

Diseño De Una Metodología De Seguimiento Del Proyecto De Recobro Mejorado Con La Tecnología Cdg Geles De Dispersión Coloidal En El Campo Dina Cretáceo – Énfasis En Ingeniería De Producción De Hidrocarburos

Jose Dario Reyes Hoyos

Trabajo De Grado Para Optar El Título De: Magister En Ingeniería De Petróleo Y Gas

Director

Samuel Fernando Muñoz Navarro Msc.

Universidad Industrial De Santander
Facultad De Ingenierías Físicoquímicas
Escuela De Ingeniería De Petróleos
Bucaramanga
2020

Dedicatoria

Este trabajo quiero dedicarlo con mucho aprecio

A Dios por darme la energía y fuerza de vida.

A mi mamá María Cecilia Hoyos, mujer ejemplo de constancia, dedicación, amor y valentía quien me ha enseñado a no desfallecer y me apoya en cada uno de mis retos.

A mi papá Jose Dario Reyes Sánchez, por su ejemplo, dedicación, constancia y paciencia durante su vida para ayudarme a formar como un mejor ser.

A mi esposa Enith Quiroga, por su amor, compañía y apoyo incondicional y la confianza para adelantar cada reto.

A mis Hermanas Erika y Elizabeth, sobrinos Sergio, Alejandra y Erika D quien con su amor y confianza me inspiran a seguir adelante buscando nuevos retos.

A la Familia Tovar por acogerme como uno más en la Familia.

A mis amigos que me apoyaron y entendieron

Agradecimientos

ECOPETROL S.A. por el apoyo, herramientas y medios que brindaron como soporte en este proyecto y crecimiento profesional.

Ingenieros de la Vicepresidencia Regional Sur de ECOPETROL Jaime Antonio Castro y Kevis Madera por confiar y apoyar decididamente este proyecto.

Al equipo de trabajo de la Coordinación de producción Huila y a mis compañeros por ayudar a construir proyectos y ser pioneros en el país.

Ingeniera Adriana Méndez por su dedicación colaboración, apoyo y amistad en el seguimiento del proyecto de recobro.

Al ingeniero Samuel Muñoz por sus aportes y guía de este proyecto.

Al Ingeniero Mario Ardila por su colaboración, aporte y guía en el desarrollo de este proyecto teniendo como referencia estándares y experiencias.

Tabla de contenido

| | Pág. |
|---|------|
| Introducción | 12 |
| 1. Descripción del problema | 14 |
| 2. Objetivos | 15 |
| 2.1. Objetivo general | 15 |
| 2.2. Objetivos específicos | 15 |
| 3. Justificación | 16 |
| 4. Marco de referencia | 17 |
| 4.1. Antecedentes investigativos en CDG..... | 17 |
| 4.2. Marco teórico – conceptual..... | 18 |
| 4.2.1. Recobro Mejorado -Inyección de Polímeros. | 18 |
| 4.2.2. Generalidades CDG. | 19 |
| 4.2.3. Factores que afectan la estabilidad del CDG..... | 21 |
| 4.2.4. Monitoreo de proyectos de recobro. | 24 |
| 4.3. Piloto de inyección CDG dina Cretáceo | 25 |
| 4.3.1. Generalidades del campo. | 25 |
| 4.3.2. Resumen Prueba de campo. | 26 |
| 4.3.3. Monitoreo Piloto. | 28 |

| | | |
|--------|---|----|
| 4.4. | Descripción de yacimiento..... | 28 |
| 4.4.1. | Componente Estructural: | 29 |
| 4.4.2. | Componente Estratigráfico:..... | 33 |
| 4.4.3. | Información petrofísica..... | 34 |
| 4.4.4. | Saturación de agua y contactos agua petróleo. | 36 |
| 4.4.5. | Permeabilidad y tipos de roca. | 37 |
| 4.4.6. | Estado actual del Campo..... | 38 |
| 4.4.7. | Comportamiento histórico de producción..... | 39 |
| 4.4.8. | Propiedades de los fluidos. | 40 |
| 4.4.9. | Patrones de Inyección Campo Dina Cretaceo..... | 43 |
| 5. | Definición de variables y graficas de diagnostico | 44 |
| 5.1. | Variables de monitoreo de yacimiento. | 45 |
| 5.2. | Variables de monitoreo de Pozos..... | 47 |
| 5.3. | Variables de monitoreo de facilidades de inyección..... | 49 |
| 5.3.1. | Variables de monitoreo.:..... | 50 |
| 5.4. | Ventanas operativas CDG:..... | 53 |
| 5.5. | Gráficas de monitoreo del proceso de barrido aplicado a CDG. | 54 |
| 5.5.1. | Historia de producción de fluidos. | 56 |

| | | |
|--------|--|----|
| 5.5.2. | Relación de fluidos producidos GOR, GLR, BSW..... | 57 |
| 5.5.3. | Corte de aceite vs Producción acumulada. | 58 |
| 5.5.4. | Relación Agua aceite vs producción acumulada de petróleo. | 59 |
| 5.5.5. | Gráfico de Chan. | 60 |
| 5.5.6. | Aceite acumulado vs agua inyectada acumulada..... | 60 |
| 5.5.7. | Voidage Replacement Ratio – VRR acumulado..... | 61 |
| 5.5.8. | Hall Plot. | 63 |
| 6. | Metodología de seguimiento..... | 64 |
| 6.1. | ¿Dónde se va a medir? | 65 |
| 6.2. | ¿Qué medir? | 65 |
| 6.3. | Frecuencia de seguimiento..... | 66 |
| 6.4. | Gestión del dato | 69 |
| 6.5. | Indicadores de desempeño | 69 |
| 6.6. | Equipo de trabajo | 70 |
| 7. | Conclusiones..... | 72 |
| 8. | Recomendaciones | 73 |
| | Bibliografía | 74 |

Lista de tablas

| | Pág. |
|---|------|
| Tabla 1. Resumen propiedad operativa proyectos CDG proyectos evaluados a 2014 | 21 |
| Tabla 2. Estado actual campo Dina Cretáceo | 38 |
| Tabla 3. Propiedades PVT para el agua, gas y petróleo..... | 41 |
| Tabla 4 Propiedades fisicoquímicas agua de producción del campo Dina Cretáceo..... | 41 |
| Tabla 5. Propiedades fisicoquímicas agua de inyección campo Dina Cretáceo | 42 |
| Tabla 6. Patrones de inyección Campo Dina Cretáceo..... | 43 |
| Tabla 7. Variables de Monitoreo yacimiento..... | 46 |
| Tabla 8. Variables de monitoreo de pozo Productor..... | 47 |
| Tabla 9. Variables de monitoreo pozo inyector | 48 |
| Tabla 10. Variables de monitoreo agua de inyección y CDG..... | 51 |
| Tabla 11. Gráficas de monitoreo y vigilancia proyectadas para el proyecto de recobro mejorado con CDG. | 55 |
| Tabla 12. Frecuencia de monitoreo de variables | 67 |
| Tabla 13. Indicador de desempeño del plan de monitoreo | 70 |
| Tabla 14. Matriz RACI Roles y responsabilidades Plan de monitoreo | 71 |

Lista de figuras

| | Pág. |
|--|------|
| Figura 1. Evaluación recobro mejorado Campo Dina cretáceo. | 27 |
| Figura 2. Mapa estructural-Topo de la formación K4B1. | 30 |
| Figura 3 Mapa estructural-Topo de la formación K4B2. | 31 |
| Figura 4 Mapa estructural-Topo de la formación K4B3. | 32 |
| Figura 5 Correlación Estratigráfica N-S a lo largo del Campo Dina Cretáceos. | 34 |
| Figura 6 Resultados promedio por intervalo de los análisis de difracción de rayos X en muestras tomadas de los núcleos de los pozos DK-2, 3, 10, 12 y 18. | 35 |
| Figura 7 (A) Gráfico del volumen de arcilla (VWCL), el índice de calidad del yacimiento (RQI) y la permeabilidad en los intervalos correspondientes a la Fm. Monserrate (K4) y TKGbas de los pozos evaluados (B) Gráfico de la porosidad (PHIE), la permeabilidad (Perm) y el índice de calidad del yacimiento (RQI) en los intervalos correspondientes a la Fm. Monserrate (K4) y TKGbas de los pozos evaluados. | 37 |
| Figura 8 Historia de producción campo dina Cretáceo. | 40 |
| Figura 9 Ciclo de Monitoreo adaptado para el proyecto de inyección de geles de dispersión coloidal CDG para el campo Dina Cretáceo. | 44 |
| Figura 10. Ventanas operativas para la formación de CDG a la viscosidad objetivo. | 54 |
| Figura 11. Historia de producción de fluidos. | 56 |
| Figura 12. Relación de fluidos producidos. | 57 |
| Figura 13. Corte de aceite vs Producción acumulada. | 58 |

| | |
|---|----|
| Figura 14. Relación agua aceite Vs producción acumulada de petróleo | 59 |
| Figura 15 Gráfico de Chan..... | 60 |
| Figura 16. Aceite acumulado vs agua inyectada acumulada. | 61 |
| Figura 17 Voidage replacement ratio VRR | 62 |
| Figura 18 Gráfico de Hall. | 63 |
| Figura 19. Estructura Plan de monitoreo proyecto de recobro mejorado CDG..... | 65 |
| Figura 20 Variables de Monitoreo proceso de recobro mejorado con CDG | 66 |

Introducción

En el desarrollo de campos maduros después de ser sometidos a recobro secundario por inyección de agua se hace necesario buscar nuevas alternativas para maximizar el factor de recobro, la industria de petróleo y gas busca constantemente nuevas alternativas para incrementar el recobro de los yacimientos técnica y económicamente. Desde principios de los 60' Saleh, Wei, Zhang, & Bai, (2017), referencian los primeros proyectos el recobro no térmico químico por inyección de polímeros, cuyo fin es modificar la viscosidad del agua y mejorar el barrido del aceite. Estos proyectos conllevan a realizar procesos rigurosos con el fin de ser éxitos, desde la selección de los candidatos evaluando diferentes variables en el laboratorio y luego pasar a la evaluación en el yacimiento en un sector del campo a nivel de piloto y finalmente buscar la aplicación a nivel de campo.

La administración integral del yacimiento con proyectos de recobro mejorado hace más riguroso el seguimiento del yacimiento con el fin de entender y poder ajustar los modelos de simulación, reducir incertidumbre, realizar optimizaciones y evaluar los incrementales de petróleo, por lo que hace de vital importancia definir un plan de monitoreo y seguimiento estos son determinantes en el éxito o fracaso del proyecto.

Este trabajo presenta la metodología para el monitoreo del proyecto de expansión CDG en el cual se definen las variables a considerar en un modelo yacimiento – pozo – facilidades, las gráficas de diagnóstico del comportamiento, equipo multidisciplinario clave e indicadores de

desempeño a partir de las buenas practicas, juicio de expertos y a las características particulares del proyecto de inyección de CDG cuyo fin es asegurar el adecuado monitoreo y seguimiento de la proyecto de expansión y determinar las oportunidades de optimización y control durante la ejecución.

1. Descripción del problema

El incremento del factor de recobro en los campos petrolíferos maduros representa un reto en la selección de la tecnología adecuada, además de un seguimiento riguroso desde el estudio piloto hasta el proyecto de expansión, afrontar correctamente este reto permite asegurar el éxito en la aplicación de la tecnología CDG o cualquier tecnología de recobro mejorado.

Actualmente se está desarrollando la estrategia de expansión de la tecnología de recobro mejorado CDG en un campo colombiano, sin embargo, existen varios factores que pueden afectar el éxito del aumento del factor de recobro esperado, ya que la formación de soluciones poliméricas seleccionada depende de ciertas condiciones fisicoquímicas del agua, además de una adecuada dosificación del polímero diseñado. Adicionalmente es importante evaluar el comportamiento de la arena en la que se espera que sea barrido el petróleo preferencialmente.

De acuerdo con lo anterior un pobre monitoreo y seguimiento de diferentes parámetros tales como la calidad del agua, concentración y calidad de la solución polimérica, así como evaluación de perfiles verticales en los pozos inyectoros y un seguimiento de residual de polímero en los pozos productores, conllevan a una inadecuada formación de los geles de dispersión coloidal, baja eficiencia de recobro, sobre costos, dificultades en el tratamiento de fluidos en la batería de producción y no contar con la información suficiente para toma de decisiones y la evaluación adecuada de la tecnología.

2. Objetivos

2.1. Objetivo general

Presentar una metodología para el monitoreo de la expansión del proyecto de geles de dispersión coloidal en el campo Dina Cretáceo.

2.2. Objetivos específicos

- ✓ Definir las variables básicas y críticas de monitoreo en cada uno de los puntos del sistema y establecer ventanas operativas.
- ✓ Establecer gráficas de diagnóstico con la información de seguimiento a cada una de las variables y puntos seleccionados y priorizados.
- ✓ Establecer una metodología para el manejo adecuado de la información usando bases de datos para determinar oportunidades de optimización.

3. Justificación

En el campo Dina Cretáceo se desarrollará el primer proyecto de aplicación de la tecnología de geles de dispersión coloidal CDG a nivel de expansión de campo, después de haber desarrollado el piloto, es así como se convierte en pionero en la implementación de tecnologías de recobro mejorado en un campo colombiano.

A partir de las lecciones aprendidas y con la necesidad de asegurar un adecuado monitoreo de las variables, se diseñará una metodología de toma de información para asegurar un correcto seguimiento al proyecto de recobro mejorado CDG en Ecopetrol, asegurando filosofía de seguimiento del proyecto.

El presente trabajo de grado permitirá definir una metodología y guía práctica de seguimiento de proyectos de recobro mejorado estableciendo un estándar, así como dejar mapeada cada una de las variables del sistema y la frecuencia óptima de monitoreo y gráficas de análisis empleando bases de datos.

4. Marco de referencia

4.1. Antecedentes investigativos en CDG

Saleh, Wei, Zhang, & Bai, (2017) revisaron la evolución del recobro mejorado con polímeros como una tecnología madura para la recuperación de petróleo, la cual data de los años 1960 donde la adición de polímero al agua cambia las condiciones del agua incrementando la viscosidad favoreciendo el desplazamiento y barrido de petróleo y en un proceso agua – petróleo, pues disminuye la canalización del agua y arrastra el crudo de zonas no afectadas en el recobro secundario, existen diferentes criterios de selección ya que para cada caso en particular se debe realizar una caracterización de los fluidos del yacimiento, el agua que se usara para preparar la solución polimérica a emplear; así como parámetros de yacimiento que permitan adaptar el uso adecuado de la tecnología aunque se encuentra mucha información esta se puede clasificar en diferentes estudios a nivel de laboratorio, pruebas pilotos de campo y aplicaciones a mayor escala hay información sensible que no está documentada referente a las variables que afectan la estabilidad de los polímeros como salinidad, concentraciones.

Sheng, Leonhardt, & Azri (2015) realizaron una revisión de la metodología de criterios de selección del método de recobro con polímero, los factores que afectan la formación de estos y una recopilación de casos donde se revisaron los criterios de yacimiento, fluidos y los factores claves que los podría afectar en su formación.

La inyección simultánea de agua, polímero y entrecruzador es un cambio que se realiza a la tecnología de recobro con polímero, Manrique et al., (2014) presentan una revisión del uso de CDG en el mundo, la cual en 1980 fue usada por primera vez lo que permitió el bombeo de volúmenes más grandes de solución polimérica. Para evaluar el efecto de mejoramiento del factor de recobro emplearon varias graficas de diagnóstico con las curvas de Hall para evaluar el comportamiento de la inyección, historias de producción, datos de presión de yacimiento y el ajuste de los resultados con las historias de producción en un modelo de simulación.

Castro et al (2013) evaluaron la tecnología CDG ya usada con éxito en otros países como Estados Unidos, China y Argentina. En Colombia evaluaron la tecnología CDG en el campo Dina Cretáceo donde se realizaron estudios en el laboratorio, simulación de yacimientos y la implementación a nivel piloto con buenos resultados demostrando el incremento del factor de recobro.

4.2. Marco teórico – conceptual

4.2.1. *Recobro Mejorado -Inyección de Polímeros.* Existen diferentes tecnologías de recobro mejorado de petróleo térmicas y no térmicas, con el fin de modificar propiedades en el yacimiento o en la interacción roca fluido, tales como la tensión interfacial, miscibilidad entre fluidos, mojabilidad de la roca, presiones capilares, cambios de la viscosidad de los fluidos (petróleo o agua), cambio de la densidad o composición del petróleo, con el fin de modificar la eficiencia de desplazamiento.

