrita.

$$N_{Re} = \left(\frac{D^n (v)^{2-n} \rho}{8^{n-1} k} \right) \left(\frac{4n}{3n+1} \right)^n \dots [4.38]$$

$$N_{Re} \longrightarrow f \longrightarrow \Delta P_{friccion}$$

4.11 Memoria de cálculo para la obtención de la presión de fondo y presión de inyección a diferentes gastos.

- Cálculo de la presión de fractura

Con el dato del gradiente de presión del yacimiento y la longitud del pozo (tubería) se calcula la presión de fractura del yacimiento.

$$\text{Gradiente} = \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \quad \text{longitud} = \text{ft}$$

$$\text{Presion de fractura} = \text{Gradiente} \left(\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right) * \text{longitud}(\text{ft}) = \text{psi}$$



- **Presión hidrostática**

Utilizando el valor de la longitud de la tubería (profundidad vertical verdadera, TVD), se obtiene la presión hidrostática en el pozo PR-167.

$$P_{HID} \left(\frac{lb}{in^2} \right) = \text{Peso del lodo} \left(\frac{lb}{gal} \right) * TVD (ft) * 0.052$$

$$\text{Factor de conversion } 0.052 = \frac{12 \text{ in/ft}}{231 \text{ in}^3/\text{gal}}$$

Peso del lodo = densidad del fluido o del agua.

$$\rho \left(\frac{kg}{m^3} \right) \rightarrow \rho \left(\frac{lb}{gal} \right)$$

$$\rho \left(\frac{kg}{m^3} \right) * \left(\frac{lb}{0.453 \text{ kg}} \right) * \left(\frac{m^3}{1000L} \right) * \left(\frac{3.78L}{gal} \right)$$

$$P_{HID} [=] Psi$$

- **Perdidas de presión por fricción para fluido newtoniano.**

Cálculo de la velocidad

Se fija el gasto de inyección deseado y con la información del estado mecánico del pozo (diámetro) se obtiene el área.



$$Q(BPD) \rightarrow Q\left(\frac{cm^3}{seg}\right)$$

$$Q\left(\frac{Barril}{Dia}\right) * \left(\frac{159 L}{Barril}\right) * \left(\frac{1000 cm^3}{L}\right) * \left(\frac{dia}{24h}\right) * \left(\frac{h}{3600 seg}\right) = Q\left(\frac{cm^3}{seg}\right)$$

$$Q(BPD) \rightarrow Q\left(\frac{ft^3}{seg}\right)$$

$$Q\left(\frac{Barril}{Dia}\right) * \left(\frac{159 L}{Barril}\right) * \left(\frac{0.035 ft^3}{L}\right) * \left(\frac{dia}{24h}\right) * \left(\frac{h}{3600 seg}\right) = Q\left(\frac{ft^3}{seg}\right)$$

$$d(in) \rightarrow d(ft)$$

$$d(in) * \frac{ft}{12 in} = d(ft)$$

$$A = \frac{\pi}{4} * D^2 \quad A(ft)^2$$

$$Q = A * v$$

$$v = \frac{Q}{A}$$

$$v\left(\frac{ft}{seg}\right) = \frac{ft^3}{ft^2}$$

$$v = \frac{Q}{A}$$

- **Corrección de viscosidad**

Se segmenta la tubería y a cada tramo se le asigna una viscosidad, se calcula el número de Reynolds para cada tramo.



Calculo del número de Reynolds

$$Re = \frac{d v \rho}{\mu}$$

$$\rho [=] \frac{lb}{ft^3} \quad \mu [=] \frac{lb}{ft \text{ seg}} \quad d [=] ft$$

$$\mu(cP) \rightarrow \mu\left(\frac{lb}{ft \text{ seg}}\right)$$

$$Poise = \frac{g}{cm \text{ seg}} \quad cP = \frac{Poise}{100 cP} * \frac{\frac{g}{cm \text{ seg}}}{poise}$$

$$\mu(cP) = \frac{g}{100 \text{ cm seg}} * \frac{lb}{454 \text{ g}} * \frac{30.48 \text{ cm}}{ft} = \mu\left(\frac{lb}{ft \text{ seg}}\right)$$

$$Re = \frac{(ft) \left(\frac{ft}{seg}\right) \left(\frac{lb}{ft^3}\right)}{\frac{lb}{ft \text{ seg}}} = \text{adimensional}$$

- **Factor de fricción**

Dependiendo del rango en el que este se encuentre el número de Reynolds, se calcula el factor de fricción (ver tabla 14).

Si Re es menor a 2300, para tuberías lisas y rugosas

$$f = \frac{64}{Re}$$



Para tubería lisa Si $2000 < Re < 100000$

$$f = \frac{0.316}{Re^{\frac{1}{4}}}$$

Y para $Re > 100000$

$$f = 0.0032 + \frac{0.221}{Re^{0.237}}$$

Flujo turbulento tubería rugosa

$$f = \left(-2 \log \left(\frac{\epsilon}{3.715 d} + \frac{2.514}{\sqrt{f} Re} \right) \right)^{-2}$$

- **Perdidas de presión por fricción**

Si se utiliza el factor de Darcy la expresión de las pérdidas de presión es la siguiente:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_f = \frac{f \rho v^2}{2g_c d}$$

Y se obtiene las pérdidas de presión por fricción.

$$\Delta p_f = 0.06056 \frac{f \gamma Q^2 L}{d^5}$$

$\gamma = 1$ por tratarse de agua

$Q [=]$ BBD

$L [=]$ millas

$d [=]$ pulgadas

$\Delta p_f [=]$ Psi



- Pérdidas de presión por fricción Ecuación de Fanning

Si se utiliza el factor de Fanning la expresión de las pérdidas de presión por fricción es la siguiente:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \frac{2 f v^2 L}{D}$$

- **Pérdidas de presión por fricción para fluido no newtoniano.**
- **Corrección de viscosidad**

Si el fluido se comporta de acuerdo a la ley de potencia, se indican en el cálculo de la viscosidad los valores de k y n (índice de comportamiento de flujo respectivamente).

$$\eta = k\gamma^{n-1}$$

- **Calculo de numero de Reynolds modificado**

$$N_{Re} = \left(\frac{D^n (v)^{2-n} \rho}{8^{n-1} k}\right) \left(\frac{4n}{3n+1}\right)^n$$

$$\rho [=] \frac{kg}{m^3}$$

$$D [=] m$$

$$v [=] \frac{m}{s}$$

$$Q [=] \frac{m^3}{s}$$

$$k [=] Pa s = \frac{kg}{m s}$$

$$n [=] adimensional$$

$$N_{Re} = \left(\frac{m^n \left(\frac{m}{s}\right)^{2-n} \frac{kg}{m^3}}{8^{n-1} \frac{kg}{m s}}\right) \left(\frac{4n}{3n+1}\right)^n = adimensional$$



- **Factor de fricción**

Para fluido de ley de potencia

$$\tau = k\gamma^n$$

Dependiendo del régimen de flujo

$N_{Re} < 2100$

$$f = \frac{16}{N_{Re}}$$

$N_{Re} > 2100$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = \left(\frac{4}{n^{0.75}}\right) \log_{10} \left[N_{Re} * f^{(1-\frac{n}{2})} \right] - \frac{0.4}{n^{1.2}}$$

$$N_{Re} = \left(\frac{D^n (v)^{2-n} \rho}{8^{n-1} k}\right) \left(\frac{4n}{3n+1}\right)^n$$

- **Perdidas de presión por fricción**

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \frac{2 f v^2 L}{D}$$

$$\sum F = \frac{2 f v^2 L}{D}$$

$$\Delta p = \sum F \rho$$



$$\Delta p = \frac{m^2 \text{ kg}}{s^2 m^3} = \frac{\text{kg}}{m s^2} = Pa \rightarrow Psi$$

$$hL [=] m$$

$$\rho [=] \frac{\text{kg}}{m^3}$$

$$g [=] \frac{m}{s^2}$$

- **Cálculo de la permeabilidad**

Posteriormente se establecerá la metodología del cálculo de la permeabilidad (k) a partir de una prueba de inyectabilidad con:

$$k = \frac{\mu Q \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{2\pi h (P_e - P_w)}$$

Donde:

$$\mu [=] cP$$

$$Q [=] \frac{cm^3}{seg}$$

$$r_e [=] in$$

$$r_w [=] in$$

$$h [=] cm$$

$$P_e [=] atm$$

$$P_w [=] atm$$

$$k [=] Darcy$$



- **Calculo de delta P del yacimiento**

Con la permeabilidad se calcula la ΔP_{yac} inyectando a diferentes flujos.

$$\Delta P_{yac} = \frac{\mu Q \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{2\pi h k}$$

$$\Delta P_{yac}[=]atm$$

- **Cálculo de la presión de fondo**

Sustituyendo el dato de la presión de fondo estático (P_e), se calcula la presión de fondo.

$$P_w = \Delta P_{yac} - P_e$$

$$P_w[=]atm \rightarrow Psi$$

- **Cálculo de la presión de inyección.**

Utilizando la siguiente expresión se obtiene la presión de inyección.

$$P_{inyección} = P_w - P_{hid} + \Delta P_{fricción}$$

$$P_{inyección}[=]Psi \rightarrow \frac{kg}{cm^2}$$



CAPÍTULO 5. RESULTADOS DEL PROCESO DE INYECCIÓN ASP

5.1 Primera sección del proceso; balance de materia del proceso

En la tabla 17 se reporta la cantidad de productos químicos que se deberán alimentar al proceso para realizar la inyección de 1000 BPD de la formulación ASP a las concentraciones establecidas por el laboratorio (0.5 %w de polímero, 0.2w % de tensoactivo y 2.5 %w de álcali) en boca de pozo.

Tabla 17. Resultados del balance de materia.

Producto	Cantidad
Álcali (kg/día)	3975 .00
Polímero (kg/día)	795.00
Tensoactivo (kg /día)	95.40
Agua congénita (L/día)	154134.60
Total (kg/día)	159000.00

En la tabla 18 se presenta la lista de los equipos involucrados en el proceso.

Tabla 18. Lista de equipos del proceso de inyección de ASP.

Equipo	TAG
Tanque de almacenamiento de agua	TK-01
Tanque de almacenamiento de tensoactivo	TK-02
Bomba centrífuga para álcali	CG-01
Bomba centrífuga para polímero	CG-02
Bomba centrífuga para tensoactivo	CG-03
Bomba dosificadora para álcali	P-01
Bomba dosificadora para polímero	P-02
Bomba inyectora de alta presión	P-03
Unidad de dispersión del álcali	UD-01
Unidad de dispersión del polímero	UD-02
Mezclador estático	MX-01



5.1.1 Especificaciones para el sistema de inyección.

Las especificaciones de seguridad para el sistema de inyección deberán estar en concordancia con la norma NRF-036-PEMEX-2010 “Clasificación de áreas peligrosas y sección de equipo eléctrico” en el apartado referentes a pozos en producción de petróleo y gas.

El sistema de inyección suministrará en la periferia del pozo inyector 1000 BPD de la formulación ASP (álcali, tensoactivo y polímero) con agua congénita completamente homogénea por medio de una bomba de alta presión a boca de pozo. El sistema deberá satisfacer los siguientes requerimientos:

1. Hidratar correctamente al polímero para prevenir la formación de ojos de pescado (polvo seco rodeado de polímero hidratado).
2. Proteger al polímero de la degradación por el oxígeno
3. Reducir la degradación mecánica del polímero por el esfuerzo de corte en los equipos de mezclado.
4. Evitar la mala dispersión de la formulación así como la formación de conglomerados.
5. Realizar la correcta disolución del álcali
6. Realizar la correcta disolución del tensoactivo

Así, se entiende por sistema de inyección al conjunto formado por el sistema de la operación de dispersión de polímero (contemplando el dispositivo para la dispersión, tanques de maduración, filtros o lo que aplique), operación de disolución de álcali, operación de disolución de tensoactivo, bomba inyectora para inyección a pozo, incluyendo; accesorios, válvulas, tuberías, soportes, atmosfera inerte, y mezcladores estáticos necesarios para el correcto funcionamiento del proceso.



5.2 Segunda sección del proceso.

Se presentan los resultados del balance de presiones que abarca de la bomba inyectora de la formulación ASP al pozo PR-167 con los siguientes escenarios:

- Si se inyectan 1000 BPD a una viscosidad de 0.7 cP
- Obtención de la viscosidad máxima de la formulación sin sobrepasar la presión de fractura con la respectiva presión de inyección considerando la viscosidad para un fluido newtoniano y no newtoniano.

5.2.1 Validación del balance de presiones de fondo con prueba de inyectabilidad.

Para obtener los resultados del balance de presiones, primero se calculó la permeabilidad del yacimiento utilizando los datos de una prueba de inyectabilidad. Se utiliza el valor de la permeabilidad, con el cual se obtienen los resultados de la presión de fondo similares a los datos de la prueba.

