

**ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA LA INYECCIÓN DISPOSAL DE
AGUA DE PRODUCCIÓN EN LOS BLOQUES DE LOS LLANOS ORIENTALES**

JEHISSON FERNANDO RIVERA ESCOBAR

JAVIER ALIRIO REYES CAMACHO

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2012**

**ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA LA INYECCIÓN DISPOSAL DE
AGUA DE PRODUCCIÓN EN LOS BLOQUES DE LOS LLANOS ORIENTALES**

JEHISSON FERNANDO RIVERA ESCOBAR

JAVIER ALIRIO REYES CAMACHO

**Director
JEYSON CAMPO
Ingeniero de Petróleos**

**Co – Director
JAIME ROJAS
Ingeniero Químico**

**Trabajo de Grado Presentado como requisito para optar el Título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2012**

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, octubre de 20120

DEDICATORIA

Ante todo a Dios por la vida, la oportunidad y fortaleza para alcanzar este logro.

A mi madre Nubia Escobar por su bondad y nobleza que han sido una guía para mi vida, es triunfo es tuyo.

A mis hermanos José David, Angélica, Marcela, Mauricio por su colaboración pronto sigue la maestría.

A mi esposa y compañera por su amor y sus deseos de seguir alcanzando nuestras metas y sueños planteados.

A mis sobrinos Nicolás, Melissa y Samuel, que son uno de mis grandes motores y cariños de mi vida.

A mis profesores en especial a esos que fueron maestros en sus enseñanzas y formación.

A mis amigos y compañeros que estuvieron ahí en mas de una ocasión para que los aconsejara y los llevara por el buen camino.

FERNANDO RIVERA ESCOBAR

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Jeyson Campo, Ingeniero de Petróleos, Departamento de Completamiento y Workover, Petrominerales. y Director del proyecto, por su apoyo, dedicación, colaboración y sus valiosas orientaciones para el desarrollo del mismo.

Jaime Rojas, Ingeniero Químico, profesor titular del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana y Co-Director del proyecto, por sus valiosos aportes y colaboración para el desarrollo del mismo.

Luz Marina Botero, Ingeniero Químico, profesor titular del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana y evaluador del proyecto, por su colaboración para el desarrollo y culminación del mismo.

Alfonso Ortiz, Ingeniero Químico, profesor titular del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana y evaluador del proyecto, por su colaboración para el desarrollo y culminación del mismo.

Todas las personas que nos apoyaron con sus consejos y que contribuyeron de alguna forma a que este logro sea una realidad, muchas gracias.

CONTENIDO

	Pagina
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
INTRODUCCION	3
1. CONCEPTOS BÁSICOS	4
1.1. Disposición y tratamiento de agua asociada a la producción	4
1.1.1 Operaciones de Producción.	4
1.1.2 Orígenes del agua asociada a la producción.	4
1.1.3 Componentes principales del agua asociada a la producción.	5
1.1.4 Producción de agua asociada.	5
1.1.5 Tratamientos requeridos antes de la disposición.	7
1.1.6 Métodos de disposición de agua asociada a la producción.	9
1.2. Análisis económico	11
1.2.1 Flujo de Caja.	12
1.2.1.1 Ingresos.	12
1.2.1.2 Egresos.	12
1.2.1.3 Regalías e Impuestos.	13
1.2.2 Indicadores de Rentabilidad	13
1.2.2.1 Valor presente neto.	14
1.2.2.2 Tasa interna de retorno (TIR).	14
2. GENERALIDADES	16

2.1	PETROMINERALES.	16
2.2	Generalidades del Campo Potranco.	16
2.3	Descripción del yacimiento.	17
2.4	Estratigrafía.	18
2.4.1	Roca almacenadora.	21
2.4.2	Principales Unidades Para La Inyección de Agua.	21
2.5	Petrografía.	25
2.6	Geología Estructural.	26
2.6.1	Tectónica Regional.	26
2.6.2	Trampa Campo Potranco.	27
2.7	Geología del Petróleo.	27
2.8	Fluidos de Yacimiento.	28
2.9	OOIP.	28
2.10	Historia del campo Potranco.	28
2.11	Producción actual campo Potranco.	33
2.12	Análisis de la alta producción de agua.	33
3.	EVALUACIÓN TÉCNICA PARA LA DISPOSICIÓN DEL AGUA DE VERTIMIENTO MEDIANTE INYECCIÓN EN EL CAMPO TOLDADO	34
3.1	Descripción de la planta de inyección de agua.	34
3.2	Características de los fluidos.	36
3.3	Calidad del agua.	36
3.4	Problemática.	37
3.5	Análisis.	72
3.6	Completamiento.	73
3.7	Potencial de inyektividad de los pozos.	74

3.8 Seguimiento y control del sistema de inyección de agua.	75
3.9 Consideraciones ambientales.	75
4. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA DISPOSICIÓN DEL AGUA DE VERTIMIENTO MEDIANTE INYECCIÓN EN EL CAMPO POTRANCO	77
5. CONCLUSIONES.	82
RECOMENDACIONES.	83
BIBLIOGRAFIA.	84
ANEXO 1	85
ANEXO 2	94

LISTA DE TABLAS

- Tabla 1. Propiedades del agua asociada a la producción de petróleo
- Tabla 2. Características de las formaciones
- Tabla 3. Propiedades PVT en el campo Potranco – Bloque “A”
- Tabla 4. Propiedades de la formación
- Tabla 6. Pruebas de producción selectivas pozo Potranco - 03
- Tabla 7. Producción acumulada de fluidos y gas del campo potranco bloque “A”
- Tabla 8. Producción actual de agua campo Potranco
- Tabla 9. Solidos suspendidos y de aceite
- Tabla 10. Histórico de inyección en cada pozo
- Tabla 11. Promedio de las presiones de yacimiento
- Tabla 12. Propiedades petrofísicas de cada formación
- Tabla 13. Distribución de partícula
- Tabla 14. Tamaño y distribución de la arena
- Tabla 15. Condiciones de prueba
- Tabla 16. Protocolo determinación de la tasa crítica para el flujo de finos
- Tabla 17. Numero de muestra y profundidad
- Tabla 18. Caudal de tasa critica
- Tabla 19. Caudal de tasa critica
- Tabla 20. Caudal tasa critica
- Tabla 21. Caudal de tasa critica
- Tabla 22. Tamaño de partículas (Micras)

Tabla 23. protocolo de determinación de la tasa critica para el flujo de finos a Swr, Sor y construcción de curvas de permeabilidad relativa

Tabla 24. Caudal tasa critica

Tabla 25. Caudal tasa critica

Tabla 26. Protocolo para la determinación de la tasa critica para el flujo de finos etapa 2

Tabla 27. Protocolo para la determinación de la tasa critica para el flujo de finos etapa 3

Tabla 28. Muestra utilizadas por Baker Hughes

Tabla 29. Propiedades de la muestra empleada por la compañía Baker Hughes en la etapa 3

Tabla 30. Propiedades de las muestra empleadas por la compañía Schlumberger en la etapa 2

Tabla 31. Tabla 30. Propiedades de las muestra empleadas por la compañía Schlumberger en la etapa 3

Tabla 32. Muestra de roca empleadas en esta etapa por la compañía Haliburton en la etapa 2

Tabla 33. Propiedades de la muestra empleada por la compañía Halibuerton en la repetición de la etapa 3

Tabla 34. Propiedades de la muestra empleada por la compañía Weatherford en la repetición de la etapa 2

Tabla 35. Propiedades de la muestra empleada por la compañía Weatherford en la repetición de la etapa 3

Tabla 36. Tasa critica

Tabla 37. Condiciones de prueba

Tabla 38. Componentes de la sarta de inyección en pozos inyectoros de agua en el campo Potranco

Tabla 39. Valores de inyektividad promedio

Tabla 40 analisis económico

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de flujo

Figura 2. Ubicación campo Potranco en departamento del Casanare

Figura 3. Ubicación campo potranco. Mapa estructural al tope de observador

Figura 4. Muestra columna estratigráfica del área del meta Casanare

Figura 5. Muestra modelo estructural del campo Potranco estructura "A"

Figura 6. Ubicación de los pozos Potranco "A" tope de formación Observador

Figura 7. Ubicación Pozos Potranco bloque "C" formación Lupe

Figura 8. Esquema de Tratamiento de Aguas desde Skimmer Tank y Piscinas hasta Tanque de suministro de Agua.

Figura 9. Esquema De Tratamiento de Aguas desde Tanque de suministro de Agua hasta Pozo Inyector.

Figura 10. Servicio limpieza formación Granadilla

Figura 11. MeshRite Screen

Figura 12. Arena De Formación Granadilla

Figura 13. Mecanismos de generación y retención de partículas

Figura 14 Estado mecánico sarta de inyección sencilla en pozo inyector de agua Campo Potranco

Figura 15. Diagrama de flujo

LISTA DE GRAFICAS

- Grafica 1. Historia de producción del campo Potranco bloque "A"
- Grafica 2. . Historia de producción del campo Potranco bloque "C"
- Grafica 3. Producción de agua Potranco y Guatiquia
- Grafica 4. Comportamiento de la inyección del pozo BSWD1
- Grafica 5. Prueba # 1 presión de fondo @ 2040' Vs caudal inyección
- Grafica 6. Índice de inyektividad Vs caudal de inyección formación Granadilla
- Grafica 7. Prueba de distribución y granulometría de la formación Granadilla
- Grafica 8. Tamaño y distribución de la arena de la formación Granadilla
- Grafica 9. Tasa critica para la muestra # 5 formación arenas inferiores
- Grafica 10. Tasa critica para la muestra # 55 formación Lupe
- Grafica 11. Tasa critica para la muestra # 25 formación U- Observador
- Grafica 12. Tasa critica para la muestra # 51 formación Lupe
- Grafica 13. Muestra tasa critica al Sor par la muestra # 6 formación arena inferiores
- Grafica 14. Tasa critica al Sor para el aceite a Swr, muestra # 6 formación Arenas Inferiores
- Grafica 15. Curvas de permeabilidad relativa para la muestra # 6 formación Arenas Inferiores
- Grafica 16. Tasa critica muestra # 25 formación U- Observador
- Grafica 17. Muestra la tasa critica de la muestra # 68 formación Arenas Inferiores
- Grafica 18. Tasa critica muestra # 88 formación Arenas Inferiores
- Grafica 19. Tasa critica muestra # 51 formación Lupe
- Grafica 20. Tasa critica muestra # 75 formación Arenas Inferiores

Grafica 21. Tasa critica muestra # 74 formación Arenas Inferiores

Grafica 22. Tasa critica muestra # 55 formación Lupe

Grafica 23. Tasa critica muestra # 59 formación Lupe

Grafica 24. Tasa critica muestra # 92 formación Arenas Inferiores

Grafica 25. Tasa critica muestra # 90 formación Arenas Inferiores

Grafica 26. Tasa critica muestra # 102 formación Arenas Inferiores

Grafica 27. Análisis económico

RESUMEN

TITULO: ANALISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA LA INYECCIÓN DISPOSAL DE AGUA DE PRODUCCION EN LOS BLOQUES DE LOS LLANOS ORIENTALES

AUTORES: RIVERA ESCOBAR, Jehisson Fernando. REYES CAMACHO, Javier Alirio.

PALABRAS CLAVES: agua disposal, mallas Gravel Pack, tratamiento acido.

DESCRIPCION

En este documento se busca dar solución a un problema que se presenta en la mayoría de los campos de producción petrolera, en el cual se genera un alto índice de producción de agua disposal, que debe tener un destino final. La disposición de grandes volúmenes de aguas asociadas a la producción de petróleo están basados en dos parámetros fundamentales. El primero representa los costos de disposición de agua, y en el segundo se tiene en cuenta los aspectos ambientales.

La inyección de agua a las formaciones es una de las salidas que se le puede dar a este problema. Teniendo en cuenta que se reduce el impacto ambiental considerablemente y los costos de disposición por ese método resulta más económico, ya que la inversión inicial es recuperada rápidamente.

Para la implementación de la inyección de agua en el bloque de los llanos orientales específicamente Campo Potranco se han presentado dos problemas que impiden la inyección de grandes cantidades de agua.

El primer problema se presenta en la formación Granadilla donde después de un breve periodo de inyección el agua aflora en superficie, debido a mala cementación, adicional a eso hay inconvenientes de arenamiento por migración de finos, que finalmente son controlados por un sistema de mallas tipo Gravel Pack.

El segundo problema tiene que ver con la formación Arenas Bajas donde las presiones son demasiado altas y bajas tasa de inyección. Para dicho problema se evalúan distintos tipos de tratamientos ácidos a diferentes concentraciones, que permitan aumentar la permeabilidad y así mejorar la capacidad de inyección de agua disposal.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS FOR THE DISPOSAL OF WATER INJECTION PRODUCTION IN BLOCKS ORIENTAL PLAINS

AUTHORS: RIVERA ESCOBAR, Jehisson Fernando. REYES CAMACHO, Javier Alirio.

KEY WORDS: Water disposal, Gravel Pack mesh, acid treatment.

Description

This paper seeks the way to solve a problem that is present in most fields of oil production, which is generated a high rate of disposal water, that must be allocated in a final destination. The disposal of large volumes of water associated with oil production is based in two basic parameters. The first represents the costs of this water, the second one consider environmental aspects.

Water injection to the formations is one of the solutions to this problem. Considering that significantly reduces the environmental impact and the costs of disposal by this method is more economical, because the initial investment recovers soon.

For the implementation of water injection in the “Llanos Orientales” block specifically “Potranco” field have presented two problems tha prevent the injection of large amounts of water.

The first problem arises in Granadilla formation where after a brief period of injection the water emerges at the surface, due to poor cementation, additional to that have drawbacks with sands by fines migration, which eventually are controlled by a system of Gravel Pack mesh.

The second problem is related with the “Arenas Bajas” formation where pressures are too high and low injection rates. To evaluate this problem various types of acids treatments at different concentrations, that can increase the permeability improving the capacity of injection of disposal water.

INTRODUCCIÓN

En la historia de producción de cualquier pozo productor de petróleo se evidencia con el transcurso del tiempo un aporte cada vez más significativo de agua asociada; que está relacionada con las altas cantidades de aceite producidas. Esta situación genera consecuencias negativas que impactan tanto al medio ambiente como a la comunidad que se circunscriben con el sistema de producción del campo. Así pues, es necesario mitigar esta situación descrita como vertimiento de aguas dispoales ya que el compromiso por parte de la industria petrolera frente a la sociedad implica un sentido de pertenencia y responsabilidad social y ambiental.

Dicho lo anterior existen tres opciones viables para la disposición final de aguas de producción. Una de ellas es realizar un tratamiento dejando el agua en unas condiciones específicas para ser llevadas a una fuente hídrica o punto de vertimiento. Por otra parte, está la utilización de dichos volúmenes de fluido para procesos de recobro mejorado inyectando fluido ya sea creando un frente de flujo o suministrando presión al yacimiento. Y por último se tiene como opción inyectar el fluido en una formación con el único fin de deshacerse del agua de producción.

La producción de agua del campo Potranco es de 135000 Bwpd netos a Agosto de 2012 esperando que este valor incremente debido a nuevos bloques de producción, y al aumento paulatino del corte de agua de campos maduros.

Por consiguiente, en PETROMINERALES se inicia un proyecto en el cual se pretende inyectar el agua asociada a producción almacenándola en diferentes formaciones donde se hayan realizado estudios técnicos rigurosos que garanticen un almacenamiento efectivo. Las formaciones productoras de campo Potranco corresponden a Lupe, Observador y las arenas inferiores. Pero las formaciones candidatas para el proceso de inyección son Granadilla y Carbon. Otro de los parámetros de suma importancia es el tratamiento realizado a las aguas dispoales para su posterior inyección procurando mantener las propiedades del agua de tal forma que sean semejantes a los fluidos de la formación, disminuyendo gastos de energía y aumentando la capacidad de almacenamiento.

Finalmente lo que se busca en este proyecto es mitigar el impacto ambiental, evitando perturbaciones en el mismo y dando más pie de fuerza al compromiso de PETROMINERALES con el medio ambiente, adicional a esto se busca aumentar el margen de rentabilidad y dar una solución al aporte constante de aguas dispoales presente en el campo Potranco.

1 CONCEPTOS BÁSICOS.

En este capítulo se dará una breve descripción de aspectos teóricos fundamentales a tener en cuenta para el desarrollo de los objetivos del proyecto.

1.1 Disposición y Tratamiento de Agua Asociada a la Producción.

Hoy en día se está prestando mayor atención en todo el mundo a las cuestiones ambientales; debido a una creciente conciencia pública, preocupaciones y presiones gubernamentales. A su vez se pone mayor atención a las actividades específicas de las compañías exploradoras y productoras de hidrocarburos, tanto las privadas como las estatales. A estas compañías se le pide que demuestren su compromiso con la protección ambiental mediante la adopción de políticas ambientales corporativas y la actuación concreta en el campo en sus operaciones de producción.

1.1.1 Operaciones de producción.

Las operaciones de producción se encuentran en donde hay ganancias económicas asociadas con el petróleo y el gas. La producción a menudo comienza tan pronto como se perfora el pozo inicial de exploración y continua a través del desarrollo del campo, la producción podrá continuar durante muchos años.

La producción requiere básicamente que los fluidos que entran en el agujero del pozo puedan fluir hasta superficie, donde son procesados, separados y transportados al mercado. La mayoría produce algo de agua pero generalmente las cantidades son, al menos en un principio, muy pequeñas. Son lo suficientemente pequeñas como para cumplir con los límites de refinería o de transporte.

1.1.2 Orígenes del agua asociada a la producción.

Es el agua que está presente en el yacimiento junto con los hidrocarburos y se produce a la superficie con el petróleo crudo o gas natural. En la producción de petróleo, el agua representa el mayor volumen de sustancias contaminantes, caracterizada por su naturaleza salina, se ha descubierto que el agua de producción contiene ciertas sales y sustancias que son muy tóxicas para el ambiente.

Teniendo en cuenta la teoría de formación de los hidrocarburos, la mayoría de estas aguas fueron atrapadas por la posterior depositación en un largo periodo de tiempo en el cual se presentaron alteraciones químicas en las propiedades de estas aguas debido a las diferentes series de secuencias biológicas ocurridas a grandes profundidades. La descomposición aeróbica y anaeróbica de los organismos depositados produjeron el kerógeno que más tarde fue químicamente transformado en hidrocarburos y posteriormente pasaron a ser disueltos en agua. Estos procesos químicos ocurren a diferentes profundidades, formaciones

geológicas y tiempo, lo que hace que las propiedades de las aguas de los yacimientos sean únicas. La experiencia demuestra que la formación de hidrocarburos en el mismo periodo geológico tiende a tener propiedades similares en las salmueras del yacimiento con alguna variación en la concentración de iones y cationes.

1.1.3 Componentes principales del agua asociada a la producción.

Al agua se la ha llamado el solvente universal, ya que hasta cierto punto disuelve a casi todos los compuestos inorgánicos. La mayoría de los problemas con el agua producida se originan en este hecho, por lo anterior es necesario conocer los componentes específicos del agua asociada a la producción de petróleo, para regular y seleccionar las diferentes operaciones de recuperación secundaria. Parte de los componentes del agua de formación y el petróleo forman diferentes estados físicos como: soluciones, suspensiones y emulsiones, en estos se encuentran los componentes de las aguas asociadas a la producción, estos deben recibir mayor atención tanto en las operaciones en tierra como en las aguas costeras, donde interesa en especial el contenido de sal (expresado como salinidad).

Factores como el clima, la estructura y posición de los estratos de las rocas y los efectos bioquímicos asociados a los ciclos de las plantas y animales macro y microscópicos, determinan el transporte, precipitación, disolución y transformación de las sustancias. La composición del agua se ve directamente influenciada por la composición química de las rocas, los océanos y la atmosfera. En la **Tabla 1.** "Propiedades Del Agua Asociada A La Producción De Petróleo" se observan algunas propiedades importantes que se miden en laboratorios.

1.1.4 Producción de agua asociada.

Los volúmenes varían desde muy pequeñas inicialmente hasta varias veces el volumen de petróleo en etapas posteriores de la vida del yacimiento. En la mayoría de los casos la producción de agua durante la vida del pozo es inevitable, y se prevé que el volumen aumente drásticamente una vez que ocurra la irrupción de agua, y luego aumenten cada vez lentamente hasta alcanzar el límite económico. Es fundamental diferenciar el agua asociada a la producción en dos partes del proceso, primero en el pozo y segundo en la superficie.

- Primero, respecto a la producción de crudo en el pozo.

Se debe distinguir entre el agua de barrido, el agua buena (aceptable) y el agua mala (o excesiva).

- Agua de barrido: Proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo en el yacimiento. El manejo de este tipo de agua es una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales.

Tabla 1. Propiedades Del Agua Asociada A La Producción De Petróleo.

PROPIEDADES	NOMBRES
Cationes	Calcio (Ca^{2+})
	Magnacio (Mg^{2+})
	Sodio (Na^+)
	Hierro (Fe^{3+})
	Bario (Ba^{2+})
	Estroncio (Sr^{2+})
	Radio (Ra^{3+})
Aniones	Cloruro (Cl^-)
	Carbonato (CO_3^{2-})
	Bicarbonato (HCO_3^-)
	Sulfato (SO_4^{2-})
Otras Propiedades	PH
	Sólidos en suspensión
	Temperatura
	Contenido de petróleo
	Dureza total
	Sólidos disueltos totales
	Conductividad
	Alcalinidad
	Oxígeno disuelto
	Turbidez
	$\text{CO}_2, \text{H}_2\text{O}$

Fuente: ARPEL “Disposición y tratamiento del agua producida”.

- Agua buena: Es el agua producida dentro del hueco a una tasa inferior al límite económico de la relación agua/petróleo (RAP) Es una consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento, y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas. La producción del agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación. El flujo fraccional de agua está determinado por la tendencia natural de mezcla que provoca el aumento gradual de la relación agua/petróleo
 - Agua mala: Se puede definir como el agua producida dentro del hueco, que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir, es agua producida por encima del límite económico de la RAP.
- Segundo, respecto a la producción de crudo en superficie.

Se debe distinguir entre las aguas residuales aceitosas y las aguas residuales domésticas.

- Aguas residuales aceitosas: Son aquellas producidas por el proceso de deshidratación del crudo, utilización en laboratorios, recolección de canales perimetrales y drenajes involucrados con la recepción, almacenamiento y despacho de crudo.
- Aguas residuales domésticas: Son las producidas por la utilización de baños, duchas, desagües, etc.

1.1.5 Tratamientos requeridos antes de la disposición.

Los requerimientos para el tratamiento de fluidos producidos dependen de su origen, su condición y el método de descarga elegido para la salmuera. Los tratamientos convencionales incluyen separadores de agua libre, separadores de tres fases y tratadores para quitar el agua del aceite y establecer una corriente de agua primaria. Para cumplir con los requisitos se necesitan tanques desnatadores, interceptores de placas paralelas, celdas de flotación por gas, coalescedores e hidrociclones, entre otros.

- *Deshidratadores mecánicos y separadores de tres fases.* Para los pozos que producen cantidades moderadas de agua, el aceite y el agua pueden separarse del gas en separadores de tres fases. Este tipo de separación es aplicable en donde las caídas de presión en el pozo a través de estranguladores no han emulsionado el agua. La separación entre el aceite y el agua ocurre inicialmente en una cámara de gravedad con salidas separadas para el aceite y el agua. La descarga del aceite y del agua es controlada por válvulas de flotación individuales.
- *Tratadores.* Una emulsión es una combinación de dos líquidos no miscibles, o de líquidos que no se mezclan bajo condiciones normales. Uno de los líquidos se extiende o esparce a través del otro en forma de gotitas pequeñas. Estas gotitas pueden ser de todos los tamaños desde medianamente grandes hasta muy pequeñas. Una emulsión estable es una que no se descompone sin alguna forma de tratamiento, para que una emulsión exista se requiere:
 - Los líquidos debe ser no miscibles
 - Debe haber agitación suficiente como para dispersar uno de los líquidos en forma de gólicas dentro del otro.
 - Debe estar presente un agente emulsificador, o emulsificante.
- *Tratamiento químico.* Para que un producto químico pueda actuar como separador de emulsión, debe poder desactivar al agente emulsificador que

rodea a las gotitas de aguas dispersas. Los productos químicos se agregan en cantidades pequeñas en algún punto del tratamiento. Tales productos químicos deben ser solubles en aceite y activos en la superficie. También deben ser materiales polares.

- Separador de agua libre (FWKO). Es un recipiente que proporciona un espacio para que el agua libre se separe de la emulsión. Muchas veces contiene un filtro o malla para retirar partículas de petróleo o de emulsión que pueden estar atrapadas en el agua a medida que pasan por el filtro. El agua se retira automáticamente del fondo y la emulsión o el petróleo salen por arriba y pasa al sistema de tratamiento.
- Calentadores. Una emulsión no se separa solamente con calor, excepto en casos poco frecuentes. Generalmente la aplicación de calor es un proceso auxiliar para acelerar la separación los tratadores-calentadores pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor. En los calentadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con la superficie interna del calentador. Aunque este tipo presenta problemas de sedimentos y de corrosión pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos. Operan eficientemente en procesos de baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos. Los más utilizados son los calentadores de fuego directo con cajas de tipo vertical
- Tanques desnataores. Uno de los sistemas más sencillos para tratar las aguas de formación, a fin de eliminarles el crudo presente en las mismas, es por simple separación por gravedad. Los separadores cilíndricos fabricados en tanques estándares presentan la entrada de agua en la periferia o hacia el centro del tanque; las salidas están ubicadas, generalmente, en las paredes, pero alejadas de la entrada a fin de darle al agua el mayor tiempo de residencia posible dentro del tanque, alrededor de 10 horas, para que ocurra la separación del crudo del agua. No obstante, la eficiencia de remoción que se obtiene en estos tanques es baja, debido a la formación de canales preferenciales de flujos entre la entrada y la salida del mismo por efectos de diferencia de temperatura en el agua, lo que origina a su vez grandes zonas muertas o de bajo flujo dentro del tanque.
- Separadores de placas paralelas. Es un separador por gravedad que consiste en una pila de placas separadas por un espacio de 4 a 10 cm. El agua aceitosa pasa entre las placas y las partículas de aceite suben a la superficie de la placa superior donde comaleasen. El aceite aglutinado se traslada por la placa hasta llegar a la superficie de agua donde se desnata. Básicamente, las placas reducen la distancia que debe viajar el aceite antes de coalesen.

- Celdas de flotación de gas. Es un recipiente en el cual se forman burbujas finas de gas que se adhieren a las gotitas de aceite, levantándolas a la superficie para ser recogidas. Existen dos tipos de sistemas: con gas disuelto y con gas disperso.
- Coalescedores. La función principal de un coalescedor es atrapar y extraer cualquier bache grande o capas de petróleo que pudiesen producirse en caso de mal funcionamiento del equipo de separación. Generalmente esto podría ocurrir únicamente cuando el agua producida es entregada directamente a la línea de transmisión desde un separador, calentador-tratador o un separador de agua libre. En la mayoría de las operaciones, el agua producida se almacenará en tanques en la instalación de producción y se enviará por baches al centro de procesamiento. En este tipo de operación, el tanque en la unidad de producción acumulará cualquier volumen de petróleo que se produjera.
- Hidrociclón. Es un equipo que permite el retiro y recuperación de la arena y otros tipos de sólidos presentes en un sistema multifásico que trabaja a alta presión. El fluido entra de forma tangencial y choca contra una lámina que lo hace girar, suministrándole una fuerza centrífuga. La fase más densa (sólido) choca contra las paredes del recipiente y caen en el fondo del mismo, y la fase menos densa (petróleo/ agua) emigra hacia el centro y suben a la parte superior. Estos equipos poseen una válvula automática de control de nivel de sólidos que permite el retiro de los mismos, cuando el nivel de los sólidos alcance su tope.

1.1.6 Métodos de disposición de agua asociada a la producción.

Anteriormente, se disponía del agua salada o producida de tal forma que causaba serios problemas ambientales. Los efectos de muchos problemas no fueron notados rápidamente debido a la naturaleza de la descarga del producto (agua) y porque muchas de las descargas ocurrieron en zonas remotas y de poca población.

A continuación se describen dos métodos de disposición, los más aceptados y empleados considerando su efecto sobre el medio ambiente.

- Primero, reciclado (inyección).

La recuperación de hidrocarburos en cualquier yacimiento, puede ser mejorada al inyectar agua al yacimiento, sea en el acuífero o en una zona específica para barrer al petróleo hacia los pozos productores. En estos casos, donde no es fácil conseguir el agua dulce o esta es muy costosa, el agua producida tiene un valor agregado. Antes de inyectar el agua, el yacimiento debe ser estudiado para

asegurar el éxito del proyecto ya que si se inyecta a yacimientos no aptos o incompatibles puede causar el abandono prematuro del pozo y una pérdida económica importante. Los datos para el estudio completo de yacimiento deben obtenerse a partir de los pozos productivos existentes y deberán incluir:

- Propiedades de las rocas: porosidad, permeabilidad, presión capilar, mojabilidad, heterogeneidad del yacimiento, saturaciones iniciales, y efectos de permeabilidad direccionales.
- Propiedades del fluido: viscosidad, movilidad, compatibilidad, saturaciones irreducibles.

El estudio del yacimiento deberá ser llevado a cabo por un grupo competente de ingeniería, y debe considerar: el mantenimiento de la presión versus la inyección de agua, diferentes esquemas de inyección, efectos de distintas velocidades de inyección, y variaciones de inyectividad y de conductividad. Finalmente, el estudio deberá producir una serie de pronósticos de producción de petróleo, gas y agua para diferentes situaciones de inyección. Se deberá incluir en estos pronósticos una medida de la recuperación total del yacimiento. Existen varios procedimientos para realizar estos cálculos, entre ellos se encuentran unos modelos de aceite negro y otros modelos basados en los trabajos de Dykstra y Parsons, Stiles, Hurst, Craig y Geffen; entre otros.

El propósito del pozo de inyección es doble: canalizar al agua producida a la zona correcta y proteger cualesquiera otras zonas de los efectos del agua. Las zonas a proteger incluyen otras zonas que pueden contener hidrocarburos y zonas en los estratos superiores que contengan aguas dulces potables. Para asegurar que cumplan estos propósitos, todos los pozos de inyección deben completarse de la siguiente manera:

- Todos los pozos se perforan y se dejan sin entubar solamente en la zona que se desea inyectar el agua
- Se debe realizar una prueba de aislamiento hidráulico con otras zonas (generalmente es suficiente un registro de fraguado de cemento) después de la terminación inicial.
- Todos los pozos deben ser cementados en superficie por debajo de cualquier arena que pudiera contener agua dulce. Se recomienda una profundidad mínima de 600 ft. Esta tubería de superficie deberá ser cementada hasta la superficie.
- Cuando se deba perforar un pozo de inyección, se debe considerar el empleo de cemento de mejor calidad que el grado "A" usado generalmente, se sugiere el grado "G".
- Cuando de deba perforar un pozo como pozo de inyección, se deberá considerar el empleo de tubería de mayor espesor que la usada

generalmente, para asegurar que no haya daño por desgaste durante la perforación.

- Se debe instalar un obturador en el pozo para aislar la zona de inyección del espacio anular. El obturador debe instalarse lo más cerca posible del espacio de inyección, pero nunca a más de 5 ft por encima del punto más alto de inyección.
- El espacio anular debe llenarse con un fluido no corrosivo y no contaminante. Además de controlar rutinariamente la presión, por lo menos mensualmente. Todos los pozos en los cuales se observe que hay un incremento de presión en el espacio anular, debe cerrarse inmediatamente y determinar la causa de este.
- Las operadoras deben que presentar mínimo una vez al año a las entidades reguladoras, un informe del sistema de inyección que este realizando.