El recobro químico siendo una de las tecnologías más avanzadas, se fundamenta en la modificación de la viscosidad del agua por la adición de un polímero, para mejorar la eficiencia

de desplazamiento con respecto a la inyección de agua, reducir la relación de movilidad entre el aceite y el agua en el medio poroso e incrementar el factor de recobro.

Dentro de la clasificación de los polímeros para recobro mejorado EOR se encuentran los geles de dispersión Coloidal que son una mezcla de un polímero de alto peso molecular HPAM con un entrecruzado de cromo o aluminio para formar un micro gel.

4.2.2. Generalidades CDG. Castro (2011) en su revisión de la tecnología CDG define los geles de dispersión coloidal CDG, los cuales pueden ser considerados similares a los polímeros, ya que se preparan con poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) a bajas concentraciones y usan un agente entrecruzador normalmente citrato de aluminio, en otras casos es posible usar entrecruzador de cromo, lo cual permite la formación de micro geles que pueden incrementar el factor de recobro, los tamaños de estas partículas están en rango de 50 – 150 nm.

La tecnología consiste en la mezcla de un polímero de alto peso molecular mayor a 22 millones de Dalton y un agente entrecruzador (ion Metal), que permite la formación de micro geles dentro de la solución de polímero, con el objetivo de bloquear gargantas de poro saturadas de agua en la roca con los micro geles, con el fin de desviar el agua a zonas con mayor saturación de petróleo y a la vez cambiar la relación de movilidad con el polímero que transporta los micro geles. Las principales características del CDG son las siguientes comparadas con los polímeros:

- Los geles entrecruzados con viscosidad similar al polímero, pero tienen mayor resistencia a fluir.
- Tienen viscosidad mayor que los polímeros en régimen diluido y es extremadamente más alta en régimen semi diluido
- Contienen coloides o especies poliméricas absorbibles en la mayoría de los yacimientos.
- El CDG puede proveer en yacimientos heterogéneos un mayor factor de resistencia residual (RRF) que el polímero convencional, lo que quiere decir es una mejor eficiencia de barrido volumétrica.

(Castro, 2011)

Manrique et al., 2014 realizaron un resumen de las condiciones operativas de CDG de proyectos realizados en el mundo como se muestra en la tabla 1.

Tabla 1.

Resumen propiedad operativa proyectos CDG proyectos evaluados a 2014

| Propiedades básicas de yacimiento | Rango |
|--|---|
| Temperatura °F | 80 – 210 |
| Permeabilidad (mD) | 10 -4200 |
| Arena neta promedio (ft) | 20 – 200 |
| Presión (psi) | 0 -1400 |
| Viscosidad del petróleo (cP) | 5-30 |
| Parámetros básicos de operación CDG | |
| Concentración de polímero (ppm) | 250 – 1200 |
| Entrecruzador | Citrato de aluminio (23 de 31) Acetato de Cromo (8 de 31) |
| Relación polímero: Entrecruzador | 20:1 a 80:1 |
| Tasas de inyección (bbl/d) | 150 – 2000 |
| Máxima presión de operación (psi) | 750 – 2200 |
| Volumen inyectado (bbl/pozo) | 10000> 850000 |

Adaptado de Manrique, E., Reyes, S., Romero, J., Aye, N., Kiani, M., North, W., ... & Muniz, G. (2014, March). Colloidal Dispersion Gels (CDG): Field Projects Review. In SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Society of Petroleum Engineers.

4.2.3. Factores que afectan la estabilidad del CDG. Según la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (ASTM por sus siglas en inglés) (2016) la estabilidad de los geles de dispersión coloidal CDG durante el desplazamiento en el yacimiento es fundamental para el éxito de la aplicación, existen diferentes factores que pueden afectar dicha estabilidad entre los que están efectos mecánicos, químicos, biológicos, térmicos a condiciones de yacimiento.

Degradación química. Es la resistencia que tiene el polímero a romperse o perder sus propiedades de viscosidad por la presencia de grupos radicales tales como el oxígeno (O₂), hidrogeno, peróxidos etc. Una de las reacciones más importantes en la estabilidad es la combinación de oxígeno libre con hierro férrico lo que es altamente desfavorable ya que el hierro Fe⁺³ y otros metales actúan como catalizadores por una reacción de degradación por oxidación. La otra reacción importante en la estabilidad es la hidrólisis tanto en bio polímeros como sintéticos; para el caso de los polímeros base acrilamidas las reacciones de auto hidrólisis de los grupos amina

usualmente ocurren a altas temperaturas en presencia de una concentración elevada de iones divalentes (Ca^{2+} , Mg^{2+} , etc.) presentes en el de inyección y/o de formación. Como resultado de auto hidrólisis, los polímeros de acrilamida se desprenden de la solución acuosa a medida que precipita los sólidos. El agua de formación de alta salinidad y dureza afecta en gran medida el rendimiento de los polímeros debido al efecto de degradación química. Por lo tanto, la estabilidad de los polímeros a salmueras de inyección y formaciones de alta salinidad y dureza es significativamente importante en la inyección de polímeros porque afecta negativamente la viscosidad. (ASTM, 2016)

Degradación Biológica. La resistencia al ataque biológico es importante en los biopolímeros, en el caso de los polímeros base acrilamidas la biodegradación no es un factor determinante, pero si es importante las reacciones con los biosidas usados para el control (estabilidad química) ya que pueden causar un efecto negativo adicional en la estabilidad de la viscosidad. (ASTM, 2016)

Degradación mecánica. Indica la tolerancia del polímero bajo la influencia de altas tasas de corte de flujo a conservar sus propiedades. Durante el desplazamiento de polímero al yacimiento, existen tasas de corte de flujo en diferentes puntos tales como en el equipo de inyección en la superficie (válvulas, orificios, bombas, tuberías, etc.), en el completamiento de fondo del pozo (perforados, liner ranurados, mayas, sartas de inyección), y en la cara de la formación cuando el polímero fluye a través de las perforaciones a la roca desde el revestimiento del pozo. Las mayores tasas de corte y la mayor degradación mecánica se producen debido a las altas tasas de inyección. Wang et al. Indican que más del 70% de la pérdida de viscosidad del polímero se produce entre las bombas de inyección a alta presión, el sistema de mezcla y la región cercana al pozo. Los polímeros a base de acrilamida son altamente susceptibles a la degradación mecánica por

cizallamiento, lo que resulta en deformación o rotura. De la cadena principal del polímero y / o cadenas de polímero con los cambios correspondientes en el peso molecular promedio y la viscosidad de la solución. La degradación mecánica de los polímeros derivados de acrilamida se intensifica si la salmuera de inundación o el agua de formación contienen una alta salinidad y Concentración de cationes divalentes. Cuanto mayor es el peso molecular de un polímero dado, más sensible es a la degradación por cizallamiento. (ASTM, 2016)

Degradación Térmica. Todos los tipos de polímeros muestran un límite superior de estabilidad térmica debido a que a medida que aumenta la temperatura se pierde viscosidad. Este límite de temperatura se ve significativamente afectado por la composición del agua de inyección y formación y por la naturaleza química del polímero. En condiciones anaeróbicas, la poliacrilamida es térmicamente estable, la cual es la base de los CDG. (ASTM, 2016)

4.2.4. Monitoreo de proyectos de recobro. El Monitoreo y seguimiento de proyectos de recobro por inyección de agua se están documentando desde 1960 de acuerdo con recopilación realizada por Terrado, Yudono, & Thakur (2006) y definieron los siguientes principios claves de cualquier programa de monitoreo:

- La planificación y recopilación de datos precisa.
- Comprender los flujos en el yacimiento y reducir la incertidumbre en las interpretaciones, es crucial para implementar un sistema de monitoreo a múltiples niveles.
- Control de inyección de agua mediante el uso de patrones balanceados, esto requiere tiempo y esfuerzos técnicos de ingeniería y geología durante la vida del proyecto.
- Información valiosa sobre el rendimiento de la inyección de agua puede se pueden obtener de varios tipos de gráficos por ejemplo Hall plot.
- Las técnicas de monitoreo deben ser siempre un precursor en para profundizar en estudios, incluyendo la simulación numérica.

4.3. Piloto de inyección CDG dina Cretáceo

4.3.1. Generalidades del campo. El campo Dina Cretáceos fue descubierto en 1969 y actualmente se tiene un proceso de recobro por inyección de agua, el cual fue desarrollado mediante un esquema periférico, desde el año 1985. El yacimiento principal está formado por 5 unidades productoras de la Formación Monserrate con un OOIP estimado de 154.4 MMbbl. Es un campo maduro sometido al proceso de inyección de agua, está catalogado como un yacimiento subsaturado, de aceite negro entre 23.7 y 25.6 °API. Produciendo principalmente de la Formación Monserrate (K4) y en menor proporción de las de las arenas basales (TKGBAS) y de las arenas de la Formación Barzalosa (TB). (Ecopetrol, 2015)

Las unidades de flujo son muy heterogéneas, son arenas de grano muy fino a medio, algunas con lodolitas intercaladas o parches de cemento calcáreo, sus permeabilidades promedio se encuentran entre los 50 y 200 md y las porosidades están en el rango de 14 a 18%. La roca tiene mojabilidad mixta, pero existe una leve preferencia hacia el petróleo. La profundidad del yacimiento oscila entre - 5000 y - 7000 pies, con una presión inicial de 2800 psi, referida al datum de -4700 pies bajo el nivel del mar, y una temperatura de 150 °F. Con un área de 790 acres. (Ecopetrol, 2015b)

4.3.2. Resumen Prueba de campo. Con el factor de recobro del 32 % y debido a los altos cortes de agua (superiores al 96%), y contrastes de permeabilidad fuertes y relaciones de movilidad ($M > 4$), de acuerdo con un screening de selección de métodos de recobro se estableció como método de recobro mejorado la inyección de geles de dispersión coloidal CDG desarrollado y evaluado en el Instituto Colombiano del Petróleo ICP. El 9 de junio de 2011 se da inicio a la primera fase de inyección geles de dispersión coloidal CDG diseñada. Debido a los resultados positivos en la producción de petróleo de los pozos del patrón, se propone realizar una segunda fase de inyección de agua mejorada, en la cual se reinicia la inyección de CDG en el pozo DK-03 para llevar el tratamiento hasta aproximadamente un 10% de volumen poroso del área piloto y adicionalmente extender a 3 pozos inyectoros más. (Ecopetrol, 2015a)

La segunda fase de inyección de CDG inicia en abril de 2013 con el pozo DK-03 y posteriormente en los otros tres pozos DK-04, DK-06 y DK-32ST. La inyección de CDG en el campo finaliza con el pozo DK-32ST en mayo de 2015, llegando a un acumulado final para los cuatro patrones de inyección y en las dos fases de inyección de 3.528 MMbbl de CDG, equivalente al 13.9% del volumen poroso del piloto. (Ecopetrol, 2015a)

La Figura 1 representa la línea de tiempo de la evaluación del recobro mejorada desde la inyección de agua y la evaluación del recobro mejorado, desde el proceso de selección de la tecnología, evaluación e implementación del piloto de CDG y la fase final a la expansión.



Figura 1. Evaluación recobro mejorado Campo Dina cretáceo. Adaptado de Ecopetrol (2015).
Plan de desarrollo conceptual campo Dina Cretáceos.

4.3.3. Monitoreo Piloto. Durante el piloto se realizó el seguimiento a variables especialmente a la calidad de agua de preparación y solución madre con una frecuencia de 1 vez por mes y se evaluaron parámetros como turbidez, grasas y aceites, concentración de polímero, viscosidad, caracterización físico química del agua, gases disueltos con O₂ y H₂S, monitoreo diario de la presión en cabeza, caudales de inyección de agua y solución madre, pruebas de producción una al mes y seguimiento al comportamiento por patrones, evaluación de daño de formación, gráficos de Hall y para la evaluación del comportamiento de la distribución vertical de la inyección del CDG se realiza a través de la adquisición de ILT periódicos en cada uno de los pozos, previo durante y posterior a la inyección de CDG, para de esta manera identificar las capas preferentes a la inyección y el cambio de perfiles de inyección. (Ecopetrol, 2015a)

De acuerdo con los resultados, se concluyó que la tecnología es aplicable en el campo Dina Cretáceo ya que se pudo incrementar el factor de recobro en 1,14 en el sector evaluado. Para el año 2017 se inicia la expansión de la tecnología CDG en campo, lo que lleva un repatronamiento con la perforación de 16 pozos, 10 productores y 6 inyectores y la inyección de CDG en 11 pozos inyectores. (Ecopetrol, 2015a)

4.4. Descripción de yacimiento

Las características básicas del yacimiento en un sistema de monitoreo se evalúan; el modelo geológico, comportamiento estructural, estratigráfico, identificación de las propiedades petrofísica, comportamiento histórico, propiedades de los fluidos. Thakur (1991) describe los puntos clave de caracterización necesarios para un proceso de recobro:

4.4.1. Componente Estructural: El Campo DK está sobre un Anticlinal alongado, asimétrico, fallado en su flanco oriental (snake head anticline), cuyo eje tiene una dirección principal NNW -SSE, con cabeceo tanto al norte como al sur. Hacia el Flanco Occidental se encuentra limitado por una falla de “Backthrust” de la falla principal la cual no constituye límite del yacimiento. La falla principal denominada falla DK-PG, es de cabalgamiento (thrust fault), con vergencia este, a la cual se encuentran asociadas una serie de fallas satélites de igual vergencia, que afectan el costado oriental del anticlinal. La estructura en su flanco este, asociada a la Falla de DK-PG, presenta altos buzamientos (entre 40y 60 grados) hacia el este, mientras hacia el oeste los buzamientos son más bajos (entre 15 y 25 grados) siendo la estructura más amplia en esta parte del campo y mucho más estrecha en su flanco oriental. Es importante anotar que esta estructura tiene cierre propio a 5.200 pies b.n.m.(Ecopetrol, 2015b)

En las Figuras 2, 3 y 4 se presentan los mapas estructurales al tope de las formaciones productoras de interés de Monserrate.

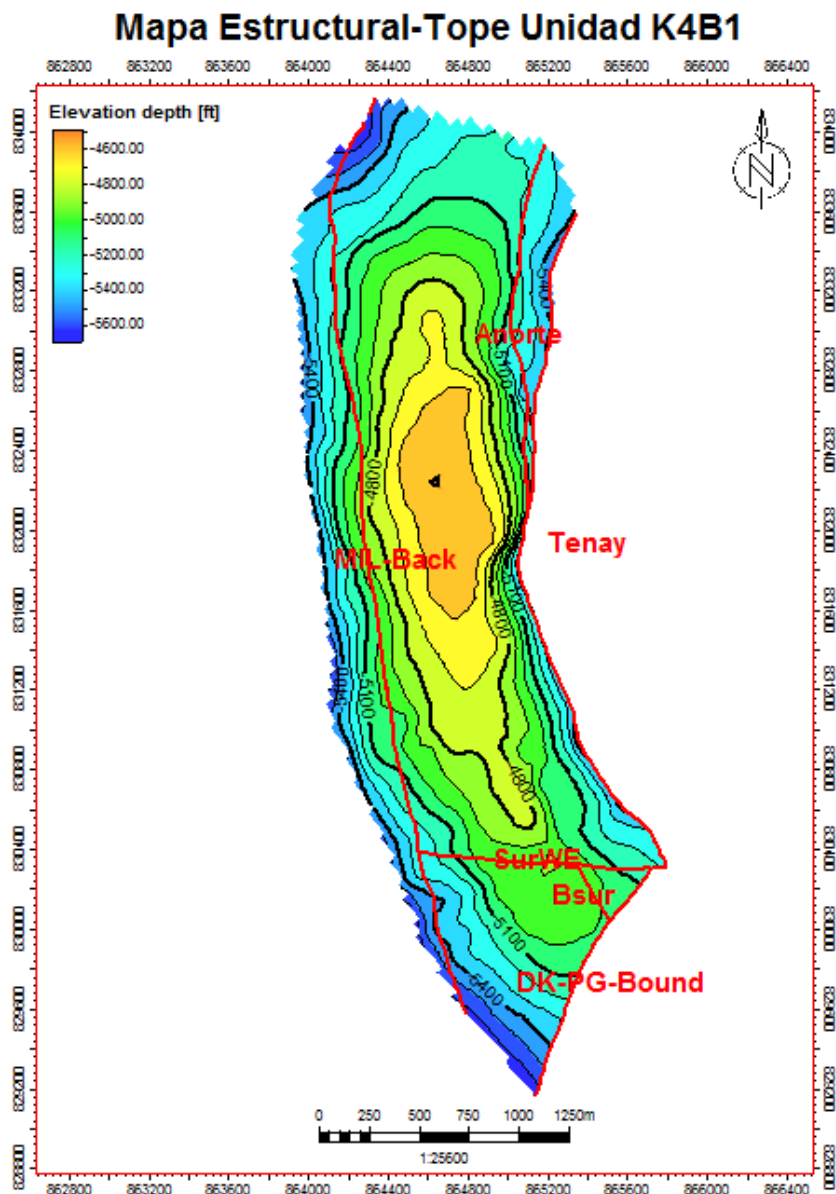


Figura 2. Mapa estructural-Topo de la formación K4B1. Adaptado de Ecopetrol (2015). Plan de desarrollo conceptual campo Dina Cretáceos.