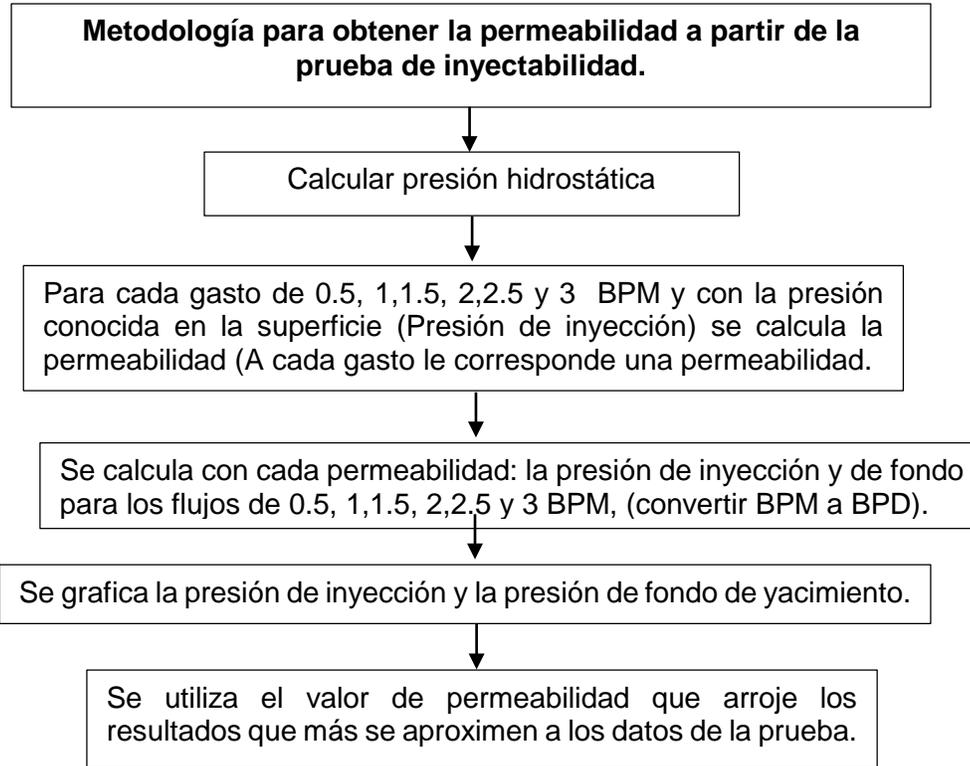
La prueba de inyectabilidad o inyektividad se realiza en campo para establecer el gasto y la presión a la cual se pueden bombear los fluidos sin fracturar la formación. En la tabla 19 se presentan los datos proporcionados por el área de campo de dicha prueba.

Tabla 19. Datos de la prueba de inyectabilidad

Gasto (bpm)	Gasto (BPD)	Presión de superficie (Psi)	Presión de fondo (Psi)
0.5	720	500	3334.6
1	1440	550	3434.2
1.5	2160	750	3579.4
2	2880	1030	3737
2.5	3600	1350	3916.5
3	4320	1600	4111.7
3.5	5040	1825	4289.3



Se presenta la metodología para obtener la permeabilidad a partir de la prueba de inyectabilidad.



En las tablas 20 y 21 se muestran los datos considerados para el pozo y para el cálculo de la permeabilidad. Los datos de altura del estrato, presión estática y radio de drene fueron proporcionados por el área de campo.

Tabla 20. Datos del pozo PR-167.

Datos del pozo PR- 167 (tubería vertical)	
Profundidad a nivel de los disparos (m)	2067.5
Longitud del tubo (ft)	6783.05
Para perdidas de presión por fricción	2.469
Longitud de 0-2055 m	
Diámetro nominal TR (in)	2 7/8"
Diámetro interno TR (in)	2.469"
Longitud de 2055 a 2067.5 m	
Diámetro nominal (in)	6 5/8"
Diámetro interno (in)	6.065"
Para el Efecto de la permeabilidad	
Diámetro nominal (in)	6 5/8"
Diámetro exterior (in)	6.625

Tabla 21. Datos para cálculo de Permeabilidad.

Datos para el cálculo de la permeabilidad (k)	
re(in)	11023.6
rw(in)	3.3125
h estrato (cm)	2000
viscosidad (cP)	0.6



5.2.1.1 Resultados obtenidos a partir de la prueba de inyectabilidad.

En la tabla 22 se presentan los datos de la prueba de inyectabilidad (columna de presión de superficie) con los resultados de la presión de inyección obtenidos para cada gasto.

Tabla 22. Presiones de inyección de la prueba de inyectabilidad.

Gasto (BPD)	Presión superficie (Psi)	720 BPD	1440 BPD	2160 BD	2880 BPD	3600 BPD	4320 BPD	5040 BPD
		Presión inyección (Psi)						
		23.23 mD	43.11 mD	44.21 mD	40.75 mD	37.86 mD	38.72 mD	40.49 mD
720	500	500	350	346	360	375	370	362
1440	550	849	550	541	570	598	590	573
2160	750	1212	763	750	793	836	823	797
2880	1030	1588	989	972	1030	1086	1069	1035
3600	1350	1977	1229	1207	1279	1350	1328	1285
4320	1600	2379	1481	1455	1542	1626	1600	1549
5040	1825	2793	1746	1715	1817	1915	1885	1825

En la tabla 23 se observan los resultados de la presión de fondo obtenida para cada permeabilidad y cada gasto.

Tabla 23. Presiones de fondo de la prueba de inyectabilidad.

Gasto (BPD)	Presión fondo de la prueba (Psi)	720 BPD	1440 BPD	2160 BD	2880 BPD	3600 BPD	4320 BPD	5040 BPD
		Presión de fondo (Psi)						
		23.23 mD	43.11 mD	44.21 mD	40.75 mD	37.86 mD	38.72 mD	40.49 mD
720	3334.6	3409.3	3259.7	3255.3	3269.8	3283.9	3279.5	3271.0
1440	3434.2	3734.0	3434.6	3425.9	3454.9	3483.1	3474.3	3457.3
2160	3579.4	4058.6	3609.6	3596.5	3640.0	3682.3	3669.1	3643.6
2880	3737	4383.3	3784.5	3767.1	3825.1	3881.5	3863.9	3829.9
3600	3916.5	4707.9	3959.5	3937.7	4010.2	4080.7	4058.8	4016.2
4320	4111.7	5032.6	4134.4	4108.3	4195.3	4279.9	4253.6	4202.5
5040	4289.3	5357.2	4309.4	4278.9	4380.4	4479.1	4448.4	4388.7

En la figura 38 se visualiza una gráfica de la presión de inyección vs gasto de inyección. Los resultados de la prueba (línea roja) para la gráfica de presión de fondo vs gasto de inyección (figura 38) se reproducen parcialmente a gastos pequeños con 1440 BPD y 2160 BPD. Se optó por utilizar la permeabilidad de 43.11 mD obtenida para el gasto de 1440 BPD por ser más cercano a la inyección de 1000 BPD de la formulación ASP.

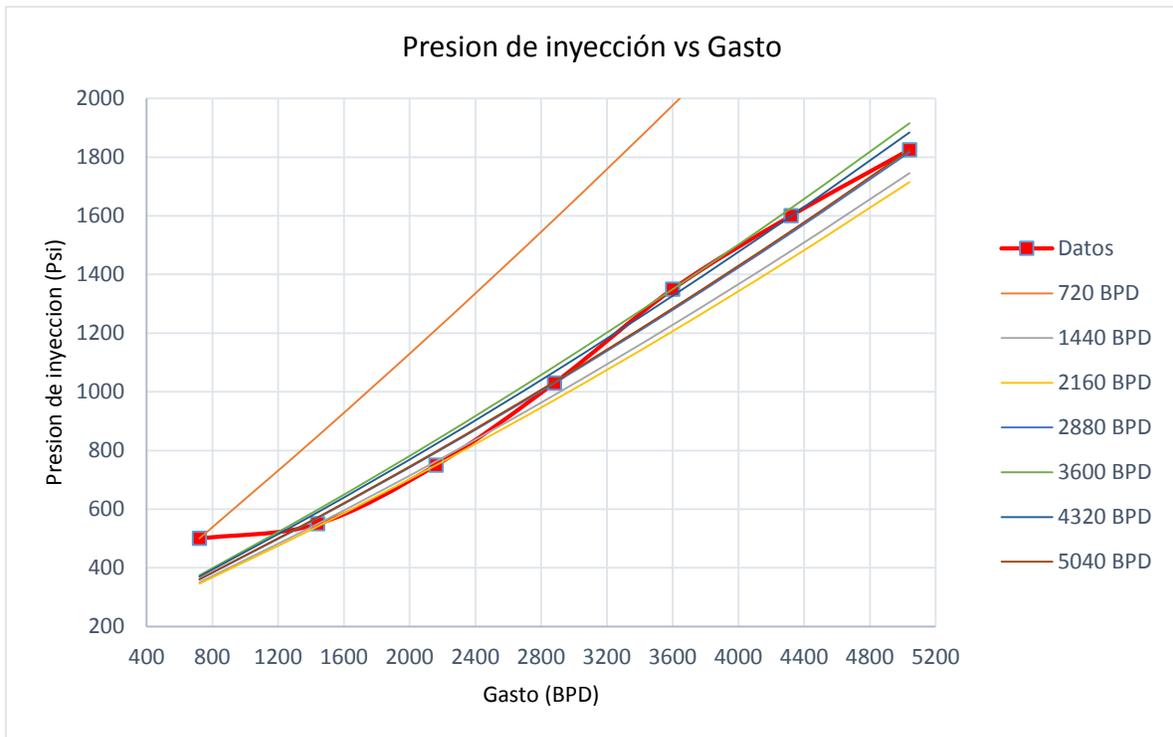


Figura 37. Grafica presión de inyección vs gasto de inyección de la prueba de inyectabilidad.

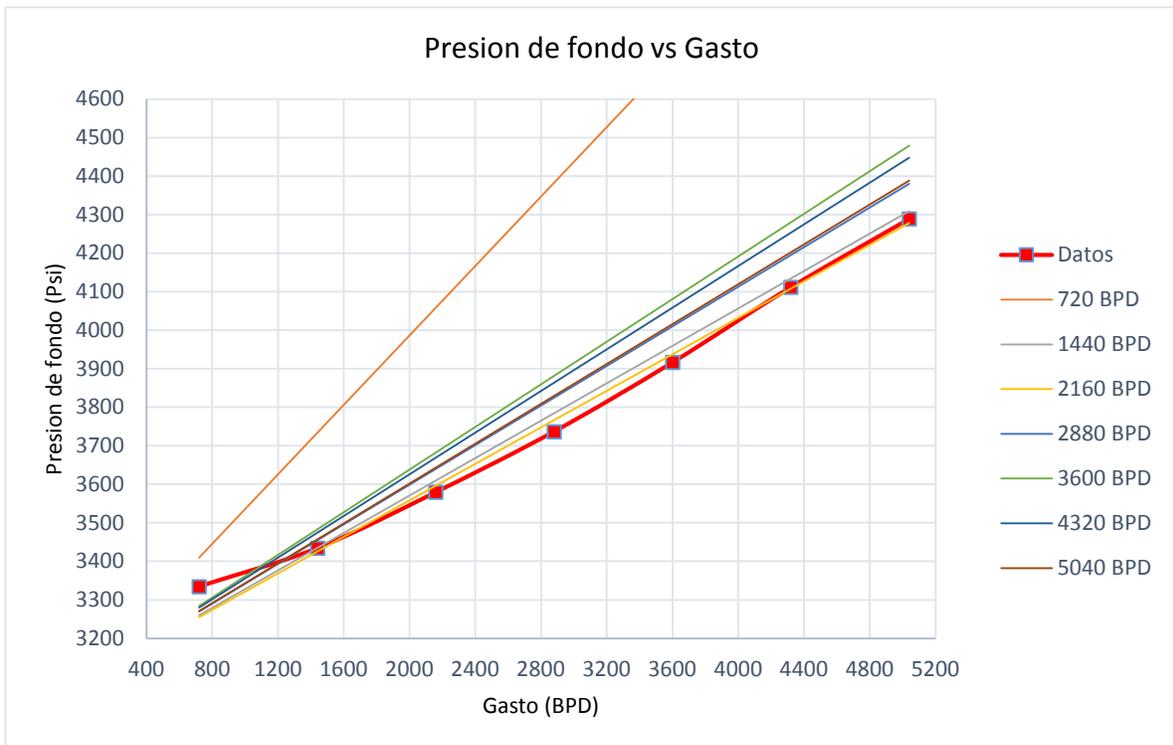


Figura 38. Grafica presión de fondo vs gasto de inyección de la prueba de inyectabilidad.



5.2.2 Fluido newtoniano y no newtoniano.

En la tabla 24 se muestran los datos considerados para los cálculos de la presión de inyección para el fluido newtoniano y no newtoniano, así como los datos del pozo obtenidos del estado mecánico, el dato de presión estática y gradiente de fractura fueron proporcionados por el área de campo.

Tabla 24. Datos para el proceso de inyección ASP.

Datos del pozo 167 (tubería vertical)	
Profundidad a nivel de los disparos (m)	2067.5
Longitud del tubo (ft)	6783.05
Para perdidas de presión por fricción	2.469
Longitud de 0-2055 m	
Diámetro nominal TR (in)	2 7/8"
Diámetro interno TR (in)	2.469"
Longitud de 2055 a 2067.5 m	
Diámetro nominal (in)	6 5/8"
Diámetro interno (in)	6.065"
Para el efecto de la permeabilidad	
Diámetro nominal (in)	6 5/8"
Diámetro exterior (in)	6.625
Dato de presiones	
Presión de fondo estático(Psi)	3213.7
Gradiente de fractura (psi /ft)	0.67
Datos para el cálculo de la permeabilidad	
re(in)	11023.6
rw(in)	3.3125
h estrato (cm)	2000
viscosidad (cp)	0.7

En la tabla 25 se observan los resultados del cálculo realizado para la presión hidrostática y de fractura.

Tabla 25. Resultados de cálculo de presión hidrostática y de fractura.

