

**METODOLOGÍA PARA LA RECUPERACIÓN Y REUTILIZACIÓN DE LOS
FLUIDOS EMPLEADOS EN LAS OPERACIONES DE SERVICIO A POZO**

**JORGE LUIS ARCHILA RODRÍGUEZ
SEBASTIÁN MANJARRÉS ESPINOSA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

**METODOLOGÍA PARA LA RECUPERACIÓN Y REUTILIZACIÓN DE LOS
FLUIDOS EMPLEADOS EN LAS OPERACIONES DE SERVICIO A POZO**

**JORGE LUIS ARCHILA RODRÍGUEZ
SEBASTIÁN MANJARRÉS ESPINOSA**

Trabajo para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

DIRECTOR
César Augusto Pineda Gómez
Ingeniero de Petróleos

CO-DIRECTOR
Neder Ignacio Rodríguez
Ingeniero Ambiental
Esp. en Procesos de Recuperación de Fluidos. LCI

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2014

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	17
1. GENERALIDADES: SERVICIO A POZO	20
1.1. OPERACIONES DE SERVICIO A POZO	20
1.1.1. Sacada de Tubería	20
1.1.2. Bajada de Tubería.....	20
1.1.3. Sacada y Bajada de Varillas.....	21
1.1.4. Limpieza de Arena	21
1.1.4.1. Limpieza de arena por circulación	22
1.1.4.2. Limpieza de arena con Bombas Midco	24
1.1.4.3. Limpieza de arena con Bombas Cavins.....	24
1.1.4.4. Limpieza de arena con Bomba Desarenadora.....	26
1.1.5. Registro con bloque de impresión	27
1.1.6. Operación de Pesca	28
1.1.6.1. Pesca con Overshot	29
1.1.6.2. Pesca con Arpones	30
1.1.6.3. Pesca con Taper Tap (Rabo de Rata).....	31
1.1.6.4. Pesca con Spear.....	32
1.1.6.5. Pesca con Imanes	33
1.1.6.6. Pesca de Varillas	34
1.1.7. Corrección de Colapsos.....	35
1.1.8. Operaciones de Moler	36
1.1.8.1. Operaciones de Moler con Junk Mill.....	36
1.1.8.2. Operaciones de Moler con Brocas Tricónicas	37
1.1.9. Washover	38
1.1.10. Estimulación de Pozos.....	39
1.1.10.1. Estimulación Mecánica (Suabeo).....	39
1.1.10.2. Estimulación por Fracturamiento	41
1.2. FLUIDO SERVICIO A POZO: SALMUERA.....	42
1.2.1. Definición.....	42

1.2.2. Propiedades físico-químicas de las Salmueras	45
1.2.3. Procedimiento de preparación de la Salmuera	47
1.2.4. Corrosividad de las Salmueras	50
1.3. Contaminantes del fluido de servicio a pozo y sus efectos	52
1.3.1 Residuos Aceitosos	53
1.3.2. Compuestos Inorgánicos	54
1.3.3. Sólidos dispersos	56
1.3.4. Bacterias Sulfato-reductoras (BSF).....	57
1.4. Requerimientos para Reutilizar Salmueras: Ecopetrol S.A.	58
2. MEDICIÓN DE PARÁMETROS PARA LA RECUPERACIÓN DE SALMUERAS EN SERVICIOS A POZO.....	60
2.1. Norma para medición del pH.....	60
2.1.1. ASTM D1293-12. STANDARD TEST METHOD FOR pH OF WATER.....	60
2.2. Norma para medición de los Sólidos en Suspensión.....	61
2.2.1. ASTM D5907-13. STANDARD TEST METHODS FOR FILTERABLE MATTER (TOTAL DISSOLVED SOLIDS) AND NONFILTERABLE (TOTAL SUSPENDED SOLIDS) IN WATER.....	61
2.3. Normas para medición de la Presencia de Grasas	61
2.3.1. ASTM D7678-11. STANDARD TEST METHOD FOR TOTAL PETROLEUM HYDROCARBONS (TPH) IN WATER AND WASTEWATER WITH SOLVENT EXTRACTION USING MID-IR LASER SPECTROSCOPY.....	62
2.3.2. ASTM D7066-11. STANDARD TEST METHOD FOR DIMER/TRIMER OF CHLOROTRIFLUOROETHYLENE (S-316) RECOVERABLE OIL AND GRASE AND NON POLAR MATERIAL BY INFRARED DETERMINATION.....	62
2.4. Norma para medición de la Turbidez	63
2.4.1. ASTM D6698-12. STANDARD TEST METHOD FOR ON-LINE MEASUREMENT OF TURBIDITY BELOW 5 NTU IN WATER.....	63
2.4.2. ASTM D6855-12. STANDARD TEST METHOD FOR DETERMINATION OF TURBIDITY BELOW 5 NTU IN STATIC MODE.....	63
2.5. Normas para medición de Bacterias Sulfato-reductoras.....	64
2.5.1. ASTM D4412-84(2009). STANDARD TEST METHOD FOR SULFATE-REDUCING BACTERIA IN WATER AND WATER-FORMED DEPOSITS.....	64
3. TRATAMIENTOS PARA RECUPERACIÓN DE SALMUERAS	65

3.1. Tratamientos para la remoción de las Grasas	65
3.1.1. Skim Tank (Tanque Desnatador).....	65
3.1.2. Separación de Grasas por Flotación con Aire Inducido (IAF).....	67
3.1.3. Interceptor de Placas Paralelas (PPI).....	68
3.2. Tratamientos para la remoción de los Sólidos en Suspensión	69
3.2.1. Decantación	69
3.2.2. Hidrociclones	70
3.2.3. Filtración	71
3.3. Tratamientos para Ablandamiento de Aguas.....	73
3.3.1. Método de Ablandamiento con Cal-Soda.....	73
3.3.2. Método de Ablandamiento por Zeolitas.....	74
3.3.3. Método de Intercambio Iónico por matriz cargada.....	75
3.4. Tratamientos para eliminación de las Bacterias Sulfato-Reductoras (BSR).....	76
3.4.1. Bactericida ALDACIDE G®	76
3.4.2. Bactericida MYACIDE® GA 50	77
3.4.3. Productos a base de Cloro	78
3.5. Tratamientos para Neutralizar el pH.....	79
3.5.1 Ajuste d pH mediante Hidróxido de Sodio ^y	80
3.5.2 Ajuste de pH mediante el Ácido Clorhídrico	81
3.5.3. Sistema de Ajuste de pH por dosificador de CO ₂ TETRApHix®	82
3.6. Tratamientos para la remoción de Sulfatos.....	82
3.6.1. Osmosis Inversa (RO)	83
3.6.2. Destilación.....	84
4. METODOLOGÍA PARA LA RECUPERACIÓN Y REUTILIZACIÓN DE SALMUERAS .	86
4.1. Campo de Aplicación: Activo Llanito	87
4.2. Selección Técnica de Tratamientos y Equipos.....	93
4.2.1. Tratamiento para la remoción de Grasas.....	94
4.2.2. Tratamiento químico para remoción de Calcio y Magnesio	95
4.2.3. Tratamiento químico para control de Bacterias.....	97
4.2.4. Tratamiento para neutralización de pH.....	98

4.2.5. Tratamiento para remoción de sólidos en suspensión.....	99
4.3. Dimensionamiento de Planta para la Recuperación de Salmueras	102
4.3.1. Esquema Planta	104
5. ANÁLISIS FINANCIERO.....	109
5.1. Gastos Actuales por Barril por concepto de manejo de la salmuera en el Activo Llanito	110
5.1.1. Elaboración de Salmuera Nueva	110
5.1.2. Acondicionamiento de salmuera para vertimiento	112
5.1.3. Transporte desde la planta de acondicionamiento hasta el punto de vertimiento..	113
5.1.4. Gastos Mensuales Totales por concepto de manejo de la salmuera	114
5.2. Gastos Estimados de Capital y de Operación al implementar la metodología propuesta.....	116
5.2.1. Gastos de Capital (CAPEX)	116
5.2.2. Gastos de Operación.....	118
5.3. Indicadores Económicos	118
5.3.1. Flujo de Caja.....	118
5.3.2. Tasa Interna de Oportunidad (TIO)	120
5.3.3. Valor Presente Neto (VPN).....	120
5.3.4. Pay-Back	122
5.3.5. Tasa Interna de Retorno (TIR)	123
CONCLUSIONES	125
RECOMENDACIONES.....	127
BIBLIOGRAFÍA.....	129
ANEXO	135

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Operación de Limpieza de arena por Circulación.....	23
Figura 2. Operación de Limpieza de arena con Bomba Cavin.....	25
Figura 3. Esquema de la Bomba Desarenadora.....	26
Figura 4. Esquema de un Bloque de Impresión.....	28
Figura 5. Esquema y partes del Pescador Overshot.....	29
Figura 6. Configuración general de arpones para pesca.....	30
Figura 7. Esquema del Pescador Taper Tap (Rabo de Rata).....	31
Figura 8. Esquema de Pescador Spear tipo Flush y tipo Shoulder.....	32
Figura 9. Esquema del pescador de imán.....	33
Figura 10. Partes de la herramienta para corrección de colapsos Casing Roller.....	35
Figura 11. Esquema de brocas Junk Mill.....	36
Figura 12. Imagen de una Broca Tricónica.....	37
Figura 13. Diagrama de un Zapato Rotatorio tipo T.....	38
Figura 14. Esquema de operación de suabeo.....	40
Figura 15. Esquema de una formación estimulada por fracturamiento.....	41
Figura 16. Procedimiento para la preparación de salmueras.....	49
Figura 17. Esquema de Skim Tank.....	66
Figura 18. Esquema del sistema empleado en un Tanque IAF.....	67
Figura 19. Esquema Tanque con Interceptor de Placas Paralelas.....	68

Figura 20. Esquema de un Tanque de Sedimentación o Decantación.....	70
Figura 21. Esquema de operación de un Hidrociclón.....	71
Figura 22. Esquema de filtración.	72
Figura 23. Osmosis Directa vs. Ósmosis Inversa.....	83
Figura 24. Esquema de un proceso de Osmosis Directa o Normal.....	84
Figura 25. Esquema de Destilación Simple.....	85
Figura 26. Ubicación geográfica del Activo Llanito.....	88
Figura 27. Foto satelital de la ruta desde el punto de captación hasta la planta de tratamiento.....	92
Figura 28. Foto satelital de la ruta de transporte de agua en carrotanque.....	93
Figura 29. Tratamiento y equipos seleccionados para formar parte de la metodología.....	101
Figura 30. Planta propuesta de recuperación de salmueras.....	104
Figura 31. Especificación de costos de preparar un barril de salm. Nueva.....	111
Figura 32. Especificación de los gastos actuales en el Activo Llanito correspondientes al manejo y elaboración de salmuera nueva.....	114
Figura 33. CAPEX por equipo.....	117
Figura 34. Flujo de caja mensual del proyecto para el primer año.....	119
Figura 35. Valor presente neto del proyecto para el primer año.....	121
Figura 36. Pay-back del proyecto.....	122
Figura 37. Gráfico del valor de la Tasa Interna de Retorno.....	123

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Diámetro de la bomba y tubos de recámara a utilizaren función del Casing.....	27
Tabla 2. Diferentes tipos de pescadores de varilla.....	34
Tabla 3. Ratas de avance recomendadas en operaciones de moler con Junk Mill.....	37
Tabla 4. Rangos de densidades para diferentes fluidos.....	43
Tabla 5. Ficha técnica del bactericida ALDACIDE G®.....	76
Tabla 6. Especificaciones del Bactericida MYACIDE ® GA 50.....	78
Tabla 7. Características específicas por zonas productoras.....	89
Tabla 8. Condiciones de Operación de los equipos de Workover del Activo Llanito.....	90
Tabla 9. Cuadro Comparativo de los Equipos propuestos para la remoción de Grasas.....	94
Tabla 10. Cuadro Comparativo de los métodos de ablandamiento de aguas propuestos.....	96
Tabla 11. Cuadro Comparativo de los productos químicos propuestos para la eliminación de BSR.....	97
Tabla 12. Cuadro Comparativo de los tratamientos propuestos para la neutralización del pH.....	98
Tabla 13. Cuadro Comparativo de los tres métodos propuestos para la remoción de Sólidos Suspendidos.....	99
Tabla 14. Gastos de la elaboración de salmuera nueva.....	111

Tabla 15. Tabla de costo de tratamiento de la salmuera para vertimiento.....	112
Tabla 16. Costo de Transporte en Camión de vacío de la salmuera tratada hasta el punto de vertimiento.....	113
Tabla 17. Gasto total por manejo de cada barril de salmuera en el Activo Llanito.....	114
Tabla 18. Gastos Iniciales del Proyecto (CAPEX).....	116
Tabla 19. Resumen de los valores obtenidos en el Análisis Financiero.....	124

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA RECUPERACIÓN Y REUTILIZACIÓN DE LOS FLUIDOS EMPLEADOS EN LAS OPERACIONES DE SERVICIO A POZO*

AUTORES: Jorge Luis Archila Rodríguez**
Sebastián Manjarrés Espinosa**

PALABRAS CLAVES: Vertimiento, Workover, Salmuera, Metodología, Reutilización, Medio Ambiente.

DESCRIPCIÓN:

Las operaciones de Servicio a Pozo (Workover) son de vital importancia a la hora de mantener la producción en los campos maduros, en ellas se utilizan fluidos de control, entre ellos unos conocidos como *Salmueras* hacia las cuales está dirigida este trabajo; estos fluidos contienen una gran cantidad de agentes químicos y aditivos perjudiciales para el medio ambiente y es necesario tratarlos.

En la actualidad estos fluidos son vertidos a cuerpos hídricos generando contaminación en el ecosistema donde se está explotando el recurso hidrocarburo. Esta razón, es el punto de partida de esta propuesta que busca mitigar el impacto ambiental que se está generando a causa de los vertimientos de las salmueras en el Activo Llanito de Ecopetrol S.A.

La implementación de una metodología que permita recuperar el fluido ya usado y reutilizarlo en operaciones similares, cabe resaltar que no se tienen en cuenta las operaciones de cementación ya que los contaminantes involucrados en ellas requieren de un tratamiento distinto. Además de las ventajas propias del reuso de la salmuera, también repercute en otras actividades relacionadas: disminución del agua captada para la elaboración de salmuera nueva, se evita el transporte del agua captada en carro tanque hasta el Activo Llanito de Ecopetrol S.A, reducción en costos de insumos químicos y se evita el tratamiento previo al vertimiento que se está realizando hoy en día.

Este trabajo ofrece bases técnicas para evaluar una posible aplicación en el Activo Llanito en base a información verídica de las operaciones ejecutadas en sus campos, y asimismo el respectivo análisis financiero que justifica la viabilidad económica del mismo.

*Proyecto de Grado.

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. César Augusto Pineda Gómez. Codirector: Ing. Neder Ignacio Rodríguez Quijano.

ABSTRACT

TITLE: METODOLOGÍA PARA LA RECUPERACIÓN Y REUTILIZACIÓN DE LOS FLUIDOS EMPLEADOS EN LAS OPERACIONES DE SERVICIO A POZO*

AUTHORS: Jorge Luis Archila Rodríguez**
Sebastián Manjarrés Espinosa**

KEYWORDS: Shedding, Workover, Brine, Methodology, Reuse, Reusability, Environment.

DESCRIPTION:

The Workover operations are of significant importance when comes the time to maintain the production in mature heavy oilfields. In those operations, control fluids are used, mostly known as brines, which contain a great amount of chemical agents and additives dangerous to the environment.

In the present, those fluids are being shed, generating pollution in the ecosystems which the hydrocarbons are being produced. This reason is the starting point of this proposal, which attempts to mitigate the environmental damage generated by the brine sheddings in the Active Llanito of Ecopetrol S.A.

The implementation of a methodology for obtaining the used fluids and recirculate those fluids in similar operations, among the implied advantages, it has an effect on another related activities: decreasing of the captive water for the elaboration of new brine, avoiding the transport of captive water in tanks to the Active Llanito of Ecopetrol S.A., optimizing costs of chemical prime materials and eluding of the previous treatment to the shedding which keeps being realized in the present.

This work provides technical bases to evaluate a possible application in the Active Llanito of Ecopetrol based on accurate information of the operations executed in their fields, and likewise the respective financial analysis, justifying its economic viability.

*Proyecto de Grado.

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. César Augusto Pineda Gómez. Codirector: Ing. Neder Ignacio Rodríguez Quijano.

INTRODUCCIÓN

Es innegable la importancia de la industria petrolera como eje de la economía global, pero también es indudable los problemas mayormente ambientales en los cuales tiene que incurrir el sector petrolero para poder llevar esta energía fósil desde el subsuelo hasta cada uno de sus diferentes destinos. No obstante, el petróleo no es la única fuente de contaminación ya que el agua que resulta de cada una de las operaciones que involucra la industria, también genera un impacto ambiental, el cual se genera como consecuencia por mantener la oferta de energía que hoy soporta a un mundo de consumo vertiginoso. Las operaciones de servicio a pozo dejan como resultado volúmenes de agua considerables que deben ser tratados para posteriormente darle su destino específico.

Actualmente la industria petrolera cuenta con algunas alternativas para culminar el ciclo productivo del agua después de su tratamiento:

1. Vertimiento a cuerpos hídricos: Esta opción es quizás la más común en la industria del petróleo, más del 40% del agua resultante de las operaciones petroleras es vertida al ambiente¹ cumpliendo con las normas ambientales de cada país. Aunque día tras día las leyes han obligado a la industria a realizar tratamientos más estrictos al fluido antes de su vertimiento, la fauna y flora aledaña a estos puntos de descarga son los que han llevado la peor parte.

2. Re-uso en operaciones de la industria: Es una opción que ha venido tomando fuerza hoy en día, ya que repercute de manera positiva en la economía de la compañía y de igual manera minimiza los impactos ambientales.

Teniendo en cuenta que la relación mundial actual Agua/Petróleo Producido está alrededor de 3:1 y la producción diaria de petróleo es de aproximadamente 87

¹ Ebenezer T, Igunnu and George Z, Chen. *Produced Water Treatment Technologies*. 2012.

millones de barriles², el volumen de agua diaria que debe ser tratada en el mundo ronda los 250 millones de barriles³, sin contar el agua resultante de las demás operaciones de la industria. Por lo anterior, es evidente la importancia y los beneficios de la reutilización de los fluidos en las operaciones de Servicio a Pozo.

Colombia tampoco se escapa de este fenómeno, en una publicación de la Empresa Estatal de petróleo (ECOPETROL S.A.) del año 2011 anunció una relación de 5 barriles de agua por cada barril de crudo producido⁴. Lo anterior resulta alarmante si se tiene en cuenta que Ecopetrol es la empresa que aporta la mayor producción de petróleo en el país actualmente, y además, hoy día está enfocada en apoyar con el cumplimiento de la meta gubernamental, anunciada por el presidente de turno Juan Manuel Santos Calderón, que propone alcanzar una producción diaria de 1 millón de barriles en el país. Las cifras anteriores arrojan una realidad preocupante que ha despertado campañas de responsabilidad social enfocadas a “**Cero Vertimientos**”⁵ las cuales buscan mitigar el impacto ambiental asociado a la producción y operación de los campos petroleros.

Este documento propone como solución el estudio de la recuperación y reutilización de fluidos de Servicio a Pozo evaluando técnica y económicamente los tratamientos efectuados en dicho proceso, teniendo en cuenta que el fluido resultante de estas operaciones no requiere un tratamiento tan riguroso, como sí lo necesitan los vertimientos y disposiciones, lo que indiscutiblemente se ve reflejado de manera positiva para la economía de cualquier empresa. Además, contribuye con la reducción y mitigación de los impactos ambientales, la contaminación de los cuerpos de aguas que son de vital importancia en la mayoría de sectores del país; generando la conciencia de un manejo integral y responsable

² BP Statistical Review of World Energy.

³ Daniel Arthur J, Langhus BG, Patel C. *Technical Summary of Oil & Gas Produced Water Treatment Technologies*. NETL, 2005.

⁴ Ecopetrol. Carta Petrolera. Producción.

⁵ Ibid.

de los recursos usados por la industria, como herramienta fundamental de optimización de procesos.

En el primer capítulo se presenta una descripción de las principales operaciones de Servicio a Pozo de las cuales proviene el fluido de control que será recuperado y reutilizado.

En el capítulo 2 están enunciadas las normas recomendadas para la medición de cada uno de los parámetros importantes a la hora de evaluar el comportamiento físico-químico de las salmueras, lo cual es clave para establecer las técnicas, tratamientos y equipos adecuados para la recuperación y reacondicionamiento de las salmueras, esto último presente el capítulo 3.

Finalmente se plantea la metodología que permitió elaborar la secuencia de tratamientos específicos para recuperar el fluido de control del campo de aplicación (Activo Llanito), con su respectivo análisis financiero.

1. GENERALIDADES: SERVICIO A POZO

1.1. OPERACIONES DE SERVICIO A POZO⁶

Las operaciones de Servicio a Pozo son todas los procedimientos que se realizan en el pozo para restablecer, reacondicionar o mejorar las condiciones actuales del pozo, conocidas también como Operaciones de Workover y operaciones de servicio a pozo. Al realizar estas maniobras se necesita tener control del pozo usando un fluido que aporte una fuerza hidrostática suficiente para no permitir que haya flujo. Este fluido puede ser agua, salmuera o de base aceite; pero el más utilizado y en que se profundizará en este libro es la Salmuera, que como su nombre lo dice es mayoritariamente una solución de agua y sal.

A continuación, se describen las operaciones de servicio a pozo para las cuales aplica esta metodología por razones de similitud en la composición y densidad de las salmueras utilizadas en cada una de ellas. Operaciones como las de cementación requieren de otro tipo de tratamiento, ya que sus residuos tienen una cantidad de recortes de cemento muy alta y requieren de un manejo y disposición diferente.

1.1.1. Sacada de Tubería

El propósito de sacar la tubería obedece a varios factores entre los que se encuentran: cambio de sarta por una nueva después de haber terminado un trabajo en el pozo y éste se va a dejar en producción, cuando se va a abandonar el pozo, entre otras.

1.1.2. Bajada de Tubería

Esta operación consiste en bajar al pozo la sarta de tubería, se realiza por diferentes motivos como: bajar tubería para poner el pozo a producir, para correr

⁶ Manual De Operaciones De Workover. Ing. Sergio A. Casas A. ECOPEL S.A. Barrancabermeja, Colombia. 2006.

herramientas como empaques, pescadores, brocas, bloques de impresión, entre otras.

1.1.3. Sacada y Bajada de Varillas

Una varilla es el medio utilizado para llevar al fondo de la sarta de tubería el pistón o la bomba de subsuelo, de transmitir el movimiento recíproco (ascendente y descendente) dado en superficie por la unidad y el motor, para que así la bomba de subsuelo “succione” y permita sacar el fluido a superficie.

La extracción de la sarta de varillas en un pozo puede perseguir uno o más de los siguientes fines: cambio de bomba de subsuelo, cambio de varilla (varilla partida, desconectada, fatiga, etc), cambio de equipo de levantamiento artificial, permitir la extracción de tubería rota, para abandono del pozo, entre otras.

1.1.4. Limpieza de Arena

En casi todos los casos el petróleo es producido junto con arena, la cual es arrastrada por el fluido hacia la cara del pozo filtrándose por las perforaciones del revestimiento. La producción de arena en la industria es considerada como un problema, debido a los efectos desfavorables que produce en los equipos de subsuelo, de superficie y en la misma cara del pozo y sus perforaciones. Su efecto más común es la disminución de la producción del pozo debido al taponamiento parcial o total de las perforaciones del revestimiento o de los canales de flujo cercanos a la cara del pozo; pero en algunos casos cuando no es tratado a tiempo este problema puede provocar cuantiosos gastos debido a la erosión de la bomba de subsuelo y los equipos de producción, atascamiento del tubing, entre otros. Debido a esto, los pozos que presentan problemas de arenamiento deben ser sometidos a limpiezas periódicas⁷.

⁷ Limpieza De Arena En Pozos Petroleros. Mayorga, H y QUEVEDO, A. Corporación Institucional del Petróleo. Villavicencio, Colombia. 2009.

Existen varios procedimientos para la limpieza de arena, la elección del procedimiento adecuado para cada caso depende de las condiciones del pozo. El procedimiento más comúnmente utilizado es el de limpieza de arena por circulación, sin embargo, en ocasiones especiales se utilizan métodos mecánicos a través de la utilización de bombas especiales (bomba desarenadora, bombas Midco y bombas cavins) diseñadas especialmente para extraer arena. Las bombas Midco y Cavins se bajan con cable, mientras que la bomba desarenadora se baja con tubería.

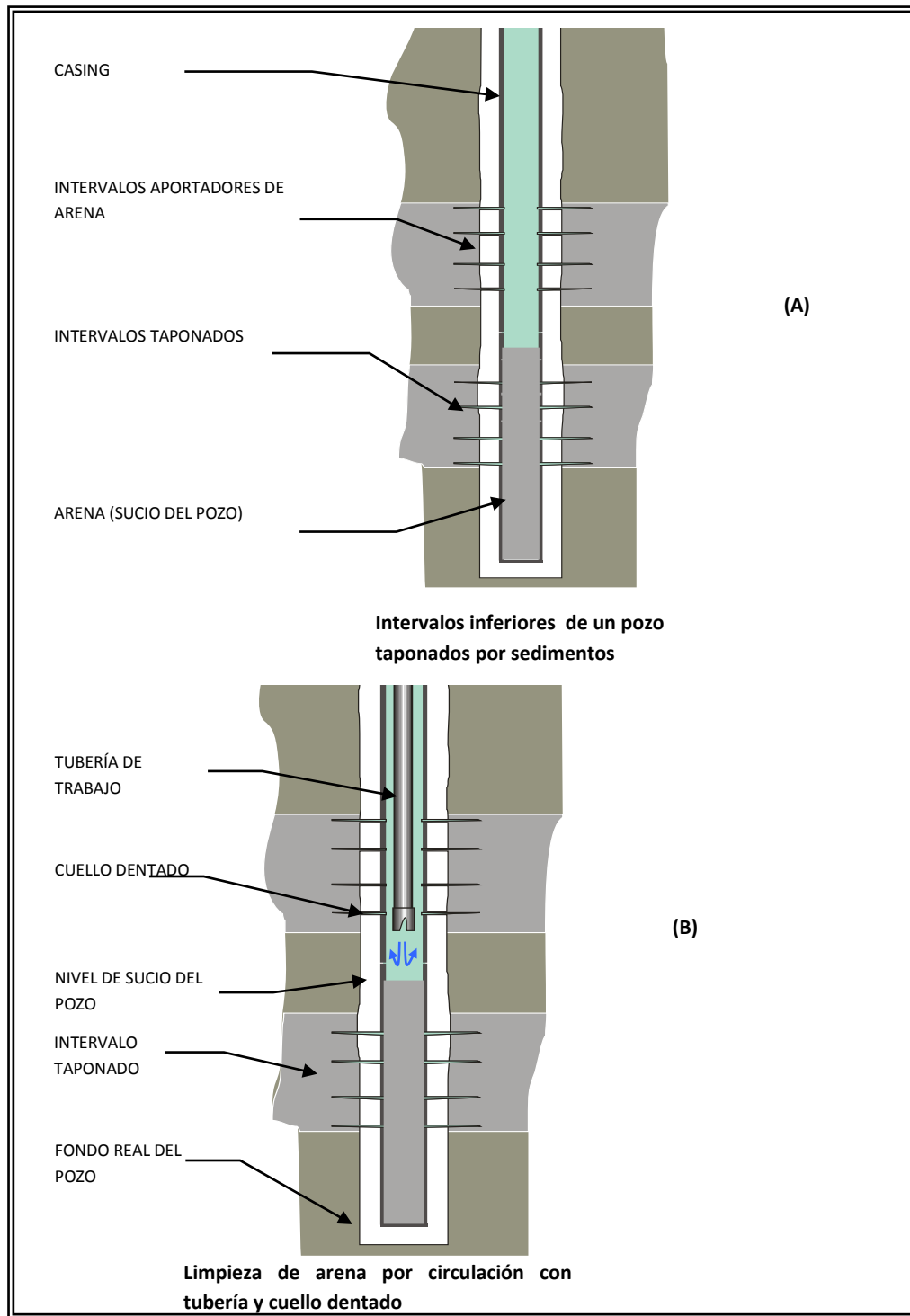
1.1.4.1. Limpieza de arena por circulación

Consiste en circular un fluido por el tubing para remover mecánicamente la arena de la cara del pozo y retornarla a superficie. El fluido puede ser: agua, salmuera o aceite.

Cuando se instala una reducción en el extremo inferior de la sarta, la eficiencia aumenta debido al aumento de la presión del fluido. Esta ventaja puede ser una desventaja en pozos donde la presión de formación es muy baja y pueden producirse pérdidas de circulación y/o daño a la formación.

La mezcla (fluido + sólidos) retorna por el anular y es llevada a un tanque por medio de una manguera y depositada en un compartimiento, en donde los sólidos se sedimentan en el fondo y el fluido es recuperado por decantación. A medida que se realiza la remoción de sedimentos, la sarta avanza hasta que finalmente llega al fondo del pozo, a partir de este momento, se deja circulando el pozo por un periodo de tiempo con el fin de remover totalmente los sedimentos hasta superficie y evitar que vuelvan a depositarse en el fondo.

Figura 1. Representación de una Operación de Limpieza de Arena por Circulación.



Fuente: Manual de Operaciones de Workover, Anexo 20. ECOPETROL. 2006.

1.1.4.2. Limpieza de arena con Bombas Midco

El uso de esta bomba para la limpieza de arena es recomendado especialmente en aquellos casos donde la formación “toma” demasiado, el nivel de fluido en el pozo permanece bajo y cuando las características de la formación donde se encuentra acumulado el aceite no permite el bombeo del fluido. En resumen se utiliza en aquellos casos donde la eficiencia de la limpieza por circulación es muy baja.

La bomba Midco está constituida por un barril donde se almacena la arena y el fluido, un pistón que lleva en su parte superior en su parte inferior una válvula que permite el paso de la arena junto con el fluido, en el momento que el pistón en su carrera asciende realiza la succión, y se cierra en el momento en que se está sacando la arena a superficie. Esta bomba se baja con cable.

La ventaja de la limpieza de arena con bomba (Midco y Cavins) es que la arena es asilada y no hay problema de que sea introducida nuevamente en la formación. Por este método tampoco se somete a la formación a la acción de fluido a alta velocidad y presión, razón por la cual los resultados de la operación de limpieza son más duraderos.

