



PETROBRAS

**ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA LA DISPOSICION DE AGUA DE
FORMACION EN EL CAMPO BALAY, MONTERREY, CASANARE**

HECTOR JAVIER RODRIGUEZ LOPEZ

JUAN JOSE RODRIGUEZ ORTEGA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2013**



PETROBRAS

**ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA LA DISPOSICION DE AGUA DE
FORMACION EN EL CAMPO BALAY, MONTERREY, CASANARE**

**HECTOR JAVIER RODRIGUEZ LOPEZ
JUAN JOSE RODRIGUEZ ORTEGA**

Director

Ing. NOEL VALENCIA LOPEZ

PETROBRAS COLOMBIA LIMITED

Codirector

ERVIN ARANDA ARANDA

Ingeniero de petróleos

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2013**



PETROBRAS

Nota de aceptación

Jurado

Jurado

Neiva, Abril de 2013



PETROBRAS

DEDICATORIA

Dedico este triunfo primero que todo a Dios por darme esperanzas y fuerzas cuando más las necesitabas. A mis padres por brindarme toda su colaboración y sacrificio en este largo trayecto. A mi tía y mi padrino por siempre estar pendiente de que nada me faltara. Y en general a todos los que de algún modo intervinieron para hacer realidad este sueño.

Hector Rodríguez López

Dedico este proyecto a Dios por darme la perseverancia y la sabiduría para culminar con éxito esta etapa de mi vida y por guiarme en cada decisión que tomo para seguir el camino correcto. A mis padres, a mi familia y a todos los que de una u otra manera con sus consejos y apoyo me han brindado seguridad y confianza.

Jose Rodríguez Ortega.



PETROBRAS

AGRADECIMIENTOS

- **Ervin Aranda Aranda**, Ingeniero de Petróleos, por sus valiosas enseñanzas y consejos tanto para la vida profesional como personal, dedicarnos parte de su tiempo para colaborarnos y asesorarnos en nuestro proyecto.
- **Jairo Antonio Sepúlveda Gaona, Msc.** en ingeniería de Petróleos, por sus enseñanzas académicas y dedicarnos parte de su tiempo para colaborarnos en nuestro proyecto.
- **Luz Marina Botero, Msc**, por sus enseñanzas académicas y por disponer tiempo para la culminación de nuestro proyecto .
- **Haydee Morales**, Ingeniera de Petróleos, por sus enseñanzas académicas y sus consejos durante nuestros estudios.
- **Jorge Orlando Mayorga**, Msc. en Ingeniería catastral y Geodesia, por brindarnos su amistad y colaboración siempre que lo necesitamos.
- **PETROBRAS COLOMBIA LIMITED** por abrirnos sus puertas y brindarnos la oportunidad de desarrollar este proyecto y demostrar nuestras capacidades.
- **La Universidad SURCOLOMBIANA**, por brindarnos la posibilidad de formarnos tanto en lo personal como en lo profesional.



PETROBRAS

CONTENIDO

INTRODUCCION	1
1.GENERALIDADES	3
1.1 Generalidades del Campo BALAY	3
1.1.1 Marco Geográfico	3
1.1.2 Marco Historico	7
1.1.3 Marco Geológico	9
1.1 Generalidades técnicas	15
1.2.1 Propiedades de los fluidos	15
1.2.2 Origen del agua asociada al petróleo	16
1.2.3 Clasificación de las aguas asociada a la producción de petróleo	16
1.2.3.1 Aguas respecto a la producción de crudo en el pozo	16
1.2.3.2 Aguas respecto a la producción de crudo en superficie	17
1.2.4 Componentes primarios del agua asociada a la producción de petróleo	18
1.2.4.1 Definición de los componentes y sus propiedades	18
1.2.4.1.1 Cationes	18
1.2.4.1.2 Aniones	19
1.2.4.1.3 Otras Propiedades	20
2. OPCIONES CONVENCIONALES DE MANEJO DE AGUAS ASOCIADAS A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	25
2.1 Minimización del agua asociada a la producción de petróleo	25
2.1.1 Evitar que el agua asociada a la producción de petróleo entre al pozo	25
2.1.1.1 Dispositivos de bloqueo mecánico	25
2.1.1.2 Productos químicos para cerrar el paso de agua asociada a la producción de petróleo	28
2.1.2 Evitar que el agua asociada a la producción de petróleo llegue a la superficie	29
2.1.2.1 Separación en el subsuelo	29
2.1.2.1.1 Sumidero de agua en fondo/ Completamiento dual de pozos	29
2.1.2.1.2 Separadores de aceite/agua en fondo de pozo	30



PETROBRAS

2.1.2.1.3	Separadores de gas/agua en fondo de pozo	33
2.1.2.2	Separación en el lecho marino	34
2.2	Opciones de reciclaje y reutilización del agua	34
2.2.1	Inyección de agua para recuperar más petróleo	35
2.2.2	Uso en trabajos de fracturamiento hidráulico y en lodos de perforación	35
2.3	Opciones de disposición y tratamiento del agua asociada a la producción de petróleo	36
2.3.1	Disposición del agua asociada a la producción de petróleo	36
2.3.1.1	Vertimiento	36
2.3.1.2	Inyección subterránea para la eliminación	36
2.3.1.3	Evaporación	38
2.3.1.3.1	Lagunas de evaporación	38
2.3.1.3.2	Evaporación mecánica	39
2.3.1.3.3	Evaporación por congelación/descongelación	40
2.3.1.4	Eliminación comercial fuera del sitio	42
2.3.2	Tratamiento del agua asociada a la producción de petróleo	42
2.3.2.1	Prácticas para remover sal y otras materias inorgánicas	42
2.3.2.1.1	Procesos de membrana	42
2.3.2.1.2	Intercambio de iones	46
2.3.2.1.3	Desionización capacitiva	47
2.3.2.1.4	Destilación térmica	48
2.3.2.2	Prácticas para remover petróleo, grasas y otras materias orgánicas	48
2.3.2.2.1	Separación física	49
2.3.2.2.2	Flotación	50
2.3.2.2.3	Coalescencia	52
2.3.2.2.4	Extracción por solventes	52
2.3.2.2.5	Adsorción	53
3.	OPCIONES NO CONVENCIONALES DE MANEJO DE AGUAS ASOCIADAS A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	56
3.1	Inyección de agua para uso futuro	56
3.1.1	Acuífero para almacenamiento y recuperación	56
3.2	Inyección con propósitos hidrológicos	58
3.2.1	Control de subsidencia	58
3.2.2	Intrusiones de agua salada	58
3.2.3	Incremento de flujo	59



PETROBRAS

3.3	Uso agrícola	60
3.3.1	Agua asociada a la producción de petróleo utilizada para riego	60
3.3.2	Agua asociada a la producción de petróleo utilizada para ganado	62
3.3.3	Uso del agua para el riego de la vida silvestre y el habitat	63
3.4	Uso industrial	63
3.4.1	Uso como agua de refrigeración y generación de energía	63
3.4.2	Uso para control de polvo	64
3.5	Uso doméstico	64
3.5.1	desalinización	65
4.	ALTERNATIVAS PARA LA DISPOSICIÓN DEL AGUA ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL CAMPO BALAY	66
4.1	Análisis de alternativas del sistema de agua de producción para disposición de agua de producción en el campo	66
4.1.1	Agua para riego	66
4.1.1.1	Evaluación de la salinidad	67
4.1.1.2	Evaluación de la sodicidad	67
4.1.1.3	Evaluación del p.H	67
4.1.1.4	Evaluación del contenido de grasas y aceites	68
4.1.1.5	Evaluación de la temperatura	68
4.1.1.6	Evaluación del hierro	68
4.1.1.7	análisis	68
4.1.2	Inyección de agua para eliminación	69
4.2	Análisis de alternativas del sistema de agua de producción para disposición de agua de producción en instalaciones externas	70
4.2.1	Eliminación comercial fuera del sitio	71
4.2.2	Inyección de agua para eliminación	71
	ESTIMACIÓN DE COSTOS	83
	CONCLUSIONES	86
	RECOMENDACIONES	87
	BIBLIOGRAFIA	88



PETROBRAS

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Pronostico de producción de agua 2011 -2014	8
Tabla 2. Sellos verticales y laterales.	13
Tabla 3. Análisis fisicoquímico del crudo de campo Balay.	15
Tabla 4. Clases de agua asociada a la producción de petróleo.	17
Tabla 5. Componentes primarios del agua asociada a la producción de crudo.	18
Tabla 6. Clasificación de las aguas según su concentración de cloruros.	19
Tabla 7. Especies iónicas responsables de la dureza.	21
Tabla 8. Dureza relativa de las aguas.	22
Tabla 9. Intervalos típicos de la conductividad para diferentes aguas.	22
Tabla 10. Procesos de filtración.	43
Tabla 11. Tecnologías basadas para remover partículas de diferentes tamaños.	49
Tabla 12. Calidad de agua para riego según SCOFIELD, WILCOX Y MAGISTRAL	61
Tabla 13. Caracterización fisicoquímica de las aguas evaluadas.	75
Tabla 14. Tendencia de escamas y abundancia relativa para las aguas de producción evaluadas.	77
Tabla 15. Compatibilidad simulada entre agua de producción Balay 2 Vs. Agua CPF Cusiana	81
Tabla 16. Propuesta de Weatherford para instalación de la planta piloto de osmosis inversa	83
Tabla 17. Estimación del costo de transporte para la implementación de las plantas pilotos para la osmosis inversa.	83
Tabla 18. Presupuesto de los eventos relevantes para el 2013.	84
Tabla 19. Estimación del costo de transporte para la alternativa de inyectar en campos vecinos.	84
Tabla 20. Tarifas de manejo, transporte, tratamiento y disposición final del agua de producción	85
Tabla 21. Resumen de tarifas	85



PETROBRAS

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Foto aérea plataforma Balay A	3
Figura 2. Ubicación Bloque Balay.	4
Figura 3. Ubicación bloque Balay, convenciones	5
Figura 4. Balay 1 y 2	6
Figura 5. Ubicación del bloque Balay en Colombia.	7
Figura 6. Columna estratigráfica bloque Balay.	11
Figura 7. Estado de madurez de la roca generadora.	14
Figura 8. Escala de pH.	20
Figura 9. Sección transversal de un pozo en una formación, que muestra las configuraciones buenas y malas.	26
Figura 10. Opciones convencionales de manejo de agua asociada a la producción de petróleo.	27
Figura 11. Completamiento dual de pozos.	30
Figura 12. Esquema de un hidrociclón Líquido/Líquido.	31
Figura 13. Esquema de un hidrociclón en pozo horizontal.	32
Figura 14. Sistema de separación en fondo de pozo por gravedad.	33
Figura 15. Sección de un pozo de inyección.	37
Figura 16. Laguna de evaporación.	39
Figura 17. Pulverizador mecánico usado para la evaporación.	40
Figura 18. Proceso FTE.	41
Figura 19. Pila de hielo proveniente de la pulverización del agua asociada a la producción de petróleo.	42
Figura 20. Proceso de filtración dividido por rangos de tamaño de poro.	44
Figura 21. Proceso de electrodiálisis.	45
Figura 22. Sistema de ósmosis y ósmosis inversa.	46
Figura 23. Proceso de regeneración de la desionización capacitiva.	48
Figura 24. Separador de placas corrugadas.	50
Figura 25. Esquema de la unidad de gas inducido.	51
Figura 26. Proceso MPPE.	53
Figura 27. Pozo de inyección para uso futuro.	56
Figura 28. Opciones no convencionales de manejo de agua asociada a la producción de petróleo.	57
Figura 29. Torre de enfriamiento.	64



PETROBRAS

Figura 30. Variaciones de las condiciones termodinámicas que afectan la formación de escamas	74
Figura 31. Tendencia de escamas del agua de producción del pozo Balay-2	77
Figura 32. Tendencia de escamas del agua de producción del CPF Cusiana	78
Figura 33. Tendencia a la formación de escamas del agua de producción Balay 2 Vs. Agua del CPF Cusiana.	80
Figura 34. Análisis de alternativas del sistema de agua de producción del campo balay	82



PETROBRAS

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. CLASIFICACION DE PROBLEMAS ASOCIADOS CON EL AGUA EN POZOS INDIVIDUALES SEGÚN JON ELPHICK	92
ANEXO 2. CALIDAD DE AGUAS PARA DIFERENTES USOS DECRETO 1594 DE 1984, ARTICULOS 37, 40,41	101
ANEXO 3. CALIDAD DEL AGUA PARA RIEGO POR DIFERENTES AUTORES	104
ANEXO 4. CALIDAD DE AGUA PARA GANADO POR DIFERENTES AUTORES	107
ANEXO 5. COMPARACIÓN DE LOS PARÁMETROS ESTABLECIDOS POR EL DECRETO 1594/1984 VS RESULTADOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL AGUA DE PRODUCCION EN CAMPO BALAY	109
ANEXO 6. REPORTE DE LABORATORIO DE LA CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DEL AGUA DE PRODUCCIÓN A LA SALIDA DE LOS SEPARADORES DEL CAMPO BALAY	111



PETROBRAS

RESUMEN

El campo Balay propiedad de Petrobras Colombia Limited se encuentra ubicado en el municipio de Monterrey Casanare. El campo de Balay cuenta con tres pozos, Balay 003 que salió seco y Balay 001 y Balay 002 que aportan aproximadamente un 72% en agua de la producción de fluidos diaria, lo cual es preocupante debido a la falta de utilidad de ésta; por tanto, es conveniente pensar en la implementación de estrategias de manejo de aguas de producción, con el fin de darle un uso adecuado y contribuir así con el mejoramiento del medio ambiente.

Ahora bien, se sabe que en el proceso de extracción de crudo, inevitablemente se deben manejar varias cantidades de barriles de agua de formación, conteniendo demasiadas sales e hidrocarburos disueltos, sólidos en suspensión y metales pesados. Por ende, no puede ser vertida al medio ambiente sin antes ser tratada, pues posee un alto contenido de cloruros y un apreciable contenido de aceite en agua, ocasionando una restricción contemplada en la actual licencia ambiental.

Por tanto, es necesario hacer un análisis acerca de la disposición de agua de formación en el campo Balay, puesto que es un tema que requiere un entendimiento completo. Sin embargo, si se piensa en una reducción de la cantidad de agua producida, se podría optar por generar menos desperdicios con métodos más eficaces o el reciclado que se entiende como la reinyección del agua al yacimiento que fue producida, pero antes hacerle el requerido tratamiento para eliminar todo tipo de contaminantes.

Hay que aclarar, que en este proyecto se darán a conocer varios tipos de tecnologías y métodos en cuanto a alternativas para la disposición de agua en formación; dichas tecnologías y métodos se utilizan en varios campos petroleros del mundo, para el campo Balay no aplicarán algunas, ya que a Colombia no han llegado o en muchos casos sale muy costoso implementarla. Para el desarrollo de este proyecto se estudiarán como alternativas 2 aspectos principales:

-Disposición del agua de producción en el campo; en donde se contempla, desarrollar un pozo inyector (Balay-03), y/o una planta de tratamiento de agua utilizando la tecnología de osmosis inversa.

-Disposición del agua de producción en instalaciones externas; en donde se consideran las opciones de transportar e inyectar el agua en campos vecinos y/o disponer por medio de compañías especializadas en el tema (tratar el agua).



PETROBRAS

Antes de comenzar a inyectar al yacimiento, éste debe ser estudiado detalladamente, para asegurar si es apto para el plan y el método específico de recuperación asistida que se propone, pues no todos los yacimientos pueden recibir inyección de agua y se requiere un estudio previo en aspectos como: porosidad, permeabilidad, capilaridad, humectabilidad, heterogeneidad del yacimiento, propiedades petrofísicas, entre otros.

En suma, la comprensión de esta problemática es fundamental para proyectar la mejor estrategia en el tratamiento de estas aguas, haciendo mínimos los riesgos operativos y ambientales; y maximizando las ganancias y los beneficios para el campo Balay y el medio ambiente.



PETROBRAS

ABSTRACT

Balay field owned by Petrobras Colombia Limited is located in the municipality of Monterrey Casanare. Balay field has three wells, Balay 003 which is dry, Balay 001 and Balay 002 which provide about 72% of water daily fluid production, which is worrying because of the lack of use of it; therefore, it is convenient to consider the implementation of water management strategies of production, in order to give a proper use and contribute to improving the environment.

However, it is known that in the oil extraction process, inevitably must manage various amounts of training barrels of water, containing dissolved hydrocarbons and salts too, suspended solids, and heavy metals. Thus, it can be discharged to the environment without being treated, it has a high chloride content and a significant oil content in water, causing a restriction in the current environmental license.

It is therefore necessary to make an analysis of the formation water available in the Balay field, since it is an issue that requires a comprehensive understanding. However, if you think about a reduction in the amount of water produced, one could choose to generate less waste with more effective methods or means as recycled water re-injection into the reservoir that was produced, but first give the required treatment to remove all contaminants.

It should be clarified that this project will be announced several types of technologies and methods regarding alternatives for disposal of formation water; these technologies and methods used in several oil fields in the world, for the Balay field not apply some because they have not come to Colombia or in many cases comes very costly to implement. For the development of this project will be considered as alternatives two main aspects:

-Disposal of produced water in the field, where it is contemplated, develop injector (Balay-03), and / or a water treatment plant using reverse osmosis technology.

-Disposal of produced water in outdoor installations, where options are considered transport and inject water into neighboring fields and / or companies have specialized in the subject (water treatment).

Before injecting into the reservoir, it must be studied in detail, to ensure if it is suitable for the specific plan and the EOR method is proposed, as not all sites can receive water injection and requires a previous study in aspects such as: porosity, permeability, capillarity, wettability, reservoir heterogeneity among others.



PETROBRAS

In sum, the understanding of this issue is critical to project the best strategy in the treatment of these waters, making minimal environmental and operational risks, and maximizing earnings and profits for the Balay field.



PETROBRAS

INTRODUCCION

El agua producida o asociada a la producción de petróleo es aquel fluido que además del gas puede acompañar al petróleo durante la etapa de explotación. Desde el punto de vista fisicoquímico, se caracteriza principalmente por su alta salinidad llegando a ser en algunos casos hasta tres veces más salina que el agua de mar.

Cuando se dá inicio a la vida productiva de un pozo, los volúmenes iniciales de agua asociada a la producción generalmente son bajos, aunque es normal que la relación agua/petróleo aumente en forma cada vez más paulatina, a medida que la saturación de agua en la vecindad del pozo continua aumentando. Eventualmente el costo de extraer, manejar, procesar y eliminar el agua, sumado el bajo nivel de producción de petróleo; hace que la operación de un pozo deje de ser económica.

A nivel general, las empresas operadoras eliminan entre el 30% y el 40% del agua asociada a la producción de petróleo. Dado el incremento de la demanda de agua utilizable registrado en ciertas zonas, las empresas están tratando de descubrir formas de transformar este pasivo económico en un recurso viable.

Existen muchos enfoques para el manejo del agua asociada a la producción de petróleo, la opción más apropiada estará en función de varios factores, incluyendo la composición química, la geología, la geografía, las normas ambientales establecido, la viabilidad técnica, costos, y disponibilidad de infraestructura y equipamiento. El agua de producción puede contener petróleo disperso, hidrocarburos livianos, metales, sales y una amplia variedad de otros materiales orgánicos e inorgánicos, lo cual, si el agua es tratada adecuadamente, podrá ser utilizada con diversos fines aliviando la presión ejercida sobre los sistemas de abastecimiento de agua dulce del planeta.

En el campo Balay actualmente se cuentan con 2 pozos que aportan en promedio un 72% de agua (3100 BWPD), de la producción total de fluidos diaria. Esta agua es dispuesta en carrotanques hacia el campo Santiago, donde allí es inyectada a sus pozos, sin embargo, el elevado contenido de los cloruros ha ocasionado una restricción en el recibo a campo Santiago, a tal punto que se hace necesario la



PETROBRAS

generación de nuevas estrategias con el fin de darle un buen manejo al agua de producción.



PETROBRAS

1. GENERALIDADES

1.1. Generalidades del Campo Balay

1.1.1 Marco Geográfico

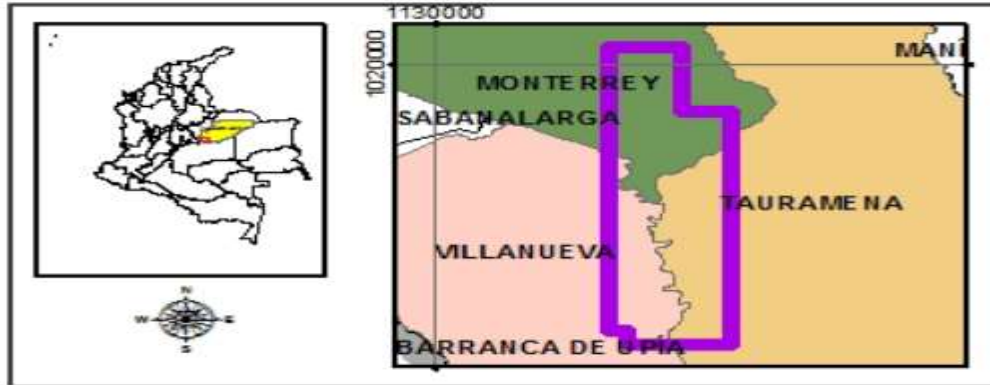
El campo Balay está Localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales, subcuenca del Casanare, situada entre las veredas Palo Negro, el Guadal y la Palmira en el municipio de Monterrey Departamento del Casanare Colombia.

La distancia de Monterrey a la facilidad de Balay se encuentra a 42 Km. así: 22 Km. por la marginal de la selva al caserío la Horqueta vía Aguazul, luego 20 Km. vía vereda la Palmira.



Figura 1. Foto aérea plataforma Balay A.

ESQUEMA DE UBICACIÓN REGIONAL



COORDENADAS ÁREA DE INTERÉS

AREA DE DESARROLLO		
Punto	X (Este)	Y (Norte)
A	1142704,67	991000,01
B	1142654,17	1021999,66
C	1147994,8	1021999,65
D	1147994,79	1014999,73
E	1151566,5	1014999,73
F	1151566,5	989497,9
G	1143994,9	989484,1
H	1143994,9	991000,01

CONVENCIONES GENERALES



Figura 3. Ubicación Bloque Balay, convenciones.

Fuente: Área de yacimientos campo Balay

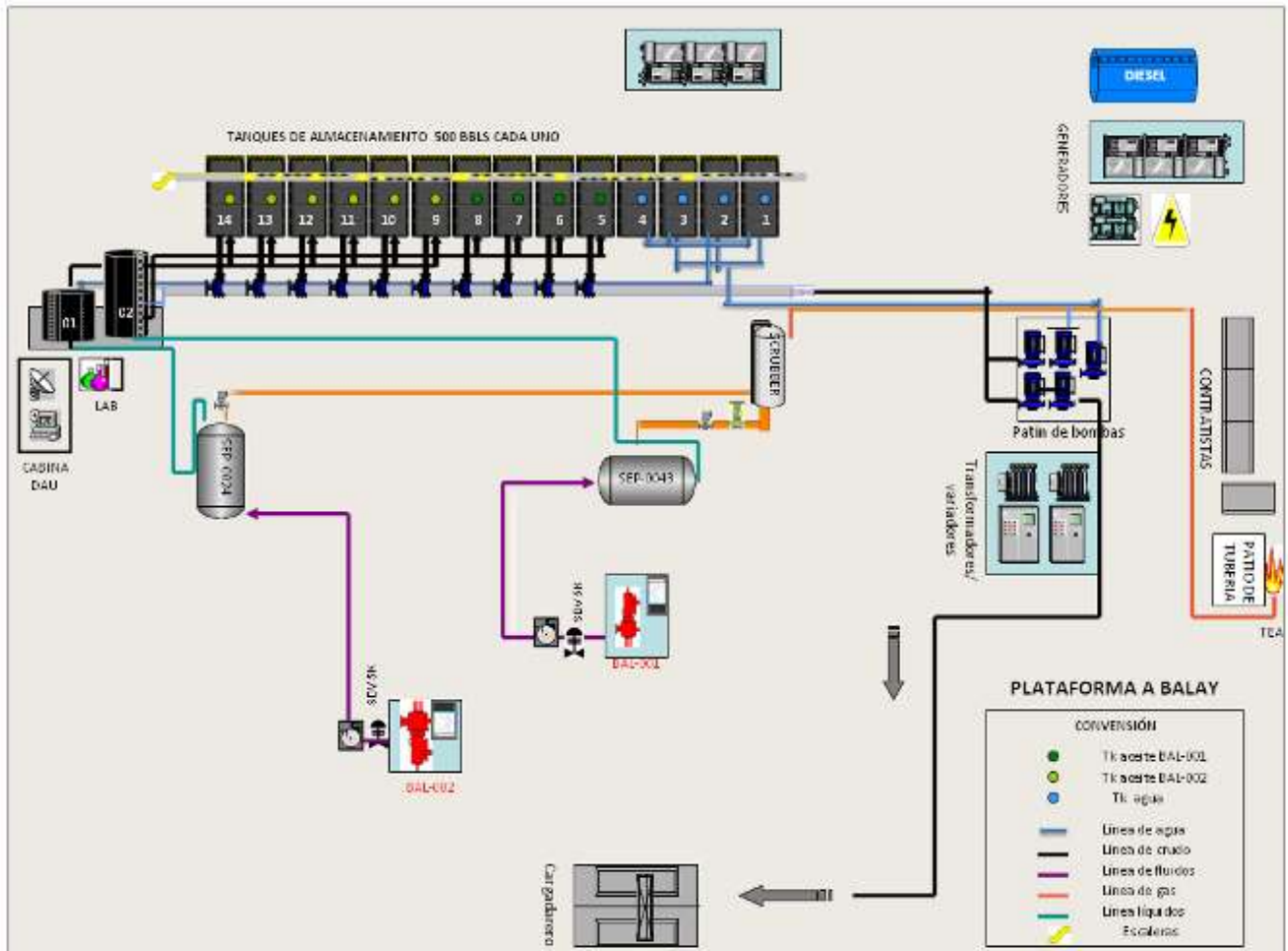


Figura 4. Balay 1 y 2

Fuente: Área de producción campo Balay

Medios de transporte y ruta de movilización.

La facilidad de Balay se comunica con los distintos lugares del país así:

- Vía terrestre por la marginal del llano que une a Bogotá con Monterrey pasando por Yopal.
- Por vía aérea se puede viajar desde Bogotá a Yopal. De Yopal a Monterrey no existe conexión aérea.



PETROBRAS

Distribución del área

La plataforma A de operación del campo Balay se presenta en dos áreas; la primera está compuesta por los pozos Balay-001 y Balay-002, allí se disponen los respectivos árboles de navidad, separadores de producción (alta y baja presión), doce tanques de almacenamiento de crudo con capacidad para 500 Bbl c/u, dos tanques para el almacenamiento de agua, dos Gun barrels, tres generadores de Petrobras y dos de la compañía Letingel (alquilados), también se dispone de compresores de aire. Hacia el costado sur oeste se ubica la tea y la zona de cargue se localiza a 220 mts del área de proceso de separación.

La segunda área se encuentra hacia el este donde se halla localizado el dormitorio, la enfermería, las oficinas, casino, salón de reuniones y parqueadero en la parte noroeste de la locación.

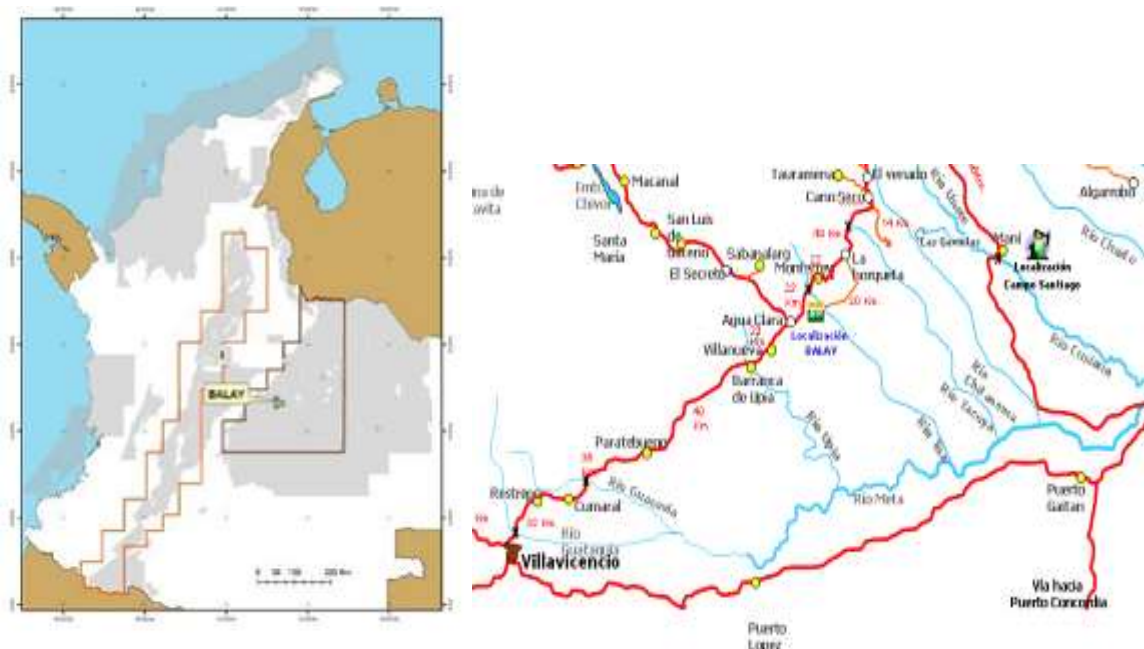


Figura 5. Ubicación del bloque Balay en Colombia

Fuente: Área de yacimientos campo Balay

1.1.2 Marco Histórico

La facilidad es operada por PTS Colombia, quien se encarga del mantenimiento, operación de los procesos y reportes de producción. Se cuenta con el apoyo de personal de la región para servicios de casino y mantenimiento Locativo.



PETROBRAS

La producción que se obtiene del pozo Balay-001 y Balay-002, proviene de las formaciones Mirador y Guadalupe.

La producción del campo Balay actualmente está en los 4300 BFPD, de los cuales 1200 son barriles de aceite y 3100 son de agua, con un BS&W del 72%. Conociendo la tendencia del agua a incrementarse, se obtuvo un pronóstico de la producción de agua para los próximos 2 años.

Tabla 1. PRONOSTICO DE PRODUCCION DE AGUA (BBI) 2011 - 2014

MES	2011	2012	2013	2014
Enero	1462	2295	3195	4205
Febrero	1492	2395	3277	4275
Marzo	1592	2490	3346	4343
Abril	1673	2590	3414	4412
Mayo	1730	2674	3479	4475
Junio	1813	2777	3904	4535
Julio	1881	2883	3954	4595
Agosto	1957	2981	3999	4653
Septiembre	2002	2992	4044	4709
Octubre	2058	2989	4087	4762
Noviembre	2139	3047	4128	4808
Diciembre	2228	3125	4167	4897

La licencia ambiental se otorgó a la empresa PETROBRAS COLOMBIA LIMITED, mediante la Resolución 770 del 27 de abril de 2009, para el proyecto denominado área de Interés de Perforación Exploratoria Balay, ubicado en jurisdicción de los municipios de Tauramena, Villanueva y Monterrey en el departamento de Casanare.