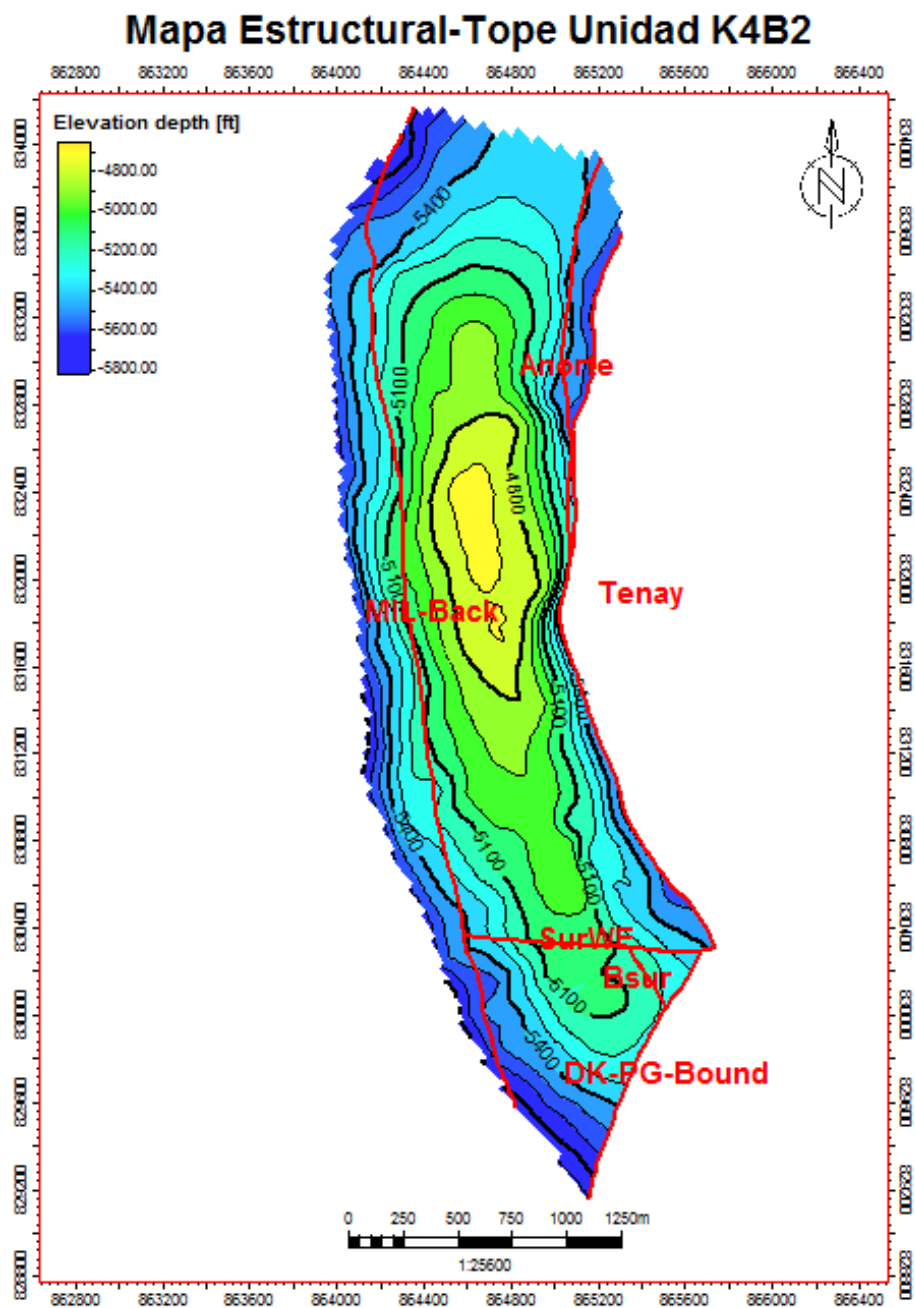


Figura 3 Mapa estructural-Topo de la formación K4B2. Adaptado de Ecopetrol (2015). Plan de desarrollo conceptual campo Dina Cretáceos.

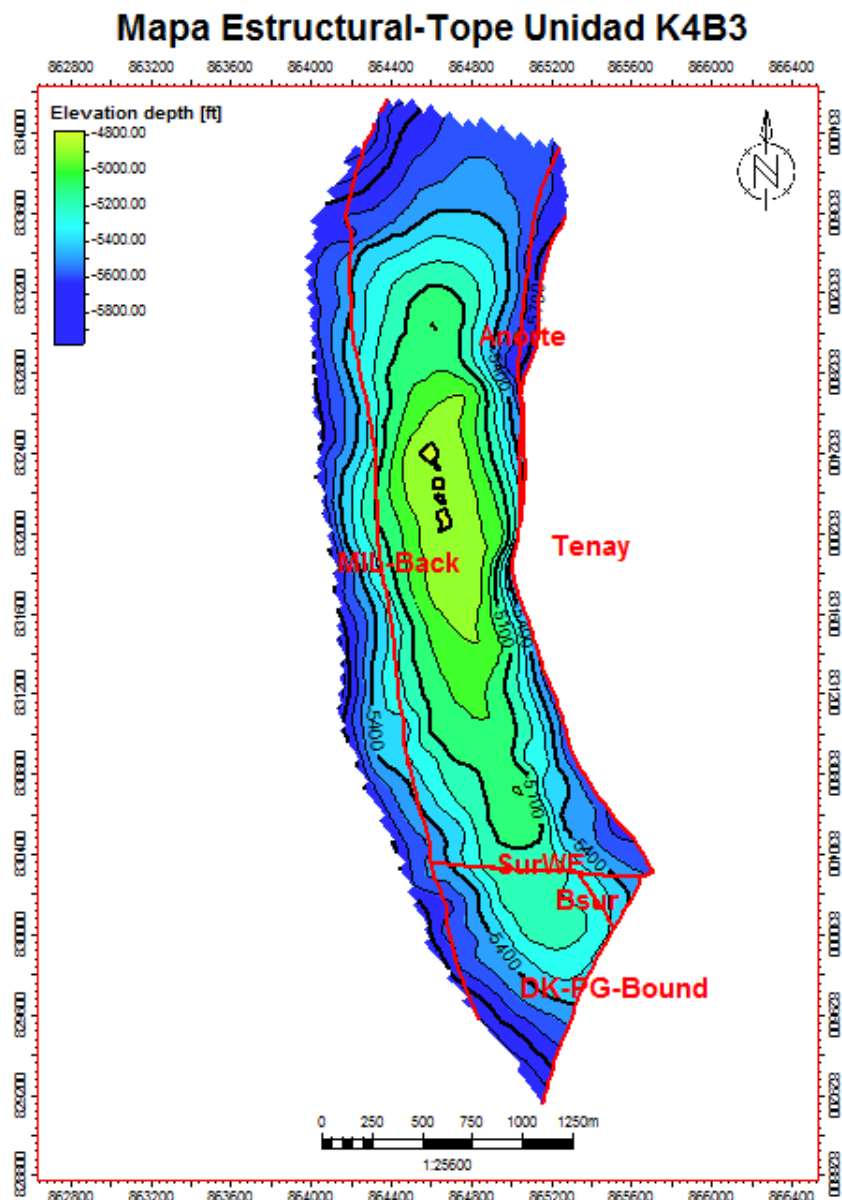


Figura 4 Mapa estructural-Topo de la formación K4B3. Adaptado de Ecopetrol (2015). Plan de desarrollo conceptual campo Dina Cretáceos.

4.4.2. Componente Estratigráfico: La sucesión estratigráfica que contiene los reservorios del campo Dina Cretáceos incluye la Formación Monserrate (K4) con espesor entre 400 y 600 pies (promedio 470 pies) y una delgada serie de arenitas a la base de la Formación Guaduala cuyo espesor es variable (entre 0 y 50 pies). La Formación Monserrate (K4) está constituida por una sucesión de para-secuencias progradantes compuestas por sedimentitas de origen marino desde costa afuera (offshore) hasta ante-playa (shoreface).

El trabajo del ICP ajusta los marcadores de operación tradicionales (K4A, K4B1, K4B2, K4B3 y K4C) para separar 7 secuencias genéticas dentro del K4. La Figura 5 contiene una correlación con orientación Norte–Sur que muestra la sucesión estratigráfica del Campo Dina Cretáceos. La correlación está colgada al marcador K4B1 (en azul) el cual corresponde a la máxima inundación marina dentro de la secuencia. Los reservorios de interés se hallan en las secuencias TKGbase, K4A, K4A, K4B1p, K4B2 y K4B3. En magenta el SP y los colores oscuros y negros corresponden a valores altos de GR. Esta figura ilustra un adelgazamiento del Monserrate (K4) en sentido Norte Sur. El intervalo cuyo espesor se ve marcadamente reducido es el K4B2. Es especialmente notorio (flechas en la Figura 5 que dentro de ese intervalo K4B2 el espesor que se reduce corresponde a la facies con valores altos de Gamma-Ray (radioactivas) y valores relativamente altos de porosidad. Las arenitas de la base de la Formación Guaduala (TKGbase) son de origen fluvial (point bars). Dentro del área del campo estas arenitas forman dos amplios cinturones de canales con orientación aproximada N25°E. (Ecopetrol, 2015b)

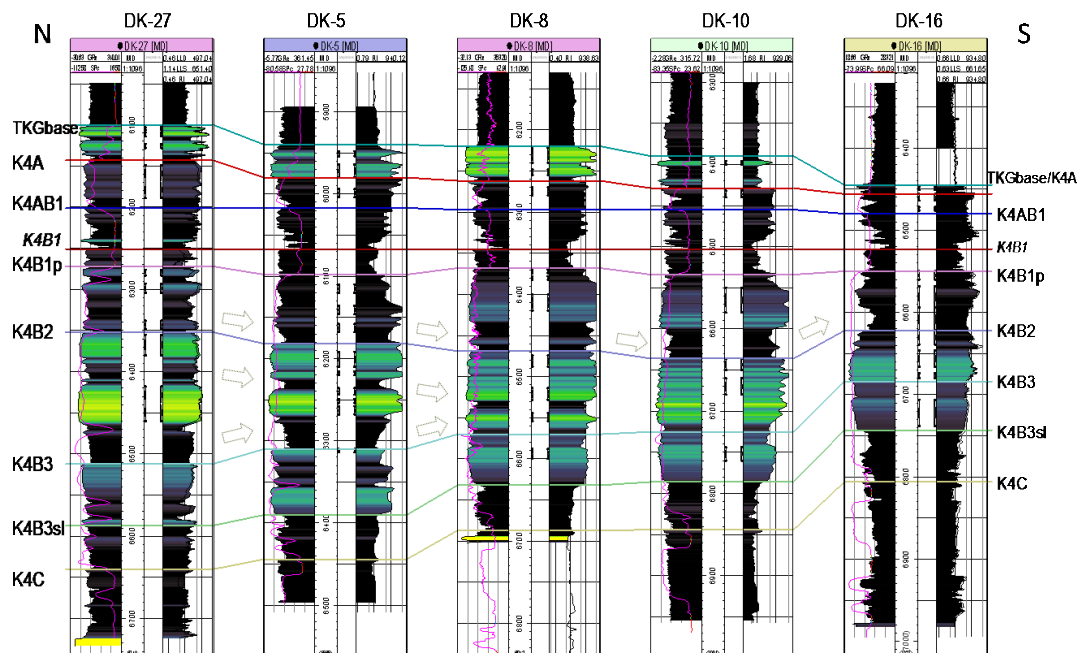


Figura 5 Correlación Estratigráfica N-S a lo largo del Campo Dina Cretáceos Adaptado de Ecopetrol (2015). Plan de desarrollo conceptual campo Dina Cretáceos.

4.4.3. Información petrofísica

Volumen de arcilla. Análisis hechos en muestras de núcleos tomados en el Campo Dina Cretáceos en las unidades A, B1, B2 y B3, se presentan en la

Figura 6, las areniscas tienen como componente principal el cuarzo, pero pueden presentar minerales como feldespato potásico y fosfatos (apatito), que pueden causar alta radiactividad en las areniscas, lo que puede explicar los valores altos de Rayos Gamma en estos intervalos. El tipo de arcilla presente de acuerdo con estos análisis es principalmente caolinita. Análisis de muestras tomadas de núcleos de la Unidad C en el pozo Palogrande-11 indican la presencia de una mineralogía similar a la que se encontró en las otras unidades. Para el cálculo de volumen de arcilla se utilizó principalmente la combinación de los perfiles de Densidad y Neutrón. En los pozos

evaluados en la Formación Monserrate en los que no se tiene el perfil de Neutrón, se hizo el estimado de volumen de arcilla con el registro de Potencial Espontáneo (SP). (Ecopetrol, 2015b)

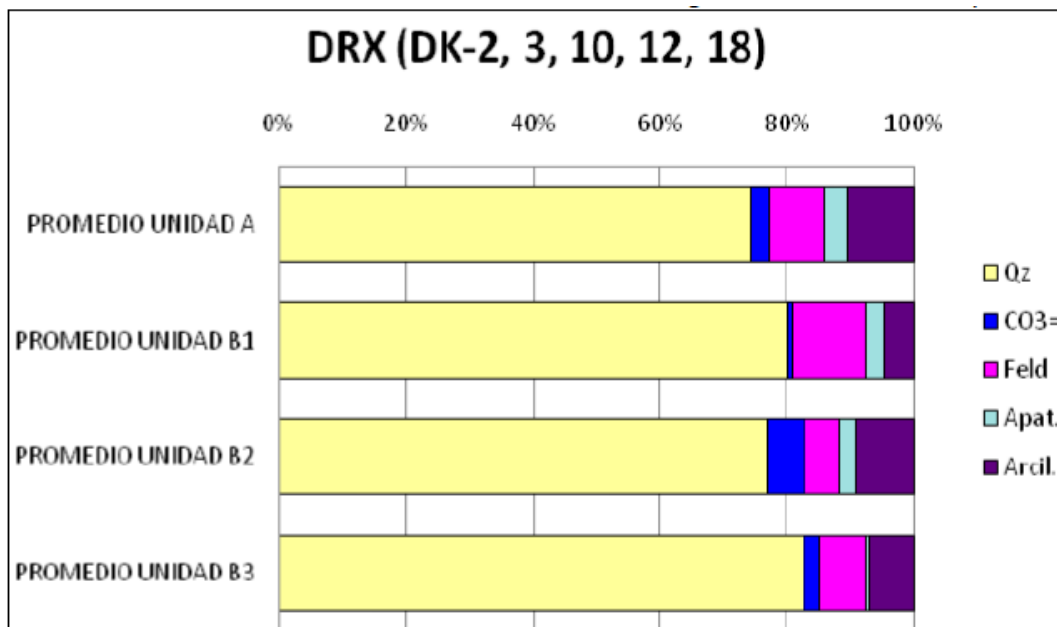


Figura 6 Resultados promedio por intervalo de los análisis de difracción de rayos X en muestras tomadas de los núcleos de los pozos DK-2, 3, 10, 12 y 18. Adaptado de Ecopetrol (2015). Plan de desarrollo conceptual campo Dina Cretáceos.

