

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETROLEO GAS NATURAL Y
PETROQUIMICA**



**“MEJORAS EN EL TRATAMIENTO DE AGUA DE INYECCIÓN PARA
CAMPOS MADUROS DE PETRÓLEO USANDO MICROBURBUJAS DE GAS
NATURAL”**

TESIS

PARA OBTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO PETROQUIMICO

ELABORADO POR:

ELBERT ALBERTO AGURTO SANCHEZ

PROMOCIÓN 2009-2

LIMA- PERU

2012

DEDICATORIA

A mi familia, en especial a mi querido abuelito Clodomiro, quien supo enseñarnos y brindarnos siempre lo mejor. A todos mis amigos y compañeros de la industria Petrolera por su apoyo incondicional.

AGRADECIMIENTO

Debo agradecer a mi Supervisora y amiga Gloria Gutiérrez Acuña quien me enseñó y supo orientarme durante mis prácticas profesionales en el área de tratamiento químico en operaciones lote X, de igual forma a todos mis colegas y amigos petroleros de quienes aprendí el negocio de explotación y producción de Petróleo en campos maduros.

SUMARIO

El presente trabajo tiene como objetivo principal mejorar las actividades de explotación de petróleo en campos denominados maduros. Los cuales por su propia historia productiva presentan altos cortes o porcentajes de agua en su producción neta.

El incremento progresivo de la cantidad de agua producida, ha llevado a desarrollar nuevas tecnologías tanto para su disposición como para su aprovechamiento a través de técnicas de recuperación secundaria por medio de la reinyección de agua salada. Para dicho fin, el agua es tratada en plantas denominadas PIAS (Planta de Inyección de Agua Salada) para remover sus principales contaminantes como los aceites, grasas, bacterias y sólidos presentes en el agua de reinyección, los cuales son evaluados para definir el método o tecnología más adecuada para su remoción.

Como se describirá existen métodos físicos y químicos, los cuales van a permitir llevar a especificación el agua producida para la reinyección. A nivel físico se presentan los métodos gravitatorios, coalescencia, flotación y filtración. A nivel químico, el agua producida emplea aditivos floculantes, Biocidas, inhibidores de incrustación entre otros para lograr su adecuado funcionamiento.

Dentro de los métodos físicos, se describirán a mayor detalle los métodos de flotación y los tipos de flotación existentes tanto para gas disuelto como para gas inducido, los cuales van a determinar relación directa entre el área superficial y el rendimiento en el proceso. Dicha relación establecerá importancia del menor tamaño de burbuja sobre el proceso y las diferentes variables involucradas para dicho fin.

Dichos estudios permitirán plantear una alternativa para reducir costos por tratamiento y mejorar la calidad de agua de reinyección en una planta ubicada en la zona de Carrizo en el lote X, aplicando los mismos conceptos de flotación con burbujas pequeñas a través de mínimos costos de inversión, por medio de la modificación de uno de sus tanques skimmer a través del uso de microburbujas generadas a través de un reactor. Dicha modificación se basará en experiencias de campos ubicados en Venezuela y Canadá, de donde se va a emplear su data de campo para realizar las predicciones de rendimiento y de ahorro de costos para el caso de este lote.

El desarrollo de la tecnología de microburbujas va a permitir remover un alto porcentaje de sólidos y aceites presentes en el agua producida al generar mayor área superficial, reducción del tiempo de retención de las partículas más pequeñas, extensión de la vida del filtro a través de la reducción de la carga aguas arriba del mismo.

Finalmente, se realizará una comparación tanto técnica como económica entre las diversas tecnologías existentes y se entregará una evaluación económica a 5 años para evaluar la viabilidad económica del mismo, tomando como base el ahorro generado por dicha tecnología y los costos de inversión y mantenimiento obtenido de experiencias de los campos Venezolanos y Canadienses.

INDICE

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOiii
SUMARIOiv
CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	11
I.1 ANTECEDENTES	11
I.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	13
I.3 JUSTIFICACIÓN	13
I.4. DEFINICIÓN DE LOS OBJETIVOS.....	13
I.4.1 OBJETIVO GENERAL	13
I.4.2 OBJETIVO SECUNDARIOS.....	14
I.5 FORMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS.....	14
CAPITULO II: LA INDUSTRIA PETROLERA	15
II.1 LA INDUSTRIA DEL UPSTREAM DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL.....	16
II.1.1 EXPLORACIÓN.....	16
II.1.2 EXTRACCIÓN.....	17
II.2. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DEL PETRÓLEO.....	19
II.3. RECUPERACION SECUNDARIA	23
II.4 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA	24
II.4.1 GEOMETRÍA DEL RESERVORIO	24
II.4.2 LITOLOGÍA.....	25
II.4.3 PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO	25
II.4.4 POROSIDAD.....	26
II.4.5 PERMEABILIDAD	27
II.4.6 CONTINUIDAD DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA.....	28
II.4.7 MAGNITUD Y DISTRIBUCIÓN DE LAS SATURACIONES DE LOS FLUIDOS	28
II.4.8 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS Y PERMEABILIDADES RELATIVAS ..	29
II.5 INYECCION DE AGUA O WATERFLOWING.....	31
II.6 PATRON DE INYECCIÓN DE AGUA.....	31
II.6.1 INYECCION PERIFÉRICA O EXTERNA	32

II.6.1.a VENTAJAS.....	32
II.6.1.b DESVENTAJAS.....	33
II.6.2. INYECCION EN ARREGLOS O DISPERSA	34
II.6.2.a VENTAJAS.....	35
II.6.2.b DESVENTAJA	36
CAPITULO III: FUENTES DE AGUA PARA INYECCIÓN	37
III.1 LA INYECCION DE AGUA EN CAMPOS MADUROS	39
III.2 PROBLEMAS RELACIONADOS AL AGUA PARA INYECCIÓN.....	41
III.2.1 CORROSIÓN	41
III.2.2 FORMACIÓN DE SÓLIDOS.....	42
III.2.3 FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES.....	43
III.2.4 TAPONAMIENTO DE FORMACIÓN POR SÓLIDOS SUSPENDIDOS	44
III.2.5 AGLUTINAMIENTO DE SÓLIDOS POR CONTENIDO DE ACEITES	45
III.2.6 HINCHAMIENTO DE ARCILLAS.....	46
III.2.7 DESARROLLO BACTERIANO	47
CAPÍTULO IV: MONITOREO Y CONTROL DE AGUAS DE INYECCIÓN.....	49
IV.1 PROPIEDADES FÍSICAS	49
IV.2 PROPIEDADES QUÍMICAS.....	52
IV.2.1 ANIONES	52
IV.2.2 CATIONES.....	53
IV.3 PROPIEDADES ADICIONALES.....	54
CAPITULO V: SÓLIDOS SUSPENDIDOS EN EL AGUA DE INYECCIÓN.....	56
V.1 PERDIDA DE INYECTIVIDAD POR FORMACIÓN DE TORTAS FILTRO	57
V.1.1 TORTA FILTRO EXTERNO	57
V.1.2. TORTA FILTRO INTERNA.....	58
V.2 ESTUDIO DE SÓLIDOS EN EL LOTE X.....	64
CAPÍTULO VI: TRATAMIENTO Y CONTROL DE LA CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN.	67
VI.1 TÉCNICAS FÍSICAS	68
VI.1.1 SEPARACIÓN GRAVITACIONAL.....	68
VI.1.1.a Tanques Skimmer.....	68
VI.1.1.b Equipos Skimmer.....	70
VI.1.1.c Piletas Disposal.....	71
VI.1.1.d Piletas Skimmers o SP	71
VI.1.2 PLATOS COALESCEDORES	72

VI.1.2.a Platos Interceptores Paralelos (PPI).....	73
VI.1.2.b Platos Interceptores Corrugados (CPI)	73
VI.1.2.c Dispositivos de Flujo Transversal.....	74
VI.1.3 COALESCEDORES MEJORADOS	75
VI.1.3.a Filtros coalescedores/ precipitadores	75
VI.1.3.b Coalescedores Turbulentos de Flujo Libre (SP Pack):.....	76
VI.1.3. SEPARADORES POR GRAVEDAD MEJORADOS	76
VI.1.3.a Hidrociclones	76
VI.1.3.b Centrifugas.....	77
VI.1.4 FILTRACIÓN.....	78
VI.1.5 FLOTACIÓN	80
VI.2 TÉCNICAS QUÍMICAS	80
VI.2.1 Coagulantes y floculantes.....	81
VI.2.2 Biocidas	82
VI.2.3 Inhibidores de Corrosión.....	83
VI.2.4 Secuestrante de Oxígeno	84
VI.2.5 Inhibidores de Incrustación.....	85
VI.2.6 Demulsificantes inversos o/w.....	86
VI.2.7 Surfactantes.....	87
CAPÍTULO VII: FLOTACIÓN.....	88
VII.1 SISTEMAS DE FLOTACIÓN POR GAS INDUCIDO/DISPERSO	90
VII.1.1 FACTORES DE RENDIMIENTO PARA SISTEMAS IGF	92
VII.1.1.a Tamaño de Burbuja (Db).....	92
VII.1.1.b Velocidad Superficial del gas (Jg).....	93
VII.1.1.c Hold up de Gas (Eg).....	93
VII.1.1.d Flujo de Área Superficial de Burbujas (Sb)	94
VII.1.1.e Cinética de proceso (k).....	95
VII.2 SISTEMAS DE FLOTACION POR GAS DISUELTO	97
VII.2.a Flujo Total.....	98
VII.2.b Flujo Dividido	99
VII.2.c Recirculación	100
VII.3 FACTORES DE RENDIMIENTO DE SISTEMAS DGF.....	100
VII.3.1 SOLUBILIDAD.....	101
VII.3.2 TAMAÑO DE BURBUJA.....	102

VII.3.3 VELOCIDAD DE ELEVACIÓN	105
VII.3.4 RELACION AIRE/SÓLIDO	107
VII.3.5 FORMA DEL TANQUE	109
VII.3.5.a CIRCULAR	109
VII.3.5.b RECTANGULAR.....	110
VII.3.6 SUMINISTRO DE GAS.....	110
VII.3.7 DOSIFICACIÓN DE QUÍMICA.....	110
VII.3.8 TIEMPO DE RETENCIÓN.....	112
VII.4 RELACIÓN GAS NATURAL /SÓLIDO PARA PROCESOS DE FLOTACION EN CAMPOS PETROLEROS	114
VII.5 MÉTODOS DE CONTROL.....	119
CAPÍTULO VIII: TECNOLOGÍA DE MICROBURBUJAS EN TANQUES SKIMMER ..	120
VIII.1 Bomba ONYX	121
VIII.2 Reactor Gas Líquido	121
VIII.3. APLICACIÓN DE MICROBURBUJAS PARA TANQUES SKIMMERS	124
VIII.4 .ANÁLISIS COMPARATIVO DE TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUA DE REINYECCIÓN.....	128
VIII.4.1 EFICIENCIA EN LA REMOCIÓN	128
VIII.4.2 TAMAÑO DE GOTA A REMOVER.....	129
VIII.4.3 INVERSIÓN	129
CAPÍTULO IX: PROPUESTA DE MEJORA PARA LAS OPERACIONES LOTE X. ...	131
CAPÍTULO X: EVALUACION ECONÓMICA	134
CAPÍTULO XI: CONCLUSIONES.....	138
CAPITULO XII: RECOMENDACIONES	140
CAPITULO XIV: ANEXOS	146
ANEXO 1: MÉTODO PARA IDENTIFICACIÓN DE SÓLIDOS.....	146
ANEXO 2: MÉTODOS DE ANÁLISIS FISCOQUÍMICOS PARA ANÁLISIS DE AGUA DE PRODUCCIÓN.....	147

CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

I.1 ANTECEDENTES

Las actividades de producción de Petróleo & Gas en el Perú tienen más de 50 años de historia productiva. Como se sabe una característica de la extracción de hidrocarburos es la producción de agua (llamada agua de formación o de producción), la cual representa más del 50% de la producción total dependiendo de la zona de extracción (presencia de acuíferos) o por declinación de la presión de reservorio.

Esta condición ha obligado a generar diversas técnicas de disposición del agua de formación a través de métodos de recuperación secundaria, la cual consiste en reinyectar el agua producida al reservorio para incrementar la producción de hidrocarburos. Sin embargo, el agua de producción debe cumplir mínimas especificaciones para ser reinyectada al reservorio, entre las que se encuentra el contenido de aceite, contenido bacteriano, oxígeno y sólidos suspendidos (SST). Para conseguir ello, existen diversos métodos físico-químicos gravitatorios, coalescedores, flotadores y de filtración.

