

Evaluación y Aplicación de los RPM (Modificadores de Permeabilidad Relativa) en Tratamientos de Estimulación e Inyección de Agua.

Autores

Efraín Guzmán Santacoloma

Javier Jimeno Tovar B

Ing., Jairo Antonio Sepúlveda, M.Sc

Universidad Surcolombiana

Facultad de Ingeniería

Programa de Ingeniería de Petróleos

Neiva

2012

Evaluación y Aplicación de los RPM (Modificadores de Permeabilidad Relativa) en Tratamientos de Estimulación e Inyección de Agua.

Autores

Efraín Guzmán Santacoloma

Javier Jimeno Tovar B

Ing, Jairo Antonio Sepúlveda, M.Sc

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Universidad Surcolombiana

Facultad de Ingeniería

Programa de Ingeniería de Petróleos

Neiva

2012

Nota de aceptación

Presidente de Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, Mayo de 2012

DEDICATORIA

A Dios padre, por guiarme por el camino correcto, a mis padres por sembrar en mi, los valores y templanza necesaria para salir adelante, a mi abuela por ser mi segunda madre, a mis hermanos y a mi novia por su presencia, a mis amigos, por su apoyo y amistad incondicional y a todas aquellas personas que de una u otra forma hacen de este logro una realidad.

Javier Jimeno Tovar Becerra

Este logro va dedicado a Dios por sus bendiciones y fortaleza constante. A mis padres Efraín y Carmenza por su esfuerzo, por el apoyo y la confianza que me han brindado, por siempre mostrarme una mano amiga cuando la he necesitado. A mis hermanas y mis abuelitas por creer en mí. A mi novia Yulieth por su compañía y apoyo incondicional en este camino. A mis amigos por hacer parte de esta etapa de mi vida. Gracias a todos.

Efrain Guzmán Santacoloma

AGRADECIMIENTOS

A LA UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA por la formación de profesionales en la carrera de Ingeniería de Petróleos.

JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA, M.Sc. en Ingeniería de Petróleos, Profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería. Por facilitarnos las herramientas y el espacio para el desarrollo de esta investigación.

CARMEN PINZON TORRES, Ingeniera Química. Profesora del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería. Por su apoyo y orientación.

RICARDO PARRA PINZON, Ingeniero Químico y de Petróleos. Profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería. Por su apoyo y orientación.

A nuestros profesores de la facultad de ingeniería quienes nos han transmitido su conocimiento con dedicación y aprecio.

A todas aquellas personas que de alguna manera colaboraron en el desarrollo de este trabajo, nuestra más sincera y enorme gratitud.

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|--|-----------|
| LISTA DE TABLAS..... | IX |
| LISTA DE GRAFICOS..... | X |
| LISTA DE FIGURAS..... | XI |
| LISTA DE ABREVIATURAS Y SIMBOLOS..... | XII |
| GLOSARIO..... | XIII |
| RESUMEN..... | XIV |
| ABSTRACT..... | XV |
| | |
| 1. INTRODUCCION..... | 1 |
| | |
| 2. MARCO TEORICO Y ESTADO DEL ARTE..... | 2 |
| 2.2 DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA..... | 3 |
| 2.3 TRATAMIENTOS DE CONTROL DE AGUA..... | 4 |
| 2.4 POLIMEROS..... | 4 |
| 2.5 SISTEMAS SELLANTES..... | 5 |
| 2.6 SISTEMAS NO SELLANTES..... | 6 |
| 2.7 MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA..... | 7 |
| 2.7.1 Principio de operación de un RPM..... | 9 |
| 2.7.2 Consideraciones involucradas en la aplicación de un RPM..... | 10 |
| 2.7.2.1 Naturaleza química del polímero..... | 10 |
| 2.7.2.2 Estabilidad de la solución polimérica..... | 11 |
| 2.7.2.3 Concentración y peso molecular del polímero..... | 11 |
| 2.7.2.4 Composición de la salmuera base..... | 11 |
| 2.7.2.5 Preflujos..... | 11 |
| 2.7.2.6 Postflujos..... | 11 |
| 2.7.2.7 Tipos de Litología..... | 11 |
| 2.7.2.8 Humectabilidad de la formación..... | 12 |
| 2.7.3 Clases de RPM..... | 12 |
| | |
| 3. APLICACIÓN DEL RPM EN LA INDUSTRIA PETROLERA..... | 14 |
| 3.1 RPM EN POZOS INYECTORES..... | 15 |
| 3.2 RPM EN POZOS PRODUCTORES..... | 17 |
| 3.3 RPM EN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO..... | 19 |
| 3.4 METODOLOGÍA DE ESTIMULACIÓN CONVENCIONAL CON FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO..... | 20 |
| 3.4.1 Inyecciones Prefrac (Antes del tratamiento)..... | 20 |
| 3.4.2 Criterios de selección de candidatos..... | 20 |
| 3.4.3 Implementación de la tecnología..... | 21 |
| 3.4.4 Aspectos generales de la implementación..... | 21 |
| | |
| 4. ROL DE LA INTERACCION POLIMERO – ROCA..... | 22 |
| 4.1 MODELO ANIELLO MENNELLA (SPE 72056)..... | 23 |
| 4.1.1 Muestra de cálculo..... | 25 |
| 4.2 MODELO A.L OGUNBERU (SPE 9855)..... | 27 |
| 4.2.1 Muestra de cálculo..... | 28 |

| | |
|--|-----------|
| 4.3 COMPORTAMIENTO DE LA PERMEABILIDAD Y LA POROSIDAD, BASADO EN ANIELLO MENNELLA..... | 29 |
| 4.3.1 Permeabilidad..... | 29 |
| 4.3.2 Porosidad..... | 30 |
| 5. PROCEDIMIENTO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS..... | 33 |
| 5.1 PROCEDIMIENTOS CONVENCIONALES..... | 33 |
| 5.1.1 Procedimiento usado por las compañías operadoras..... | 33 |
| 5.1.2 Procedimiento usado por las compañías de servicios..... | 33 |
| 5.1.3 Procedimiento propuesto por A.H. Kabir..... | 34 |
| 5.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZO CANDIDATO SEGÚN LA LITERATURA..... | 34 |
| 5.3 METODOLOGIA PROPUESTA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS..... | 35 |
| 5.3.1 Etapa I. Tipificación de la producción del pozo..... | 35 |
| 5.3.2 Etapa II. Determinación del mecanismo de producción de agua..... | 36 |
| 5.3.3 Etapa III. Evaluación del tratamiento mediante procedimiento experimental..... | 37 |
| 6. ETAPA EXPERIMENTAL..... | 40 |
| 6.1 PRUEBA DE LABORATORIO..... | 40 |
| 6.1.1 Arme y limpieza del equipo..... | 40 |
| 6.1.2 Limpieza y preparación de la muestra..... | 40 |
| 6.1.2.1 Parámetros de la muestra..... | 41 |
| 6.1.2.2 Fluidos para inyección..... | 41 |
| 6.1.2.3 Filtración al vacío..... | 41 |
| 6.1.2.4 Desaireado del fluido..... | 41 |
| 6.1.2.5 Saturación de la muestra..... | 42 |
| 6.1.3 Desarrollo de la prueba..... | 42 |
| 6.1.3.1 Determinación de la velocidad crítica..... | 42 |
| 6.1.3.2 Medición de la permeabilidad absoluta al agua..... | 43 |
| 6.1.3.3 Medición de la permeabilidad efectiva al aceite mineral..... | 44 |
| 6.1.3.4 Medición de la permeabilidad efectiva al agua..... | 44 |
| 6.1.3.5 Construcción de las curvas de permeabilidad relativa..... | 46 |
| 6.1.3.6 Inyección de preflujo (xileno)..... | 47 |
| 6.1.3.7 Inyección del tratamiento..... | 47 |
| 6.1.3.8 Inyección del posflujo (xileno)..... | 48 |
| 6.1.3.9 Medición de la permeabilidad efectiva al agua posterior al tratamiento..... | 48 |
| 6.1.3.10 Medición de la permeabilidad efectiva al aceite..... | 49 |
| 6.1.4 Prueba de perdurabilidad..... | 49 |
| 6.1.4.1 Medición de la permeabilidad efectiva al agua..... | 49 |
| 6.1.4.2 Medición de la permeabilidad efectiva al aceite..... | 50 |
| 6.1.5 Construcción de las curvas de permeabilidad relativa luego del tratamiento..... | 50 |
| 6.1.6 Análisis del tratamiento..... | 53 |
| 6.1.6.1 Modelo Aniello Menella..... | 53 |
| 6.1.6.2 Modelo Ogunberu..... | 54 |
| 6.2 RESUMEN DE RESULTADOS..... | 55 |

| | |
|--|----|
| 7. PROTOCOLO DE EVALUACION EXPERIMENTAL DE TRATAMIENTOS | |
| RPM | 56 |
| 7.1 IDENTIFICACION DE VARIABLES | 56 |
| 7.2 MONTAJE Y LIMPIEZA DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO | 57 |
| 7.2.1 Equipo de desplazamiento positivo..... | 57 |
| 7.2.2 Procedimiento para la limpieza del equipo de desplazamiento positivo | 57 |
| 7.3 PREPARACION DE LA MUESTRAY FLUIDOS DE INYECCION | 58 |
| 7.3.1 Limpieza de la muestra..... | 58 |
| 7.3.2 Destilación – extracción..... | 58 |
| 7.3.3 Medición de características de la muestra..... | 59 |
| 7.3.4 Preparación de los fluidos para inyección..... | 59 |
| 7.3.5 Saturación de la muestra..... | 60 |
| 7.4 MONTAJE DE LA MUESTRA EN EL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO | |
| POSITIVO | 61 |
| 7.5 DETERMINACION DE LA VELOCIDAD CRÍTICA | 61 |
| 7.6 MEDICION PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL AGUA | 61 |
| 7.7 MEDICION DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE | 61 |
| 7.8 MEDICION DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA AL AGUA | 62 |
| 7.9 PRUEBAS DE REPRODUCIBILIDAD | 62 |
| 7.9.1 Construcción de las curvas de permeabilidad relativa antes de la aplicación del RPM..... | 62 |
| 7.10 INYECCION DE PREFLUJO | 63 |
| 7.11 INYECCION DEL MODIFICADOR DE PERMEABILIDAD RELATIVA | 63 |
| 7.12 INYECCION DE POSFLUJO | 63 |
| 7.13 MEDICION DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA AL AGUA POSTERIOR AL | |
| TRATAMIENTO | 63 |
| 7.14 MEDICION DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE POSTERIOR AL | |
| TRATAMIENTO | 64 |
| 7.15 PRUEBA DE PERDURABILIDAD | 64 |
| 7.15.1 Construcción de las curvas de permeabilidad relativa después de la aplicación del RPM..... | 64 |
| 8. CONCLUSIONES | 69 |
| 9. RECOMENDACIONES | 71 |
| BIBLIOGRAFIA | 72 |
| ANEXO1. METODO JBN O DE ESTADO ESTABLE PARA LA CONSTRUCCION DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA | 74 |
| ANEXO2. MANUAL DE OPERACIÓN DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO(EDP) | 76 |
| ANEXO 3. RESUMEN EJECUTIVO | |

LISTA DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Reducción mínima de permeabilidad esperada, según modelo Aniello Meniella (k=100 mD). | 24 |
| Tabla 2. Modelo Aniello Meniella | 25 |
| Tabla 3. Constantes A_j , modelo Aniello Meniella | 25 |
| Tabla 4. Capa de polímero a diferentes permeabilidades iniciales..... | 29 |
| Tabla 5. Datos núcleo USCO-001..... | 40 |
| Tabla 6. Propiedades de los fluidos (Núcleo USCO-001)..... | 40 |
| Tabla 7. Permeabilidad absoluta al agua..... | 43 |
| Tabla 8. Permeabilidades relativas máximas del agua y el aceite antes del tratamiento..... | 46 |
| Tabla 9. Condiciones iniciales..... | 50 |
| Tabla 10. Permeabilidades relativas máximas al agua y al aceite después del tratamiento..... | 50 |
| Tabla 11. Coeficientes modelo Aniello Meniella (modelo No 1)..... | 53 |
| Tabla 12. Características petrofísicas y dimensiones del núcleo USCO-01..... | 55 |
| Tabla 13. Comportamiento de las permeabilidades efectivas..... | 55 |
| Tabla 14. Comportamiento del RRF y del espesor de pared (hp)..... | 55 |
| Tabla 15. Porcentajes de mezcla usados en las pruebas de compatibilidad..... | 60 |

LISTA DE GRAFICOS

| | |
|--|----|
| Grafico 1. Reducción de permeabilidad vs espesor..... | 26 |
| Grafico 2. Factor de resistencia residual vs espesor de capa de polimero..... | 29 |
| Grafico 3. Reduccion de permeabilidad vs permeabilidad inicial..... | 30 |
| Grafico 4. Porosidad vs radio grano..... | 32 |
| Grafico 5. Determinación de la permeabilidad base (Agua)..... | 43 |
| Grafico 6. Permeabilidad efectiva al aceite..... | 44 |
| Grafico 7. Permeabilidad efectiva al agua..... | 45 |
| Grafico 8. Reproducibilidad de la prueba (k_o)..... | 45 |
| Grafico 9. Reproducibilidad de la prueba (k_w)..... | 46 |
| Grafico10. Permeabilidades relativas antes del tratamiento RPM..... | 47 |
| Grafico 11. Permeabilidad efectiva al agua, posterior al tratamiento..... | 48 |
| Grafico 12. Medición de la permeabilidad efectiva al aceite..... | 49 |
| Grafico 13. Medición de la permeabilidad efectiva al agua..... | 50 |
| Grafico 14. Permeabilidades relativas pos tratamiento..... | 51 |
| Grafico 15. Permeabilidades relativas antes y después del tratamiento..... | 51 |
| Grafico 16. Comportamiento de la prueba..... | 52 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1. Conificación de agua (fuente: Schlumberger)..... | 2 |
| Figura 2. Canalización de agua (fuente: Schlumberger)..... | 2 |
| Figura 3. Producción de agua por comunicación (fuente: schlumberger)..... | 3 |
| Figura 4. Producción de agua por barrido ineficiente (fuente: schlumberger)..... | 3 |
| Figura 5. Tipos de polímeros. A: lineal; B: ramificado; C: reticulado | 5 |
| Figura 6. Representación esquemática del efecto de la capa de polímero adsorbida en un flujo de una sola fase. (La capa de polímero reduce la garganta del poro causando una reducción de la permeabilidad)..... | 9 |
| Figura 7. Principio de operación RPM | 10 |
| Figura 8. Inyección del modificador de permeabilidad relativa en un pozo inyector de agua sin flujo cruzado | 15 |
| Figura 9. Inyección de modificadores de permeabilidad relativa en yacimientos con flujo cruzado | 16 |
| Figura 10. Distribución esquemática de la capa de polímero en la pared del poro de las regiones porosas tratadas (Fuente: SPE 114432)..... | 18 |
| Figura 11. Invasión del preflujo del tratamiento RPM hacia la cara de la fractura, luego de generar la fractura..... | 19 |
| Figura 12. Formación de la capa de polímero (fuente: CIPM)..... | 22 |
| Figura 13. Representación esquemática del efecto de la capa de polímero adsorbida en un flujo de una sola fase. (La capa de polímero reduce la garganta del poro causando una reducción de la permeabilidad)..... | 22 |
| Figura 14. Efectividad del RPM de acuerdo al radio de grano..... | 31 |
| Figura 15. Selección de pozo candidato para aplicar un tratamiento RPM..... | 39 |
| Figura 16. Filtración al vacío..... | 41 |
| Figura 17. Desaireado del fluido..... | 42 |
| Figura 18. Equipo de desplazamiento positivo..... | 57 |
| Figura 19. Distribución de fluidos después del flujo de aceite (Fuente: SPE 68972)..... | 62 |
| Figura 20. Distribución de fluidos después del flujo de agua (Fuente: SPE 68972)..... | 63 |
| Figura 21. Comportamiento del tratamiento y distribución de fluidos al final del flujo de agua (Fuente: SPE 68972)..... | 64 |

Figura 22. Distribución de fluidos en la garganta del poro (Fuente: SPE 68972).....65

LISTA DE ABREVIATURAS Y SIMBOLOS

| | |
|-------------|---|
| g | Gramo |
| m | Metro |
| l | Litro |
| D | Darcy |
| S | Segundos |
| °C | Grados Centígrados |
| cm | Centímetro (1 cm = 10 ⁻¹ m) |
| pulg | pulgadas (1 pulg= 2.54 cm) |
| ml | mililitro (1 ml = 1cm ³) |
| mD | milidarcy (1 md = 10 ⁻³ D) |
| H | Horas |
| ppm | Partes por Millón (mg/Kg, mg/l) |
| lpc | Libras por pulgada cuadrada (1 lpc = 703 mm H ₂ O) |
| Kabs | Permeabilidad absoluta (mD) |
| Ki | Permeabilidad efectiva a la fase i (mD) |
| Kw | Permeabilidad efectiva al agua (mD) |
| Ko | Permeabilidad efectiva al aceite (mD) |
| Kro | Permeabilidad relativa al aceite (adimensional) |
| Krw | Permeabilidad relativa al agua (adimensional) |
| RRF | Factor de resistencia residual (adimensional) |
| Sw | Saturación de agua (adimensional) |
| So | Saturación de aceite (adimensional) |
| VPI | Volúmenes porosos inyectados (adimensional) |
| fw | Corte de agua (adimensional) |
| fo | Corte de aceite (adimensional) |
| ø | Porosidad (fracción) |
| ρ | Densidad |
| VP | Volumen poroso |
| RPM | Modificador de Permeabilida Relativa |

GLOSARIO

Modificadores de Permeabilidad Relativa: Son sistemas de polímeros hidrofílicos (sistemas no sellantes), solubles en agua que cuando se hidratan producen largas cadenas de polímeros que libremente ocuparán el volumen poroso de la roca disponible al flujo.

Permeabilidad relativa: Medida de la capacidad de dos o más fluidos (tales como agua, gas y petróleo) para circular a través de una formación rocosa cuando la formación se encuentra colmada de diferentes fluidos.

Migración de finos: Es un daño a la formación, su causa radica en la migración de arenas y finos hacia el espacio poroso lo cual crea un bloqueo para el flujo de hidrocarburos.

Homopolímeros: Es un polímero que proviene de un único tipo de monómero

Copolímeros: Es un polímero que proviene de varios tipos de monómeros

Sistema Sellante: Este sistema permite aislar zonas no requeridas alterando los perfiles de inyección y producción. Puede ser mecánico o químico.

Zona ladrona: Es una zona que al tener alta permeabilidad tiene un flujo preferente hacia ella, esto conlleva a que haya pérdida de circulación o que todos los fluidos de inyección tiendan a fluir por ella.

Gel entrecruzador: Es un material polimérico, de origen natural o sintético, en forma de red tridimensional que cuando entra en contacto con el agua se hincha y forma compuestos elásticos, blandos, flexibles y que además retiene una cantidad significativa de esa misma estructura, pero sin disolverse.

Sistema no sellante: Este sistema generalmente es químico, no brinda un aislamiento total de una zona, actúa directamente en la formación restringiendo el flujo de algunos fluidos.

Taponamiento auto-selectivo: Es un sistema no sellante y puede reducir el flujo de agua cuando solamente está fluyendo agua, tan pronto como el aceite está fluyendo, el sistema de taponamiento auto-selectivo no influencia más el flujo de fluidos.

Terpolímero: Es un material heterogéneo formado por una fase homogénea rígida y una elastomérica

Factor de Resistencia Residual: Es una medida de la reducción de la permeabilidad en el yacimiento después del tratamiento RPM, lo cual indica la efectividad del tratamiento.

Preflujo: Es un fluido que se inyecta a la formación para abrirle paso al tratamiento principal.

Posflujo: Es un fluido que se inyecta a la formación con el fin de servir de sello al tratamiento principal.

Flujo cruzado: Es la comunicación entre zonas de diferentes permeabilidades, es decir, los fluidos de una zona pueden fluir por otra, no hay barreras.

Permeabilidad efectiva: Medida de la capacidad de un fluido simple de fluir a través de una formación rocosa cuando los espacios porales de la misma no están totalmente saturados con el fluido.

Conificación: Es la incursión invasiva de los fluidos hacia las zonas superiores o inferiores de la formación productiva, ocasionado por un diferencial de presión no controlado

PLT: Es un registro de producción que permite conocer el comportamiento de las formaciones y el perfil de producción del pozo.

Interdigitación viscosa: Este término es usado, cuando hay un fluido viscoso desplazado por uno menos viscoso, el avance del frente de desplazamiento deja un momento de ser uniforme y el fluido desplazante avanza más rápidamente en unas partes que en otras formando zonas largas y angostas en forma de dedos.

Registro UBI: Es un registro sísmico, el cual se caracteriza por medir amplitudes y tiempos de tránsito, los cuales son plasmados en imágenes de muy buena calidad.

Esfuerzos de corte: Es la fuerza que se da al moverse una capa de fluido con respecto a otra.

Prueba de compatibilidad: Es un análisis de laboratorio que tiene como finalidad estimar de forma cualitativa la compatibilidad entre el tratamiento y los fluidos de yacimiento para así evitar el generar un daño en la formación.

Velocidad crítica: Velocidad en el punto de transición entre el flujo laminar y el flujo turbulento de un fluido.

RESUMEN

Esta investigación realiza una revisión general de los métodos que permiten controlar la producción de agua, los clasifica y en especial se enfoca en los modificadores de permeabilidad relativa (RPM), que básicamente son un tratamiento de naturaleza química y polimérica que inhiben la producción de agua en los pozos productores a través de la disminución en las curvas de permeabilidad relativa en la fase agua, sin modificar en gran proporción la permeabilidad relativa del aceite. Se explica el principio de aplicación del tratamiento y las variables consideradas a la hora de aplicar el RPM. Se realiza un análisis del comportamiento de la inyección de modificadores de permeabilidad relativa en diferentes sistemas y se exponen las ventajas de la implementación de la tecnología. Se dan a conocer tres escenarios, el primero es la aplicación del RPM en pozos productores lo que permite reducir la producción de agua y mejorar el perfil de producción del pozo. En sistemas de inyección el RPM brinda la posibilidad de mejorar el factor de recobro y corregir las ineficiencias de barrido construyendo nuevos caminos de flujo en zonas no drenadas; El tercer escenario se da en pozos con fracturas hidráulicas donde el RPM actúa como un agente sellante.

Una vez definida la manera como actúan los tratamientos RPM en el medio poroso y la interacción existente entre la roca y el polímero, se reconoce la importancia que tiene la formación de una capa de polímero que es adsorbida por la superficie de la roca; bajo esta premisa la investigación muestra un estudio acerca de diferentes modelos matemáticos que permiten el cálculo del espesor de la capa de polímero que está directamente ligado con la efectividad del tratamiento. Este estudio permite evaluar la relación que existe entre la capa de polímero, la permeabilidad y la porosidad del yacimiento.

Aunque la tecnología RPM ha demostrado ser eficiente en reducir la producción excesiva de agua, los resultados exitosos de su aplicación parecen ser aleatorios. La variación de los resultados obtenidos depende de cuán riguroso sea la selección de los pozos candidatos al tratamiento. En este documento se propone una metodología para la selección de los pozos productores candidatos al tratamiento de modificadores de permeabilidad relativa. La metodología propuesta consta de tres etapas, cada etapa en si misma es un proceso de selección de candidatos, es decir, cada etapa da como resultado los pozos que cumplen con los criterios en ella establecidos, lo que indica que al final, en la tercera etapa, los pozos seleccionados serán únicamente los que cumplen todos los criterios de selección. Con esto se busca refinar los resultados y garantizar que efectivamente los pozos seleccionados son buenos candidatos para la aplicación del tratamiento.

Luego se muestra una aplicación práctica de la tercera etapa de la metodología, la evaluación del tratamiento mediante procedimiento experimental, se realiza la inyección de un RPM y se evalúa mediante el análisis de curvas de permeabilidad relativa y el factor de resistencia residual la efectividad del tratamiento en disminuir la producción de agua y de afectar en lo menos posible la producción de aceite. Es por esto que el objetivo primordial a la hora de evaluar la efectividad de este tipo de tratamiento a nivel de laboratorio, es la implementación de una metodología de trabajo que asegure en un principio la obtención de resultados confiables. El procedimiento que se expone en este trabajo es el resultado de la aplicación conjunta de las diferentes metodologías empleadas en el laboratorio de pruebas especiales para evaluar RPM. Este protocolo de laboratorio

se establece dada la necesidad de elaborar un manual de procedimientos estandarizados con el fin poder seleccionar el mejor tratamiento.

ABSTRACT

This investigation does a general review of the methods that allows the control on water production, classified the methods and especially it is focus on the Relative Permeability Modifiers (RPM), that basically are a treatment of natural and Polymeric chemistry that inhibits water production in the producing wells through the decrease in the relative permeability curves to water phase, without modified in a great proportion oil's relative permeability. It's explained the principle of application of the treatment and variables considered by the time of using RPM. It is performed an analysis of the behavior in the relative permeability modifier's injection on different systems and it's exposed the advantages of the implementation of the technology. It is showed three sceneries; the first one is the application of the RPM in producing wells that allow reducing the water productions and improves the production profile of the well; in injection systems the RPM provides the possibility of improves the recovery factor and correct the inefficient on the scavenging building new flow paths on no drained zones. The third scenery is given wells with natural fractures where the RPM acts as a sealant agent. Once it is defined the way as acts the RPM treatments on the porous medium and the interaction existent between the rock and the polymer, it is recognized the importance that have the information of a polymer layer that is soaked up by the surface of the rock; under this premise the investigation shows a study of different mathematic models that allows to calculate the gross of the polymer layer which is directly attached with the effectiveness of the treatment. This study allows evaluating the relation existed between the polymer layer, the permeability and the porosity of the reservoir.

Even though the RPM technology has evidence been efficient reducing the excessive water production, the successful results of it applications seems to be random. The variation of results obtained depends on how rigorous are the selection of the wells to be treated. In this document is proposed a methodology for the selection of producing wells candidates to be treated with RPM. The methodology proposed has three steps; each step in itself is a process of selection of candidates, i.e. each step gives as a result the wells that meets all criteria on it established, which indicates that in the end, on the third step, the well selected will be the one which achieved all the criteria of selection. This seeks to refine the results and guarantee that in fact the wells selected are good candidates to apply the treatment. Then in showed a practice application of the third step of the methodology, the evaluation of the treatment trough an experimental procedure, it is realized the injection of a RPM and it's evaluated trough the analysis of the relative permeability curves and in the residual resistant factor the effectiveness of the treatment on decrease the water production and to affect in the last possible the oil's production. This is why that the primary objective at the time to evaluate the effectiveness of this type of treatment at the laboratory is to implement a work methodology that ensures at the beginning that we will obtain a reliable data. The procedure that is exposed in this work is the result of the joint application used in the laboratory of special proves to evaluate RPM. The protocol of laboratory is established due to the necessity to create a handbook of standardized procedures in order to select the best treatment.

1. INTRODUCCIÓN

Grandes depósitos de petróleo y/o gas son dejados intactos debido a que las tecnologías disponibles o determinadas circunstancias no permiten la eficiente extracción de dichas reservas. Una de los principales problemas es el reto que presenta la producción indeseada de agua que normalmente acompaña la producción de hidrocarburos. El agua puede entrapar el petróleo y dejar enormes reservas de hidrocarburos sin recobrar, además de acelerar el problema de migración de finos.

La necesidad de reducir la producción de agua mediante el uso de tratamientos químicos de bajo riesgo se está convirtiendo en una realidad cotidiana en la industria petrolera y de gas en la actualidad. El aumento de los costos de exploración y desarrollo, junto con el aumento de los costos de manejo del agua, requieren el desarrollo y la aplicación de métodos eficaces y la reducción del costo generado por la producción indeseada de agua. Para solucionar este problema, en este estudio se hace un análisis de la aplicación de *modificadores de permeabilidad relativa, RPM* como método de control de agua.

2. MARCO TEORICO Y ESTADO DEL ARTE

La productividad de un pozo puede verse afectada en algunos casos por los altos cortes de agua, los cuales tienden a incrementar en el tiempo. A nivel de yacimiento, la producción de este fluido se asocia a cuatro fenómenos específicos: conificación, canalización, comunicación y barrido ineficiente.

La producción excesiva de agua genera problemas como precipitación de compuestos inorgánicos, corrosión, taponamiento por depositación de sólidos en suspensión, entre muchos otros. Por esta razón, minimizar la producción de agua constituye un reto interesante para la industria. A continuación se explica brevemente cada uno de los fenómenos asociados a las altas producciones de agua:

- **Producción de agua por conificación**

La conificación ocurre cuando el intervalo de completamiento de un pozo se encuentra muy cerca del contacto agua-aceite y no existen barreras en la formación al flujo vertical (ver figura 1).

- **Producción de agua por canalización**

Este fenómeno ocurre cuando existen canales de flujo en el yacimiento, generalmente fracturas o fallas que comunican los acuíferos con las zonas de hidrocarburos y los pozos inyectoros con los productores (ver figura 2).

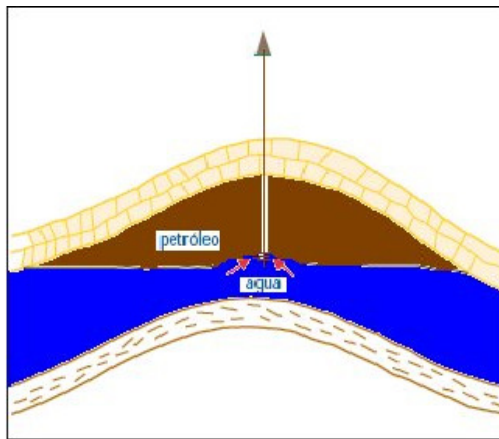


Figura 1. Conificación de agua (Schlumberger)

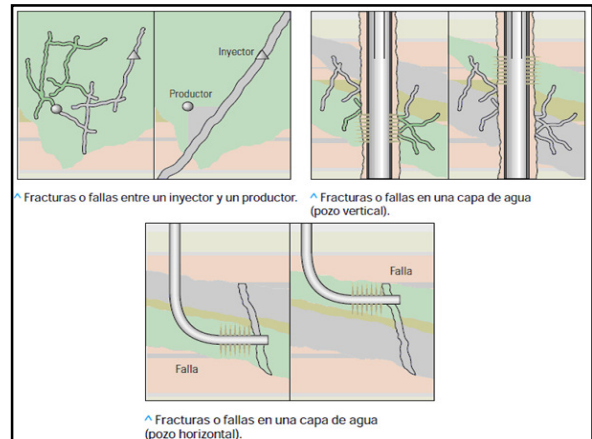


Figura 2. Canalización de agua (Schlumberger)

- **Producción de agua por comunicación**

La producción de agua por comunicación se da cuando el completamiento del pozo tiene comunicación con zonas de agua presentes en la formación, posiblemente por un comportamiento dinámico del contacto agua-aceite como se muestra en la figura 3. Es importante resaltar que este fenómeno puede presentarse también por filtraciones a nivel de la tubería de producción.

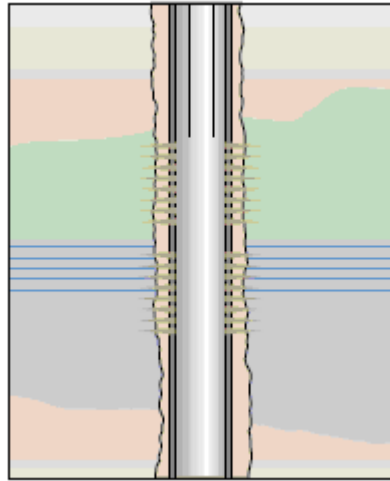


Figura 3. Producción de agua por comunicación (fuente: Schlumberger)

- **Producción de agua por barrido ineficiente**

Ocurre en yacimientos altamente heterogéneos sometidos a inyección de agua o empuje hidráulico. El fluido de inyección irrumpe rápidamente los pozos productores a través de zonas de alta permeabilidad dando como resultado una eficiencia de barrido pobre. Lo anterior se traduce en recuperaciones bajas de aceite y altas producciones de agua (ver figura 4).

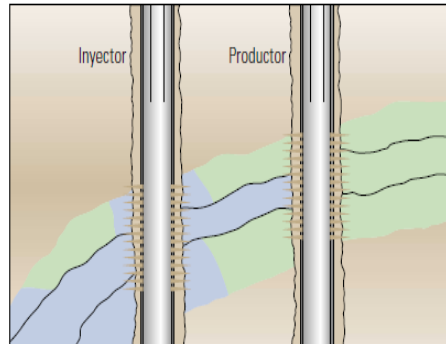


Figura 4. Producción de agua por barrido ineficiente (fuente: Schlumberger)

1.2 DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA EL CONTROL DE AGUA

La producción excesiva de agua siempre ha sido uno de los problemas más difíciles de solventar en la industria del petróleo. Actualmente las compañías petroleras producen más agua de la deseada y menos petróleo del que se puede extraer, lo anterior ha impulsado a las mismas compañías, instituciones de investigación y universidades a crear, generar e implementar tecnologías innovadoras que ayuden como mecanismo para el control de agua, pretendiendo traer consigo un incremento en la producción de hidrocarburos y una disminución de costos para la industria.

Estas tecnologías proveen tratamientos que ayudan a dar solución a este problema de control de agua, estas alternativas pueden ser **mecánicas** al impedir el flujo de fluidos indeseados en el fondo del pozo mediante el uso de herramientas de funcionamiento mecánico (empaques); o alternativas **químicas** que en lugar de bloquear el flujo de fluidos en el fondo del pozo, arremete contra la producción de los fluidos indeseados directamente en el medio poroso¹. Ahora bien, estas alternativas químicas están provistas de dos sistemas, los sellantes que impiden de manera definitiva la producción y flujo de fluidos indeseados dentro del yacimiento debido al uso de silicatos que se gelifican dentro de la formación y bloquean el flujo de agua, y los sistemas no sellantes que reducen de manera significativa la producción y el flujo del fluido indeseado mediante el uso de reductores selectivos de permeabilidad como son algún tipo de polímeros, surfactantes y silicatos.