Calculo de presiones	
Presión hidrostática (Psi)	2962.8
Presión de fractura (Psi)	4544.6



5.2.2.1 Resultados para el fluido newtoniano

Se observan en la tabla 26 los resultados de la presión de inyección para un gasto de inyección de 1000 BPD a una viscosidad de 0.7 cP (que corresponde a la del agua) con una permeabilidad de 43.11 mD, la presión de fondo aumenta a medida que aumenta el gasto de inyección, a 5000 BPD se sobrepasa la presión de fractura del yacimiento de 4544.6 Psi.

Tabla 26. Presión de inyección a 0.7 cP.

Gasto inyección (BPD)	ΔP fricción (Psi)	ΔP yacimiento (Psi)	Presión fondo (Psi)	Presión inyección (Psi)	Presión inyección (kgcm ²)
500	5.2	141.7	3270.1	312.5	22.0
1000	18.1	283.5	3411.9	467.1	32.9
2000	64.1	567.0	3695.4	796.6	56.0
3000	135.7	850.5	3978.9	1151.7	81.0
4000	232.3	1134.0	4262.4	1531.9	107.7
5000	353.6	1417.5	4545.9	1936.6	136.2
6000	499.4	1700.9	4829.3	2365.9	166.4

En la tabla 27, se presenta la viscosidad máxima de inyección que se tendría para cada gasto sin fracturar al yacimiento, a medida que aumenta la viscosidad se incrementa la presión de inyección debido a las pérdidas de presión por fricción.

Tabla 27. Viscosidad máxima

Gasto inyección (BPD)	ΔP fricción (Psi)	ΔP yacimiento (Psi)	Presión fondo (Psi)	Presión inyección (Psi)	Presión inyección (kgcm ²)	Viscosidad (cP)
500	9.54	1415.4	4543.8	1590.5	111.9	6.99
1000	25.9	1413.4	4541.8	1604.8	112.9	3.49
2000	75.5	1409.4	4537.8	1650.4	116.1	1.74
3000	146.5	1409.4	4537.8	1721.4	121.1	1.16
4000	239.0	1409.4	4537.8	1813.9	127.6	0.87
5000	353.6	1417.5	4545.9	1936.6	136.2	0.7

En la gráfica presión de fondo vs gasto de inyección (figura 39), se observan los gastos de inyección a diferentes viscosidades, a 1000 BPD no es posible inyectar a más de 4 cP. Por lo tanto la viscosidad máxima de inyección para la mezcla ASP considerando un fluido newtoniano es de 3.49 cP.

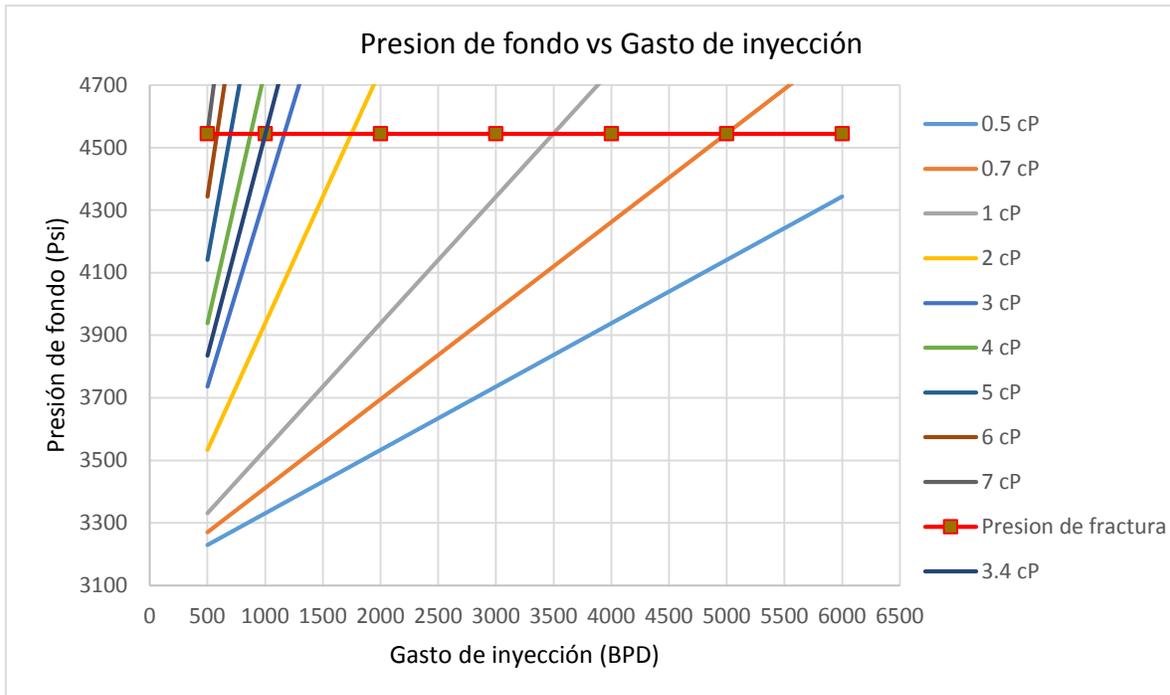


Figura 39. Gráfica presión de fondo gasto de inyección para fluido newtoniano.

Se obtuvo un perfil de viscosidad máxima (figura 40) máxima, considerando la formulación ASP como un fluido newtoniano.

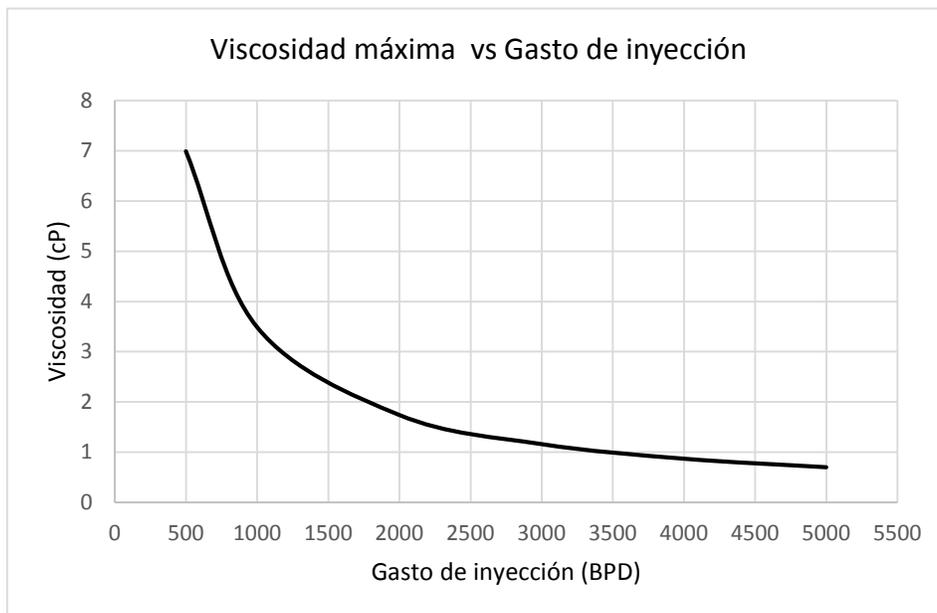


Figura 40. Perfil de viscosidades máximas.



5.2.2.2 Resultados para fluido no newtoniano

Se obtuvieron los resultados del cálculo de la velocidad intersticial en el yacimiento utilizando los datos proporcionados por la simulación numérica de yacimientos (ver tabla 28) está es del orden de 2.44×10^{-7} m/s.

Por otra parte, la velocidad de corte calculada con el radio de poro del yacimiento es pequeña, por lo que se espera que un fluido a esa velocidad dentro del poro se comporte como newtoniano.

Tabla 28. Resultado del cálculo de la velocidad intersticial.

Gasto de inyección (bpd)	1000.00
Área (m ²)	50265.60
Porosidad	0.15
Velocidad intersticial (m/s)	2.44E-07
Permeabilidad (mD)	43.11
Radio de poro (m)	1.51E-06
Velocidad de corte (1/s)	0.65

El laboratorio proporcionó los datos del comportamiento reológico del polímero. La experimentación la realizaron a diferentes temperaturas (30 ° C, 40° C, 50 °C, 60°C, 70 °C y 80 °C) y con un barrido de una velocidad de corte de 1 s^{-1} a 200 s^{-1} . Las mediciones fueron realizadas en el Reómetro Anton Paar Modelo Physica MCR301 con la geometría de cilindros concéntricos CC27/CX 12781, se adquirieron 50 puntos, con un tiempo de muestreo de 5 segundos entre punto y punto.

Para velocidades de corte entre 1 s^{-1} y 10 s^{-1} la viscosidad se comporta como fluido newtoniano. El valor promedio de viscosidad para una velocidad de corte de entre 1 s^{-1} y 10 s^{-1} a diferentes temperaturas se presentan en la tabla 29.



Tabla 29. Viscosidad promedio (modelo de Newton) a diferentes temperaturas.

Temperatura (°C)	Viscosidad promedio (cP)
30	8.13
40	6.87
50	5.84
60	5.03
70	4.58
80	4.15

Para velocidades de corte de 10 s^{-1} en adelante, la viscosidad se comporta de acuerdo a la ley de potencias. El laboratorio obtuvo para cada temperatura el modelo que representa la viscosidad.

Tabla 30. Modelo reológico del polímero al 0.1% en solución acuosa.

Temperatura (°C)	Modelo reológico	Intervalo de validez en la velocidad de corte
30	$\mu = (11.254)\dot{\gamma}^{-0.168}$	$10 \text{ s}^{-1} - 200 \text{ s}^{-1}$
40	$\mu = (9.495)\dot{\gamma}^{-0.159}$	$10 \text{ s}^{-1} - 200 \text{ s}^{-1}$
50	$\mu = (7.993)\dot{\gamma}^{-0.147}$	$10 \text{ s}^{-1} - 200 \text{ s}^{-1}$
60	$\mu = (6.722)\dot{\gamma}^{-0.132}$	$10 \text{ s}^{-1} - 200 \text{ s}^{-1}$
70	$\mu = (5.896)\dot{\gamma}^{-0.119}$	$10 \text{ s}^{-1} - 200 \text{ s}^{-1}$
80	$\mu = (5.175)\dot{\gamma}^{-0.104}$	$10 \text{ s}^{-1} - 200 \text{ s}^{-1}$

Y determinó de acuerdo a la tabla 30 que existe una relación entre el coeficiente y del exponente del modelo reológico como función de la temperatura. Esta dependencia quedaría expresada de la siguiente manera:

$$\mu = (17.717e^{-0.016T})\dot{\gamma}^{(0.0013T-0.2097)} \dots [5.1]$$

Donde μ es la viscosidad, $\dot{\gamma}$ es la velocidad de corte y T es la temperatura. El modelo de la ley de potencias representa el comportamiento de la viscosidad mediante la siguiente expresión:

$$\eta = k\dot{\gamma}^{n-1} \dots [5.2]$$



Así los parámetros reológicos para cada temperatura (n y k) se presentan en la tabla 31.

Tabla 31. Parámetros reológicos.

Temperatura (°C)	n	K (cP)
30	0.832	11.254
40	0.841	9.495
50	0.853	7.993
60	0.868	6.772
70	0.881	5.896
80	0.896	5.175

La presión de inyección para un fluido no newtoniano se calculó utilizando los parámetros geológicos y se segmentó la tubería vertical por tramos, asociando la profundidad con la temperatura. Se consideró la permeabilidad obtenida de la prueba de inyectabilidad de 43.11 mD.

Para las pérdidas de presión por fricción en la tubería (de revestimiento del pozo), los cálculos se realizan para fluido no newtoniano, sin embargo cuando este llega al fondo de la tubería e ingresa al yacimiento, el $\Delta P_{\text{yacimiento}}$ se calcula para un fluido newtoniano.

Los resultados de la inyección de un fluido no newtoniano se presentan en la tabla 32. Para el cálculo de $\Delta P_{\text{yacimiento}}$ se consideró una temperatura de 80°C, se tomó el valor de la velocidad de corte de 1 s^{-1} que corresponde a una viscosidad de 4.15 cP.

Tabla 32. Inyección para fluido no newtoniano

Q (BPD)	ΔP fricción (Psi)	ΔP yacimiento (Psi)	Presión fondo (Psi)	Presión Inyección (Psi)	Presión inyección (kg/cm ²)
500	8.3	840.3	3968.7	1013.8	71.3
1000	27.3	1680.7	4809.1	1871.2	131.6

En la tabla 33 se presenta la viscosidad para las temperaturas a lo largo de la tubería, así como las velocidades de corte obtenida con los cambios de diámetros



de la tubería. En los casos en los que la velocidad de corte es igual o menor a 10 s^{-1} se utilizaron los datos de la tabla 29 para una temperatura de 80°C .

Tabla 33. Viscosidades a lo largo de la tubería.

Q (BPD)	Velocidad de corte (s^{-1}) para la tubería.		De 0 a 2055 m (diámetro de 2.469") Viscosidad (cP)						De 2055 m a 2067.5 (diámetro de 6.065")	Viscosidad (cP) para cálculo de ΔP yacimiento
	Diámetro 2.469"	Diámetro 6.065"	30 °C	40 °C	50 °C	60 °C	70 °C	80 °C	80 °C	80 °C
500	38.00	2.56	6.11	5.32	4.68	4.16	3.82	3.54	4.15	4.15
1000	76.00	5.13	5.44	4.77	4.23	3.80	3.52	3.30	4.15	4.15

Debido a que se sobrepasa la presión de fractura de 4544.6 Psi (figura 41) con los resultados de las tablas 32 y 33 se concluye que no es posible realizar la inyección a 1000 BPD utilizando un fluido no newtoniano con viscosidades de entre 5.44 cP a 4.15 cP en el fondo del yacimiento.

