

**PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS A LA REPRESURIZACION DE LA
FORMACIÓN GUAYABO, INYECTORA DE AGUA DE PRODUCCIÓN DE LOS
CAMPOS CORCEL Y GUATIKUÍA**

DANIVIAN ANDREA HIGGINS ARIZA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

**PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS A LA REPRESURIZACION DE LA
FORMACIÓN GUAYABO, INYECTORA DE AGUA DE PRODUCCIÓN DE LOS
CAMPOS CORCEL Y GUATIKUÍA**

DANIVIAN ANDREA HIGGINS ARIZA

**FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ M.Sc
DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	12
1.GENERALIDADES CAMPO CORCEL.....	13
1.1.ANTECEDENTES DISPOSICIÓN DE AGUA CAMPO CORCEL.....	13
1.2.GENERALIDADES DE LOS CAMPOS CORCEL Y GUATIKUÍA.....	14
1.2.1.Disposición de agua de formación en Campo Corcel.	16
1.2.2.Pruebas inyectividad pozos Corcel.	17
1.2.3.Facilidades De Tratamiento De Producción Estación Corcel.....	18
2.ANÁLISIS COMPORTAMIENTO DE LA INYECCION EN CAMPO CORCEL ...	27
2.1.COMPORTAMIENTO CAUDAL Y PRESIÓN – INDICE DE INYECTIVIDAD (I.I.)	27
2.1.1.Presión de Fractura Formación Guayabo.	33
2.2.CALIDAD DE AGUA DE INYECCIÓN DE CAMPO CORCEL.....	39
2.2.1.Grasas y aceites (O/W).....	39
2.2.2.Sólidos Suspendidos Totales (TSS).....	39
3.ALTERNATIVAS PLANTEADAS PARA LA DISPOSICIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DE CAMPO CORCEL	43
3.1.CONVERSIÓN DE POZOS PRODUCTORES A INYECTORES.....	43
3.1.1.Ventajas y desventajas de la conversión de pozos productores a inyectores.	46
3.1.2.Costo de inversión estimado de conversión de los pozos Corcel – A2ST y D3.....	46
3.2.EVAPORACIÓN MECÁNICA.....	48
3.2.1.Ventajas y desventajas de la evaporación mecánica.....	51
3.2.2.Costo de inversion estimado de instalación de evaporadores mecanicos. ...	52
3.3.ATOMIZACIÓN NEUMÁTICA.	53
3.3.1.Ventajas y desventajas de la atomización neumática.	59
3.3.2.Costo estimado implementación de torres de atomización neumática.....	60
4.COMPARACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS PLANTEADAS.....	61
4.1.FLUJO DE CAJA ESTIMADO CONVERSION DE POZOS PRODUCTORES A INYECTORES.....	63
4.2.FLUJO DE CAJA ESTIMADO IMPLEMENTACIÓN EVAPORACION MECÁNICA	65
4.3.FLUJO DE CAJA ESTIMADO IMPLEMENTACIÓN ATOMIZACIÓN NEUMÁTICA.....	66
4.4.COMPARACIÓN TÉCNICO - FINANCIERA DE LAS ALTERNATIVAS PLANTEDAS.....	68
CONCLUSIONES	71
RECOMENDACIONES	73
BIBLIOGRAFIA.....	74

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Ubicación Campo Corcel y Guatiquía	15
Figura 2 Diagrama de flujo esencial de los procesos de la Estación Corcel	18
Figura 3 Manifold de Recibo	19
Figura 4 Diagrama de bloques de proceso	20
Figura 5 Diagrama general de sistema de tratamiento de agua de formación Estación Corcel.	21
Figura 6 Tanques desnatadores Fuente. Centro de control Campo Corcel	22
Figura 7 Filtros de cascara de nuez 50KWPD capacidad	23
Figura 8 Tanques decantadores	24
Figura 9 Tanque de cabeza	24
Figura 10 Bombas Multietapas REDA	25
Figura 11 Histórico de tendencia de índice de inyectividad pozos Corcel – Formación Guayabo.....	28
Figura 12 Histórico de tendencia Q, THP Vs Tiempo pozo Corcel DSWD1– Formación Guayabo.....	29
Figura 13 Histórico de tendencia Q, THP Vs Tiempo pozo Corcel DSWD2 – Formación Guayabo.....	29
Figura 14 Estadístico servicios limpieza de pozo Corcel ASWD2.....	30
Figura 15 Estadístico servicios limpieza de pozo Corcel CSWD3.....	31
Figura 16 Estadístico servicios limpieza de pozo Corcel DSWD1.....	31
Figura 17 Estadístico servicios limpieza de pozo Corcel DSWD2.....	32
Figura 18 Histórico tendencia Q, THP Vs tiempo pozo Corcel D-1, Fm Lowers Sands / Mirador	32
Figura 19 Histórico de tendencia Q, THP Vs Tiempo pozo Corcel Boa 2A, Formación Mirador	33
Figura 20 Grafica puntos de operación pozo Corcel AWSD2	35
Figura 21 Grafica puntos de operación pozo Corcel AWSD3	36
Figura 22 Grafica puntos de operación pozo Corcel BSWD1	37
Figura 23 Grafica puntos de operación pozo Corcel CSWD2.	37
Figura 24 Grafica puntos de operación pozo Corcel CSWD3	38
Figura 25 Grafica puntos de operación pozo Corcel DSWD1	38
Figura 26 Histórico de parámetros de calidad de agua de formación pozos inyectores Campo Corcel	40
Figura 27 Histórico de producción pozo Corcel - A2ST.....	45
Figura 28 Histórico de producción pozo Corcel – D3.....	45
Figura 29 Evaporador de agua mediante procesos mecánicos	49
Figura 30 Módulo de monitoreo atmosférico	50
Figura 31 Sistema de fuerzas actuando en una lámina de líquido moviéndose en aire	54
Figura 32 Desintegración de una lámina líquida	55
Figura 33 Fundamento del sistema de microaspersión construido por Petrominerales Colombia Limited.....	56

Figura 34 Primer prototipo torre de microaspersión Estacion Mirasol, Bloque Mapache.....	57
Figura 35 Diseño nuevo prototipo torre de microaspersión, vista frontal.	58
Figura 36 Diseño nuevo prototipo torre de microaspersión, vista de planta.....	58

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1 Propiedades Petrofísicas de las formaciones del Campo Corcel	14
Tabla 2 Presiones Estáticas formaciones del Campo Corcel	15
Tabla 3 Litología de la Formación Guayabo	16
Tabla 4. Propiedades Petrofísicas de la Formación Guayabo	16
Tabla 5. Resultados Pruebas iniciales pozos inyectores no exitosos.....	17
Tabla 6. Resultados Pruebas iniciales primeros pozos inyectores exitosos.....	18
Tabla 7. Máximas presiones en superficie recomendadas para evitar fracturamiento de la Formación Guayabo	34
Tabla 8. Data de gradiente fractura para una THP y caudal pozo Corcel ASWD2	35
Tabla 9. Tabla de propiedades fisicoquímicas analizadas en laboratorio.....	41
Tabla 10. Tabla de propiedades fisicoquímicas analizadas en laboratorio según decreto 1594 de 1984.....	42
Tabla 11. Costos estimados obras en superficie conversión de pozo	47
Tabla 12 Costos estimados servicio de workover conversión de pozo.....	48
Tabla 13. Costos estimados operación unidades evaporadoras	52
Tabla 14. Costos estimados adecuación infraestructura para dos equipos aspersores.....	53
Tabla 15. Presupuesto estimado montaje de 2 torres de de atomización neumática	60
Tabla 16. Costos de operación de campo Corcel.....	62
Tabla 17. Información de entrada flujo de caja conversión de pozo productor a inyector.....	64
Tabla 18. Flujo de caja conversión de pozo productor a inyector.....	64
Tabla 19. Información de entrada flujo de caja implementación de evaporación mecánica.....	65
Tabla 20. Flujo de caja implementación evaporación mecánica.....	66
Tabla 21. Información de entrada flujo de caja implementación de atomización neumática.....	67
Tabla 22. Flujo de caja implementación de atomización neumática	67
Tabla 23. Comparación financiera de opciones de disposición de agua de formación planteadas.....	68
Tabla 24. Comparación técnica, financiera y socio-ambiental de alternativas de disposición de agua de formación planteadas.....	70

GLOSARIO

- **Coiled Tubing:** Equipo para realizar operaciones *rigless*, compuesto básicamente por una tubería metálica flexible, un carrito donde se enrolla y almacena la tubería, cabezal del inyector que proporciona la tracción para ejecutar o enrollar el tubo, cabina de control desde donde se supervisa la operación y la unidad de potencia que genera la hidráulica y neumática energía requerida por el resto de componentes.
- **Datum:** Un valor acordado y conocido, tal como la elevación de un punto de referencia o del nivel del mar, respecto del cual se corrigen otras mediciones.
- **Electrocoagulación:** Metodo para tratamiento de agua para remoción de metales, sales, sólidos orgánicos y material particulado. Su principio es pasar el agua por medio de columnas conectadas eléctricamente en serie, en las cuales se genera una diferencia de potencial eléctrico debido a sistema ánodo - cátodo contenido en las columnas. Éste, por medio de energía suministrada, desestabiliza las moléculas contenidas en el agua y aglomera los contaminantes más pesados en flóculos, los cuales flotan por acción de burbujas de hidrógeno y son transportados hacia un tanque de sedimentación. En este tanque provisto de secciones de retención de sólidos, se separa el agua del lodo provenientes de la unidad de electrocoagulación, este lodo es removido por acción mecánica dejando libre la corriente de agua de contaminantes pesados.
- **Licencia Ambiental:** Autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de un proyecto, obra o actividad, que de acuerdo con la ley y los reglamentos pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje; la cual sujeta al beneficiario de ésta, al cumplimiento de los requisitos, términos, condiciones y obligaciones que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales del proyecto, obra o actividad autorizada.
- **Operación *Rigless*:** Intervención de pozo con equipos y soportes en superficie que descarta el requerimiento de un taladro
- **Replicabilidad:** Es la capacidad que un proyecto determinado posee para provocar un “efecto demostración” y para ser adoptado como “experiencia-tipo” en otras iniciativas afines.
- **Workover:** Proceso de realizar un mantenimiento mayor o tratamiento de remediación de un pozo de crudo o gas

RESUMEN

TITULO: Planteamiento De Alternativas A La Represurización De La Formación Guayabo, Inyectora De Agua De Producción De Los Campos Corcel Y Guatiquía *

AUTOR: Danivian Andrea Higgins Ariza **

PALABRAS CLAVE: Disposición, inyección, nuevas alternativas, agua de producción.

Uno de los inconvenientes que afecta directamente la continuidad de la operación de un campo es la disposición final de agua de formación, la cual se debe realizar dentro del marco legal ambiental vigente. La inyección de agua en pozos tipo disposal es una de las alternativas más conocidas en la industria petrolera sin embargo está limitada por la geología de la estructura y sus propiedades petrofísicas debido a que en un tiempo proyectado dicha formación dejará de admitir agua, el cual es el caso concreto de los campos Corcel y Guatiquía donde se observa que la presión en cabeza de pozo de los inyectores se ha incrementado con el paso del tiempo y por consiguiente la rata de inyección de agua ha disminuido.

Para la óptima operación de los pozos de inyección, el área de Yacimientos de la compañía establece unos límites de presión de inyección calculados de acuerdo a la presión de fractura de la formación Guayabo. Realizando un análisis pozo a pozos se identificaron que la presión de inyección en cabeza de varios pozos está sobre el umbral permitido y por consiguiente se deben suspender la operación de estos pozos para evitar que ocurran problemas de tipo ambiental o afectación a formaciones productoras.

En este trabajo se presentan tres alternativas que podrían sustituir parcial o definitiva la disposición de agua en la Formación Guayabo como son la inyección de agua en las formaciones Mirador/Guadalupe/Lower Sands, implementación de evaporadores mecánicos o de la atomización neumática demostrando cuál de las tres alternativas es la más viable desde los puntos de vista técnico, financiero y socio – ambiental.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Director: Fernando Calvete.

ABSTRACT

TITLE: Guayabo Formation Over Pressure Alternatives Proposal, Corcel And Guatiquia Water Production Injector *

AUTHOR: Danivian Andrea Higgins Ariza **

KEYWORDS: Disposal, injection, new alternatives, water production

One of the issues that directly affects the field operation's continuity is the disposal of water production, which must be done based on the current environmental legal framework. The disposal water injection wells type is one of the best known alternatives in the oil and gas industry but is limited by the structure geology and petrophysical properties due to a projected time, such rock formation will no longer feed production water, which is the Corcel and Guatiquía fields concrete case where it is observed that the wellhead injection pressure has increased with the passing of time and therefore the water injection rate has decreased.

Reservoir department of the company had established a maximum operational injection pressures calculated according to the fracture gradient of Guayabo formation. Carrying out a well to well analysis, was identified that wellhead injection pressure of several wells were over the maximum pressure injection allowed and therefore those wells should be closed to prevent environmental problems or oil production formations affectations.

The present work shows three options that would partially or finally replace the Guayabo formation water disposal as they are Mirador/Guadalupe/Lower Sands water injection disposal, mechanic evaporator devices or pneumatic atomization implementations and demonstrate which of these three alternatives is the most feasible from a technical, finance and social environment point of view.

* Monograph

** Faculty of Physical Engineering - Chemical. School of Petroleum Engineering Industrial University of Santander. Director: Fernando Calvete.

INTRODUCCION

La disposición final de agua de formación se ha convertido en un factor determinante para garantizar la continuidad de la explotación de un campo petrolero. Dicha disposición está delimitada acorde al plan de manejo ambiental del campo definido según la Normativa Ambiental Colombiana y a la posibilidad de éxito para inyectar en otras formaciones diferentes a Guayabo y a las zonas productoras, que permitan disponer altos volúmenes de agua a presiones moderadas, para hacer viable la explotación de hidrocarburos, donde se concretan alternativas para disponer el agua un periodo de tiempo dado el impacto que se genera en el ambiente.

En los Bloques Corcel y Guatiquía se realiza la disposición de agua de formación en pozos inyectoros. Actualmente el sistema de inyección presenta incremento de la presión en cabeza de dichos pozos, disminución del caudal de inyección y a su vez se observa aumento de la presión estática del pozo monitor. Con base en estos indicadores, se realiza un análisis del comportamiento de la inyección pozo por pozo con el fin de identificar que pozos presentan problemas y cuáles pueden ser las causas.

Bajo estas condiciones, se proponen diferentes alternativas como posibles soluciones a la repesurización de la Formación Guayabo tales como el planteamiento de inyección de agua en formaciones diferentes como son Mirador, Guadalupe, entre otras; referir nuevos modelos tecnológicos de disposición final de agua de formación como la evaporación mecánica y la atomización neumática. Para complementar la formulación de posibles opciones de disposición de agua se presenta un análisis financiero de los diferentes escenarios y su comparativo teniendo en cuenta el costo estimado de inversión, flujo de caja además de cálculos de valor presente neto, tasa interna de retorno y rentabilidad de la posible implementación.

1. GENERALIDADES CAMPO CORCEL

1.1. ANTECEDENTES DISPOSICIÓN DE AGUA CAMPO CORCEL

El éxito de la operación de un campo petrolero yace en la disposición eficiente de productos como el agua, el cual no genera valor agregado a las compañías petroleras. El ingeniero de petróleos a cargo debe prever que dicha disposición se realice según la normativa ambiental colombiana y con el más bajo costo posible.

Dentro de los métodos más usados en la industria es la inyección del agua en una formación la cual no tiene fluidos de interés para las Compañías Operadoras.

Para definir si esta formación es candidata para inyección se analiza las características petrofísicas así como la dimensión de la formación receptora, entre otras propiedades.

En el caso de los Campos Corcel y Guatiquía, el método de disposición de agua producida actualmente aprobado es la inyección el cual dio inicio en el año 2008 inyectando el agua en la Formación Guayabo.

La disposición de agua asociada a la producción de petróleo está regida por el Decreto 3930 del 25 de Octubre de 2010 la cual fue expedida por la Presidencia de la Republica. Mediante esta resolución se establecen los principios para los usos del agua, los criterios de calidad para cada uso, las normas de vertimiento a los cuerpos de agua, aguas marinas, alcantarillados públicos y al suelo y el Protocolo para el Monitoreo de los Vertimientos en Aguas Superficiales, Subterránea.

Adicional a esto, para llevar a cabo las actividades concernientes a la etapa de explotación de un campo es necesario contar con una Licencia Ambiental la cual es expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) basados en la Ley 99 de 1993 Título VIII "De Las Licencias Ambientales". En este documento¹ se encuentra descrito los permisos y restricciones que la compañía tiene en materia de disposición de agua para el campo.

En esta ley se reglamenta los parámetros mínimos de vertimiento en cuerpos de agua y aspersion², es obligatorio realizar análisis fisicoquímicos antes de realizar la disposición ya que estos resultados enmarcan el método de disposición más viable ambientalmente.

Para las operaciones de inyección de agua los parámetros a considerar son menos; sin embargo, se procura que la calidad del agua en cuanto a las concentraciones

¹ Ministerio de Medio Ambiente y Vivienda, Resolución 0276/2007 "Modificación Licencia Ambiental Campo Corcel"

² Ministerio de Medio Ambiente, Decreto 1594 de 1984, Artículo 74

finales de Grasas (O/W) y Sólidos Totales Suspendidos (TSS) sean los menores posibles

1.2. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS CORCEL Y GUATIQUEÍA³

Los Campos Corcel y Guatiquía están ubicados en la parte central de la cuenca de los Llanos, en el departamento de Meta, en los municipios de Barranca de Upía y Cabuyaro (Figura 1).

Las formaciones productoras en el área son Mirador, Guadalupe y las Arenas Inferiores (Lower Sands); estas formaciones están constituidas por arenas limpias de buena selección y con buenas propiedades petrofísicas. La gravedad API del crudo de la formación Lower Sand es de 15.7° y para las Formaciones Mirador y Guadalupe 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 Mirador y Guadalupe registrada en el pozo Corcel-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 Lower Sand en el pozo Corcel C1 fue de 4854 psia al datum de -11.000 TVDSS.

Para el proceso de inyección de aguas se han identificado las formaciones Guayabo, Carbonera, Mirador y Guadalupe como candidatas para este proceso. La formación Mirador presenta porosidades que varían entre 14% - 18%. Guadalupe de 12% a 15% y las Arenas Inferiores 13% -18%:

Tabla 1 Propiedades Petrofísicas de las formaciones del Campo Corcel

FORMACION	Porosidad [%]	Permeabilidad Prom [md]	Fuente (Permeabilidad)
GUAYABO	25	74	Permeabilidad, calculada con el Índice de Inyectividad
CARBONERA	18	22	Permeabilidad, calculada con el Índice de Inyectividad
MIRADOR	16	465	Análisis PBU_Cor01
GUADALUPE	13	95	Análisis PBU_Cor01

Fuente. Proyecto Inyección De Agua Campo Corcel, BOGOTA, diciembre de 2008

Los datos de porosidad son estimados a partir de los registros eléctricos corridos en los pozos del área. A continuación se resume las presiones de formación actuales para el campo Corcel:

³ ing. Javier Dario Paez Sequera Et Al, Proyecto Inyección De Agua Campo Corcel, BOGOTA, Diciembre de 2008

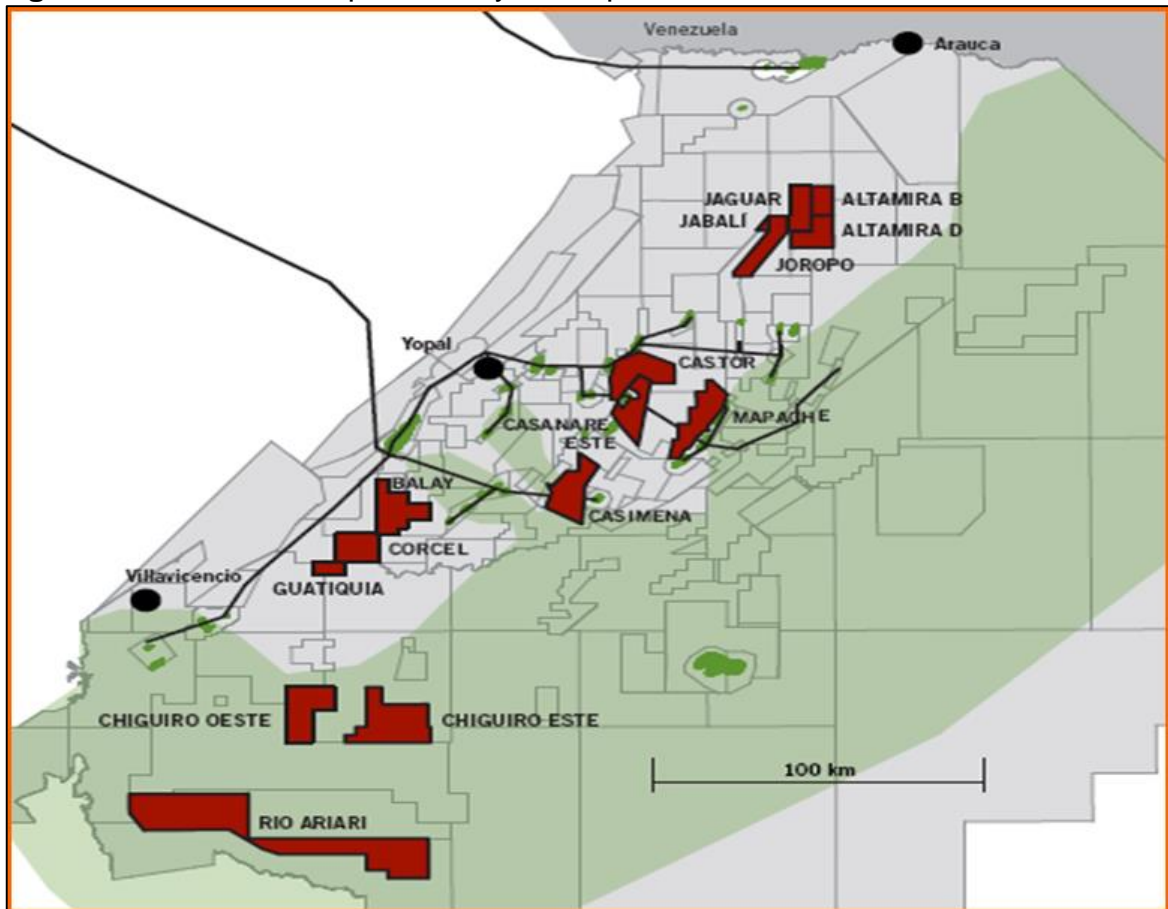
Tabla 2 Presiones Estáticas formaciones del Campo Corcel

Formacion	DATUM	PR Inicial (psia)	PR Actual (psia)
GUAYABO	-4750	2445	2445
CARBONERA	-9250	4478	4478
MIRADOR - GUADALUPE	-11000	4848	4826

Fuente. Proyecto Inyección De Agua Campo Corcel, BOGOTA, Diciembre de 2008

La producción del Bloque Corcel inició en septiembre de 2007 con las pruebas cortas de producción del Pozo Corcel-A1 a nivel de las formaciones Mirador y Guadalupe. El Campo Guatiquía inicio operación a mediados del año 2009 con el pozo Percherón 1 al cual se le realizaron pruebas de producción sin éxito, luego a finales del 2009 inició operación el pozo Candelilla 1 con una producción promedio de 12200 BOPD en flujo natural. A la fecha estos campos continúan produciendo un promedio de 6.000 BOPD y 74.500 BWPD para Corcel y 10.200 BOPD y 59.300 BWPD en Guatiquía

Figura 1 Ubicación Campo Corcel y Guatiquía



Fuente. Proyecto Inyección De Agua Campo Corcel, BOGOTA, Diciembre de 2008

1.2.1. Disposición de agua de formación en Campo Corcel. La Formación Guayabo presenta unas características petrofísicas excelentes para recibir el agua de producción, 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 litología de la formación se dividió en dos intervalos, superior e inferior:

Tabla 3 Litología de la Formación Guayabo

UNIDAD	DESCRIPCIÓN
GUAYABO 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.
GUAYABO 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. Proyecto Inyección De Agua Campo Corcel, BOGOTA, Diciembre de 2008

Como opción principal se seleccionaron las arenas de Guayabo inferior para inyección del agua producida por que presenta algunos canales aislados por arcillas mientras que la parte superior es más arenosa y limosa.