4.4.4 Porosidad. En la **Formación** Monserrate la porosidad total se determinó en los pozos evaluados a partir del registro de Densidad, con el que en general se obtuvieron resultados que ajustaron mejor con los valores de porosidad medidos en muestras de los núcleos. Se asumió en general un valor de 2.65 g/cc como densidad de la matriz, sin embargo, en los pozos DK-3 y 12 se tuvo un mejor ajuste de los valores de porosidad efectiva con la porosidad del núcleo usando una densidad de matriz de 2.68 g/cc. Este aparente mejor ajuste de la porosidad puede deberse a que los valores de porosidad de los núcleos de estos pozos correspondan más a la porosidad total y no a la efectiva, o también puede ser que los valores de porosidad de los núcleos de estos pozos no estén corregidos a las condiciones de presión del yacimiento. (Ecopetrol, 2015b)

4.4.4. Saturación de agua y contactos agua petróleo. La saturación de agua se estimó a partir del modelo de Doble Agua. De acuerdo con la información disponible de los análisis especiales de núcleos, los valores del exponente de cementación (m) están alrededor de 1.98, mientras que del exponente de saturación (n) se obtuvieron valores entre 1.24 y 4.96. El valor de la resistividad del agua de formación (R_w) que se utilizó en el cálculo de la saturación de la Formación Monserrate es 0.3 Ohm-m a 150 °F, que corresponde a una salinidad de cerca de 9800 ppm de NaCl equivalente. Este valor se definió teniendo en cuenta la salinidad reportada en análisis de agua de los pozos DK-3, 4, 5, 7, 10 y 11, valores que son consistentes con el R_w obtenido del gráfico de resistividad vs. porosidad del pozo DK-12, pozo que presenta una zona de agua en el intervalo K4B3 ubicado a una profundidad de 5400 pies TVDSS, que es la profundidad a la que se ha definido el contacto agua-aceite del campo. (Ecopetrol, 2015b)

La revisión de los resultados de saturación de los pozos evaluados en la Formación Monserrate indica que en pozos que se encuentran al norte del campo se tienen altos valores de saturación de agua a profundidades menores de 5400 pies TVDSS, tal como ocurre en los pozos DK-2, 7, 12 y 14. Se pensó inicialmente en la posibilidad de que se tuviera un compartimiento al norte del campo generado por una falla, sin embargo, en la información geológica y geofísica no se encontraron evidencias que permitieran soportar la presencia de alguna falla. En la Formación Monserrate se presentan variaciones importantes en la calidad de la roca, teniéndose intervalos de pobre calidad que pueden presentar una mayor zona de transición, lo que explicaría la presencia de altas saturaciones de agua a menores profundidades debido a diferencias de presión capilar, que están relacionadas a cambios en la calidad de las rocas del yacimiento. (Ecopetrol, 2015b)

4.4.5. Permeabilidad y tipos de roca. En las estimaciones de la permeabilidad en la Formación Monserrate indican que se tiene un ajuste aceptable con los valores de permeabilidad medidos en muestras tomadas de los núcleos. Los gráficos de las Figura 7 (A) y (B) ilustran los rangos de valores de permeabilidad y del índice de calidad (RQI), respectivamente, parámetros que se definieron para la identificación de diferentes tipos de roca, considerando descripciones litológicas disponibles. Los colores de los puntos en estos dos gráficos corresponden respectivamente a los rangos de las escalas verticales de permeabilidad y de RQI, siendo el color azul oscuro el que corresponde a las rocas de más pobre calidad. Con base en estos rangos de valores se generó una curva de facies que contiene valores de 1 a 4, siendo 1 la facies más pobre y 4 la mejor facies. (Ecopetrol, 2015b)

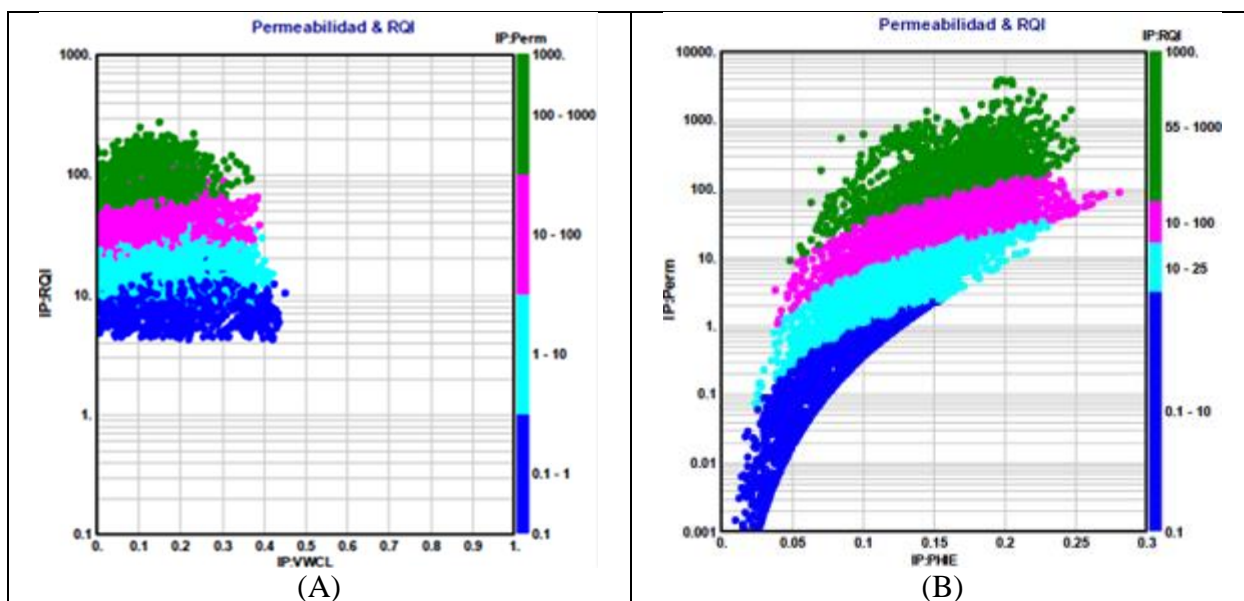


Figura 7 (A) Gráfico del volumen de arcilla (VWCL), el índice de calidad del yacimiento (RQI) y la permeabilidad en los intervalos correspondientes a la Fm. Monserrate (K4) y TKGbas de los pozos evaluados (B) Gráfico de la porosidad (PHIE), la permeabilidad (Perm) y el índice de calidad del yacimiento (RQI) en los intervalos correspondientes a la Fm. Monserrate (K4) y TKGbas de los pozos evaluados. Adaptado de Ecopetrol (2015). Plan de desarrollo conceptual campo Dina Cretáceos.

4.4.6. Estado actual del Campo. La Tabla 2 presenta la reseña del estado del campo Dina Cretaceo en aspectos tales como producción de fluidos, actual y acumulado datos del recobro secundario y mejorado y el estado de los pozos perforados a 31 de marzo de 2019.

Tabla 2.
Estado actual campo Dina Cretáceo

| | | |
|------------|---|-----------|
| Producción | Qo (BPPD) | 1264 |
| | NP (Mbls) | 51,9 |
| | Qg (KSCFPD) | 191 |
| | GP GSCF | 9,37 |
| | QW (BWPD) | 24230 |
| | WP MBlS | 194,69 |
| | GOR (SCF/STB) | 300 |
| | BSW (%) | 95 |
| Recobro | Inyección de Agua | |
| | Año de inicio de recobro secundario | 1986 |
| | Agua inyectada (BWPD) | 25804 |
| | Inyección Acumulada de agua (Mbls) | 261,89 |
| | Piloto Inyección CDG | |
| | Año de inicio / Fin de recobro secundario | 2011-2015 |
| Pozos | Inyección Acumulada de CDG (Mbls) | 3.528 |
| | Pozos Terminados | 53 |
| | Pozos Productores | 19 |
| | Pozos inyectores | 15 |
| | Pozos Abandonados | 15 |
| | Pozos inactivos | 4 |

Adaptado de Ecopetrol (2015). Plan de desarrollo conceptual campo Dina Cretáceos.

4.4.7. Comportamiento histórico de producción. En la Figura 8 se muestra la historia de producción del campo Dina Cretáceo donde se puede resaltar los siguientes aspectos:

La irrupción de agua hacia el año 1976, confirmando el empuje hidráulico en el yacimiento.

Incremento en la tasa de líquido y de petróleo, después del inicio de la inyección de agua en 1985.

Coherencia entre la tasa de agua inyectada y la tasa de líquido producido, sugiriendo que éste es el mecanismo de producción dominante.

El retardo en la respuesta de la tasa de líquido con relación a la tasa de inyección, al inicio, sugiriendo la existencia de un periodo de llene o re-presurización del yacimiento.

Un corte de agua que aumentó gradualmente hasta los valores recientes de 96% al 98.5, que denotan el grado de madurez del campo.

Se observa incremento de producción durante el desarrollo del piloto en los pozos afectados por los inyectores DK 04, DK 03, DK 06 y DK 32 entre 2011 – 2015.

Incremento de la producción por perforación de pozos 2018 y repatronamiento de la inyección.

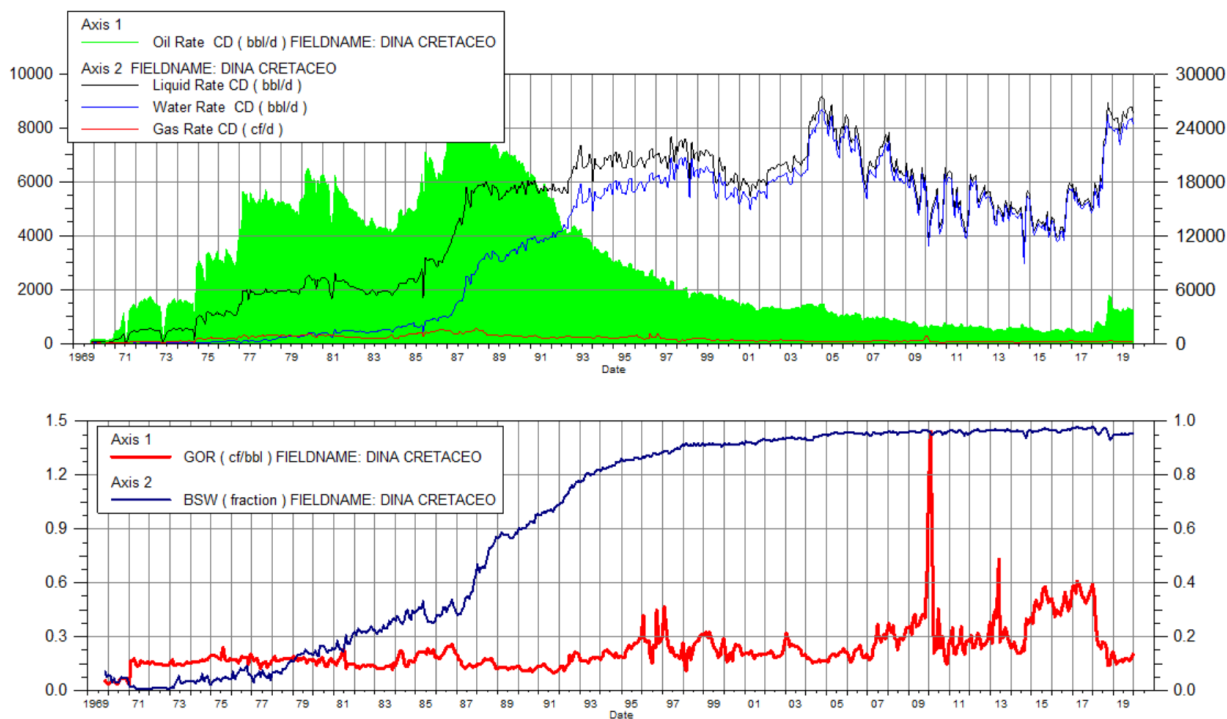


Figura 8 Historia de producción campo dina Cretáceo.

4.4.8. *Propiedades de los fluidos.*

Crudo. Las propiedades de los fluidos fueron extraídas del PVT del pozo DK-15 reportado por DB Robinson & Associates LTd (s. f.), procedente de dos intervalos diferentes (Unidades A y B), 9 años después del inicio de la producción del campo cuando ya la presión había caído a cerca de 1300 psi, pero manteniéndose por encima de la presión de burbuja (890 psia). El campo Dina Cretáceos tiene un contenido de resinas y asfáltenos en el crudo de 29% (DB Robinson & Associates Ltd., N/D), y es catalogado como un yacimiento subsaturado, de aceite negro (intermedio asfálténico) de entre 23.7 y 25.6 °API. En la se muestran las principales propiedades PVT de las tres fases agua, gas y petróleo. Se estima que la viscosidad del aceite sea de 8.36 cp a la presión de burbuja en algunas zonas del campo.

Tabla 3.
Propiedades PVT para el agua, gas y petróleo.

| Pws (psia) | B _g (rb/Mscf) | Viscosidad (cP) | Pws (psia) | B _w (rb/STB) | Viscosidad (cP) | Compresibilidad (psi ⁻¹) |
|------------|--------------------------|-----------------|------------|-------------------------|-----------------|--------------------------------------|
| 115 | 30.5035 | 0.0116 | 2800 | 1.047 | 0.45 | 3.00E-06 |
| 315 | 10.0754 | 0.0123 | | | | |
| 515 | 5.9774 | 0.0128 | | | | |
| 715 | 4.2256 | 0.0133 | | | | |

| Pws (psia) | Rs (Mscf/STB) | Bo (rb/STB) | Viscosidad (cP) |
|------------|---------------|-------------|-----------------|
| 115 | 0.039 | 1.05300 | 18.00 |
| 315 | 0.065 | 1.06250 | 10.00 |
| 515 | 0.093 | 1.07290 | 9.36 |
| 715 | 0.122 | 1.08150 | 9.00 |
| 901 | 0.147 | 1.09000 | 8.35 |
| 915 | 0.147 | 1.08981 | 8.36 |
| 1015 | 0.147 | 1.08905 | 8.48 |
| 1215 | 0.147 | 1.08753 | 8.72 |
| 1415 | 0.147 | 1.08601 | 8.97 |
| 1615 | 0.147 | 1.84680 | 9.21 |
| 1815 | 0.147 | 1.08345 | 9.46 |
| 2015 | 0.147 | 1.08193 | 9.70 |
| 1515 | 0.147 | 1.07861 | 10.31 |
| 2865 | 0.147 | 1.07608 | 10.80 |
| 3015 | 0.147 | 1.07500 | 10.92 |

Adaptado de Ecopetrol (2015b). Plan de desarrollo conceptual campo Dina Cretáceos

Agua de producción. La tabla 4 es un promedio de las propiedades fisicoquímicas del agua de producción de los pozos del campo Dina Cretáceo para el año 2019.

Tabla 4
Propiedades fisicoquímicas agua de producción del campo Dina Cretáceo

| Parametro | Medida |
|-----------------------------|--------|
| T (°C) | 28,9 |
| pH | 7,5 |
| O2 Disuelto | ND |
| CO2 (ppm) | ND |
| H2S (ppm) | ND |
| Fe soluble (ppm) | 0,96 |
| Alcalinidad (ppm) | 690 |
| Dureza Total (ppm) | 870 |
| Dureza Cálcica (ppm) | 530 |
| Dureza Mg (ppm) | 340 |
| SO4 (ppm) | 5 |
| Ba (ppm) | 17 |
| Bicarbonato | 841,8 |
| Calcio (ppm) | 212 |
| Cl (ppm) | 5810 |
| Ca ++ | 148,4 |
| Mg++ | 26,5 |
| Sr+ | 18,27 |

Agua de inyección. El agua de inyección empleada en el campo Dina Cretáceo es la mezcla de aguas de producción de diferentes campos como son: Dina Cretáceo, Santa Clara – Palermo, Palogrande Cebú, Pijao, Dina Norte, Tempanillo las cuales son tratadas en la PIA Cebú, Las propiedades fisicoquímicas del agua de inyección se presentan en la tabla 5

Tabla 5.