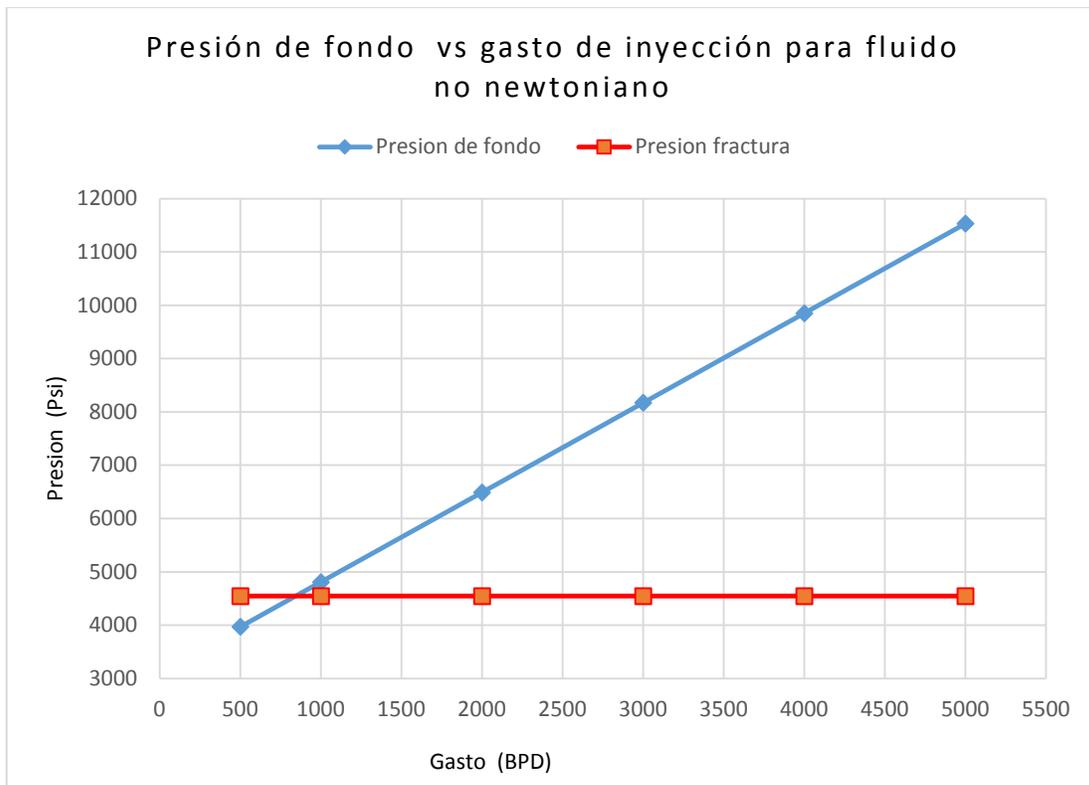


Figura 41. Grafica de presión de fondo vs gasto de inyección para fluido no newtoniano.



En la tabla 34 se muestra un comparativo de los resultados obtenidos con el fluido newtoniano y no newtoniano. Considerando un fluido newtoniano, la inyección ASP debe de realizarse a 1000 BPD, con un polímero con viscosidad entre 3 y 3.4 cP, la bomba inyectora debe dimensionarse de tal forma que cumpla con la inyección a una presión de 113 kg/cm². Para un fluido no newtoniano la inyección ASP debe realizarse a 500 BPD en un rango de viscosidades de 6 a 4 cP en el fondo del yacimiento.

Tabla 34. Comparativo fluido newtoniano vs fluido no newtoniano

Q (BPD)	ΔP fricción (Psi)	ΔP yacimiento (Psi)	Presión fondo (Psi)	Presión inyección (Psi)	Presión inyección (kg/cm ²)
Fluido viscosidad 0.7 cP (constante)					
1000	18.1	283.5	3411.9	467.1	32.9
Fluido newtoniano a viscosidad máxima de fractura (3.4 cP)					
1000	25.9	1413.4	4541.8	1604.8	112.9
Fluido no newtoniano					
500	8.3	840.3	3968.7	1013.8	71.3

5.2.3 Curva de flujo fraccional

El área de simulación numérica de yacimientos proporcionó los valores de permeabilidad para al aceite (K_o) y el agua (K_w) con la inyección de agua en el yacimiento tal como se observa en la tabla 35 y el efecto en la permeabilidad debido a la inyección del tensoactivo se observa en la tabla 36.

Tabla 35. Valores de k_w y k_o .

S_w (%)	S_o (%)	K_w	K_o
22.5	77.5	0	1
30	70	0.04	0.84
40	60	0.10	0.63
50	50	0.17	0.45
60	40	0.25	0.24
65	35	0.31	0.13
68	32	0.35	0.05
70	30	0.38	0.00



Tabla 36. Efecto en la permeabilidad debido a la inyección de tensoactivo.

Sw (%)	So (%)	Kw	Ko
22.5	77.5	0	0.731
30	70	0.00	0.66
40	60	0.01	0.56
50	50	0.04	0.45
60	40	0.08	0.34
65	35	0.11	0.28
68	32	0.13	0.24
70	30	0.15	0.21
82	18	0.25	0.00

En la gráfica f_w vs S_w (figura 42) se observa la curva de flujo fraccional en el yacimiento sin la adición de químicos, únicamente se considera la inyección de agua. La curva obtenida con el polímero a la viscosidad del aceite de 2.1 cP y la viscosidad de fluido de 3.4 cP, se desplaza a la derecha, esto indica un incremento en la recuperación de aceite. Se obtiene la misma recuperación de aceite con el tensoactivo y el polímero-tensoactivo, del 20% adicional respecto a la recuperación con agua (0.7 cP), sin embargo la curva de flujo fraccional obtenida con el polímero y tensoactivo es la que más se desplaza a la derecha y la eficiencia de barrido en el yacimiento es mejor.

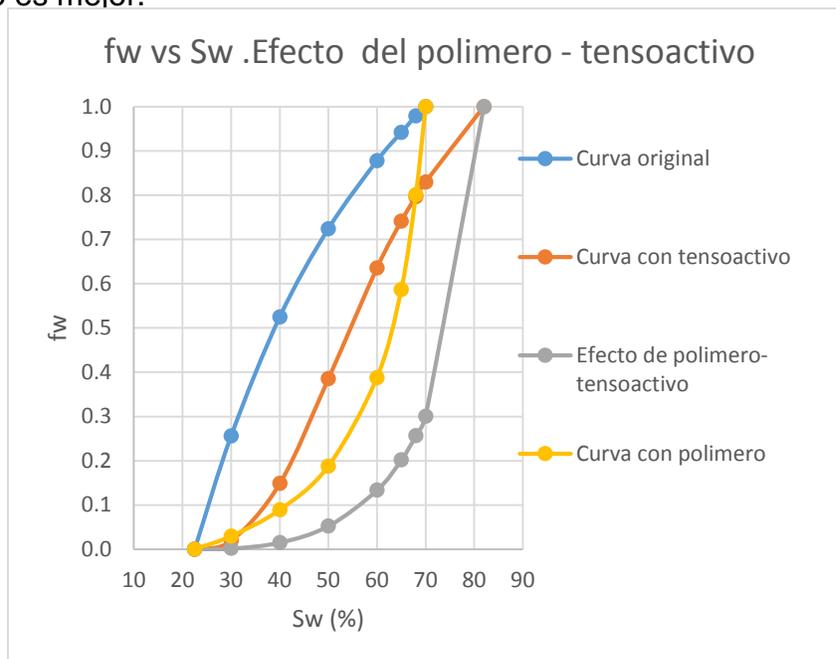


Figura 42. Curva de flujo fraccional, efecto del polímero y tensoactivo.



CAPÍTULO 6. NORMATIVIDAD

Para establecer las recomendaciones generales del proceso de inyección de ASP en el campo Poza Rica, en cuanto al manejo y disposición del agua congénita y la especificación de los materiales de la tubería, es necesario el correcto cumplimiento de la normatividad asegurando la seguridad del proceso, ya sea para el equipo y más importante aún, para los recursos humanos. Recordando que el riesgo en la operación de un proceso, siempre existirá por lo que se tiende a minimizarlo.

6.1 Clasificación del área del proceso.

Para definir el tipo de operación que implica la inyección de ASP en el campo Poza Rica el cual pertenece a una zona petrolera, es preciso apegarse a la normatividad de PEMEX, por ello resulta conveniente tener presentes y claras las definiciones inherentes al proceso.

Tabla 37. Definiciones de la normatividad.

DEFINICIONES DE LA NORMA DE REFERENCIA DE PEMEX -NRF-018-PEMEX-2007 ESTUDIOS DE RIESGO	
Accidente	Evento o combinación de eventos no deseados e inesperados que tienen consecuencias tales como lesiones al personal, daños a terceros en sus bienes o en sus personas, daños al medio ambiente, daños a instalaciones o alteración a la actividad normal del proceso.
Análisis de riesgo	Conjunto de técnicas que consisten en la identificación, análisis y evaluación sistemática de la probabilidad de la ocurrencia de daños asociados a los factores externos (fenómenos naturales, sociales), fallas en los sistemas de control, los sistemas mecánicos, factores humanos y fallas en los sistemas de administración; con la finalidad de controlar y/o minimizar las consecuencias a los empleados, a la población, al ambiente, a la producción y/o a las instalaciones.
Condición peligrosa	Al nivel de operación que puede originar un accidente o gran liberación de energía o sustancias, cuyas consecuencias son daños y/o lesiones.
Peligro	Condición física o química que tiene el potencial de causar daño al personal, a las instalaciones o al ambiente
Riesgo	Peligros a los que se expone el personal. Combinación de la probabilidad de que ocurra un accidente y sus consecuencias.
DEFINICIONES DE LA NOM 018-STPS-2000 SISTEMA PARA LA IDENTIFICACIÓN Y COMUNICACIÓN DE PELIGROS Y RIESGOS POR SUSTANCIAS QUÍMICAS PELIGROSAS EN LOS CENTROS DE TRABAJO	
Riesgo	Probabilidad de que unas sustancias químicas peligrosas afecten la salud de los trabajadores o dañe el centro de trabajo



DEFINICIONES DE LA NOM-005-STPS -1998 RELATIVA A LAS CONDICIONES DE SEGURIDAD E HIGIENE EN LOS CENTRO DE TRABAJO PARA EL MANEJO, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE SUSTANCIAS QUÍMICAS PELIGROSAS,	
Actividad peligrosa	Conjunto de tareas derivadas de los procesos de trabajo, que generan condiciones inseguras y sobre exposición a los agentes químicos capaces de provocar daños a la salud de los trabajadores o al centro de trabajo.
Sustancias químicas peligrosas	Son aquellas que por sus propiedades físicas y químicas al ser manejadas, transportadas, almacenadas o procesadas, presentan la posibilidad de inflamabilidad, explosividad, toxicidad, reactividad, radiactividad, corrosividad o acción biológica dañina y pueden afectar la salud de las personas expuestas o causar daños a instalaciones y equipos.

Por otra parte la NRF-036-Pemex-2010 Clasificación de áreas peligrosas y selección de equipo eléctrico define:

Áreas no peligrosas. Son aquellas en las que la liberación de sustancias inflamables ocurre tan raramente en algunas operaciones, que no se justifica considerarlas como áreas peligrosas y son las siguientes:

- a) Áreas libremente ventiladas en las que se tengan las sustancias inflamables dentro de sistemas cerrados de tubería, y que estén formados únicamente por los tubos, conexiones, bridas, medidores y válvulas pequeñas, siempre y cuando se proporcione un mantenimiento adecuado. En áreas en donde pueda tenerse un mantenimiento deficiente debe considerarse a las conexiones, bridas, medidores y válvulas pequeñas como fuentes de peligro.
- b) Áreas con ventilación restringida, en las que los sistemas de tubería para las sustancias inflamables no tengan válvulas, conexiones, bridas ni otros accesorios.
- c) Áreas de almacenamiento de gases licuados o comprimidos, o líquidos inflamables en recipientes sellados, o adecuados a lo establecido por el DOT (departamento de transporte norteamericano), siempre que tales recipientes no estén expuestos a otras condiciones peligrosas.
- d) Áreas donde existen permanentemente fuentes de ignición, tales como calentadores de fuego directo o quemadores, entre otros.



Área peligrosa: Es aquella área en cuya atmósfera hay o puede haber presencia de elementos combustibles o explosivos en cantidades que puedan originar explosión o fuego.

En el anexo S y SSPA se define propiamente el área de riesgo como:

Área de riesgo.

Los lugares donde se puedan suscitar los eventos que de forma enunciativa pero no limitativa, se mencionan a continuación:

- a) Se procesen, manejen o existan de modo continuo o periódico gases o líquidos inflamables o tóxicos.
- b) Existan combustibles líquidos o sólidos capaces de generar un incendio o explosión.
- c) Se cuente con instalaciones o equipos que operen a altas presiones o temperaturas.
- d) Se realicen actividades en las cuales se manejen materiales incluidos en el primero y segundo listados de actividades altamente riesgosas publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 28 de marzo de 1990 y el 4 de mayo de 1992, respectivamente.
- e) Se manejen residuos peligrosos.
- f) Se operen instalaciones o equipo que se encuentre a más de 2 metros de altura de una plataforma o excavaciones a más de 1.20 metros de profundidad o 0.30 metros en zonas donde exista la posibilidad de encontrar o afectar servicios subterráneos, túneles y pozos en general.
- g) Se operen instalaciones o equipo de energía eléctrica de alta tensión.
- h) Se cuenten con instalaciones o equipo que genere ruido, vibración, radiación ionizante o radiación térmica por arriba de los límites permisibles establecidos por la Normatividad en la materia.
- i) Se realicen actividades de disparos en pozos petroleros.
- j) Donde se almacenan explosivos, solventes, combustibles y productos químicos.
- k) Espacios confinados.