Adicional a ello, algunas empresas han complementado dicho tratamiento con productos químicos como inhibidores de corrosión, incrustación, bactericidas entre otros, con la finalidad de reducir los problemas por corrosión y taponamiento de la formación.

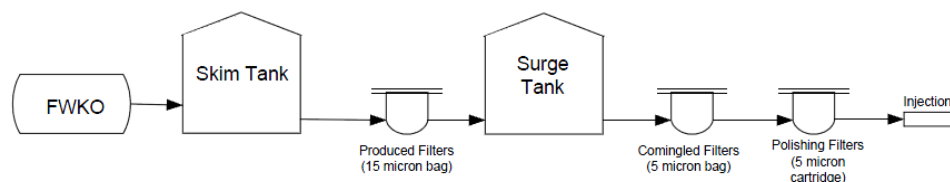
Uno de los principales retos del tratamiento del agua de inyección es la dinámica de las operaciones, pues debido al incremento en la producción de agua, se reducen los tiempos de tratamiento por gravedad, obligando a las empresas a buscar otros métodos complementarios de separación.

En **Venezuela**, la empresa ENI DACION B.V, es operador y productor de petróleo y administra diversas instalaciones de tratamiento de agua de producción, al

ver incrementado el volumen de agua en tres veces su valor original de diseño, se optó por implementar un sistema de flotación adicional, usando gas natural y modificando el diseño del tanque a dos cámaras internas. Con ello se mejoró la recuperación de sólidos y aceites del proceso.

En **Alberta -Canadá**, una empresa productora de petróleo es dueña y operadora de una batería de tratamiento de aceites y agua de producción, al evaluar que en el transcurso de tres años el costo de tratamiento por m³ de agua producida se quintuplicó debido a la mayor carga (cantidad de sólidos por volumen) presentada sobre el filtro, según el siguiente esquema.

Figure #1: Process Flow (Water Treatment)



La solución fue desarrollar un sistema de flotación por microburbujas agregado al sistema convencional del tanque Skimmer para mejorar la remoción de sólidos y aceites en el agua de formación. Los resultados demuestran una reducción significativa en aceites y grasas, sólidos suspendidos y la caída de presión a través del filtro, con ello se redujo en un 51% el costo de tratamiento de agua de inyección.

En el **Golfo de México**, una plataforma de petróleo emplea para su tratamiento de agua de inyección celdas de flotación, las cuales son usadas para remover gotas de aceites y sólidos suspendidos en el agua de producción

Las tecnologías de flotación por gas inducido (IGF) y flotación por gas disuelto (DGF) han sido usadas para remover sólidos y aceites de aguas producidas desde los años 60s. Es decir, las tecnologías de flotación ya han sido usadas para el tratamiento de aguas de producción en la industria petrolera, siendo estas tecnologías aplicadas en la industria minera en el procesamiento de minerales.

I.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El estudio se va a centrar en solucionar la problemática actual en el lote X del Perú, donde existen los siguientes problemas. Una de las plantas de procesamiento de agua salada posee dos tanques skimmers, filtro tipo cascara de nuez y un tanque pulmón donde se recolecta toda el agua procesada:

- El contenido de sólidos suspendidos en el agua de inyección es superior al establecido por Ingeniería de reservorios para la inyección (10 ppm) siendo los valores actuales de inyección promedio de 15 ppm.
- La presencia de un alto contenido de sólidos (en su mayoría sulfuros de hierro) en el fondo de los tanques skimmers. Obligando a entrar en mantenimiento mínimo una vez al año.

I.3 JUSTIFICACIÓN

Debido al incremento de las actividades de perforación y producción de petróleo en campos maduros en el noroeste del país, la consecuencia de procesar mayores volúmenes de agua es cada vez mayor, incrementando no solo los costos de operación sino también en inversiones. Existe la necesidad de evaluar nuevas alternativas de tratamiento de las aguas de producción con recursos existentes en el campo como es el gas natural.

I.4. DEFINICIÓN DE LOS OBJETIVOS

I.4.1 OBJETIVO GENERAL

- Mejorar el tratamiento de agua de formación a través de la reducción de la cantidad de sólidos suspendido (SST) usando métodos de flotación con burbujas de gas natural en el tanque skimmer a valores recomendados para el reservorio.

I.4.2 OBJETIVO SECUNDARIOS

- Evaluar la influencia de las diversas variables de proceso de flotación en la cantidad de sólidos removidos (flujo de gas/fluido, tamaño de burbuja, tiempo de residencia, etc).
- Evaluar la cantidad y tamaños de los sólidos suspendidos en el agua de producción a procesar en la planta con respecto a los volúmenes
- Evaluar la aplicación de las diversas tecnologías de flotación y recuperación de sólidos en el tanque skimmer, reduciendo su costo de mantenimiento
- Describir algunos productos químicos complementarios al proceso de flotación que permiten mejorar la recuperación de sólidos.
- Incrementar el tiempo de vida útil de los filtros y reducción de los costos por tratamiento.

I.5 FORMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS

La generación de micro burbujas usando gas natural asociado en contacto con el agua de formación al interior del tanque skimmer, mejoraría la recuperación de sólidos de diferente diámetro, mejorando con ello la calidad de agua de inyección además de reducir los costos asociados al tratamiento e incrementar los volúmenes de tratamiento.

CAPITULO II: LA INDUSTRIA PETROLERA

El petróleo es conocido desde la prehistoria, antiguamente era conocido como betún o como asfalto, el cual por ejemplo fue usado para pegar los ladrillos de la Torre de Babel. Así mismo, los indígenas en América empleaban el petróleo para impermeabilizar las embarcaciones y los chinos usaban el petróleo para cocinar sus alimentos. Sin embargo, antes de la segunda mitad del siglo XVII, las aplicaciones que se le daban al petróleo eran muy pocas.

Luego de la perforación del primer pozo petrolero en el mundo en 1859, en Estados Unidos por el coronel Edwin L. Drake, quien también ayudó a crear un mercado para el petróleo al lograr separar la kerosina del mismo, como reemplazo al aceite de ballena empleado para las lámparas. La masificación de la industria del petróleo recién se consigue en 1895, con el uso de la gasolina como combustible para los automóviles. Para antes de la primera Guerra Mundial, 1914, ya existían en el mundo más de un millón de vehículos que usaban gasolina.

Por otro lado, en el Perú, las actividades de la industria del Petróleo datan de mediados del siglo XIX, en 1823, antes que ningún otro país en Hispano América, se realizó la primera perforación en el Norte del Perú.

Actualmente la industria del petróleo está dividida en tres etapas: 1) “Upstream” agrupa a la exploración y explotación; 2) “Midstream” son el almacenamiento y el transporte en tubería hacia las refinerías y/o plantas de procesos. 3) “Downstream” la cual incluye refinería, marketing, y distribución. Existen empresas denominadas integradas las cuales tienen participación en toda la cadena del negocio de los hidrocarburos (Petróleo y Gas Natural).

II.1 LA INDUSTRIA DEL UPSTREAM DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL

Como parte de la primera etapa de la cadena de negocio del petróleo y gas natural se encuentra el Upstream, la cual agrupa a las etapas de exploración y explotación de hidrocarburos, esta etapa también es conocida como E&P, es decir Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural.

II.1.1 EXPLORACIÓN

La exploración es el término utilizado en la industria petrolera para designar la búsqueda de petróleo o gas. Desde sus inicios hasta la actualidad se han ido desarrollando nuevas y complejas tecnologías. Sin embargo este avance, que ha permitido reducir algunos factores de riesgo, no ha logrado hallar un método que permita de manera indirecta definir la presencia de hidrocarburos. Es por ello que para comprobar la existencia de hidrocarburos se debe recurrir a la perforación de pozos exploratorios. Entre las principales técnicas de exploración se encuentran las gravimétricas, geofísicas, sedimentología y petrofísica.

Los métodos **gravimétricos** aprovechan la diferencia de gravedad generada sobre un área determinada. Se conoce que la gravitación normal (promedio) es de 9.80665 m/s^2 . Grandes cuerpos mineralizados pueden aumentar la gravitación en una región determinada porque las rocas de mayor densidad aumentan la aceleración.

La **magnetometría** es como la gravimetría un método geofísico, cuyo principio se basa en las propiedades magnéticas de las rocas de las diferentes áreas a cubrir, por lo que necesita un contraste de esta característica física en las rocas de la zona.

Los métodos **geoquímicos** emplean procedimientos químicos de laboratorio, con el propósito de determinar la presencia o ausencia de rocas generadoras de

hidrocarburos, donde se detectan emanaciones de asfaltos, gas, impregnaciones de petróleo y depósitos naturales de parafinas. Estos métodos pueden también determinar el periodo geológico en el cual se originaron los hidrocarburos.

Los métodos de **petrológicos**, está referida al estudio de la roca, en especial a su aspecto descriptivo, su composición mineralógica y su estructura. El estudio de una roca requiere exámenes como de color, dureza, análisis microscópicos, etc, éste revela la forma de los cristales que componen la roca, la relación entre los distintos minerales, la micro estructura y toda una serie de magnitudes evaluables, de tal forma que se permite determinar la existencia de rocas generadoras de petróleo.

La **sedimentología o geología sedimentaria**, investiga los depósitos terrestres o marinos, antiguos o recientes, su fauna, su flora, sus minerales, su textura y su evolución en el tiempo y en el espacio. El estudio de las rocas sedimentarias incluye datos y métodos tomados de otras ramas como la geología, la estratigrafía, geología marina, geoquímica y la geología del entorno.

II.1.2 EXTRACCIÓN

La extracción de petróleo y gas involucra dos aspectos muy importantes íntimamente vinculados: El reservorio, el cual es un medio poroso que contiene fluidos, las instalaciones de subsuelo y las estructuras artificiales o facilidades de superficie; que incluyen el pozo, instalaciones en el fondo y cabeza del mismo, sistema de recolección en superficie, separación y facilidades de almacenamiento.

El **reservorio** está constituido por un ambiente poroso, dentro del cual se encuentran hidrocarburos y agua. Se puede reconocer tres fases de fluidos: agua, petróleo y gas, que ocupan los espacios porosos de la roca.

El **pozo** es la conexión entre la formación productora del reservorio y la superficie. Existe una gradiente de presión fluyente entre el fondo y la cabeza del

pozo. Siendo la gradiente de presión la resultante de la diferencia entre la energía potencial (presión hidrostática) y la caída de presión por fricción.

Si la presión de fondo es la adecuada para levantar los fluidos hasta el tope, entonces, el pozo estará bajo levantamiento natural o surgente. De otra forma, el levantamiento artificial es el indicado. Entre los principales levantamientos artificiales se encuentran el bombeo mecánico, gas lift, bombeo hidráulico y bombeo electro sumergible.

Luego que los fluidos han alcanzado el tope, los fluidos son dirigidos a un manifold o un colector múltiple de fluidos (agua, petróleo y gas). Tradicionalmente, todos los fluidos no son transportados grandes distancias en una misma línea, sino que existen **facilidades de superficie** en locaciones cercanas para su separación, como ductos y tanques de almacenamiento transitorios, conocidos como baterías. Finalmente los fluidos separados, son transportados, almacenados y bombeados a las refinerías o plantas de procesos.

II.2. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DEL PETRÓLEO

Durante el inicio de la explotación de un yacimiento petrolífero, la gradiente o caída de presión entre el fondo y el tope del pozo es suficiente para que el petróleo brote a la superficie de forma natural o surgencia natural, esta etapa es conocida como Recuperación Primaria. Luego de la descompresión natural del reservorio, únicamente se estima haber recuperado entre el 10 al 15 % del petróleo del yacimiento, algunas veces del 15 al 20 % con ayuda de bombeos hasta los 2000 a 2500 mts.

Con la finalidad de generar factores de recuperación entre el 70 al 80 %, es necesario aportar energía motriz al reservorio, bajo diferentes modalidades, para lo que se emplean diversos procedimientos que en una primera etapa es conocido como recuperación secundaria. Estos procedimientos son: La Inyección de agua y la reinyección de gas a presión.

El agua inyectada debe presentar ciertas características físicas con relación a la estructura de la roca reservorio y las características químicas compatibles con el agua de formación, caso contrario, la mezcla produciría precipitaciones dañinas para la formación productora.

Esta recuperación secundaria permite elevar el factor de recuperación solo el 30 % de la capacidad inicial, debida a que los métodos de recuperación secundaria, no permite alcanzar porcentajes de recuperación superiores al 50%.

Debido a ello, en una segunda etapa, se han elaborado nuevos procesos o métodos de recuperación, calificados como **recuperación terciaria**, cuyo objetivo es modificar de modo importante las características del fluido inyectado, cuando no

producen incluso un cambio de estado. Estos nuevos procedimientos son los siguientes:

- La inyección de hidrocarburos mezclables (gas) o CO₂ para disminuir la viscosidad del aceite.
- La inyección de vapor o combustión in situ para reducir también la viscosidad del aceite (caso de petróleo pesado).
- Inyección de micro emulsiones.
- Inyección de agua mejorada, que contienen polímeros catiónicos y/o sustancias tenso activas para anular la tensión superficial agua/aceite y aumentar la viscosidad del agua.