1.3 TRATAMIENTOS PARA EL CONTROL DE AGUA

Los métodos para el control de agua son:

✓ **Sistemas Mecánicos**

✓ **Sistemas Químicos**

- Cementación forzada o cementación forzada con polímero
- Tratamiento con polímeros para un aislamiento de una zona de agua
- Modificador de permeabilidad relativa.

✓ **Sistema de Cementación**

- “Squeeze” convencional
- Cementación ultra fino
- Cementación con espuma.

Las técnicas para el desplazamiento de los tratamientos químicos y de cementación son:

- ✓ Desplazamiento con empaque (“Packer”) mecánico
- ✓ Desplazamiento por inyección dual
- ✓ Desplazamiento en un solo sentido (Iso-Flow)
- ✓ Bombeo desde superficie (tratamiento de agua)

1.4 POLÍMEROS

Son macromoléculas formadas por la unión covalente de pequeñas unidades moleculares conocidas como monómeros. Estas macromoléculas pueden estar formadas por un único tipo de monómero, y se denominan homopolímeros, o por varios tipos de monómeros, en cuyo caso se conocen como copolímeros. El número de moléculas de monómero que componen esta cadena es su grado de polimerización. Tanto los homopolímeros como los copolímeros pueden ser lineales, ramificados o reticulados (ver figura 5).

Los copolímeros, además, pueden clasificarse, según la forma en que se organicen las diferentes unidades monoméricas, en: al azar, alternantes, en bloque o de injerto.

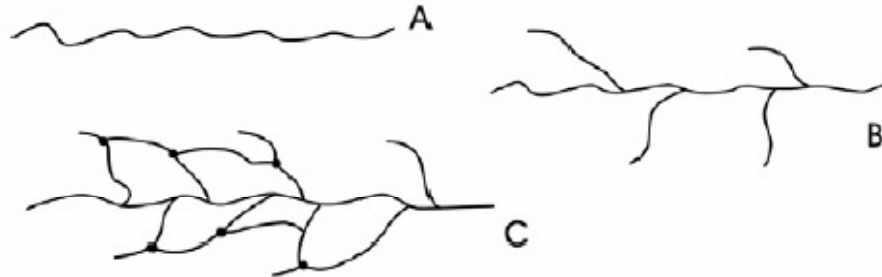


Figura 5. Tipos de polímeros. A: lineal; B: ramificado; C: reticulado.

Los polímeros poseen, en general, la ventaja de permitir manipulaciones química y física para adquirir diversas formas y propiedades. Los elevados pesos moleculares de su estructura química son responsables de la resistencia de los plásticos a la biodegradación.

1.5 SISTEMAS SELLANTES

El más antiguo y frecuentemente usado agente de perfiles puede ser el cemento API. El cemento API ha sido muy usado para tratar zonas ladronas y el sellamiento de fracturas cerca al pozo, canales grandes, y cavidades. La primera desventaja de usar cemento para alterar los perfiles de inyección es su gran tamaño de partícula y falta de penetración en la matriz.

Introduciendo partículas pequeñas con las partículas del tamaño convencional del cemento API, se incrementó la efectividad del cemento en el control de perfiles.

Los sistemas químicos sellantes son materiales porosos muy adecuados para zonas que pueden ser mecánicamente o químicamente aislados. La mayoría de los sistemas químicos sellantes consisten de la reacción entre un polímero base y un entrecruzador ("crosslinker"). Aunque algunos sistemas con un entrecruzador se comportan como un modificador de permeabilidad relativa, el bombeo en un sistema sin aislamiento zonal es riesgoso debido a que la presión requerida para fluir a través del sellante puede ser demasiada alta para la producción económica de hidrocarburos. Adicionalmente, la permeabilidad recuperada después del tratamiento puede ser 10 a 100 veces menor que la permeabilidad inicial. Esto puede ser traducido como un significativo daño a la formación de la zona productora de aceite.

Los sistemas sellantes son relativamente exitosos para reducir el flujo de agua indeseada y/o gas siempre que el problema ha sido identificado y el material se ha ubicado correctamente. Muchos sistemas sellantes han sido mejorados con lechadas de cemento base agua o con base en hidrocarburos como una cola en el tratamiento químico. El uso de las lechadas a base de hidrocarburos con pequeño tamaño de partículas de cemento, ha detenido exitosamente el flujo de agua producida cuando es usado como un tratamiento separado o en combinación con otros sistemas sellantes.

Un factor común de casi todos los sistemas sellantes sin cemento, es que ellos son ubicados como una solución líquida. Después de transcurrido un periodo de tiempo predeterminado a una temperatura dada o después de hacer contacto con otro material reactivo, el sistema líquido sellante de tipo no cemento experimenta un cambio de fase controlado a sólido o gel. El material por lo tanto puede ser ubicado dentro del intervalo objetivo de la formación, resultando en un sello poroso.

El volumen del sistema sellante necesario para reducir la producción de agua depende del mecanismo que sella el medio poroso. Para esto se deben desarrollar experimentos y pruebas con núcleos para identificar la resistencia del material sellante, y los resultados de laboratorio deben ser usados para aplicaciones a escala de campo.

1.6 SISTEMAS NO SELLANTES

Los modificadores de permeabilidad relativa (RPM) hacen parte de las alternativas químicas como un sistema no sellante. La tecnología RPM constituye un grupo de polímeros cuya función es disminuir la producción de agua para obtener un incremento en la producción de aceite. Esta tecnología representa una alternativa cuando los métodos convencionales para control de agua no son viables.

Los sistemas no sellantes son típicamente soluciones diluidas de polímeros solubles en agua. Estos polímeros reducen la permeabilidad efectiva al agua por medio de un “efecto pared”, donde el polímero se adsorbe sobre la formación, creando una capa de polímero hidratado a lo largo de las gargantas de poro. Esta capa reduce el radio efectivo de la garganta de poro, desacelerando el flujo de fluidos.

Algunos sistemas no sellantes contienen una base polímero y un fluido entrecruzador. Estos sistemas pueden reaccionar para crear un gel débil que llena los poros del medio poroso, reduciendo la permeabilidad al agua. Sin embargo, la reducción de la permeabilidad al aceite puede también ser más grande de la deseada.

Muchos de los sistemas no sellantes pueden reducir la permeabilidad efectiva al agua más que la permeabilidad efectiva al aceite. Este efecto es llamado reducción desproporcional de permeabilidad o modificación de permeabilidad relativa. Un sistema no sellante puede entonces ser llamado modificador de permeabilidad relativa. Este término debe ser claramente distinguido del término sistema de taponamiento auto-selectivo; las propiedades químicas de los sistemas determina la terminología. Un modificador de permeabilidad relativa reduce la permeabilidad relativa al agua a lo largo de todo el rango de saturación de agua, mientras un sistema de taponamiento auto-selectivo solamente reduce la permeabilidad al agua a una saturación residual de aceite. El sistema de taponamiento auto-selectivo puede reducir el flujo de agua cuando solamente está fluyendo agua. Tan pronto como el aceite está fluyendo, el sistema de taponamiento auto-selectivo no influye más el flujo de fluidos.

Las expectativas del uso de modificadores de permeabilidad relativa son altas debido a la percepción de que los productos químicos no dañan la permeabilidad al aceite, son menos costosos y su aplicación no es técnicamente tan compleja. Adicionalmente, muchos pozos no están adecuados para la implementación de un sistema sellante. Un pozo puede ser inadecuado debido a la configuración del completamiento. Por ejemplo, cuando un pozo es completado con empaque de grava, establecer una ubicación

selectiva de un sistema sellante en una zona objetivo específica puede ser difícil o costoso. Un sistema de inyección a alta presión, puede superar este problema porque el sistema puede entrar en todas las zonas del yacimiento sin dañar la productividad de aceite pero reduciendo significativamente el corte de agua.

Varios investigadores han publicado datos de curvas modificadas de permeabilidad relativa y han mostrado que diferentes polímeros pueden reducir la permeabilidad efectiva al agua más que al aceite. Estos datos fueron generados con experimentos de inyección de núcleos en laboratorio.

Basado en estos experimentos, cálculos, y estudios de simuladores, los tratamientos con modificadores de permeabilidad relativa son efectivos solamente en yacimientos de capas con distintas barreras entre las zonas productoras de agua y las zonas productoras de aceite. Un sistema de taponamiento auto-selectivo será útil en una zona con un alto riesgo de que ocurra bloqueo de agua. Si una capa produce aceite, el sistema no bloqueará o reducirá el flujo de agua.²

1.7 MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA (RPM)

Son sistemas de polímeros hidrofílicos, solubles en agua, que cuando se hidratan producen largas cadenas de polímeros que libremente ocuparán el volumen poroso de la roca disponible al flujo. Debido a que son altamente hidrofílicos, atraen el agua y repelen el aceite y, como resultado neto, ejercen una fuerza adicional de resistencia sobre el flujo de agua en los poros con un mínimo efecto sobre el flujo de petróleo. Como consecuencia, se reduce la permeabilidad efectiva al agua, mientras que la permeabilidad efectiva al petróleo se altera muy poco. Lo ideal sería que los materiales RPM fueran líquidos (hidrolizados en agua) y que su concentración fuera proporcional a la permeabilidad de la formación.³

Los primeros polímeros usados con este fin fueron poliacrilamidas de alto peso molecular y, más recientemente, los escleroglucanos. Sin embargo, las limitaciones en las condiciones de aplicación como altas temperaturas, altas tasas de flujo, alta heterogeneidad de las formaciones, la sensibilidad al corte y la poca tolerancia a los ambientes salinos disminuyen su efectividad, ya que son removidos rápidamente por la producción de fluidos del reservorio. Se han desarrollado RPM de mayor efectividad agregando radicales cargados a poliacrilamidas que forman así terpolímeros anfóteros (Poli-DMDAAC – Polidimetildialil cloruro de amonio). Esto mejora tanto su sensibilidad al corte, a la temperatura y la tolerancia a las sales, como su adhesión a la roca. Más recientemente, un terpolímero vinilamida se ha introducido para reemplazar las poliacrilamidas anfóteras en pozos de condiciones más difíciles, debido a que ofrecen una mayor resistencia al flujo de agua. Así se ha expandido el rango de aplicación a situaciones más exigentes.

Lo que se busca es un medio preferentemente mojado por agua, donde el hidrocarburo fluye por el medio del espacio poroso sin tener contacto alguno con la formación; lo contrario pasa con la fase acuosa (agua) que al actuar como fase mojante fluye cerca de la pared del poro, lo que hace que esté en contacto con el modificador de permeabilidad

relativa que fue adsorbido por la formación anteriormente, este a su vez por ser netamente de carácter hidrofílico ejerce una resistencia al flujo de agua a través del medio poroso, resistencia que no afecta significativamente el flujo de hidrocarburo. Esta alteración de la resistencia al flujo está caracterizada por un factor denominado **factor de resistencia residual (RRF)**, que de alguna manera determina la efectividad del tratamiento.

Los modificadores de permeabilidad relativa (RPM) una vez aplicados y adsorbidos por la formación incrementan la resistencia al flujo del medio poroso hacia la fase mojante (agua) en el orden de 2 a 100 veces y el aumento de resistencia al flujo de la fase no mojante “el petróleo” (aspecto “negativo”) es por lo menos un orden de magnitud más bajo, y nunca mayor que 2.

Este factor de resistencia residual (RRF) es una medida de la reducción de la permeabilidad en el yacimiento después del tratamiento RPM. El RRF para la fase acuosa está en función de la saturación del agua que simultáneamente fluye a través del medio poroso. Para describir esta relación entre el RRF y la saturación de agua es necesario introducir el concepto de RRF relativo. El RRF relativo para la fase mojante (agua) se define como la relación entre la permeabilidad relativa del agua antes del tratamiento RPM y la permeabilidad relativa del agua después del tratamiento RPM, las dos permeabilidades deben ser reportadas en un mismo punto de saturación de agua.⁴

$$RRF_{W(SW_1)} = \frac{K_{W(SW_1) \text{ ANTES RPM}}}{K_{W(SW_1) \text{ DESPUES RPM}}} \quad \text{Ecuación 1}$$

De la misma manera el RRF relativo para la fase no mojante (petróleo), está definida por:

$$RRF_{o(SW_1)} = \frac{K_{o(SW_1) \text{ ANTES RPM}}}{K_{o(SW_1) \text{ DESPUES RPM}}} \quad \text{Ecuación 2}$$

Es importante tener en cuenta que el factor de resistencia residual (RRF) debe ser calculado en un mismo punto de saturación, por medio de las curvas de permeabilidad relativa, teniendo como finalidad acercarse a un estimativo real de la efectividad del tratamiento RPM cuando iguales proporciones de fluidos se encuentran en el medio poroso antes y después de la adsorción del polímero por parte de la formación. Ahora bien un RRF > 1 indica que la permeabilidad relativa de la fase mojante o fase no mojante según sea el caso, disminuye después de aplicar el tratamiento RPM y un RRF < 1 muestra el aumento en la permeabilidad de la fase que se está analizando. Aunque el tratamiento RPM es muy recomendado, efectivo y seguro para el control de la producción excesiva de agua, los cambios en el entorno tales como el pH, la salinidad o la baja presión alteran la efectividad y durabilidad del tratamiento. En otros términos, cualquier intervención de pozo luego del tratamiento, probablemente destruya parcial o completamente sus propiedades de control de agua.

Teniendo en cuenta lo anterior es importante destacar que para que la efectividad del tratamiento sea óptima, la reducción de permeabilidad tiene que ser desproporcionada, es decir, mayor reducción en la permeabilidad del agua y muy poca disminución en la

permeabilidad del aceite; para que esto se cumpla hay que aceptar la **hipótesis del efecto pared** (ver figura 6) que ocurre cuando polímeros de alto peso molecular son adsorbidos por la roca, por tanto plantea la relación existente entre la solución química y la roca (formación), cuando el tratamiento es adsorbido por la formación crea una capa de polímero hidrofílica a lo largo del medio poroso.

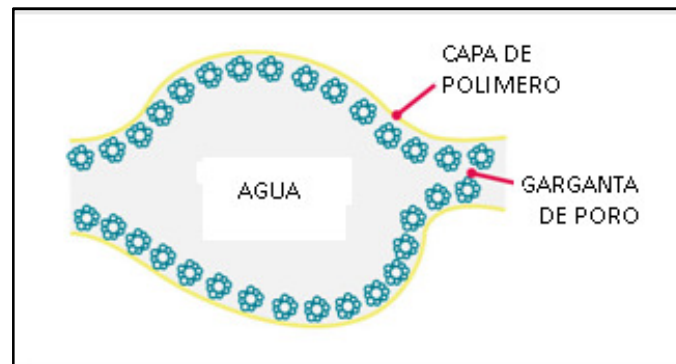


Figura 6. Representación esquemática del efecto de la capa de polímero adsorbida en un flujo de una sola fase. La capa de polímero reduce la garganta del poro causando una reducción de la permeabilidad.

Esta adsorción del tratamiento con polímero de parte del medio poroso estimula el **efecto de reducción del área transversal de flujo**.

Estos tratamientos son los que tienen mayor probabilidad de éxito en el control de agua cuando se los coloca correctamente y para grados de movilidad de petróleo/agua por debajo de 1000.

La estimación del espesor de la capa de polímero necesaria para reducir la permeabilidad puede ser útil para determinar si es o no razonable considerar un polímero con cualidades y características particulares, con el fin de optimizar el efecto del RPM y maximizar el tiempo de vida del tratamiento.⁵

Este tratamiento RPM también provoca el **efecto de lubricación** ya que mediante esta capa de polímero la rugosidad del medio poroso disminuye, haciendo más fácil el deslizamiento del hidrocarburo, además las películas de agua de los extremos ayudan al movimiento del petróleo por los canales del centro del sistema poroso, y por último inducirá unas **modificaciones en la humectabilidad del medio**.

1.7.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE UN RPM

Las trayectorias de flujo del agua y del aceite son diferentes, el agua fluye cerca a la superficie de la roca y los hidrocarburos tienden a fluir en el medio del canal poroso. Los polímeros atacan inmediatamente penetrando la matriz por simple atracción electrostática. El polímero ataca la roca disminuyendo la trayectoria del flujo de agua, con un mínimo efecto en la trayectoria del flujo de hidrocarburos. Es importante mencionar que una vez el polímero ataca la roca, este solo “restringe” el flujo de agua y no lo cierra completamente.

Una de las ventajas de estos sistemas (RPM), es que no requieren de una técnica especial para su instalación, adicionalmente no se necesita cerrar el pozo después del tratamiento por que la adsorción del polímero hacia la roca es inmediata.

Inicialmente los RPM se utilizaron para el control de agua, sin embargo, su aplicación va mucho más allá; son utilizados en trabajos de estimulación acida y como aditivos en fracturamiento hidráulico en zonas de agua cercanas.

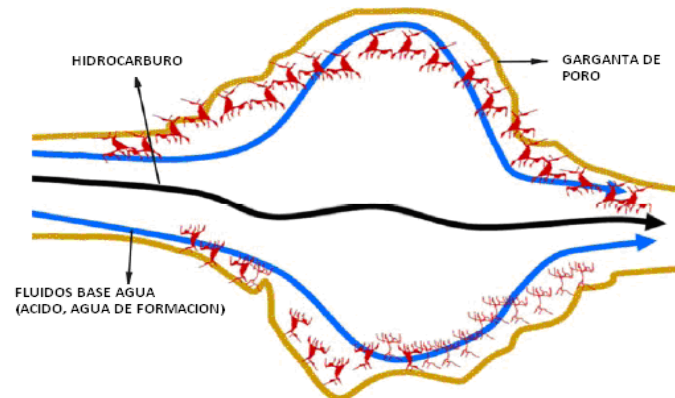


Figura 7. Principio de operación RPM.

1.7.2 CONSIDERACIONES INVOLUCRADAS EN LA APLICACIÓN DE UN TRATAMIENTO RPM

1.7.2.1 NATURALEZA QUÍMICA DEL POLÍMERO

La composición química del tratamiento RPM es importante en la efectividad del tratamiento; esta composición puede generar un substancial incremento en la viscosidad del solvente del tratamiento, obteniendo así, un incremento de la presión de inyección, lo que ocasiona muchas veces una menor profundidad de invasión del yacimiento. Se busca siempre lograr el mayor beneficio entre la profundidad de penetración del reservorio y una adecuada adsorción por parte del medio, proporcionando de esta forma una disminución en el corte de agua del pozo y un aumento en la rentabilidad del campo con respecto a la producción de hidrocarburos.

La mayoría de los tratamientos RPM usan polímeros orgánicos ramificados de un alto peso molecular. Las ramificaciones son cadenas preferentemente hidrofílicas y el polímero contiene grupos iónicos en los límites de las cadenas con el fin de atraer o repeler determinado tipo de superficies, sólidos suspendidos, compuestos químicos y el fluido de transporte. Es por esto que la composición química del tratamiento juega un papel importante en la adsorción del polímero.

1.7.2.2 ESTABILIDAD DE LA SOLUCIÓN POLIMÉRICA

La conservación y la efectividad del tratamiento estarán afectadas por las condiciones de trabajo, la naturaleza del polímero y la mineralogía de la roca. La estabilidad de los polímeros ramificados que componen los tratamientos RPM es función de la capacidad de fijación que posea la macromolécula por la superficie mineral. Es por esto que un polímero debe ser lo suficientemente estable ante la exhibición de altas temperaturas, ácido, ambientes oxidantes, hidrólisis, entre otros.

1.7.2.3 CONCENTRACIÓN Y PESO MOLECULAR DEL POLÍMERO

Un sistema RPM compuesto por polímeros de alto peso molecular es eficiente en controlar la producción de agua, sin necesidad de manejar altas concentraciones de polímero en el sistema⁸. Por esta razón, las variables más importantes en la realización del diseño del tratamiento con respecto al polímero serán el peso molecular y la estabilidad de la solución.

1.7.2.4 COMPOSICIÓN DE LA SALMUERA BASE

La composición del solvente del tratamiento es importante en la efectividad del tratamiento, esto ya ha sido determinado por otros autores como Chiappa Luisa⁹, mostrando que altas concentraciones de iones divalentes, tienen un efecto positivo en el aumento de la adsorción (polímero) en la formación.

1.7.2.5 PREFLUJOS

Los preflujos son básicamente tipos de surfactantes disueltos en salmuera que sirven como agentes de comunicación entre la formación y el polímero (RPM), aumentando la profundidad de invasión dentro del yacimiento. Algunas veces tienen un efecto negativo¹⁰, ya que en algunas secciones del núcleo, la presencia de surfactantes catiónicos o aniónicos, generan que el tratamiento pase por un costado de ellos, en búsqueda de una zona virgen donde se pueda adherir.

1.7.2.6 POSFLUJOS

Se utilizan principalmente para servir como tapón trasero del tratamiento, ayudando al tratamiento a ingresar a zonas que no hayan sido invadidas, logrando así una mayor tasa de desproporción en la reducción de la permeabilidad efectiva a las fases.

1.7.2.7 TIPOS DE LITOLOGÍA

La litología de la formación gobierna la selección del mejor candidato como tratamiento RPM, ya que las diferencias de litología, tamaño de grano y la interacción química, generan una mayor o menor área de contacto entre el polímero y la formación. Cuando se trabaja con formaciones muy arcillosas se debe, aplicar inhibidores de arcillas durante la inyección del tratamiento a la formación⁹.

1.7.2.8 HUMECTABILIDAD DE LA FORMACIÓN

La adherencia del polímero a la formación dependen en principio de las características humectables del medio, no es lo mismo utilizar fluido de transporte base aceite o agua, ya que la roca tendrá una afinidad diferente para cada uno de ellos. Se han realizado investigaciones sobre el papel que juega la humectabilidad del medio sobre el comportamiento de la adsorción.

1.7.3 CLASES DE MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA (RPM)

Varios modificadores de permeabilidad relativa se han probado en el laboratorio, y muchos de ellos están actualmente disponibles comercialmente. Los productos pueden ser clasificados en dos familias principales: polímeros y microgeles. Los polímeros son largas cadenas lineales. Los microgeles son especies más rígidas debido a la existencia de entrecruzamiento de las cadenas moleculares. Los microgeles están ahora disponibles en varios tamaños en rangos desde 0.3 a 2.0 micrones.

Los microgeles son más resistentes que los polímeros, teniendo fuerte resistencia a condiciones de corte, como a altas temperaturas (hasta 165 °C), alta salinidad y ambientes químicos severos (presencia de CO₂, H₂S). También las grandes cadenas de algunas especies de microgeles permiten el revestimiento de la superficie de la roca con una capa adsorbida de mayor espesor que los polímeros convencionales.⁶

Como se mencionó anteriormente, los RPM pueden ser sistemas de polímeros hidrofílicos solubles en agua. Los polímeros se forman por reacciones químicas en las que un gran número de moléculas llamadas monómeros se unen secuencialmente, formando una cadena. A continuación se muestran los tipos de **polímeros** utilizados con el fin de modificar las permeabilidades relativas de los fluidos en el yacimiento:

La poliacrilamida es un polímero de condensación con una propiedad inusual y útil. La estructura de la poliacrilamida es similar a la del polietileno, pero tiene un hidrogeno por cada carbón sustituido por un grupo amida, CONH₂. La molécula está compuesta de repeticiones de unidades -CH₂-CH (CONH₂)-. Los grupos amida permiten la vinculación entre cadenas de polímeros. El grupo CONH₂ de una molécula puede reaccionar con el mismo grupo de otra molécula, formando un vínculo entre ellos con la estructura-CONHCO. Esto produce una red de cadenas de polímeros, más bien como una esponja pequeña. Los grupos amidas no enlazados, debido al contenido de grupos NH₂, pueden formar enlaces de hidrogeno con agua. Estas poliacrilamidas pueden absorber muchas veces su masa en agua, y podrá liberar el agua adsorbida si la sustancia que interfiere con el enlace de hidrogeno es adicionada. Sustancias iónicas, como la sal, causan que las poliacrilamidas liberen su agua adsorbida.

La poliacrilamida fue uno de los primeros polímeros que se utilizaron para saber si su carácter hidrofílico se podía utilizar como un RPM funcional. Se uso para operaciones de inyección. La poliacrilamida no es térmicamente estable a 175 ° F.⁷

Hmpolydmaema, trabaja muy bien para formaciones con alta permeabilidad, reduce la permeabilidad al agua (casi 80%), en un rango de temperaturas que oscilan entre 90 a 200° F.

Geles El proceso de formación del gel depende del sistema químico usado, la forma de mezclar sus componentes y la velocidad de la reacción química. Se pueden inyectar los productos químicos mezclados en superficie, o ser inyectados por separado de forma secuencial, de esto depende si la reacción ocurre en el camino de superficie a subsuelo o lo más común, que ocurra en el yacimiento. El tiempo necesario para que ocurra la reacción química que genera la formación del gel es variable, dependiendo del tipo de agente entrecruzador (“Crosslinked”), la concentración y características de la solución polimérica, así como de otras variables del sistema como la temperatura y la resistencia a fluir; por esto, el volumen de reactivos bombeado debe ser diseñado para ser compatible con estas características.

La solución inyectada al yacimiento puede prepararse de diferentes maneras dependiendo del sistema que se tenga. En algunas aplicaciones, los reactivos, se mezclan en superficie. Las soluciones que los contienen, se hacen pasar a través de un mezclador en línea antes de llegar al pozo. En este tipo de proceso, la reacción entre el entrecruzador y la solución polimérica se lleva a cabo en el yacimiento.

Otro procedimiento usado con biopolímeros, consiste en mezclar las soluciones en tanques en la superficie, antes de la inyección. En este caso la reacción comienza en superficie y se desarrolla completamente en el yacimiento. El tercer y último procedimiento consiste en inyectar al yacimiento las soluciones en forma de baches, con el fin de que la mezcla y la reacción se lleven a cabo en el yacimiento.

3. APLICACIÓN DEL MODIFICADOR DE PERMEABILIDAD RELATIVA (RPM) EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Se estudia el comportamiento de la inyección de modificadores de permeabilidad relativa (RPM) en sistemas que presentan o no fracturas, evaluando el impacto de algunas propiedades de interacción roca-fluido en el desempeño del proceso de modificación de la permeabilidad del yacimiento, por medio de polímeros o de geles.

Como se mencionó anteriormente en la actualidad la industria petrolera cuenta con un problema de grandes proporciones. En los pozos productores la cantidad de hidrocarburo que se produce no es el deseado, es decir, el hidrocarburo que se puede extraer del yacimiento no se está produciendo en su totalidad, esta eficiencia es disminuida debido a las grandes cantidades de agua presentes en el yacimiento, que se producen en proporciones mucho mayores que el hidrocarburo, en conclusión el agua le quita el espacio al petróleo para que pueda fluir a superficie. En los pozos inyectores el problema se identifica cuando las zonas productoras poseen diferente permeabilidad, entonces el mayor porcentaje de agua inyectada, circula por la zona con menos restricción y mayor capacidad de permitir su flujo, que es la zona de alta permeabilidad; en esta zona el barrido del hidrocarburo es eficiente y óptimo, por tanto la saturación de petróleo disminuye; pero en las zonas de baja permeabilidad, el agua inyectada que fluye es mínima por tanto el barrido de hidrocarburo no es el óptimo, presentando aun zonas de alta saturación de aceite. Ahora bien, en algunos pozos el fracturamiento hidráulico se convierte en el método principal de mejoramiento del perfil de producción; al momento de realizar la fractura es bombeado el gel entrecruzador (“cross-linked”) que ayuda a desplazar el propano, posteriormente crea una capa en las paredes que tiene como función mantener la fractura abierta e impedir filtración, dándole sostén a la misma, pero al tener el pozo un alto corte de agua, se puede generar canalización, ocasionando una producción alta de agua y pobre de petróleo.

Para los problemas que se mencionaron anteriormente se ha venido desarrollando una tecnología que permite alternativas que dan solución a estas dificultades, los llamados modificadores de permeabilidad relativa; en los pozos productores, lo que hacen es adherirse a la superficie de la roca formando una capa generalmente de polímero, que adsorbe el agua reduciendo su permeabilidad y permitiendo el flujo de petróleo por el centro del medio poroso. En los pozos inyectores estos RPM lo que hacen es taponar el medio poroso de la zona de alta permeabilidad, restringiendo el flujo del agua inyectada, ocasionando que esta agua se tenga que desviar a las zonas de menor permeabilidad, optimizando el barrido del hidrocarburo¹¹. En las fracturas también actúan obstruyendo el flujo del agua, es decir, imparten control de las pérdidas de fluidos de la roca (lo que mejora los resultados del fracturamiento) y taponando las zonas aledañas a la misma, este polímero es inyectado muchas veces durante el proceso de fracturamiento junto al gel entrecruzador (“cross-linked”) y ayuda al sostén de la fractura.

En resumen, la inyección de modificadores de permeabilidad relativa en yacimientos con alto corte de agua o yacimientos sometidos a proyectos de recuperación secundaria con agua, ayuda principalmente a:

- Sellar completamente zonas ladronas y fracturas.
- Reducir la producción de agua (RAP).
- Corregir o prevenir las ineficiencias de barrido, construyendo nuevos caminos de flujo en zonas no drenadas.
- Aumentar el factor de recobro de aceite.
- Mejorar de forma eficiente los perfiles de inyección y producción.

A continuación se explicara de manera más detallada cada uno de los problemas mencionados anteriormente en los diferentes sistemas presentes en un yacimiento y las soluciones que proporcionan los modificadores de permeabilidad relativa (RPM).

3.1 RPM EN POZOS INYECTORES

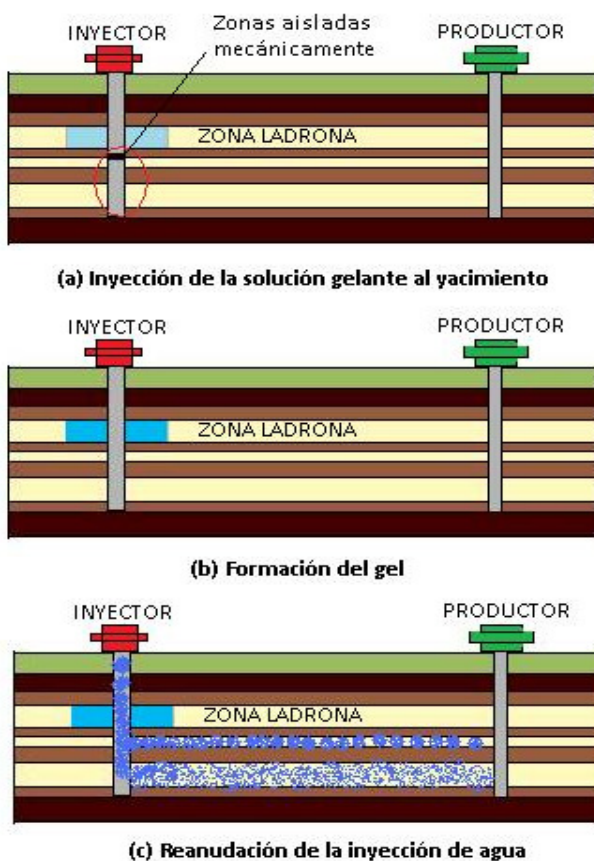


Figura 8. Inyección del modificador de permeabilidad relativa en un pozo inyector de agua sin flujo cruzado.

En el marco de la producción de petróleo en el mundo, existe un alto porcentaje que corresponde a la aplicación de procesos de inyección de agua, que buscan desplazar el aceite del yacimiento incrementando el factor de recobro. Sin embargo, cuando se implementan procesos de inyección se presentan varios problemas asociados a la permeabilidad de las capas del yacimiento, pues aquellas que poseen valores más elevados se constituyen en canales preferenciales de flujo, que reciben la mayor cantidad del agua inyectada, dejando un gran volumen de aceite residual en las capas que poseen permeabilidades menores.

El uso de RPM (gel o polímeros) taponantes, fluidos de alta viscosidad que pueden ser bombeados al yacimiento, han surgido como una alternativa para estos problemas, al ubicarlos en las capas de mayor permeabilidad, impidiendo el flujo y haciendo que el agua inyectada se desvíe y barra las zonas que poseen altas cantidades de aceite remanente. El reto en la aplicación de esta tecnología, consiste en lograr que los RPM sean

ubicados en la posición correcta del yacimiento, es decir, en las zonas de alta permeabilidad que ya han sido barridas por una primera fase de inyección de agua, consiguiendo un aislamiento efectivo de éstas, y evitando al máximo que el efecto aislante de los gels alcance las zonas de menor permeabilidad.