– Segundo, disposición en pozo profundo.

Consiste en la inyección, a través de un pozo de inyección, a una zona a una profundidad mayor a 2000 ft, que no sea la zona productora. Este método de disposición es muy común en los Estados Unidos y en Canadá, y muchos pozos de disposición son de propiedad privada y operados comercialmente. En la disposición, en un pozo profundo no se tendrán muy en cuenta las zonas de agua dulce por encima del sitio de inyección. Para la inyección a una profundidad menor que 2000 ft deberá asegurar que no hay comunicación entre la zona de inyección y las zonas de agua dulce cercanas a la superficie. Los requisitos mecánicos para un pozo de disposición profundo deben ser los mismos que para un pozo de inyección dentro de un plan de recuperación mediante inyección de agua, por ejemplo, el aislamiento hidráulico, un obturador, un fluido de obturador y monitoreo anular.

1.2 Análisis económico.

Un análisis económico se define como un proceso que comprende la recopilación, interpretación, comparación y estudio de datos operacionales de un proyecto, dando recomendaciones sobre ciertos criterios para definir los costos de oportunidad de los recursos de los inversionistas, identificando también los ingresos y egresos atribuibles a la realización del proyecto, y en consecuencia, la rentabilidad generada por el mismo, es decir, tiene como finalidad demostrar a manera de diagnóstico cual sería la situación financiera por la que atravesaría el proyecto en caso de implementarlo, este diagnóstico se realiza basando en el flujo de caja y los indicadores de rentabilidad.

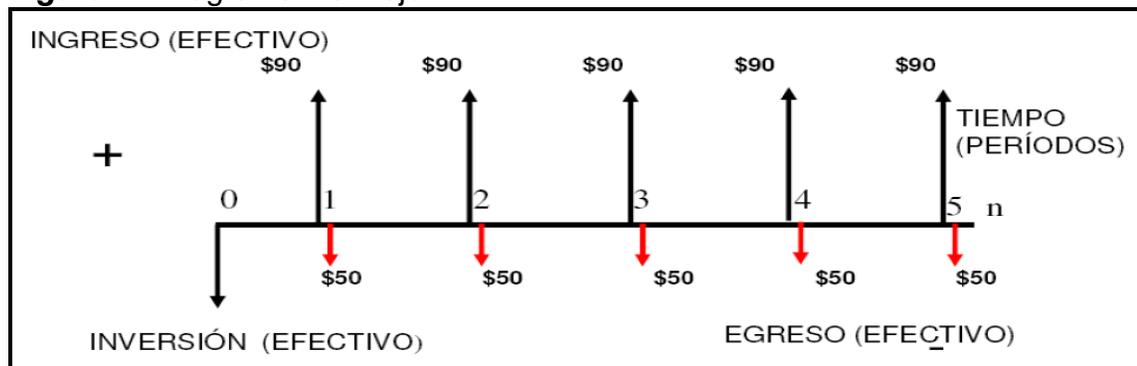
1.2.1 Flujo de caja.

Se refiere a un flujo del proyecto que ilustra cuales son los costos y beneficios en una línea del tiempo.

Estos flujos consisten en un esquema que presenta los costos e ingresos registrados año a año (periodo a periodo), estos periodos dependen tanto de la naturaleza del proyecto como de las características de sus costos y sus ingresos, (ver figura 1) los flujos están compuestos por:

- Los beneficios de operación o también llamados ingresos.
- Los costos de inversión o montaje.
- Los costos de operación.

Figura 1. Diagrama De Flujo.



Fuente: Castañeda S. Ecopetrol S.A "Evaluación financiera de proyectos de inversión en la industria petrolera." 2008

1.2.1.1 Ingresos.

Son aquellos flujos de caja percibidos por la venta o alquiler de los productos o la prestación de servicios del proyecto, estos se registran en el año en que se esperan recibir, independiente del momento en que se causan. Estos ingresos deben incluir tanto los ingresos operacionales, es decir, por la venta del producto, como también los ingresos financieros.

1.2.1.2 Egresos.

En los egresos se incluyen los costos de inversión y operación, así como los impuestos. También:

- Costos de inversión.

Son desembolsos correspondientes a la adquisición de activos fijos, como compra de terrenos, maquinaria, equipos y obras de instalación de apoyo entre otras. Estos costos se concentran generalmente en los primeros periodos del proyecto. Las inversiones correspondientes al proceso de disposición de agua de vertimiento mediante inyección, implicarían:

- Conversión de pozos productores a Inyectores
 - Reactivación de pozos cerrados o abandonados
 - Infraestructura de Inyección
- Costos de operación

Son desembolsos correspondientes al mantenimiento de la operación en el tiempo, como reparaciones, nuevas herramientas entre otras.

1.2.1.3 Regalías e impuestos.

La industria petrolera, se ve afectada principalmente por dos impuestos directos que son: las regalías y el impuesto sobre la renta. Las regalías petroleras son el derecho que tiene el Estado en el producto de la explotación de los recursos petrolíferos de su propiedad. Se determinan como un porcentaje del volumen bruto explotado (ya sea entregado en especie o el equivalente en dinero). Por razones históricas dicho porcentaje varía según el sistema de explotación del recurso. Actualmente, el sistema de regalías se rige en base a la Ley 756 de 2002, por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones.

El impuesto sobre la renta, es de tipo nacional y se paga al fisco en función del resultado de la actividad financiera de las empresas petroleras en un año. Es la principal fuente de recaudo de impuestos en la actividad de producción de petróleo. En Colombia, en los últimos años ha oscilado entre el 30 y 40%. Este impuesto se aplica sobre la ganancia bruta cuando ya se ha descontado la depreciación.

1.2.2 Indicadores de rentabilidad.

Los indicadores de rentabilidad, son descripciones que se utilizan para medir la bondad económica de un proyecto de inversión. Dos índices de rentabilidad importantes son el VPN (valor presente neto) y la TIR (tasa interna de retorno), Después de obtener todos los flujos de caja, la decisión financiera, se fundamentará según los indicadores de rentabilidad.

1.2.2.1 Valor presente neto.

Es aquel valor que representa la equivalencia presente de los ingresos netos futuros y presentes del proyecto, para ello la importancia del concepto de equivalencias, es decir, la conversión de las cifras futuras a sumas presentes para permitir sumar los costos y beneficios o ingresos de diferentes años como si hubiera ocurrido el mismo año. En general el VPN se calcula con la ecuación 1.1.

Ecuación 1.1

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}$$

Dónde:

VPN: Valor Presente Neto.

I: Ingresos.

E: Egresos.

n: Último periodo.

r: Tasa.

t: Periodos.

Cabe destacar que el VPN así calculado traduce todo costo y todo beneficio a un valor equivalente en el periodo 0, este valor presente neto representa los beneficios netos después de haber recuperado las sumas invertidas en el proyecto y sus correspondientes costos de oportunidad.

Se puede concluir para la toma de decisiones sobre las inversiones que:

- Si $VPN > 0$, el proyecto es atractivo y debe ser aceptado, implica que el proyecto arroja un beneficio aun después de recuperar el dinero invertido.
- Si $VPN < 0$, el proyecto no vale la pena ya que hay alternativas de inversión que arrojan mayor beneficio, es decir, que no necesariamente no hay ingresos netos positivos, sino que ellos no alcanzan a compensar los costos de oportunidad de dejar de lado las alternativas de inversión.
- Si $VPN = 0$, es indiferente realizar el proyecto o escoger las alternativas, puesto que arroja el mismo beneficio, es decir, que los beneficios alcanzan tan solo a compensar el capital invertido.

1.2.2.2 Tasa interna de retorno (TIR)

Es un índice que representa el equilibrio entre el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos, o la tasa que rinden los dineros que al final de cualquier periodo, aún continúan invertidos en el proyecto, o la tasa que rinden los dineros no recuperados en el proyecto en cualquier periodo. La TIR es un criterio independiente y ajeno al riesgo, ecuación 1.2. Esta se define con base a la utilidad neta generada en cada año.

Ecuación 1.2

$$\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1/r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1/r)^t} = 0 \quad \dots$$

Dónde:

VPN: Valor Presente Neto.

I: Ingresos.

E: Egresos.

n: Último periodo.

r: Tasa.

t: Periodos.

Relación beneficio – costo (B/C)

Es una metodología alternativa de uso frecuente en la evaluación de proyectos de inversión, en ellas se relaciona el VPN de los ingresos con el VPN de los egresos, así ecuación 1.3.

Ecuación 1.3

$$B/C_{(i)} = \frac{VPN_{ingresos(i)}}{VPN_{egresos(i)}}$$

Como es evidente, un proyecto se considera conveniente cuando la relación B/C sea igual o superior a 1. Significa que el VPN es positivo.

2. GENERALIDADES

2.1 PETROMINERALES

Petrominerales es una empresa enfocada Latinoamericana de exploración y producción de bloques de exploración que cubren un total de 2,0 millones de hectáreas en Colombia y 9,5 millones de acres brutos (5,4 millones netos) en el Perú.

Son los pioneros en Colombia. Desde la adquisición de el primer contrato en 2002 para la producción de aceite por primera vez en 2003, y ahora es el explorador más activo de Colombia y el cuarto mayor productor de petróleo, demostrando un historial de éxito. Petrominerales ha invertido más de \$ 1.8 mil millones en Colombia, y se han descubierto más de 90 mmbbls de crudo que ha aumentado la tasa de producción actual de 1.068 bpd a 38.000 bpd durante el año 2011.

Actualmente la cartera de exploración incluye tres áreas de enfoque que ofrecen potencial cambio de juego. Alta calidad sísmica 3D se ha traducido en una exploración de inventario multianual perspectiva de más de 100 prospectos perforarles dirigidas a múltiples tipos de proyectos.

La capacidad para convertir rápidamente el éxito exploratorio en producción, se traduce en pagos de inversión rápidos y una base fuerte de flujos de efectivo para financiar futuros programas de exploración de alto impacto.

Con la adquisición de la tierra en cuencas relativamente poco exploradas y montajes de clase mundial geo-científica y los equipos operativos, se aprovecha un alto potencial productivo.

2.2 Generalidades campo Potranco

Los pozos perforados hasta el momento en el campo Potranco en las estructuras "A" y "C" están ubicados en la parte central de la cuenca de los Llanos, en el departamento de Meta, en los municipios de Barranca, Upia y Cabuyaro.

En la Figura 2 y 3, se muestra la ubicación de los Campos Petroleros. Mapa Estructural Tope De Observador. (Ver anexo 1).

El Campo Potranco está formado por una falla normal de dirección Noreste-suroeste cuyo plano de falla esta inclinado casi vertical con una ligera inclinación hacia el oeste. La estructura formada por la falla es alargada y de dirección NE-

SO y presenta un pequeño roll-over en el bloque más alto, sobre el cual se ubica el campo. Dentro del campo se han ubicado diferentes prospectos, de los cuales el prospecto A y C han sido probados. El prospecto D probó crudo y el pozo está actualmente en pruebas.

La estructura ha sido definida con la interpretación del programa sísmico Potranco 3D, sobre el cual ha permitido identificar otros prospectos.

El contacto agua-aceite identificado con los pozos Potranco-A1, Potranco-A2, Potranco-A3 y Potranco-A4 establece un contacto horizontal para las unidades de Observador y de Lupe.

Las formaciones productoras en el área son las Formaciones Observador, Lupe y las arenas inferiores. Dichas formaciones están constituidas por arenas limpias de buena selección y con buenas propiedades petrofísicas.

La gravedad API del crudo de la formación Arenas Inferiores es de 15.7 y para las Formaciones Observador y Lupe es de 28-30°API con una baja relación de gas-aceite del orden de 60 - 100 SCF/STB. Igualmente la presión de burbuja es de 231 psig y 132 psig, respectivamente.

La presión original tanto de la Formación Observador y Lupe registrada en el pozo Potranco-1 fue de 4848 psia al datum de -11.000 ft TVDSS (profundidad datum de referencia establecida para el Campo) y la registrada para la formación Arenas Inferiores en el pozo Potranco C1 fue de 4854 psia al datum de -11.000 TVDSS.

La producción inició en septiembre de 2007 con las pruebas cortas de producción del Pozo Potranco-A1 a nivel de las formaciones Observador y Lupe. A la fecha se han perforado 8 pozos en el campo relacionados así:

Área Potranco "A": 4 Pozos productores y 1 inyector. Uno de los pozos productores se convirtió a inyector, quedando 2 pozos inyectores.

Área Potranco "C": 2 pozos productores y 1 inyector

La producción estimada a Octubre de 2008 es de 12.144 STB/D de Petróleo, un corte de agua de 56% y una producción de gas de 1156 MSCF/D. Los acumulados de producción son de 2,63 MMSTB de aceite, 3,56 MMSTB de agua y 178 MMSCF de gas.

Los cálculos de OOIP por el método volumétrico para las formaciones Observador y Lupe son 21,568 Mbls y 2,554 Mbls para el Área "A".

2.3 Descripción del Yacimiento.

El campo Potranco se encuentra ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, en la subcuenca de Casanare. Entre los departamentos de Casanare y Meta, los cuales se diferencian por pertenecer a provincias geológicas diferentes. Lo cual

hace que existan cambios estratigráficos a nivel del Terciario y Cretácico principalmente y se tengan diferentes nomenclaturas estratigráficas.

2.4 Estratigrafía

La estratigrafía del Bloque Potranco y esta parte de la cuenca va desde el basamento económico principalmente rocas precretácicas, hasta el cuaternario. La Figura 4 “Columna Estatigráfica del Meta Casanare” (Ver Anexo 1), presenta la columna estratigráfica correspondiente al área, Petrominerales a trabajado la cuenca de los llanos con la nomenclatura de Casanare, en esta tabla se colocan la Nomenclatura usada en Casanare con las correspondientes unidades del Meta.

El basamento económico ha sido perforado por varios pozos encontrando rocas de edad Paleozoica principalmente. La mayoría de rocas datadas corresponde al Ordovícico.

La secuencia Mesozoica perteneciente al Cretácico corresponde a las formaciones Lupe, Gacheta y Ubaque que ha sido perforada por el pozo Upia-1 y los pozos perforados por Petrominerales.

El Cenozoico (Terciario y Cuaternario), las unidades de Granadilla, León, Carbon y Observador, de edades Eoceno al reciente se encuentra en el área, mientras que las Formaciones Los cuervos y Barco están parcialmente presentes, evidenciando la discordancia Terciario-cretácico.

- *PALEOZOICO*

Regionalmente se han reconocido tres secuencias, dos pertenecientes al Paleozoico Inferior y una al Paleozoico Superior. El Paleozoico inferior aflora en la Serranía de La Macarena y se denominó como serie Güejar. La sección inferior tiene las Unidades Ariarí, Guapí y Duda, que corresponden a esquistos, filitas, calizas dolomíticas, lavas almohadilladas, silos diabásicos, shales violáceos y verdes, cuarcitas y localmente conglomerados, descansando discordantemente sobre el basamento cristalino precámbrico.

La secuencia superior del Paleozoico Inferior está compuesta por shale síliceo gris oscuro, intercalado con lodolitas y arcosas de ambiente marino somero. De acuerdo con el contenido palinológico y faunística (trilobites y graptolites) se le asigna edad Ordovícico.

El Paleozoico Superior consiste de limolitas y areniscas, ha sido reconocido a lo largo de la Cordillera Oriental; sin embargo, en la cuenca de Llanos, no ha sido bien identificado, aunque se reportan sedimentos datados palinológicamente como Devónico – Pérmico.

- *TRIÁSICO- JURÁSICO*

La descripción litológica de estas rocas corresponde a sedimentos rojos posiblemente depositados en cuencas aisladas sobre sedimentos Cambro-Ordovícicos (ICP, 1991) Las rocas del Triásico y Jurásico no se han reportado en el área.

- *CRETÁCICO*

La depositación durante el cretácico muestra los mayores espesores hacia el Oeste y las rocas se acúan hacia el flanco Este de la cuenca, mostrándose significativamente más jóvenes hacia el Este, En el área de estudio se adelgazan hacia el Sureste y presenta los máximos espesores en dirección Noroeste.

Las rocas cretácicas del sector Meta se divide en la Formación Lupe y a su vez, las subdividió en dos unidades operacionales informales, una Inferior (K2) y una Superior (K1), esta nomenclatura corresponde a la nomenclatura usada por ECOPETROL. Para la presente evaluación se trabajara las unidades Lupe y Gacheta y Ubaque.

La Formación Gacheta está constituida por shales grises oscuros con intercalaciones menores de areniscas que representan las superficies de trasgresión marina durante este periodo. La Formación Lupe comprende Areniscas de grano fino a medio depositadas en un ambiente marino somero a transicional. K2 y K1 han sido datadas como Cenomaniano – Maastrichtiano Inferior.

En el área se encuentra presente parte de la formación Lupe que parece estar desapareciendo hacia el sur-este.

- *TERCIARIO INFERIOR*

El registro litológico del Paleoceno, correspondiente a la por la Formación Barco, y la Formación Los Cuervos que están parcialmente presente en esta parte de Cuenca de Llanos.

El hiato deposicional para el intervalo comprendido entre el Eoceno Inferior a Eoceno Medio mas temprano, es debido a la colisión de la Placa del Caribe, provocando la discordancia del Eoceno Medio, esta discordancia se evidencia mas hacia el área de Apiay y hacia el pozo Negrito-1.

La deposición en la cuenca de llanos se reactivó durante el Eoceno Medio Tardío, con la deposición de la Formación Observador, que se encuentra en el sector del Meta.

En el sur del área de Apiay, se describe la Formación Observador como un conjunto de areniscas friables, limpias, cuarzosas de grano fino a grueso, ocasionalmente conglomeráticas, con baja proporción de intercalaciones de shales y limolitas, esta descripción corresponde al nivel T2-2 . En el área de Meta, el espesor de la Formación Observador varía entre 0 y 360 pies (0-120 metros). El contacto superior con la formación Carbon es concordante en esta parte de la cuenca de llanos. En cuanto al ambiente de depósito, Kendall et al (1982) interpretan la Formación Observador como relleno de canal. El nivel T2-1, definido como Oligoceno, correlacionable con la Formación Carbon, es datado como Eoceno Superior – Oligoceno. Esta Unidad se presenta como intercalaciones de areniscas muy sucias de grano muy fino con limolitas y shales, con un contacto gradacional con la Unidad suprayacente.

La sección correspondiente al Oligoceno – Mioceno Inferior está representada por la Formación Carbon. Kendall et al (1982) describen en la parte Sur del área de Apiay, tres unidades de Base a Tope denominadas Carbon Inferior, Carbon Medio y Carbon Superior. En general la Formación Carbon está constituida por intercalaciones de shale, limolita, arcillolita, y en menor cantidad arenisca. Ocasionalmente se presentan delgadas capas de carbón. Hacia el tope se presenta una arcillolita gris azulosa, denominada según ECOPETROL (1981) como Lutita E o Carbon 2, que se expresa como un marcador de correlación regional.

ECOPETROL dividió la unidad en ocho unidades operacionales, denominadas de base a tope, Arenisca T2, Lutita E4, Arenisca T1, Lutita E3, Conjunto C2, Areniscas del Carbon, Conjunto C1, Lutita E y Areniscas Superiores del Carbon.

El máximo espesor de esta Formación se encuentra en el área de Apiay – Castilla, donde es superior a los 3.400 pies (1150 m).

- *TERCIARIO SUPERIOR – CUATERNARIO*

Está representado por dos paquetes sedimentarios, el inferior, conocido como Formación León o León Shale, suprayace la Formación Carbon y está presente en gran parte de la cuenca de Llanos. Esta Formación ha sido datada como Mioceno Medio.

La Formación León ha sido descrita como una serie de Shales verdes a grises localmente carbonosos. Con ocasionales intercalaciones de limolita. Los espesores de esta Formación varían de 130 a 1.900 pies (45 a 650 m) El contacto infrayacente con la Formación Carbon es gradacional.

Las secciones más jóvenes de la secuencia corresponden a la Formación Granadilla – Necesidad, corresponde a secuencias de capas rojas con arcillolitas marrón e intercalaciones de areniscas grises, blancas y rojizas. El contacto inferior

de esta Formación ha sido reportado en diferentes partes concordante y discordante indistintamente. Su espesor varía entre los 2000 y 8000 pies (650 a 2600 m).

2.4.1 Roca almacenadora

Las formaciones productoras en el campo Potranco corresponden a Lupe, Observador y las arenas inferiores. Para el proceso de inyección de aguas se han identificado las formaciones Granadilla, Carbon, Observador y Lupe como candidatas para este proceso. La formación Observador presenta porosidades que varían entre 14% - 18%. Lupe de 12% a 15% y las Arenas Inferiores 13% -18%.

2.4.2 Principales unidades para la inyección de agua.

Para el proceso de inyección de agua se evaluaron las diferentes unidades desde La formación Granadilla hasta el paleozoico que cumplen con las características petrofísicas y podrían ser usadas para el proceso de inyección de agua en esta área. A continuación se resumen las unidades que cumplen con las características necesarias para la inyección.

- *FORMACIÓN GRANADILLA*

La Formación Granadilla se encuentra en contacto discordante con la Formación León hacia la base y en contacto neto con la Formación Necesidad hacia el tope. Se le asigna una edad del Mioceno superior-Plioceno, el ambiente depósito se considera marino hacia la base y fluvio- marino a continental hacia el tope. La Formación Granadilla se dividió en dos intervalos, superior e inferior. Que son descritos en la tabla 2.

En general la litología de la formación Granadilla esta compuesta por una intercalación de areniscas de 10 pies a 65 pies de espesor, arcillolitas y por algunas intercalaciones de limonitas. Las areniscas son pardas amarillentas, grises claras pero con predominio de colores rojizos y pardos, son de grano grueso a conglomeráticas, con granos de cuarzo subangulares a subredondeados con la selección pobre a moderada y abundante a moderada matriz arcillosa.

Las arcillas son abigarradas, pardas, rojizas, grises claras, blandas solubles, localmente arenosas y con frecuentes inclusiones de granos de cuarzo. Las limonitas son rojizas pardas, rojo ladrillo y amarillas, moderadamente consolidadas a bien consolidadas. Las capas de areniscas son gruesas y predominan en la parte superior de la formación, mientras que las capas de arcilla predominan hacia la parte inferior.

Tabla 2. Características de las Formaciones

UNIDAD	Descripción
GRANADILLA SUPERIOR	Se presentan arenas de 10' a 40' de espesor compuesta por cuarzo, amarillo subtranslúcido, alguno subtranslúcido, grano medio a grueso, ocasional muy grueso a gránulos, alguno fino, subredondeado, en parte subangular, subesférico, sorteamiento pobre a moderado. Sin manifestación de hidrocarburos. Con intercalaciones de arcillosita marrón rojiza, ocasional gris clara alguna con moteamiento rojizo, domina amorfa y blanda, alguna consolidada y blocosa, frecuente soluble, en parte pegajosa, alguna plástica, ocasional con inclusión de granos finos de cuarzo, local limosa, no calcárea.
GRANADILLA INFERIOR	ARENA: Cuarzo, translucido, subtranslucido, rojo translucido, menor amarillo translucido, grano fino a medio, menor grueso, subangular a subredondeado, ocasional redondeado, pobre sorteamiento. Sin manifestación de hidrocarburos. Con algunas intercalaciones menores de arcilla parda rojiza, menor rosada, amorfa, blanda, soluble, ligeramente hinchable, no calcárea. También gris medio a claro, moderadamente blocosa a blocosa, firme, no soluble, no hinchable, no calcárea.

Fuente: Petrominerales.

La unidad superior y la unidad inferior presentan arenas que pueden usarse para la inyección del agua de producción, pero se tiene como opción principal las arenas de Granadilla inferior por que presenta algunos canales aislados por arcillas mientras que la parte superior es mas arenosa y limosa.

- **FORMACIÓN CARBON**

La Formación esta dividida en ocho conjuntos litológicos, los conjuntos designados con números impares (C1, C3, C5, C7) son predominantemente arenosos y los enumerados como pares (C2, C4, C6 y C8) son predominantemente arcillosos y lutíticos con un ambiente continental a marino somero.

Los conjuntos de lutitas y arcillas están intercalados con arenas y limolitas. Las lutitas varían de color con tonos grises a grises verdosos y grises oscuros, con delgadas capas de carbón y presencia de micas, moderadamente firmes. Las arcillolitas son grises claras a blancas moderadamente firmes, no calcáreas a ligeramente calcáreas, con trazas de pirita.

Las arenas son blancas a crema de grano medio a grueso, sub-angulares a sub-redondeadas, regularmente sorteadas.

La formación Carbon se pone en contacto neto con la Formación Observador y hacia el tope, en contacto neto con la Formación León.

La Formación Carbon puede clasificarse como Eoceno superior-Mioceno Inferior; además puede correlacionarse con la Formación Carbon presente en el sector del Meta. El ambiente de depositación de la Formación Carbon es transicional marino.

- *CARBON C1*

Formado por bancos de arenas de 10' a 30' de espesor, gris claro, a blanca cemento calcáreo de grano fino a muy fino, Cuarzosa, hialina, menor translúcida, alguna blanca, grano muy fino a fino, subangular, menor subredondeado, subesferico . Se presentan intercalaciones de arcillolita, lutita y limonita. La arcillosita es gris verdosa clara a media, parda rojiza, parda amarillenta clara a media, blanca, blanca moteada con parda rojiza, parda media, amorfa, menor blocosa, blanda, alguna soluble, ligeramente pegajosa, no calcárea.

La lutita es gris verdoso medio a oscuro, gris pardo claro a medio, astillosa, fusil menor laminar, firme a moderadamente firme, menor blanda, no hidratable, no calcárea, micropíritica, arenosa.

La limonita es pardo claro a medio, gris claro a gris medio, pardo medio a oscuro carbonoso, blocosa, blanda, menor firme a moderadamente firme, frecuentemente con minerales negros incluidos, arenosa. Esta formación presenta algunos canales que presentan bastantes arcillas y que la porosidad no parece ser muy buena.

- *CARBON C3*

La descripción es muy similar a las encontradas en Carbon-C1. El espesor de esta formación es de 294 pies. Los espesores de las arenas encontradas en esta formación 5' a 15' por lo cual no tienen el mismo potencial que otras unidades.

Los registros en esta unidad no permiten correlacionar canales entre los pozos con una buena continuidad y espesor, por lo cual no constituye un buen candidato para el proceso de inyección.

- *CARBON C5*

Dentro de la unidad C5 se identifican canales que presentes en este intervalo varían bastante en espesor y los que presentan mejores características por su continuidad y propiedades petrofísicas (según los registros tomados los pozos)

La descripción litológica es la siguiente:

ARENA: Cuarzo, translúcido, hialino, blanco, menor translucido grano muy fino a fino, menor grano medio, subredondeado a redondeado, menor subangular, subesferico, moderada a buena selección. Sin manifestación de hidrocarburos. ARCILLOLITA: Predomina gris clara, blanca, gris verdosa clara, local parda clara, ocasional parda rojiza, parda amarillenta, alguna púrpura grisácea, púrpura, blocosa, en parte aplanada, blanda, menor firme, soluble, en parte limosa, alguna hidratable, no calcárea. LIMOLITA: Gris pardusca, parda clara, ocasional gris clara, consolidada, blocosa, en parte aplanada, alguna con inclusiones de cuarzo, no calcárea. TRAZAS LIMOLITA: Gris media, parda rojiza, blocosa, moderadamente dura, arenosa, ocasional soluble, no calcárea.

- *CARBON-C7*

Para este intervalo se identifican algunas las arenas presentes en el área pero por descripción litológica se tienen algunos paquetes de arenas que podrían cumplir con las características para inyección de agua de producción, aunque su espesor no se puede definir claramente dentro de toda la unidad pero parecen ir desde 5' hasta 30 ft de espesor.

Las arenas son cuarzo, translúcido, grano muy fino a fino, menor grano medio, subredondeado, menor subangular, subesferico, moderada selección. Sin manifestación de hidrocarburos. Las arcillolitas son gris clara, blanca, gris verdosa clara, local parda clara, ocasional parda rojiza, parda amarillenta, alguna púrpura grisácea, púrpura, blocosa, en parte aplanada, blanda, menor firme, soluble, en parte limosa, alguna hidratable, no calcárea.

Las limolitas gris pardusca, parda clara, ocasional gris clara, consolidada, blocosa, en parte aplanada, alguna con inclusiones de cuarzo, no calcárea.

- *FORMACIÓN OBSERVADOR*

Constituida principalmente por arenas depositadas en un ambiente fluvio-deltaíco, de depósitos que varían entre depósitos de delta marginal a distributarios y canales fluviales. Las arenas presentan tonalidades blancas a crema, de grano medio a grueso, sub-angulares a sub-redondeadas, regularmente sorteadas; ocasionalmente se encuentran limolitas y arcillas de rellenos de estuario.

La Formación Observador se encuentra limitada basalmente por una inconformidad (que a su vez determina el hiato y activa erosión del Eoceno Temprano-Eoceno medio y hacia la parte superior esta en contacto neto con la Formación Carbon, aunque en algunas partes es discordante. La edad de la Formación Observador corresponde al Eoceno Inferior, aunque algunos autores consideran a la Formación Observador como un miembro basal de la Formación Carbon.

Para el área de Potranco la formación Observador presenta bancos de areniscas y arenas de 10' a 60', con menores intercalaciones de arcillolitas. Las areniscas son cuarzosa, parda muy clara, amarilla pálida, local blanca, grano fino a medio, alguno grueso, subangular a subredondeado, moderado sorteamiento, cemento síliceo, alguna con cemento calcáreo, friable, ocasional consolidada, regular a pobre porosidad visible.

Las arenas son Cuarzo, translucido, amarillo pálido, grano fino a medio, menor grano grueso, subredondeado a subangular, pobre selección, suelto. Y las arcillolitas parda media a oscura, blocosa, consolidada, no calcárea, carbonosa.

- **FORMACIÓN LUPE**

Principalmente son areniscas blancas de ambientes marinos someros con intercalaciones menores de lutitas y algunas capas de limolitas, con presencia de trazas de calcita, glauconita y caolinita. Las arenas son claras translúcidas a blancas lechosas con tamaño de grano medio a grueso, ocasionalmente muy gruesa, sub-angulares a sub-redondeados pobre a regularmente sorteados.

El contacto inferior de la formación lo constituye la Formación Gacheta y el contacto superior se encuentra discordante con las formaciones Barco- Los Cuervos y algunas veces con el Observador. La edad asignada a la formación se encuentra entre el Campaniano – Maastrichtiano. Y fue depositada en ambiente de plataforma marina somera hacia el sector occidental.

En Potranco La formación Lupe presenta bancos de arenas entre 30 y 70 pies de espesor compuestos de Cuarzo, blanco translucido, grano medio a muy grueso, subredondeado a subangular, pobre a moderada selección, suelto. Las unidades arenosas presentan algunas intercalaciones de limolitas que son parda media a oscura, parda clara, blocosa, moderadamente firme, frecuente carbonosa, no calcárea, con micropirita diseminada.

2.5 Petrografía

Las Formaciones Granadilla, Carbon, Observador y Lupe presentan excelentes propiedades petrofísicas y cualquiera de estas unidades podría ser considerada para las disposiciones de aguas de producción del campo Potranco.