El anexo SSPA forma parte de los documentos técnicos administrativos de los procedimientos de contratación de obra, adquisiciones, arrendamientos o servicios, incluyendo los contratos de servicios múltiples, así como cualquier instrumento de contratación cuando impliquen acceso, servicios o actividades por parte del personal de proveedores o contratistas en instalaciones de PEMEX.

De la norma de referencia NRF-036-Pemex-2010 y de la información que se tiene del proceso, se identificó que el proceso de inyección ASP es un área clase 1 División 2, de acuerdo a la definición de la norma de referencia:

Clase I División 2: Donde se manejan, procesan o se usan gases inflamables, vapores producidos por líquidos inflamables o vapores producidos por líquidos combustibles que están confinados dentro de un recipiente cerrado o sistemas cerrados de donde ellos pueden escaparse solo en caso de una ruptura accidental, avería de los recipientes o sistemas o en caso de operación anormal del equipo.

En donde concentraciones de gases inflamables, vapores producidos por líquidos inflamables, vapores producidos por líquidos combustibles, son normalmente evitados por medio de una ventilación mecánica forzada (positiva). Estos pueden convertirse en peligrosos por falla o por operación anormal del equipo de ventilación.

Que el área se encuentre adyacente a un área Clase I División 1, hacia donde pueden llegar ocasionalmente concentraciones, gases inflamables, vapores producidos por líquidos inflamables o vapores producidos por líquidos combustibles, a menos que la vía de comunicación se evite por medio de un adecuado sistema de ventilación de presión positiva de una fuente de aire limpio y se disponga de dispositivos adecuados para evitar las fallas del sistema de ventilación.



6.2 Manejo del agua congénita

En el anexo SSPA se establecen los requerimientos de protección ambiental. En el numeral VII referente a agua, establece que no se permiten vertimientos al mar, ríos, lagunas, sustancias nocivas líquidas, aguas sucias, materiales y residuos. Las descargas de aguas residuales deben cumplir con lo que se establece en la ley de aguas nacionales y su reglamento, Ley Federal de derechos y la NOM-001-SEMARNAT-1996, "Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas y bienes nacionales".

Cuando accidentalmente derramen materiales o residuos peligrosos en el mar, o cuerpos de agua, se debe de informar verbalmente antes de 24 horas después del evento y formalizarlo antes de 72 horas en los formatos vigentes a la secretaria de marina y a la delegación de la SEMARNAT.

En cuanto a suelo se debe informar por escrito en los formatos vigentes que emite la Autoridad Ambiental, al área de SIPA a través del Supervisor o Residente, cualquier derrame de materiales o residuos peligrosos que realice durante el desempeño de sus trabajos en instalaciones o en el trayecto a éstas. Así mismo, acatar y cumplir con su responsabilidad de restaurar las áreas contaminadas, a través de las compañías autorizadas y conforme a la Normatividad Ambiental vigente, sin costo para PEP. Mantener en buen estado su maquinaria y equipo, así como evitar fugas de lubricantes o combustibles que puedan afectar el suelo o subsuelo, instalando los dispositivos que para este fin se requieran. No remover grava o material de arrastre del lecho de los ríos, arroyos, playas, lagos, lagunas o cualquier otro cuerpo de agua, excepto en las zonas específicamente aprobadas como bancos de materiales por las autoridades gubernamentales.

Al utilizar maquinaria y equipos de trabajo con emisiones de ruido ambiental, cumplir con la NOM-081-SEMARNAT-1994 que "Establece los límites máximos permisibles



de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición” y en general con toda la Normatividad Oficial vigente en la materia y lo que establezca la Autoridad Ambiental.

También menciona que los residuos (sólidos urbanos, peligrosos y de manejo especial), conforme a lo establecido en la normatividad ambiental, el almacenamiento y transporte debe hacerse en los recipientes o dispositivos adecuados de acuerdo a su clasificación, y enviarlos a los sitios de disposición final.

LA NOM 143 SEMARNAT 2003 Que establece las especificaciones ambientales para el manejo de agua congénita asociada a hidrocarburos menciona que el agua congénita o de formación, es agua salada que se encuentra dentro de la roca, asociada a la presencia de hidrocarburos, contiene sales disueltas, como cloruros de calcio y sodio, carbonatos de sodio, cloruros de potasio, sulfatos de calcio o de bario, entre otros; puede incluso contener algunos metales.

Los riesgos ambientales que se presentan en el manejo y disposición del agua de mar son: la eventual contaminación de acuíferos en el proceso de inyección a formaciones receptoras, la contaminación de cuerpos receptores si no se cuenta con parámetros de limpieza, y la contaminación del suelo cuando se producen derrames accidentales en su transporte.

Se define propiamente como manejo a alguna o el conjunto de las actividades siguientes: separación, transporte, almacenamiento, inyección y disposición final de agua congénita.

En caso de presentarse derrames o infiltraciones al suelo durante el manejo del agua congénita se debe atenderse a lo dispuesto en la normatividad vigente (NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012, Límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y lineamientos para el muestreo en la caracterización y especificaciones para



la remediación) en materia de restauración de suelos y saneamiento de acuíferos pues el agua congénita representa mayor riesgo que el agua de mar.

6.3 Materiales de construcción

La norma NRF-032-PEMEX-2012 Sistemas de tubería en plantas industriales – diseño y especificaciones de materiales, establece los requerimientos mínimos aplicables a la ingeniería de diseño y Especificaciones de Materiales de la Tubería (EMT) utilizada en los procesos que se llevan a cabo en las instalaciones industriales terrestres y costa fuera de los centros de trabajo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Establece las especificaciones técnicas para materiales de tubería, conexiones y accesorios que se utilizan en los procesos donde se incluye aceite crudo y gas como materia prima, productos intermedios y productos terminados del procesamiento del petróleo y el gas, así como fluidos criogénicos, sólidos fluidizados (catalizadores), desfogues y los servicios auxiliares como vapor, aire, agua y gas combustible, entre otros.

No es competencia de esta norma:

- a) Tubería para servicios radioactivos.
- b) Tubería para potencia o fuerza cubierta por ASME B31.1:2010 o equivalente.
- c) Tubería cubierta por ASME B31.4:2009 o ASME B31.8:2010 o equivalentes (Ductos terrestres superficiales, enterrados, marítimos o submarinos).
- d) Tubería para transferencia de calor (fluxería).
- e) Tubería en vehículos de transporte terrestres o marítimos como son auto-tanques y embarcaciones, entre otros.
- f) Tubería de interconexión entre instalaciones industriales y marítimas (barcos, atracaderos, entre otros) cubiertos por otras normas.
- g) Tubería para perforación.
- h) Tubería hidro-sanitaria (—plumbing systemsII).



La Especificación de materiales de tubería (EMT) es un documento en donde se establece el conjunto de componentes de tubería, sus materiales, clase (designación adimensional para la clasificación de componentes de tubería , que relacionan un rango de presión y temperatura con base a las propiedades mecánicas de los materiales , así como dimensiones necesarias para acoplamiento entre componentes de tubería; en sistema americano) características y requerimientos constructivos para el manejo de un servicio dentro de un rango de operación determinado (presión – temperatura).

El diseño y las especificaciones de materiales en las instalaciones industriales terrestres deben cumplir con esta norma de referencia. En caso de no cubrirse por esta norma deben de cumplirse con la norma ISO 15649:2001, los cuales deber ser bajo los requerimientos de ASME B 31.3:2010.

- Diseño mecánico de tubería

El diseño mecánico de la tubería se debe realizar con base a las condiciones de diseño y de servicio de la tubería, cumplir con el capítulo II ASME B.31:2010, así como de manera enunciativa mas no limitativa con lo siguiente:

- a) Temperaturas máximas y mínimas, tanto del proceso como del ambiente.
- b) Presiones máximas y mínimas del circuito de la tubería.
- c) Propiedades físicas y químicas de las sustancias y grados de riesgo de la misma.
- d) Compatibilidad entre los materiales del componente de tubería con la sustancia contenida y con el ambiente.
- e) Compatibilidad entre materiales de los componentes de tubería y resistencia mecánica de estos.
- f) Constructibilidad y facilidades de operación y mantenimiento.
- g) Efectos ambientales que inciden en la tubería.



- h) Efectos que se derivan del servicio, instalación, apoyos y localización geográfica que inciden en la tubería.
- i) Vida útil mínima requerida (corrosión y erosión).
- j) Esfuerzos permisibles y otros límites de esfuerzos.
- k) Variaciones en las condiciones presión – temperatura.
- l) Tolerancia y resistencia mecánica.

La selección de las especificaciones de materiales (EMT) de esta NRF y/o en su caso para su elaboración en el proyecto, se debe identificar ,verificar y revisar el servicio , clase , ambiente del centro de trabajo , condiciones de diseño y operación, y pruebas no destructivas, además de lo siguiente de manera enunciativa:

- a) Composición química y/o concentración de la sustancia.
- b) Clasificación y grados de riesgo de la sustancia.
- c) Contenido de solidos abrasivos o alguna otra sustancia extraña.
- d) Contaminación de la sustancia por la tubería.
- e) Tolerancia a la corrosión.
- f) Vida útil, mantenimiento, desgaste y/o corrosión de la tubería.
- g) Integridad mecánica y confinamiento de la sustancias por la tubería.
- h) Resultado de materiales utilizados y experiencias adquiridas.
- i) Condiciones ambientales.
- j) Condiciones cíclicas severas.
- k) Constructabilidad.
- l) Relación costo –beneficio.

- Nomenclatura para las especificaciones de materiales de tubería

La nomenclatura para identificar las especificaciones de tubería de proceso y servicios auxiliares se definen mediante los siguientes criterios:



a) Primer carácter define:

C=Instalaciones industriales costa afuera.

T=Instalaciones de plantas industriales terrestres.

b) Segundo carácter define la clase:

A=Clase 150

B=clase 300

D=Clase 600

E=clase 900

F=clase 1500

G=clase 2500

c) Tercer carácter es un número consecutivo formado por dos dígitos, este carácter indica el número consecutivo de la EMT dentro de cada clase y de acuerdo al material base, inicia desde 01 y se incrementa progresivamente.

d) Cuarto carácter define la materia base formada por la letra T y un número tal y como se indica a continuación

T1=Acero al carbono

T2=Acero de baja y media aleación

T3=Acero inoxidable

T4=Níquel y aleaciones

T5=Titanio y sus aleaciones

T6=Aluminio y sus aleaciones

T7=Tántalo y sus aleaciones y otras aleaciones no ferrosas

T8=Materiales no metálicos

TX=Materiales diferente a los anteriores

Ejemplo: **C-A01T1**=Instalaciones industriales costa afuera (C) clase 150(A); Especificación uno (01), material Acero al carbono (T1).



6.4 Normas aplicables al proceso.

Las especificaciones para el uso de los equipos, tuberías, accesorios y servicios para el proceso de inyección de ASP deberán estar en apego a lo estipulado en las siguientes normas, cabe señalar que estas son de manera enunciativa más no limitativa.

Los requerimientos de seguridad y el acceso a servicios o actividades en instalaciones de Pemex deberán apegarse a:

- Anexo SSPA. “Obligaciones de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental de los Proveedores o Contratistas que realizan actividades en instalaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”
- Anexo S. “Obligaciones de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental de los Proveedores o Contratistas que realizan actividades en instalaciones de PEMEX”

Normas de Referencia (NRF):

Para la seguridad, diseño, fabricación construcción y protección de las instalaciones, las normas aplicables son:

NRF-004-PEMEX-2011. Protección con recubrimientos anticorrosivos para instalaciones superficiales de ductos.

NRF-009-PEMEX-2012. Identificación de Instalaciones Fijas.

NRF-010-PEMEX-2012. Espaciamientos mínimos y criterios para la distribución de instalaciones industriales.

NRF-020-PEMEX-2012. Calificación y Certificación de Soldadores y Soldadura.

NRF-028-PEMEX-2010. Diseño y construcción de recipientes a presión.

NRF-032-PEMEX-2012. Sistemas de tubería en plantas industriales - diseño y especificaciones de materiales.



NRF-035-PEMEX-2012. Sistemas de tubería en plantas industriales - instalación y pruebas.

NRF-036-PEMEX-2010. Clasificación de áreas peligrosas y selección de equipo eléctrico.

NRF-048-PEMEX-2007. Diseño de instalaciones eléctricas en plantas industriales.

NRF-053-PEMEX-2006. Sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimiento para instalaciones superficiales.

NRF-070-PEMEX-2011. Sistemas de protección a tierra para instalaciones petroleras.

NRF-113-PEMEX-2007. Diseño de tanques atmosféricos.

NRF-142-PEMEX-2011. Válvulas macho.

NRF-150-PEMEX-2012. Pruebas hidrostáticas de tubería y equipos.

NRF-156-PEMEX-2008. Juntas y empaques.

NRF-163-PEMEX-2011. Válvulas de control con actuador tipo neumático

NRF-172-PEMEX-2007. Válvula de alivio de presión y vacío para tanques de almacenamiento.

NRF-296-PEMEX-2013. Embalaje y marcado de equipo y materiales para su transporte a las instalaciones terrestres y costa afuera.

NRF-305-PEMEX-2013. Válvulas reguladoras de presión.