El área del campo Balay hace parte de la jurisdicción de Corporinoquía, siendo ésta la autoridad autónoma de la región encargada de vigilar por el adecuado uso y aprovechamiento de los recursos naturales.

La comunidad aledaña a la facilidad no posee servicio de alcantarillado; el acueducto es tipo veredal captando las aguas de los ríos cercanos, pero no es tratada; no hay centro de salud, en la enfermería de la locación se atiende urgencias de los habitantes cercanos de la región.



PETROBRAS

Las facilidades de producción del campo Balay son alquiladas, estas poseen, equipos diseñados para operación semiautomática supervisada, dotada de controles locales y remotos de proceso, con sistema de monitoreo remoto de alarmas, facilidades para identificación de variables de proceso y cumpliendo con normas y estándares de Petrobras, el tipo de levantamiento artificial que se utiliza en el campo Balay es el E.S.P (Bombeo Electrosumergible).

Por los procesos que maneja se consideran los siguientes sistemas operativos:

- SDV
- Estrangulación choque manifold BAL-001 y choke ajustable BAL-002
- Separación trifásica
- Tea
- Almacenamiento de hidrocarburos.
- Llenado de carrotanques.

1.1.3 Marco Geológico

El área correspondiente al bloque Balay se encuentra ubicada en la parte centro occidental de la Cuenca de los Llanos Orientales. Esta gran cuenca tipo “foreland” cubre un área de aproximadamente 200.000 Km² limitada al occidente por la Cordillera Oriental y al oriente por el Escudo de Guyana. La cuenca se extiende hacia el norte en Venezuela, donde es conocida como la Cuenca de Barinas.

El Cuaternario cubre una gran extensión del Bloque Balay, solamente en el extremo NW del bloque hay afloramientos del Mio-Plioceno (Fm. Guayabo).

En esta área productora de hidrocarburos se encuentran las formaciones Guayabo, León, Carbonera (dividida en ocho miembros de acuerdo a la nomenclatura estratigráfica de este sector de los Llanos Orientales), Mirador, Guadalupe, Gacheta, Ubaque y Paleozoico; donde la formación aportante de la gran parte de producción es la formación Mirador y el potencial de gas existente es aportado en su mayoría por la Formación Ubaque.

Formación Mirador

El reservorio constituido por la Formación Mirador que comprende una secuencia predominantemente arenosa con un espesor de 180 pies, de edad Eoceno Superior, con contactos superior e inferior discordantes con las formaciones Carbonera y Guadalupe respectivamente, y la cual puede dividirse en tres unidades principales, (M3, M2 y M1) depositadas en un sistema fluvio-deltaico de baja energía, con poca extensión de arenas y variaciones laterales a limolitas y shales, situaciones que limitan la extensión del yacimiento.



PETROBRAS

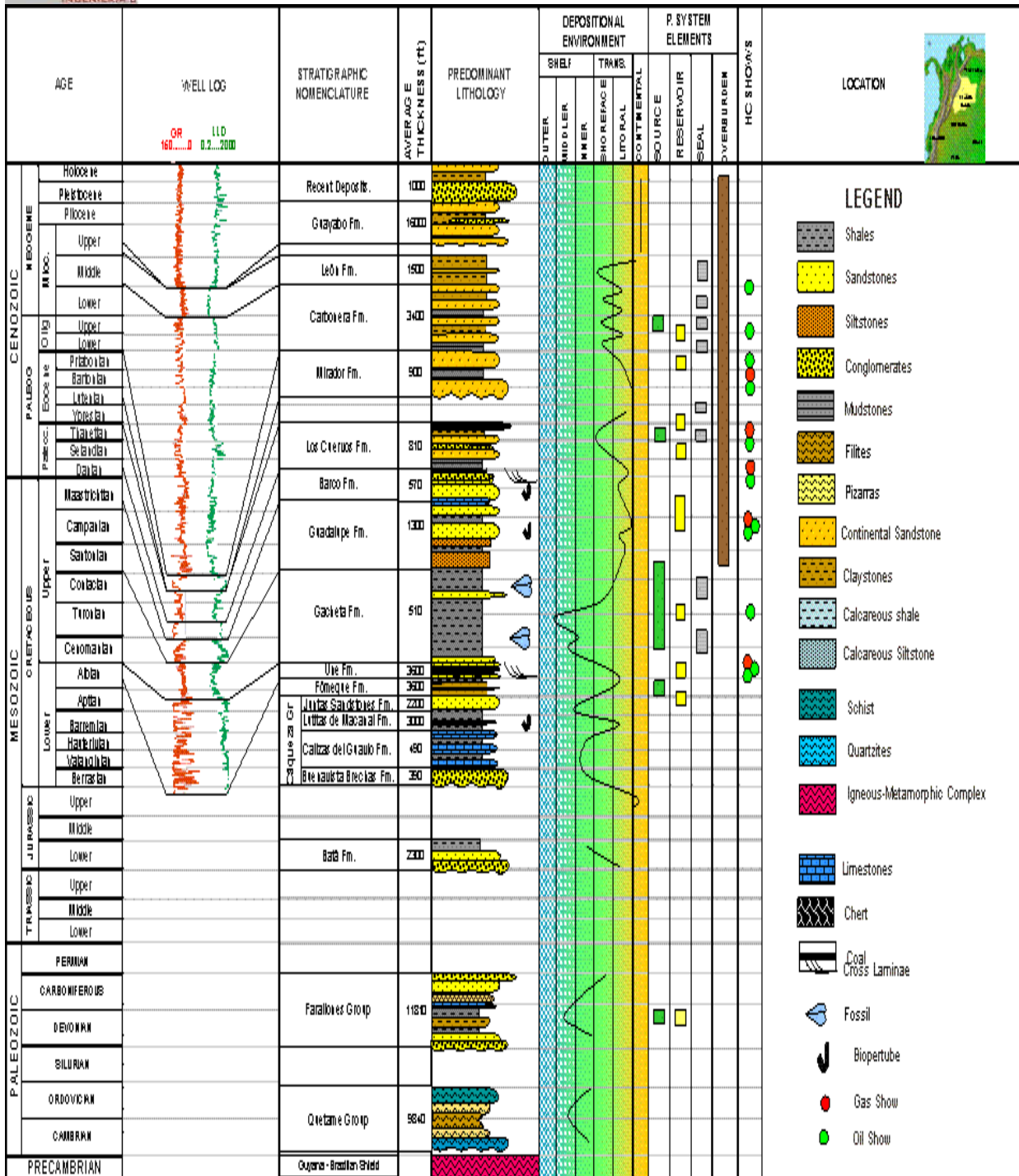
Unidad M1, a la base de la formación, con espesor entre 80 y 120 pies, depositada en una planicie aluvial de canales trenzados, que se extienden lateralmente formando una unidad homogénea y uniformemente distribuida. Esta unidad se extiende en todos los campos del área; no obstante, se adelgaza hacia el sur, mostrando un marcado cambio en sus facies hacia el área sur del bloque, reconociéndose allí como una secuencia grano creciente hacia el tope.

Unidad M2, en la parte media, comprende una secuencia heterolítica de areniscas y arcillolitas depositadas sobre una planicie costera aluvial o en una planicie deltaica. Esta unidad es muy delgada (15 a 25 pies), con mayor desarrollo de arcillosidad que disminuye grandemente su calidad como reservorio.

Unidad M3, en el tope de la Formación, comprende una secuencia de 35 a 80 pies de depósitos de llanura aluvial, la cual representa el principal horizonte productor y se caracteriza por estar compuesto de areniscas de grano medio moderadamente sorteadas. La naturaleza mineralógica madura de las arenas significa que son químicamente estables y que el efecto diagenético ha sido mínimo.

Estratigrafía

A continuación se describe la evolución geológica de esta parte de la cuenca, desde el Triásico hasta el Mioceno Medio, los Llanos Orientales formaron parte de una cuenca sedimentaria aún mayor, que incluía las actuales áreas del Valle del Magdalena y la Cordillera Oriental. A partir del Mioceno, después de la formación de la Cordillera Oriental, los Llanos Orientales se separaron formando una cuenca independiente tipo “*foreland*”.



Gems, 2007

Figura 6. Columna estratigráfica bloque Balay.

Fuente: Área de yacimientos campo Balay



PETROBRAS

La cuenca está subyugada por corteza continental Pre-Cámbrica, la cual forma parte del Escudo de Guyana. Sobre esta corteza se depositó una espesa sucesión siliciclástica que varía desde el Cámbrico-Ordovícico hasta el Reciente.

Una inconformidad mayor separa las rocas suprayacentes Cretáceas de las Paleozoicas, abarcando un periodo de más de 150 millones de años. La depositación de los sedimentos del Cretáceo temprano estuvo restringida a la zona del “*rift*” hacia el oeste, área de la actual Cordillera Oriental. Posterior a la subsidencia termal, la sedimentación se extendió hacia el este, transgrediendo sobre el margen del “*rift*”. En los Llanos Centrales la sedimentación comenzó en el Cenomaniano, con una serie de canales fluviales entrelazados hacia la base y sedimentos de ambiente transicional de bahías o estuarios hacia el tope. Ésta Formación está compuesta principalmente de areniscas maduras, altamente cuarzosas. Las intercalaciones lodosas de esta formación corresponden a depósitos de un ambiente de llanura de inundación y de pantanos. Esta transición de ambientes se considera como un evento transgresivo desarrollado del Cenomaniano al Coniaciano.

La suprayacente Formación Gachetá, constituida por lodolitas con intercalaciones de arenas depositadas en un ambiente transicional de bahías o estuarios o marino restringido, representa la máxima extensión marina en la cuenca y se constituye en la principal roca fuente. Este relleno de la cuenca ocurrió durante parte del Coniaciano, Santoniano y parte del Campaniano. Los depósitos de arena intra-Gachetá tienen interés como roca almacenadora al occidente del área de “foreland”.

Es posible que la parte superior de la Formación Gachetá sea correlacionable en algunos casos con sedimentos correspondientes a la Formación Guadalupe.

La Formación Guadalupe en zonas adyacentes al bloque Balay, esta constituida principalmente por areniscas masivas someras, las cuales tienen buena calidad como roca almacenadora.

Sobre la superficie de inconformidad, equivalente en general al límite Cretáceo, se depositaron arenas de ambiente fluvial de corrientes meandriformes, encontrándose depósitos de canales, lodolitas de pantanos y algunos paleosuelos. Estos depósitos corresponden a las Formaciones Barco-Los Cuervos. En la parte oriental de la cuenca y particularmente al oriente del bloque, las Formaciones Barco y Los Cuervos van disminuyendo su espesor hasta desaparecer completamente.

Modelo Geológico Estructura Balay

Sistema petrolífero considerado para la estructura de Balay:



PETROBRAS

Generación - Migración: La roca generadora por excelencia se considera la formación Gacheta depositada en el Cretáceo Superior, consiste principalmente en capas de Shales de color gris oscuro a negro con contenidos de materia orgánica que oscila entre 1 y 3 %, se encuentra en la ventana de generación inicial ($T_{max} > 435^{\circ}$) localizadas al occidente de la estructura de Balay, en el área más profunda de la cuenca de ante-país y en el piedemonte llanero. De acuerdo al modelamiento geoquímico en el área más profunda de la cuenca de ante-país la generación se habría iniciado desde hace 7 ma (millones de años).

Reservorio: El principal reservorio es la formación Mirador depositada en ambientes fluvio-deltaicos durante el Eoceno. Estos reservorios son principalmente cuarzo-arenitas de grano fino a grueso con bajos contenidos de arcillolita. Sus características petrofísicas son excelentes. Electrofacialmente es una unidad cilíndrica (Ver figura 7). Otros reservorios potenciales son las formaciones Barco, Guadalupe y Une, todos siliciclásticos arenosos con buenas propiedades petrofísicas, sus características electrofaciales son similares a Mirador (Ver figura 7)

Sello: Los sellos vertical y lateral para cada uno de los potenciales reservorios en la estructura de Balay se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 2. Sellos verticales y laterales.

SELLOS VERTICALES Y LATERALES ESTRUCTURA DE BALAY		
Reservorio	Sello Vertical	Sello lateral (rechazo de falla de 200-300')
Mirador	170' shales Carbonera C8	Shales – limolitas Carbonera C7
Barco	200' Shales Cuervos	Shales Cuervos o Areniscas Base Mirador
Guadalupe	5' arcillolitas topos Guadalupe	Shales Cuervos
Base de gacheta	300' shales Gacheta	Shales Gacheta- areniscas base Guadalupe
Une	400' shales Gacheta	Shales Gacheta

Fuente: Área de yacimientos campo Balay

Sincronismo: Consideramos que el sincronismo presenta bajo riesgo geológico teniendo en cuenta la formación de la trampa antes del Mioceno Medio (15 ma.) y la más reciente migración de aceite hace 4 ma.

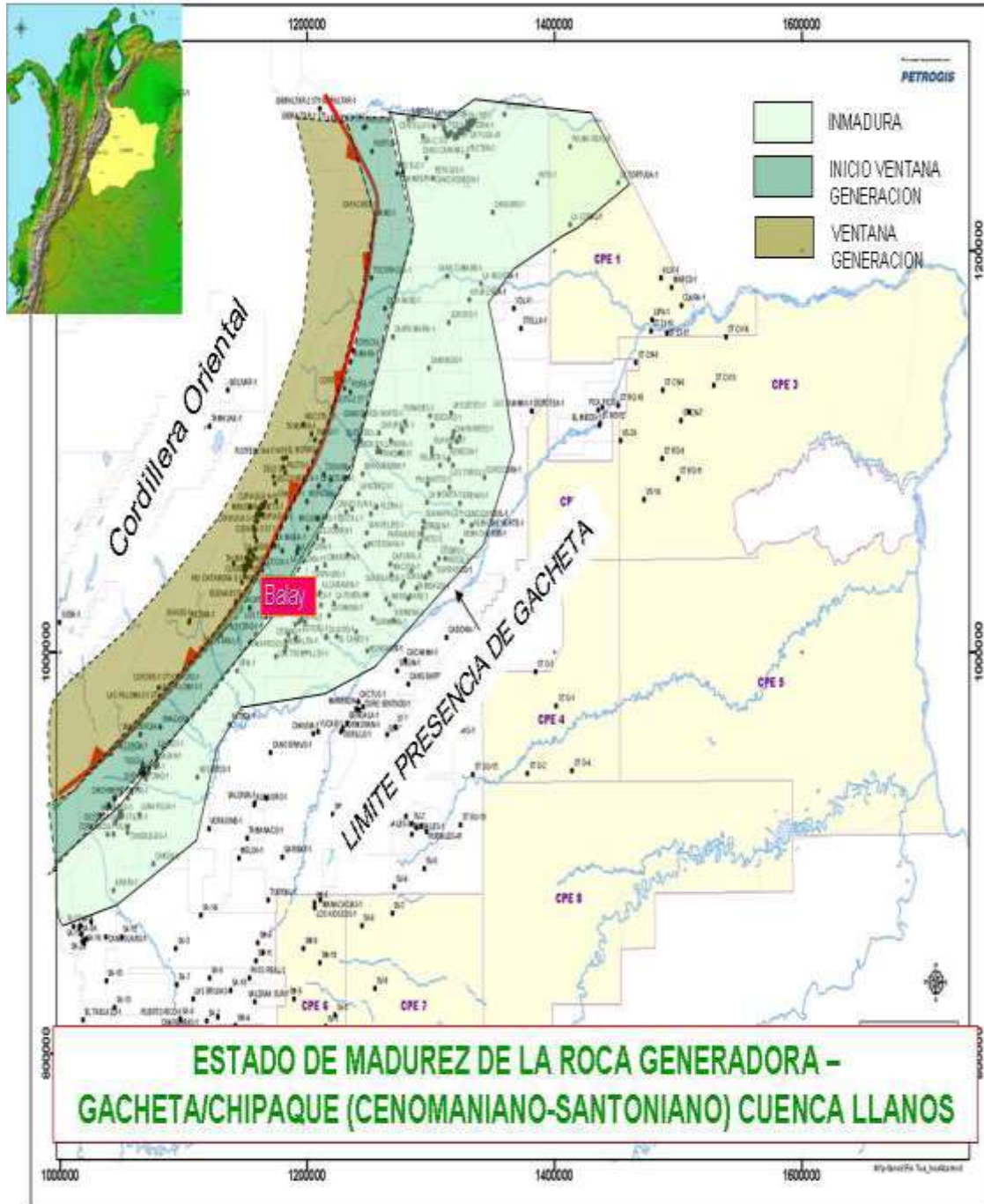


Figura 7. Estado de madurez de la roca generadora.

Fuente: Área de yacimientos campo Balay



1.2 Generalidades técnicas

1.2.1 Propiedades de los fluidos

Estas muestras fueron tomadas y analizadas por los Laboratorios de Core Lab. para análisis PVT.

Tabla 3. Análisis PVT.

Component		Mole %	Weight %
H ₂	Hydrogen	0.00	0.00
H ₂ S	Hydrogen Sulphide	0.00	0.00
CO ₂	Carbon Dioxide	8.55	14.51
N ₂	Nitrogen	0.66	0.71
C ₁	Methane	66.91	41.41
C ₂	Ethane	8.71	10.10
C ₃	Propane	7.18	12.21
iC ₄	i-Butane	1.93	4.34
nC ₄	n-Butane	2.67	5.98
iC ₅	i-Pentane	1.00	2.79
nC ₅	n-Pentane	0.81	2.25
C ₆	Hexanes	0.72	2.39
C ₇	Heptanes	0.50	1.75
C ₈	Octanes	0.28	1.11
C ₉	Nonanes	0.06	0.32
C ₁₀	Decanes	0.02	0.11
C ₁₁	Undecanes	0.00	0.02
C ₁₂₊	Dodecanes plus	0.00	0.00
Total		100	100

Calculated residuo properties	Mole weight (g.mol ⁻¹)	Density (g.cm ³ at 60° F)
C ₇₊ Heptanes plus	99.1	0.7445
C ₁₀₊ Decanes plus	135.8	0.7796
C ₁₂₊ Dodecanes plus	-	-

Fuente: Área de yacimientos campo Balay

Las muestras de Gas tomadas del separador fueron analizadas a través del cromatógrafo para identificar todas las fracciones livianas y pesadas, así como el Dióxido de Carbono y Nitrógeno presentes del Gas en Solución con el crudo, bajo las condiciones iniciales del yacimiento



1.2.2 Origen del agua asociada al petróleo

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

Teniendo en cuenta la teoría de formación de los hidrocarburos, la mayoría de estas aguas fueron atrapadas por la depositación en un largo período de tiempo, en el cual se experimentaron alteraciones químicas en las propiedades de estas aguas debido a las diferentes series de secuencias biológicas ocurridas a grandes profundidades. La descomposición aeróbica y anaeróbica de los organismos depositados produjeron el kerógeno que más tarde fue químicamente transformado en hidrocarburos y posteriormente pasaron a ser disueltos en agua. Estos procesos químicos ocurren a diferentes profundidades, formaciones geológicas y tiempo, lo que hace que las propiedades de las aguas de los yacimientos sean únicas. La experiencia demuestra que la formación de hidrocarburos en el mismo periodo geológico tiende a tener propiedades similares en las salmueras del yacimiento con alguna variación en la concentración de iones y cationes. El tipo de formación contribuye también a las diversas propiedades de la salmuera del yacimiento. Ciertas formaciones tienen alta concentración de sal, tales como sales de sodio, por lo tanto, formaciones de carbonatos contienen altas concentraciones de sal debido a la reacción de neutralización de los carbonatos con el fluido ácido que pudo haber lavado la formación.

1.2.3 Clasificación de las aguas asociadas a la producción de petróleo

1.2.3.1 Aguas respecto a la producción de crudo en el pozo

Es fundamental distinguir entre el agua de barrido, el agua buena (aceptable) y el agua mala (o excesiva)¹.

Agua de "barrido": Proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El manejo de este tipo de agua es una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales².

Agua "buena": Es el agua producida dentro del hueco a una tasa inferior al límite económico de la relación agua/petróleo (RAP). Es una consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento, y no se puede eliminar sin perder parte de



PETROBRAS

las reservas. La producción del agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación. El flujo fraccional de agua está determinado por la tendencia natural de mezcla que provoca el aumento gradual de la relación agua/petróleo.

Agua "mala": El agua mala se puede definir como el agua producida dentro del hueco, que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir, es agua producida por encima del límite económico de la RAP. En los pozos individuales, el origen de la mayor parte de los problemas de agua mala se puede clasificar dentro de diez tipos básicos (ver anexo 1).

1.2.3.2 Aguas respecto a la producción de crudo en superficie

Es fundamental distinguir entre las aguas residuales aceitosas y las aguas residuales.

Aguas residuales aceitosas: son aquellas producidas por el proceso de deshidratación del crudo, utilización en laboratorios, recolección en canales perimetrales y drenajes involucrados con la recepción, almacenamiento y despacho de crudo.

Aguas residuales: Estas son el tipo de agua que utilizamos en el campo Balay que son las producidas por la utilización de baños, duchas, desagües, etc.

Tabla 4. Clases de agua asociada a la producción de petróleo.

CLASES DE AGUA ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	
Respecto a la producción de crudo en el pozo	Respecto a la producción de crudo en superficie
Agua de barrido	Aguas residuales aceitosas
Agua Buena (aceptable)	Aguas residuales domésticas
Agua Mala (excesiva)	

¹ Kuchuk F, Sengul M y Zeybek M: "Oilfield Water: A Vital Resource," *Middle East Well Evaluation Review* 22 (Noviembre 22, 1999): 4-13.

² Kuchuk F, Patra SK, Narasimham JL, Ramanan S y Banerji S: "Water Watching," *Middle East Well Evaluation Review* 22 (Noviembre 22, 1999): 14-23; y Kuchuk F y Sengul M: "The Challenge of Water Control," *Middle East Well Evaluation Review* 22 (Noviembre 22, 1999): 24-43.



1.2.4 Componentes primarios del agua asociada a la producción de petróleo

La composición del agua se ve directamente influenciada por la composición química de las rocas, los océanos y la atmósfera. Factores ambientales como clima, estructura y posición de los estratos de las rocas y los efectos bioquímicos asociados con los ciclos de las plantas y animales macro y microscópicos, determinan el transporte, precipitación, disolución y transformación de las sustancias.

Los componentes primarios de las aguas asociadas a la producción de petróleo y que se miden en laboratorio se observan en la tabla 2.

Tabla 5. Componentes primarios del agua asociada a la producción de crudo.

Cationes	Aniones	Otras propiedades
Calcio(Ca ²⁺)	Cloruro(Cl ⁻)	pH
Magnesio(Mg ²⁺)	Carbonato(CO ₃ ²⁻)	Sólidos en suspensión
Sodio(Na ⁺)	Bicarbonato(HCO ₃ ⁻)	Temperatura
Hierro(Fe ³⁺)	Sulfato(SO ₄ ²⁻)	Contenido de petróleo
Bario(Ba ²⁺)		Dureza total
Estroncio(Sr ²⁺)		Sólidos disueltos totales
Radio(Ra ³⁺)		Conductividad
		Alcalinidad
		Oxígeno disuelto
		Turbidez
		CO ₂ , H ₂ S
		Bacterias sulfato reductoras
		Ferrobacterias, formadoras de lama.

Fuente: ARPEL, "Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida", Montevideo Uruguay

1.2.4.1 Definición de los componentes y sus propiedades

1.2.4.1.1 Cationes

Calcio: Los iones calcio son un componente principal de las salmueras de yacimientos petrolíferos. El ión calcio se combina fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles.



PETROBRAS

Magnesio: Estos iones se presentan solamente en bajas concentraciones y también forman incrustaciones. Normalmente se encuentra como un componente de la incrustación del carbonato de calcio.

Sodio: Es el catión más abundante en las salmueras de los yacimientos petrolíferos. Generalmente se halla en concentraciones entre 8000 y 10.000 partes por millón (ppm). El sodio generalmente no presenta problemas en el manejo, pero vuelve al agua, no apta, para el consumo humano y es a menudo fatal para la vida vegetal y animal.

Hierro: Naturalmente se halla en concentraciones muy bajas. Su presencia muchas veces indica problemas de corrosión. El hierro también se combina con los sulfatos y materias orgánicas para formar un lodo de hierro, y es particularmente susceptible de formar lodos si hay ácidos presentes.

Bario: Es uno de los metales pesados, y se puede combinar con los sulfatos para formar sulfato de bario insoluble. Aún en cantidades pequeñas puede causar grandes problemas. Es un elemento altamente tóxico para el hombre, su ingestión, inhalación o absorción pueden causar serios trastornos cardíacos, vasculares y nerviosos. Una dosis de bario de 550 a 600 mg se considera letal para los seres humanos; sin embargo, los casos fatales se deben más bien a envenenamientos por productos que utilizan bario como componente que por aguas, pues en éstas generalmente el contenido es muy bajo.

1.2.4.1.2 Aniones

Cloruros: Son casi siempre uno de los componentes principales de las salmueras. La mayor fuente de los iones cloruros es el NaCl, por lo tanto este ion es utilizado para medir la salinidad del agua. La siguiente tabla muestra la clasificación de las aguas según su concentración. El problema principal del manejo de los cloruros es que la corrosividad de la salmuera aumenta drásticamente con el contenido de cloruro. Además el contenido de cloruro generalmente es demasiado elevado para que el agua sea utilizable como agua potable para los seres humanos o el ganado, y lo suficientemente elevado como para matar la mayor parte de la vegetación y de los animales.

Tabla 6. Clasificación de las aguas según su concentración de cloruros.

Agua dulce	0 - 2000 ppm Cl
Agua salobre	2000 - 5000 ppm Cl
Agua salada	5000 - 40000 ppm Cl
salmuera	> 40000 ppm Cl

Fuente: Ruth Páez Capacho, diplomado en facilidades de superficie Universidad Industrial de Santander. 2001



PETROBRAS

Carbonatos y Bicarbonatos: Estos iones pueden formar incrustaciones insolubles generando problemas para las tuberías y para los equipos que se están empleando.

Sulfatos: También forman costras pero además son la "fuente alimenticia" para las bacterias reductoras de sulfatos que pueden llevar a la formación de H_2S en el yacimiento, ocasionando así problemas de corrosión y el producto de dicha corrosión puede taponar la formación. .

1.2.4.1.3 Otras Propiedades Del Agua Asociada A La Producción De Petróleo

pH: El efecto del pH sobre las propiedades químicas y biológicas del agua hacen de su determinación algo muy importante, por ejemplo, en el suministro de aguas es un factor que debe considerarse con respecto a la coagulación química, la desinfección, el ablandamiento y el control de corrosión.

En las plantas de tratamiento de aguas residuales que emplean procesos biológicos, el pH debe controlarse dentro de un intervalo favorable a los organismos. Por lo tanto, su valor permanece en equilibrio permanente con la alcalinidad, la acidez y el bióxido de carbono presentes.

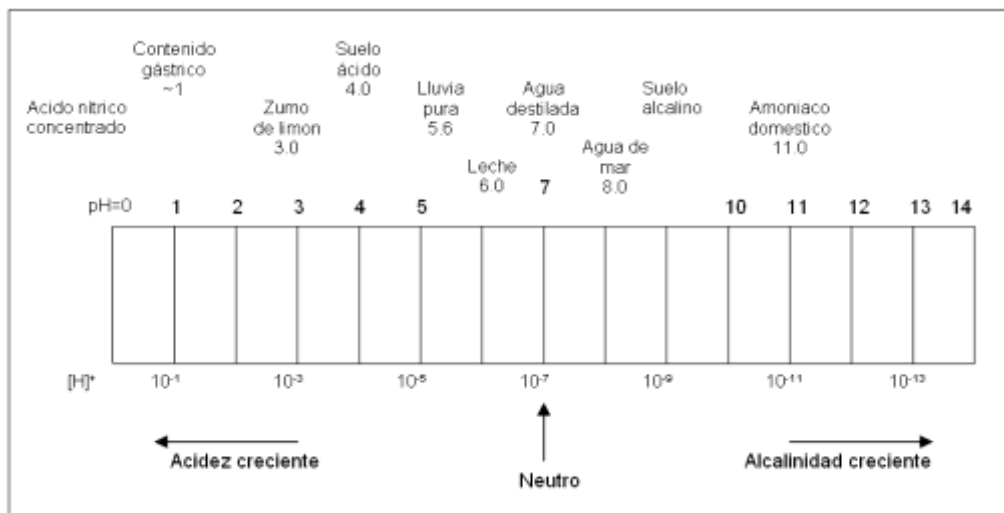


Figura 8. Escala de pH.

Fuente: ROJAS, J. "Fundamentos de calidad de agua". Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 2007

Contenido de Sólidos en Suspensión: Es la cantidad de sólidos que pueden separarse por filtrado de un volumen dado, y se usa para estimar la tendencia de taponamiento de los sistemas de inyección. Generalmente se usa un filtro con



PETROBRAS

poros de 0.45μ de diámetro. Por lo general son partículas de óxidos metálicos producto de la corrosión, hierro oxidado o manganeso presentes originalmente en el agua. Otros sólidos suspendidos pueden ser los sedimentos, arena, arcilla o cuerpos bacterianos.

Temperatura: Es uno de los parámetros físicos importantes y está determinado por múltiples factores potencialmente ambientales que lo hacen variar continuamente. Generalmente este parámetro no se acondiciona, se presenta en forma natural. La temperatura es un parámetro importante porque influye en el retardo o aceleración de la actividad biológica, la absorción de oxígeno, la precipitación de compuestos, formación de depósitos, la desinfección mediante cloro y también indirectamente en los procesos de mezcla, floculación, sedimentación y filtración.

Contenido de Petróleo: Es la cantidad de petróleo disperso en el agua asociada. Muchas veces se ve como iridiscencia sobre las aguas donde se elimina o derrama, y causa problemas severos.

Dureza total: La “dureza total” se expresa principalmente por la suma de los cationes metálicos, Ca^{2+} y Mg^{2+} , expresada como $CaCO_3$ en mg/L. Estos cationes reaccionan con otros iones presentes en el agua para formar precipitados en las calderas. Los iones que provocan la dureza tienen su origen en el suelo y en las formaciones geológicas. Aunque otros constituyentes tales como el hierro y manganeso también contribuyen a la dureza, casi siempre tienen concentraciones tan pequeñas que en realidad no afectan la dureza del agua de los campos petroleros.

Tabla 7. Especies iónicas responsables de la dureza.

Cationes	Aniones
Ca^{2+}	HCO_3^-
Mg^{2+}	SO_4^{2-}
Si^{2+}	Cl^-
Fe^{2+}	NO_3^-
Mn^{2+}	SiO_3^{2-}

Fuente: ROJAS, J. “Fundamentos de calidad de agua”. Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 2007



Tabla 8. Dureza relativa de las aguas.

Grado de dureza	meq/l	mg/l como CaCO ₃
Blanda	<1	0-75
Moderadamente dura	1-3	75-150
Dura	3-6	150-300
Muy dura	>6	>300

Fuente: ROJAS, J. "Fundamentos de calidad de agua". Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 2007

Sólidos Disueltos Totales: Es simplemente el residuo de la evaporación de un volumen de agua previamente filtrado, o la suma de los aniones y cationes del análisis.