Propiedades fisicoquímicas agua de inyección campo Dina Cretáceo

| Parámetro | Medida |
|------------------------------|---------------|
| T (°C) | 29.5 |
| pH | 6,4 |
| O2 Disuelto ppb | ND |
| CO2 (ppm) | 35 |
| H2S (ppm) | 0,6 |
| Fe soluble ppm) | 3,0 |
| Alcalinidad (ppm) | 570 |
| Dureza Total (ppm) | 1060 |
| Dureza Cálcica (ppm) | 765 |
| Dureza Mg (ppm) | 295 |
| SO4 (ppm) | 2 |
| Ba (ppm) | 19 |
| Bicarbonato (ppm) | 695,4 |
| TSS (ppm) | 65 |
| Cl⁻ (ppm) | 5467 |
| BSR (UFC/ml) | ND |
| Conductividad (ΩmS) | 11,7 |
| Grasas y aceite (ppm) | 1,9 |
| Ca⁺⁺ (ppm) | 214,2 |
| Mg⁺⁺ (ppm) | 38,25 |
| Sr⁺⁺ (ppm) | 22,26 |

4.4.9. Patrones de Inyección Campo Dina Cretaceo. A finales de 2017 y hasta mediados de 2018 se realizó la perforación de 16 pozos, 6 inyectores y 10 productores, y 3 workover para conversión y reactivación de inyectores con el fin de reconfigurar la inyección de agua previo a la inyección de CDG la tabla 6, presenta los patrones de inyección del campo, teniendo en cuenta que no se cuenta con un modelo tradicional de inyección de 5, 7 o 9 puntos sino una configuración periférica con algunos pozos in fill, la Tabla 6 presenta los patrones de inyección. (Ecopetrol, 2015a)

Tabla 6.
Patrones de inyección Campo Dina Cretáceo

| Patrón | Pozo Inyector | Sarta Selectiva | Pozos Productor afectado |
|--------|---------------|-----------------|------------------------------------|
| 1 | DK06 | No | DK 05, DK 22, DK 23 |
| 2 | DK 45 | SI | DK 02, DK 46, DK 22, DK 25 |
| 3 | DK 28 | SI | DK 15, DK 19, DK23, DK DK 36 |
| 4 | DK 35 | NO | DK 10R, DK 42, DK 21R, DK 16 |
| 5 | DK 43 | SI | DK 21R, DK 16, DK 40 |
| 6 | DK 8R | SI | DK 19, DK 20, DK 24, DK 36, DK 26R |
| 7 | DK 29 | SI | DK 10R, DK 26R, DK 42, DK 13R |
| 8 | DK 37 | SI | DK 13R, DK26R, DK 20, DK 36 |
| 9 | DK 41 | SI | DK 9R, DK5, DK 22, DK 23, DK 25 |
| 10 | DK 48 | SI | DK 02, DK 47, DK 44, DK 45 |
| 11 | DK 49 | SI | DK 47, DK 44, DK 46 |
| 12 | DK 32 | NO | DK 9R, DK 36, DK 20 |
| 13 | DK 34 | NO | Periférico |
| 14 | DK 01 | NO | Periférico |
| 15 | DK 03 | NO | DK 15, DK 23, DK 05, DK 24 |

5. Definición de variables y graficas de diagnostico

En procesos de recobro por inyección de agua y recobro mejorado, la definición de los puntos de monitoreo y las variables requeridas pueden variar de un proyecto a otro dependiendo de las necesidades y características del yacimiento, facilidades de producción e inyección, estado de completamiento de los pozos y como punto en común la calidad de fluidos, Talash en 1988 definió un ciclo de monitoreo determinando los puntos tradicionales para proyectos de inyección de agua. La Figura 9 representa el diagrama tradicional de monitoreo adaptado para el proyecto de inyección de geles de dispersión coloidal en el campo Dina Cretáceo.



Figura 9 Ciclo de Monitoreo adaptado para el proyecto de inyección de geles de dispersión coloidal CDG para el campo Dina Cretáceo. Adaptado de, Una visión general de la vigilancia y vigilancia de las inundaciones. Journal of Petroleum Technology,40(12), 1-539 (Talash, 1988).

En la optimización de campos maduros y en especial los sometidos a procesos de recobro mejorado requieren un monitoreo continuo y detallado para este caso, con la tecnología CDG en

el campo Dina Cretáceo, se definirá la estrategia de monitoreo teniendo en cuenta las lecciones aprendidas durante el piloto y se definen los siguientes tres grandes grupos de monitoreo:

- Yacimiento.
- Pozos: inyectores y productores.
- Facilidades de tratamiento e inyección de agua, y CDG

Criterios de selección de variables de monitoreo. La metodología de selección de variables en cada uno de los puntos definidos; Hernández et al (2010). En su modelo de metodología de la investigación establecen criterios de definición de variables, los cuales pueden ser adaptados a los tres puntos de monitoreo a desarrollar en la definición de variables de seguimiento:

- Realizar un Listado de las variables a evaluar.
- Establecer como se realiza la medida
- Revisión conceptual de lo que se pretende evaluar de la variable.

5.1. Variables de monitoreo de yacimiento.

La definición de las variables para evaluar el comportamiento del yacimiento, son aquellas necesarias para establecer la forma de estimar y evaluar la eficiencia de barrido y el incremento del factor de recobro y las oportunidades de optimización del yacimiento.

El manual de monitoreo de Ecopetrol (2018)) presenta los requerimientos de información necesarias para seguimiento del comportamiento del yacimiento para un proyecto de recobro mejorado (Ver Tabla 7).

Tabla 7.
Variables de Monitoreo yacimiento

| Variable | Registro / Herramienta | Objetivo |
|---|--|--|
| Presión | Gradiente Dinámico | Determinar la presión de fondo fluyendo |
| | Gradiente estático | Presión actual de formación |
| | PBU | Estimación de presión de yacimiento Determinación de Daño, permeabilidad y límites de yacimiento |
| | Fall Off test | Estimación de presión de yacimiento Determinación de Daño, permeabilidad y límites de yacimiento |
| Temperatura | Sensores de fondo. | Determinar temperatura de yacimiento e identificación de zonas de flujo y no flujo. |
| Volumetría | Distribución de la producción PLT | Determinación de perfiles de producción en cada una de las zonas y aporte de fluidos. Identificación de zonas de no flujo. Determinación del avance del frente de fluidos. |
| | Pruebas de pozo BFPD, bbl/d BOPD, bbl/d BWPD, bbl/d GAS, KPCD GOR, Kpc/bls BSW | Determinación de aportes de cada una de las fases. |
| Tasa de inyección | Distribución de la inyección ILT. | Determinación de perfiles inyectividad en cada una de las zonas Identificación de zonas ladronas |
| | Pruebas en línea | Capacidad de inyección Cambios de inyectividad con el tiempo |
| Gradientes de fractura | Mini Frac Registros sínicos - Dipolar | Determinación de Gradiente de Fractura, Dirección de esfuerzos. |
| Conectividad entre pozo | Trazadores inter-Wells Prueba de interferencia | Determinar la conectividad lateral |
| Saturaciones, Litología | Registros PNC/CO | Evaluación del cambio de saturación, por avance de frente de fluidos. |
| Saturaciones, porosidad, contactos, correlaciones litológicas | Registros: Rayos gama, resistividad, densidad neutrón | Calibración del modelo de simulación. Modelo estático de yacimiento |

5.2. Variables de monitoreo de Pozos

Las variables para definir en el pozo son todas aquellas que evalúen la integridad, daño de formación, condiciones del comportamiento del completamiento, operaciones de mantenimiento, optimización y monitoreo tanto en pozo productores e inyectores y dependerán de las condiciones tanto de superficie como de fondo de pozo, la tabla 8 y 9 resumen las variables de seguimiento para pozos productores e inyectores.

Tabla 8.

Variables de monitoreo de pozo Productor

| Variable | Registro / Herramienta | Objetivo de la medición |
|------------------------|------------------------|---|
| Perfiles de Producción | PLT, fibra optica | Determinación de perfiles de producción en cada una de las zonas y aporte de fluidos |
| | | Identificación de zonas de no flujo |
| Integridad | Registros de Cemento | Determinar el estado de degradación del cemento por procesos de producción. Determinación de canales. |
| | Registro corrosión | Verificación de las barreras de integridad del pozo. Evaluar la velocidad de corrosión y programas de mitigación. Determinar la reducción de diámetro por presencia de depósitos. |
| | Cupones de Corrosión | |

| | | |
|---------------------|---|--|
| Daño de Formación | Cupones de corrosión SARA Análisis fisicoquímicos de aguas Caracterización de sólidos. | Determinación de la presencia de Incrustaciones orgánicas e inorgánicas, Bacterias, hidratos, migración de finos |
| Completamiento | Frecuencia de intervenciones | Determinar la tendencia de falla de los equipos de fondo. Programa de well service. Establecer tiempos de vida útil y oportunidades de optimización de los sistemas de levantamiento. |
| | Instalaciones de completamiento | |
| | Condiciones operacionales | |
| Work Over | Tipos de SLA | |
| | Estimulaciones y fracturas | Establecer la mejor eficiencia de productividad de los pozos. |
| | Cañoneos y re cañoneo | |
| | Asilamiento de zonas | |
| Well bore clean out | | |

Tabla 9.

Variables de monitoreo pozo inyector

| Variable | Registro / Herramienta | Objetivo de la medición |
|-----------------------|----------------------------|---|
| Perfiles de inyección | ILT, Fibra óptica Ruido | Determinación de perfiles de producción en cada una de las zonas y aporte de fluidos Identificación de zonas de no flujo |
| Integridad | Registros de Cemento | Determinar el estado de degradación del cemento por procesos de inyección. Determinación de canales |
| | Registro corrosión | Verificación de las barreras de integridad del pozo. Evaluar la velocidad de corrosión y programas de mitigación. |

| | | |
|-------------------|--|--|
| | | Determinar la reducción de diámetro por presencia de depósitos. |
| | Cupones de Corrosión | |
| Daño de Formación | Cupones de corrosión SARA Análisis fisicoquímicos de aguas Caracterización de sólidos. | Determinación de la presencia de Incrustaciones orgánicas e inorgánicas, Bacterias, hidratos, migración de finos |
| | Frecuencia de intervenciones | Determinar la tendencia de falla de los equipos de fondo. Programa de well service. |
| Completamiento | Instalaciones de completamiento | Establecer tiempos de vida útil y oportunidades de optimización de los sistemas de levantamiento. |
| | Condiciones operacionales | |
| | Tipos de SLA | |
| Work Over | Estimulaciones y fracturas Cañoneos y re cañoneo Asilamiento de zonas Well bore clean out | Establecer el mejor eficiencia de productividad de los pozos. |

5.3. Variables de monitoreo de facilidades de inyección.

Las facilidades de inyección para el proceso de inyección de polímeros se dividen en dos partes, una son las facilidades donde se trata el agua de inyección PIA Cebú y la otra es la facilidad para la preparación de la solución madre, donde se mezcla agua y polímero normalmente en polvo. Para el caso de Dina Cretáceo y de acuerdo con los resultados del piloto el agua de preparación es el agua de inyección de la PIA Cebú y la mezcla del polímero con entrecruzador.

Durante todo el proceso de formación del CDG, mantener las condiciones favorables para la estabilidad del polímero va a depender de diferentes factores, como la degradación mecánica, química, térmica y biológica. La definición de las variables de aseguramiento de estabilidad del

gel, para el presente estudio se enfoca en las que puedan afectar la estabilidad del polímero por efectos químicos y biológicos. Ya que los efectos de temperatura y mecánicos son considerados durante la fase de diseño y asegurados en pruebas de laboratorio.

5.3.1. Variables de monitoreo. Las variables de monitoreo para facilidades se enfocan en la evaluación de los fluidos tanto agua de inyección como solución polimérica a las condiciones a las cuales serán inyectados a la formación estas variables se establecen con tres focos principales:

Equipos de superficie: Evaluar la tendencia corrosiva o incrustante en tanque, bombas, líneas, filtros y todo equipo de tratamiento agua de inyección, por la interacción metal – fluido.

Estabilidad CDG: Evaluar el efecto negativo o positivo por la composición fisicoquímica del agua y la compatibilidad con la química de inyección con el fin de tener una solución polimérica estable a las condiciones de viscosidad para la cual fue diseñado para aumentar el factor de recobro.

Daño de formación: Evaluar la tendencia corrosiva o incrustante en la formación por la interacción roca fluido por evaluación de los fluidos inyectados.

La tabla 10 resume las principales variables seleccionadas de seguimiento en el proyecto de expansión de CDG en el campo Dina Cretáceo a nivel de facilidades tomando como base los fluidos inyectados (agua de PIA Cebú y CDG).

Tabla 10.
Variables de monitoreo agua de inyección y CDG

| Fluido | Variable | Registro / Herramienta | Objetivo de la medición |
|------------------------------|--|--|--|
| Agua de Inyección – PIA Cebú | Gases | H2S | Verificar velocidades de corrosión |
| | | CO2 | Determinar tendencias de incrustación. |
| | | O2 | La evaluación del O ₂ , permite estimar la degradación del polímero |
| | Cationes | Hierro | Evaluar tendencia incrustante o corrosiva del agua. |
| | | Calcio | |
| | | Magnesio | Evaluar potencial daño a la formación. |
| Bario | | | |
| Estroncio | | Establecer estabilidad de la viscosidad del polímero por cambios en iones divalentes. | |
| Sodio | | | |
| Potasio | | | |
| Silicio | | | |
| Aluminio | | | |
| Aniones | Cloruros | Evaluar tendencia incrustante o corrosiva del agua. | |
| | Sulfatos | | |
| | Carbonatos, Bicarbonatos | Evaluar potencial daño a la formación. | |
| | Alcalinidad | | |
| | Hidróxidos | Determinar cambios de salinidad del agua y evaluar el efecto de degradación de la viscosidad del polímero. | |
| | Nitratos | | |
| Fosfatos | | | |
| Ácidos Carboxílicos | | | |
| Calidad | pH | Determinar tamaños de partículas. | |
| | Densidad | Determinar la caracterización básica del agua. | |
| | Grasas y Aceites | | |
| | Sólidos suspendidos | Evaluar el taponamiento de la formación. | |
| Bacterias | Bacterias Sulfato reductoras BSR | Evaluar el tipo de colonia bacterial que puede crecer en el sistema y afectar la integridad de los equipos de superficie, estabilidad de la viscosidad del polímero y potencial daño de formación. | |
| | Bacterias aeróbicas GHB | | |
| | Bacterias anaeróbicas gHB | | |
| | Bacterias Heterotróficas (productoras de ácidos) | | |
| | APB | | |
| | | | |

| Fluido | Variable | Registro / Herramienta | Objetivo de la medición |
|----------------------|---------------------|---|---|
| CDG | Polímero | Viscosidad | Evaluar la viscosidad del CDG. |
| | | Peso Molecular. | Caracterización y trazabilidad del polímero |
| | | Factor de filtración | Velocidad de filtración |
| | Entrecruzador | Concentración de polímero | Seguimiento a la concentración final de CDG. |
| | | Concentración de entrecruzador | Seguimiento a la concentración en el CDG |
| | | FTIR. | Caracterización y trazabilidad. |
| Química de inyección | Estabilidad del CDG | Residual de: Secuestrante de hierro Inhibidor de Scale Inhibidor de corrosión Clarificador Biosida | Evaluar los efectos en la estabilidad de la viscosidad. |

5.4. Ventanas operativas CDG:

Las ventanas operativas por degradación química, se definen en función de los valores máximos o mínimos de los iones o cationes evaluados en el agua de preparación del CDG y los residuales de la química de inyección (inhibidores de escale, corrosión, etc); que pueden afectar la estabilidad o degradación química del CDG, en relación con alcanzar la viscosidad objetivo;

Teniendo en cuenta que la viscosidad es la principal objetivo del CDG. La línea base de la caracterización fisicoquímica del agua de preparación proviene de la PIA cebú con la que se evaluó la formación de CDG, y de acuerdo a los resultados de cartelización del agua de inyección en laboratorio (Tabla 5), las variables seleccionadas son los iones divalentes, calcio, magnesio, hierro, y la salinidad expresada en cloruros. Sheng, J. J. (2010). A la vez el residual de la química que se esté empleando en el campo para el tratamiento químico, para el piloto desarrollado en el campo no se documenta información referente a una validación de las ventanas de los iones divalentes.

La *Figura 1*

Figura *10* representa un diagrama modelo de la caracterización de ventana operativa en el que se deben mantener las concentraciones del agua de preparación y la concentración de la química de inyección que permitan alcanzar la viscosidad objetivo.