La aplicación de los procesos de recuperación terciaria permite elevar el porcentaje de recuperación del 70 % del petróleo in situ. Debido a que esta técnica de recuperación no presenta un orden establecido de aplicación, a esta última se le conoce como recuperación asistida o mejorada.

En la actualidad un 85% de la producción mundial de crudo se extrae por métodos de recuperación primaria y secundaria, con un aproximado del 35% de recobro del petróleo existente en el yacimiento. Así mismo, métodos adicionales como la Recuperación Mejorada (EOR) se ha ido implementando ante la creciente demanda del petróleo, el cual es diseñado para recuperar petróleo conocido como petróleo residual, remanente en el reservorio después de los métodos de recuperación primaria y secundaria han sido explotados por sus respectivos límites económicos. A continuación se grafica las tres etapas de la producción de petróleo. La fig. 1y 2 muestran las diferentes etapas de recuperación de petróleo. La fig. 3 expresa los incrementos porcentuales de extracción con respecto a cada etapa y la fig. 4 contiene un esquema de las diversas tecnologías aplicadas en recuperación secundaria y terciaria.

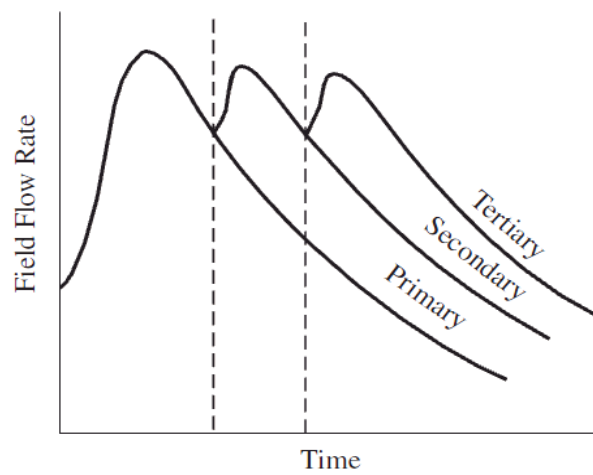


Fig. 1 Tiempo vs Producción

(Tarek Ahmed, Handbook de Ingeniería de Reservorios. Segunda Edición).

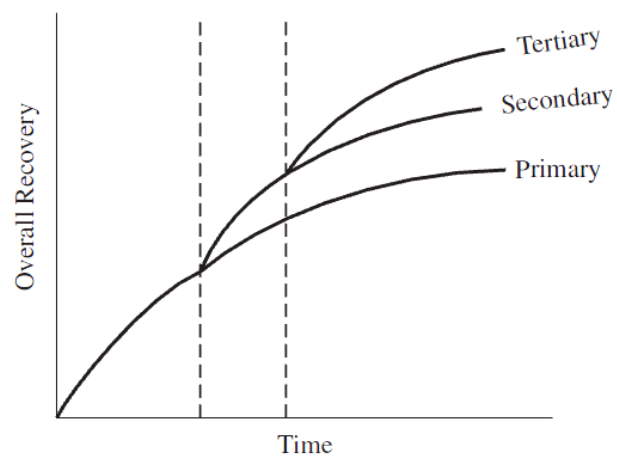


Fig.2 Tiempo vs Factor de Recuperación.

(Tarek Ahmed, Handbook de Ingeniería de Reservorios. Segunda Edición).

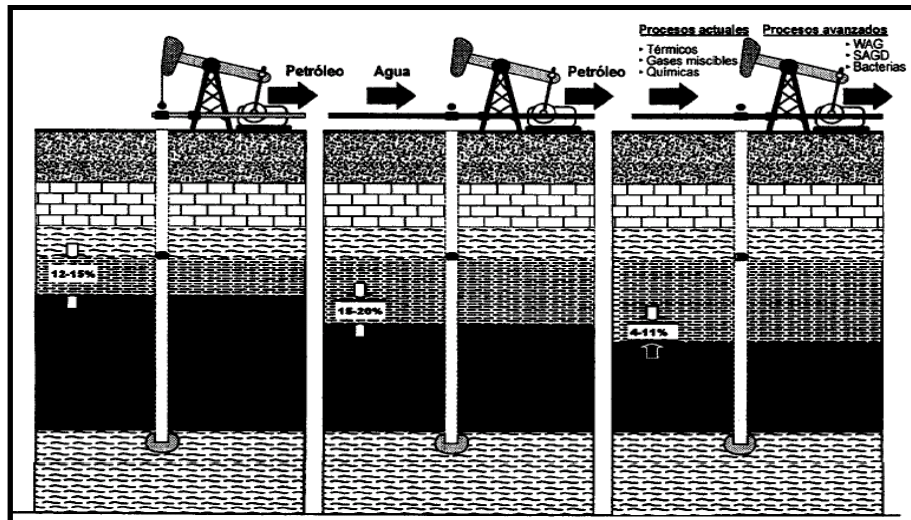


Fig. 3 Mecanismos de producción de petróleo (Magdalena Paris de Ferrer, Inyección de agua y gas en campos petrolíferos).

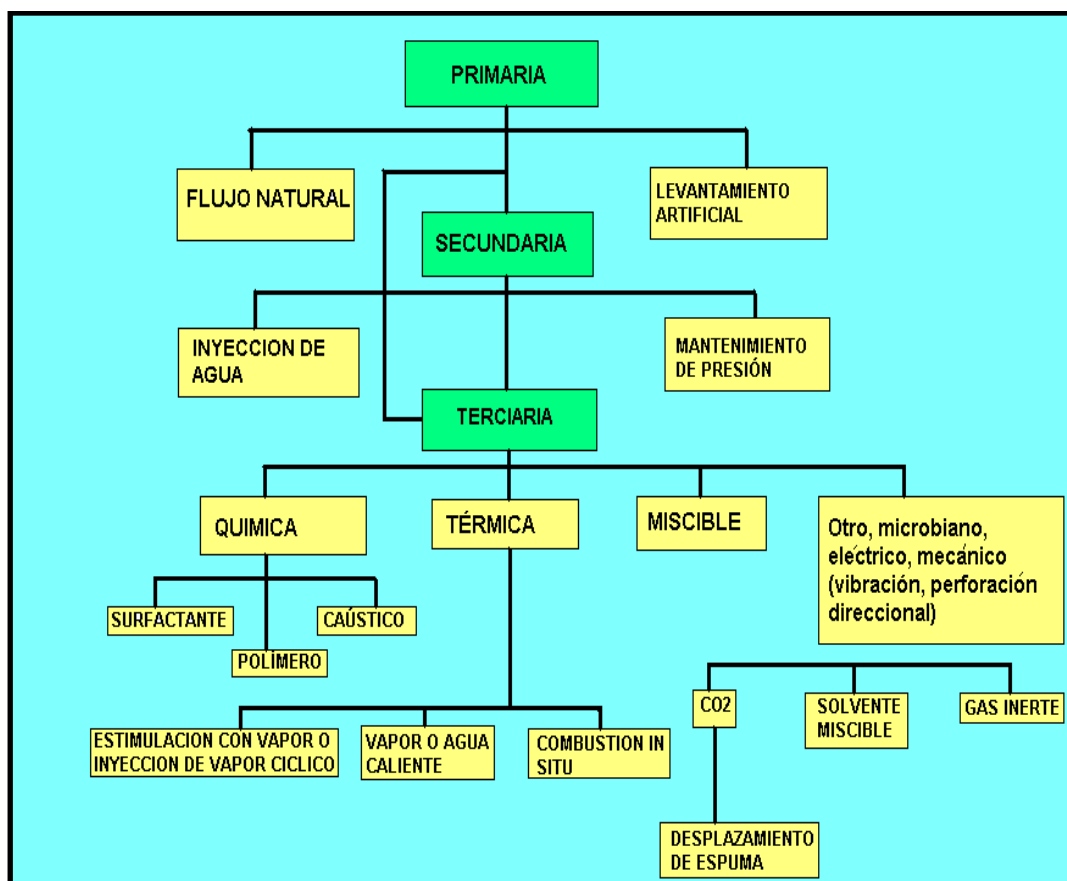


Fig. 4 Esquemas de los mecanismos de producción de petróleo. (Magdalena Paris de Ferrer, Inyección de agua y gas en campos petrolíferos).

II.3. RECUPERACION SECUNDARIA

Los métodos de recuperación secundaria involucran complementar la energía natural del reservorio de petróleo por inyección de fluidos, normalmente agua o gas, generando con ello presiones constantes del reservorio. Debido a que el caudal de producción depende de la gradiente de presión del reservorio, la presión del reservorio forma parte de la definición del caudal de producción.

En el caso de flujo natural con flujos de altos cortes de agua, la selección del nivel de presión constante podría ser determinada como se muestra en la figura 5 mostrada a continuación:

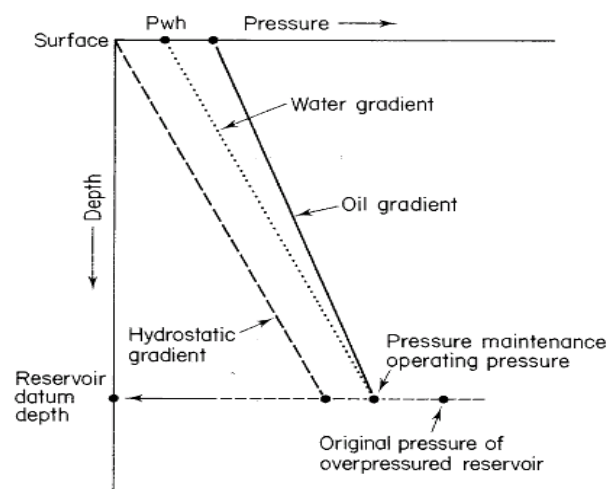


Fig. 5 Esquema de presión de operación para flujos naturales en reservorios de petróleo sobre presionados y bajo saturación a presión constante.
(Del Castillo Rodríguez, Luis, Producción de Hidrocarburos).

De la fig. 5 se verifica que la presión total, a cualquier profundidad, es el resultado de la combinación del peso de la roca y del fluido de formación. Esta también es conocida como presión de sobrecarga. La inyección de fluido al reservorio permite reducir la pendiente o gradiente de presión, extendiendo de esa forma la vida productiva del reservorio.

II.4 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA

La eficiencia de la recuperación secundaria puede ser explorada en referencia a diversos procesos físicos. Sin embargo, los factores como la geometría y profundidad del reservorio, litología, porosidad, permeabilidad, continuidad de las propiedades de la roca son considerados los más importantes.

II.4.1 GEOMETRÍA DEL RESERVORIO

La geometría del reservorio es uno de los primeros pasos en un estudio de inyección, pues su estructura y estratigrafía controlarán la localización de los pozos y determinarán los métodos por el cual el reservorio será producido a través de las prácticas de inyección de agua o gas.

La estructura es el principal factor que gobierna la segregación gravitacional, por ejemplo en presencia de altas permeabilidades, la recuperación por segregación gravitacional en reservorios de petróleo especialmente, puede reducir la saturación de petróleo a un valor al cual no resulte económica la aplicación de inyección de agua.

La mayoría de las operaciones de inyección de agua han sido llevadas a cabo en campos que exhiben un moderado relieve estructural, donde la acumulación de petróleo se encuentra en trampas estratigráficas. Por lo general, estos reservorios han sido producidos con empuje por gas en solución y no han recibido beneficios de ningún tipo de energía de desplazamiento, usualmente poseen altas saturaciones de petróleo después de una producción primaria, volviéndose atractivos para la recuperación secundaria. En el caso de la inyección de gas, la existencia de zonas con alto relieve y la presencia de capa de gas influirán en la factibilidad técnica de dicho proceso.

II.4.2 LITOLOGÍA

La litología, ciencia o estudio de rocas, tiene una profunda influencia en la eficiencia de la inyección de agua o gas en un reservorio en particular. La porosidad, la permeabilidad y el contenido de arcilla son factores litológicos que afectan el proceso de inyección. En algunos sistemas complejos, una pequeña porción de la porosidad total, como por ejemplo las porosidades creadas por fracturas, generaran la suficiente permeabilidad para facilitar las operaciones de inyección de agua. En estos casos, solamente se ejercerá una pequeña influencia sobre la porosidad de la matriz, pudiendo ser cristalina, granular, o vugular. Así mismo, efectos como hinchazones o fenómenos de floculación por efectos de la inyección de agua requieren estudios minuciosos de laboratorio a fin de medir los daños ocasionados durante el proceso.