Conductividad: La conductividad eléctrica, o como se la denomina en general, la conductividad, es una medida de la capacidad de una solución acuosa para transportar la corriente eléctrica. La corriente eléctrica es conducida en la solución mediante el movimiento de los iones y así cuanto mayor es el número de iones (es decir, mayor la concentración de sales disueltas), mayor es la movilidad iónica y en consecuencia mayor es la magnitud de la conductividad. Químicamente el agua pura no conduce la corriente eléctrica debido a que los únicos iones presentes son el H⁺ y OH⁻ y por ello la conductividad del agua muy pura es aproximadamente 0.05 µS/cm (microsiemens/cm). Por otro lado, un agua de mar con alto contenido de sales tiene una conductividad de aproximadamente 40000 µS/cm³.

Tabla 9. Intervalos típicos de la conductividad para diferentes aguas.

Agua	Intervalo de conductividad (µS/cm)
Químicamente pura	0.05
Destilada	0.1-4
Agua de lluvia	20-100
Agua blanda	40-150
Agua dura	200-500
Gama de ríos	100-1.000
Agua subterránea	200-1.500
Agua de estuario	200-2000
Agua de mar	40000

Fuente: ROJAS, J. "Fundamentos de calidad de agua". Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 2007



PETROBRAS

Turbidez: Es una medida del grado de oscuridad del agua. Indica que el agua no es clara por contener material insoluble tal como sólidos suspendidos, aceite disperso o burbujas de gas. Cuando el agua es muy turbia se pueden presentar problemas de taponamiento.

Alcalinidad: La alcalinidad en el agua representa su habilidad para neutralizar ácidos. Las principales fuentes de alcalinidad en las aguas naturales son el ion hidróxido (OH^-), ion carbonato (CO_3^{2-}), y el ion bicarbonato (HCO_3^-). Otros iones como fosfatos, boratos o iones silicatos están presentes en concentraciones muy bajas y por lo tanto no afectan la alcalinidad.

Oxígeno disuelto (O_2): El oxígeno disuelto incrementa significativamente la corrosividad del agua despolarizando el cátodo. Si el agua presenta hierro disuelto, éste reaccionará con el agua presentándose precipitaciones de óxido de hierro insoluble, lo cual ocasiona problemas de taponamiento. El oxígeno también facilita el desarrollo de bacterias aeróbicas.

Dióxido de carbono disuelto (CO_2): La mayoría del dióxido de carbono disuelto en el agua es derivado de la descomposición de materia orgánica de las capas superiores de la formación. El dióxido de carbono disuelto en el agua forma un ácido débil, llamado ácido carbónico que disminuye el pH y en consecuencia incrementa la tendencia de la corrosividad del agua. El dióxido de carbono influye en la tendencia de la formación de carbonato de calcio. La corrosión por CO_2 es limpia y en concentraciones similares no es tan corrosivo con el oxígeno. Se considera que el contenido total de dióxido de carbono disponible en el agua, es la suma del que está combinado como carbonato y bicarbonato y del dióxido de carbono libre presente. Estos iones existen en equilibrio unos con otros y sus concentraciones relativas dependen del pH del agua.

Sulfuro de hidrógeno (H_2S): Es un gas tóxico que tiene un olor característico desagradable (huevo podrido), es más o menos soluble en agua. Su presencia en el agua incrementa la corrosividad, puede estar presente en el agua o ser generado por bacterias sulfato reductora (SBR). Si el agua comienza a mostrar trazas de H_2S , ésta puede ser indicativo de que las bacterias sulfato reductoras están presentes en el sistema. Otro indicativo de la presencia del H_2S es el cambio de color del agua, la cual se torna negra por la presencia de sulfuro de hierro, el cual es un producto de corrosión que combinado con el ion ferroso forman el sulfuro ferroso.

³ ROJAS, J. "Fundamentos de calidad de agua". Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 2007.



PETROBRAS

Bacterias sulfato reductoras: Su nombre científico es Desulfovibrio Desulfuricans. Son las más importantes desde el punto de vista corrosivo, se desarrollan preferencialmente en medios anaeróbicos, aunque en medios con presencia de oxígeno sobreviven bajo depósitos bacterianos donde el oxígeno no llega. Las bacterias sulfato reductoras (BSR) toman el ion sulfato presente en el agua y lo reducen a H_2S que es un gas corrosivo. Para realizar este proceso las bacterias BSR utilizan en su metabolismo hidrógeno atómico, el cual obtienen del cátodo de los procesos de corrosión del hierro, causando por lo tanto en las celdas de corrosión una despolarización del cátodo y consecuentemente un incremento en la rata de corrosión. El producto de la corrosión causada por el H_2S es el sulfuro de hierro que puede taponar la formación.

Ferrobacterias: Las más comunes son las llamadas Gallionela. Causan corrosión en sistemas de agua usando los siguientes mecanismos: Los compuestos ferrosos provenientes del proceso de corrosión se oxidan en hidróxido férrico hidratado, removiendo el oxígeno del agua y causando condición anaeróbica debajo de los depósitos. En un segundo mecanismo las ferrobacterias en áreas de baja concentración de oxígeno, convierten el ion ferroso en férrico, el cual se precipita como hidróxido férrico, cubriendo la superficie del metal y produciendo celdas de concentración de oxígeno.

Formadoras de lama: Las que se encuentran más frecuentemente en campos petroleros son Seudomonas, Flavobacterias, aerobacterias, bacilos. Estos microorganismos se reproducen fácilmente y forman voluminosas masas bacterianas sobre la superficie de las estructuras metálicas, que impiden la penetración del oxígeno, creando ambientes propicios para la reproducción de las bacterias sulfato reductoras⁴.

⁴ Ruth Páez Capacho, diplomado en facilidades de superficie Universidad Industrial de Santander. 2001



2. OPCIONES CONVENCIONALES DE MANEJO DE AGUAS ASOCIADAS A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

Existen muchos enfoques para el manejo del agua asociada a la producción de petróleo, algunos de ellos se discuten en este capítulo. La opción más apropiada para un lugar determinado estará en función de varios factores, incluyendo la ubicación, el reglamento ambiental establecido, la viabilidad técnica, costos, y disponibilidad de infraestructura y equipamiento. Las alternativas principales que se utilizan hoy en día son pozos de inyección subterráneo, vertimiento de las aguas y la reutilización de la misma, aunque algunas otras opciones se utilizan en lugares seleccionados.

Para el manejo convencional de las aguas asociadas a la producción de petróleo se tuvo en cuenta tres etapas. Estas son:

2.1. Minimización del agua asociada a la producción de petróleo

Dentro de una formación productora, el agua y el petróleo no están completamente mezclados; la capa de hidrocarburos normalmente se extiende por encima de la capa de agua en virtud de su menor gravedad específica, los operadores hacen todo lo posible para producir el pozo solo de la capa de hidrocarburos. Como los hidrocarburos son retirados de la formación, los cambios de gradiente de presión hacen que la capa de agua a menudo se levante en la vecindad del pozo, creando un efecto de conificación. Dado que la producción continúa, gran parte de los fluidos producidos será agua.

La minimización del agua asociada a la producción de petróleo es la opción preferida ya que si se reduce la cantidad de agua, se evitarán tratamientos en superficie y problemas de manejo y disposición de esta

2.1.1 Evitar que el agua asociada a la producción de petróleo entre al pozo

2.1.1.1 Dispositivos de bloqueo mecánico

Se han utilizado diversos mecanismos y técnicas de construcción de pozos para bloquear el agua y evitar que entre al pozo, de los cuales se destacan:

- Empaques
- Taponés en puente
- Taponés de cemento

- Tubing patches
- Taponos de arena en la cara del pozo
- Abandono del pozo
- Plan de control de flujo
- Pozos horizontales

No todos los tipos de yacimientos o problemas asociados con la construcción de pozos pueden ser efectivamente controlados por los dispositivos de bloqueo mecánico.

La Figura se muestra un separador de fondo de pozo. Se ilustran dos capas geológicas y las condiciones del pozo. La parte izquierda del dibujo muestra una buena cementación y una capa geológica de shale entre el aceite y la capa de agua. Esta configuración minimiza la cantidad de agua que entra en el pozo. Sin embargo, en el lado derecho, la producción de agua asociada al petróleo en el pozo es mucho mayor debido a una pobre cementación entre el revestimiento y el pozo, y la falta de una capa geológica entre las capas de petróleo y agua.

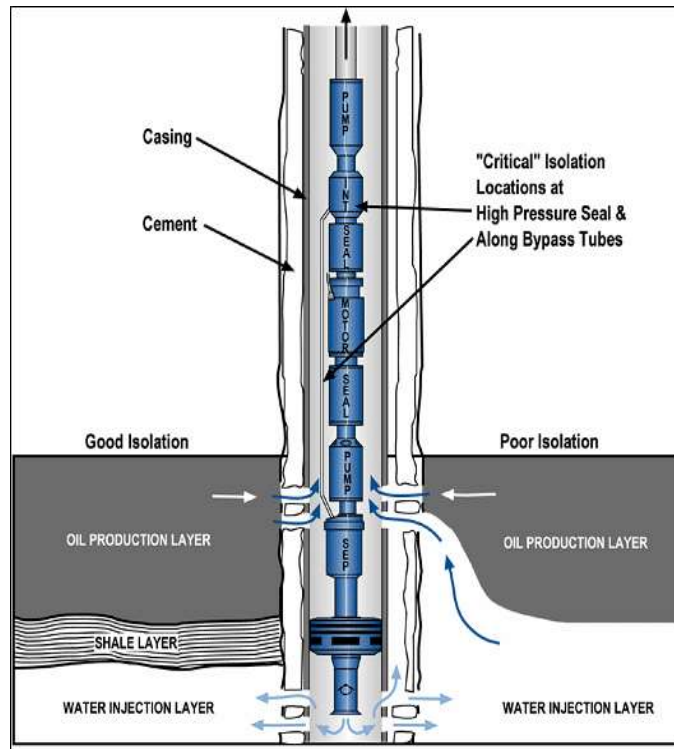


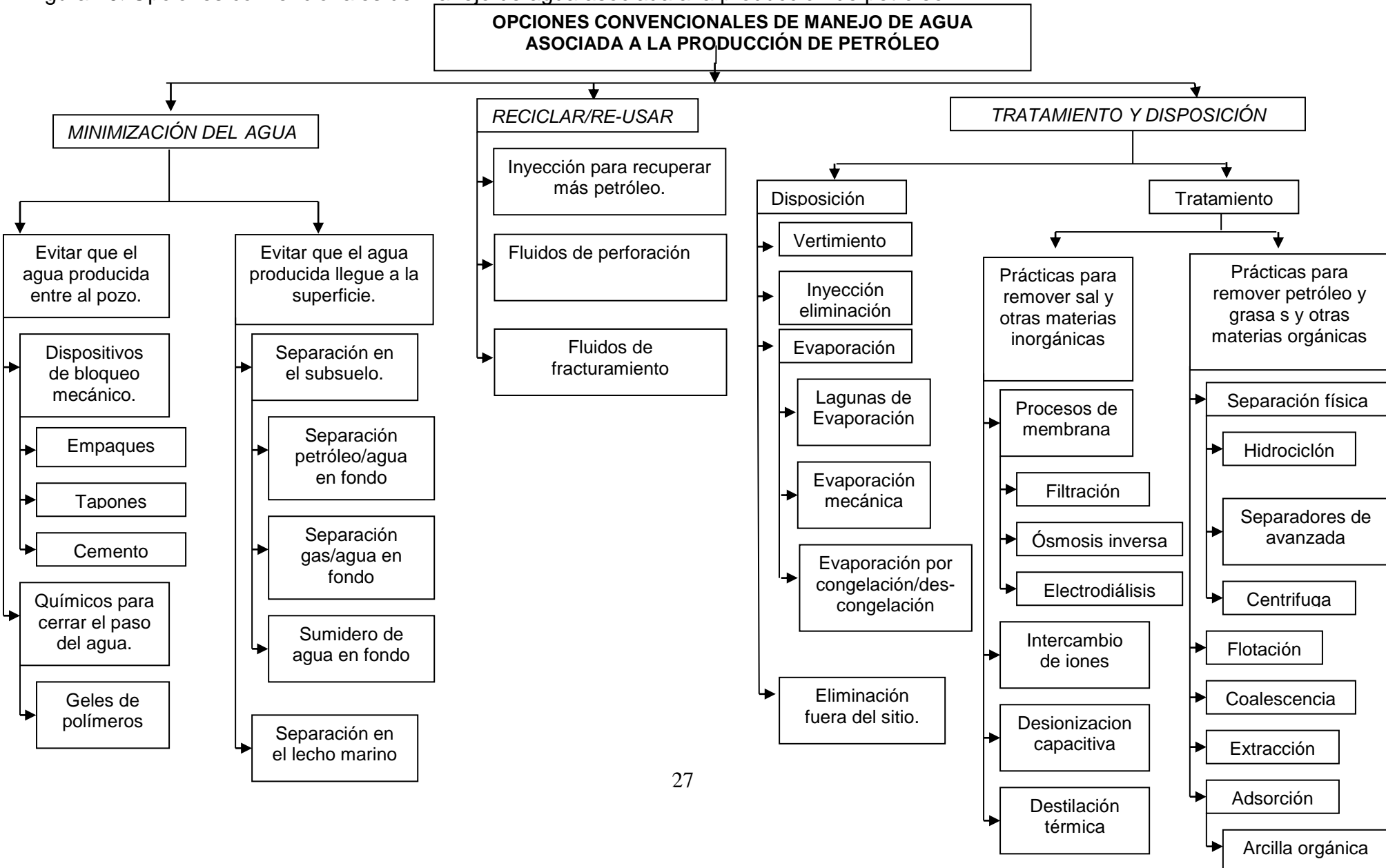
Figura 9. Sección transversal de un pozo en una formación, que muestra las configuraciones buenas y malas.

Fuente: Baker Hughes Inc



PETROBRAS

Figura 10. Opciones convencionales de manejo de agua asociada a la producción de petróleo.





2.1.1.2 Productos químicos para cerrar el paso de agua asociada a la producción de petróleo

Otro método para minimizar la producción de agua y que al mismo tiempo permite la producción continua de petróleo implica el uso de sustancias químicas que se inyectan en la formación. En este caso, sin embargo, los productos químicos que se introducen profundamente en la tierra, no afectarán la biosfera. Además, tienen un impacto benéfico. La mayoría de estos productos son geles de polímeros. Las soluciones selectivas de gel entran en las grietas y caminos que sigue el agua y la desplaza. Cuando el gel se establece en las grietas, bloquea la mayor parte del movimiento del agua al pozo permitiendo al mismo tiempo que el petróleo fluya hacia el pozo. Muchos tipos de geles pueden ser preparados, dependiendo del tipo específico de flujo de agua que esté en estudio. Algunos de los factores claves que se recomienda para su consideración con respecto a los diseños del gel, tratamiento y las operaciones son las siguientes:

Ingredientes de los componentes:

- Tipo de geles de polímero (en la mayoría de los casos, un polímero poli(acrilamida); también se han utilizado productos microbianos y lignosulfonatos).
- Tipo de agente reticulante (iones metálicos u orgánicos), el fluido utilizado para mezclar el gel (agua dulce o agua de producción).

Propiedades del gel (sujeto a la variación en las diferentes etapas de tratamiento):

- Concentración del polímero.
- Peso molecular del polímero.
- Viscosidad (afecta el tamaño de las grietas o fracturas que pueden ser penetradas a una presión dada)
- Densidad (si es demasiado densa, el gel puede hundirse demasiado en la capa de agua y perder eficiencia).
- Tiempo de configuración (influye en la medida que el gel penetra las grietas o fracturas).

Procedimiento para el tratamiento:

- Preparación del pozo antes del tratamiento.
- Volumen de gel utilizado.
- Presión de inyección.



- Rata de inyección.

2.1.2 Evitar que el agua asociada a la producción de petróleo llegue a la superficie

El levantamiento de agua a la superficie representa un gasto importante para las empresas operadoras. El proceso de elevación y manejo del agua asociada al petróleo en superficie puede dañar y alterar la superficie de la tierra y los recursos del agua subterránea. Una variedad de tecnologías han sido desarrolladas para tratar de manejar el agua, ya sea en el propio pozo o en una ubicación remota, como el fondo del mar, o mejor, aislar la zona de agua. Aunque estas tecnologías no minimizan el volumen de agua que entra en el pozo, hacen disminuir el volumen de agua que llega a la superficie, para llevar a cabo dichas tecnologías es importante hacer pruebas selectivas en pozos con diferentes condiciones y así analizar los diferentes resultados para poder estimar el comportamiento de la producción del agua.

2.1.2.1 Separación en el subsuelo

2.1.2.1.1 Sumidero de agua en fondo / Completamiento dual de pozos

La producción de petróleo puede disminuir en un pozo, porque el agua forma un cono alrededor o cerca de las perforaciones, lo que limita el volumen de petróleo que se puede producir.

Esta situación puede ser revertida y controlada por la realización de un pozo con dos separadores en el tubing y dos bombas. El primer completamiento es realizado a una profundidad correspondiente a la producción de aceite, y el segundo se hace más abajo, a una profundidad donde se produzca gran cantidad de agua. Los dos completamientos están separados por un empaque. (Ver figura). El aceite se recoge sobre el empaque y se produce a la superficie y el agua recogida por debajo del empaque se inyecta en una formación más profunda (Shirman and Wojtanowicz 2002⁵; Wojtanowicz et al. 1999⁶).

Esta tecnología también ha sido llamado “Down hole water sink” (*sumidero de agua en fondo de pozo*). En otra versión de este proceso, el agua es producida por separado a superficie para disponer de ella, es una posible opción pero en superficie aumentará la cantidad de agua generando problemas para disponer de ella.

⁵ Shirman, E.I., and A.K. Wojtanowicz, 2002, “More Oil Using Downhole Water-Sink Technology: A Feasibility Study,” SPE 66532, *SPE Production and Facilities*, Nov.

⁶ Wojtanowicz, A.K., E.I. Shirman, and H. Kurban, 1999, “Downhole Water Sink (DWS) Completions Enhance Oil Recovery in Reservoirs with Water Coning Problem,” SPE 56721, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, Oct. 3-6.

DWS WATER DRAINAGE-INJECTION WELL

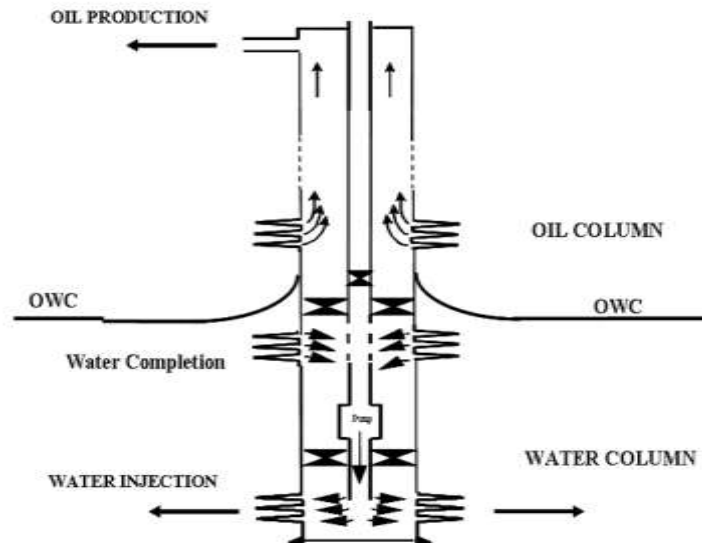


Figura 11. Completamiento dual de pozos

Fuente: Wojtanowicz, A. "Down hole Water Sink (DWS) Completions Enhance Oil Recovery in Reservoirs with Water Coning Problem," SPE 56721, 1999

2.1.2.1.2 Separadores de aceite/agua en fondo de pozo

Los separadores de aceite/agua en fondo de pozo separan el aceite del agua en el mismo pozo. La tecnología de separación en fondo de pozo reduce la cantidad de agua asociada a la producción de petróleo que se maneja en la superficie por lo tanto separa el petróleo y lo produce a superficie y al mismo tiempo el agua es inyectada en el subsuelo, de acuerdo al método que se ejecute, ya se separación por hidrociclones o separación por gravedad. Esto puede reducir los costos y mejorar la protección del medio ambiente.

La tecnología de separación en fondo de pozo tiene dos componentes principales: el componente de separación de aceite/agua y una o más bombas. Actualmente han sido empleados dos métodos básicos de la separación (hidrociclones y separación por gravedad).

Sistema de separación en fondo de pozo de tipo hidrociclón:

Los hidrociclones usan la fuerza centrífuga para separar los líquidos de densidad diferente. Ésto no implica ninguna parte móvil.

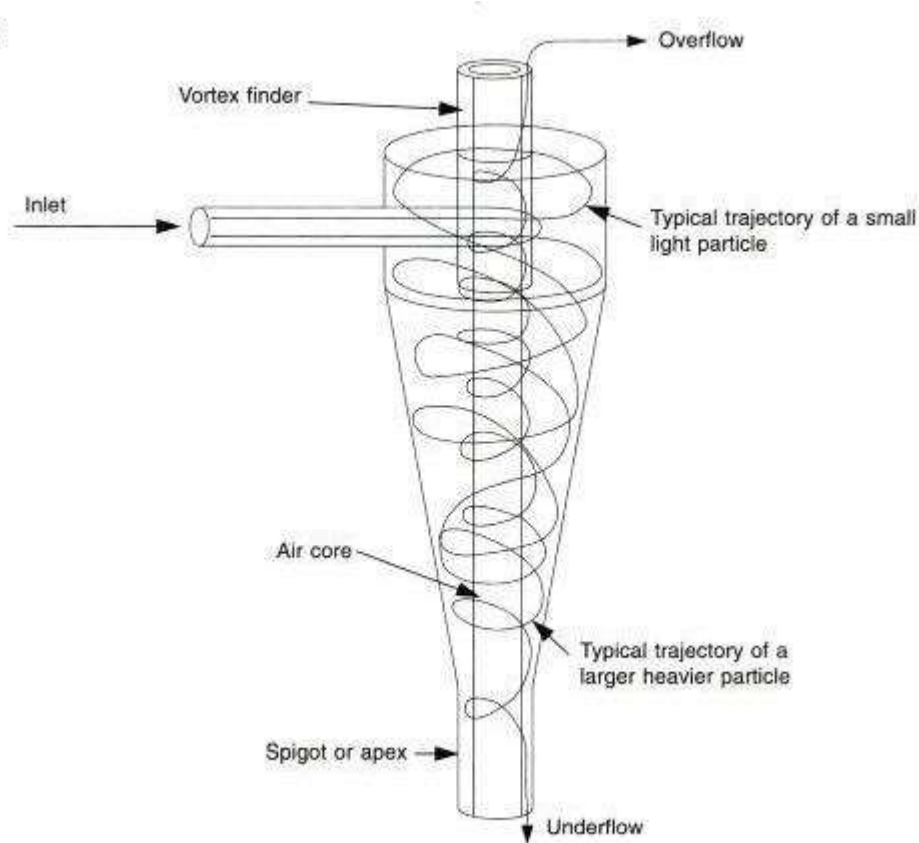


Figura 12. Esquema de un hidrociclón Líquido/Líquido

Fuente: C. Chapuis, and Y. Lacourie, and D. Lançois, ELF, Exploration, Production, Testing of Down Hole Oil/Water Separation system in Lacq Superieur Field, France, SPE 54748, 1999

La mezcla de aceite y agua entra en el hidrociclón a alta velocidad sobre el lado de una cámara de forma cónica. La acción de remolino hace que el agua más pesada se desplace a la parte exterior de la cámara y salga por un extremo, mientras que el petróleo que es menos denso salga a través de una segunda abertura. La fracción de agua que contenga una baja concentración de aceite (normalmente menos de 500 mg/L) puede ser inyectada, y la fracción de aceite junto con un poco de agua se bombea a la superficie. Los sistemas de separación en fondo de pozo de tipo hidrociclón han sido diseñados con bombas eléctricas sumergibles (ESP), bombas de cavidad progresiva (PCP), y bombas de embolo (rod pump). La figura muestra un sistema de separación de fondo de pozo tipo hidrociclón instalados en pozo horizontal.

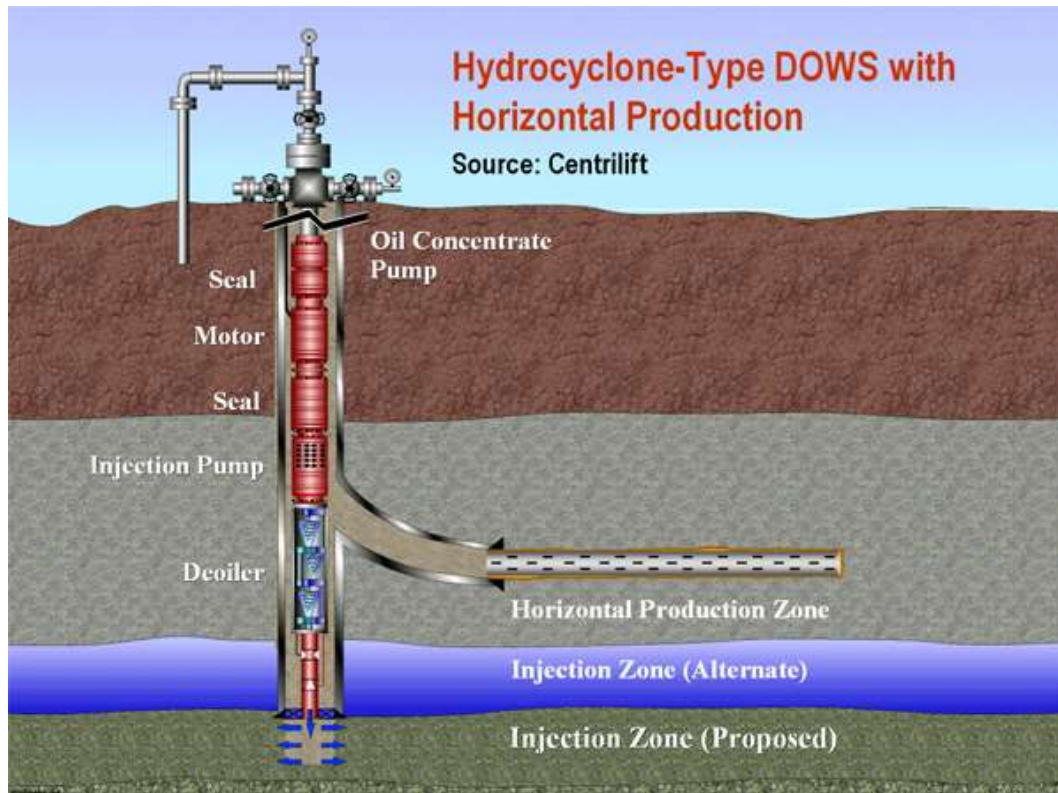


Figura 13. Esquema de un hidrociclón en pozo horizontal

Fuente: Baker Hughes inc

Sistema de separación en fondo de pozo por gravedad:

Están diseñados para permitir que las gotas de aceite entren al pozo a través de las perforaciones y formar una capa de aceite en el mismo. La mayoría de herramientas de separación por gravedad en posición vertical tienen dos entradas, una en la capa de aceite y la otra en la capa de agua. Este sistema de separación por gravedad utiliza bombas de émbolo (rod pump). Como las varillas se mueven arriba y abajo, el aceite se eleva a la superficie y el agua se inyecta.

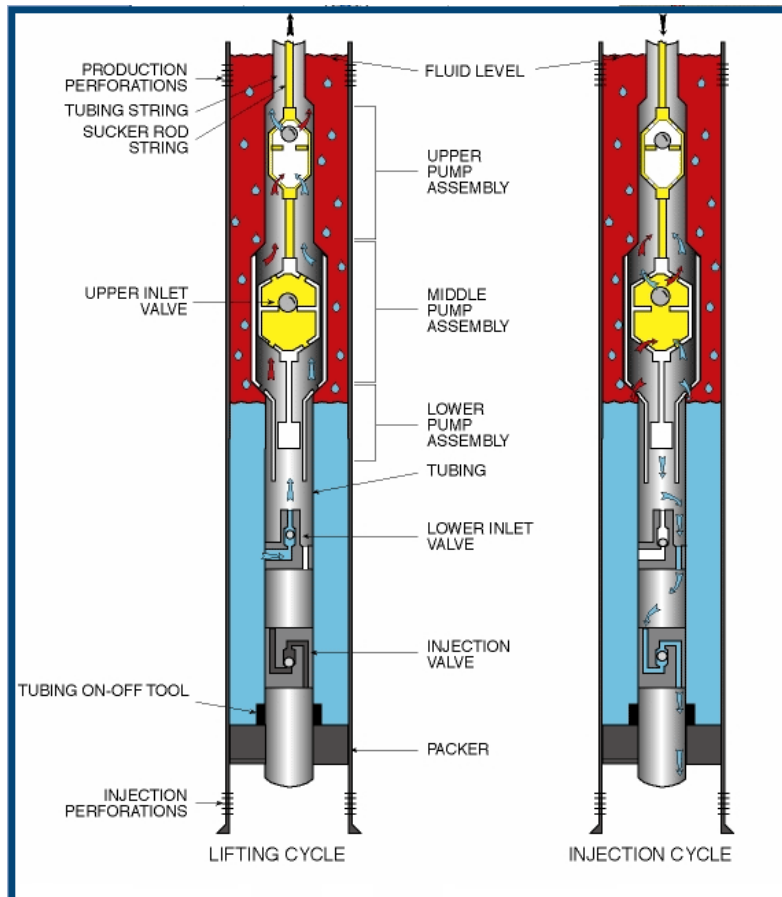


Figura 14. Sistema de separación en fondo de pozo por gravedad.

Fuente: VEIL, J.A., "Summary of Data from DOE-Subsidized Field Trial #1 of Downhole Oil/Water Separator Technology — Texaco Well Bilbrey 30-Federal No. 5," 2000

2.1.2.1.3 Separadores de gas/agua en fondo de pozo

Esta tecnología se instala en el fondo de un pozo de gas y allí se separan el gas y el agua. La tecnología de separación de gas-agua en fondo de pozo puede clasificarse en cuatro categorías principales: herramientas de bypass, bombas de émbolo modificadas, ESP, y bombas de cavidad progresiva. Hay ventajas y desventajas entre los distintos tipos, dependiendo de la profundidad en cuestión y la aplicación específica. Tanto las tasas de agua asociada a la producción de gas y la profundidad del pozo determinan qué tipo de herramienta de separación gas-agua en fondo de pozo es apropiado para el despliegue en un caso concreto.

Factores a considerar en las instalaciones de separadores aceite-agua en fondo de pozo y gas-agua en fondo de pozo:



PETROBRAS

El factor de inyección a la formación que recibe el agua es probablemente, el factor clave a la hora de seleccionar un sistema de separación en fondo de pozo, ya sea aceite-agua o gas-agua. Lo importante es que durante el proceso de inyección no se debe introducir ningún material que pueda obstruir los poros de la formación y así reducir su inyectividad. Varios factores son relevantes a la obstrucción. Las partículas sólidas podrían provenir de la formación productora, de agentes utilizados en fracturamiento hidráulico, o de precipitados químicos creados por las interacciones entre el agua de la formación productora y el agua de la formación de inyección. Igualmente pequeñas cantidades de aceite en el agua pueden bloquear los poros debido a los efectos de capilaridad. Puede ser conveniente incluir un proceso de pre-tratamiento para generar una corriente de agua que sea extremadamente bajo en contenido de aceite (gotas de 5 a 50 micras de tamaño). Otro parámetro importante implica una buena separación mecánica y vertical entre la zona productora y la formación de inyección. El candidato también debe estar ubicado en un yacimiento que tenga suficientes reservas restantes que servirán para amortizar la inversión.