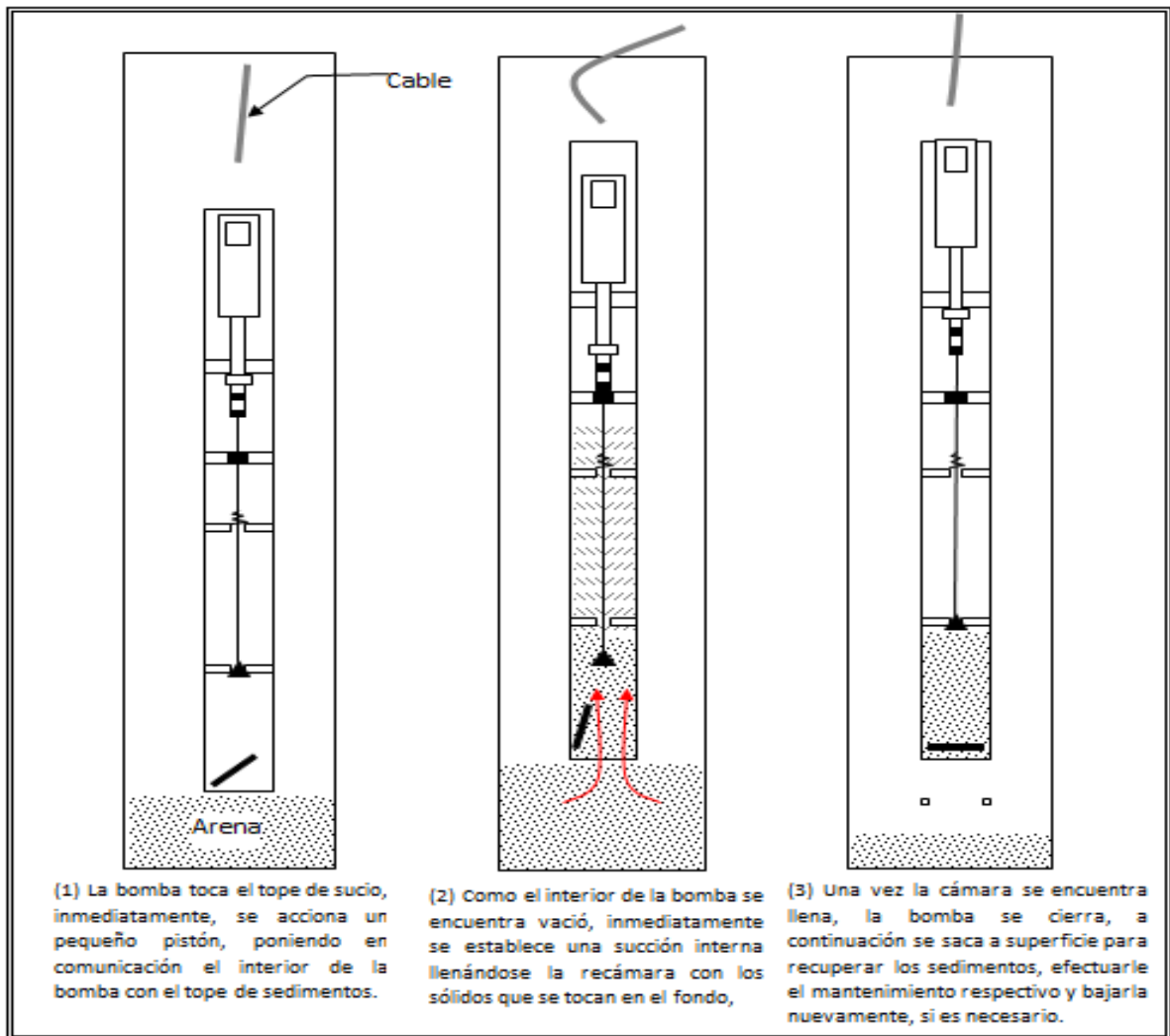
1.1.4.3. Limpieza de arena con Bombas Cavins

Se recomienda su uso en los casos en que la eficiencia de la limpieza por circulación es baja debido a que la formación “toma” fluido.

La bomba Cavins está constituida por la sección golpeante, la cámara de succión, la sección telescópica y la cámara de carga. La cámara de carga se cierra en superficie (con una llave de tubo) a presión atmosférica. Al llegar la bomba al tope de sucio, un resorte y un pasador abren la cámara, en ese momento por la acción de la presión diferencial se establece un flujo de agua y aceite que arrastra la arena hacia el interior de la recámara. Al entrar la arena se cierra la válvula localizada en la parte inferior de la herramienta, reteniendo la arena hasta que es

sacada a la superficie. La bomba Cavin se baja con cable y se recomienda que el pozo tenga mínimo 500 pies de líquido.

Figura 2. Representación de una Operación de Limpieza de arena con Bomba Cavin.



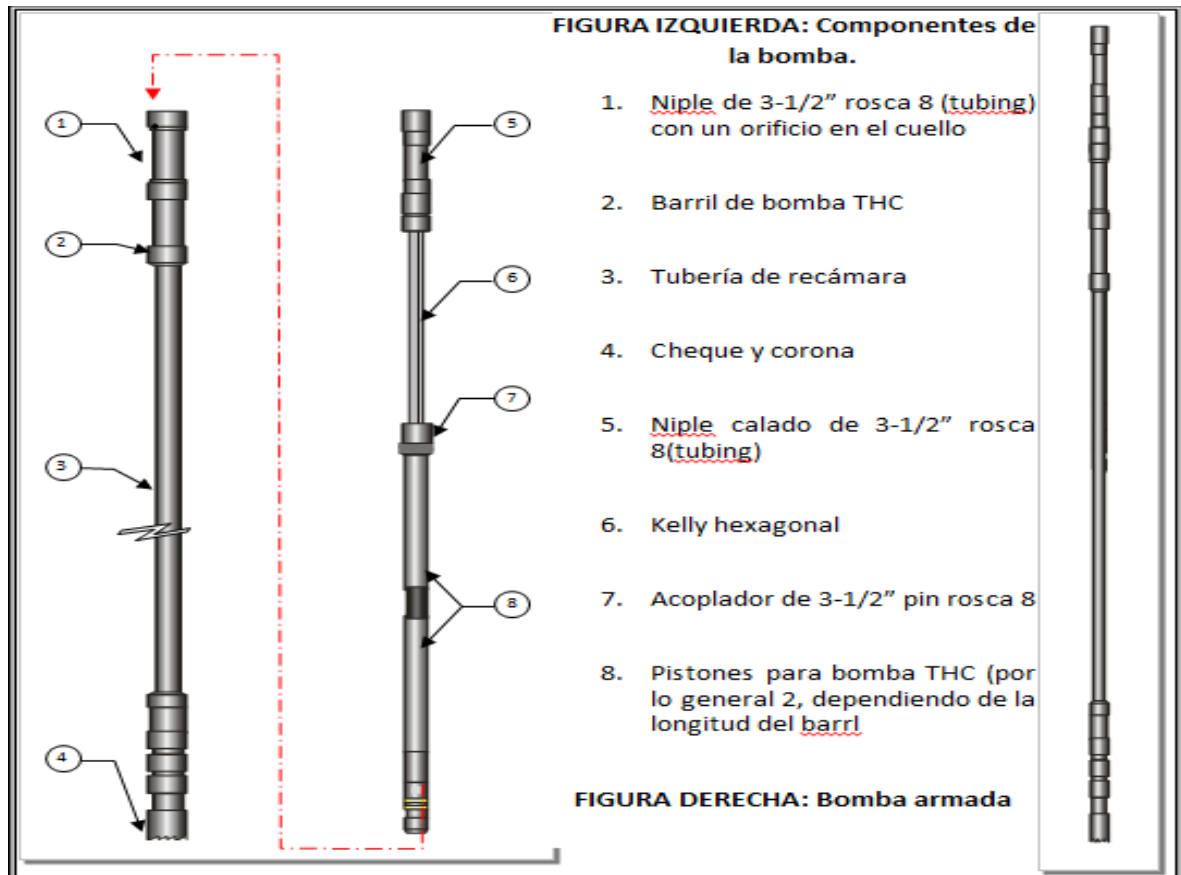
Fuente: Manual de Operaciones de Workover, Anexo 22. ECOPELROL. 2006.

1.1.4.4. Limpieza de arena con Bomba Desarenadora

El uso de esta bomba se recomienda en aquellos casos en donde no es adecuado realizar limpieza por circulación.

La bomba desarenadora a diferencia de las dos anteriores trabaja con tubería. Se baja la bomba hasta alcanzar el tope del sucio para iniciar la limpieza, la arena se va acumulando en los tubos de la recámara hasta llenarlos, en ese momento se saca el equipo a superficie para descargar los sedimentos recuperados y se baja nuevamente, las veces que sea necesario.

Figura 3. Esquema de la Bomba Desarenadora.



Fuente: Manual de Operaciones de Workover, Anexo 23. ECOPELROL. 2006.

El diámetro de la bomba depende del diámetro de la tubería de revestimiento del pozo y el diámetro de los tubos de recámara debe ser el mismo de la bomba se

recomienda colocar de 10-12 tubos de recámara dependiendo del diámetro de la bomba.

Tabla 1. Diámetro de la bomba y tubos de recámara a utilizar en función del Casing.

CASING	BOMBA	TUBOS DE RECÁMARA
6 1/8", 7" y 8 5/8"	3 1/2"	3 1/2"
4 1/2" y 5 1/2"	2 3/8" o 2 7/8"	2 3/8" o 2 7/8"

Fuente: Manual de Operaciones de Workover. Tabla 1. Página 345.

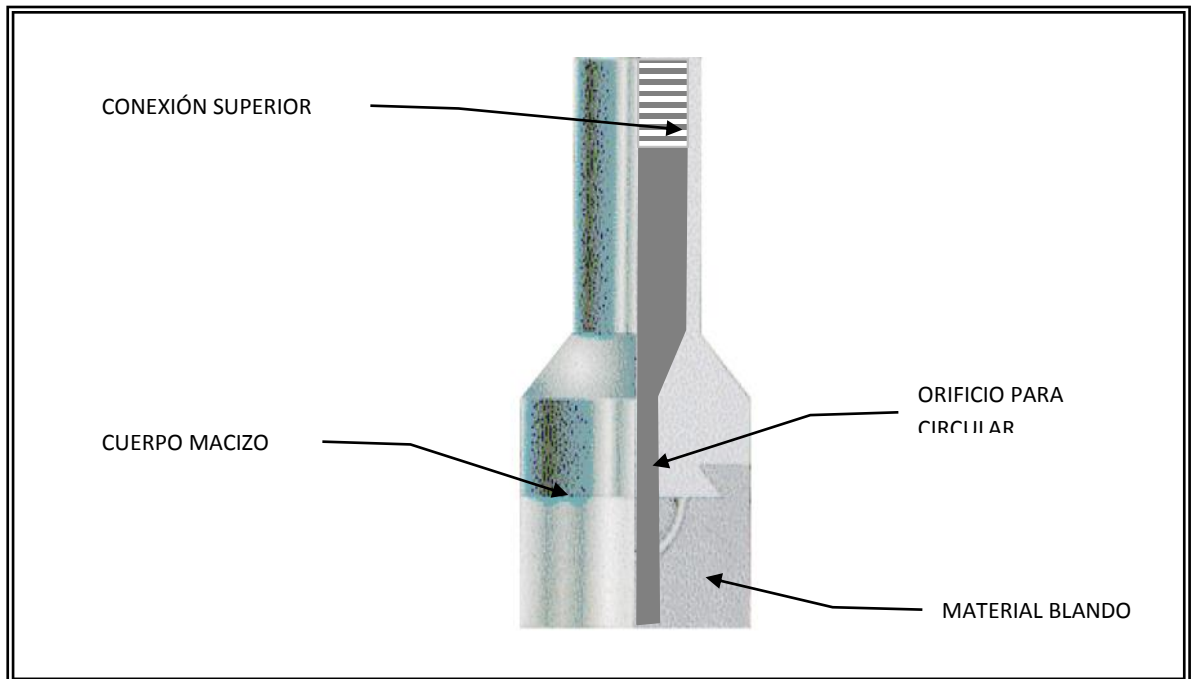
Nota: En la limpieza con bombas (Midco, Cavins y Desarenadora) tan pronto se toque sucio se debe continuar con la limpieza hasta que se termine, ya que al tocar y esperar, el sucio se asienta en la bomba y puede quedar pegada⁸.

1.1.5. Registro con bloque de impresión

Mediante un conjunto de herramientas se realiza una impresión por impacto o por peso, la configuración del tope del "pescado", tomando una especie de fotografía, con la cual se escoge la herramienta de pesca más adecuada. Se puede utilizar tubería o sandline dependiendo el tipo de operación y/o "pescado". Al bajar con cable se colocan 2 o 3 tubos sobre el bloque de impresión, con el fin de dar el peso necesario para producir el impacto deseado. Cuando se desea añadir peso para producir una impresión suficientemente nítida, será necesario bajar el bloque con tubería.

⁸ Manual De Operaciones De Workover. Ing. Sergio A. Casas A. ECOPETROL S.A. Barrancabermeja, Colombia. 2006. Pág 347.

Figura 4. Esquema de un Bloque de Impresión.



Fuente: Manual de Operaciones de Workover, Anexo 41. ECOPEPETROL. 2006.

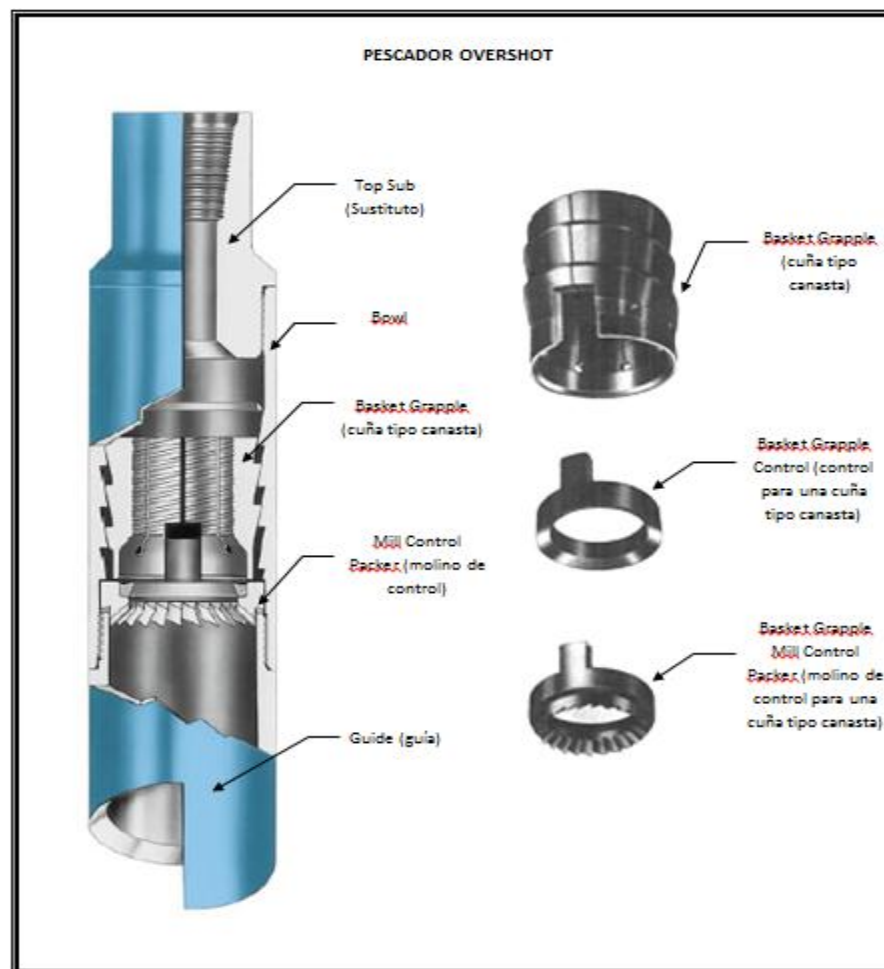
1.1.6. Operación de Pesca

Un pozo petrolero está sometido a trabajo continuo todo el día, todos los días; por lo cual siempre se tienen implementos de “pesca” de uso común en pozo, ya que no se sabe cuándo habrá la necesidad de recuperar una varilla rota, una herramienta, alguna pieza de un equipo de registro o de pruebas realizadas. Pues bien, una operación de pesca consiste en un conjunto de herramientas utilizadas para recuperar, extraer o devolver a superficie algún equipo, herramienta o pieza que se ha asentado en el pozo por alguna falla mecánica o humana y que está afectando la producción y funcionamiento del pozo y los equipos de subsuelo. Existen diferentes equipos para pescar dependiendo del tipo de pescado, peso, tamaño y del estado del tope de ese pescado.

1.1.6.1. Pesca con Overshot

Es una herramienta de agarre externo, la más fuerte actualmente, puede resistir grandes esfuerzos de torsión y tensión sin dañar ni deformar el pescado. Es muy usada para recuperar tuberías partidas por torsión, tuberías de producción, drillpipe, varillas de pozo y toda clase de pescado que necesite ser agarrado externamente.

Figura 5. Esquema y partes del Pescador Overshot.

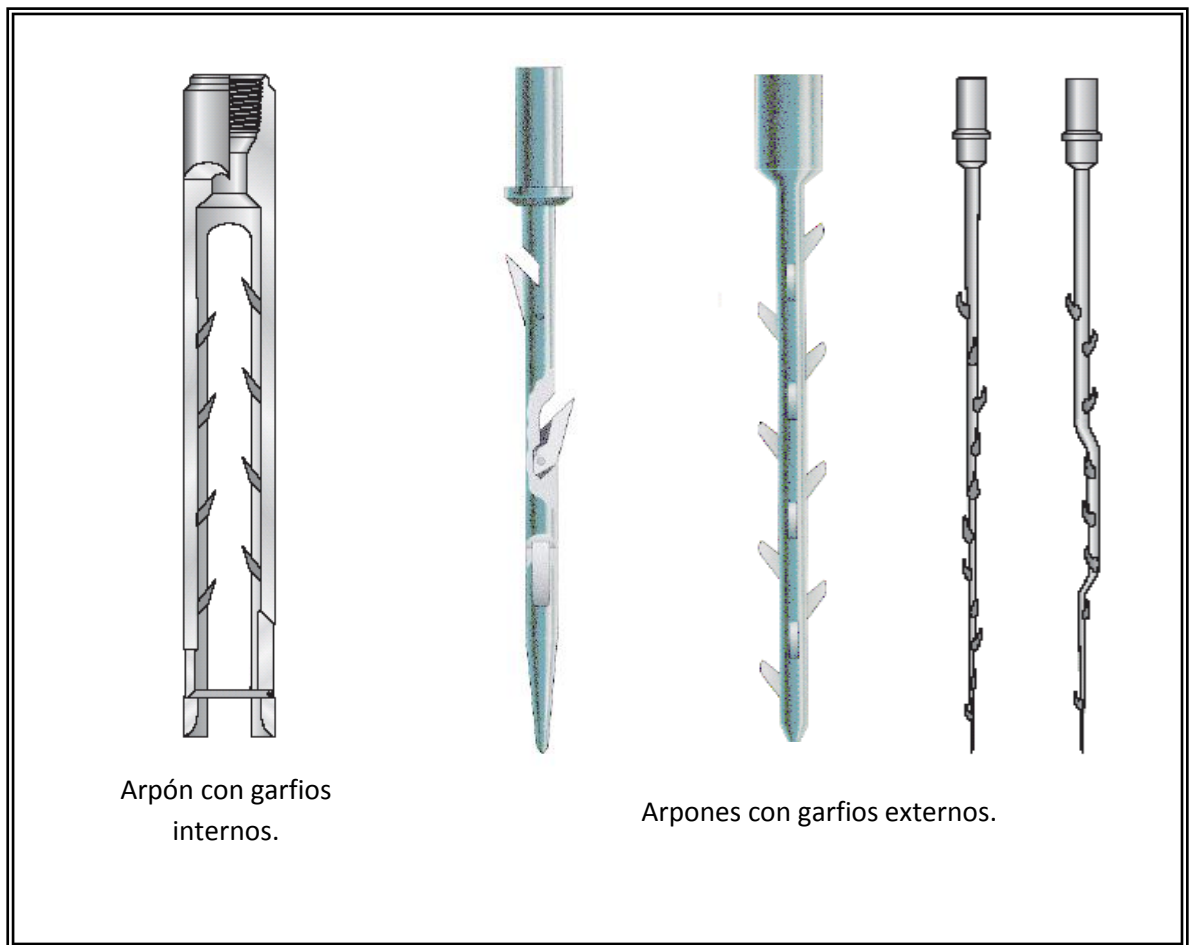


Fuente: Manual de Operaciones de Workover, Anexo 42. ECOPETROL. 2006.

1.1.6.2. Pesca con Arpones

Es un tipo de pescador que tiene anzuelos superpuestos en todas las direcciones distribuidos en todo el cuerpo de la herramienta. Estos garfios pueden ubicarse en la parte interior o exterior del pescador dependiendo de la configuración del pescador. Pueden bajarse con cable o con tubería.

Figura 6. Configuración general de Arpones para Pesca.



Fuente: Manual de Operaciones de Workover, Anexo 43. ECOPETROL. 2006.

Su mayor aplicación es pescar cables (wirelines o sandlines) pero también pueden utilizarse para pescar objetos pequeños con formas irregulares. Incluso existen

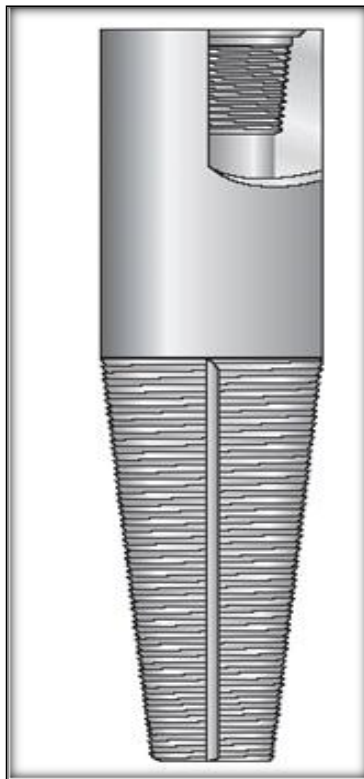
arpones especiales para remover parafina de la tubería, se bajan con cable sandline y se acoplan unas barras de peso.

1.1.6.3. Pesca con Taper Tap (Rabo de Rata)

Es un pescador de pesca interna que se usa en casos donde el tope del pescado está muy estropeado y no es posible agarrarlo con Overshot o con Spear; el “Rabo de Rata” debe tenerse como última opción, ya que por lo general, después de incrustarse deforma la cara del pescado.

Su forma es cónica con rosca en la mayor extensión de su cuerpo, en la parte inferior posee el menor diámetro y un orificio para circulación de fluidos. Hay pescadores con roscas hacia la derecha o hacia la izquierda y se requiere de peso y rotación para su operación.

Figura 7. Esquema del Pescador Taper Tap (Rabo de Rata).

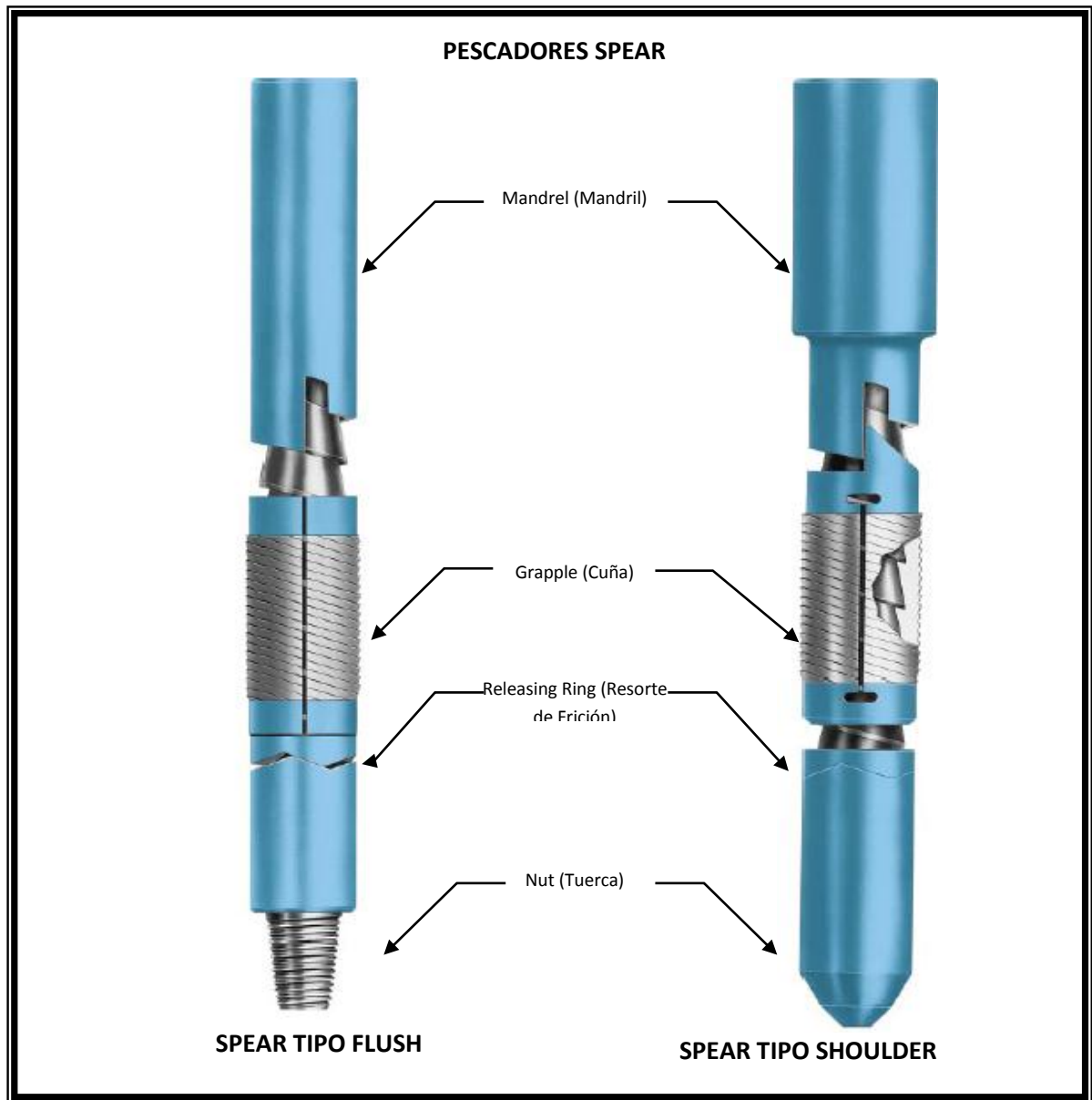


Fuente: Manual de Operaciones de Workover, Anexo 44. ECOPEPOTROL. 2006.

1.1.6.4. Pesca con Spear

El Spear es un pescador seguro, económico y confiable de pesca interna usado para pesca de tubería, sin restricciones de diámetro. Posee un agarre efectivo que es fácil de liberar y re-enganchar en casos especiales que así lo requiera.

Figura 8. Esquema de Pescador Spear tipo Flush y tipo Shoulder.



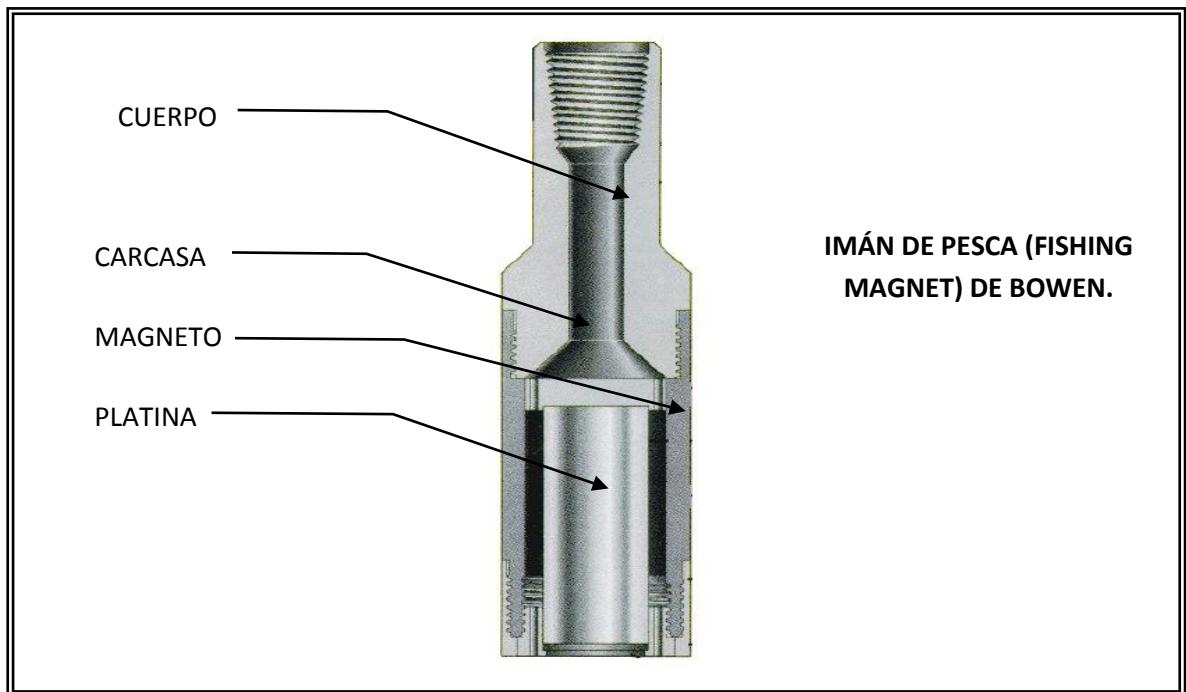
Fuente: Manual de Operaciones de Workover, Anexo 45. ECOPETROL. 2006.

1.1.6.5. Pesca con Imanes

Son utilizados para recuperar todo tipo de objetos pequeños, no taladrables que presentan atracción magnética, tales como: rodamientos, cuñas, ripios de demolición, llaves, pines de llaves, entre otros; tales objetos no pueden ser pescados por métodos convencionales y en esos casos sólo pueden ser recuperados por medios magnéticos.

Estas herramientas pueden bajarse con cable o con tubería, las operaciones con cable tienen las ventajas de la rapidez y la economía; mientras que en las operaciones con tubería se puede establecer circulación, la cual puede usarse para remover sedimentos asentados sobre el pescado.

Figura 9. Esquema del Pescador de Imán.



Fuente: Manual de Operaciones de Workover, Anexo 46. ECOPETROL. 2006.