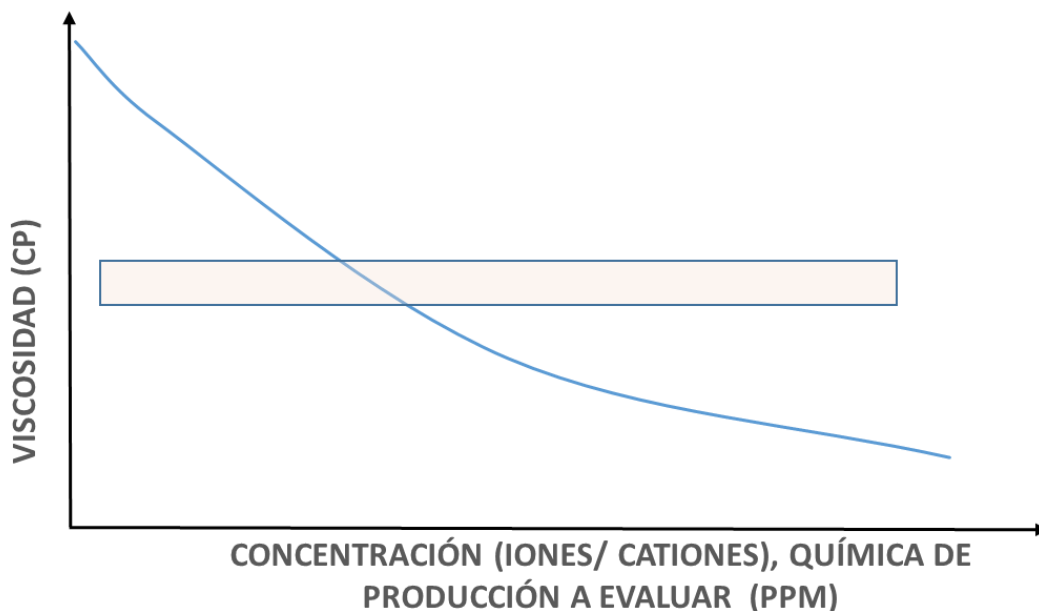


Figura 10. Ventanas operativas para la formación de CDG a la viscosidad objetivo.

5.5. Gráficas de monitoreo del proceso de barrido aplicado a CDG.

Existen gran cantidad de gráficos de diagnóstico para evaluar el comportamiento de un yacimiento mientras se realiza el monitoreo y seguimiento de acuerdo con la información recolectada para entender el desempeño e identificar oportunidades que puedan optimizar el factor de recobro. Terrado et al (2006) definieron que la información recuperada puede ser evaluada desde diferentes perspectivas y evaluadas desde las siguientes vistas: Campo, patrón y pozo.

Tabla 11 resume los gráficos para el seguimiento.

Tabla 11.

Gráficas de monitoreo y surveillance proyectadas para el proyecto de recobro mejorado con CDG.

| Gráfico | Niveles de aplicación | | | |
|---|-----------------------|--------|--------|------|
| | Campo | Sector | Patrón | Pozo |
| Historia de Producción | X | X | X | X |
| Relación de fluidos GOR, GLR, BSW | X | X | X | X |
| Corte de aceite vs Producción acumulada | X | X | X | X |
| Relación Agua aceite vs producción acumulada | X | X | X | X |
| Gráfico de Chan | | X | X | X |
| Aceite acumulado vs Wi acumulado | | X | X | X |
| Voidage Replacement Ratio – VRR Cumulative | X | X | X | X |
| Hall Plot | | | | X |

Adaptado de Terrado, R. M., Yudono, S., & Thakur, G. C. (2006, January). Waterflood Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers

5.5.1. Historia de producción de fluidos. La figura 11 representa las variaciones de los fluidos producidos y permite determinar si están correlacionadas en el tiempo. En el cual se pueden identificar la respuesta a cambios en el campo, como respuesta a la inyección de agua, el piloto de CDG, inicio de la expansión de proyecto CDG (perforación y repatronamiento de pozos inyectores).

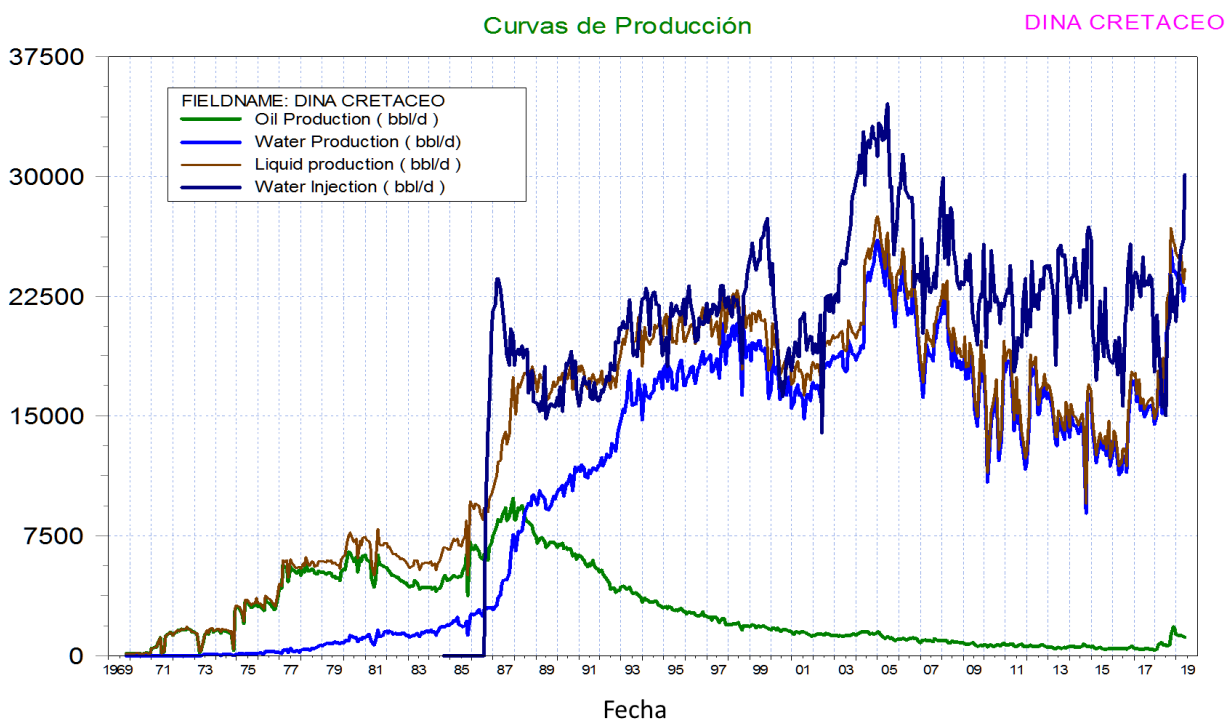


Figura 11. Historia de producción de fluidos.

5.5.2. Relación de fluidos producidos GOR, GLR, BSW. La Figura 12 permite identificar variaciones de las principales relaciones entre fluidos producidos BSW, GOR GRL y evaluar la respuesta del CDG, para el caso se espera una disminución del BSW, aunque no se esperan cambios en el GOR y GRL.

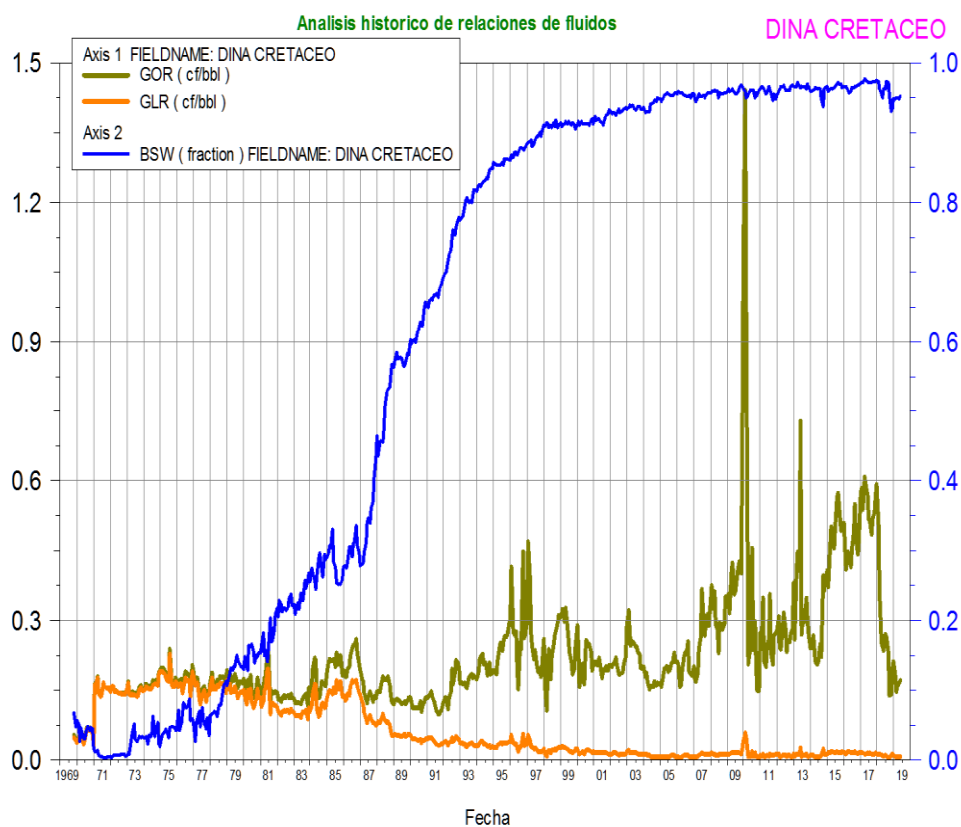


Figura 12. Relación de fluidos producidos.

5.5.3. Corte de aceite vs Producción acumulada. La Figura 13 permite extrapolar las reservas finales a obtener en un yacimiento, en un grupo de pozos o en un pozo, hasta alcanzar una determinada fracción de petróleo. Con la respuesta del CDG se espera cambiar la tendencia y aumentar la recuperación final de petróleo. Ahmed, T. (2018).

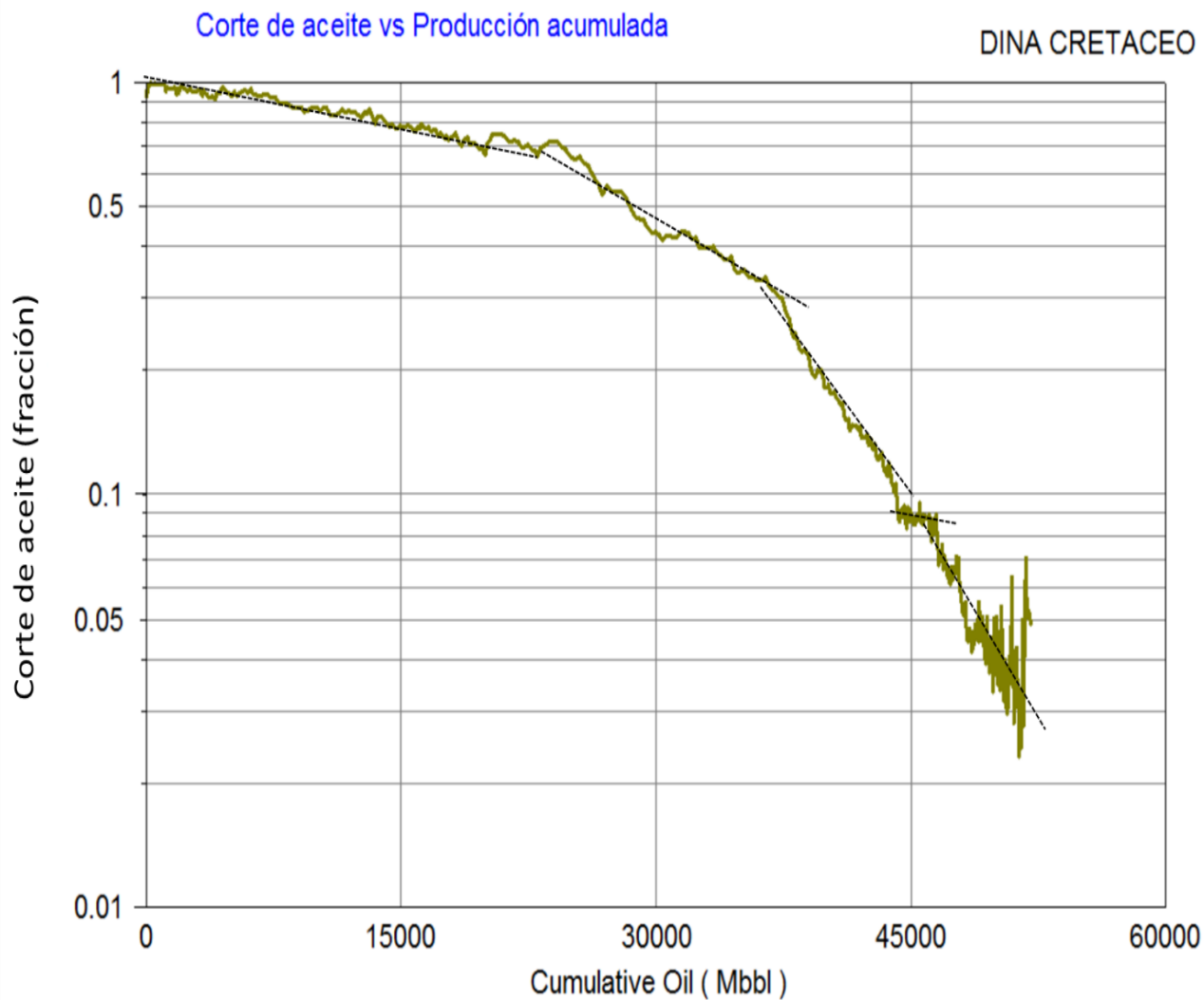


Figura 13. Corte de aceite vs Producción acumulada.

5.5.4. Relación Agua aceite vs producción acumulada de petróleo. La Figura 14 Permite extrapolar las reservas finales a obtener en un yacimiento, en un grupo de pozos o en un pozo, hasta alcanzar una determinada relación Agua - Petróleo. Con la respuesta del CDG se espera cambiar la tendencia y aumentar la recuperación final de petróleo disminuyendo la relación agua petróleo, como respuesta a un mejor barrido (Suleymanov, Abbasov, Guseynova, & Babayev, 2016).

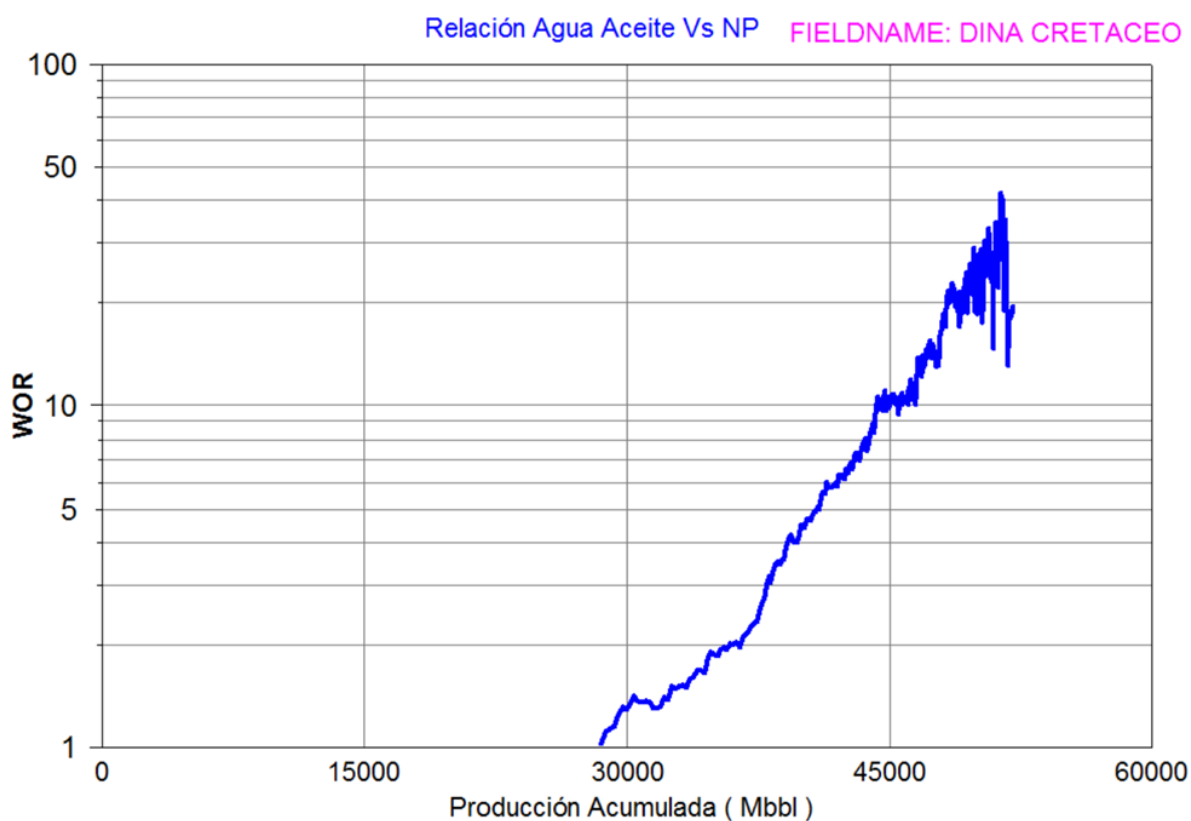


Figura 14. Relación agua aceite Vs producción acumulada de petróleo

5.5.5. Gráfico de Chan. La Figura 15 conocida como el gráfico de Chan (1995) establece los mecanismos de producción de agua en cada pozo asociados la evaluación del comportamiento de la relación agua petróleo WOR, de acuerdo a interpretación se pueden identificar conificación y/o canalización y estima de forma cualitativa la intensidad de los procesos intrusivos. Con la inyección de CDG se evalúa el cambio del comportamiento de la inyección de agua. Durante el piloto se observaron cambios en la tendencia de los patrones evaluados ya que el corte de aceite incrementó.