2.1.2.2 Separación en el lecho marino

El levantamiento del agua asociada a la producción de petróleo que va a la plataforma representa un gasto importante para las compañías. El espacio en la plataforma y las limitaciones de peso restringen aún más las opciones de tratamiento y aumentan los costos. En el fondo del mar la separación implica un módulo de gran tamaño que se sienta en el fondo del mar. Los fluidos de uno o más pozos son enviados allí para la separación. El petróleo es llevado a la plataforma donde se almacena y se descarga, mientras que el agua suele ser bombeada directamente a un pozo de inyección.

2.2 Opciones de reciclaje y reutilización del agua

En muchos casos, el agua asociada a la producción de petróleo puede destinarse para otros usos. A veces el agua puede ser utilizada sin tratamiento, particularmente cuando ésta es muy limpia, (por ejemplo el agua proveniente de los yacimientos de metano en capas de carbón CBM) o el uso final no requiere de agua de alta calidad (por ejemplo, algunos proyectos de inundación de agua). En muchos otros casos, el agua debe ser tratada antes de que pueda ser reutilizada. El costo de tratar el agua para satisfacer un uso final es un factor importante en la determinación de las opciones de reutilización que se estudiarán.



2.2.1 Inyección de agua para recuperar más petróleo

El método comúnmente utilizado para el manejo del agua en superficie es la reinyección en el mismo yacimiento. Aunque un poco de agua es inyectada únicamente para disposición, la mayoría del agua asociada a la producción de petróleo (71%) se inyecta para mantener la presión del yacimiento y empujar hidráulicamente el petróleo hacia un pozo productor. Esta práctica se conoce como inundación de agua, o si se calienta el agua para producir vapor, como inundación de vapor. Cuando se utiliza para mejorar la recuperación de petróleo, ésta deja de ser un residuo y se convierte en un recurso muy importante y valioso.

En todo proceso de inyección de agua debe existir un tratamiento previo para evitar problemas de incrustación y corrosión, ya que éstos a través de la historia han sido el principal problema técnico en la inyección de agua. El agua ideal de inyección debe tener las siguientes características:

- Ser económica.
- No poseer partículas sólidas suspendidas mayores a $\frac{1}{4}$ del tamaño poral.
- No poseer sólidos dañinos que puedan ocasionar incrustación o corrosión.
- No presentar gases disueltos.
- Sin bacterias.
- No causar efectos adversos a la formación como hinchazón de arcillas.
- No causar efectos nocivos cuando se mezcle con fluidos de formación.
- No conductiva para prevenir corrosión galvánica.

2.2.2 Uso en trabajos de fracturamiento hidráulico y en lodos de perforación

Muchos pozos de petróleo y gas natural deben ser hidráulicamente fracturados para mejorar las operaciones de producción. Los fluidos de fracturamiento pueden ser: Agua, espuma, geles, nitrógeno y dióxido de carbono. La utilización del agua asociada a la producción de petróleo en los trabajos de fracturamiento es una opción viable pero que no representa grandes cantidades de agua a utilizar, igualmente los trabajos de perforación requieren cantidades de agua un poco mayores que en los trabajos de fracturamiento, pero en realidad no va a ser un consumo de agua constante por un largo periodo de tiempo, en consecuencia, por las grandes cantidades de aguas que estamos manejando en el campo Balay esta tecnología no es viable, debido a que requiere pocas cantidades de agua..



2.3 Opciones de disposición y tratamiento del agua asociada a la producción de petróleo

2.3.1 Disposición del agua asociada a la producción de petróleo

En muchas partes del mundo, el vertimiento en la superficie de los cuerpos de agua e inyección subterránea representan las principales opciones para disponer del agua asociada a la producción de petróleo, pero para que esto se lleve a cabo debe cumplir con las normas ambientales.

2.3.1.1 Vertimiento

Vertimiento en superficie: el vertimiento en superficie es practicado en varias partes del mundo ya sea para rociar los caminos y aprovechar su contenido salino para derretir el hielo y la nieve a temperaturas cercanas al punto de congelamiento, o para el control de polvo en los caminos de regiones áridas.

Vertimiento en aguas superficiales: el vertimiento en aguas dulces superficiales es practicado por muchas empresas, donde el control del agua es ejercido sobre la cantidad de aceites y grasas, y sobre la cantidad de sales disueltas en el fluido, ya que para verter dichas aguas se necesita cumplir con las normas ambientales que se rigen.

Vertimiento en ambientes marinos costeros: El vertimiento en ambientes marinos costeros comprende principalmente un control del contenido del petróleo y del punto de descarga. Los objetivos principales son evitar las aguas muertas o estancadas y las zonas pesqueras.

Vertimiento costa afuera: El vertimiento al mar es permitido por la mayoría de las autoridades reguladoras y está sujeta generalmente sólo a controles del nivel de aceites y grasa contenidos en el agua. Estos niveles varían desde 30 mg/L en Australia hasta 40 mg/L en el Mar del Norte y el Golfo de México. El vertimiento al mar ocurre normalmente en aguas profundas (más de 30 m) y más allá de la profundidad en la que se crían y pescan animales marinos.

2.3.1.2 Inyección subterránea para la eliminación

La inyección en formaciones subterráneas representa el enfoque más común para el manejo en superficie del agua asociada a la producción de petróleo. Las compañías operadoras, buscarán formaciones que presenten la combinación correcta de la permeabilidad, la porosidad, inyectividad, y otros rasgos geológicos que permitan que el agua inyectada entre en la formación a presiones inferiores a la presión de fractura. La formación de inyección debe ser geológicamente aislada



PETROBRAS

de cualquier fuente subterránea de agua potable y de formaciones productoras de hidrocarburos (a menos que la inyección sea para la recuperación mejorada). Se deben evitar las zonas con exceso de fallas y fracturas que se extiendan verticalmente.

Los pozos de inyección deben ser construidos de manera que los líquidos inyectados se transmitan a la zona de inyección autorizada y no migren a fuentes subterráneas de agua potable. Estos pozos son perforados y construidos con tubería de acero (denominado revestimiento o casing) el cual es cementado para impedir la migración de fluidos a fuentes de agua potable. El revestimiento de la superficie es cementado hasta la zona subterránea más baja de agua potable para evitar el movimiento de líquidos.

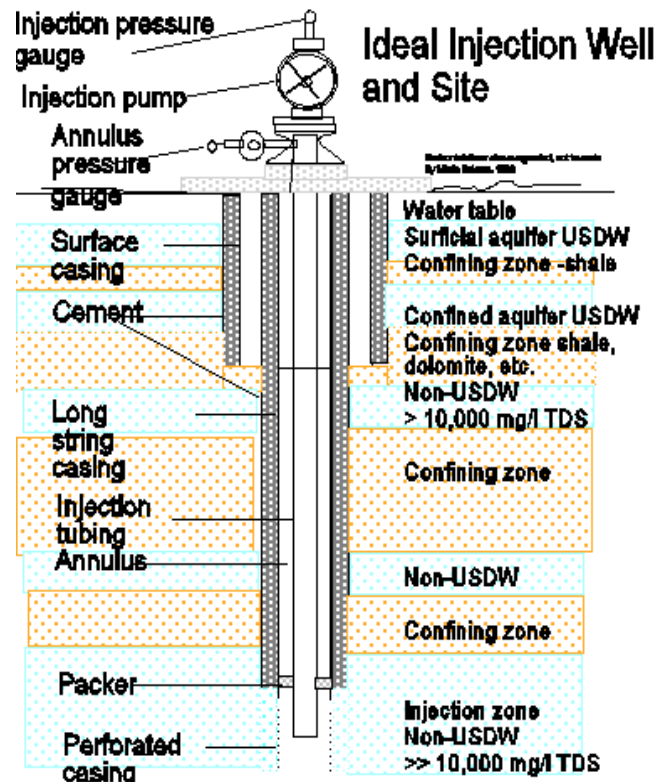


Figura 15. Sección de un pozo de inyección.

Fuente: PA, "The Class V Underground Injection Control Study, Volume 23, Subsidence Control Wells," EPA/816-R-99-014w, 1999

Tratamiento antes de la inyección: Es importante garantizar que el agua inyectada sea compatible con las formaciones que reciben el agua para evitar la obstrucción prematura de la formación o daño al equipo. Por lo tanto, puede ser necesario tratar el agua antes de la inyección para controlar el exceso de sólidos,



PETROBRAS

petróleo disuelto, problemas de corrosión, reacciones químicas, y crecimiento de microbios.

Los sólidos son generalmente tratados por filtración. Las cantidades residuales de petróleo en el agua asociada a la producción de ésta, pueden contribuir a la obstrucción de la capacidad de recepción de las formaciones. Hay varios productos químicos de tratamiento para romper emulsiones de petróleo o hacer más eficiente el tratamiento de eliminación del mismo.

La corrosión puede ser producida por diversos gases disueltos principalmente el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. Para tratar este problema se utilizan absorbedores o secuestrantes de oxígeno y otros productos químicos para minimizar los niveles de gases disueltos no deseados.

La composición química del agua asociada a la producción de petróleo no coincide necesariamente con el agua de la formación que la recibe. Por ejemplo, varias sustancias disueltas en el agua pueden reaccionar con la roca u otros fluidos en la formación, y desencadenar consecuencias no deseadas. Antes de iniciar una operación de eliminación de agua, es importante analizar los componentes del agua asociada a la producción de petróleo con el fin de evitar que las reacciones químicas formen precipitados. Si es necesario, los productos químicos de tratamiento pueden reducir al mínimo las reacciones indeseables.

Las bacterias, algas y hongos pueden estar presentes en el agua asociada a la producción de petróleo. También pueden ser introducidos en el transcurso del manejo de agua en la superficie. Las bacterias, algas y hongos son generalmente controlados por filtración o la adición de biocidas.

2.3.1.3 Evaporación

La evaporación es el proceso para transformar el agua en forma líquida en vapor de agua en el aire. La evaporación puede ser natural la cual depende de la humedad local, la temperatura y el viento, o puede ser mecánica (inducida).

2.3.1.3.1 Lagunas de evaporación

El método más simple consiste en la evaporación de agua asociada a la producción de petróleo puesta en un estanque, pozo, o laguna, con una gran superficie. El agua puede evaporarse de forma pasiva de la superficie siempre y cuando las tasas de evaporación sean superiores a las de entrada (incluyendo las precipitaciones). Las tasas de evaporación dependen del tamaño y la profundidad de la laguna y las características del fluido. Por ejemplo, en las regiones

semiáridas, el calor, el aire caliente y seco moviéndose sobre la superficie de la tierra se traducirá en mayores índices de evaporación para los pequeños estanques. La tasa de evaporación de una solución disminuirá cuando la proporción relativa de los sólidos y los productos químicos aumente. El agua asociada a la producción de petróleo puede ser manejada en pequeñas lagunas de evaporación en el sitio o puede ser enviada fuera del sitio a las instalaciones comerciales que emplean cuencas de evaporación de gran tamaño.



Figura 16. Laguna de evaporación

Fuente: BC Technologies Ltd

2.3.1.3.2 Evaporación mecánica

Las tasas de evaporación se pueden mejorar por medio de la pulverización del agua a través de toberas. Las toberas crean muchísimas gotas pequeñas con áreas de superficie grandes. En algunas regiones áridas del oeste de Estados Unidos, ésto se ha hecho a través de torres portátiles de nebulización. Se trata esencialmente de toberas de pulverización en la parte superior de los tubos verticales. El agua se esparce en el aire y se evapora antes de tocar el suelo. Sin embargo, esta práctica puede conducir a daños en la vegetación y suelos debido a la sal. Por lo tanto, las torres de nebulización no se recomiendan actualmente como una práctica de manejo del agua, a menos que el agua sea dulce y en tal

caso no sería necesario evaporarla. Otra forma de evaporación mecánica consiste en calentar el agua con el fin de inducir su evaporación a la atmósfera y así disminuir costos de tratamiento en superficie.



Figura 17. Pulverizador mecánico usado para la evaporación.

Fuente: J. Veil, Argonne National Laboratory

2.3.1.3.3 Evaporación por congelación/descongelación

(Boysen et al. 1999⁷) describen un innovador proceso de tratamiento de agua asociada a la producción de petróleo a través de la congelación y descongelación natural, junto con la evaporación (Congelación / descongelación/ evaporación o FTE por sus siglas en inglés). (Ver figura).

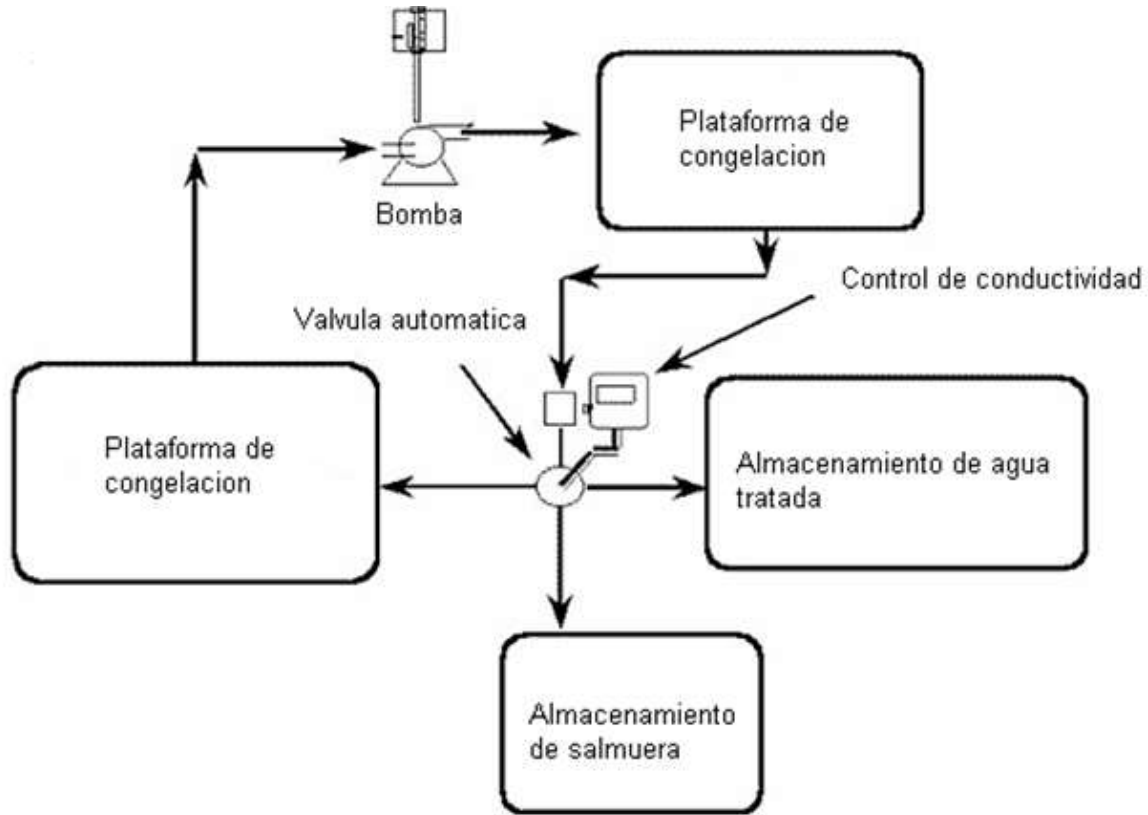


Figura 18. Proceso FTE.

Fuente: BC Technologies Ltd

Cuando la temperatura ambiente es inferior a 32 ° F (0° C), el agua asociada a la producción de petróleo es bombeada desde un estanque y es rociada sobre una almohadilla de congelación. (Ver figura 20). Como el rocío se congela, se forma una pila de hielo. Cuando la temperatura aumenta, el hielo en la plataforma de congelación se derrite.

La salmuera altamente salina, identificada por su alta conductividad eléctrica, se separa y se bombea a un estanque donde puede ser utilizada como aditivo para los fluidos de perforación. El resto de agua purificada se bombea desde la plataforma de congelación a un estanque donde puede ser almacenado antes de su reutilización benéfica o vertimiento.

⁷ Boysen, J.E., J.A. Harju, B. Shaw, M. Fosdick, A. Grisanti, and JA. Sorensen, 1999, "The Current Status of Commercial Deployment of the Freeze Thaw Evaporation Treatment of Produced Water," SPE 52700, presented at SPE/EPA 1999 Exploration and Production Environmental Conference, Austin, TX, March 1-3.



Figura 19. Pila de hielo proveniente de la pulverización del agua asociada a la producción de petróleo.

Fuente: BC Technologies Ltd

2.3.1.4 Eliminación comercial fuera del sitio

La eliminación comercial fuera del sitio se convierte en la mejor opción cuando los pequeños productores no quieren tener la responsabilidad de manejar dichas aguas en campo. Las operadoras en superficie no tienen acceso a las formaciones cercanas para considerar adecuada la eliminación de agua por medio de pozos de inyección, por esta razón deciden dejar este trabajo a compañías encargadas exclusivamente de la eliminación de agua.

2.3.2 Tratamiento del agua asociada a la producción de petróleo

2.3.2.1 Prácticas para remover sal y otras materias inorgánicas

La sal es un parámetro clave que determina el manejo del agua en superficie. Si el agua asociada a la producción de petróleo se inyecta bajo tierra para aumentar la recuperación o eliminación, el contenido de sal no representa gran problema. Sin embargo, en la reutilización y el vertimiento en superficie o a un cuerpo de agua superficial requiere que el contenido de sal sea lo suficientemente bajo para evitar problemas ambientales.

2.3.2.1.1 Procesos de membrana

Los procesos de membrana son los métodos de tratamiento más utilizados para eliminar la sal del agua producida. Dentro de éstos se tienen:



Filtración: El proceso de filtración consiste en pasar líquidos a través de una membrana que tiene un tamaño de poro mínimo. Las partículas suspendidas y sólidos disueltos que son más grandes que el tamaño de los poros de la membrana, son bloqueados por ésta, mientras que el agua y las partículas más pequeñas pasan a través de la membrana. Los procesos de filtración se dividen por rangos de tamaño de poro. Las diversas categorías, de mayor a menor tamaño de poro, son: la microfiltración, ultrafiltración, nanofiltración y ósmosis inversa, (IOGCC and ALL 2006⁸), (Cartwright 2006⁹). La tabla representa un resumen de las categorías de filtración a partir de las tres referencias mencionadas anteriormente.

Tabla 10. Procesos de filtración.

Parámetro	Microfiltración	Ultrafiltración	Nanofiltración	Ósmosis Inversa
Tamaño de poro	0,01 - 1,0 µm	0,001 - 0,01 µm	0,0001 - 0,001 µm	< 0,0001 µm
Peso molecular de corte	> 100000	1000 – 300000	300 - 1000	100 - 300
Presión de operación	< 30 psi	20 - 100 psi	50 - 300 psi	225 - 1000 psi
Materiales de la membrana	Cerámica, polipropileno, polisulfona, fluoruro de polivinilideno	Cerámica, polisulfona, fluoruro de polivinilideno, acetato de celulosa, compuesto de película delgada	Acetato de celulosa, compuesto de película delgada	Acetato de celulosa, compuesto de película delgada, polisulfonatos, polisulfona
Configuración de la membrana	Tubular, fibra hueca	Tubular, fibra hueca, espiral, placa y marco	Tubular, espiral, placa y marco	Tubular, espiral, placa y marco
Tipo de material que remueve	Arcilla, bacterias, virus, sólidos suspendidos	Proteínas, almidón, virus, coloides, sílice, orgánicos, colorantes, grasas, sólidos en la pintura	Almidón, azúcar, pesticidas, Herbicidas, aniones divalentes, orgánicos, BOD, COD, detergentes	Cationes metálicos, ácidos, azúcar, sales acuosas, aminoácidos, sales monovalentes, BOD, COD

Fuente: IOGCC and ALL (2006), Cartwright (2006)

⁸ IOGCC and ALL, 2006, "A Guide to Practical Management of Produced Water from Onshore Oil and Gas Operations in the United States," prepared for U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, by the Interstate Oil and Gas Compact Commission and ALL Consulting, Oct.

⁹ Cartwright, P.S., 2006, "Water Recovery and Reuse - A Technical Perspective," presented at the 2nd Annual Desalination Workshop, Texas A&M University, College Station, TX, August 6-8.

Como el tamaño de poro de la membrana disminuye, la energía necesaria para impulsar la solución de agua a través de la membrana aumenta. Además, la membrana tiende a fallar a medida que disminuye el tamaño de los poros. Por lo tanto, la filtración con frecuencia se realiza en etapas. Es necesario un tratamiento previo que elimine los grandes componentes antes de que lleguen a las membranas de filtración. La etapa de pre-tratamiento puede incluir muchos tipos de procesos.

Ésto depende de los diferentes materiales que contenga el agua asociada a la producción de petróleo. Si la ósmosis inversa es requerida en la etapa de tratamiento final para la eliminación de la sal o los metales, el módulo de tratamiento previo puede incluir la microfiltración o ultrafiltración.

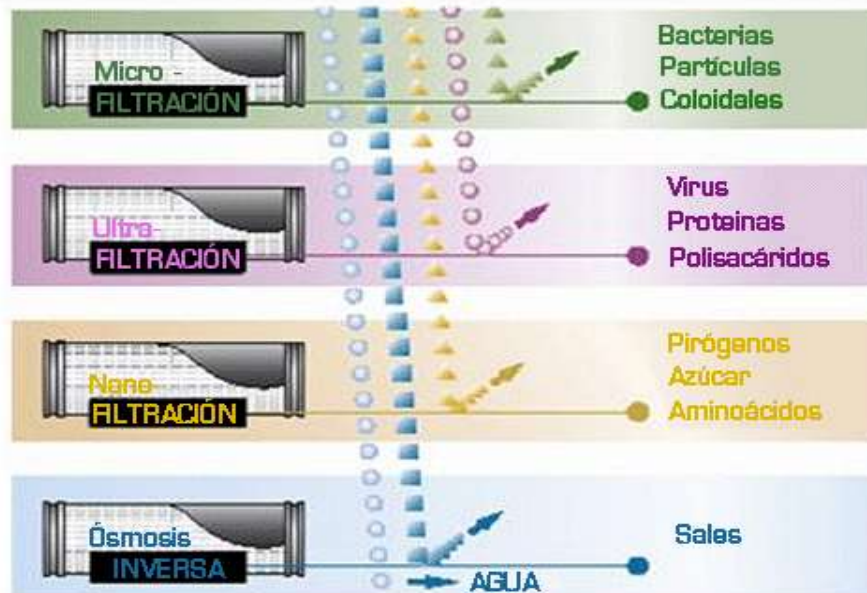


Figura 20. Proceso de filtración dividido por rangos de tamaño de poro.

Fuente: U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory

Electrodiálisis: Mediante este procedimiento, el agua es introducida en una celda donde se colocan de forma alternada una serie de membranas semipermeables catiónicas y aniónicas, entre dos electrodos, de forma que al aplicar una diferencia de potencial se produce una migración de los iones de la solución salina hacia los electrodos correspondientes, atravesando las membranas alternadas formándose una solución concentrada en uno de los compartimentos, y en el otro compartimento, agua exenta de sal. En la electrodiálisis, la energía eléctrica consumida es directamente proporcional a la cantidad de sales extraídas del agua, por ejemplo para aguas con 5 g/L de sales totales disueltas, el consumo de energía eléctrica suele estar entre 1 y 2 Kwh/m³. En la electrodiálisis las sales

disueltas son las que atraviesan las membranas y no el agua. En cambio en la osmosis inversa, que puede considerarse como una hiperfiltración, es el agua la que atraviesa las membranas. La electrodiálisis solo elimina las partículas cargadas eléctricamente, mientras que la ósmosis inversa elimina las partículas cargadas y no cargadas.

Un proceso relacionado con este es la inversión de electrodiálisis, la cual opera de manera similar, sin embargo, la polaridad de los electrodos se invierte varias veces por hora, y el flujo es al mismo tiempo intercambiado por lo que el canal de salmuera se convierte en el canal de agua limpia y viceversa. La función de reversión es útil para romper las películas, incrustaciones y otros depósitos, antes de que se pueda dañar la membrana.

La electrodiálisis ofrece menor consumo de energía que la ósmosis inversa, ya que se realiza a bajas presiones. En la práctica, la electrodiálisis convencional y la inversión de electrodiálisis pueden reducir las concentraciones de sal a menos de 200 mg/L de sólidos disueltos totales

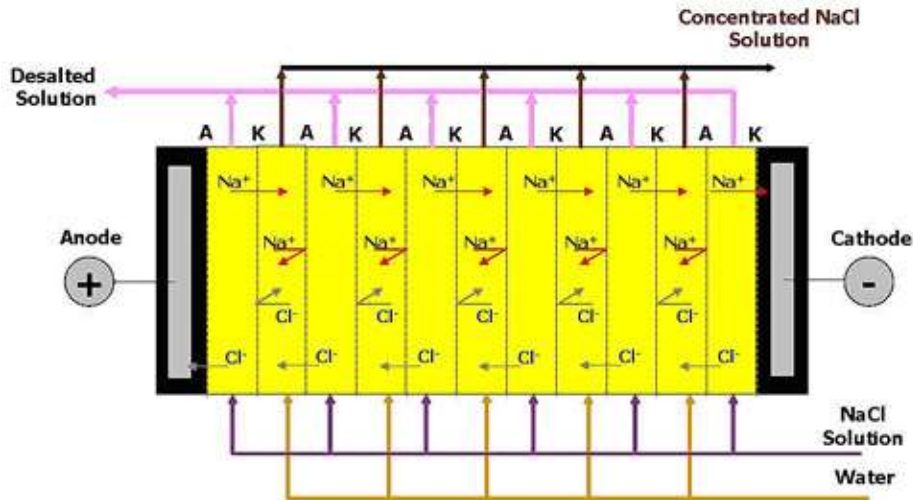


Figura 21. Proceso de electrodiálisis.

Fuente: U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory

Ósmosis inversa: El fenómeno de la ósmosis está basado en la búsqueda del equilibrio. Cuando se ponen en contacto dos fluidos con diferentes concentraciones de sólidos disueltos se mezclarán hasta que la concentración sea uniforme. Si estos fluidos están separados por una membrana permeable (la cual permite el paso a través de ella de uno de los fluidos), el fluido que se moverá a través de la membrana será el de menor concentración de tal forma que pasa al fluido de mayor concentración.



PETROBRAS

Al cabo de un tiempo el contenido en agua será mayor en uno de los lados de la membrana. La diferencia de altura entre ambos fluidos se conoce como Presión Osmótica. El sistema de ósmosis inversa consiste en láminas delgadas de material que técnicamente no tienen poros. Por el contrario, la membrana permite que las moléculas de agua pasen a través de ella, pero atrapa y retiene otras sustancias en suspensión. El sistema presuriza la solución a tal grado que el agua fluye desde una solución más concentrada, a través de la membrana, hacia una solución más diluida, lo opuesto al flujo natural por ósmosis. La ósmosis inversa, al igual que la nanofiltración, se encuentra normalmente en una distribución enrollada en espiral. Casi siempre, será necesario tratar el agua producida antes de aplicar la ósmosis inversa, para que las partículas no contaminen la membrana y limiten su eficiencia. Las aguas con alto contenido de hierro, cloro y manganeso quizá requieran tratamiento previo. Incluso en condiciones ideales, los sistemas de ósmosis inversa, como los sistemas de nanofiltración, requieren que la membrana se limpie regularmente y se cambie periódicamente.

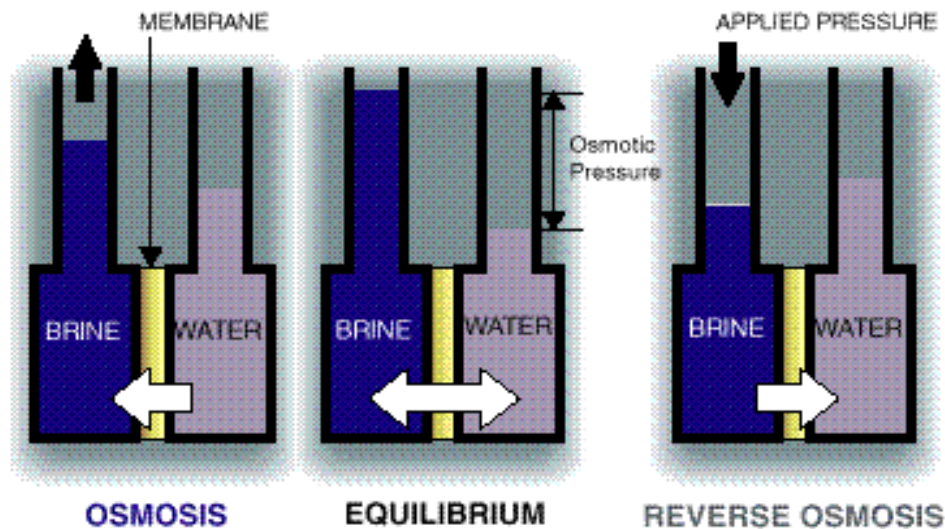


Figura 22. Sistema de ósmosis y ósmosis inversa

Fuente: Lenntechh, water treatment solutions

2.3.2.1.2 Intercambio de iones

Muchas personas están familiarizadas con los ablandadores de agua que eliminan el hierro y el manganeso del agua del grifo. Los ablandadores de agua usan



PETROBRAS

columnas de intercambio iónico llenas de un tipo específico de resina. La resina se carga con iones de sodio al pasar la solución de sal concentrada a través de la columna. Como el agua cargada de hierro y manganeso se mueve a través de la columna, los iones son atraídos a las resinas, que prefieren unirse con el hierro y el manganeso. El sodio es liberado cuando la resina toma al hierro y manganeso. Una vez despojado el hierro y el manganeso, el agua es potable para el suministro de agua en el hogar. Periódicamente, la resina es lavada y regenerada con solución salina fresca.

En el caso del agua asociada a la producción de petróleo, el objetivo es preferiblemente eliminar el sodio. Para este caso, las resinas elegidas se regeneran con los iones de hidrógeno. Como el agua pasa a través de la columna, los iones de sodio se eliminan del agua sustituyendo a los de hidrógeno que están en la resina. El agua tratada contiene más iones de hidrógeno, y por lo tanto su pH desciende. Además el intercambio iónico también se utiliza para la eliminación de metales pesados. Las resinas que se emplean son resinas de intercambio catiónico, que se clasifican en fuertemente o débilmente ácidas.

Las resinas fuertemente ácidas presentan las siguientes selectividades (en orden decreciente de preferencia) hacia los diferentes cationes: bario, plomo, calcio, níquel, cadmio, cobre, zinc, magnesio, potasio, amoníaco, sodio e hidrógeno.

2.3.2.1.3 Desionización capacitiva

Esta tecnología elimina la sal y otros productos químicos inorgánicos del agua asociada a la producción de petróleo. La desionización capacitiva se basa en un proceso electrostático que opera a bajos voltajes y presiones. El agua es bombeada a través de un conjunto de electrodos donde los iones con carga opuesta son atraídos y concentrados hacia dichos electrodos, mientras que se reduce la concentración de iones en el agua. Al final el agua limpia pasa a través de la unidad. (Ver figura 23). Cuando se alcanza la capacidad de los electrodos, el flujo de agua se detiene y la polaridad de los electrodos se invierte, esto hace que los iones se alejen de los electrodos donde se habían acumulado, luego una solución de salmuera concentrada purga la unidad. (Ver Figura).