1.1.6.6. Pesca de Varillas

El procedimiento de pesca de varillas es muy común entre las operaciones de Workover que se realizan en un pozo, debido a la necesidad de recuperar una sarta de varillas que se encuentra como pescado en el pozo. Utilizando diferentes pescadores de varilla, tales como:

Tabla 2. Diferentes tipos de pescadores de varilla.

PESCADORES	APLICACIÓN	TAMAÑO DE LA PARTE PESCANTE REGULAR	SOBRE MEDIDA
Tipo B	Pescador de varilla de cuerpo roto, asegurando el borde, compartimiento de uniones endurecidas, asegurar bordes, ensartar y pulir varillas.	2", 2 ½" y 3"	2 ½"
Overshot	Para varillas de cuerpo roto y uniones endurecidas.	1 ¾", 2", 2 ½" y 3"	2", 2 ½" y 3"
Horn	Para tubos de pequeñas dimensiones, uniones endurecidas.	1 ¼", 1 ¾" y 2"	
Baby Red	Para pescar varilla de cuerpo roto, varillas y jaulas fijas.	2" y 2 ½"	
Big Boy	Para uniones endurecidas, cajas, asegurar bordes, ensartar y pulir varillas.	2" y 2 ½"	2 ½"

Fuente: Manual de operaciones de Workover. Tabla 1. Pág 769.

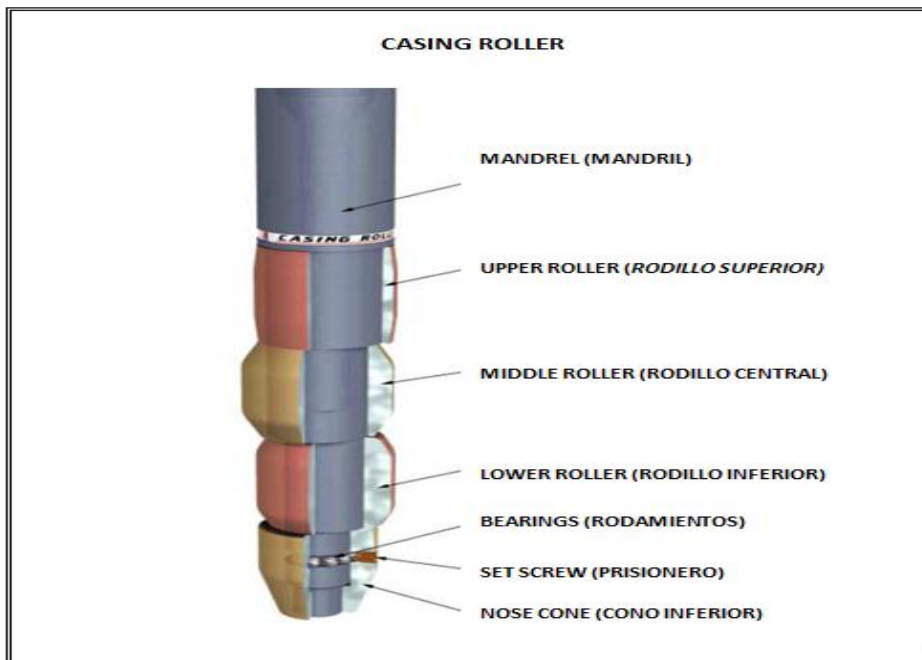
1.1.7. Corrección de Colapsos

El revestimiento está sometido a grande esfuerzos que pueden colapsarlo, por lo cual es necesario reacondicionarlo y devolverle su forma y diámetro original ya que puede obstruir el paso de herramientas, empaques, pescadores y muchos más.

Una de las herramientas más utilizadas para la corrección de colapsos es el Casing Roller. Esta herramienta utiliza la rotación para crear una fuerza axial, en este caso para restaurar un casing colapsado a su diámetro y forma original⁹.

El Casing Roller está compuesto por un conjunto de rodillos intercambiables, éstos giran sobre un eje que le permite variar su diámetro y ejercen presión sobre la pared del casing.

Figura 10. Partes de la herramienta para corrección de colapsos Casing Roller.



Fuente: Manual de Operaciones de Workover, Anexo 48. ECOPEPETROL. 2006.

⁹ Manual de Operaciones de Workover. Ing. Sergio A. Casas A. ECOPEPETROL S.A. Barrancabermeja, Colombia. 2006. Pág 565.

1.1.8. Operaciones de Moler

Ciertos objetos que caen al fondo del pozo o que se dispusieron a propósito para alguna operación, deben ser molidos debido a la imposibilidad de recuperarlos o sencillamente porque ya hicieron el trabajo para el que fueron bajados al pozo. Algunos ejemplos son: las brocas, empaques no recuperables y cemento.

1.1.8.1. Operaciones de Moler con Junk Mill

La Junk Mill tiene la capacidad de moler y triturar materiales de alta dureza debido a que está hecha principalmente de Carburo de Tugsteno. Su uso va desde moler brocas, empaques, sustitos hasta tapones de cemento. El peso utilizado generalmente en estas operaciones con Junk Mill oscila entre 4000 y 10000 libras.

Figura 11. Esquema de brocas Junk Mill.



Fuente: Manual de Operaciones de Workover, Anexo 49. ECOPETROL. 2006.

Las ratas de avance recomendadas para moler con Junk Mill se ilustran en la siguiente tabla:

Tabla 3. Ratas de avance recomendadas en operaciones de moler con Junk Mill.

MATERIAL	PIES/HORA
Drill collars	1-2
Empaques	4
Chatarra en general	3-5
Cemento	20-30

Fuente: MANUAL DE OPERACIONES DE WORKOVER. Página 581.

1.1.8.2. Operaciones de Moler con Brocas Tricónicas

Después de aislar intervalos, es necesario bajar a moler el exceso de cemento que normalmente queda después de una cementación, la broca tricónica es la más utilizada en estas operaciones.

Figura 12. Imagen de una Broca Tricónica.

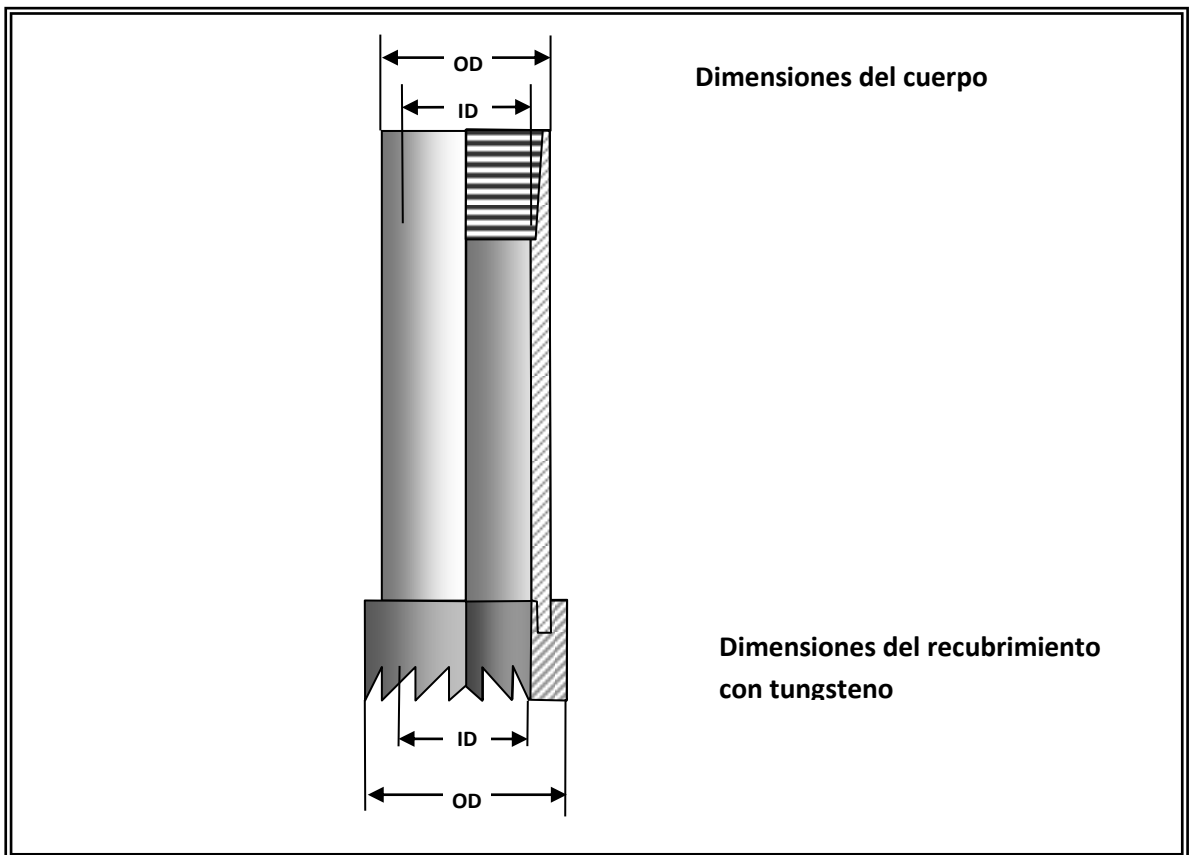


Fuente: Broca Tricónica. varelintl.com

1.1.9. Washover

Consiste en moler por medio de Zapatos Rotatorios y al mismo tiempo circular un fluido facilitando las operaciones de pesca, al remover sedimentos y obstrucciones del tope del pescador que están impidiendo el agarre directo y efectivo de la herramienta de pesca. Es una operación necesaria en los casos en que el pescador no puede ser agarrado directamente hasta que no sea “lavado” y molido su tope.

Figura 13. Diagrama de un Zapato Rotatorio tipo T.



Fuente: Manual de Operaciones de Workover, Anexo 52. ECOPETROL. 2006.

Esta herramienta se puede usar para “lavar” tubería de revestimiento, tubería de producción, empaques pegados, rimadores, estabilizadores, sustitutos, entre otros.

1.1.10. Estimulación de Pozos¹⁰

La estimulación es una de las actividades más importantes en el mantenimiento de la producción de un pozo petrolero, consiste en inyectar un fluido a presión (por debajo de la Presión de Fractura) buscando eliminar y remover el daño presente en una formación, siempre intentando restaurar el flujo de fluido hacia la cara del pozo. El uso del Ácido Clorhídrico (HCL) es muy común en estas operaciones, es por esto que antiguamente se tendía a nombrar como estimulación o acidificación indistintamente, pero actualmente las empresas han desarrollado un sin número de fluidos para estimular los pozo incluyendo fluidos no ácidos, por lo tanto la elección de dicho fluido se toma después de pruebas de laboratorio o análisis de experiencias propias.

Dependiendo el tipo de fluido utilizado, su composición, presión y demás; se puede regresar a la productividad normal del pozo, o se puede aumentar dicha productividad (desplazamiento de la curva de IPR del pozo). El fracturamiento es un ejemplo muy diciente de este último caso, se inyecta un fluido a presiones muy altas para crear canales preferenciales de flujo que ayuden a aumentar el caudal del pozo.

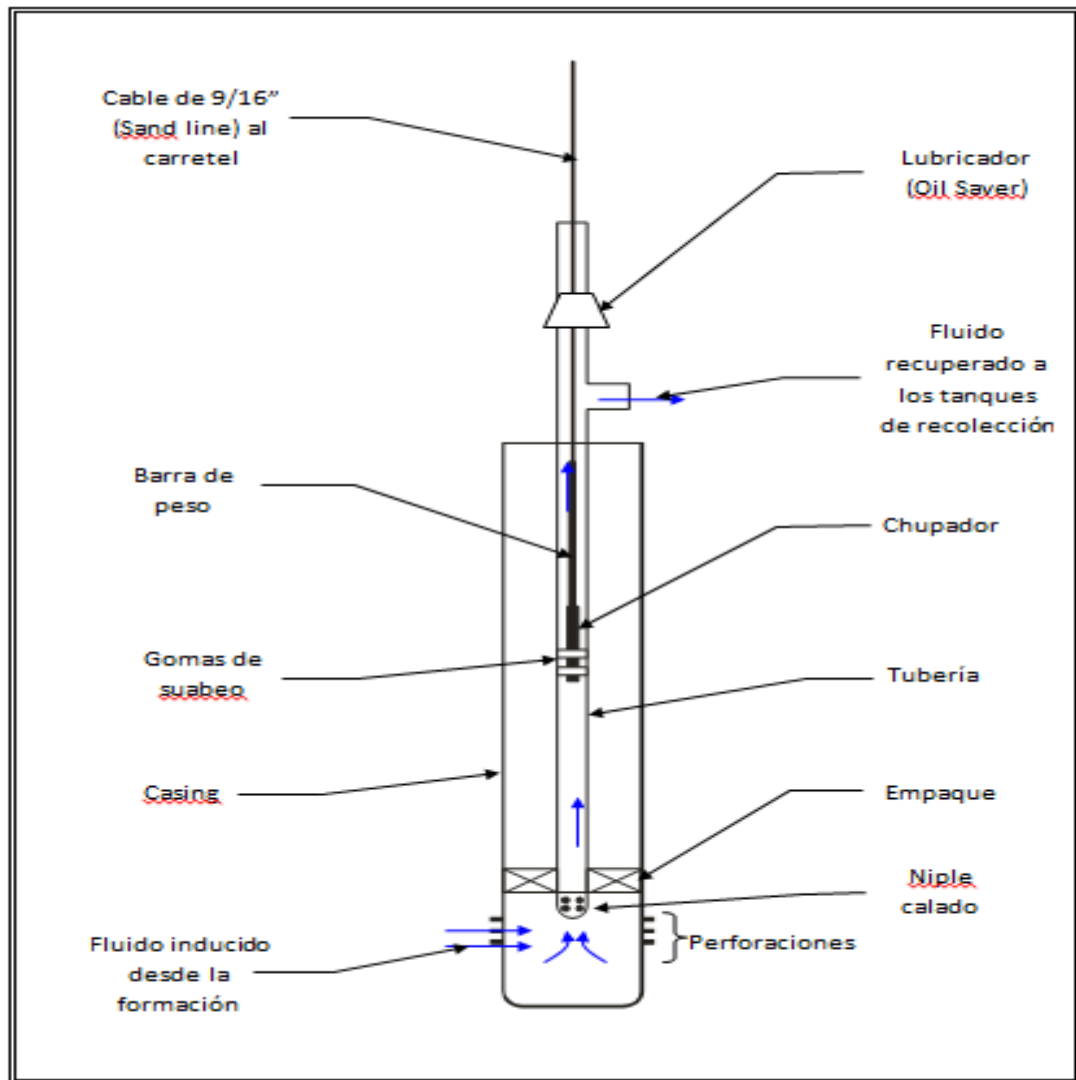
1.1.10.1. Estimulación Mecánica (Suabeo)

Se realiza por medio de la acción descendente y ascendente del conjunto de suabeo (barras de peso, mandril y gomas), este conjunto generalmente llamado barra de suabeo se corre con el sandline de 9/16”. El conjunto de suabeo actúa con el pistón de una bomba de subsuelo expulsando el fluido contenido en la tubería en cada viaje, generando que la presión hidrostática disminuya induciendo

¹⁰ Estimulación de pozos. VIDAL Mary. Blog de Ingeniería Petrolera.

una fuerza de succión que provoca la entrada de fluidos desde la formación hacia el fondo del pozo. El fluido recogido es dirigido a los tanques de prueba donde se lleva un registro de sus características. De igual manera en cada viaje se lleva el registro del nivel de fluido encontrado y la profundidad alcanzada por la barra de suabeo.

Figura 14. Esquema de operación de Suabeo.

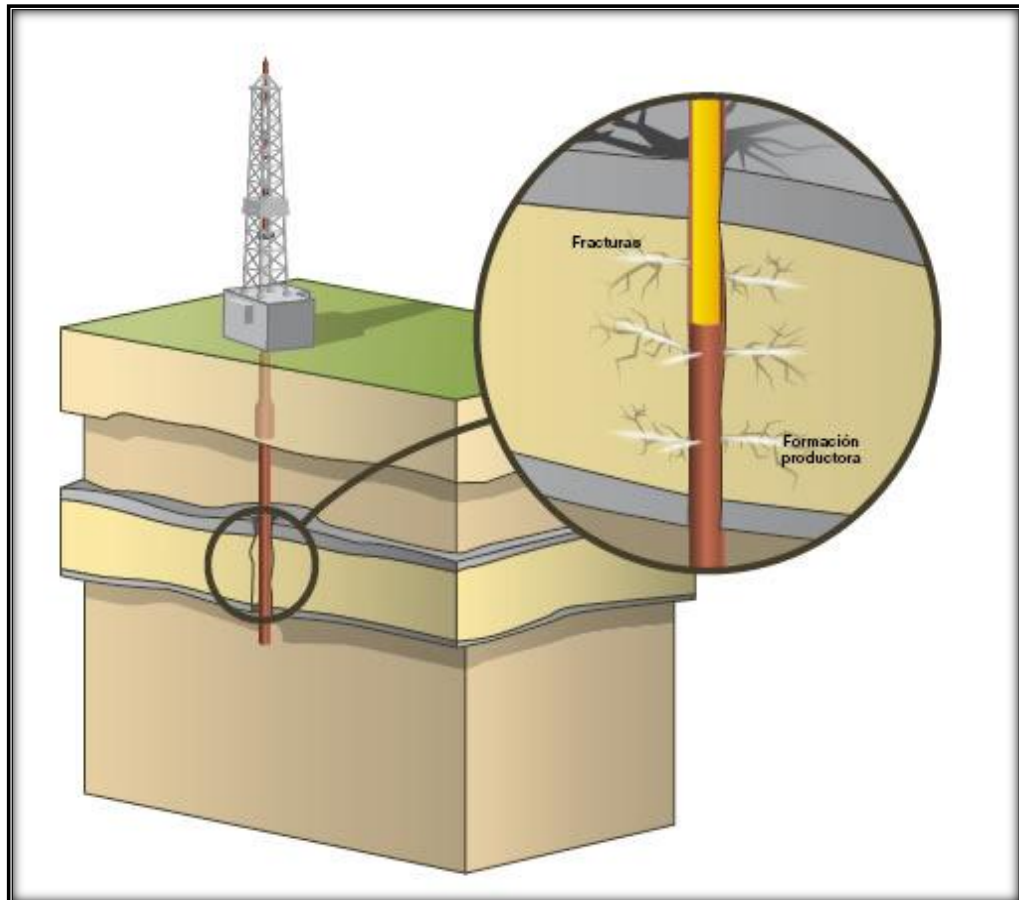


Fuente: Manual de Operaciones de Workover, Anexo 30. ECOPEPOTROL. 2006.

1.1.10.2. Estimulación por Fracturamiento

El fracturamiento es una técnica de estimulación de pozos ampliamente usada en todo el mundo, se crean canales de flujo preferencial en las cercanías del pozo para aumentar la productividad del mismo. La inyección del fluido va acompañada de un líquido llamado Propante, el cual después de que son generados los canales evita que se cierren nuevamente. Esta operación es el único método que existe actualmente para la extracción de campos de Shale Gas y en general en formaciones donde las permeabilidades son muy bajas, del orden de los nanodarcy's.

Figura 15. Esquema de una formación estimulada por fracturamiento.



Fuente: Ecopetrol.com.co

Cabe resaltar que es una operación con alta complejidad, aunque siempre se realizan modelos digitales que buscan simular la formación y distribución de las fracturas, en campo siempre se comportará de manera imprevisible e incontrolable. Además es fuertemente criticada por uso de cantidades colosales de agua y otros problemas ambientales a los que se asocia.

1.2. FLUIDO SERVICIO A POZO: SALMUERA

1.2.1. Definición

Las salmueras son soluciones salinas que se utilizan comúnmente, y su costo suele ser bajo. Agregar sal a las soluciones aumenta su densidad y genera mayor presión hidrostática, sin aumentar el contenido de sólidos en suspensión ya que la sal se disuelve en la solución debido a su polaridad. El aumento de las concentraciones salinas inhibe la hidratación de la arcilla, sin embargo, en algunos casos donde las aguas salinas aumentan el volumen de las arcillas, se puede utilizar calcio o potasio para prevenir el problema¹¹.

Salmueras simples como el cloruro de sodio (NaCl), cloruro de potasio (KCl), cloruro de calcio (CaCl_2) y bromuro de calcio (CaCl_2) entran en la categoría de baja densidad. El uso más común es el de cloruro de potasio. Se puede aumentar la densidad de una salmuera simple agregando sal hasta alcanzar el punto de saturación o mezclando varias sales (salmueras multi-salinas) en una misma solución, controlando cuidadosamente la relación entre cada sal con las demás. Cabe resaltar que después de alcanzado el punto de saturación de una mezcla, no se obtendrán aumentos en el peso de la salmuera al añadir más sal, y sí se acrecienta el riesgo de precipitación y cristalización de las sales.

¹¹ Well Control Manual. Well Control International. 2007.

Tabla 4. Rangos de densidades para diferentes fluidos.

TIPO DE FLUIDO	DENSIDAD MÍNIMA	DENSIDAD MÁXIMA
	Lpg	Lpg
Petróleo	6	8,5*
Gasoil		7
Agua dulce		
Agua de mar	8,4	8,6
Salmuera- Cloruro de Sodio (NaCl)	8,3	10
Salmuera- Cloruro de Potasio (KCL)	8,3	9,8
Salmuera- Cloruro de Calcio (CaCl ₂)	11	11,7
Salmuera- Bromuro de Calcio (CaBr ₂)	11,5	15,1
Salmuera- Bromuro de Zinc (ZnBr ₂)	14	19,2

Fuente: Well Control Manual. Página 211.

Algunas de sus principales características son las siguientes¹²:

- Densidad estable de 8.4 ppg a 20.2 ppg: solo se ve afectada por la temperatura
- Tiene un efecto viscosificante
- Impide la hidratación de arcillas
- No daña la formación, cuando se adhiere la compatibilidad química
- Puede haber cristalización debido a la temperatura y la sobresaturación
- Tiene efectos ambientales adversos
- Puede ser ligeramente peligrosa en su uso, manipulación, transporte y almacenamiento
- Corrosiva y daña los elementos de caucho

Otras definiciones que se encuentran en la literatura para el término *salmuera*, dependiendo del área de operación, son¹³:

- **Geología.** Agua que contiene más sales inorgánicas disueltas que el agua típica de mar.
- **Perforación.** Líquido salino generalmente usado en operaciones de completamiento y cada vez más, cuando se está perforando una zona productora, porque tienen un peso mayor al agua fresca y carecen de partículas sólidas que puedan dañar las formaciones de interés.
- **Fluidos de Perforación.** Un término que de manera general se refiere a una o varias sales disueltas en una solución acuosa, sin embargo, el término puede ser usado más estrictamente para referirse a soluciones de Cloruro de Sodio (NaCl).
- **Completamiento de Pozos.** Una solución acuosa de sales inorgánicas usada como fluido de control en las operaciones de completamiento y

¹² Estudios de Control de Pozo durante las Operaciones de Mantenimiento y Workover en el Campo Apiay y Castilla La Nueva. RODRIGUEZ Alba. UIS. 2008.

¹³ Brine. Oilfield Glossary. Schlumberger.

workover, están libres de sólidos y no contienen partículas que puedan taponar o dañar la formación de interés y, además la presencia de la sal en la solución evita el hinchamiento de las arcillas. Las salmueras son formuladas y preparadas para condiciones específicas con rangos de sal disponibles para alcanzar densidades entre las 8 y 20 lpg (1.0-2.4 g/cm³). Es un fluido que debe proporcionar peso y fluidez.

Las sales comúnmente usadas para la preparación de una salmuera son: cloruro de sodio, cloruro de calcio y cloruro de potasio; pero pueden encontrarse mezclas más complejas que contienen sales como: zinc, yodo y bromuro. Estas últimas son generalmente más costosas y corrosivas.

El fluido debe ser compatible con la formación y sus fluidos, y por lo general es estrictamente filtrado para evitar introducir sólidos a la cara del pozo¹⁴.

- **Facilidades de Producción.** Agua que contiene sales en solución como el sodio, bromuro y calcio son producidas junto con el aceite. Su disposición usualmente se realiza mediante la reinyección a formaciones de agua salada saturada o por evaporación en piscinas en superficie.

1.2.2. Propiedades físico-químicas de las Salmueras¹⁵

- **Densidad**

La densidad es la propiedad más importante de las salmueras ya que gracias a su peso se consigue la presión hidrostática necesaria para controlar el pozo mientras se realizan las operaciones de completamiento y workover.

Gracias a la gran variedad de mezclas de sales posibles se cuenta con un amplio rango de densidades, entre 8,4 y 20 lpg, lo cual permite un mayor margen a la

¹⁴ Completion Fluid. Oilfield Glossary. Schlumberger.

¹⁵ Estudios de Control de Pozo durante las Operaciones de Mantenimiento y Workover en el Campo Apiay y Castilla La Nueva. RODRIGUEZ, Alba. UIS. 2008.

hora de controlar diferentes presiones de formación, sin utilizar aditivos como la barita que pueden dañar la zona de interés.

- **Viscosidad**

La viscosidad es la medida de la resistencia interna al flujo que tiene un líquido. Se mide en segundos marsh, que hace referencia al tiempo que tarda un líquido en fluir a través de un embudo calibrado llamado 'embudo de Marsh'.

Esta propiedad de la salmuera varía en función de la concentración, naturaleza de las sales disueltas y la temperatura, la viscosidad se puede modificar mediante el uso de aditivos viscosificantes como el hidroxietilcelulosa o polímeros los cuales dan la capacidad para mantener sólidos en suspensión y llevarlos a la superficie.

- **Punto de Cristalización**

Es la temperatura a la cual las sales disueltas en la salmuera se empiezan a precipitar a una presión determinada. Además, si se da el tiempo suficiente para la aglomeración y nucleación de los precipitados, es posible que se pierda parcial o totalmente el flujo.

Las salmueras de densidades altas como Cloruro de Calcio, Bromuro de Calcio y Bromuro de Zinc, son normalmente formuladas, la temperatura de cristalizaciones es la temperatura a la cual la salmuera es saturada con una o más de sus sales. A esta temperatura, la sal menos soluble se vuelve insoluble y se precipita. El enfriamiento de la sal bajo la temperatura de cristalización resulta en más precipitación de sólidos de sal.

- **Turbidez**

La turbidez de un fluido es la medida de la dispersión de los rayos de luz por las partículas suspendidas en el líquido, se mide con un Nefelómetro y se expresa el resultado en NTU (Nephelometric Turbidity Unit).

Un fluido limpio es aquel que no contiene partículas de diámetro mayor a 2 micras y un valor de turbidez no mayor a 30 NTU¹⁶.

- **pH**

El potencial de hidrogeno (pH) es la medida de la acidez o alcalinidad de un fluido. El pH de salmueras con densidades cerca de 11,6 lpg es casi neutro y disminuye progresivamente con el aumento de densidad¹⁷.

El pH es un valor crítico que puede facilitar la formación de escamas, la corrosión metálica, la supervivencia y reproducción de los microorganismos y además afecta directamente la solubilidad del agua.

1.2.3. Procedimiento de preparación de la Salmuera¹⁸

El procedimiento de preparación de una salmuera respecto a otra puede variar, dependiendo del tipo de operación en la cual va a ser utilizada y el tiempo que va a durar dicha operación. A continuación se describirá el procedimiento general que se lleva a cabo para la preparación estándar de una salmuera en campo.

a. Charla Pre-Operacional

Se realiza una charla previa a la operación por parte del jefe de equipo con el fin de determinar las recomendaciones de seguridad y establecer las diferentes funciones que se deben ejecutar por el personal cuando se esté realizando la operación, además se debe constatar el usos de los EPP (elementos de protección personal) por parte de todo el personal. Leer ASTM de la operación.

¹⁶ Manual de Procedimientos Técnico-Operativos en Campo. Terminación y Mantenimiento de Pozos. Página 31.

¹⁷ Ibid. Pág. 32.

¹⁸ Estudios de Control de Pozo durante las Operaciones de Mantenimiento y Workover en el Campo Apiay y Castilla La Nueva. RODRIGUEZ Alba. UIS. 2008.

b. Captación y cargue del agua.

Solo en caso de utilizar unidad de filtrado, instalar está en el lugar correspondiente, acoplándola a la bomba que disponga el equipo y a los tanques de “lodos”.

c. Verificación de Condiciones Operacionales de la Bomba

Luego de haber seguido los pasos anteriores se dirige a la bomba, antes de encenderla verificar las presiones que se establecieron, el combustible y el nivel de aceite.

d. Descargue del Agua

Se dispone a encender la bomba centrífuga iniciando la circulación del carro-tanque a los tanques donde se realizará el siguiente paso, esto es conocido como descargue del agua.

e. Inspección de Nivel de Agua

Inspeccionar el nivel de agua en los tanques que se va a utilizar frecuentemente.

f. Adición de la Sal

Colocar los bultos de sal que se van a utilizar en la superficie del tanque. Para iniciar con la preparación de la salmuera, los bultos de sal deben ser vertidos en la tolva o encima de la malla del tanque, introduciéndola al tanque de una manera continua y uniforme.

Luego de esto se aplican los demás aditivos como lo son biosidas, inhibidores y surfactantes según la característica propia de la salmuera. Una vez terminado el procedimiento se debe lavar las tolvas o rejillas en la superficie del tanque ya que se acumulan partículas de sal que pueden causar corrosión en la superficie.

g. Medición de Nivel de Tanques

Medir el nivel de los tanques frecuentemente para determinar si hay algún tipo de pérdida de volumen a causa de alguna imperfección en el tanque o algún problema operacional.

Por último se deben realizar las respectivas pruebas para verificar las propiedades de la salmuera y que esta si este acorde con el peso que se busca para el control del pozo, estas pruebas se realizan tomando una muestra del fluido y llevándola a la balanza la cual le mostrara la densidad de la salmuera.

Figura 16. Procedimiento para la Preparación de Salmueras.



Fuente: Estudios de Control de Pozos durante las Operaciones de Mantenimiento y Workover en el Campo Apiay y Castilla La Nueva. RODRÍGUEZ, A. UIS. 2008.

1.2.4. Corrosividad de las Salmueras¹⁹

La corrosión puede ser definida como la alteración electroquímica y degradación del material por su ambiente. El principal agente corrosivo que afecta a los materiales de la tubería en fluidos base agua, son los gases solubles (O₂, CO₂, H₂S), así como las diluciones salinas y ácidas.

Causas de la Corrosión

Las causas de la corrosión son muy variadas pero a continuación se explicarán los principales factores y más contribuyentes en este aspecto.

- **Oxígeno**

El oxígeno hace parte fundamental cuando se habla de corrosión, ya que es uno de los agentes corrosivos más comunes que al estar presente con pequeñas cantidades de humedad puede causar la corrosión al acero, en el caso particular de los fluidos acuosos que normalmente se encuentran a la intemperie se presenta una corrosión más severa.