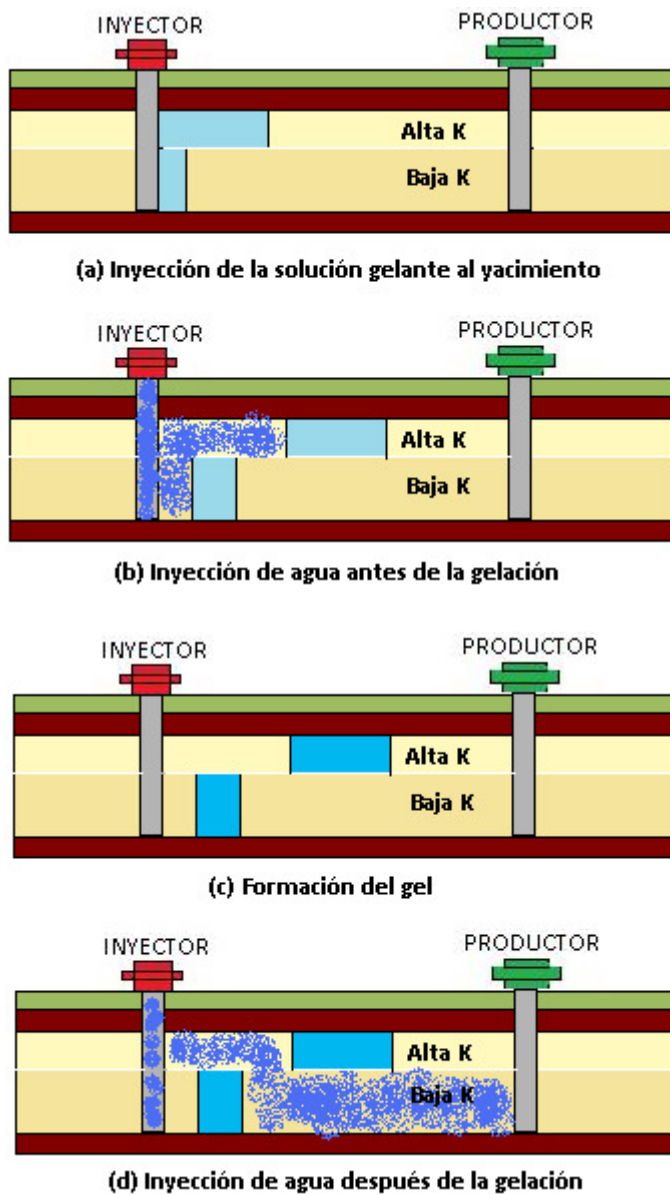


Figura 9 Inyección de modificadores de permeabilidad relativa en yacimientos con flujo cruzado (fuente:)

yacimiento. Por último se reactiva la inyección de agua, que fluirá por las zonas de baja permeabilidad optimizando la eficiencia del barrido volumétrico del hidrocarburo, mejorando el recobro y la producción de petróleo, la zona ladrona queda completamente taponada por la acción del gel que actúa como modificador de permeabilidad relativa (figura 8c).

Ahora se estudiará el comportamiento de un tratamiento de modificación de permeabilidad relativa en yacimientos en los cuales la comunicación entre capas existe, es decir, un yacimiento con flujo cruzado. Esta situación puede ocurrir en algún grado en la mayoría de yacimientos, por lo que es importante estudiar y caracterizar su efecto en los proyectos

Se debe tener en cuenta que la presencia o ausencia de barreras de "shale" entre las zonas de inyección, determinan que el flujo de fluidos en el yacimiento sea o no un flujo cruzado. Teniendo en cuenta lo anterior, el mecanismo de aplicación del tratamiento RPM cambia; en un sistema donde no hay flujo cruzado, es decir existen barreras de shale, debido a que la zona de alta permeabilidad está tomando toda el agua inyectada (por esto es llamada zona ladrona), se recurre a la inyección de un modificador de permeabilidad relativa en este caso una solución gelante (solución de polímero, agua y un agente entrecruzador), para que el gel no actúe en las zonas de menor permeabilidad, estas se aíslan mecánicamente (figura 8a). El proceso de formación del gel depende del sistema químico usado, la forma de mezclar sus componentes y la velocidad de la reacción química (figura 8b). Se pueden inyectar los productos químicos mezclados en superficie o ser inyectados por separado de forma secuencial, de esto depende si

la reacción ocurre en el camino de superficie a subsuelo o lo más común, que ocurra en el

de inyección de rpm. El proceso de un tratamiento con gel en yacimientos donde el flujo cruzado es similar al explicado para yacimientos en los que la comunicación entre capas no ocurre. Cuando se inyecta el gel en la zona de alta permeabilidad una parte de este gel taponará la zona de baja permeabilidad reduciendo la efectividad del tratamiento, ya que cuando se inyecte el agua no podrá fluir y no habrá barrido del petróleo (figura 9a).

Por tanto la única variante consiste en realizar una inyección de agua posterior (postflujo) a la ubicación del gel en el yacimiento y antes de que la etapa de gelación se lleve a cabo, con el fin de desplazar la solución lo más lejos que sea posible del pozo (figura 9b). Al inyectar el agua antes de la formación del gel, esta se irá por la zona ladrona, es decir, por la zona de mayor permeabilidad, desplazando el gel para que haya una comunicación entre las capas de la formación, una vez formado el gel, pueda existir un flujo cruzado entre las zonas.

Como se observa en la figura 9, las zonas de baja permeabilidad no son aisladas durante el tratamiento, debido a que en yacimientos con flujo cruzado esto no trae beneficio alguno, por lo que el gel entra libremente en todas las zonas abiertas. Una vez las soluciones gelantes se han desplazado lejos del pozo en cada una de las capas, la formación de la gel se lleva a cabo (figura 9c). Finalmente se realiza la reactivación de la inyección de agua; es importante resaltar que entre las capas queda un camino disponible por donde el agua que entra a la zona de alta permeabilidad puede moverse hacia la zona de menor permeabilidad, contactando rápidamente el aceite y barriéndolo eficientemente. Adicional a esto, el aceite desplazado desde la zona de menor permeabilidad puede cruzarse en la zona más permeable, alcanzando al pozo productor más rápidamente (figura 9d).

El esquema del proceso de inyección del modificador de permeabilidad relativa en campo puede verse limitado, ya que es difícil desplazar la solución gelante a grandes distancias. Esta profundidad de desplazamiento dependerá del tiempo de formación de gel de la solución inyectada. Si la zona contiene una fractura de conductividad alta, la solución penetrará distancias grandes en el yacimiento antes de la formación de gel. Sin embargo, si el canal presenta una capa de permeabilidad baja, se necesitarán tiempos de formación de gel muy grandes (algunos meses) antes de que la solución pueda desplazarse una distancia significativa. Gracias a varias investigaciones se ha llegado a la conclusión que el proceso es más eficiente cuando se utilizan fluidos de viscosidad baja a moderada, ya que se observa un menor efecto del flujo cruzado, es decir la comunicación entre las capas va a ser menor, por tanto la solución gelante casi en su totalidad se depositará en la zona de alta permeabilidad y como tal el daño a las zonas menos permeables va ser mucho menor.

2.2 RPM EN POZOS PRODUCTORES

El control de agua en pozos productores es un problema de gran impacto a través del mundo en yacimientos maduros en edad y producción. Hay mucho interés en el desarrollo de técnicas que puedan ser usadas para reducir la producción de agua con un mínimo efecto en la producción de aceite. Algunas rocas porosas, cuando son tratadas con soluciones de polímeros o geles, muestran reducción de la permeabilidad del agua con un pequeño efecto en la permeabilidad de aceite. Esta propiedad se denomina selectiva o

reducción desproporcionada de permeabilidad. Es probable que un gel (o polímero) teniendo esta propiedad pueda causar una mínima reducción en la producción neto de petróleo, incluso si el gel entra a las zonas productoras de petróleo durante la colocación. La implicación de esta característica es que la protección o aislamiento de las zonas productoras de petróleo durante la colocación del gel no es necesaria¹².

A parte de la reducción de permeabilidad relativa, este mecanismo (RPM) reduce la movilidad del agua en el medio poroso. La reducción de permeabilidad relativa está basada en la teoría del efecto de pared, esta teoría concluye que una capa delgada o una película de gel cubre la pared del poro y la garganta del poro que a su vez disminuye el tamaño actual del poro.

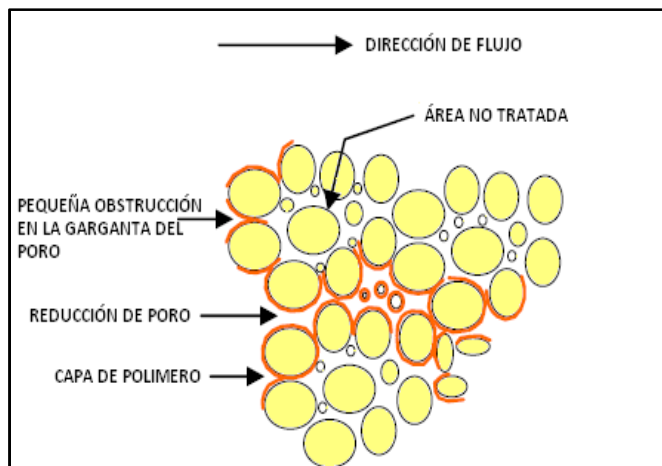


Figura 10. Distribución esquemática de la capa de polímero en la pared del poro de las regiones porosas tratadas. (Fuente: SPE 114432).

El espesor del polímero depende del porcentaje de la reducción de permeabilidad de agua, por tanto su espesor incrementa con una posterior reducción de la movilidad del agua; la movilidad del agua se reduce con el incremento de la concentración del polímero. Por otra parte, la reducción desproporcionada de la permeabilidad depende de la cantidad de polímero dispersa o adsorbida por el medio poroso. De acuerdo al empleo de un compuesto químico en **particular con alta concentración** puede no penetrar en la formación uniformemente saturando la mayoría de los espacios porosos¹³.

El polímero inyectado comenzara a construir su capa en la superficie de los granos de la roca, algunos poros pequeños están muy cercanos entre sí, lo cual crea un obstáculo para que el polímero fluya, Por tanto el flujo de polímero se detiene y no encuentra otro camino, Algunos poros que quizás estén localizados atrás de estos poros podrían no tratarse (figura 10).

Hay una necesidad de mejorar la previsibilidad de tratamiento de gel en pozos productores. Aunque varios estudios se han centrado en los mecanismos de reducción desproporcionada de permeabilidad, el mecanismo de modificación desproporcionada de la permeabilidad no es entendido.

El periodo corto de perdurabilidad del tratamiento RPM es debido a la mala dispersión del polímero en la roca de la formación; como el tamaño del poro y la garganta de poro de la matriz del reservorio son diferentes, inyectando un solo producto químico que pueda formar una capa delgada constante, puede únicamente conectar los poros minúsculos y reducir el tamaño efectivo de los poros, consecuentemente después del tratamiento, los poros que se esconden tras los poros taponados quedan como si fueran un área no

tratada, como se observa en la figura 10. Con el fin de mejorar el rendimiento del tratamiento modificador de permeabilidad relativa (RPM) se utiliza una técnica de inyección secuencial de RPM en pozos afectados. Esta técnica considera la inyección de un RPM simple en la matriz del reservorio sin ocupar todo el espacio poroso del reservorio, porque como el RPM inyectado podría formar una película constante en los granos de la roca reservorio que puede obstruir pequeños poros y reducir el tamaño efectivo de los poros, el objetivo de este método es el de obtener una tasa alta de dispersión de polímeros sobre los granos de la roca reservorio para mejorar el rendimiento del tratamiento RPM.

3.3 RPM EN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El control de la producción de agua se ha convertido en un factor clave en la mayoría de los campos maduros de petróleo alrededor del mundo. Históricamente, la habilidad para controlar la producción de agua, en conjunto con tratamientos de fracturamiento, ha sido lograda a través de perforación selectiva, o mediante técnicas de aislamiento mecánico que requieren costosas intervenciones de pozos. Como resultado, uno podría terminar con un productor de agua después del fracturamiento, debido a que la fractura de alta conductividad alcanza el acuífero (capa freática) o la zona de transición aceite/agua (análogo a tener una alta permeabilidad vertical), y también a radios de movilidad agua/aceite desfavorables. Para convertir la técnica de fracturamiento como opción válida para estos yacimientos marginales, es necesario realizar tratamientos de control de agua.

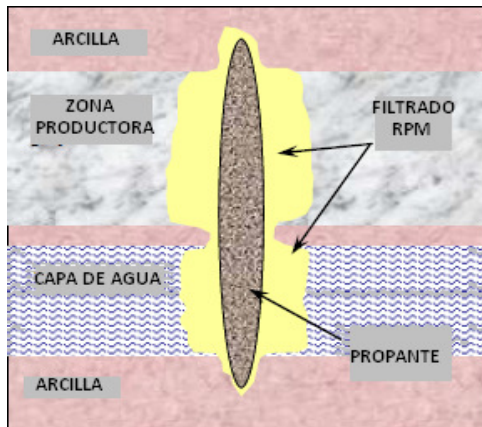


Figura 11 Después de generada la fractura, el preflujó del tratamiento RPM invade la cara de la fractura.

El fracturamiento hidráulico es una técnica usada para: 1) permitir una migración de petróleo y gas con mayor libertad hacia el pozo productor mediante la generación de un canal conductivo en la roca de la formación; o 2) para inyectar fluidos con mayor facilidad hacia la formación en un pozo inyector. Esta técnica se usa desde la década de los 40 y ha sido desde entonces constantemente mejorada. Involucra la inyección de fluido a la formación a presiones que son suficientemente altas para quebrar/fracturar la formación. Para mantener la fractura que se generó abierta, después de la presión de inyección, es necesario utilizar material granulado, al cual se le denomina “propante” o “agente de sostén”, estos varían desde arena natural hasta materiales sintéticos, los

cuales son transportados dentro de la fractura generada por medio de un fluido el cual posee características necesarias para este fin.

Con la demanda mundial de producción adicional de hidrocarburos que incrementa todos los años, más yacimientos marginales están siendo explorados, especialmente yacimientos de baja o muy baja permeabilidad. El fracturamiento hidráulico es el método más efectivo para mejorar la producción de hidrocarburos en yacimientos de petróleo de baja permeabilidad, sin embargo la mayoría de pozos seleccionados para la estimulación son considerados de alto riesgo debido al significativo incremento del corte de agua después de la estimulación. Generalmente hay dos razones principales para el incremento en la producción de agua: (1) la propagación de la fractura hacia zonas

saturadas de agua causado por la ausencia de barreras y (2) el fenómeno de conificación de agua causado por la caída de presión a través de canales de fracturas altamente conductivas durante el periodo de explotación.

Recientemente, los modificadores de permeabilidad relativa (RPM) han mostrado ser un método efectivo para mejorar el recobro de aceite, especialmente bajo condiciones de flujo lineal alcanzado después del fracturamiento. Esta técnica está siendo usada ampliamente en todo el mundo, con muchos casos exitosos publicados en la literatura. Cuando son adecuadamente diseñados y aplicados, los tratamientos RPM incrementarán la rentabilidad del pozo, mejorando la relación agua-aceite (WOR), reduciendo los costos de administrar el agua y los impactos ambientales.

Para trabajos de fracturamiento hidráulico se usan modificadores de permeabilidad relativa (RPM) llamados HMWSP (Polímeros solubles en agua modificados hidrofóbicamente), cuyo propósito es reducir la permeabilidad efectiva al flujo de agua, sin cambiar significativamente el flujo de hidrocarburos. Este fluido RPM puede ser bombeado como un pre-flujo a los tratamientos de fracturamiento. Bajo condiciones de la formación, los HMWSP disminuyen la permeabilidad efectiva de la roca al agua con poco efecto sobre la permeabilidad de hidrocarburos. Esto es crucial ya que permite la producción de más grandes volúmenes de aceite sin cantidades inaceptables de producción de agua asociada ¹³.

✓ **POLÍMEROS SOLUBLES EN AGUA MODIFICADOS HIDROFÓBICAMENTE (HMWSP)**

Las propiedades de la solución como reología y viscosidad de polímeros solubles en agua iónicos y no iónicos, son modificadas cuando grupos hidrófobos son introducidos dentro de las cadenas de polímeros (McCormick et al. 1989; Taylor y Nasr-El-Din 1998). El factor principal, responsable de la modificación de propiedades es la tendencia asociativa entre los grupos hidrófobos cuando son puestos en medios acuosos.

3.4 METODOLOGÍA DE ESTIMULACIÓN CONVENCIONAL CON FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

3.4.1 INYECCIONES “ PREFRAC” (ANTES DEL FRACTURAMIENTO)

Una inyección lineal inicial de un gel es desarrollada para establecer la inyección de la formación, la caída de presión de la formación, y ubicar un fluido polímero en el pozo antes de bombear el gel entrecruzador (cross-linked).

Una prueba “minifrac” (“pump-in/shut-in”) es desarrollada con el gel entrecruzador (“cross-linked”) usado en los principales tratamientos de fracturamiento a la tasa de flujo diseñada. Una vez el bombeo es completado, la declinación de presión de apertura es monitoreada. La presión de cierre, eficiencia del fluido y crecimiento de la fractura, son determinadas usando procedimientos de análisis. Pruebas de laboratorio han mostrado que la eficiencia del fluido incrementa cuando el HMWSP está presente en el gel de fracturamiento.

3.4.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE CANDIDATOS

El buen conocimiento del yacimiento es clave para casi todos los tipos de trabajos de estimulación. Pero para tratamientos que también requieren control de agua, este criterio se convierte en un punto crítico. La incapacidad para abordar el problema de producción de agua puede conducir a la disminución de la producción de petróleo acompañado de un incremento significativo de la intrusión de agua¹⁴.

3.4.3 IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA

Este sistema usa un polímero HMWSP que puede ser bombeado como una solución por delante de la fractura principal o en el tratamiento completo como un aditivo al fluido de estimulación y fracturamiento para ayudar a limitar la intrusión de agua dentro de la fractura creada. El polímero usado en la fractura está diseñado para reducir selectivamente la movilidad del agua de áreas donde ha ocurrido una fuga. El sistema químico HMWSP tiene un pequeño impacto sobre la permeabilidad efectiva al aceite o gas. La tecnología trabaja mejor en yacimientos que no han sido barridos, intervalos de baja saturación de agua que pueden ser contactados con un tratamiento de fracturamiento.

Los tratamientos más efectivos son para pozos con empuje hidráulico o radios de movilidad bajos o yacimientos estratificados con distintas barreras de permeabilidad vertical. Para ser efectivos, los polímeros de fracturamiento HMWSP deben contactar la mayoría de las caras de las fracturas creadas. El sistema es diseñado para inhibir el flujo de agua dentro de la fractura hidráulica mientras permite el flujo de aceite y gas. Por lo tanto, el tratamiento debería ser más efectivo para incrementar el flujo de hidrocarburos en intervalos con bajas saturaciones de agua, y reducir el flujo de agua en intervalos con altas saturaciones de agua.

3.4.4 ASPECTOS GENERALES DE LA IMPLEMENTACIÓN

Esta tecnología necesita de mínimos cambios en los procedimientos cuando es aplicada en fracturamiento convencional. Los procedimientos para mezclar los materiales en el sitio son simples. La calidad del fluido de fracturamiento y el desempeño del fluido de fracturamiento están comprometidos. En presencia de tendencias de formación de incrustaciones, es posible usar esta tecnología en conjunto con tratamientos de inhibición de incrustaciones durante las operaciones de fracturamiento. La secuencia de operaciones más recomendada para desarrollar el tratamiento de fracturamiento con el HMWSP es el siguiente:

- Evaluación de registros.
- Diseño del tratamiento.
- Pruebas de laboratorio.
- Inyecciones “prefrac” (Formation breakdown injection, SRDT, minifrac)
- Tratamiento principal (con almohadilla de HMWSP).
- Análisis después del trabajo.

4. ROL DE LA INTERACCIÓN POLÍMERO- ROCA

La importancia en tratamientos RPM's radica en la formación de una capa de polímero adsorbida sobre la superficie del poro. Esta adsorción del tratamiento con polímero por parte del medio poroso, estimula el efecto de reducción del área transversal de flujo; si hablamos de un flujo de una sola fase se evidencia que la capa de polímeros adsorbidos tiene un espesor significativo que reduce la sección transversal de la garganta del poro, lo que conlleva a una disminución de la permeabilidad absoluta del núcleo y provoca un aumento en la resistencia a fluir, como se muestra en la figura 12.

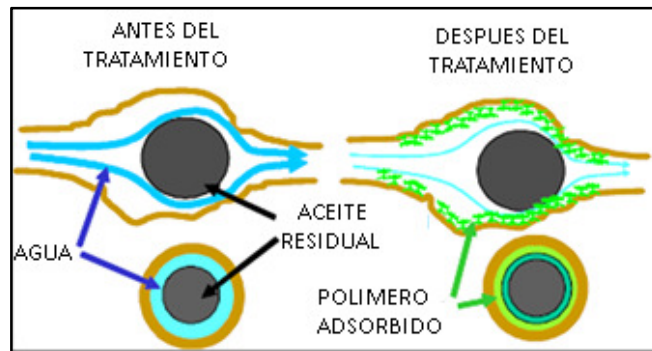


Figura 12. Formación de la capa de polímero (fuente: CIPM)

Es más efectivo en formaciones de baja permeabilidad donde el espesor de la capa adsorbida es comparable con la sección de garganta de poro, esta efectividad se puede determinar con un mismo espesor de la capa de polímero en formaciones que difieren en su permeabilidad, por tanto se puede definir una relación de proporcionalidad inversa, es decir, entre menor sea la permeabilidad de la formación mayor va a ser la reducción del paso de fluido por la garganta del poro (permeabilidad).

Ahora bien cuando se presenta un flujo de dos fases se establece que el espesor de la capa de polímero se reduce cuando hay invasión de aceite, debido que la presión capilar durante el flujo de petróleo provoca que la capa de polímero expulse agua lo que hace que esta se encoja y pierda efectividad a la hora de reducir la permeabilidad, como se muestra en la figura 13.

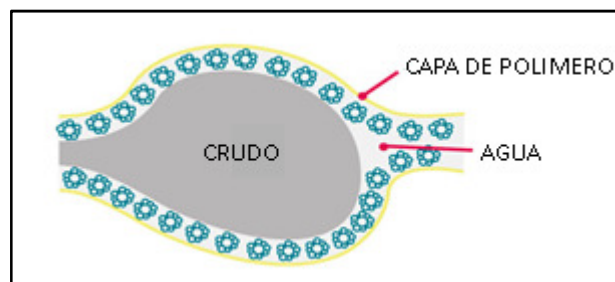


Figura 13 Representación esquemática del efecto de la capa de polímero adsorbida en un flujo de una sola fase. La capa de polímero reduce la garganta del poro causando una reducción de la permeabilidad.

La estimación del espesor de la capa de polímero necesaria para reducir la permeabilidad puede ser útil para determinar si es o no es razonable considerar un polímero con cualidades y características particulares, con el fin de optimizar el efecto del RPM y maximizar el tiempo de vida del tratamiento.¹⁶

Por esta razón se han deducido relaciones para estimar este espesor de la capa del polímero, a continuación se muestran dos modelos matemáticos con este fin.

4.1 MODELO ANIELLO MENNELLA¹⁷ (SPE 72056)

$$h_p = f(\Delta)\sqrt{K} \quad \text{Ecuación 3}$$

Dónde:

h_p : Espesor de la capa de polímero

K: Permeabilidad de la formación

Δ : Reducción deseable de permeabilidad

$$\Delta = 100 \left(\frac{K - K_p}{K} \right) \quad \text{Ecuación 4}$$

Aplicando el anterior modelo matemático a núcleos con diferentes valores supuestos de permeabilidad absoluta antes y después de la aplicación del tratamiento con el modificador de permeabilidad relativa, se analizó el espesor de la capa de polímero tomando como referencia su efecto sobre la reducción de permeabilidad. Todos los cálculos se hacen teniendo en cuenta un mismo punto de saturación de agua.

Se propusieron unas permeabilidades efectivas al agua, antes de la aplicación del tratamiento RPM de 100, 200, 500, 1000 md y se determinó la reducción deseable de permeabilidad, variando la permeabilidad después del tratamiento (k_p) con valores desde 1 a 100, 1 a 200, 1 a 500, 1 a 1000 md, respectivamente.

En el caso de la permeabilidad efectiva al agua de 100 md, la reducción mínima que se puede esperar después de la aplicación del polímero no es de 100 md. En el caso de que el tratamiento no hubiera hecho efecto se esperaría que no hubiera capa de polímero. No obstante al desarrollar el modelo matemático, se encontró que si se supone una reducción de permeabilidad del 100% ($K_p = 100$ md) hay un efecto contrario al esperado, es decir, el espesor de la capa de polímero arroja un valor negativo. Ver tabla a continuación,

| DATOS | Kp | Δ | F (Δ) | hp (m) | hp (μ m) |
|-------|--------|----------|----------------|-------------|---------------|
| | | | | | |
| 1 | 1 | 0.99 | 24.0410499 | 7.55256E-06 | 7.552563838 |
| 2 | 2 | 0.98 | 23.63404945 | 7.4247E-06 | 7.424703498 |
| 3 | 3 | 0.97 | 23.23011449 | 7.29781E-06 | 7.297806186 |
| 4 | 4 | 0.96 | 22.82924329 | 7.17187E-06 | 7.171871366 |
| 5 | 5 | 0.95 | 22.43143425 | 7.0469E-06 | 7.046898528 |
| 6 | 6 | 0.94 | 22.03668581 | 6.92289E-06 | 6.922887191 |
| 7 | 7 | 0.93 | 21.64499655 | 6.79984E-06 | 6.7998369 |
| 8 | 8 | 0.92 | 21.25636511 | 6.67775E-06 | 6.677747233 |
| 9 | 9 | 0.91 | 20.87079024 | 6.55662E-06 | 6.556617797 |
| 10 | 10 | 0.9 | 20.48827079 | 6.43645E-06 | 6.43644823 |
| 11 | 15 | 0.85 | 18.62147214 | 5.84999E-06 | 5.849988153 |
| 12 | 20 | 0.8 | 16.83095102 | 5.28749E-06 | 5.287490879 |
| 13 | 25 | 0.75 | 15.11670104 | 4.74895E-06 | 4.748954398 |
| 14 | 30 | 0.7 | 13.47881334 | 4.23441E-06 | 4.234407342 |
| 15 | 35 | 0.65 | 11.91749819 | 3.74392E-06 | 3.743915773 |
| 16 | 40 | 0.6 | 10.43311359 | 3.27759E-06 | 3.277592151 |
| 17 | 45 | 0.55 | 9.026203716 | 2.83561E-06 | 2.835607433 |
| 18 | 50 | 0.5 | 7.697552134 | 2.41821E-06 | 2.41820778 |
| 19 | 55 | 0.45 | 6.448257503 | 2.02574E-06 | 2.025738337 |
| 20 | 60 | 0.4 | 5.279844953 | 1.65868E-06 | 1.658678229 |
| 21 | 65 | 0.35 | 4.194437107 | 1.31769E-06 | 1.317694283 |
| 22 | 70 | 0.3 | 3.195030723 | 1.00373E-06 | 1.003727941 |
| 23 | 75 | 0.25 | 2.285975276 | 7.18146E-07 | 0.7181456 |
| 24 | 80 | 0.2 | 1.473878485 | 4.63023E-07 | 0.463023096 |
| 25 | 85 | 0.15 | 0.769550318 | 2.41756E-07 | 0.241756409 |
| 26 | 90 | 0.1 | 0.193071308 | 6.06539E-08 | 0.060653897 |
| 27 | 92.079 | 0.079184 | 1.10284E-05 | 3.46462E-12 | 3.46462E-06 |

Tabla 1. Reducción mínima de permeabilidad esperada, según Aniello Mennella (k=100 mD).

Por tanto el valor mínimo esperado de permeabilidad después del tratamiento será el que arroje un espesor de capa de polímero cercano a cero. A continuación se muestra la permeabilidad mínima después de la inyección de polímero para cada una de las permeabilidades absolutas:

| K (md) | Kmax (md) | Kmin (md) |
|--------|-----------|-----------|
| 100 | 1 | 92.079 |
| 200 | 1 | 184.16 |
| 500 | 1 | 460.41 |
| 1000 | 1 | 920.82 |

Tabla 2. Modelo según Aniello Mennella.

Donde;

K: permeabilidad efectiva al agua.

Kmax: permeabilidad máxima después del tratamiento.

Kmin: permeabilidad mínima después del tratamiento.

4.1.1 MUESTRA DE CÁLCULO

✓ Para K = 100 md.

Nota: Todos los cálculos se hacen en un mismo punto de saturación de agua Sw.

Si se toma una permeabilidad de polímero (Kp) de 50 md, se logra una reducción de permeabilidad del 50%.

$$\Delta = 100 \left(\frac{K - K_p}{K} \right)$$
$$\Delta = 100 \left(\frac{100 - 50}{100} \right) \quad \Delta = 50\%$$

Con esta reducción de permeabilidad se calcula una función f (Δ) que está dada por la siguiente aproximación polinomial:

$$f(\Delta) = \sum_{j=1}^{10} a_j \Delta^j \quad \text{Ecuación 5}$$

Los coeficientes aj están detallados a continuación;

| | |
|----------------------|-----------------------|
| PERMEABILIDAD K (mD) | 100 |
| PERMEABILIDAD K (m2) | 9.8692E-14 |
| CONSTANTES Aj | |
| 1 | -3.663886982790590000 |
| 2 | 9.642289638912570000 |
| 3 | 10.205351947338700000 |
| 4 | 5.804776256337330000 |
| 5 | 1.977814691528980000 |
| 6 | 0.422869267562918000 |
| 7 | 0.057201801762721100 |
| 8 | 0.004475259386563950 |
| 9 | 0.000221307099690862 |
| 10 | 0.000004421168617510 |

Tabla 3. Constantes Aj, modelo según Aniello Mennella.

$$f(50) = \sum_{j=1}^{10} a_j \Delta^j$$

$$f(50) = 7.697552134$$

Una vez se tiene el valor de la función $f(\Delta)$, se calcula el espesor de capa;

$$h_p = f(50)\sqrt{K}$$

$$h_p = 7.697552134 * \sqrt{9.8692 * 10^{-14}}$$

$$h_p = 2.41821 * 10^{-6} \text{ m (2.41821 } \mu\text{m)}$$

La grafica siguiente muestra el comportamiento del espesor de la capa de polímero en relación con la reducción de permeabilidad.

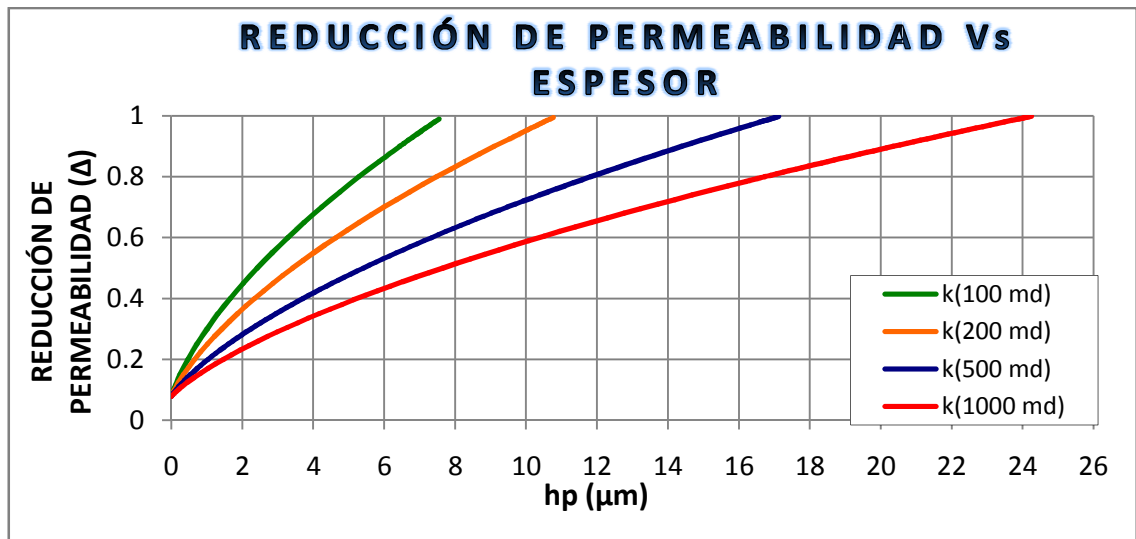


Gráfico 1. Reducción de permeabilidad Vs Espesor.

En esta grafica podemos observar que a medida que la reducción de permeabilidad se hace mayor el espesor de capa de polímero crece, de lo que se puede inferir que la eficiencia del tratamiento sería mucho mejor. Además entre mayor sea la permeabilidad efectiva al agua del yacimiento antes del tratamiento, más grande será el espesor de capa, por tanto mucha más eficiencia a un mismo porcentaje de reducción de permeabilidad.

4.2 MODELO A.L OGUNBERU¹⁶ (SPE 89855)

Para el desarrollo del siguiente modelo matemático se trabajó con un núcleo de arenisca Berea; se tienen en cuenta los siguientes parámetros¹⁶

- ✓ El factor de resistencia residual (RRF) es medido de la reducción de la permeabilidad inducida por la absorción del polímero y es expresado por:

$$RRF = \frac{Kb(mD)}{Kf(mD)} \quad \text{Ecuacion 6}$$

Donde;

Kb: Es la permeabilidad inicial de la salmuera antes de la inyección del polímero.

Kf: Es la permeabilidad de la salmuera después de la inyección del polímero.

- ✓ Radio de poro efectivo $Rp(cm)$

$$Rp(cm) = 1.15 * \sqrt{\frac{8 * Kb(cm^2)}{\emptyset(fraccion)}} \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde;

\emptyset : Porosidad de la roca, expresada en fracción.

1.15: Factor geométrico del medio poroso, Chauveteau (1982)

- ✓ Espesor de capa de polímero adsorbida $hp(cm)$

$$hp(cm) = Rp(cm) * (1 - RRF^{-0.25}) \quad \text{Ecuación 8}$$

Aplicando el anterior modelo matemático a núcleos con diferentes valores supuestos de permeabilidad absoluta antes y después de la aplicación del tratamiento con el modificador de permeabilidad relativa, se analizó el espesor de la capa de polímero tomando como referencia su efecto sobre la reducción de permeabilidad.