La tabla 3 resume las mejores formaciones, que fueron seleccionados para el proceso de inyección de agua, se tomaron estos intervalos por ser los más representativos dentro de las unidades, pero podrían ser considerados otros intervalos que presentan propiedades similares y no se describen en la tabla.

Las propiedades petrofísicas para las diferentes formaciones y unidades muestran unas buenas propiedades petrofísicas en general para las diferentes unidades. Los valores son calculados de los registros eléctricos tomados en los pozos,

dentro de las diferentes unidades. La tabla 3 resume las propiedades petrofísicas de los pozos mas representativos en el bloque tanto para la estructura A como la estructura C.

Tabla 3. Propiedades PVT en el Campo Potranco – Bloque “A”

POZO	FORMACIÓN	API	BO (RB/STB)	RS (SCF/STB)	PRESIÓN INICIAL @ - 11000' (PSI)	PB (PSI)	VISCOSIDAD @ PR (CP)
POTR01	Observador	29	1.124	33	4848	146.7	1.699
POTR01	Lupe	29	1.168	75	4848	245.7	1.302

Fuente: Petrominerales

2.6 Geología estructural

2.6.1 Tectónica regional

La Cuenca de Llanos está limitada al Norte por el Arco de Arauca con tendencia Este – Oeste, el cual la separa de las cuencas de Apure y Barinas en Venezuela. Al Oeste se encuentra limitada por el sistema de cabalgamiento de Guaicáramo; al Sur por la Serranía de La Macarena y el Arco de Vaupés que la separan de la cuenca del Putumayo, y al Oriente por el Escudo de Guayana. El área del bloque Potranco esta definida dentro de fallas normales e inversas, y tiene como limite al sur-suroeste el paleoalto de Vorágine-Apoporis con orientación Norte Sur, al oeste por el piedemonte.

En esta parte de la cuenca se evidencia la discordancia Paleozoico-Cretáceo Superior que diferencia claramente dos unidades tectónicas una Paleozoica y otra Post-Paleozoica, cada una con características estructurales propias.

La unidad paleozoica presenta lineamientos de dirección N-S que presentan reactivaciones durante el cretáceo y eoceno medio. Las fallas normales e inversas tienen una dirección Norte Sur.

El alto de Vorágine esta ubicado entre los pozos Metica-1 y Almagro-1 y se extiende hacia el sur, fue producido por un cabalgamiento Pre-cretáceo. Durante el cretáceo y terciario fue una zona que permitió la depositación, y que ha presentado diferentes reactivaciones, este alto permitió el acuñamiento de los horizontes cretácicos que podrían constituir un potencial para esta área.

2.6.2 Trampa Campo Potranco

La interpretación del programa sísmico de Potranco ha permitido definir diferentes estructuras, de las cuales se han perforado y probado tres: A, C y D. La estructura A del El Campo Potranco esta formada por una falla normal de dirección Noreste-suroeste cuyo plano de falla esta inclinado casi vertical con una ligera inclinación hacia el oeste. La estructura formada por la falla es alargada y de dirección NE-SO y presenta un pequeño roll-over en el bloque más alto, sobre el cual se ubica el campo. La estructura C del Campo Potranco esta formada por una estructura que no presenta un claro fallamiento estructural pero que esta constituida por un relieve estructural a nivel de las formaciones cretácicas y Terciarias.

El modelo estructural de la estructura A, se muestra a través de los pozos Potranco-A1, Potranco-A2 y Potranco- A3 en la gráfica 3. Modelo Estructural De Campo Potranco Estructura "A". Este modelo muestra los horizontes productores en el área, La formación Observador con sello vertical y horizontal que corresponde a la formación Carbon C8. El Sello Vertical y Horizontal para la formación Lupe corresponde a los shales intermedios de la formación Observador. La diferencia estructural entre el pozo Potranco-A1 y PotrancoA-3 es de 100 pies al tope de la formación Observador.

2.7 Geología del petróleo

La roca reservorio más importante en el bloque es la Formación Observador, Lupe y Arenas inferiores. El entrampamiento de los hidrocarburos en esta área ha sido reportado en su mayoría de tipo estructural y está ubicado en la parte Oeste hacia el Piedemonte Llanero. Las rocas sello para la Formación Observador es la unidad E4 o el C8 de la Formación Carbon. La formación Lupe, presenta intercalaciones de arcillolitas y lutitas, además de los cambios laterales de facies. La Arenas inferiores presentan shales que garantizan el sello horizontal y vertical.

Robertson Research (1986), define dos fases de generación de aceite para la cuenca de Llanos. Durante el Oligoceno Medio – Tardío para rocas cretácicas y El hidrocarburo se atribuye a las familias de crudo, denominadas C, D y E. Las familias C y D, se distribuyen en el sector central y Sur de la cuenca. Proviene de materia orgánica marina con mediana influencia terrestre. La familia E, se localiza en el sector más Sur de la Cuenca, proviene de materia orgánica marina con ligera influencia terrestre. La roca fuente de esta familia podría estar localizada en la Cordillera Oriental.

La cronología de los eventos tectónicos muestra un aparente sincronismo entre la depositación de las unidades, la generación y la migración de los hidrocarburos.

2.8 Fluidos del yacimiento

En las tres unidades actualmente productoras de aceite, Observador, Lupe y Arenas Inferiores en las dos estructuras A y C se tienen las siguientes características:

Las unidades de Observador y Lupe corresponden a un sistema Black Oil sub-saturado, con una presión de yacimiento inicial de 4848 psia @ -11000 pies muy por encima de la presión de burbuja que se encuentra en un rango de de 146.7 – 245.7 psia. Es un crudo de baja merma, con gravedad API entre 28-29, un GOR en el rango de 150 a 220 SCF/STB y corte de agua actual entre 63% y 98% de acuerdo a la posición estructural de los pozos.

El Yacimiento Arenas Inferiores corresponde a un sistema Black Oil sub-saturado, con una presión de yacimiento inicial de 4854 psia @ -11000 pies. Es un crudo de baja merma, con gravedad API de aprox 15.7° y un corte de agua actual de 43%.

El mecanismo de producción asociado a los bloques “A” y “C” es un empuje activo de agua.

2.9 OOIP (Original Oil In Place)

El OOIP estimado volumétricamente para los Yacimientos Observador y Lupe en la estructura A son de 21,568 Mbls y 2,554 Mbls

Tabla 4. Propiedades de Formación

	Observador	Lupe
Porosity, %	16.1	14.8
Water Saturation, %	14.2	9.8
Datum Depth, ft SS	10,950	11,150
Temperature, °F	262	267
Initial Pressure, psia	4,830	4,905
Oil Formation Volume Factor, rbbbl/bbl	1.032	1.032
Original Oil in Place, bbl/acre-ft	1,038	1,004
Reservoir Volume, acre-ft	20,770	2,545
Original Oil in Place, Mbbbl	21,568	2,554

Fuente: Informe Anual de Reservas de D&M

2.10 Historia del Campo Potranco

En el campo Potranco a la fecha existen dos estructuras productoras denominadas Potranco “A” y Potranco “C” las cuales están conformadas por los siguientes pozos así:

POTRANCO “A”

La Figura 6. “Ubicación De Los Pozos Potranco “A”. Tope De Formación Observador” (Ver Anexo 1) muestra la ubicación de los diferentes pozos en este bloque.

- Pozo Potranco-A1 fue el primer pozo perforado en el bloque, fue el pozo descubridor y actualmente productor de las formaciones Observador y Lupe.
- Pozo Potranco A2 fue un pozo de avanzada (A1) el cual se dejó como productor en las arenas de la Formación Observador.
- Pozo Potranco A3 que se perforo como un pozo de avanzada (A1), probó hidrocarburos en las arenas inferiores de la Unidad Arenas Inferiores-1 usando bombeo hidráulico. El pozo se mantuvo en pruebas desde el 30 de Marzo de 2008 hasta el 13 de Mayo de 2008. Posteriormente en el mes de Septiembre de 2008 se inicia el completamiento en Arenas Inferiores y se inicia la prueba de inyección con 1.5 bwpd/psi. Se realiza workover en Mayo 24 de 2010 hasta Junio 30 de 2010; para la unidad C5 se realizó tratamiento ácido manteniendo la inyección en 2.5 bwpd/psi. En la unidad C4 el tratamiento ácido produjo aumento de 0.3 bwpd/psi a 0.32 bwpd/psi. Para la unidad C5 paso de 1.3 bwpd/psi a 0.87 bwpd/psi.
- Pozo Potranco-A4. Actualmente produce de la formación Observador y Lupe.
- Pozo Potranco A-SWD1. Pozo perforado como inyector para disposición de agua. Fue completado a nivel de la formación Granadilla inicialmente. Se le realizó prueba de inyección arrojando 15.7 bwpd/psi. Se realiza limpieza por arenamiento recuperando 150000 libras de arena en una operación llevada a cabo del 30 de Junio al 2 de Julio del 2009. Posteriormente del 19 al 23 de Junio de 2010 se vuelve a realizar limpieza por arenamiento recuperando 125000 libras de arena.

POTRANCO “C”

En la Figura 7. “Ubicación pozos Potranco bloque “C”. Formación Lupe” (Ver Anexo 1), se presenta la ubicación de los pozos en un mapa estructural en tiempo al tope de la Formación Lupe.

- Pozo Potranco C1. Fue el primero perforado en el bloque y actualmente produce de las arenas denominadas Arenas Inferiores en pruebas extensas.
- Pozo Potranco C-SWD1. Pozo perforado como inyector para disposición de agua. Fue completado a nivel de las arenas Carbon y Granadilla inicialmente. La prueba de inyección se realiza permitiendo 7.3 bwpd/psi. En febrero de 2010 el agua de formación irrumpe en superficie por lo que se suspende la inyección y se decide probar la formación Carbon.

- Pozo Potranco C3. Pozo exploratorio a nivel de la formación Lupe y actualmente se encuentra en producción en pruebas extensas en estas arenas.

La producción del campo empezó con las pruebas iniciales del pozo Potranco-A1 en Julio de 2007 a nivel de las formaciones Observador y Lupe. En septiembre de 2007 se dio inicio a las pruebas extensas en este pozo con una producción inicial de aproximadamente 4300 BFPD, y un BSW del 0.5% empleando bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento artificial.

El 16 de Noviembre de 2007 inicio producción en BES el pozo Potranco A2 con los intervalos de la Formación Observador Superior abiertos a producción. La tasa de producción inicial fue de aproximadamente 5100 BFPD y un BSW de 3.29%.

En Febrero de 2008 se termino de perforar el pozo Potranco A3 y se realizaron pruebas selectivas en los intervalos de las formaciones Observador, Lupe y Arenas Inferiores. En la Tabla 5. "Pruebas de producción selectivas. Pozo Potranco-03" (Ver Anexo 2) se consolidan los resultados de estas pruebas.

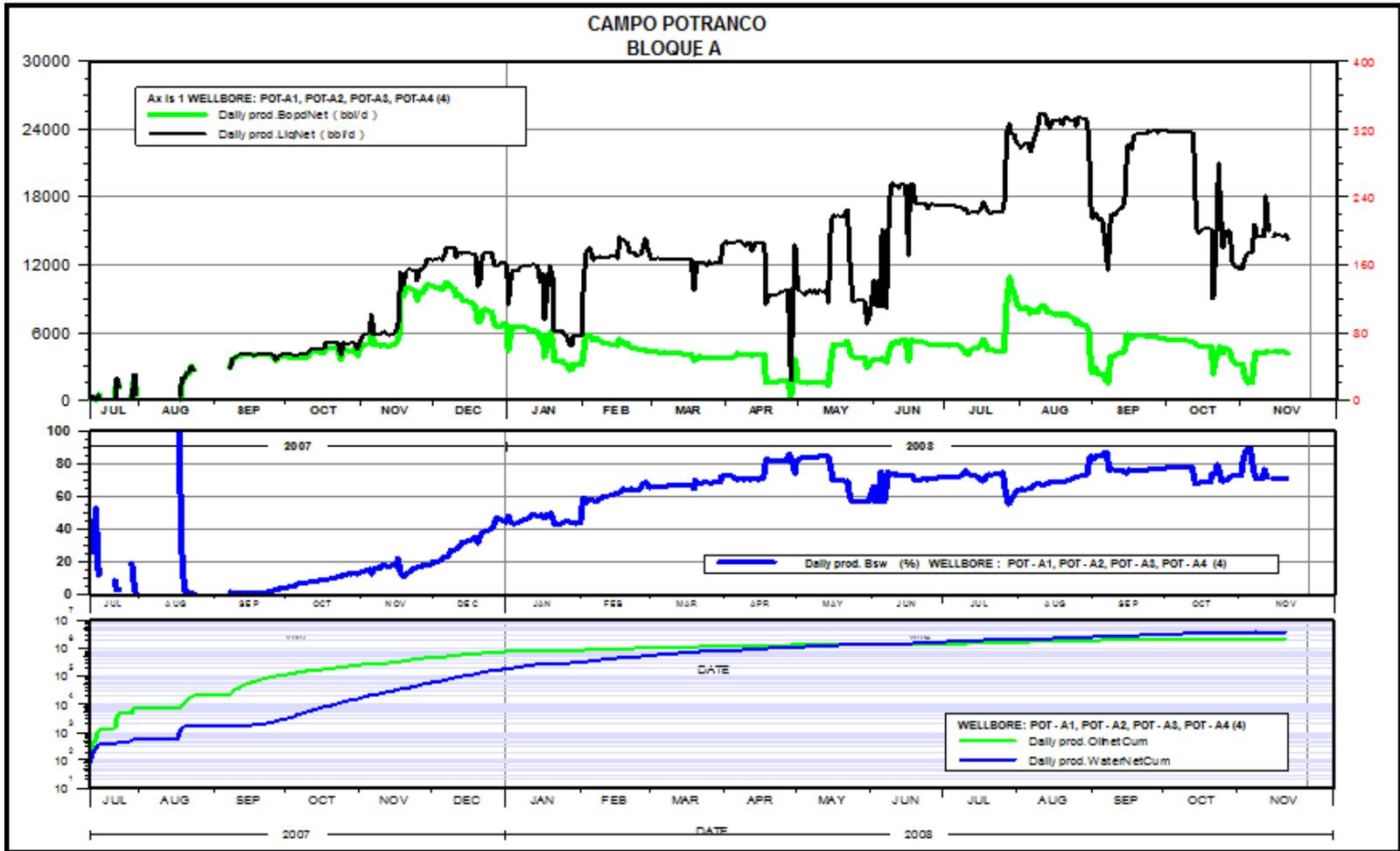
De acuerdo a estos resultados se decidió evaluar nuevamente el intervalo 12449'-61' de la formación Arenas Inferiores-1 por haber mostrado hidrocarburos durante la Prueba #3. Este pozo produjo en bombeo hidráulico hasta el 13 de Mayo de 2008, finalizando con una tasa de aproximadamente 1670 BFPD con un BSW de 94.5%.

La producción del bloque "C" inicio en Agosto de 2008 cuando entro a producción en desarrollo de pruebas extensas el pozo Potranco C1 el cual fue completado en la formación Arenas Inferiores y en Octubre de 2008 entro a producción el pozo Potranco C3 completado en la formación Lupe.

La producción estimada a Octubre de 2008 es de 12.144 STB/D de Petróleo, un corte de agua de 56% y una producción de gas de 1156 MSCF/D. Los acumulados de producción son de 2,63 MMSTB de aceite, 3,56 MMSTB de agua y 179 MMSCF de gas para todo el campo.

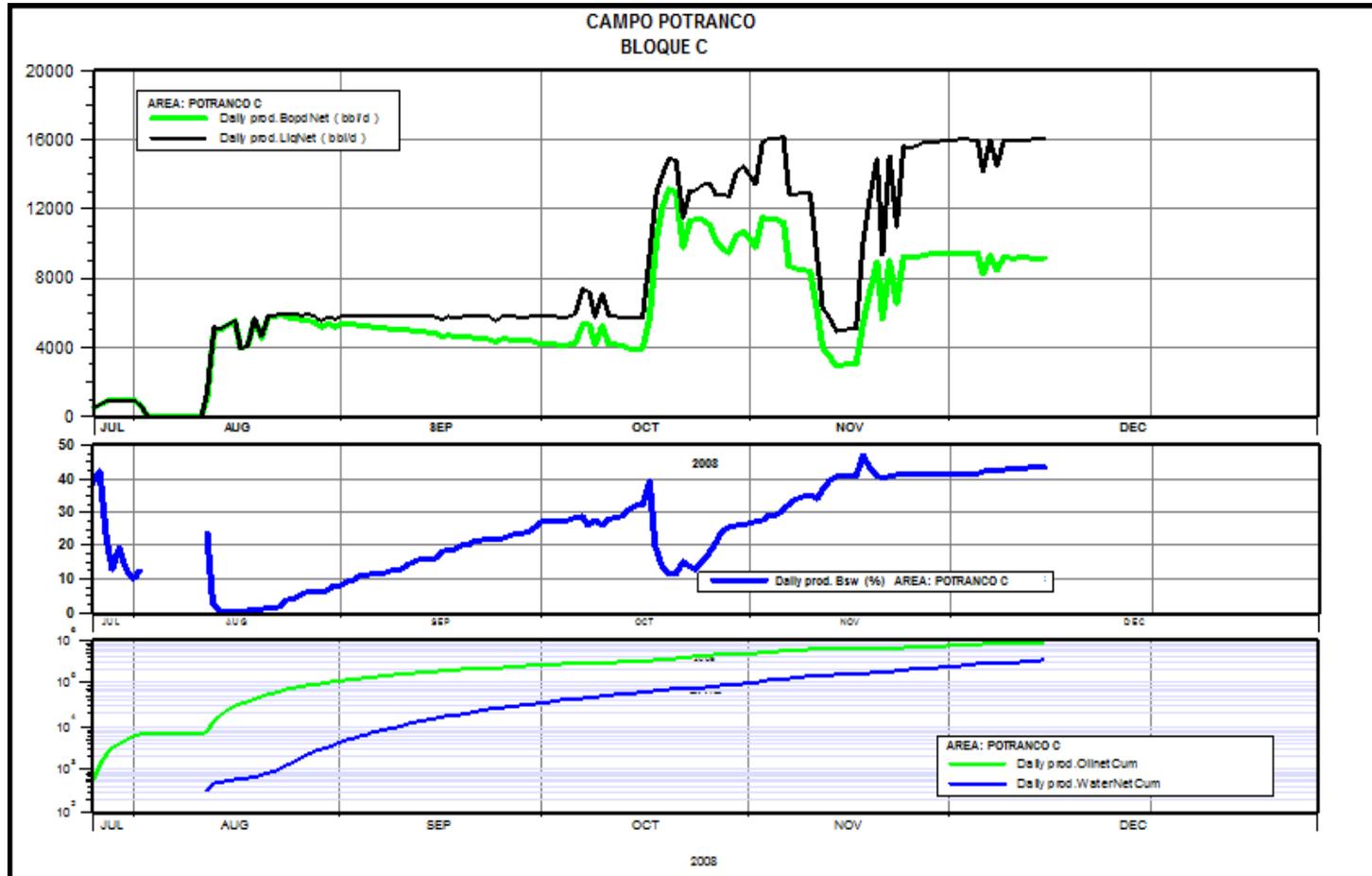
En las Tablas 6 y 7 "Producción acumulada de fluidos y gas del campo Potranco. Bloque A y C" (Ver Anexo 2) se consolidan la producción acumulada del campo por bloques y en la Graficas 1 y 2. Se muestra el comportamiento de producción de los campos respectivamente.

Grafica 1. Historia de Producción – Campo Potranco Bloque “A”



Fuente: Petrominerales

Grafica 2. Historia de Producción – Campo Potranco Bloque “C”



Fuente: Petrominerales

2.11 Producción actual Campo Potranco

A la fecha del 11 de Agosto de 2012 se presenta una producción de Agua por pozo especificado de la siguiente manera.

Tabla 8. Producción Actual de Agua Campo Potranco

Potranco		
Potranco A-2ST	10.765	Bbls
Potranco BOA-1	10.938	Bbls
Potranco BOA-2 ^a	14353	Bbls
Potranco C-1	8.944	Bbls
Potranco C-2	10.613	Bbls
Potranco C-3	16.275	Bbls
Potranco D-2ST	10879	Bbls
Potranco D-3	9828	Bbls
Potranco E-1ST	11.083	Bbls
Potranco 1	5.726	Bbls
Potranco 2-ST	6.433	Bbls
Chilaco	14563	Bbls
Guala 1-ST	4.600	Bbls
Total	135000	Bbls

Fuente: Petrominerales

2.12 Análisis de la alta producción de agua.

La producción de agua del campo Potranco, se considera bastante alta, proviene de uno ó más acuíferos subyacentes.

Causas generales de la producción de agua

- Problemas mecánicos. Pobre integridad mecánica del revestimiento, canales detrás del casing conectando zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos como resultado de una pobre cementación.
- Problemas relacionados con las características del yacimiento. Canalización, Conificación, Yacimiento depletado, segregación gravitacional.

3. EVALUACIÓN TÉCNICA PARA LA DISPOSICIÓN DEL AGUA DE VERTIMIENTO MEDIANTE INYECCIÓN EN EL CAMPO POTRANCO

3.1 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA.

El agua producida en su fase inicial hasta 140.000 bwpd y expandible hasta 300.000 bwpd será dispuesta de diferentes formas a saber:

Envío a planta externa y/o a pozo inyector en otro Campo.

Finalmente Inyección de Agua a pozos dispuestos para tal fin, contando con siete pozos inyectores.

Para este caso como plan de inyección se tienen los siguientes equipos y filosofía:

El agua producida llega a un tanque llamado Skimming Tank (TK-105) de 5.000 Bls y de allí se retira parte de la nata de aceite que pueda contener de tal manera que se garantice que el agua pase hasta con 150 partes por millón (p.p.m.) de aceite y 171 p.p.m. de sólidos (dato obtenido de campo – Salida de Gun Barrel), a las siguientes fases del tratamiento de agua.

El paso siguiente es el paso de esta misma por una Unidad de Flotación (UF-101A) en donde se debe retirar una cantidad apreciable de aceite y sólidos, de tal manera que el agua salga de allí con un máximo de 50 p.p.m. de aceite a la fase de filtración.

El agua en estas condiciones llega a un filtro de lecho vegetal (cascarilla de nuez) el cual debe estar en condiciones de tratar 50.000 BPD de agua y retener todos los sólidos y la mayor cantidad de los mismos de tal manera que a la salida de esta agua se tenga una concentración no mayor de 5 p.p.m. de aceite y no más de 3 p.p.m. de sólidos, lo que garantiza una agua en buenas condiciones para inyectar a la formación.

El agua baja de aceites y de grasa, se almacena temporalmente en un tanque de 1200 Bls (TK-107), de donde se toma el agua para ser inyectada mediante bombas Booster (P-108 A/B) y después bombas de desplazamiento positivo con capacidad de inyectar 1750 GPM de agua hasta 1500 Psig.

Los movimientos del agua entre equipos se hacen con bombas centrifugas y los sólidos con bombas de desplazamiento positivo. Adicionalmente se ha previsto la instalación de un tanque tipo decantador que recibe el agua de retrolavado de los filtros, calculado para manejo de un volumen de agua de 50.000 BWPD durante máximo 15 minutos.

Los sólidos generados por efecto de tratamiento de los mismos y encapsulados mediante la adición de productos químicos se concentran en un equipo denominado Concentrador de Sólidos (ATE-101) desde donde se mueven con bombas apropiadas a sitios de disposición final de los mismos denominados “Lechos de secado”, momento en el cual se disponen para otros usos.

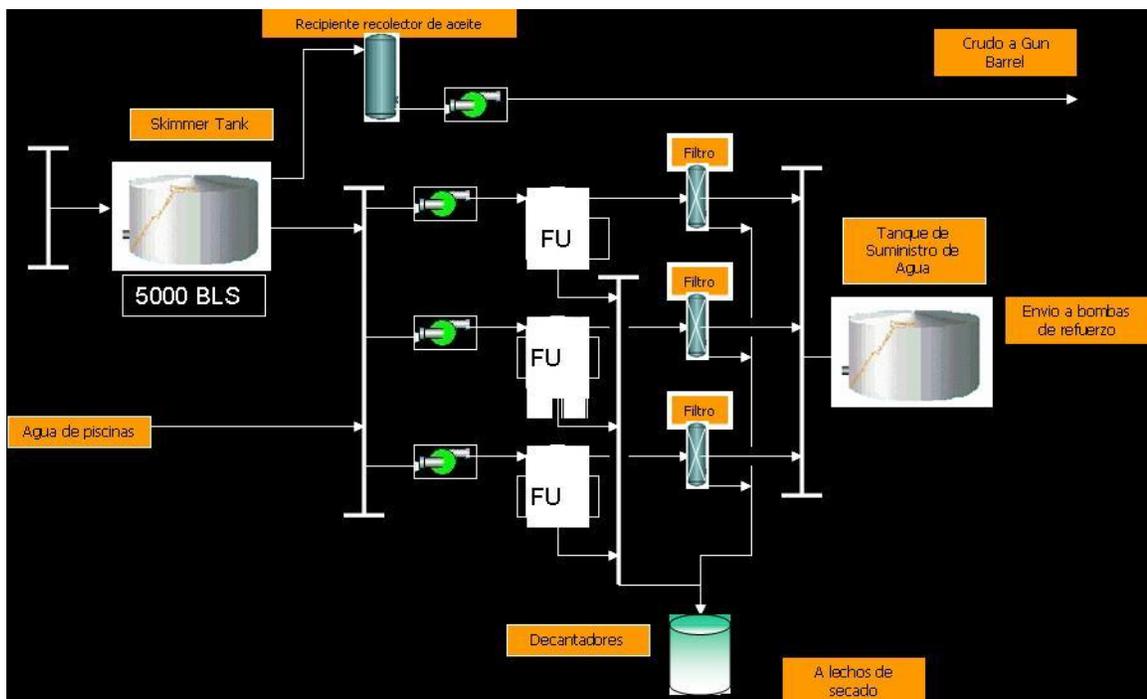
El agua sobrenadante en estos lechos se envía a un foso de agua de donde se toma con las bombas verticales P-107 A/B y se dispone de la misma en vertimiento o en uso de agua industrial.

El esquema final de inyección estaría dado con los siguientes equipos:

- Desnatador “Skimming Tank” para 140 kbwpd.
- (4) Filtros de 50 kbwpd de capacidad cada uno.
- (4) Unidades de Flotación de 50 kbwpd cada una.
- (4) Bombas de Inyección para 25 kbwpd cada una y 3000 psi.
- Equipos auxiliares como lechos de secado, decantadores, bombas de transferencia y colectores para inyección independiente por pozo.
- Sistema de Instrumentación y Control tipo electrónica y supervisorio.

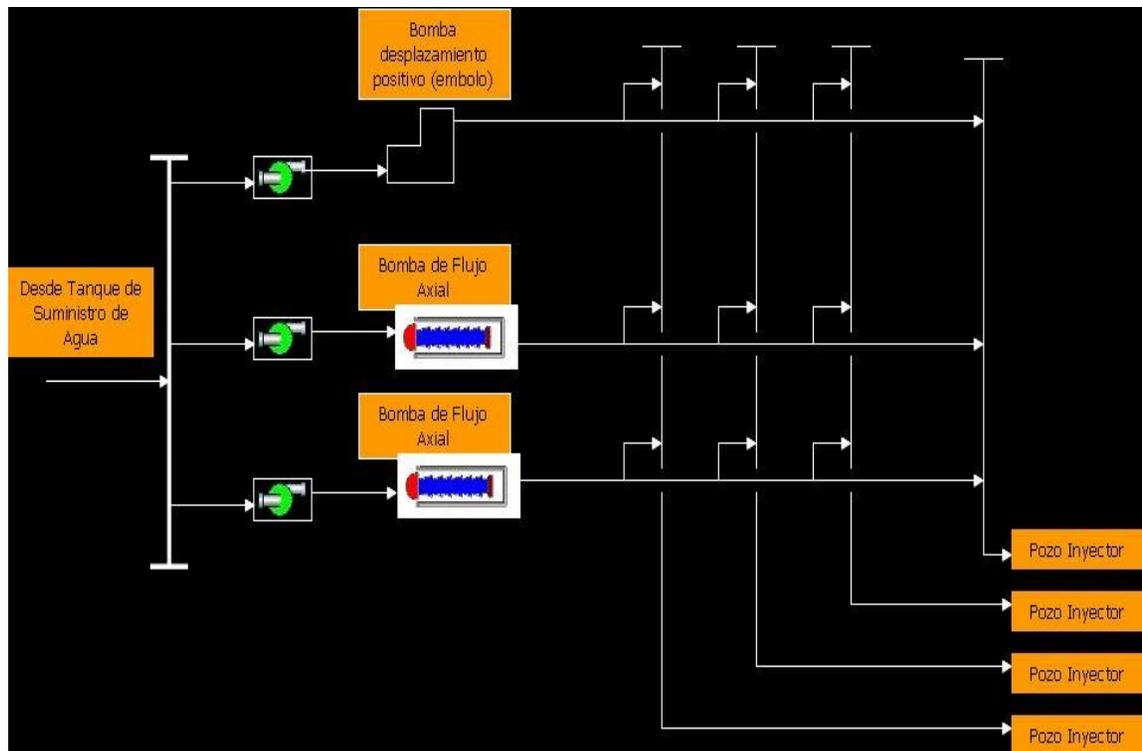
A continuación en la Figura 8 y 9 se relaciona el esquema de tratamiento de aguas para el Campo Potranco.

Figura 8. Esquema de Tratamiento de Aguas desde Skimmer Tank y Piscinas hasta Tanque de suministro de Agua.



Fuente: Petrominerales

Figura 9. Esquema De Tratamiento de Aguas desde Tanque de suministro de Agua hasta Pozo Inyector.



Fuente: Petrominerales

3.2 Características de los fluidos

Las características relevantes del agua a la salida de los tanques “Gun Barrel” que se va a tratar en la planta son las siguientes:

Contenido de aceite:	2000-5000	ppm
Contenido de sólidos suspendidos:	1000-3000	ppm
Presión:	20-40	Psig
Temperatura:	160-190	°F

3.3 CALIDAD DEL AGUA

Para cada etapa del proceso de tratamiento del agua se estiman la cantidad de sólidos suspendidos y de aceite presentes en la corriente, de acuerdo con las siguientes consideraciones:

- Ensayos realizados para el porcentaje en volumen de cantidad de agua y de sedimentos para el crudo deshidratado. (ver documento 1202RO100005_1-INGENIERIA BASICA ÁREA DE PROCESO-REPORTE DE PROYECTO).
- Datos estimados de acuerdo con el diseño y capacidad de los equipos en la ingeniería básica del proyecto. (ver documento 1202RO100005_1-INGENIERIA BASICA ÁREA DE PROCESO-REPORTE DE PROYECTO).
- Balance de materiales sobre los efluentes de cada equipo.

A continuación se presenta en la tabla 9 la cantidad de “sólidos suspendidos y de aceite” estimadas para cada parte del proceso:

Tabla 9. Solidos Suspendidos y de Aceite

ETAPA / EQUIPO	SÓLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES	ACEITE REMANENTE
Salida Separadores producción	7844 ppm*	5600 ppm*
Salida “Gun Barrels”	1710-3000 ppm	2000-5000 ppm
Salida tanques desatadores	50-100 ppm	50-100ppm
Salida filtros	<5 ppm	<5 ppm

Fuente: Petrominerales

**Nota: Los valores son representativos para la operación general de la planta con las condiciones de ensayo, sin embargo pueden variar con la evolución del pozo de producción. Los rendimientos de las separaciones dependen de la distribución de tamaño de las gotas de aceite y de las partículas de sólido.*

3.4 Problemática

El tratamiento y disposición de grandes cantidades de agua producidos en la explotación petrolera se ha convertido en un problema que cada día toma más importancia. Debido a las exigencias ambientales y para dar cumplimiento a legislación ambiental se hace necesario realizar tratamientos costosos que garanticen las condiciones requeridas para la disposición final de esta en los cuerpos de agua.