Tabla 4. Propiedades Petrofísicas de la Formación Guayabo

FORMACION	Porosidad [%]	Permeabilidad Prom [md]	Fuente (Permeabilidad)
GUAYABO	25	74	Permeabilidad, calculada con el Índice de Inyectividad

Fuente. Proyecto Inyección De Agua Campo Corcel, BOGOTA, Diciembre de 2008

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

El 01 de octubre de 2008 se realizó prueba de presión estática en el pozo Corcel A SWD1 con el objetivo de verificar la presión de yacimiento en la formación Guayabo. La presión de yacimiento encontrada durante esta prueba fue de 2455 psia @ -4750 pies TVDSS.

1.2.2. Pruebas inyektividad pozos Corcel. El primer pozo que se realizó pruebas de inyección corresponde al pozo Corcel-A3, el cual fue inicialmente productor y fue cerrado por su alta producción de agua, siendo convertido en inyector. Se realizaron pruebas de inyección pero el pozo no recibió agua y alcanzó altas presiones; se realizó la misma operación a los pozos Corcel F-1 y C-1 los cuales se perforaron inicialmente como productores pero no hubo éxito en las pruebas de inyektividad.

La compañía pasó a perforar los pozos ASWD-1 y CSWD-1 exclusivamente para inyección y fueron completados en la Formación Guayabo, después de un tiempo de inyección de agua se observó que los pozos alcanzaron una presión en cabeza mayor a 2000 psi y luego cayó súbitamente. Días después se observa en superficie el afloramiento del agua inyectada por lo cual se concluyó que se había superado la presión de fractura de la formación, a continuación se detalla las pruebas realizadas a los pozos:

Tabla 5. Resultados Pruebas iniciales pozos inyectores no exitosos.

POZO	FORMACION	Qw (BWPD)	Presion (PSI)	Comentarios
CORCELA-A-3 (1)	Carbonera / Mirador	7200 BWPD	2500 PSI	BAJO CAUDAL DE INYECCION (No estabilizado)
CORCELA-A-3 (1)	Mirador / Guadalupe	5760 BWPD	2300 PSI	BAJO CAUDAL DE INYECCION (No estabilizado)
CORCELA-A-3 (2)	Carbonera / Mirador / Guadalupe	6624 BWPD	1200 PSI	INTERVALO DE MIRADOR CEMENTADO EMPEZÓ A TOMAR Y SE CONECTO CON POZO PRODUCTOR VECINO
CORCEL F-1	Carbonera	1800-8640	3000- 6000 PSI	ALTA PRESION (No estabilizado)
CORCEL F-1	Carbonera	1800-8640	3000- 6000 PSI	ALTA PRESION (No estabilizado)
CORCEL F-1	GUADALUPE	7200 BWPD	5027 PSI	ALTA PRESION
CORCEL F-1	LOWER SAND-1	7200 BWPD	4200 PSI	ALTA PRESION
CORCEL F-1	Mirador / Guadalupe / Lower Sand 1	6624 BWPD	3800 PSI	PRUEBA EN CONJUNTO
CORCEL CSWD	Guayabo	22.000 BWPD	2400 PSI	AGUA EN SUPERFICIE ENE-2010
CORCEL CSWD	Carbonera	4032 - 1500 BWPD	2800 - 6000 PSI	SE TAPONO EL POZO
CORCEL ASWD	Guayabo	26.000 BWPD	2100 PSI	AGUA EN SUPERFICIE ABR-2010
CORCEL D-1	Mirador	1600 BWPD	1650 PSI	ALTA PRESION (No estabilizado)
CORCEL D-1	LOWER SAND-1	3600 BWPD	6200 PSI	ALTA PRESION
PECHERON-1	LOWER SAND-3	1440-11600 BWPD	5300 - 6300 PSI	ALTA PRESION

Fuente. Autor

Tabla 6. Resultados Pruebas iniciales primeros pozos inyectoros exitosos.

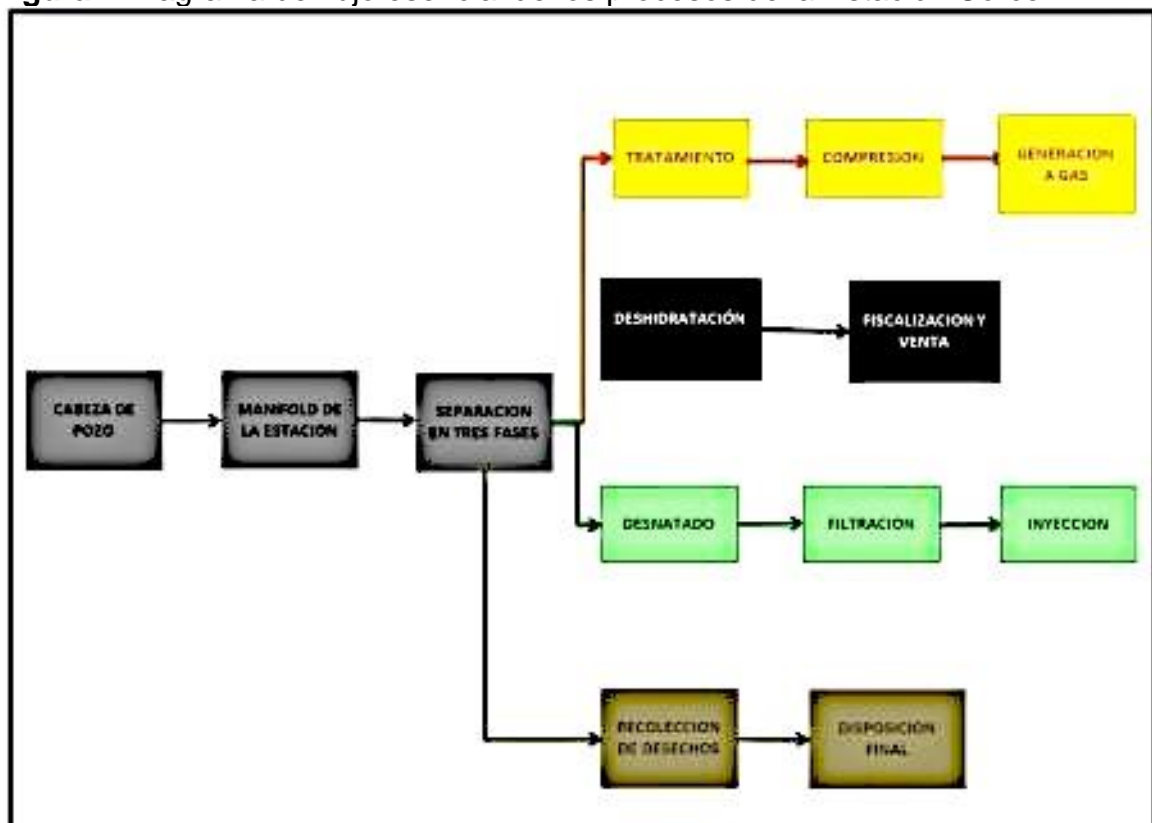
POZO	FORMACION	Qw (BWPD)	Presion (psi)	COMENTARIOS
CO-ASWD2	Guayabo	5250	1100	
CO-ASWD3	Guayabo	28553	950	Durante el completamiento se presento arenamiento del pozo, realizo limpieza con coiled tubing
CO-BSWD1	Guayabo	12007	1050	Aporte de arena en suabeo
CO-CSWD2	Guayabo	23657	1100	Limpieza de arena antes de inicio de operacion
CO-CSWD3	Guayabo	12820	500	
CO-DSWD1	Guayabo	22145	1100	En pruebas se recibieron 250 bls arena
CO-DSWD2	Guayabo	3154	1100	Realizó backflow con nitrogeno

Fuente. Autor

En Febrero/13 se realiza corrida con memorias para toma de gradiente al pozo ASWD-1 (cerrado desde Mayo/10) y se convierte en el pozo monitor.

1.2.3. Facilidades De Tratamiento De Producción Estación Corcel. El fluido proveniente de los pozos convergen en la estacion Corcel en el manifold, de ahí se direccionan a los equipos requeridos en superficie para su recolección, separación, tratamiento y posterior disposición y/o uso:

Figura 2 Diagrama de flujo esencial de los procesos de la Estación Corcel



Fuente. Autor

El recibo del fluido de los pozos se realiza en el Manifold de Recibo, el cual está conformado por las líneas de prueba en 6" y las líneas de proceso en 12". Cada una de estas líneas está dedicadas al recibo del crudo proveniente de un pozo o troncal específica.

Figura 3 Manifold de Recibo



Fuente. Manual de operación Facilidades Campo Corcel

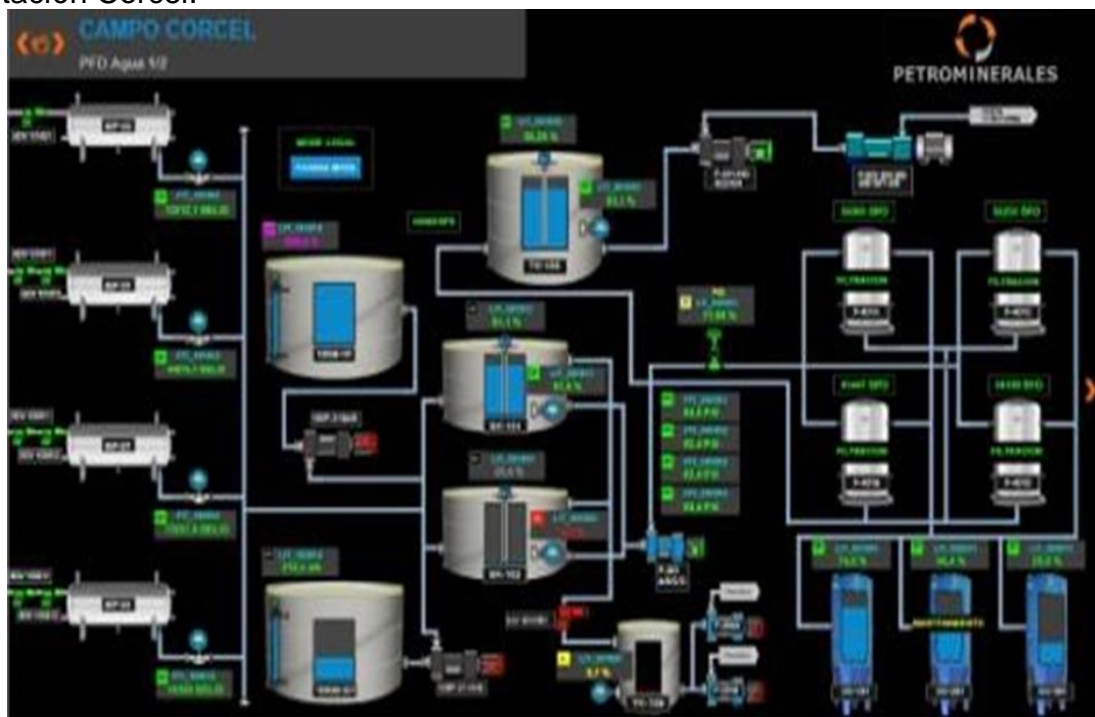
1.2.3.1. Descripción de proceso tratamiento y despacho de crudo. En la estación, la mezcla agua-crudo-gas pasa inicialmente por la etapa de separación primaria la cual se realiza con tres **separadores trifásicos** y uno adicional para pruebas de pozos para determinar las características de producción de un pozo específico; los equipos de separación trifásica principales operan 2 de 3 de tal manera que uno maneja la producción de Corcel, el otro la producción de Guatiquía y el último es back up de los anteriores. Estos equipos fueron diseñados para realizar la separación de crudo, gas y agua libre para posteriormente tratar cada producto por separado.

El crudo sale del separador hacia los **tanques de lavado** o *Gun Barrels*, en esta etapa la mezcla bifásica crudo-agua ingresa al equipo por la parte inferior del tanque donde se existe un colector central con brazos radiales que distribuyen el líquido en corrientes de bajo caudal con el fin de romper la emulsión; el crudo deshidratado

1.2.3.3. Descripción de proceso tratamiento y disposición del agua. Para la disposición final del agua de producción se requiere en primera instancia que el agua con trazas de crudo pase por una serie de equipos y procesos para que, por medio de métodos físicos y químicos, se obtenga la calidad idónea para inyección.

De acuerdo con el cálculo realizado por Producción, la capacidad de la planta de tratamiento de agua de Corcel es de 150.000 BWPD la cual está limitado por el volumen de tratamiento del *Skimming Tank*, aplicando un factor de seguridad, se establece que la planta no debe tratar más de 144.000 BWPD, esta información es importante al ingresar pozos nuevos de los bloques.

Figura 5 Diagrama general de sistema de tratamiento de agua de formación Estación Corcel.



Fuente. Centro de control Campo Corcel

El agua de producción sale inicialmente por la parte baja de los separadores trifásicos horizontales y una parte de los *Gun Barrels*; el agua que sale de estos equipos con alto contenido de grasas y sólidos es enviada al *Skimming Tank* o **Tanques Desnatadores**, el agua decantada en los *Gun Barrels* es enviada por medio de bombas centrífugas al *Skimming Tank* mientras que el agua que sale de los separadores posee suficiente energía para entrar al equipo.

El agua que ingresa a los tanques desnatadores contienen aceite libre suspendido desde pequeñas partes por millón (ppm) hasta concentraciones más altas. Este aceite cuando se combina con sólidos insolubles como compuestos de hierro, carbonato, sílice, entre otros, causan taponamiento de las formaciones inyectoras.

La función principal en todo equipo de tratamiento de agua es que todas las gotas de aceites se separen de la fase continua que es el agua para que se puedan remover; en unidades de separación por gravedad, la diferencia entre la gravedad específica del aceite y de agua causa que el aceite flote en la superficie del agua y se junten por medio del proceso de coalescencia. La velocidad de separación en estos equipos está basada en la ley de Stokes:

$$V_t = \frac{1.78 \times 10^{-6} (\Delta S.G.) (d_m)^2}{\mu W}$$

Dónde:

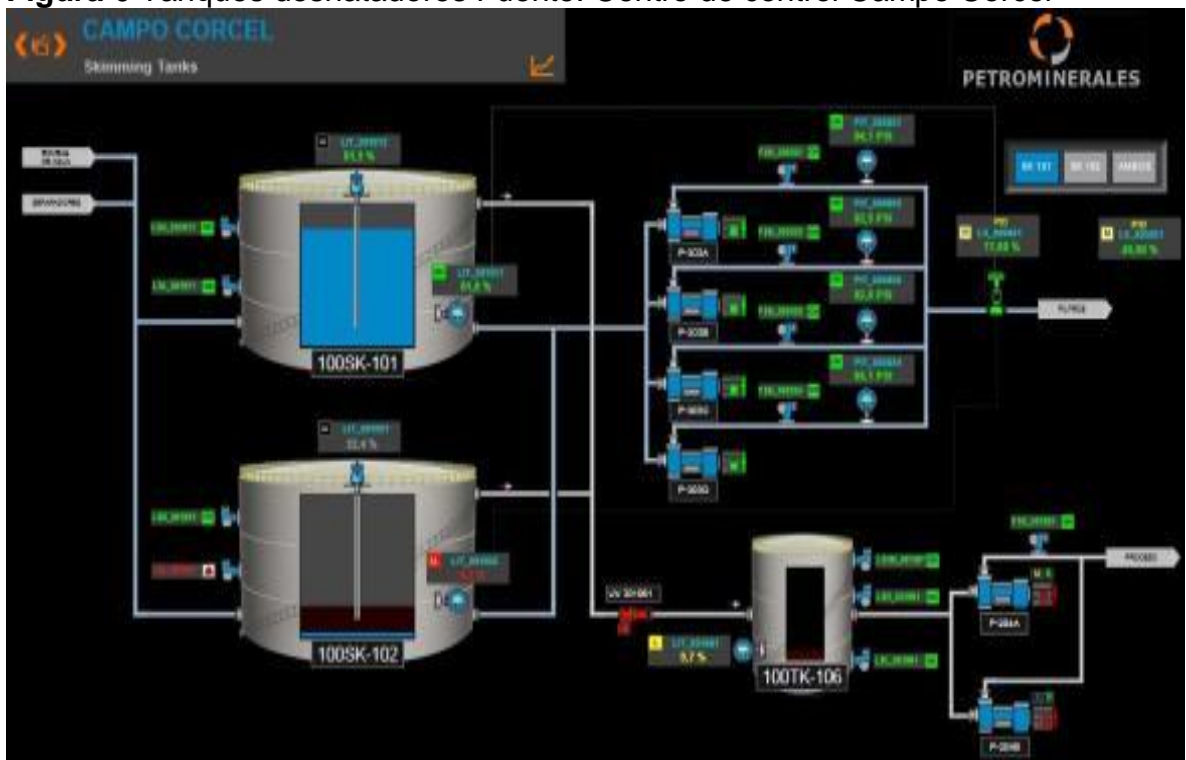
V_t = Velocidad de asentamiento, ft/seg.

$\Delta S.G.$ = diferencia de gravedad específica del agua y del aceite

d_m = diámetro de la gota de aceite, micras

μW = viscosidad del agua de la fase continua, cP

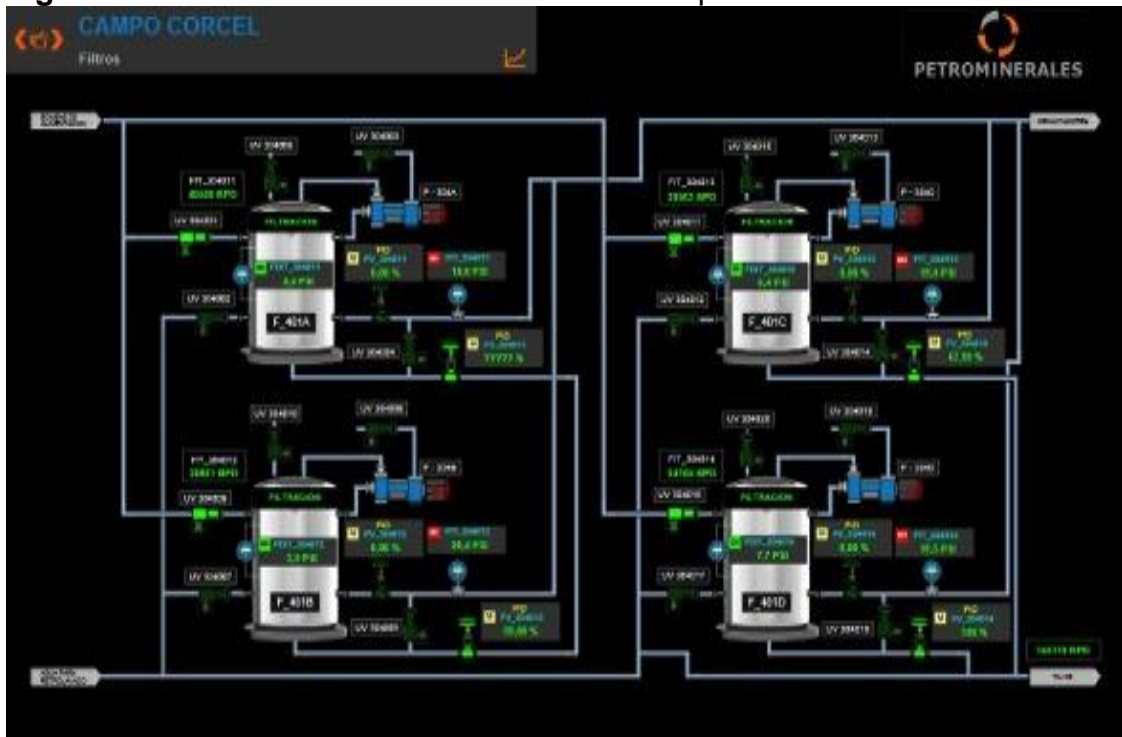
Figura 6 Tanques desnatadores Fuente. Centro de control Campo Corcel



Fuente. Centro de control Campo Corcel

El agua proveniente de los separadores pasa a los tanques desnatadores en donde, las gotas de crudo presentes en el agua suben y coalescen; al acumularse crudo, se procede a rebosar el equipo hacia un tanque acumulador, cuando dicho tanque recolecte suficiente crudo, éste es retornado al proceso por medio de una bomba centrífuga. El agua clarificada sale por la parte baja del *Skimming Tank* direccionándose al sistema de filtración.