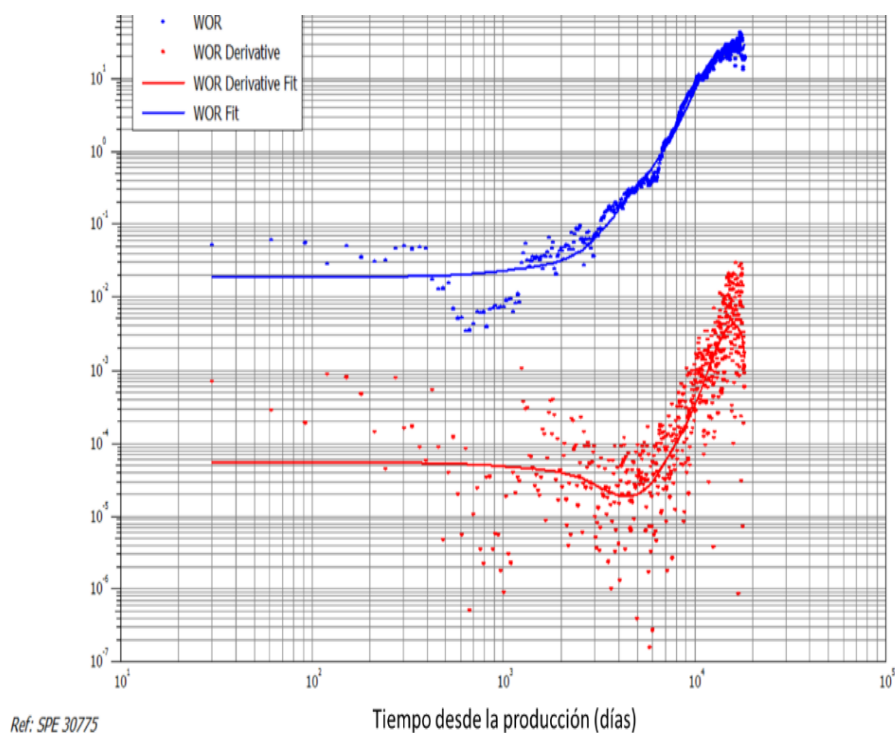


Figura 15 Gráfico de Chan

5.5.6. Aceite acumulado vs agua inyectada acumulada. La Figura 16 permite evaluar la eficiencia de la inyección de agua (Ahmed, 2018), con la inyección de CDG se evalúa el cambio de la eficiencia de barrido en cada uno de los pozos inyectoros.

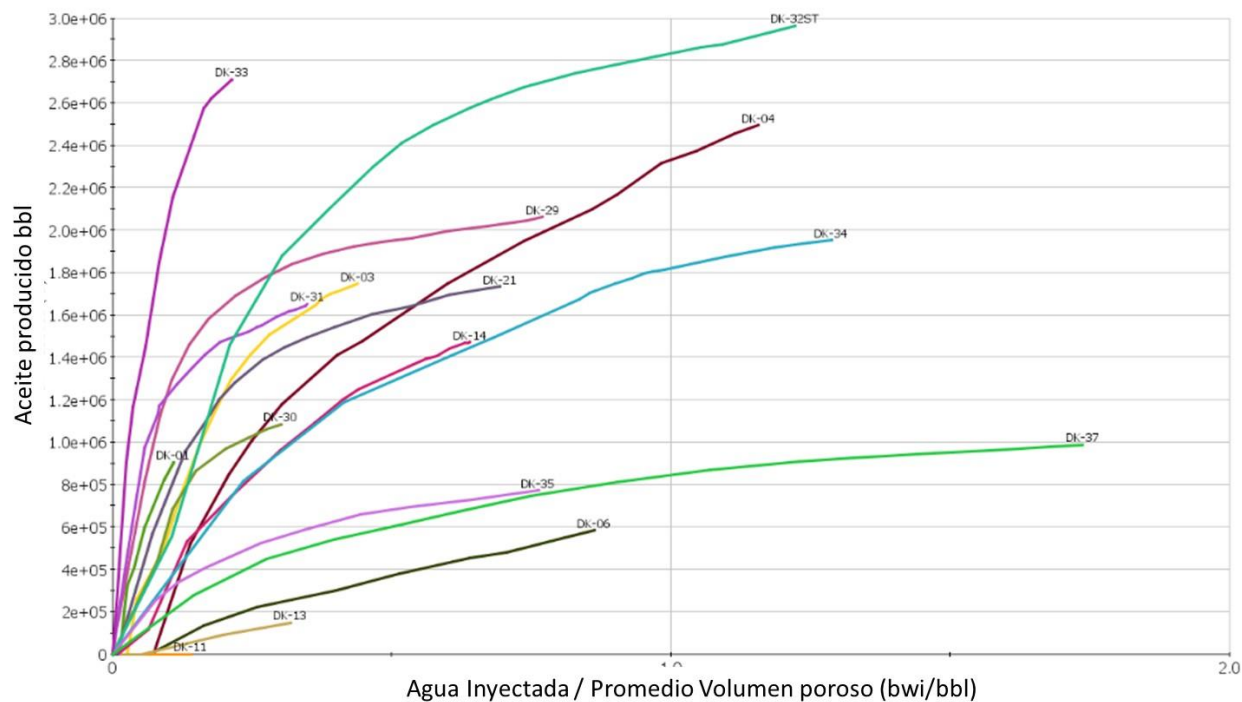


Figura 16. Aceite acumulado vs agua inyectada acumulada.

5.5.7. Voidage Replacement Ratio – VRR acumulado. En la Figura 17 permite revisar la relación entre el volumen de fluido inyectado y el volumen de fluido extraído, y su evolución en el tiempo. Esta relación debe permanecer igual a 1 ó 1,2 si se considera las pérdidas hacia el acuífero. La gráfica de VRR acumulado vs tiempo presenta como ha sido la relación de remplazamiento considerando el acumulado de volumen extraído. Al igual que VRR, esta relación debe permanecer igual a 1 ó 1,2. (Ahmed, 2018)

Cum VRR: considera el acumulado de todos los volúmenes de fluidos extraídos en toda la historia de producción del grupo de pozos. Cum VRR_inj: considera el acumulado de todos los volúmenes de fluidos extraídos desde el inicio de la inyección en alguno de los pozos del grupo de pozos. (Ahmed, 2018).

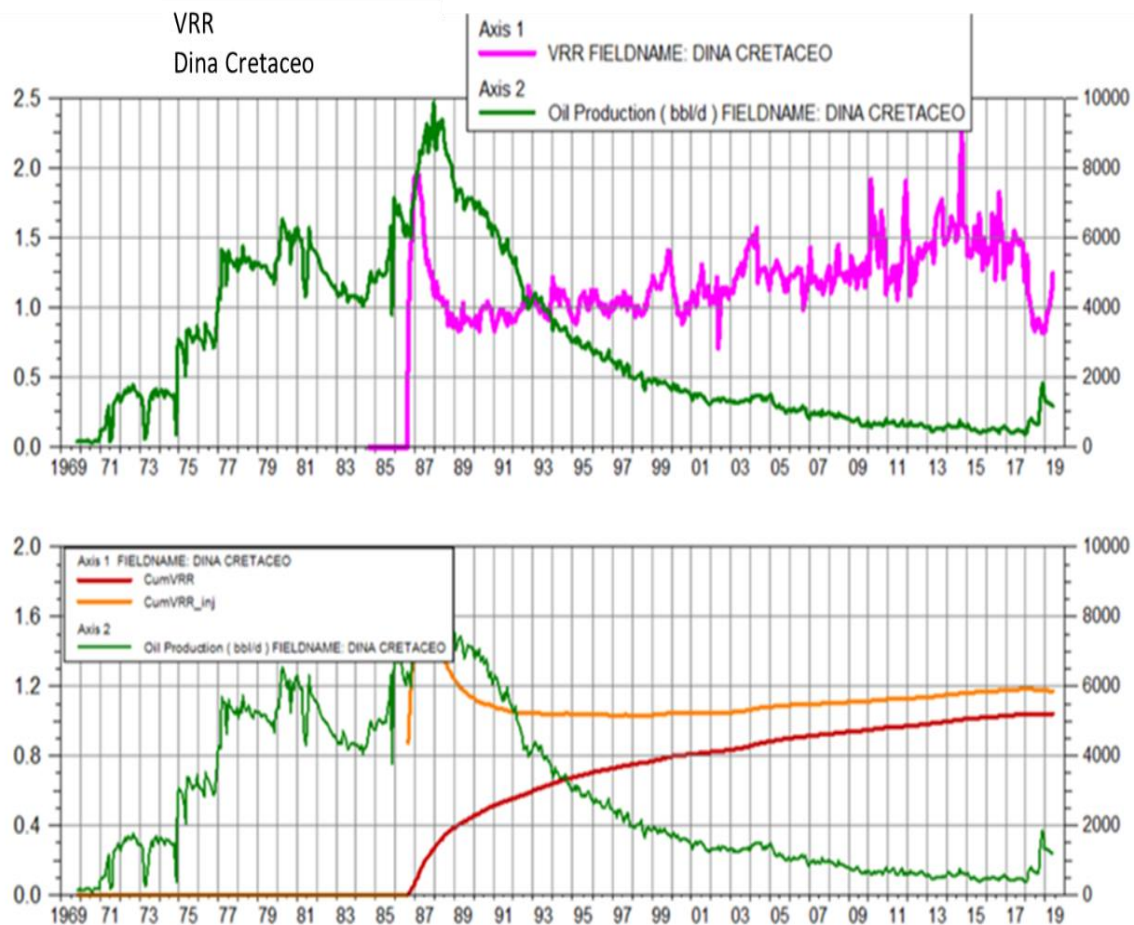


Figura 17 Voidage replacement ratio VRR

5.5.8. Hall Plot. Es un método de monitoreo particular para cada pozo inyector, creado por Hall (1963). Quien demostró que la pendiente de la sumatoria de la presión en la cara del pozo multiplicada por el tiempo versus el volumen acumulado de agua inyectada es proporcional a la capacidad de flujo del pozo, y es constante si ésta es constante. Este método solo es útil para identificar cambios en la inyectividad, solo después del periodo de llenado. Para el proceso de inyección de CDG, es un indicativo de anomalías que pueda tener el pozo inyector. Durante el piloto se pudo evaluar los cambios de tendencia en la presión lo que permitió identificar oportunidades para limpiar o estimular el pozo y evitar taponamientos. Para el CDG es importante hacer seguimiento para determinar posibles taponamientos o bloqueos

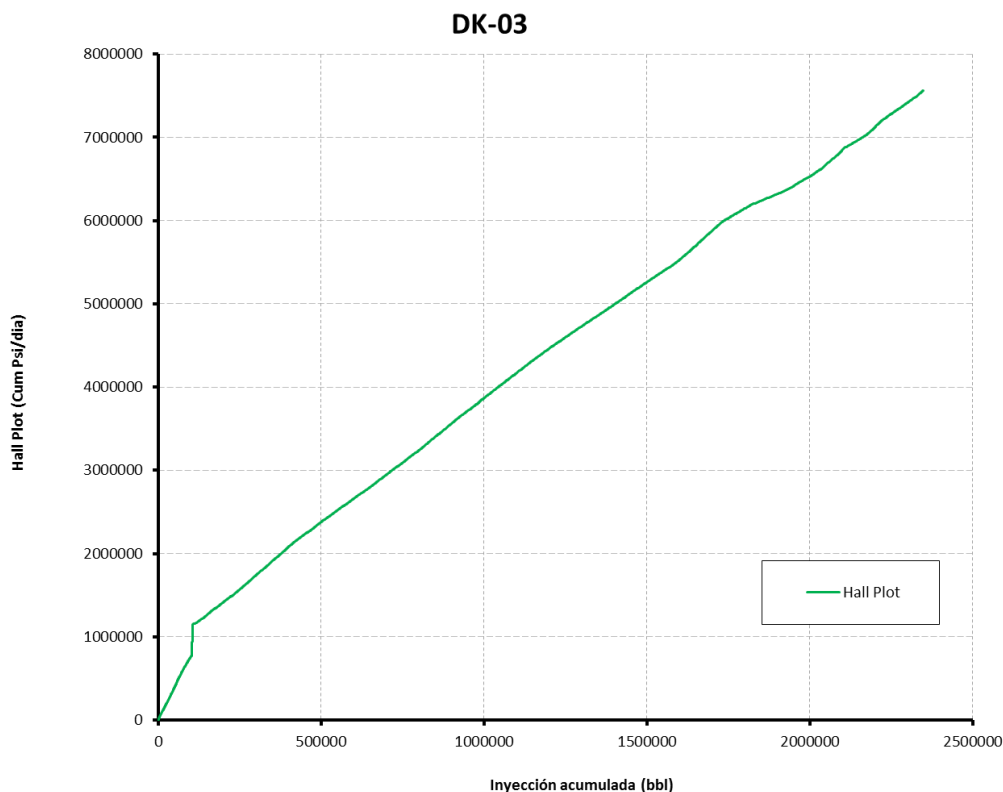


Figura 18 Gráfico de Hall.

6. Metodología de seguimiento

Establecer la metodología de monitoreo de acuerdo con el proceso de recobro implementado o a implementar es clave en el éxito o fracaso para aumentar el factor de recobro. Establecer un modelo estándar para un proyecto de inyección de recobro mejorado dependerá de las condiciones particulares de cada campo, para este caso CDG en el campo Dina Cretáceo se debe ajustar a las necesidades donde se haya identificado una alta incertidumbre en las variables a evaluar, partiendo de la información adquirida durante el recobro primario y secundario; así como la data adquirida durante el piloto y la historia de la inyección de agua.

La metodología propuesta para el seguimiento está fundamentada en el constante seguimiento de tres pilares como lo son Yacimiento, pozo y Facilidades; La Figura 19 presenta las preguntas y aspectos relevantes de la estructura para el plan de monitoreo del proyecto de recobro mejorado CDG.



Figura 19. Estructura Plan de monitoreo proyecto de recobro mejorado CDG

6.1. ¿Dónde se va a medir?

Los tres pilares en los que se fundamentan los puntos de monitoreo definidos en el capítulo 5, (Figura 9) se realiza un programa de monitoreo adoptado para el proyecto de recobro mejorado CDG para el campo Dina Cretáceo los puntos a medir se encuentra en: Yacimiento, pozo y facilidades. De los tres punto de monitoreo donde se debe prestar mayor atención es a los fluidos inyectados ya que es donde se presenta un cambio en la forma de operar y entra el CDG como variable al actual método de recobro mejorado como lo es la inyección de agua.

6.2. ¿Qué medir?