Una alternativa que busca solucionar este problema es la inyección del agua producida en las formaciones limpias, pero en ocasiones se presentan problemas de inyektividad debido a daños en la formación que no permiten que esta reciba volúmenes significativos de agua, estos problemas pueden estar asociados a la

migración de finos, incompatibilidad de los fluidos con las formaciones, taponamientos por tamaño de partículas entre otros.

Desde el 2008 en el campo Potranco se ha venido implementando la inyección disposal de agua a raíz de las altas tasas de producción de la misma. Así pues, teniendo en cuenta la geología del campo se han observado y analizado tres potenciales formaciones para la inyección de agua:

- (1) Granadilla con una profundidad aproximada 5,000-6000 pies,
- (2) Carbon a alrededor de 9.000 pies,
- (3) Observador-Lupe-Arenas Inferiores, en torno a los 11.000 pies.

El primer pozo dedicado a la inyección fue A-SWD1 el cual es puesto en marcha el 14 de Marzo de 2009, seguido por corcel C-SWD1 (2 de Agosto de 2009) , y corcel B-SWD1 (12 de Diciembre de 2010).

De las diferentes formaciones, Granadilla se encuentra en la zona de más alto índice de aceptación de fluidos; de hecho, los pozos inyectoros A-SWD1, C-SWD1, y B-SWD1 se han perforado como objetivo la formación Granadilla con índices de inyectividad entre 12.000 - 25.000 BWPD a 1100 - 2200 psi. Este último pozo B-SWD1 ha tenido el mejor rendimiento con una tasa de inyectividad de 28-40 BLS/psi. Dichos pozos después de un periodo de tiempo en funcionamiento presentan problemas de afloramiento o retorno del agua a superficie, como lo es el caso de A-SWD1 que tan solo 10 meses después de iniciar las pruebas de inyección fue suspendido por retorno de agua a superficie a 500 metros de la cabeza del pozo. Este hecho es característico en las formaciones someras presentes en Campo Potranco.

Por otra parte, está la inyección de agua en formaciones Observador-Lupe-Arenas Inferiores, zonas donde se han identificado problemas serios asociados principalmente a migración de finos, ocasionando arenamiento excesivo que repercute en caídas abruptas en la inyección de aguas disposales.

La preocupación por las fuentes de agua potable ha enfocado la atención pública sobre la forma en que compañías productoras eliminan al agua salada. Ahora, las evaluaciones económicas deben considerar el costo de eliminación de agua como un costo básico de producción que no se puede dejar a la libre discreción.

Métodos de disposición

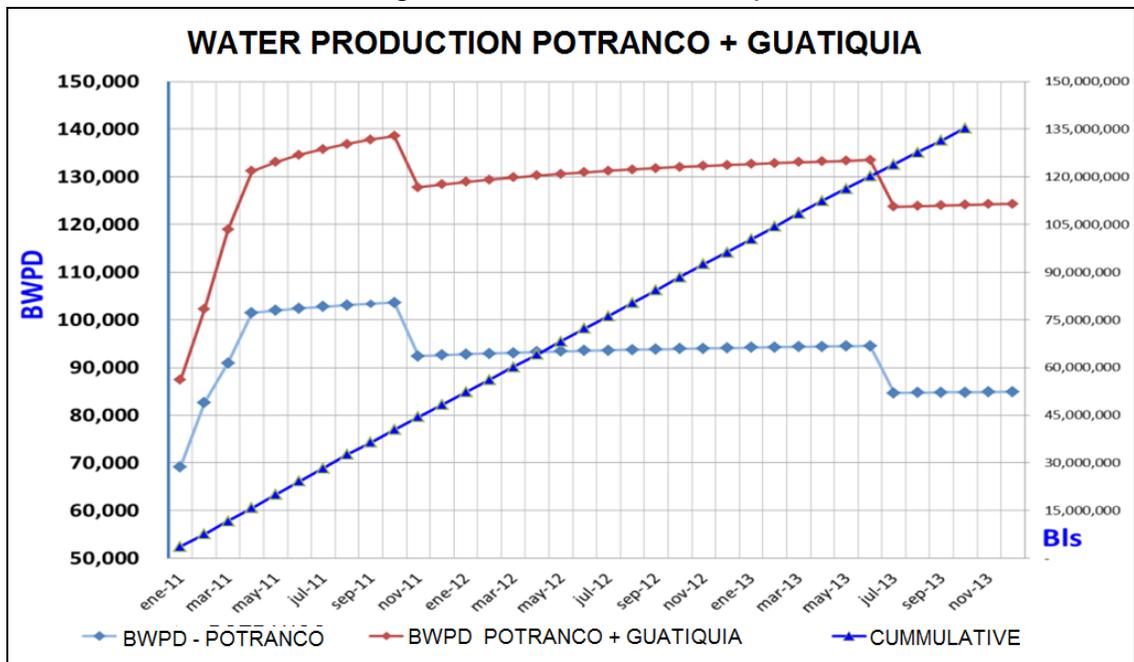
En reuniones de la compañía Petrominerales con el ministerio del Medio Ambiente, se ha establecido el plazo para mitigar el daño ocasionado por la disposición de las aguas disposales en el río Upía, El objetivo del programa como uno de los compromisos por parte de Petrominerales con la sociedad es mitigar el riesgo ocasionado por el vertimiento de aguas asociadas a la producción, al río

Upía; ya que su salinidad, temperatura, concentraciones de de sólidos etc., puede afectar seriamente el ecosistema que involucra esta vertiente hídrica de la región.

Agua de Producción Potranco Guatiquía (Sept-2011)

- Agua de Producción = 115000 bbls
- Agua de Inyección = 25000 bbls
- Agua Disposal (río + Aspersión) = 90000 bbls
- Pronóstico = 140000 bbls aprox.

Grafica 3. Producción de Agua de Potranco Y Guatiquia



Fuente: Javier Paez. "Proyecto Inyección de Agua Campo Potranco".

Histórico Inyección Fondo de Pozo

Tabla 10. Histórico de Inyección en Cada Pozo

POZO	FORMACION	ACUMULADO MBBLS	RATA DE INYECCION ESTIMADA BWPD	SITUACION ACTUAL
POTRANCO-A SWD1	GRANADILLA	6.3	12.000-22.000	Cerrado
POTRANCO-C SWD1	GRANADILLA	2	10.000-14.000	Cerrado
POTRANCO-F	GRANADILLA	0.2	17.000	Cerrado
POTRANCO- BSWD1	GRANADILLA	5.5	12.000-32.000	Inyectando
POTRANCO-A3	CARBON	0	XXXXX	XXXXXX

Total

14

Para el caso particular de los pozos en los que se inyecta en la formación Granadilla como es el pozo BSWD-1 que se inyectan entre 11000 y 33000 BWPD. La caída en la inyección ha sido asociada a problemas de arenamiento por el cierre de las bombas y el incremento en la rata de inyección se ha visto influenciado por los servicios de limpieza de arenamiento en el pozo. En la “Figura 10. Servicio Limpieza Pozo Formación Granadilla” (Anexo 1), se puede ver la cantidad de arena removida después de un servicio de limpieza.

En la Gráfica 4. “Comportamiento De La Inyección Del Pozo BSWD1” donde se compara la tasa de inyección de agua diaria (BWPD) Vs. Presión en la cabeza de pozo (psi).

Grafica 4. Comportamiento de la Inyección del Pozo BSWD1



Fuente: Petrominerales.

Inyección de agua Potranco

A continuación se presentan las propiedades promedio de las formaciones en las cuales se ha realizado las pruebas de inyectividad y que son formaciones aptas para realizar la inyección de agua de producción en el área Potranco.

Presiones

Tabla 11. Promedio de las Presiones de Yacimiento:

FORMACIÓN	DATUM	PR INICIAL (PSIA)	PR ACTUAL (PSIA)
GRANADILLA	-4750	2445	2445
CARBON	-9250	4478	4478
OBSERVADOR - LUPE	-11000	4848	4826

Fuente: Petrominerales.

Las presiones de actuales de Carbon y Granadilla son las originales ya que en esta área no se produce de estas formaciones. Las formaciones Observador y Lupe tienen una leve disminución de presión en las zonas productoras y se espera que en las áreas alejadas de los pozos productores estas unidades tengan una presión similar a la original.

Propiedades petrofísicas

Tabla 12. Propiedades Petrofísicas de cada Formación

FORMACIÓN	POROSIDAD [%]	PERMEABILIDAD PROM [MD]	FUENTE (PERMEABILIDAD)
GRANADILLA	25	74	Permeabilidad, calculada con el Índice de Inyectividad
CARBON	18	22	Permeabilidad, calculada con el Índice de Inyectividad
OBSERVADOR	16	465	Análisis PBU_Cor01
LUPE	13	95	Análisis PBU_Cor01

Fuente: Petrominerales.

Los datos de porosidad son estimados a partir de los registros eléctricos corridos en los pozos del área.

Formación Granadilla

Una vez finalizadas las pruebas de inyectividad en la formación Carbon se procedió a aislarla temporalmente y completar el pozo a nivel de la formación Granadilla en los intervalos comprendidos desde 4485' hasta 6239'. A continuación se detallan las pruebas realizadas en esta formación durante el periodo del 29 al 30 de agosto 2008.

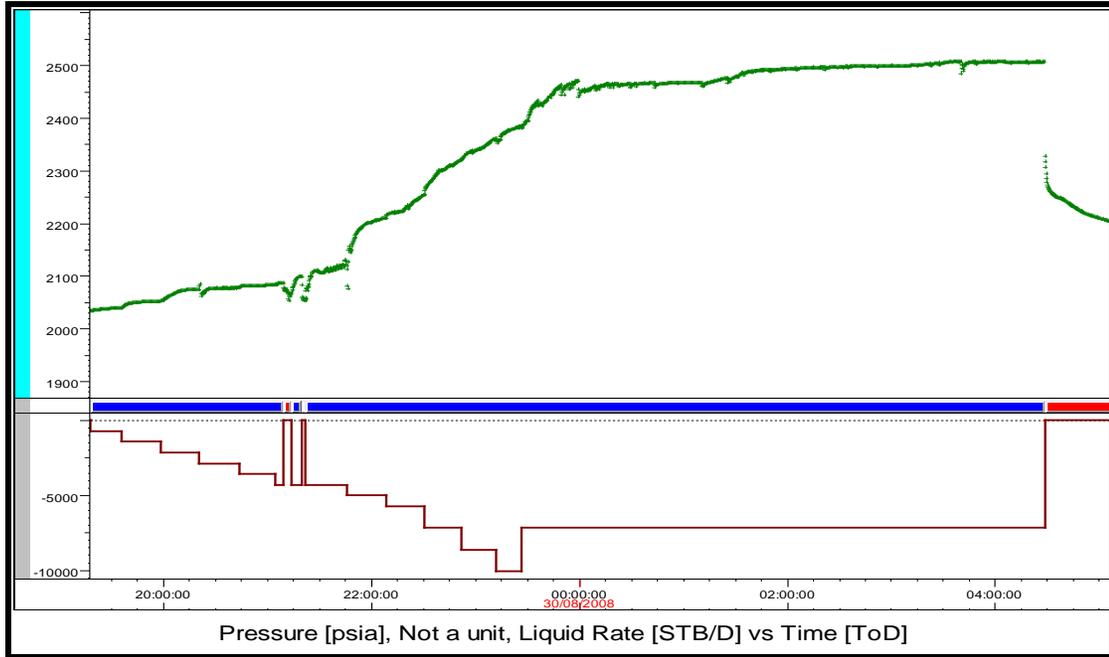
Durante esta prueba se registró la presión de yacimiento, estableciéndose una presión de yacimiento de 2445 psia a una profundidad de 4750 ft.

- **Prueba # 1. Granadilla**

Esta prueba se llevó a cabo entre el 29 y el 30 de agosto de 2008 iniciando con una prueba multitasa y finalizando con una prueba de 5 horas a una tasa de 5 bpm. En la Grafica 5. "Prueba # 1. Presión De Fondo @ 2040' Vs Caudal Inyección" se muestra el comportamiento de la presión de fondo respecto al caudal de inyección.

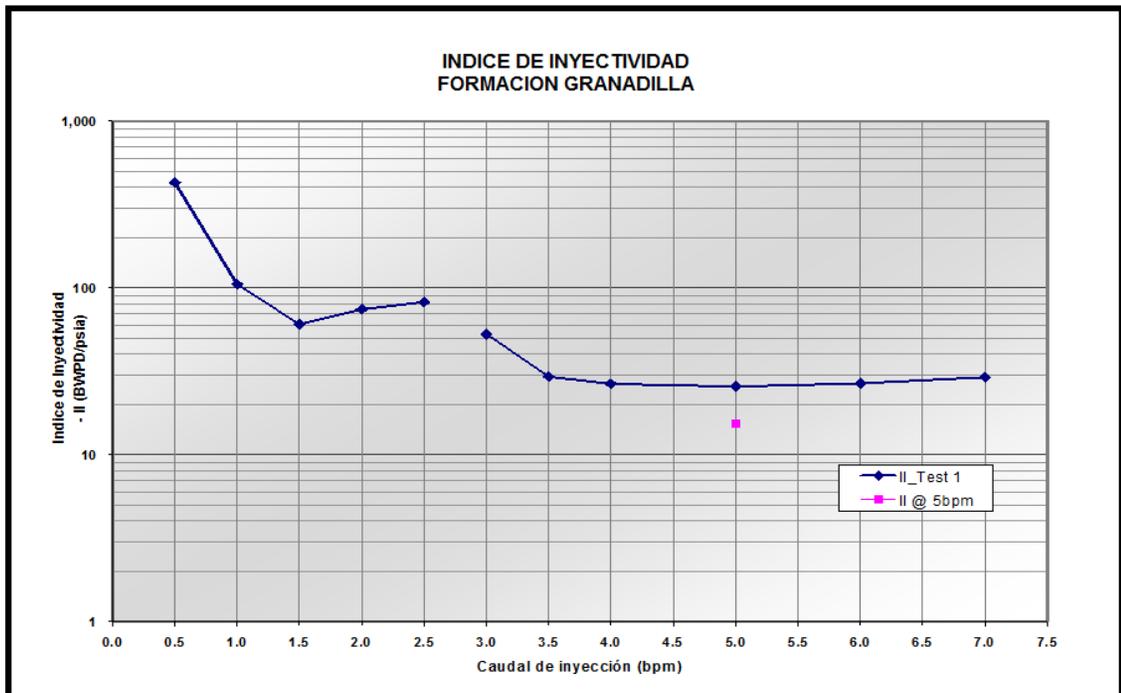
Con base en la presión de yacimiento, las presiones de inyección en fondo y los caudales de inyección se realizó el cálculo de los Índices de Inyectividad de la formación los cuales se muestran en la Grafica 6. Se observó que el índice de Inyectividad durante la prueba multirata estabilizó en el orden de 27 BWPD/psia y de 15 BWPD/psia para la prueba a 5 bpm. La máxima presión de inyección en cabeza alcanzada fue de 1300 psia.

Grafica 5. Prueba # 1. Presión de Fondo @ 2040' Vs Caudal Inyección



Fuente: Petrominerales.

Gráfica 6. Índice De Inyectividad Vs Caudal De Inyección. Formación Granadilla



Fuente: Petrominerales.

Al igual que en la prueba realizada a nivel de la formación Carbon, en esta prueba realizada a nivel de la formación Granadilla no fue posible realizar el análisis del SRT dado el comportamiento irregular de las presiones.

Formación Granadilla

La formación Granadilla, presenta problemas de mala cementación, afloramiento a superficie y arenamiento severo, lo cual ha repercutido en la baja y en ocasiones interrupción de inyección de aguas dispoales. Así pues, es necesario identificar la granulometría de la formación Granadilla; por esta razón se debe identificar el tipo de malla óptimo para la retención en el tamizado de las partículas determinando el diámetro de la malla y la clasificación de la arena.

Uno de los métodos a utilizar para controlar los problemas de arenamiento presentados en los pozos es la técnica de mallas en el fondo de pozo, que consiste en colocar una barrera física frente a la formación de producción, lo cual se hace mediante un filtro que puede ser metálico (camisas ranuradas o rejillas) con o sin grava (empaques). La figura 11 "MeshRite Screen" muestra el ejemplo de mallas utilizadas por Schlumberger.

Diámetro de la malla

La identificación de las zonas con problema de arenamiento es la clave para un buen desarrollo de la selección apropiada de malla.

Una consideración clave es la necesidad de tener en cuenta la movilidad de las partículas de finos. Cuando las partículas de finos están presentes, la cantidad de los finos disponibles para moverse y formar un sello es crítico.

Clasificación de la arena

La "D" designaciones en la tabla corresponden a las distribuciones de tamaño de tamiz (% acumulado). La relación de D40/D90, por ejemplo, es la abertura del tamiz (en pulgadas, milímetros o micras) por encima del cual se retiene el 40% de la arena, dividida por la abertura del tamiz (misma medición) por encima del cual se retiene el 90% de la arena.

Un ejemplo de un tamaño moderado, la formación bien ordenada produce un D40 de 0,0098 "(60 mallas), dividido por una D90 de 0,0035" (170 mallas) para dar un D40/D90 de 2,8. Un ejemplo más mal clasificado sería una D40 de 0,017 "(40 mallas) poner fin a una D90 de 0,0017" (malla 325), que produce una D40/D90 de 10.

Dos formaciones pueden tener clasificaciones similares, pero muy diferente tamaño. Una formación con una D40/D90 de 0,02"/0,0049="5, tiene

aproximadamente la misma clasificación como una formación con una D40/D90 de 0,0049"/0,001"=5, pero el % D50 de la primera formación es de aproximadamente 0,017 "(40 mallas) y el % D50 de la segunda formación es de aproximadamente 0,0041" (140 mallas).

Cuanto menor sea la relación, la permeabilidad más se conserva. Por ejemplo, la grava se dimensiona en rangos estrechos, como 12/20 de malla, con una D40/D90 de 0,056" / 0,039 = 1,4; 20/40 malla, donde la relación es de aproximadamente 0.028/0.019 D40/D90 = 1,5; o 40 / 60 mallas, con una D40/D90 de 0.014/0.00.01 1 = 1,3. El tamaño y la permeabilidad de estas gravas variar ampliamente, pero se conserva la permeabilidad con los tamaños de poro consistentes donde enchufar libera están ausentes (de ahí las proporciones de clasificación de bajo).

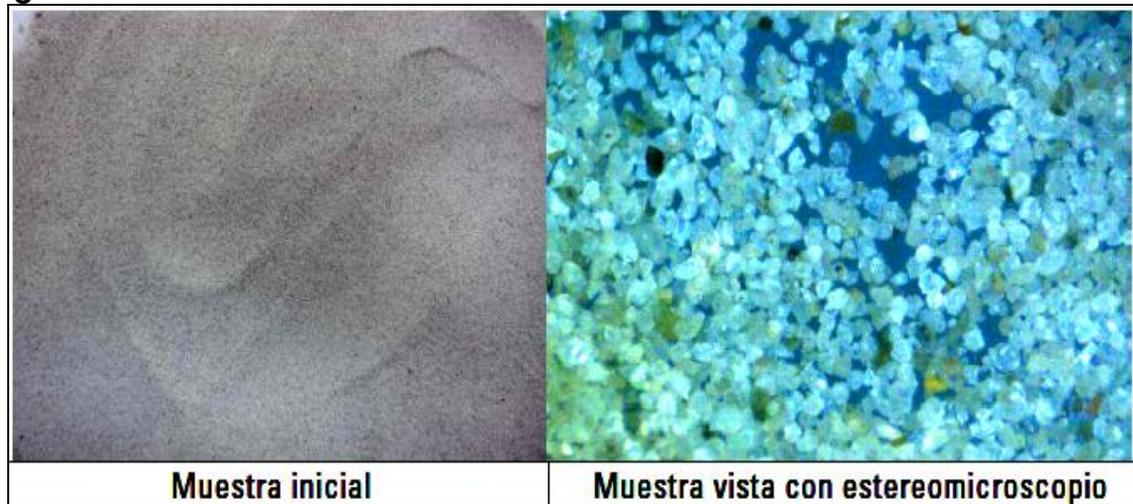
Granulometría

En el reporte realizado por Schlumberger se registran los resultados de la granulometría de una muestra identificada como: *Arena de formación Granadilla*. Para tal fin se realizaron las pruebas siguiendo los estándares definidos por la norma API RP 56.

A la muestra recibida se le realizó la prueba de distribución de partícula, siguiendo los procedimientos establecidos en las normas API RP 56 y 60.

Muestra recibida:

Figura 12. Arena De Formación Granadilla



Fuente: Petrominerales

Distribución de partícula

El tamizado fue realizado utilizando todas las mallas necesarias para saber en qué rango se encontraba el tamaño de las partículas. En la Tabla 13. Se encuentra la distribución de la partícula y se representa en la gráfica 7 y 8, en la Tabla 14 se presenta el coeficiente de Sorteado y el coeficiente de Uniformidad en la distribución de la arena analizada.

A partir de este estudio se puede determinar que la arena de la formación Granadilla presenta mayor retención en el intervalo de mayas 100/200 (95.32%).

Como parte del necesario manejo de aguas que realiza Petrominerales, y evitar el Back Flow generado por parar el bombeo a los pozos se propone realizar el completamiento del pozo inyector como SAS (Stand Alone Screen) con mallas tipo MeshRite 7" para el control de arena.

Tabla 13. Distribución de Partícula

MALLA	MASA INICIAL MALLA (G)	MASA FINAL MALLA (G)	% RETENIDO
40	116.78	116.78	0
45	80.52	80.56	0.08
50	81.12	81.14	0.04
70	79.65	79.8	0.3
100	110.35	115.42	10.14
140	75.79	112.56	73.18
200	80.61	86.61	12
Fondo	78.63	80.76	4.26
Total			100

Fuente: Pruebas granulometría Potranco cswd1 arena de formación Granadilla. SLB

Tabla 14. Tamaño y Distribución de la Arena

PARÁMETRO	RANGO	ARENA DE FORMACIÓN GRANADILLA	
		MICRONES	PULGADAS (IN)
D50	0 - 75 μ Muy fino 75 - 150 μ Fino	121 μ	0.0048
Coefficiente de uniformidad D40/D90	0-3 Uniforme 3-5 No uniforme 5-100 Pobremente uniforme	1.3	0.0050/0.0038
Coefficiente de sorteado D1/D95	0-10 Bien sorteado 10-20 Sorteado 20-100 Pobremente sorteado	2.3	0.0070/0.0030
% Retenido en fondo		4.26	
Mallas de retencion > 90 %		100/200 (95.32 %)	

Fuente: Pruebas granulometría Potranco cswd1 arena de formación Granadilla. SLB

PROPUESTA 1.

La propuesta esta basada en la evaluación técnica económica para el pozo inyector debido a que se propone la corrida de las MeshRite Screen con el casing y la valvula DV tool para su cementación. De esta forma se completaría el pozo Open Hole con mallas Premium Tipo Meshrite Standard Compress de forma de aumentar el área de flujo.

PROPUESTA 2.

El objetivo de esta propuesta es el de realizar el control de arena del pozo inyector, mediante el Completamiento Stand Alone Screen en Hueco entubado, específicamente en la arena Granadilla, de modo de prevenir el arenamiento por Back Flow en el momento de parar la inyección. Para esto se utilizará una mallas Premium del tipo MeshRite High Compress.

El Equipo de Superficie del taladro deberá presentar una buena prueba de presión del sistema dado por las especificaciones API antes de empezar las operaciones y debería ser capaz de aislar cualquier problema en las pruebas de anular y tubing.

CARACTERISTICAS:

Posee mayor área de flujo, alta porosidad (volumen de poros 92%) y máxima permeabilidad (>400 Darcy en condiciones iniciales). Esto conlleva a maximizar la capacidad de caudal y aumentar la resistencia al taponamiento.

Retiene las partículas de Arena efectivamente sin causar daño adicional debido a que se minimiza la caída de presión a lo largo de la completación. La amplia distribución del espacio poroso (15-650 micrones) es mayor que cualquier distribución de tamaños de las partículas.

Las principales aplicaciones desarrolladas son las siguientes:

- Utilizado en Hueco Abierto (Stand Alone) en pozos verticales, desviados y horizontales. También se ha utilizado como un complemento de un empaque de grava para garantizar la mayor retención de la más amplia distribución del tamaño de partículas.
- Utilizado en Hueco Revestido (Reacondicionamiento).
- Pozos horizontales Radio Corto.
- Yacimientos con múltiple tamaños de partículas de arena.
- Pozos térmicos para inyección de agua y vapor.
- Para proteger y extender la vida útil de las bombas ESP y PCP y filtros superficiales.

Tipos y criterios de selección del Meshrite

Existen tres (3) tipos de MeshRite:

- SC (Standard Compression). Se recomienda para arenas con un D50 > 140 micrones debido a que el espesor del elemento filtrante es de 3/16" y los espacios porales se distribuyen de forma apropiada para retener un tamaño promedio (D50) mayor de 140 micrones.
- HC (High Compression). Se recomienda para arenas con un D50 (80 – 100) micrones ya que el elemento filtrante es comprimido hasta 1/8" reduciendo los espacios porales y permitiendo retener tamaños de partículas promedio (D50) entre 80 – 100 micrones.
- XT (Extra Thick). Recomendable cuando se requiere altas resistencias al taponamiento.

Los criterios que se deben cumplir para la selección y/o recomendación son los siguientes:

- D50 > 140 micrones para (SC) y D50 entre 80 – 100 micrones (HC)
- CU (Uniformity Coefficient) = $D_{40} / D_{90} < 5$

- SU (Sorting Coefficient) = $D_{10} / D_{95} < 10$
- % Finos (< 44 micrones) < 5%

Ventajas

- Las completaciones con MeshRite se pueden correr en situaciones de pérdida de circulación, ahorrando tiempo de los equipos de perforación y excesivos costos de los fluidos.
- Las completaciones se pueden lograr en condiciones críticas de hueco, y en recompletaciones con secciones llenas de arena donde fallo el tratamiento inicial de arena. Las sartas son más resistentes por sus materiales (camisa protectora) y por ello pueden ser trabajadas y reciprocadas.
- MeshRite se instala rápidamente, ahorrando tiempo de operación. Se maneja en superficie como el mismo revestidor, no requiere de equipos especiales en manejo de tubulares.
- La alta porosidad del MeshRite permite un mayor volumen sin ocasionar caídas de presión por la velocidad de fluidos de caudal.
- Probada en aplicaciones de hueco abierto, donde si el empaque no es del 100%, aún existe un efectivo control de arena.
- Puede recurrirse a completación Stand alone si se encuentran problemas con el hueco.
- Efectiva con cualquier tamaño de grava, solo se requiere tener un tipo de rejilla en inventario.
- Es más resistente, por lo que puede colocarse en hueco abierto en condiciones críticas, sin operaciones de acondicionamiento.
- La rejilla estabiliza las partículas de arena en vez de seleccionar ciertas medidas de estas.
- La rejilla puede ser corrida en Lodo de Perforación sin problemas de taponamiento.

Para los problemas de afloramiento en superficie se ha identificado que se debe a la mala cementación, ocasionando canalización e irrupción. Para esto, se debe realizar un seguimiento por medio de registros que muestren el estado de la cementación en estas zonas acompañado por un análisis riguroso de las zonas a cañonear para su posterior inyección.

Formación Lupe, Arenas Inferiores y U-Observador

Estas formaciones son características por presentar migración de finos, taponamiento y posterior daño en la formación al inyectar.

Para la selección del tratamiento y de los fluidos a utilizar fue necesario realizar una caracterización de los mecanismos de daño del pozo. Mediante la revisión de los antecedentes del pozo y la información suministrada por el personal de Ingeniería de Petrominerales se observa que el pozo posiblemente podría presentar daño por:

- Precipitación de incrustaciones inorgánicas (por ejemplo carbonato de calcio) por características físico-químicas del agua de inyección.
- Injection Carryover – Sólidos, emulsiones y residuos de crudo en el agua de inyección pueden causar el taponamiento de las perforaciones o de las gargantas porales en la región cercana al pozo. Agua de inyección no tratada o pobremente tratada es probable de contener contaminantes. Un tratamiento adecuado del agua de inyección se requiere, especialmente si el agua producida es reinyectada.

En este tipo de formaciones se presenta un problema particular que ha restringido la inyección de aguas dispoales en las mismas, se han planteado hipótesis acerca de su principal problema entre las que se encuentra, migración de finos, taponamiento y daño de formación.

A través del trabajo realizado por la Universidad Nacional de Colombia denominado “*CARACTERIZACION DE DAÑO EN LAS FORMACIONES LUPE, LOWERSAND Y U-OBSERVADOR DEL CAMPO POTRANCO*” se realiza la caracterización del daño de formación para tres formaciones con características distintas de las cuales se tiene una hipótesis de daño por migración de finos lo que ocasiona problemas de inyectividad impidiendo que a través de los pozos inyectoros se disponga del agua producida nuevamente en estas formaciones. Para comprobar dicha hipótesis se realizan pruebas en tres etapas: la primera de ellas busca determinar la tasa crítica en núcleos de las tres formaciones, a saber: *Lupe, Arenas Inferiores y U- Observador*, para así determinar un caudal limite a partir del cual se da movilización de finos. Durante la segunda etapa se realizan nuevamente pruebas de tasa crítica pero se inyectan productos químicos que buscan estabilizar los finos y aumentar la permeabilidad de las muestras de formación. En la tercera etapa se realizan nuevamente las pruebas de la segunda etapa con algunas modificaciones producto de los análisis de resultados de la segunda etapa.

El Objetivo general del estudio fue evaluar y caracterizar el daño de formación debido a la migración de finos en las formaciones Arenas Inferiores, Lupe y U-Observador. También se determinó las velocidades Críticas en muestras de las

diferentes formaciones. A su vez, se evaluó la efectividad de los tratamientos ofrecidos por 4 empresas diferentes, Baker Hughes, Schlumberger, Halliburton y Weatherford para estimulación de formación y estabilización de finos para evitar el taponamiento de las gargantas de poro por la migración de los mismos.

Se puede sintetizar que el daño por finos es un proceso que involucra múltiples parámetros, mecanismos complejos y se puede deber a uno o más de los siguientes procesos en el yacimiento:

Altas tasas de flujo: para cada formación existe una velocidad crítica que es suficiente para causar el movimiento de los finos. Igualmente, provocar un cambio abrupto en las tasas de flujo de los pozos (flow shock) puede ocasionar desprendimiento de finos.

Humectabilidad: los finos fluyen en el fluido humectante. Generalmente este fluido es el agua, y por tanto la presencia de agua tiende a ocasionar flujo de finos.

Intercambio iónico: Cuando se da una disminución de la salinidad, el pH se incrementa debido al intercambio iónico. El incremento en pH también puede darse por medio de la inyección de fluidos. Debido a este incremento en el pH se da un potencial incremento de finos presentes en la superficie hasta la defloculación y liberación de los mismos.

Flujo de dos fases: La turbulencia puede ocasionar desestabilización de los finos especialmente en la región cercana al wellbore donde estos efectos son mayores debido al flujo radial.