Se propuso una permeabilidad absoluta antes de la aplicación del tratamiento RPM de 100, 200, 500, 1000 md, para muestras con porosidad igual del 15% y se determinó la reducción deseable de permeabilidad, variando la permeabilidad después del tratamiento (Kf) con valores desde 1 a 100, 1 a 200, 1 a 500, 1 a 1000 md, respectivamente.

En el caso de la permeabilidad absoluta de 100 md, la reducción mínima a la que se puede someter después de la aplicación del polímero es de 100 md contrario al resultado

del modelo matemático anterior, en el caso de que el tratamiento no hubiera hecho efecto, es decir, en este momento no se tiene capa de polímero.

Por tanto el valor mínimo de permeabilidad calculado después del tratamiento será un espesor de capa de polímero igual a cero.

3.2.1 MUESTRA DE CÁLCULO

✓ Para $K = 100 \text{ md}$ $9.8692 * 10^{-10} \text{ cm}^2$ y $\phi = 15\%$

Nota: Todos los cálculos se hacen en un mismo punto de saturación de agua S_w .

Si tomamos una permeabilidad final de la salmuera igual a 50 md, tenemos:

$$RRF = \frac{Kb(mD)}{Kf(mD)}$$

$$RRF = \frac{100}{50} = 2$$

✓ Se calcula posteriormente el radio efectivo de poro (R_p)

$$R_p(cm) = 1.15 * \sqrt{\frac{8 * Kb(cm^2)}{\phi(fraccion)}}$$

$$R_p(cm) = 1.15 * \sqrt{\frac{8 * (9.8692 * 10^{-10})}{0.15}}$$

$$R_p = 0.000263839 \text{ cm}$$

✓ Luego el espesor de capa de polímero adsorbida $R_p(cm)$ es igual a;

$$hp(cm) = R_p(cm) * (1 - RRF^{-0.25})$$

$$hp(cm) = 0.000263839 \text{ cm} * (1 - 2^{-0.25})$$

$$hp(cm) = 4.19777 * 10^{-5} \text{ cm} (0.0411977652 \mu m)$$

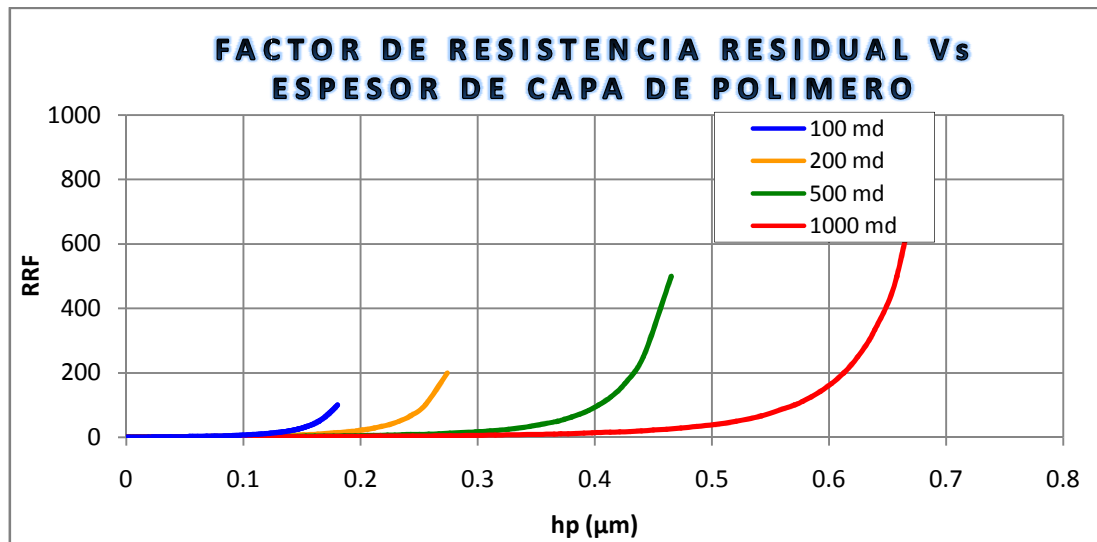


Grafico 2. Factor de resistencia residual Vs espesor de capa de polimero.

Como se puede observar a mayor factor de resistencia residual, es decir, mientras mayor sea la reducción de permeabilidad después del tratamiento, el espesor de la capa de polímero habrá sido mayor.

4.3 COMPORTAMIENTO DE LA PERMEABILIDAD Y LA POROSIDAD, BASADO EN ANIELLO MENNELLA

4.3.1 PERMEABILIDAD

Una vez se obtuvo el valor de espesor de la capa de polímero por los modelos matemáticos, se pueden hacer inferencias y evaluaciones como la siguiente:

Si se supone un mismo espesor de capa (trabajando con el modelo matemático 1), y con este a las diferentes permeabilidades iniciales 100, 200, 500 y 1000 md se determina el valor de la reducción de permeabilidad:

| PARA UNA CAPA DE POLIMERO A DIFERENTES PERMEABILIDADES INICIALES | | |
|--|--------------------|--------------------------------|
| CAPA DE POLIMERO (µm) | PERMEABILIDAD (mD) | REDUCCION DE PERMEABILIDAD (%) |
| 7.50E+00 | 100 | 98.87 |
| 7.50E+00 | 200 | 80.10 |
| 7.50E+00 | 500 | 60.83 |
| 7.50E+00 | 1000 | 49.32 |
| 7.00E-01 | 100 | 24.70 |
| 7.00E-01 | 200 | 20.55 |
| 7.00E-01 | 500 | 16.48 |
| 7.00E-01 | 1000 | 14.23 |

Tabla 4. Capa de polímero a diferentes permeabilidades iniciales.

Como se puede inferir en la tabla y observar en la gráfica cuando se está trabajando con un yacimiento con permeabilidades absolutas altas (antes del tratamiento) se va obtener menor eficiencia en la reducción de permeabilidad después del tratamiento, en relación a otras permeabilidades menores, teniendo como premisa que en todos los reservorios de diferente permeabilidad inicial, se halla obtenido el mismo espesor de capa.

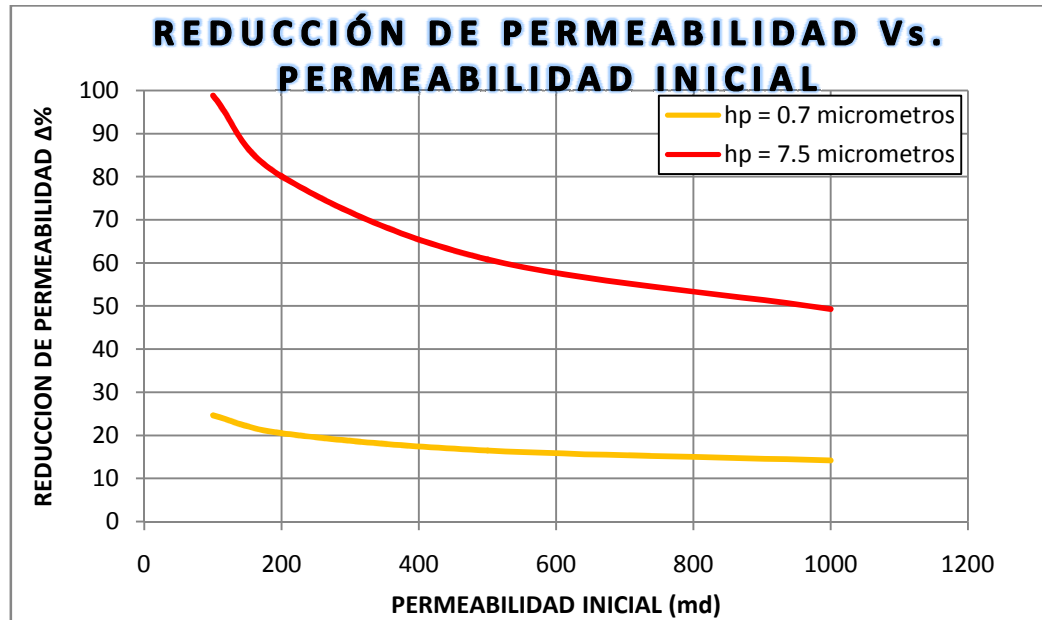


Gráfico 3. Reducción de permeabilidad vs permeabilidad inicial.

Adicionalmente podemos observar que si el espesor de capa de polímero que se crea aplicando el tratamiento es muy bajo, la reducción de permeabilidad también es baja y por ende la eficiencia del tratamiento disminuye.

4.3.2 POROSIDAD

Con el fin de determinar la relación existente entre el tamaño de grano de la formación y el efecto de la capa de polímero en la porosidad se realizó el siguiente estudio:

Se supusieron diferentes tamaños de grano (0.001 μm – 0.015 μm). La muestra de cálculo se realizó con un tamaño de grano de 0.001 μm . Partiendo de la suposición de tener un empaquetamiento cúbico (ideal), la porosidad se calcula de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{\text{vol cubo} - \text{vol grano}}{\text{vol cubo}} \quad \text{Ecuacion 9}$$

$$\phi = \frac{2^3 r^3 - \frac{4}{3} \pi r^3}{2^3 r^3}$$

$$\phi = \frac{2^3(0.001)^3 - \frac{4}{3}\pi(0.001)^3}{2^3(0.001)^3}$$

$$\phi = 0.476$$

Ahora bien una vez el tratamiento entra a la formación crea la capa de polímero, la cual reduce la garganta del poro y por ende aumenta el radio del poro.

Para este caso se supuso un espesor de capa $8.2857E-07 \mu\text{m}$ que sumado al radio del radio de grano se obtiene:

$$\text{radio nuevo} = \text{radio inicial} + hp$$

Ecuación 10

$$\text{radio nuevo} = 0.001 + 0.00000082857 = 0.001000883 \mu\text{m}$$

Con este radio de grano después del tratamiento se procede hallar la porosidad nuevamente:

$$\phi = \frac{2^3(0.001000883)^3 - \frac{4}{3}\pi(0.001000883)^3}{2^3(0.001000883)^3}$$

$$\phi = 0.475$$

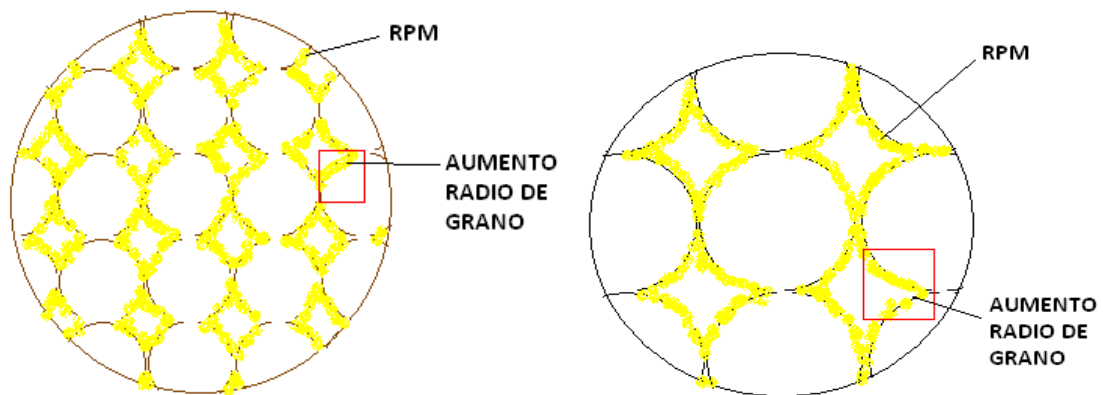


Figura 14. Efectividad del RPM de acuerdo al radio de grano.

El estudio mostró que al obtener un mismo espesor de capa de polímero en formaciones de diferente radio de grano, la porosidad presenta una mayor reducción en radios de grano menor.

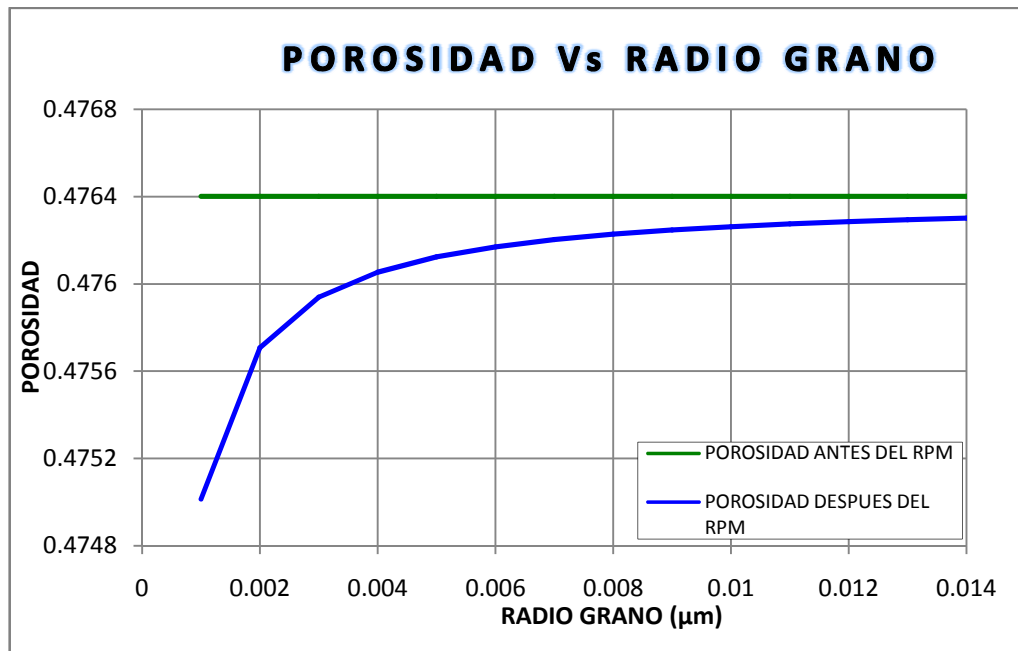


Grafico 4. Porosidad vs Radio grano

Se puede inferir que a medida que aumente el radio del grano el efecto sobre la porosidad del yacimiento va a ser menor.

5. PROCEDIMIENTO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

5.1 PROCEDIMIENTOS CONVENCIONALES

La literatura reporta tres procedimientos para la selección de pozos candidatos para el tratamiento RPM, según Randy ¹⁸, las compañías operadoras tienen su propia metodología igual que las compañías de servicios; la otra metodología fue propuesta por H Kabir ¹⁹ en 1998. La característica común de los tres procedimientos es la que el pozo productor debe tener un corte de agua por encima del ochenta por ciento (80 %).

5.1.1 PROCEDIMIENTO USADO POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS

Según Randy¹⁸ el procedimiento usado por la compañía operadora para la selección de pozo candidato es el siguiente:

- Los cálculos de reservas indican que hay suficiente aceite remanente móvil que podría ser recuperado (relación costo- efectividad) si un agente bloqueador (RPM) es colocado en yacimiento.
- Altos valores de WOR son observados.
- La fuente de producción de agua excesiva está identificada (usando perfiles, registros, o trazadores).
- El pozo candidato tiene alta productividad.
- El RPM puede ser colocado sin dañar zonas de aceite (usando asilamiento de zonas).

Lo planteado no muestra realmente una metodología clara de selección de pozos candidatos, básicamente se muestran los criterios particulares que debe cumplir cada pozo para considerar viable la aplicación del tratamiento RPM. Según estos criterios los pozos candidatos deben tener alto índice de producción y dejan de un lado los pozos con bajo índice de productividad pero donde existe la posibilidad de incrementar la producción por efectos del tratamiento. No se considera el efecto de las características petrofísicas del yacimiento sobre la efectividad del tratamiento, ni se da claridad a partir de qué valor del corte de agua se considera que el pozo tiene problemas de producción de agua.

5.1.2 PROCEDIMIENTO USADO POR LAS COMPAÑÍAS DE SERVICIOS

Según Randy¹⁸ para las compañías de servicios la selección del pozo candidato es mucho más sencilla ya que la única variable a tener en cuenta es la producción de agua. Los criterios fundamentales son los siguientes:

- El pozo debe tener alta productividad
- Alta producción de aceite y baja producción de agua en los inicios de la vida productiva del pozo, seguido de un incremento dramático en producción de agua.

Se puede inferir que las compañías de servicios catalogan un pozo como candidato teniendo en cuenta la alta producción de agua o una producción de aceite igualmente alta. No existen criterios sólidos sobre todas las variables que pueden afectar el

desempeño de los RPM en el medio poroso y por ende no existe distinción clara de una buena metodología de selección de pozos candidatos.

5.1.3 PROCEDIMIENTO PROPUESTO POR A. H. KABIR

Kabir propone una metodología para seleccionar adecuadamente el pozo candidato al tratamiento RPM, que consta de dos fases principales y en cada fase en particular se señalan cuáles deben ser los criterios fundamentales para escoger el pozo candidato ¹⁹.

- La primera fase se denomina Pre-Screening, el procedimiento en esta fase es el siguiente:
 - Realizar un análisis de la historia de producción de cada posible candidato.
 - Realizar graficas de diagnóstico para determinar el mecanismo de producción de agua.
 - Analizar la viabilidad económica del proyecto en cada pozo en particular estudiando los resultados de simulación de reservas.
- La segunda fase se denomina diagnósticos futuros, esta fase consta de los siguientes etapas:
 - Estudiar los resultados de herramientas de diagnósticos que permitan determinar la posición relativa del contacto agua-aceite.
 - Interpretación de registros de movimiento de agua en el yacimiento (como water flow log).

5.2 CRITERIOS PARA SELECCIÓN DE POZO CANDIDATO SEGÚN LA LITERATURA

Adicionalmente se reportan resultados importantes de la aplicación de tratamientos RPM en campo. Algunos de estos resultados están basados en criterios de selección de pozos candidatos y, aunque estos criterios no están incluidos en ninguna metodología, hacen parte fundamental del fracaso o éxito de la aplicación del tratamiento²⁰. Los criterios fundamentales se describen a continuación:

- Espesor de la formación entre 16 y 42 pies
- Existe alta heterogeneidad en la permeabilidad y la formación tiene alto corte de agua
- La eficiencia de barrido vertical es baja
- Existe suficiente reservas recuperables para garantizar éxito en la aplicación.
- El performance y la interpretación de registros muestra que hay buena comunicación entre los pozos de producción y los pozos de inyección.
- No existe canalización entre las formaciones.
- El tratamiento para el control de agua puede entrar a la zona de interés por las fracturas horizontales.
- Buena producción de aceite inicial y bajo corte de agua al inicio de la vida productiva del pozo.
- Alto WOR (mayor del 20 %) con cortes de agua por encima de 80%.
- Humectabilidad a la fase aceite.

- Buena calidad del cemento
- El yacimiento debe ser estratificado
- Conocimiento exacto de la ubicación del contacto agua-aceite.
- Baja permeabilidad vertical
- No existencia de flujo cruzado entre estratos.
- Se conoce el origen del agua de producción.
- Yacimientos con baja salinidad y con baja temperatura.
- Evidencia de saturación de aceite.
- Presión de yacimiento alta.
- Mineralogía rica en arcillas (facilita la absorción del RPM).
- Relación de movilidad aceite-agua baja.
- BTH superiores a 300 °F.
- Velocidades de fluido bajas y esfuerzos bajos en el área cercana al pozo.
- Propiedades petrofísicas buenas. Permeabilidad suficiente para inyectar el RPM a régimen de matriz.
- Concentración de Ca y Mg en el agua de formación menor a 2000 ppm

Estos criterios constituyen una evaluación más amplia a la hora de seleccionar el candidato como tal, pero se deja a un lado la importancia de un estudio detallado de laboratorio sobre el efecto real del tratamiento RPM en la formación de interés mediante el uso de núcleos de formación. Por otra parte, no existe ninguna justificación sobre la razón por la cual los pozos que no cumplan con los criterios mencionados no son buenos candidatos. Los parámetros mencionados pueden variar dependiendo del campo teniendo en cuenta las condiciones del yacimiento y del efecto particular que causa la producción de la fase agua sobre la productividad del campo.

5.3 METODOLOGIA PROPUESTA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Teniendo en cuenta los procedimientos anteriores y los resultados que proporcionan, se busca establecer una serie de directrices, observaciones y recomendaciones para la selección de pozos candidatos y químicos para tratamientos con RPM. Se pretende realizar un procedimiento de fácil aplicación que permita obtener el mejor escenario para cada tipo de tratamiento RPM, esto implica una metodología que incluya tratamientos experimentales donde se evalúe la efectividad del tratamiento RPM a la hora de disminuir la permeabilidad relativa agua y su efecto sobre la permeabilidad relativa al aceite, con el fin de evaluar las posibles consecuencias sobre el índice de productividad del pozo candidato.

El procedimiento propuesto está compuesto de 3 etapas, cada una de ellas proporciona una serie de criterios que refinan la selección del pozo candidato, lo que conlleva que al final de la revisión de procesos de todas las etapas se garantice que los pozos seleccionados son los mejores candidatos para la aplicación del tratamiento RPM. Las etapas se describen a continuación:

5.3.1 ETAPA I. TIPIFICACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO

En esta etapa se seleccionan los pozos con mayor corte de agua, el criterio principal establece a un pozo como productor de agua si tiene un corte de agua mayor del 30%.

Otro criterio a tener en cuenta es el estudio de la historia de producción de cada pozo, la forma más apropiada de analizarla es visualizar en el tiempo cualquier cambio en producción (lo que puede corresponder a intervenciones realizadas en el pozo que afecten directamente la formación productora).

En ese orden de ideas en esta etapa se seleccionan los pozos teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Alta producción de agua
- Baja producción de agua al inicio de su vida productiva y posteriormente un aumento en producción de agua

Una vez se tienen claro cada uno de los criterios anteriormente descritos se ubican los pozos espacialmente en el campo, señalando si es o no productor de agua, con el fin de identificar la zona geográfica donde se presentan problemas de producción excesiva de agua.

5.3.2 ETAPA II. DETERMINACIÓN DEL MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA

La revisión bibliográfica indica que en más del 40 % de los casos donde se ha aplicado el tratamiento RPM no se conoce el mecanismo de producción de agua y es específicamente en esos casos donde se tienen los resultados más aleatorios²¹.

La tarea de identificar el mecanismo de producción está basada en la propuesta que realiza Chan²² en 1995, básicamente es un método basado en la elaboración de curvas de producción en escala log-log. En esta se puede observar la relación agua petróleo y su derivada contra el tiempo. En el estudio realizado por Chan, se encuentra que dependiendo del mecanismo de producción las curvas tendrán un comportamiento particular. El uso de estas curvas permite determinar si la producción de agua se debe a conificación o a canalización. Según Chan si el comportamiento de la relación agua petróleo se incrementa suavemente con el tiempo y la derivada tiene pendiente negativa el mecanismo de producción es conificación, pero si la relación agua petróleo se incrementa abruptamente y la pendiente de la derivada es positiva el mecanismo de producción de agua es canalización. También puede identificarse otros mecanismos de producción o si ambos mecanismos inciden sobre la producción. Esta metodología brinda buenos resultados, pero es muy dependiente del criterio de quien evalúe las curvas, por ello se recomienda confrontar los resultados con registros de producción (PLT) que involucren registros de temperatura y densidad, lo que permite determinar la formación por la cual está ingresando el agua, además el análisis del contacto agua-aceite contra el tiempo permite corroborar la existencia o no de Conificación.

Ahora bien una vez se ha identificado el mecanismo de producción lo que se busca es determinar la viabilidad de la aplicación del tratamiento RPM. Cuando se tienen pozos cuyo mecanismo de producción es la conificación se debe proceder a determinar cuál es el nivel del cono, esto se logra identificando la zona de ingreso de agua por medio de los PLT, si el nivel del cono ha alcanzado zonas de cañoneo y sólo se produce agua en dichas zonas se recomienda no aplicar el tratamiento, si este no es el caso, el tratamiento tendrá excelentes resultados²³. Para este caso se recomienda que se disminuya el

diámetro del choque en cabeza de pozo por lo menos dos semanas antes de la inyección del tratamiento y contener la conificación por medio de la estabilización del gradiente de presión entre el fondo y la cabeza del pozo. Para el caso de canalización, debe evaluarse el tamaño del canal, idealmente mediante el uso de trazadores, pero si no es posible, se recomienda establecer cuánto tiempo tomo el incremento abrupto en producción de agua después de iniciado el proceso de inyección de agua en el pozo inyector. Si el tiempo es mayor a una semana se establece que el canal presente es pequeño y que permite la aplicación del tratamiento RPM, si tarda menos de una semana se recomienda la no aplicación.

Cuando se tenga contacto agua-aceite dinámico, se garantiza la aplicación del tratamiento. A este mecanismo de producción de agua se le conoce como conificación estable. Debido a las características de este mecanismo, el tratamiento RPM actúa más eficientemente que en cualquiera de los demás mecanismos mencionados. Si se tiene interdigitación viscosa, no se recomienda la aplicación del tratamiento, debido a la imposibilidad de identificar zonas claras de producción de agua. Aunque se ha propuesto inyectar el tratamiento en "bullhead" y los resultados de simuladores muestran una clara disminución de producción de agua en superficie, también se muestra una disminución significativa en producción de aceite; haciendo inviable la aplicación del tratamiento.

La presencia de fracturas naturales es, en la mayoría de los casos, un buen indicio de que el tratamiento será exitoso. Realmente los tratamientos RPM actúan mejor en ambientes naturalmente fracturados, pero ello depende de la densidad de fracturas y de la conductividad. Estas dos variables pueden establecerse por medio de la interpretación de registros UBI. El efecto de la densidad es menos importante que la conductividad: si se tiene alta densidad y baja conductividad el tratamiento dará mejores resultados que si se tiene lo contrario. Es decir, alta conductividad de las fracturas es un ambiente indeseado para la aplicación del tratamiento.

En ese orden de ideas en esta etapa se seleccionan los pozos teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Plenamente definido el mecanismo de producción de agua
- Análisis de la viabilidad de la aplicación del tratamiento RPM teniendo en cuenta el mecanismo de producción del pozo.

5.3.3 ETAPA III EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO MEDIANTE PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

En esta fase es finalmente donde se decide a que pozos se aplicará el tratamiento RPM. En el procedimiento experimental, se evalúa el efecto del tratamiento RPM sobre el medio poroso teniendo en cuenta el comportamiento de flujo bifásico agua-aceite mediante la elaboración de curvas de permeabilidad relativa antes y después de su aplicación.

En esta etapa se incluye el análisis de las propiedades petrofísicas del yacimiento. Si es un yacimiento de estratos múltiples, debe determinarse el contraste en permeabilidad vertical y horizontal con el fin de establecer la posible existencia de flujo cruzado entre estratos. La razón entre K_v/K_h deber ser muy cercana a cero para poder inferir la no

existencia de flujo cruzado, pero si la razón es muy cercana a 1 es muy posible que haya flujo cruzado entre estratos²³, de aquí deben seleccionarse los pozos que no tengan flujo cruzado con el fin de garantizar que el tratamiento no afectará zonas distintas a las zonas de interés.

Una vez definida la manera como actúan los tratamientos RPM en el medio poroso, se considera los criterios para la selección de un químico en laboratorio que va a ser aplicado como tratamiento RPM en campo, con base a estos criterios se desarrolla una metodología (ver protocolo de aplicación del tratamiento RPM) con el fin de evaluar el comportamiento de diferentes soluciones RPM y decidir sobre el desempeño de estas, con el fin de jerarquizar acerca del mejor comportamiento e inferir sobre la aplicabilidad de cada tratamiento a escala de campo. Las pruebas deben desarrollarse simulando las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Es fundamental en esta fase, someter al RPM a los mismos esfuerzos de corte a los que estará sometido en el yacimiento, para ello es necesario calcular las velocidades de flujo de cada fase a un radio determinado a la cara del pozo, este radio corresponde a la profundidad de inyección del tratamiento. Luego de calcular estas velocidades se calcula a qué velocidad corresponde en laboratorio la velocidad de cada fase.

La evaluación de los tratamientos RPM en laboratorio incluye una etapa donde se cuantifica la efectividad del tratamiento RPM en el tiempo, es decir se evalúa su sostenibilidad en el tiempo. El posible efecto sobre el índice de productividad de aceite debe ser resultado del análisis de las curvas de permeabilidad relativa.

En ese orden de ideas en esta etapa se seleccionan los pozos teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Determinar existencia de flujo cruzado entre estratos (si es yacimiento de estratos múltiples)
- Una vez aplicado el tratamiento a condiciones de yacimiento se cuantifica la efectividad del tratamiento RPM.

Finalmente, los pozos que pasen esta última etapa serán los pozos candidatos para la aplicación del tratamiento RPM específico.

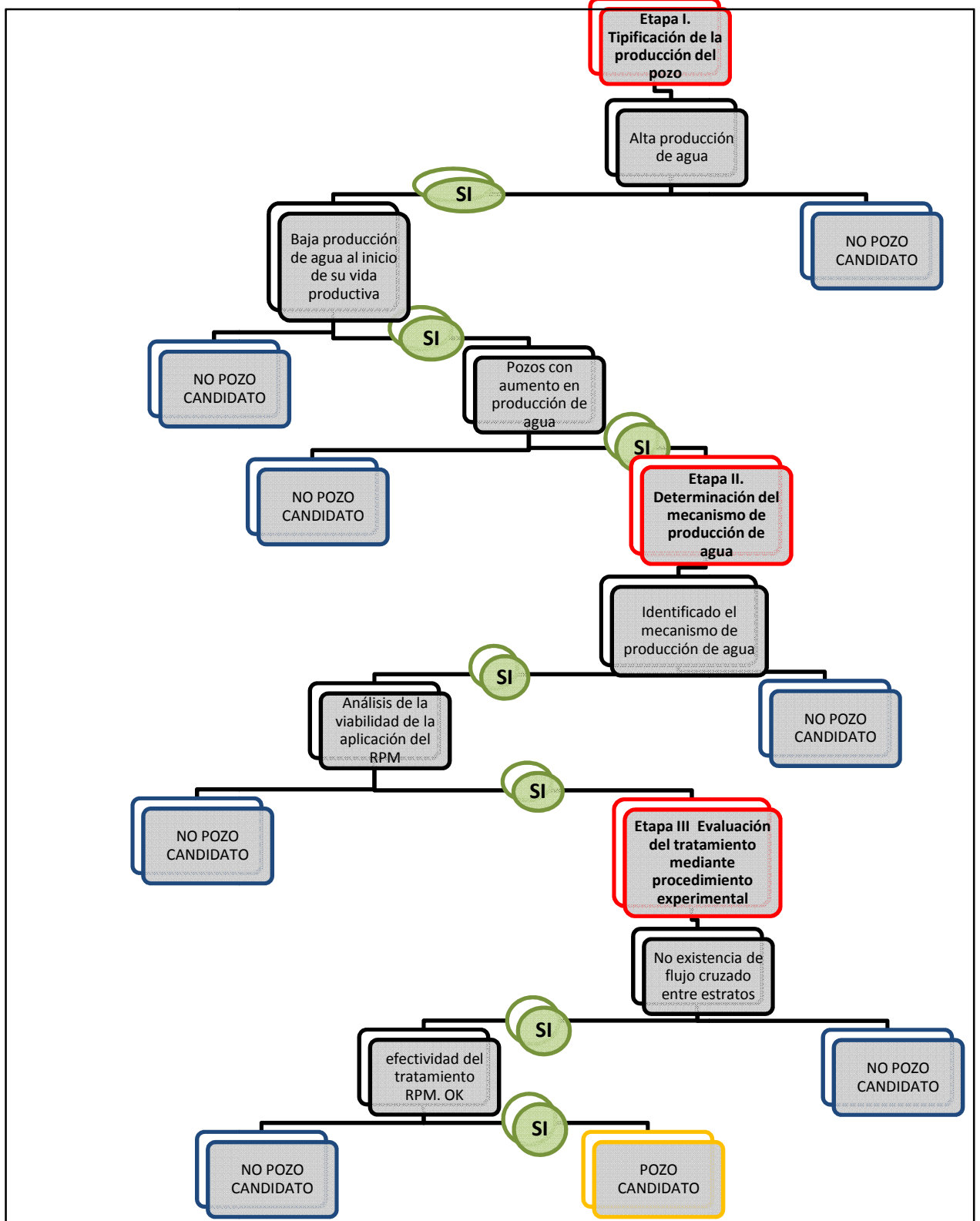


Figura 15. Selección de pozo candidato para aplicar un tratamiento RPM.

6. ETAPA EXPERIMENTAL

La metodología empleada en la prueba de laboratorio para comprobar la eficiencia de un RPM en la disminución de la producción de agua es presentada a continuación:

6.1 PRUEBA DE LABORATORIO

Se realizó la evaluación del RPM empleando pruebas de desplazamiento de fluidos a través del núcleo No. USCO-001. Los datos del núcleo utilizado son los siguientes:

| Longitud cm | Diámetro cm | Porosidad, Φ Frac | Área cm ² | Vol. Poroso cm ³ |
|----------------|----------------|---------------------------|-------------------------|--------------------------------|
| 3,86 | 3,8 | 0,15 | 11,3411 | 6,56653 |

Tabla 5. Datos núcleo USCO-001.

Las condiciones del desplazamiento y las propiedades de los fluidos fueron las siguientes,

| Viscosidad Salmuera μ_w , cp | Viscosidad Aceite Mineral μ_o , cp | Temperatura °F | Presión Confinamiento Psi | Contrapresión Psi |
|--|---|-------------------|---------------------------------|----------------------|
| 0,37 | 12,1206 | 203 | 4417 | 500 |

Tabla 6. Propiedades de los fluidos (Núcleo USCO-001).

6.1.1 ARME Y LIMPIEZA DEL EQUIPO.

Durante esta etapa se procede a limpiar de manera cuidadosa el equipo de desplazamiento positivo, labor que toma un promedio de 6 horas. El detalle de esta operación se puede consultar en los anexos.