II.4.3 PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO

La profundidad del reservorio tiene una importante influencia sobre los aspectos técnicos – económicos de los proyectos de recuperación secundaria y terciaria. La presión máxima de inyección se incrementará con la profundidad. El costo de producción de pozos muy profundos limitará la relación máxima agua/petróleo que puede ser tolerado, por ende reducir el último factor de recobro e incrementar los costos operativos del proyecto. Por otro lado, restricciones en la presión de inyección deben ser consideradas debido a que dicha presión debe ser menor que la presión de fractura. En operaciones de recuperación secundaria, existe una presión crítica (aproximadamente de 1 psi/ft de profundidad) que, si se excede el límite permitido de inyección, es posible que expanda las fracturas o crear fracturas. Esto resulta en la canalización del agua inyectada del bypass de grandes porciones de agua sobre la matriz del reservorio. Consecuentemente, la gradiente de presión de 0.75 psi/ft de profundidad es normalmente permitido como un margen suficiente para prevenir fracturas producto de la inyección.

II.4.4 POROSIDAD

La porosidad de la roca es una medida de la capacidad de almacenamiento (volumen de poro) que es capaz de sostener fluido. Cuantitativamente, la porosidad es la relación del volumen poral a volumen total. Esta propiedad importante de la roca es determinada matemáticamente por la siguiente relación:

$$\varphi = \frac{\text{Volumen de Poro}}{\text{Volumen Total}}$$

Donde φ = Porosidad

La porosidad del reservorio tiene una función directa con la recuperación total del petróleo, ya que ella determina la cantidad de petróleo presente en cualquier porcentaje de saturación de petróleo dado. Es una propiedad de la roca muy variable, algunas oscila entre el 10 al 35 % en una zona individual; otras, como en calizas y dolomitas puede variar entre el 2 al 11 % debido a fracturas, y en rocas llenas de agujeros como panales de abejas y porosidades cavernosas, puede ir desde 15 al 35 %. Es por ello que se establece promedios de porosidades y se toma el promedio de la mayor cantidad de medidas de porosidades posibles para caracterizar el reservorio a través de sus núcleos. La siguiente figura muestra una distribución discreta de porosidades según su frecuencia.

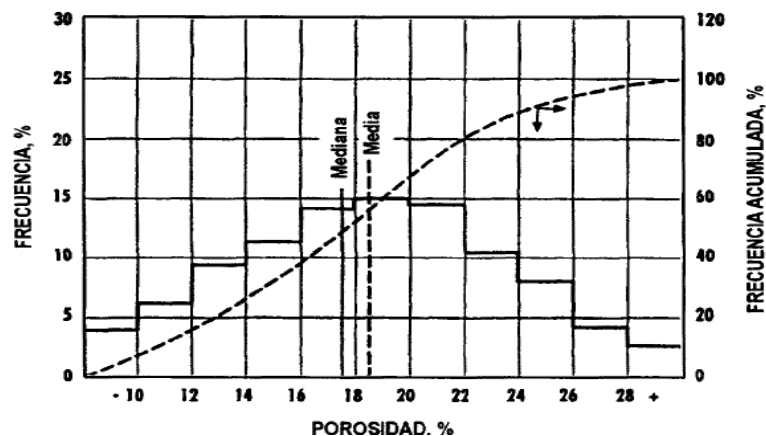


Fig. 6 Distribución de porosidades vs frecuencia acumulada

II.4.5 PERMEABILIDAD

La magnitud de la permeabilidad de un reservorio controla, en un alto grado, la tasa de inyección de agua que se puede mantener en un pozo inyector a una determinada presión en el frente de fractura de la arena. Por lo tanto, para determinar la factibilidad de la inyección de agua, es necesario conocer: i) la máxima presión de inyección aconsejable, tomando en cuenta la profundidad del reservorio y ii) la relación entre el caudal y el espaciamiento a partir de los datos presión – permeabilidad. Esto permite establecer la cantidad de pozos adicionales que deben perforarse para cumplir con los objetivos de recuperación en un lapso razonable. El grado de variación de permeabilidad ha recibido mucha atención en los últimos años, pues determina la cantidad de agua que es necesario utilizar. Es decir que entre menos heterogénea sea esta propiedad, mayor éxito se tendrá en un programa de inyección de agua. Si se observan grandes variaciones de permeabilidad en estratos individuales dentro del reservorio, y si estos estratos mantienen su continuidad sobre arenas extensas, el agua inyectada alcanzará la ruptura demasiado temprano en los estratos de alta permeabilidad y se transportará grandes volúmenes de agua antes que los estratos menos permeables hayan sido barridos eficientemente, influyendo en la economía del proyecto.

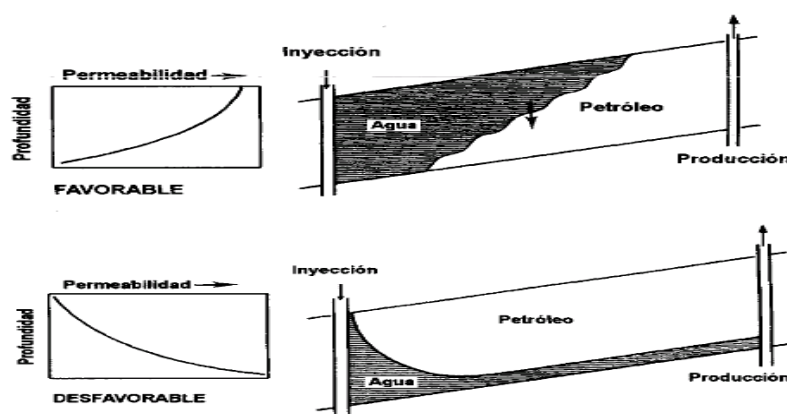


Fig. 7 Efecto de la distribución vertical de permeabilidad sobre la inyección de agua

II.4.6 CONTINUIDAD DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA

Como se señaló en la sección anterior, es muy importante tener en cuenta la continuidad de las propiedades de la roca en relación con la permeabilidad y la continuidad vertical, para determinar la factibilidad de aplicar la inyección de agua o gas en un reservorio. Como el flujo de fluidos en el reservorio es en dirección de los planos de estratificación, la continuidad es de muy importante. Si el cuerpo del reservorio está dividido por estratos separados por lutitas o rocas densas, el estudio de una sección transversal de un horizonte productor podría indicar si los estratos individuales tienen tendencia a reducirse en espesor, distancias laterales relativamente cortas, o si está presente una arena uniforme. También, a partir de núcleos se puede tener evidencias de estratificaciones cruzadas y de fracturamiento.

Todas estas situaciones deben ser consideradas en la determinación del espaciamiento de los pozos, en los patrones de invasión y en la estimación del volumen del yacimiento que estará afectado durante el programa de inyección.

II.4.7 MAGNITUD Y DISTRIBUCIÓN DE LAS SATURACIONES DE LOS FLUIDOS

La figura 8 muestra la distribución inicial de los fluidos en un reservorio de petróleo que se encuentra en equilibrio. Este parámetro es muy importante en la determinación de la factibilidad de un proyecto de inyección de agua. En efecto, cuanto mayor sea la saturación de petróleo en el yacimiento al comienzo de la invasión, mayor será la eficiencia de recobro y, si éste es elevado, el petróleo sobrepasado por el agua será menor y el retorno de la inversión por lo general, será mayor. Igualmente, la saturación de petróleo residual que queda después de la invasión, está relacionada con la adaptabilidad del proceso, y mientras más se pueda reducir este valor, mayor será el recobro final y mayores las ganancias. Por esta razón la mayoría de los nuevos métodos de desplazamiento de petróleo tienen como objetivo lograr reducir la saturación de petróleo residual detrás del frente de invasión.



Fig. 8 Distribución de fluidos en una inyección de agua. (Según Craig)

También es de gran interés conocer la saturación inicial de agua connata, esencialmente para determinar la saturación de petróleo inicial: Bajas saturaciones de agua significan grandes cantidades de petróleo que quedan en el yacimiento después de las operaciones primarias.

II.4.8 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS Y PERMEABILIDADES RELATIVAS

Las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento tienen efectos pronunciados sobre la conveniencia de un proceso de inyección en un yacimiento. Dentro de éstos, la viscosidad del petróleo y las permeabilidades relativas de la roca reservorio a los fluidos desplazante y desplazado son los de mayor importancia, ya que ambos factores afectan la razón de movilidad. Esta razón de movilidad (M) se obtiene dividiendo la permeabilidad del fluido por su viscosidad y depende de la saturación. . Por ejemplo, la movilidad del petróleo es k_o/u_o , la del agua es k_w/u_w y la del gas k_g/u_g . La razón de movilidad M es la relación entre la movilidad de la fase

desplazante y la de la fase desplazada. Mientras mayor sea M , menor será el recobro en el momento de alcanzarse la ruptura; en consecuencia, mayor será la cantidad de agua producida para recuperar la misma cantidad de petróleo.

En un proceso de desplazamiento la razón de movilidad relaciona la movilidad del fluido desplazante, en la proporción del yacimiento que ha contactado, con la movilidad del petróleo en la zona del petróleo. En el caso de un desplazamiento con gas, la razón de movilidad puede variar desde cero, en periodos donde la saturación de gas es muy baja, hasta valores aproximados a infinito durante periodos de altas saturaciones; en todo caso, valores mayores de uno indican que el gas será el fluido más móvil. En yacimientos heterogéneos, las características de las permeabilidades relativas varían areal y verticalmente. Como resultado, el fluido desplazante no formará un frente uniforme a medida que avanza la inyección y tenderá a canalizarse hacia los estratos o áreas que tengan mayor razón de movilidad, como se muestra en la fig. 9. A medida que el desplazamiento progresa, la razón de movilidad sigue aumentando en las partes del yacimiento previamente contactadas por el fluido desplazante.

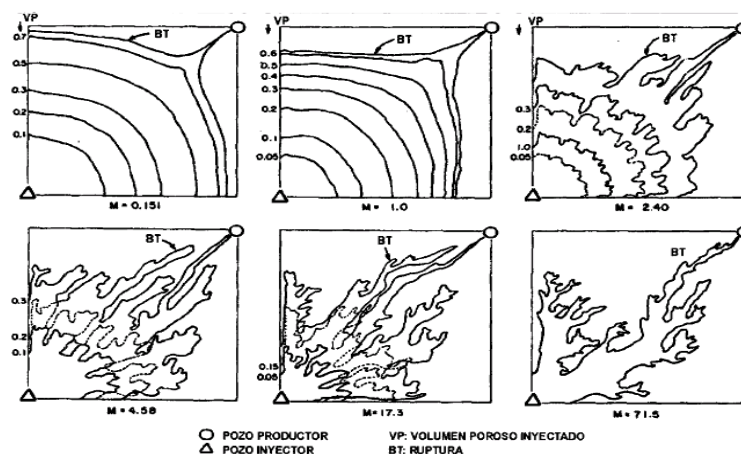


Fig. 9 Estabilidad del frente de desplazamiento (Según Habermann)

II.5 INYECCION DE AGUA O WATERFLOWING

En la actualidad, la inyección de agua es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria, constituyéndose en el proceso que más ha contribuido en la extracción de petróleo. Hoy en día, más de la mitad de la producción mundial de petróleo se debe a la inyección de agua. La Fig. 10 presenta un esquema del desplazamiento de petróleo por agua en un canal de flujo.

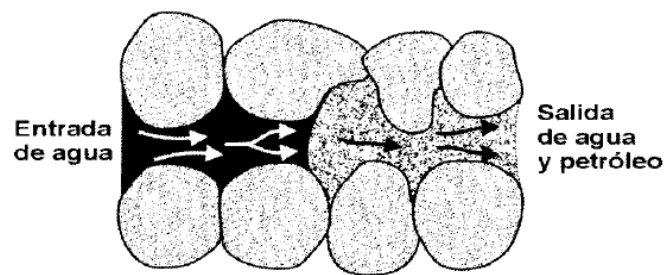


Fig. 10 Esquema de desplazamiento de petróleo por agua en un canal de flujo (Fuente: Magdalena Paris de Ferrer, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos)

II.6 PATRON DE INYECCION DE AGUA

Uno de los primeros pasos para el diseño de un proyecto de inyección de agua es la selección del patrón de inyección. El objetivo es seleccionar un patrón adecuado que entregará la inyección de fluido con el contacto máximo posible con el sistema de petróleo crudo. La selección puede ser lograda por convertir pozos productores existentes en inyectores o perforar pozos.

Cuando se realiza la selección, los siguientes factores deben ser considerados:

- Heterogeneidad del reservorio y permeabilidad direccional
- Dirección de formación de fractura
- Disponibilidad de fluidos de inyección, en este caso agua.