- **Dióxido de Carbono**

El dióxido de carbono soluble en presencia de agua forma un ácido débil (H₂SO₃) que causa corrosión en el acero, lo cual es conocido como corrosión dulce que conlleva la formación de escamas en el acero provocando una pérdida de espesor en el cuerpo de la tubería, esto se podría evitar manteniendo el pH por encima de 6. La corrosión será mucho más agresiva cuando están presentes el CO₂ y el O₂ que cuando actúan cada uno por separado. El CO₂ en presencia de agua forma ácido carbónico que reacciona con el acero formando carbonato de hierro, el cual se desprende en escamas reduciendo el espesor de pared.

¹⁹ Manual de Procedimientos Técnico-Operativos en Campo. Terminación y Mantenimiento de Pozos. Páginas. 40-41.

El CO₂ en los fluidos puede venir del gas de formación, descomposición térmica de sales disueltas, aditivos orgánicos de los fluidos de control o por la acción de las bacterias sobre los minerales orgánicos en descomposición. De manera general el aumento de la presión incrementa la acción del CO₂ como agente corrosivo. Cuando la presión parcial de CO₂ supera los 30 psi, se tendrán problemas de corrosión, cuando el valor de la presión varíe entre 30 y 7 psi, es posible la corrosión y cuando es menor de 7 psi, es imposible.

- **Ácido sulfhídrico**

El ácido sulfhídrico disuelto en agua da como resultado un ácido algo débil pero menos corrosivo que el ácido carbónico, no obstante este ácido puede causar picaduras en la tubería, específicamente cuando se encuentra acompañado de oxígeno y/o dióxido de carbono. El estándar NACE MR-01-75 define los límites de presión parcial en un ambiente de gas amargo, si la presión total sobrepasa los 65 psi y la presión parcial del H₂S en el gas se excede de 0.05 psi, estaremos en presencia de un problema potencial. El ácido sulfhídrico H₂S en fluidos de control puede ser aportado por medio del gas de formación, por la acción bacteriana sobre sulfatos solubles o degradación térmica de aditivos que contengan sulfuros en los fluidos de control.

La presencia de un elemento corrosivo y un esfuerzo por tensión da pie a una alta probabilidad de fractura, ya que los iones libres de hidrogeno se introducen en la estructura del metal alterando su capacidad de deformación (ductilidad) e incrementando las posibilidades de que se dé una fractura del material expuesto a estas condiciones.

- **Sales disueltas**

Los componentes que favorecen la corrosión y fracturas por cloruros (CSCC) están relacionados directamente con la temperatura, presión, contenido de O₂, pH y contenido de Cl. Para materiales susceptibles al CSCC la corrosión está dada por picadura en cazuela y grietas. Las altas tasas de corrosión están vinculadas

especialmente a procesos que incluyen reacciones electroquímicas y por consiguiente un incremento en la conductividad, por esta razón, habitualmente las salmueras diluidas presentan una mayor corrosión que las mostradas por salmueras con altas concentraciones.

- **Ácidos**

Los fluidos de completamientos están caracterizados por su alta tasa de corrosión presente debido a el pH que manejan, caracterizando las salmueras que contienen bromuro de zinc, estas exponen valores bajos de pH como consecuencia de la hidrolisis de esta sal lo que hace identificar a este tipo de salmuera como una de las más corrosivas. La forma de aminorar las tasas de corrosión de salmueras de alta densidad es agregando aditivos como: inhibidores de corrosión, secuestradores de oxígeno y/o bacterias.

1.3. Contaminantes del fluido de servicio a pozo y sus efectos²⁰

La presencia de cualquier compuesto, sustancia o partícula que pueda afectar la integridad de la salmuera, es considerado un contaminante. Por las características de las operaciones en las cuales es utilizada la salmuera, su contaminación no llega a ser tan abundante como lo es tras una operación de perforación, ya que el hueco está en su mayoría revestido y la exposición del fluido con las posibles fuentes de contaminación se reduce a unos cuantos pies de espesor.

Sin embargo, hay agentes contaminantes que se encuentran frecuentemente y deben ser tratados para poder recuperar las propiedades de la salmuera.

²⁰ Produced Water Treatment Technologies. Ebenezer T, Igunnu and George Z, Chen. 2012.

1.3.1 Residuos Aceitosos

Compuestos HC's de cadena ramificada, simple o cíclica, pueden estar disueltos o en dispersión. Generalmente la salmuera después de ser utilizada en una operación de servicio a pozo está contaminada con Petróleo pero en forma de Grasas (HC's dispersos)

Hidrocarburos dispersos (Grasas)

Los componentes de mayor peso molecular y baja polaridad, por lo general, van dispersos en el agua en forma de pequeñas gotas. Entre los cuales pueden estar los componentes Poli-aromáticos, alquil-fenoles pesados y alcanos de C12 en adelante.

- **Problemas operacionales asociados a los residuos aceitosos**

Las gotas de aceite suspendidas en el fluido en forma de emulsión tienen la capacidad de aumentar la viscosidad de la mezcla, generando mayor fricción y aumentando el arrastre de sólidos, lo cual puede taponar las perforaciones, erosionar las tuberías o incluso deteriorar los equipos de subsuelo. Otro efecto es la disminución de la densidad de la salmuera, siempre y cuando los HC's sean livianos.

De igual manera, aumentan los tiempos de retrolavado de los filtros para lograr una buena limpieza de los mismos, e incluso mayores gastos por la implementación del uso de varsol y/o surfactantes para descontaminar los trenes de filtración.²¹

²¹ Diseño de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales y de Producción Evaluando las Diferentes Alternativas Nacionales y Extranjeras- Aplicación Campo Colorado. JAIMES, D Y PICO, M. UIS. 2009.

- **Impactos Ambientales generados por residuos aceitosos** ²²

Los fluidos después de ser utilizados en las operaciones de Servicio a pozo, son tratados y posteriormente vertidos o dispuestos en el ambiente. Aún después de recibir tratamientos rigurosos pueden quedar residuos de petróleo en forma de trazas. Estas trazas son cantidades considerables si cuantificamos la cantidad de agua que es vertida a diario en el planeta y su problema principal está asociado a los cambios progresivos y permanentes de las propiedades físico-químicas del entorno atribuidos a procesos propios y ya conocidos que sufre el petróleo al entrar en contacto con el ambiente como la evaporación, disolución, dispersión, oxidación y biodegradación. Estos fenómenos afectan los tres elementos fundamentales que componen el ambiente: elementos abióticos, elementos bióticos y elemento socioeconómicos.

- **Elementos Socioeconómicos**

Incluyen las actividades realizadas por humanos para su supervivencia tales como la pesca, la agricultura, ganadería, captación de agua para consumo humano, entre otras; también lugares de esparcimiento, recreación y turismo, cuya modificación parcial o total puede generar daños irreversibles en la salud humana, en su economía y supervivencia.

1.3.2. Compuestos Inorgánicos

Son compuestos que no tiene cadenas de Carbono e Hidrogeno, generalmente conocidos como minerales y se clasifican en cationes (+) y aniones (-). Los más encontrados en la industria son ion Cloruro (Cl^-), ion Sulfato (SO_4^{2-}), ion Carbonato (CO_3^{2-}), ion Bicarbonato (HCO_3^-), ion Sodio (Na^+), ion Potasio (K^+), ion Calcio (Ca^{2+}), ion Bario (Ba^{2+}), ion Magnesio (Mg^{2+}), ion Hierro (Fe^{2+}) y el ion Estroncio (Sr^{2+}). Juegan un papel significativo en la química del agua, por ejemplo

²² Propuesta para el Diseño e Implementación de un Esquema de Manejo, Tratamiento Integral y Recuperación de Crudo, Aguas para Reinyección y Salmueras para Reutilización, de los Residuos Aceitosos (Contaminados Con Hidrocarburo), Generados por la Operación del Campo Petrolero Ubicado en el Corregimiento el Centro, Municipio De Barrancabermeja, Santander. CARDONA, V Y RODRIGUEZ, N. 2010.

los iones Na^+ y Cl^- son los responsables de la salinidad del agua, y son potencialmente formadores de escamas en los ductos y en el yacimiento.

- **Problemas operacionales generados por presencia de contaminantes inorgánicos**

La presencia de estos minerales afectan de manera directa el pH de la mezcla, los fluidos básicos favorecen la precipitación y generación de escamas. Si la mezcla no está en su punto de saturación el peso de la mezcla puede aumentar, dependiendo del tipo de compuesto inorgánico que se disuelva en ella lo cual puede provocar problemas en formaciones de baja presión. Los problemas más comunes debido a la formación de escamas son la obstrucción de las tuberías y equipos. Se sabe que los fluidos con alta cantidad de iones Ca^{2+} y Mg^{2+} tienen más predisposición a precipitar y formar escamas.

El **Índice de Saturación de Langelier (IS)** es un parámetro de suma importancia en la evaluación de los problemas asociados a la dureza del agua, ya que en base a su estudio se determina si el agua es corrosiva o incrustante^{23 y 24}.

Si **IS** ≥ 0 Posibilidad de precipitación \longrightarrow agua incrustante

Si **IS** < 0 No hay potencial de Incrustaciones \longrightarrow agua corrosiva

$IS = pH - pH_{(s)}$ Donde pH: se refiere a las condiciones reales de la mezcla.

$pH_{(s)}$: se refiere a las condiciones de saturación.

Por otra parte, la presencia de Sulfatos afectan de manera indirecta la cantidad de Colonias de Bacterias Sulfato-Reductoras ya que son el 'alimento' de las mismas.

²³ Asesoría por parte del Ingeniero Neder Ignacio Rodríguez Quijano, Interventor para Perforación y Servicio a Pozos. OCCIDENTAL- LCI. Asesor de Procesos de Recuperación de Fluidos. LCI.

²⁴ Índice de Saturación de Langelier. Químicaldelagua.com

- **Impacto ambiental asociado a la presencia de contaminantes inorgánicos**

El principal impacto ambiental es la alteración del pH del cuerpo de agua que entra en contacto con el fluido contaminado, lo que conlleva a una masiva extinción de la fauna y flora presente.

1.3.3. Sólidos dispersos

Son también inorgánicos, pero son vistos como otro tipo de contaminante, ya que su principal problema operacional está más ligado a la abrasión, erosión y taponamiento de las líneas. Generalmente son partículas de arena y arcilla que son arrastradas por el fluido al pasar a través de sus poros.

- **Problemas operacionales asociados al contenido de sólidos²⁵**

Los principales problemas ocasionados por la presencia de sólidos en el fluido, son la abrasión y erosión de las líneas de flujo. Pero cabe resaltar los siguientes:

- Taponamiento de las líneas de flujo.
- Desgaste excesivo de las piezas de las bombas de inyección del fluido.
- Daño parcial o total del sistema de válvulas.

Los efectos principales de los sólidos dispersos en la salmuera son: el aumento en la viscosidad y en la densidad; además disminuye la capacidad de arrastre en operaciones de limpieza de arena.

²⁵ Diseño de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales y de Producción Evaluando las Diferentes Alternativas Nacionales y Extranjeras-Aplicación Campo Colorado. JAIMES, D Y PICO, M. Uis. 2009.

- **Impacto ambiental generado por los sólidos**

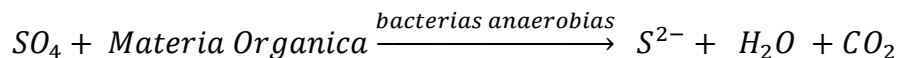
El mayor impacto ambiental es la generación de turbidez en el agua lo cual impide que los rayos del sol penetren hasta las plantas subacuáticas, impidiéndoles hacer su proceso vital de fotosíntesis, el cual garantiza la oxigenación del agua para las diferentes especies acuáticas.

Otro problema es la asfixia mecánica que sufren generalmente los peces por la obstrucción de sus vías respiratorias debido a la infiltración de los sólidos. Con la disminución en la cantidad de peces, que son el alimento de la mayoría de especies mayores se ven afectados de igual manera cada uno de los eslabones de la cadena alimenticia, llevando en el peor de los casos a la extinción de especies nativas.

1.3.4. Bacterias Sulfato-reductoras (BSF)

Son un grupo de bacterias que usan el sulfato (SO_4) como agente oxidante, reduciéndolo a sulfuro de manera no asimilatoria, produciendo como desecho metabólico ácido sulfhídrico (H_2S).

El proceso es el siguiente



El ión de azufre (S^{2-}) reacciona con el Hidrógeno y forma ácido sulfúrico (H_2S), un fluido altamente corrosivo.

- **Problemas operacionales generados por la presencia bacterias**

Los efectos adversos de corrosión bacteriana son la mayor consecuencia asociada a la presencia de estos microorganismos, como ya se mencionó anteriormente las bacterias tienen la capacidad de reducir ciertos iones y durante este proceso, generan desechos metabólicos ácidos que promueven la corrosión

de las partes metálicas del sistema²⁶. Otro problema es la obstrucción y taponamiento a los filtros y partes de porosidad reducida del sistema, debido a la acumulación de depósitos biológicos.

- **Impacto ambiental asociado a la presencia de bacterias**

Los cultivos de bacterias generan residuos durante su metabolismo como el H₂S y el CO₂ que modifican el pH del medio y generan alteraciones bioquímicas en el ambiente, lo que conlleva inevitablemente a aumentar la tasa de mortandad de la fauna y flora presente.

1.4. Requerimientos para Reutilizar Salmueras: Ecopetrol S.A.

El fluido que retorna de una operación de Workover generalmente está contaminado por el contacto directo con la formación productora y sus fluidos, en el espesor que no está revestido. Cabe resaltar que el contacto de la salmuera con sus potenciales fuentes de contaminación suele ser mínimo, por lo cual su contaminación también lo es. Y ese el punto clave, direccionar su tratamiento hacia una posible reutilización en vez de realizarlo para verterla o disponerla.

Estos requerimientos aplican para fluidos con alto contenido de cloruros contaminados en actividades de Workover. Se consideran dentro de esta categoría todos los fluidos que tengan como Mínimo 80% de Agua Y Máximo 20% de contenido de sólidos más aceite. Las características mínimas del fluido a retornar a ECOPETROL S.A. para ser reutilizado en operaciones de Workover es la siguiente²⁷:

- ✓ pH 6 – 8.
- ✓ Sólidos Max 20 ppm.

²⁶ Efecto Sinérgico de las bacterias sulfato-reductoras y el CO₂ en agua de producción sobre la corrosión del acero al carbón. Reed de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal (REDALYC). 2013.

²⁷ Estándares Técnicos para Tratamiento Integral mediante los Procesos de Disposición Final de los Residuos Acuoso. ECOPETROL S.A. 2009.

- ✓ Bacterias sulfato reductoras Max 20 colonias / ml.
- ✓ Turbiedad Max 20 NTU.
- ✓ Calcios Max 300 ppm.
- ✓ Sulfatos: no agregar. Máx 250 ppm. Antiguamente se adicionaban compuestos con sulfatos para tratamiento de dureza, pero se observó que era contraproducente ya que las BSR se proliferaban con mayor rapidez.
- ✓ Grasas y Aceites AUSENTES.

Después de muchas pruebas realizadas por ECOPETROL S.A. se determinaron estos valores como óptimos para la reutilización de salmueras en operaciones de servicio a pozo. Además exponen algunas consideraciones concluidas durante dichas pruebas.

- El tratamiento del fluido debe ser tanto físico como químico.
- El agua se debe filtrar para retirar las partículas en suspensión con filtros de 5 micras y de esta manera conservar los cloruros presentes en el fluido.
- Los sólidos retirados del material recibido se deben tratar para asegurar la disposición final de estos sin que esto genere un sobre costo para la operadora.
- Es responsabilidad del contratista instalar la capacidad necesaria para mantener disponibles 2 000 barriles de salmuera tratadas para los requerimientos de los equipos de Workover, en tanques cerrados.

2. MEDICIÓN DE PARÁMETROS PARA LA RECUPERACIÓN DE SALMUERAS EN SERVICIOS A POZO

En base a los parámetros que ECOPETROL S.A. determina como claves para la reutilización del fluido de servicio a pozo, expuestos en el capítulo anterior, se eligieron normas estándar para su medición.

Para este proyecto se escogieron las normas publicadas por la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (ASTM International), una organización ampliamente conocida en el sector de los Hidrocarburos y el Agua. Cabe resaltar que todas las normas que se encuentran abajo se realizan en laboratorio.

2.1. Norma para medición del pH

2.1.1. ASTM D1293-12. STANDARD TEST METHOD FOR pH OF WATER²⁸

Norma creada por la ASTM International en el año 1999, más tarde fue actualizada en el 2005 y finalmente en el 2012. Su finalidad es la medición del pH del agua, un parámetro que consideran crítico y al cual le atribuyen habilidades para afectar la solubilidad, la formación de escamas, la corrosión metálica y además puede generar un ambiente adecuado para proliferación de organismos vivos.

Alcance

- Esta prueba cubre la determinación del pH del agua mediante la medición electrométrica usando un electrodo de vidrio como sensor. Propone dos métodos:

Método A: Medición Precisa de Laboratorio.

Método B: Medición de Rutina.

- No tiene restricciones explícitas.

²⁸ ASTM D1293-12. ASTM International.

2.2. Norma para medición de los Sólidos en Suspensión

Los sólidos suspendidos (TSS) y disueltos (TDS) son responsables de numerosos problemas ambientales, no permiten la adecuada oxigenación de los organismos y evitan la penetración de los rayos solares evitando la fotosíntesis de las plantas acuáticas. Por otra parte, la presencia de sólidos en el agua acarrea sanciones económicas por parte de los entes supervisores²⁹.

2.2.1. ASTM D5907-13. STANDARD TEST METHODS FOR FILTERABLE MATTER (TOTAL DISSOLVED SOLIDS) AND NONFILTERABLE (TOTAL SUSPENDED SOLIDS) IN WATER³⁰

Este test fue publicado por primera vez en el año 1996 por la ASTM International y fue actualizada por última vez en el año 2013.

Alcance

- Esta norma incluye la determinación del material filtrable (TSS) y no filtrable (TDS) en agua potable, salmueras, agua doméstica e industrial.
- El rango práctico para los TDS es de 10 mg/L a 150.000 microgramos/L.
- El rango práctico para los TSS es de 4 a 20.000 mg/L.

2.3. Normas para medición de la Presencia de Grasas

En el año 1985 la ASTM International publicó la norma ASTM D3921 Standard Test Method for Oil and Grease and Petroleum Hydrocarbons in Water, pero fue retirada en el 2013 por el uso de productos contaminantes. Mientras tanto en el año 2011 este mismo ente creó dos normas relacionadas con la medición de grasas en el agua, más amigable con el medio ambiente³¹.

- ASTM D7678-11

²⁹ ASTM D5907-13. ASTM International.

³⁰ Ibid.

³¹ Revolution in Oil in Water Measurement. Eralytics.com.

- ASTM D7066-11

2.3.1. ASTM D7678-11. STANDARD TEST METHOD FOR TOTAL PETROLEUM HYDROCARBONS (TPH) IN WATER AND WASTEWATER WITH SOLVENT EXTRACTION USING MID-IR LASER SPECTROSCOPY³²

Norma publicada en el año 2011 por la ASTM International usando un solvente amigable con el medio ambiente.

Alcance

- Esta prueba cubre la determinación de los Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) en agua y en agua residual, que son extraídos de una muestra acidificada con HC alifático cíclico (ej: ciclohexano), y medidos por IR absorción en la región de 1370-1380 cm⁻¹ (7,25-7,30 micrones). Las sustancias polares son removidas por limpieza con Florisil.
- Esta prueba cubre un rango entre 0,5 y 1000 mg/L de TPH.

2.3.2. ASTM D7066-11. STANDARD TEST METHOD FOR DIMER/TRIMER OF CHLOROTRIFLUOROETHYLENE (S-316) RECOVERABLE OIL AND GRASE AND NON POLAR MATERIAL BY INFRARED DETERMINATION³³

La ASTM International divulgó esta norma en el año 2011 como una alternativa más para la medición de las grasas en el agua, en este caso por medio de la *Determinación con Infrarrojo*.

Alcance

- Esta prueba cubre la medición de aceites, grasas y materiales no polares, solubles en el solvente (S-316), que estén presentes en el agua o agua residual, aplicando métodos infrarrojos.

³² ASTM D7678-11. ASTM International.

³³ ASTM D7066-11. ASTM International.

- Esta prueba se aplica para combustibles ligeros aunque se debe tener en cuenta la pérdida de componentes ligeros durante la extracción.
- Esta prueba cubre un rango entre 0,5 y 1000 mg/L de TPH.

2.4. Norma para medición de la Turbidez

Inicialmente fue publicada la norma ASTM D1889 en el año 1988 por la ASTM International y su última actualización fue en el año 2000. Más tarde en el año 2007 fue retirada por potestad propia del ente y en su lugar la reemplazaron las siguientes normas³⁴:

- ASTM D6698-12
- ASTM D6855-12

2.4.1. ASTM D6698-12. STANDARD TEST METHOD FOR ON-LINE MEASUREMENT OF TURBIDITY BELOW 5 NTU IN WATER³⁵

Alcance

- Esta prueba es aplicable a la medición, en líneas, de turbidez por debajo de 5 NTU.

2.4.2. ASTM D6855-12. STANDARD TEST METHOD FOR DETERMINATION OF TURBIDITY BELOW 5 NTU IN STATIC MODE³⁶

Alcance

- Este método cubre la medición estática de turbidez en el agua.
- Esta prueba está definido en NTU, cualquier otra unidad puede asumirse por equivalencias.
- La prueba sólo es aplicable para valores de turbidez menores a 5 NTU.

³⁴ ASTM D1889-00. ASTM International.

³⁵ ASTM D6698-12. ASTM International.

³⁶ ASTM D6855-12. ASTM International.

2.5. Normas para medición de Bacterias Sulfato-reductoras

Para la medición de las bacterias reductoras de sulfatos la ASTM International creó la norma ASTM D4412 en el año 1984 y fue actualizada por última vez en el 2009.

2.5.1. ASTM D4412-84(2009). STANDARD TEST METHOD FOR SULFATE-REDUCING BACTERIA IN WATER AND WATER-FORMED DEPOSITS³⁷

Según esta Sociedad Americana las bacterias sulfato reductoras son muy comunes en el agua salina y fresca, así como también en los lodos; y son responsables de la formación de ácido sulfhídrico (H₂S), como resultado metabólico, el cual causa graves problemas de corrosión en las tuberías.

Durante una multiplicación activa de estas bacterias pueden formar 10 gramos de sulfuro por litro.

Alcance

- Este procedimiento incluye la detección y enumeración, por la técnica del Número Más Probable (MPN, por sus siglas en inglés), de bacterias sulfato-reductoras en agua.

³⁷ ASTM D4412-84(2009). ASTM International.

3. TRATAMIENTOS PARA RECUPERACIÓN DE SALMUERAS

En este capítulo se enuncian algunos tratamientos, equipos y técnicas disponibles actualmente en la industria, relacionados con el procesamiento del agua y la remoción de sus contaminantes, y luego se realizó un análisis técnico y se seleccionó el método, equipo o técnica más adecuada para cumplir los objetivos de esta metodología.

3.1. Tratamientos para la remoción de las Grasas

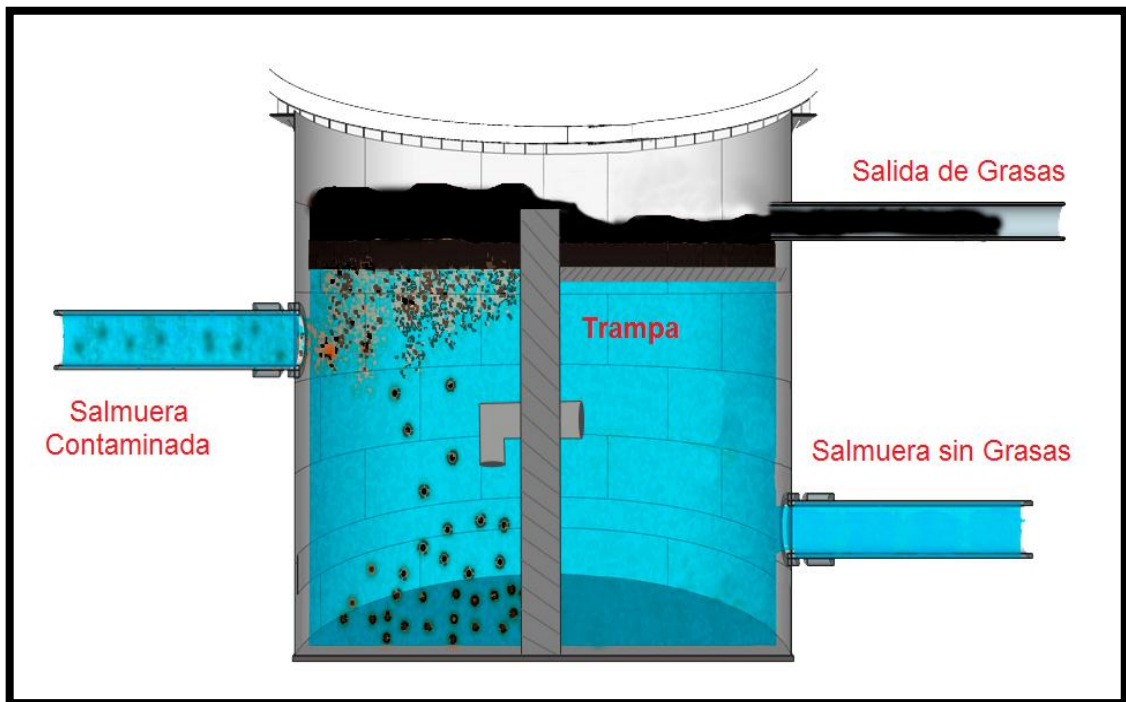
La presencia de grasas y aceites en la mezcla afecta drásticamente las propiedades de la salmuera, pero la ventaja es que por lo general se pueden retirar mediante métodos sencillos, debido a la diferencia de densidades. En casos más severos, para tamaños de gotas muy pequeñas que se mantengan suspendidas en la salmuera, será necesario retirarlos con químicos que permitan la coalescencia o cualquier otro tratamiento, siempre y cuando sea rentable.

3.1.1. Skim Tank (Tanque Desnatador)³⁸

Tanque cilíndrico con distribuciones y paredes internas para incrementar el tiempo de residencia y lograr la separación de los residuos aceitosos del agua. Presenta en la parte superior recolectores de nata³⁹.

³⁸ Propuesta de Optimización De La Remoción de Grasas y Aceite en el Sistema de Aguas Residual Industrial de un Campo Petrolero en San Martin, Meta. ROBAYO, L. Y GAONA, C. 2012.

Figura 17. Esquema de Skim Tank.



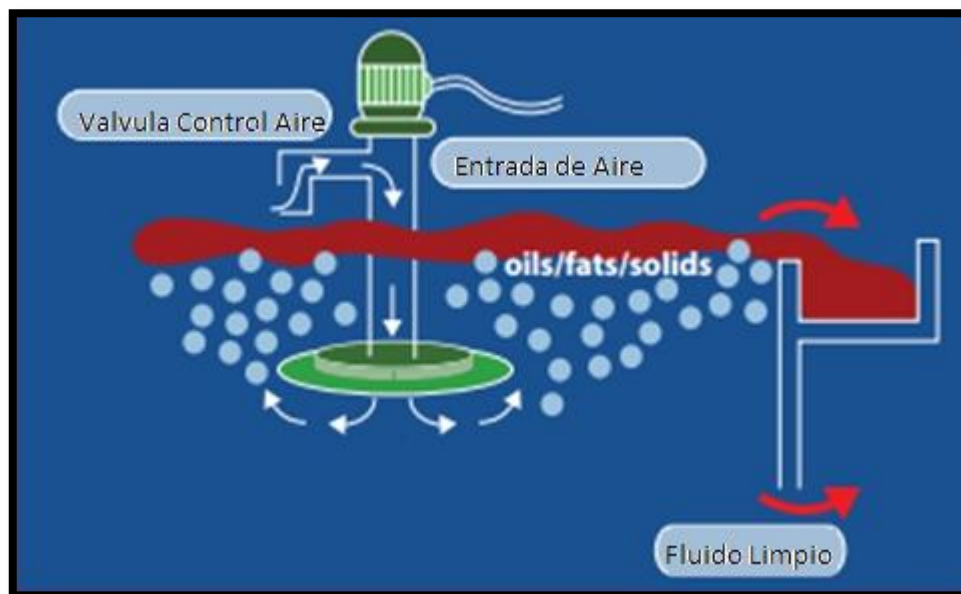
El fluido entra por la parte superior del tanque y es conducido hasta la parte media del mismo para generar turbulencia y permitir la aglomeración de las gotas de aceite, que dado la diferencia de densidades se posicionarán sobre la superficie del líquido. Estos tanques cuentan con un sistema conocido como desnatador, que básicamente 'arrastra' las grasas hacia otro compartimiento donde son recolectadas y posteriormente retiradas.

Una gran ventaja es que cuentan con la posibilidad de dosificación en la línea de alimentación, de algún producto con propiedades desémulsificantes y, no hay necesidad de acoplar agitadores porque se aprovecha la turbulencia.

3.1.2. Separación de Grasas por Flotación con Aire Inducido (IAF)⁴⁰

El principio de la IAF es una modificación que se le realiza al skim tank que consiste en inyectar junto con el alimento una corriente de aire por medio de boquillas hasta la parte media del tanque, creando turbulencia que hará coalescer las gotas de aceite y, a su vez, la generación de millones de burbujas de aire que arrastrarán a la superficie las fracciones de aceite y sólidos.

Figura 18. Esquema del sistema empleado en un Tanque IAF.



Fuente: Induced Air Flotation. Worth Recycling Pty Ltd.

En la imagen se puede observar el funcionamiento de este método asistido por aire, su eficiencia es mayor a la de un Skim Tank corriente, sobretodo en la remoción de partículas de menor tamaño. Sus mayor desventaja en que su sistema requiere alguna fuente energética para inyección del aire y el movimiento del rotor, lo cual afecta de manera directa los costos de operación (OPEX),

⁴⁰ Propuesta de Optimización De La Remoción de Grasas y Aceite en el Sistema de Aguas Residual Industrial de un Campo Petrolero en San Martin, Meta. ROBAYO, L. Y GAONA, C. 2012.