6.1.2 LIMPIEZA Y PREPARACION DE LA MUESTRA

Se limpia y acondiciona la muestra de roca (Usco-001) para realizar la respectiva medición.

El solvente utilizado fue xileno, el cual no ataca, altera o destruye la estructura de la muestra (se debe tener en cuenta las buenas prácticas de seguridad y salud antes de su uso). Se usa una temperatura lo suficientemente alta para remover todo el solvente y otros fluidos eficientemente, pero no tan alta como para que haya pérdida de agua de hidratación y minerales de cristalización (210-215 °F) garantizando de esta forma que no se altere la permeabilidad. El tiempo de secado es de aproximadamente 8 horas, hasta que el peso se hace constante. Se usó la técnica de extracción por destilación.

6.1.2.1 PARAMETROS DE LA MUESTRA.

Una vez el núcleo se encuentra seco y limpio, se procede a tomar las medidas de longitud, diámetro, peso, área, porosidad y el respectivo volumen poroso. (Ver tabla 5)

6.1.2.2 FLUIDOS PARA INYECCION

Se necesita tener la composición del agua de formación del pozo Usco-001, desafortunadamente no se cuenta con esta información, por tal razón se optó por utilizar una salmuera simple de KCl a una concentración del 5%, garantizando así que no haya taponamiento de la muestra. De igual forma ocurre con el aceite crudo, del cual no se tiene una muestra. Los fluidos fueron desairados al vacío (salmuera cloruro de potasio al 5 %) y aceite mineral.

Aceite: Aceite mineral caracterizado como un fluido newtoniano con el viscosímetro Bohlin, cuya viscosidad es de 115 cp @ 25°C. El oxígeno disuelto en el aceite fue extraído aplicando vacío y agitando por aproximadamente 5 horas.

Salmuera: La salmuera simulada se preparó con KCL a una concentración de 5%, posteriormente fue filtrada en un papel filtro de 0.5 micrones y desaireada aplicando vacío y agitando.

6.1.2.3 FILTRACION AL VACIO.

La filtración al vacío se empleó fundamentalmente para separar impurezas que pueda contener el aceite.



Figura 16. Filtración al vacío.

6.1.2.4 DESAIREADO DEL FLUIDO.

El desaireado consiste en liberar el aire que pueda contener el aceite,



Figura 17. Desaireado del fluido.

6.1.2.5 SATURACIÓN DE LA MUESTRA

Se toma la muestra, previamente pesada en seco y se introduce en la manga del “core holder”, sumergiéndola en la salmuera (KCl 5%) previamente preparada. Posteriormente se tapa y cierra el porta núcleos y se deja el montaje con una inclinación de 45 grados.

Se aplica presión para forzar a la solución a entrar al núcleo, eliminando los posibles espacios ocupados por aire, garantizando así el mayor porcentaje de saturación. Luego de un periodo de 12 horas se saca la muestra con cuidado y se pesa.

6.1.3 DESARROLLO DE LA PRUEBA

Con el equipo, la muestra y los fluidos de inyección preparados, se procedió a realizar la prueba. El núcleo introducido en el “coreholder”, se coloca en posición horizontal (ver anexos). Se aplicó presión de confinamiento incrementándola gradualmente para simular las condiciones del yacimiento (peso de los estratos adyacentes). Información de la temperatura del yacimiento, no se tiene, por tanto se tomó un valor estimado de 98 °C. Para prevenir daño a la muestra debido a la movilización de finos durante la prueba, se decidió hacer una prueba de velocidad crítica de movilización de finos para calcular las ratas de flujo máximas, las cuales podían ser aplicadas sin que haya reducción de la permeabilidad de la muestra.

6.1.3.1 DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD CRÍTICA.

Con el fin de prevenir daño por migración de partículas finas se realizó sobre las muestras una prueba de velocidad crítica, en la cual se inyectó la misma salmuera (KCL 5%) utilizada en la saturación del núcleo, incrementando la rata de flujo desde 0.2 hasta 0.9099 cc/min. Mientras se mide la caída de presión a través del núcleo.

Con esta velocidad de flujo no se ocasiona daño al núcleo ya que el diferencial de presión se incrementa linealmente con el aumento de la rata, por lo tanto el valor de la permeabilidad permanece constante. La velocidad crítica no fue alcanzada ya que la permeabilidad no varía más de un 5% con respecto a la inmediatamente anterior y se inyectaron más de 10 volúmenes porosos (14). Se observa un comportamiento estabilizado con un valor promedio de **55.6 mD**.

Las características químicas de la salmuera (pH, composición iónica) pueden afectar las propiedades hidráulicas de un medio poroso por incompatibilidad entre el fluido y la roca. En esta prueba no se midió el pH del efluente durante la prueba de desplazamiento, puesto que no se contaba con este. Sin embargo en futuras pruebas puede servir como un indicador de las interacciones físico-químicas entre la solución acuosa y la formación. Para cada rata de flujo se toma el valor del diferencial de presión estabilizado y se calcula la permeabilidad aplicando la Ley de Darcy.

6.1.3.2 MEDICION DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL AGUA

Para determinar la permeabilidad base se inyectó salmuera de cloruro de potasio al 5%. Se desplazó a 0.90909 cc/mint hasta que se alcanzó un valor estable de diferencial de presión a 9.96 volúmenes porosos inyectados (VPI). Los valores promedio de diferencial de presión y permeabilidad estimados se registran en la siguiente tabla:

| Caudal de la Bomba, Q (Counter : 200) | | |
|---------------------------------------|------------------|--------|
| 0.90909 cc/mint | | |
| VPI | ΔP (psi) | K (mD) |
| 9,96 | 0,512 | 56 |

Tabla 7. Permeabilidad absoluta al agua.

El valor de la permeabilidad absoluta original del sistema (salmuera cloruro de potasio al 5%) se estimó en **56 mD**, teniendo en cuenta el comportamiento del diferencial de presión durante el desplazamiento de la salmuera, ver gráfica adjunta.

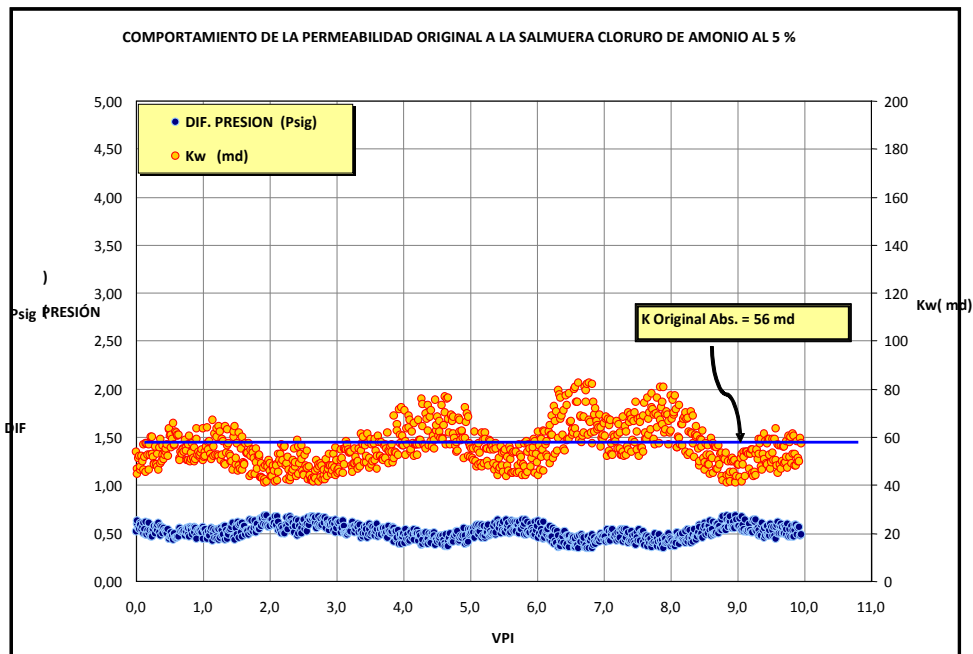


Gráfico 5. Determinación de la permeabilidad base (Agua).

6.1.3.3 MEDICION DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE MINERAL

Se fluyo aceite para determinar la permeabilidad efectiva al aceite, llevando el núcleo hasta la saturación crítica de agua; al conocer el volumen poroso del núcleo, es posible determinar esta saturación restando la cantidad de agua producida al volumen poroso del núcleo, se tiene que la saturación crítica es de 0.315. En esta etapa la distribución de saturaciones en el medio poroso es homogénea, por tanto se tienen características similares en toda la longitud de la muestra

$$S_{cw} = \frac{VP + Agua\ lineas - Agua\ producida}{VP} * 100$$

$$S_{cw} = 31.45\%$$

El aceite mineral se inyectó a un caudal de 0.90909 cc/min, se desplazaron aproximadamente 12.5 VPI y se registró una presión diferencial estabilizada de 21.4 Psig, que corresponde a una permeabilidad efectiva máxima original al aceite del sistema de **42.6 mD**. Ver gráfico a continuación.

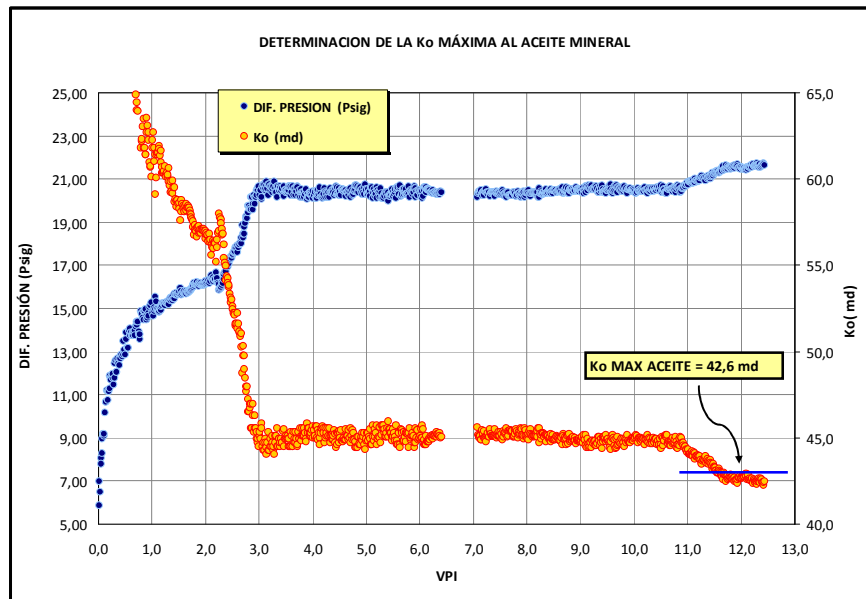


Gráfico 6. Permeabilidad efectiva al aceite.

6.1.3.4 MEDICION DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA AL AGUA.

Se inyectó salmuera cloruro de Potasio (KCl) al 5% a un caudal de 0,90909 cc/min, se desplazaron aproximadamente 7 VPI, hasta que se registró una presión diferencial estabilizada de 1,294 Psi, que corresponde a una permeabilidad efectiva máxima original al agua del sistema de **21.8 md**. Ver figura a continuación.

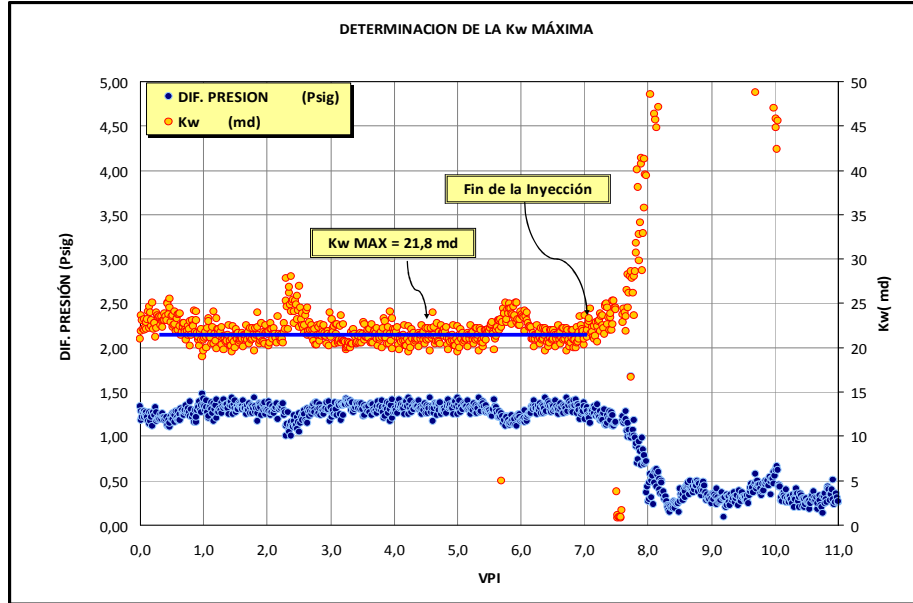


Gráfico 7. Permeabilidad efectiva al agua.

Para garantizar la reproducibilidad en las permeabilidades efectiva al agua y aceite, se realizó la inyección nuevamente de aceite mineral y posteriormente salmuera de cloruro de potasio al 5%.

Se inyectó el aceite mineral a una tasa de 0.90909 cc/min, hasta inyectar aproximadamente 17 VPI, se registró un diferencial de presión estabilizado de 20.94 psi, que corresponde a una permeabilidad efectiva al aceite de **43.9 md**. Ver gráfica a continuación.

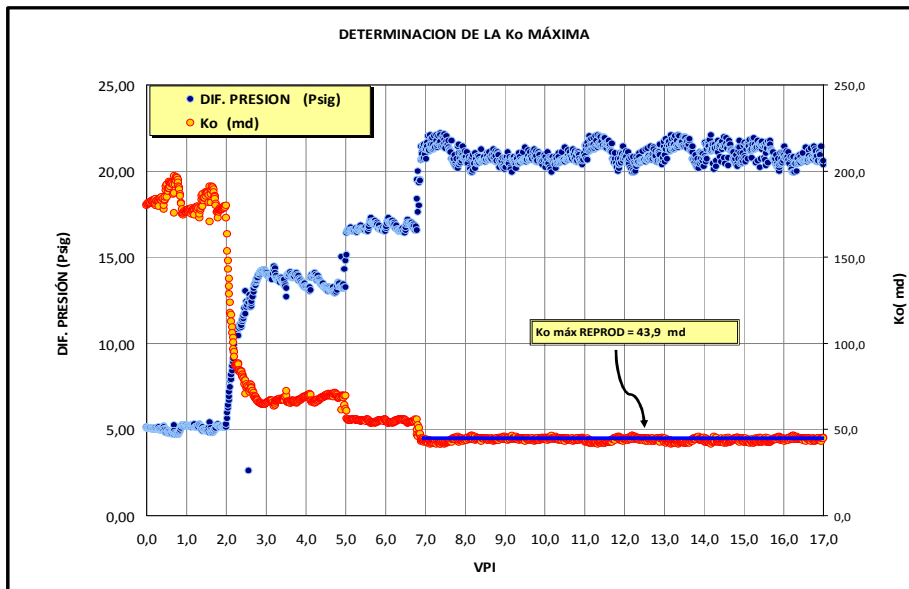


Gráfico 8. Reproducibilidad de la prueba (ko).

Posteriormente se inyectó salmuera de cloruro de potasio (5%) a un caudal de 0.90909 cc/min, hasta desplazar aproximadamente 7.5 VPI, con un diferencial de presión estabilizado de 1.235 psi, que corresponde a una permeabilidad efectiva máxima al agua de **23.1 md**, como se ilustra en la siguiente grafica;

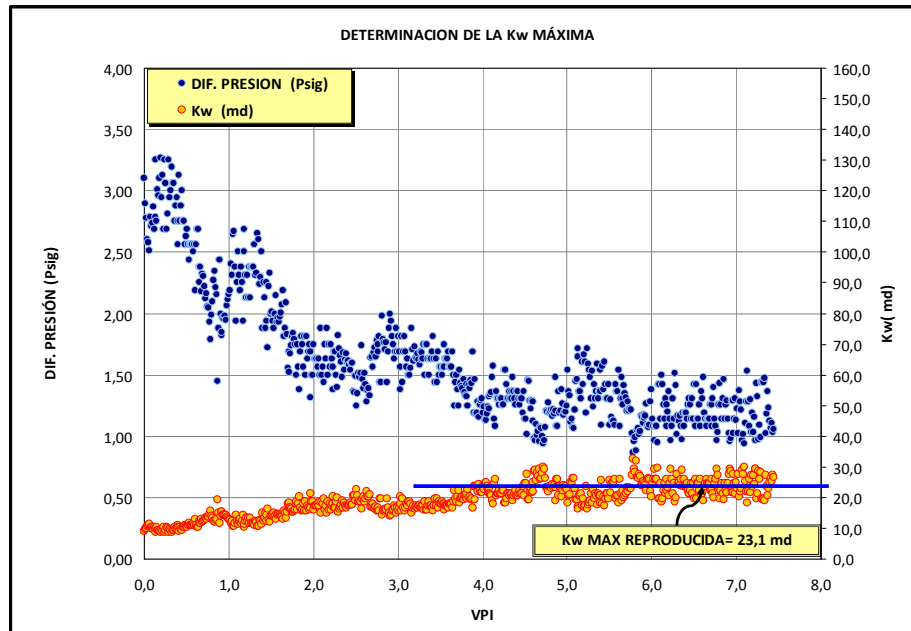


Gráfico 9. Reproducibilidad de la prueba (kw).

6.1.3.5 CONSTRUCCION DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Al núcleo Usco-001 saturado al cien por ciento (100%) con salmuera de cloruro de potasio al 5%, se procede a inyectar aceite mineral a una rata de flujo baja de 0.540 cc/mint para garantizar que no haya canalización.

Se fueron midiendo simultáneamente los volúmenes de agua, aceite mineral y el diferencial de presión correspondiente. Al final de esta etapa se contaba con un núcleo homogéneo a condiciones de saturación residual de agua, que permitió cuantificar el valor de la permeabilidad efectiva al aceite. Los datos obtenidos durante el desplazamiento, se procede a analizarlos, obteniendo los siguientes resultados:

| <i>Swi</i> | <i>Kro Máx.</i> | <i>Sor</i> | <i>Krw Máx.</i> |
|------------|-----------------|------------|-----------------|
| 0,315 | 0,771 | 0,173 | 0,401 |

Tabla 8. Permeabilidades relativas máximas del agua y el aceite antes del tratamiento.

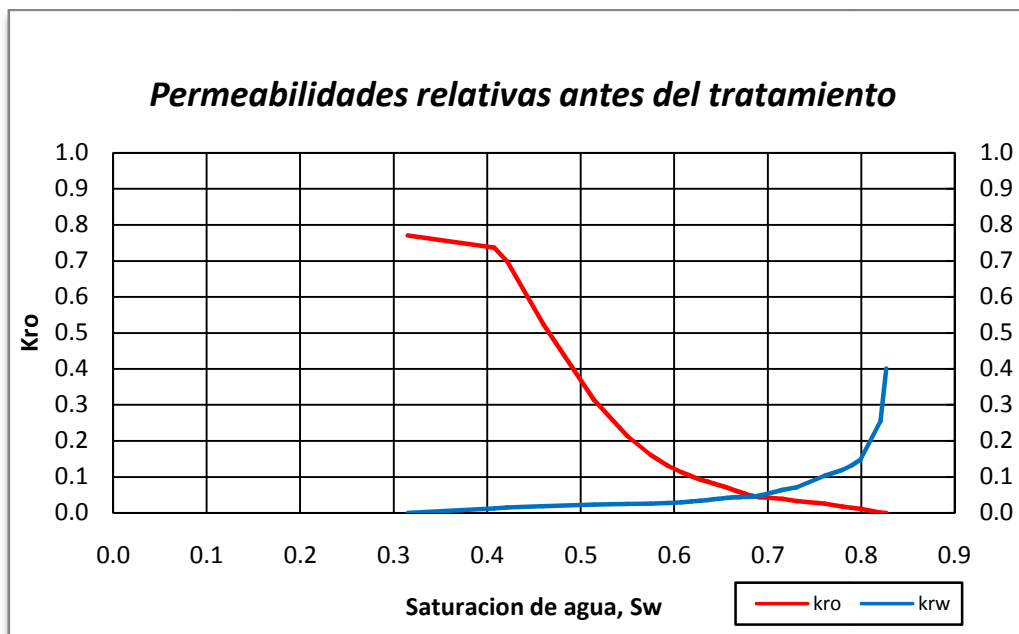


Gráfico 10. Permeabilidades relativas antes del tratamiento RPM.

6.1.3.6 INYECCION DE PREFLUJO (XILENO)

Antes de iniciar el tratamiento con el modificador de permeabilidad relativa (RPM), se inyectaron dos (2) volúmenes porosos de surfactante (xileno) a un caudal de 0.75 cc/min, con un diferencial de presión promedio de aproximadamente 0.443 psi. Esto se hizo con el objetivo de abrirle paso a la solución polimérica, lo que genera un incremento en el factor de resistencia residual (RRF) al agua y disminuye el del aceite, garantizando de esta forma una reducción significativa de la permeabilidad.

6.1.3.7 INYECCION DEL TRATAMIENTO.

Se dio inicio al tratamiento en sentido contrario al de la producción y de forma continua, con la inyección de diez (10) volúmenes porosos (VPI) de tratamiento con RPM a una tasa baja (0.75 cc/min) con el fin de que la molécula de polímero haga un barrido homogéneo y cuando pase por canales estrechos no se deforme debido al taponamiento de estos, generando puenteo (Bridging Adsorption), se registró una caída de presión promedio de 15 psi. No se presentó incompatibilidad entre los fluidos, el desplazamiento fue estable.

Para garantizar un mayor contacto y adsorción del polímero con la superficie mineral, se dejó en remojo el núcleo con el tratamiento por un periodo de 18 horas, garantizando de esta forma un efecto más prolongado del RPM²³.

6.1.3.8 INYECCION DE POSFLUJO (XILENO).

Para garantizar un sello trasero del tratamiento se desplazaron aproximadamente un (1) VPI de salmuera con surfactante a un caudal de 0.75 cc/min, con un diferencial de presión promedio de aproximadamente 10 psi, con el fin de facilitar que el polímero reaccione en las zonas donde no lo haya hecho. Se tuvo un desplazamiento normal¹⁰.

6.1.3.9 MEDICION DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA AL AGUA POSTERIOR AL TRATAMIENTO.

Se inyectaron aproximadamente diez (10) VPI de salmuera cloruro de amonio 5 % a una rata de 0,90909 cc/min, hasta que se obtuvo un diferencial de presión estabilizado promedio de aproximadamente de 10 psi. Para una permeabilidad efectiva al agua a condiciones de saturación de aceite residual (K_w) de **2,8 mD**.

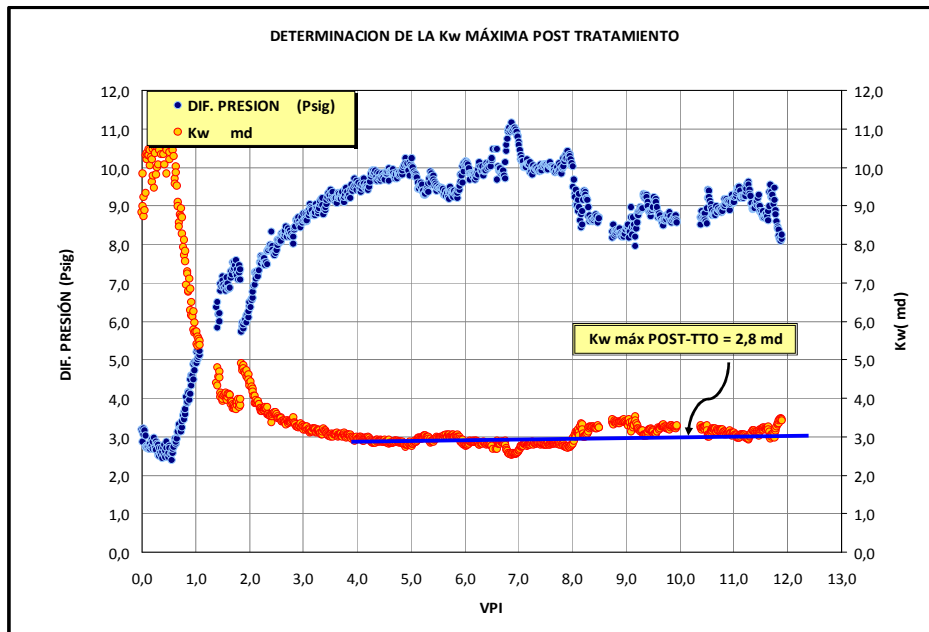


Gráfico 11. Permeabilidad efectiva al agua, posterior al tratamiento

Para analizar la efectividad del tratamiento, se calculó el factor de resistencia residual (RRF) a la fase agua, con el cual se mide la reducción de la permeabilidad, inducida por la absorción del polímero.

$$RRF_{water} = \frac{K_{W \text{ ANTES}}}{K_{W \text{ DESPUES}}} \qquad RRF_{water} = \frac{21.8}{2.8}$$

$$RRF_{water} = 7.78$$

6.1.3.10 MEDICION DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE.

Se procede a inyectar aproximadamente catorce (14) VPI de aceite mineral una rata de 0.90909 cc/min con una presión diferencial de aproximadamente 36 psi, arrojando una permeabilidad máxima efectiva al aceite a condiciones de saturación de agua residual (K_o) de **25.5 md**.

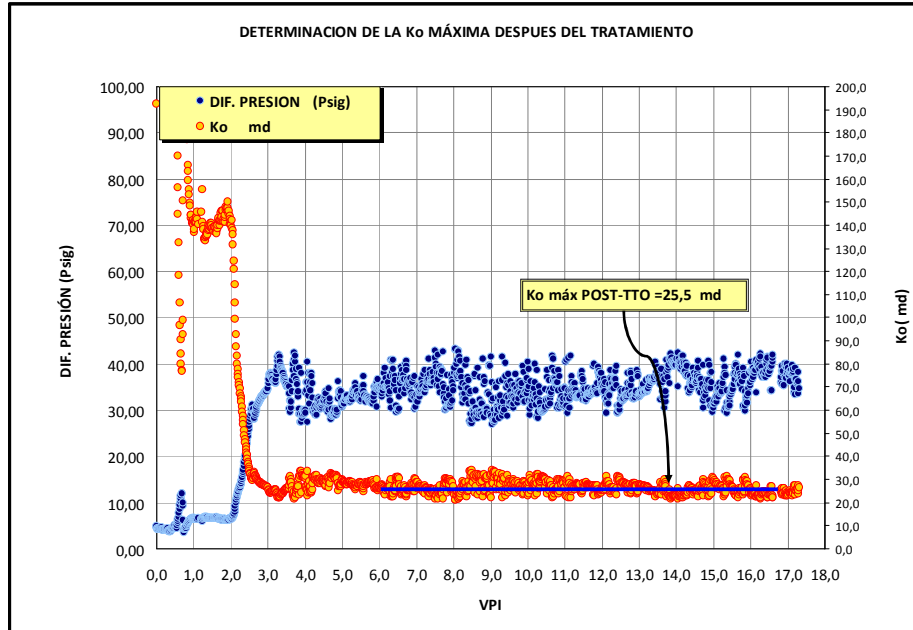


Gráfico 12. Medición de la permeabilidad efectiva al aceite.

Para analizar la efectividad del tratamiento, se calculó el factor de resistencia residual (RRF) a la fase aceite, con el cual se mide la reducción de la permeabilidad, inducida por la absorción del polímero.

$$RRF_{oil} = \frac{K_{O \text{ ANTES}}}{K_{O \text{ DESPUES}}} \quad RRF_{oil} = \frac{42.6}{25.5} \quad RRF_{oil} = 1.67$$

6.1.4 PRUEBA DE PERDURABILIDAD

6.1.4.1 MEDICION DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA AL AGUA.

Se esperó por espacio de dos días para garantizar que el tratamiento se mantenía en el tiempo, la permeabilidad efectiva al agua se midió dando buenos resultados. Se inyectaron aproximadamente diez (10) volúmenes porosos (VPI) de salmuera de cloruro de potasio al 5% a un caudal de 0.90909 cc/min con un diferencial de presión de aproximadamente 9.7 psig, arrojando una permeabilidad máxima efectiva al agua (K_w) de **3 mD**.

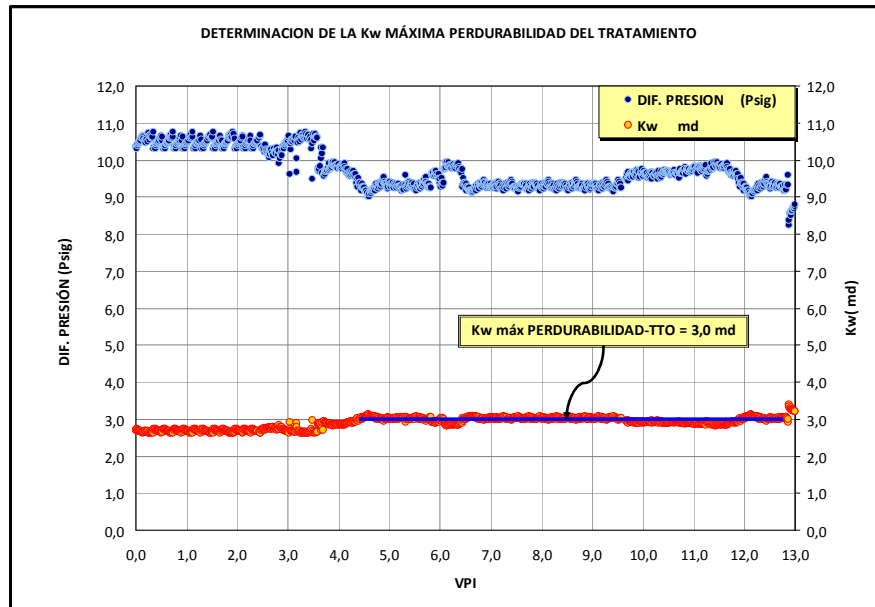


Gráfico 13. Medición de la permeabilidad efectiva al agua.

6.1.4.2 MEDICION DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE

Se inyectaron aproximadamente catorce (14) VPI de Aceite Mineral a una rata de 0,90909 cc/min, con un diferencial de presión promedio de aproximadamente 45 psi, para una permeabilidad máxima efectiva al aceite (K_o) de **20,5 md**.

6.1.5 CONSTRUCCION DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA LUEGO DEL TRATAMIENTO.

Se inició el desplazamiento de aceite mineral con salmuera cloruro de Potasio al 5% a una rata de 0.660 cc/min y se fueron midiendo simultáneamente los volúmenes de agua, aceite mineral y diferencial de presión. Para realizar el desplazamiento, se contaba con las siguientes condiciones y propiedades de los fluidos,

| <i>Viscosidad Salmuera (μ_w, cp)</i> | <i>Viscosidad Aceite Mineral (μ_o, cp)</i> | <i>Temperatura ($^{\circ}F$)</i> | <i>Presión Confinamiento (psi)</i> | <i>Contrapresión (psi)</i> |
|---|---|---|------------------------------------|----------------------------|
| 0,37 | 12,1206 | 203 | 4417 | 500 |

Tabla 9. Condiciones iniciales.

Al analizar la información obtenida durante el desplazamiento se obtuvieron los siguientes resultados,

| <i>S_{wi}</i> | <i>K_{ro} Máx.</i> | <i>S_{or}</i> | <i>K_{rw} Máx.</i> |
|----------------------------|---------------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| 0,353 | 0,46 | 0,218 | 0,05 |

Tabla 10. Permeabilidades relativas máximas al agua y al aceite después del tratamiento.

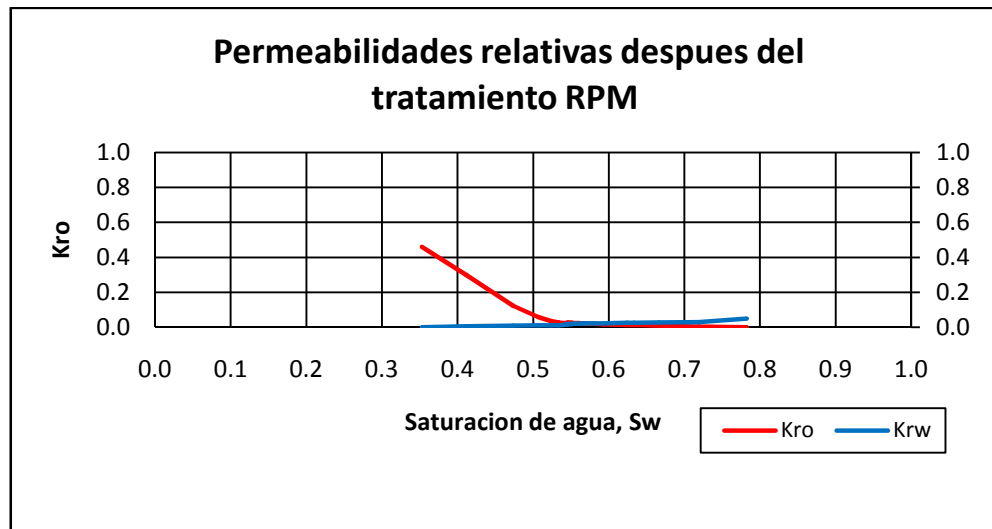


Gráfico 14. Permeabilidades relativas postratamiento.

Es importante resaltar que las saturaciones y permeabilidades relativas obtenidas en esta prueba hacen referencia al extremo de salida de la muestra, por tanto no son un promedio de toda la muestra, sino un valor puntual correspondiente a la capacidad de flujo en la sección transversal de la salida del medio poroso.