- Tiempo de inyección estimado y anticipado.
- Máxima recuperación de petróleo.
- Espaciamiento del pozo, productor e inyector.

De acuerdo con la posición de los pozos inyectores y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes:

II.6.1 INYECCION PERIFÉRICA O EXTERNA

Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del reservorio. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, como se observa en la figura 11, el agua se inyecta cerca del contacto agua- petróleo.

II.6.1.a VENTAJAS

1. Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del reservorio y/o la estructura del mismo favorece la inyección de agua
2. Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo.
3. No es indispensable una buena descripción del yacimiento para inicial el proceso de invasión con agua por flancos
4. Rinde un recobro alto de petróleo con un mínimo de producción de agua. En este tipo de proyecto, la producción de agua puede ser retrasada hasta que el agua llegue a la última fila de los pozos productores. Esto disminuye los costos de las instalaciones de producción de superficie para la separación agua-petróleo.
5. Se utilizan pocos pozos y no requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectores. Esto disminuye la inversión en áreas donde se tienen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento de los pozos es muy grande.

II.6.1.b DESVENTAJAS

1. Una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo.
2. No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión, como si es posible en la inyección por arreglos.
3. En algunos reservorios, no es capaz de mantener la presión de la parte central del mismo y es necesario hacer una inyección en arreglos en esa parte de los reservorios.
4. Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el reservorio.
5. El proceso de invasión y desplazamiento es lento y, por lo tanto, la recuperación de la inversión es a largo plazo.

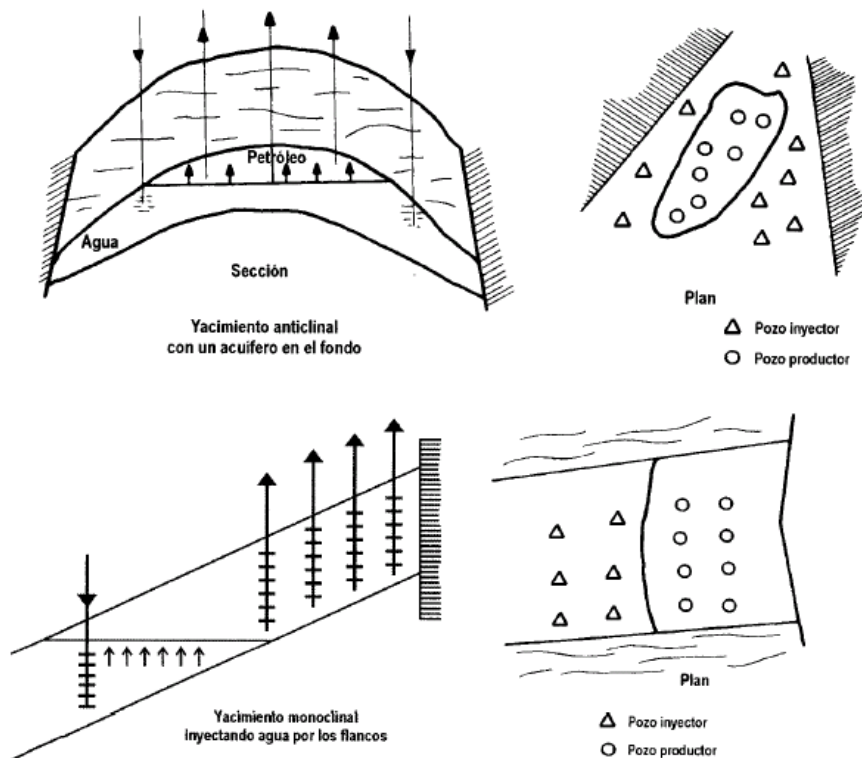


Fig. 11 Inyección de agua externa o periférica

(Fuente: Magdalena Paris de Ferrer, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos)

II.6.2. INYECCION EN ARREGLOS O DISPERSA

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos (petróleo/gas/agua) del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta por la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectores que forman un arreglo geométrico con los pozos productores, como se observa en la Fig. 12.

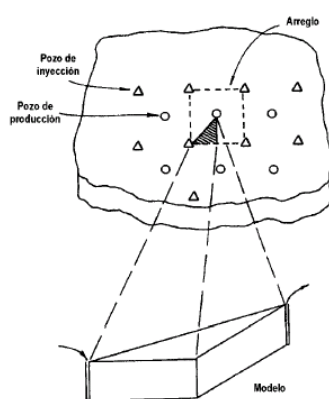


Fig. 12 Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos.

(Fuente: Magdalena Paris de Ferrer, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos)

La tabla 1 presenta los diversos arreglos existentes para la inyección de agua y la razón de ubicación entre los pozos productores e inyectores.

TIPOS DE ARREGLOS	
PATRON	RELACIÓN DE POZO PRODUCTOR A INYECTOR
CUATRO SPOT	2
CINCO SPOT	1
SIETE SPOT	0.5
NUEVE SPOT	0.3
EMPUJE LINEA DIRECTA	1
EMPUJE DE LINEA ESCALONADA	1

Tabla 1. Relación de pozo productor a inyector para varios patrones de arreglo (Fuente: Craft, Applied Petroleum Reservoir Engineering).

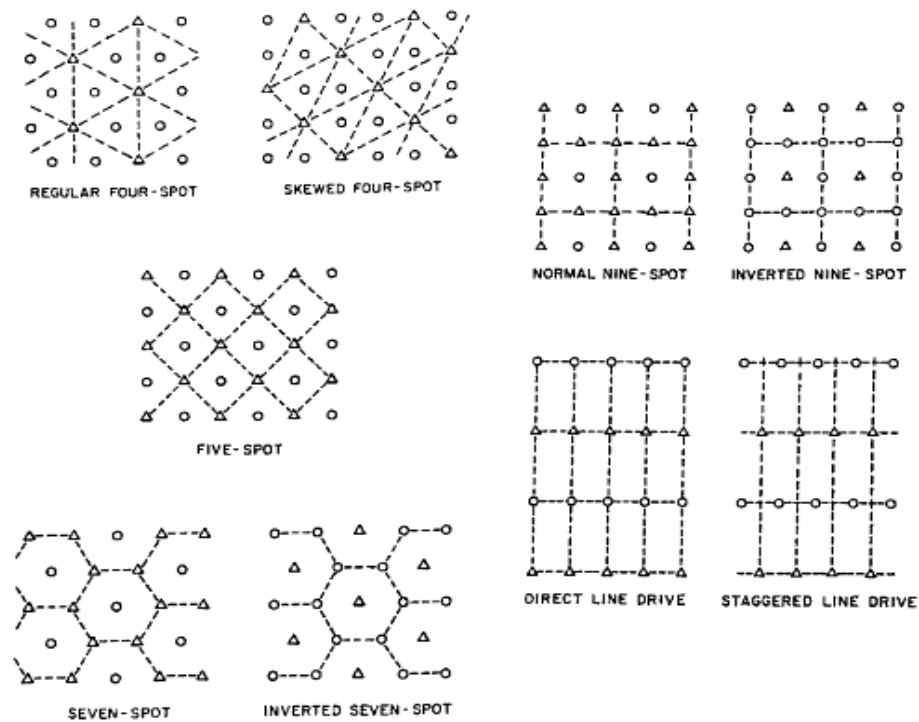


Fig. 13. Arreglos para pozos Inyectores (Fuente: SPE)

II.6.2.a VENTAJAS

1. Produce una invasión más rápida en reservorios homogéneos, de bajo buzamiento y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos, debido a que la distancia inyector- productor es pequeña. Esto es muy importante en reservorios de baja permeabilidad.
2. Rápida respuesta del reservorio
3. Elevada eficiencia de barrido areal
4. Permite un buen control frente de invasión y del factor de reemplazo.
5. Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro.
6. Rápida respuesta en presiones
7. El volumen de la zona de petróleo es grande en un periodo corto.

II.6.2.b DESVENTAJA

1. En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectoros.
2. Requiere mejor descripción del reservorio
3. Exige un mayor seguimiento y control, por lo tanto, mayor cantidad de recurso humano. Es más riesgosa.

CAPITULO III: FUENTES DE AGUA PARA INYECCIÓN

En todo proyecto de inyección de agua es importante establecer la fuente o recurso hídrico al cual será destinado a la inyección. La fuente debe suministrar la suficiente cantidad de agua para lograr la máxima recuperación posible de petróleo.

Algunas fuentes comunes de agua para inyección son:

- Agua salada libre de oxígeno o agua fresca de alguna zonas subterráneas (pozos suministros).
- Agua de superficie de océanos, lagos, estanques, vertientes o ríos.
- Agua de pozos los cuales producen agua de algún acuífero. Este tipo de agua típicamente contiene algunos ppm de oxígeno disociado, pero no está saturado.
- Agua de producción, presente en grandes cantidades en campos maduros o depletados debido a sus prolongados tiempos de explotación o la presencia de acuíferos como los que existen en la selva.

La tabla 2 mostrada a continuación presenta los principales problemas relacionados al tipo de agua a inyectar al reservorio.

PRINCIPALES PROBLEMAS EN LA INYECCION DE AGUA CON RESPECTO A LA FUENTE		
AGUA DE MAR	AGUAS SUPERFICIALES	AGUA PRODUCIDA
Saturada con Oxígeno: Corrosiva	Saturada con oxígeno - La corrosividad varía con la composición de agua.	Usualmente contiene CO2 y H2S disuelto, tendencia corrosiva
Contiene sólidos suspendidos y organismos Orgánicos. La cantidad varía de acuerdo a la localización y profundidad. Debería ser filtrado en muchos casos	Normalmente contiene sólidos suspendidos el cual debe ser removido. Podría ser estacionalmente variable.	Contiene sólidos suspendidos. Productos de corrosión en muchos casos sólidos
Contiene bacterias aeróbicas y bacterias sulfato reductoras	Bacterias aeróbicas usualmente encontradas, y es común encontrar el crecimiento de bacterias reductoras del sulfato debajo de los depósitos del sistema	Arrastre de aceites es con frecuencia un problema
Taponamiento debe ser prevenida a la entrada del sistema	Formación de incrustaciones al fondo del pozo podría ser un problema, pero es minimizado debido a su bajo contenido de sólidos suspendidos	Varios tipos de bacterias, incluyendo bacterias sulfato reductoras, son con frecuencia presentes.
Incrustaciones de carbonato de calcio y bario con frecuencia forma en los pozos inyectoras y en los equipos de intercambio de calor	Podría ser incompatible con el agua de formación	La formación de incrustaciones es posible.
Contiene alto contenido de sulfatos, promotora de corrosión e incrustaciones.	Puede causar hinchamiento de arcillas y pérdida de inyectividad si la formación contiene arcillas sensibles.	
Es probable reservorios ácidos. Debido al impacto del H2S sobre el diseño de pozos productores y facilidades de superficie.		

Tabla 2: Principales problemas relacionados al tipo de agua de inyección.

Fuente: Charles Patton.

III.1 LA INYECCION DE AGUA EN CAMPOS MADUROS

Alrededor de un 70 % del petróleo en la actualidad proviene de campos de más de 30 años de longevidad, lo que centra el interés de la industria en los campos petroleros maduros.

El mejoramiento de la recuperación desde los yacimientos ya conocidos en tan sólo en uno por ciento implicaría la incorporación de 10 mil millones de barril de petróleo equivalente al volumen de reservas mundiales. Los medios para el logro de ese modesto objetivo debe incluir el incremento de los factores de recuperación desde campos maduros cuya producción se encuentra en declinación, también conocidos como campos marginales.

Existen campos maduros en todo el mundo. El área marina de América del Norte y la plataforma continental del Golfo de México tienen muchos campos que se encuentran en etapas avanzadas de su vida productiva. Muchos campos petroleros del Mar del Norte ya han pasado su pico de producción y el potencial que albergan los campos más longevos de Rusia es considerable. Otras regiones, incluyendo China, India, Australia y Argentina, contienen una importante cantidad campos Maduros. Muchos lugares del mundo que aún se encuentran desarrollando sus recursos, también cuentan con campos petroleros que están ingresando en la meseta tardía de la curva de producción, incluyendo México, Tailandia, Nigeria y Egipto. En el Perú los campos considerados marginales o maduros se encuentran ubicados al noroeste del País (Piura- Talara) y la Selva Norte (Iquitos- Loreto).

Como se muestra en la fig. 14 los campos maduros exhiben un patrón crecientes cortes de agua, a raíz tanto de la intrusión del acuífero natural en las zonas productivas como de los programas de inyección de agua. Nuestra industria produce un volumen mucho mayor de agua que petróleo a nivel mundial y este volumen de agua debe ser manejado adecuadamente. La producción de agua también afecta los

costos de levantamiento (costo de extracción). Se conoce que el Perú tiene un promedio de corte de agua del 70 % llegando a tener cortes de agua superior al 98 % en selva norte. Esta condición obliga a las empresas a buscar alternativas tecnológicas económicamente viables de extracción de petróleo aprovechando el agua producida de dichos campos maduros.