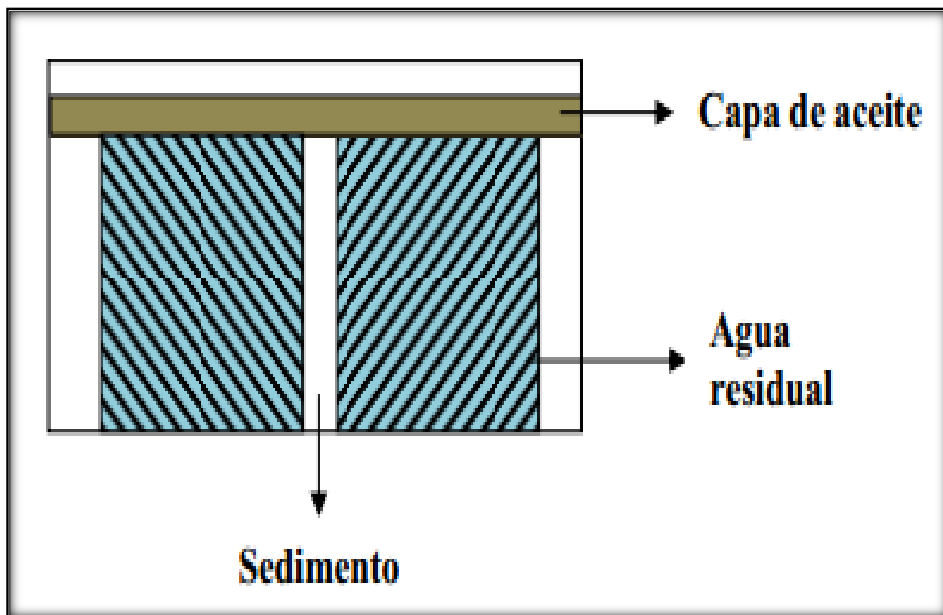
además su costo de capital (CAPEX) también supera ampliamente al tanque convencional.

Su uso es recomendado para ocasiones particulares donde sus costos se justifican por la efectividad que ofrecen (75% grasas + aceites).

3.1.3. Interceptor de Placas Paralelas (PPI)⁴¹

Son un grupo de internos que se acondicionan al tanque con el fin de crear un área superficial que permita la coalescencia de las gotas de aceite. Son platos ubicados paralelamente y de manera transversal al flujo. Además se puede inyectar químicos desemulsificantes para hacer más eficiente el proceso.

Figura 19. Esquema tanque con Interceptor de Placas Paralelas.



Fuente: Diseño de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales y de Producción Evaluando las Diferentes Alternativas Nacionales y Extranjeras- Aplicación Campo Colorado. JAIMES, D y PICO, M. UIS. 2009.

⁴¹ Propuesta de Optimización De La Remoción de Grasas y Aceite en el Sistema de Aguas Residual Industrial de un Campo Petrolero en San Martin, Meta. ROBAYO, L. Y GAONA, C. 2012.

Una gran ventaja es su capacidad de remover partículas de sólidos (sedimento) de manera eficaz.

3.2. Tratamientos para la remoción de los Sólidos en Suspensión

El fluido de Servicio a Pozo aguas abajo contiene una alta cantidad de sólidos que son altamente peligrosos y perjudiciales para las bombas y equipos que manejen altas velocidades. Normalmente, estos sólidos son el resultado del lavado de zonas expuestas y con baja consolidación. La remoción generalmente se hace en varias etapas, y se van removiendo de mayor a menor tamaño.

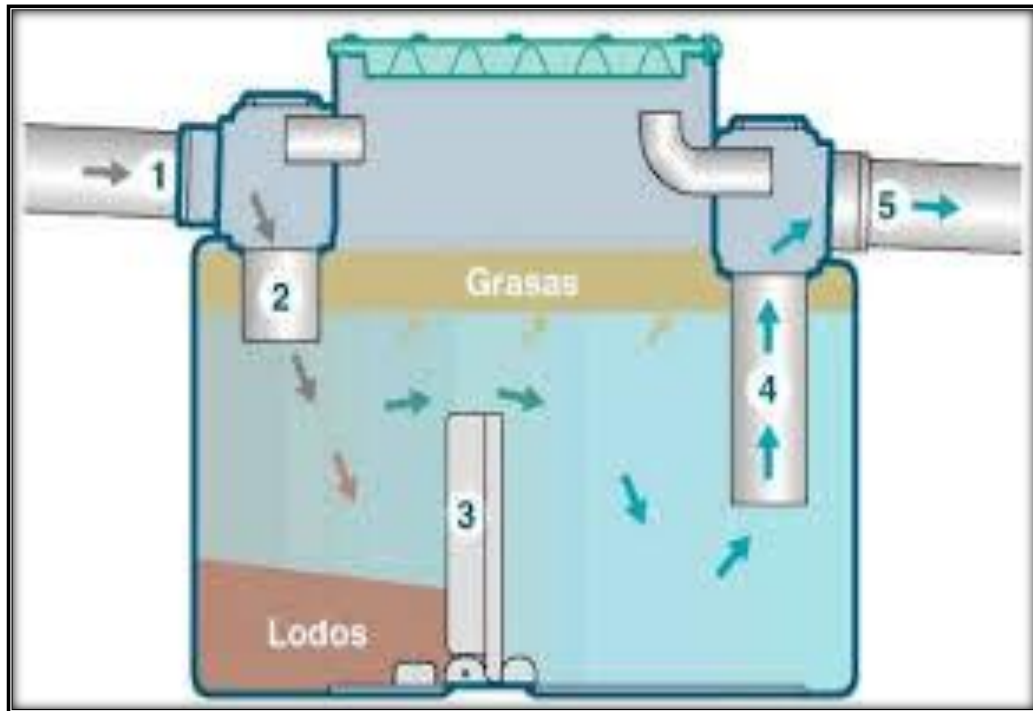
3.2.1. Decantación⁴²

Es un método primario de separación basado en la diferencia de densidades. La fase menos densa se ubicará en tope y la fase más densa en el fondo. Para el caso de la remoción de sólidos de mayor tamaño es muy efectivo gracias a la gran diferencia de densidades y a la baja viscosidad del agua. Es necesario un tiempo de retención o de reposo que permita la separación de las fases y sistemas que permitan remover los sólidos del fondo. Cabe resaltar que las fases que se van a separar deben ser insolubles entre sí.

Este proceso se lleva a cabo generalmente en tanques de gran tamaño que pueden ser o no cónicos en parte inferior para favorecer la remoción de los sólidos.

⁴² Métodos de separación. Facultad de Química. Universidad Nacional Autónoma de México.

Figura 20. Esquema de un Tanque de Sedimentación o Decantación.



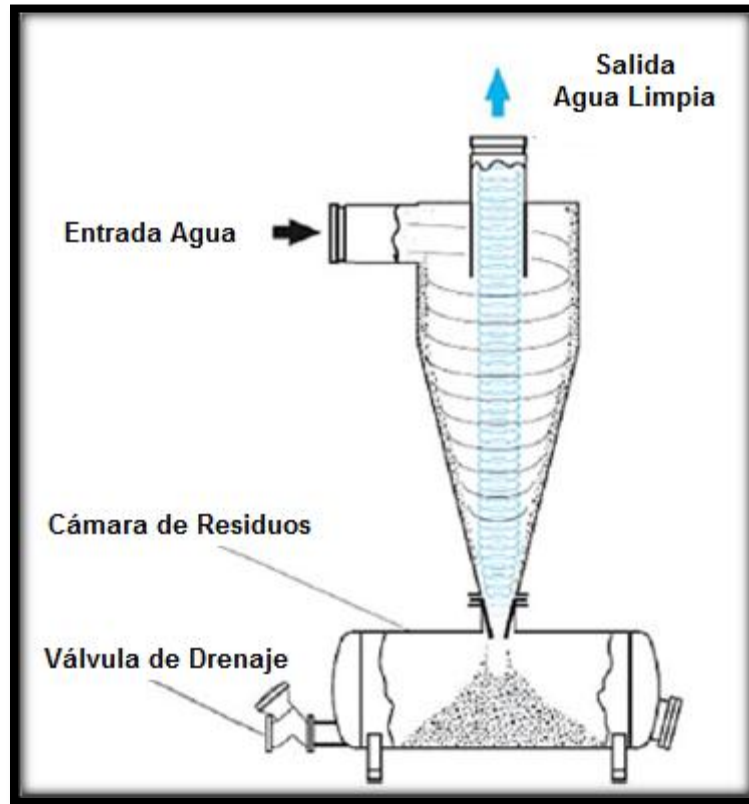
Fuente: Tratamiento primario-físicos. Bioquímica. Josedanielvgrtg8.blogspot.com. 2010.

3.2.2. Hidrociclones⁴³

Es un equipo para la separación de sólidos basado en la diferencia de densidades del material a retirar y la de la mezcla, se puede decir que es una decantación pero “acelerada”, gracias a la fuerza centrífuga se “aumenta” la gravedad lo cual facilita aún más la separación. Pueden ser elaborados en metal, plástico o cerámica según el tipo de fluido y las condiciones de operación.

⁴³ Ebenezer T, Igunnu and George Z, Chen. *Produced Water Treatment Technologies*. Figure 6. 2012.

Figura 21. Esquema de operación de un Hidrociclón.



Fuente: Ebenezer T, Igunnu and George Z, Chen. *Produced Water Treatment Technologies*. Figure 6. 2012.

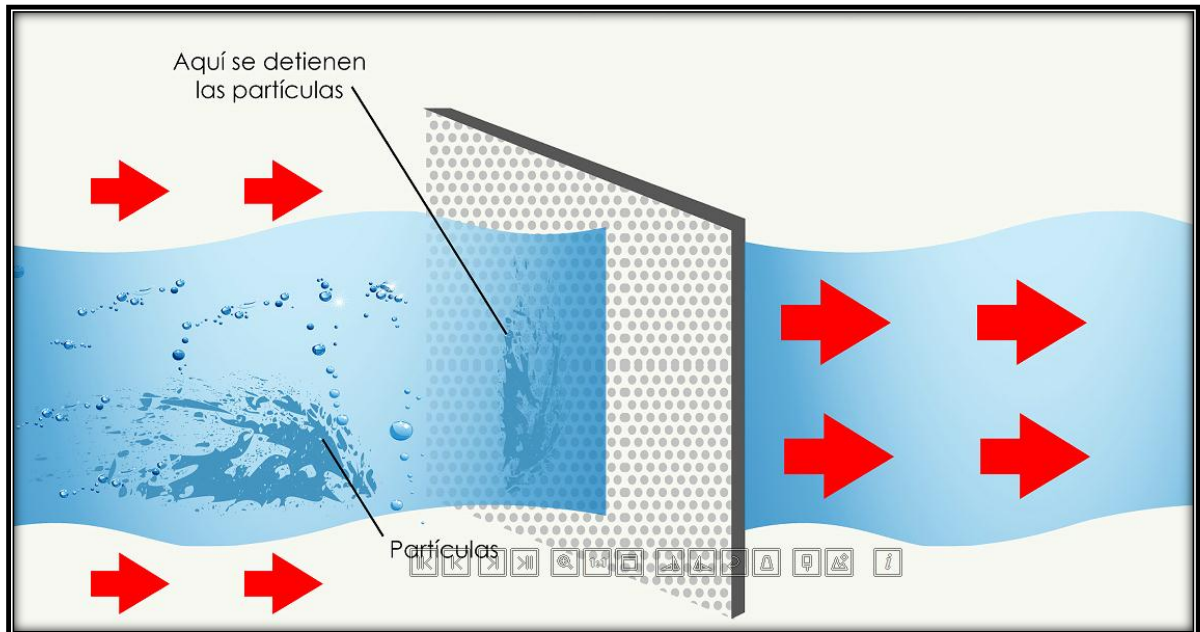
El fluido entra por el tope de la sección cónica y es sometido a una fuerza centrífuga constante, los sólidos se deslizan por las paredes del recipiente hasta una cámara donde son acumulados; mientras que el fluido, que es menos denso, abandona el sistema por la parte superior impulsado por la fuerza que se le está aplicando. Los hidrociclones pueden separar partículas del orden de 5-15 micras.

3.2.3. Filtración

El funcionamiento de todo filtro se basa en la existencia de una diferencia de Presión que obliga a el fluido a pasar por el medio filtrante, que es un sistema

microporoso que evita el paso de las partículas de diámetro mayor al de los poros del filtro.

Figura 22. Esquema de filtración.



Fuente: Modificado. Filtros. Hydro Enviroment. Hydroenv.com.mx.

Dependiendo el volumen de fluido a tratar y la cantidad de contaminante presente se puede utilizar varios filtros en serie de poros de mayor a menor diámetro, conocido como “tren de filtrado”. De esta manera se evita sobrecargar el filtro, debido a que en los primeros filtros se van quedando los contaminantes de mayor tamaño y al final solo se quedarán en los filtros finales.

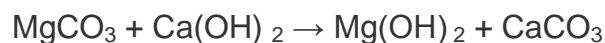
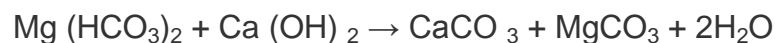
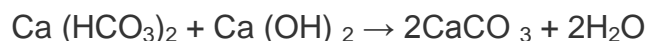
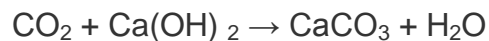
Cabe resaltar que en estas unidades de filtrado se removerán los sólidos suspendidos, los compuestos inorgánicos precipitados y las bacterias sulfato reductoras muertas en tratamientos anteriores; por lo cual es necesario escoger los diámetros de poro del filtro adecuados para este fin.

3.3. Tratamientos para Ablandamiento de Aguas⁴⁴

Los tratamientos que se efectúan para el control de los iones (Ca^{2+} y Mg^{2+}) disueltos en el agua, se basan principalmente en generar la precipitación de los iones o en inducir la pérdida de su carácter iónico implementando diferentes métodos de intercambio iónico. Este método consiste en intercambiar los iones no deseados transfiriéndolos a algún material que los atrape o intercambie por otro tipo de ion que sea más amigable con la operación o que tenga una carga opuesta.

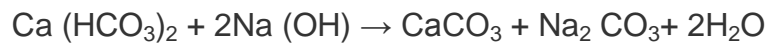
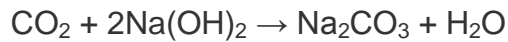
3.3.1. Método de Ablandamiento con Cal-Soda

El ablandamiento con hidróxido de calcio " $\text{Ca}(\text{OH})_2$ " es un método en el cual se adiciona cal hidratada al agua, donde por acción del radical hidroxilo se convierte el CO_2 y HCO_3^- en CO_3^{2-} logrando la precipitación de CaCO_3 . Las siguientes reacciones son de vital importancia a la hora de estimar las cantidades apropiadas de cal para el ablandamiento.



⁴⁴ Trabajo Práctico de Laboratorio N° 4 Aguas. Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires (FIUBA).

Por otra parte para lograr el ablandamiento de la dureza producida por carbonatos y no carbonatos, se pueden implementar otros hidróxidos como la soda caustica “NaOH” mediante las siguientes reacciones.



Se tiene en cuenta que el proceso de precipitación más utilizado en la industria es el de adición de Cal, por su excelente funcionamiento a bajo costo. No obstante, en algunos procedimientos se acostumbra a implementar una combinación de los dos aditivos cuando se pretende realizar un ablandamiento tanto de componentes solubles carbonatados como los no carbonatados.

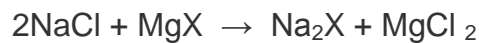
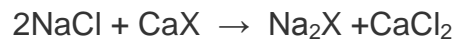
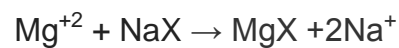
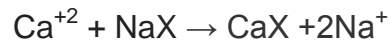
3.3.2. Método de Ablandamiento por Zeolitas

El método de las zeolitas se aplica para eliminar la dureza del agua por medio de un grupo de minerales que son esencialmente silicatos hidratados de aluminio, calcio, sodio, potasio o hierro “zeolitas”, las zeolitas sintéticas se caracterizan por tener una estructura porosa a través de la cual puede pasar la molécula de agua con relativa facilidad, dándose el proceso de intercambio iónico eliminando la dureza del agua incluyendo el hierro y el manganeso.

El diseño del equipo consta de un armazón de acero que hace de soporte para mantener el lecho intercambiador de iones en su lugar, este lecho intercambiador puede regenerarse con una salmuera de cloruro de sodio, lo que implica tener un factor de regeneración a fin con el fluido que se piensa recuperar. Además durante el proceso de ablandamiento con zeolitas, se pueden dar variaciones en la dureza

del agua y de la velocidad de flujo a través del sistema sin alterar la eficiencia del proceso.

Las reacciones afines con el procedimiento de ablandamiento mediante la aplicación de zeolitas son las siguientes:



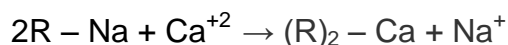
El punto débil de este proceso está relacionado a la preferencia del intercambio iónico con el calcio sobre el magnesio, lo que lo hace un método insuficiente a la hora de la remoción del magnesio.

3.3.3. Método de Intercambio Iónico por matriz cargada

El método de intercambio iónico remueve o intercambia del agua los iones indeseables, transfiriéndolos a un material sólido compuesto por matrices con sitios con carga electroestática, positiva o negativa, neutralizada por un ion de carga opuesta.

Para el caso del ablandamiento de agua dura los iones de calcio y magnesio en solución son atraídos por las matrices cargadas, y los iones de neutralización utilizados se desprenden de la matriz y se intercambian por el ion calcio o el ion

magnesio y la reacción efectuada en la matriz cargada X con un ion Na^+ y el ion de calcio Ca^{+2} presente en el agua dura es esta:



3.4. Tratamientos para eliminación de las Bacterias Sulfato-Reductoras (BSR)

El tratamiento para eliminar o disminuir la cantidad de bacterias sulfato-reductoras y microorganismos en general es mediante la adición de agentes químicos, llamados Biocidas o Bactericidas. Estos productos químicos matan las bacterias para que se precipiten, sólo se debe advertir siempre los compuestos con los cuales son incompatibles.

3.4.1. Bactericida ALDACIDE G®⁴⁵

El bactericida ALDACIDE G® fue desarrollado por la empresa Baroid, adscrita a Halliburton, en el año 2010 para la desinfección y control de microorganismos. Actualmente, es muy usado en la industria del petróleo y gas, inicialmente en fluidos de perforación y en general en fluidos base agua fresca o salmueras.

Tabla 5. Ficha técnica del bactericida ALDACIDE G®

Descripción del Producto	Es una solución de glutaraldehido que se utiliza para controlar el desarrollo bacteriano.
Aplicación	<ul style="list-style-type: none"> • Evitar la descomposición de coloides orgánicos • Controlar la Bacterias sulfato reductoras
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • No es perjudicial para el medio ambiente • Efectivo en bajas concentraciones

⁴⁵ Ficha técnica ALDACIDE G®. Baroid.com.

Propiedades/Características	<ul style="list-style-type: none"> • Apariencia: Líquido transparente • Gravedad específica: 1,06
Recomendaciones de uso	<p>Agregar 0,2-0,5 lb/Bb de bactericida ALDACIDE G® directamente en el sistema circulante.</p> <p>(0,4 – 7,9 Galones por 100 Barriles)*.</p>
Presentación	<p>El biocida ALDACIDE G® está disponible en baldes de 5 galones o en tambores de 55 galones.</p>
Advertencias	<p>El bactericida ALDACIDE G® es incompatible con el secuestrante de oxígeno BARASCAV™ D y con el secuestrante de oxígeno BARASCAV™ L.</p>

*Kelly Solutions

Fuente: Ficha técnica ALDACIDE G®. Baroid.com.

3.4.2. Bactericida MYACIDE® GA 50⁴⁶

El biocida MYACIDE® GA 50 fue desarrollado por la empresa alemana BASF en el año 2007 para la eliminación de microorganismos, entre ellos las bacterias sulfato reductoras, y su uso además de la industria de los Hidrocarburos, va desde Plantas de Remolacha Azucarera, Plantas de papel para comidas y muchas otras industrias que usan el agua como fluido de proceso.

⁴⁶ Ficha Técnica MYACIDE® GA 50. Kellysolutions.com.

Tabla 6. Especificaciones del bactericida MYACIDE® GA 50

<p align="center">Descripción</p>	<p>Es un microbiocida para el control de bacterias sulfato reductoras, hongos, levaduras y algas.</p>
<p align="center">Composición</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ingrediente activo: Glutaraldehido (50%) • Ingredientes inertes: 50%
<p align="center">Riesgos para el ser humano y animales domésticos</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Daño irreversible en ojos • Quemaduras en la piel • Puede ser fatal si se ingiere • Puede causar signos asmáticos
<p align="center">Riesgos ambientales</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Tóxico para peces y vida marina en general
<p align="center">Recomendaciones de uso (Fluidos de Workover, Fracturamiento y Completamiento)</p>	<p>Añadir 100 a 1000 ppm MYACIDE®GA 50 (0,38 a 3,8 galones MYACIDE® GA 50 por 100 barriles o 4200 galones), dependiendo de la gravedad de la contaminación bacteriana.</p>

Fuente: Ficha Técnica MYACIDE® GA 50. Kellysolutions.com.

3.4.3. Productos a base de Cloro⁴⁷

El uso del cloro como desinfectante de agua es muy conocido por el ser humano, hoy en día es usado incluso para eliminar los microorganismo en los procesos de potabilización del agua. Es usado además en como desinfectante en los hogares, tratamiento en piscinas domésticas, industria textil, industria de cuero y alimentos, y también se usa en el tratamiento de aguas residuales indiscutiblemente.

⁴⁷ Achievements in Public Health. Centers for Disease Control and Prevention (CDC). 1999.

Los compuestos químicos más utilizados son: Ácido Hipocloroso (HClO), Hipoclorito de Sodio (NaClO) y el Clorito de Sodio (NaClO₂). Los dos últimos los más usados en el tratamiento de agua como bactericida.

El uso del cloro como desinfectante es muy común debido a que su costo es relativamente bajo respecto a otros tratamientos químicos.

- **Hipoclorito de Sodio (NaClO)⁴⁸**

Es un compuesto químico descubierto en el año 1785 por el francés Berthollet, se usa a gran escala para desinfección del agua, blanqueamiento de superficies y eliminación de olores.

El hipoclorito de sodio es una solución clara de ligero color amarillento y un olor característico. El hipoclorito de sodio tiene una densidad relativa de 1,1 (5,5% solución acuosa). Como agente blanqueante de uso doméstico normalmente contiene 5% de hipoclorito de sodio (con un PH de alrededor de 11, es irritante). Si está a mayor concentración, contiene un 10 a 15% de hipoclorito de sodio (con un PH alrededor de 13 y es corrosivo).

Al manejar hipoclorito de sodio se debe evitar el contacto con la piel o mucosidades ya que puede provocar quemaduras irreversibles.

3.5. Tratamientos para Neutralizar el pH

El ajuste de pH consiste en implementar diferentes métodos que permitan mantener el pH en un valor neutro, o ligeramente alcalino para evitar la proliferación de bacterias al fluido, pero tal proceso depende directamente del pH inicial que tenga el fluido a tratar ya que a partir de este valor se determina cual reactivo aplicar y en que dosis. Los reactivos más usados para elevar el pH son NaOH, Na₂CO₃ y Ca(OH)₂ y los más aplicados para rebajar el pH son HCl, H₂SO₄ y también CO₂.

⁴⁸ Desinfectantes Hipoclorito de Sodio. LENNTECH. España.

3.5.1 Ajuste d pH mediante Hidróxido de Sodio^{49 y 50}

La producción de hidróxido de sodio (soda cáustica) de forma general, se origina por electrólisis de soluciones acuosas de cloruro de sodio o por la reacción de carbonato de sodio con hidróxido de calcio.

La forma más habitual en la que podemos obtener hidróxido de sodio como resultado de una electrolisis de cloruro de sodio es a manera de solución al 50%. En esta reacción se genera hidróxido de sodio, cloro e hidrógeno de acuerdo con la siguiente reacción:



Como reactivo para el ajuste de pH del agua se utiliza generalmente hidróxido sódico (soda caustica) a diferentes concentraciones (50%, 25% o 35%), este reactivo NaOH se utiliza para controlar el pH mediante una cantidad de iones oxidrilo dada por su concentración, además la soda caustica posee una base fuerte soluble en agua y se disocia convirtiéndose en sodio (Na) e iones oxidrilo (OH) en solución, por lo cual es usada para generar un aumento en el pH.

La dosificación viene controlada por una sonda de pH conectada a una bomba de dosificación.

El pH-metro tiene un pH de referencia, a partir del cual, activa la bomba de pH para que dosifique el producto y el pH suba. Una vez alcanzado el valor del pH predeterminado se detendrá la dosificación. Este proceso además viene acompañado de un sistema de homogenización. Es conveniente que el caudal de

⁴⁹ Hidróxido de Sodio. Guía 17. Ministerio del Medio Ambiente.

⁵⁰ Productos Químicos para el Tratamiento de Aguas Residuales. Servyco Grupo. 2008.

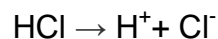
dicha bomba dosificadora sea medio o bajo para evitar grandes fluctuaciones en el valor del pH.

3.5.2 Ajuste de pH mediante el Ácido Clorhídrico

Como ya ha sido mencionado anteriormente la selección del proceso de ajuste de pH depende directamente del pH que tenga el fluido a tratar y al pH que se quiera llegar con el tratamiento, para el caso de implementar un ácido para el ajuste del pH, se debe tener como punto de partida, que el fluido tiene un pH alto, ya que la característica del ácido es tener un pH bajo que contrastaría la alcalinidad del fluido y controlaría el pH.

Los principales ácidos candidatos a ser utilizados para disminuir el pH, son aquellos precursores de sales con alta solubilidad en el agua, tales como el ácido clorhídrico, ácido sulfúrico, ácido carbonico-CO₂ y el ácido fosfórico, estos ácidos mencionados corresponden a ácidos fuertes y débiles los cuales generaran un cambio drástico en el pH según su constante de disociación.

Los ácidos fuertes como ácido clorhídrico HCl y ácido sulfúrico H₂SO₄ se disociaran completamente generando este tipo de reacción con un mayor grado de acidez.



Por otra parte los ácidos débiles con menor constante de disociación como el ácido carbónico H₂CO₃ y el ácido fosfórico H₃PO₄ crean un impacto menor en la acidez.



3.5.3. Sistema de Ajuste de pH por dosificador de CO₂ TETRApHix^{®51}

Este sistema es implementado en fluidos donde se requiera la adición del CO₂, el ablandamiento del limo y a su vez el ajuste del pH, consta de una membrana de fibra hueca la cual dispersa el dióxido de carbono en una corriente paralela de agua, este sistema maneja tanques de almacenamiento normalizados que pueden ser ubicados tanto horizontal como verticalmente, la capacidad de almacenamiento está relacionada con la cantidad de CO₂ in situ que puede contener con un rango de 6-60 toneladas, para el manejo de menores caudales se puede implementar como almacenamiento mini depósitos con una menor capacidad. Cada membrana estándar puede dosificar 22lbs/h.

Este sistema ofrece la posibilidad de instalar varias unidades de membrana en paralelo para el tratamiento de un sistema de más de 40 millones de gal/día, además este sistema ofrece bajos costos de mantenimiento así como costos operativos mínimos.

Además la característica de eficiencia de gas aumentada respaldada con el sistema de transporte del gas y la interfaz gas –agua, lleva a este sistema a ser uno de los mejores dosificadores de dióxido de carbono para instalaciones de agua potable.

3.6. Tratamientos para la remoción de Sulfatos

Como ya se mencionó anteriormente, los sulfatos por lo general no hacen parte de la lista de contaminantes de la salmuera, pero se debe tener especial cuidado con ellos ya que su presencia produce una aceleración en la proliferación de las BSR, lo cual es contraproducente. Antiguamente se agregaban compuestos con Sulfatos como agentes químicos en otros tratamientos, pero cuando hubo conciencia del problema con las bacterias se hizo un cambio y se empezó a usar polímeros. De igual forma, a continuación se describen 3 tratamientos posibles

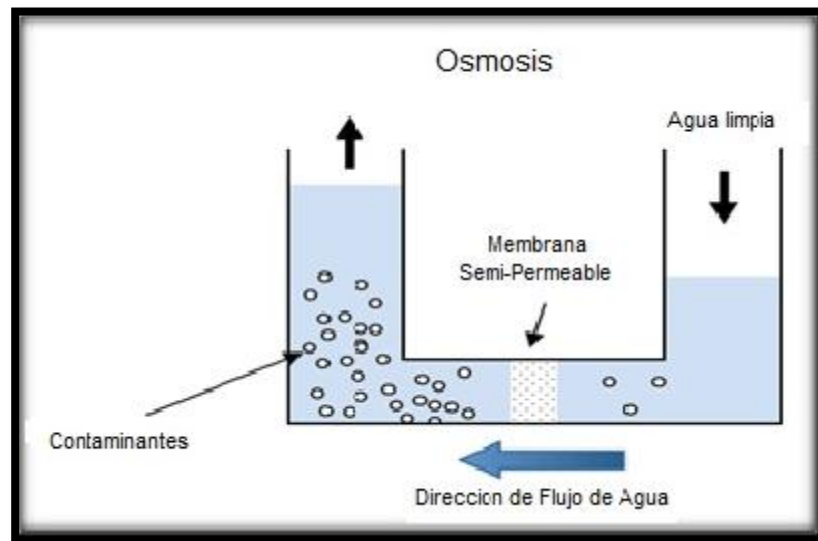
⁵¹ Sistema de Ajuste de pH – TETRAPHIX[®]. Tecnologías de Tratamiento de Aguas. Severn Trent Services.

para su remoción para los casos en los cuales sea ineludible el uso de compuestos con Sulfatos⁵².

3.6.1. Osmosis Inversa (RO)⁵³

El proceso de osmosis busca un equilibrio de concentraciones entre dos fluidos, en donde el fluido menos concentrado se mueve a través de una membrana semipermeable para diluir el fluido más concentrado. Al cabo de un tiempo la cantidad de agua será mayor en la sección que ocupaba el fluido concentrado, la diferencia entre las alturas es conocida como Presión Osmótica. Por eso cuando se requiere eliminar sustancias disueltas se usa es el proceso contrario, conocido como Osmosis Inversa (RO), en donde ejerciendo una presión (que debe ser mayor a la Presión osmótica) se obliga al fluido más concentrado a pasar la membrana hacia el fluido menos concentrado, y la membrana que hace las veces de filtro para estas sustancia no permite el paso de las mismas.

Figura 23. Esquema de un proceso de Osmosis Directa o Normal.