Tratamientos de acidificación: Una acidificación errónea o un volumen de tratamiento incorrecto puede crear la precipitación, fragmentación de las arcillas y desconsolidación debido a la excesiva disolución de la matriz.

Maberry et al. propone una técnica denominada SAP. Este es un proceso para controlar la separación y migración de finos de formación debido a las altas tasas de corte, cambios en pH, movilización de la fase humectante, etc. La técnica se conoce como la polimerización de la adsorción superficial (SAP) para estabilizar finos de diferente naturaleza y consiste en la formación de una película delgada estable, de tal modo que inmoviliza los finos en la pared superficial del poro debido a altas tasas de flujo.

El SAP corresponde a un proceso de tres pasos; el primero envuelve absorción de un surfactante catiónico en el medio poroso seguido de una solución monómera que reside en la capa del surfactante. Por último una solución del iniciador se utiliza para polimerizar el monómero en la superficie de la pared del poro. Evaluaciones preliminares de laboratorio han mostrado estabilización de finos a altas velocidades y eficacia a la exposición de agua fresca. (Maberry et al., 1998).

El desarrollo del proyecto para evaluar velocidades críticas en núcleos de las formaciones Lupe, U- Observador y Arenas Inferiores se llevó a cabo en tres etapas macro las cuales son:

Determinación de velocidades críticas con agua de producción en cuatro muestras y una velocidad crítica a Sor en otra muestra.

Determinación de velocidades críticas y evaluación de efectividad de tratamientos para estimular el sistema y estabilizadores de finos proporcionados por diferentes compañías de servicios en muestras de la misma formación.

Condiciones de prueba para flujo a través del medio poroso

A continuación se muestran las condiciones a las cuales se realizaron todas las pruebas para la determinación de velocidad crítica y las características generales de los fluidos y las muestras utilizadas.

Tabla 15. Condiciones de Prueba

PRESION DE SOBRECARGA (PSI)	5000
PRESION DE PORO (PSI)	4000
TEMPERATURA (°C)	110
FLUIDOS UTILIZADOS	Agua de producción sin químicos para cada formación

Fuente: Petrominerales

Composición general de las Arenas

Composición de la formación Arenas Inferiores: arenisca de grano medio. Las muestras se componen principalmente de granos de cuarzo cementados por cristales de cuarzo mayor al 90%. Las muestras contienen minerales de arcilla 5%, siendo la caolinita la más común en las muestras.

Composición de la formación U- Observador: arenisca de grano fino. Se componen principalmente de granos de cuarzo consolidados y presenta sobrecrecimiento de cuarzo. Se clasifican como cuarzoarenitas. 6% aproximado de minerales de arcilla, predomina la caolinita.

Composición de la formación Lupe: areniscas de grano mediano. Se componen principalmente de granos de cuarzo mayor al 90 %, 2-4 % minerales de arcilla predominante la Caolinita, se observa Illita y clorita en cantidades menores.

Protocolo para la determinación de la Tasa Crítica para el flujo de finos en la primera etapa del proyecto.

En la tabla 16 “Protocolo Determinación De La Tasa Crítica Para El Flujo De Finos” (Ver Anexo 2). Se presenta el procedimiento detallado para determinar la tasa crítica de flujo de partículas finas dentro del medio poroso en la primera etapa del proyecto. En la tabla 17 “Número De Muestra Y Profundidad” se resume el número de muestras y las profundidades respectivas para la primera prueba realizada.

Muestra # 5

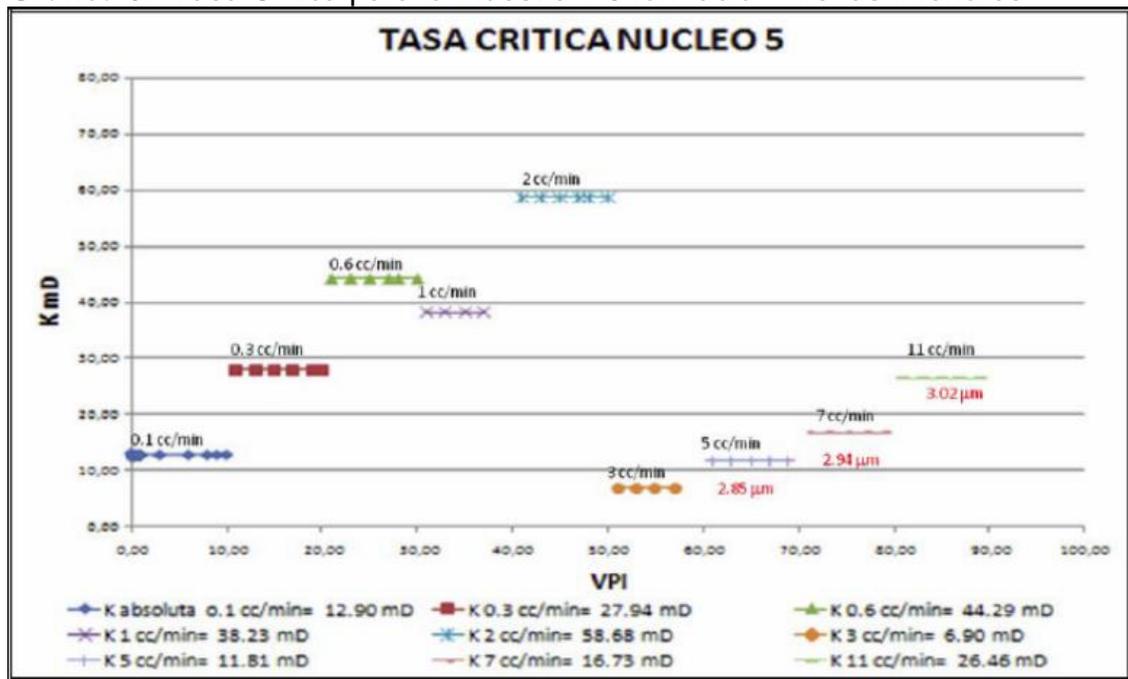
Formación: Arenas Inferiores

Profundidad: 11569.5 ft

Porosidad: 19.7 %

K aire= 4283 mD K liquido klinkenberg= 4161 mD

Grafica 9. Tasa Critica para la Muestra # 5 formación Arenas Inferiores



Fuente: Petrominerales

Tabla 18. Caudal de Tasa Crítica.

CAUDAL DE TASA CRITICA (CC/MIN)	K MAXIMA ALCANZADA (mD)	K FINAL (mD)
3	58.68	24.46

Fuente: Petrominerales

Muestra #55

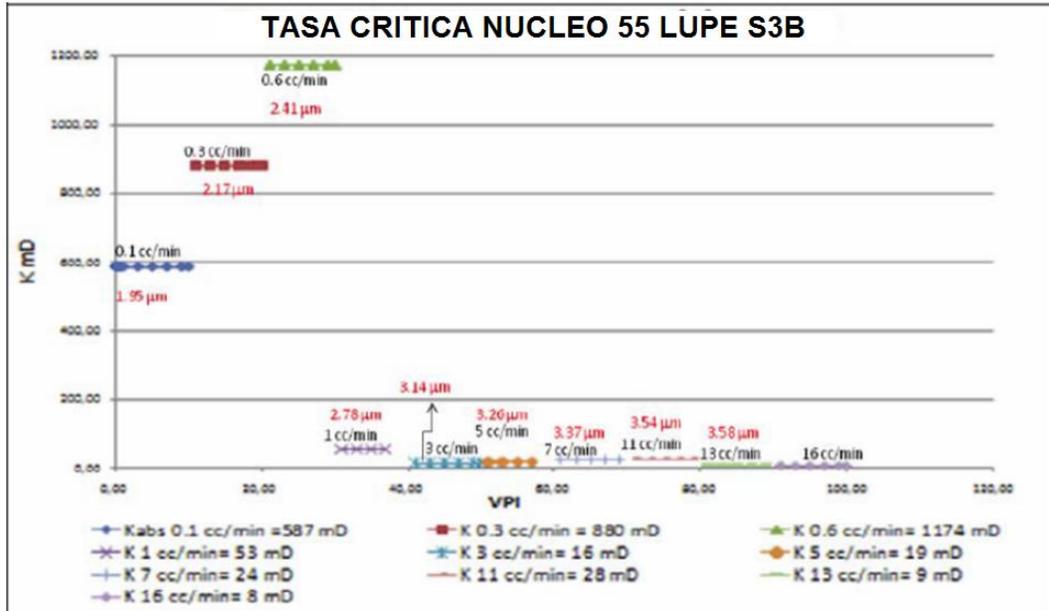
Formación: Lupe

Profundidad: 11327.75 ft

Porosidad: 18.3 %

K aire= 1075 mD K liquido klinkenberg= 1027 mD

Grafica 10. Tasa Crítica para la Muestra # 55 formación Lupe



Fuente: Petrominerales

Tabla 19. Caudal de Tasa Crítica

CAUDAL DE TASA CRITICA (CC/MIN)	K MAXIMA ALCANZADA (mD)	K FINAL (mD)
1	1174	8

Fuente: Petrominerales

Muestra # 25

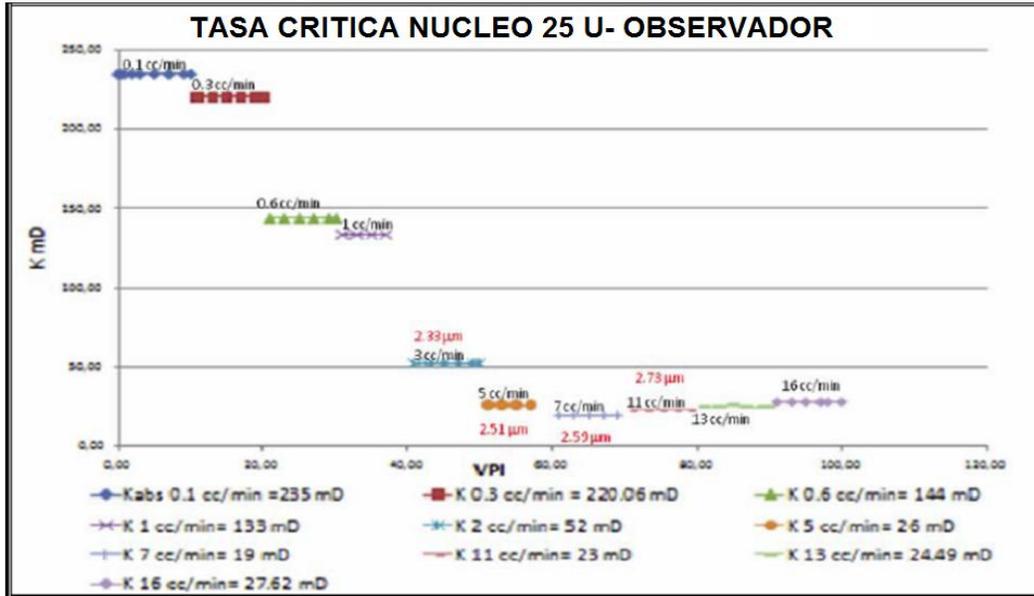
Formación: U-Observador

Profundidad: 11503.30 ft

Porosidad: 17.87 %

K aire= 968 mD K liquido klinkenberg= 924 mD

Grafica 11. Tasa Critica para la Muestra # 25 formación U- Observador



Fuente: Petrominerales

Tabla 20. Caudal Tasa Crítica

CAUDAL DE TASA CRITICA (CC/MIN)	K MAXIMA ALCANZADA (mD)	K FINAL (mD)
0.6	220	27.62

Fuente: Petrominerales

Muestra # 51

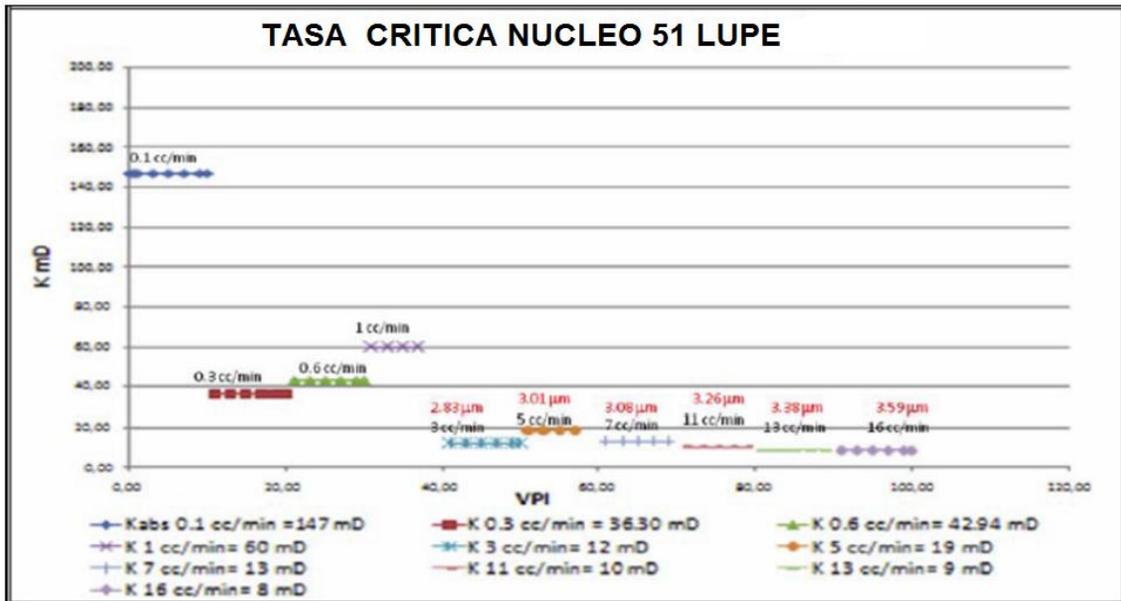
Formación: Lupe

Profundidad: 11770.70 ft

Porosidad: 17.94 %

K aire= 707 mD K liquido klinkenberg= 674 mD

Grafica 12. Tasa Critica Para La Muestra # 51 formación Lupe



Fuente: Petrominerales.

Tabla 21. Caudal de Tasa Crítica

CAUDAL DE TASA CRITICA (CC/MIN)	K MAXIMA ALCANZADA (mD)	K FINAL (mD)
0.3	147	8

Fuente: Petrominerales

Análisis de Tamaño de partículas para los efluentes de las diferentes arenas.

Para poder determinar el tamaño de partículas que genera taponamiento, en las gargantas de poro de las arenas por los aumentos de la velocidad de arrastre, se realiza un análisis de tamaño de Partícula (coulter) que se relaciona en la tabla 22. “Tamaño de Partículas” (Ver Anexo 2).

Protocolo para la Determinación de la Tasa Crítica para el Flujo de Finos a Swr, Sor y Construcción de curvas de Permeabilidad Relativa.

En la tabla 23. “Protocolo Determinación De La Tasa Critica Para El Flujo De Finos A Swr, Sor, Y Construcción De Curvas De Permeabilidad Relativa.” Se describe el procedimiento y la justificación para llevar a cabo unos óptimos resultados en la parte experimental de la prueba.

Resultados de prueba de tasa critica a Swr, Sor y construcción de curvas de Permeabilidad Relativa

Muestra # 6

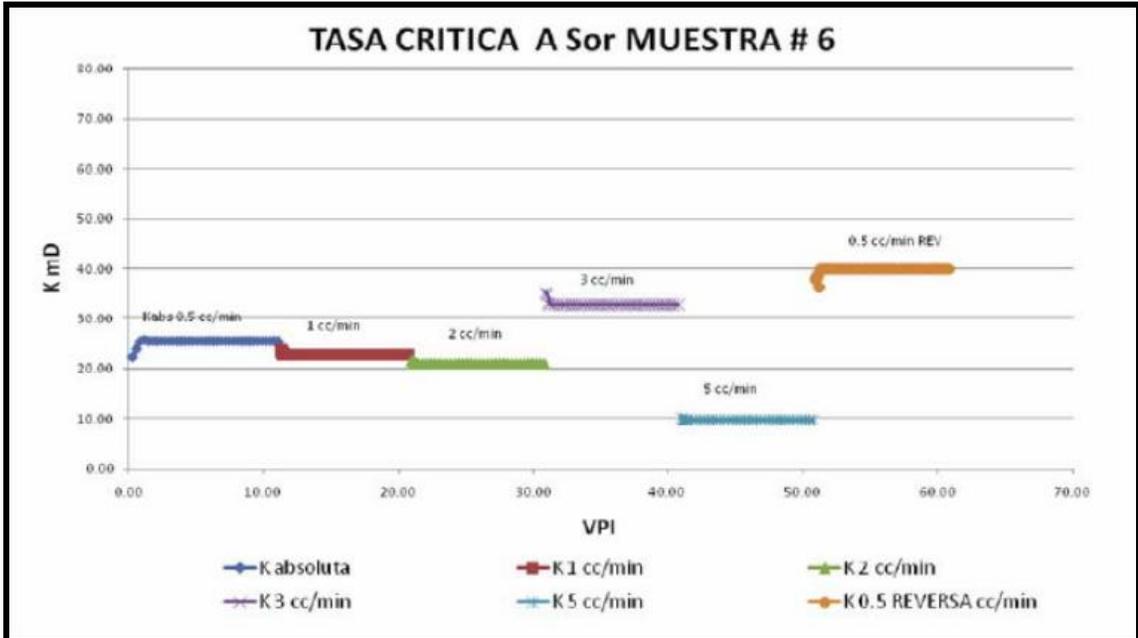
Formación: Arenas Inferiores

Profundidad: 11569.5 ft

Porosidad: 15 %

K aire= 2960 mD K liquido klinkenberg= 2856 mD

Grafica 13. Muestra Tasa Crítica al Sor para la Muestra # 6 formación Arenas Inferiores



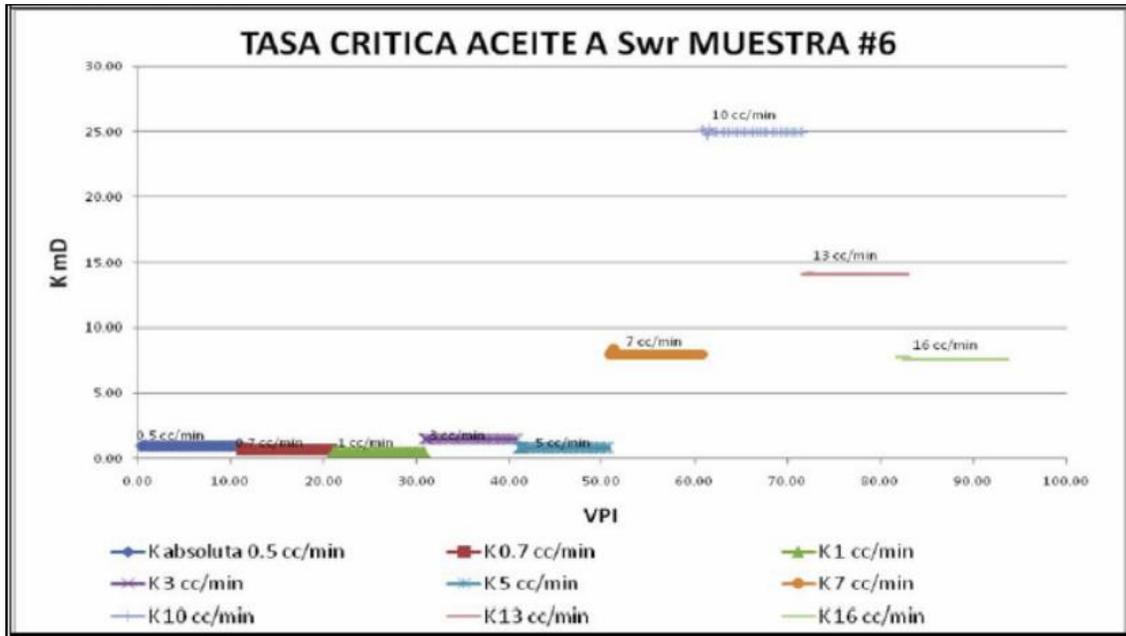
Fuente: Petrominerales.

Tabla 24. Caudal Tasa Crítica

CAUDAL DE TASA CRITICA (CC/MIN)	K MAXIMA ALCANZADA (mD)	K FINAL (mD)
>3	40	40

Fuente: Petrominerales

Grafica 14. Tasa Crítica al Sor para el Aceite A Swr, Muestra # 6 formación Arenas Inferiores



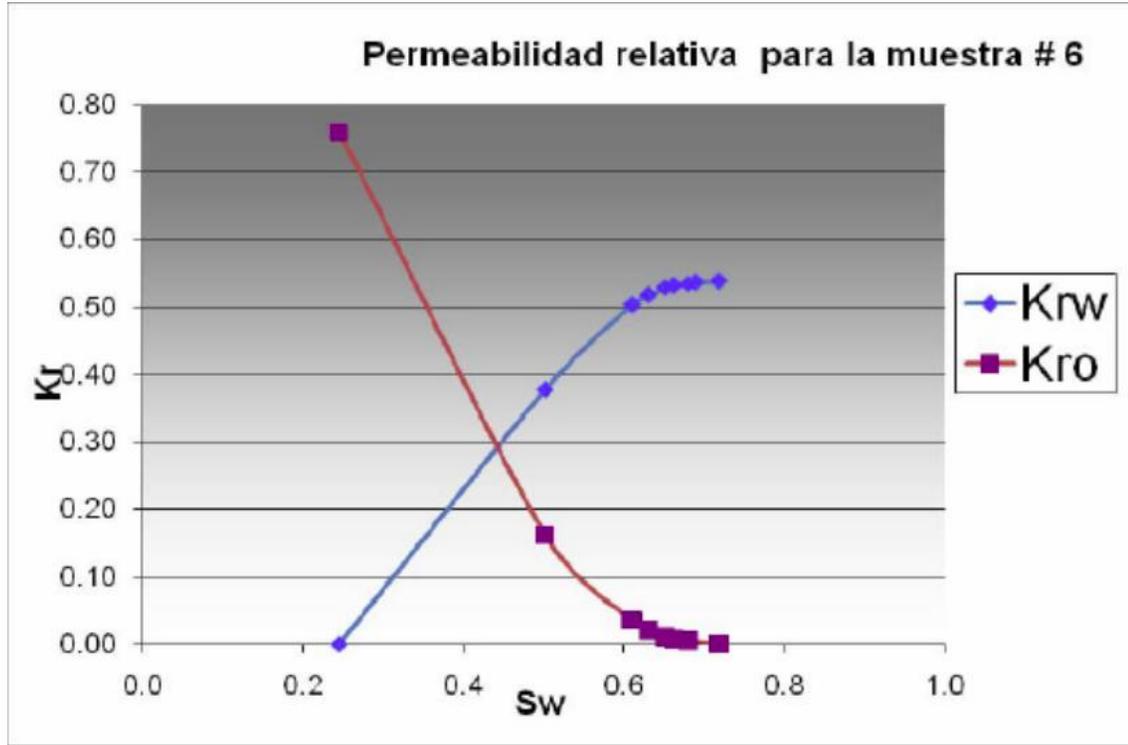
Fuente: Petrominerales.

Tabla 25.

CAUDAL DE TASA CRITICA (CC/MIN)	K MAXIMA ALCANZADA (mD)	K FINAL (mD)
>10	25	8

Fuente: Petrominerales

Grafica 15. Curvas de Permeabilidad Relativa para la Muestra # 6 Formación Arenas Inferiores



Fuente: Petrominerales.

Análisis de resultados para la primera etapa

En cada una de las arenas evaluadas en esta etapa se evidencia un daño causado por migración de finos y se determina un caudal de inyección de tasa crítica en el laboratorio entre 0.3 cc/min y 3 cc/min (graficas 9, 10, 11 y 12).

Gracias al análisis de tamaño de partícula (coulter tabla 22) realizado para cada uno de los efluentes obtenidos para cada aumento de caudal de inyección en cada una de las muestras, Se determina que partículas con un tamaño superior aproximado de 2.5 micras, generan un taponamiento en las gargantas de poro, lo que se ve reflejado en una disminución significativa en la permeabilidad de la muestra.

Las curvas de K_r , muestran una humectabilidad mixta en la formación Arenas Inferiores. Para la prueba realizada en condiciones de S_{wr} y S_{or} se observa un comportamiento de Finos humectables al agua. La presencia de aceite en el medio estabiliza los finos incrementando los caudales de tasa crítica.

Se contactan 4 empresas prestadoras de servicios que suministraran productos químicos cuyo fin será estabilizar finos y estimular las formaciones. Estas compañías son Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes y Waetherford.

En la tabla 26. “Protocolo Para La Determinación De La Tasa Crítica Para El Flujo De Finos Etapa 2” (Ver Anexo 2). Se presenta el protocolo utilizado en la determinación de velocidad crítica para muestras de roca y evaluación de la efectividad de los tratamientos de estimulación y estabilización de finos. La prueba consta de tres etapas:

- Etapa antes del tratamiento en la que se determina la velocidad crítica inicial.
- Etapa de inyección del tratamiento.
- Etapa después del tratamiento para determinar la velocidad crítica final de la muestra.

En la tabla 27. “Protocolo Para La Determinación De La Tasa Crítica Para El Flujo De Finos Etapa 3” (Ver Anexo 2). Se hace la descripción detallada para la determinación de la velocidad crítica para muestras de roca y evaluación de la efectividad de los tratamientos después de ser tratados con polímeros.

Resultados de la compañía Baker Hughes

Resultados de la etapa 2

Productos utilizados:

- Ácido Fórmico/Acético
- Ácido Fluoro/Fórmico (SSA1- 5%)
- Control de finos. (FSA1)

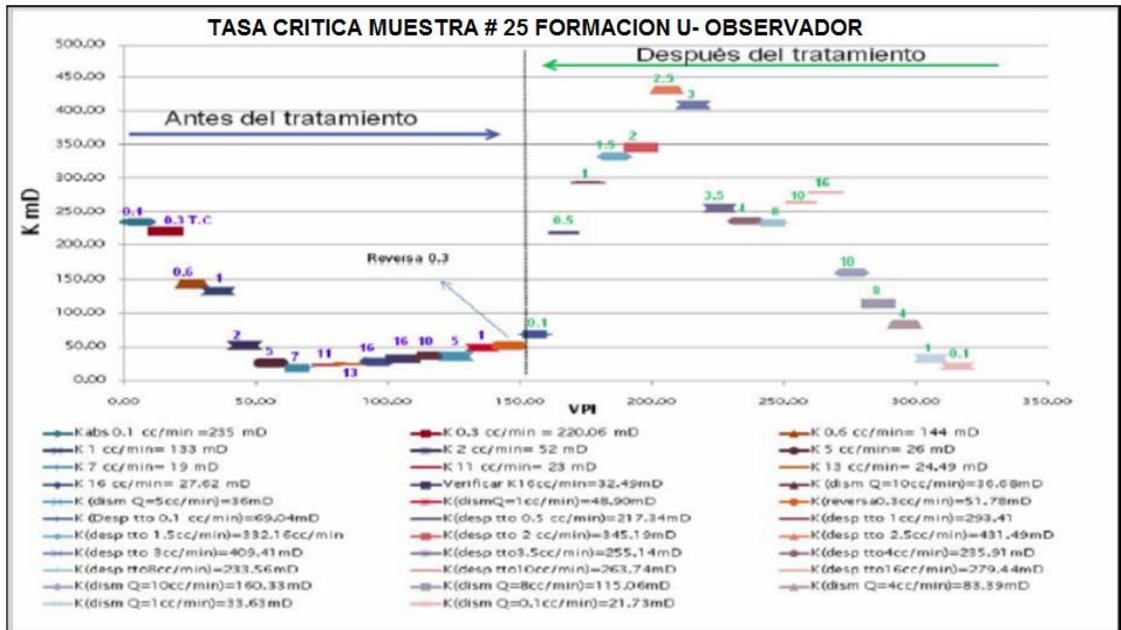
Las muestras de roca empleadas en esta etapa por la compañía Baker Hughes fueron:

Tabla 28. Muestras Utilizadas por Baker Hughes

MUESTRA # 25 PROF : 11503.3 FT		MUESTRA # 68 PROF: 11914.7	
Formación	U-Observador	Formación	Arenas Inferiores
Porosidad	17.87%	Porosidad	23.69
K aire	968 mD	K aire	2224 mD
Kliq. Klinkenberg	924 mD	Kliq. Klinkenberg	2137 mD

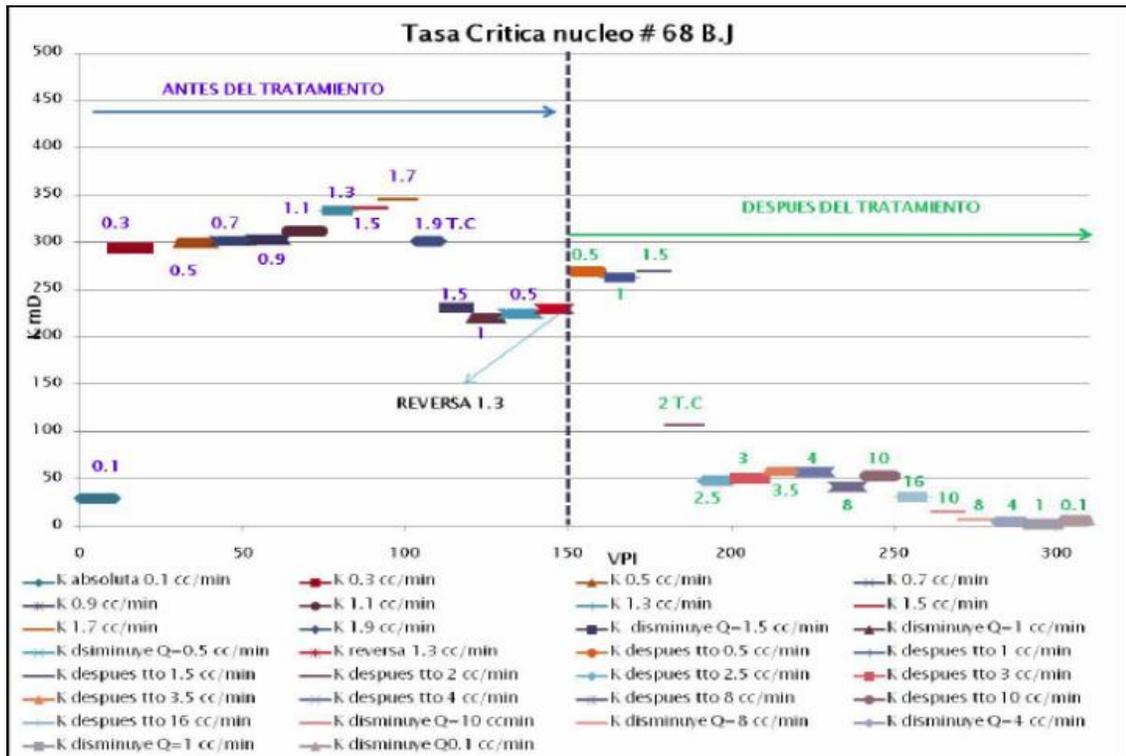
Fuente: Petrominerales.

Grafica 16. Tasa Critica Muestra # 25 Formación U-Observador



Fuente: Petrominerales.

Grafica 17. Muestra la Tasa Critica de la Muestra # 68 Formación Arenas Inferiores.



Fuente: Petrominerales.