Figura 7 Filtros de cascara de nuez 50KWPD capacidad

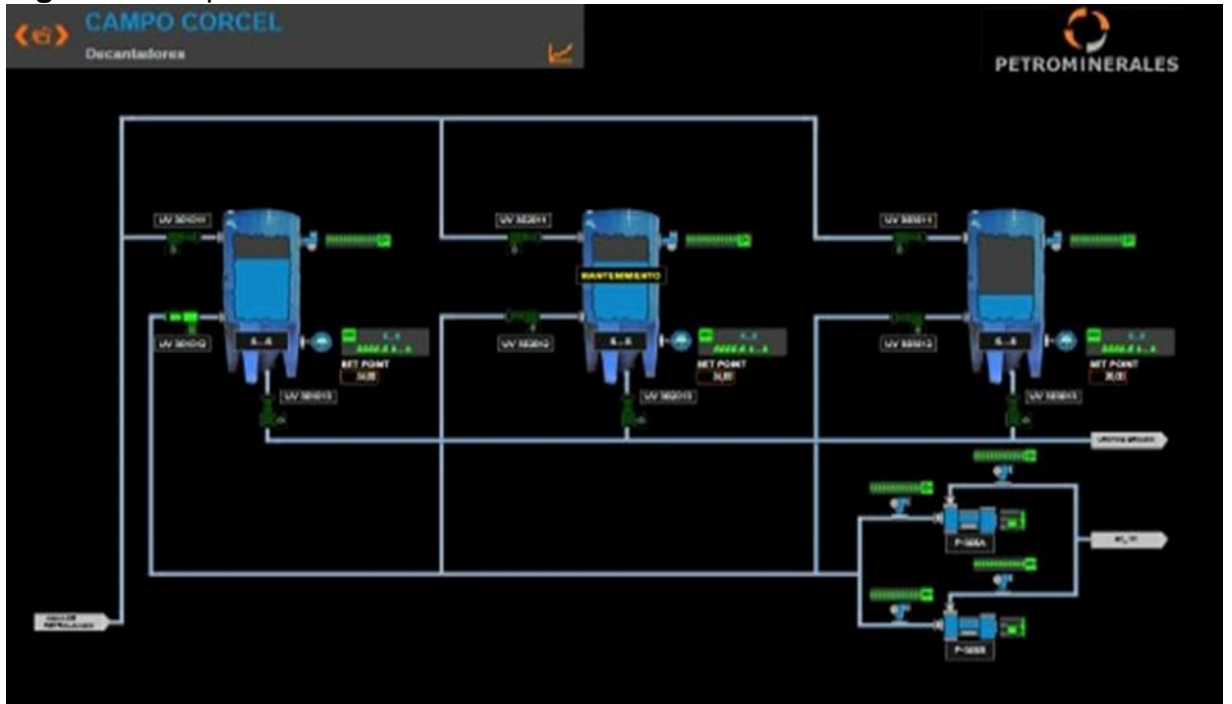


Fuente. Centro de control Campo Corcel

El agua pasa a los filtros diseñados para la eliminación de sólidos y aceites residuales por adsorción sobre el lecho filtrante. Son tanques cerrados y a presión los cuales disponen de un lecho filtrante de material orgánico, que provee de retención forzosa las partículas suspendidas y fases oleosas en dicho material, la capacidad nominal de manejo es de 50.000 BPD por cada equipo de filtración.

A los filtros se les realizan mantenimientos periódicos mediante retrolavados para remover por medio de agitación el aceite adherido en el lecho. Los desechos que salen pasan a un **tanque decantador** los cuales son unos recipientes de fondo cónico para la clarificación del agua producto del retrolavado. El agua clarificada se recirculará al sistema para ser tratadas en los equipos de tratamiento, el agua aceitosa concentrada se eleva en donde puede ser rebosada para retornarlo al sistema, los sólidos concentrados en el fondo cónico son enviados a los lechos de secado para la disposición final.

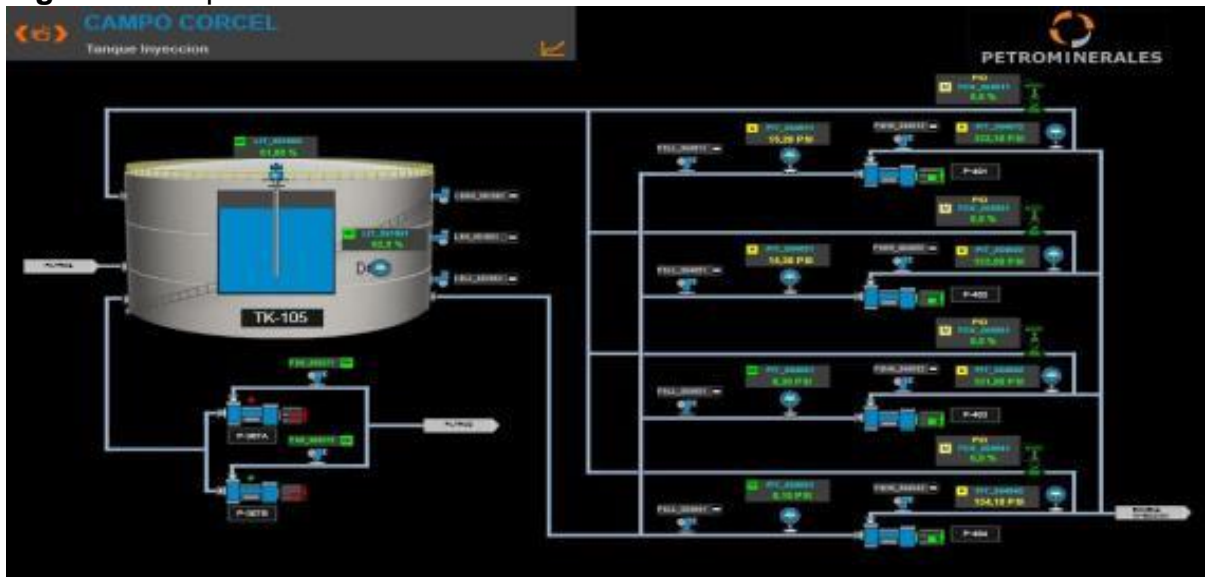
Figura 8 Tanques decantadores



Fuente. Centro de control Campo Corcel

Dependiendo de las condiciones de operación del pozo y la calidad final del agua, el agua filtrada puede ser conducida hacia las piscinas de tratamiento o hacia el **tanque de cabeza** el cual es alimentado con agua filtrada.

Figura 9 Tanque de cabeza



Fuente. Centro de control Campo Corcel

Este tanque está diseñado para suministrar cabeza hidrostática al *manifold* de succión de las bombas *booster* de 50.000 BPD de caudal nominal, estas bombas suministran presión de succión a las **bombas multietapas (REDA)** de inyección de agua a alta presión a los pozos. Estas bombas poseen 52 etapas cada una, con 1700 HP y un caudal nominal de 22.000 BWPD por equipo.

Figura 10 Bombas Multietapas REDA



Fuente. Centro de control Campo Corcel

Para lograr la calidad deseada del agua de formación para inyección se realiza tratamiento químico previo a la inyección mediante el agregado de diversos productos, entre los que se destacan:

- **Rompedor de emulsión:** Comúnmente utilizados en la recuperación del aceite presente en el agua.
- **Inhibidores de corrosión:** Son adicionados cuando se determina que el agua de formación posee un pH ácido con el fin de disminuir la velocidad de corrosión en equipos de proceso, tuberías y vasijas.
- **Inhibidores de incrustación:** Sustancias utilizadas cuando el pH del agua de formación tiene características básicas y tendencia a formar carbonatos y sulfatos.

- **Bactericidas o biocidas:** Químicos para atacar microorganismos los cuales segregan sustancias corrosivas que pueden deteriorar equipos y tuberías, antes de la aplicación del químico se debe personalizar el tratamiento mediante la identificación del tipo de bacteria presente en el sistema.
- **Secuestrantes de Oxígeno:** Usados para mitigar la corrosión inducida por oxígeno presente en el agua de producción

Para la etapa de inyección se debe realizar el monitoreo continuo de agua producida, lo que contribuirá a conocer la calidad del agua que se dispone en el subsuelo, y tener una evaluación del potencial de afectación del yacimiento por el proceso de inyección del agua de producción.

2. ANÁLISIS COMPORTAMIENTO DE LA INYECCION EN CAMPO CORCEL

La inyección es la etapa final en el proceso de tratamiento y disposición de agua de formación en el Campo Corcel. Dentro del diagnóstico a realizar al comportamiento de la inyección en Campo Corcel se propone revisar los siguientes puntos:

- Fluido de transporte de las partículas: en este caso se refiere al agua de formación inyectada, analizar el caudal y presión de inyección.
- La concentración de las partículas suspendidas: Refiere a la calidad del agua de inyección representada en la cantidad de partículas de grasas y aceites y sólidos suspendidos presentes en el agua de inyección.

Estos aspectos están directamente relacionados a la velocidad de taponamiento y por consiguiente el posible daño creado en la formación receptora.

2.1. COMPORTAMIENTO CAUDAL Y PRESIÓN – INDICE DE INYECTIVIDAD (I.I.)

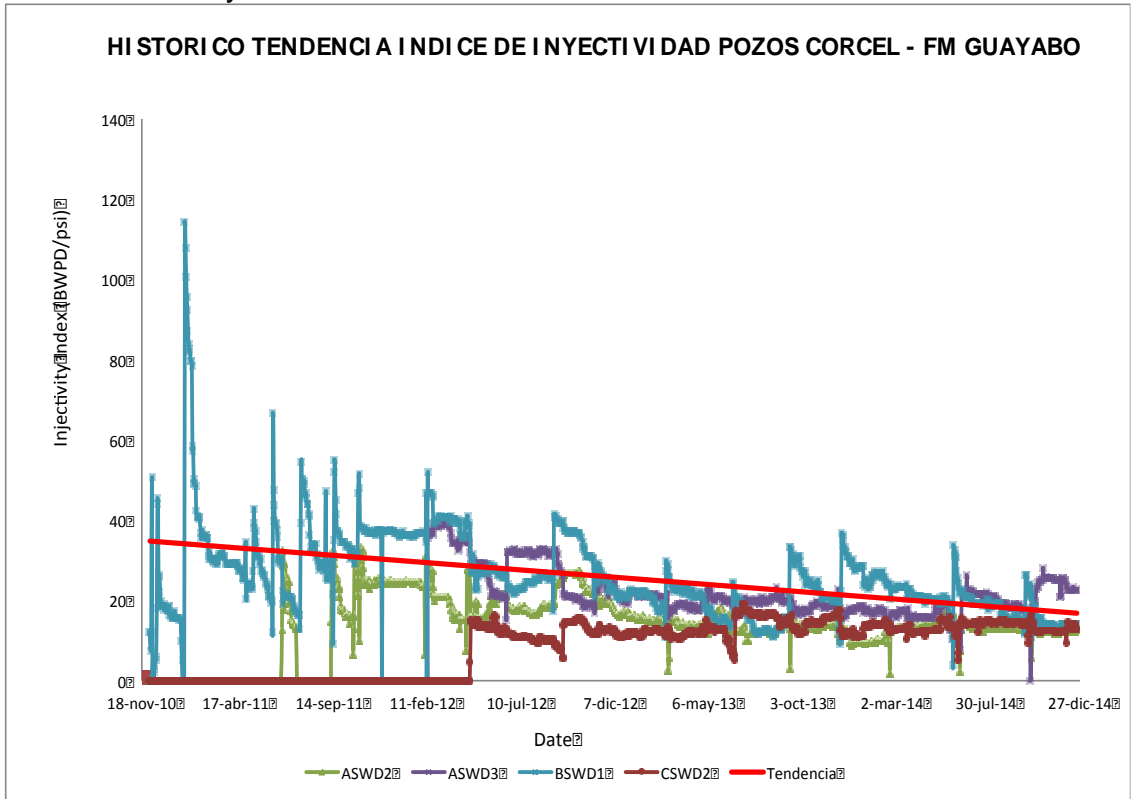
El cálculo del índice de inyectividad es la forma más común para analizar el comportamiento de los pozos inyectoros. El cálculo se puede obtener con el caudal de inyección (Q), la presión de inyección (THP, corregido a condiciones de fondo) y la presión estática del yacimiento (P_e)⁸.

Para conocer el comportamiento de la inyección en los pozos de Corcel se procedió a calcular los índices de inyectividad a lo largo del tiempo desde el inicio de su completamiento como se observa a continuación:

⁸ Tomado de

http://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CB0QFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.advntk.com%2Fpwrijip2003%2Fpwri%2Ftoolbox%2Fdocuments%2Fminutes_12_00%2Fnote_calc_PWRI_injectivity.doc&ei=DdytVOWGMMzLsAThtlGIBw&usg=AFQjCNGrlppMwWrQgE3DXYr4uAYucS8_Sw&sig2=gmTbovhCqxZC0D7yeEBX-Q

Figura 11 Histórico de tendencia de índice de inyectividad pozos Corcel – Formación Guayabo



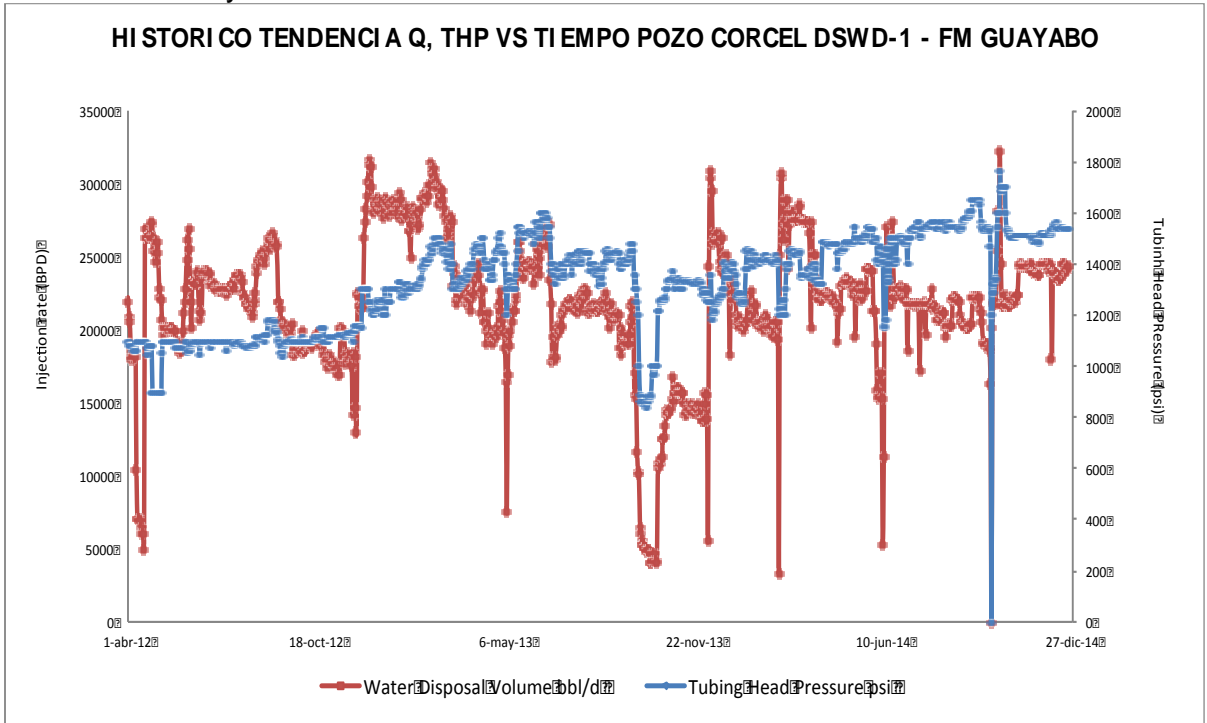
Fuente. Autor

En el gráfico anterior se observa una tendencia de declinación del índice de inyectividad a lo largo del tiempo, el cálculo del índice de inyectividad se realizó teniendo en cuenta el gradiente dinámico por pozo para llevar la presión de superficie (THP) a condiciones de fondo.

Hay diversos factores que se pueden atribuir a la disminución en el caudal como podría ser daño de la formación debido a la calidad del agua inyectada, que el reservorio este disminuyendo su capacidad de admisión, arenamiento del pozo, entre otros.

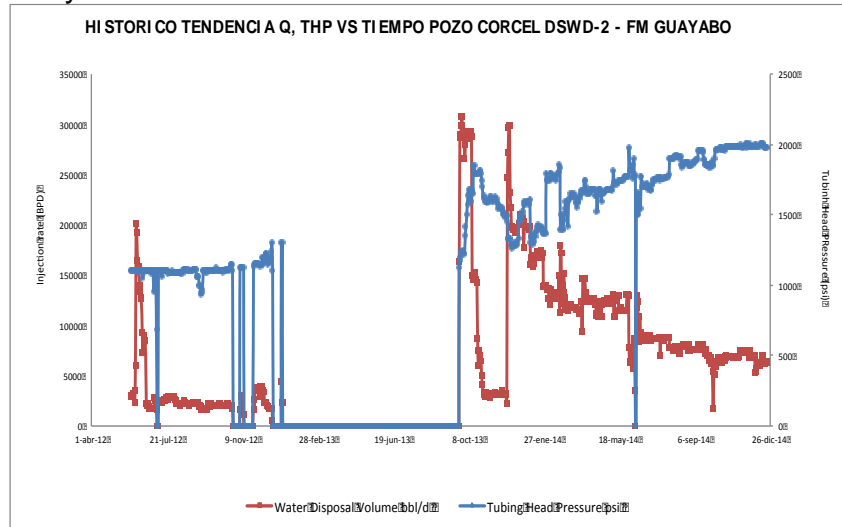
Alguno de los pozos actualmente activos no se les logró calcular el I.I. debido a que no se les ha realizado corridas de gradiente, sin embargo la gráfica de caudal y presión en superficie vs tiempo nos muestra también el comportamiento del pozo.

Figura 12 Histórico de tendencia Q, THP Vs Tiempo pozo Corcel DSWD1– Formación Guayabo



Fuente. Autor

Figura 13 Histórico de tendencia Q, THP Vs Tiempo pozo Corcel DSWD2 – Formación Guayabo



Fuente. Autor

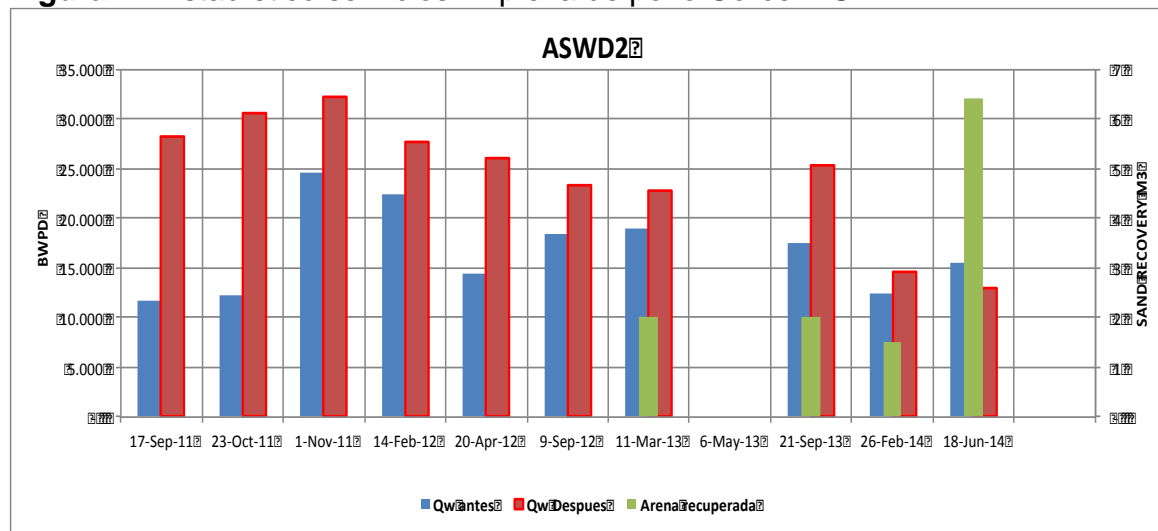
En las gráficas anteriores de los pozos Corcel DSWD-1 y DSWD-2 se observa que la presión en superficie se incrementa al paso del tiempo (curva azul) y es inversamente proporcional a la caída de volumen inyectado diariamente. Esta caída

es más pronunciada en el pozo Corcel DSWD-2, este pozo actualmente recibe alrededor de 6500 BWPD y la tasa de inyección va en disminución.