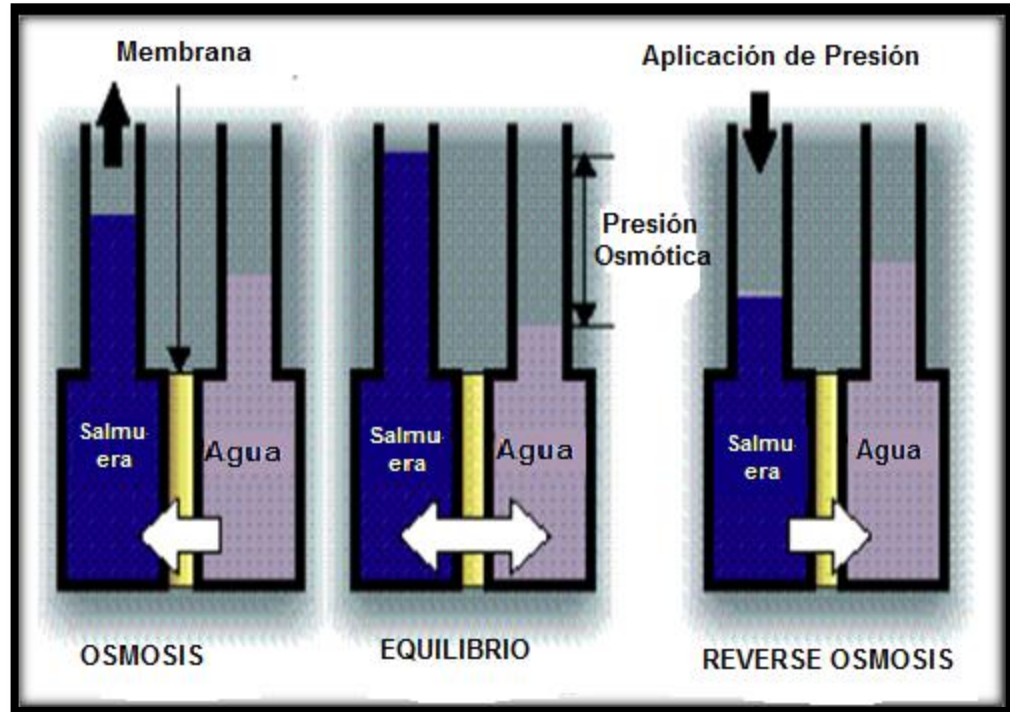
Fuente: What is Reverse Osmosis. PURETEC Industrial Water.

⁵² Asesoría por parte del Ingeniero Neder Ignacio Rodríguez Quijano, Interventor para Perforación y Servicio a Pozos. OCCIDENTAL- LCI. Asesor de Procesos de Recuperación de Fluidos. LCI.

⁵³ What is Reverse Osmosis. Página Web de PURETEC Industrial Water.

La RO es ampliamente utilizada en el tratamiento de agua debido a que elimina la mayoría de las sustancias disueltas presentes en el medio acuoso, entre ellas el sulfato. Esta técnica puede eliminar entre un 93% y 99%⁵⁴ del sulfato del agua dependiendo del tipo de equipo que se utilice.

Figura 24. Osmosis Directa vs. Osmosis Inversa.



Fuente: Osmosis. Lenntech.es.

El problema de este método es que también retira la sal que fue agregada para darle peso a la salmuera, que en un escenario de reutilización no es observada como un contaminante.

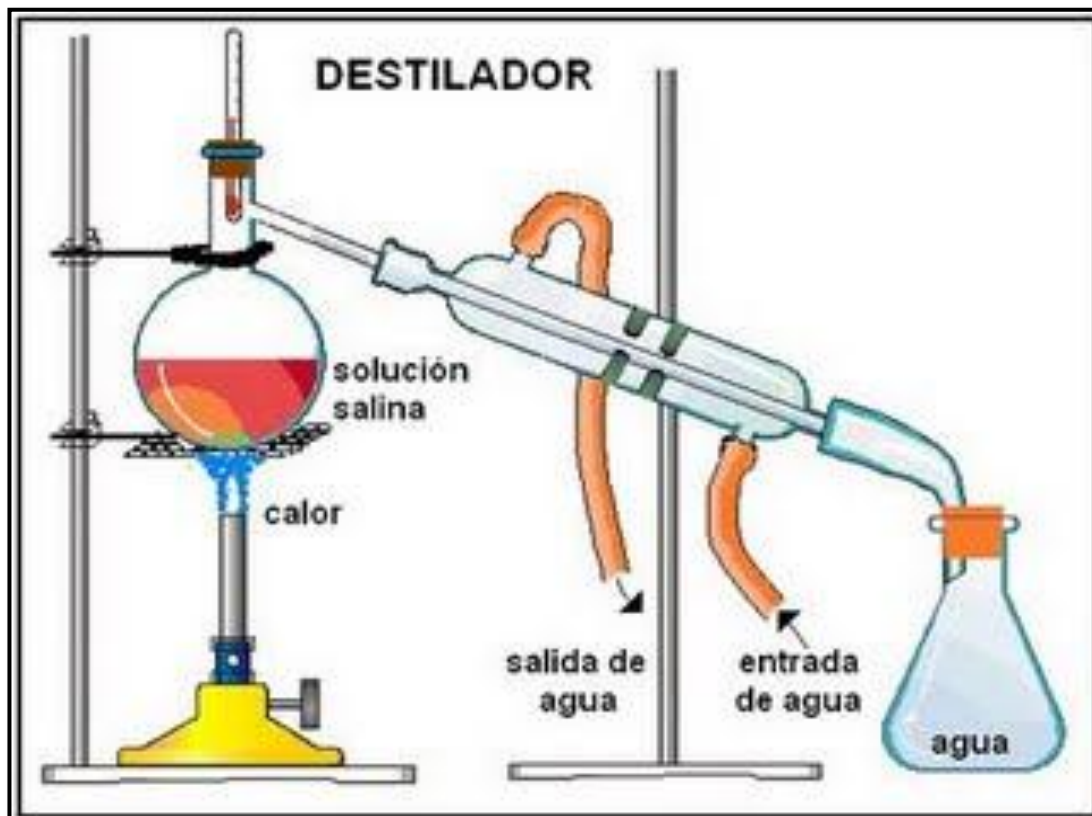
3.6.2. Destilación

Es un proceso físico que consiste en evaporar y luego condensar un fluido para separarlo en sus diferentes componentes que pueden ser líquido-líquidos o

⁵⁴ Sulfatos. Lentech.es.

líquido-sólidos. En el caso del tratamiento de sulfatos, el agua se evapora y las sustancias disueltas, incluyendo los sulfatos, se quedan en el fluido sin evaporar y de esta manera son separados de la mezcla.

Figura 25. Esquema de Destilación Simple.



Fuente: Destilación Simple. Conceptos de Orgánica.

Conceptosdeorganica.blogspot.com.

Este método es quizás el más antiguo en el tratamiento de aguas debido a la sencillez de su principio físico y fácil aplicación, además la pureza del agua que se obtiene es alta debido a que se puede separar la mezcla en cada uno de sus componentes.

4. METODOLOGÍA PARA LA RECUPERACIÓN Y REUTILIZACIÓN DE SALMUERAS

Actualmente el recurso hídrico en Colombia ha tomado una importancia histórica debido a los problemas de sequías en una buena porción de todo el territorio. Ríos secos, flora y fauna muriendo a merced de las altas temperaturas y escases de agua en varios departamentos son la radiografía hoy día de un país con una riqueza hídrica considerable pero con un despilfarro y una corrupción preocupante.

El ciudadano de a pie hoy es más consciente de esta problemática porque ha tenido que vivirla en carne propia, por eso ha empezado a marchar en defensa de los páramos y el agua, pero ¿qué está pasando con la Industria Petrolera?, ¿cuál es su verdadero aporte a esta problemática que se agudiza con el paso del tiempo?. Es cierto que el sector petrolero fue pionero en la implementación de regulaciones ambientales en los temas de vertimiento y disposición del agua, pero se puede percibir que, aunque es un buen comienzo, no es suficiente con mitigar la contaminación en los cuerpos de agua, se necesitan medidas de fondo más eficaces.

El problema real del país no es la falta de equipos para tratar el líquido sino el desabastecimiento, y es ahí, donde la industria debe reconocer su culpa ya que la mayoría, sino son todas las actividades en este sector involucran directa o indirectamente el agua, lo cual implica evidentemente la necesidad de captar grandes volúmenes del líquido, perjudicando inmensamente la sostenibilidad y suficiencia del país en esta materia.

Por lo tanto el fin de esta metodología es crear un sistema de tratamientos físicos y químicos que permitan recuperar las propiedades de la salmuera, para poder ser reutilizada en nuevas operaciones de servicio a pozo, atacando directamente el problema de desabastecimiento de agua debido a que la reutilización mitigaría la necesidad de captar agua para elaborar salmuera nueva. Además, también se

disminuye el impacto ambiental ya que se reducen los volúmenes de fluido que se dispone y/o vierte.

Objetivos de la Metodología

Los objetivos trazados en esta metodología fueron los siguientes:

- Optimizar el manejo dado al fluido de control en el Activo Llanito.
- Crear un sistema de tratamientos físicos y químicos que permita recuperar las propiedades básicas de la salmuera.
- Mitigar el impacto ambiental del vertimiento y la disposición de las salmueras.
- Disminuir la cantidad de agua captada de cuerpos hídricos.
- Generar un ahorro (rentabilidad) respecto al manejo actual de la salmuera en el campo.
- Garantizar que el fluido al finalizar los tratamientos cumpla con las condiciones requeridas por ECOPETROL S.A. para su reutilización.

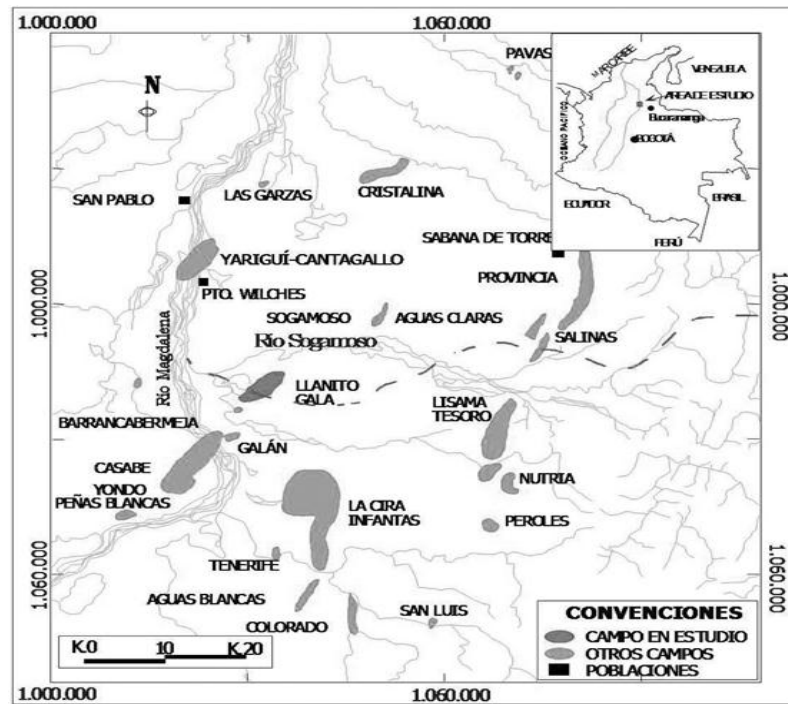
4.1. Campo de Aplicación: Activo Llanito⁵⁵

- **Generalidades**

La aplicación de este proyecto está enfocada en el Activo Llanito de Ecopetrol S.A. conformado por los campos Llanito, Galán y Gala los cuales hacen parte de los campos maduros ubicados en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en la parte norte de la Concesión de Mares, a los alrededores de la ciudad de Barrancabermeja en el departamento de Santander. Este activo limita al norte con el Rio Sogamoso, al sur con el campo Casabe, al este con la Ciénaga de San Silvestre y al oeste con la Ciénaga del Llanito.

⁵⁵ Información suministrada por Ingeniero Víctor Julio Arrieta Ortega, Ingeniero de Campo de la Superintendencia Operacional de Mares (SOM). ECOPETROL S.A.

Figura 26. Ubicación geográfica del Activo Llanito.



Fuente: Análisis Estratigráfico para las Arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto Implicaciones Paleogeográficas. UIS, ICP y ECOPETROL S.A. 2010.

El Activo Llanito tiene una extensión aproximada de 70 Km² sobre la cual se han perforado alrededor de 270 pozos de los cuales al día de hoy están activos 124, estos pozos poseen un área de drenaje de 15 a 20 acres y con una profundidad promedio de 8.000 pies a 10.000 pies. El Activo Llanito hasta el momento tiene una explotación de tipo primaria basada en dos mecanismos de producción: gas en solución y empuje parcial de agua.

Actualmente en el Activo Llanito ha alcanzado un factor de recobro cercano al 15% del aceite original in situ reportado entre los tres campos de 552 Mbls, de los cuales se han extraído 78 Mbls de petróleo, los principales intervalos productores que han contribuido a este recobro están constituidos por areniscas de las zonas B y C de la formación Mugrosa, en un segundo plano se encuentran las zonas A - D de las formaciones Colorado y Esmeralda La Paz. Estos campos se

caracterizan por su alta cantidad de arena proveniente del yacimiento, lo que implica tener que intervenir de manera frecuente para desarenar los pozos.

- **Características del Activo Llanito**

El yacimiento es característico por presentar arenamiento en sus principales intervalos de producción donde se presentan las siguientes propiedades por cada sector productivo:

Tabla 7. Características específicas de zonas productoras.

Zona productora	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Espesor	2500 ft	1400 ft	550 ft	500 ft
Espesor petrolífero	26 ft	50 ft	40ft	18 ft
Porosidad	21%	17%	18%	15%
Saturación de agua	25%	40%	40%	47%
Permeabilidad	250 mD	150 mD	180 mD	160 mD
Presión de yacimiento	1 880 psi	2 400 psi	2 800 psi	3 200 psi
Grado API		21° API	23° API	24° API
Salinidad de agua de formación	18 000 ppm	23 500 ppm	29 900 ppm	32 000

Fuente: RICO, Naydú. Estudio de Pre-factibilidad para la Implementación del sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electro-sumergible con Cavidades Progresivas (ESPCP) en un Campo de ECOPETROL S.A. 2012.

- **Condiciones Operacionales de los Equipos de Workover del Activo Llanito⁵⁶**

Dadas las características del Activo Llanito, este es considerado como un activo conformado por campos maduros desarrollados en su totalidad, lo que indica la existencia de una gran cantidad de pozos activos y por tanto una frecuencia de mantenimiento alta, (operaciones de workover) las cuales implican el uso de un volumen considerable de fluido de control proporcional a la cantidad de equipos que se tendrán dispuestos para dichos mantenimientos, 2 equipos de well services (varilleo) y 3 equipos de workover los cuales trabajan con 400 y 600 barriles de salmuera por operación respectivamente. Las movilizaciones de los equipos de well services se dan de manera aproximada cada 5 días y los equipos de workover se movilizan cada 15 días, permitiendo este dato determinar aproximadamente la cantidad de fluido de control que se implementa en las operaciones de mantenimiento y reparación a los pozos, por lo cual la salmuera es de vital importancia en este activo Llanito.

Tabla 8. Condiciones de operación de los equipos de Workover del Activo Llanito.

Tipo de Equipo	Cantidad	Vol. Salmuera Utiliza [Bb]	Frecuencia Trabajos/Mes	Vol. Total Utilizado al Mes [Bb]
Varilleo	2	400	6	4800
Otras Operaciones	3	600	2	3600
TOTAL				8400

Fuente: Información suministrada el Ingeniero Víctor Julio Arrieta Ortega, Ingeniero de Campo de la Superintendencia Operacional de Mares (SOM).

ECOPETROL S.A.

⁵⁶ Información suministrada por el Ingeniero Neder Ignacio Rodríguez Quijano, Interventor para Perforación y Servicio a Pozos. OCCIDENTAL- LCI. Asesor de Procesos de Recuperación de Fluidos. LCI.

En términos generales, en el Activo Llanito se maneja en promedio 8400 Barriles de salmuera al mes, teniendo en cuenta la cantidad de equipos, el volumen que utilizan y su frecuencia de uso.

- **Disposición de la Salmuera**

La disposición de la salmuera en los campos Llanito, Galán y Gala se hace mediante el vertimiento del fluido de control, pero antes de este procedimiento la salmuera es expuesta a un tratamiento con el fin de hacer cumplir unos parámetros mínimos para el vertimiento y mitigar el impacto ambiental. Dada esta situación, el propósito es aprovechar este fluido que es considerado como un residuo y reutilizarlo en la misma operación de la cual el resulta o una similar, controlando unos parámetros mínimos para el funcionamiento óptimo de la salmuera recuperada.

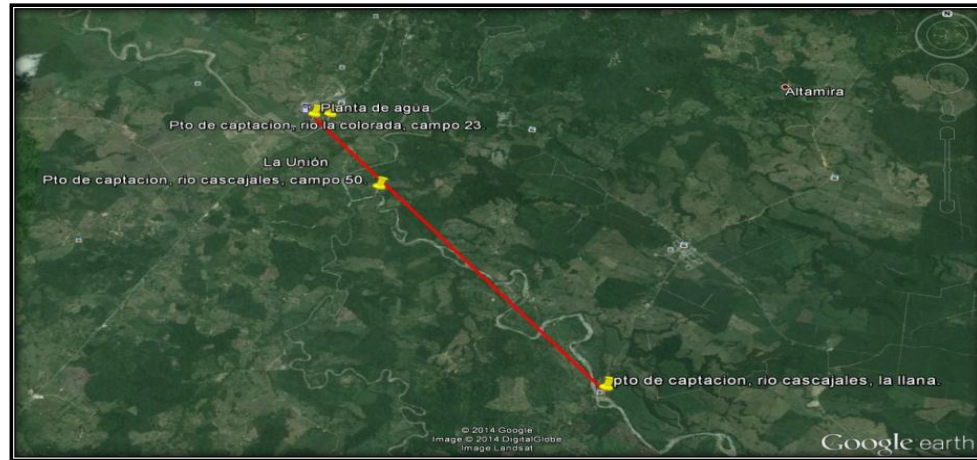
- **Factores que influyen en la Preparación de la Salmuera**

El procedimiento para la preparación del fluido de control a utilizar en las diferentes operaciones de workover que se ejecutan en el Activo Llanito requieren de volúmenes considerables de agua, con el agravante de que en estos campos no se tienen puntos de captación de este recurso, por lo tanto, hay que transportar el agua desde los tres diferentes puntos de captación cercanos a La Cira Infantas que son: Campo 23, Campo 50 y la Llana, esta operación del transporte desde puntos lejanos al campo dificultan y podrían atrasar en algunos casos la preparación de la salmuera influyendo directamente en el continuo trabajo de mantenimiento, además de generar costos adicionales.

- **Puntos de captación**

El agua es captada de estos tres diferentes puntos y llevada por medio de líneas a la planta de tratamiento ubicada en el campo 23, cerca al punto de captación sobre el río la colorada, la distancia en línea recta desde el punto de captación más lejano (río cascajales, la llana) a la planta es de 7,5 km.

Figura 27. Foto satelital de la ruta desde el punto de captación hasta la Planta de Tratamiento.



Fuente: Modificado. Google Earth.

- **Condiciones de los puntos de captación⁵⁷**

a. Captación río cascajales, Campo 50.

Autorizado por resolución 1146 de 2011

Q=3,6 L/seg

Por 5 años

b. Captación río la colorada, Campo 23.

Autorizado por resolución 1171 de 2009

Q=6,4 L/seg

Por 5 años

c. Captación río la cascajales, La Llana.

Autorizado por resolución 662 de 2012

Q=4,4 L/seg

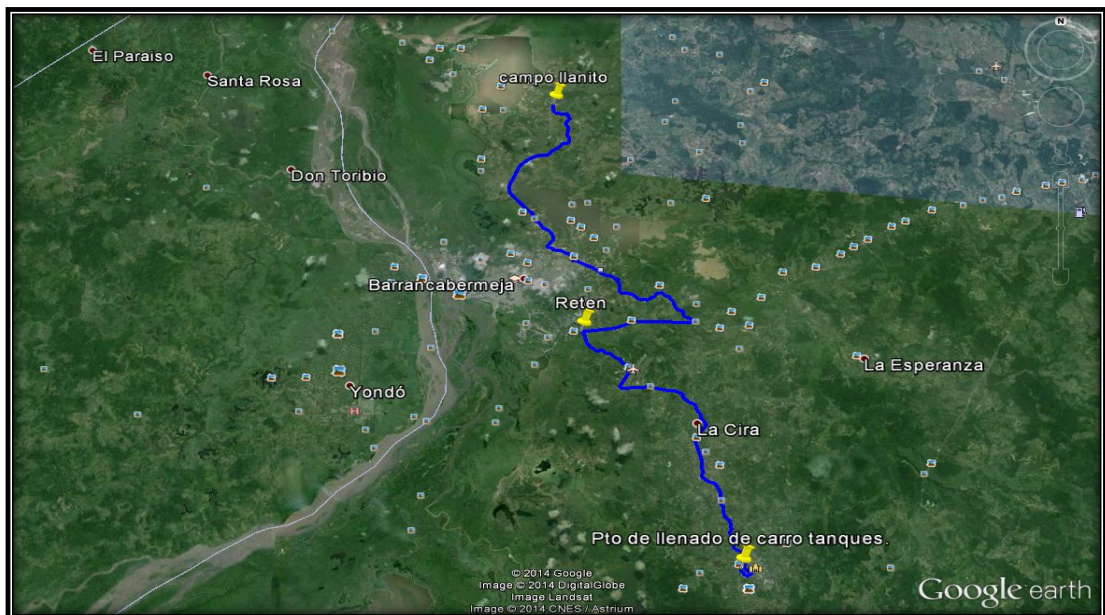
Por 5 años

⁵⁷ Información suministrada por el Ingeniero Francisco Javier Herrera Blanco, Supervisor de Inyección de Agua de ECOPEPETROL S.A.

- **Transporte del Agua por Carro-Tanque**

Cuando el agua se encuentra en condiciones óptimas luego de ser sometida al tratamiento en la planta, ésta es bombeada al punto de llenado para que allí cada carro tanque cargue el agua que se necesita transportar hasta el activo llanito, este recorrido es de aproximadamente 42,5 km siguiendo la variante para equipo pesado a partir del retén, ya que por la ciudad de Barrancabermeja no se permite el tránsito de carga pesada. La ruta es la siguiente:

Figura 28. Foto satelital de la ruta del transporte de agua en carro-tanque.



Fuente: Modificado. Google Earth.

4.2. Selección Técnica de Tratamientos y Equipos

En base a los requerimientos y especificaciones dadas por los ingenieros del Activo Llanito se escogieron las técnicas, tratamientos y equipos más convenientes, pensando en una posible aplicación es este campo.

4.2.1. Tratamiento para la remoción de Grasas

Para la elección del mejor equipo se realizó la siguiente tabla con datos tomados de la literatura sobre cada uno de ellos, comparando los parámetros más influyentes sobre la economía del proyecto.

Tabla 9. Cuadro comparativo de los equipos propuestos para la remoción de grasas.

Parámetros	Skim Tank	IAF	PPI
Principio Operativo	<ul style="list-style-type: none"> Separación gravitacional. 	<ul style="list-style-type: none"> Separación gravitacional. Arrastre por aire. 	<ul style="list-style-type: none"> Coalescencia de gotas. Separación gravitacional.
Eficiencia de Separación*	Baja (10-15%) Alta grasas >150 micras	Alta (70%)	Moderada
Diámetro partícula [micras]	> 150	25 – 30	> 30
Capacidad**	Alta	Alta	Bajos – Moderados
CAPEX [MMU\$]	0,1 – 0,4	1,5	0,4 – 0,6
Costo de Operación [KU\$/año]	7	350	7
Mantenimiento	Bajo	Bajo	Alto
Método Convencional	Si	No	Si

*El documento hace referencia a HC's, es decir incluye emulsionados.

**La capacidad que puede manejar cada equipo depende de sus dimensiones, para los SKT y los IAF no hay restricción de tamaño.

Fuente: Design and Application of Flotation Systems for the Treatment of Reinjected Water in Colombian Petroleum. Instituto Colombiano De Petróleo (ICP). ECOPETROL S.A. y Universidad Industrial de Santander (UIS). 2007.

El método PPI se descartó inicialmente debido a que requiere mantenimientos más frecuentes, pero sobre todo por su baja capacidad lo cual limitaría la operación.

En cuanto a los otros dos métodos Skim Tank y el IAF se concluyó que la mejor elección era usar Skim Tank debido a:

- Su buen funcionamiento con partículas de diámetro mayor a 150 micras, que hace referencia a gotas no emulsionadas, acoplándose a las condiciones de baja presencia de grasas.
- Su CAPEX es aproximadamente 5 veces menor.
- Sus costos de operación es 50 veces más económico.
- No requiere un alto gasto en mantenimiento.

Cabe resaltar que aunque la eficiencia que se logra con el IAF es mayor, en las operaciones de servicio a pozo la contaminación no es lo suficientemente grande para invertir en equipos tan costosos, ya que el hueco suele estar en su mayoría revestido y el contacto de la salmuera con la formación y otros fluidos no es prolongado.

4.2.2. Tratamiento químico para remoción de Calcio y Magnesio

Para comparar los tres métodos se recurrió a la literatura y se hizo un calificación cualitativa que permitió escoger el método más acertado para los requerimientos de este proyecto.

Tabla 10. Cuadro comparativo de los métodos de ablandamiento de aguas propuestos.

Parámetros	Cal – Soda	Zeolitas	Membrana
Principio Operativo	<ul style="list-style-type: none"> • Intercambio iónico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Intercambio iónico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Intercambio iónico.
Eficiencia	Buena	Buena	Buena
Costo de Operación	Moderado	Alto	Alto
Desventaja(s)	Eficiencia menor con pH ácido.	<ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de equipos. • Remoción parcial de otras sustancias. 	<ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de equipos. • Remoción parcial de otras sustancias.
Método Convencional	Si	No	No

Fuente: Dureza y Ablandamiento del Agua. Textoscientíficos.com

La implementación del método de ablandamiento con Cal y Soda Cáustica no requiere la adquisición y adaptación de equipos para su funcionamiento, lo cual mejora la rentabilidad del proyecto indudablemente. Además, el uso de Zeolitas y Membranas cargadas, al ser métodos no selectivos, remueven también otras sustancias como las sales que son reutilizables.

La mayor ventaja del método con Cal y Soda es que además de su buena eficiencia en la precipitación de carbonatados y no carbonatados, la adición de la soda cáustica ayuda también a neutralizar el pH.

Por lo anterior se eligió el método de ablandamiento con Cal y Soda, ya que presenta una mejor alternativa respecto a los otros dos y asimismo es un tratamiento convencional y ya conocido por ECOPETROL S.A.

4.2.3. Tratamiento químico para control de Bacterias

Tabla 11. Cuadro comparativo de los productos químicos propuestos para la eliminación de BSR.

Parámetros	ALDACIDE® G	MYACIDE® GA 50	Hipoclorito
Tipo de Biocida	• Químico	• Químico	• Químico
Eficiencia de remoción	Alta	Alta	Buena
Dosis Química [gal/100Bb]	0,4 – 7,9	0,38 – 3,8	
Costo	Alto	Alto	Bajo
Impacto Ambiental*	Rápidamente Biodegradable	Alto	Moderado
Toxicidad*	Moderada	Alta	Baja

*Calificaciones de Toxicidad e Impacto Ambiental tomado de Hojas Técnicas de cada producto que se encuentran en la bibliografía.

Para la utilidad que requiere esta metodología el Hipoclorito de Sodio es la mejor opción, debido a su bajo costo y buena eficiencia, además su toxicidad es baja y no es tan agresivo con el medio ambiente, lo cual es uno de los motivos para la realización de este proyecto.

4.2.4. Tratamiento para neutralización de pH

Tabla 12. Cuadro comparativo de los tratamientos propuestos para la neutralización del pH.

Parámetros	Soda Cáustica (NaOH)	Ácido Clorhídrico (HCl)	CO₂ TetrapHix®
Principio Operativo	<ul style="list-style-type: none"> • Solubilización. • Reacciones químicas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Solubilización. • Reacciones químicas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Solubilización. • Reacciones químicas.
Aplicación	Fluidos Ácidos	Fluidos Básicos	Fluidos Básicos
Costo	Moderado	Moderado	Alto
Desventaja(s)	Eficiencia menor con pH ácido.	<ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de equipos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de equipos.
Método Convencional	Si	Si	No

Fuente: Información tomada de la fuente de cada tratamiento. Capítulo 4. Presente Libro.

La salmuera según ECOPETROL S.A. debe tener un pH entre 6 y 8 para ser reutilizada, por lo cual dependiendo del grado de contaminación y los contaminantes presentes en la solución será ácida o básica al retornar a los tanques. Según sea el caso se aplicará Soda Cáustica (NaOH) cuando se necesite aumentar el pH y Ácido Clorhídrico (HCl) cuando se requiera disminuirlo.

Cabe resaltar que el método de Dosificación de CO₂ TetrapHix® trabaja muy bien cuando se desea disminuir el pH, pero su principal desventaja es que es necesario la inversión en un equipo para aplicarlo, lo cual encarece la metodología; además no es específico para pH sino también tiene otros efectos.

4.2.5. Tratamiento para remoción de sólidos en suspensión

Tabla 13. Cuadro comparativo de los tres métodos propuestos para la remoción de sólidos suspendidos.

Parámetros	Decantación*	Filtración**	Hidrociclón***
Principio Operativo	<ul style="list-style-type: none"> Diferencia de densidades. 	<ul style="list-style-type: none"> Diámetro de partícula. 	<ul style="list-style-type: none"> Diferencia de densidades. Acelerado con fuerza centrífuga.
Eficiencia	Moderada	Alta	Alta
Costo de Operación	Bajo	Bajo - Moderado	Moderado – Alto
Ventaja(s)	<ul style="list-style-type: none"> Alta eficiencia cuando se desean remover sólidos de buen tamaño. Bajo costo de mantenimiento. Alta capacidad. 	<ul style="list-style-type: none"> Remoción selectiva por tamaño de partícula. Remoción de partículas finas. 	<ul style="list-style-type: none"> Remoción de partículas más finas.
Desventaja(s)	<ul style="list-style-type: none"> Se necesita un tiempo de retención. 	<ul style="list-style-type: none"> Alto costo de mantenimiento. Baja Capacidad. 	<ul style="list-style-type: none"> Baja Capacidad.
Método Convencional	Si	Si	No

* Datos tomados directamente o por interpretación de los autores de: Tanques cónicos en Aceros Tama en la web.

**Datos tomados directamente o por interpretación de los autores de: Filtración Industrial en Tratamientos de agua y Depuraciones en la web.

***Datos tomados directamente o por interpretación de los autores de: DISEÑO HIDROCICLÓN. Universidad de Chile. 2010.

Para el tratamiento de los sólidos hay que aclarar que durante todo el proceso debido a la acción de la gravedad se presentará decantación de los sólidos de mayor tamaño en cada uno de los tanques en los que va a residir el fluido. Sin embargo se dispondrá de un tanque cónico (método de decantación) para la remoción de sólidos más pequeños que no han sido retirados en las etapas anteriores, el mismo tendrá acoplado un agitador para homogenizar la mezcla con los químicos que serán adicionados para otros tratamientos.