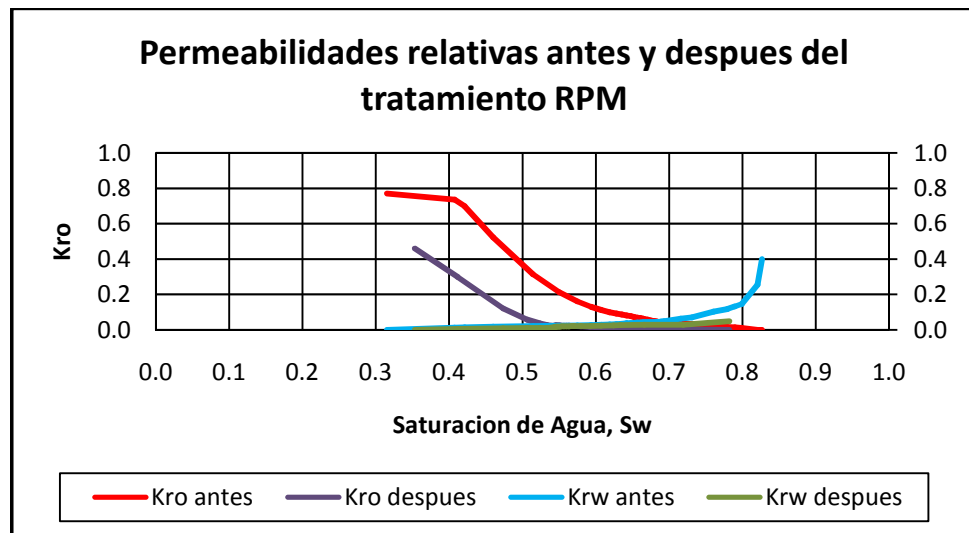


Gráfico 15. Permeabilidades relativas antes y después del tratamiento.

En la gráfica 16, se puede observar todo el comportamiento histórico de la corrida de la prueba de desplazamiento con el tratamiento RPM, el diferencial de presión y las permeabilidades.

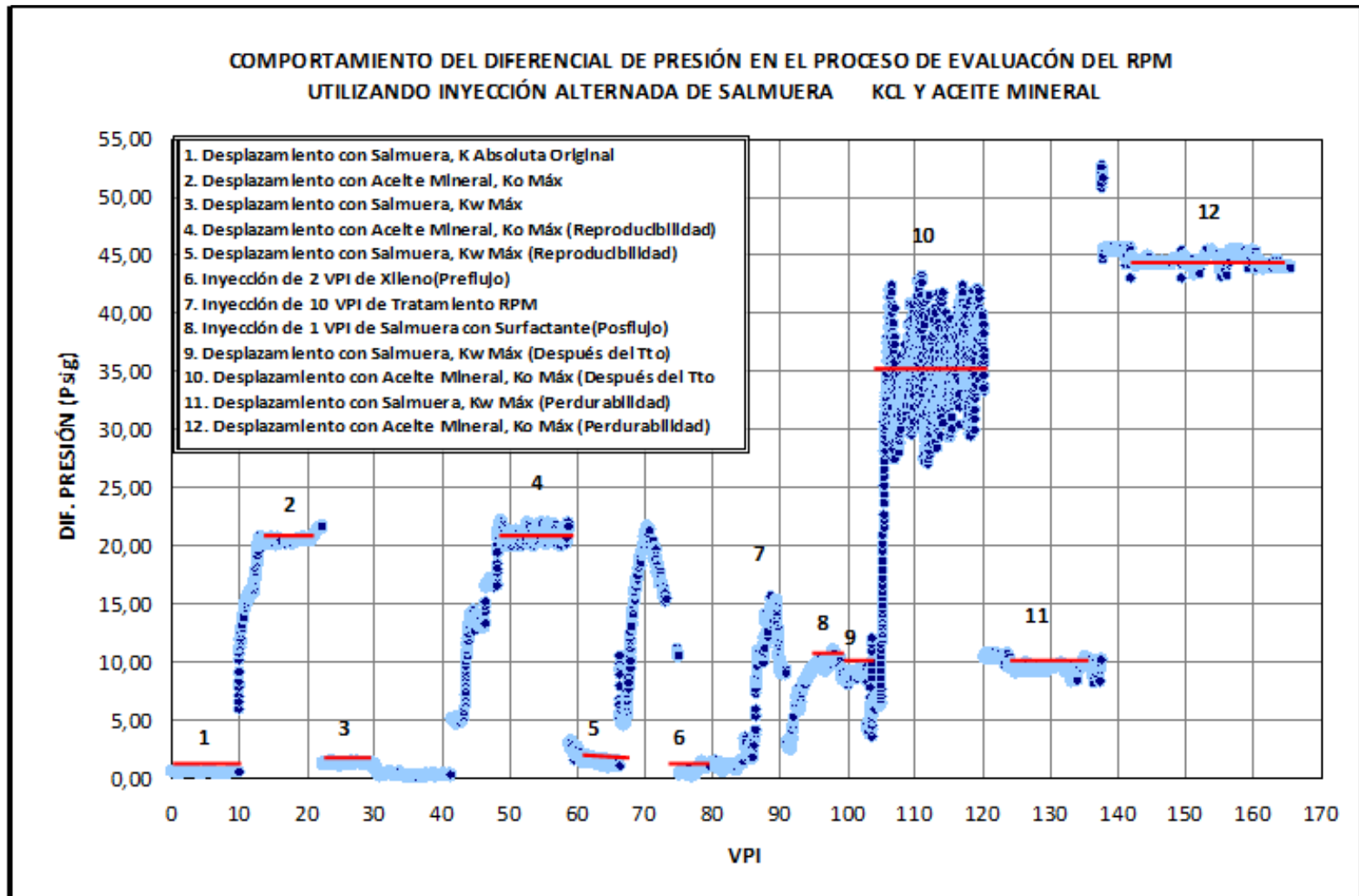


Grafico 16. Comportamiento de la prueba.

6.1.6 ANALISIS DEL TRATAMIENTO

Como se mencionó anteriormente, la efectividad del tratamiento depende de muchos factores. La formación de la capa de polímero formada sobre la superficie del poro reduce el área transversal al flujo, aumentando la resistencia a fluir y por ende disminuye la permeabilidad efectiva al agua.

Para estimar el espesor de la capa del polímero, generado con el tratamiento RPM, se utilizaron los dos modelos presentados anteriormente (Remitirse capítulo anterior). SPE 89855 y SPE 72056.

6.1.6.1 Modelo Aniello Meniella.

El desarrollo de la prueba arrojó una permeabilidad inicial de la salmuera (K) antes de la inyección de **21 md** y una permeabilidad a la salmuera después del tratamiento (Kp) de **2.8 md**. Se ha generado una reducción de permeabilidad del **86.66%**.

$$\Delta = 100 \left(\frac{K - K_p}{K} \right)$$

$$\Delta = 100 \left(\frac{21 - 2.8}{21} \right)$$

$$\Delta = 86.66\%$$

Con esta reducción de permeabilidad se calcula una función f (Δ) que está dada por la siguiente aproximación polinomial:

$$f(\Delta) = \sum_{j=1}^{10} a_j \Delta^j$$

| DATOS DE ENTRADA | |
|---------------------------|-----------------------|
| PERMEABILIDAD K (md) | 21 |
| PERMEABILIDAD K (m2) | 2.07253E-14 |
| CONSTANTES A _j | |
| 1 | -3.663886982790590000 |
| 2 | 9.642289638912570000 |
| 3 | 10.205351947338700000 |
| 4 | 5.804776256337330000 |
| 5 | 1.977814691528980000 |
| 6 | 0.422869267562918000 |
| 7 | 0.057201801762721100 |
| 8 | 0.004475259386563950 |
| 9 | 0.000221307099690862 |
| 10 | 0.000004421168617510 |

Tabla 11. Coeficientes Aniello Meniella (modelo No 1).

$$f(86.66) \approx 19.23526$$

Posteriormente se procede a calcular el espesor de la capa de polímero de acuerdo a f(86.66)

$$h_p = f(86.66) * \sqrt{k}$$

$$h_p = 19.23526 * \sqrt{2.0725 * 10^{-14}}$$

$$h_p = 2.769 * 10^{-6} m = 2.679 \mu m$$

6.1.6.2 Modelo Ogunberu

La permeabilidad inicial de la salmuera antes de la inyección del tratamiento se estimó en 21.8 mD ($2.1317 * 10^{-10} cm^2$), el factor de resistencia residual del agua (RRF water) en 7.78 y la porosidad del núcleo en 15% (ver ítem 6.23). Con esta información se calculó el radio de poro efectivo R_p ,

$$R_p(cm) = 1.15 * \sqrt{\frac{8 * K_b(cm^2)}{\phi(fraccion)}}$$

$$R_p(cm) = 1.15 * \sqrt{\frac{8 * (2.1317 * 10^{-10} cm^2)}{0.15}}$$

$$R_p(cm) = 1.226 * 10^{-4} cm$$

**El factor geométrico del medio poroso se estimó en 1.15, según Chauveteau(1982)

El espesor de la capa de polímero se calcula a continuación,

$$h_p = R_p * (1 - RRF^{-0.25})$$

$$h_p = 1.266 * 10^{-4} * (1 - 7.78^{-0.25})$$

$$h_p = 5.079 * 10^{-5} cm \quad (5.079 * 10^{-3} m) = 0.5079 \mu m$$

Como se puede observar los dos métodos difieren en el cálculo del espesor de pared (h_p), esto se debe a que utilizan condiciones (variables) diferentes para el cálculo, así como a la falta de información sobre la geometría de la formación (tamaño de grano), propiedades de los fluidos, entre otros. Para efectos prácticos se tomó el escenario más crítico, es decir, aquel en el cual el espesor de pared es menor ($2.769 * 10^{-6} m$).

Los resultados obtenidos durante la prueba muestran una fuerte reducción de la permeabilidad al agua (k_w) (Aprox. 87%) después de la inyección del tratamiento. La permeabilidad al agua disminuye hasta alcanzar los 10 volúmenes porosos inyectados, punto a partir del cual se estabiliza.

Para el caso de la permeabilidad al aceite (k_o), hubo una reducción considerable de esta (Aprox 40%), es un factor negativo al disminuir el factor de recobro. Esto muestra que el tratamiento está cumpliendo parcialmente con el objetivo para el cual fue diseñado.

Esta reducción de la k_o , se debe a la comunicación entre canales; en el núcleo existen dos tipos de canales, los pequeños saturados totalmente por el agua (fase humectante) y difíciles de acceder por la fase no humectante (aceite) por razones capilares. En los otros tipos de poros fluye simultáneamente la fase humectante (agua)

contigua a la pared del poro y la fase no humectante (aceite) por el centro. La película de agua que se encuentra entre el aceite y el polímero altera la distribución del aceite en el medio, disminuyendo su capacidad de flujo. El incremento del agua provocada por la acción del RPM disminuye el tamaño de las vías de flujo y la continuidad del hidrocarburo, disminuyendo la permeabilidad al aceite.

6.2 RESUMEN DE RESULTADOS

| <i>Longitud cm</i> | <i>Diámetro cm</i> | <i>Porosidad, Φ Frac</i> | <i>Área cm²</i> | <i>Vol. Poroso cm³</i> | <i>Kabs* mD</i> |
|------------------------|------------------------|--|--------------------------------|---------------------------------------|---------------------|
| 3,86 | 3,8 | 0,15 | 11,3411 | 6,56653 | 56 |

*Medido a condiciones de temperatura (98 °C).

Tabla 12. Características petrofísicas y dimensiones del núcleo USCO-01.

| | <i>Permeabilidad al Agua (mD)</i> | <i>Reducción en la capacidad de flujo del Agua (%)</i> | <i>Permeabilidad al Aceite, mD</i> | <i>Reducción en la capacidad de flujo del Aceite (%)</i> |
|---|--|--|--|--|
| <i>Antes del tratamiento</i> | 21.8 | 87.16 | 42.6 | 40.14 |
| <i>Despues del tratamiento</i> | 2.8 | | 25.5 | |
| <i>Antes del tratamiento (Reproducibilidad)</i> | 23.1 | 87.01 | 43.9 | 53.30 |
| <i>Despues del tratamiento (Reproducibilidad)</i> | 3 | | 20.5 | |

Tabla 13. Comportamiento de las permeabilidades efectivas.

| | |
|------------------------|----------------------------|
| <i>RRFoil</i> | 1.67 |
| <i>RRFwater</i> | 7.78 |
| <i>hp (Modelo No1)</i> | 2.769*10 ⁽⁻⁶⁾ m |
| <i>hp (Modelo No2)</i> | 5.079*10 ⁽⁻³⁾ m |

Tabla 14. Comportamiento del RRF y del espesor de pared (hp).

7. PROTOCOLO DE EVALUACION EXPERIMENTAL DE TRATAMIENTOS RPM

Este protocolo de laboratorio se establece dada la necesidad de elaborar un manual de procedimientos estandarizados con el fin poder seleccionar el mejor tratamiento. Previo a este proyecto, se realizaron muchos estudios pero existe la clara necesidad de estandarizar y definir procedimientos que se puedan aplicar para una gran variedad de casos, una vez aplicado el estándar de selección de pozos candidatos

La inclusión de un estudio de laboratorio previo a la aplicación del tratamiento RPM en el pozo candidato, tiene como finalidad determinar la efectividad de este tipo de tecnología, posterior a esto realizar los primeros acercamientos en busca de la optimización en la aplicación y funcionamiento de estos procesos. Así muchos proyectos de estimulación cuyo uso se basa en los tratamientos con RPM podrán mejorar sus resultados operacionales mediante la introducción de estudios de laboratorio previos a su aplicación.

Es por esto que el objetivo primordial a la hora de evaluar la efectividad de este tipo de tratamiento a nivel de laboratorio, es la implementación de una metodología de trabajo que asegure en un principio la obtención de resultados confiables. Este procedimiento es el resultado de la aplicación conjunta de las diferentes metodologías empleadas en el Laboratorio de Pruebas Especiales para evaluar RPM. A continuación se describirá el protocolo estándar para la evaluación experimental del tratamiento.

7.1 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES

El primer punto a tener en cuenta para la realización de la prueba experimental es la identificación de una serie de variables que determinan la efectividad de los tratamientos RPM. El éxito de los modificadores de permeabilidad relativa está ligado a la adsorción de una capa de polímero de carácter hidrofílico por parte de la pared del poro, la cual depende de las variables que se muestran a continuación:

- Fluidos del yacimiento
- Naturaleza química del tratamiento
- Estabilidad de la solución
- Litología
- Humectabilidad del medio
- Permeabilidad y distribución de tamaño de poro

Para la identificación de estas variables se hace necesario una revisión de la historia del pozo candidato a la aplicación del tratamiento. La descripción de cada una de estas variables y la importancia a la hora de evaluar la tecnología están descritas en el marco teórico de esta investigación.

7.2 MONTAJE Y LIMPIEZA DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

7.2.1 EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

El equipo que se utiliza para la evaluación de un modificador de permeabilidad relativa es el equipo de desplazamiento positivo, a continuación se muestra el montaje y una breve descripción de cada uno de los dispositivos que hacen parte de él.

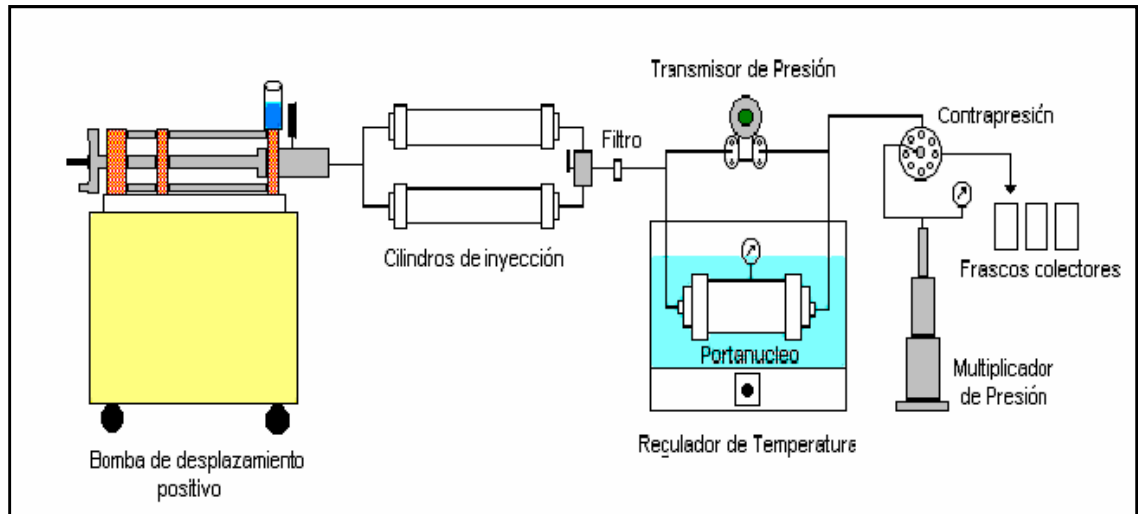


Figura 18. Equipo de desplazamiento positivo.

- **Bomba de desplazamiento positivo:** permite la inyección de fluidos a un caudal constante conocido.
- **Cilindros de inyección:** Almacenan el fluido que se quiere inyectar a la muestra, el cual es desplazado por la bomba con la ayuda de un embolo.
- **Filtro:** evita que partículas finas contenidas en suspensión en el fluido que se va inyectar ingresen a la muestra.
- **Transmisor de presión:** permite realizar la lectura de caída de presión que experimenta el fluido al atravesar el medio poroso.
- **Portanúcleos:** en él se introduce la muestra y se le suministra una presión de confinamiento deseada que simula el peso de los estratos adyacentes.
- **Regulador de temperatura:** consiste de un horno donde se ubica el portanúcleos para alcanzar las condiciones de temperatura deseadas.
- **Contrapresión y multiplicador de presión:** la contrapresión permite simular la presión de poro por la cual es mantenida por el multiplicador de presión.

7.2.2 PROCEDIMIENTO PARA LA LIMPIEZA DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

- Debe asegurarse de tener bien limpias (de granos de arena, polvo) las roscas de los cabezotes principales.
- Una vez se ubica la manga de caucho que contiene el medio poroso en el porta núcleos se bombea el fluido de confinamiento dejando la línea de entrada al medio poroso abierta para asegurar que no queda aire atrapado en esta. Finalmente, se incrementa la presión de confinamiento hasta la presión de

operación (2000–2500 psi) y se espera durante un periodo de tiempo a que esta no disminuya. En caso de disminución de la presión puede deberse a una fuga externa, es decir a un mal ajuste de los cabezotes o líneas de los cabezotes; si ello no es así se debe a una fuga interna y es necesario repetir el montaje. Se ajustan los demás accesorios como línea de flujo, transmisores de presión, etc.

NOTA: Dirigirse al anexo 2 para ver el detalle de esta operación

7.3 PREPARACIÓN DE LA MUESTRA Y FLUIDOS DE INYECCIÓN

7.3.1 LIMPIEZA DE LA MUESTRA.

Se limpia y acondiciona la muestra de roca para realizar su medición. Se debe tener en cuenta que una vez se ha escogido el método de limpieza y secado este debe ser idéntico en todas las muestras en un estudio particular. Remover todos los líquidos del núcleo, garantiza una buena medida de la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y ayuda a restaurar la mojabilidad. Se usa una temperatura lo suficientemente alta para remover todo el solvente y otros fluidos eficientemente, pero no tan alta como para que haya pérdida de agua de hidratación y minerales de cristalización (210-215 °F) garantizando de esta forma que no se altere la permeabilidad. El tiempo de secado es de aproximadamente 8 horas, hasta que el peso se hace constante. Una de las técnicas más utilizadas es la de destilación extracción, descrita a continuación:

7.3.2 DESTILACIÓN - EXTRACCIÓN

Es el método de limpieza más comúnmente usado, es relativamente lento. Una ventaja es que es el único método de limpieza en el cual el fluido de saturación puede ser determinado usando un solvente como el tolueno. En este método, la muestra es colocada en un aparato de extracción “Soxhlet o Dean-Stark”, el cual utiliza un solvente que disuelve y extrae el aceite y el agua eficientemente y no reacciona con la muestra. Durante el proceso de limpieza el solvente utilizado para desplazar los fluidos de la muestra (agua, aceite o ambos) pasa primero por un extractor cargado con la muestra, luego el solvente continuamente se destila, condensa y finalmente se distribuye de regreso por el extractor, el proceso se termina cuando la coloración del solvente en el sifón muestra un color limpio, después de un tiempo no inferior a una hora. La eficiencia de la extracción puede ser mejorada mediante ciclos de inyección alternados con solventes fríos y calientes, seguido por un rápido drenaje y por el proceso de destilación, condensación y distribución descrito antes.

El aparato de extracción Soxhlet puede ser modificado para hacer extracción bajo presión de modo que se puede cargar en el extractor un gas fácilmente soluble en el solvente durante el periodo de la saturación en el ciclo de extracción. La variación automática de la presión durante el periodo de drenaje resulta en un aumento del gas contenido en los poros de la muestra que sirve para expulsar una parte considerable del solvente saturado. Una extracción cíclica continua aumenta la eficiencia de la extracción y disminuye el tiempo requerido para la misma.

Una desventaja de este método es que el solvente no puede contactar todo el núcleo ya que las muestras frecuentemente tienen pequeñas gargantas porales que hacen que el solvente fluya con dificultad a través de ellas cuando se usan métodos gravitacionales tales como el de destilación-extracción. Otra desventaja de este

método es que en ocasiones una roca que esté mojada por agua cambie a ser mojada por aceite, ya que en el proceso de extracción es posible que se evapore el agua intersticial permitiendo que el aceite residual haga contacto con la roca y forme depósitos mojados por aceite los cuales son casi imposibles de remover.

7.3.3 MEDICIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE LA MUESTRA

Una vez el núcleo se encuentra seco y limpio, se procede a tomar las medidas de longitud, diámetro, peso. Es de suma importancia para disminuir error en la medición, realizar las medidas tres veces y luego hacer un promedio de ellas para obtener la una medida validada.

7.3.4 PREPARACIÓN DE FLUIDOS PARA INYECCIÓN

Determinar la permeabilidad del medio poroso depende en cierto porcentaje del fluido usado para su medición. Lo más recomendable es realizar todas las pruebas con fluidos del pozo. Estos fluidos tienen que pasar por unos procesos que se enuncian a continuación:

- **Filtración al vacío:** La filtración al vacío se empleó fundamentalmente para separar impurezas que pueda contener el aceite, para realizar este procedimiento se usa un embudo Büchner adecuado con un papel filtro el cual debe estar adherido a las paredes de este; al montaje se acopla un matraz con desprendimiento lateral el cual a su vez va conectado por medio de una manguera a una trampa de humedad consistente en un matraz con algodón en su interior, el montaje se completa con una bomba de vacío
- **Desaireado del fluido:** El desaireado consiste en liberar el aire que pueda contener el aceite, el montaje a utilizar consta de un recipiente donde se encuentra el fluido y de una barra magnética en su interior, el recipiente se coloca sobre un agitador magnético. Se prende el agitador con una frecuencia de 800 RPM y a una temperatura de 100 °C aproximadamente. Luego se coloca el tapón en la parte superior del recipiente, por último se enciende la bomba y se deja haciendo vacío por medio día o un día.
- **Viscosidades:** se determinan las viscosidades (a la temperatura de la prueba) del agua de formación y del aceite que serán utilizados en la prueba de flujo.
- **Prueba de Compatibilidad** La realización de esta prueba se basa en la norma API-RP 42. El objetivo de esta prueba es el de estimar de forma cualitativa la compatibilidad entre el tratamiento y los fluidos de yacimiento para así evitar el generar un daño en la formación como resultado de la generación de material insoluble al mezclar los diferentes tipos de fluidos que participan en un tratamiento o intervención al yacimiento. La realización de esta prueba permite observar la presencia de precipitados, emulsiones y otro tipo de productos derivados de las reacciones indeseadas entre los químicos y los fluidos yacimiento. Las pruebas de compatibilidad para el caso de los tratamientos RPM exigen la elección de las razones de mezcla a probar bajo este procedimiento. Las razones de mezcla usadas abarcan una amplia relación entre los porcentajes volumétricos de los fluidos, en la tabla 15 se presentan dichos porcentajes.

| Prueba | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 15 | 16 |
|-------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| Crudo | 80 | 80 | 80 | 50 | 50 | 50 | 20 | 20 | 20 | 80 | 50 | 20 | 80 | 50 | 20 |
| Salmuera | 16 | 10 | 4 | 40 | 25 | 10 | 64 | 40 | 16 | 0 | 0 | 0 | 20 | 50 | 80 |
| Tratamiento | 4 | 10 | 16 | 10 | 25 | 40 | 16 | 40 | 64 | 20 | 50 | 80 | 0 | 0 | 0 |

Tabla 15. Porcentajes de Mezcla Usados en las Pruebas de Compatibilidad.

Las mezclas se someten y evalúan generalmente a dos temperaturas, 22°C y 82°C, de tal forma, que se tienen 32 pruebas de compatibilidad por cada producto.

✓ **Materiales:**

- Recipiente de vidrio
- Calentador
- Agitador magnético
- Producto químico activo (RPM)
- Crudo
- Salmuera

✓ **Procedimiento a Temperatura = 22°C (Temperatura Ambiente)**

- Realizar la mezcla a las razones indicadas en la tabla 1.
- Añadir en el recipiente el volumen respectivo de cada fluido (tal que la suma de dichos volúmenes sea 25 cm³).
- Someter el contenido del recipiente a agitación a 1000 rpm.
- Esperar 1 minuto.
- Registrar el comportamiento de las fases contra el tiempo.

✓ **Procedimiento a Temperatura = 82°C**

- Precalentar los fluidos a 82°C.
- Realizar la mezcla a las razones indicadas en la tabla 1.
- Añadir en un recipiente cada uno de los fluidos en sus respectivas proporciones (tal que la suma de dichos volúmenes sea 25 cm³).
- Someter el contenido del recipiente a agitación a 1000 rpm.
- Esperar 1 minuto.
- Registrar el comportamiento de las fases contra el tiempo.

Para la evaluación e interpretación de los resultados de esta prueba, se definen tres variables que se evaluaron de manera cualitativa, el grado de emulsión, la turbidez, y la presencia de trazas. Estas variables se califican en cuatro (4) niveles, alto, medio, bajo y nulo. Con el fin de preservar la información con el tiempo se recomienda tener registros fotográficos de cada una de las pruebas realizadas, estos deben estar debidamente marcados y bajo un mismo patrón de fotografía.

7.3.5 SATURACIÓN DE LA MUESTRA

Se toma la muestra, previamente pesada en seco y se introduce en la manga del core holder, sumergiéndola en el agua de formación. Posteriormente se tapa y cierra el

porta núcleos y se deja el montaje con una inclinación de 45 grados. Se le aplica presión para forzar a la solución a entrar al núcleo, eliminando los posibles espacios ocupados por aire, garantizando así el mayor porcentaje de saturación. Luego de un periodo de 12 horas se saca la muestra con cuidado y se pesa. La saturación de 100% se verifica por peso y si no es alcanzada aplicando vacío, la muestra es montada en el core holder y se circula aplicando contrapresión con el fin de comprimir y extraer el aire presente en el medio poroso. Una vez se ha pesado se calcula el volumen poroso y la porosidad de la muestra.

7.4 MONTAJE DE LA MUESTRA EN EL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Con el equipo, la muestra y los fluidos de inyección preparados, se procede a realizar el montaje de la muestra en el equipo. El núcleo se introduce en el core holder, se coloca en posición horizontal. Se aplica presión de confinamiento incrementándola gradualmente para simular las condiciones del yacimiento (peso de los estratos adyacentes). Información de la temperatura del yacimiento. (Ver anexo 2)

7.5 DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD CRÍTICA

Para prevenir daño a la muestra debido a la movilización de finos durante la prueba; Se decidió hacer una prueba de velocidad crítica de movilización de finos para calcular las ratas de flujo máximas las cuales podían ser aplicadas sin que haya reducción de la permeabilidad de la muestra.

Se inyecta el agua de formación, la misma que se utilizó en la saturación del núcleo, incrementando la rata de flujo. Mientras se mide la caída de presión a través del núcleo. Con esta velocidad de flujo no se ocasiona daño al núcleo ya que el diferencial de presión se incrementa linealmente con el aumento de la rata, por lo tanto el valor de la permeabilidad permanece constante.

7.6 MEDICIÓN PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL AGUA

Esta prueba se realiza con el fin de obtener la capacidad inicial de flujo del medio poroso, se inyecta agua de formación y se desplaza a una rata de flujo determinada hasta que alcance un valor estable de diferencial de presión.

7.7 MEDICIÓN DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE

Se inyecta crudo a la muestra para determinar la permeabilidad efectiva al aceite hasta alcanzar la saturación residual de agua (S_{wr}) y tener una presión diferencial estabilizada. Al conocer el volumen poroso del núcleo, es posible determinar esta saturación residual de agua restando la cantidad de agua producida al volumen poroso del núcleo. Es importante destacar que en esta etapa la distribución de saturaciones en el medio poroso es homogénea debido a que aún no se ha inyectado el tratamiento y por lo tanto todo el medio poroso posee características similares. En la figura 18 se puede observar como el agua rodea los granos del medio poroso debido a que este es humectable al agua y el aceite fluye por la mitad de los canales debido a que la superficie mineral no tiene afinidad por esta fase.

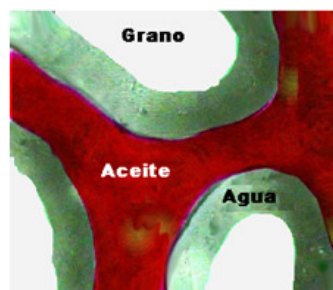


Figura 19. Distribución de fluidos después del flujo de aceite (S_{wr}) (Fuente: SPE 68972)

7.8 MEDICIÓN DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA AL AGUA

En esta etapa se inyecta agua para desplazar el aceite que se encuentra en el medio poroso. Al final de la etapa tenemos un medio poroso homogéneo a condiciones de saturación residual de aceite (S_{or}) que nos permite cuantificar el valor de la permeabilidad efectiva al agua (K_w) antes de la aplicación del tratamiento. La figura 19 muestra el aceite que aún está atrapado en la muestra presente en la mitad de los canales de flujo con ninguna o muy poca conectividad hidráulica entre ellos.

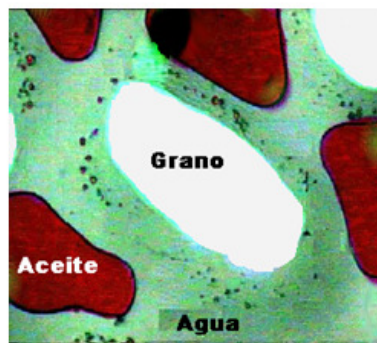


Figura 20. Distribución de fluidos después del flujo de agua (S_{or}) (Fuente: SPE 68972)

7.9 PRUEBAS DE REPRODUCIBILIDAD

Para validar los datos de las permeabilidades efectivas al agua y aceite anteriormente calculadas, se realizan pruebas de reproducibilidad. En esta etapa se inicia con la inyección nuevamente de aceite y posteriormente de agua de formación, de ahí se obtienen nuevos valores de K_o y K_w que son comparados con los datos anteriores.

7.9.1 CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA ANTES DE LA APLICACIÓN DEL RPM

Los datos suministrados durante la medición de permeabilidad efectiva al aceite y al agua son analizados con el fin de construir las curvas de permeabilidad relativa mediante el uso del método JBN (ver anexo 1) el cual se encuentra basado en la teoría de flujo fraccional propuesta por Buckley y Leverett y el posterior desarrollo propuesto por Henry J. Welge. Es muy importante resaltar que las permeabilidades relativas y las saturaciones obtenidas por esta técnica corresponden al extremo de

salida del medio poroso bajo estudio, lo cual quiere decir que no son un promedio de toda la muestra, sino un valor puntual correspondiente a la capacidad de flujo en el plano de salida de la muestra.

7.10 INYECCIÓN DE PREFLUJO

Antes de iniciar el tratamiento con el modificador de permeabilidad relativa (RPM), se inyecta un surfactante con el objetivo de abrirle paso a la solución polimérica, lo que genera un incremento en el factor de resistencia residual (RRF) al agua y disminuye la del aceite, garantizando de esta forma una reducción significativa de la permeabilidad al agua.

7.11 INYECCIÓN DEL MODIFICADOR DE PERMEABILIDAD RELATIVA

En esta etapa se inyecta un determinado volumen de polímero a la muestra. La inyección es realizada en sentido contrario al de la producción pero solo invadiendo parte del núcleo con el tratamiento. El caudal de inyección del polímero es bajo con el fin de permitir un barrido homogéneo en la zona que penetra el tratamiento, después se deja en contacto el polímero con el núcleo por un periodo de 18 horas con el fin de garantizar la adsorción del polímero por parte de la superficie mineral.

7.12 INYECCIÓN DE POSFLUJO

Una vez finalizada la inyección del tratamiento se procede a inyectar un determinado volumen de surfactante más agua de formación, el objetivo de este postflujado es garantizar un sello al tratamiento bombeado inicialmente, facilitando que el polímero reaccione en las zonas donde no lo haya hecho.

7.13 MEDICIÓN DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA AL AGUA POSTERIOR AL TRATAMIENTO

En esta etapa existe la presencia de polímero en el medio poroso que fue invadido con el tratamiento (zona tratada). El procedimiento es el mismo que el utilizado al calcular la permeabilidad efectiva antes de aplicar el tratamiento con la diferencia que el polímero que fue retenido por el medio crea una restricción adicional al flujo de agua a través de la muestra. En la figura se puede observar la capa de polímero que fue retenida por el medio poroso, la cual se encuentra rodeando los granos. Para analizar la efectividad del tratamiento, se calculó el factor de resistencia residual (RRF) a la fase agua, con el cual se mide la reducción de la permeabilidad, inducida por la absorción del polímero.