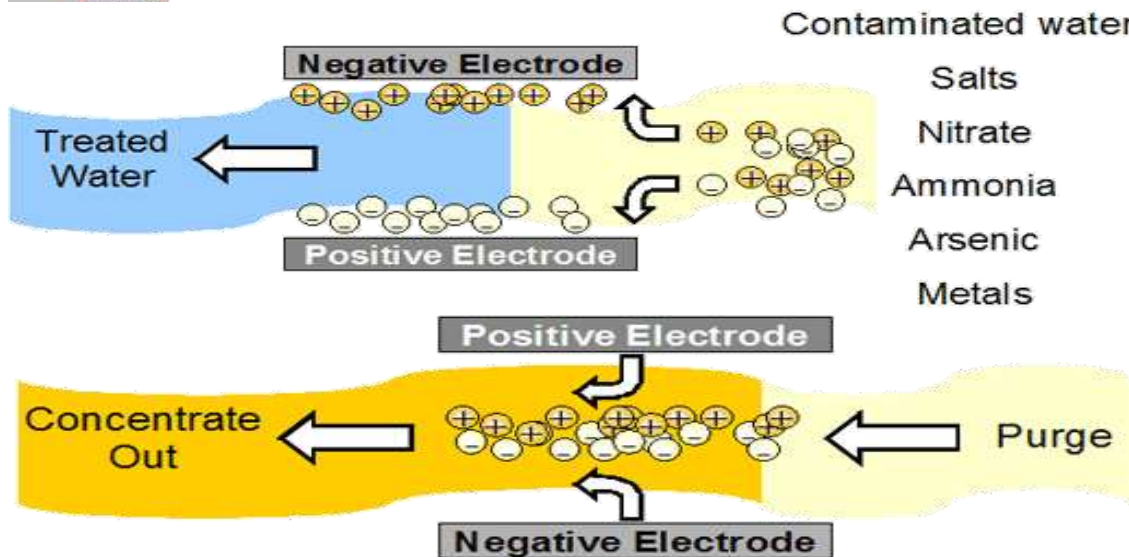


Figura 23. Proceso de regeneración de la desionización capacitiva.

Fuente: ENPAR Technologies

La desionización capacitiva ofrece más rendimiento que otras tecnologías de extracción de sal (ósmosis inversa), especialmente cuando el agua asociada a la producción de petróleo no es muy salada o el objetivo del tratamiento no está orientado hacia el logro de una buena calidad del agua potable.

2.3.2.1.4 Destilación térmica

La destilación térmica es un proceso que se ha utilizado durante décadas para desalinizar el agua de mar y volverla agua potable. Históricamente, la destilación térmica no ha sido rentable para el tratamiento de agua asociada a la producción de petróleo. Actualmente se ha desarrollado una nueva versión de la destilación térmica y se ha introducido recientemente para el tratamiento de agua asociada a la producción de petróleo. La tecnología “AltelaRain” se basa en las transferencias de calor internas y reutilización del calor latente de condensación.

2.3.2.2 Prácticas para remover petróleo, grasas y otras materias orgánicas

Existen varias tecnologías de separación física que separan el petróleo, grasas y otros compuestos orgánicos del agua asociada a la producción de petróleo. Estas tecnologías incluyen los hidrociclones, filtros, centrifugas y separadores de avanzada.



PETROBRAS

Estos son desplegados principalmente en las instalaciones de producción costa afuera donde el agua es tratada antes de la descarga en el océano.

En tierra firme (on shore), por regla general, implica algún tipo de separador de petróleo / agua. En alta mar (off shore), el petróleo es separado del agua en pilas desnatadoras para remover las gotas de petróleo superior a 100 micras de diámetro, aquí es necesario emplear más pasos de separación física para eliminar cualquier resto de aceite libre y algunos hidrocarburos dispersos. La tabla proporciona un cuadro muy útil para la selección de los equipos de tratamiento basado en el tamaño de las partículas que deben ser eliminados.

Tabla 11. Tecnologías basadas para remover partículas de diferentes tamaños.

Tecnología	Capacidad para remover partículas por tamaño.(unidad en micrones)
Separador de gravedad API	150
Separador de placas corrugadas	40
Flotación de gas inducido sin adición de productos químicos	25
Flotación de gas inducido con adición de productos químicos	3 a 5
Hidrociclón	10 a 15
Coalescedor de malla	5
Filtro de multi-media	5
Centrifuga	2
Filtro de membrana	0,01

Fuente: Frankiewicz (2001)

2.3.2.2.1 Separación física

Hidrociclones: Los hidrociclones se han utilizado para el tratamiento de agua asociada a la producción de petróleo en superficie por varias décadas. Los hidrociclones, que no contienen partes móviles, aplican una fuerza centrífuga para separar sustancias que tienen diferentes densidades, estos pueden separar líquidos de sólidos o líquidos de otros líquidos. El hidrociclón de tipo líquido/líquido se utiliza para el tratamiento de agua asociada a la producción de petróleo donde el agua es bombeada tangencialmente en la parte cónica del hidrociclón, el agua como es de mayor densidad gira hacia el exterior del hidrociclón y se mueve hacia la parte inferior de la salida. El petróleo que es menos denso se queda en el centro del hidrociclón antes de ser llevado hacia la salida superior.

Separadores de avanzada: Los separadores de avanzada se basan en la diferencia de densidad entre las gotas de petróleo y el agua de producción. La

separación del petróleo depende del diámetro de la gota y la viscosidad del fluido (Ley de Stokes). Las gotas de menor diámetro se separan más lentamente. Si no se proporciona suficiente tiempo de retención, las gotas de aceite no alcanzaran a separarse y el agua saldrá del separador con cierta cantidad de aceite. Un ejemplo de un separador de avanzada es el separador de placas corrugadas.

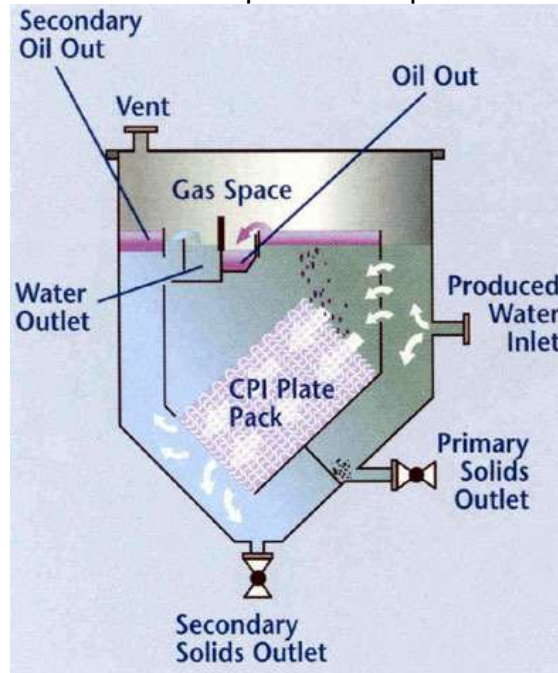


Figura 24. Separador de placas corrugadas

Fuente: Natco

Centrifugas: Tanto los hidrociclones como las centrifugas separan el petróleo del agua utilizando la fuerza centrífuga. Sin embargo, las centrifugas utilizan un recipiente que gira rápidamente y genera fuerzas mucho más fuertes que los hidrociclones. Por lo tanto, las centrifugas son capaces de quitar las gotas de petróleo con diámetros más pequeños. En el proceso de separación del agua asociada a la producción de petróleo, el eje de giro es vertical. Estas se utilizan a menudo para ayudar a lograr el cumplimiento estricto de las normas de vertimiento del agua.

2.3.2.2 Flotación

Las tecnologías de flotación introducen burbujas de aire u otro gas en el fondo de un tanque sellado. Las burbujas elevan las gotas de petróleo y partículas sólidas a la superficie donde pueden ser retirados.

La tecnología de flotación de gas se subdivide en flotación de gas disuelto (DGF por sus siglas en inglés) y la flotación de gas inducida (IGF por sus siglas en

ingles). Las dos tecnologías difieren según el método utilizado para generar las burbujas de gas y los tamaños de las burbujas resultantes. En las unidades de DGF el gas utilizado por lo general es el aire, el cual se introduce en la cámara de flotación, que se llena con una solución totalmente saturada. Dentro de la cámara, el gas es liberado por la aplicación de un vacío o mediante la creación de una caída de presión rápida. La tecnología IGF utiliza el corte mecánico o hélices para crear burbujas que se introducen en la parte inferior de la cámara de flotación. La tecnología DGF crea unidades más pequeñas de burbujas de gas que los sistemas de IGF, sin embargo, se requiere más espacio que los sistemas de IGF, más operación y mantenimiento.

Muchos sistemas IGF utilizan varias celdas en serie para mejorar las características hidráulicas y mejorar la remoción de petróleo y de sólidos. Los productos químicos se añaden a menudo para ayudar en el proceso de flotación, además ayudan a romper las emulsiones y mejorar otros aspectos.

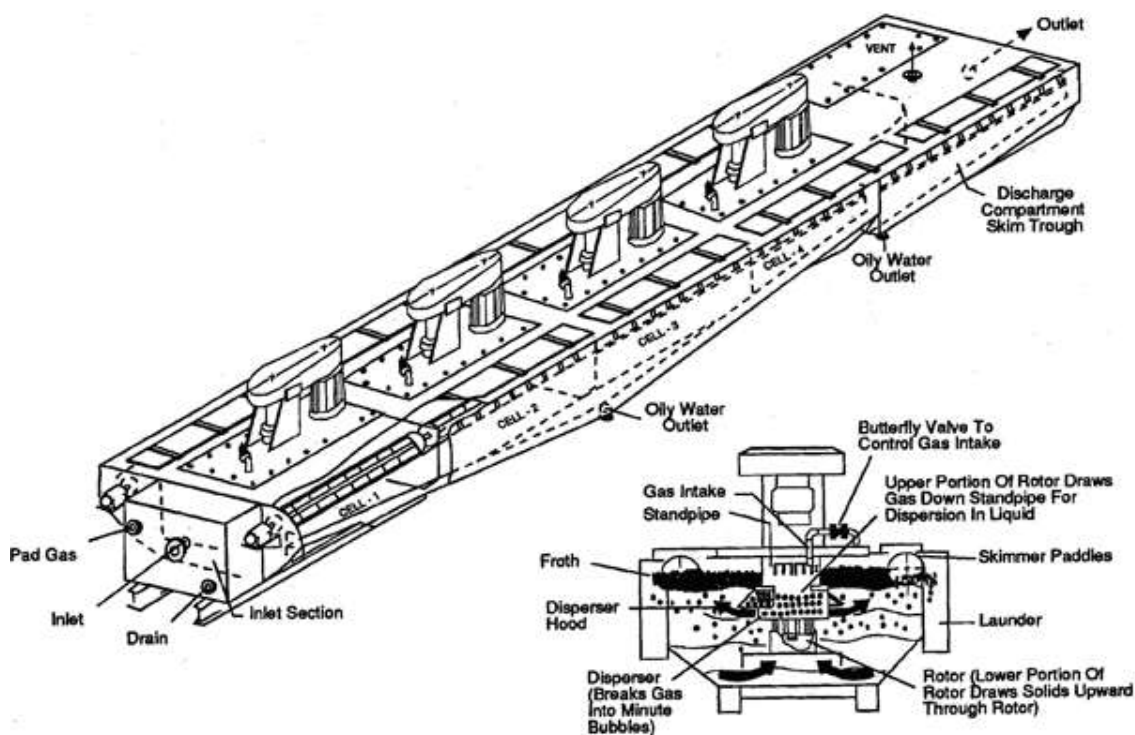


Figura 25. Esquema de la unidad de gas inducido

Fuente: EPA Development Document



2.3.2.2.3 Coalescencia

Según la Ley de Stokes, la velocidad de separación del petróleo depende del diámetro de la gota y la viscosidad del fluido. Las gotas de menor diámetro se separaran más lentamente. Una manera de aumentar la velocidad de separación es aumentando el diámetro de gotas.

Los coalescedores proporcionan superficies en las que las gotas de aceite pueden reunirse y fusionarse. La mayoría de coalescedores usan fibra de vidrio, poliéster, metal y teflón como medio coalescedor, los cuales son puestos en una malla. Los medios coalescedores más finos son capaces de captar y hacer coalescer gotas más pequeñas. Sin embargo, la malla más estrecha se vuelve más vulnerable a ensuciarse con los sólidos. Por esta razón cuando se tiene este problema es necesario emplear filtros que remuevan estos sólidos antes de emplearse el proceso de coalescencia.

2.3.2.2.4 Extracción por solventes

Las tecnologías mencionadas anteriormente son capaces de eliminar la mayor parte del petróleo disuelto y disperso, pero por lo general tienen dificultades para eliminar el aceite disuelto y materia orgánica. La extracción por solventes es una tecnología que ha removido con éxito el petróleo disuelto y fracciones orgánicas.

(Meijer and Kuijvenhoven 2002¹⁰) describe el proceso de extracción del polímero poroso macro MPPE (por sus siglas en ingles). Esta es una tecnología de extracción de líquidos que elimina los compuestos orgánicos disueltos en el agua producida asociada a la producción de petróleo o marina. El agua contaminada con hidrocarburos se pasa por una columna rellena de partículas porosas de polímero, que contienen un líquido de extracción patentado que remueve fácilmente el petróleo disuelto y los compuestos orgánicos del agua. Debido a su elevada afinidad por el líquido de extracción, los hidrocarburos son removidos. El agua purificada puede ser reutilizada o vertida. La regeneración periódica in situ hace uso de la baja presión de vapor para despojar a los hidrocarburos del líquido de extracción. Los hidrocarburos despojados son condensados y luego separados de la fase de agua por gravedad.

El resultado es casi del 100% de una fase pura de hidrocarburos, la cual es recuperada y preparado para su posterior uso, reutilización o disposición. Mientras tanto, la fase acuosa condensada se recicla dentro del sistema.

¹⁰ Meijer, D.T., and C.A.T. Kuijvenhoven, 2002, "Field-Proven Removal of Dissolved Hydrocarbons from Offshore Produced Water by the Macro Porous Polymer-Extraction Technology," presented at the 12th Produced Water Seminar, Houston, TX, Jan. 16-18.

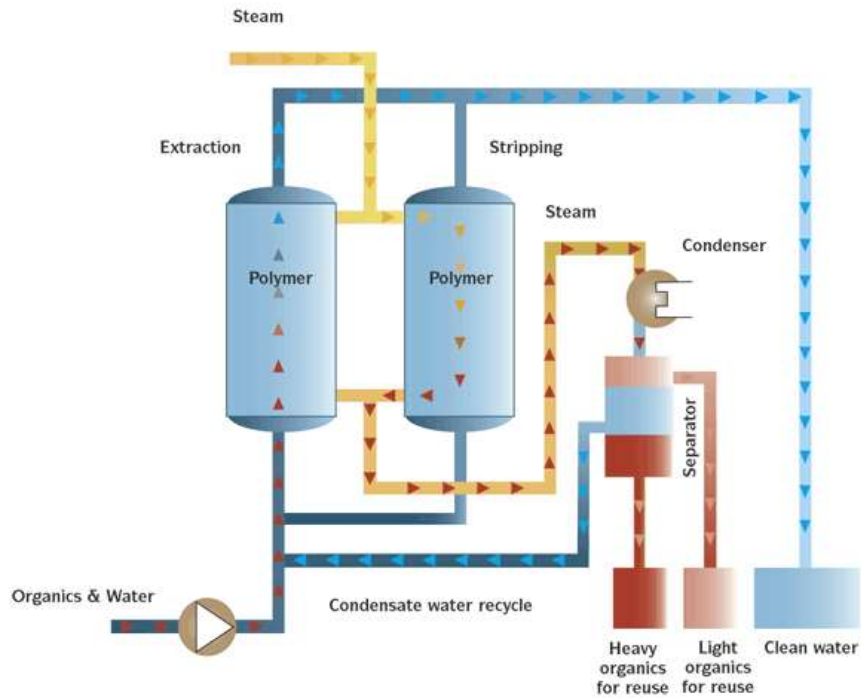


Figura 26. Proceso MPPE

Fuente: WS MPP Systems B.V.

2.3.2.2.5 Adsorción

La adsorción es un proceso donde un sólido se utiliza para quitar una sustancia soluble del agua. Las tecnologías de adsorción pueden eliminar efectivamente la mayoría de materiales orgánicos del agua asociada a la producción de petróleo. La adsorción es generalmente utilizada como un pulido o refinado, en lugar de una fase de tratamiento primaria o secundaria. Esto evita que el medio adsorbente se cargue rápidamente, el cual se llena a un ritmo proporcional a la concentración de compuestos orgánicos en el agua. Una vez que el medio adsorbente se carga, debe ser regenerado o eliminado. Generalmente se utilizan tres tipos de materiales adsorbentes los cuales son la arcilla orgánica, el carbón activado y la zeolita.

Arcilla orgánica: la arcilla orgánica es fabricada de la modificación de la bentonita con aminas cuaternarias. Las mezclas de arcilla orgánica son eficaces para atraer y adsorber una amplia gama de hidrocarburos. Pueden ser diseñados para atraer y adsorber más de su propio peso en compuestos orgánicos. Algunas de las ventajas de la tecnología de adsorción con arcilla orgánica son:



PETROBRAS

- No requiere de productos químicos.
- El rendimiento no se ve afectado por el tamaño de la gota de petróleo.
- No requiere una fuente de alimentación.
- Aumenta las tasas de recuperación de petróleo y asegura una máxima productividad.
- Elimina los hidrocarburos totales de petróleo (TPH por sus siglas en inglés) y otros componentes solubles.
- No se ve afectada por las mareas.

Dependiendo de las normas de vertimiento, se utilizan distintos niveles de tratamiento de arcilla orgánica. El costo del tratamiento es algo proporcional a la cantidad de hidrocarburos. Una vez que los cartuchos de arcilla orgánica se carguen completamente, deben ser eliminados. En la actualidad, los métodos rentables para el reciclado o la reutilización de los cartuchos no están disponibles.

Carbón activado: El carbón activado se ha utilizado durante décadas en las operaciones de tratamiento de aguas residuales. Con el carbón activado se eliminan muchos productos químicos orgánicos, en parte debido a su gran área interna de superficie (entre 500 - 1500 m²/g). Esta superficie interna grande hace que el carbón tenga una adsorción ideal. El carbón activado viene en dos variaciones: Carbón activado en polvo (PAC) y carbón activado granular (GAC). La versión de GAC se utiliza sobre todo en el tratamiento de aguas, puede fijar las siguientes sustancias solubles por adsorción:

Adsorción de sustancias no polares como: Aceite mineral, BTEX, Poli-hidrocarburos aromáticos (PACs), (Cloruro) Fenol.

Adsorción de sustancias halogenadas: I, Br, Cl, H y F.

El carbón activado es normalmente empleado en los grandes buques presurizados. En comparación con la arcilla orgánica, este no se adsorbe como materia orgánica por unidad de volumen. Esto significa que un mayor volumen y peso de carbón activado son necesarios para eliminar la misma cantidad de materiales orgánicos. Debido al espacio y peso el carbón activado, no se utiliza ampliamente en instalaciones costa afuera. A diferencia de la arcilla orgánica, el carbón activado puede ser regenerado y utilizado de nuevo, aunque el material regenerado no puede tener la misma capacidad de adsorción que el carbón activado fresco. La arcilla orgánica y el carbón activado se utilizan a veces en secuencia.

Zeolita: La zeolita es un mineral natural compuesto principalmente de clinoptilolita. Su estructura la hace que tenga una alta afinidad por la adsorción. La superficie externa de la zeolita puede ser tratada con surfactantes para mejorar su atractivo por los compuestos orgánicos. los investigadores de varias instituciones han



PETROBRAS

colaborado para estudiar la eficacia de la zeolita modificada con surfactantes (SMZ, Surfactant Modified Zeolite) para la eliminación de los BTEX (Benceno, Tolueno, Etil-benceno y Xileno) del agua asociada a la producción de petróleo. Ellos llegaron a la conclusión de que la SMZ era capaz de eliminar los BTEX del agua asociada. Por otra parte, la SMZ era susceptible de numerosos ciclos de regeneración, sin pérdida de la capacidad de eliminación de BTEX.

3. OPCIONES NO CONVENCIONALES DE MANEJO DE AGUAS ASOCIADAS A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

3.1. Inyección de agua para uso futuro.

3.1.1 Acuífero para almacenamiento y recuperación

Algunos tipos de agua asociada a la producción de petróleo y gas son relativamente limpias y se pueden utilizar directamente con poco o ningún tratamiento. Esto es particularmente cierto para el agua que se produce de algunos yacimientos de metano en capas de carbón (CBM). En estos yacimientos el agua puede ser utilizada inmediatamente para su uso benéfico o puede ser inyectado en un acuífero donde se puede recuperar posteriormente. (Ver figura 26). Este proceso se conoce como acuífero para almacenamiento y recuperación (ASR por sus siglas en inglés).

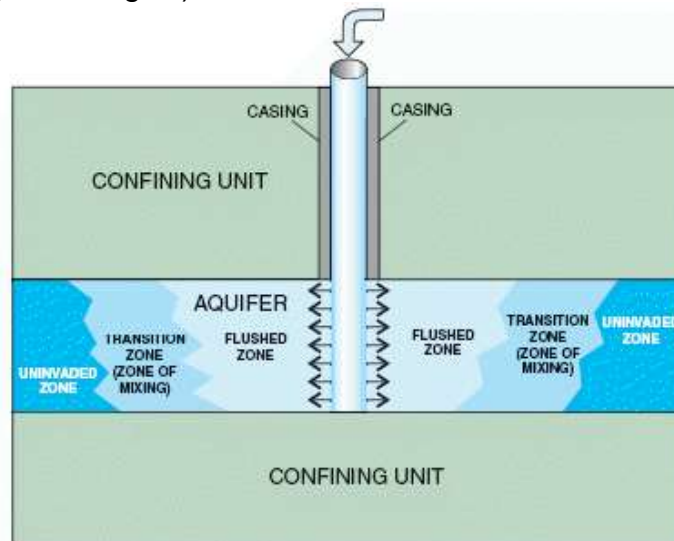


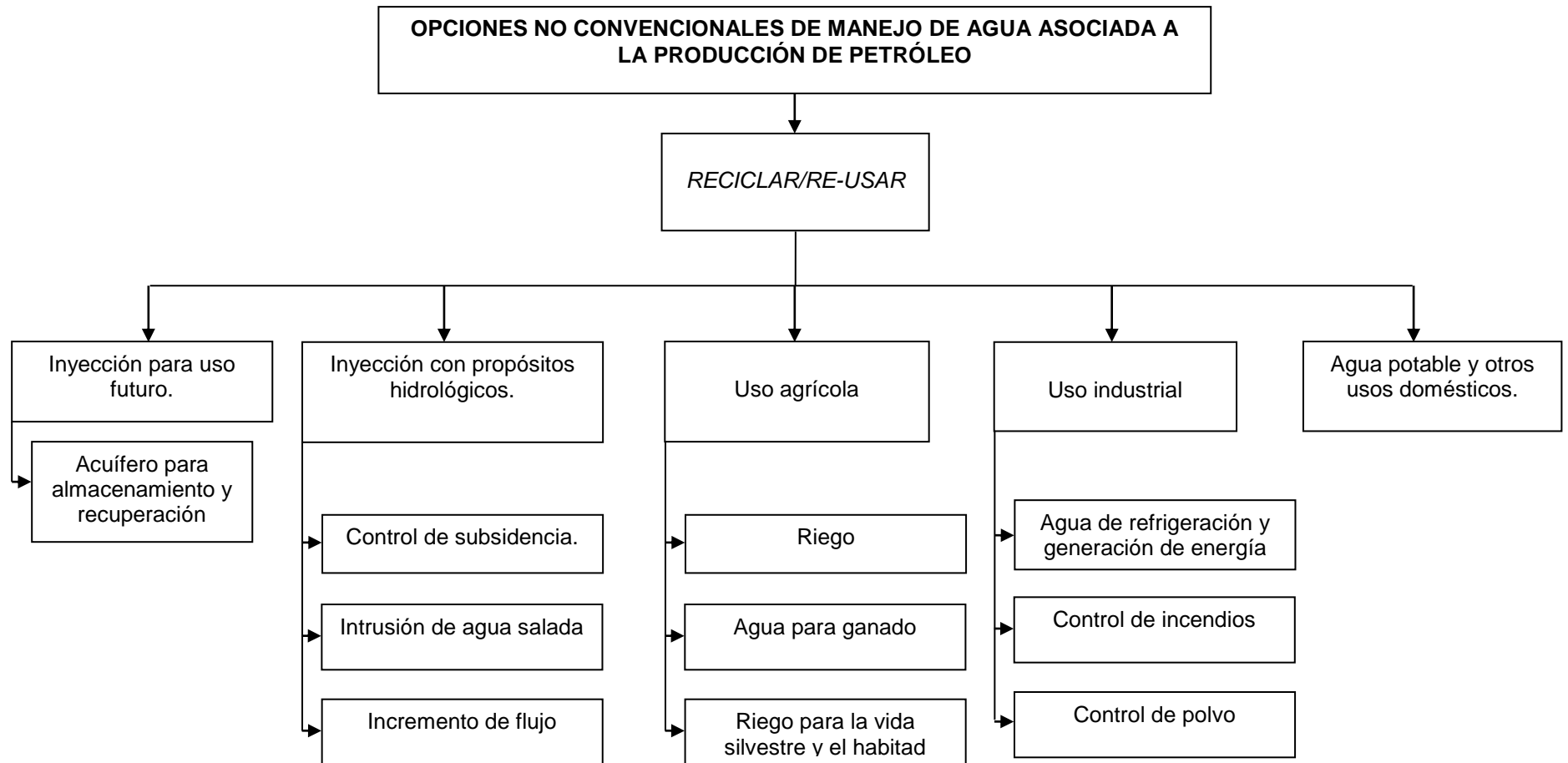
Figura 27. Pozo de inyección para uso futuro.

Fuente: U.S. Geological Survey



PETROBRAS

Figura 28. Opciones no convencionales de manejo de agua asociada a la producción de petróleo.



Tomado y modificado de: VEIL. John A, Innovative and interactive Produced-water information resource, SPE 105177, Texas, U.S.A, 5-7 March 2007.



PETROBRAS

3.2 Inyección con propósitos hidrológicos

Otra forma de reutilización del agua asociada a la producción de petróleo es como un fluido que pueda ser utilizado para ocupar espacio, para dar más resistencia a la tierra o para el movimiento de líquidos (es decir, a los efectos hidrológicos). Varias formas de reutilización hidrológica del agua asociada a la producción de petróleo se discuten a continuación. La inyección de agua para la recuperación mejorada de petróleo es un ejemplo importante de un uso hidrológico del agua para empujar el petróleo hacia un pozo de producción. Sin embargo, debido a su uso generalizado, se discutió anteriormente.

Los otros posibles usos hidrológicos del agua asociada a la producción de petróleo son:

- Control de hundimiento o subsidencia de la superficie de la tierra a raíz del retiro de gran cantidad de agua subterránea, petróleo y gas.
- El bloqueo de intrusiones de agua salada en los acuíferos presentes en ambientes costeros.
- El aumento del agua subterránea regional o arroyos locales.

3.2.1 Control de subsidencia

Los pozos de control de subsidencia o hundimiento son aquellos pozos de inyección diseñados para reducir o reparar la pérdida de fluidos llevados a la superficie terrestre debido a la extracción del agua subterránea, el petróleo o el gas. En su estado natural (en la formación geológica), estos fluidos proporcionan apoyo físico a la tierra y las capas de roca por encima de ellos. Cuando se extraen grandes cantidades de líquidos, las formaciones superiores pueden comprimir o colapsar. El hundimiento de la superficie puede causar daños a los cimientos de edificios, carreteras, ferrocarriles, pozos de agua, y oleoductos. El control de subsidencia de la tierra se logra mediante la inyección de agua en una capa subterránea para mantener la presión del líquido y evitar la compactación.

3.2.2 Intrusiones de agua salada

En algunas regiones costeras, los acuíferos de agua dulce están conectados hidráulicamente a los cuerpos de agua salada, incluidos los estuarios y océanos. Cuando se bombea a un ritmo modesto, la hidrología natural permite que la interfase de agua salada/agua dulce permanezca en 0 cerca de la costa, permitiendo que los pozos en tierra produzcan agua dulce. Sin embargo, con el



PETROBRAS

aumento de las poblaciones costeras, y la demanda de agua dulce, ésta podrá ser retirada de los acuíferos, con estos cambios del equilibrio hidrológico se produce que la interfase agua salada/agua dulce se desplace hacia el interior e impacte los pozos que están en tierra firme.

Algunas comunidades costeras han intentado controlar la intrusión de agua salada mediante la inyección de agua de baja calidad o de un acuífero contaminado, con la intención de no retirar el agua inyectada. El agua inyectada produce entonces una barrera hidráulica que impide físicamente la intrusión del agua de mar (EPA, 1999b¹¹). La barrera hidráulica es creada para levantar la cabeza hidráulica del acuífero de agua dulce y prevenir el movimiento de agua salada hacia el interior.

3.2.3 Incremento de flujo

Aunque no es una actividad de inyección, el incremento de flujo de agua se discute brevemente aquí. Muchas regiones productoras de petróleo y gas se encuentran en zonas áridas o semiáridas. Aquí los recursos de agua dulce a menudo son escasos, y las personas compiten por los recursos disponibles. Los ríos y quebradas pueden secarse por temporadas. El agua asociada a la producción de petróleo puede ser usada para aumentar los flujos de corriente. Donde los vertimientos de agua son permitidos y el tratamiento de agua asociada al petróleo reúne las leyes de vertimiento aplicable, podrá verterse directamente a la superficie de los cuerpos de agua.

El agua asociada a la producción de petróleo también puede ser inyectada en formaciones que exhiben interconexión hidrológica con los cuerpos de agua superficiales. Cuando el agua asociada a la producción de petróleo se utiliza para el incremento del flujo, la calidad de esta debe ser controlada para evitar el deterioro de la calidad de las aguas superficiales, siguiendo así con los criterios adoptados por el Estado de acogida. Por otra parte, la cantidad de agua añadida no debe aumentar la erosión excesiva o daños a los canales de flujo.

¹¹ EPA, 1999b, "The Class V Underground Injection Control Study, Volume 23, Subsidence Control Wells," EPA/816-R-99-014w, U.S. Environmental Protection Agency, Sept. Available at.



PETROBRAS

3.3 Uso agrícola

Tal vez el factor más importante para la utilización del agua asociada a la producción de petróleo en la agricultura incluye el contenido de sal en el agua. La mayoría de los cultivos no toleran la sal, y el riego constante con el agua salada puede dañar las propiedades del suelo. Además, si el agua es bebida por los animales con demasiada sal, pueden desarrollar trastornos digestivos.