Al final del procedimiento se instalará un tren de filtrado para garantizar las 20 ppm máximas de sólidos suspendidos que exige ECOPETROL S.A., por otro lado estos filtros cumplirán la función de atrapar los compuestos precipitados (Calcios, Magnesios, bacterias muertas y Sulfatos).

Se descartó el uso de hidrociclones que encarecen los costos de capital y de operación de la planta.

Estos fueron los tratamientos y/o equipos seleccionados para formar parte de la metodología que se expondrá más adelante.

Figura 29. Tratamientos y Equipos Seleccionados para formar parte de esta Metodología.



4.3. Dimensionamiento de Planta para la Recuperación de Salmueras

Para determinar la capacidad de los equipos utilizados en la planta de recuperación de salmuera se tuvieron en cuenta los requerimientos de Ecopetrol, en los cuales enuncia una capacidad mínima de recepción de fluido y una capacidad de disponibilidad del mismo, determinando esta como 2.000 barriles para las necesidades de los equipos de Workover al momento de necesitar fluido de control para ejecutar las operaciones. La capacidad de recepción de fluidos de la planta debe ser como mínimo igual a la cantidad de fluidos utilizados por los cinco equipos que operan en el campo, ya que este sería el escenario crítico en el momento de recibir el fluido de todos los equipos de manera simultánea.

Los valores anteriores son el punto de partida para establecer la capacidad y la cantidad de tanques que se deben tener para la recepción del fluido y la disposición del mismo. De aquí en adelante los criterios para el dimensionamiento de los equipos involucrados con procesos del tratamiento fueron basados en la experiencia del ingeniero **Neder Ignacio Rodríguez Quijano**, quien ha trabajado en el proyecto La Cira Infantas con el tratamiento de aguas.

La planta se implementó con dos Skim Tanks de 100 barriles instalados en paralelo, buscando aumentar la capacidad de tratamiento por bache y a su vez una mayor eficiencia al no tener tiempos no productivos durante los procedimientos de mantenimiento. La relación planteada entre Skim Tanks y Tanques Cónicos es de 2 a 3 debido a que los Tanques Cónicos tienen una capacidad de 70 barriles y esta me permitirá tratar el volumen de salmuera proveniente de los Skim Tanks. La unidad de filtrado está constituida por cartuchos tamiz de 5 micras.

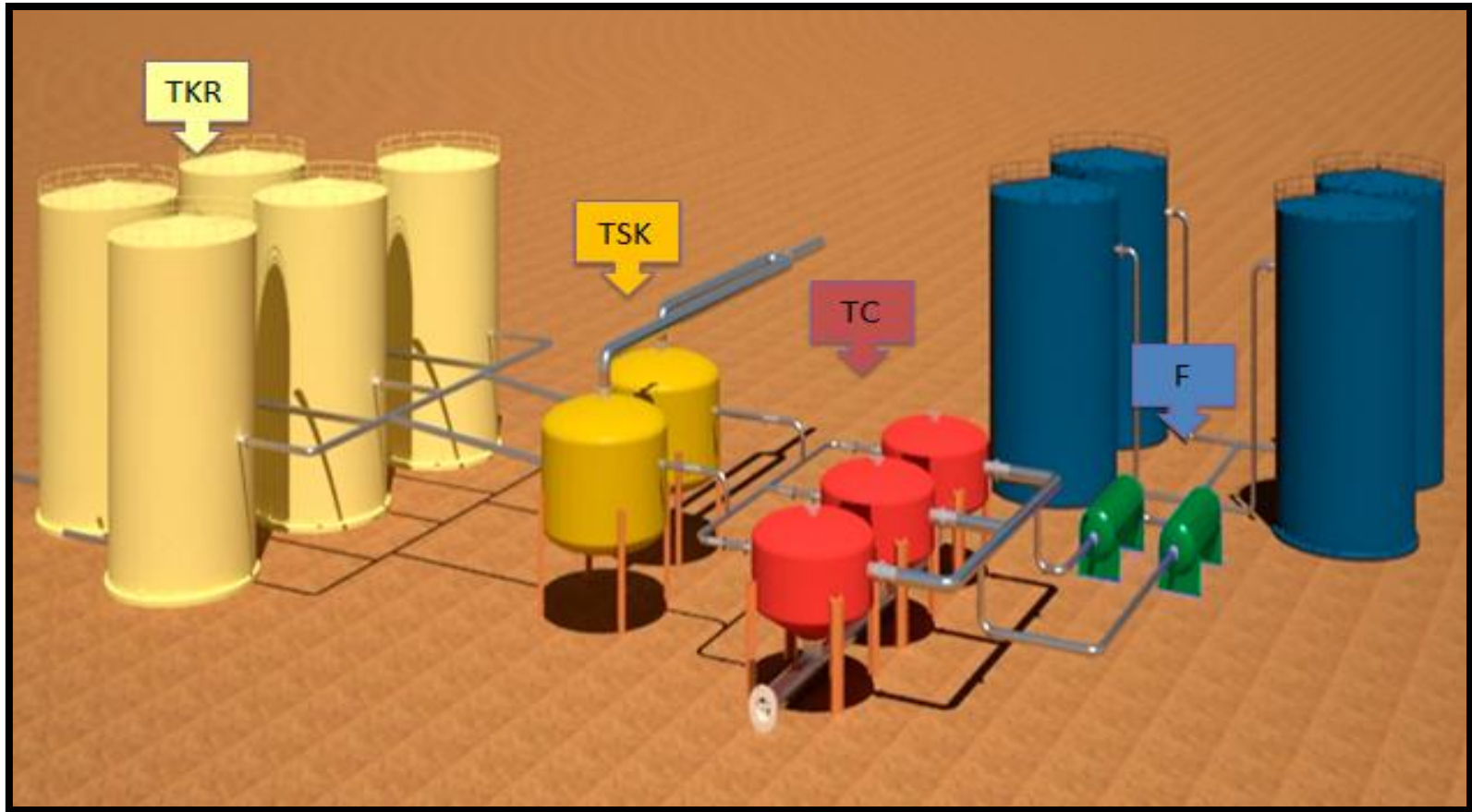
La planta será trabajada a partir de baches los cuales están determinados de 200 barriles, el primer bache tendrá un tiempo de tratamiento total de 160 min aproximadamente pero, a partir de este los siguientes baches tardarán 120 min en el tratamiento ya que durante la espera en el tanque cónico del primer bache se

puede ir tratando la salmuera en el Skim Tank aprovechando los 40 min del proceso de separación de grasas, esto sucede solo si la planta se trabaja de manera continua.

Según los datos expuestos anteriormente la planta tendrá una capacidad máxima de tratamiento de 800 Bb/día, si se trabaja de manera continua durante 8 horas laborales.

4.3.1. Esquema Planta

Figura 30. Planta Propuesta de Recuperación de Salmueras.



Convenciones de la Planta de Recuperación de Salmuera (PRS)

- **TKR:** TANQUE DE RECEPCION. CAP. 500Bbls.
- **TSK:** TANQUE SKIM. CAP. 100Bbls.
- **TC:** TANQUE CÓNICO. CAP. 70 Bbls.
- **TKD:** TANQUE DE DISPOSICION DE SALMUERA TRATADA. CAP. 500Bbls.
- **F:** FILTROS DE CARTUCHOS.

- **Ruta de Proceso⁵⁸**

El fluido de proceso (salmuera) se almacena en 5 tanques de recibo de 500 Bb capacidad, al alcanzar el volumen de 200 Bb que corresponde al volumen del bache, este se bombea a los tanques de remoción de grasas (Skim Tanks), allí permanece por 40 minutos. Luego el fluido sin grasas es desplazado hasta los 3 tanques cónicos, en este punto se adiciona una píldora que contiene: neutralizador de pH, cal hidratada e hipoclorito de sodio, la agitación de la píldora durara aproximadamente 30 minutos y luego se deja actuar por 50 minutos, por lo tanto el fluido debe mantenerse por 80 minutos en este tanque. Después el fluido pasa por el tren de filtrado, proceso que durará 40 minutos, para posteriormente ser enviado a los tanques de despacho, en donde se almacenará el fluido recuperado y disponible para su reutilización.

Tiempo estimado 1 ciclo: 160 minutos.

⁵⁸ Asesoría en información de tiempos por parte del Ingeniero Neder Ignacio Rodríguez Quijano, Interventor para Perforación y Servicio a Pozos. OCCIDENTAL- LCI. Asesor de Procesos de Recuperación de Fluidos. LCI.

- **Descripción Específica por Etapas**

a. Tanques de Recibo

La función principal en esta sección es la recepción del fluido a tratar (salmuera), pero además de esta acción en este equipo se da una remoción parcial de los sólidos de mayor tamaño por decantación.

b. Skim Tanks

Proveniente de los tanques de recibo se bombea un bache de 100 bls para cada skim tank, dicho fluido está compuesto de grasa, salmuera y sólidos; durante del tiempo de residencia en el skim tank se va a dar una separación entre cada una de las fases por diferencia de densidades. Por la parte superior se retiran las grasas y por la parte inferior los sólidos, los cuales son de tamaño considerable pero menor a los removidos en los tanques de recepción. La salmuera, ahora sin grasas continua su trayecto hacia los tanques cónicos.

c. Tanques Cónicos

La salmuera ya con ausencia de grasas llega a este equipo donde se somete a un conjunto de tratamientos físico químicos con el fin de: neutralizar el pH, eliminar bacterias sulfato reductoras, controlar los compuestos que aportan dureza a la salmuera. Para lo anterior se adiciona una píldora compuesta por soda cáustica o ácido clorhídrico según el pH de la salmuera, hipoclorito de sodio, y cal hidratada para el ablandamiento.

En esta sección hay un tiempo de residencia posterior a la adición química permitiendo la acción de la píldora y la precipitación de los compuestos no solubles resultantes de las diferentes reacciones químicas, junto con los sólidos aun presentes en la mezcla.

Al finalizar esta etapa la salmuera ha sido sometida a múltiples tratamientos con el fin de cumplir la mayoría de los requerimientos establecidos por Ecopetrol S.A. para la reutilización de la salmuera, restando únicamente pasar por la unidad de filtrado.

d. Tren de Filtrado

Este es el último tratamiento al cual se somete la salmuera para garantizar el cumplimiento total de los requerimientos dados por Ecopetrol, específicamente el relacionado con la cantidad de los sólidos en suspensión, de manera simultánea esta unidad permite remover precipitados que por alguna razón no fueron retirados en la etapa anterior. Cabe resaltar que a esta unidad llega la salmuera con un contenido bajo de compuestos en suspensión (precipitados y sólidos), debido a los tratamientos anteriores, evitando sobrecargar los tamices de filtrado prolongando su vida útil.

e. Tanques de Disposición

Estos tanques cumplen la función de almacenar la salmuera ya recuperada, manteniéndola aislada de cualquier contaminante y disponible para ser bombeada cuando sea requerido.

- **Consideraciones del Diseño de la Planta**

a. Añadir una salida para sólidos en tanques cónicos y skimmers, en el caso que éstos no la incluyeren, para facilitar la remoción de los sólidos en el filtro, logrando una mayor eficiencia y disminuyendo la frecuencia de mantenimiento en éstos (prolongar la vida útil).

b. Los equipos encargados de remover los sólidos estarán en constante mantenimiento debido a los grandes volúmenes y la cantidad de sólidos en ellos, lo cual implica una limpieza manual de sus fondos.

- c.** El mantenimiento en los tanques de recepción serán más frecuentes que en cualquier otro punto de la planta, debido a que en ellos se generará más rápidamente una fase de sólido grueso en el fondo. Este mantenimiento se realiza manualmente por los operarios.
- d.** Debido a la diferencia entre los fluidos resultantes (densidad, porcentaje de grasas, porcentaje de sólidos, etc) de las distintas operaciones de servicio a pozo será necesario homogenizarlas.
- e.** Acoplar un agitador en el Tanque Cónico para la homogenización de los químicos.
- f.** En los casos que sea necesario se podrán adicionar otros químicos como desemulsificantes, coagulantes, floculantes, entre otros; que no han sido incluidos en esta metodología general.
- g.** La adición de químicos se lleva a cabo cuando ya se han retirado las grasas y los sólidos para evitar pérdidas y aumentar la eficiencia.
- h.** Implementar una configuración de equipos en paralelo para poder trabajar continuamente, y de esta manera evitar tiempos no productivos en el funcionamiento de la planta, cuando ésta requiera mantenimientos específicos en los diferentes equipos.
- i.** El manejo y disposición de los sólidos resultantes de cada proceso se asignará a un tercero, teniendo en cuenta que su costo no afecte bruscamente la rentabilidad del proyecto.
- j.** El manejo y tratamiento de las Grasas removidas en los Skim Tank se asignará a un tercero, teniendo en cuenta que su costo no afecte bruscamente la rentabilidad del proyecto.

5. ANÁLISIS FINANCIERO

Después de realizar un análisis financiero del proyecto, teniendo en cuenta los principales parámetros económicos que más adelante serán explicados uno a uno, los resultados se muestran en este capítulo. Con el fin de fijar lo más importante y la razón esencial de esta tesis si hay o no rentabilidad y en el caso de que la hubiere cuál es su valor.

Cabe resaltar, como se ha hecho a lo largo de este libro, que el valor que aporta este proyecto tiene una parte tangible (rentabilidad) y una parte intangible (medioambiental), esta última muy importante para la actualidad del país y del mundo entero en general. Acompañado de los números que se mostrarán en este capítulo, el lector no debe olvidar el impacto positivo que se llevará a cabo con la disminución del volumen vertido a los cuerpos de agua, la disminución en la cantidad de agua captada de fuentes hídricas y todos los demás aspectos que se evitarían y que ya han sido explicados anteriormente.

Dejando claro esto último, se enuncian los parámetros económicos que se tuvieron en cuenta, para continuar con el desarrollo de este capítulo.

- Flujo de Caja
- VPN (Valor Presente Neto)
- Pay-Back
- TIR (Tasa Interno de Retorno)
- TIO (Tasa Interna de Oportunidad)

En este punto se debe aclarar que un análisis financiero convencional se aplica a una serie de gastos e ingresos, a diferencia en el caso actual ambos variables son gastos, pero el análisis se realiza para determinar si el ahorro mensual que

obtendrá la empresa al recuperar y reutilizar la salmuera, es suficiente para pagar la inversión y además generar un ahorro significativo, que para este caso se puede comparar con la rentabilidad de un análisis corriente.

Los Gastos actuales del Activo Llanito corresponden a la fabricación de salmuera, el tratamiento para su vertimiento y el transporte hasta el punto de vertido. Por otra parte, los Gastos de capital en los que se incurriría para desarrollar esta propuesta corresponden a la adquisición de los equipos expuestos en la metodología, junto con un gasto mensual debido al costo de tratar la salmuera para su reutilización. En base a estos dos Gastos se calcularon cada uno de los aspectos económicos enunciados en la parte inicial de este capítulo.

5.1. Gastos Actuales por Barril por concepto de manejo de la salmuera en el Activo Llanito⁵⁹

5.1.1. Elaboración de Salmuera Nueva

Para la elaboración de cada barril nuevo de salmuera la empresa actualmente incide en una serie de gastos que van desde la compra de los químicos y aditivos necesarios hasta el costo de captar, tratar y transportar el agua.

⁵⁹ Datos suministrados por el Ingeniero RODRÍGUEZ QUIJANO, Neder Ignacio. Cargo. Empresa.

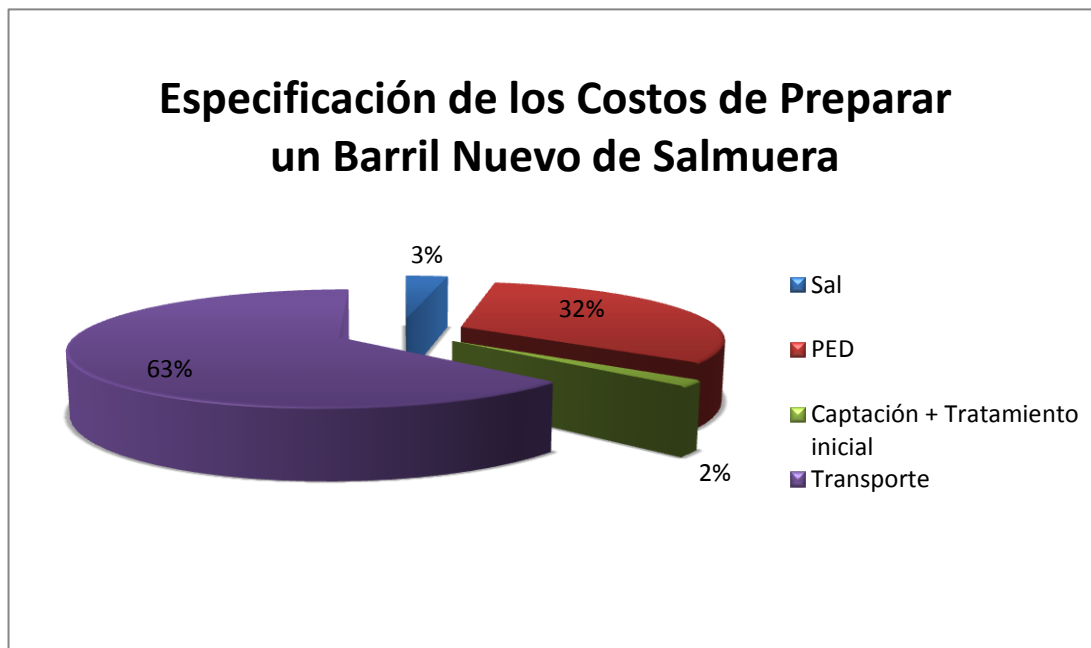
Tabla 14. Gastos de la elaboración de salmuera nueva.

Parámetro	Costo por Unidad [COP]	Cantidad		Total [COP]	Costo por Barril [COP/Bb]
Sal	\$ 5,320	7	Sacos	\$ 37,240	\$ 372
PED	\$ 76,500	5	Galones	\$ 382,500	\$ 3,825
Captación + Tratamiento inicial	\$ 200	100	Barriles	\$ 20,000	\$ 200
Transporte	\$ 7,500	100	Barriles	\$ 750,000	\$ 7,500
TOTAL				\$ 1,189,740	\$ 11,897

Fuente: Información suministrada por el Ingeniero Francisco Javier Herrera Blanco, Supervisor de Inyección de Agua de ECOPETROL S.A.

Del cuadro anterior se obtiene el costo promedio de elaborar un barril nuevo de salmuera incluyendo los gastos por aditivos, captación y transporte; en total son **\$11,897** pesos colombianos.

Figura 31. Especificación de costos de preparar un barril de salmuera nueva.



El factor que más influencia tiene en los costos de la preparación de salmuera nueva es el transporte del agua, esto se debe a la lejanía de los puntos de captación y a que además debe realizarse en carro-tanques. Entre los aditivos se observa que en realidad la sal, que es el constituyente primario de la salmuera, es el de menor costo incluso superado por los PED (Inhibidores de Corrosión).

5.1.2. Acondicionamiento de salmuera para vertimiento

Después de fabricar la salmuera y ser utilizada en la operación de servicio a pozo, pasa a una planta donde es tratada para poder verterla. En este punto se debe aclarar que no todas las salmueras llegan con trazas de aceite, por lo cual se presenta un cuadro con el costo de tratar cada barril de salmuera con y sin presencia de residuos aceitosos.

Tabla 15. Tabla de costo de tratamiento de la salmuera para vertimiento.

Condición salm. antes de ser tratada para su vertimiento	Costo/ Bb [COP]
Sin trazas de Grasa	\$ 4,880
Con Grasa	\$ 29,750
Valor Promedio Tto para Vertimiento / Bb [COP]	\$ 17,315

Fuente: Información suministrada el Ingeniero Víctor Julio Arrieta Ortega, Ingeniero de Campo de la Superintendencia Operacional de Mares (SOM).

ECOPETROL S.A.

Para el análisis financiero del proyecto se tomó el valor promedio entre los dos tratamientos como el costo de tratamiento para vertimiento de la salmuera del Activo Llanito.

5.1.3. Transporte desde la planta de acondicionamiento hasta el punto de vertimiento

Una vez el fluido es tratado y está listo para ser vertido se debe pagar un transporte en un camión de vacío hasta el punto donde será arrojado.

Tabla 16. Costo de Transporte en Camión de vacío de la salmuera tratada hasta el punto de vertimiento.

Transporte en camión de vacío / Bb	\$ 9,617
------------------------------------------	----------

Fuente: Información suministrada el Ingeniero Víctor Julio Arrieta Ortega, Ingeniero de Campo de la Superintendencia Operacional de Mares (SOM).
ECOPETROL S.A.

Como ya se observó anteriormente los costos de transportar los fluidos por carro-tanques son altos respecto a otros parámetros, para el transportar 100 barriles de fluido después de ser tratado hasta el punto de vertimiento se deben pagar \$961,700 pesos colombianos, es decir \$9,617 pesos por cada barril.

5.1.4. Gastos Mensuales Totales por concepto de manejo de la salmuera

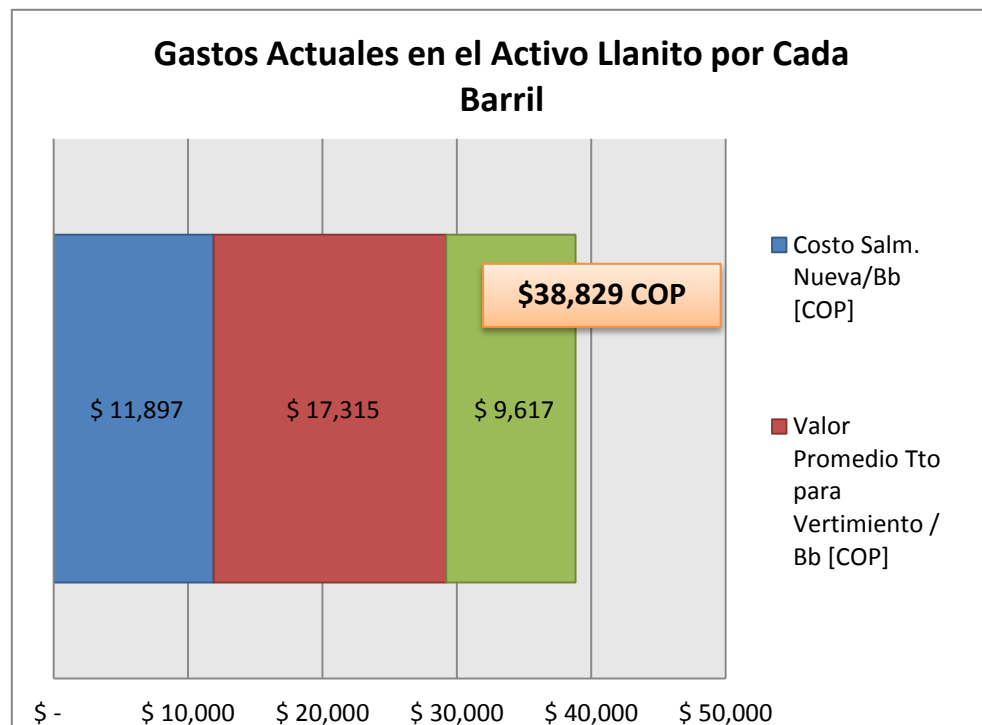
Ahora, al sumar estos valores se tiene que el costo actual del manejo del fluido de servicio a pozo en el Activo Llanito se muestra a continuación.

Tabla 17. Gasto total por manejo de cada barril de salmuera en el Activo Llanito.

TOTAL Gastos Actuales/ Bb	\$ 38,829
--------------------------------------	------------------

Este valor corresponde al costo de captar el agua, transportarla hasta el campo, tratarla, preparar la salmuera, luego acondicionarla para su vertimiento y transportarla hasta el punto donde se va a descargar de cada barril.

Figura 32. Especificación de los Gastos Actuales en el Activo Llanito correspondientes al manejo y elaboración de la salmuera.



Del gráfico anterior se observa que los costos del manejo de la salmuera son aproximadamente el doble del valor de su preparación, una vez más el costo de transportarla encarece su manejo. En cuanto al tratamiento se tomó el costo promedio, como ya se explicó anteriormente, entre el tratamiento de la salmuera cuando resulta de la operación con trazas de grasas y cuando no.

Para conocer el costo actual que tiene que pagarse en el Activo Llanito mensualmente también es necesario conocer el volumen aproximado que se maneja en el Activo. Luego, el volumen promedio que se maneja mensualmente en el Activo Llanito es el siguiente.

Tabla 8 Citada del Presente Libro, Pág. 91. Condiciones de Operación de los equipos de workover del Activo Llanito.

Tipo de Equipo	Cantidad	Vol. Salmuera Utiliza [Bb]	Frecuencia Trabajos/Mes	Vol. Total Utilizado al Mes [Bb]
Varilleo	2	400	6	4800
Otras Operaciones	3	600	2	3600
TOTAL				8400

Fuente: Información suministrada el Ingeniero Víctor Julio Arrieta Ortega, Ingeniero de Campo de la Superintendencia Operacional de Mares (SOM).
ECOPETROL S.A.

El volumen mensual promedio oscila en los 8400 barriles, teniendo en cuenta la cantidad de equipos con los que se cuenta, su volumen y frecuencia. Conociendo este valor y el costo por barril especificado arriba, se puede obtener el Valor

correspondiente a los Gastos Actuales en el Activo Llanito por el manejo de la salmuera.

El cual equivale a **\$ 326.166,960** pesos colombianos.

5.2. Gastos Estimados de Capital y de Operación al implementar la metodología propuesta

5.2.1. Gastos de Capital (CAPEX)

Por otra parte, el costo estimado de la inversión necesaria para desarrollar este proyecto correspondiente a la compra de equipos, el número de unidades y su capacidad es el siguiente.

Tabla 18. Gastos Iniciales del Proyecto (CAPEX).

Equipo	Costo por Unidad [MCOP]	Capacidad por Unidad [Bb]	N° de Unidades	Total [MCOP]
Frak Tank	\$ 45.0	500	9	\$ 405.0
Skim Tank	\$ 30.0	100	2	\$ 60.0
Tanque Cónico con agitador	\$ 20.0	70	3	\$ 60.0
Unidad de Filtrado (20 Cartuchos)	\$ 0.2	N/A	2	\$ 0.4
TOTAL				\$ 525.4

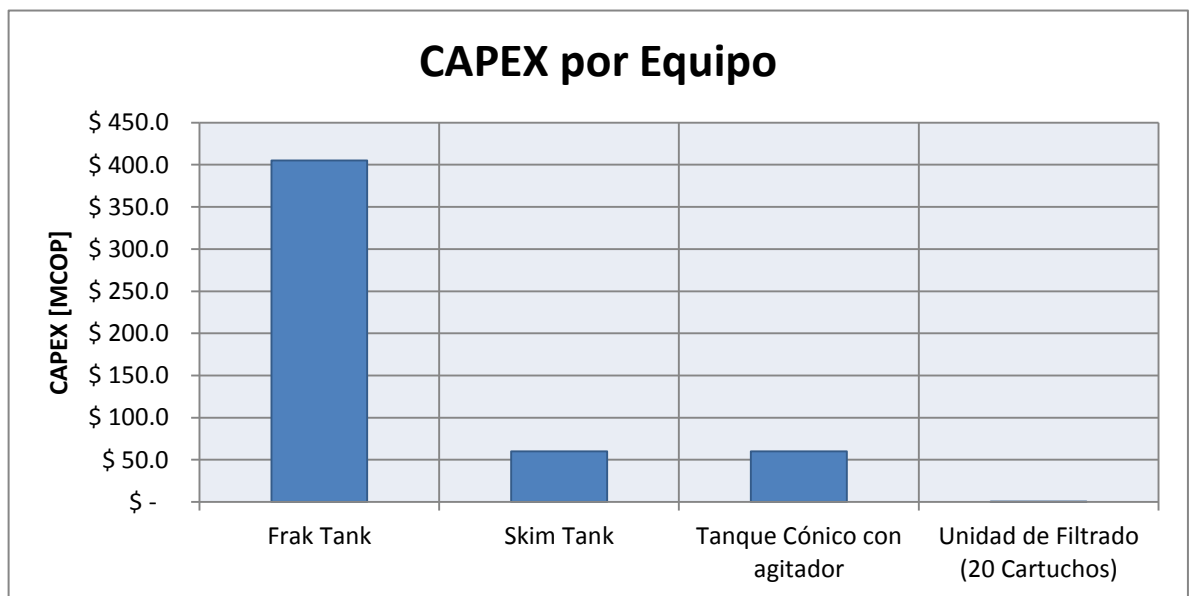
Fuente: Información suministrada por los Ingenieros Jorge Enrique Forero S⁶⁰ y Víctor Julio Arrieta Ortega⁶¹.

⁶⁰ ECOPEL S.A., ICP.

⁶¹ Ingeniero de Campo de la Superintendencia Operacional de Mares (SOM). ECOPEL S.A.

La inversión inicial para ejecutar el proyecto es de **\$ 525.400.000 COP**, como se observa en la tabla, donde el mayor costo por unidad y total corresponde a los tanques tipo Frak Tank ya que son necesarios 9 equipos para cubrir con la capacidad exigida por la empresa de 2000 Bb para disposición y 2500 Bb la capacidad de recepción de la planta⁶².

Figura 33. CAPEX por Equipo.



En esta gráfica se observa más claramente la influencia de cada ítem en el costo total de la inversión de capital, el costo de cada Frak Tank es mayor a la de los demás equipos y además la cantidad de tanques que se necesitan es alta (9 tanques). Mientras que el equipo más económico es la unidad de filtrado, pero se debe tener en cuenta que los mantenimientos son más frecuentes.

⁶² Estándares Técnicos para Tratamiento Integral mediante los Procesos de Disposición Final de los Residuos Acuáticos. ECOPEPETROL S.A. 2009.

5.2.2. Gastos de Operación

Los gastos de operación corresponden a los costos de energía, químicos y mantenimientos necesarios para acondicionar cada barril de salmuera para poder reutilizarlo. Debido a que el proyecto aún no ha sido materializado estos costos no pueden ser medidos, sino que son estimados y por cuestiones de facilitar los cálculos se asumió que el valor de los OPEX sería el mismo que se está manejando actualmente en el Activo Llanito por concepto de tratamiento de la salmuera para ser vertida⁶³, ya que este tratamiento es muy similar, en ambos casos se deben retirar las grasas, la dureza y neutralizar el pH; la única diferencia es que para verterla se requiere también remover todas las sales.