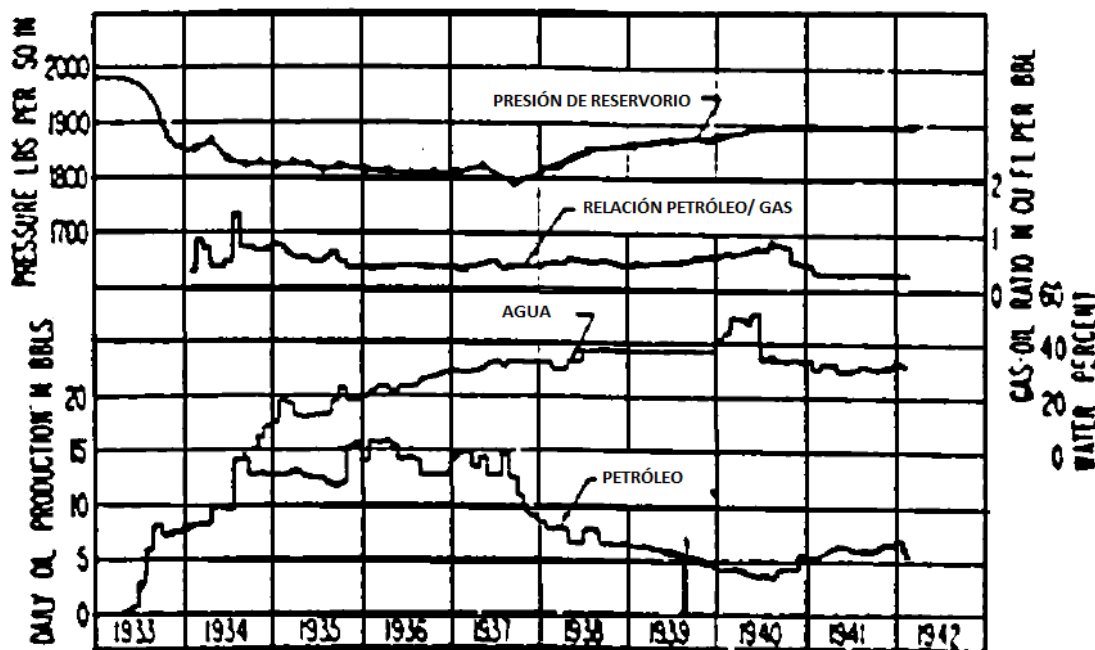


Fig. 14 Efecto de la producción sobre la presión y influjo de agua en el reservorio. (American Petroleum Institute, Drilling and Production Practice – 1943).

Con la posibilidad de emplear el agua producida de estos campos maduros como método de recuperación secundaria, nace la necesidad de definir las especificaciones del agua de inyección de tal forma que se genere el menor daño posible a la formación productora, problemas como taponamientos, reducción de la permeabilidad, aceites dispersos, incrustaciones, crecimiento bacteriano y el hinchamiento de las arcillas son algunos de los problemas generados los cuales deben ser correctamente identificado y caracterizados.

III.2 PROBLEMAS RELACIONADOS AL AGUA PARA INYECCIÓN

Debido a la falta o limitado control de las variables anteriormente descritas es importante conocer en detalle cuales son las consecuencias relacionadas a la falta de un monitoreo, interpretación y emisión de resultados durante los procesos de tratamiento químico ya sea en planta o en pozos tanto productores como inyectores.

III.2.1 CORROSIÓN

La corrosión generada por las actividades de inyección de agua sobre las instalaciones de superficie y subsuelo deben ser controladas para extender el tiempo de vida útil de las instalaciones, minimizar la generación de sólidos suspendidos, y prevenir la pérdida de agua o derrame al medio ambiente.

El uso del acero al carbono en los sistemas de inyección es una elección comprometida, pues el agua tratada en campos petroleros presenta una afinidad muy alta a la corrosión por bacterias, por gases ácidos o erosión por sólidos suspendidos, generando con ello grandes costos por mantenimiento y reposición de equipos y tuberías. Sin embargo, es un material barato y de amplio uso en la industria petrolera. Los agentes promotores de la corrosión son las bacterias, los gases ácidos, CO₂, H₂S y el oxígeno principalmente. Es posible extender la vida útil de los equipos, sin embargo, es muy complejo mantener un control estricto sobre la calidad de agua de inyección en el tiempo.



Fig. 15 Corrosión por Bacterias (MIC)

III.2.2 FORMACIÓN DE SÓLIDOS

Los productos de corrosión constituyen la principal fuente de sólidos suspendidos generados al interior del sistema de inyección. La deposición de los sólidos suspendidos en el sistema de inyección cataliza las reacciones de corrosión por depósito o resquicio, el cual proporciona un lugar de refugio para las bacterias y recubre la superficie de la tubería evitando con ello una acción efectiva de los Biocidas e Inhibidores de Corrosión, Fílmicos o Neutralizantes, aplicados para su control.

El grado de contaminación producto de la corrosión está dado por la velocidad de la corrosión y la solubilidad de los productos de corrosión en el agua. Por ejemplo, el carbonato de hierro (FeCO_3) es ligeramente soluble, y normalmente no contribuye en los sólidos suspendidos. Sin embargo, el sulfuro de hierro (FeS) y el hidróxido férrico ($\text{Fe}(\text{OH})_3$) son muy insolubles y pueden crear problemas de taponamiento y en la calidad del agua de inyección.



Fig.16 Ducto con presencia de Sulfuro de hierro (FeS)

Otro agente que aporta sólidos son las parafinas o hidrocarburos cristalizados durante el proceso de extracción de petróleo, el cual se presenta entre los 1000 pies por debajo del cabezal de pozo. Su presencia genera emulsiones con los sólidos presentes y dificulta en la separación de los aceites del agua para inyección.

III.2.3 FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES

Los problemas con incrustaciones viene dado por la cristalización de sólidos solubles presentes en el agua por precisamente un cambio de solubilidad drástico, generado por incompatibilidad de agua, caídas de presión alta o temperatura, variaciones en la velocidad de flujo (laminar o turbulento), tipo de superficie y los tipos y cantidades de impurezas contenidas en el agua son las promotoras de la formación de los denominados scale. La medición in situ, lugar de muestreo, de parámetros como el pH, HCO_3^- , CO_3^{2-} y el SO_4^{2-} en el caso de los aniones y compuestos químicos catiónicos como el Ca^{+2} , Mg^{+2} , Ba^{+2} Sr^{+2} son importantes para establecer el grado de incrustación del agua de inyección.

De todos los tipos de incrustaciones posibles, el BaSO_4 es altamente insoluble y perjudicial por su resistencia y capacidad adherente sobre la superficie de transporte, esta pueden presentar en tuberías o en la misma formación.

Los cálculos de la tendencia incrustante deberían ser hechos para determinar la probabilidad de la formación de incrustaciones de cada agua. Recordar que una medida in situ de pH, HCO_3^- y CO_3^{2-} son necesarios para garantizar los cálculos de incrustaciones por carbonatos de calcio.

Los métodos para detectar el grado de incrustación de las aguas de inyección están basadas en formulas empíricas como las de Stiff & Davis, Oddo Thomson, o el índice de saturación de Langelier, las cuales proporcionar una idea general de la tendencia incrustante o no del agua de inyección. Por ejemplo; En el caso del índice de Saturación de Langelier si dicho índice es mayor a 1, se sospecha que el agua tiene características incrustantes.

La siguiente figura 17 muestra la formación de incrustaciones sobre la formación o frente de formación de inyección y la reducción del diámetro efectivo de la tubería producto de la formación de incrustaciones.

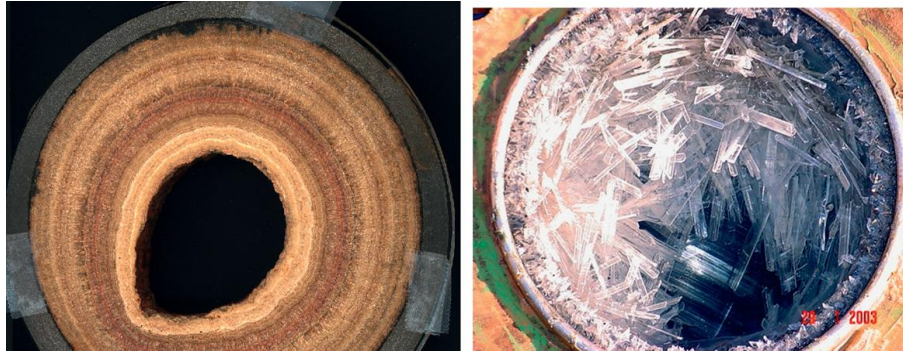
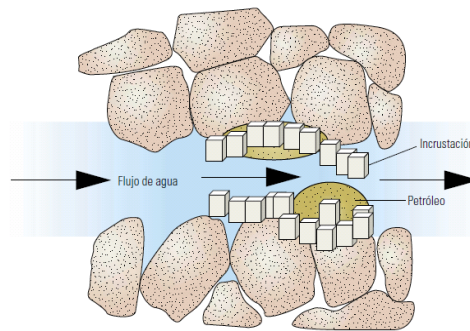


Fig. 17 Los depósitos de minerales restringen el flujo de fluidos a través de la formación y de la tubería

III.2.4 TAPONAMIENTO DE FORMACIÓN POR SÓLIDOS SUSPENDIDOS

Los sólidos suspendidos son definidos como materia suspendida en el agua comparada con los sólidos disueltos de manera natural en el agua, también es conocido como Sólidos Suspendidos Totales (SST) y se reportan en unidades de concentración (ppm o mg/l).

La calidad de agua está directamente relacionada con el contenido de sólidos suspendidos contenidos en la misma, pues dependiendo del diámetro de partícula, tipo y cantidad de partículas en suspensión generaran el denominado “plugging” o taponamiento de la formación, cuya consecuencia es la reducción del caudal de inyección y el incremento de la presión de inyección.

La tabla 3 describe la cantidad de sólidos que se podrían acumular en la formación con respecto a su concentración y el tiempo de inyección.

Concentración de Sólidos Suspendidos (ppm)	Altura del llenado luego de un año en ft para un Casing de 5 1/2" y 2 7/8" de línea de Inyección.		
	500 bbl/día	1000 bbl/día	2500 bbl/día
1	5.3	10.5	26.3
5	26.2	52.3	131
10	52.5	105	263

Tabla 3: Volumen de Sólidos Suspendidos Acumulados. (*)

(*) Asunción: Ningún sólido entra a la formación, Los sólidos tiene una gravedad relativa de 2.5 Los sólidos se establecen a una porosidad del 40 %. **Fuente: Charles C. Wright and George V. Chilingarian**

Entre los factores que determinan la habilidad de los sólidos suspendidos para entrar a la formación incluyen: El tamaño y los canales del poro en la formación, la distribución del tamaño de los sólidos suspendidos, la tendencia de los sólidos a aglutinarse y la presencia de aceites y grasas o químicos promotores de película, el cual promueve la aglutinación de los sólidos.

III.2.5 AGLUTINAMIENTO DE SÓLIDOS POR CONTENIDO DE ACEITES

El contenido de aceite en el agua puede resultar en una reducción de la Inyectividad, especialmente cuando se combina con los sólidos suspendidos como el sulfuro de hierro. Los aceites presentes en el agua producida pueden bloquear los espacios porosos de la roca, especialmente los de baja permeabilidad. Esto puede ocurrir debido a que el aceite forma lodos los cuales tienden a adherirse sobre la pared del poro.

Algunas empresas toman un valor de 20 ppm para dicho parámetro, sin contar la naturaleza del aceite y la permeabilidad de la roca. En reservorios de alta permeabilidad dicho valor es superior al establecido inicialmente. Por ello, las cantidades de aceite en agua que se inyecta no es una regla estricta debido a que existe una relación directa entre la permeabilidad de la roca y la cantidad de aceite que puede admitir la formación.

La tabla 4 presenta la cantidad de aceites acumulados en la formación durante un periodo determinado de tiempo.

Contenido de OIW (ppm)	Periodo de tiempo			
	1 día	1 mes	1 año	5 años
1	0.048 gal	1.4 gal	18 gal	2.1 bbl
10	0.48 gal	14 gal	180 gal	21 bbl
100	4.8 gal	140 gal	1800 gal	210 bbl

Tabla 4: Volumen acumulado de aceites entrantes al pozo inyector a un flujo de 1000 BPD (*)

(*) Asumiendo: GE del Agua 1.02 y del aceite 0.9. Fuente: Charles C. Wright and George V. Chilingarian.