Sin embargo, no toda el agua asociada a la producción de petróleo es igual de salada. Sin embargo, además del contenido de sal, la proporción relativa de sodio y otros iones son importantes porque el excesivo sodio es perjudicial para los suelos. Los científicos que trabajan en el estudio de los suelos utilizan el término "relación de adsorción de sodio (SAR) por sus siglas en inglés, para caracterizar las proporciones iónicas. La SAR se define como el peso de los miliequivalentes de sodio dividido por la raíz cuadrada de la suma de los pesos de los miliequivalentes de calcio y magnesio, dividido por 2, la ecuación es la siguiente:

$$SAR = \frac{Na^{+1}}{[(Ca^{+2} + Mg^{+2})/2]^{0.5}}$$

Cuando las aguas producidas están destinadas a uso agrícola, la relación costo-beneficio y costo-efectividad del tratamiento para eliminar la salinidad y la mejora de la SAR se convierten en consideraciones importantes.

3.3.1 Agua asociada a la producción de petróleo utilizada para riego

La calidad del agua para riego está determinada por la concentración y composición de los constituyentes en disolución. La calidad del agua es una consideración importante para la investigación de las condiciones de salinidad o contenido de sodio intercambiable en cualquier zona de riego. El riego es un factor importantísimo de salinización del suelo, cuando no es manejado correctamente. Existen numerosos ejemplos de ricas regiones agrícolas que como consecuencia de un riego inadecuado, se han salinizado, haciéndose improductivas. Todas las aguas de riego tienen un contenido mayor o menor de sales solubles. La tabla 12, muestra la calidad de agua para riego según **SCOFIELD, WILCOX AND MAGISTRAL**.



PETROBRAS

Generalmente durante el riego de cultivos se deben tener en cuenta tres parámetros críticos que son:

- **Salinidad:** Cuando se riega con aguas de alta salinidad se requiere una mayor cantidad de agua para lixiviar sus sales acumuladas, aumentando el riesgo de un nivel freático alto y hacen prácticamente imposible mantener por largo plazo la agricultura con riego, sin un adecuado sistema de drenaje

Tabla 12. Calidad de agua para riego según SCOFIELD, WILCOX Y MAGISTRAL

	Clase 1	Clase 2	Clase 3	Clase 4	Clase 5
Constituyente	Excelente	Buena	Permisible	Dudosa	Inadecuada
SDT (mg/L)	< 175	175 – 525	525 – 1400	1400 – 2100	> 2100
CLORUROS (mg/L)	< 150	150 – 250	250 – 430	430 – 710	> 710
BORO (mg/L)	< 0.5	0.5 – 1.0	1.0 – 2.0	2.0 – 2.5	> 2.5
Na (%)	< 20	20 – 40	40 – 60	60 – 80	> 80
CONDUCTIVIDAD (µmho/cm)	< 250	250 – 750	750 – 2000	2000 – 3000	> 3000
SULFATOS (mg/L)	< 190	190 – 340	340 – 580	580 – 960	> 960

Fuente: ROJAS, J. “Fundamentos de calidad de agua”. Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 2007

- **Contenido de sodio:** Contenidos relativamente altos de Sodio, o bajos de Calcio en el suelo y agua reducen la velocidad con que el agua de riego atraviesa la superficie del suelo (*Infiltración de Agua*). Esta reducción puede alcanzar tal magnitud que las raíces de los cultivos no reciben suficiente agua entre los riegos. Los problemas de infiltración ocasionados por la mala calidad del agua ocurren por lo general en los primeros centímetros del suelo y están ligados con la estabilidad estructural del suelo y con el contenido de Sodio en relación al Calcio. Los suelos sódicos cuando están húmedos, se vuelven pegajosos, y cuando se seca, forman una costra casi impermeable. Los factores de calidad del agua que Suelen influir en la infiltración son el contenido total de sales (*Salinidad*) y el contenido de *Sodio* en relación a los contenidos de Calcio y Magnesio. Una baja salinidad aumenta la velocidad de infiltración, mientras que una alta salinidad o una proporción alta de sodio sobre el calcio la disminuye. Cuando los cultivos son regados con aguas de alto contenido de Sodio, este elemento se acumula en los primeros centímetros de profundidad. Consecuentemente los agregados de esta capa superficial se dispersan en partículas mucho más pequeñas que obturan los poros del suelo.



PETROBRAS

- **Toxicidad:** Los problemas de Toxicidad surgen cuando ciertos elementos (*iones*) del suelo o del agua, son absorbidos por las plantas y acumulados en sus tejidos, en concentraciones lo suficientemente altas como para provocar daños y reducir sus rendimientos. Los iones de mayor importancia son el cloro (Cl^-), el Sodio (Na^+) y el Boro (B). La toxicidad puede ocurrir aun cuando estos iones se encuentren en concentraciones bastantes bajas. Sin embargo los problemas de toxicidad a menudo complican y complementan los problemas de *salinidad* y de *infiltración*. Los daños a las plantas ocurren cuando los iones tóxicos son absorbidos en cantidades significativas junto con el agua tomada por las raíces. Una vez absorbidos los iones son transportados a las hojas en donde se acumulan durante el proceso de transpiración. La magnitud de los daños depende del tiempo, concentración, tolerancia del cultivo y volumen de agua transpirada. Los síntomas de toxicidad, también pueden manifestarse cuando los iones tóxicos son absorbidos por las hojas que se mojan durante la aplicación de agua por aspersión. El Sodio (Na^+) y el Cloro (Cl^-) son los iones que principalmente absorben las hojas.
- **Otros problemas:** Existen otros problemas relacionados con la calidad del agua de riego, tales como el excesivo crecimiento vegetativo, el retraso en la maduración de los cultivos y su tendencia a encamarse, provocados por alta concentración de Nitrógeno en el agua de riego; las manchas en las hojas y frutos, provocadas por depósitos de sales aplicadas en el agua de operación con alto contenido de bicarbonato, yeso o hierro e irregularidades frecuentemente asociadas con aguas de pH anómalo. La presencia de sedimentos minerales y sustancias orgánicas en suspensión, puede causar serios problemas en los sistemas de riego, tales como obstrucción de compuertas, obstrucción de aspersores y emisores de goteo y daños a los equipos bombeo. Los sedimentos llenan los canales haciendo necesario mantenimiento y costosas limpiezas.

3.3.2 Agua asociada a la producción de petróleo utilizada para ganado

El ganado puede tolerar una amplia gama de contaminantes en el agua (Ayers and Westcot 1994¹²). En general, a menudo pueden tolerar niveles elevados de sólidos totales disueltos (TDS por sus siglas en inglés). En ciertas concentraciones, los animales empiezan a mostrar algún tipo de impedimento. El agua con un nivel de TDS menor de 1.000 ppm (partes por millón) se considera como una fuente de agua excelente. Aguas con niveles de TDS de 1.000 hasta 7.000 ppm se pueden utilizar para el ganado, pero pueden causar diarrea.

¹² Ayers, R.S., and D.W. Westcot, 1994, "Water Quality for Agriculture," Irrigation and Drainage Paper, 29 Rev. 1 (Reprinted 1989, 1994).



PETROBRAS

3.3.3 Uso del agua para el riego de la vida silvestre y el hábitat

Algunos proyectos en CBM en el área de Rocky mountain (Estados Unidos) han creado embalses que recogen y retienen grandes volúmenes de aguas asociadas a la producción de petróleo y gas.

En algunos casos, éstos cuentan con áreas de superficie de al menos varias hectáreas. Los embalses constituyen una fuente de agua potable para la vida silvestre y el hábitat de peces y aves acuáticas en un ambiente árido.

Es importante garantizar que la calidad del agua embalsada no creará problemas de salud para la vida silvestre. Los embalses también pueden ofrecer oportunidades adicionales de recreación como la caza, pesca, navegación y observación de aves. (ALL 2003¹⁴) presenta información sobre la localización y construcción de embalses de riego de la vida silvestre.

3.4 Uso Industrial

En zonas donde el recurso de agua es escaso, el agua asociada a la producción de petróleo podría convertirse en un recurso de reemplazo significativo en muchos procesos industriales, siempre que la calidad del agua siga siendo adecuada. El grado de tratamiento previo requerido depende de la calidad del agua y el uso previsto. El agua asociada a la producción de petróleo ya está siendo utilizada en diversos procesos industriales.

3.4.1 Uso como agua de refrigeración y generación de energía

El agua asociada a la producción de petróleo se utiliza para el abastecimiento de agua para producir vapor. Se ha reportado al menos un caso llevado a cabo por la compañía Chevron Texaco:

Después del ablandamiento, de alrededor de 360.000 bbl/d (Barriles por día) de agua asociada a la producción de petróleo de una instalación de Chevron Texaco en el centro de California, esta se envía a una planta de cogeneración donde sirve como fuente de agua de alimentación de calderas (Brost 2002¹³).

¹³ Brost, D.F., 2002, "Water Quality Monitoring at the Kern River Field," presented at the 2002 Ground Water Protection Council Produced Water Conference, Colorado Springs, CO, Oct. 16 17.

¹⁴ ALL , 2003, "Handbook on Coal Bed Methane Produced Water: Management and Beneficial Use Alternatives," prepared by ALL Consulting for the Ground Water Protection Research Foundation, U.S. Department of Energy, and U.S. Bureau of Land Management, July.



PETROBRAS

Otro uso potencial del agua asociada a la producción de petróleo es el agua de refrigeración. Por ejemplo en estados unidos el Servicio Geológico. (Hutson et al. 2004) y la industria de energía, retiró cerca de 136 mil millones de galones por día (más de 3 mil millones de bbl/d) de agua dulce para la refrigeración de las centrales eléctricas. El agua superficial ya no es suficiente para satisfacer las necesidades de la planta de energía. El agua asociada a la producción de petróleo representa una gran fuente de volumen de agua que podría servir como agua de reposición en una central eléctrica.



Figura 29. Torre de enfriamiento.

Fuente: J. Veil, Argonne Natl. Lab

3.4.2 Uso para control de polvo

En los campos de petróleo en tierra (On Shore), en muchas ocasiones los caminos y/o carreteras son de tierra, ya que quedan en lugares muy alejados del casco urbano y en ocasiones no hay un camino definido para llegar hasta tal punto, es por esto que las diferentes compañías invierten en la apertura de caminos, pero en muchos casos no son pavimentados lo cual puede generar considerables cantidades de polvo mientras se transporta por dichos caminos. Algunos organismos reguladores de petróleo y gas permiten el riego de caminos con aguas asociadas a la producción de petróleo para controlar el polvo. Esta práctica está generalmente controlada para que el agua no se aplique más allá de los límites de la carretera.

3.5 Uso doméstico

Muchas partes del mundo se caracterizan por un suministro limitado de agua potable. A la luz de la creciente demanda, los costos para el tratamiento de



PETROBRAS

nuevos suministros de agua siguen subiendo. Sin embargo, muchas de estas regiones son zonas de producción de petróleo y gas, produciendo cantidades importantes de agua asociada a la producción de estos. En el pasado, los costos para eliminar la salinidad y otros parámetros para volver el agua potable eran relativamente altos. Sin embargo, en los últimos años, los costos para desarrollar e implementar la tecnología de tratamiento han disminuido. Al mismo tiempo, las comunidades están dispuestas a pagar precios más altos por el agua limpia. Todo ello ofrece un incentivo fundamental para los muchos desarrolladores de tecnologías de tratamiento de agua que deseen entrar en el mercado.

3.5.1 Desalinización

La tecnología de desalinización se ha utilizado durante décadas en los buques y en las comunidades costeras. Debido a la creciente demanda de agua dulce y la disminución de los suministros, las comunidades optan más por la tecnología de la desalinización. El agua de mar ofrece una obvia fuente de agua cruda para las zonas costeras. Sin embargo, en las zonas del interior hay que buscar otras fuentes de agua salina. El agua salada subterránea se ha utilizado en algunos casos. En Texas, por ejemplo, se han realizado pruebas piloto utilizando el agua asociada a la producción de petróleo como fuente de agua para usos domésticos. La universidad A & M de Texas estableció un programa para desarrollar un sistema portátil de tratamiento de agua que se puede mover en los campos petroleros para convertir el agua asociada a la producción de petróleo en agua potable. Su objetivo fue aumentar los escasos recursos hídricos en las regiones áridas, mientras que también se proporcionaba a las empresas operadoras ganancias económicas en cuanto a la vida productiva de sus pozos (Burnett et al. 2002¹⁵; Burnett y Veil, 2004¹⁶).

¹⁵ Burnett, D., W.E. Fox, and G.L. Theodori, 2002, "Overview of Texas A&M's Program for the Beneficial Use of Oil Field Produced Water," presented at the 2002 Ground Water Protection Council Produced Water Conference, Colorado Springs, CO, Oct. 16-17.

¹⁶ Burnett, D.B., and J.A. Veil, 2004, "Decision and Risk Analysis Study of the Injection of Desalination By-products into Oil-and Gas-Producing Zones," SPE 86526, to be presented at the SPE Formation Damage Conference, Lafayette, LA, Feb. 13-14.



PETROBRAS

4. ALTERNATIVAS PARA LA DISPOSICION DEL AGUA ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE CAMPO BALAY

Para el desarrollo de las alternativas de uso posible de las aguas asociadas a la producción de petróleo del campo Balay se tuvo en cuenta la caracterización fisicoquímica del agua de producción a la salida de los separadores (ver ANEXO 6), así como también el análisis de compatibilidad del agua de campo Balay vs el agua del CPF Cusiana.

Para determinar las alternativas posibles de uso de estas aguas se realizó una comparación fisicoquímica del agua asociada a la producción de petróleo con los parámetros permisibles y tolerables para cada alternativa escogida. Los parámetros fisicoquímicos que se tuvieron en cuenta para la comparación son datos que se recolectaron a lo largo del estudio del proyecto, además para cada alternativa escogida se verificó que cumpliera con el decreto 1594 de 1984 (anexo 2) que estipula los parámetros permisibles para el uso del agua y residuos líquidos en Colombia.

Las alternativas seleccionadas fueron:

- Disposición del agua de producción en el campo; agua para riego, pozo inyector.
- Disposición del agua de producción en instalaciones externas; inyección en campos vecinos, eliminación comercial fuera de sitio.

4.1 Análisis de alternativas para la creación del sistema de manejo del agua de producción y su disposición in- situ.

4.1.1 Agua para riego de vía

Para el cumplimiento de los parámetros de esta alternativa se tomó como base los utilizados para uso agrícola, ya que estos presentan un alto grado de exigencia y una similitud en lo que respecta a la parte ambiental.

Según ANZECC 2000¹⁷. y el decreto 1594 de 1984, los parámetros primordiales a tener en cuenta en las aguas que se utilizan para riego agrícola son grasas y aceites, salinidad, sodicidad, metales pesados, y pH, además se debe tener en cuenta que aunque no se han reportado rangos específicos de temperatura y contenido de grasas y aceites, estos son parámetros que actuarán de forma desfavorable en valores muy altos. Cabe aclarar que la salinidad fue estimada a partir de la concentración del ion cloruro.

¹⁷ ANZECC 2000. Australian and New Zealand Guidelines for Fresh and Marine WaterQuality. October 2000. Australian and New Zealand Environment and Conservation Council. Agriculture and Resource Management Council of Australia and New Zealand.



PETROBRAS

4.1.1.1 Evaluación de la salinidad

La concentración de cloruros medida en el agua a la salida de los separadores es de 11350 mg/L, la cual al compararla con los rangos de salinidad establecidos por ANZECC 2000 (Anexo 3), se observa que se encuentra en un rango de salinidad muy por encima del parámetro establecido (700 mg/L) y cuando se riega con aguas de alta salinidad se requiere una mayor cantidad de agua para lixiviar sus sales acumuladas, aumentando el riesgo de un nivel freático alto.

4.1.1.2 Evaluación de la sodicidad

Aguas con alto sodio (Alta Relación de Absorción de Sodio “SAR”) usadas por el riego muchas veces resultan en problemas de permeabilidad en el suelo debido a los altos niveles de Na con respecto al nivel del Ca y Mg¹⁸ (Ver sección 3.3). La evaluación de la sodicidad para el agua de campo Balay arrojó como resultado 186 mg/L, la cual al compararla con los rangos de sodio establecidos por ANZECC 2000 (Anexo 3), se observa que se encuentra dentro de un rango permisible (máximo 460 mg/L). Contenidos relativamente altos de Sodio, o bajos de Calcio en el suelo y agua reducen la velocidad con que el agua de riego atraviesa la superficie del suelo (*Infiltración de Agua*), los problemas de infiltración ocasionados por la mala calidad del agua ocurren por lo general en los primeros centímetros del suelo y están ligados con la estabilidad estructural del suelo y con el contenido de Sodio en relación al Calcio. Los suelos sódicos cuando están húmedos, se vuelven pegajosos, y cuando se seca, forman una costra casi impermeable.

4.1.1.3 Evaluación del p.H

La ANZECC 2000 describe niveles de pH permisibles para aguas de riego¹⁹ entre 5 - 6 unidades (Ver anexo 3). El decreto 1594 de 1984 en su artículo 40 sobre los criterios admisibles del agua para uso agrícola establece niveles de pH entre 4.5 - 9 unidades (Ver anexo 2), los cuales al compararlos con el dato medido en la salida de separadores (6.6 unidades), se observa que se encuentran dentro del rango estipulado por el decreto.

¹⁸ Sánchez V Javier, Clasificación y uso de las aguas de riego, Fertitec S.A.

¹⁹ http://www.infoagro.com/abonos/pH_suelo.htm.



PETROBRAS

4.1.1.4 Evaluación del contenido de grasas y aceites

No se encontraron reportes que indiquen valores puntuales sobre niveles de grasas y aceites en el agua de irrigación, sin embargo el decreto 1594 de 1984 en su artículo 40 establece que no deben existir películas visibles de grasas y aceites en el agua de riego (Ver anexo 2). El contenido de grasas medido a la salida del separador en el campo Balay es de 10.6 mg/L OIW.

4.1.1.5 Evaluación de la temperatura

En la literatura revisada no se encontraron reportes que establezcan rangos de temperatura para el agua de riego, sin embargo este parámetro debe tenerse en cuenta debido a que en la mayoría de casos el agua proveniente de los procesos de tratamiento, resultan en niveles elevados de temperatura, y necesitan un posterior tratamiento para disminuir la misma. La temperatura medida en la salida de los separadores es de 51°C.

4.1.1.6 Evaluación del hierro

El decreto 1594 de 1984 sobre usos del agua y residuos líquidos, en su artículo 40 (Ver anexo 2) estipula niveles de hierro de 5 mg/L en el agua para uso agrícola. El contenido de hierro medido en la salida de los separadores es de 8.7 mg/L encontrándose fuera de los parámetros permisibles establecidos por la norma colombiana por lo que se recomienda utilizar un secuestrante de hierro para el tratamiento del agua.

4.1.1.7 Análisis

Como se observa, la calidad del agua en la salida de los separadores de campo Balay no está apta para ser utilizada en el sector agrícola lo que indica que para nuestro caso (riego de la vía) tampoco sería adecuada, debido a su alta salinidad (11350 mg/L Cl) y niveles de sodio e hierro inadecuados. Además de ello, también se debe tener en cuenta la concentración de grasas y aceites, ya que como lo estipula el decreto no debe existir película visible de esta, pues afectaría la zona que se pretende regar.

Existen diferentes tratamientos para reducir la salinidad y las grasas del agua (Ver sección 2.3.2.1), uno de estos y de los más utilizados es la Osmosis Inversa debido a su amplia gama de remoción de sales (hasta 500 mg/L TDS para agua de mar y 20 mg/L para agua salobre. AFFA 2000²⁰) y metales pesados.

²⁰ AFFA, 2002, *Economic and Technical Assessment of Desalination Technologies in Australia: With Particular Reference to National Action Plan Priority Regions; Agriculture, Fisheries and Forestry – Australia* (2002).



PETROBRAS

Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente y los parámetros fisicoquímicos evaluados, el sistema de tratamiento por osmosis inversa es el más apropiado para el refinado y la puesta dentro de parámetros al agua de campo Balay, llevando el agua de producción a cumplir los parámetros requeridos para ser utilizada para el riego por aspersión en vías.

Ventajas:

- Su disposición final es un procedimiento de fácil operación.
- Se reduce la cantidad de vehículos que transitan por la vía, al no utilizar los carrotanques que estaban destinados a sacar el agua de producción para tratamiento en plantas externas.
- Disminución del impacto generado por la cantidad de polvo que se levanta de la vía, por el paso de vehículos y por el aumento en el riego.
- El sistema de osmosis inversa funciona con membranas modulares, lo que significa que si el caudal a tratar aumenta, se puede aumentar el número de membranas para cumplir con el requerimiento.

Desventajas:

- Por su alto contenido de cloruros, el mantenimiento de las membranas de osmosis será muy frecuente.
- El límite máximo que tiene la osmosis inversa son 52 membranas por unidad y a medida que aumente el caudal de agua de producción se pueden aumentar el número de estas excediendo su límite.
- La licencia de desarrollo no permite el vertimiento de aguas de producción, así el agua tratada cumpla con los parámetros ya mencionados.

4.1.2 Inyección de agua.

A raíz del resultado de la perforación del Bal-003 (pozo seco) surgió la idea de disponer de éste como pozo inyector del agua de producción de campo Balay, ya que posee buena parte de la infraestructura necesaria para hacerlo, sin embargo, el poco estudio que se le hizo a la formación del Bal-003 crea cierta incertidumbre capaz de reversar el proyecto, es por ello que se realizaron pruebas de inyectividad hacia la formación. En donde se pudo concluir que se requiere una



PETROBRAS

gran cantidad de presión (4500 psi) a fin de inyectar el agua de producción, y que a su vez indica que la formación no es la más apta para ser considerada como zona de inyección.

El alto costo que se generará por la implementación de bombas (necesarias para alcanzar estas presiones), sumado con la buena expectativa que se ha generado con Bal-004 (actualmente perforando) han hecho que Bal-003 tome un rumbo totalmente distinto, a tal punto de proyectarse de ser un pozo inyector a uno productor, pues se estudia seriamente la posibilidad de realizarle un side track y posicionarlo en la misma zona de Bal-004.

Cabe mencionar que esto solo ocurrirá si el cuarto pozo de campo Balay resulta todo un éxito.

Por lo anterior se deja en claro que la opción de inyectar en el propio campo es una alternativa que por el momento no tendrá mucho acogimiento, pues siendo un campo en desarrollo el interés principal es la producción del conocido “oro negro”.

Ventajas:

- Menor cantidad de vehículos transitando por la vía (carro tanques para agua de producción)
- Reducción del polvo en la vía.
- La licencia de desarrollo contempla esta alternativa.

Desventajas:

- Requiere una inversión inicial.
- Mantenimiento del sistema.
- Consumo de combustible para generación.

4.2 Análisis de alternativas para la creación del sistema de manejo del agua de producción y su disposición en instalaciones externas

Ventajas:

- No requiere de una inversión inicial.
- La licencia de desarrollo contempla esta alternativa.
- No hay que realizar ningún tipo de mantenimiento a equipos

Desventajas:

- Alto flujo vehicular sobre la vía.



PETROBRAS

- Deterioro prematuro de la vía.
- Costo por transportarla a la planta de tratamiento externa.
- Mayor posibilidad de presentarse un accidente sobre la vía.

4.2.1 Eliminación comercial fuera del sitio

Desde marzo de 2012, PETROBRAS ha venido disponiendo parte del agua de producción a la empresa SERPET JR., la otra parte se dispone a campo Santiago (cada vez recibiendo menor volumen de agua en este último). Al ser un campo en desarrollo, el volumen de agua a manejar es relativamente pequeño, siendo la eliminación comercial fuera del sitio una opción muy a tener en cuenta en estos momentos, No obstante, no es la alternativa definitiva, ya que como se ha mencionado anteriormente, el volumen del agua crecerá al transcurrir el tiempo y ya no sería una opción rentable. Por lo que probablemente esta opción a largo plazo se descartará.

Recientemente se realizó una licitación abierta donde se invitaron a varias empresas de la región con el fin de seleccionar la propuesta más viable económica y ambientalmente, entre las empresas licitantes se encuentran ECOPLANTA, GEOAMBIENTAL, SERPET JR e INGECOLEOS, siendo esta ultima la mejor opción para la compañía.

La planta de Ingecoleos recibe aguas de distintas compañías petroleras, éstas se mezclan entre sí en piscinas de un tamaño aproximado de 3 hectáreas, de allí se transfieren a otra piscina de mayor capacidad donde se deja el agua en reposo para que su temperatura disminuya, posteriormente, se le añade un coagulante al agua para separar los sólidos de ésta. El agua separada es tratada y aspersada en un campo de 22 hectáreas propio de Ingecoleos, mientras que el material solido que queda como residuo es incinerado en calderas y convertido en ceniza, para luego ser aprovechado y utilizado en la fabricación de material organico (abono a vegetación).

Desventajas:

- Ingecoleos al ser una empresa relativamente nueva (3 años), no brinda una alta garantía en lo que respecta a la gestión de riesgos.

4.2.2 Inyección de agua para recuperación mejorada

Para la inyección del agua de producción es importante tener en cuenta parámetros tales como; sólidos totales disueltos (TDS por sus siglas en inglés), sólidos suspendidos, oxígeno disuelto, dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno,



PETROBRAS

grasas y aceites, bacterias. En el caso particular del campo Balay los parámetros relevantes son los cloruros, las grasas y aceites, y los TDS.

Para esta alternativa se realizaron acercamientos a distintos campos de la región, con el principal objetivo de disponer el agua de producción de campo Balay en dichas instalaciones, de estas negociaciones se obtuvieron 2 respuestas favorables, Ecopetrol (Campo Santiago) y Equión (Campo Cusiana) las cuales mostraron interés en participar en el proyecto.

En Campo Santiago, Se viene de un proceso tiempo atrás, pues éste pertenecía hasta febrero 29 de 2012 a Petrobras y el agua que producía Balay se enviaba en su totalidad a un costo muy bajo por disposición, pero por terminación del contrato de asociación pasó a ser parte de Ecopetrol, en donde se renegotió la tarifa de disposición entre las partes, logrando acordar un precio que, aunque no era el mismo al anterior, seguía siendo rentable para Petrobras.

Debido al incremento del corte de agua de Santiago y con el transcurrir del tiempo, Ecopetrol solicitó a Petrobras el mejoramiento de la planta de inyección de Santiago, a esto se le suma la pronta culminación de su licencia de vertimiento, lo que implicaría que el agua de campo Santiago que está destinada a ser vertida, por reglamento va a ser inyectada.

En Campo Cusiana: La situación es un poco diferente, ya que los acercamientos realizados dejaron una mejor sensación entre los interesados, pues conociendo la necesidad que existe en campo Balay de disponer su agua lo más rentable posible, se le adiciona la necesidad que tiene Equión por incorporar este preciado fluido a sus pozos inyectoros (su producción no es suficiente) a fin de mantener la presión del pozo al igual que contribuir al recobro mejorado.

Al ser aguas de distintas zonas, se hizo necesario realizar un análisis de compatibilidad a fin de determinar qué tan similares son estas aguas o qué tratamiento se debe realizar para que lo sean, todo con el objetivo de evitar daños a la formación receptora de estos fluidos.

El informe realizado contiene los resultados de compatibilidad entre el agua de formación del pozo Balay-2 y el agua de producción del CPF de Cusiana. Esta evaluación obedece a la necesidad de disponer el agua producida en el Campo Balay, operado por la Empresa Petrobras, teniendo como alternativa el envío de la misma hasta el CPF de Cusiana.



PETROBRAS

Para asegurar que no se presenten problemas operativos al mezclar esta agua con la de producción en Cusiana, se realizaron pruebas de interacción fluido-fluido entre ellas, para lo cual se ejecutaron las siguientes actividades:

1. El análisis fisicoquímico del agua de formación del pozo Balay-2 (tomado como representativa del Campo) y el agua producida en el CPF de Cusiana (TK-60001).
2. Compatibilidad simulada entre estas dos aguas.

Para adelantar los análisis *in situ* y preservar muestras para las pruebas en ICP, se tomaron las muestras de agua de producción tanto de Balay como de Cusiana para la caracterización de aniones y metales y junto con los resultados de los análisis *in situ* se obtuvo la caracterización fisicoquímica completa. Con estos datos se alimentó el software especializado Scale Chem y se corrieron las pruebas de compatibilidad a condiciones de temperatura y presión de facilidades.

La metodología empleada en la evaluación fisicoquímica de las aguas evaluadas es descrita a continuación:

Las muestras tomadas se analizaron para determinar parámetros *in situ* y se llevaron a los laboratorios de Aguas y Suelos y Espectroscopía de Ecopetrol-ICP. La caracterización *in situ* incluyó el análisis de pH, conductividad, hierro soluble, alcalinidad y gases (CO₂, H₂S).

El Laboratorio de Aguas y Suelos realizó los análisis de aniones (Cl y SO₄), el de Espectroscopía llevó a cabo el análisis de los metales Na, K, Ca, Mg, Sr, Ba, Si.

Se tomaron muestras de fluido en cabeza de pozo y se separó el agua *in situ* para su análisis. Los análisis *in situ* se realizaron con los siguientes equipos: Conductividad y pH, Horiba D-54. El análisis de los gases disueltos y el hierro soluble se realizaron colorimétricamente empleando los kits estándar de Chemetrics®.

El índice de estabilidad es una primera aproximación para conocer el carácter de un agua (corrosiva o incrustante). Sin embargo para predecir el tipo y potencial de escamas de acuerdo con las condiciones de presión y temperatura, es necesario alimentar los datos fisicoquímicos a un software especializado (OLI Scalechem 3.2.) que reporta de manera más detallada dicha predicción.

El escenario más favorable para la formación de escamas de tipo carbonato en los pozos productores, sucede cuando existe una caída de presión (fenómeno que ocurre desde el fondo de pozo hasta superficie) y en los puntos donde se

conservan altas temperaturas (Ver figura 30). Por estas razones para las aguas de formación la simulación se hace con una depleción de presión desde P_{wf} (presión de fondo fluyendo) hasta presión en cabeza de pozo. Igualmente se considerará una temperatura de fondo y una temperatura de superficie.

La precipitación de escamas de tipo carbonato como la calcita, se favorece por los incrementos de temperatura, el aumento del pH y por las caídas de presión que permiten la liberación de CO_2 disuelto que produce el desplazamiento del equilibrio químico de las especies en solución hacia la precipitación de carbonato, como se ilustra en la siguiente ecuación:



Con base en las condiciones termodinámicas y las características fisicoquímicas de las aguas de formación evaluadas, se determinó la tendencia de escamas (Scale Tendency: ST).



Figura 30. Variaciones de las condiciones termodinámicas que afectan la formación de escamas

Mediante el software especializado SCALECHEM se predice el mineral o minerales que en un momento dado pueden precipitar, al mezclar aguas en diferente proporción a determinadas condiciones de presión, temperatura y caudal, que normalmente son las del yacimiento receptor o las de una profundidad determinada. Esta simulación se realiza con base en los análisis fisicoquímicos de las aguas.



PETROBRAS

La tendencia de un mineral a precipitar o permanecer en solución está determinada por el índice de Escamas (SI: scale index) o la Tendencia de Escamas (ST: scale tendency). En general, valores positivos de SI (>0) indican tendencias a la precipitación y negativos a disolución. Valores mayores a 1 (>1) en la tendencia a la saturación indican las veces que el agua está sobresaturada y teóricamente podría precipitar el mineral. Esta predicción está basada en la termodinámica. Cinéticamente se considera que para que haya evidencia física de la presencia del mineral precipitado, ST deberá ser mayor de 4.