Resultados de la etapa 3

Productos utilizados:

- a. Control de Finos (FSA1)
- b. Acido Fórmico/Acético
- c. Acido Flouro/Fórmico (SSA1- 5%)
- d. Control de Finos (FSA1)

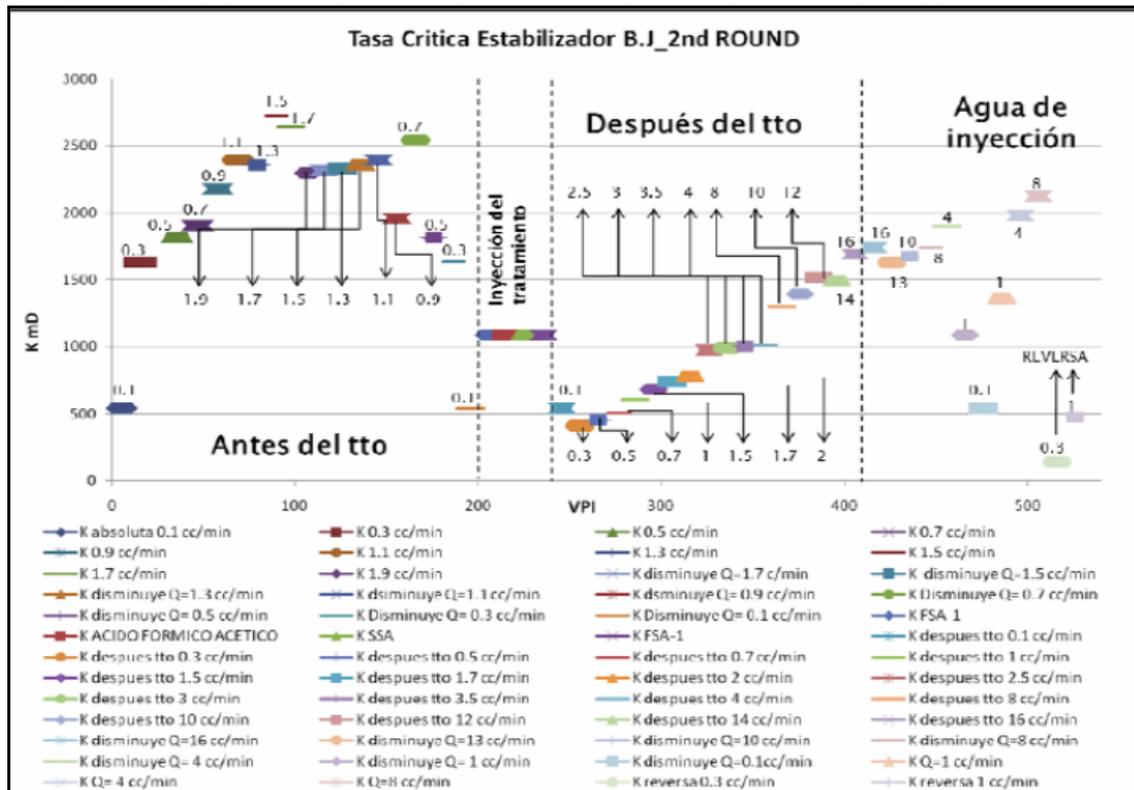
Las muestras de roca empleadas en esta etapa por la compañía Baker Hughes fueron:

Tabla 29. Propiedades de la Muestra Empleada por la Compañía Baker Hughes en la Etapa 3

MUESTRA # 88 PROF : 11503.3 FT	
Formación	Arenas Inferiores
Porosidad	18,29%
K aire	3638 mD
Kliq. Klinkenberg	3522 mD

Fuente: Petrominerales.

Grafica 18. Tasa Critica Muestra# 88 Formación Arenas Inferiores



Fuente: Petrominerales.

Resultados de la compañía Schlumberger.

Resultados de la etapa 2

Productos utilizados:

- Acido Acético 10%
- Acido (OCA XP)

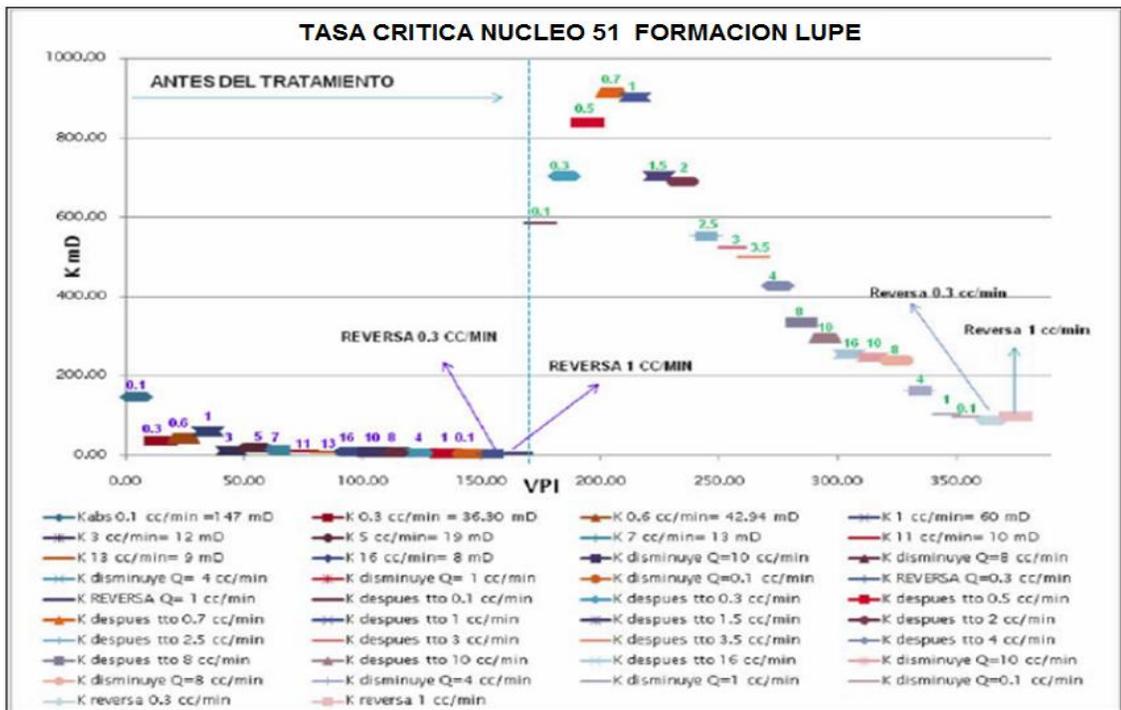
Las muestras de roca empleadas en esta etapa por la compañía Schlumberger fueron:

Tabla 30. Propiedades de las Muestras Empleadas por la Compañía Schlumberger en la Etapa 2

MUESTRA # 51 PROF : 11770.7 FT		MUESTRA # 75 PROF: 11921.7 FT	
Formacion	Lupe	Formación	Arenas Inferiores
Porosidad	17.94%	Porosidad	22.86%
K aire	707 mD	K aire	4372 mD
Kliq. Klinkenberg	674 mD	Kliq. Klinkenberg	4249 mD

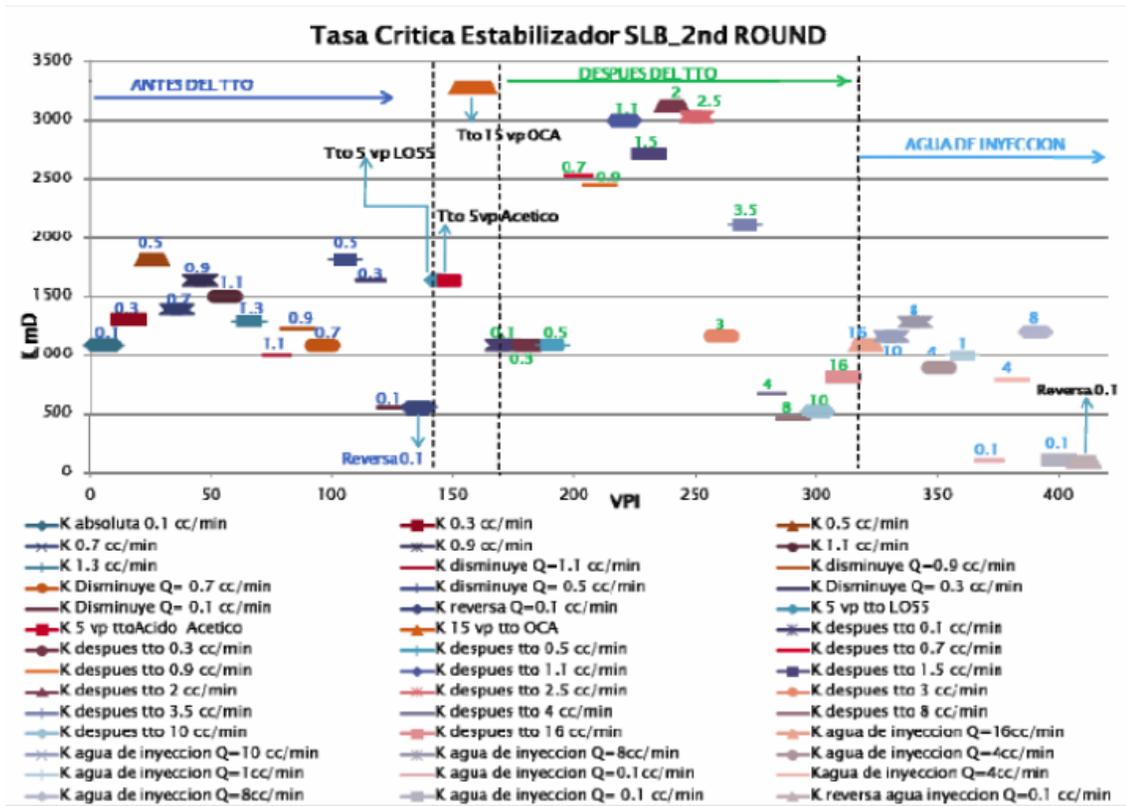
Fuente: Petrominerales.

Grafica 19. Tasa Critica Muestra # 51 Formación Lupe



Fuente: Petrominerales.

Grafica 21. Tasa Critica Muestra # 74 Formación Arenas Inferiores



Fuente: Petrominerales.

Resultados de la compañía Halliburton

Resultados de la etapa 2

Productos Utilizados:

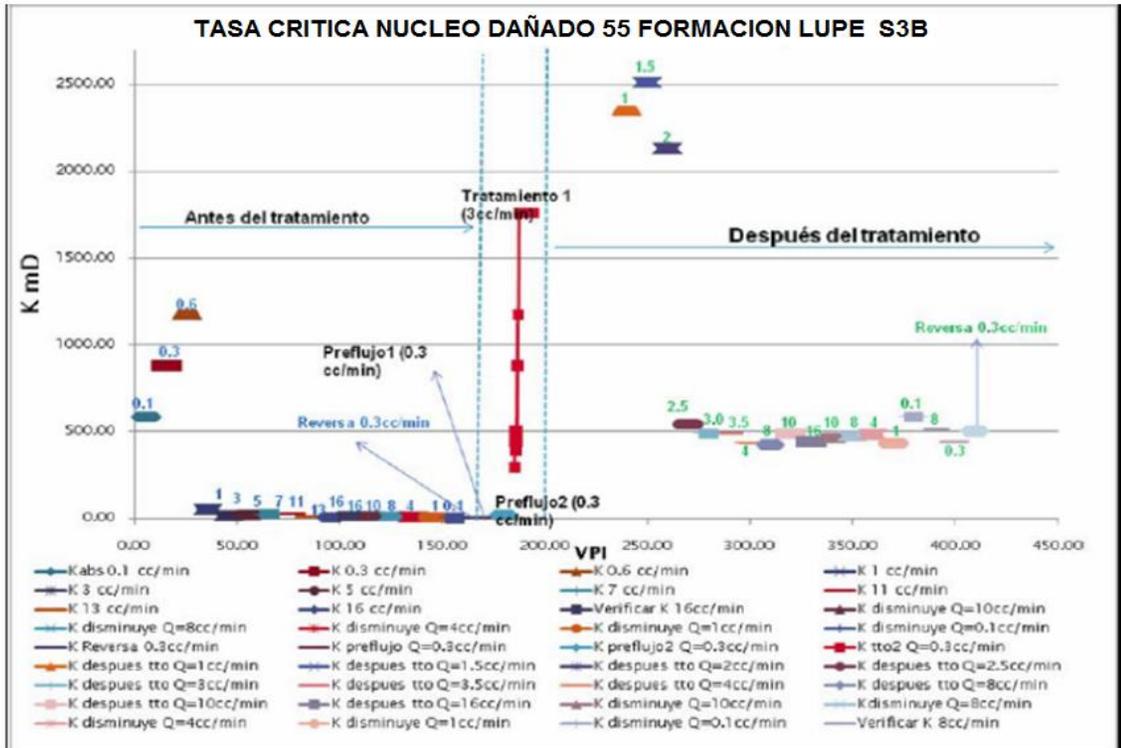
- a. Clayfix – 5
- b. Claysafe F
- c. Volcanic Acid II
- d. Fine Stabilization System

Tabla 32. Muestras de Roca Empleadas en esta Etapa por la Compañía Halliburton en la Etapa 2

MUESTRA # 55 PROF : 11327.75 FT		MUESTRA # 59 PROF: 11331.58 FT	
formación	Lupe	formación	Lupe
Porosidad	18.30%	Porosidad	17.30%
K aire	1075 mD	K aire	1128 mD
Kliq. Klinkenberg	1027 mD	Kliq. Klinkenberg	1078 mD

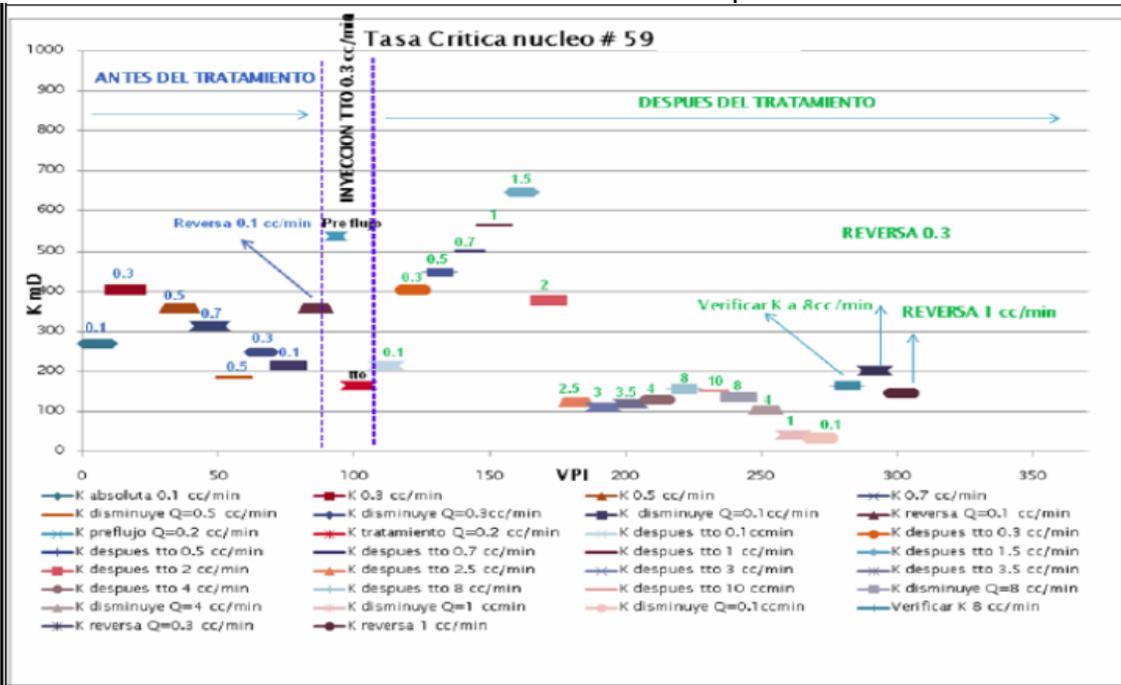
Fuente: Petrominerales.

Grafica 22. Tasa Critica Muestra# 55 Formación Lupe



Fuente: Petrominerales.

Grafica 23. Tasa Critica Muestra #59 Formación Lupe



Fuente: Petrominerales.

Resultados de la etapa 3

Productos Utilizados:

- Clayfix – 5
- Claysafe F
- Volcanic Acid II
- Fine Stabilization System

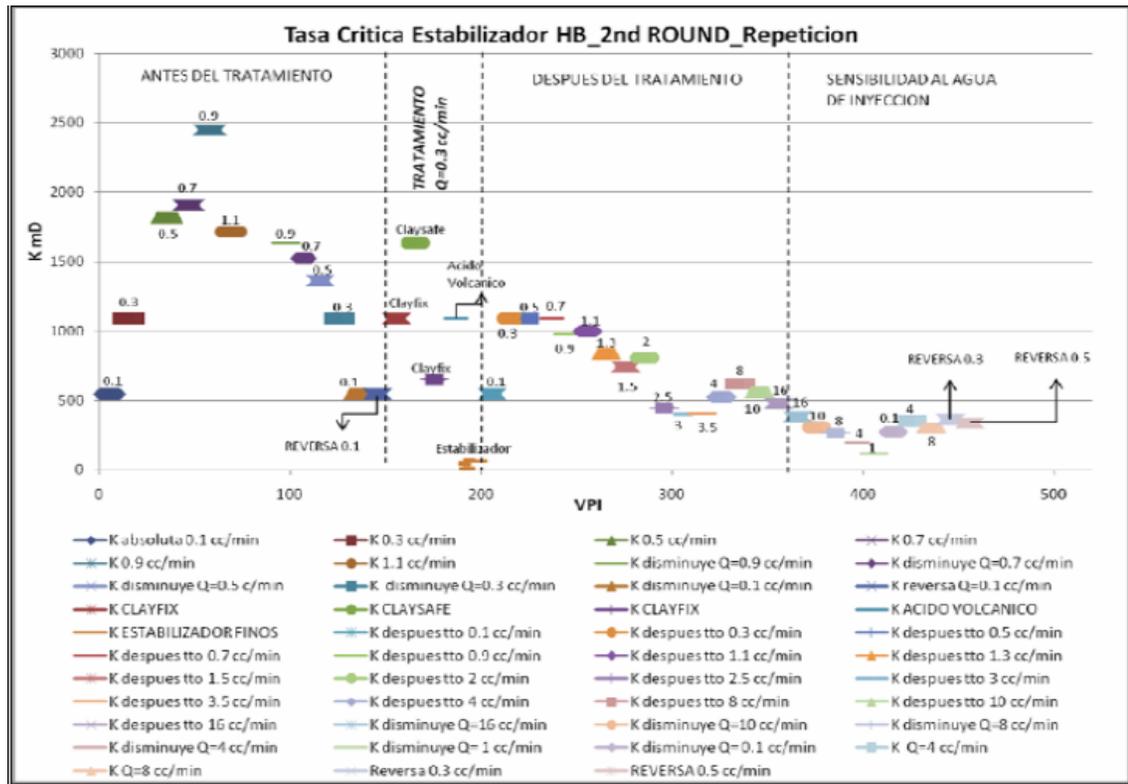
La muestra de roca empleada en esta etapa por la compañía Halliburton fue:

Tabla 33. Propiedades de la Muestra Empleada por la Compañía Halliburton en la Repetición de la Etapa 3.

MUESTRA # 92 PROF: 11941.4 FT	
formación	Arenas Inferiores
Porosidad	21.27%
K aire	4342 mD
Kliq. Klinkenberg	4219 mD

Fuente: Petrominerales.

Grafica 24. Tasa Critica Muestra #92 Formación Arenas Inferiores



Fuente: Petrominerales.

Resultados de la compañía Weatherford

Resultados de la etapa 2

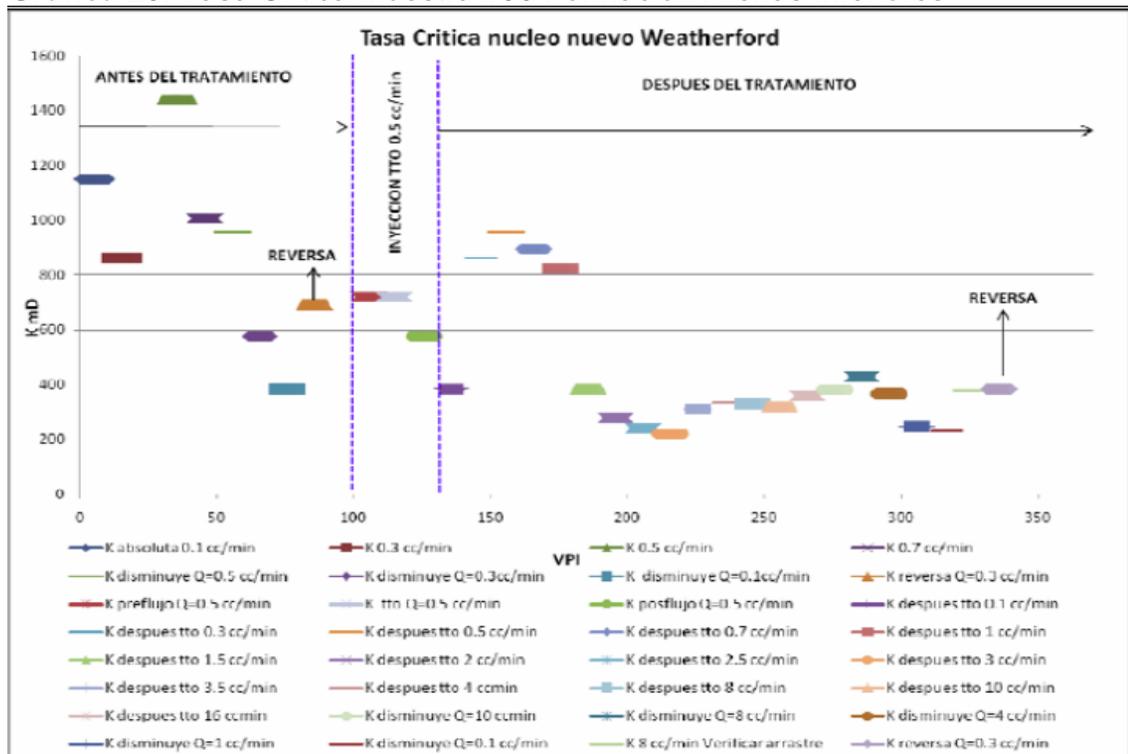
La muestra de roca empleada en esta etapa por la compañía Weatherford fue:

Tabla 34. Propiedades de la Muestra Empleada por la Compañía Weatherford en la Repetición de la Etapa 2.

MUESTRA # 90 PROF: 11938.6 FT	
formación	Arenas Inferiores
Porosidad	17.65%
K aire	1820 mD
Kliq. Klinkenberg	1745 mD

Fuente: Petrominerales.

Grafica 25. Tasa Critica Muestra #90 Formación Arenas Inferiores



Fuente: Petrominerales.

Resultados de la etapa 3

Productos Utilizados:

a. Salmuera NH₄Cl.

- b. Acido Fórmico 9%.
- c. Acido Fórmico-HF 6-1.5%.
- d. Salmuera KCl %.
- e. SandAid 8%.

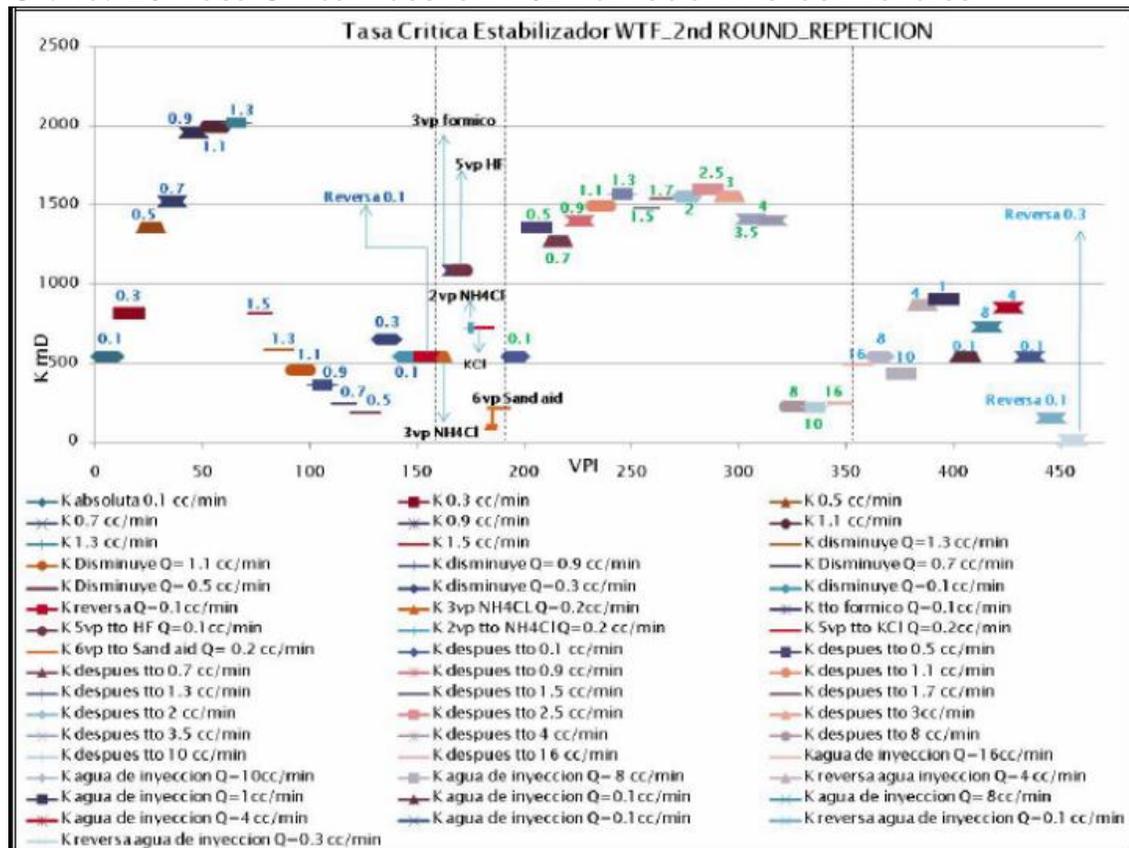
La muestra de roca empleada en esta etapa por la compañía Weatherford fue:

Tabla 35. Propiedades de la Muestra Empleada por la Compañía Weatherford en la Repetición de la Etapa 3.

MUESTRA # 102 PROF: 11938.5 FT	
formación	Arenas Inferiores
Porosidad	19.19%
K aire	2646 mD
Kliq. Klinkenberg	2549 mD

Fuente: Petrominerales.

Grafica 26. Tasa Critica Muestra # 102 Formación Arenas Inferiores



Fuente: Petrominerales.

Análisis de resultados 2da y 3a etapa

- Se observa que el tratamiento ácido dentro de la formulación es efectivo, pero se debe tener cuidado con la concentración del mismo y el tiempo de contacto con la muestra, ya que se puede generar la desintegración de la misma.
- Para la segunda etapa se observa un mejor comportamiento de los tratamientos tipo poliméricos (gráficas 22, 23, 24, 25) vs los órgano-silicato y órgano-silano (gráficas 17, 18, 19 y 20).
- En la tercera etapa, se determina como crítica la concentración de los ácidos, el tipo de ácido utilizado.
- El orden de inyección de los productos muestra tener una gran influencia en los resultados obtenidos, esto se evidencia en los resultados obtenidos para la segunda y tercera etapa de la Compañía Baker Hughes. (gráficas 16, 17 y 18).
- Todos los productos logran el objetivo propuesto al aumentar el caudal de tasa crítica y se concluye que los tratamientos tipo polimérico presentan un mejor desempeño al momento de estabilizar los finos en la formación (gráficas 22, 23, 24 y 25).

Conclusiones

- A partir de la primera etapa se confirma la hipótesis de un daño generado por migración de finos en cada una de las formaciones a partir de tasas críticas. (Ver tabla 36. "Tasa Crítica").

Tabla 36. Tasa Crítica

MUESTRA	TASA CRITICA (CC/MIN)
5	2
55	1
25	0.6
51	0.3

Fuente: Petrominerales

- A medida que se incrementan los caudales el valor de permeabilidad aumenta y se desplazan partículas de mayor tamaño, entre 0.5 y 3 micras, resultados obtenidos con pruebas de coulter para los efluentes (tabla 22). La movilización de partículas de tamaño de 3 micras o más resulta en un taponamiento evidente en las gargantas de poro y se comienza a observar una disminución en la Permeabilidad de la muestra.
- Se observa que el taponamiento por la migración de finos se presenta tanto aumentando las tasas, lo cual es su comportamiento normal, así como cuando se disminuyen las tasas. Este último comportamiento de

taponamiento al reducir las tasas de inyección parece estar causado por un proceso de depositación de las partículas, las cuales ya se encuentran en movimiento. Este comportamiento se verificó en las etapas 2 y 3 al disminuir y aumentar los caudales de inyección para verificar datos de permeabilidad obteniendo repetitividad en las medidas observadas para cada caudal.

- Con base en los resultados de las cuatro compañías se observa que la estabilización de finos usando productos de tipo polimérico funcionan mejor que los productos basados en órgano-silicatos y órgano silanos.
- De acuerdo a lo observado durante las pruebas realizadas, el tratamiento debería tener dentro de sus componentes, inhibición, remoción y estabilización.

3.5 Análisis

Se realizó una caracterización del daño de formación debido al flujo de finos en las formaciones Arenas Inferiores, Lupe y U-Observador. Al determinar las Velocidades Críticas en muestras de las diferentes formaciones se evaluó la efectividad de tratamientos ofrecidos por 4 empresas diferentes, Baker Hughes, Schlumberger, Halliburton y Weatherford para la estimulación de formación y estabilización de finos para evitar el taponamiento de las gargantas de poro por la migración de los mismos.

Algunos mecanismos identificados en la generación de partículas:

- Movilización hidrodinámica.
- Expulsión coloidal.
- Liberación de partículas debido a pérdida de integridad de la matriz por disolución química del cemento o por deformación de ésta.
- Mecanismos químicos y físico-químicos.

Los mecanismos fundamentales de retención de partículas se pueden clasificar en:

- Depositación superficial.
- Bloqueo de la garganta del poro.
- Relleno del poro y formación de costra interna.
- Formación de costra externa.

En la figura 13. "Mecanismos de generación y retención de partículas" (Ver Anexo 1), se muestra una representación de los diferentes mecanismos que afectan la migración de finos en las formaciones.

Condiciones de prueba para flujo a través del medio poroso

A continuación se muestran las condiciones a las cuales se realizaron todas las Pruebas para la determinación de velocidad crítica y las características generales de los fluidos y las muestras utilizadas.

Tabla 37. Condiciones de prueba.

PRESIÓN DE SOBRECARGA (PSI)	5000
PRESIÓN DE PORO (PSI)	4000
TEMPERATURA (°C)	110
FLUIDOS UTILIZADOS	Agua de producción sin químicos para cada formación

Fuente: Petrominerales.

El tratamiento ácido dentro de la formulación es efectivo, pero se debe tener cuidado con la concentración del mismo y el tiempo de contacto con la muestra, ya que se puede generar la desintegración de la misma. Para la segunda etapa se observa un mejor comportamiento de los tratamientos tipo poliméricos vs los órgano-silicato y órgano-silano. En la tercera etapa, se determina como crítica la concentración de los ácidos, el tipo de ácido utilizado. El orden de inyección de los productos muestra tener una gran influencia en los resultados obtenidos, esto se evidencia en los resultados obtenidos para la segunda y tercera etapa de la Compañía Baker Hughes. Se concluye que los tratamientos tipo polimérico presentan un mejor desempeño al momento de estabilizar los finos en la formación.

3.6 Completamiento

El objetivo del completamiento para los pozos inyectoros, es poder inyectar la máxima cantidad de agua en cada una de las arenas seleccionadas permitiendo la modificación de las condiciones de inyección de manera fácil, rápida y segura de acuerdo a los requerimientos operacionales del campo.