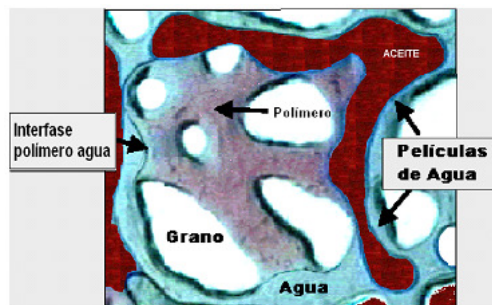


Figura 21. Comportamiento del tratamiento y distribución de fluidos al final del flujo de agua (Fuente: SPE 68972)

7.14 MEDICIÓN DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE POSTERIOR AL TRATAMIENTO

Se inyecta aceite para llevar el núcleo a condiciones de S_{wr}^* la cual no es más que la saturación promedio de la muestra y no es correspondiente al valor de la saturación de la zona tratada, debido a que el paso del fluido se da a través de dos zonas de diferente saturación, la primera con características similares a las del medio poroso en el momento que se calculó la K_o antes de aplicar el tratamiento y la segunda una zona con mayor saturación de agua debido a las características del polímero que fue adsorbido por el medio, por lo tanto, esta es una permeabilidad promedio de este medio mucho más heterogéneo que el anterior y no correspondería a la medición de la permeabilidad efectiva al aceite de la zona tratada. En la figura se puede observar la diferencia de distribución de fluidos en las dos zonas que se mencionaban anteriormente. Para analizar la efectividad del tratamiento, se calculó el factor de resistencia residual (RRF) a la fase aceite, con el cual se mide la reducción de la permeabilidad, inducida por la absorción del polímero.

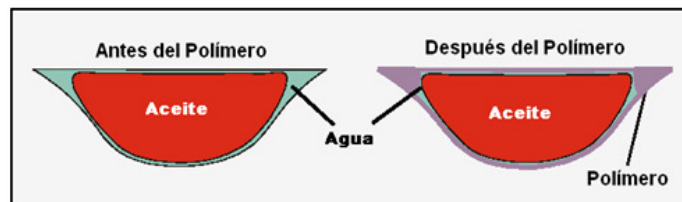


Figura 22. Distribución de fluidos en la garganta del poro (Fuente: SPE 68972)

NOTA: Para construir las curvas de permeabilidad relativa después del tratamiento en el plano de salida de la muestra, se realiza la inyección de las dos etapas anteriores, se inyecta agua para desplazar aceite hasta alcanzar condiciones de S_{or}^* y en la segunda etapa se inyecta aceite para desplazar agua hasta alcanzar condiciones de S_{wr}^* , en las dos etapas se alcanzan condiciones estables de diferencial de presión para determinar K_w^* y K_o^* respectivamente. Es de gran importancia resaltar el plano de salida es la zona de interés ya que representa la zona de la muestra que fue tratada por la absorción del polímero.

7.15 PRUEBA DE PERDURABILIDAD

Estas pruebas de perdurabilidad se realizan con el fin de garantizar la permanencia del polímero en el medio poroso. Se espera por un tiempo aproximado de dos días y se vuelve a realizar el mismo procedimiento para la medición de permeabilidades efectivas al aceite y al agua, una vez se obtienen las mediciones se comparan con las anteriores para verificar que el tratamiento se halla mantenido con el tiempo.

7.15.1 CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA DESPUÉS DE LA APLICACIÓN DEL RPM

Para la construcción de estas curvas se aplica el mismo concepto y procedimiento que se planteó para la creación de las curvas de permeabilidad relativa antes de la aplicación del tratamiento. Estas curvas representan una herramienta importante a la

hora de evaluar el desempeño del polímero RPM pues permiten realizar estimaciones acerca de la efectividad del tratamiento en un rango amplio de saturaciones. Además del comportamiento de estas curvas se puede inferir el efecto que tiene la adsorción de una capa de polímero sobre la capacidad de flujo de las fases presentes en el medio.

| ETAPA | DESCRIPCION | PASO A PASO |
|-------|--|--|
| 1 | Identificación de variables | <ul style="list-style-type: none"> • Revisión de historia y datos generales del pozo candidato para conocer: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Fluidos del yacimiento ✓ Litología ✓ Humectabilidad del medio ✓ Permeabilidad y distribución del tamaño de poro ✓ Naturaleza química del tratamiento ✓ Estabilidad de la solución <p>NOTA: si no se poseen estos datos algunos de ellos pueden ser calculados mediante pruebas de laboratorio.</p> |
| 2 | Montaje y limpieza del equipo de desplazamiento positivo (EDP) | <ul style="list-style-type: none"> • Limpieza del EDP • Arme y verificación del EDP <p>NOTA: La manera de realizar estos procedimientos se muestran en detalle en el anexo 2.</p> |
| 3 | Preparación de la muestra y fluidos de inyección | <ul style="list-style-type: none"> • Limpieza de la muestra <ul style="list-style-type: none"> ✓ Destilación – Extracción* • Medición de las dimensiones de la muestra <ul style="list-style-type: none"> ✓ Medición de Longitud diámetro y peso • Preparación de fluidos para inyección <ul style="list-style-type: none"> ✓ Filtración al vacío ✓ Desaireado del fluido ✓ Medición de viscosidad ✓ Prueba de compatibilidad • Saturación de la muestra <ul style="list-style-type: none"> ✓ Saturación del núcleo con agua de formación ✓ Calculo del volumen poroso y la porosidad de la muestra <p>* Existen más métodos de limpieza, este es el más recomendado</p> |
| 4 | Montaje de la muestra en el equipo de desplazamiento positivo | <ul style="list-style-type: none"> • Se introduce el núcleo en el core holder • Se aplica presión de confinamiento para simular presiones de yacimiento. |
| 5 | Determinación de la velocidad crítica | <ul style="list-style-type: none"> • Se inyecta agua de formación aumentando la rata de flujo • Medición de la caída de presión a través del núcleo • Determinación de rata de flujo máxima para prevenir migración de finos |
| 6 | Medición de permeabilidad absoluta al agua | <ul style="list-style-type: none"> • Se inyecta agua de formación hasta que se alcance un valor estable de ΔP • Se calcula la permeabilidad absoluta al agua |

| | | |
|----|---|---|
| 7 | Medición de la permeabilidad efectiva al aceite | <ul style="list-style-type: none"> • Se inyecta crudo hasta que se alcance la saturación residual de agua y un valor estable de ΔP • Se calcula la permeabilidad efectiva al aceite |
| 8 | Medición de la permeabilidad efectiva al agua | <ul style="list-style-type: none"> • Se inyecta agua de formación hasta que se alcance la saturación residual de aceite y un valor estable de ΔP • Se calcula la permeabilidad efectiva al agua |
| 9 | Prueba de reproducibilidad | <ul style="list-style-type: none"> • Se repiten los pasos 7 y 8 • Se comparan los dos resultados obtenidos |
| 10 | Construcción de curvas de permeabilidad relativa antes de la aplicación del tratamiento | <ul style="list-style-type: none"> • Se obtiene la data en las etapas anteriores de permeabilidad efectiva al aceite y al agua • Se construyen las curvas de K_r utilizando en método JBN |
| 11 | Inyección del preflujo | <ul style="list-style-type: none"> • Se inyecta un fluido generalmente un surfactante para abrir paso al tratamiento principal (RPM) |
| 12 | Inyección del Modificador de Permeabilidad | <ul style="list-style-type: none"> • Se inyecta el RPM a una rata baja con el fin de permitir un barrido homogéneo • Se deja el tratamiento en un tiempo de remojo por 18 horas |
| 13 | Inyección postflujo | <ul style="list-style-type: none"> • Se inyecta un fluido de cola generalmente un surfactante para dar un sello al tratamiento principal (RPM) |
| 14 | Medición de la permeabilidad efectiva al agua después del tratamiento | <ul style="list-style-type: none"> • Se inyecta agua de formación hasta que se alcance la saturación residual de aceite y un valor estable de ΔP • Se calcula la permeabilidad efectiva al agua después del tratamiento ** |
| 15 | Medición de la permeabilidad efectiva al aceite después del tratamiento | <ul style="list-style-type: none"> • Se inyecta crudo hasta que se alcance la saturación residual de agua y un valor estable de ΔP • Se calcula la permeabilidad efectiva al aceite ** |
| 16 | Prueba de perdurabilidad | <ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de remojo del tratamiento 2 días • Se repiten los pasos 14 y 15 • Se comparan los resultados obtenidos para verificar que el tratamiento se halla mantenido con el tiempo |
| 17 | Construcción de curvas de permeabilidad relativa después de la | <ul style="list-style-type: none"> • Se obtiene la data en las etapas anteriores de permeabilidad efectiva al aceite y al agua después del tratamiento • Se construyen las curvas de K_r utilizando en método JBN |

| | | |
|----|----------------------------|---|
| | aplicación del tratamiento | |
| 18 | Comparación de resultados | <ul style="list-style-type: none"> • Se realiza un gráfico que involucre las permeabilidades efectivas del aceite y del agua antes y después del tratamiento <p>NOTA: Estas curvas representan una herramienta importante a la hora de evaluar el desempeño del polímero RPM pues permiten realizar estimaciones acerca de la efectividad del tratamiento en un rango amplio de saturaciones.</p> |

** Es importante resaltar que el plano de salida es la zona de interés ya que representa la zona de la muestra que fue tratada por la adsorción del polímero

8. CONCLUSIONES

1. El equipo de desplazamiento positivo permite reproducir a escala de laboratorio casi todos los procesos que pueden tener un efecto sobre las propiedades de la roca en la región cercana a la cara del pozo. Una adecuada evaluación de los resultados permite identificar indicadores que, en muchos de los casos, explica fenómenos o comportamientos extraños después de una operación de campo.
2. La realización de una prueba experimental permite determinar si el tratamiento RPM es recomendable, efectivo y seguro para el control de la producción excesiva de agua; permite identificar si existen cambios en el entorno tales como el pH, la salinidad o la baja presión, los cuales alteran la efectividad y durabilidad del tratamiento, lo que determina la viabilidad de la aplicación en campo del RPM.
3. La efectividad del tratamiento RPM se evalúa mediante el cálculo del factor de resistencia residual, este cálculo debe ser en un mismo punto de saturación a partir del uso de las curvas de permeabilidad relativa, además la comparación de las curvas de permeabilidad relativa antes y después del tratamiento también proporciona un estimado de la eficiencia del tratamiento.
4. La construcción de las curvas de permeabilidad relativa permite realizar un análisis más preciso de la efectividad del tratamiento en un rango más amplio de saturaciones, lo cual nos permitirá extrapolar los resultados de laboratorio a varios pozos de la misma formación en una posterior aplicación en campo.
5. Se puede decir que la aplicación de los RPM en trabajos de fracturamiento hidráulico y su uso en la modificación de los perfiles de inyección y producción me permite sellar completamente zonas ladronas y fracturas; reducir la producción de agua (RAP), corregir o prevenir las ineficiencias de barrido, construyendo nuevos caminos de flujo en zonas no drenadas; aumentar el factor de recobro de aceite y mejorar de forma eficiente los perfiles de inyección y producción.
6. Dada la importancia de la prueba experimental en la viabilidad de la aplicación del tratamiento RPM en campo, se realizó e implementó un "Protocolo de evaluación experimental de tratamiento RPM" para realizar pruebas de desplazamiento de fluidos) a través de medios porosos a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.
7. Se realizó un procedimiento para la selección de pozos candidatos, que permite determinar la posibilidad que tiene un pozo de ser intervenido utilizando el tratamiento RPM. Este procedimiento contiene desde directrices, observaciones y recomendaciones que facilitan la escogencia de un posible pozo candidato y la validación del pozo como candidato mediante la determinación de las permeabilidades relativas, a partir de pruebas de desplazamiento de fluidos a través de núcleos.

8. El procedimiento para la selección de pozos candidatos permite minimizar la limitante de fracasos en la aplicación del tratamiento en campo, ya que según el estándar la prueba experimental solo se realiza a pozos que tengan potencial de pozo candidato y solo es extrapolada a campo si se visualiza en laboratorio alta eficiencia y durabilidad del tratamiento.
9. La importancia en tratamientos RPM's radica en la formación de una capa de polímero adsorbida sobre la superficie del poro, es por esto que en esta investigación se realizó un estudio de modelos matemáticos para el cálculo del espesor de la capa de polímero, de estos estudios se pudo inferir que:
 - A mayor permeabilidad efectiva al agua del yacimiento antes del tratamiento, mas grande es el espesor de capa, por tanto mucha más eficiencia a un mismo porcentaje de reducción de permeabilidad.
 - Mientras mayor sea la reducción de permeabilidad después del tratamiento, el espesor de la capa de polímero es mayor.
 - En un yacimiento con permeabilidades absolutas altas (antes del tratamiento) se obtiene menor eficiencia en la reducción de permeabilidad después del tratamiento, en relación a otras permeabilidades menores, teniendo como premisa que en todos los reservorios de diferente permeabilidad inicial, se halla obtenido el mismo espesor de capa.
 - El estudio mostró que al obtener un mismo espesor de capa de polímero en formaciones de diferente radio de grano, la porosidad presenta una mayor reducción en radios de grano menor, por tanto a medida que aumente el radio del grano el efecto sobre la porosidad del yacimiento va a ser menor.

9. RECOMENDACIONES

1. Es importante contar con información completa sobre las características petrofísicas (porosidad, permeabilidad, presión de yacimiento, Gradiente de fractura, temperatura, intervalo a tratar), la geometría del pozo (profundidad, desviación, equipos de fondo) y la sarta de trabajo del pozo a intervenir con el tratamiento RPM.
2. Durante la mezcla de los fluidos del tratamiento se debe hacer un correcto QA/QC que garantice que los fluidos se encuentran dentro de especificaciones, realizando pruebas de compatibilidad, midiendo pH, viscosidad, apariencia, dispersión, entre otros.
3. Al momento de realizar la prueba en el laboratorio se debe tener cuidado con las variables manejadas, en especial las ratas de flujo, ya que son el resultado del escalonamiento de las condiciones de yacimiento.
4. Al momento la selección del pozo y diseño del tratamiento, se debe tener cuidado al determinar el patrón de producción, ya que en caso de que existan fracturas naturales en las cercanías del pozo estas pueden propiciar una rápida desadsorción del polímero.
5. Al desarrollar la prueba de laboratorio, se sugiere contar con diferentes modificadores de permeabilidad relativa, para ver como es el comportamiento de cada uno de ellos con la formación y con los fluidos de producción.
6. Se debe tener cuidado al estimar el RRF, teniendo siempre presente que esta medida se hace en un mismo punto de saturación, o de lo contrario se puede llegar a conclusiones poco objetivas y erróneas.
7. El regreso de los pozos a producción después de la aplicación del tratamiento debe hacerse abriendo el choque lentamente, con el fin de evitar degradación del polímero por altos esfuerzos de corte.
8. Después de aplicado el tratamiento se recomienda no realizar ningún proceso de estimulación adicional que pueda afectar la efectividad del polímero.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- ¹ ESCOBAR V, SÁNCHEZ O, RESTREPO D y LOPERA S. Nueva Metodología de Laboratorio para Evaluar la Efectividad de Tratamientos Modificadores de Permeabilidad Relativa. Universidad Nacional de Colombia sede Medellín. Facultad de Minas 2004.
- ² Terminology, Evaluation Methods, Candidate Selection, and Expectations of Chemical Systems for Water and Gas Control (Paper - Article).
- ³ . ZUBILLAGA A, CORTONA M, VEIGA M y BRIGGILER N, Control de agua aplicación de nuevas técnicas y productos. Febrero 2004.
- ⁴ Un modificador de permeabilidad relativa para el control de agua de pozos de gas en yacimientos de baja permeabilidad.
- ⁵ MENNELLA A, CHIAPPA L, LOCKHART T, BURRAFATO G. Selección de candidatos y directrices químicas para los tratamientos de modificación de permeabilidad relativa (RPM), 2001.
- ⁶ ZAITOUN A, PICHERY T. New Polymer Technology for Sand Control Treatments of Gas Storage Wells, SPE 2009.
- ⁷ DALRYMPLE D, EOFF L, MORGAN Jim. Modified Water-Soluble Polymer as a Selective Bullhead system for water-production problems. SPE 80206.
- ⁸EOFF L. "Structure and Process Optimization For The Use of a Polymeric Relative-Permeability Modifier in Conformance Control". SPE 64985. February 2001.
- ⁹CHIAPPA L. "Polymer/Rock Interactions in Polymer Treatments For Water-Cut Control". SPE 39619. April 1998.
- ¹⁰DALRYMPLE E. "Studies of a Relative Permeability Treatment Performed Using Multitap Flow Cells".SPE 59346. April 2000.
- ¹¹ VÁSQUEZ J, EOFF L, DALRYMPLE D. Evaluation of a Relative Permeability Modifier for profile modification in injection wells.. SPE 120669
- ¹² YAN Z. Modificación de permeabilidades de aceite y agua en arenisca berea por un tratamiento de una gel., University of Kansas. SPE 50753
- ¹³ HIWA H, AMIN R. A method for enhancing the RPM performance in matrix reservoir, Curtin University of Technology. SPE 114432
- ¹⁴DIAZ G, VILLA K, SANCHEZ L, Robles J, MORRIS W, San Antonio International Fracture Conformance Treatments Using RPM: Efficiency and Durability Evaluation. SPE 122913
- ¹⁵ LEAL J, GONZALEZ M.A., VILLA G., R. Garay, and CASTRO A. Unconventional RPM applications in hydraulic fracturing. SPE 97238

¹⁶ OGUNBERU A.L, and ASGHARL K. Water Permeability Reduction under Flow-Induced Polymer Adsorption. SPE 89855.

¹⁷KUME N. "An Engineering Approach To Predict Post Treatment Well Performance Using Selective Chemical Water Shut-Off Techniques: An Rpm Example". SPE 84513, 2003.

¹⁸KABBIR A. "Water/Gas Shutoff Candidates Selection". SPE 54357, 1999.

¹⁹MENNELLA A. "Candidate And Chemical Selection Rules For Water Shutoff Polymer Treatments". SPE 54736, 1999.

²⁰CTAUSTHAL Tu, Czolbe P., FREIBERG Dbi-Gut, Kohler N. "Comparative Laboratory Selection And Field Testing Of Polymers For Selective Control Of Water Production In Gas Wells". SPE 28984, 1995.

²¹DI LULLO G. "New Insights In To Water Control – A Review Of The State Of The Art – Part II". November 2002.

²²CHIAPPA L, et "Polymer Design for Relative Permeability Modification Treatments at High Temperature". SPE 80202. February 2003.

²³API RP 40. RECOMMENDED PRACTICES FOR CORE ANALYSIS. Second Edition, February 1998.

**ANEXO 1. METODO JBN O DE ESTADO NO ESTABLE PARA LA
CONSTRUCCION DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA**

B1. TEORIA DE DESPLAZAMIENTO DE BUCKLEY-LEVERETT.

La teoría de desplazamiento fue inicialmente introducida a la industria de los hidrocarburos por Buckley Leverett. En este modelo se asume que la tasa de desplazamiento es lo suficientemente alta para desprestigiar los efectos capilares. Para un flujo incompresible e inmiscible de agua través de un núcleo homogéneo que inicialmente se encuentra a saturación de agua residual, la posición del frente de agua en el núcleo puede ser calculada de la siguiente manera:

$$X(t)L_{sw} = W_i L f_w \dots \dots \dots B1$$

Donde, W_i es el numero de volúmenes porosos inyectados, definido por,

$$W_i = \frac{\int_0^{t_1} q dt}{AL\phi} \dots \dots \dots B2$$

Utilizando la ecuación B1 y la ley de Darcy, se puede calcular la caída de presión a través del núcleo y la producción acumulada de aceite a cualquier tiempo con las siguientes ecuaciones,

$$\Delta p = \frac{q\mu_w}{K} \int_0^L \frac{f_w}{K_{rw}} dx \dots \dots \dots B3$$

$$S_{avg} = S_L + W_i f_o(S_L) \dots \dots \dots B4$$

$$Q_o = AL\phi(S_{avg} - S_{wr}) \dots \dots \dots B5$$

El flujo fraccional es relacionado con las permeabilidades relativas por

$$f_w = 1 - f_o = \left[1 + \frac{K_{ro}\mu_w}{K_{rw}\mu_o} \right]^{-1} \dots \dots \dots B6$$

CALCULO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS POR EL METODO JBN

Basados en el modelo de Buckley y Leverett. Jonson, Bosler y Naumann (JBN) desarrollaron una aproximación para calcular permeabilidades relativas a partir de experimentos de desplazamiento.

$$\frac{dS_{avg}}{dW_i} = f_o(S_i) \dots \dots \dots B7$$

$$I_r = \frac{q\mu_o L}{\Delta p K} \dots \dots \dots B8$$

$$\frac{d \left[\frac{1}{W_i I_r} \right]}{d \left[\frac{1}{W_i} \right]} = \frac{f_o(S_L)}{K_{ro}(S_L)} \dots \dots \dots B9$$

La saturación de agua promedio (S_{avg}) que aparece en la ecuación B7 puede ser calculada por medio de un balance de materiales para el agua contenida en el medio poroso.

$$S_{avg} = S_{wr} + \frac{Q_o}{AL\Phi} \dots \dots \dots B10$$

Los pasos para calcular las permeabilidades relativas se presentan a continuación:

1. Utilizar la ecuación B10 para calcular S_{avg}
2. Utilizar la ecuación B2 para calcular W_i
3. Utilizar la ecuación B8 para calcular I_r
4. Estimar las derivadas $\frac{dS_{avg}}{dW_i}$ y $\frac{d \left[\frac{1}{W_i I_r} \right]}{d \left[\frac{1}{W_i} \right]}$
5. Utilizar las ecuaciones B7 y B9 para calcular $K_{ro}(S_L)$
6. Utilizar la ecuación B6 para calcular $K_{rw}(S_L)$
7. Utilizar la ecuación B4 para calcular S_L

Es importante destacar que todos los pasos son cálculos directos, con excepción del cálculo de las derivadas del paso 4.

ANEXO 2. MANUAL DE OPERACION DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (EDP)

DESCRIPCIÓN GENERAL

El equipo de desplazamiento positivo permite desarrollar desplazamientos dinámicos de fluidos a través de muestras de rocas, para evaluar el comportamiento del flujo de fluidos a través de lechos porosos.



Este equipo consta de ocho subsistemas, así:

1. Subsistema de confinamiento.
2. Subsistema de contrapresión.
3. Subsistema de desplazamiento
4. Subsistema de inyección de Soluciones Aceitosas.
5. Subsistema de inyección de Soluciones Acuosas.
6. Subsistema de temperatura.
7. Subsistema de diferencial de Presión Tipo Smar.
8. Subsistema de control y adquisición de datos mediante LabView.

En cada subsistema se explicará de manera detallada sus componentes, los requerimientos que se necesitan para su buen funcionamiento y los pasos que se deben seguir cuando se corre una prueba.

El orden en que se muestran y explican los subsistemas, aunque parecen estar por separado, es aquel en el cual se debe ir desarrollando la prueba y su correspondencia entre los pasos es de manera ordenada.

Siga las indicaciones que se dan para el corrimiento de la prueba en la parte de montaje de la muestra cumpliendo cada una de manera satisfactoria.

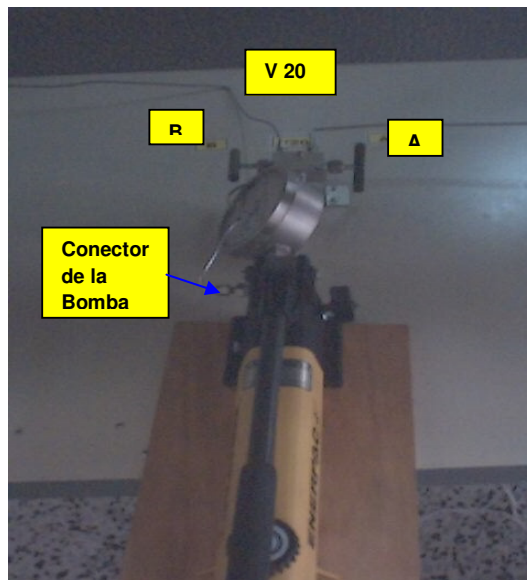
MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA

1. Subsistema de confinamiento.

Este componente, presenta una forma de confinamiento dual donde se utiliza un líquido de confinamiento suministrado por el tanque de confinamiento. La presión de confinamiento es ajustada con un amortiguador de gas nitrógeno, cuya función es contrarrestar la dilatación térmica del líquido de confinamiento por efecto del incremento de la temperatura con la compresibilidad del nitrógeno. La presión se puede visualizar en el manómetro de la bomba manual Enerpac y debe ser registrada y monitoreada continuamente por un operador, para llevar un registro del comportamiento de esta presión durante el desarrollo de cualquier prueba.

La aplicación de **confinamiento** comprende los siguientes pasos:

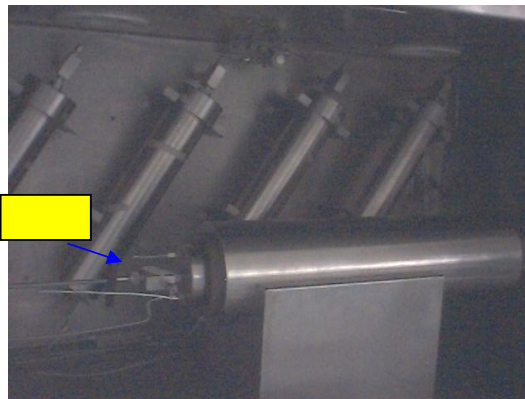
- Conectar la bomba “Enerpac”, previamente llena del mismo fluido del tanque de confinamiento, en la entrada de la válvula 20 y abrir el puerto B de la válvula.



- Abrir la válvula No. 9 para dar paso del fluido de confinamiento hacia la bomba y hacia el core holder. Las demás válvulas deben estar cerradas.



- Abrir la válvula No 21 hasta drenar el líquido de confinamiento en el “Core-holder” y no tener burbujas de aire.



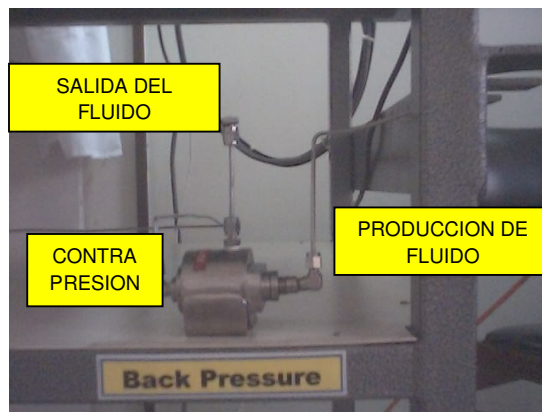
- Purgar la línea desde el tanque de confinamiento hasta la válvula No 20 y ajustar la conexión por donde se purgo.
- Abrir el puerto B de la válvula No. 20, cerrar la No 9 y aplicar presión con la bomba Enerpac hasta alcanzar la presión de trabajo a 7,500 psi como máxima presión de trabajo.
- Cerrar el puerto B de la válvula No. 20 y mantenerla cerrada durante el desarrollo de la prueba.

Luego de finalizar la prueba se deben realizar los siguientes pasos para despresurizar el subsistema de confinamiento.

- Conectar la bomba Enerpac a la válvula No 20 y elevar la presión hasta la presión de confinamiento.
- Abrir el puerto B de la válvula No. 20 e iniciar la reducción de presión de confinamiento hasta presión atmosférica accionando la válvula de expansión de la bomba Enerpac cuidando de no sobrellenar el tanque de la misma.

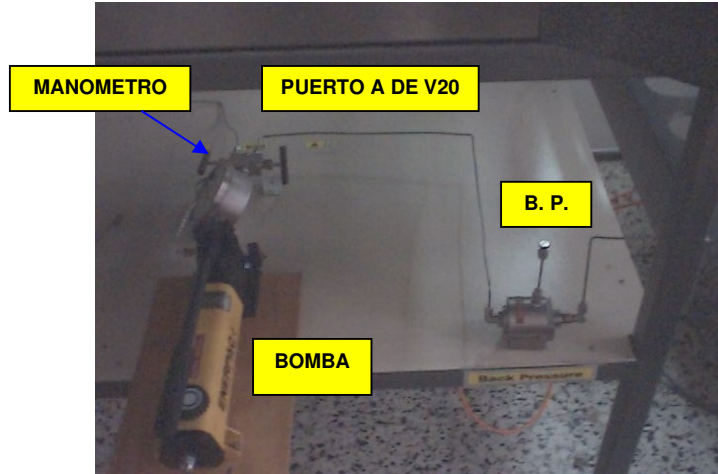
2. Subsistema de Contrapresión

Este subsistema presenta una forma hidráulica de aplicación de contrapresión y se compone de una bomba manual Enerpac, la cual permite la aplicación de cualquier presión hasta 10,000 psi.



La aplicación de **Contrapresión** comprende los siguientes pasos.

- Conectar la bomba “Enerpac”, previamente llena del mismo fluido de contrapresión, a la entrada de la válvula No 20, purgar y ajustar la conexión.
- Para monitorear la presión se debe conectar la bomba Enerpac a la válvula No 20 y elevar la presión hasta la establecida inicialmente y luego abrir el puerto A de la válvula No 20.



Luego de finalizar la prueba se deben realizar los siguientes pasos para despresurizar el subsistema de contrapresión.

- Conectar la bomba “Enerpac” a la válvula No 20 y elevar la presión hasta la presión de contrapresión, teniendo en cuenta el fluido utilizado para contrapresión.
- Llevar la presión en la bomba hasta 0 psi, persiste alguna presión en el sistema de contrapresión, libere esta presión a través del puerto A de la válvula No 20 hasta tener el sistema completamente relajado.
- Tener en cuenta que al liberar la presión de contrapresión, también se libera la presión del sistema.



3. Subsistema de Desplazamiento.

El fluido desplazante llega a través de la bomba y entra a la parte baja de los cilindros donde mueve el pistón, que se encarga de desplazar la muestra a inyectar en el núcleo.



La presión de trabajo de la bomba puede ser visualizada en un manómetro análogo que se denomina presión bomba.

Los cilindros que contengan soluciones aceitosas deben pasar por un filtro de 0.45 micras antes de ingresar al "core". Cualquier fluido que vaya a ser inyectado al núcleo debe pasar por una válvula manual, a la salida de dicha válvula se tiene la presión manométrica de entrada la cual debe ser monitoreada constantemente durante la prueba.

Los pasos para alistar el sistema de desplazamiento son los siguientes:

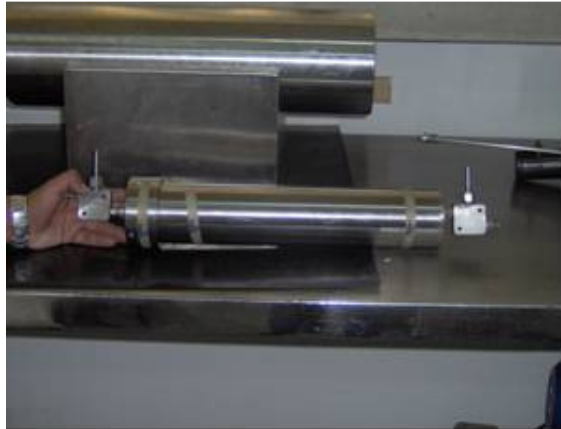
Conectar la bomba al tanque del fluido desplazante, llenar el tanque con suficiente fluido previamente desairado y sin airearlo en el proceso.



- Verificar que el amortiguador de pulsaciones este lleno con N_2 a una presión de 2,000 psi y conectarlo.
- Desplazar fluido mediante la bomba y purgar por la conexión del manómetro de la bomba, luego apagar la bomba y ajustar la conexión.
- Encender la bomba y purgar por la conexión del amortiguador de pulsaciones, apagar la bomba y ajustar la conexión.
- Verificar que el pistón libre (“free pistón”) de cada cilindro contenga la solución en la parte inferior de éste.

4. Subsistema de inyección de soluciones aceitosas.

La presión de **Flujo de Aceite** es registrada y monitoreada continuamente en el sistema de adquisición de datos, donde se puede tener un registro del comportamiento de esta presión durante el desarrollo de cualquier prueba.



El desplazamiento de soluciones **aceitosas** comprende los siguientes pasos:

- Desplazamiento de **aceite** utilizando Cilindros No. 1 y No. 2.
 - Abrir la válvula No. 7 y determinar el caudal a utilizar en la bomba de desplazamiento “GILSON”.
 - Abrir la válvula No. 8 el cual lleva fluido desplazante de la bomba a la parte inferior del cilindro No. 1.
 - Abrir la válvula que da paso de los cilindros al “coreholder” y encienda la bomba “Gilson”.

- Durante el desplazamiento del aceite, la presión de confinamiento debe estar en 500 psi aproximadamente, por encima de la presión de Flujo de Aceite.
- Para realizar el desplazamiento de aceite mediante el cilindro 2, se realizan los pasos anteriores pero con las válvulas No 5 y 6. teniendo en cuenta de no despresurizar el sistema y cerrar las válvulas No 7 y

5. Subsistema de inyección de soluciones acuosas.

Este sistema permite el desplazamiento de soluciones acuosas (salmuera sintética, agua de formación, agua de inyección y agua destilada) preferiblemente desairadas a través de muestras de rocas, hasta una presión de 7,500 psi.