Adicionalmente, se calcula una cantidad estimada de “scale” que podría precipitar a condiciones específicas, datos que sirven como referencia para establecer la criticidad del problema en cada punto. Esta cantidad depende del caudal que se maneje en el proceso, la presión y la temperatura. La predicción se refina y se hace más confiable en la medida que se cuente con información de la composición del gas y del hidrocarburo que estén en equilibrio con el agua evaluada.

Las condiciones de presión y de temperatura utilizadas para la simulación de las compatibilidades fueron desde 14,7 psi y 77°F hasta 100 psi y 104 °F.

La Tabla 13 contiene los resultados del análisis fisicoquímico de las muestras de agua evaluadas.

Tabla 13. Caracterización fisicoquímica de las aguas evaluadas.

N°	SAMPLE ID	FECHA MUESTREO	PARAMETRO MUESTRA	Na ⁺	K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Ba ⁺⁺	Sr ⁺⁺	Fe ⁺⁺	STD	SALINIDAD	TURBIDEZ	SO ₄
				mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L NaCl
1	200675791	27-Sep-11	AGUA DE PRODUCCION POZO BALAY 2	1117	20.4	147.0	14.2	3.4	9.5	75.0	3814.1	3493	62.5	40.0
2	200675792	28-Sep-11	AGUA DE PRODUCCION CPF CUSIANA TK 600	3636	95.6	594.0	72.0	7.1	42.0	12.5	11085.5	11569	>1000	98.8

N°	SAMPLE ID	FECHA MUESTREO	PARAMETRO MUESTRA	pH	T	RESISTIV.	H ₂ S	O ₂ DIS.	CO ₂	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	SO ₄ ²⁻	Cl	CONDUCTIV.
					(°C)	Ohm g 25°C	mg/L	ppb	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L
1	200675791	27-Sep-11	AGUA DE PRODUCCION POZO BALAY 2	6.87	34.0	1.94	ND	ND	130	464	0.00	4.11	1928	5.16
2	200675792	28-Sep-11	AGUA DE PRODUCCION CPF CUSIANA TK 600	6.36	29.7	0.64	ND	100	210	458	0.00	65	6835	15.62

ND: No Detectado.

NF: No realizado

STD: Sólidos Disueltos Totales



PETROBRAS

Agua de Producción pozo Balay - 2

Esta agua presenta una salinidad equivalente de 3493 mg/L como NaCl, típica de agua salobre. La concentración de CO₂ disuelto fue 130 ppm, lo cual puede generar fenómenos corrosivos en facilidades. Presenta un pH levemente ácido y una concentración alta de hierro de 75 ppm, que confirma la corrosividad del CO₂ presente el agua.

Según el índice de estabilidad calculado a 40°C, como una primera aproximación, esta agua adicionalmente tiende a ser incrustante, es decir es factible que forme incrustaciones de tipo carbonato.

Agua del CPF de Cusiana:

Presenta una salinidad equivalente de 11569 ppm como NaCl, lo cual la clasifica como agua salada. La concentración de CO₂ disuelto fue 210 ppm, mucho mayor que el observado en el agua de Balay y en consecuencia, con mayor potencial de generar fenómenos de corrosión. Presenta un pH levemente ácido y una concentración moderada de hierro de 12.5 ppm. Según el índice de estabilidad calculado a 40°C, como una primera aproximación, esta agua también tiende a ser incrustante, es decir, a formar incrustaciones tipo carbonato.

Con base en las condiciones termodinámicas y las características fisicoquímicas de las aguas de producción evaluadas, se determinó la tendencia de escamas (Scale Tendency: ST) y la cantidad en lb/BI que se podría formar. Este último dato debe manejarse con precaución, pues sólo se puede tomar como una abundancia relativa posible. La simulación se hizo con una depleción de presión desde 100 psi hasta 14.7 psi y la temperatura desde 104°F hasta 77°F, tratando de simular las condiciones de mezcla de las aguas. La información obtenida aparece en la tabla 14 y figuras 31 y 32. Valores de ST \geq 4 indicarían que físicamente se tendría evidencia de la presencia de la escama.



PETROBRAS

Tabla 14. Tendencia de escamas y abundancia relativa para las aguas de producción evaluadas.

Agua de Producción	P=14.7 ; T = 77F						P=100 ; T = 104F					
	CaCO ₃		BaSO ₄		FeCO ₃		CaCO ₃		BaSO ₄		FeCO ₃	
	S.T.	Lb/Bl	S.T.	Lb/Bl	S.T.	Lb/Bl	S.T.	Lb/Bl	S.T.	Lb/Bl	S.T.	Lb/Bl
Balay - 2	1.0207	0.0000	2.1739	0.0009	26.2956	0.0482	1.5032	0.0000	1.2700	0.0003	39.9049	0.0500
CPF Cusiana	0.6770	0.0000	17.9329	0.0040	0.7827	0.0000	1.0166	0.0000	9.9094	0.0038	1.2173	0.0014

S.T.: Scale Tendency

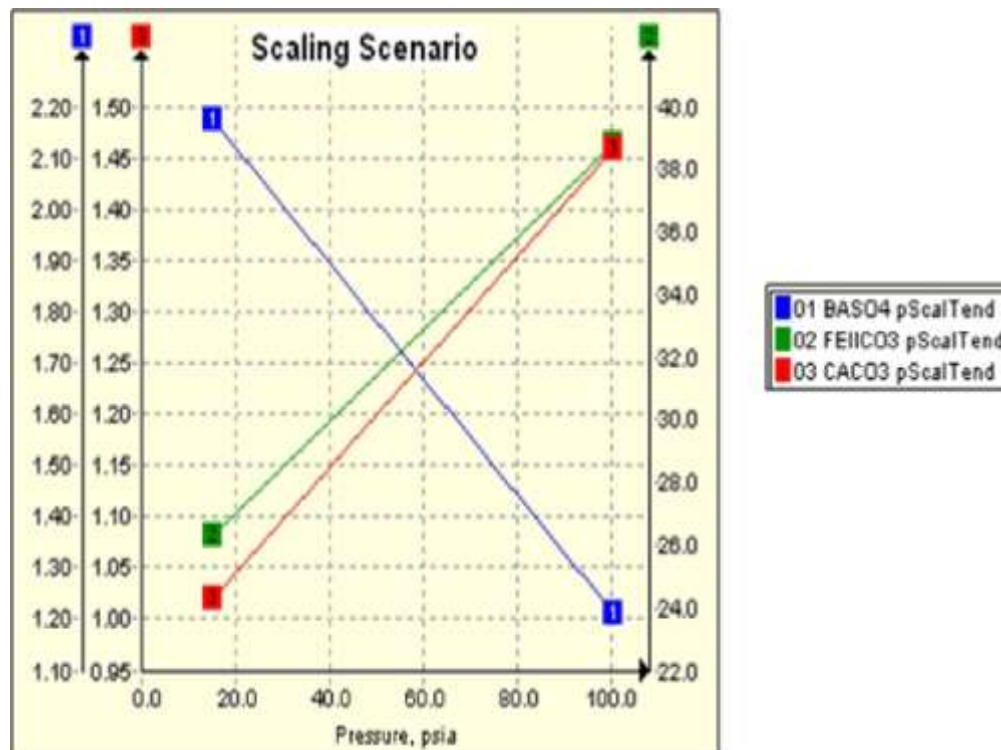


Figura 31. Tendencia de escamas del agua de producción del pozo Balay-2

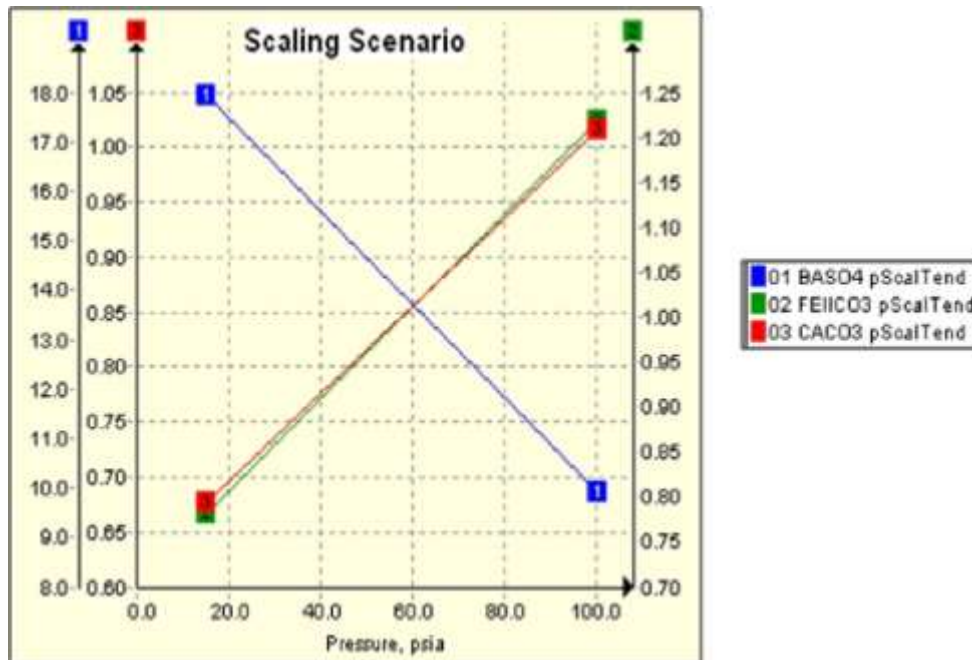


Figura 32. Tendencia de escamas del agua de producción del CPF Cusiana

De acuerdo a los resultados obtenidos, las aguas de producción evaluadas presentan tendencia a la formación de minerales tipo carbonato (CaCO_3 y FeCO_3) y de tipo sulfato (BaSO_4). En el agua de producción del pozo Balay-2 el mineral predominante a formarse es carbonato de hierro (siderita), debido a la presencia de Fe soluble, mientras que para el agua de producción de Cusiana, la Barita (BaSO_4) es el mineral crítico.

En el primer caso, la precipitación de siderita se podría prevenir controlando los fenómenos de corrosión (lo cual reduciría la concentración de Fe en el agua) y/o dosificando un secuestrante de hierro, para inhibir su reacción con el bicarbonato del agua y bloquear su formación.

Para el agua de producción del CPF de Cusiana, la barita, con valores de ST entre 10 y 18 es el mineral con tendencia crítica a precipitar. En este caso la única forma de prevenir su formación es aplicando inhibidores de escamas apropiados y en el punto adecuado, según la configuración del sistema. Este mineral una vez formado, se considera muy difícil de disolver.



PETROBRAS

Compatibilidad simulada

La compatibilidad simulada permite establecer la tendencia a la precipitación de diferentes tipos de minerales de las aguas individuales o de sus mezclas basada en la composición fisicoquímica y a condiciones de presión y temperatura. Adicionalmente se puede estimar la cantidad de mineral que puede precipitar. Como se advirtió anteriormente este valor debe tomarse como una abundancia relativa y no como un valor estrictamente cuantitativo. La compatibilidad simulada se realizó para las mezclas del agua de producción del pozo Balay-2 y del CPF de Cusiana a condiciones de temperatura y presión de: $T=104^{\circ}$ y $P= 100$ psi. En la tabla 3 y figura 4 se observan los resultados obtenidos en esta prueba.

Al realizar las mezclas del agua del pozo Balay-2 con la producida en Cusiana (TK-60001), se observa que la tendencia natural que tiene esta última a formar Barita se disminuye considerablemente. La tendencia a la formación de carbonato de calcio aumenta levemente al adicionar el agua del pozo Balay-2, sin embargo, estos ligeros cambios no se consideran relevantes.

La tendencia a formar siderita ($FeCO_3$) en el agua de producción de Cusiana, se incrementa al mezclarse con la del campo Balay. Como se mencionó antes, esta condición es debida a la concentración de Fe disuelto en agua de Balay. Para prevenir este problema y viabilizar la mezcla de esta agua con la de Cusiana, se recomienda aplicar un secuestrante de hierro y a mediano plazo dosificar un inhibidor de corrosión para reducir los fenómenos corrosivos en el sistema, que provocan los altos niveles de Fe disuelto.

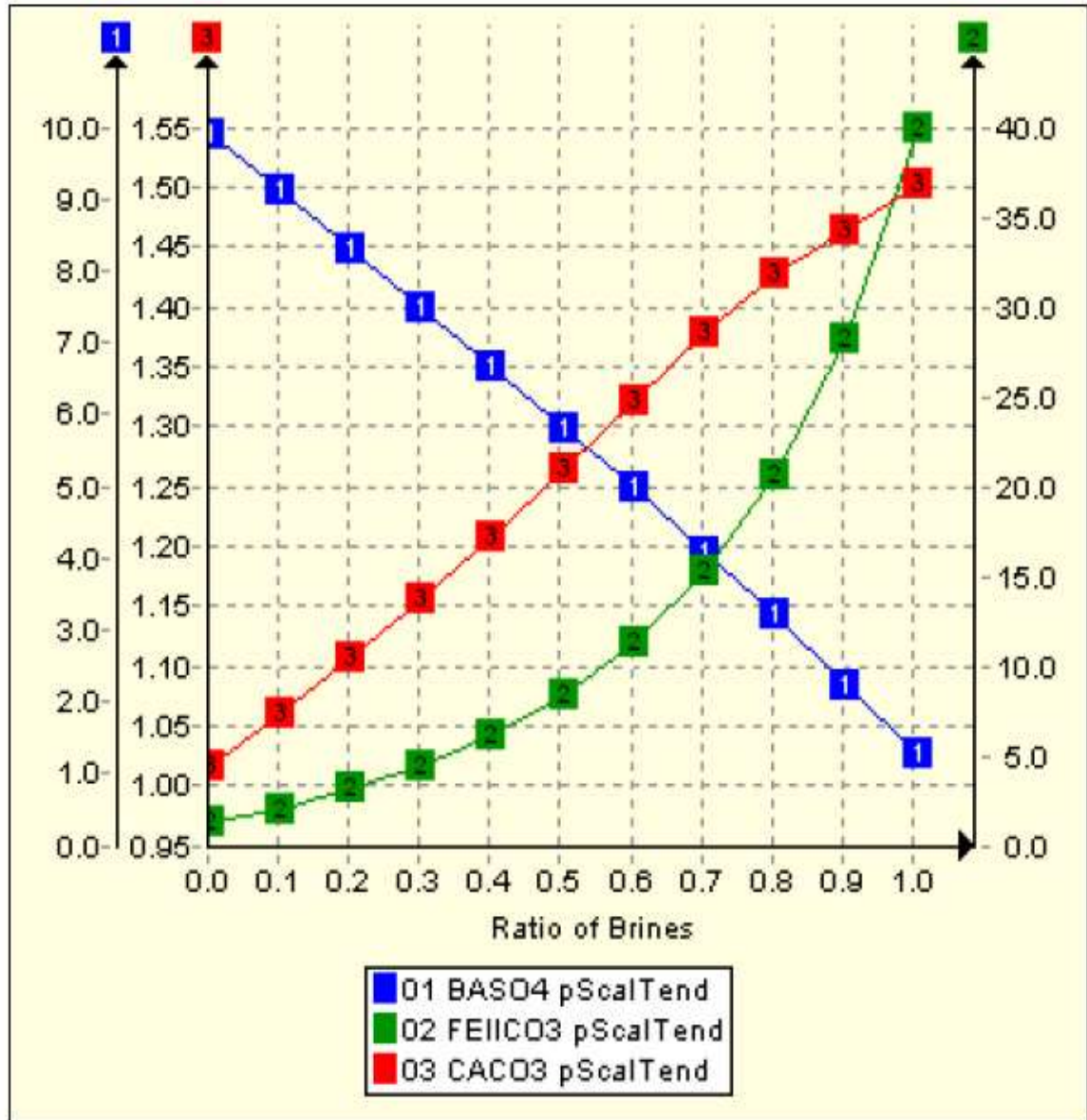


Figura 33. Tendencia a la formación de escamas del agua de producción Balay 2 Vs. Agua del CPF Cusiana.



PETROBRAS

Tabla 15. Compatibilidad simulada entre agua de producción Balay 2 Vs. Agua CPF Cusiana

BALAY-2 VS CPF CUSIANA (P= 100 psi, T= 104°F)						
% AGUA BALAY 2	S.T. CaCO3	S.T. BaSO4	S.T. Fe2CO3	CaCO3 (lb/bl)	BaSO4 (lb/bl)	Fe2CO3 (lb/bl)
100	1.5032	1.2700	39.9049	0.0000	0.0003	0.0500
90	1.4626	2.2392	28.1269	0.0000	0.0011	0.0451
80	1.4284	3.1908	20.6160	0.0000	0.0016	0.0401
70	1.3773	4.0939	15.2345	0.0000	0.0020	0.0352
60	1.3205	4.9650	11.3003	0.0000	0.0023	0.0303
50	1.2630	5.8146	8.3693	0.0000	0.0025	0.0255
40	1.2075	6.6491	6.1480	0.0000	0.0028	0.0206
30	1.1548	7.4731	4.4388	0.0000	0.0030	0.0158
20	1.1054	8.2898	3.1060	0.0000	0.0033	0.0110
10	1.0594	9.1013	2.0548	0.0000	0.0035	0.0062
0	1.0166	9.9094	1.2173	0.0000	0.0038	0.0014

ANÁLISIS:

- El agua de producción del pozo Balay-2 tiene una considerable tendencia a la formación de carbonato de hierro (siderita), debido a la alta concentración de Fe disuelto, proveniente de fenómenos corrosivos.
- El agua de producción del CPF de Cusiana presenta tendencia a la formación de barita, lo cual es crítico en la medida que al formarse se requiere de técnicas especializadas para su remoción y su prevención requiere de inhibidores de escamas.
- La mezcla del agua de producción del Campo Balay con la del CPF de Cusiana, puede aumentar la tendencia a formar siderita en esta última. Para prevenir este problema y viabilizar la mezcla de estas aguas, se recomienda aplicar al agua de Balay un secuestrante de hierro y a mediano plazo dosificar un inhibidor de corrosión para reducir los fenómenos corrosivos en el sistema y disminuir la concentración de Fe disuelto.

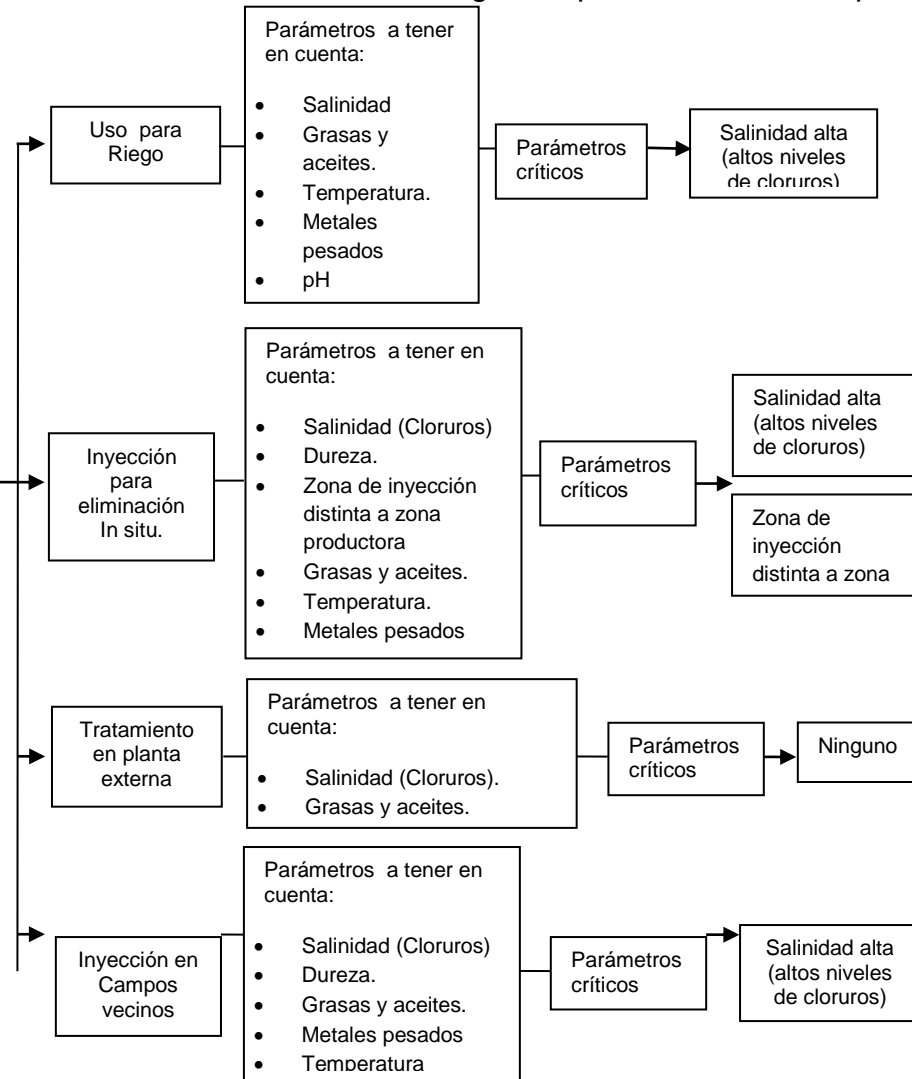


PETROBRAS

Figura 34. Análisis de alternativas del sistema de agua de producción del campo balay

PARAMETROS	PUNTO DE MUESTREO	SALIDA DEL SEPARADOR
	FECHA	26-07-2012
TEMPERATURA CAMPO	° C	
pH	Unidades	6.6
ALCALINIDAD	mg/L CaCO ₃	233
CLORUROS	mg/L Cl ⁻	11350
DUREZA TOTAL	mg/L CaCO ₃	4936
DUREZA DE CALCIO	mg/L CaCO ₃	4416
DUREZA DE MAGNESIO	mg/L CaCO ₃	520
HIERRO TOTAL	mg/L Fe	8.7
BARIO	mg/L Ba	24.6
SULFATOS	mg/L SO ₄ ²⁻	34
TURBIDEZ	NTU	130
GRASAS Y ACEITES	mg/L OIW	10.6

Tomado de: INTERTEK, Empresa prestadora de servicios para PETROBRAS. Julio 2012





PETROBRAS

ESTIMACIÓN DE COSTOS

Se debe tener en cuenta que todo proyecto evaluado económicamente en la industria petrolera va a depender del precio del crudo WTI actual, ya que con este valor se pueden comparar los ingresos y egresos posibles en el proyecto.

Para las alternativas planteadas del uso del agua como riego o inyección en campos vecinos se prevé implementar una planta de osmosis, en donde se debe tener en cuenta costos que conlleva la instalada y la puesta en funcionamiento. La compañía Weatherford presentó una propuesta para la instalación de una planta piloto de osmosis inversa, la cual se detalla a continuación:

Tabla 16. Propuesta de Weatherford para instalación de la planta piloto de osmosis inversa

ITEM	DETALLE	COSTO EN DOLARES
1	<i>Movilización/Desmovilización</i>	US \$40.000
2	<i>Tarifa mensual para tratamiento de 1500BBIWD</i>	US \$138.455
3	<i>Reposición de ser membranas RO</i>	US \$25.000
4	<i>Tarifa adicional por BBIWD</i>	US \$3.1

De acuerdo a lo anterior, el costo generado por este proyecto piloto sería de alrededor US\$ 480.365, no incluye IVA y es por 3 meses. Considerando que el volumen actual de agua producida por el campo Balay es de 3100 bls, el tratamiento adicional de los 1600 bls tendría un costo de US\$4960/día, US\$ 446.400 para los 3 meses. Para un total de US\$ 926.765 durante el periodo de prueba.

El costo por barril tratado sería de US\$ 3.3.

Aparte del costo que repercute tratar el agua, también es necesario estimar el costo de su transporte hacia la zona donde se desea llevar (riego de vía), pues como se menciona anteriormente sería un proyecto in-situ, a continuación se muestra el costo estimado.

Tabla 17. Estimación del costo de transporte para la implementación de las plantas pilotos para la osmosis inversa.

ALTERNATIVA	TRATAMIENTO – OSMOSIS INVERSA	TRANSPORTE
<i>Riego en la vía</i>	US \$ 3,3	US \$ 0,29



PETROBRAS

El costo total por disponer el agua en parámetros permitidos y utilizarla en el riego de la vía es de US\$ 3,59.

Para la implementación de la inyección de agua in-situ se debe contemplar una serie de infraestructuras y elementos (tanques decantadores, Filtros de cascara de nuez, bombas booster, etc.) que se deben de incorporar para adecuar el pozo Bal-003.

A continuación se detalla el presupuesto de los eventos relevantes para el 2013, en donde se plantea un estimado del proyecto de pozo inyector (US\$ 1'966.0.000). Para hallar una aproximación del costo por barril, supondremos una producción de agua de 1'400.000 bls por año (3836 bls de agua/día). El costo estimado por barril es de US\$ 1,4.

Tabla 18. Presupuesto de los eventos relevantes para el 2013

PRESUPUESTO ESTIMADO		2013 (US \$)	
DETALLE	CANTIDAD	Vr Unitario	Vr Total
<i>Facilidades de producción – fase final</i>	1	600.000	600.000
<i>Pozos de inyección</i>	1	1'966.000	1'966.000
<i>Work Over</i>	1	509.000	509.000
<i>Completamiento de pozos</i>	1	1'150.000	1'150.000

Para la alternativa de inyectar en campos vecinos se tiene en cuenta la tarifa de transporte y la de inyección, la primera se estableció en un sondeo de mercado con la compañía PRODECA S.A. (empresa transportadora de agua en campo Balay) y quedó establecida en US\$ 1,95, mientras que la tarifa de inyección no se ha definido por lo que se tomó un costo similar al que se manejaba en campo Santiago.

El costo estimado por barril es de US\$ 3,1

Tabla 19. Estimación del costo de transporte para la alternativa de inyectar en campos vecinos.

ALTERNATIVA	TRANSPORTE	INYECCIÓN
<i>Inyección a campo Cusiana</i>	US \$ 1,95	US \$ 1,2



PETROBRAS

La alternativa de la planta de tratamiento externa además de considerar la tarifa de disposición del agua de producción como tal, se debe incluir el costo generado por su transporte.

Con el nuevo contrato que se adjudicó se logró reducir los costos en el tratamiento y transporte del agua, lo que generará una optimización del 27% con respecto a la cifra que se estaba pagando anteriormente.

El costo estimado por barril es de 4.4 Bls (TRM: \$1785)

Tabla 20. Tarifas de manejo, transporte, tratamiento y disposición final del agua de producción

TARIFAS DE MANEJO, TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN FINAL DEL AGUA DE PRODUCCIÓN			SERPET JR	INGECOLE OS
ITEM	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	UNIDAD	Vr Unitario	Vr Unitario
1	<i>Manejo, tratamiento y disposición final de salmueras</i>	Bls	\$ 6.220	\$ 4.000
2	<i>Transporte</i>	Bls	\$ 4.520	\$ 3.980
*No incluye I.V.A			\$ 10.740	\$ 7.980

Tabla 21. Resumen de tarifas

ALTERNATIVA	COSTO/BL
<i>Riego de Vía</i>	US\$ 3,59
<i>Inyección in-situ</i>	US\$ 1,4
<i>Inyección campos vecinos</i>	US\$ 3,1
<i>Planta tratamiento externa</i>	US\$ 4,4



PETROBRAS

CONCLUSIONES

- Las alternativas de uso posible de las aguas asociadas a la producción de petróleo del campo Balay son: Uso para riego, inyección para eliminación in-situ, tratamiento en planta externa e inyección para eliminación en campos vecinos. Estas alternativas se determinaron como las mejores debido a que son proyectos que minimizan los problemas de manejo de agua en superficie.
- A mediano plazo (6 meses) inyectar en campos externos será la alternativa más apropiada, pues se espera un mayor volumen de agua tras la campaña de perforación que se avecina en Campo (pozos Bal-004/005/006) y ninguna otra alternativa sería conveniente
- La formación a la cual esta perforado Bal-003 no es la más óptima para ser considerada zona de inyección de agua y su eventual reacondicionamiento implicaría un alto costo, que en estos momentos no es rentable asumir por parte de Petrobras pues el volumen de agua producido actualmente no requiere tal inversión.
- El proceso por osmosis inversa es uno de los diferentes tratamientos para desalinizar y eliminar impurezas presentes en el agua, lo que lo convierte en una solución prometedora para ser aplicada en el tratamiento del agua para usar en riego o para la inyección en otros campos debido a su amplia gama de desalinización.
- La disposición del agua de producción en plantas de tratamientos externas, hasta el momento continúan siendo la solución más económica dentro de las alternativas planteadas, pues el volumen de agua que se produce en campo Balay es relativamente bajo.



PETROBRAS

RECOMENDACIONES

- A la hora de implementar un proyecto de riego de cultivos se debe realizar un estudio detallado sobre suelos, cultivos tolerables a la sal, toxicidad, normas ambientales y disposición de terrenos aledaños al campo, ya que si algún parámetro de estos no se cumple, se imposibilita la aplicación del proyecto.
- Realizar una modificación a la actual licencia ambiental con el fin de poder estipular que el agua de producción que sea tratada y cumpla con los parámetros que exige la ANZEC 2000 y el decreto 1594 de 1989 pueda ser vertida o regada en la vía.
- La mezcla del agua de producción del Campo Balay con la del CPF de Cusiana, puede aumentar la tendencia a formar siderita en esta última. Para prevenir este problema y viabilizar la mezcla de estas aguas, se recomienda aplicar al agua de Balay un secuestrante de hierro y a mediano plazo dosificar un inhibidor de corrosión para reducir los fenómenos corrosivos en el sistema y disminuir la concentración de Fe disuelto.



PETROBRAS

BIBLIOGRAFIA

AFFA, Economic and Technical Assessment of Desalination Technologies in Australia: With Particular Reference to National Action Plan Priority Regions; Agriculture, Fisheries and Forestry – Australia (2002).

ALI, S.A., L.R. Henry, J.W. Darlington, J. Occapinti, “Novel Filtration Process Removes Dissolved Organics from Produced Water and Meets Federal Oil and Grease Guidelines, 9th Produced Water Seminar, Houston, TX, 21-22 January 1999.

ANZECC. Australian and New Zealand Guidelines for Fresh and Marine Water Quality. w. Australian and New Zealand Environment and Conservation Council. Agriculture and Resource Management Council of Australia and New Zealand. 2000.

ALL, “Handbook on Coal Bed Methane Produced Water: Management and Beneficial Use Alternatives,” prepared by ALL Consulting for the Ground Water Protection Research Foundation, U.S. Department of Energy, and U.S. Bureau of Land Management, July 2003.

ARPEL, Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida. Montevideo Uruguay. <http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dgaae/legislacion/guias/guadiaposiciontrata.pdf>

BOYSEN, J.E., J.A. Harju, B. Shaw, M. Fosdick, A. Grisanti, And JA. Sorensen, "The Current Status of Commercial Deployment of the Freeze Thaw Evaporation Treatment of Produced Water," SPE 52700, presented at SPE/EPA 1999 Exploration and Production Environmental Conference, Austin, TX, 1-3 March 1999.

C. CHAPUIS, Y. LACOURIE, D. LANÇOIS, ELF Exploration Production, Testing of Down Hole Oil/Water Separation system in Lacq Superieur Field, France, SPE 54748, 1999.