De acuerdo a este objetivo se plantea el uso de una sarta básica de inyección. En la figura 14. “Estado mecánico sarta de inyección sencilla en pozo inyector de agua Campo Potranco” (Ver Anexo 1) se presenta un esquema/diseño de una sarta de inyección para el campo Potranco en la cual el empaque es ubicado a una profundidad aproximada de 4500 ft como ejemplo para todos los demás completamientos.

En la tabla 38. “Componentes de la sarta de inyección en pozos inyectoros de agua en campo Potranco” (Ver Anexo 2) se resume los componentes básicos de la sarta de inyección:

A continuación se presentan algunas ventajas y desventajas de esta sarta básica:

Ventajas

1. Sarta sencilla de armar, correr y sentar en pozo
2. Permite realizar pruebas de inyektividad a alta tasa y además realizar posteriores monitoreos de presiones de formación sin que los datos se vean afectados por efecto de almacenaje.
3. Permite bajar y dejar en fondo memorias.
4. Bajo costo.
5. Operaciones de slickline simples.
6. La ubicación del landing nipple para prueba de la tubería permite probar también la integridad interna del empaque.
7. Condiciones de inyección controladas desde superficie.
8. Se utiliza tubería de producción de 4-1/2" EUE con el fin de manejar altos caudales de producción y contar con bajas pérdidas de producción.

Desventajas

1. No permite inyección selectiva.
2. En caso de presentarse una ruptura en la sarta no se puede determinar si es exactamente la tubería o el mandril del empaque.
3. No permite controlar las condiciones de inyección en fondo.

3.7 Potencial de inyektividad de los pozos

Con base en las pruebas de inyektividad realizadas en cada uno de los pozos se establece los siguientes parámetros de inyektividad de los pozos.

Los valores de inyektividad promedio se calcularon con base en los datos obtenidos en las pruebas realizadas en cada uno de los pozos y se resume en la tabla 38. "Valores Inyektividad Promedio".

Tabla 38. Valores Inyektividad Promedio

FORMACION	PR INICIAL (PSIA)	DATUM	ÍNDICE DE INYECTIVIDAD PROM	BHP NETO (PSIA)	BWPD
GRANADILLA-Potranco C	2445	-4750	21	4445	42,000
GRANADILLA-Potranco A	2479	-4750	72	4479	144,000
CARBON	4478	-9250	7	6478	14,000
OBSERVADOR-LUPE	4848	-11000	3.1	6848	6,200

Fuente: Petrominerales.

Se usa para el cálculo de los caudales de inyección, 2000 psia como presión neta promedio a nivel del yacimiento. De acuerdo con los completamientos diseñados para los pozos inyectoros se estimaría tener una presión de cabeza (THP) del orden de los 3000-3500 psi, la cual estaría en función del completamiento final del pozo (longitud y diámetro de la tubería, accesorios, etc).

Es importante anotar que estos caudales de inyección pueden variar de acuerdo con el comportamiento del yacimiento y de las posibles futuras estimulaciones que se realicen con el fin de mejorar la inyectividad de los pozos.

Para garantizar la no contaminación de los intervalos superiores a las unidades abiertas a inyección, se monitoreo presiones de anulares en los pozos productores durante las pruebas de inyección y no se observó ninguna presurización del anular entre el hueco abierto y el revestimiento de producción.

3.8 Seguimiento y control del sistema de inyección de agua

Las siguientes son las actividades planeadas para realizar un seguimiento del comportamiento de inyección de agua:

- Presión de inyección
- Presión de yacimiento
- Tasa de inyección
- Muestreo fisicoquímicos de fluidos
- Registros de inyección
- Calidad de agua de inyección

Con los anteriores datos y su análisis se estima realizar el seguimiento del proceso para en el avance del mismo realizar los ajustes técnico-económicos viables requeridos para el mejoramiento y optimización del proceso.

3.9 Consideraciones ambientales

El Ministerio de ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial – MAVDT, otorgo a Petrominerales Colombia Ltd., La Licencia Ambiental exploratoria para el área de interés exploratorio Potranco, mediante la resolución No. 0276 del 16 de febrero de 2007, la cual fue modificada mediante la resolución No. 0208 del 12 de febrero de 2008. En esta modificación se incluyó en los permisos de vertimiento el “permiso por reinyección” mediante el cual se autorizan las pruebas de inyectividad a las formaciones Carbon, Granadilla, Observador y Lupe para conocer el caudal admisible de la formación receptora y la profundidad a la cual se podrá hacer la reinyección, entre otros aspectos.

En la actualidad se está a la espera de la Licencia Global para la explotación del campo Potranco, la cual incluye la solicitud del permiso de vertimiento mediante la

reinyección de agua a las formaciones mencionadas de acuerdo a los resultados de las pruebas de inyección realizadas en el área Potranco.

4. EVALUACION ECONOMICA PARA LA DISPOSICION DE AGUA DE VERTIMIENTO MEDIANTE INYECCIÓN EN EL CAMPO POTRANCO

Cuando se desea realizar un proyecto de inversión es indispensable ejecutar una evaluación financiera para determinar la viabilidad del proyecto. Por ello, el presente capítulo tiene como finalidad demostrar no solo la posibilidad de ejecución sino la rentabilidad de la inyección de aguas dispoales en los bloques de los Llanos Orientales, específicamente en las formaciones como son Granadilla y Arenas Inferiores, que presentan daños asociados a la inyektividad, mitigando el impacto al medio ambiente y generando menor gasto.

Los índices de rentabilidad se convierten en una herramienta importante al momento de evaluar cualquier proyecto, ya que estos son criterios de selección que se utilizan para medir la bondad económica de un proyecto de inversión.

Para el presente proyecto se ha tenido en cuenta como indicador económico principal la Tasa Interna de Retorno (TIR). De igual modo se han establecido otros criterios fundamentales al momento de realizar el análisis económico del presente proyecto.

Como parte fundamental de esta investigación, se deben abordar aspectos teóricos respaldados por un análisis económico y financiero buscando si hay viabilidad al proyecto. Siguiendo estas valoraciones y sumándole que las empresas están cada vez más presionadas a obtener buenos rendimientos a partir de su buen funcionamiento, se hace necesaria una evaluación económica donde se ofrezca información necesaria para conocer la situación global, y basado en ello tomar decisiones en los procesos de planeación.

Teniendo en cuenta que este es un proyecto de inversión por lo cual se busca una serie de beneficios que justifiquen la inversión inicial. Para este estudio vamos a considerar el costo que se estipulo para la totalidad del proyecto donde se tuvo un estimativo inicial de alrededor de US\$ 66 millones lo cual comprende 7 pozos inyectoros para el campo potranco distribuido así:

- Perforación de 3 pozos inyectoros con objetivo a las Formaciones Granadilla y Granadilla-Carbón. Potranco-A-SWD1, Potranco-C-SWD1, Potranco-B-SWD1.
- Inyección de 3 pozos exploratorios en las formaciones Granadilla, Observador, Lupe y Arenas inferiores.

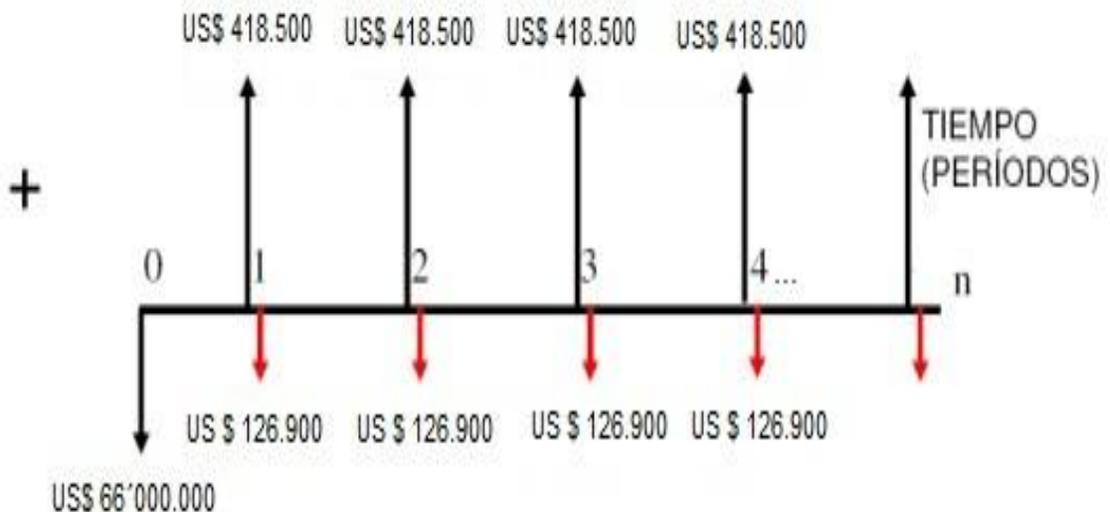
- Pruebas de inyección en 1 pozo productor a nivel de las formaciones Observador, Arenas inferiores. Potranco-D1.

También incluye la construcción de la planta de tratamiento de agua y planta de inyección. Es de anotar que dicho costo del proyecto está sujeto a cambios debido a múltiples factores que pueden afectar el tiempo de planeación estipulado, produciendo un sobre costo sobre la estimación inicial de US\$ 66 millones.

En este documento evaluaremos los costos de disposición de agua de un barril de agua en un punto de vertimiento versus los costos de inyección de un barril de agua a la formación. Relacionando así el tiempo que toma la recuperación de la inversión inicial y analizando la TIR para determinar la viabilidad del proyecto.

El costo de un barril vertido es de US\$ 3,1; mientras que el costo estimado por barril inyectado es de US\$ 0,94. Teniendo en cuenta que diariamente la producción de agua se encuentra por el valor de los 135000 Bls/Día. Podemos obtener el valor diario de verter y de inyectar la totalidad de barriles de agua diarios. Teniendo en cuenta la inversión inicial, en la Figura 15. Representación gráfica del flujo de fondo. Se muestra de forma clara el flujo por días siendo así: US\$ 418.500 el valor de verter 135000 Bls/Día y US\$126.900 el valor de inyectar la misma cantidad de agua por día.

Figura 15 Diagrama de Flujo



Fuente: Autores

Así mismo, tomando como referencia la Tasa de Interés de Depósitos a Termin Efectivo Anual (DTF), que según el Banco de la Republica para la semana del 10 al 14 de Septiembre corresponde a 5,37%. Sobre el cual le corresponde una tasa

de interés equivalente al 0,01458% diaria, se observa que el valor presente de la inversión respecto al valor presente de los gastos que la empresa PETROMINERALES hubiese incurrido manteniendo la tecnología anterior, arroja que en el día 231 se compensa los costos de la inversión inicial (US\$ 66'000.000), los costos de mantenimiento (equivalentes a US\$3'486.240) y arrojando para este día una utilidad neta de US\$ 246.596. La tabla 39. Describe con detalle el análisis.

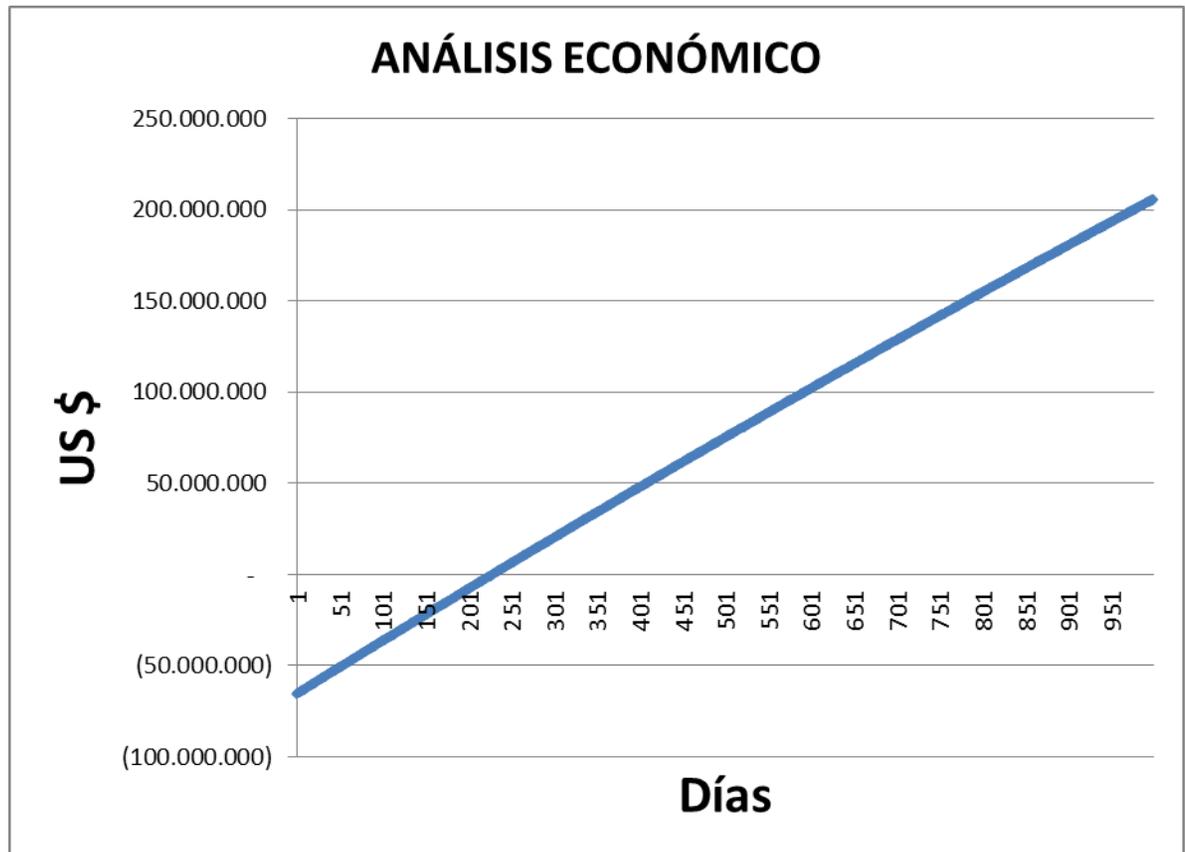
TABLA 39. Análisis Económico.

Día	Costos Vertimiento	Costos Inyección	Costos Vertimiento Real	Costos Inyección Real	Acumulado Real Vertimiento	Acumulado Real Inyección	Diferencia Real
1	418.500	126.900	418.500,000000	66.126.900,000	418.500	66.126.900	(65.708.400)
2	418.500	126.900	418.439,2007841	126.881,5641087	836.939	66.253.782	(65.416.842)
3	418.500	126.900	418.378,4104011	126.863,1308958	1.255.318	66.380.645	(65.125.327)
4	418.500	126.900	418.317,6288496	126.844,7003609	1.673.635	66.507.489	(64.833.854)
5	418.500	126.900	418.256,8561284	126.826,2725035	2.091.892	66.634.316	(64.542.424)
6	418.500	126.900	418.196,0922362	126.807,8473232	2.510.088	66.761.124	(64.251.035)
7	418.500	126.900	418.135,3371717	126.789,4248198	2.928.224	66.887.913	(63.959.689)
8	418.500	126.900	418.074,5909337	126.771,0049928	3.346.298	67.014.684	(63.668.386)
9	418.500	126.900	418.013,8535208	126.752,5878418	3.764.312	67.141.437	(63.377.125)
10	418.500	126.900	417.953,1249317	126.734,1733664	4.182.265	67.268.171	(63.085.906)
100	418.500	126.900	412.523,5251754	125.087,7786016	41.550.467	78.599.174	(37.048.707)
200	418.500	126.900	406.573,3235177	123.283,5239054	82.501.614	91.016.618	(8.515.004)
229	418.500	126.900	404.863,8737762	122.765,1746289	94.266.581	94.584.060	(317.479)
230	418.500	126.900	404.805,0556016	122.747,3394405	94.671.386	94.706.807	(35.421)
231	418.500	126.900	404.746,2459721	122.729,5068431	95.076.133	94.829.537	246.596
300	418.500	126.900	400.708,9470253	121.505,2936141	122.862.086	103.254.955	19.607.131
400	418.500	126.900	394.929,1577640	119.752,7123542	162.640.401	115.316.767	47.323.634
500	418.500	126.900	389.232,7356552	118.025,4101664	201.844.958	127.204.600	74.640.358
600	418.500	126.900	383.618,4782187	116.323,0224276	240.484.032	138.920.965	101.563.067
700	418.500	126.900	378.085,2003189	114.645,1897741	278.565.779	150.468.333	128.097.446
800	418.500	126.900	372.631,7339141	112.991,5580256	316.098.239	161.849.143	154.249.096
900	418.500	126.900	367.256,9278109	111.361,7781104	353.089.334	173.065.798	180.023.536
1.000	418.500	126.900	361.959,6474200	109.755,5059919	389.546.873	184.120.665	205.426.208
1.100	418.500	126.900	356.738,7745179	108.172,4025957	425.478.551	195.016.077	230.462.475
1.200	418.500	126.900	351.593,2070097	106.612,1337384	460.891.955	205.754.335	255.137.620
1.300	418.500	126.900	346.521,8586973	105.074,3700566	495.794.559	216.337.705	279.456.854
1.400	418.500	126.900	341.523,6590500	103.558,7869377	530.193.730	226.768.421	303.425.309
1.450	418.500	126.900	339.051,6596631	102.809,2129301	547.206.802	231.927.224	315.279.578
1.460	418.500	126.900	338.559,4110678	102.659,9504528	550.594.611	232.954.495	317.640.116

Fuente: Autores.

En la gráfica 27 se puede ver claramente el punto en días donde se recupera la inversión aplicando el método de inyección.

Gráfica 27. Análisis Económico.



Fuente: Autores.

A partir de este día la utilidad neta real es de US\$ 291.600 y a los cuatro años que se ejecute el proyecto la utilidad es de US\$ 317'640.116; con lo cual dado que los costos totales corresponden a US\$2.084.880.000 permite vislumbrar una tasa interna de retorno por encima del 60% anual.

5. CONCLUSIONES

Las características fisicoquímicas del agua de inyección son fundamentales puesto que podría presentar precipitación y posteriormente incrustaciones inorgánicas como lo es el caso del carbonato de calcio.

Como parte del necesario manejo de aguas que realiza Petrominerales, y evitar el Back Flow generado por parar el bombeo a los pozos se propone realizar el completamiento del pozo inyector con mallas que impidan el arenamiento del pozo en la formación Granadilla.

El estudio en laboratorio confirmó la hipótesis de un daño generado por migración de finos en cada una de las formaciones a partir de tasas críticas de inyección.

El taponamiento por la migración de finos se presenta tanto aumentando las tasas, lo cual es su comportamiento normal, así como cuando se disminuyen las tasas de inyección. Este último comportamiento de taponamiento al reducir las tasas de inyección parece estar causado por un proceso de depositación de las partículas, las cuales ya se encuentran en movimiento.

Con base en los resultados de las cuatro compañías se observa que la estabilización de finos usando productos de tipo polimérico funcionan mejor que los productos basados en órgano-silicatos y órgano silanos.

Debido a este método de inyección de aguas disposales, se mitiga en gran manera el impacto ambiental por parte de los vertimientos sobre las fuentes hídricas de la región. Y se manifiesta el compromiso por parte de Petrominerales en mejorar y hacer más eficientes los procesos de disposición de aguas asociados a la producción de petróleo.

Se logró llevar a una sola Fuente la información correspondiente al Campo Potranco, con lo cual se facilita la consulta y análisis de la información.

RECOMENDACIONES

Teniendo en cuenta que los campos son maduros y la depletación natural del yacimiento se recomienda perforar nuevos pozos inyectoros.

Se recomienda que los pozos sean perforados y completados con mallas en la formación granadilla y tope de la formación León.

Se recomienda mejorar la calidad del cemento en las formaciones someras ya que esta es una muy posible causa de comunicación con la superficie. Consolidando los intervalos garantizando el cemento y el registro en la zona de inyección.

Se recomienda la adquisición de los registros como lector de sonido o dipolar y litológica, que permite buenas evaluaciones geomecánicas estableciendo intervalos más competentes para completar y perfeccionar la presión máxima de inyección.

Se recomienda implementar dos estrategias para evitar problemas de inyección debido a causas como el arenamiento:

- La primera mantener de tiempo completo la inyección evitando el apagado del sistema de esta forma prevenir los problemas de arenamiento.
- La segunda estrategia considera implementar el control de arena, con liner de screen/gravel. Esta estrategia estaría supeditada a la primera y estudiará la posibilidad de correr liner y gravel pack en el pozo revestido.

Se recomienda aplicar una presión máxima en cabeza de pozo aumentando el volumen de inyección, pero teniendo especial cuidado con no romper la barrera de shale que es la que hace sello entre el subsuelo y superficie, evitando la comunicación con la superficie.

Se recomienda considerar la instalación de medidor de presión permanente en la casing para controlar el flujo detrás del mismo. Y el monitoreo de presión en el fondo de los pozos inyectoros para determinar el reservorio se llenan.

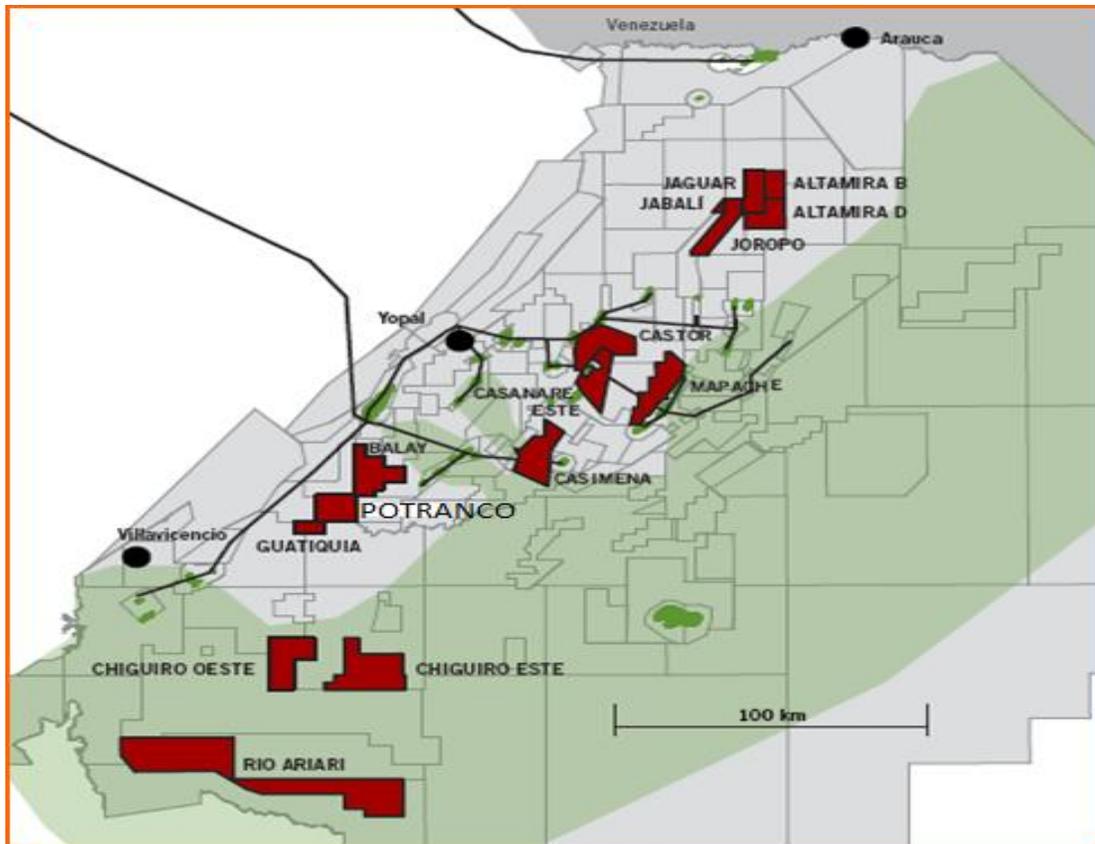
Se recomienda examinar las características fisicoquímicas del agua de inyección y la compatibilidad de los fluidos de formación periódicamente en la planta de inyección de Agua.

BIBLIOGRAFIA

- Endo A y Quintero O, "Análisis de usos alternativos de las aguas asociadas de producción de campos petroleros de la SOH". Universidad Surcolombiana. Neiva.
- FORREST F. Craig Jr. "Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua". Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, Texas, 1986.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS Y CERTIFICACIÓN. Tesis y otros trabajos de grado. Bogotá: ICONTEC., 1996. 132 P. NTC. 1486.
- Javier D. Paez."Proyecto Inyección de Agua Campo Potranco". Diciembre de 2008.
- Javier de Vaina " Disposición y tratamiento del agua producida" Montevideo URIGUAY 2006
- Katalina Dominguez. "Pruebas Granulometria Potranco CSWD1 Arena De Formacion Granadilla". Schlumberger 2011.
- Oilfield Review, "Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso". Schlumberger, Volumen 16, 2004.
- Rojas J. "Fundamentos de Calidad del Agua". Universidad Surcolombiana. Neiva, 2010.
- Sergio H. Lopera. Ph.D. "CARACTERIZACION DE DAÑO EN LAS FORMACIONES LUPE, LOWERSAND Y U-OBSERVADOR DEL CAMPO POTRANCO". ECOEM SAS. 2011
- Tiffin, D. L., King, G. E., Larese, R. E., Britt, L. K., Amoco E & P. "New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control" paper SPE 39437, presented at the 1996 SPE Formation Damage Control Conference held In Lafayette, LA, 16-19 Feb. 1998.

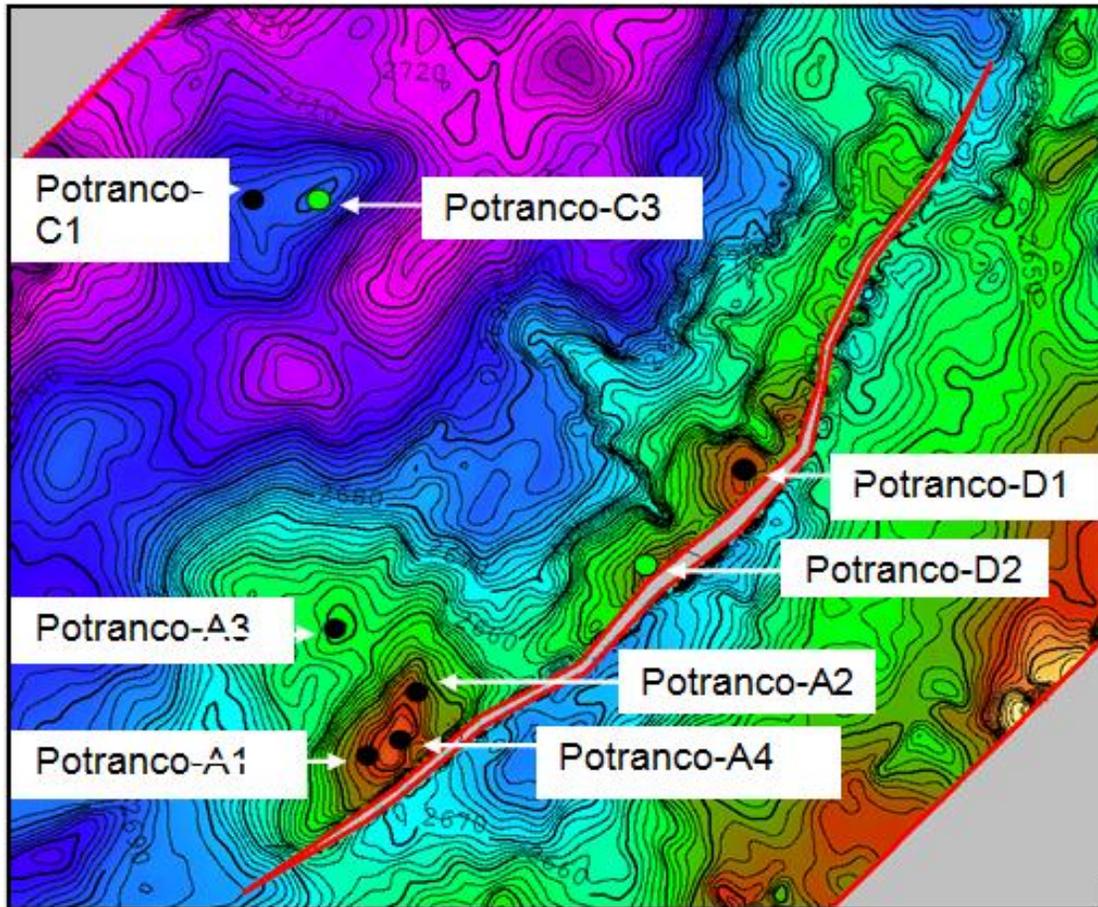
ANEXO 1

Figura 2. Ubicación Campo POTRANCO en el departamento del Casanare.



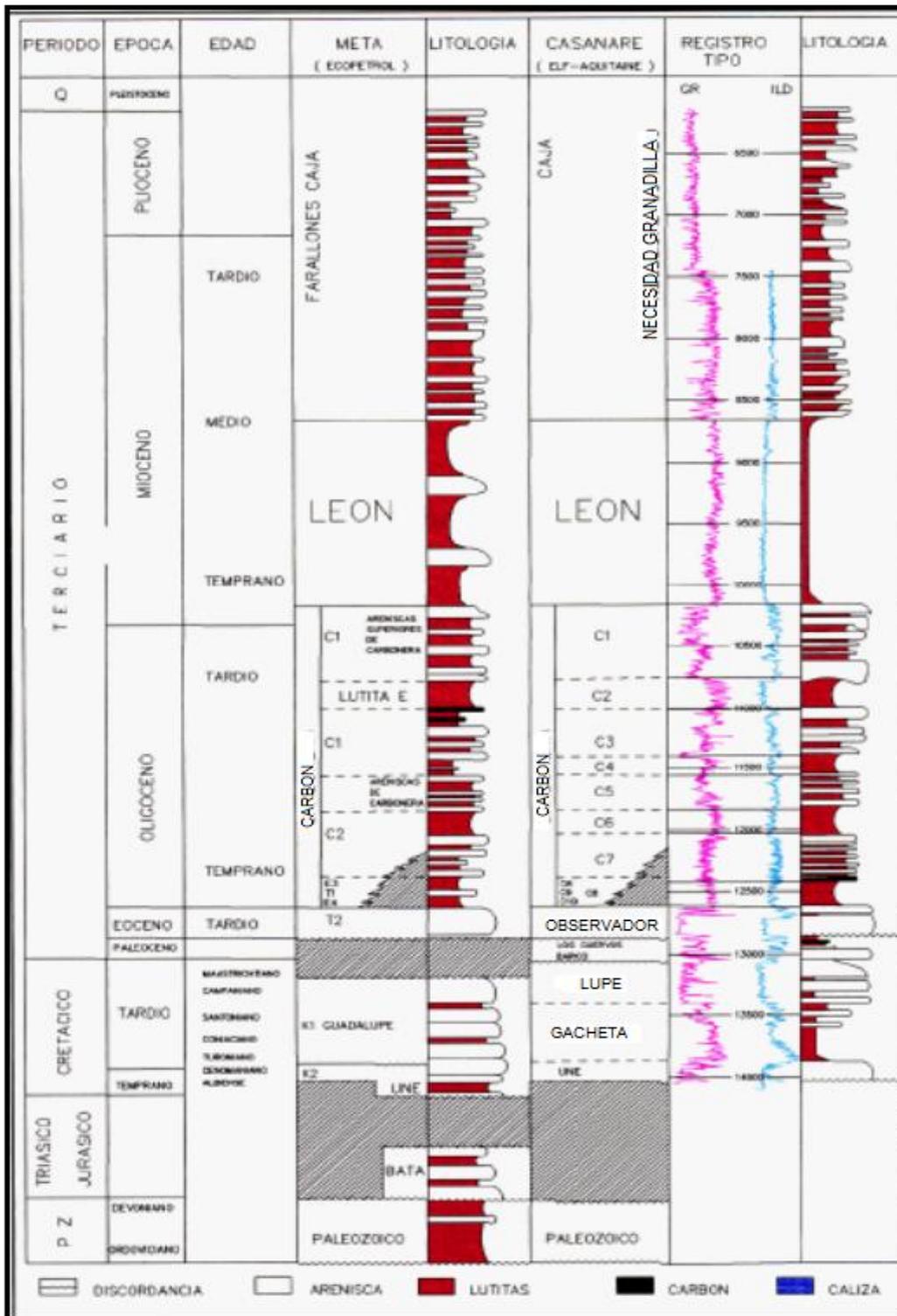
Tomado como base en fuente: Javier Paez. "Proyecto de Inyección de Agua Campo POTRANCO".