➤ El desplazamiento de soluciones **acuosas** comprende los siguientes pasos:

- Abrir la válvula No. 4 que da paso al cilindro 3 teniendo precaución de no despresurizar el sistema y determinar el caudal a utilizar en la bomba de desplazamiento GILSON.
- Abrir la válvula que da paso de los cilindros al Core - Holder y encender la bomba Gilson.
- Durante el desplazamiento de la solución acuosa, la presión de confinamiento debe estar en 500 psi aproximadamente, por encima de la presión de flujo del agua.
- Para realizar el desplazamiento de la solución acuosa mediante el cilindro 4, se realizan los pasos anteriores pero con las válvulas No 1 y 2. teniendo en cuenta de no despresurizar el sistema y cerrar las válvulas No 3 y 4.
- Para no despresurizar el sistema, primero se cierran las válvulas de los cilindros, luego se abre la válvula inferior del cilindro a utilizar, después se presuriza el cilindro a la presión que se estaba trabajando y por último se abre la válvula superior del cilindro y se procede a inyectar la solución acuosa.

-

6. Subsistema de temperatura.

El propósito de este subsistema es proporcionar, monitorear y controlar la temperatura; para ello se necesita un horno, una termocupla y un controlador de temperatura, este último realizará las tareas de monitorear y controlar ya sea desde el panel lateral o desde el computador, la temperatura durante las pruebas de desplazamiento tanto a condiciones de ambiente como a las de yacimiento.

La aplicación de temperatura comprende los siguientes pasos:

- Encender el controlador de temperatura C. T, desde el panel lateral o desde el computador.
- En el panel de control manual lateral acceda los comandos del controlador “Autonics”
- Oprima \gg y ubique el “Set Point” de Temperatura S.V. deseado en °F pasando entre dígitos por los botones \gg \ll y subiendo o bajando el valor mediante los botones \blacktriangle \blacktriangledown
- Oprima el botón M. D. Para entrar el valor de “Set Point” de Temperatura.
- En el indicador de temperatura del controlador V. P, se debe observar un incremento en el valor de la temperatura del horno.
- Este valor es registrado en el computador durante toda la prueba.
- Terminada la prueba relajar la temperatura colocando en el “setpoint” la temperatura ambiente ± 68 °F.

7. Subsistema de diferencial de presión tipo “Smar”.

El subsistema esta compuesto por tres medidores Inteligentes de presión diferencial de tipo Smar (LD 301) con los siguientes rangos:

- **0 – 3600 Psi.** Corresponde a presión diferencial de alta
- **0 – 360 Psi.** Corresponde a presión diferencial media
- **0 – 7.2 Psi.** Corresponde a presión diferencial de baja

Estos transmisores inteligentes se basan en un sensor capacitivo probado en el campo, que ofrece un funcionamiento seguro y alto rendimiento. La tecnología digital que se usa en los LD301 le permite a estos tener su propio protocolo de comunicación (HART) y como consecuencia su configuración se puede llevar a cabo a través de un computador, de un configurador portátil (HPC301 ó HT2) o manualmente.

El monitoreo de **diferencial de presión** en el computador se presenta de la siguiente forma:

- Indicadores de presión con los siguientes nombres.

Diferencial de presión de 0 – 3600 psi → **P. DIF. 0 – 3600 PSI**

Diferencial de Presión de 0 – 360 psi → **P. DIF. 0 – 360 PSI**

Diferencial de Presión de 0 – 7.2 psi → **P. DIF. 0 – 7.2 PSI**

- Mediante el **menú de gráficas** se escoge la gráfica de la presión que desea observar.

- Presión diferencial de 0 –7.2 psi
- Presión diferencial de 0 - 360 psi
- Presión diferencial de 0 – 3600 psi
- Presión manométrica de entrada
- Presión manométrica de salida

ZERO → Corrección de Presión Cero. El transmisor no debe tener ninguna presión.

LRV → Ajuste sin referencia del valor Inferior del Rango.

URV → Ajuste sin referencia del Valor Superior del Rango.

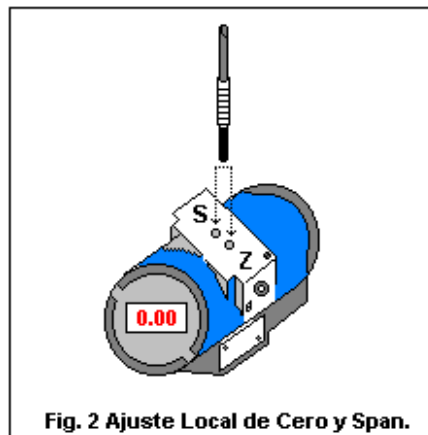
ZERO → Ajuste con referencia de Cero.

SPAN → Ajuste con referencia del Span.

El ajuste local completo del medidor de diferencial de presión “smar” comprende los siguientes pasos:

❖ **Corrección de presión (Trim).** Este procedimiento se utiliza para verificar el Cero del Diferencial de Presión.

- Verifique que los Smar se encuentren fuera del sistema de inyección de soluciones aceitosas u acuosas. Esto se comprueba si las válvulas números 11, 13, 14, 16, 17 y 19 de la sección de diferencial de presión están cerradas y las válvulas números 12, 15 y 18 están abiertas.
- Quitar los tapones de caucho (orificios del span **S** y orificio del cero **Z**) que se encuentran debajo de la placa de identificación. (ver fig. 2).



- Introduzca el destornillador magnético en el orificio de ajuste en cero **Z** (ver fig. 2), y espere hasta que en el visor digital aparezca la siguiente señal. **TRIM.**

Secuencia de Operación de Válvulas desde el Software.

Los pasos aquí descritos solamente se indican para un mejor entendimiento del subsistema de diferencial de presión tipo Smar.

1. Operación sin medir diferencial de presión. Todas las válvulas deben estar cerradas.

2. Operación midiendo diferencial de presión, abriendo o cerrando las válvulas

A. Todas las válvulas del sistema de diferencial de presión deben estar cerradas

B. Mirar el diferencial de presión entre la presión manométrica de entrada y la presión manométrica de salida.

1. Si el $\Delta P \geq 3550$ la prueba se debe realizar tomando este diferencial de presión para los cálculos de K (md) en pantalla general, tendencias e históricos.

2. Sí $\Delta P < 3550$ psi. Siga el siguiente paso.

C. Cerrar la válvula No 18 y abrir las válvulas No 17 y 19

1. Sí $\Delta P \geq 3550$ psi, aviso de alerta al operario. Alarma.

2. Si $350 \text{ psi} < \Delta P < 3550$ psi. Se queda midiendo. Tomar este valor para los cálculos de K (md) en pantalla general, tendencias e históricos.

3. Si $\Delta P \leq 350$ psi. Seguir al siguiente paso.

D. Cerrar la válvula No 15 Abrir válvulas No 14 y 16

3. Sí $7.0 \text{ psi} < \Delta P < 350$ psi. Tomar este valor para los cálculos de K (md) en pantalla general, tendencias e históricos.

4. Sí $\Delta P > 350$ psi. Cierra válvulas No 14 16 y abre la No 15 y va al paso anterior.

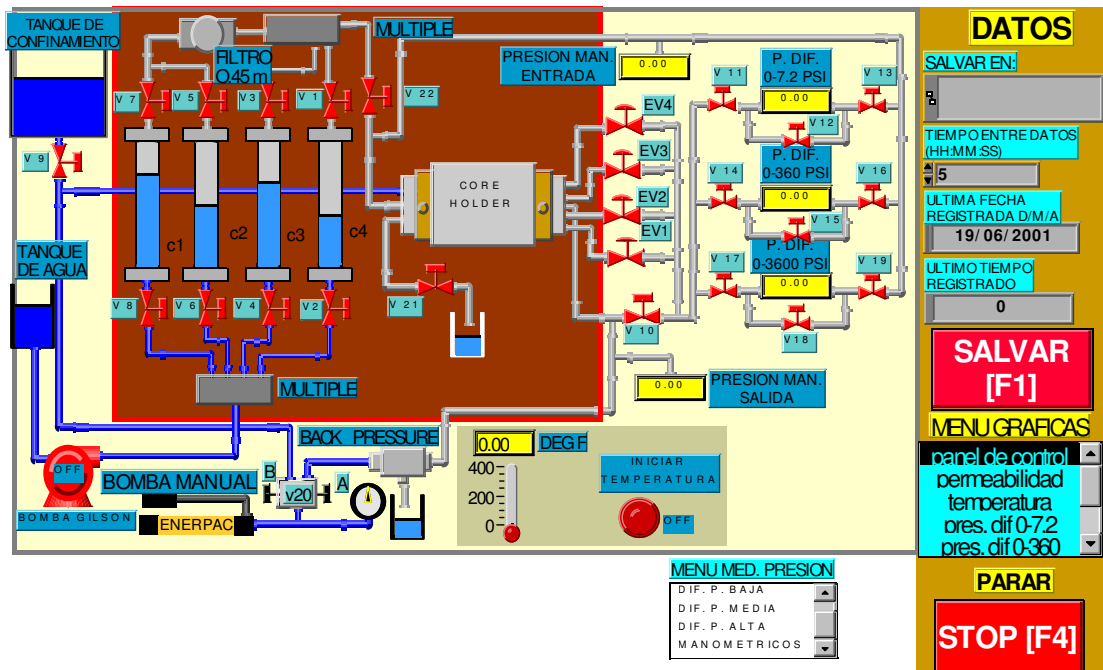
5. Sí $\Delta P \leq 7.2$ psi. Va al siguiente paso.

E. Cerrar la válvula No 12 y Abrir las válvulas No 13 y 11

1. Sí $\Delta P > 7$ psi. Cierra válvulas No 11 13 y abre válvula 12 y va al paso anterior
2. Si $0.2 \text{ psi} < \Delta P < 7.2$. Tomar este valor para los cálculos de K (md) en pantalla general, tendencias e históricos.
3. Sí $\Delta P < 0.1$ psi. Alerta al operario. Alarma.

8. Subsistema de control y adquisición de datos mediante LabView

Este subsistema tomará y acondicionará las señales (voltaje, corriente, impedancia, etc.) de los diferentes sensores de presión y de temperatura para luego digitalizarlas y poder ser visualizadas y analizadas en un PC mediante el software LabView. Además también controla diferentes variables (Control de las electroválvulas, encendido de: la bomba, del controlador de temperatura y de la alarma) a través de señales digitales generadas por la tarjeta de adquisición de datos o por el microcontrolador. Este subsistema cuenta también con un simulador de señales de entrada que se encuentra en la interfaz para probar el funcionamiento del software (LabView).



El siguiente es el procedimiento a seguir por el programa

- Al iniciar el programa se encuentra la lista de chequeo, donde se presentan los requerimientos mínimos que se deben cumplir para iniciar una prueba de desplazamiento, si todo se cumple activar las casillas de verificación, de lo contrario el programa se detiene para cumplir los requerimientos faltantes.
- La siguiente ventana presenta los datos a introducir en la prueba, tales como diámetro y longitud del corazón, viscosidad del fluido a desplazar, dirección donde se van a almacenar los datos de los sensores, las diferentes longitudes donde se van a medir diferenciales de presión, caudal en cc/min., presión máxima de trabajo, siguiendo las recomendaciones presentadas.
- La siguiente ventana presenta el panel de control del equipo desde donde se puede monitorear y controlar las variables del proceso, las características más importantes del programa son:
 1. Protección del equipo por sobrepresión de entrada
 2. Alarma al usuario por salida de rangos de los diferenciales de presión de los Smar
 3. Control de las electroválvulas EV1, EV2, EV3 y EV4, encendido de: la bomba, del controlador de temperatura y de la alarma.
 4. Se puede mirar las gráficas de presiones y de la permeabilidad de la muestra.
 5. Se pueden salvar datos y variar el tiempo entre datos salvados.
 6. Parar el proceso.

MONTAJE DE LA MUESTRA

El montaje de la muestra en el EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO se puede realizar para muestras de 1 pulgada ó 1 1/2 pulgada de diámetro y comprende los siguientes pasos:

- I. Introduzca la muestra en la manga del Core - holder previamente saturada y pesada y realice las conexiones respectivas para iniciar el desplazamiento.
- II. Seleccione el fluido y coloque los parámetros de la muestra (longitud, diámetro, caudal y viscosidad), desde el monitor del computador
- III. Siga los pasos descritos para la aplicación del **subsistema de confinamiento**.
- IV. Si la prueba requiere colocar presión de Back - pressure, siga los pasos que se indican en el **subsistema de contrapresión**.

- V. Inicie el desplazamiento de soluciones acuosas o aceitosas según la prueba requerida, siguiendo los pasos descritos en el **subsistema de inyección de soluciones acuosas o subsistema de inyección de soluciones aceitosas**.
- VI. Si la prueba se realiza a condiciones de yacimiento, inicie la temperatura como se indica en el **subsistema de temperatura**.
- VII. Habilite los transmisores Smar como se indica en el **subsistema de diferencial de presión tipo smar**.
- VIII. Habilite los diferentes puertos para tomar el diferencial de presión para diferentes longitudes a lo largo de la muestra mediante las electro válvulas operadas desde el panel de control manual lateral o desde el panel de control del computador
- IX. Una vez se observe estabilidad en la prueba inicie el proceso de **salvar** datos, dando Click en el botón rojo de la parte inferior derecha de la pantalla del monitor.
- X. Terminada la prueba, deje de **salvar** datos y espere hasta relajar toda la presión del sistema y **deshabilite** los transmisores Smar como se indica en el **subsistema de diferencial de presión tipo smar**.
- XI. Desmonte la muestra de la manga y pesela en su respectiva tara.

LIMPIEZA DEL EQUIPO

Después de realizar cualquier prueba de desplazamiento, es necesario realizar una limpieza al equipo para evitar daños por corrosión u obstrucción en algunos de los subsistemas.

Para la limpieza general realice los siguientes pasos:

- Antes de realizar la limpieza verifique que los transmisores smar se encuentren **deshabilitados**, como se indica en el **subsistema de diferencial de presión tipo smar**
- Desplace agua destilada y presurizada (600 psi) por las líneas de inyección de soluciones acuosas de los cilindros No. 3 y No. 4 (Conectarse por las líneas inferiores de los cilindros). Seguidamente desplace nitrógeno durante más o menos 3 minutos para secar las líneas.
- Desplace varsol presurizado (600 psi) por las líneas de inyección de soluciones aceitosas de los cilindros No. 1 y No. 2 (Conectarse por las líneas superiores de

los cilindros). Seguidamente desplace nitrógeno durante más o menos 3 minutos para secar las líneas.

- Reemplace generalmente la membrana del filtro en línea.

Limpieza de Cilindros

Para desmontar los cilindros quite los prisioneros que están sujetos a las válvulas, retire el cilindro y luego quite la tapa que tiene en la parte superior.



Por otro lado conectarse a la línea de aire con la precaución de tener la válvula cerrada, prender el compresor y ya se tiene línea de aire.



Luego empiece a regular la entrada de aire a través de la válvula hasta que salga el free pistón (aquí se va a producir un ruido un poco fuerte), si hay presencia de algún fluido en el cilindro a medida que el free pistón se desplace este va ir desalojando fluido, por lo tanto es necesario tener un vaso precipitado a la salida del cilindro para evitar que se desperdicie fluido.



A continuación proceda a lavar el cilindro y el pistón, luego seque con aire hasta que quede totalmente seco, siempre se va a secar con aire. Luego coloque el pistón dentro del cilindro y empújelo con la mano, después ajuste la tapa del cilindro, posteriormente conectarse con la línea de aire por la válvula de encima y abrimos para que el pistón se vaya a la parte baja del cilindro (las 2 válvulas deben estar abiertas). Para cargar el cilindro con la muestra depende de que necesidades se tenga con la muestra, si es una muestra de fondo se debe hacer transferencia, para eso es necesario hacerle vacío al cilindro conectarse a la bomba de transferencia y se transfiere a temperatura y presión de fondo. Una forma más sencilla de llenar el cilindro es abrirle la tapa y verter la muestra de una manera suave evitando que se vayan a producir burbujas lo que genera un aireado en la muestra.

Para hacer vacío se conecta el conector de la parte superior con la manguera de la bomba de vacío y se prende la bomba. Después de hacer el vacío al cilindro se cierran las válvulas superior e inferior del cilindro, finalmente conecto el recipiente donde esta la muestra con la válvula superior y debido al diferencial de presión que se genera el fluido se desplaza hacia el cilindro.

PROCEDIMIENTO DE PURGA

1. Purgar la línea por donde va a circular el fluido desplazante (Agua o Aceite)

- Llenar el tanque de la bomba de fluido desaireado con suficiente cantidad teniendo la precaución en el llenado de no ir a airear demasiado el fluido desplazante.
- Conectar la bomba Gilson a la línea inferior del tanque y por gravedad dejar que el fluido llegue a la entrada de la bomba punto en el que debe estar abierta la conexión para que salga el fluido, con anterioridad se debe tener listo papel secante en este punto.
- Ajustar la conexión con llave 7/16" y prender la bomba a una tasa de más o menos 400 que equivaldría a una rata de 2 cc/min, la primera línea que se va a purgar es

la de la presión de la bomba, para ello se debe soltar la parte inferior del manómetro hasta que salga fluido y después volver a ajustar.

- El siguiente lugar donde se va a hacer purga es en el amortiguador, por lo tanto suelte la conexión de la parte inferior hasta que salga fluido y luego ajuste nuevamente.
- Otro punto para purgar es dentro del horno donde se encuentra una línea que va a transportar el fluido que viene desde la bomba y que va a dar luego a un múltiple que me va a distribuir el fluido a cada uno de los 4 cilindros por la parte inferior. En un comienzo se debe tener todas las válvulas del múltiple cerradas, para purgar la conexión inferior de cada cilindro primero se desajusta un poco y luego se prende la bomba a una tasa baja hasta que salga suficiente cantidad de fluido, en seguida abrir la válvula y empezar a ajustar teniendo en cuenta que la presión de la bomba no se vaya a subir, por último apagar la bomba. Este procedimiento se hace para cada uno de los cilindros y con esto se va a tener purgada toda la línea donde va ir el fluido desplazante.

2. Purgar las líneas que corresponden al sistema de confinamiento

- Llenar el tanque de confinamiento de fluido desaireado con suficiente cantidad teniendo la precaución en el llenado de no ir a airear demasiado el fluido de confinamiento.
- Abrir la válvula número 9 y mediante una Te se puede tener dos opciones una de ellas es que el fluido de confinamiento vaya hacia el Core-Holder y la otra opción es que se dirija hacia la válvula 20. Para hacer la purga en la válvula 20 se debe tener el puerto B cerrado y **NO** tener conectada la bomba manual Enerpac.
- Abrir lentamente el puerto B de la válvula 20 para que haya salida del fluido de confinamiento, esperar un tiempo suficiente para que haya una buena purga y luego cerrar el puerto B de la válvula 20. Hay que tener precaución de tener el Puerto A cerrado porque o si no se usaría el mismo fluido para el confinamiento y para la contrapresión.
- Para hacer la purga de la línea que va al Core-Holder, se debe tener la válvula 9 abierta y dejar que el fluido de confinamiento fluya a través del core y luego salga a través de la válvula 21 que inicialmente debe estar cerrada. Esta válvula 21 se debe cerrar una vez se observe que ha salido fluido de confinamiento y con esto garantizar que gran parte dentro del core esta lleno con este fluido.

- Conectar la bomba manual Enerpac con el punto de unión de la válvula 20, abrir el puerto B y cerrar la válvula 9, la válvula 21 también debe permanecer cerrada.
- Suministrar presión mediante la bomba para comprimir el aire que pueda estar dentro del core y a medida que se obtenga presión se debe ir abriendo y cerrando la válvula 21 para ir sacando ese aire hasta que se tenga una presión estable, durante este proceso es posible que se pierda una pequeña cantidad de fluido de confinamiento.
- Establecer la presión de confinamiento a la cual se va a trabajar, esto se hace cerrando la válvula 21 y colocando presión continuamente a través de la bomba manual Enerpac hasta alcanzar la presión de confinamiento deseada, esta debe permanecer estable. Luego proceder a cerrar el puerto B de la válvula 20. La presión de confinamiento es observada en el manómetro que tiene la bomba.

3. Purgar las líneas que corresponden al sistema de Contrapresión

- Primero se debe tener cerrado el puerto B de la válvula 20, después abrir el puerto A de la válvula 20. Mediante la bomba manual Enerpac bombear fluido a través de la línea, desajustar la conexión a la entrada del back-pressure y esperar hasta que haya una buena purga, luego ajustar nuevamente.
- Establecer la Presión de Contrapresión que es la que me va a permitir trabajar el sistema a una presión determinada. Esta presión se debe leer nuevamente en el manómetro contiguo a la bomba Enerpac. Una vez alcanzada la presión de contrapresión cerrar el puerto A de la válvula 20.

4. Realizar un colchón de aceite por las líneas en las cuales no va a fluir las muestras que van a pasar a través del Core,

- Conectar la salida de la Back-Pressure con la bomba manual Enerpac la cual debe estar llena de aceite, después comenzar a hacer fluir aceite a través de esa línea hacia arriba hasta llegar a la Te que está con la válvula 10, esta válvula debe estar cerrada al igual que todas las otras válvulas de los medidores de presión. Al tener la válvula 10 cerrada el aceite va a ir hacia el Core y al medidor de presión manométrica de salida; se debe hacer purga en estos dos puntos, en el punto de conexión del medidor manométrico de presión de salida y en el punto al cual llega esa línea a la mitad del Core. Al tener estos puntos ya purgados, se deben ajustar las conexiones.
- Abrir la válvula 10 por lo que se tendría flujo de aceite en el múltiple, este múltiple tiene 4 salidas donde el fluido se va a desplazar hacia el lugar donde encuentre la menor restricción, de las 4 salidas del múltiple 3 van hacia los Smars y la otra va al múltiple de los multipuertos.

- Primero se va a purgar el múltiple de los multipuertos, entonces como todas las válvulas de los medidores de presión están cerradas se va tener flujo hacia el múltiple de los multipuertos, para purgar los multipuertos se deben abrir las electroválvulas 1,2, 3 y 4 dependiendo del puerto al que se le va hacer purga; por ejemplo si se va a purgar el puerto 1 se debe abrir la electroválvula 1 y se purga en el punto en el cual me conecto al puerto; y así para cada uno de los puertos.
- Luego de tener purgados los puertos, las electroválvulas deben estar cerradas y se procede a llenar la sección de los medidores de presión la cual es bastante delicada debido a que no se debe introducir presión mayor a la que puede registrar.
- Purgar el medidor de alta (0-3600 psi) para esto se debe abrir las válvulas 17, 18 y 19, por lo que se tendría flujo a través de este medidor hasta el múltiple que indica la presión manométrica de entrada, como esta línea debe tener una salida, esta va ir dentro del horno en un punto que esta debajo de la válvula al lado de la Te, este punto debe estar suelto para que haya flujo de aceite. Luego de tener flujo de aceite se debe cerrar la válvula 19 y después soltar un punto del medidor con una llave de 3/8" y la conexión NPT que se encuentra en la parte lateral la cual se suelta con una llave 5/8" hasta que salga aceite y esperar hasta que haya una buena purga. Después de esto cerrar la válvula 17 y con la 18 se le hace by-pass al medidor teniendo en cuenta que la Presión en el medidor este marcando cero, si no está marcando cero abrir la válvula 18 hasta que marque cero. Una vez realizado lo anterior se puede calibrar mediante un destornillador magnético el cero del Smar para confirmar que va a trabajar bien.
- Purgar el medidor de media (0-360 psi) para esto se debe abrir las válvulas 14, 15 y 16, por lo que se tendría flujo a través de este medidor hasta el múltiple que indica la presión manométrica de entrada, como esta línea debe tener una salida, esta va ir dentro del horno en un punto que esta debajo de la válvula al lado de la Te, este punto debe estar suelto para que haya flujo de aceite. Luego de tener flujo de aceite se debe cerrar la válvula 16 y después soltar un punto del medidor con una llave de 3/8" y la conexión NPT que se encuentra en la parte lateral la cual se suelta con una llave 5/8" hasta que salga aceite y esperar hasta que haya una buena purga. Después de esto cerrar la válvula 14 y con la 15 se le hace by-pass al medidor teniendo en cuenta que la Presión en el medidor este marcando cero, si no está marcando cero abrir la válvula 15 hasta que marque cero. Una vez realizado lo anterior se puede calibrar mediante un destornillador magnético el cero del Smar para confirmar que va a trabajar bien.
- Purgar el medidor de baja (0-7.2 psi) para esto se debe abrir las válvulas 11, 12 y 13, por lo que se tendría flujo a través de este medidor hasta el múltiple que indica la presión manométrica de entrada, como esta línea debe tener una salida, esta va ir dentro del horno en un punto que esta debajo de la válvula al lado de la Te, este punto debe estar suelto para que haya flujo de aceite. Luego de tener flujo de aceite se debe cerrar la válvula 13 y después soltar un punto del medidor con una

llave de 3/8" y la conexión NPT que se encuentra en la parte lateral la cual se suelta con una llave 5/8" hasta que salga aceite y esperar hasta que haya una buena purga. Después de esto cerrar la válvula 11 y con la 12 se le hace by-pass al medidor teniendo en cuenta que la Presión en el medidor este marcando cero, si no está marcando cero abrir la válvula 12 hasta que marque cero. Una vez realizado lo anterior se puede calibrar mediante un destornillador magnético el cero del Smar para confirmar que va a trabajar bien. *Luego se puede tener cerradas todas las válvulas de los medidores de presión.*

- Hacer llenado de la línea que va al medidor de presión manométrico de entrada para sacar el aire que pueda encontrarse en la línea. Para hacer purga en el manométrico de entrada, soltar la línea que se conecta con el manométrico de entrada y puede venirse por cualquiera de los 3 medidores abriendo las 3 válvulas del medidor, es preferible venirse por el medidor de 3600 porque tiene un rango de presión más alto, purgar la línea del manométrico de entrada y ajustar. Se debe seguir bombeando hasta que salga suficiente fluido y para eso se debe estar alternando con las 3 válvulas de cada medidor para garantizar que no vaya a quedar aire en las líneas. Es necesario tener un beaker debajo del punto suelto dentro del horno para recibir el aceite que salga. La purga de los multipuertos debe hacerse antes de montar el core.

Procedimiento de Vacío

Cuando se vaya a trabajar con muestras de fondo a condiciones de yacimiento, se debe tener todas las líneas donde se hizo purga y colchón de aceite previamente vacías, limpiadas con hexano y secadas con aire. También se debe tener el horno a una temperatura determinada y la muestra de fondo ya transferida a los cilindros, las válvulas de los cilindros deben estar cerradas.

- Para realizar vacío se debe conectar la bomba de vacío con la salida lateral de la Back-Pressure, luego empezar a hacer vacío por un buen tiempo, con todas las válvulas y electroválvulas previamente abiertas. Al hacer vacío se debe tener en cuenta de conectar la salida de la back-pressure a una Te y a una válvula manual. Esta válvula se puede cerrar cuando sea necesario y así no perder vacío en el sistema.

Teniendo todo el sistema en vacío y las válvulas abiertas, se procede a determinar el recorrido por la línea donde se hizo el colchón de aceite, para eso:

- Abrir la válvula que da la presión manométrica de entrada y hacer el recorrido a la inversa: primero por el Smar de baja, luego por el de media y finalmente por el de alta, todo esto sin hacer purga por los tornillos para garantizar que está totalmente lleno la calidad del vacío que haya hecho, si hay un buen vacío me garantiza que no hay líneas sin llenar.

- Prender la bomba, abrir la válvula y empezar a desplazar el fluido de la muestra como se mencionó anteriormente a Temperatura y Presión de yacimiento, para lo cual se debió colocar una contrapresión.

Procedimiento preparación de fluidos

Para la realización de la prueba el fluido a utilizar es un aceite mineral llamado “aceite capella”, el cual se caracteriza por tener un bajo punto de fluidez y ser estable química y térmicamente ante la presencia de refrigerantes.

Este aceite debe estar completamente limpio y sin presencia de aire, debido a que la presencia de cualquiera de estos factores o ambos, puede alterar propiedades como la permeabilidad relativa, presión capilar y exponente de saturación, haciendo que los experimentos con estos corazones produzcan datos erróneos. Para obtener resultados confiables métodos de limpieza como filtración al vacío y desaireado del fluido deben ser desarrollados.

Filtración al vacío

La filtración al vacío se emplea fundamentalmente para separar impurezas que pueda contener el aceite, para realizar este procedimiento se usa un embudo Büchner adecuado con un papel filtro el cual debe estar adherido a las paredes de este; al montaje se acopla un matraz con desprendimiento lateral el cual a su vez va conectado por medio de una manguera a una trampa de humedad consistente en un matraz con algodón en su interior, el montaje se completa con una bomba de vacío, El funcionamiento de una bomba de vacío está caracterizado por su velocidad de bombeo, y la cantidad de gas evacuado por unidad de tiempo. Toda bomba de vacío tiene una presión mínima de entrada, que es la presión más baja que puede obtenerse, y también, un límite superior a la salida o presión previa. Si la presión previa aumenta por encima de este valor, el bombeo cesa.



Desaireado del fluido

Una vez filtrado el aceite, el siguiente paso es desairearlo. El desaireado consiste en liberar el aire que pueda contener dicho aceite, el montaje a utilizar consta de un recipiente donde se encuentra el fluido y de una barra magnética en su interior, el recipiente se coloca sobre un agitador magnético el cual cumple las siguientes funciones:

1. Agitación del aceite efectuada por la pequeña barra magnética que se ubica suelta en el fondo del vaso y que gira al impulso que recibe desde un imán giratorio que se encuentra debajo de la base del vaso, mediante el reóstato se puede regular la velocidad de giro de la barra magnética entre 0 a 1600 r.p.m. (dependiendo de la viscosidad del producto). Se debe regular el reóstato para evitar que se genere un vortice central el cual según la velocidad imprimida puede llegar a aspirar aire desde la superficie e inyectarlo en la masa líquida.

2 Otra función que tiene el agitador es el de calentar el aceite disminuyendo así su viscosidad y por ende liberando el aire más rápidamente. El calor se genera debajo del plato de apoyo mediante un elemento térmico que puede regular temperaturas entre 0 y 300 °C, para lo cual dispone de un reóstato con regulación en esa gama. El agitador magnético posee un interruptor el cual tiene 2 funciones la primera es un aumento rápido de la temperatura hasta la deseada y la otra realizar un control exacto una vez que se llega a la misma manteniéndola constante.

Se prende el agitador con una frecuencia de 800 RPM y a una temperatura de 100 °C aproximadamente. Luego se coloca el tapón en la parte superior del recipiente, por último se enciende la bomba y se deja haciendo vacío por medio día o un día.

ANEXO3. COMPONENTES DE LOS SUBSISTEMAS DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO “EDP”.

Coreholder

El “Coreholder” tiene una manga la cual aloja el corazón, la manga tiene cuatro puertos donde se puede monitorear presión. La línea central de salida del “coreholder” es donde se toma la presión manométrica de salida.



Electroválvulas

En los puntos de salida del horno se tienen 4 electroválvulas las cuales controlan el diferencial de presión con respecto a la entrada. Las electroválvulas se activan desde el computador y cuando una esta abierta las demás deben permanecer cerradas. Ellas se activan de manera neumática.

Panel de Control

Este panel permite monitorear los diferenciales de presión y temperatura a la cual se tiene la muestra, además cuenta con un control manual en caso de falla del computador. En esta sección de monitoreo se tienen 3 medidores de presión tipo smar los cuales tienen diferentes rangos de operación: 0-7.2 psi, 0-360 psi y de 0-3600 psi. Las válvulas a los lados del “smar” permiten poner en funcionamiento cada uno de estos, y la válvula inferior es la que permite hacerle el “by-pass” al “Smar”, es decir sacarlo de funcionamiento y poner como diferencial de presión 0 psi. En el controlador de temperatura se tienen 2 temperaturas una (color amarillo) es la temperatura a la cual se va a trabajar la prueba y es la que se gradúa y la otra es la temperatura del horno (color rojo). En la parte de control manual se tiene un botón de potencia, un botón para encender la luz del horno, uno para encender la bomba, uno para el controlador de temperatura, 4 para cada una de las electroválvulas y uno para la alarma.

| Subsistema de desplazamiento Componentes | subsistema de confinamiento Componentes | Subsistema de Contrapresión Componentes | Subs de Inyección de Soluciones Aceitosas Componentes | Subs de Inyección de Soluciones Acuosas Componentes | Subsistema de Temperatura Componentes | Subs. De monitoreo y control | Subsistema de Dif. de Presión Tipo Smar |
|---|--|--|--|--|--|-------------------------------------|--|
| Bomba "GILSON" | Válvula No. 9 | Bomba Enerpac | Cilindro No. 1 | Cilindro No. 3 | Horno | computador | Transmisor 7.2 psi |
| Manómetro de la Bomba | Puerto A de la válvula No 20 | Puerto A de la válvula No 20 | Cilindro No. 2 | Cilindro No. 4 | Termocupla tipo J | Labview 5.1 | Transmisor 360 psi |
| | | | | | | | Transmisor 3600 psi |
| Amortiguador de Pulsaciones con N ₂ a ± 2000 psi | Tanque de confinamiento con fluido desaireado | Back-pressure | Válvula No. 5 | Válvula No. 4 | Ventilador | Caja de acondicionamiento de señal | Válvulas No 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 |
| Tanque de la bomba con fluido desaireado | Válvula No 21 | Manómetro de la bomba Enerpac | Válvula No. 7 | Válvula No. 3 | Controlador de temperatura | Tarjeta DAQ PC -LPM-16/pnp | Electroválvula EV1 EV2 EV3 EV4 |
| Válvula No 2 | Core Holder | | Filtro en línea de 50 micras | Filtro en línea de 50 micras | | Cable conector | Transmisor Sensotec |
| Válvula No 4 | Bomba Enerpac | | Válvula No 22 | Válvula No 22 | | | Transmisor Setra |
| Válvula No 6 | | | | | | | |
| Válvula No 8 | | | | | | | |
| | | | | | | | |