A los pozos completados en la formación Guayabo se les programan periódicamente limpiezas de pozo debido a que, por algún problema operacional, la inyección debe suspenderse por unas horas. Durante este tiempo, cuando la presión en cabeza cae, el pozo experimenta un reverso del agua inyectada la cual sale del yacimiento hacia el pozo con presión generando arrastre de finos de la formación, la cantidad de sólidos depende de que tan consolidada sea la formación.

Esta arena se aloja en el bolsillo del pozo y logra ser tan abundante que puede llegar a taponar los intervalos cañoneados; las limpiezas son realizadas de forma controlada con una unidad de *Coiled Tubing*. Después de realizadas estas limpiezas, se observa que la presión en superficie disminuye y por consiguiente se incrementa la capacidad de inyección, si es comparado con las condiciones antes del servicio. Sin embargo, se observa que algunos pozos no retornan a la condición inicial y a medida que se realizan más limpiezas, el caudal de inyección disminuye. En las siguientes gráficas se puede observar este fenómeno antes y después de las limpiezas realizadas:

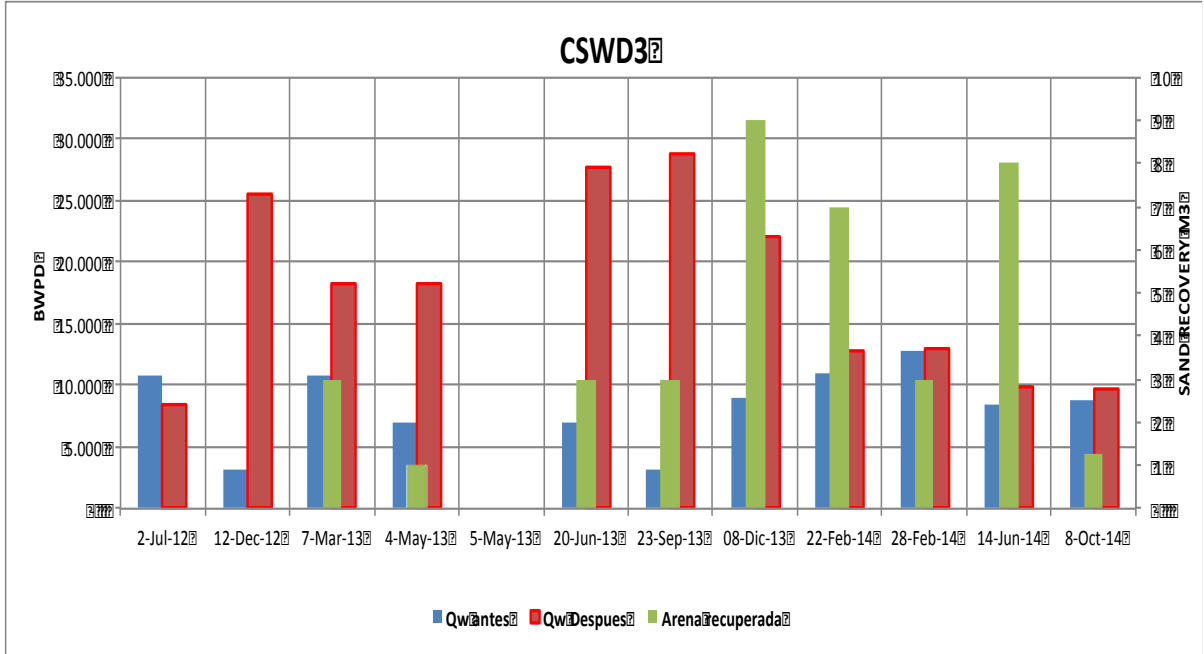
Figura 14 Estadístico servicios limpieza de pozo Corcel ASWD2



Fuente. Reporte inyección consolidado Bloque Corcel

El pozo ASWD-2 es el segundo más antiguo de los pozos completados para inyección, se observa que en el último servicio realizado se recuperó más de 6 m³ y la tasa de inyección ha venido declinando en el tiempo.

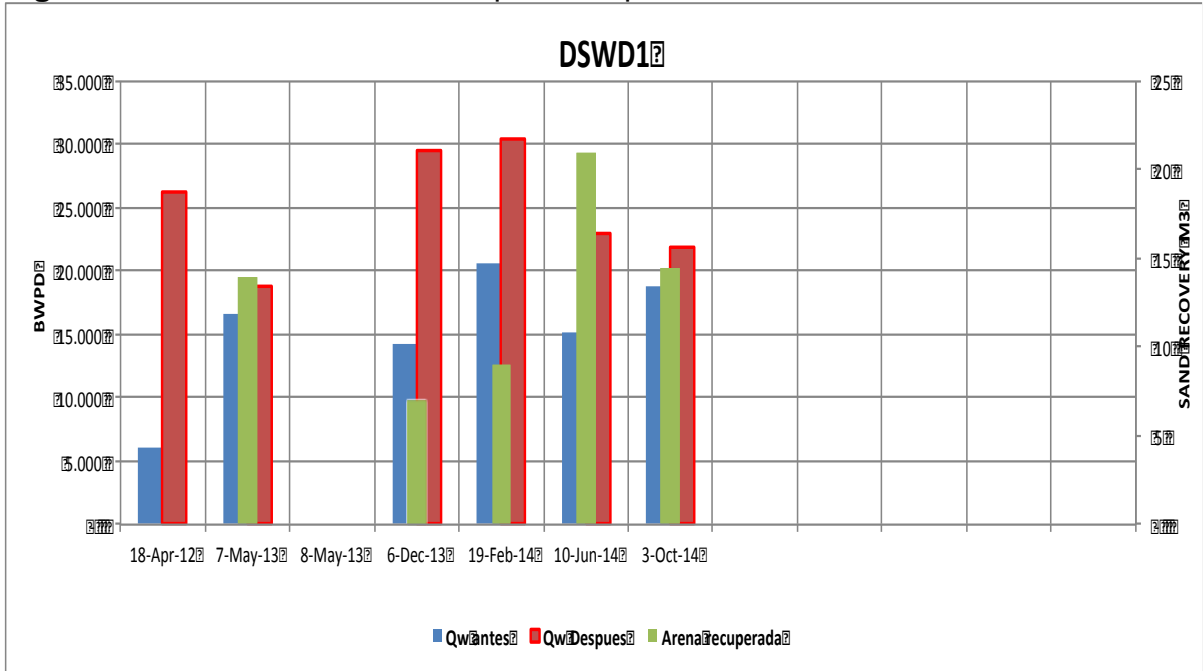
Figura 15 Estadístico servicios limpieza de pozo Corcel CSWD3



Fuente. Reporte inyección consolidado Bloque Corcel

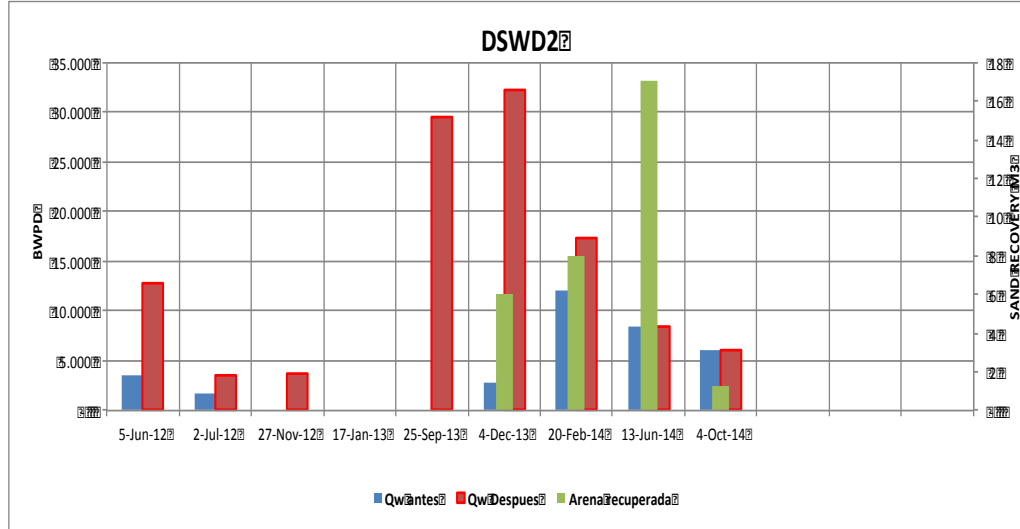
Observando el gráfico anterior, el pozo CSWD-3 ha tenido la capacidad de recibir más de 25.000 BWPDP y despues de los siguientes servicios el caudal de admisión ha disminuido a 8.500 BWPDP

Figura 16 Estadístico servicios limpieza de pozo Corcel DSWD1



Fuente. Reporte inyección consolidado Bloque Corcel

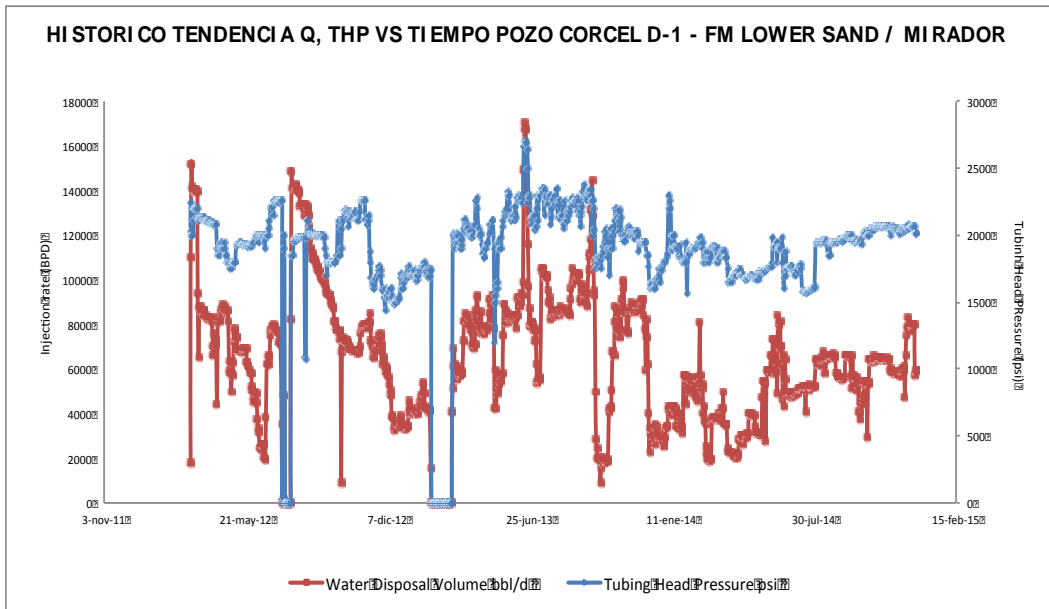
Figura 17 Estadístico servicios limpieza de pozo Corcel DSWD2



Fuente. Reporte inyección consolidado Bloque Corcel

En los pozos DSWD-1 y DSWD-2 también se observa esta condición de declinación de la tasa de inyección a medida que se han realizado los servicios de limpieza y por lo tanto afecta directamente el índice de inyectividad. A diferencia de los pozos completados en la Formación Guayabo, los pozos D-1 y Boa -2A completados en la Formación Mirador y Lower Sand no presentan este inconveniente de arenamiento posiblemente porque la formación es más consolidada, aunque esporádicamente se realizan operaciones de *backflow* para mejorar la capacidad de admisión.

Figura 18 Histórico tendencia Q, THP Vs tiempo pozo Corcel D-1, Fm Lower Sands / Mirador

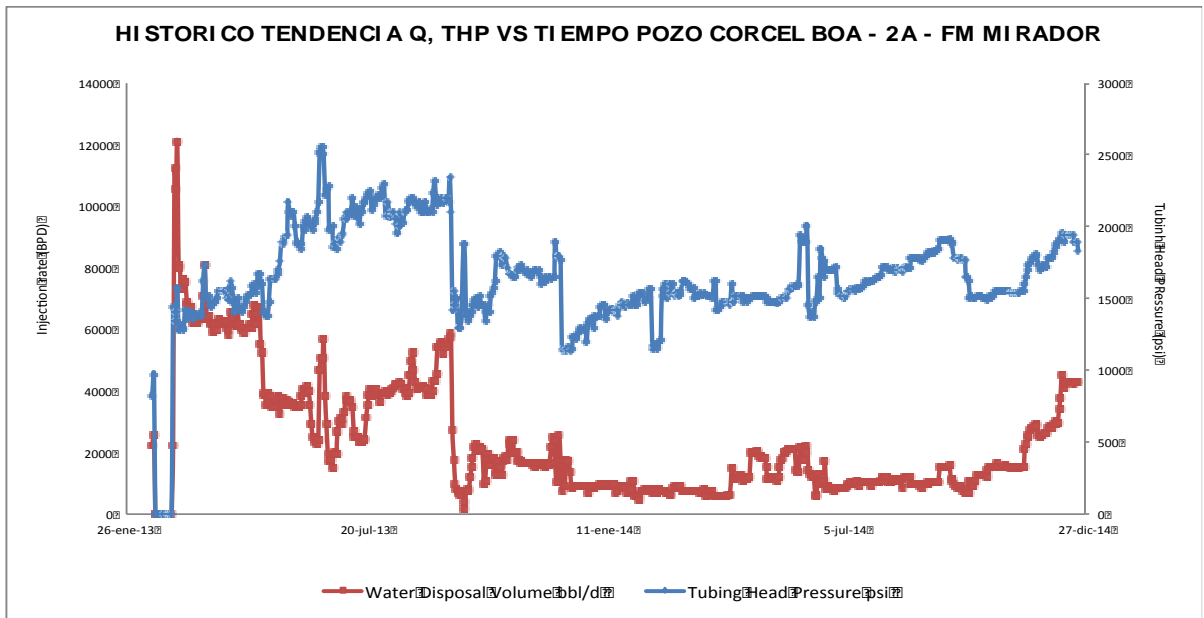


Fuente. Autor

Al pozo D-1 se le realizó una estimulación donde el pozo antes recibía alrededor de 1600 BWPD en la Fm. Mirador y 3600 BWPD en la Formación Lower Sand según las pruebas de inyectividad, después del trabajo de estimulación el pozo mejoró su inyectividad y empezó a admitir alrededor de 15.000 BWPD.

Durante las pruebas de inyectividad, en este pozo se evidenció alta sensibilidad a la calidad del agua y puede haber una relación entre la calidad del agua dispuesta y la disminución de la capacidad de inyección.

Figura 19 Histórico de tendencia Q, THP Vs Tiempo pozo Corcel Boa 2A, Formación Mirador



Fuente. Autor

La operación de inyección de agua en el campo no ha sido continua desde sus inicios debido a inconvenientes en equipos de tratamiento, trabajos de limpieza de arena, fallas en la generación, entre otros. A pesar de esto, la disposición de agua por medio de inyección al subsuelo ha sido la técnica más confiable para la sostenibilidad económica del campo.

2.1.1. Presión de Fractura Formación Guayabo. La presión de fractura es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de la formación y la resistencia matricial de la roca. Esta resistencia que opone una roca a ser fracturada, depende de la solidez y cohesión de la misma y de los esfuerzos de compresión a los que se someta.⁹

⁹ Tomado de <http://es.slideshare.net/GuillermoAlmaznHernndez/presiones-de-formacin>

Debido a los eventos ocurridos de los pozos ASWD-1 y CSWD-1 la compañía realizó la toma de gradientes para el cálculo de las presiones de fractura a varios pozos.

El gradiente de fractura puede variar entre 0,8-1,4 psi/ft en muchos reservorios, en el caso de la Formación Guayabo, el valor promedio de fractura de las arenas es de 0,73 psi/ft.

A continuación se presenta una tabla con las máximas presiones recomendadas por el área de Yacimientos que se deben manejar al tope de los perforados de cada pozo a un caudal definido para evitar fracturar las arenas y las arcillas en los pozos Guayabo:

Tabla 7. Máximas presiones en superficie recomendadas para evitar fracturamiento de la Formación Guayabo

WELL		Top of perforation		Water Gradient	FG*0.9: 0,657	
		MD (ft)	TVD (ft)	0.434	MAX BHP @ Perf. Top	THP Recommended
Corcel	A-SWD-1	4501	4501	1953	2957	1004
Corcel	A-SWD-2	5846	5098	2213	3349	1137
Corcel	A-SWD-3	5888	5211	2262	3424	1162
Corcel	B-SWD-1	5398	5217	2264	3428	1163
Corcel	C-SWD-1	4485	4485	1946	2947	1000
Corcel	C-SWD-2	6012	5307	2303	3487	1183
Corcel	C-SWD-3	6386	5521	2396	3627	1231
Corcel	D-SWD-1	5669	5072	2201	3332	1131
Corcel	D-SWD-2	6652	5780	2509	3797	1289

Fuente. Área Yacimientos Petrominerales Colombia Limited

Al gradiente de fractura se le aplicó un factor de seguridad del 10% sobre el dato promedio de fractura (0,73 psi/ft), con base en este gradiente de fractura se crearon unas curvas base con el fin de monitorear la operación de inyección.

Por ejemplo, para el pozo ASWD-2 se realiza el cálculo de los datos para las curvas de Caudal vs THP con el gradiente de fractura (Data con gradiente 0,73 psi/ft) y de con factor de seguridad (90% line of sand fracture) como se observa a continuación:

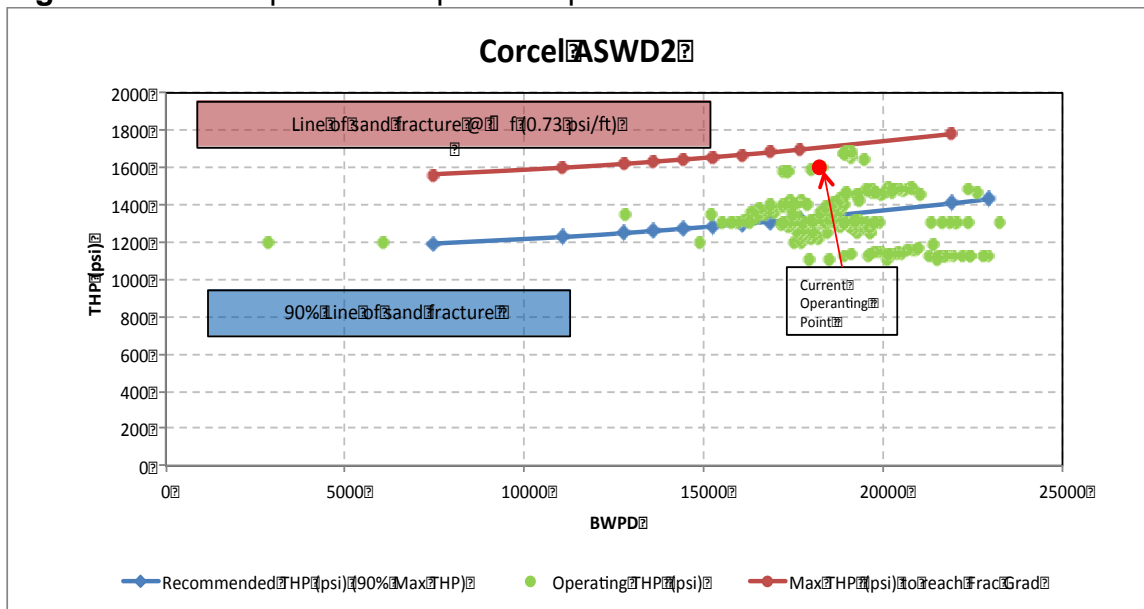
Tabla 8. Data de gradiente fractura para una THP y caudal pozo Corcel ASWD2

Data con Gradiente 0.73 psi/ft			90% Line of sand fracture	
WELL	Max THP (psi) to reach Frac Grad	Q iny (bpd)	Recommended THP (psi) (90% Max THP)	Q iny (bpd)
Corcel ASWD2	1563,5	7447	1191,9	7447
	1598,6	11046	1227,0	11046
	1619,6	12768,8	1248,0	12768,8
	1631,4	13603	1259,8	13603
	1643,1	14437,4	1271,5	14437,4
	1655,6	15255	1284,0	15255
	1668,5	16062,6	1296,9	16062,6
	1681,3	16869,6	1309,7	16869,6
	1695,2	17652	1323,6	17652
	1779,6	21918,1	1408,0	21918,1
	1802,1	22950,7	1430,5	22950,7

Fuente. Área Yacimientos Petrominerales Colombia Limited

Con los datos anteriores se realiza la gráfica y se compara con la data actual de operación:

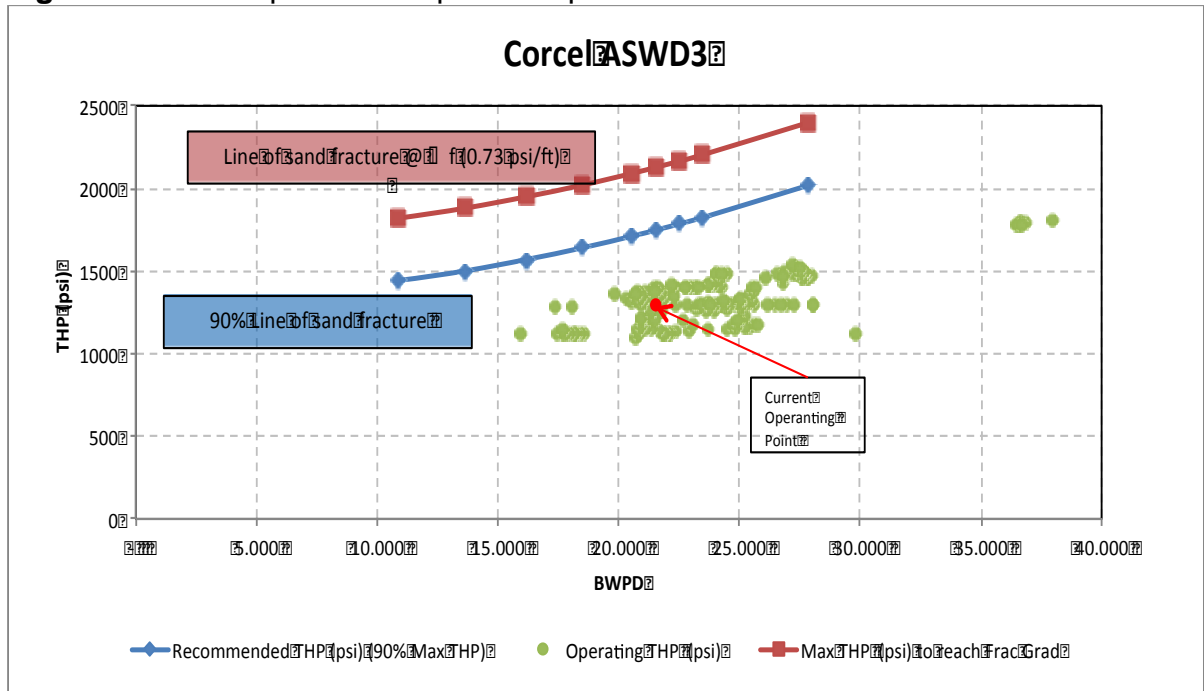
Figura 20 Grafica puntos de operación pozo Corcel AWSD2



Fuente. Área Yacimientos Petrominerales Colombia Limited

Estos gráficos son necesarios para garantizar la integridad de la formación y por consiguiente la continuidad de la operación de inyección. Este cálculo se realizó a los pozos ASWD-2, ASWD-3, BSWD-1, CSWD-2, CSWD-3 y DSWD-1, los demás pozos al no contar con gradiente dinámico no se le han realizado este comparativo pero se aplica la misma condición de no llevar la presión en cabeza de pozo mayor a 1200 psi.