En cuanto a los requerimientos de bombas la normatividad aplicable

NRF-050-PEMEX-2012. Bombas Centrífugas.

NRF-182-PEMEX-2013. Bombas de desplazamiento positivo: dosificadoras.

NRF-190-PEMEX-2014. Bombas reciprocantes.

En cuanto a los requerimientos que se deben de cumplir en los procesos para la adquisición, arrendamiento o contratación de equipos de medición y servicios de metrología.

NRF-111-PEMEX-2012. Equipos de medición y servicios de metrología.

NRF-148-PEMEX-2011. Instrumentos de medición para temperatura.

NRF-164-PEMEX-2006. Manómetros.



Norma Oficial Mexicana:

En materia de seguridad para el proceso de inyección de ASP, las normas oficiales mexicanas aplicables son:

NOM-002-STPS-2000. Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.

NOM-004-STPS-1999. Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo.

NOM-005-STPS-1998. Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas.

NOM-006-STPS-2000. Manejo y almacenamiento de materiales-condiciones y procedimientos de seguridad.

NOM-010-STPS-2014. Agentes químicos contaminantes del ambiente laboral - Reconocimiento, evaluación y control.

NOM-017-STPS-2008. Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo.

NOM-018-STPS-2000. Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.

NOM-020-STPS-2011. Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas - Funcionamiento - Condiciones de Seguridad.

NOM-024-SCT2/2010. Especificaciones para la construcción y reconstrucción, así como los métodos de ensayo (prueba) de los envases y embalajes de las sustancias, materiales y residuos peligrosos.

NOM-026-STPS-2008. Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías

NOM-028-STPS-2012. Sistema para la administración del trabajo-seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas peligrosas.



NOM-030-STPS-2009. Servicios preventivos de seguridad y salud en el trabajo- funciones y actividades.

NOM-115-STPS-2009. Seguridad-equipo de protección personal-cascos de protección-clasificación, especificaciones y métodos de prueba.

NOM-068-SCT-2-2000. Transporte terrestre - Servicio de autotransporte federal de pasaje, turismo, carga y transporte privado - Condiciones físico - mecánica y de seguridad para la operación en caminos y puentes de jurisdicción federal.

NOM-093-SCFI-1994. Válvulas de relevo de presión (seguridad, seguridad-alivio y alivio) operadas por resorte y piloto; fabricadas de acero y bronce.

En cuanto a la parte ambiental:

NOM-001-SEMARNAT-1996- Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.

NOM-081-SEMARNAT-1994. Límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición (acuerdo dnv.ac.019).

NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012 Límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y lineamientos para el muestreo en la caracterización y especificaciones para la remediación.

NOM 143 SEMARNAT 2003 Que establece las especificaciones ambientales para el manejo de agua congénita asociada a hidrocarburos.

Normas mexicanas (NMX):

NMX-B-133/01-1988. Métodos de inspección con líquidos penetrantes.

NMX-B-133/02-1976. Métodos de inspección con líquidos penetrantes (prueba de fugas).

NMX-B-011-1987. Método de inspección ultrasónica de tubos metálicos.

NMX-B-012-1987. Método de inspección ultrasónica para soldadura longitudinal o helicoidal de tubos soldados.

NMX-B-498-1991. Patrones de calidad de piezas vaciadas para válvulas, bridas y otros componentes (inspección visual).



NMX-H-079-1982. Válvulas de acero fundido - tipo compuerta.

NMX-U-075-1979. Recubrimiento para protección anticorrosiva - recubrimiento para altas temperaturas.

NMX-J-534-ANCE-2008. Tubos metálicos rígidos de acero tipo pesado y sus accesorios para la protección de conductores eléctricos - especificaciones y métodos de prueba.

Normas y Códigos internacionales aplicables:

ANSI. American National Standard Institute.

ANSI B16.5. Steel pipe flanges and flanged fitting.

ANSI B16.34. Valves-flanged, threaded and welding end.

ANSI B31.3. Petroleum refinery piping.

API-6A. Specification for wellhead and christmas tree equipment.

API STD 526. Flanged steel pressure relief valves.

API RP-550. Manual on installation of refinery instruments and control systems. (part i and ii).

API RP-551. Process measurement instrumentation.

API 610. Centrifugal pumps for petroleum, petrochemical and natural gas industries.

API 620. Design and Construction of Large, Welded, Low-pressure Storage Tanks.

API 650. Welded tanks for oil storage.

API 653. Tank inspection, repair, alteration and reconstruction.

ASME SECC. VIII DIV. 1. American society of mechanical engineers.

API-SPEC-6FA. Specification for fine test for valves.

ASTM. American society for testing materials steel-piping, tubing, fittings.

ASTM-01.01. American society of america standars and practices for instrumentation.

IEEE. Institute of electrical & electronic engineers.

ISA. Instruments Society of American Standard and Practices for Instrumentation.

ISO 13710:2004 Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Reciprocating positive displacement pumps.



NEC. National electrical code.

NEMA. National electrical manufacturers association.

NEMA-ICS-6. Enclosures for industrial controls and systems.

NFPA. National fire protection association.

6.5 Recomendaciones generales

De la norma de referencia NRF-036-Pemex-2010 y de la información que se tiene del proceso, se identificó que el proceso de inyección ASP es un área clase 1 División 2, de acuerdo a la definición de la norma de referencia.

En cuanto al manejo y disposición del agua congénita la NOM 143 SEMARNAT 2003 especifica:

- Almacenamiento

Los contenedores para almacenamiento temporal de agua congénita deben contar con diques para la contención de derrames o fugas, con capacidad igual o superior al volumen del contenedor.

- Transporte

En cuanto al transporte de agua congénita que contenga 15 % o más de condensado se hará en contenedores cisterna.

- Límites máximos permisibles

El límite máximo permisible de hidrocarburos para la descarga de agua congénita en cuerpos receptores de agua dulce es de 15 mg/l, y en aguas costeras y zonas marinas es de 40 mg/l.

El límite máximo permisible de sólidos disueltos totales (STD) para la descarga de agua congénita en cuerpos receptores de agua dulce es de 500 mg/l. Mientras que



el límite máximo permisible de sólidos disueltos totales para la descarga de agua congénita en aguas costeras es de 32 000 mg/l y su descarga debe ser a una distancia que sobrepase los 2 km mar adentro. Cuando las concentraciones de los sólidos disueltos totales sobrepasen las del cuerpo al que se descarga se tiene que efectuar a través de difusores que permitan la dispersión y asimilación inmediata.

- Las características de los pozos para la inyección de agua congénita

Los pozos petroleros agotados que se utilicen para la inyección de agua congénita deben de cumplir con lo especificado a continuación:

No debe de existir comunicación entre los acuíferos y los pozos, para ello, la tubería de revestimiento debe ir cementada desde la superficie del suelo hasta la formación receptora.

Se debe contar con equipos que permitan medir la hermeticidad de los pozos mediante el registro diario de la presión y el flujo de inyección. En caso de pérdida de hermeticidad se debe suspender de inmediato la inyección. La formación receptora se debe localizar debajo de un estrato impermeable.

- Abandono del sitio

Los pozos de inyección de agua congénita que no se vayan a utilizar para ese u otro fin, deben taponarse como lo establece la NOM -004-CNA.1996.

El abandono del sitio de los pozos de inyección de agua congénita, debe hacerse conforme a la NOM -115-SEMARNAT-2003 o a la regulación aplicable para el lugar donde se encuentre el pozo.

Respecto a la especificación de materiales de la tubería el anexo 2 “Índice de especificaciones de materiales de tuberías (EMT) costa afuera” de la norma NRF-032-PEMEX-2012, indica como servicio agua congénita para inyección a pozos (sin inhibidor de corrosión), cabe mencionar que estas especificaciones de materiales también son aplicables para instalaciones terrestres.



Para el servicio de agua congénita para inyección a pozos (sin inhibidor de corrosión) el material especificado es Acero inoxidable super dúplex. Por lo tanto para las especificaciones del equipo de dispersión que permitirá minimizar la degradación mecánica, el material para su construcción es Acero inoxidable SS 316 L y Súper Dúplex. En la figura 43 se presenta el anexo 2 de la NRF 032-PEMEX-2012 Sistemas de tubería en plantas industriales – diseño y especificaciones de materiales.

Especificación ⁵	Servicios	Material	Clase y tipo de cara	Tolerancia Por corrosión	Límites de presión y temperatura ²	Radiografiado a Juntas soldadas %	Tratamiento Térmico y Rel. Esfs. ³
<u>C-D03T1</u>	Condensados de alta presión Dietanolamina pobre Aceite	Acero al carbono	600 RF	3.2 mm (0.125 in)	9.20 MPa @ 121°C	33	SI Tabla 330.1.1 y Tabla 331.1.1 ASME B31.3
<u>C-D01T3</u>	Ventoe de alta presión Inhibidor de corrosión Aceite hidráulico Aceite de sello para compresores A,P Aceite de lubricación	Acero inoxidable tipo 316L	600 RF	0.0 mm (0.0 in)	9.48 MPa @ 149°C	33	NO
<u>C-E01T1</u>	Succión de gas para inyección a pozos Agua inyección pozos	Acero al carbono	900 RJ	3.2 mm (0.125 in)	14.03 MPa @ 93°C	50	NO
<u>C-E02T1</u>	Mezcla de Hidrocarburos. Aceite Recuperado,	Acero al carbono	900 RJ	3.2 mm (0.125 in)	13.32 MPa @ 168 °C	50	SI Tabla 330.1.1 y Tabla 331.1.1 ASME B31.3
<u>C-E01T3</u>	Aceite de lubricación Aceite de sello	Acero inoxidable tipo 316L	900 RJ	0.0 mm (0.0 in)	14.41 MPa @ 93°C	50	NO
<u>C-E02T3</u>	Agua congénita para inyección a pozos (sin inhibidor de corrosión)	Acero inoxidable superduplex (25Cr-8Ni-3Mo)	900 RJ	0.0 mm (0.0 in)	10.78 MPa @ 60°C	50	NO
<u>C-F01T1</u>	Gas inyección pozos Agua inyección pozos	Acero al carbono	1500 RJ	3.2 mm (0.125 in)	23.40 MPa @ 93°C	100	SI Tabla 330.1.1 y Tabla 331.1.1 ASME B31.3

Figura 43. Anexo 2. Índice de especificaciones de materiales de tubería (EMT) costa fuera.



Y le corresponde la siguiente especificación de materiales (figura 44).

Instalaciones Costa fuera		Especificación de Materiales para Tubería				C-E02T3	
Servicio: Agua congénita para inyección a pozos (sin inhibidor de corrosión). Notas 1.3, 11.2		Límites de temperatura de diseño: (10 a 60 °C) Nota 1.1		Límites de presión de diseño: 10.78 MPa @ 60°C Nota 1.1	Tratamiento Térmico y Relevado de esfuerzos No	% RT 50%	NDT 50% adicionales Ver nota 6.3
Material: Acero Inox. Super Duplex (25Cr-8Ni-3Mo)		Corrosión permisible: 0.0 mm (0.0 in)		Clase 900 Cara RJ		Internos de válvulas Acero Inox. Super Duplex (25Cr-8Ni-3Mo) Nota 8.8	
Componente	Notas	Diámetro DN (NPS)	Cédula Espesor(in) Clase	Extremos	Descripción/Material		
Tubería							
Tubo		20 a 50 (3/4 a 2)	80S	Planos	ASTM A790 (UNS S32760), S/C, ASME B36.19M		
		80 a 250 (3 a 10)	40S	Biselados	ASTM A790 (UNS S32760), S/C, ASME B36.19M		
Nipleria							
Niple		20 a 50 (3/4 a 2)	80S	Extremos requeridos por diseño.	ASTM A790 (UNS S32760), S/C, longitud: 89 mm (3.5 in), ASME B36.19M		
Conexiones							
Codo 90° Codo 45° Te recta Te reducida Cople Cople reducido Inserto reductor Tapón cachucha		20 a 50 (3/4 a 2)	3 000	Caja para soldar	ASTM A182 Gr. F55, ASME B16.11		
Tapón cachucha Tapón de barra sólida		20 a 50 (3/4 a 2)	3 000	Roscado	ASTM A182 Gr. F55, ASME B16.11		
Codo 90° radio largo Codo 45° Te recta Te reducida Reducción concéntrica Reducción excéntrica Tapón capa		80 a 250 (3 a 10)	Igual cédula tubería	Biselados	ASTM A815 Gr. WPS32760, S/C, ASME B16.9		
Conexiones integralmente reforzadas							
Socket o equiv	6.1	20 a 50 (3/4 a 2)	3 000	Biselado-caja soldar	ASTM A182 Gr. F55, MSS SP-97		
Weldolet o equiv	6.1	80 a 100 (3 a 4)	40S	Biselados	ASTM A182 Gr. F55, MSS SP-97		