El costo es de **\$ 17,315 COP** por cada barril.

5.3. Indicadores Económicos

5.3.1. Flujo de Caja⁶⁴

El flujo de caja es una representación gráfica de las entradas (+) y salidas (-) durante un período de tiempo determinado, con el cual una empresa busca determinar:

- Problemas de liquidez, ser rentable no significa siempre tener buena liquidez.
- La viabilidad de un proyecto, los flujos de caja son la base para el cálculo del VPN y la TIR.

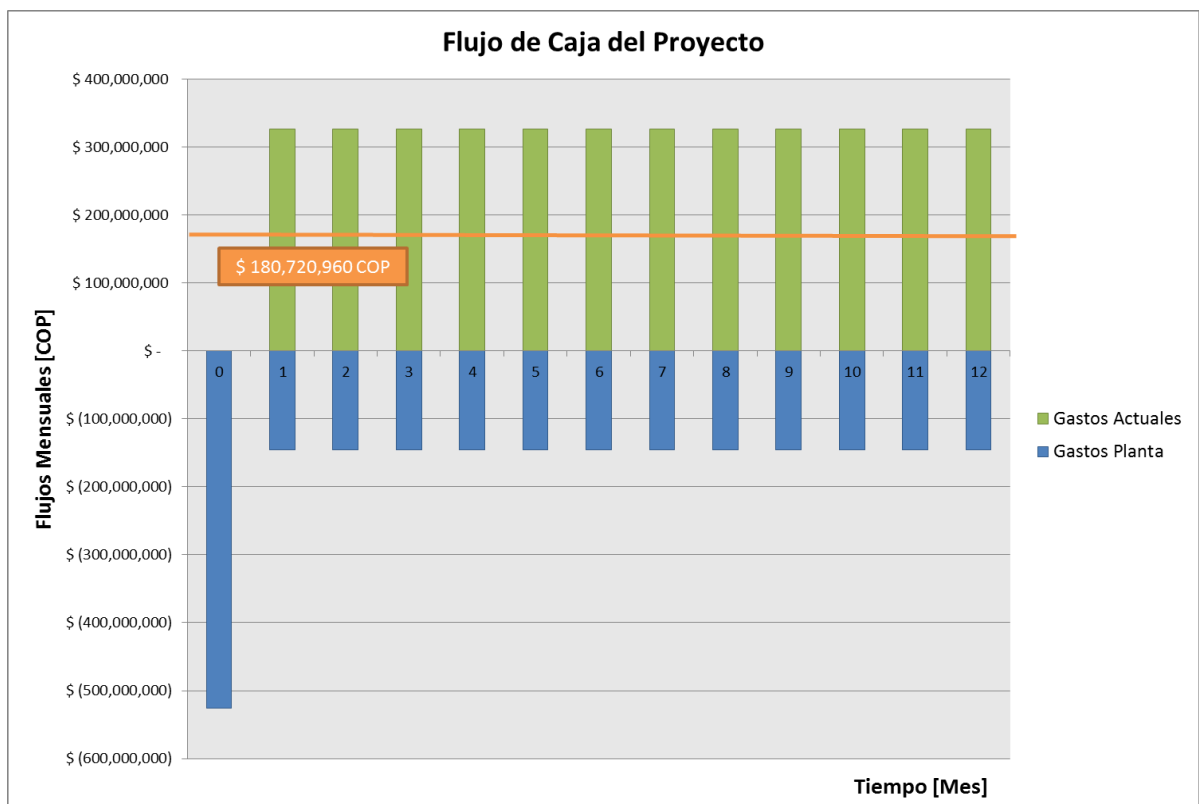
⁶³ Asesoría por parte del Ingeniero Neder Ignacio Rodríguez Quijano, Interventor para Perforación y Servicio a Pozos. OCCIDENTAL- LCI. Asesor de Procesos de Recuperación de Fluidos. LCI.

⁶⁴ URIBE, A. y TORRES, E. Análisis Técnico-Financiero de la Operación de los Pozos del Bloque Buenavista, Operados por la empresa unión temporal OMEGA ENERGY utilizando técnicas de análisis de producción. UIS. 2013.

- Otros parámetros económicos como el Pay-Back y en sí para inspeccionar los aspectos de mayor relevancia en la economía de la empresa.

Para el presente proyecto el Flujo de Caja es el siguiente:

Figura 34. Flujo de caja mensual del proyecto para el primer año.



El costo de la inversión es alto aproximadamente **\$ 525.400.000 COP** como ya se explicó anteriormente, pero también se debe resaltar que los gastos actuales en los que incurren en el Activo Llanito para el manejo y elaboración de la salmuera son realmente altos, lo cual indica desde ya que es necesario implementar propuestas para reducirlos.

Mensualmente con la ejecución de este proyecto se estima que se ahorran **\$180,720,960 COP** lo que representa un ahorro mensual del **55%**, lo cual es positivo para la economía de la empresa. Se pasará de gastar alrededor de **\$325.000.000 COP** mensualmente a únicamente **\$ 145.000.000 COP**, lo cual permitiría a la empresa invertir ese dinero ahorrado en nuevos proyectos.

5.3.2. Tasa Interna de Oportunidad (TIO)⁶⁵

Es la tasa mínima de rentabilidad, establecida potestativamente por una compañía, que espera la empresa para decidir invertir en un proyecto. Para este caso se tomó una TIO del 20%, en base a que ECOPETROL S.A. maneja un valor similar (15-18%).

El procedimiento consiste en comparar la TIR con la TIO para definir la viabilidad económica del proyecto.

Si $TIR > TIO \rightarrow Viable$

Si $TIR < TIO \rightarrow NO Viable$

5.3.3. Valor Presente Neto (VPN)⁶⁶

En finanzas, el valor presente neto de una serie de flujos de caja, de un tiempo determinado, se define como la suma de los valores de cada uno de esos flujos llevados a valor presente por medio de una tasa de interés, que para este caso fue la TIO de ECOPETROL S.A. Se debe tener en cuenta que dentro de esta sumatoria se debe incluir el valor correspondiente a la inversión.

$$VPN = \sum \frac{FC_i}{(1 + TIO)^i} + I$$

- FC: Flujo de Caja en cada tiempo.

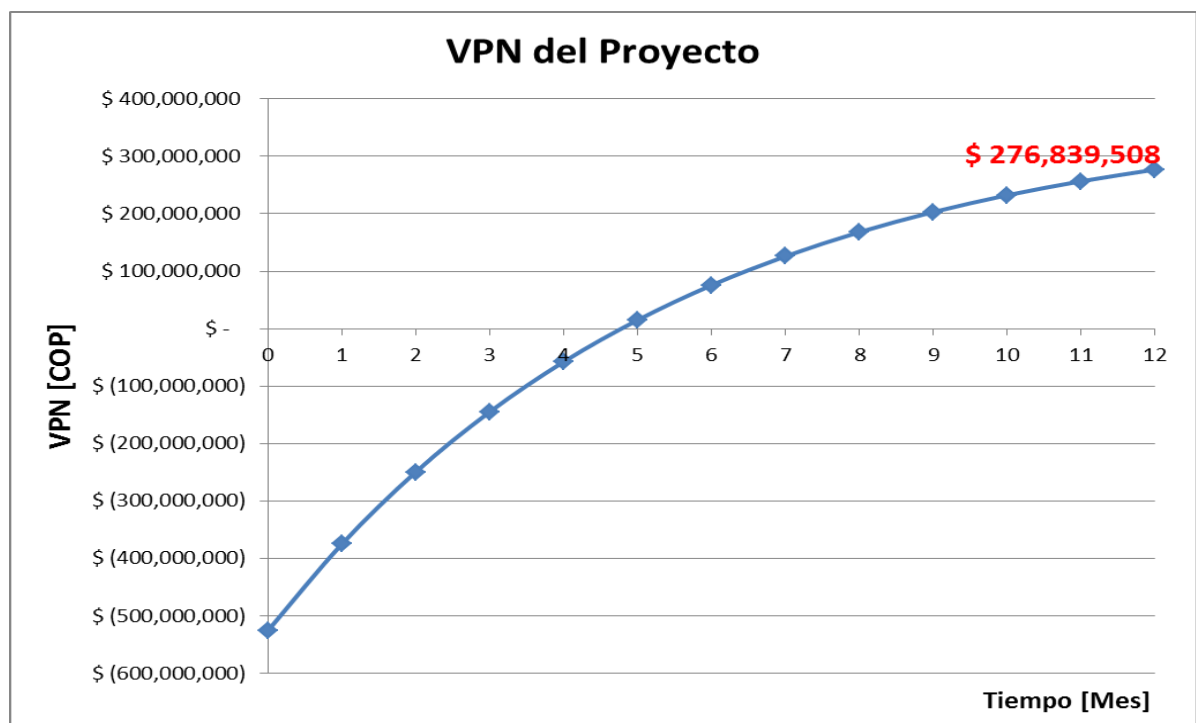
⁶⁵ Evaluación de la inversión. Manejatusfinanzas.blogspot.com

⁶⁶ Valor Presente Neto. Enciclopediafinanciera.com.

- I: tiempo actual.
- TIO: Tasa Interna de Oportunidad, en este ítem se debe aclarar que no siempre se usa la TIO para calcular el VPN, sino que puede ser cualquier tasa como la inflación o el interés.
- I: inversión, se suma ya que su valor es negativo.

El valor presente neto para este proyecto fue el siguiente.

Figura 35. Valor Presente Neto del Proyecto (VPN) para el primer año.



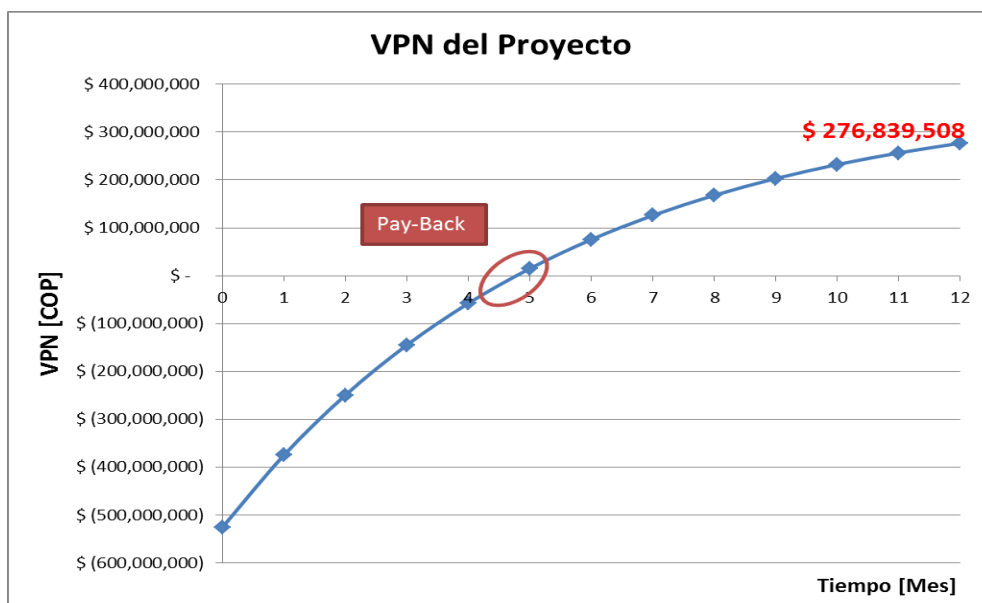
A medida que se ha profundizado este análisis financiero se ha podido esbozar la rentabilidad del proyecto, pero hasta este punto es donde realmente se le puede dar un número **\$ 276,839,508 COP**. Es decir, que si hoy se implementará este proyecto al año se obtendría una ganancia tal que llevada a su valor presente, pagaría la inversión y además se recogerían aproximadamente **\$ 300 MCOP**. Y se debe tener en cuenta que a partir del año siguiente esta “ganancia” (ahorro) será mayor, debido a que ya toda la inversión inicial se pagó.

5.3.4. Pay-Back⁶⁷

El pay-back hace referencia al tiempo en el cual un determinado proyecto paga su inversión con los flujos de caja. Para calcular este parámetro es necesario conocer los flujos netos de caja para cada tiempo y la tasa esperada de rentabilidad, una vez más la TIO de ECOPETROL S.A. para este caso. La manera más sencilla de conocer este tiempo es graficando el VPN vs. Tiempo, cuando la línea graficada corte el eje del tiempo ese será el Pay-Back Time.

Para este proyecto el Pay-Back fue el siguiente.

Figura 36. Pay-Back del Proyecto.



Después de conocer que el proyecto sí es rentable, el margen de ganancia y el ahorro mensual que generará su ejecución; es conveniente conocer en qué tiempo se alcanza el Pay-Back, es decir en qué momento se paga la inversión inicial de la planta con el ahorro mensual estimado tras la puesta en marcha de la planta. Como se observa en la gráfica al **mes 5** de la implementación de esta propuesta

⁶⁷ Período de Recuperación del Capital (Payback). Itescam.edu.mx.

se logrará pagar el CAPEX invertido y desde ese instante los flujos mensuales serán positivos.

5.3.5. Tasa Interna de Retorno (TIR)⁶⁸

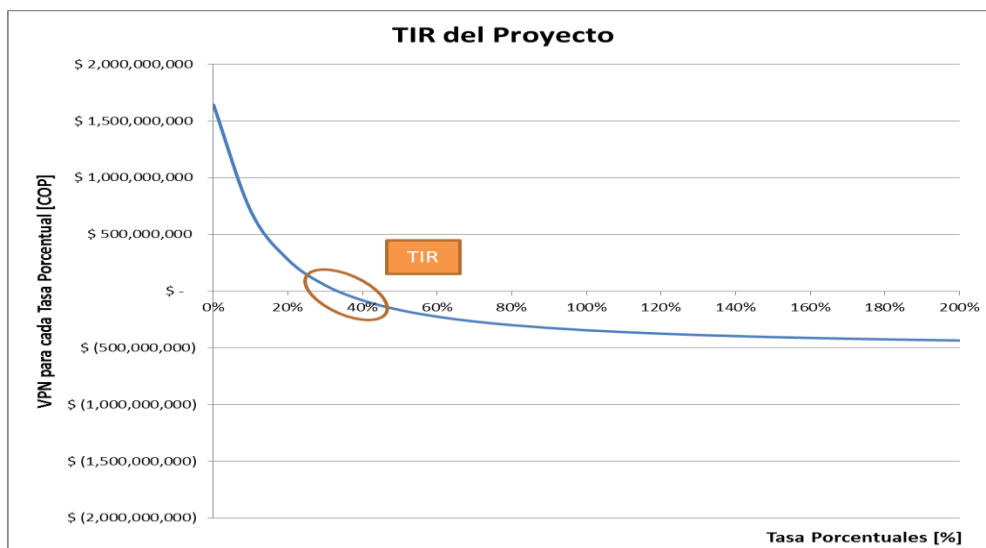
La Tasa interna de retorno es una medida del rendimiento utilizada para comparar la rentabilidad de diferentes proyectos. En términos más estrictos la TIR es la tasa de interés a la cual el valor presente neto de los costos de la inversión es igual al valor presente neto de los flujos de caja positivos (beneficios).

En ese orden de ideas, la TIR se calcula variando la tasa de interés hasta que el VPN sea igual a cero (0).

$$VPN = \sum \frac{FC_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

Para este proyecto el valor de la TIR fue el siguiente.

Figura 37. Gráfico del valor de la Tasa Interna de Retorno.



⁶⁸ Tasa Interna de Retorno TIR. Enciclopediafinanciera.com

La TIR para este proyecto sería del **33%** como se observa en el gráfico, un valor muy superior al exigido por ECOPETROL S.A.(alrededor del 20%) para decidir invertir en un proyecto, garantizando finalmente la viabilidad económica de esta metodología.

Con éste, el proyecto cumple a cabalidad finalmente con todos los indicadores económicos fijados al comienzo de este capítulo, por lo cual se puede señalar con total seguridad que este proyecto sí es viable económicamente y es una excelente alternativa para disminuir los gastos actuales del Activo Llanito en relación con el manejo, elaboración y disposición de las salmueras.

Tabla 19. Resumen de los valores obtenidos en el Análisis Financiero.

Indicador Económico	Valor
VPN	276'839,508 [COP]
Pay-Back	5 [mes]
TIR	33 [%]

CONCLUSIONES

La salmuera es el principal fluido de control utilizado en las operaciones de servicio a pozo, está compuesta principalmente por sal corriente (NaCl) y aditivos comerciales como los PET (Inhibidores de hinchamiento de arcillas) disueltos en agua. Su función principal es prevenir el influjo hacia el pozo mientras se realizan las operaciones.

Mediante el estudio físico-químico de las salmueras se determinó que la **densidad**, el **pH** y la **viscosidad** son las propiedades más determinantes a la hora de evaluar el comportamiento del fluido.

Reducir la cantidad de fluido captado y vertido es el principal objetivo de reutilizar la salmuera, mitigándose los aspectos adversos sobre los ecosistemas de la región y generando un ahorro importante para la compañía.

Existen un sin número de operaciones de Servicio a Pozo, pero la mayoría manejan fluidos de control de características similares lo cual permitió la creación de una metodología general, excluyendo únicamente las operaciones de Cementación debido al alto porcentaje de recortes de cemento que deben ser manejados de manera distinta.

La base para establecer los tratamientos y equipos utilizados en la planta de recuperación para la reutilización de salmueras, fueron los **Requerimientos para la Reutilización de Salmueras** establecidos por ECOPETROL S.A., ya que en ellos se estipulan los parámetros que se deben cumplir para poder obtener una salmuera que pueda ser utilizada nuevamente en las operaciones de Workover.

La implementación de los tratamientos y equipos se hizo de manera sistemática y con asesoría por parte de ingenieros de campo de LCI, lo que permitió proponer tratamientos convencionales y eficaces para la remoción de cada uno de los contaminantes cumpliendo con los requisitos establecidos, sin encarecer la inversión del proyecto.

El transporte de fluidos es un parámetro preponderante en las operaciones relacionadas con agua en el Activo Llanito, ya que éste no posee un punto de captación y descargue cercano, ni tuberías de transporte; demandando la contratación de terceros para esta operación lo cual aumenta los costos operacionel.

Los valores obtenidos para cada indicador fueron los siguientes: **VPN \$276.839.508 COP**, **TIR 33%** y el tiempo de recuperación de la inversión se estimó en **5 meses**. Lo cual se traduce en un ahorro significativo del **55%** mensual respecto a los gastos actuales en el Activo Llanito y este dinero ahorrado podría ser destinado a nuevos proyectos.

RECOMENDACIONES

Es recomendable realizar pruebas a la entrada y salida de la planta registrando la cantidad en volumen de salmuera que se recibe, las características del fluido como contenido de sólidos, presencia de grasas y sales.

Se debe medir constantemente los volúmenes a la entrada y salida de la planta para determinar el porcentaje de salmuera recuperada al pasar por la planta y conocer de esta forma la cantidad de fluido que se debe sustituir.

Asegurarse de implementar un sistema de control de nivel en los tanques a los cuales va a llegar la salmuera y a los tanques de disposición, que permitan alertar al personal en caso de algún siniestro, ya que se está trabajando con fluidos contaminados.

Se podría tomar como medida aplicar píldoras en los fondos de los equipos que operen con un alto contenido de sólidos, para que se facilite la remoción de estos sin tener que hacer un mantenimiento manual.

Mediante la medición de las condiciones de salida del fluido, plantear un esquema que le permita al operador poder determinar la cantidad de sal y aditivos que se debe agregar la salmuera recuperada para poder obtener nuevamente el mismo peso de esta, debido a la dilución de sus constituyentes en el tratamiento de la recuperación.

Realizar un estudio mediante pruebas de laboratorio enfocado en encontrar la dosificación óptima de cada uno de los químicos usados en los tratamientos sería un gran aporte a la consolidación del proyecto.

Para la buena praxis en la medición de las propiedades principales de las salmueras se recomienda utilizar las pruebas elaboradas por la ASTM International que se encuentran enunciadas en el Anexo 1 de este libro.

El personal encargado de manipular los químicos que van a ser agregados en el tanque cónico, debe de tener todos los elementos de protección personal (EPP) básicos, más los recomendados para el manejo de cada producto según su ficha técnica.

BIBLIOGRAFÍA

- AHMADUN, F. et al. “*Review of Technologies for Oil and Gas Produced Water Treatment*”. Journal of Hazardous Materials. 2009.
- ALBARRÁN F., Diego y HERNÁNDEZ S., Luis A. “*Cementación de Pozos Petroleros en Aguas Profundas*”. Tesis Profesional para optar por título de Ingeniero Petrolero. Universidad Nacional Autónoma de México. 2012.
- BOTELLO, A. et al. “*Golfo de México: Contaminación e Impacto Ambiental, Diagnóstico y Tendencias*”. Veracruz, México. 2010.
- BARTLETT, K. Y KRAMER, J. “Comparative Performance of Water Treatment Biocides”. NACE International. Houston Texas, 2011.
- BRANT, J. “Oil and Gas Produced Water Treatment Technologies”. THE NEXUS GROUP.
- CÁRDENAS, J. y CHAUSTRE, G. “*Estudio de la Factibilidad del Uso del Mucílago de Figue como Dispersante Biodegradable en Lodos de Perforación*”. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander (UIS). Santander, Colombia. 2009.
- CARDONA, V y RODRIGUEZ, N. “*Propuesta para el Diseño e Implementación de un Esquema de Manejo, Tratamiento Integral y Recuperación de Crudo, Aguas para Reinyección y Salmueras para Reutilización, de los Residuos Aceitosos (Contaminados Con Hidrocarburo), Generados por la Operación del Campo Petrolero Ubicado en el Corregimiento El Centro, Municipio De Barrancabermeja, Santander*”. ECOPETROL S.A. Colombia. 2010.
- CASAS, S. “*Manual de Operaciones de Workover*”. ECOPETROL S.A. Tipografía Barreto. Barrancabermeja, Colombia. 2006.
- CASTILLO, Alfonso y CASTILLO, José. “*Análisis Técnico y financiero para la Adquisición de un Compresor de Gas para la Estación Yariguies en el Municipio*”.

de Puerto Wilches (Santander)". Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Santander, Colombia. 2012.

CHRISTOPHERSEN, D. "*Water Reuse Strategies: Steel Industry Case Studies*". NACE International. New Orleans, Louisiana. 2008.

DE TURRIS, Antonio, DE ROMERO, Matilde, PAPA VINASAM, Sankara y OCANDO, Lisseth. "*Efecto Sinérgico de las Bacterias Sulfato-Reductoras y el CO₂ en Agua de Producción sobre la Corrosión del Acero al Carbón*". Red de Revistas Científicas de América latina, el Caribe, España y Portugal. Caracas, Venezuela. 2014.

DI FALCAO, G. et al. "*Advanced Produced-Water Treatment & Reuse for Oilfields*". FULLTIDE. 2011.

DORAN, G., CARINI, F., FRUTH, D., DRAGO, J. "*Evaluation of Technologies to Treat Oil Field Produced Water to Drinking Water or Reuse Quality*". SPE. San Antonio, Texas (Estados Unidos). 1997.

DORES, R., HUSSAIN A., KATEBAH, M. Y ADHAM, S. "*Using Advanced Water Treatment Technologies to Treat Produced Water from the Petroleum Industry*". Society of Petroleum Engineers. Doha, Qatar. 2012.

FARNAND, B and KRUG, T. "*Oilfield Produced Water Treatment by Ultrafiltration*". *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. 1987.

FONTENELLE, L. et al. "*Recycling Water: Cause Studies in Designing Fracturing Fluids Using Flowback, Produced, and Nontraditional Water Sources*". Society of Petroleum Engineers (SPE). 2013.

FORERO, J., ORTIZ, P. y DUQUE, J. "*Design and Application of Flotation Systems for the Treatment of Reinjecting Water in a Colombian Petroleum Field*". *Ciencia, Tecnología y Futuro (CT&F)*. 2007.

HORNER, P. et al. “*Mobile Clarification for Re-Use of Unconventional Oil and Gas Produced Water to Reduce Costs and Minimize Environmental Footprint*”. Society of Petroleum Engineers (SPE). 2013.

HUSSAIN, A. et al. “*Advanced Technologies for Produced Water Treatment*”. Offshore Technology Conference. Kuala Lumpur, Malaysia. 2014.

IGUNNU, Ebenezer T. and CHEN, George Z. “*Produced Water Treatment Technologies*”. International journal of Low-Carbon Technologies Advance Access. 2012.

JAIMES, D y PICO, M. “*Diseño de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales y de Producción Evaluando las Diferentes Alternativas Nacionales y Extranjeras - Aplicación Campo Colorado*”. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander (UIS). Santander, Colombia. 2009.

KNOWN, S. “*Biological Pretreatment of Produced Water for Reuse Applications*”. University of Texas at Austin. 2007.

LORD, P. et al. “*Development and Use of High-TDS Recycled Produced Water for Crosslinked -Gel-Based Hydraulic Fracturing*”. Society of Petroleum (SPE). 2013.

MADERO, D., RUEDA, J., ORTIZ, A. y COLEGIAL, J. “*Análisis Estratigráfico para las Arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto Implicaciones Paleogeográficas*”. Universidad Industrial de Santander (UIS), Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y ECOPETROL S.A. 2010.

MANNIX, Amy. “*Analysis of the Cost Effectiveness of Alternative Policies and Technologies to Manage Water Extractions by the Oil Sands Sector along the Lower Athabasca River*”. Tesis Maestría. University of Alberta. Canadá. 2009.

MAYORGA, H y QUEVEDO, A. “*Limpieza de Arena en Pozos Petroleros*”. Trabajo de grado para optar por el título de Técnico en Perforación y Completamiento de

Pozos Petroleros. Corporación Institucional del Petróleo. Villavicencio, Colombia. 2009.

MELDRUM, N. “*Hydrocyclones: A Solution to Produced-Water Treatment*”. Society of Petroleum Engineers (SPE). 1988.

MONROE, S. et al. “*Production Gains Through the Reuse of Frac Fluids for Hydraulic Fracturing: A 10-Year Study*”. Society of Petroleum Engineers (SPE). 2013.

MUÑOZ, E. et al. “*An Integrated Methodology for Water Management under Operational Restrictions*”. Society of Petroleum Engineers International (SPE). 2010.

NELSON, Erik B. “*Fundamentos de la Cementación de Pozos*”. Definición de Cementación. Schlumberger. 2012.

OLATUBI, O. “*Application of Membranes to Treatment of Water Based Exploration and Production Wastes*”. Texas A&M University. 2009.

ONWUKWE, S. and NWAKAUDU, M. “*Drilling Wastes Generation and Management Approach*”. International Journal of Environmental Science and Development, Vol. 3. 2012.

PIERCE, D., BERTRAND, K. Y CRETIVASILIU, C. “*Water Recycling Helps Whit Sustainability*”. Society of Petroleum Engineers. Brisbane, Queensland, Australia. 2010.

PLAPPALLY, A. y LIENHARD, J. “*Energy Requirments for Water Production, Treatment, End Use, Reclamation, and Disposal*”. Renewable and Sustainable Energy Reviews. ELSEVIER. Estados Unidos. 2012.

RODRÍGUEZ, Alba. “*Estudios de Control de Pozo durante las Operaciones de Mantenimiento y Workover en el Campo Apiay y Castilla La Nueva*”. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander (UIS). Santander, Colombia. 2008.

URIBE, A y TORRES, E. “Análisis Técnico-Financiero de la Operación de los Pozos del Bloque Buenavista, Operados por la Empresa Unión Temporal OMEGA ENERGY Utilizando Técnicas de Análisis de Producción”. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander (UIS). Santander, Colombia. 2013.

Well Control Manual. Well Control International. 2007.

WIGGET, A. “Water-Chemical Treatment and Management”. Society of Petroleum Engineers (SPE). Kuwait City, Kuwait. 2014.

XIE, J., LIU, X. Y XIE, W. “Technology and Application of Recycling Produced Water from Heavy Oil Production to Steam Generators”. International Petroleum Technology Conference. Doha, Qatar. 2009.

Referencias [en línea]

Brine [en línea]

<<http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/b/brine.aspx>>.

Oilfield Glossary. Schlumberger. Revisado el 03-02-2014.

Completion Fluid [en línea]

<http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/c/completion_fluid.aspx>.

Oilfield Glossary. Schlumberger. Revisado el 03-02-2014.

Desinfectantes Hipoclorito de Sodio [en línea]

<<http://www.lenntech.es/procesos/desinfeccion/quimica/desinfectantes-hipoclorito-de-sodio.htm#ixzz2tshqSRPO>>. Water Treatment Solutions.

LENNTECH. España. Revisado el 20-Feb-2014.

Destilación Simple y Arrastre por Vapor [en línea]

<<http://conceptosdeorganica.blogspot.com/2010/06/destilacion-simple-y-determinacion-del.html>>. Conceptos de Orgánica. Revisado el 19-Feb-2014.

Estimulación de Pozos [en línea]

<<http://cursopetrolera2010.blogspot.com/2010/08/estimulacion-de-pozos.html>> Blog de Ingeniería Petrolera. Revisado el 31-Ene-2014.

Product Data Sheet: ALDACIDE ® G [en línea]

<http://www.halliburton.com/public/bar/contents/Data_Sheets/web/Product_Data_Sheets/A_through_C/ALDACIDE_G.pdf>. Baroid- Halliburton. 2010. Revisado el 20-Feb-2014.

Product Data Sheet: MYACIDE® GA 50 [en línea]

<http://www.kellysolutions.com/erenewals/documentssubmit/KellyData%5CVA%5Cpesticide%5CProduct%20Label%5C33753%5C33753-31%5C33753-31_MYACIDE_GA_50_10_23_2008_8_45_23_AM.pdf>. BASF-Kelly Solutions. Revisado el 20-Feb-2014.

What is Reverse osmosis? [en línea] <<http://puretecwater.com/what-is-reverse-osmosis.html>>. PURETEC®. Revisado el 18-Feb-2014.

ANEXO

ANEXO A: Tabla de normas establecidas para la buena práctica en la medición de las propiedades de las salmueras.

Parámetro a Medir	Norma Recomendada
pH	<ul style="list-style-type: none">• ASTM D1293-12
Sólidos en Suspensión	<ul style="list-style-type: none">• ASTM D5907-13
Grasas	<ul style="list-style-type: none">• ASTM D7678-11• ASTM D7066-11
Turbidez	<ul style="list-style-type: none">• ASTM D6698-12• ASTM D6855-12
Bacterias Sulfato-Reductoras	<ul style="list-style-type: none">• ASTM D4412-84(2009)

NOTA: Debido a derechos de autor y cláusulas de confidencialidad de la ASTM, no es posible anexar las normas originales las cuales se pueden adquirir en www.astm.org.