PETROBRAS

ELPHICK. J, SERIGHT. R: "A Classification of Water Problem Types," presentado en la Conferencia de la Red Educativa de la 3ra. Conferencia Internacional Anual sobre Modificación Concordante del Yacimiento, Cegado del Agua y el Gas, Houston, Texas, EE.UU., 6-8 August 1997.

GODSHALL, N.A., "AltelaRain™ - State of the Art Produced Water Treatment Technology," presented at the 13th International Petroleum Environmental Conference, San Antonio, TX, 17-20 Oct. 2006.

GREEN, J., R. PRATER, D. MCCUNE, "Gel Polymer Treatment Provide Lasting Production, Economic Benefits," *World Oil*, March supplement of online version at WorldOil.com. 2001.

GUERRERO. F. Carlos, ESCOBAR. C. Sandra, RAMÍREZ. N. Diego, Manejo de la salinidad en aguas asociadas de producción de la industria petrolera, Universidad nacional de Colombia, Bogotá, 2005.

HAYES, T., "The Electrodialysis Alternative for Produced Water Management," *GasTIPS*, Summer, pp. 15-20. 2004.

IOGCC, ALL, "A Guide to Practical Management of Produced Water from Onshore Oil and Gas Operations in the United States," prepared for U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, by the Interstate Oil and Gas Compact Commission and ALL Consulting, Oct 2006.

KATZ, L.E., K.A. Kinney, "Treatment of Produced Water Using a Surfactant Modified Zeolite/Vapor Phase Bioreactor System," presented at the Fall 2005 PERF Meeting, Annapolis, MD, 1-4 November 2005.

L. SAGER. Ricardo. Agua para bebida de bovinos INTA E.E.A San Luis. Reedición de la Serie Técnica N° 126. 2000. www.produccion-animal.com.ar

LOPEZ. SERRANO. Raul, DFPS – Downhole Fluid Processing Service Water Handling Alternative, Schlumberger, April 2009.

LOZANO, N. P. Manejo Integral de Residuos Líquidos. Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Fondo de Publicaciones. Bogotá Colombia.2005.



PETROBRAS

M.G. PUDER, LOYOLA UNIVERSITY NEW ORLEANS COLLEGE OF LAW, J.A. VEIL, SPE, ARGONNE NATIONAL LABORATORY, Options, Methods, and Cost for Offsite Commercial Disposal of Oil and Gas Exploration and Production Wastes, SPE 105178, Texas, 2007.

OILFIELD REVIEW, Control del agua, Schlumberger, Volume 12, 2000.

OILFIELD REVIEW, Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso, Schlumberger, Volume 16, 2004.

PAEZ, RUTH. Diplomado en facilidades de Superficie. Módulo 3. Operaciones de recolección y Tratamiento de Fluidos Producidos. 2000.

P.H.J. Verbeek, R.G. Smeenk, D. Jacobs, "Downhole Separator Produces less water and More Oil, SPE 50617, october 1999.

REYNOLDS, R., B. Kiker, L. Cole, "Produced Water, and the Issues Associated with It," PTTC Network News, Vol. 8, No. 3, 3rd quarter. 2002.

ROJAS, J. "Fundamentos de calidad de agua". Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 2007

SÁNCHEZ. V. Javier, Clasificación y uso de las aguas de riego, Fertitec S.A.

SERIGHT, R.S., R.H. Lane, R.D. Sydansk, "A Strategy for Attacking Excess Water Production," SPE 70067, presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX, 15-16 May 2001.

TEBBUTT, T.H.Y. Fundamentos de Control de Calidad del Agua. LIMUSA Noriega editores México. 2001.

QUINTERO Y. Oscar, ENDO P. Adrian, Análisis de usos alternos de las aguas asociadas de producción de campos de petróleo de la SOH, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia, 2010

WOLFF, E.A, "Reduction of Emissions to Sea by Improved Produced Water



PETROBRAS

Treatment and Subsea Separation Systems,” SPE#61182, presented at the Society of Petroleum Engineers International Conference on Health, Safety, and Environment, Stavanger, Norway, 26-28 June 2000.

http://es.wikipedia.org/wiki/Agua_de_mar.

<http://www.aquapurificacion.com/problemas-del-agua.htm>

http://www.infoagro.com/abonos/pH_suelo.htm.



PETROBRAS

ANEXO 1

CLASIFICACION DE PROBLEMAS ASOCIADOS CON EL AGUA EN POZOS
INDIVIDUALES SEGÚN JON ELPHICK

PROBLEMAS ASOCIADOS CON EL AGUA EN POZOS INDIVIDUALES

A medida que avanza la vida productiva del yacimiento, el corte de agua aumenta siendo este el resultado de uno o más problemas. El origen de estos problemas se puede clasificar dentro de diez tipos básicos.

Filtraciones en el revestimiento, tuberías de producción o empaques

La filtración a través del revestimiento, la tubería de producción o los empaques permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingrese en la columna de producción. La detección de los problemas y la aplicación de las soluciones correspondientes dependen fundamentalmente de la configuración del pozo. Las soluciones habituales incluyen la inyección forzada de fluidos sellantes y el cierre mecánico por medio de tapones, cemento o empaques, aunque también se pueden utilizar remiendos. Cuando existe este tipo de problema, conviene aplicar la tecnología de cegado del agua dentro del revestimiento, que es de bajo costo.

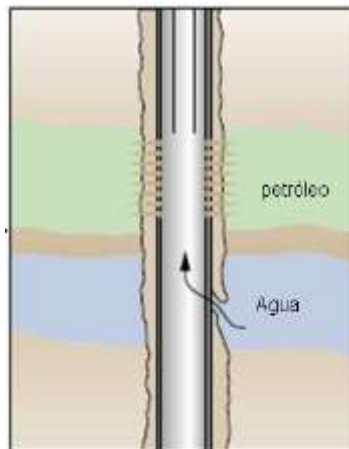


Figura 33. Filtraciones en el revestimiento, en la tubería de producción o empaques.

Tomado de: Oil Field Review "control del agua", Schlumberger, verano del 2000

Flujo canalizado detrás del revestimiento

La existencia de fallas en la cementación primaria puede provocar la conexión de zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos. Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del revestimiento e invada el espacio anular. Una causa

secundaria puede ser la creación de un “vacío” detrás del revestimiento cuando se produce arena. La solución principal consiste en el uso de fluidos de cegado, que pueden ser cementaciones forzadas de alta resistencia, fluidos a base de resinas colocados en el espacio anular, o fluidos a base de geles de menor resistencia colocados en la formación para detener el flujo dentro del espacio anular. El emplazamiento de los mismos es muy importante y, por lo general, se realiza con tubería flexible.

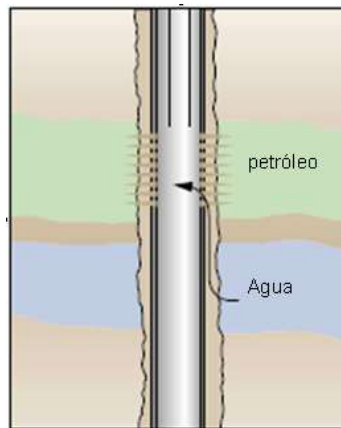


Figura 34. Flujo detrás del revestimiento.

Tomado de: Oil Field Review “control del agua”, Schlumberger, verano del 2000.

Contacto Agua-Petróleo dinámico

Si un contacto agua-petróleo uniforme asciende hacia una zona abierta de un pozo durante la producción normal por empuje de agua, puede existir producción de agua indeseada.

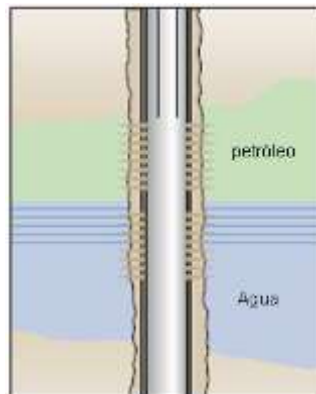


Figura 35. Contacto Agua-Petróleo dinámico.

Tomado de: Oil Field Review “control del agua”, Schlumberger, verano del 2000.



PETROBRAS

Habitualmente, este fenómeno está asociado con la presencia de permeabilidad vertical limitada, generalmente inferior a 1 mD. Con permeabilidades verticales más altas, el fenómeno de conificación es más probable. En los pozos verticales, el problema puede resolverse mediante el aislamiento mecánico de la parte inferior del pozo como un tapón de cemento. En los pozos horizontales, no existe ninguna solución en la zona vecina al pozo y es probable que se requiera un pozo de re-entrada.

Capa inundada sin flujo transversal

Un problema habitual en la producción proveniente de capas múltiples se produce cuando una zona de alta permeabilidad rodeada por una barrera de flujo (como una capa de arcilla) está inundada. En este caso, la fuente de agua puede ser un acuífero activo o un pozo inyector de agua. Por lo general, la capa inundada presenta el nivel de permeabilidad más elevado. Al no existir flujo transversal en el yacimiento, este problema se resuelve fácilmente mediante la aplicación de fluidos de cegado rígidos o de un cegado mecánico, ya sea en el inyector o el productor.

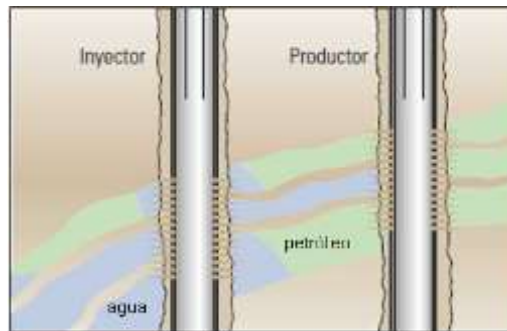


Figura 36. Capa inundada sin flujo transversal entre las capas.

Tomado de: Oil Field Review “control del agua”, Schlumberger, verano del 2000.

Fracturas o fallas entre inyector y productor

En las formaciones naturalmente fracturadas bajo recuperación secundaria por inyección de agua, el agua inyectada puede invadir rápidamente los pozos productores. Este fenómeno se produce en forma habitual cuando el sistema de fractura es extenso o se encuentra fisurado y se puede confirmar mediante el uso de trazadores radioactivos y pruebas de presión transitoria. También se pueden utilizar registros de trazadores para cuantificar el volumen de las fracturas, valor que se utiliza para el diseño del tratamiento. La inyección de un gel en el pozo inyector puede reducir la producción de agua sin afectar la producción de petróleo de la formación.

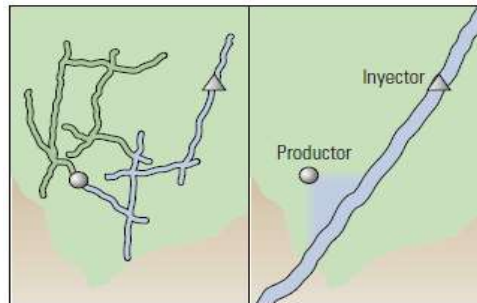


Figura 37. Fracturas o fallas entre un inyector y un productor.

Tomado de: Oil Field Review “control del agua”, Schlumberger, verano del 2000..

Fracturas o fallas de una capa de agua

El agua puede provenir de fracturas que interceptan una zona de agua más profunda o subyacente. Estas fracturas pueden ser tratadas con un fluido de aislamiento (gel), o cual resulta especialmente efectivo en los casos en que las fracturas no contribuyen a la producción de petróleo.

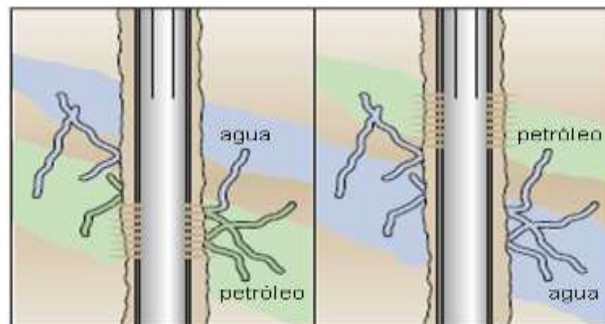


Figura 38. Fracturas o fallas de una capa de agua (pozo vertical).

Tomado de: Oil Field Review “control del agua”, Schlumberger, verano del 2000..

En muchos yacimientos de carbonatos, las fracturas suelen ser casi verticales y tienden a ocurrir en grupos separados por grandes distancias, en especial en las zonas dolomíticas cerradas, por lo cual es poco probable que estas fracturas intercepten un hueco vertical. Sin embargo, estas fracturas se observan con frecuencia en pozos horizontales donde la producción de agua a menudo ocurre a través de fallas conductoras o fracturas que interceptan un acuífero. Como se dijo anteriormente el bombeo de un fluido gelificado puede servir para solucionar este problema.

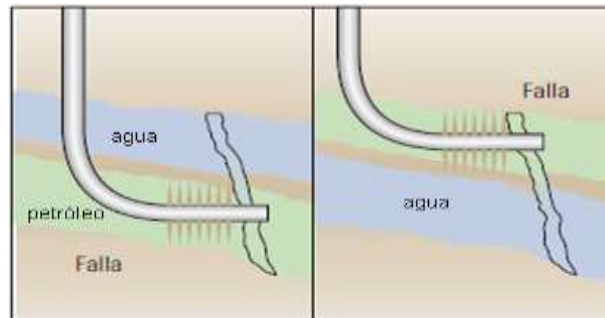


Figura 39. Fracturas o fallas de una capa de agua (pozo horizontal).

Tomado de: Oil Field Review “control del agua”, Schlumberger, verano del 2000

Conificación o formación de cúspide (cussing).

En un pozo vertical se produce conificación cuando existe un CAP cerca de los disparos en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada.

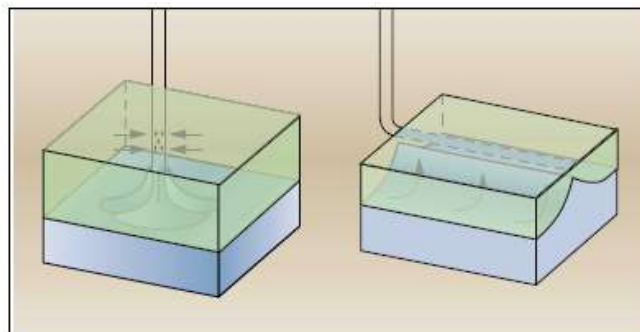


Figura 40. Conificación o formación de cúspide.

Tomado de: Oil Field Review “control del agua”, Schlumberger, verano del 2000.

Una capa de gel colocada por encima del cono puede resultar efectiva en lo que respecta a retardar el proceso de conificación. No obstante, para lograr efectividad, se requiere habitualmente un radio de colocación del gel de 15 m [50 pies] como mínimo, lo que a menudo limita la viabilidad económica del tratamiento.

Como alternativa con respecto a la colocación de gel, se puede perforar un nuevo pozo lateral cerca del tope de la formación, aumentando la distancia desde el contacto agua/petróleo y reduciendo la caída de presión, elementos ambos que



PETROBRAS

reducen el efecto de conificación. La aplicación de una técnica de producción de drenaje dual también puede ser un tratamiento efectivo

En los pozos horizontales, este problema se puede asociar con la formación de una duna (duning) o de una cúspide. En dichos pozos, puede ser posible al menos retardar la formación de la cúspide con una operación de cegado cerca del pozo que se extienda lo suficiente hacia arriba y hacia abajo, como en el caso de un CAP ascendente.

Barrido areal deficiente.

Este problema suele estar asociado con la heterogeneidad de la permeabilidad areal pobre o con la anisotropía; resulta particularmente severo en ambientes con canales de arena. Una solución es desviar el agua inyectada fuera del espacio poral ya barrido por medio de inyección continua de un elemento viscoso. Otra forma de acceder al petróleo no barrido es agregando tramos laterales de drenaje a los pozos existentes o mediante la perforación de pozos de relleno.

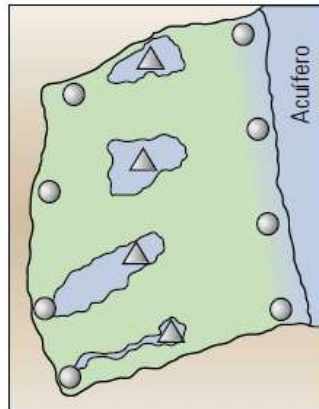


Figura 41. Barrido areal deficiente.

Tomado de: Oil Field Review “control del agua”, Schlumberger, verano del 2000.

Segregación gravitacional.

En capas prospectivas potentes, con buena permeabilidad vertical, el agua, proveniente de un acuífero o bien de un proyecto de inyección de agua, es segregada por gravedad y barre solamente la parte inferior de la formación. El aislamiento de los disparos inferiores en los pozos de inyección o producción a menudo sólo tiene efectos marginales; en última instancia predomina la

segregación por gravedad. Si se produce esta situación, los pozos de producción experimentarán conificación. Es improbable que los tratamientos con gel proporcionen resultados duraderos. Para acceder al petróleo no barrido puede resultar efectiva la perforación de pozos de drenaje laterales adicionales. Los fluidos de inundación viscosos energizados, la inyección de gas o la utilización alternada de ambas técnicas también puede mejorar la eficiencia de barrido vertical.

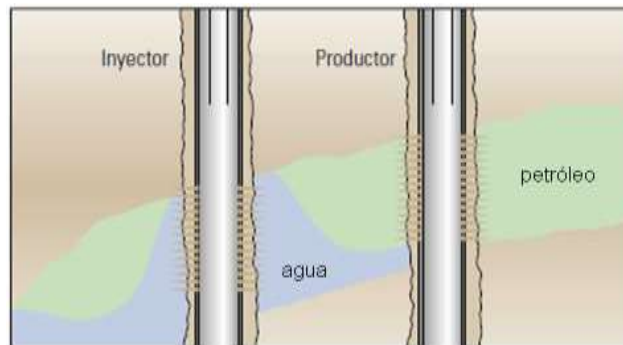


Figura 42. Capa con segregación gravitacional.

Tomado de: Oil Field Review “control del agua”, Schlumberger, verano del 2000.

En los pozos horizontales, la segregación gravitacional puede ocurrir cuando el pozo se encuentra cercano al fondo de la zona productiva, o bien cuando se supera la tasa crítica de conificación local.

Capa inundada con flujo transversal.

El flujo transversal de agua puede existir en capas de alta permeabilidad que no se encuentran aisladas por barreras impermeables (ver figura 11). A diferencia del caso sin flujo transversal. La presencia de flujo transversal impide la implementación de soluciones que modifican los perfiles de producción o de inyección sólo en la zona vecina al pozo. La utilización de gel de penetración profunda puede proporcionar una solución parcial.

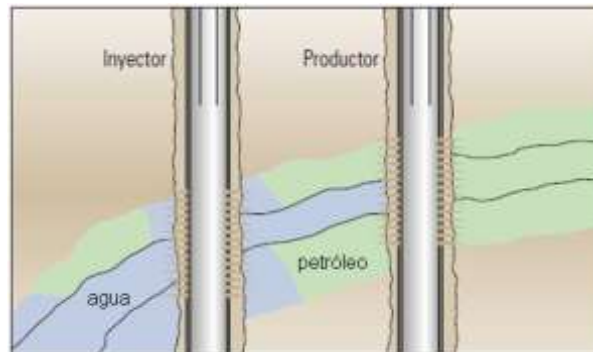


Figura 43. Capa inundada con flujo transversal.

Tomado de: Oil Field Review “control del agua”, Schlumberger, verano del 2000.

En muchos casos, la solución consiste en perforar uno o más tramos laterales de drenaje para alcanzar las capas no drenadas. Los pozos horizontales completados en una sola capa no son proclives a este tipo de problema. Si un pozo sumamente inclinado está completado en múltiples capas, este problema puede ocurrir al igual que en un pozo vertical.

Para poder tratar un problema de control del agua es esencial conocer el problema específico. Los primeros cuatro problemas se controlan con relativa facilidad en el pozo o en las cercanías del mismo. En el caso de los dos problemas siguientes, fracturas entre inyectores y productores, o fracturas de una capa de agua, es necesario colocar geles muy penetrantes en las fracturas o las fallas. Los cuatro últimos problemas no admiten soluciones simples y de bajo costo cerca del pozo, y requieren modificaciones en el completamiento o la producción como parte de la estrategia de manejo del yacimiento.



PETROBRAS

ANEXO 2

CALIDAD DE AGUAS PARA DIFERENTES USOS
DECRETO 1594 DE 1984, ARTICULOS 37, 40,41



PETROBRAS

Artículo 37: Los valores asignados a las referencias indicadas en el presente capítulo se entenderán expresados en miligramos por litro, mg/L, excepto cuando se indiquen otras unidades.

Artículo 40: Los criterios admisibles para la destinación del recurso para uso agrícola son los siguientes:

Parametro	Expresado como	Decreto 1594/1984, Artículo 40
Aluminio	Al	5
Arsénico	As	0,1
Berilio	Be	0,1
Cadmio	Cd	0,01
Zinc	Zn	2
Cobalto	Co	0,05
Cobre	Cu	0,2
Cromo	Cr+6	0,1
Flúor	F	1
Hierro	Fe	5
Litio	Li	2,5
Manganeso	Mn	0,2
Molibdeno	Mo	0,01
Níquel	Ni	0,2
Boro	mg/L	0,3-4,0
pH	Unidades	4,5 - 9,0
Plomo	Pb	5
Selenio	Se	0,02
Vanadio	V	0,1

Parágrafo 1: Además de los criterios establecidos en el presente artículo, se adoptan los siguientes:

a. El boro, expresado como B, deberá estar entre 0.3 y 4.0 mg/L dependiendo del tipo de suelo y del cultivo.



PETROBRAS

b. El NMP de coliformes totales no deberá exceder de 5.000 cuando se use el recurso para riego de frutas que se consuman sin quitar la cáscara y para hortalizas de tallo corto.

c. El NMP de coliformes fecales no deberá exceder 1.000 cuando se use el recurso para el mismo fin del literal anterior.

Parágrafo 2: Deberán hacerse mediciones sobre las siguientes características:

- a. Conductividad.
- b. Relación de absorción de sodio (RAS).
- c. Porcentaje de sodio posible (PSP).
- d. Salinidad efectiva y potencial.
- e. Carbonato de sodio residual.
- f. Radionucleídos.

Artículo 41: Los criterios de calidad admisibles para la destinación del recurso para uso pecuario, son los siguientes:

Referencia	Expresado como	Decreto 1594/1984, Artículo 40
Aluminio	Al	5
Arsénico	As	0,2
Boro	B	5
Cadmio	Cd	0,05
Zinc	Zn	25
Cobre	Cu	0,5
Cromo	Cr+6	1
Mercurio	Hg	0,01
Nitratos+Nitritos	N	100
Nitrito	N	10
Plomo	Pb	0,1
Contenido de sales	Peso total	3



PETROBRAS

ANEXO 3

CALIDAD DEL AGUA PARA RIEGO POR DIFERENTES AUTORES



PETROBRAS

VALORES PERMISIBLES PARA EL AGUA DE RIEGO Y PARA GANADO SEGÚN ANZECC 2000.			
Parametro	Unidad	limite máximo de agua para riego	limite maximo de agua para ganado
solidos totales disueltos (TDS)	mg/L	1200	8000
Bicarbonato	mg/L	-----	
pH	-----	5 - 6 unidades	-----
Cloruros	mg/L	700	-----
Sodio	mg/L	460	-----
Fluor	mg/L	2	2 a 4
SAR	-----	Aprox 10	-----
Tomado de: ANZECC,2000.			



PETROBRAS

RANGOS PERMISIBLES DE METALES PESADOS EN AGUA PARA RIEGO			
Parametro	Largo plazo (100 años)	Corto plazo (20 años)	Carga contaminante acumulada en el suelo
	mg/L	mg/L	Kg/Ha
Aluminio	5	20	No determinado
Arsénico	0,1	2	20
Berilio	0,1	0,5	No determinado
Boro	0,5	Depende de tipo de cultivo	No determinado
Cadmio	0,01	0,05	2
Cromo	0,1	1	No determinado
Cobalto	0,05	0,1	No determinado
Cobre	0,2	5	140
Flúor	1	2	No determinado
Hierro	0,2	10	No determinado
Plomo	2	5	260
Litio	2,5 (0,075 si es utilizado en cultivos cítricos)	2,5 (0,075 si es utilizado en cultivos cítricos)	No determinado
Manganeso	0,2	10	No determinado
Mercurio	0,002	0,002	2
Molibdeno	0,01	0,05	No determinado
Níquel	0,2	2	85
Selenio	0,02	0,05	10
Uranio	0,01	0,1	No determinado
Vanadio	0,1	0,5	No determinado
Zinc	2	5	300
Fosforo	0,05	0,8 a 12	
Nitrógeno	5	25 a 125	

Tomado de: ANZECC,2000.



PETROBRAS

ANEXO 4

CALIDAD DE AGUA PARA GANADO POR DIFERENTES AUTORES



RANGOS PERMISIBLES DEL AGUA PARA GANADO POR DIFERENTES AUTORES		
Parametro	Unidad	Límite máximo
Dureza	mg/L	No tiene efectos negativos ¹
Alcalinidad	mg/L	500 ¹
pH	Unidades	6 – 8 ²
Cloruros	mg/L	2000 ²
Sodio	mg/L	800 ¹
Calcio	mg/L	1000 ³
Magnesio	mg/L	500 ³
Nitratos	mg/L	400 ³
Nitritos	mg/L	30 ³
Sulfatos	mg/L	2000 ²
Aluminio	mg/L	5 ³
Arsénico	mg/L	0,5 ³
Berilio	mg/L	No determinado
Boro	mg/L	5 ³
Cadmio	mg/L	0,01 ³
Cromo hexavalente	mg/L	1 ³
Cobalto	mg/L	1 ³
Cobre	mg/L	1 ³
Flúor	mg/L	2 ³
Hierro	mg/L	17 ³
plomo	mg/L	0,1 ³
Manganeso	mg/L	10 ³
Mercurio	mg/L	0,002 ³
Molibdeno	mg/L	0,15 ³
Níquel	mg/L	1 ³
Selenio	mg/L	0,02 ³
Uranio	mg/L	0,2 ³
Vanadio	mg/L	0.1 largo plazo, 0.5 corto plazo ³
Zinc	mg/L	20 ³

1 Karen Dupchak, Evaluando la calidad del agua para el ganado.
 2 Ricardo L Sager. Agua para bebida de bovinos INTA E.E.A San Luis. Reedición de la Serie Técnica N° 126. 2000. www.produccion-animal.com.ar.
 3 ANZECC,2000.



PETROBRAS

ANEXO 5

COMPARACIÓN DE LOS PARÁMETROS ESTABLECIDOS POR EL DECRETO
1594/1984 VS RESULTADOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO
DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN CAMPO BALAY



PETROBRAS

DECRETO 1594/1984 ARTICULO 40 VS RESULTADOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DE LAS AGUAS ASOCIADAS A LA PRODUCCION DE PETRÓLEO EN CAMPO BALAY

Parametro	Unidades	Resultado Agua Balay	Decreto 1594/1984, Artículo 40	Cumple o No cumple
Nacl	mg/L	12750	700	No cumple
Aluminio	mg/L	< 5,0	< 5	cumple
Arsénico	mg/L	< 0,1	< 0,1	cumple
Boro	mg/L	0,8	0,3-4,0	cumple
pH	unidades pH	7,4	4,5 - 9,0 Unidades	cumple
Cadmio	mg/L	0,04	< 0,01	No cumple
Cromo Hexavalente	mg/L	0,3	< 0,1	No cumple
Plomo	mg/L	< 0,1	< 5	cumple
Zinc	mg/L	1,8	< 2	cumple
Cobre	mg/L	0,3	< 0,2	cumple



PETROBRAS

ANEXO 6

REPORTE DE LABORATORIO DE LA CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA
DEL AGUA DE PRODUCCIÓN A LA SALIDA DE LOS SEPARADORES DEL
CAMPO BALAY



PETROBRAS

Intertek

Bogotá, Calle 97 No. 19 A-57 Barrio Chaparral
Teléfono (571) 6108458

REPORT OF ANALYSIS

To: Petrobras Internacional Braspetro B.V.

Page 1 of 1

Lab Ref : N/A

Report Ref.: DT-075-12

Client Ref. No.:

Orden de Servicio
No. 9015376

Date Sample Taken: July 26TH, 2012

Date Submitted: July 26TH, 2012

Date Tested: July 26TH, 2012

Customer Sample Description: AGUA DE PRODUCCION (MEZCLA)

Date Report: August 10TH, 2012

Taken from : SEPARADOR

At: CAMPO BALAY, MONTERREY CASANARE

By: INTERTEK PERSONNEL

Representing: N/A

TEST	METHOD	RESULTS	
		AGUA DE PROCESO (SEPARADOR)	
Alcalinidad F	SM 2320 B	<0,15	mg/L
Alcalinidad Total	SM 2320 B	233,0	mg CaCO3/L
Bario	SM 3111D	24,6	mg Ba/L
Bicarbonatos	SM 2320 B	233,0	mg CaCO3/L
Cloruros	SM 4500 Cl B	11 350	mg Cl /L
CO2	SM 4500 CO2 C	98,0	mg CO2/L
Conductividad	SM 2510 B	32200,0	µs/cm
Dureza de Calcio	SM 2340 C	4416,0	mg CaCO3/L
Dureza de Magnesio	SM 2340 C	520,0	mg CaCO3/L
Dureza Total	SM 2340 C	4936,0	mg CaCO3/L
Grasas y Aceites	SM 5520 D	10,6	mg /L
Hierro Soluble	SM 3111B	0,2	mg Fe/L
Hierro Total	SM 3111B	8,7	mg Fe/L
Oxígeno disuelto	SM 4500 O G	<0,11	mg O2/L
pH	SM 4500 H B	8,66 A 22 °C	Unidades
Sólidos Disueltos	SM 2510 B	15100,0	mg/L
Sólidos suspendidos totales	SM 2540 D	37,0	mg/L
Sulfatos	SM 4500 SO4 E	34,0	mg/L
Sulfuros	SM 4500 S2 F	<0,1	mg/L
Turbiedad	SM 2130 B	130,0	NTU

- ANALYSIS CARRIED OUT IN INTERTEK CALEB BRETT LABORATORY (SEE REMARK / CAVEATS)
- ANALYSIS TESTING TO LESS THAN THE FULL SPECIFICATION (SEE REMARK / CAVEATS)
- ANALYSIS WITNESSED BY INTERTEK CALEB BRETT(SEE REMARK / CAVEATS)
- ANALYSIS MADE BY THIRD PARTY LABORATORY(SEE REMARK / CAVEATS)

Note: **Intertek Caleb Brett has implemented the Quality Administration System under the requirements of the standard ISO 9001 : 2000 which has been certified by ABS**

REMARKS / CAVEATS:

"The results of this report refer to the moment and conditions in which the tests were made."
 "The information contained herein is based on laboratory tests and observations performed by Intertek Caleb Brett."
 "Intertek Caleb Brett disclaims any and all liability for damage or injury which might result from the use of the information contained herein, and nothing contained herein shall constitute a guarantee, warranty or representation by Intertek Caleb Brett with respect to the accuracy of the information, the sample, product or item described, or its suitability for use for any specific purpose."
 This analysis were done in a third laboratory

José A. Palma Nieto
 JOSÉ A. PALMA NIETO
 INTERTEK CALEB BRETT COLOMBIA S.A.

N/A
 VESSEL REPRESENTATIVE