Nipolet o Niple pipeta	6.1	20 a 50 (3/4 a 2)	3 000	Biselado-Plano	ASTM A182 Gr. F55, ASME B31.3 (302.2, 304.3, 326, 328.5.4)
Bridas					
Brida caja soldar		20 a 50 (3/4 a 2)	900	Cara junta de anillo RJ	ASTM A182 Gr. F55, ASME B16.5, diámetro interior igual al tubo.
Bridas cuello soldable		80 a 250 (3 a 10)	900	Cara junta de anillo RJ	ASTM A182 Gr. F55, ASME B16.5, diámetro interior igual al tubo.
Bridas ciega		20 a 250 (3/4 a 10)	900	Cara junta de anillo RJ	ASTM A182 Gr. F55, ASME B16.5
Válvulas					
Válvulas compuerta		20 a 50 (3/4 a 2)	1 500	Caja soldar	Cuerpo e interiores de Acero Inoxidable Superduplex ASTM A182 Gr. F55, cuerda tomillo exterior y yugo, bonete atornillado, cuña sólida, asientos y disco recubierto de SFA5.21 ERCoCr-A (UNS W73006), asientos integrales, operada con volante. ISO 15761.
Válvulas Globo		20 a 50 (3/4 a 2)	1 500	Caja soldar	Cuerpo e interiores de Acero Inoxidable Superduplex ASTM A182 Gr. F55, cuerda tomillo exterior y yugo, bonete atornillado, disco tipo macho, asiento y disco recubierto de SFA5.21 ERCoCr-A (UNS W73006), asiento integral, operada con volante. ISO 15761.
Válvulas Retención		20 a 50 (3/4 a 2)	1 500	Caja soldar	Cuerpo e interiores de Acero Inoxidable Superduplex ASTM A182 Gr. F55, tapa atornillada, asiento integral. ISO 15761.
Válvulas compuerta	8.1	80 a 250 (3 a 10)	900	Cara junta de anillo RJ	Cuerpo e interiores de Acero Inoxidable Superduplex ASTM A995 Gr. 5A (UNS J93404), cuerda exterior y yugo, bonete atornillado, cuña sólida, asientos y disco recubierto de SFA5.21 ERCoCr-A (UNS W73006), asientos integrales, operada con volante. ASME B16.34.
Válvulas Globo		80 a 250 (3 a 10)	900	Cara junta de anillo RJ	Cuerpo e interiores de Acero Inoxidable Superduplex ASTM A995 Gr. 5A (UNS J93404), cuerda exterior y yugo, bonete atornillado, disco tipo macho, asiento y disco recubierto de SFA5.21 ERCoCr-A (UNS W73006), asiento integral, operada con volante. ASME B16.34.
Válvulas Retención Columpio		80 a 250 (3 a 10)	900	Cara junta de anillo RJ	Cuerpo e interiores de Acero Inoxidable Superduplex ASTM A995 Gr. 5A (UNS J93404), tapa atornillada, asiento integral. ASME B16.34.
Válvulas Bola	8.4,8.5	80 a 250 (3 a 10)	900	Cara junta de anillo RJ	Cuerpo y bola ASTM A995 Gr. 5A (UNS J93404), paso completo, montada sobre muñón, cuerpo atornillado o soldado. Deben cumplir con requerimientos técnicos y documentales de la NRF-211-PEMEX-2008.
Empaques					
Empaques		20 a 250 (3/4 a 10)	900	Cara junta de anillo RJ	Tipo anillo octagonal de acero inoxidable Superduplex, con dureza brinell máxima de 200, de acuerdo al ASME B16.20,



					para bridas ASME B16.5
Tornillería					
Espárragos					ASTM A193 Gr. B8M CL. 2
Tuercas					ASTM A194Gr. 8 hexagonal
Conexiones para ramales	11.1				Ver Gráfica C-E02T3 de Conexiones para Ramales incluida en esta especificación de tuberías.
Varios					

Notas:

1.1	El rango de temperatura y presión puede estar limitado para ciertos componentes permitidos por esta especificación. Refiérase a las restricciones de presión y temperatura recomendadas por el fabricante.
1.3	Esta especificación de tubería se utiliza para condiciones de servicio amargo y debe cumplir con los requerimientos del estándar ISO 15156-3.
6.1a	La soldadura de los conectores reforzados con el cabezal debe ser de penetración completa de acuerdo al código ASME B31.3.
6.1b	Especificar diámetro del cabezal y diámetro del ramal en los conectores integralmente reforzados. El diámetro que se indica en la especificación es del ramal.
6.3	Las uniones soldadas en conexiones con extremos de caja para soldar, los conectores integralmente reforzados Nipolet, Niple pipeta, latrolet y sockolet o equivalentes, se deben inspeccionar de acuerdo al porcentaje que se indica en la especificación de tubería e índice de materiales de tubería.
8.1	Los operadores de engrane se deben instalar en las válvulas de compuerta solo cuando sea indicado en la ingeniería.
8.4	Para válvulas de bola con sello suave debe utilizarse el anexo 12.1.3 y para válvulas de bola con sello metálico debe utilizarse el anexo 12.1.4 de la NRF-211-PEMEX-2008, respectivamente.
8.5	Usar válvula bola de paso reducido, solo cuando la caída de presión, no afecte al proceso.
8.8	Los componentes que constituyen el "Trim" deben estar recubiertos con materiales tales como carburo de cromo, carburo de tungsteno, entre otros, de acuerdo al numeral 8.1.21 de la NRF-211-PEMEX-2008.
11.1	En la Gráfica C-E02T3 para conexión cabezal-ramal se indica la recomendada por diseño, más no es limitativa.
11.2	Esta EMT es aplicable para instalaciones terrestres de Pemex Exploración y Producción.

Gráfica C-E02T3 Conexiones para ramales

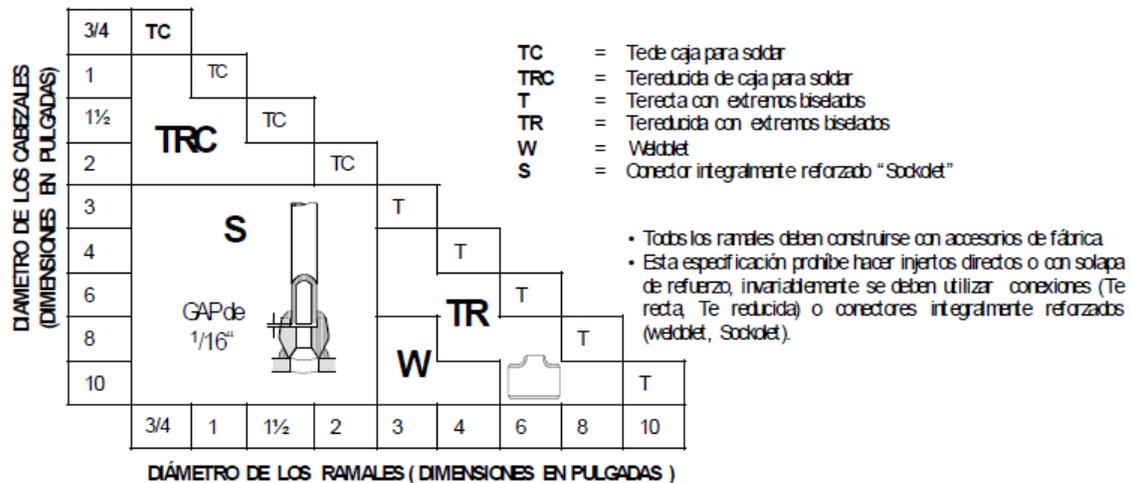


Figura 44. Especificación de materiales para tubería



BASES DE DISEÑO

Proyecto	Bases técnicas para la implementación en campo de un proceso de recuperación mejorada por inyección de álcali-tensoactivo-polímero.		
Localización de la planta			
ACTIVO:	Activo de producción APPRA.		
ESTADO:	Veracruz	REGIÓN:	Norte
POBLACIÓN:	Poza Rica	MUNICIPIO:	Poza Rica
CLASIFICACIÓN:	Terrestre	TIPO DE TRABAJO:	Inyección de producto químico (ASP) en solución con agua.
UBICACIÓN	Pozo PR 167		
COORDENADAS U.T.M	X= 659,107.1		
	Y=2,270,826.75		
ALTURA DEL TERRENO SOBRE EL NIVEL DEL MAR	48 m		
1. Generalidades del proceso			
<p>El proceso consiste en inyectar 1000 BPD de manera secuencial o simultánea de la mezcla álcali, tensoactivo y polímero (ASP) al pozo 167 ubicado en el campo Poza Rica para la recuperación de hidrocarburos. El objetivo es determinar la presión de inyección de la bomba en los siguientes escenarios sin sobrepasar la presión de fractura del yacimiento:</p> <p>Inyección considerando viscosidad del agua. Inyección considerando la máxima viscosidad de un fluido newtoniano. Inyección considerando la máxima viscosidad para un fluido no newtoniano.</p>			
1.1. Tipo de tecnología			
El proceso deberá de contar con un sistema de dispersión que asegure la integridad del polímero.			
2. Capacidad, flexibilidad y factor de servicio.			
Capacidad de diseño :	inyección de 2000 BPD de mezcla ASP		
Capacidad nominal :	inyección de 1000 BPD de mezcla ASP		
Capacidad mínima :	inyección de 500 BPD de mezcla ASP		
2.1 Flexibilidad			
<p>Se debe de considerar el lugar de conexión del sistema de inyección que será en la válvula de sondeo (diámetro 2 9/16"), ubicada en el árbol de válvulas sección de producción del pozo seleccionado.</p> <p>Y deberá funcionar adecuadamente en caso de incrementar el gasto promedio de inyección de la mezcla ASP.</p>			



2.2 Factor de servicio

El factor de servicio será de 365 días al año de operación, la inyección se realizará de forma continua.

3. Especificaciones de las alimentaciones

Los equipos deberán instalarse en el perímetro que abarca la macro-pera.

Temperatura de yacimiento: 92 °C

Temperatura de inyección: 25°C

Componente	Concentración (%w)	Flujo (kg/día)	Estado físico	Pureza
Polímero	0.5	795	Polvo	90%
Tensoactivo	0.2	95	Líquido	100%
Álcali	2.5	3975	Líquido	100%
Agua congénita	----	154135	Líquido	---

Concentración y flujo de los químicos en la corriente de inyección.

Condiciones de inyección (condiciones al límite de batería)

Número de pozos inyectoros :1

Presión de diseño del árbol de válvulas del pozo inyector 5000 Psi

Fluido viscosidad (constante) 0.7 cP Temperatura fija en el yacimiento de 92°C			
	Mínima	Normal	Máxima
Flujo de inyección Q (BPD)	500	1000	2000
Presión inyección (kg/cm ²)	22	32.9	56
Fluido newtoniano a viscosidad máxima de fractura Temperatura fija de yacimiento de 92 °C			
Flujo de inyección Q (BPD)	500	1000	2000
Presión inyección (kg/cm ²)	111.9	112.9	116.1
Viscosidad	6.99	3.49	1.74
Fluido no newtoniano Viscosidad variable a lo largo de toda la tubería.			
Flujo de inyección Q (BPD)	500	1000	2000
Presión inyección (kg/cm ²)	71.3	No es posible	No es posible

Especificación de los productos

Componente	Estado Físico	Pureza
Mezcla Aceite - Agua	Emulsión	----

Condiciones del producto en límite de batería.

El aceite producido se encuentra fuera del límite de batería.



3.1 Almacenamiento

El polímero y álcali deberán estar contenidos en super sacos, el tensoactivo y el agua estarán contenidos en tanques de almacenamiento.

El aceite producido se envía a las baterías de recolección para su tratamiento.

3.2 Efluentes

El proceso no genera efluentes líquidos, ya que la mezcla ASP es inyectada en su totalidad

4. Servicios auxiliares

Servicio de purga.

Combustible

Diesel para las bombas y generador eléctrico con motor de combustión interna

Generador eléctrico

Voltaje: 220 V trifásico

Frecuencia: 60 Hz

Desfogue

No aplica

5. Condiciones climatológicas

Tipo de suelo

El suelo es de tipo vertisol, que representa grietas anchas y profundas en época de sequía

Temperatura

El clima es cálido con una temperatura promedio de 24.4° C

Estadística pluvial

La precipitación pluvial media anual es de 1,010 mm.

Humedad

La humedad es del 73% en promedio.

6. Normatividad

Normas de referencias –PEMEX.

Normas Oficiales Mexicanas.

Normas mexicanas.

REGLAMENTO FEDERAL DE SEGURIDAD, HIGIENE Y MEDIO AMBIENTE DE TRABAJO ANEXO S, SSPA.

Normas y códigos internacionales.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En cuanto a las especificaciones del sistema integral de inyección, este deberá minimizar la degradación mecánica y realizar la correcta disolución de los químicos, para asegurar la funcionalidad del sistema, se propone que el laboratorio realice las pruebas pertinentes durante la evaluación y ejecución del proceso.

A partir del balance de materia del proceso se obtuvo la cantidad de productos químicos que se deben alimentar, se recomienda asegurar el suministro continuo de agua por medio de tanques de almacenamiento y contar con la suficiente cantidad de químicos y reservas.

La bomba incluida en el sistema integral de inyección para 1000 BPD deberá especificarse de tal forma que la presión de inyección se encuentre en un intervalo de presión de hasta 113 kg/cm^2 para no sobrepasar la presión de fractura del yacimiento. Como lo indicó el balance de presiones la viscosidad máxima de inyección para la mezcla ASP a 1000 BPD es de 3.49 cP. Utilizando un fluido no newtoniano la inyección ASP debe realizarse a 500 BPD en un rango de viscosidades de 6 a 4 cP en el fondo del yacimiento a una rapidez de corte en el yacimiento de 0.32 s^{-1} y a una temperatura de $80 \text{ }^\circ\text{C}$.

Los resultados de la prueba de inyectabilidad indican una permeabilidad en el yacimiento de 43.11 miliDarcys. Con la formulación tensoactivo-polimero se obtiene una recuperación de aceite del 20 % adicional del que se obtendría con la inyección de agua.

En cuanto al manejo y disposición del agua congénita, las recomendaciones generales son evitar derrames o infiltraciones al subsuelo, en caso de presentarse se propone apegarse a la NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012, de acuerdo a la normatividad, el material de la tubería es acero inoxidable súper dúplex y para el equipo de inyección acero inoxidable SS 316.