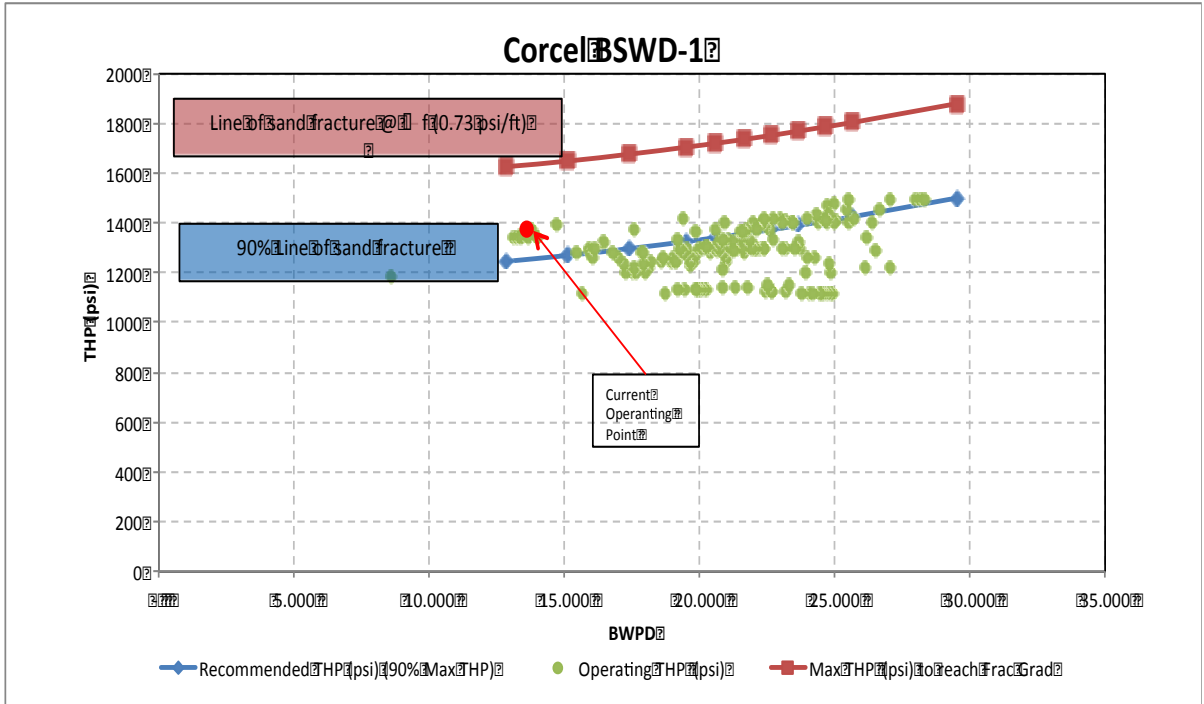
Figura 21 Grafica puntos de operación pozo Corcel AWSD3



Fuente. Área Yacimientos Petrominerales Colombia Limited

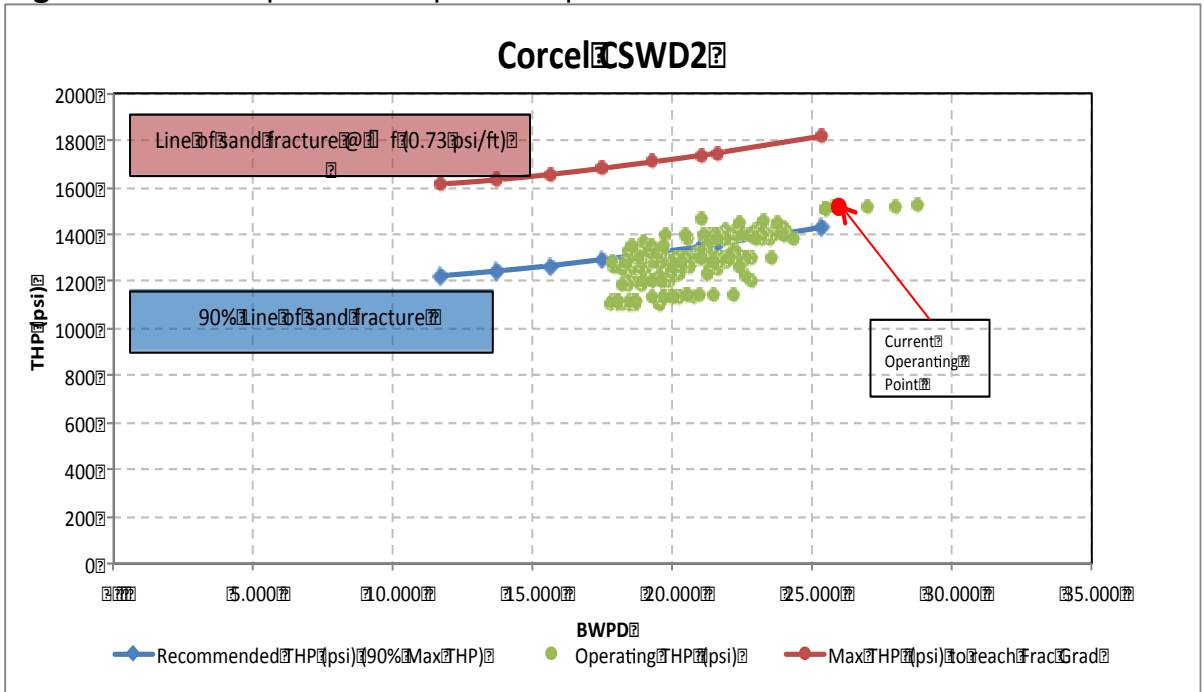
Actualmente el pozo ASWD-3 recibe alrededor de 36.000 BWPD a 1770 psi, en estas condiciones se observa que permanece por debajo de la curva de la presión y caudal recomendados, misma condición que presentan en los pozos BSWD-1 y CSWD-2 los cuales reciben 14.000 BWPD a 1350 psi y 26.000 BWPD a 1500 psi respectivamente.

Figura 22 Grafica puntos de operación pozo Corcel BSWD1



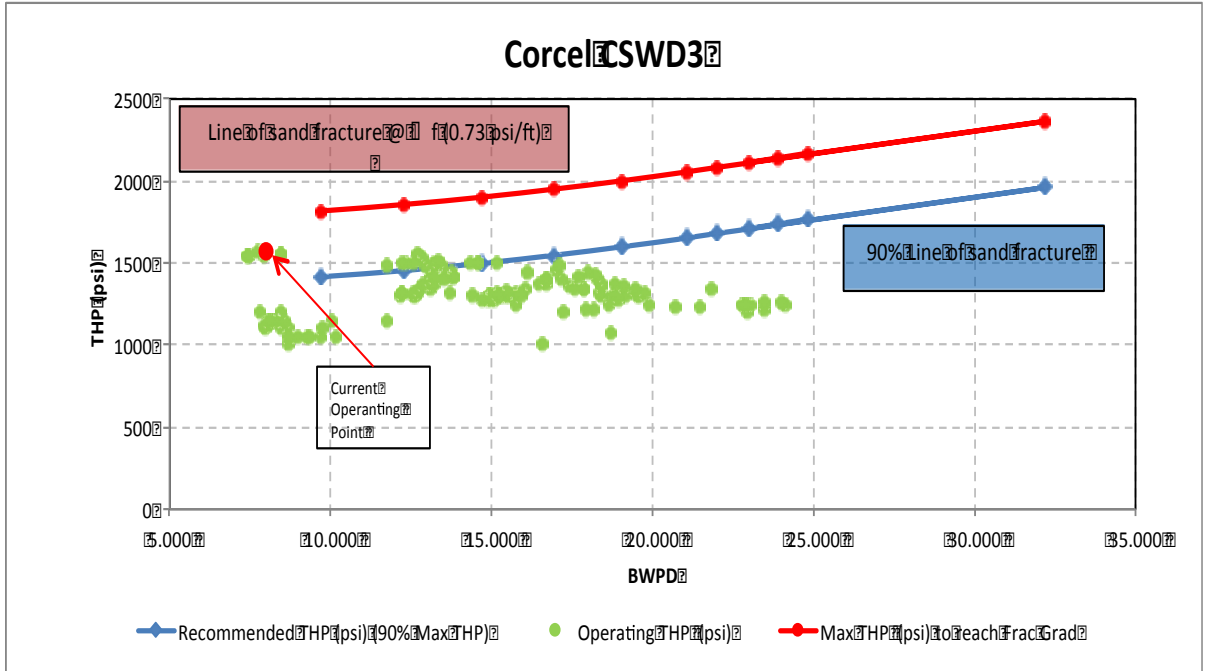
Fuente. Área Yacimientos Petrominerales Colombia Limited

Figura 23 Grafica puntos de operación pozo Corcel CSWD2.



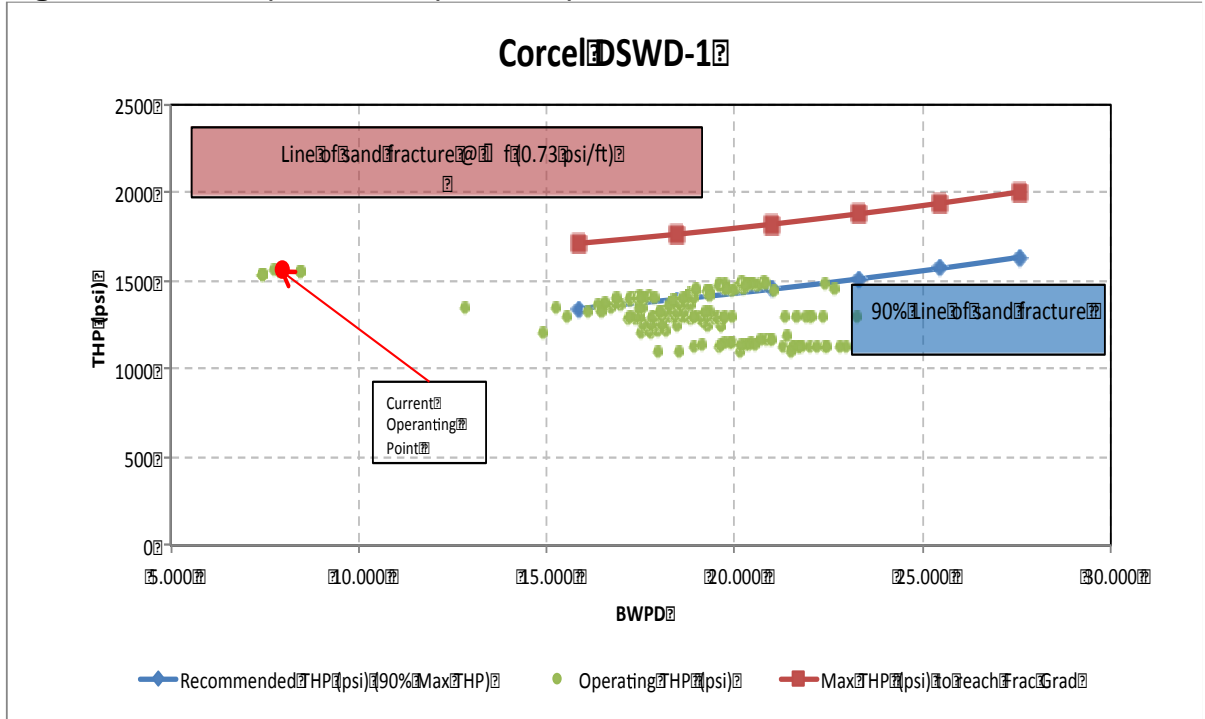
Fuente. Área Yacimientos Petrominerales Colombia Limited

Figura 24 Grafica puntos de operación pozo Corcel CSWD3



Fuente. Área Yacimientos Petrominerales Colombia Limited

Figura 25 Grafica puntos de operación pozo Corcel DSWD1



Fuente. Área Yacimientos Petrominerales Colombia Limited

En las gráficas anteriores de los pozos CSWD-3 y DSWD-1 se observa que la presión en superficie está cerca de la curva del gradiente de fractura, este dato nos indica que existe un alto riesgo que la formación se fracture con un incremento de la presión de inyección.

2.2. CALIDAD DE AGUA DE INYECCIÓN DE CAMPO CORCEL.

La calidad del agua de inyección es un parámetro importante para la prolongación de la vida del pozo inyector. Existen dos mecanismos de daño potencial a la formación asociados al proceso de inyección de agua:

- Daño mecánico inducido por la presencia de sólidos suspendidos totales (TSS)
- Daño por grasas y aceites (O/W)

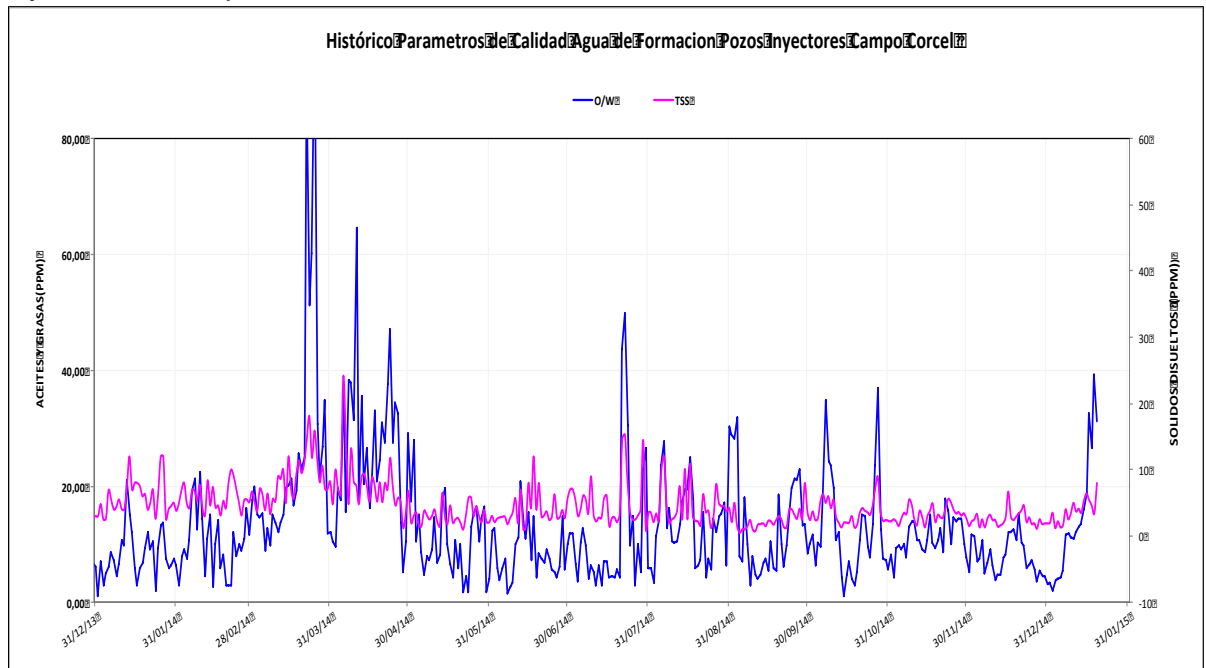
2.2.1. Grasas y aceites (O/W). El contenido de aceite en agua puede resultar en la reducción de la inyectividad, en especial si se combina con los sólidos suspendidos, al igual que los sólidos también se expresan en concentración (ppm o mg/l). El aceite presente en agua puede bloquear los espacios porosos de la roca, en especial en rocas de baja permeabilidad por medio de la aglutinación de sólidos creando una especie de “lodo” que se adhiere en las paredes del poro.

2.2.2. Sólidos Suspendidos Totales (TSS). Son definidos como materia suspendida en el agua y se reportan en unidades de concentración (ppm o mg/l). La remoción de los sólidos suspendidos es primordial debido a que es probable que taponen la formación afectando directamente la capacidad de flujo y cuya consecuencia es la reducción en el caudal y el incremento de la presión de inyección.

Los sólidos suspendidos en el agua (TSS) que contribuyen al taponamiento pueden incluir no solamente los sólidos que no son atrapados por el proceso de filtración en superficie, sino también sólidos generados después del tratamiento del agua (es decir, por corrosión, incrustaciones y bacterias).

Por lo tanto, se debe realizar un buen tratamiento para inhibir la corrosión, incrustación y control bacterial así como optimizar la remoción de sólidos suspendidos para prevenir el daño severo de la formación.

Figura 26 Histórico de parámetros de calidad de agua de formación pozos inyectoros Campo Corcel



Fuente. Reporte inyección consolidado bloque Corcel

El historico de la calidad del agua del campo muestra un comportamiento variable con picos altos superiores a 50 ppm de grasas y 25 ppm sólidos suspendidos. Si el agua inyectada contiene sólidos en una cantidad suficientemente grande para taponar la formación sumada a las grasas que podrían formar una especie de torta, la inyectividad declinará con el paso del tiempo.

El contenido de aceite y grasas (OW) en el agua a inyectar también puede afectar el proceso de inyección. Después que los sólidos suspendidos hayan formado una torta filtrante en la cara de la formación, aún una pequeña cantidad de aceite puede reducir la permeabilidad en el yacimiento.

Los procedimientos de remoción de aceites al agua a inyectar son utilizados para reducir este contenido a niveles aceptables. La determinación del grado y tipo de tratamiento requerido para mantener la operación de inyección es basada en un análisis de toda la información acerca de la caracterización del agua producida y la formación a donde será inyectada, incluyendo datos de la calidad del agua, datos de núcleos (de ser posible) y los resultados de las pruebas iniciales de pozo.

En general, las siguientes medidas son aplicadas en Campo Corcel para proteger y/o minimizar los problemas de calidad del agua producida:

- Se realiza la caracterización del agua al inicio de la etapa productiva del pozo, antes y después de ser tratada, previo al inicio de las operaciones de inyección. Estos datos son tomados como línea base, cuyos valores servirán de referencia para los monitoreos siguientes.
- Se efectúan análisis fisicoquímicos de las aguas recolectadas en laboratorios externos que utilizan metodologías estandarizadas con capacidad de proporcionar resultados confiables.
- Se monitorea periódicamente la calidad del agua a inyectarse para seguimiento de la operación.

En Corcel se inyecta agua de diferentes campos como es el agua de Guatiquia así como los de los campos A, Boa, C, D, Cobra, Mambo, entre otros, por lo cual se realizan análisis de compatibilidad de las aguas para definir/predecir el potencial de formación de incrustaciones y evaluar la potencial degradación de permeabilidad que puede resultar de una incompatibilidad entre las aguas producidas de cada campo, agua connata y litología de la formación receptora.

Los componentes regulares y las propiedades de los mismos que se miden en el laboratorio para el análisis de compatibilidad son:

Tabla 9. Tabla de propiedades fisicoquímicas analizadas en laboratorio

CATIONES	ANIONES	OTRAS PROPIEDADES
Calcio (Ca ⁺⁺)	Cloruro (Cl ⁻)	pH
Magnesio (Mg ⁺⁺)	Carbonato (CO ₃ ⁻)	Sólidos en suspensión
Sodio (Na ⁺)	Bicarbonato (HCO ₃ ⁻)	Turbidez
Hierro (Fe ⁺⁺⁺)	Sulfato (SO ₄ ⁻)	Temperatura
Bario (Ba ⁺⁺)		Oxígeno disuelto
Estroncio (Sr ⁺⁺⁺)		Anhídrido carbónico disuelto
Radio (Ra ⁺⁺⁺)		H ₂ S

Fuente. Guía para la disposición y el tratamiento del agua producida. De Viana, Javier

De acuerdo a lo establecido en el decreto 1594 de 1984¹⁰, citado en la Licencia Ambiental de la estación Corcel, se deben presentar actas de disposición de agua especificando el método, caudal dispuesto y el análisis de dicha agua teniendo en cuenta la siguiente información:

Tabla 10. Tabla de propiedades fisicoquímicas analizadas en laboratorio según decreto 1594 de 1984

	Parámetro	Valor	Decreto 1594 de 1984; Artículos 72° y 74°; y Otros. Valores Máximos Permisibles.
FÍSICOS	PH	#N/A	5 a 9
	Temperatura (°F)	#N/A	< 104°F
	Material flotante	N/M	Ausente
	Color (Pt/Co)	0,0	< 150 Pt/Co
	TDS (mg/l)	0,0	1500 mg/l (N.E.)
	Conductividad (us/cm)	#N/A	2500 us/cm (N.E.)
	Turbidez (NTU)	0,0	< 75 NTU (N.E.)
	TSS (mg/l)	#N/A	> 80 % de Remoción
QUÍMICOS	Alcalinidad (mg/l)	N/M	< 500 mg/l
	Dureza (mg/l)	N/M	< 500 mg/l
	Cloruros (mg/l)	#N/A	< 250 mg/l
	Oxígeno disuelto (mg/l)	#N/A	> 4 mg/l
	Fenoles (mg/l)	#N/A	< 0,2 mg/l
	Bario (mg/l)	N/M	< 5 mg/l
	Grasas y Aceites (ppm)	N/M	> 80% de Remoción

Fuente. <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=18617>

Estas actas deben diligenciarse independientemente si el método de disposición es vertimiento en cuerpos de agua o en terreno, inyección, nebulización, etc.