Figura 3. Ubicación Campo Potranco. Mapa estructural al tope de Observador



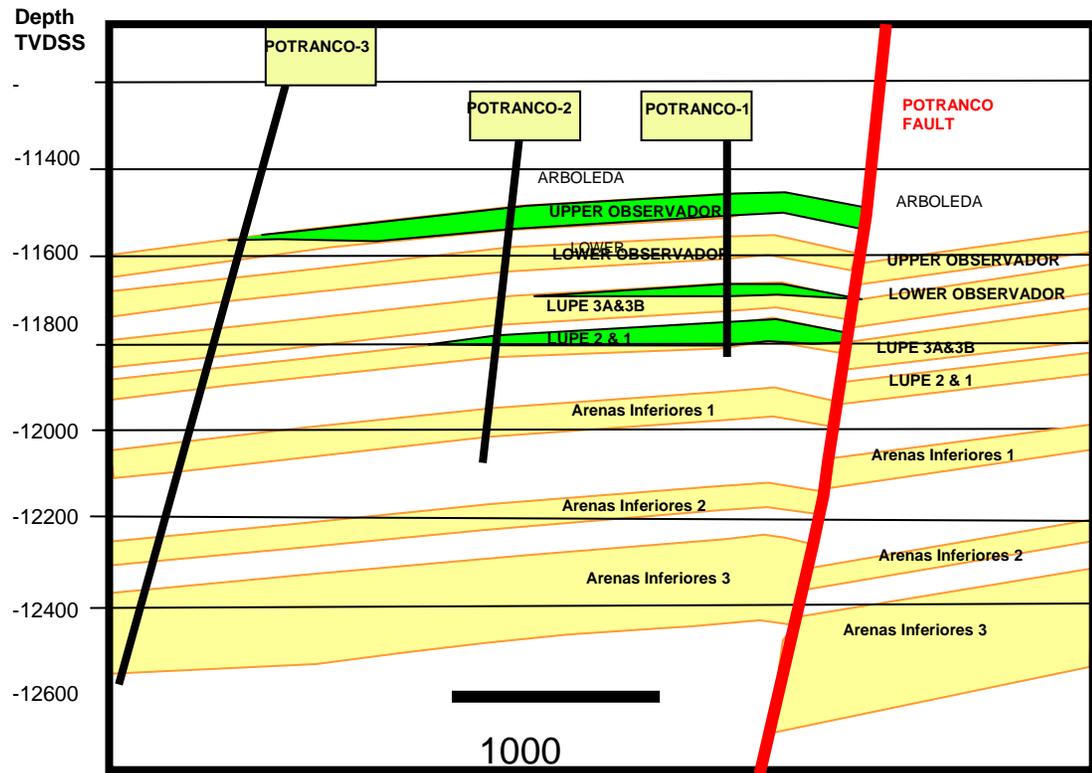
Tomado como base en fuente: Javier Paez. "Proyecto de Inyección de Agua Campo POTRANCO".

Figura 4. Muestra Columna Estratigráfica De Al Área Meta- Casanare



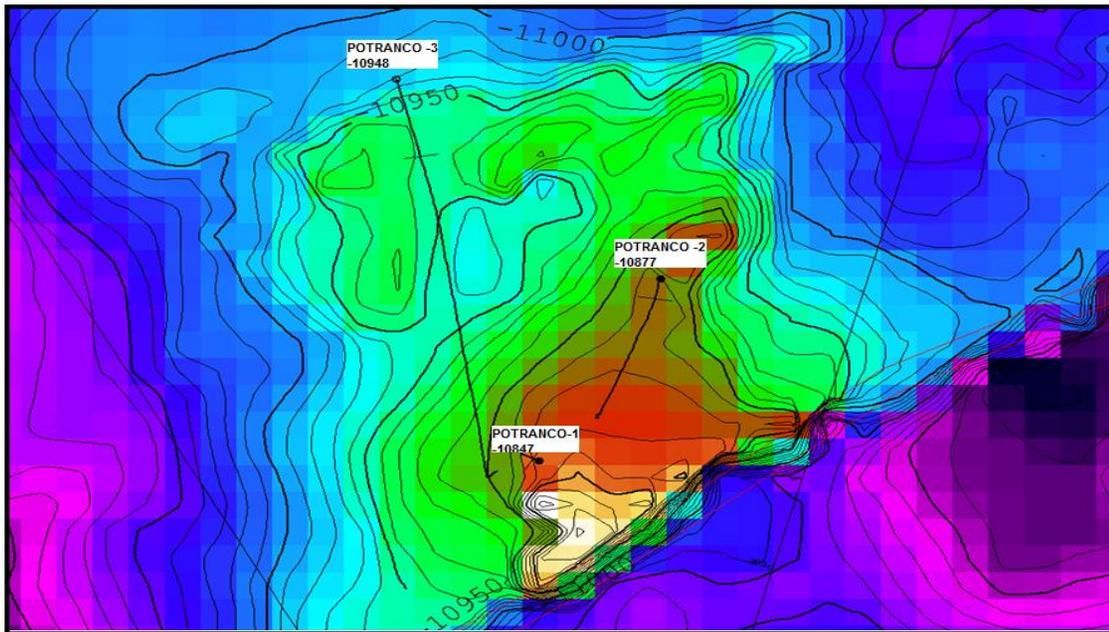
Fuente: Javier Paez. "Proyecto de Inyección de Agua Campo POTRANCO".

Figura 5. Muestra Modelo Estructural De Campo Potranco Estructura “A”



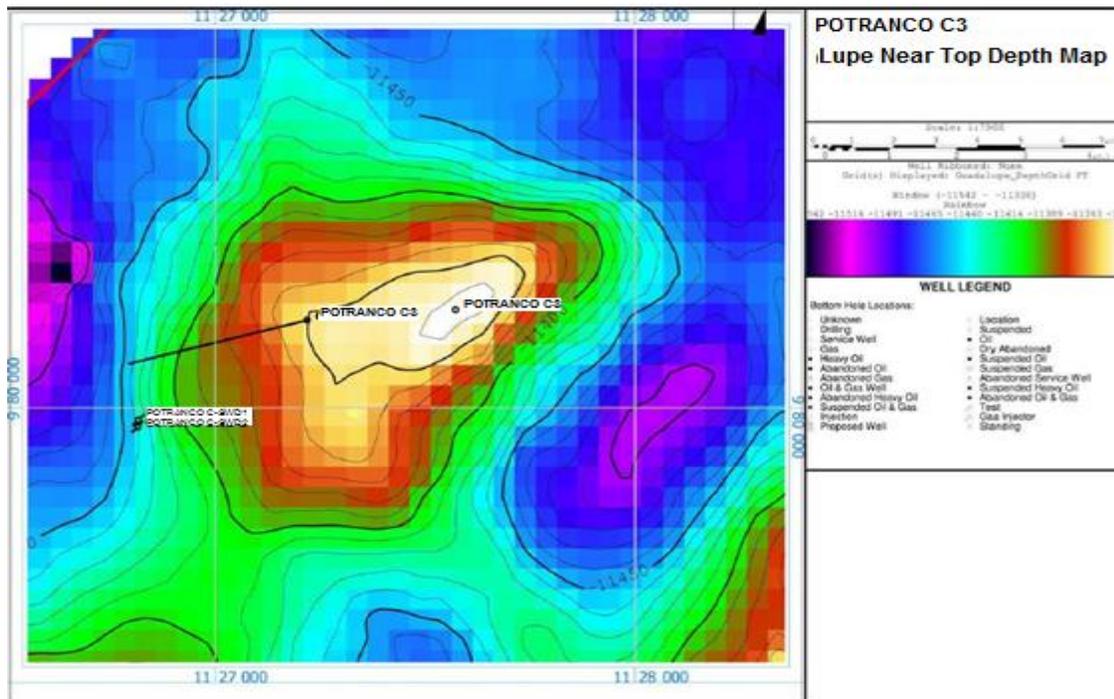
Fuente: Javier Paez. "Proyecto de Inyección de Agua Campo POTRANCO".

Figura 7. Ubicación De Los Pozos Potranco “A”. Tope De Formación Observador.



Fuente: Javier Paez. “Proyecto de Inyección de Agua Campo POTRANCO”.

Figura 8. Ubicación Pozos Potranco Bloque “C”. Formación Lupe.



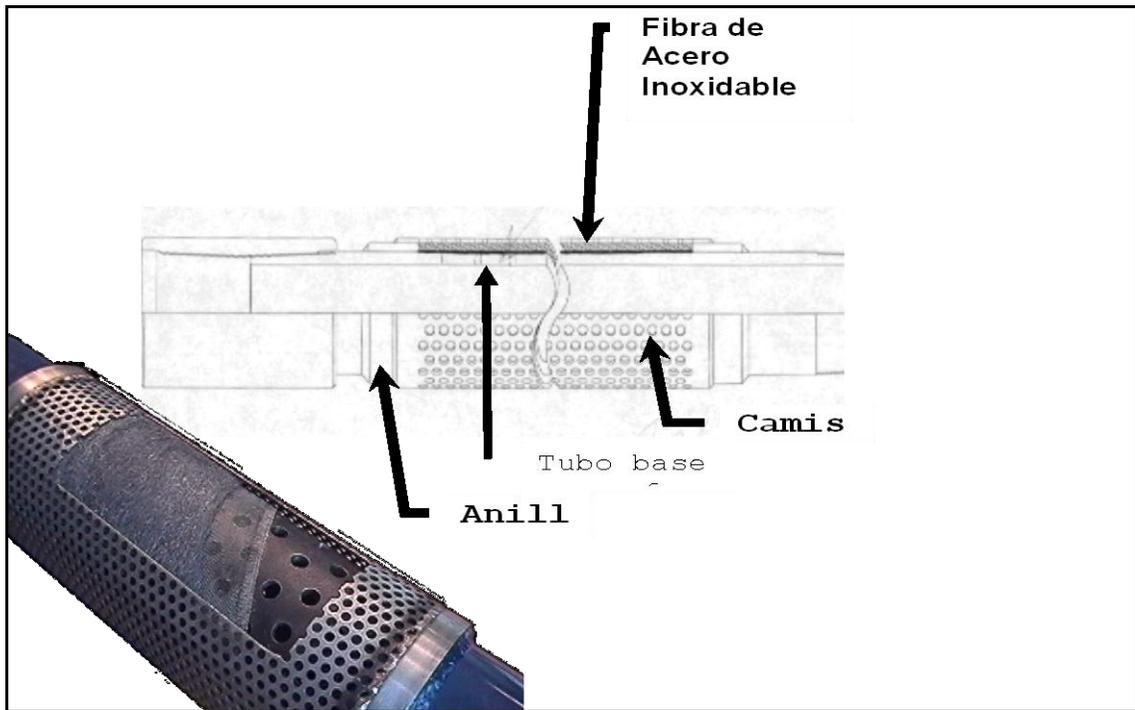
Fuente: Javier Paez. “Proyecto de Inyección de Agua Campo POTRANCO”.

Figura 11. Servicio Limpieza Pozo Formación Granadilla.



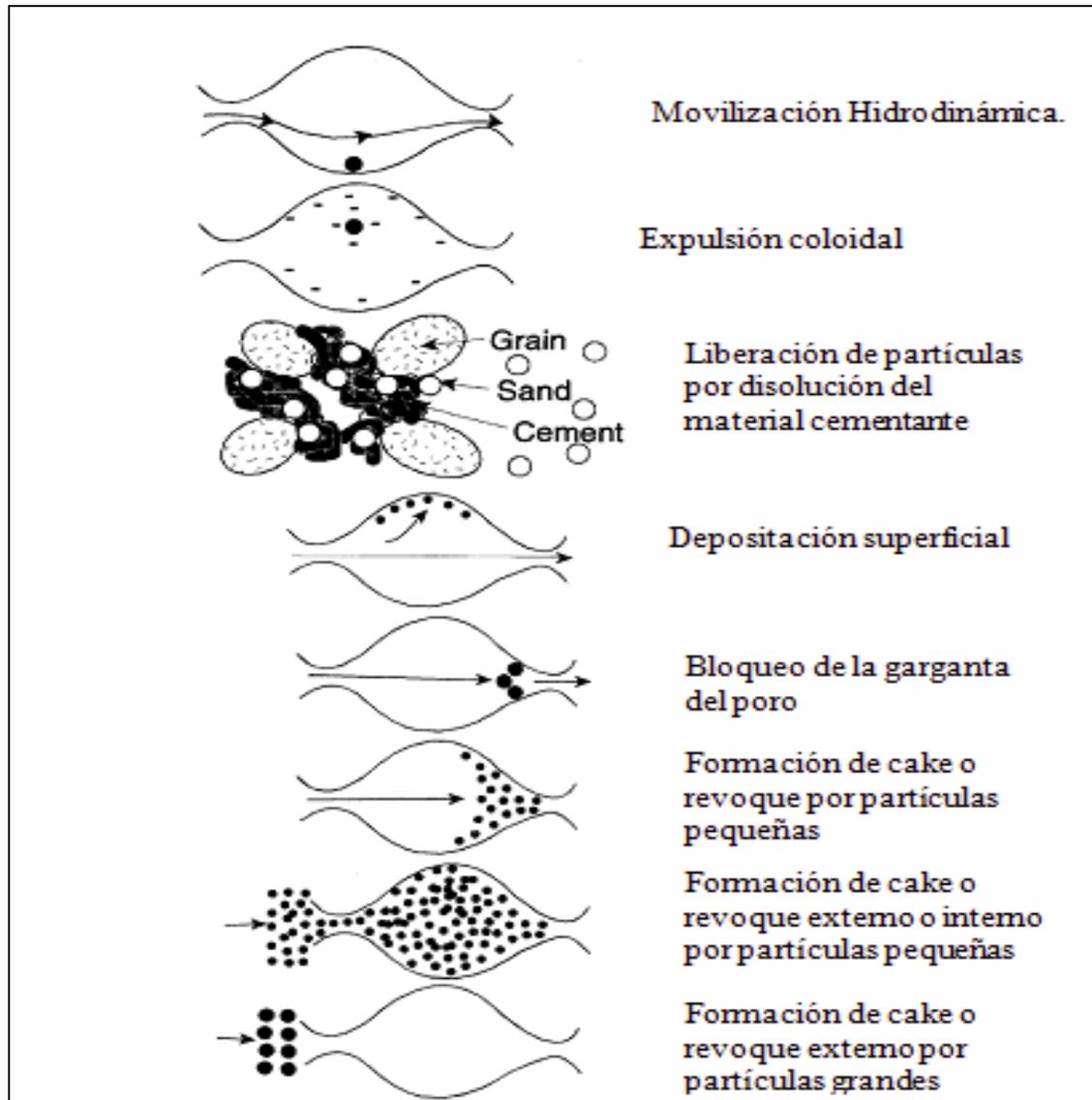
Fuente: Petrominerales

Figura 12. “MeshRite Screen”



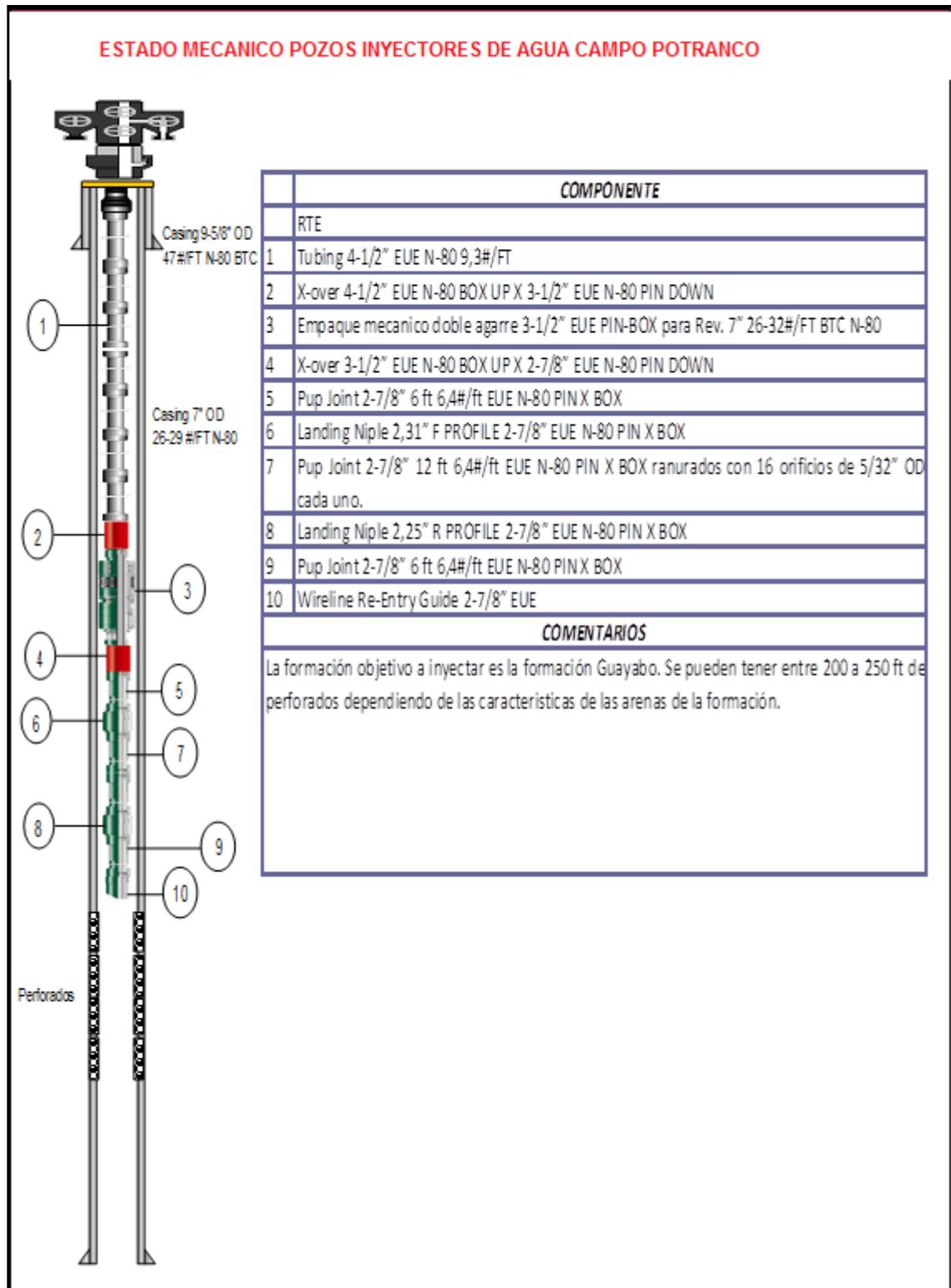
Fuente: Schlumberger.

Figura 14. Mecanismos de generación y retención de partículas



Fuente: Petrominerales.

Figura 15. Estado mecánico sarta de inyección sencilla en pozo inyector de gua Campo Potranco.



ANEXO 2

Tabla 5. Pruebas De Producción Selectivas. Pozo Potranco-03

PRUEBA	POZO-FORMACIÓN	DATE	BFPD	%BSW	OIL	WATER	GAS	GOR	INTERVALO	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
1	POTRANCO 03 : ARENAS INFERIORES 3	08-feb-08	132	100	0	132	N/M	N/A	13010.5-13029.5 13035.5-13041.5	ACHICAMIENTO
2	POTRANCO 03 : ARENAS INFERIORES 2	12-feb-08	344	100	0	344	N/M	N/A	12731-12770	ACHICAMIENTO
3	POTRANCO 03 : ARENAS INFERIORES 1	15-feb-08	91	14.3	78	13	N/M	N/A	12449-12461	JET PUMP
	POTRANCO 03 : ARENAS INFERIORES 1	16-feb-08	868	54.3	369	472	N/M	N/A	12449-12461	JET PUMP
	POTRANCO 03 : ARENAS INFERIORES 1	17-feb-08	1138	71.7	322	816	N/M	N/A	12449-12461	JET PUMP
	POTRANCO 03 : ARENAS INFERIORES 1	18-feb-08	984	78.2	215	769	N/M	N/A	12449-12461	JET PUMP
	POTRANCO 03 : ARENAS INFERIORES 1	19-feb-08	814	63.4	298	516	N/M	N/A	12449-12461	JET PUMP
4	POTRANCO 03 : LUPE	25-feb-08	431	96.1	17	114	N/M	N/A	12240-12258	JET PUMP
	POTRANCO 03 : LUPE	26-feb-08	1473	98.4	24	1449	N/M	N/A	12240-12258	JET PUMP
	POTRANCO 03 : LUPE	27-feb-08	1800	100	0	1800	N/M	N/A	12240-12258	JET PUMP
	POTRANCO 03 : LUPE	28-feb-08	610	100	0	610	N/M	N/A	12240-12258	JET PUMP
5	POTRANCO 03: OBSERVADOR	3-mar-08	594	100	0	594	N/M	N/A	11943-11955	ACHICAMIENTO
	POTRANCO 03: OBSERVADOR	4-mar-08	772	97.5	19	753	N/M	N/A	11943-11955	ACHICAMIENTO

Fuente: Petrominerales.

Tabla 6. Producción Acumulada De Fluidos Y Gas Del Campo Potranco. Bloque “A”

FORMACION	VALORES ACUMULADOS @ 31/Oct/2008				
	OIL (BBL)	OIL (%)	WATER (BBL)	WATER (%)	GAS (MMSCF)
Observador + Lupe	2,131,934	39	3,371,968	61	165
Arenas Inferiores	8,796	10	82,444	90	0

Fuente: Petrominerales.

Tabla 7. Producción acumulada de fluidos y gas del campo Potranco. Bloque “C”

FORMACION	VALORES ACUMULADOS @ 31/Oct/2008				
	OIL (BBL)	OIL (%)	WATER (BBL)	WATER (%)	GAS (MMSCF)
Lupe	119,059	89	13,975	11	14
Arenas Inferiores	370,299	81	87,640	19	0

Fuente: Petrominerales.

Tabla 16. Protocolo Determinación De La Tasa Crítica Para El Flujo De Finos

ETAPA #	DESCRIPCIÓN	JUSTIFICACIÓN
1	Preparación de la muestra y los fluidos de inyección.	Someter la muestra a procedimientos de lavado, secado y saturación al vacío, con el fin de preparar la muestra para la medición de sus propiedades básicas. Los fluidos de inyección se deben preparar para su aplicación sometiéndose a desarenamiento y filtrado.
2	Medición de K a 0.1 cc/min. (10 Vp de agua)	Calcular el valor de la permeabilidad absoluta de la muestra en el sentido de la inyección.
3	Medición de K a (0.3, 0.6, 1, 2, 3, 5, 7, 11, 13, 16.) cc/min	Determinar el valor de la velocidad crítica para cada una de las muestras.

Fuente: Petrominerales.

Tabla 17. Número De Muestra Y Profundidad

MUESTRA DE ROCA	PROFUNDIDAD (FT)
Núcleo 5	11569.5
Núcleo 25	11503.3
Núcleo 51	11770.7

Fuente: Petrominerales.

Tabla 22. Tamaño De Partículas (Micras)

CAUDAL	FORMACIÓN		
	L	A I	U
0.1	1.95	1.41	1.62
0.5	2.41**	1.83	2.17
1	2.87	2.22	2.80**
3	3.14	2.85**	3.19
5	3.26	3.43	3.32

** Hace referencia al caudal de tasa crítica para dicha formación.

Fuente: Petrominerales.

Tabla 23. Protocolo Determinación De La Tasa Critica Para El Flujo De Finos A Swr, Sor, Y Construcción De Curvas De Permeabilidad Relativa.

ETAPA #	DESCRIPCIÓN	JUSTIFICACIÓN
1	Preparación de la muestra y los fluidos de inyección	Someter la muestra a procedimientos de lavado, secado y saturación al vacío (con agua de producción) con el fin de preparar la muestra para la medición de las propiedades básicas. Los fluidos de inyección se deben preparar para su aplicación sometiéndose a desarenado y filtrado
2	Inyección de agua de producción a 0.5 cc/min (10 vp de aceite)	Calcular el valor de la permeabilidad absoluta de la muestra en sentido de inyección
3	Inyección de aceite a 0.5 cc/min (10 vp de aceite)	Llevar la muestra a saturación residual de agua, medición de Ko
4	Inyección de agua de producción a 0.5 cc/min. (10 vp de agua)	Construcción de curvas de permeabilidad relativa y medición de Kw
5	Inyección de agua de producción a 0.5 cc/min, 1 cc/min, 2 cc/min, 3 cc/min, 5 cc/min (10 vp de agua)	Determinación de velocidad critica para el núcleo, cuando el flujo utilizado en el sentido de inyección es agua de producción.
6	Inyección de agua de producción a 0.5 cc/min en sentido de producción.	Recuperar porcentaje de daño generado en el paso anterior, por la migración de finos y preparar la muestra para la construcción de las curvas de tasa critica a Swr.
7	Inyección aceite a (0.5, 1, 3, 5, 7, 10, 13 y 16)cc/min. En sentido inyección.	Determinar la velocidad critica para el núcleo, cuando el fluido utilizado en sentido de Inyección, es aceite.

Fuente: Petrominerales.

Tabla 26. Protocolo Para La Determinación De La Tasa Crítica Para El Flujo De Finos Etapa 2.

ETAPA #	DESCRIPCIÓN	JUSTIFICACIÓN
1	Preparación de la muestra y los fluidos de inyección	Someter la muestra a procedimientos de lavado, secado y saturación al vacío (con agua de producción) con el fin de preparar la muestra para la medición de las propiedades básicas. Los fluidos de inyección se deben preparar para su aplicación sometiéndose a desarenado y filtrado
2	Medición de K con agua de producción a 0.1 cc/min. (10 vp de agua)	Calcular el valor de permeabilidad absoluta de la muestra en sentido de inyección
3	Medición de K en sentido de inyección. Se aumentan los caudales de inyección en 0.2 cc/min y se determina el caudal de tasa crítica, como en el caudal en el cual se observa una disminución de la permeabilidad (Q= 0.3 cc/min, Q= 0.5 cc/min, Q=0.7cc/min, Q=0.9 ...) (10 vp de agua a cada uno de los caudales definidos)	Permite la estimación del caudal de tasa crítica de la inyección de los tratamientos.
4	Inyección de agua de producción sin químicos. Se disminuye los caudales de inyección hasta llegar a un caudal base de 0.1 cc/min (10 vp de agua por cada uno de los caudales)	Se busca determinar si hay efectos de turbulencia en las medidas de K.
5	Inyección de agua en back flow a un caudal de 0.1 cc/min (con un mínimo de 5 vp de agua)	Recuperar porcentaje de daño generado en el paso anterior por la migración de finos, y preparar la muestra para la inyección de los tratamientos de estimulación y estabilización.
6	Inyección de tratamiento (sentido de inyección)	Se busca estimular la formación y controlar la migración de finos en cada muestra con el objetivo de aumentar el caudal de la tasa crítica. Cada una de las compañías propone su protocolo de inyección y los productos a utilizar.
7	Medición de K en el sentido de inyección. Se aumentan los caudales de inyección e 0.2 cc/min, hasta un caudal por encima del caudal de la tasa crítica encontrado en el paso # 3. Para caudales por encima de 3 se continúa en 4 cc/min. 8 cc/min, 10 cc/min.	Permite estimar si después de los tratamientos, se logra estimular la muestra, aumentar el caudal de la tasa crítica y estabilización de finos.

	(10 vp de agua para cada uno de los caudales)	
8	Inyección de agua de producción. Se disminuye los caudales de inyección hasta llegar al caudal base de 0.1 cc/min (10 vp de agua para cada uno de los caudales)	Se busca determinar si hay efectos de turbulencia en las medidas de K.
9	Inyección de agua de producción. Se inyecta agua de producción a 4 cc/min, 8 cc/min, 1 cc/min, 0.1 cc/min (como mínimo 5 vp de agua para cada caudal)	Se busca identificar efectos de daño por depositación de finos causados por la disminución de la velocidad de inyección en la muestra.
10	Inyección de agua en back flow a un caudal de 0.1 cc/min	Recuperar porcentaje de daño generado en el paso anterior por la migración de finos.

Observación: El Fluido utilizado del paso 8 en adelante es agua de inyección (agua tratada con químicos como polímeros).

Fuente: Petrominerales.

Tabla 27. “Protocolo Para La Determinación De La Tasa Crítica Para El Flujo De Finos Etapa 3”.

ETAPA #	DESCRIPCIÓN	JUSTIFICACIÓN
1.-7	Se realizan los pasos del 1 al 7 como se describen en el protocolo utilizado para la etapa 2	
8	Inyección de agua de inyección. Se disminuye los caudales de inyección hasta llegar al caudal base de 0.1 cc/min (10 vp de agua para cada uno de los caudales)	Estimar sensibilidad de la formación al agua de inyección y verificar efectos de turbulencia en las medidas de k
9	Inyección de agua de inyección. Se inyecta agua a 4 cc/min, 8 cc/min, 1 cc/min y 0.1 cc/min. (como mínimo 5vp de agua para cada caudal)	Se busca identificar el daño por depositación de finos causados por la disminución de la velocidad de inyección en la muestra.
10	Inyección de agua en back flow a un caudal de 0.1 cc/ min.	Recuperar porcentaje del daño causado en el paso anterior, por la migración de finos.

Fuente: Petrominerales.

Tabla 38. Componentes de la sarta de inyección en pozos inyectoros de agua en campo Potranco.

Cantidad	Componentes
4500 ft	Tubing 4-1/2" EUE N-80 9,3#/FT
1	X-over 4-1/2" EUE N-80 BOX UP X 3-1/2" EUE N-80 PIN DOWN
1	Empaque mecanico doble agarre 3-1/2" EUE PIN-BOX para Rev. 7" 26-32#/FT BTC N-80
1	X-over 3-1/2" EUE N-80 BOX UP X 2-7/8" EUE N-80 PIN DOWN
1	Pup Joint 2-7/8" 6 ft 6,4#/ft EUE N-80 PIN X BOX
2	Landing Niple 2,31" F PROFILE 2-7/8" EUE N-80 PIN X BOX
1	Pup Joint 2-7/8" 12 ft 6,4#/ft EUE N-80 PIN X BOX ranurados con 16 orificios de 5/32" OD cada uno.
1	Landing Niple 2,25" R PROFILE 2-7/8" EUE N-80 PIN X BOX
1	Pup Joint 2-7/8" 6 ft 6,4#/ft EUE N-80 PIN X BOX
1	Wireline Re-Entry Guide 2-7/8" EUE
1	Standing Valve 2,31 F PROFILE
1	Standing Valve 2,25" R PROFILE

Fuente: Petrominerales