Se elaboraron las bases de diseño para el proceso de inyección de ASP.



ANEXOS

1. Análisis de unidades para el cálculo de ΔP por fricción

Las pérdidas por fricción, en unidades prácticas, se obtienen con la ecuación de Darcy, de la siguiente manera:

$$\Delta p_f = f * \frac{\rho v^2 L}{2 g_c d} \quad \dots[1.1]$$

$$\rho = 62.428 \gamma \left(\frac{lb_m}{pie^3} \right) \dots[1.2]$$

$$v = \frac{4 Q}{\pi d^2} \left(\frac{pies}{s} \right) \quad \dots[1.3]$$

$$v^2 = \frac{4^2 Q^2}{\pi^2 d^4} \quad \dots[1.4]$$

$$\text{Donde } g_c = 32.174 \frac{lb_m \text{ pie}}{lb_f s^2} \quad \dots [1.5]$$

Sustituyendo 6 y 8 en 5, se tiene:

$$\Delta p_f = f * \frac{62.428 \gamma v^2 L}{2 (32.2) d} \quad \dots[1.6]$$

$$\Delta p_f = f * \frac{62.428 \gamma 4^2 Q^2 L}{2 (32.2) \pi^2 d^4 d} \quad \dots[1.7]$$

$$\Delta p_f = 1.5727 f * \frac{\gamma Q^2 L}{d^5} \quad \dots[1.8]$$

Donde las unidades quedarían

$$\Delta p_f = 1.5727 \left(\frac{lb_f * seg^2}{ft^4} \right) f * \frac{\gamma Q^2 L}{d^5} \quad \dots[1.9]$$

Para emplear unidades prácticas se hacen las siguientes sustituciones:

$$d^5 (pies^5) = d^5 (pulgadas^5) * \frac{1}{12^5} * \left(\frac{pies^5}{pulgadas^5} \right) \dots[1.10]$$

$$Q \left(\frac{pies^3}{seg} \right) = Q \left(\frac{BBD}{dia} \right) * 5.6146 \left(\frac{pies^3}{BBD} \right) * \frac{1}{86400} \left(\frac{dia}{seg} \right) \dots[1.11]$$

$$Q^2 = \frac{Q^2 (5.6146)^2}{86400^2} \quad \dots[1.12]$$



$$L(\text{pies}) = L(\text{millas})5277 \left(\frac{\text{pies}}{\text{milla}}\right) \dots[1.13]$$

$$\Delta p_f \left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}^2}\right) = \Delta p_f \left(\frac{\text{lb}}{\text{pulgada}^2}\right)12^2 \left(\frac{\text{pulgada}^2}{\text{pie}^2}\right) \dots[1.14]$$

Sustituyendo las ecuaciones anteriores queda:

$$\Delta p_f = \frac{1.572768 (5.6142)^2 (12)^5 (5277) f \gamma Q^2 L}{(12)^2 (86400)^2 d^5} \dots[1.15]$$

$$\Delta p_f = \left(\frac{\text{lb}_f * \text{seg}^2}{\text{ft}^4}\right) f * \frac{\gamma \left(\frac{\text{ft}}{\text{seg}^2}\right)^6 \text{ft}}{\text{ft}^5} \dots[1.16]$$

$$\Delta p_f = \left(\frac{\text{lb}_f * \text{seg}^2}{\text{ft}^4}\right) f * \frac{\gamma \left(\frac{\text{ft}}{\text{seg}^2}\right)^6 \text{ft}}{\text{ft}^5} \dots[1.17]$$

$$\Delta p_f = \frac{\text{lb}}{\text{ft}^2} \dots [1.18]$$

$$\Delta p_f = 0.06056 \frac{f \gamma Q^2 L}{d^5} \dots[1.19]$$

2. Metodología para la obtención de los parámetros k y n del polímero

El índice de consistencia (k) y el índice de comportamiento de flujo (n) se obtienen con los datos de la medición reologica de la caída de presión (ΔP) y el flujo volumétrico (Q).

$$\Delta P, Q$$

Se calcula el esfuerzo de corte, mediante la siguiente expresión:

$$\tau_{yx} = \frac{\Delta P R}{2 L} \dots[2.1]$$

$$\tau_{yx} [=] Pa$$

Donde R es el radio y L la longitud.

Se calcula la velocidad de corte por medio de la siguiente expresión:

$$\dot{\gamma} = \frac{4Q}{\pi R^3} \dots[2.2]$$

$$\dot{\gamma} [=] \frac{1}{s}$$



Se grafican el logaritmo del esfuerzo de corte vs logaritmo de la velocidad de corte.

$$\tau_{yx} = k(\gamma)^n \dots [2.3]$$

$$\log \tau_{yx} = \log k + (n) \log \gamma \dots [2.4]$$

De la gráfica obtenida, se obtiene la tendencia lineal, la ordenada al origen corresponde al $\log k$ y la pendiente a n .

$$k [=] Pa$$

$$n [=] \text{adimensional}$$

3. Velocidad intersticial en el yacimiento

La velocidad intersticial se calcula mediante la siguiente expresión:

$$v = \frac{Q}{A \emptyset} \dots [3.1]$$

$$v [=] \frac{m}{s}$$

Q : Flujo (m^3/s)

A : Área (m^2)

\emptyset : Porosidad

Si se considera que a la altura de los disparos en el yacimiento al área es de forma cilíndrica.

$$A = 2 \pi r h \dots [3.2]$$

$$A [=] m^2$$



Donde

r : Radio de drene (m)

h : Altura de los disparos (m)

Y se realiza la consideración de que la porosidad del yacimiento es de 0.15.

4. Radio de poro

$$radio\ poro = \sqrt{\frac{8k}{\emptyset}} \dots [4.1]$$

$$radio\ poro [=] m$$

Donde

k : Permeabilidad (m^2)

\emptyset : Porosidad

5. Velocidad de corte en el yacimiento

$$\gamma = \frac{4Q}{\pi R^3} \dots [5.1]$$

$$\gamma [=] \frac{1}{s}$$

R : Radio de poro (m)

Q : Flujo a través del poro

Calculando el flujo a través de poro como:

$$Q = v * A \dots [5.2]$$

$$Q [=] \frac{m^3}{s}$$

$$A = \pi R^2 \dots [5.3]$$

v : Velocidad intersticial calculada anteriormente (m/s)

A : Área de un poro ideal (m^2)



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

1. Ahmad Al Adasani, Baojun Bai. Analysis of EOR projects and updated screening criteria Journal of Petroleum Science and Engineering. Sitio en internet www.elsevier.com/locate/petrol.
2. E. Manrique. EOR: Current status and opportunities SPE, Art. SPE 130113.
3. Las reservas de hidrocarburos de México 1 de enero de 2015.
4. Anuario de Recuperación secundaria y mejorada 2007.
5. Magdalena Paris De Ferrer. Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Ediciones Astro Data.2009
6. Sistema petrolero del Oil Field Glosary de Schlumberger. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/petroleum_system.aspx
7. Ingeniería básica de yacimientos .Ing. José Ramón Rodríguez, MSc, Ph.D Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui .Mayo 2007
8. B.P. Tissot y D.H.Welte .El petróleo su formación y localización .Consejo nacional de tecnología. México. 1982.
9. Rafael Rodríguez Nieto. Apuntes de principios de mecánica de yacimientos. División de ingeniería en ciencias de la tierra .Departamento de explotación del petróleo.
10. William D. McCain,Jr. The properties of petroleum fluids . Ed PennWellBooks 2th Edition .1990.
11. Tipos de petróleo .Consultado el 26 de enero de 2015 en: <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>
12. Djebbar Tiab, Erle C. Donaldson. Petrophysics .Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Ed. Elsevier 3th Edition 2012.
13. Vladimir Alvarado, Eduardo Manrique. Enhanced oil Recovery field planning and development strategies. Ed. Elsevier .2010.
14. El futuro de la producción de Aceite en México Recuperación Mejorada y avanzada. Comisión Nacional de Hidrocarburos.



15. Enhanced Recovery of residual and heavy Oils .2th edition. Energy technology review No.59 Chemical Technology Review No.174 Schumacher. Notes Data Corporation Park Ridge New Jersey U.S.A. 1980.
16. Aurel Carcoana Englewood Cliffs. Applied enhanced oil recovery. New Jersey .Prentice Hall .1992.
17. Thomas C. Boberg .An Exxon Thermal Methods of Oil Recovery. Monograph Willey. 1988.
18. James Sheng. Modern Chemical Enhanced Oil recovery. Elsevier.2011.
19. Erle C.Donaldson, George V. Chilingarian. Enhanced oil recovery, I fundamentals and analyses. Elsevier. 1985.
20. J.J. Taber, SPE, F.D. Martin, SPE, and R.S. Seright ,SPE EOR Screening Criteria Revisited Part 1: Introduction to screening criteria and Enhanced Recovery Field Projects .
21. Erle C.Donaldson, George V. Chilingarian. Enhanced oil recovery, II processes and operations. Elsevier. 1989.
22. D.O. Shah .Fundamental aspects of surfactant –polymer flooding process. Department of chemical Engineering and Anesthesiology, University of Florida.
23. H.S. Al-Hashim,Obiora ,Al-Yousef ,Fernandez and Nofal .Alkaline Surfactant Polymer formulation for Saudi Arabian Carbonate .SPE / 35353
24. J.J. Taber, SPE, F.D. Martin, SPE, and R.S. Seright ,SPE . EOR Screening Criteria Revisited –Part 2: Applications and Impact of Oil Prices New Mexico Petroleum Recovery Research Center .
25. Magdalena de Paris de Ferrer .Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Ediciones Astro Data .2001.
26. Tomas Abreu, Francisco Muñoz ,Jose Silva, Eduardo Loreto .Apuntes de recuperación secundaria.Division de Ingenieria en Ciencias de la Tierra .Departamento de explotación del petroleo.
27. Informe Complejo Poza Rica Plan de Recuperación Mejorada Altamira APPRA, SRN. Julio 2012.
28. Informe Campo Tamaulipas Constituciones Inyección de Surfactantes, Propuesta de una prueba piloto Activo de Producción Poza Rica Altamira (APPRA), SRN Marzo .2013.



29. Clayton T. Crowe, Donalds F.Elger, Jonh A. Roberson. Mecánica de Fluidos. 1ra Edicion en español. Compañía editorial continental. 2002.
30. Bruce R. Munson, Donald Young .Fundamentos de mecánica de fluidos. Ed.Limusa Wey .1999
31. Frank M. White .Fluid mechanics. Fifth edition. Mc Graw Hill.2012.
32. Yunus A. Cengel Jonh M. Cimbala .Mecánica de fluidos Fundamentos y aplicaciones. 2da edición Mc Graw Hill .2012.
33. Robert L. Mot .Applied fluid mechanics. 4th edition, University of Dayton. Mc Macmillan publishing Company. 1990.
34. Gerhat Richard J. Gross Addison .Fundamentos de mecánica de fluidos. Segunda edición Philip M. Wesley Iberoamericana ED .1995.
35. Presion hidrostática Schlumberger Oilfield Glossary http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/hydrostatic_pressure.aspx
36. Byron Bird, Warren Sterwart and Edwin Lightfoot. Transport Phenomena. John Wiley and Sons. 2002.
37. RP Chhabbra, J F Richardson, Butterworth Heinemann .Non newtonian flow in the process industries , Fundamental and Engineering Applications . Butterworth Heinemann.1999.
38. James F. Steffe, Freeman . Rheological Methods in food process Engineering. 2 edition. Freeman Press. 1992.
39. Crane .Flow of fluids through valves, fittings and pipe. Eleventh Printing . 1970.
40. Claudio Mataix .Mecánica de Fluidos y maquinas hidráulicas. Ed. Harla .1982.
41. Francisco Garaicochea P. Cesar Bernal H. Oscar López O. Transporte de hidrocarburos por ductos .Colegio de Ingenieros petroleros de México A.1937.
42. M.Muskat .The flow of homogeneous fluids through porous media. McGrAw-Hill
43. Daniel M. Bass .Properties of Reservoir Rocks. Colorado school of Mines.
44. G.V. Reklaitis .Balances de materia y energía. Nueva Editorial Interamericana. México, D.F. 1986.



Agradecimientos

A la máxima casa de estudios por brindarme el privilegio de formar parte de ella.

A la honorable facultad de Química por sus enseñanzas.

Al jurado por su tiempo en la revisión de este trabajo, al Profesor Ortiz por sus observaciones, al Profesor Juan Mario por sus objetivos comentarios y al profesor Simón por permitirme formar parte del proyecto de recuperación mejorada.

Al profesor Carlos Álvarez, por ser uno de los mejores profesores de la facultad y alentarme a lo largo de la carrera.

Al proyecto de recuperación mejorada de hidrocarburos por la información proporcionada para desarrollar este trabajo.

A mis padres por su apoyo y confianza, por ser mi mayor motivación, por brindarme todo lo que en sus manos tuvieron para formarme y darme la mayor herencia que un hijo puede pedir. Agradezco y valoro sus sacrificios, a mi madre por todo su amor y esfuerzo y a mi padre por sus consejos.

A mis hermanos por darme fuerzas y por mantenerse a mi lado siempre, y a mi familia por creer en mí.

A Luis Alberto por formar parte de este proceso, compartir mis alegrías y tristezas, por ser el mejor petrolero, ser el crítico más estricto y por su tiempo en la revisión de este trabajo.

A las amistades que conocí a lo largo de la carrera, a mis amigos del CCH, a Luisito por compartir su conocimiento, a Nancy y Magaly por su apoyo incondicional y a Bere por su gran calidad humana y su determinación.