¹⁰ <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=18617>

3. ALTERNATIVAS PLANTEADAS PARA LA DISPOSICIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DE CAMPO CORCEL

Para las compañías petroleras, la alta producción de agua de formación representa un pasivo y, a su vez, un costo significativo en la operación de un campo por lo tanto las soluciones de manejo de la producción de agua se centran en la economía del costo directo de su tratamiento y disposición.

Como se mencionó en el Capítulo 1, la capacidad de manejo y tratamiento de agua de la estación es de **150.000 BWPD nominal** y en el campo actualmente se inyectan 135.000 BWPD en promedio debido a la limitante existente de incremento de presión de inyección de algunos pozos. La compañía afirma que no tiene dentro de sus objetivos la ampliación de la estación con el fin de manejar mayor producción de agua, por lo tanto la problemática de este campo se enfoca en hallar planes alternos viables que acompañen o sustituyan la disposición de agua por medio de la inyección en la Formación Guayabo sin contemplar disminución de producción de crudo por capacidad de manejo de agua.

Actualmente existen diferentes alternativas de manejo y disposición de agua pero no todas son aceptables bajo la óptica socio-ambiental como económica; la aplicación de las alternativas disponibles para el destino final del agua debe estar acorde con el desarrollo del campo y con la normativa ambiental.

Para incrementar la capacidad de disposición de agua en el campo Corcel se proponen las siguientes alternativas:

3.1. CONVERSIÓN DE POZOS PRODUCTORES A INYECTORES.

Muchas empresas operadoras consideran los pozos inyectoros como de importancia secundaria comparada a la perforación de un pozo productor y prefieren convertir pozos productores viejos en lugar de perforar pozos inyectoros nuevos.

La construcción de un pozo inyector nuevo versus la conversión del pozo de productor a inyector puede ser un factor decisivo en la economía de un proyecto de inyección. En muchos casos, la conversión puede ser la mejor opción económica pero no siempre la mejor opción operacional, debido a que las condiciones de diseño de un pozo inyector y el de un pozo productor son diferentes, como son la selección del revestimiento para un pozo inyector, la cual se recomienda que sea más resistente a la elongación y estallido o la definición de la operación de cementación, en el caso de un pozo inyector la cementación se recomienda que se realice en toda las secciones con el fin de evitar la infiltraciones a yacimientos de agua subterráneas por migración entre *casing* y pared del hueco, entre otras consideraciones.

Para este proyecto se propone considerar la conversión de los pozos en los pozos Corcel A-2ST y Corcel D-3 y realizar pruebas de inyectividad en formaciones diferentes a Guayabo y para lo cual se tuvo en cuenta las siguientes consideraciones:

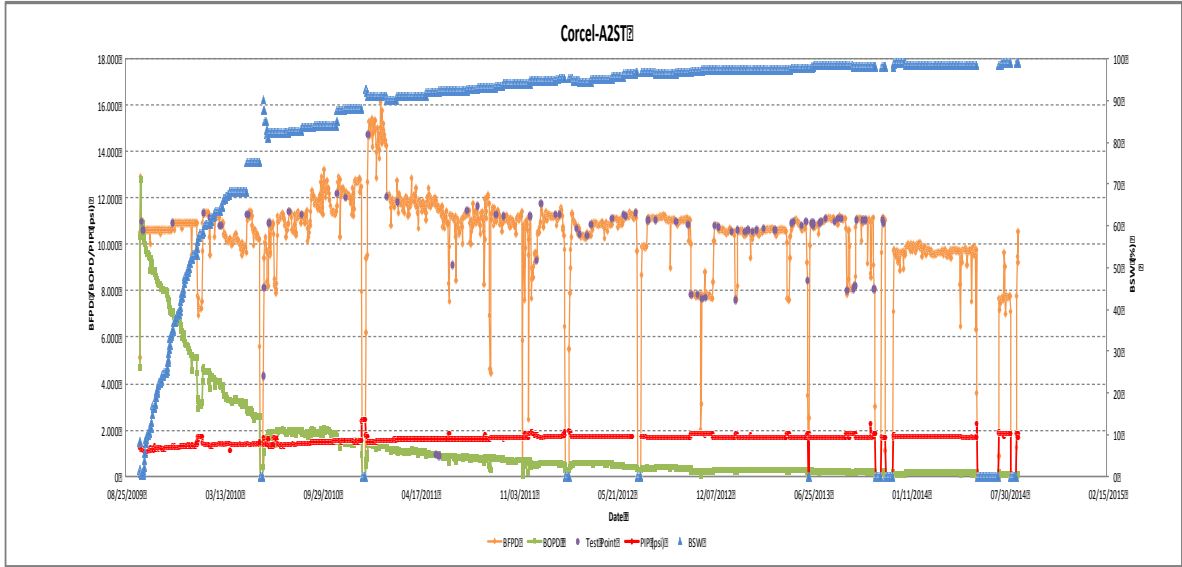
- Estos pozos se encuentran cerrados debido a falla en la bomba de fondo, no se han realizados trabajos de cambio de bomba debido a las pocas reservas de petróleo las cuales no hacen rentable el servicio del pozo así como su operación.
- Como actualmente estos pozos no estan en operación, su conversión de productores a inyectores no representa pérdidas de la producción actual de crudo; por lo tanto existe la expectativa de incrementar la tasa de disposición de agua sin sacrificar producción de petróleo.
- Estos pozos se encuentran ubicados geográficamente en locaciones donde ya existen pozos inyectores, el costo del conexionado con la línea troncal de inyección puede resultar económico y rentable.
- Debido a la profundidad a la cual fueron perforados, se pueden probar en Formaciones como Mirador y Guadalupe, las cuales están a mayor profundidad que la Formación Guayabo, estas formaciones tienen la característica que son más consolidadas que la Formación Guayabo.

El objetivo de esta conversión es plantear pruebas de inyectividad en formaciones diferentes a la Formación Guayabo e identificar el potencial de admisión de agua como se probó en los pozos Corcel D-1 y Corcel Boa - 2 en las Formaciones Mirador y Guadalupe.

El pozo Corcel - A2ST fue un pozo de avanzada (A1) que produjo de las Formaciones Mirador y Guadalupe. En la gráfica anterior se observa que la producción del pozo cayó drásticamente de 10.000 BOPD a 1.500 BOPD en el tiempo de aproximadamente un año debido al incremento del BSW del pozo. Después de eso, el descenso de producción fue progresivo hasta 160 BOPD, el pozo se cierra en Mayo/2014 por manejo del agua en la estación así como por límite económico. La producción total de este pozo fue de 2.134.600 BON, actualmente se encuentra cerrado porque la bomba de fondo ESP está aterrizada.

El otro pozo candidato para conversión es el Corcel D3. Al igual que el Corcel A2ST, fue un pozo productor pero de la formación Lower Sand 1. En la gráfica del histórico de producción se observa que el pozo estuvo operando menos de un año, pasó de producir aproximadamente 9.000 BOPD en Abril/2009 a 800 BOPD en el mes de octubre del mismo año, el API de este pozo era de 26,8°.

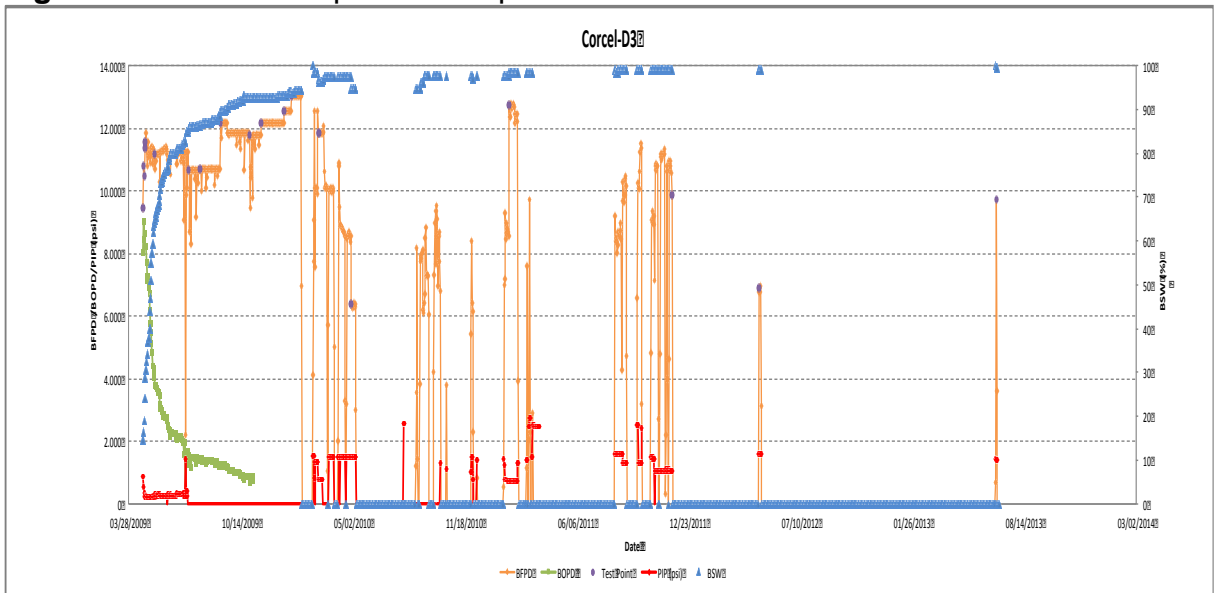
Figura 27 Histórico de producción pozo Corcel - A2ST



Fuente. Reporte Database pozo Corcel - A2ST

En la siguiente gráfica se observa que el pozo tuvo disminución en el caudal de fluido total debido al descenso en frecuencia. Esta decisión se tomó debido a que el campo presentaba restricción en la capacidad de disposición de agua. El equipo de fondo presentó fallas eléctricas y la producción total de este pozo fue de 513.123 BON.

Figura 28 Histórico de producción pozo Corcel – D3



Fuente. Reporte database pozo Corcel - D3

Para la conversión de estos pozos se debe realizar trabajo de retiro de sarta de producción, aislamiento de las zonas que producían (a menos que se contemple incluirlas en el plan de conversión a inyección), cañoneo de las nuevas zonas, pruebas de inyectividad y de acuerdo a los resultados de esta prueba considerar un trabajo de estimulación que mejore la permeabilidad de la formación de ser necesario, la expectativa de admisión de agua por pozo esta alrededor de 10.000 BWPD.

3.1.1. Ventajas y desventajas de la conversión de pozos productores a inyectores. La conversión de pozos productores a disposal como alternativa de manejo de agua de formación tiene las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas

- El costo de perforar un pozo inyector versus la conversión de un productor es mucho menor.
- La disposición del agua de formación tiene menor impacto ambiental a flora y fauna comparado a otros sistemas de disposición.
- Se pueden disponer grandes volúmenes de agua por pozo.
- Reutilización de pozos productores candidatos a abandono debido a que se produjeron las reservas de petróleo.

Desventajas

- Si el agua de inyección no es tratada adecuadamente puede contener partículas que taponen los poros creando daño de formación.
- La mala operación de un pozo inyector puede crear microfracturas y comunicar otras formaciones productoras de petróleo o acuíferos.
- Si hay incompatibilidad en las aguas de formación y de inyección el pozo se puede presentar depositaciones en la formación produciendo daño en la roca.

3.1.2. Costo de inversión estimado de conversión de los pozos Corcel – A2ST y D3. Una propuesta de conversión de un pozo productor a inyector versus la perforación de pozo inyector nuevo casi siempre se convierte en la opción elegible en especial por tema de costos.

El proyecto de conversión a inyector debe estar complementado con una revisión del estado mecánico del pozo durante el trabajo del pozo además del análisis de costos que ayuden a tomar la decisión. Los costos que se describirán a continuación indican de forma general la inversión y costos de operación relacionados con la propuesta de conversión de un pozo:

Tabla 11. Costos estimados obras en superficie conversión de pozo

Sum of PRESUPUESTO		
Servicios	GRUPO	Total (USD\$)
	Engineering Design	\$15.000
	Site Supervision	\$8.000
	Electrical Works	\$30.000
	Instrument works	\$20.000
	Mechanical & Field Installation	\$100.000
	Civil Works	\$40.000
	Travel Expenses	\$20.000
	Land Transportation	\$40.000
	Precommissioning & Commissioning	\$5.000
Total Servicios (USD\$)		\$278.000
Materiales	GRUPO	Total (USD\$)
	Pipes-Flowlines	\$200.000
	Valves & Fittings	\$50.000
	Instrumentation	\$30.000
Total Materiales (USD\$)		\$280.000
Total general (USD\$)		\$558.000

Fuente. Petrominerales Colombia Limited.

Tabla 12 Costos estimados servicio de workover conversion de pozo

Sum of PRESUPUESTO		
Materiales	GRUPO	Total (USD\$)
	Drill Bits, Mills	\$5.000
	Fuel & Lubes	\$8.500
	Inventory materials Charges	\$127.000
	Non Stock Materials Charges	\$1.500
Total Materiales (USD\$)		\$142.000
Servicios		
	Catering & Accommodation	\$14.000
	Communications & systems	\$1.500
	Drilling & Completion fluid services	\$13.000
	Engineering/Technical Services	\$450.000
	Equipment & Tools rental	\$387.500
	Field Air Transportation	\$6.000
	Fluids & solids treatment	\$3.000
	Fluids Trucking	\$6.500
	Industrial & potable water supply	\$3.000
	Inspection	\$5.000
	Land Transportation	\$2.500
	Logging Service	\$30.000
	Materials Trucking	\$17.500
	Mob/Demob/DTM	\$28.000
	Supervision	\$14.500
Total Servicios (USD\$)		\$982.000
Total general (USD\$)		\$1.124.000

Fuente. Petrominerales Colombia Limited.

De acuerdo a lo anterior, el costo de inversión para la conversión de un solo pozo productor a inyector esta aproximadamente en **USD\$ 1.682.000**.

3.2. EVAPORACIÓN MECÁNICA.

Los costos de manejar el agua de formación representan un alto porcentaje del costo de producción de un barril de hidrocarburo. Las empresas han evaluado la posibilidad de evaporar el agua de formación ya que de lograrlo se eliminan los problemas relacionados con los métodos tradicionales de disposición como son el vertimiento a cuerpos de agua y la inyección al subsuelo. La Evaporación Térmica es el método típico de evaporación que se conoce, requiere de la utilización de

grandes cantidades de energía para calentar el agua hasta evaporarla, además de la utilización de equipos que requieren inversiones importantes de capital y que generan emisiones al medio ambiente.

A diferencia de los evaporadores térmicos, los evaporadores mecánicos que tratan el agua contaminada crean un efecto de aerosol por medio de la atomización subsónica ó fracturamiento mecánico del agua, cuando ésta pasa a través de unas boquillas y que usa un potente rotor, para propulsar una fina niebla en el ambiente, con altos caudales de agua. La corriente de aire "seco" en el ambiente, definido por el estado del clima, se pone en contacto con el campo de pulverización a través de una combinación de corrientes de aire, la del soplador mecánico y el natural.

Figura 29 Evaporador de agua mediante procesos mecánicos



Fuente. <http://www.astoncompanies.com/>

Los equipos para evaporación mecánica cuentan con una estación meteorológica que mide las condiciones del clima, esto permite que el equipo se auto-controle y en casos extremos como precipitaciones con un alto porcentaje de pluviosidad se apague automáticamente y reinicie la evaporación cuando las condiciones climáticas sean las óptimas.

Figura 30 Módulo de monitoreo atmosférico



Fuente. <http://www.pwes-co.com/evaporacion.html>

Los equipos están diseñados para auto regularse de acuerdo a las condiciones climáticas del sector. Cuando estas condiciones no favorecen la operación de evaporación, el equipo se apaga automáticamente y se reinicia cuando los factores climáticos presentan condiciones favorables para la evaporación; el equipo se detendrá cuando la humedad relativa esté entre el 93-95%. Las condiciones climáticas ideales para la evaporación se presentan cuando la temperatura está alrededor de los 32°C y niveles medios de humedad entre 20% y 50%.

Con este método se puede evaporar aguas residuales con contenido moderado de sólidos totales suspendidos. Estos residuos flotan en las piscinas (y cuentan con una bomba sumergible), de manera que evaporen solo el agua, todos los sólidos y las grasas en el fluido caen a la piscina y así se facilite así su adecuada disposición. Durante la operación de evaporación se deben monitorear diariamente los parámetros del agua tales como Grasas & Aceites, pH, Conductividad, Turbiedad, Cloruros, es fundamental establecer un plan de monitoreo de los demás parámetros descritos en el Decreto 1594 de 1984.

El sistema cuenta con varios evaporadores, en arreglos de 4, 8 y 16 aspersores dependiendo del requerimiento de la compañía. Cada equipo con 16 aspersores

atomizan un caudal aproximado de 2800 BWPD. Si se requiere disponer la totalidad de la producción de agua del campo, se deben presupuestar alrededor de 54 equipos cada uno de 16 aspersores con sus sistema de piscinas y el montaje de la infraestructura para disponer los 140.000 BWPD producidos en condiciones meteorologicas normales, no se incluyen back up en este cálculo, por lo tanto el número de equipos para la operación puede ascender.

3.2.1. Ventajas y desventajas de la evaporación mecánica. Los avances en la tecnología del método de disposición de agua por evaporación tiene aspectos a favor y en contra tales como:

Ventajas:

- Para cambiar el estado del agua de líquido a vapor para la disposición no se requiere la aplicación de calor, por lo que el consumo energético de estos equipos comparados con el de un evaporador térmico son notablemente menores.
- La evaporación mecánica tolera cierta cantidad de contaminantes de agua como las grasas y los sólidos suspendidos en el momento de la disposición comparados otros métodos de eliminación.
- Al cambiar el agua de fase por medio mecanico y no térmico se elimina la exposición de las personas a altas fuentes de calor.

Desventajas:

- Debido a que el sistema se regula mediante la humedad relativa del área, esta tecnología no debe ser muy eficiente en época de invierno en el área Llanos de Colombia.
- Este tipo de disposición de agua es llamado también es **Nebulización** en las licencias ambientales expedidas. En el caso específico de Corcel, la licencia ambiental no permite la disposición de agua industrial bajo esta modalidad.
- Este sistema no ha sido probado ampliamente en Colombia por lo tanto no hay información suficiente de la eficiencia en disposición.

- Requieren de áreas extensas para la evaporación, se debe prever afectación a áreas aledañas.

3.2.2. Costo de inversion estimado de instalación de evaporadores mecanicos. Las pruebas realizadas con este tipo de sistema de disposición son pocas a la fecha, sin embargo esta tecnología ya se encuentra en el país. Se realizó un sondeo de costos con una de las compañías prestadoras de este servicio y los costos estimados son los siguientes:

Tabla 13. Costos estimados operación unidades evaporadoras

Item	Tratamiento	Disposición	Total
Costo por barril tratado (USD / Bbl)	USD 2,20	USD 1,00	USD 3,20
Costo Stand By (USD/Bbl)	USD 1,54	USD 0,72	USD 2,26

Fuente. Petrominerales Colombia Limited.

El costo de disposición de un barril de agua se cotizó en USD\$3,2/barril, para disponer 10.000 BWPD se aplicaría este costo por cada barril diario tratado y el costo de operación sería de **USD\$32.000/día**. Este valor incluye la operación, mantenimiento, personal y logística durante operación de los equipos para la evaporación de agua; no incluye costos de trabajos adicionales requeridos para la puesta en marcha del sistema como son obras civiles, obras mecanicas y eléctricas para conexionado de equipos, entre otros.

Estos equipos necesitan un área extensa donde se realice la evaporación, como área de aspersión para la operación de estos equipos se propone utilizar las piscinas de almacenamiento de agua de la estación con el fin que el costo de inversión de esta alternativa sea menor. El campo cuenta con 8 piscinas de 25 mt x 50 mt x 3,5 mt de ancho, largo y profundidad respectivamente para almacenamiento temporal y aireación de agua de producción.

Para la implementación de este sistema se plantea contemplar estas piscinas; el proveedor solicita que los aspersores dispongan el agua de forma eficiente, el área de disposición debe ser mayor de 20 mts x 20 mts para cada equipo de 16 aspersores, considerando esta información con las dimensiones de las piscinas, se calcula que las piscinas actuales podrían contener hasta 2 equipos por piscina, si no es posible la utilización de esta facilidad se debe considerar la construcción de una nueva.