III.2.6 HINCHAMIENTO DE ARCILLAS

Los minerales de la arcilla son filosilicatos en su mayor parte, cuyas propiedades físico-químicas dependen de su estructura y de su tamaño de grano, muy fino (inferior a 2 micras). Algunas formaciones contienen arcillas las cuales se hinchan al contacto con aguas de baja salinidad, por ejemplo la arcilla “smectíticas (Montmorillonitas)”, las cuales incrementan su volumen al contacto con el agua dulce. Esto se debe a la presencia de un desbalance electrónico entre la arcilla y el fluido invasivo. La doble capa eléctrica originada por el desbalances negativos de la superficie de la arcilla y los iones de agua que rodean el cristal de la arcilla (cationes).

Ante la deficiencia de cationes en el agua de inyección, el carácter polar de la molécula de agua promueve la sustracción de los mismos y al tener una molécula más voluminosa destruye el cristal de la arcilla (esta doble capa se extiende en todo el volumen entre todas las capas que constituyen la columna de arcilla). La expansión de la arcilla genera la disgregación, rompimiento y su posterior migración.

Las arcillas también presentan un fenómeno llamado “defloculación” el cual se debe a la alteración de las fuerzas electrostáticas entre las partículas de arcilla. En aguas salinas la doble capa eléctrica o difusa se encuentra contraída pero en aguas dulces o de menor salinidad esta se expande. Cuando estas fuerzas de repulsión son mayores a las de atracción (fuerzas de Van der Waals) las arcillas defloculan volviéndose esta migratoria.

III.2.7 DESARROLLO BACTERIANO

La presencia de bacterias en el agua de inyección, sin importar su origen, puede significar pérdidas económicas considerables, tanto a nivel de mantenimiento de las facilidades de superficie como la remediación de daños generados sobre el frente de la formación de inyección.

Existen diversas formas de clasificar a las bacterias presentes en el agua para reinyección, sin embargo, con respecto a su localización sobre un sistema es la siguiente:

- **Bacterias Plactónicas:** Son microorganismos libres (nadantes), que están aptos a flotar en un fluido, esto se debe a su característica hidrofílica. Este tipo de bacteria es la más abundante en campo, y son las causantes de las fallas en tuberías por taponamiento, barros también conocidos como borras.
- **Bacterias Sésiles:** Son organismos que se adhieren a la superficie del sistema y tienden a formarse en zonas de bajo flujo o estancadas. La falta de control del medio o mantenimiento de las líneas son las principales causantes de la formación de este tipo de bacterias.

La fig. 18 muestra las etapas del desarrollo bacteriano la etapa de adhesión inicial hasta el desarrollo o proliferación para la formación de biofilms.

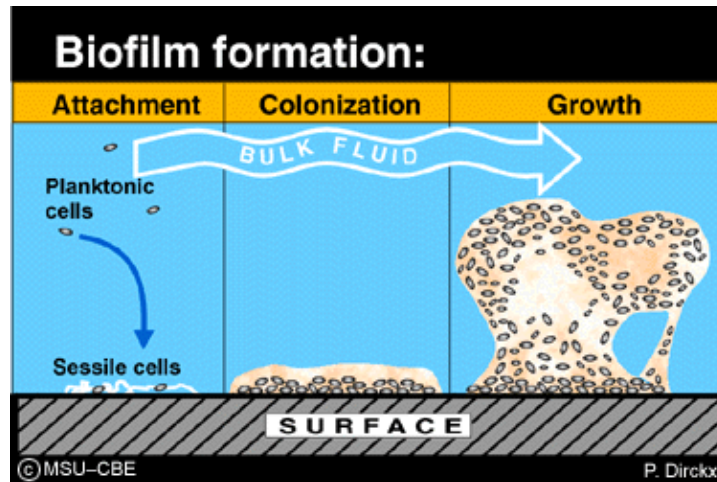


Fig. 18 Formación de Biofilms.

Otra clasificación muy importante de las bacterias y están en función al medio de reproducción:

- **Bacterias Aeróbicas:** Son aquellas cuyo desarrollo se da en ambientes aerados o en presencia de oxígeno, como por ejemplo las encontradas en el agua de mar.
- **Bacterias Anaeróbicas:** Son aquellas cuyo desarrollo se da en ausencia de oxígeno, como por ejemplo aguas de producción de petróleo. Una de las familias de bacterias anaeróbicas más estudiadas son las **Bacterias Sulfato Reductoras (BSR)**, las cuales absorben el oxígeno presente en los sulfatos (SO_4^-) hasta reducirlo a sulfuro (H_2S), altamente perjudicial para promover el taponamiento de los inyectores por reacción con el Fe, FeS suspendido, corrosión influenciada por microorganismos (MIC) y la acidificación del reservorio (Souring) por presencia del H_2S en el sistema de inyección.

CAPÍTULO IV: MONITOREO Y CONTROL DE AGUAS DE INYECCIÓN

El objetivo de cualquier operación de inyección de agua es reinyectar agua en la roca reservorio generando el mínimo daño o skin a la formación. Con la finalidad de controlar los principales problemas relacionados con la calidad de agua de inyección, los ingenieros de tratamiento químico y corrosión durante sus labores de campo se realizan monitoreos periódicos de las siguientes propiedades fisicoquímicas:

IV.1 PROPIEDADES FÍSICAS

- **Temperatura:** La velocidad de corrosión se incrementa con el incremento de la temperatura acelerando las reacciones involucradas en ella.
- **Velocidad de Flujo:** Bajas velocidad o condiciones de estancamiento ($\ll 1$ m/s) promueven la corrosión generalizada, pero con velocidades relativamente bajas, lo que favorece la deposición de sólidos y el crecimiento bacteriano. Altas velocidades controlan las reacciones por la transferencia de masa, así como el oxígeno disuelto y los Biocidas oxidantes, elevando la velocidad de corrosión. Velocidades muy altas podrían generar fenómenos de erosión-corrosión, especialmente cuando los sólidos en suspensión están presentes en altas concentraciones en sistemas donde no hay exceso de curvas.
- **Presión de inyección:** La presión puede influenciar las reacciones químicas, principalmente en sistemas bifásicos (agua + gas) donde su aumento provoca una mejor solubilidad de los gases incrementando la tasa de corrosión como en el caso de corrosión por CO_2 .

- **Volumen de Inyección:** Es uno de los más importantes aspectos de control de proceso. Debe ser siempre controlado para verificar si las metas establecidas por el proyecto han sido cumplidas.
- **Filtrabilidad:** Es una medida del grado relativo de taponamiento que ocurre cuando un volumen dado de agua pasa a través de una membrana filtro de un determinado diámetro nominal de filtrado. Esto está estandarizado a través de la norma NACE TM 0173 - "Método para determinar la calidad de agua de inyección de subsuelo usando membranas de filtro." La principal utilidad de esta prueba permite una identificación visual del material retirado, que puede ser enviado para analizar en laboratorio e identificar sus componentes. Esta prueba puede ser utilizada antes de las operaciones de inyección de agua, así como el arranque luego de un periodo largo de mantenimiento.
- **Sólidos Suspendidos Totales (SST):** Este ensayo mide la cantidad de partículas inorgánicas (minerales y compuestos insolubles) y orgánicas presentes en el agua de inyección. En general los productos de corrosión son los principales responsables del aumento de los sólidos suspendidos y consecuentemente generando daño a la formación por taponamiento de los poros. Los sólidos en suspensión son colectados en membranas utilizadas en pruebas de filtrabilidad referido anteriormente, o analizados basándose en la norma N-1548, determinando su contenido en agua de mg/L. Una caracterización química (Fluorescencia o difracción de rayos X) y microbiológicos de los residuos retenidos en la membrana de filtración pueden complementar la medición de sólidos, debido a que es una herramienta importante para identificar el origen de los sólidos. En este caso, la filtración debe ser filtrado bajo condiciones anaeróbicas y muestras conservadas, ya

que los compuestos de hierro y azufre pueden ser oxidados en contacto con el aire, dando lugar a malas interpretaciones.

- **Calidad de Agua:** Es una medida del grado de taponamiento llevado a cabo en un milipor o fibra porosa de diámetro de 0.45 micras a un volumen de agua dado, aunque este parámetro no es recomendado como método comparativo por la constante proceso corrosivo que se encuentra el agua en todo momento. Esto podría alterar los resultados.
- **Turbidez:** Es un parámetro indicador que el agua no está limpia y que contiene residuos insolubles como sólidos suspendidos, aceites dispersos o burbujas de gas.
- **Aceites y grasas (OIW):** Como se menciona anteriormente, el contenido de aceite presente en el agua producida podría bloquear los espacios porosos de la roca. Entre los métodos para medir el contenido de aceite en agua es el gravimétrico y el espectrofotométrico.
- **Conteo y Distribución del Tamaño de Partícula:** La determinación del número de partículas por ml viene siendo usada para validar dos sistemas de filtración y monitoreo de la calidad de agua inyectada. La ocurrencia de daño de formación y consecuencia pérdida de inyectividad en pozos, viene siendo muchas veces atribuida a cantidad y distribución del tamaño de partícula presente en el agua de inyección.
- **Composición de los sólidos suspendidos:** Esto permite determinar su origen (productos de corrosión, incrustaciones, arenas de formación, etc) para tomar las acciones adecuadas para su control. Conocer su composición química es también importante del punto inicial de diseño pues permite

predecir posibles problemas de taponamiento. El anexo 1 presenta el procedimiento de identificación de sólidos suspendidos.

- **Gravedad Específica:** La densidad es peso sobre unidad de volumen. La magnitud de la gravedad específica es un indicador directo del contenido total de sólidos disueltos en el agua.
- **Resistencia al flujo de corriente:** Es una función del número de iones disueltos totales en el agua. La menor resistencia a la corriente consistirá en una mayor concentración de iones disueltos. Es un método para estimar los sólidos disueltos totales (TDS) a bajas concentraciones.
- **Conductividad:** La conductividad es el recíproco de la resistividad y puede ser derivado de la resistencia al flujo de corriente.

IV.2 PROPIEDADES QUÍMICAS

IV.2.1 ANIONES

- **Cloruros:** Es el anión con mayor proporción presente en el agua de inyección. La fuente principal de cloruros es el NaCl. La concentración de cloruros es usado como referencia para la salinidad del agua. El principal problema asociado al cloruro es que la corrosividad del agua se incrementa con la salinidad.
- **Sulfatos:** Son un problema debido a su habilidad de reaccionar con el calcio, bario o estroncio para formar incrustaciones insolubles. Sirve como alimento para las bacterias sulfato reductoras.
- **Bicarbonato:** Puede reaccionar con los iones de calcio, hierro, magnesio, bario y estroncio para formar incrustaciones insolubles. Los iones Carbonatos se

encuentran raramente en agua producida debido a que el pH es usualmente muy bajo (<8.3). La concentración de iones carbonato es algunas veces llamado Alcalinidad Fenoltaleinica.

IV.2.2 CATIONES

- **Sodio:** Es el principal constituyente del agua en los campos petroleros, pero normalmente no causa ningún problema. La única excepción es en la precipitación de NaCl del agua con exceso de sal.
- **Calcio:** Se encuentra presente en la salmuera de los campos petroleros. Los iones de calcio son importantes pues se combina con el bicarbonato, carbonatos o sulfatos y precipita para formar incrustaciones adherentes o sólidos suspendidos.
- **Magnesio:** Presente en menor concentración que el calcio, participan con el calcio en la formación de incrustaciones con CaCO₃. Es muy común encontrar incrustaciones de magnesio y de calcio.
- **Hierro:** El hierro es un indicativo y un factor de corrosión en el agua de formación. Está presente en iones Férrico (Fe⁺³) o ferroso (Fe⁺²) o como producto de precipitado o en suspensión (FeS y FeCO₃). La presencia de hierro es el principal promotor de los problemas por taponamiento de formación.
- **Bario:** Su importancia radica la tendencia formar incrustaciones con los iones sulfatos, el cual por su carácter altamente insoluble y de gran adherencia son causantes de la caídas de producción drásticas por reducción del diámetro efectivo del tubing de producción y por taponamiento de la formación productora.

- **Estroncio:** De la misma forma que el bario y el calcio, este compuesto puede combinarse con el sulfato para formar el sulfato de estroncio insoluble. A pesar de ser más soluble que el sulfato de bario, es posible encontrar incrustaciones mixtas con el sulfato de bario.