Una vez establecidos los puntos de monitoreo y las variables ya definidas en el capítulo 5; son todas las identificada que permitan entender el comportamiento del proyecto de recobro mejorado CDG y la relación que tienen entre sí para impactar el factor de recobro. La Figura 20 presenta las

variables básicas de monitoreo en cada uno de los puntos; estos parámetros de monitoreo de una forma directa o indirecta terminan afectando el factor de recobro

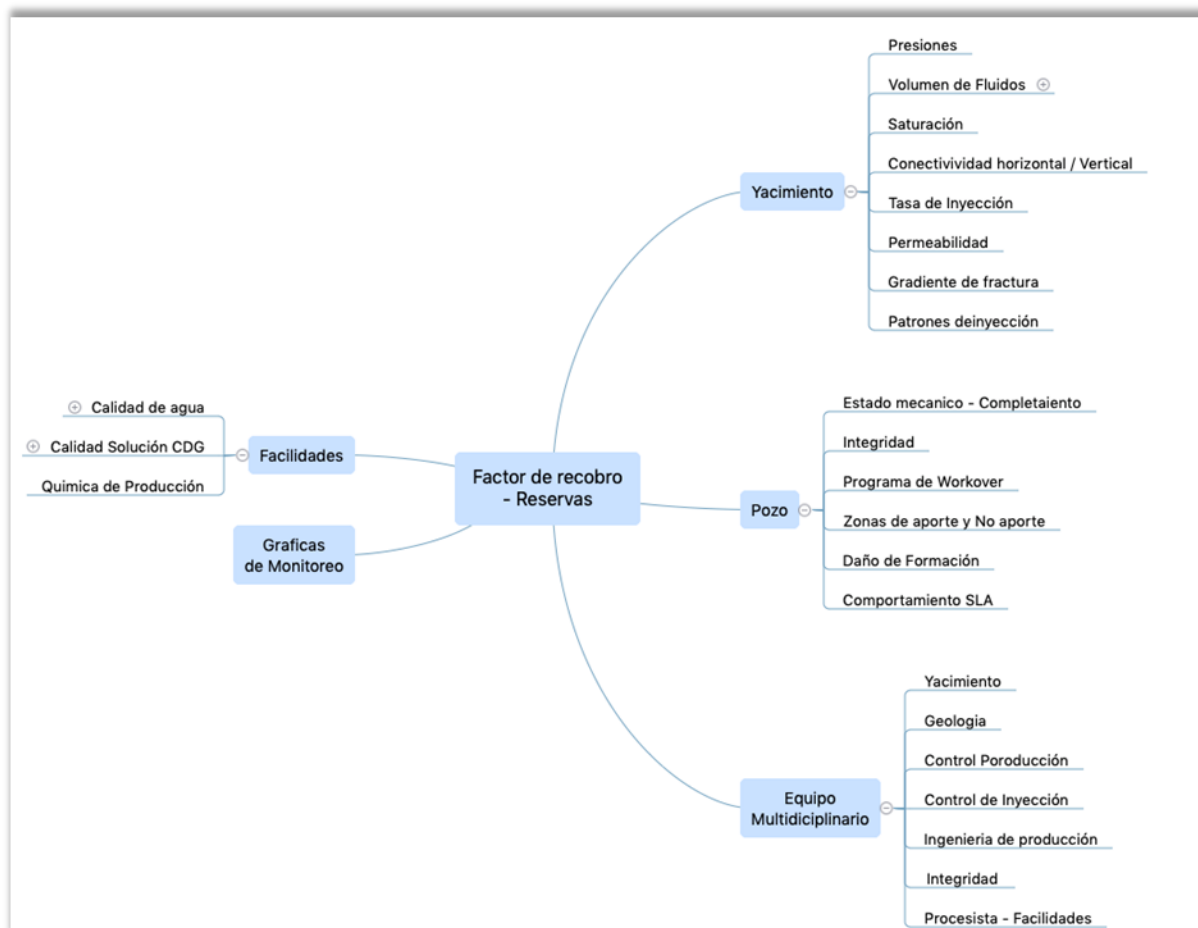


Figura 20 Variables de Monitoreo proceso de recobro mejorado con CDG

6.3. Frecuencia de seguimiento

La definición de la frecuencia de monitoreo de las variables en cada uno de los puntos va a depender del impacto que cada una pueda tener sobre el resultado final sobre el recobro y el normal desarrollo del proyecto. A menor tiempo de monitoreo representa mayor incertidumbre en la variación en la información y requiere un seguimiento muy riguroso. En tabla 12 se integran cada una de las variables definidas a ser monitoreadas y se define la frecuencia con la que se deben

evaluar. El delta de tiempo establecido para el monitoreo de cada una de las variables, la metodología se define por juicio de expertos, tomando las lecciones aprendidas del campo durante la producción primaria, secundaria y en el piloto de inyección de CDG, así como buenas prácticas de la industria de petróleo y gas.

Tabla 12.

Frecuencia de monitoreo de variables

| VARIABLE | REGISTRO / HERRAMIENTA | FRECUENCIA |
|--------------------------------|-------------------------------------|---------------------|
| Presión | Gradiente Dinámico | Semestral |
| | Gradiente estático | Semestral |
| | PBU | Anual |
| | Fall Off test | Anual |
| Temperatura | Sensores de fondo | Diario |
| Información volumétrica | Distribución de la producción PLT | Semestral |
| | BFPD, bbl/d | Mensual |
| | BOPD, bbl/d | Mensual |
| | BWPD, bbl/d | Mensual |
| | GAS, KPCD | Mensual |
| | GOR, Kpc/bls | Mensual |
| Tasa de inyección | BSW | Mensual |
| | ILT, Trazador, fibra óptica | Trimestral |
| | Pruebas en línea (Caudal y Presión) | Diario |
| Gradientes de fractura | Mini Frac | Oportunidad |
| | Registros sínicos - Dipolar | Según requerimiento |
| Conectividad entre pozo | Trazadores inter-Wells | Según requerimiento |
| | Prueba de interferencia | Según requerimiento |
| Patrones de inyección | Stream Lines | Anual |
| Saturaciones, Litología | Registros PNC/CO | Anual |
| Perfiles de Producción | PLT, fibra óptica | Semestral |
| Integridad | Registros de Cemento | Quinquenio |
| | Registro corrosión | Quinquenio |
| | Cupones de Corrosión | Semestral |
| | Cupones de corrosión | Semestral |
| Daño de Formación | SARA | Semestral |
| | Análisis Fisicoquímicos de aguas | Mensual |
| | Caracterización de sólidos. | Mensual |

| | | |
|-----------------------|--|-----------------|
| | Índice de Frecuencia de intervenciones | Anual |
| Completamiento | Instalaciones de completamiento | Cada servicio |
| | Condiciones operacionales | Diario |
| | Fecha Estado de instalación | Según actividad |
| | Tipo de SLA | Según plan |
| Workover | Estimulaciones y fracturas | Plan Anual |
| | Cañoneos y re-cañoneo | Según plan |
| | Asilamiento de zonas | Según plan |
| | Pesca | Según plan |
| | Well bore clean out | Según plan |
| Gases | H2S | Diario |
| | CO2 | Diario |
| | O2 | Diario |
| Cationes | Hierro | Mensual |
| | Calcio | Mensual |
| | Magnesio | Mensual |
| | Bario | Mensual |
| | Estroncio | Mensual |
| | Sodio | Mensual |
| | Potasio | Mensual |
| | Silicio | Mensual |
| Aniones | Aluminio | Mensual |
| | Cloruros | mensual |
| | Sulfatos | mensual |
| | Carbonatos, Bicarbonatos | mensual |
| | Alcalinidad | mensual |
| | Hidróxidos | mensual |
| | Nitratos | mensual |
| | Fosfatos | mensual |
| Calidad agua | Ácidos Carboxílicos | mensual |
| | pH | Diario |
| | Densidad | Diario |
| | Grasas y Aceites | Diario |
| | Solidos suspendidos | Diario |
| Bacterias | Bacterias Sulfato reductoras BSR | Bimensual |
| | Bacterias aeróbicas GHB | Bimensual |
| | Bacterias anaeróbicas gHB | Bimensual |
| | Bacterias Heterotróficas (productoras de ácidos) APB | Bimensual |
| Polímero | Viscosidad | Diario |
| | Concentración de polímero - Crosslinker | Quincenal |
| | pH | Diario |

| | | |
|------------------------------|-----------------------------------|-----------|
| | Estabilidad de la solución (días) | Mensual |
| | Peso Molecular. | Mensual |
| | Factor de Filtración. | Mensual |
| Química de producción | Secuestrante de hierro | Semestral |
| | Inhibidor de Scale | Semestral |
| | Inhibidor de corrosión | Semestral |
| | Clarificador | Semestral |
| | Biosida | Semestral |

6.4. Gestión del dato

Para un adecuado manejo de la información e interpretación de los resultados se establecen diferentes fuentes de entrada de la información ya sea a través de sensores en línea, rondas estructuradas, datos esporádicos, registros eléctricos, informes de intervención de pozos, pruebas de laboratorio entre otros las cuales deben ser almacenadas en diferentes bases de datos, Ecopetrol usa diferentes herramientas tecnológicas habilitadoras de almacenamiento e interfaces que permiten hacer proceso de la información con el fin de generar las gráficas de diagnóstico y seguimiento.

Para el proyecto de expansión en el campo Dina Cretáceo, las variables asociadas a la calidad del fluido de recobro CDG, así como volumen de polímero y entrecruzador, se incorporan a las bases volumétricas (AVM).

6.5. Indicadores de desempeño

Para evaluar la efectividad del monitoreo del proyecto de expansión de CDG, se establecen indicadores de desempeño. Para lo cual se definen indicadores técnicos, técnico/económicos y económicos en la tabla 13 muestran los indicadores de desempeño del plan de monitoreo y seguimiento.

Tabla 13.

Indicador de desempeño del plan de monitoreo

| Tipo de Indicador | Objetivo |
|--------------------------|--|
| Técnico | Cumplimiento del plan de monitoreo, referencia el porcentaje de cumplimiento de las actividades planeadas contra las ejecutadas. |
| Económico | Cumplimiento del plan de inversiones asociados al plan de monitoreo y aseguramiento del normal desarrollo del proyecto de expansión CDG. |
| Técnico / Económico | Evaluar la relación de incremento de producción versus la concentración de polímero inyectado y determinar las variables críticas que podrían afectar la economía del proyecto OPEX y CAPEX. |

6.6. Equipo de trabajo

La definición de roles y responsabilidades para la ejecución del plan de monitoreo es otro pilar importante con el fin de asegurar la adquisición datos de diferentes fuentes. Usando el modelo para definición de roles y responsabilidades por medio de la matriz RACI de la sigla en inglés (Responsible, Accountable, Consulted e Informed) (Figuerola, 2012). La tabla 14 presenta el modelo de designación de responsabilidades en la ejecución del plan de monitoreo para el proyecto de Dina Cretaceo teniendo en cuenta los equipos de trabajo que interactúan en el proyecto.

Responsable (R): Es el dueño de la actividad.

Accountable (A): Se responsabiliza que la tarea se realice o facilita los medios para que se realice.

Consultado (C): Es quien con su información y/o contribución colabora a asegurar la acción.

Informado (I): Es quien debe tener conocimiento del desarrollo de las acciones.

Tabla 14.

Matriz RACI Roles y responsabilidades Plan de monitoreo

| Plan de Monitoreo | Profesional Petrotécnico de (YACIMIENTOS / GEOLOGIA) | Profesional petrotécnico producción (INGENIERIA) | Profesional de operaciones (FACILIDADES) | Profesional petrotécnico producción (CONTROL DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN) | Profesional de operaciones (OPERACIONES DE SUBSUELO) | Profesional de mantenimiento y confiabilidad (MANTENIMIENTO) | Profesional Programador Integrador (PROGRAMADOR OPERATIVO) |
|--|--|--|--|---|--|--|--|
| Modelo estático y Dinámico de Yacimiento | R | S | | C | | | |
| Modelo de Simulación | R | C | | I | | | |
| Prueba de continuidad lateral | R | C | | A | | | |
| Pruebas de Producción | I | I | I | R | | | |
| Gradientes de presión | I | R | | I | A | | I |
| PBU | R | C | | I | A | | I |
| Fall of test | R | C | C | I | A | | I |
| PLT | I | C | I | R | A | | I |
| ILT | I | C | I | R | A | | I |
| Gráficos de Diagnostico | R | C | | I | | | |
| Registros de Integridad | I | R | | | A | I | I |
| Seguimiento SLA | I | C | I | R | | I | |
| Programa de Integridad (Pozo / Facilidades) | I | R | R | A | A | I | I |
| Programa de mantenimiento de pozos | I | R | | R | A | I | I |
| Plan de Pruebas de laboratorio | I | I | I | R | | | |

7. Conclusiones

La metodología se soporta en seis palancas relevantes en el diseño de un plan de monitoreo para el proyecto de recobro mejorado CDG.

Se definieron las variables de monitoreo en cada uno de los puntos de los sistemas seleccionados para ser monitoreados, yacimiento, pozo y facilidades, para la expansión de la tecnología CDG en el campo Dina Cretáceo.

Se establecen periodos de tiempo en cada una de las variables definidas a monitorear en el proyecto de expansión de CDG.

Se definió el seguimiento de calidad de agua de preparación proveniente de la PIA Cebú y al CDG como las variables a ser monitoreadas en facilidades con mayor frecuencia.

Se implantaron 8 gráficas de monitoreo de seguimiento comportamiento del yacimiento para el proyecto de expansión CDG en el campo Dina cretáceo.

8. Recomendaciones

Desarrollar un estudio de cálculo de los valores de los límites inferiores y superiores como tolerancia a los iones divalentes del agua de inyección que pueden afectar la formación de CDG.

Establecer reuniones de seguimiento multidisciplinarias con el fin de evaluar los resultados del monitoreo y realizar los ajustes necesarios con el fin de ir mejorando los resultados de desempeño e identificar incertidumbres y asegurar el éxito del proyecto.

Bibliografía

Ahmed, T. (2018). Reservoir Engineering Handbook-Tarek Ahmed-5th Edition. En *Oxford: Elsevier inc.* (5.^a ed.).

ASTM. (2016). *Manual exploration and production oil and gas natural* (M. R. Riazi, Ed.).

Castro, R. (2011). *Análisis de un proceso de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) usando ensayos de laboratorio y simulación numérica*. Universidad Industrial de Santander.

Castro, R., Maya, G., Sandoval, J., Leon, J., Zapata, J., Lobo, A., ... Manrique, E. (2013). Colloidal dispersion gels (CDG) in Dina Cretáceos Field: From pilot design to field implementation and performance. *Society of Petroleum Engineers - SPE Enhanced Oil Recovery Conference, EORC 2013: Delivering the Promise NOW!*, 601-612. <https://doi.org/10.2118/165273-ms>

Chan, K. S. (1995). Water Control Diagnostic Plots. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/30775-MS>

DB Robinson & Associates LTd. (s. f.). *Reportes PVT de los pozos DK-3 y DK-15 - Fuentes no originales*.

Ecopetrol. (2015a). *Informe de finalización piloto de inyección de CDG en campo Dina Cretáceos*.

Ecopetrol. (2015b). *Plan de desarrollo conceptual campo Dina Cretáceos*.

Ecopetrol. (2018). *Manual de monitoreo*.

Figuerola, N. (2012). Matriz de Asignación de Responsabilidades (RAM). Recuperado de <https://articulospm.wordpress.com/2012/07/02/matriz-de-asignacion-de-responsabilidades-ram/>

Hall, H. (1963). How to Analyze Waterflood Injection Well Performanc. *Worl Oil*, 128-130.

Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, P. (2010). Metodología de la investigación.

Manrique, E., Reyes, S., Romero, J., Aye, N., Kiani, M., North, W., ... Norman, C. (2014). Colloidal Disoersion Gels (CDG): Field projects review. *Society of Petroleum Engineers - SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia 2014: Driving Integrated and Innovative EOR*, 476-488. <https://doi.org/10.2118/169705-ms>

Saleh, L. D., Wei, M., Zhang, Y., & Bai, B. (2017). Data analysis for polymer flooding that is based on a comprehensive database. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 20(4), 876-893. <https://doi.org/10.2118/169093-pa>

Sheng, J. J. (2010). Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice. Gulf Professional Publishing.

Sheng, J. J., Leonhardt, B., & Azri, N. (2015). Status of polymer-flooding technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 54(2), 116-126. <https://doi.org/10.2118/174541-PA>

Suleymanov, A., Abbasov, A., Guseynova, D., & Babayev, J. (2016). Oil reservoir waterflooding efficiency evaluation method. *Petroleum Science and Technology*, 34, 1447-1451.

Talash, A. W. (1988). Overview of waterflood surveillance and monitoring. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 40(12), 1539-1543. <https://doi.org/10.2118/18740-PA>

Terrado, R. M., Yudono, S., & Thakur, G. C. (2006). Waterflood Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/102200-MS>

Thakur, G. C. (1991). Waterflood surveillance techniques. A reservoir management approach. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 43(10), 1180-1188. <https://doi.org/10.2118/23471-PA>