Los costos estimados de adecuación de la infraestructura para la puesta en marcha de la operación de dos equipos son (incluye construcción de una piscina como área de aspersión):

Tabla 14. Costos estimados adecuación infraestructura para dos equipos aspersores

Sum of Presupuesto infraestructura para dos equipos aspersores		
Servicios	GRUPO	Total (USD\$)
	Engineering Design	\$30.000
	Site Supervision	\$8.000
	Electrical Works	\$45.000
	Instrument works	\$20.000
	Mechanical & Field Installation	\$80.000
	Civil Works	\$1.500.000
	Travel Expenses	\$20.000
	Land Transportation	\$30.000
	Precommissioning & Commissioning	\$5.000
Total Servicios (USD\$)		\$1.738.000
Material	GRUPO	Total (USD\$)
	Pipes-Flowlines	\$200.000
	Valves & Fittings	\$50.000
	Instrumentation	\$30.000
	Sistema evap. Mecanica (0-200KBPD)	\$3.000.000
Total Materiales (USD\$)		\$3.280.000
Total general (USD\$)		\$5.018.000

Fuente. Petrominerales Colombia Limited.

Ademas del costo de adecuacion de la facilidad para la instalacion de los equipos, el costo de los aspersores está alrededor de los USD\$3.000.000 en lo que se incluye todo el montaje de los equipos de disposición de agua, la estacion de monitoreo meteorológico, tableros electricos, bombas de alimentacion de las unidades, entre otros.

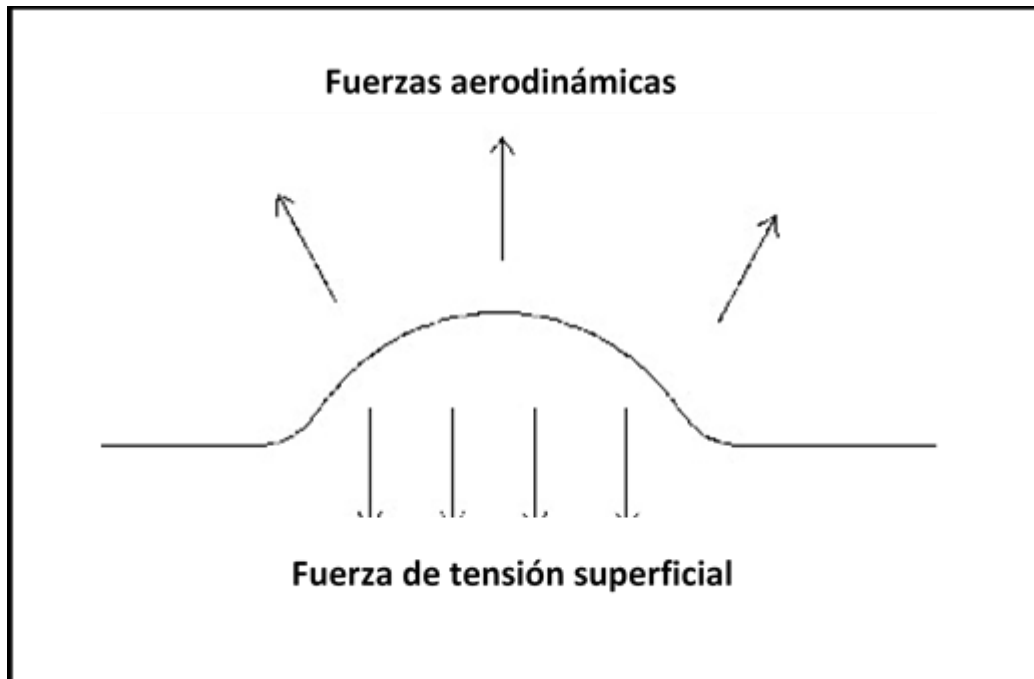
3.3. ATOMIZACIÓN NEUMÁTICA.

La atomización neumática o pulverización de agua es una técnica que logra mejorar la aspersión tradicional por medio del principio de atomización del agua y la adición de una corriente de aire, al interior de boquillas diseñadas para romper la corriente de agua y con el uso de atomizadores neumáticos.

La atomización de un líquido utilizando una alta velocidad de un gas es conocida como **atomización neumática**. El mecanismo involucra una alta velocidad del gas que permite crear fuerzas de fricción elevadas, lo que causa una ruptura del líquido en gotas. Este proceso de formación de gotas se ve afectado por las propiedades del líquido (tensión superficial, densidad y viscosidad) así como la del flujo de gas (viscosidad y densidad).

La formación de las gotas en un sistema de atomización neumática, encuentra su base en la teoría del **número de Weber**, el cual da la razón característica entre las fuerzas aerodinámicas que ejerce el gas (aire, en este caso) sobre una película delgada y las fuerzas de tensión que actúan en la superficie del líquido.

Figura 31 Sistema de fuerzas actuando en una lámina de líquido moviéndose en aire



Fuente. Herrero, Edgar P. Modelling prediction of microcapsule size of polyelectrolite complexes produces by atomization

El número de Weber esta definido por la siguiente ecuación:

$$We = \frac{\rho v^2 L}{\sigma}$$

Donde:

ρ = Densidad del fluido

V = velocidad del fluido

L = Longitud característica

σ = Tension superficial del líquido

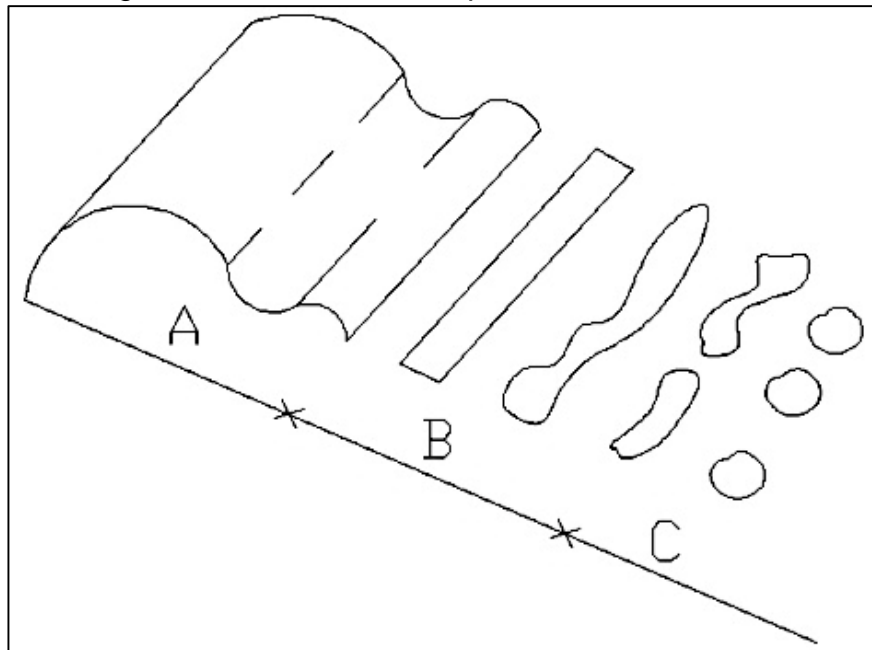
El número de Weber compara las fuerzas de inercia con las fuerzas de tensión superficial que actúan en la superficie de separación líquido – gas. La tensión superficial del líquido en la superficie de la gota es lo que mantiene la forma de la misma.

Por medio de varios estudios teóricos y experimentales sobre el mecanismo de atomización, se han publicado trabajos con revisiones detalladas sobre la atomización, donde avalan que el mecanismo que explica el proceso de formación de la gota de líquido proviene de la teoría de ondas.

Según la teoría de ondas, la desintegración de chorros u hojas líquidas por la acción del aire se produce debido al crecimiento de ondas inestables en la fase líquida – aire motivado por las interacciones aerodinámicas entre el líquido y el gas (aire), que hacen que las perturbaciones crezcan en magnitud y alcancen un valor máximo.

Cuando la amplitud de dicha perturbación alcanza un valor crítico, la onda se separa de la hoja para luego formar tiras, las cuales se vuelven inestables y se parten y convierten en gotas como se observa en la siguiente figura:

Figura 32 Desintegración de una lámina líquida

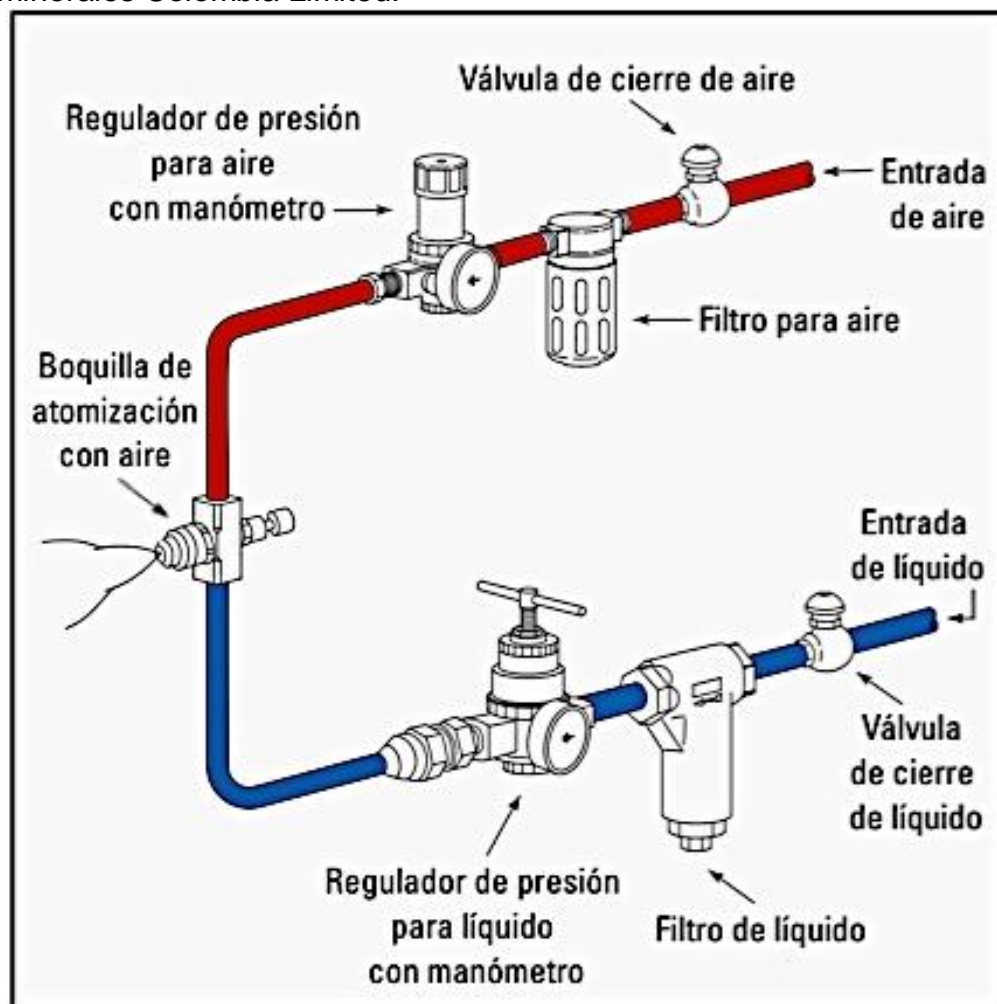


Fuente. Herrero, Edgar P. Modelling prediction of microcapsule size of polyelectrolite complexes produces by atomization

En septiembre de 2009 Petrominerales Colombia Limited puso en marcha un prototipo experimental de este sistema en la estación Mirasol del Bloque Mapache, el cual permitió disponer en ese momento cerca de **10.000 BWPD** en una zona continua a la plataforma, **este sistema permitió ahorros cercanos a los 45.000 USD/Día en el tratamiento y disposición de agua en planta externa.**

Al sistema de micro aspersión basado en la teoría de la atomización neumática construido en el campo Mapache se realizaron unas mejoras en el diseño de las boquillas, el nuevo diseño permite que la gota de agua se fragmente a un menor diámetro de 100 micras además de la instalación de las boquillas dentro de una torre de 10 mts de altura aproximadamente la cual tiene un ventilador en su parte superior que facilita elevar la corriente de aire y agua fraccionada a alturas mayores a 50 mts. La siguiente ilustración muestra el principio del sistema construido por la compañía:

Figura 33 Fundamento del sistema de microaspersión construido por Petrominerales Colombia Limited.



Fuente. <http://www.spray.com.mx/cat70es/pdf/Section%20F%20.pdf>

En este sistema, la mezcla agua – aire se realiza en una pequeña cámara dentro del dispositivo antes de pasar por la boquilla donde se realiza la pulverización de la gota, en presencia de un ambiente seco, dicha gota fragmentada se evapora.

Figura 34 Primer prototipo torre de microaspersión Estacion Mirasol, Bloque Mapache



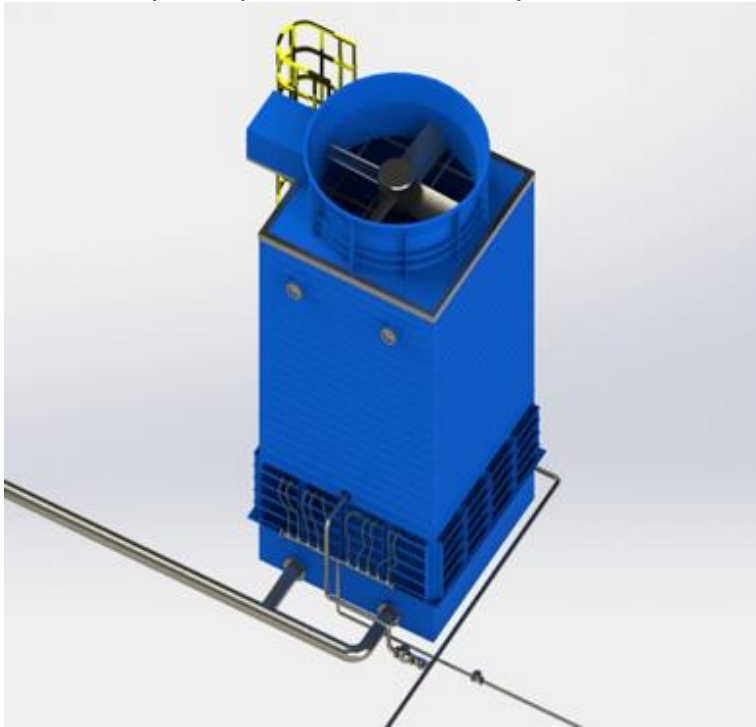
Fuente. Beltrán, Luis Enrique. Presentacion Disposicion de agua por microaspersion, caso Tatama

Figura 35 Diseño nuevo prototipo torre de microaspersión, vista frontal.



Fuente. Beltrán, Luis Enrique. Presentacion Disposicion de agua por microaspersion, caso Tatama

Figura 36 Diseño nuevo prototipo torre de microaspersión, vista de planta



Fuente. Beltrán, Luis Enrique. Presentacion Disposicion de agua por microaspersion, caso Tatama

La función del ventilador es crear una corriente centrada lo que facilita que las gotas gruesas que se presentan, caigan dentro de un radio definido (10 mts) lo que evita que viajen e inunden áreas aledañas.

Las pruebas pilotos realizadas mostraron que cada torre puede aspersar alrededor de 5.000 BPD, sin embargo requieren una entrada de 7.000 BPD ya que cerca de 2.000 BPD de la cantidad a disponer caen en forma de lluvia en un radio cercano a los 20 mts.

La temperatura del agua de entrada es de 190 °F y después que pasa por el atomizador, el agua que cae en forma de rocío llega a enfriarse hasta 95°F (35°C).

Igualmente la salinidad de entrada es de 300 PPM y el agua que cae dentro de la torre tiene 350 PPM, lo que indica que el agua que se evapora efectivamente libera el ion de sal el cual se concentra en el líquido remanente. Los fenoles ingresan a 2 PPM y el agua que recircula contiene 0.2 PPM, lo anterior debido a la fuerte aireación a la que se expone.

3.3.1. Ventajas y desventajas de la atomización neumática. El curso a seguir para la disposición del agua con este método debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

Ventajas:

- Reducción de la temperatura del agua al contacto con el aire y pasar por el atomizador en aproximadamente 100°F.
- Disminución en parámetros fisicoquímicos como la salinidad y contenido de fenoles. La corriente de aire agrega oxígeno al agua oxidando el fenol y reduciendo el compuesto; al mismo tiempo, al exponerse al agua a proceso de evaporación después de la atomización, las partes pesadas como el cloruro de sodio caen dentro de la torre.
- La torre tiene como función evitar que el agua que se dispone caiga en forma de rocío en áreas aledañas, previniendo posibles daños. Otros métodos de disposición están más expuestos al ambiente sin control de afectación al entorno.

Desventajas:

- La implementación de esta técnica debe contar con el permiso por las entidades regulatorias ambientales y debe estar especificado en la licencia ambiental del campo, en el caso de la licencia del Bloque Corcel a la fecha no está avalado este método como alternativa para la disposición de agua industrial.

- Requiere de compresores y bombas de gran capacidad para la generación de la corriente de aire y potencia que desplacen el agua, por lo tanto el consumo de energía es moderadamente alto.
- La dimensión del equipo es grande además que no dispone de grandes caudales agua.

3.3.2. Costo estimado implementación de torres de atomización neumática. El presupuesto estimado para el montaje y puesta en marcha de este sistema con 3 torres aspersoras se muestra a continuación:

Tabla 15. Presupuesto estimado montaje de 2 torres de de atomización neumática

ITEM	DESCRIPCION	VALOR (USD\$)
1	EQUIPOS (COMPRESORES 1000 cfm, BOMBAS 20 KBWPD, FILTROS, ETC)	\$550.000
2	BOQUILLAS	\$15.000
3	MATERIALES ELECTRICOS	\$30.000
4	MATERIALES DE INSTRUMENTACION	\$35.000
5	MATERIALES MECANICOS	\$45.000
6	CONSTRUCCION TORRE (2 EA)	\$300.000
7	OBRAS CIVILES	\$20.000
8	OBRAS MECANICAS CONEXIONADO AIRE Y AGUA	\$50.000
9	OBRAS ELECTRICAS CONEXIONADO EQUIPOS	\$40.000
10	TRANSPORTES Y EQUIPOS IZAJES	\$30.000
11	SUPERVISION	\$10.000
12	PRECOMISIONAMIENTO Y COMISIONAMIENTO	\$5.000
TOTAL		\$1.130.000

Fuente. Petrominerales Colombia Limited.

Se estima que la capacidad de disposición de cada torre está alrededor de los 5.000 BWPD, para disponer solo 10.000 BWPD se requiere de 2 unidades atomizadoras con su conjunto de boquillas, compresores, bombas centrífugas para bombear el agua a las torres, entre otros equipos y elementos; cabe aclarar que el costo estimado de la inversión asciende si se desea disponer mayor volumen de agua.

4. COMPARACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS PLANTEADAS.

La industria petrolera compara los aspectos operacionales con los económicos en la toma de decisiones para la formulación de un proyecto, en especial cuando el impacto de la decisión viene implícito el desarrollo de un campo.

Para este caso, el objetivo es definir cuál de las propuestas es la más oponible, se debe conocer la viabilidad de dicha alternativa. Por **viabilidad** entendemos a las posibilidades que un proyecto tiene de cumplir los objetivos en el periodo previsto de duración de dicho proyecto.

En el capítulo anterior, se planteó la estimación de presupuesto de cada alternativa el cual definirá la inversión inicial de la implementación del proyecto. La evaluación de cada propuesta tiene como objeto conocer la rentabilidad económica y técnica de manera que resuelva la necesidad de la problemática planteada de forma segura, eficiente y rentable asignando los recursos que tenga la compañía a la mejor opción.

Un proyecto se encuentra en equilibrio financiero cuando los ingresos son iguales a los egresos pero siempre y cuando los ingresos, además de permitir recuperar las inversiones y los gastos operacionales, permitan obtener una rentabilidad esperada por la gerencia de la compañía. Los elementos que inicialmente se deben definir para estructurar una alternativa de inversión conducen a su análisis y posterior evaluación financiera son los siguientes:

- Magnitud de los ingresos y egresos: Definir la unidad monetaria (pesos o dólares).
- Ubicación en el horizonte de tiempo: En los momentos en los cuales se producen los ingresos y egresos.
- Incertidumbre o riesgo asociado con la magnitud y ubicación de los ingresos y egresos: Definidos por el inversionista, de cuándo, cuánto y que moneda va a realizar la inversión

Para conocer si las alternativas son viables es preciso conocer en primera instancia los costos operacionales actuales del campo y su rentabilidad. La compañía basa la viabilidad de la implementación de un proyecto en un bloque específico de acuerdo a las utilidades que el campo genera después de descontar los impuestos y regalías, el siguiente cuadro resume los costos operacionales del campo Corcel:

Tabla 16. Costos de operación de campo Corcel.

COSTOS OPERACION CAMPO CORCEL	
Descripción	Operación Actual (USD\$/d)
Nomina personal	\$1.553
Alquiler equipos	\$227
Arrendamiento equipos campamento	\$305
Transporte agua de producción desde locaciones lejanas hasta Corcel	\$6.174
Combustible operación	\$2.503
Generacion a Gas	\$24.101
Catering & Hospedaje personal	\$690
Mantenimiento Técnico y de Ingeniería (outsourcing O&M)	\$4.447
Soporte Técnico y de Ingeniería	\$71
Tratamiento de Sólidos y Fluidos (disposicion de residuos)	\$69
Tratamiento Químico crudo y agua	\$2.129
TOTAL	\$42.272
Costo USD\$/Bbl:	\$12,21
PRODUCCION PROM. CRUDO (BOPD)	3461
WTI (USD\$/Bbl)	\$56
Net Back (USD\$/Bbl)	\$43,43

Fuente. Petrominerales Colombia Limited.

El costo de operación de Campo Corcel está alrededor de USD\$12/Bbl, este valor varía de acuerdo a la producción del campo además de los gastos que se incurran en el día a día de la operación. El análisis económico que se presenta indica de forma general las inversiones que la empresa debería realizar al implementar cada una de las estrategias de disposición planteadas así como evaluar la rentabilidad del proyecto por medio de métodos de análisis como el flujo de caja, valor presente neto y tasa interna de retorno.

El flujo de caja registra los flujos de entrada y salida de caja o efectivo en un periodo dado. Su elaboración es un paso muy importante en el proceso de establecer la viabilidad del proyecto. Permite determinar si los dineros requeridos están disponibles en el momento adecuado, lo cual es importante porque la viabilidad tiene que ver no solo con los montos, sino también con la sincronización entre los requerimientos y las disponibilidades.

Aunque el flujo de caja nos describe el movimiento de la inversión de un proyecto, este detalle no indica si el proyecto es conveniente o no cuando se presenta la comparación de alternativas para tomar la decisión requerida. De acuerdo a esto, los inversionistas utilizan indicadores económicos que sean de fácil comparación como son:

- **El valor presente neto:** es el valor medido en dinero de hoy o, dicho de otra forma, es el equivalente en dinero actual de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto. Este indicador puede ser positivo, negativo o igual a cero, el criterio de decisión que acompaña este índice señala que la alternativa en cuestión es aconsejable económicamente cuando VPN es mayor a cero, indiferente cuando es igual a cero y no es conveniente cuando este valor es negativo.
- **Tasa interna de retorno o rentabilidad:** define el rendimiento que origina el proyecto. Porcentaje calculado que indica el interés que ganan los dineros que permanecen invertidos en el proyecto, es la tasa de descuento con lo que el valor presente neto del proyecto es igual a cero.
- **Período de restitución o *payback*:** mide el tiempo en que se reembolsa la inversión. Resulta muy útil cuando se requiere realizar una inversión de elevada incertidumbre y de esta forma obtener una idea del tiempo que transcurrirá para recuperar el dinero invertido. Cuando se utilice este criterio para valorar una inversión se debe tener en cuenta que debe estar acompañado de otros indicadores debido a que este índice no considera los flujos de caja que se generan una vez que se recupera la inversión.

4.1. FLUJO DE CAJA ESTIMADO CONVERSION DE POZOS PRODUCTORES A INYECTORES.

Teniendo en cuenta la inversión estimada para conversión de los pozos de productores a inyectores, es indispensable revisar la rentabilidad del proyecto teniendo en cuenta los costos de operación y mantenimiento del sistema, para el cálculo del flujo de caja se tuvo en cuenta la siguiente información de entrada:

Tabla 17. Información de entrada flujo de caja conversión de pozo productor a inyector

DATOS DE ENTRADA	CONVERSION POZO
Producción promedio (BOPD)	3389
WTI (USD\$/Bbl)	56
Inversión (USD\$)	\$1.682.000
Costo operación promedio (USD\$)	\$42.272
Lifting cost (USD\$/Bbl)	12,21
NET BACK	31,75

Fuente. Petrominerales Colombia Limited.

El flujo de caja estimado para este proyecto se basó en la condición actual de la operación con la adición de dos pozos inyectores adicionales. Se consideró un incremento consumo de energía debido al incremento en el caudal de bombeo de las bombas de inyección, lo cual tiene una repercusión directa en el consumo de combustible; además de esto, no se proyecta incremento de los costos de mantenimiento de equipos y de personal de la operación porque con los equipos y personal existentes se cubre la demanda de incremento de agua de inyección.

Tabla 18. Flujo de caja conversión de pozo productor a inyector

Periodo	EGRESOS + Costo de operación sistema inyección (USD\$/mes)	PRODUCCION CAMPO (BOPM)	INGRESOS CAMPO (USD\$/DIA) a 31,75 USD/D net back	Flujo de caja(USD\$)	Flujo de caja ACUMULADO (USD\$)
1/01/15	\$1.682.000	0		\$1.682.000	\$1.682.000
1/02/15	\$1.425.939	94650	\$3.005.138	\$1.579.198	\$102.802
1/03/15	\$1.376.499	95280	\$3.025.140	\$1.648.641	\$1.545.839
1/04/15	\$1.531.515	95550	\$3.033.713	\$1.502.198	\$3.048.037
1/05/15	\$1.516.705	94290	\$2.993.708	\$1.477.002	\$4.525.040
1/06/15	\$1.490.436	96060	\$3.049.905	\$1.559.469	\$6.084.508
1/07/15	\$1.358.942	96480	\$3.063.240	\$1.704.298	\$7.788.806
1/08/15	\$1.336.023	108299,4	\$3.438.506	\$2.102.483	\$9.891.289
1/09/15	\$1.357.700	108011,7	\$3.429.371	\$2.071.671	\$11.962.960
1/10/15	\$1.413.413	108326,7	\$3.439.373	\$2.025.960	\$13.988.920
1/11/15	\$1.428.217	107836,8	\$3.423.818	\$1.995.602	\$15.984.522
1/12/15	\$1.356.269	107786,1	\$3.422.209	\$2.065.940	\$18.050.462

Fuente. Autor

Para el cálculo se tomaron los costos causados en el año y la producción mensual y se extrapolaron los costos y la producción hasta Diciembre de 2015 para proyectar

el flujo de caja en caso tal de ser implementado; del cuadro anterior, se observa que a partir del tercer periodo el proyecto ya se ha pagado.

4.2. FLUJO DE CAJA ESTIMADO IMPLEMENTACIÓN EVAPORACION MECÁNICA.

Cuando un proyecto nuevo que implica la implementación de una nueva tecnología se aconseja analizar la cuantificación de la inversión además de los ingresos por que involucra la implementación de un sistema/equipo poco conocido. Para esta cuantificación del flujo de caja de la implementación de este proyecto se debe precisar la siguiente información:

Tabla 19. Información de entrada flujo de caja implementación de evaporación mecánica

DATOS DE ENTRADA	EVAPORACION MECANICA
Produccion promedio (BOPD)	3389
WTI (USD\$/Bbl)	56
Inversión (USD\$)	\$5.018.000
Costo operación promedio (USD\$)	\$47.066
Lifting cost (USD\$/Bbl)	13,89
NET BACK	30,07

Fuente. Petrominerales Colombia Limited.

El proyecto de evaporación mecánica, además de considerar la inversión de compra de equipos, se debe tener en cuenta la operación y mantenimiento del sistema, para este se tuvo en cuenta las siguientes premisas:

- Incremento de consumo de combustible (gas y diesel) debido a aumento de requerimiento energetico debido a la instalación de nuevos equipos.
- Contratación de personal adicional para la operación y supervisión de la estación meteorológica y aspersores, se estima la contratación de 3 operadores en una rotación de 12 hrs.

- Alojamiento y alimentación de los operadores de las unidades aspersoras.
- Mantenimiento de los aspersores, piscinas, estación meteorológica, entre otros.

Tabla 20. Flujo de caja implementación evaporación mecánica

Período	EGRESOS incluye Costo de opn + Ev. Mecánica (USD\$/mes)	PRODUCCION CAMPO (BOPM)	INGRESOS CAMPO (USD\$/DIA) a 30,83 USD/D net back	Flujo de caja (USD\$)	Flujo de caja ACUMULADO (USD\$)
1/01/15	\$5.018.000	0		\$5.018.000	\$5.018.000
1/02/15	\$1.571.243	94650	\$2.839.472	\$1.268.229	\$3.749.771
1/03/15	\$1.516.764	95280	\$2.858.371	\$1.341.607	\$2.408.163
1/04/15	\$1.687.576	95550	\$2.866.471	\$1.178.895	\$1.229.268
1/05/15	\$1.671.258	94290	\$2.828.672	\$1.157.414	\$71.854
1/06/15	\$1.642.312	96060	\$2.881.771	\$1.239.459	\$1.167.606
1/07/15	\$1.497.418	96480	\$2.894.371	\$1.396.953	\$2.564.559
1/08/15	\$1.336.024	108299,4	\$3.248.950	\$1.912.925	\$4.477.484
1/09/15	\$1.496.050	108011,7	\$3.240.319	\$1.744.269	\$6.221.753
1/10/15	\$1.557.440	108326,7	\$3.249.769	\$1.692.329	\$7.914.082
1/11/15	\$1.573.752	107836,8	\$3.235.072	\$1.661.320	\$9.575.401
1/12/15	\$1.494.472	107786,1	\$3.233.551	\$1.739.078	\$11.314.480

Fuente. Autor

Al igual que con el cálculo del flujo de caja de la conversión de pozos de productor a inyector, se tomaron los costos causados en el año y la producción mensual y se extrapolaron los costos y la producción hasta Diciembre de 2015 con las premisas planteadas. El flujo de caja anterior muestra claramente que la inversión realizada tomará tiempo ver el retorno de dicha inversión, esto se observa en el cuadro anterior que en el mes No.6 el proyecto empieza a ver ingresos.

4.3. FLUJO DE CAJA ESTIMADO IMPLEMENTACIÓN ATOMIZACIÓN NEUMÁTICA.

Al igual que las dos alternativas anteriores también se definió una serie de premisas e información inicial para el cálculo del flujo de caja:

Tabla 21. Información de entrada flujo de caja implementación de atomización neumática

DATOS DE ENTRADA		ATOMIZACIÓN NEUMÁTICA
Produccion promedio (BOPD)		3389
WTI (USD\$/Bbl)		56
Inversión (USD\$)		\$1.450.000
Costo operación promedio (USD\$)		\$45.766
Lifting cost (USD\$/Bbl)		13,50
NET BACK		30,46

Fuente. Petrominerales Colombia Limited.

La compañía necesita información para orientarse en cómo realizar los aumentos de los costos y para eso se plantearon las siguientes suposiciones para el cálculo del flujo de caja:

- Incremento del consumo de combustible (diésel y gas) al aumentar el requerimiento energético por la inclusión de bombas y compresores del sistema.
- Personal adicional para la operación del sistema de atomización neumática.
- Alojamiento y alimentación del personal adicional.

Tabla 22. Flujo de caja implementación de atomización neumática

Periodo	EGRESOS incluye Costo de opn + At. neumática (USD\$/mes)	PRODUCCION CAMPO (BOPM)	INGRESOS CAMPO (USD\$/DIA) a 30,83 USD/D net back	Flujo de caja(USD\$)	Flujo de caja ACUMULADO (USD\$)
1/01/15	\$1.450.000	0		\$1.450.000	\$1.450.000
1/02/15	\$1.525.755	94650	\$2.875.968	\$1.350.213	\$99.787
1/03/15	\$1.472.854	95280	\$2.895.111	\$1.422.257	\$1.322.470
1/04/15	\$1.638.721	95550	\$2.903.315	\$1.264.594	\$2.587.064
1/05/15	\$1.622.875	94290	\$2.865.029	\$1.242.155	\$3.829.219
1/06/15	\$1.594.767	96060	\$2.918.811	\$1.324.044	\$5.153.263
1/07/15	\$1.454.068	96480	\$2.931.573	\$1.477.506	\$6.630.769
1/08/15	\$1.336.024	108299,4	\$3.290.709	\$1.954.685	\$8.585.454
1/09/15	\$1.452.739	108011,7	\$3.281.967	\$1.829.228	\$10.414.682
1/10/15	\$1.512.352	108326,7	\$3.291.539	\$1.779.187	\$12.193.868
1/11/15	\$1.528.192	107836,8	\$3.276.653	\$1.748.461	\$13.942.330
1/12/15	\$1.451.207	107786,1	\$3.275.112	\$1.823.905	\$15.766.235

El flujo de caja de este proyecto se muestra optimista para la compañía debido a que ya en el segundo periodo se termina de pagar la inversión realizada. Adicionalmente, es importante destacar que la inversión para implementación de este sistema es la más baja así también como su costo estimado de operación.

4.4. COMPARACIÓN TÉCNICO - FINANCIERA DE LAS ALTERNATIVAS PLANTEDAS.

La aspiración de la compañía es que se brinden ideas innovadoras que a su vez cuenten con una estrategia de mantener la producción actual con un bajo costo, la situación actual propone un reto para la reinversión de la operación por medio de la implementación de una de las propuestas presentadas:

Tabla 23. Comparación financiera de opciones de disposición de agua de formación planteadas.

PARÁMETRO	CONVERSIÓN POZO	ATOMIZACIÓN NEUMÁTICA	EVAPORACIÓN MECANICA	VARIACIÓN
Inversión (USD\$)	\$1.682.000	\$1.450.000	\$5.018.000	
Costo Operación Promedio (USD\$)	\$42.272	\$45.766	\$47.066	
Lifting Cost (USD\$/Bbl)	12,21	13,50	13,89	
NETBACK (USD\$/BBL)	31,75	30,46	30,07	
VPN (USD\$)	\$17.793.833	\$14.056.985	\$9.687.544	
TIR	95%	94%	25%	
PAYBACK	1,07	1,07	4,04	

Fuente. Autor

Para la realización de los cálculos financieros, se propuso como parámetro de comparación que cada una de las alternativas debe disponer 10.000 BWPD y así establecer un costo de inversión de acuerdo a esta capacidad de disposición.

De la información del cuadro anterior, se observa que la inversión más alta a realizar sería en la implementación de evaporación mecánica; revisando los criterios de

análisis, el resultado del valor presente neto señala que todas las alternativas son viables desde el punto de vista que todas las opciones le otorgarían ganancias a la compañía, sin embargo la alternativa más aconsejable es la de conversión a pozo debido a que estas ganancias son notablemente mayores de acuerdo a las otras posibilidades.

La tasa interna de retorno y el período de restitución representan lo que le costaría a la compañía el comprometerse con cada proyecto; de acuerdo a esto, la tasa interna de retorno más atractiva es la de la conversión de los pozos productores a inyectores.

Con respecto al aspecto técnico de las alternativas, todas las opciones son desarrollables desde el punto de vista de ingeniería, el aporte de una nueva tecnología genera riqueza en información para la compañía. Sin embargo, la puesta en marcha de las opciones de evaporación mecánica y la atomización neumática requieren de tiempo debido a ajustes en cada sistema.

En el arranque del sistema con la atomización neumática se requiere realizar pruebas para encontrar la mezcla idónea de aire-agua para que se produzca la adecuada pulverización de la gota, estas pruebas toman tiempo debido a que se debe tasar el volumen de agua dispuesto para definir la rata de las corrientes de ambos fluidos.

Para la evaporación mecánica se deben ajustar los parámetros de operación de acuerdo a las condiciones climáticas del sector antes de la puesta en marcha además del entrenamiento al personal que operará la estación meteorológica y el sistema.

En el caso de la conversión de pozos, los pozos inyectores nuevos solo se adicionan a los ramales existentes, por lo tanto la puesta en marcha sería inmediata despues de terminado el servicio.

Desde la óptica socio – ambiental solo la conversión de pozos productores a inyectores es viable porque la disposicion de agua como aspersion y/o nebulización y los métodos que tengan algún tipo de relación con estos mecanismos no están permitidas en el Plan de Manejo Ambiental; para que los organismos gubernamentales avalen estos sistemas de disposición se incurren en costos adicionales a las inversiones estimadas además que las modificaciones en las licencias toman mas de un año en ser aprobadas, en el caso que las avalen.

En el siguiente cuadro se resumen estas conclusiones:

Tabla 24. Comparación técnica, financiera y socio-ambiental de alternativas de disposición de agua de formación planteadas.

INDICADOR	ALTERNATIVA		
	Conversión pozo productor a inyector	Evaporación Mecánica	Atomización neumática
Socio - Ambiental			
Afectación a medio ambiente			
Impacto social (PMA)			
Inversión			
Costo de inversión			
Costo de operación y mantenimiento			
Técnico			
Conocimientos de ingeniería y operaciones sobre la alternativa			
Puesta en marcha de la alternativa (operación)			

Fuente. Autor

De acuerdo a la tabla anterior, la opción más recomendada es la conversión de pozos productores a inyectores, la disposición de agua por medio de inyección a pozos sigue siendo la alternativa más viable para disponer grandes volúmenes de agua en la industria.

CONCLUSIONES

- La información del seguimiento de la calidad de agua de inyección muestra que el sistema de tratamiento actual tiene aspectos por mejorar. Es necesario una revisión del sistema de tratamiento con el fin de identificar las oportunidades de mejora así como buscar métodos para remoción de aceite que ayude al sistema de filtración y tanques desnatadores debido a que este aceite, combinado con sólidos insolubles de hierro y con carbonatos, pueden producir incrustaciones y taponamiento del pozo.
- En el análisis de la calidad del agua inyectada los parámetros de sólidos suspendidos y grasas presentes en el agua muestran valores altos dentro del límite permisible. Es posible que la calidad del agua esté afectando el índice de inyectividad de la formación creando un posible daño en la formación y a su vez favoreciendo a la repressurización de la formación a pesar de poseer buenas características petrofísicas.
- Al observar que algunos pozos presentan alta presión en cabeza, la primera opinión que surge es que el agua está alcanzando los límites del yacimiento y que en el futuro cercano la inyección dejará de ser la opción para disposición de agua. Sin embargo, en el análisis realizado a los datos de inyección se observa que hay pozos que están lejos de la condición de llegar a la presión de fractura como son ASWD-3, BSWD-1, CSWD-2.
- El área de Yacimientos afirma que aún no hay un modelo geológico que defina los límites del yacimiento, por lo tanto no se puede asegurar que la alta presión que se observa en la cabeza de los pozos inyectoros que admiten en la Fm Guayabo se deba a que el agua esté llegando a los límites de éste.
- Las alternativas para disposición de agua como la evaporación mecánica y la atomización neumática son métodos que pueden aplicarse en campos de baja producción de agua, por lo tanto estas opciones son insuficientes para cubrir la necesidad de disponer la totalidad de agua en el Bloque Corcel
- La licencia ambiental del campo además no permite la aspersión y/o nebulización de agua y sus variaciones, por lo tanto automáticamente se descalifican las opciones de evaporación mecánica y la atomización

neumática hasta que se autorice la modificación de la licencia del campo y se incluya estos mecanismos en el documento.

- El estudio de la viabilidad financiera constituye una parte importante del análisis planteado para determinar la factibilidad de la implementación de las propuestas, si a la compañía no le es posible obtener los fondos para atender las necesidades que la inversión genera, esta deberá quedar descalificada desde el principio; por lo tanto, la opción más viable, en términos financieros, es la conversión de pozos productores a inyectores.

RECOMENDACIONES

- Las presiones de inyección de los pozos ASWD-3, BSWD-1, CSWD-2 aún distan de la presión recomendada para evitar fracturar la formación, por lo cual se recomienda revisar si es posible incrementar la tasa de inyección en estos pozos revisando la condición actual del yacimiento.
- Aunque la Fm. Guayabo es un excelente candidato para completar los pozos inyectoros en estas arenas debido a que es una matriz areno – limosa que posee una excelente permeabilidad y porosidad, se recomienda realizar pruebas de inyectividad en otras formaciones y analizar la posibilidad de realizar estimulaciones para mejorar la capacidad de admisión por cada pozo.
- Debido a que parte del problema de la alta presión en cabeza de pozos inyectoros es que posiblemente sea por un daño de formación inducido por la calidad regular del agua de inyección, se recomienda mejorar el sistema de tratamiento adicionando métodos para clarificación ya sea como la electrocoagulación o flotación con aire/gas.
- A la fecha es muy poca la información geológica existente de la formación Guayabo, se recomienda la creación del modelo geológico y complementar con análisis específicos como gráficos de Hall, de ser posible agregar más pozos monitores, tomar gradientes nuevos, entre otros.

BIBLIOGRAFIA

- Alonzo Wm. Lawrence, Jeffrey A. Miller*, Daniel L. Miller, Remediation Technologies, Inc.; SPE 00029729. Regional Assessment of Produced Water Treatment and Disposal Practices and Research Needs.
- Arnold. Ken, Stewart. Maurice. Surface Production Operations, Design for Oil – Handling Systems and Facilities, Volumen I, 1999
- BROWN, Kermit E. Inflow performance. The technology artificial methods. 1ra edición. Tulsa Oklahoma: Penwell Publishing Company, 1980.
- Castañeda. W, Rodriguez. J.C. Manual de Operación Facilidades Campo Corcel, Agosto 2011
- Guia de automatización de semáforos. Consultado el 13 de Abril de 2015. Disponible en <http://inghenia.com/wordpress/2009/09/05/automatizacion-de-semaforos-en-los-indicadores-del-balanced-scorecard/>
- Infante Villarreal, Arturo, Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión, Editorial Norma, 1988.
- Información de evaporadores mecanicos. Consultado el 20 de Febrero de 2015. Disponible en <http://www.astoncompanies.com/>
- Información de evaporadores mecanicos. Consultado el 20 de Febrero de 2015. Disponible en <http://www.pwes-co.com/evaporacion.htm>
- Marcelo Hirschfeldt, Análisis de un Sistema de producción y Análisis Nodal. consultado en 25 de Mayo de 2014. www.oilproduction.net
- Ministerio de Medio Ambiente y Vivienda, Resolución 0276/2007 “Modificación Licencia Ambiental Campo Corcel”
- Ministerio de Medio Ambiente, Decreto 1594 de 1984, Artículo 74.
- Ministerio de Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, Resolución número 0211 del 12 de Febrero de 2008. Disponible en http://www.minambiente.gov.co/documentos/res_00211_120208.pdf,
- Ministerio de Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, Resolución número 2296 de 12 de Diciembre de 2008, Disponible en http://www.minambiente.gov.co/documentos/res_2296_121208.pdf,

- Ministerio de Minas y Energía. Consultado en 13 de Junio de 2014. Disponible en <http://www.dataifx.com/noticias/aument-producci-n-de-petr-leo-en-colombia>
- Paez Sequera. Javier Dario, Hernandez Cachaya. Adriana, Rodríguez. Luz Delia, Rodríguez. Juan Carlos. Proyecto Inyección De Agua Campo Corcel, BOGOTA, Diciembre de 2008
- Trabajo de grado “Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero”. Simbaqueba. Johanna, Delgadillo. Claudia. 2006
- Trujillo. Lida Maritza, Sanchez. Luis Oswaldo. Procedimiento Operacional Planta de Agua, Noviembre 2011