IV.3 PROPIEDADES ADICIONALES

- **pH:** Su interpretación es de vital importancia por diversas razones pues es un parámetro ampliamente empleado en la determinación de la tendencia incrustante o corrosiva de un medio acuoso, en este caso el agua de formación. Cuando el pH decrece (llega a ser más ácido, presencia de CO₂ y H₂S) la tendencia incrustante decrece pero la corrosividad aumenta. Por lo general el agua de los campos petroleros tiene un pH entre 4 a 8. Debido a que los valores de pH usualmente cambian después que una muestra es retirada de un sistema presurizado (producto del escape de los gases ácidos).
- **Bacterias:** Estas podrían resultar en corrosión o taponamiento. Existen métodos de campo para el monitoreo de bacterias como el Bioscan, el cual en unidades de RLU mide el contenido poblacional de bacterias in situ. Sin embargo, la forma más confiable es a través del cultivo con viales en periodo de incubación de 28 días en un horno a 40 °C. Se reporta en col/ml y es usado con frecuencia para determinar el contenido poblacional de Bacterias Sulfato Reductoras (BSR).



Fig. 19 Prueba con viales

- **Oxígeno Disuelto:** Es un parámetro altamente corrosivo para las instalaciones de superficie y de subsuelo, también podría promover el taponamiento pues al ingresar el oxígeno al sistema, este precipita el hierro disuelto como óxido de hierro III insoluble el cual podría taponar la formación. El oxígeno también facilita el crecimiento de bacterias aeróbicas.
- **Residual de Sulfito:** Un método de garantizar la ausencia o mínima presencia de oxígeno en el sistema de inyección para evitar procesos corrosivos (<10 ppb) es la dosificación de secuestrante de oxígeno, siendo por lo general compuesto en base a los sulfitos como el sulfito o bisulfitos de sodio o de amonio. El control del residual de bisulfito debe estar entre 2 a 3 ppm a través de monitoreo diario.
- **Dióxido de Carbono disuelto y gaseoso:** Dióxido de Carbono disuelto influye en el pH, la corrosividad y la tendencia a formar incrustaciones de CaCO_3 con el agua.
- **Sulfuro Disuelto y disuelto:** La presencia de sulfuros en el agua incrementara la corrosividad. Los sulfuros disueltos existen en el agua como el ion HS^- y el H_2S disuelto a un pH dado encontrado en el campo y debe ser medido in situ para evitar el escape de gases por despresurización. Sirve como indicador de la actividad microbiana en el sistema por Bacterias Sulfato Reductoras (BSR).
- **Sílice:** Está presente en pozos de agua y puede ser una fuente de incrustaciones en agua de enfriamiento y en tratadores térmicos.

Los diversos métodos de ensayo para medir cada una de las propiedades anteriormente descritas están en el anexo 2.

CAPITULO V: SÓLIDOS SUSPENDIDOS EN EL AGUA DE INYECCIÓN

Los sólidos suspendidos en el agua de inyección forma parte de uno de los problemas mas complejos de manejar a nivel operaciones. Por lo visto anteriormente, existen muchos tipos de sólidos encontrados en las aguas de inyección a parte de las anteriormente mencionadas como los productos de corrosión (Sulfuro y el hidróxido de hierro), las incrustaciones, las parafinas; existen sólidos como arcillas, limo, arenas las cuales son aportadas por la formación productora y la presencia de bacterias, aceites y químicos incompatibles completan una lista de los diferentes tipos de sólidos encontrados en el agua de inyección.

En cuanto a la forma de clasificarlos se distinguen dos métodos:

- **Por su naturaleza:** Orgánicos (hidrocarburos) como por ejemplo las parafinas e Inorgánicos (no hidrocarburos) como los productos de corrosión como por ejemplo el FeS , $\text{Fe}(\text{OH})_3$, las arcillas o el limo que corresponden a la arena de formación, incrustaciones como FeCO_3 , CaCO_3 , BaSO_4 , CaSO_4 , etc.
- **Por su forma de deposición:** Adherentes (el sólido se pega sobre la superficie de contacto) como los aceites y las incrustaciones; no adherentes se encuentran los limos y las arenas. Finalmente, existe una clasificación intermedia la cual depende de la composición y condición de operación; las arcillas, productos de corrosión, bacterias y los químicos incompatibles.

Si los sólidos suspendidos fuesen unicamente arenas no generarían perdida de inyectividad, sin embargo, los sólidos al presentar arcillas, limo y otros componente sobre el frente de la formación tienden a desarrollar los denominados filtros en forma de torta, causando serios problemas por pérdida de inyectividad. Los sólidos suspendidos compuestos por limo fino y aceites pesados tienen el mismo efecto que las arcillas y el limo.

V.1 PERDIDA DE INYECTIVIDAD POR FORMACIÓN DE TORTAS FILTRO

Un factor clave en la reducción gradual de la inyectividad en muchos pozos inyectoros y pozos disposal es el taponamiento de la región cercana al inyector por pequeños sólidos suspendidos en el agua de inyección.

Como se menciona anteriormente, estos sólidos pueden ser finos de formación y arcillas (de pozos productores adyacentes), arenas suspendidas, silicatos o carbonatos finos de la fuente de agua, bacterias, productos de corrosión de superficie o de los equipos inyectoros y sólidos generados in situ de la reacción química adversa entre los fluidos mezclados y la degradación química de una fuente simple de una fuente de fluido de inyección.

La forma de controlar la severidad del taponamiento y la velocidad de daño sobre la formación es mediante la definición de los siguientes parámetros:

1. Concentración de sólidos suspendidos.
2. Tamaño de los sólidos suspendidos.
3. Flujo de inyección de los sólidos suspendidos.
4. Distribución del tamaño de la garganta poral del reservorio a inyectar.

Un esquema del proceso de taponamiento por partículas en poros medios es ilustrado en la figura 20. El proceso de taponamiento es caracterizado por la entrada de partículas más grandes sobre la superficie de la formación comprimiéndose como tortas filtrables, de las cuales se pueden identificar dos tipos según el tamaño de partícula en suspensión:

V.1.1 TORTA FILTRO EXTERNO

La generación de un filtro torta externa alrededor de la formación de inyección está dada por partículas cuyo tamaño es superior al 33 % del tamaño de la garganta poral. Su limpieza y remoción es factible mediante métodos físicos o químicos.

V.1.2. TORTA FILTRO INTERNA

La torta filtro interna se presenta en diámetros comprendidos entre 14% al 33% de la garganta poral. Es generalmente más dañina debido a su inaccesibilidad, el cual reduce la eficiencia de tratamientos mecánicos o químicos. En el caso de partículas menores al 14% de la garganta poral pasarán a través de la formación sin presentar taponamientos.

Las últimas investigaciones indican que el fenómeno de disposición de partículas está relacionado a la velocidad de inyección. A velocidad de influjo altas ($>10\text{cm/min}$ de velocidad intersticial), la regla más clásica del dimensionamiento del daño parecen ocurrir. A velocidades de flujo menores ($<2\text{cm/min}$ de velocidad intersticial), mayor daño llega a ocurrir en la garganta poral por formación de torta filtro interna con respecto a un menor tamaño de partícula. Un daño significativo en la línea de flujo experimentado con partículas menores al 7 % del diámetro de garganta poral de la apertura del pro ha sido observado a velocidades bajas de flujo.

La fig. 20 y 21 muestran el fenómeno de formación de tortas filtro tanto externa e interna para velocidades intersticiales mayores a 10 cm/min y 2 cm/min.

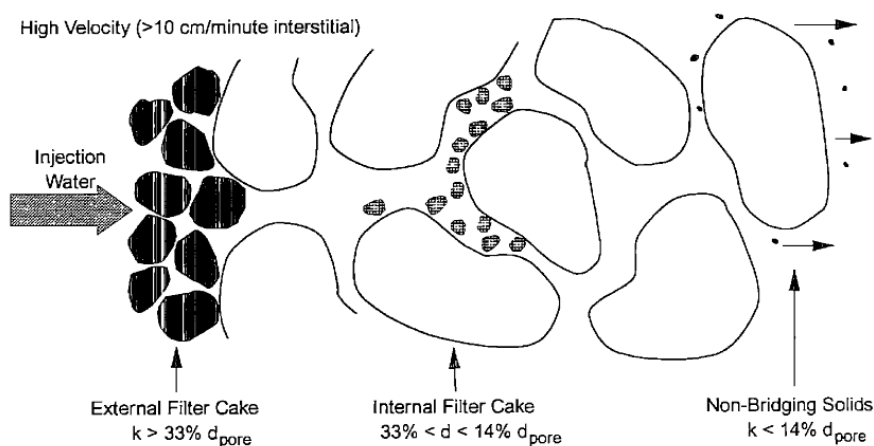


Fig. 20 Formación de tortas filtro (10cm/min)

(SPE 1994-60, Bennion D.B, Injection Water Quality - A Key Factor to Successful Waterflooding. 1994).

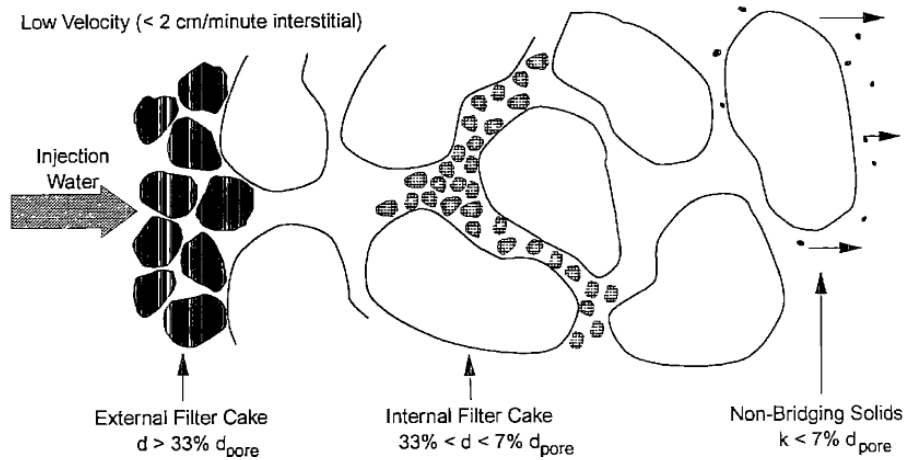


Fig. 21 Formación de tortas a bajas velocidades (<math>< 2 \text{ cm/min}</math>).

(SPE 1994-60, Bennion D.B, Injection Water Quality - A Key Factor to Successful Waterflooding. 1994).

En el caso del daño a la formación por la construcción de una torta filtro, la caída de presión total, ΔP (constante), puede ser igualada a la suma de la caída de presión a través de la torta filtrante, dP_c , y a través del borde de formación, dP_e .

Con una inyección continua, dependiendo de la permeabilidad del filtro torta y el espesor, solo la caída de presión a través de la torta filtro se incrementa. Esto reduce la caída de presión a través de la matriz, resultando en una significativa pérdida de Inyectividad. Este concepto se ilustra en la figura siguiente:

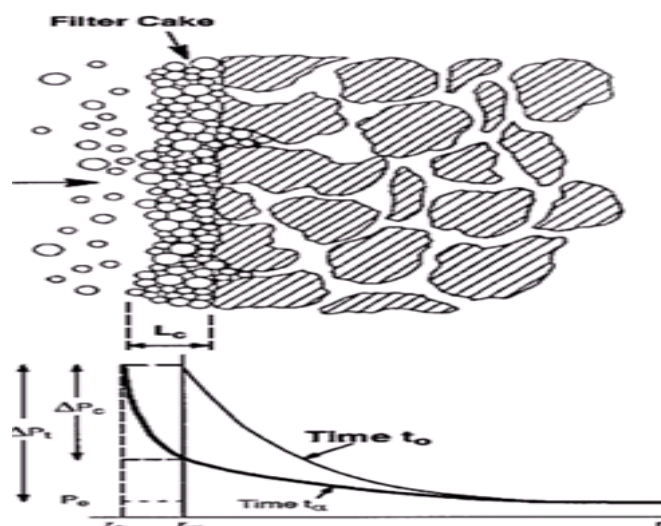


Fig. 22 Formación de torta filtro y la pérdida de Inyectividad. (Fuente: SPE 28488).

En 1994, el centro de investigación de Shell desarrollo un estudio donde se evaluaron la pérdida de inyectividad con respecto a los diversos sólidos encontrados en el agua de inyección como el FeS , $\text{Fe}(\text{OH})_3$, CaCO_3 , CaSO_4 , Sílice y Arcilla. La tabla 5 muestra las principales propiedades de los sólidos suspendidos empleados en la evaluación.

	Gravedad Específica	Diámetro de partícula promedio (micrones)	Porosidad de la torta	
			Mínimo	Promedio
FeS	3	5	0.3	0.4
Fe(OH)3	3.45	11	0.5	0.6
CaCO3	2.9	11	0.25	0.35
CaSO4	2.35	15	0.3	0.4
Sílice/Arcilla	2.54	16	0.25	0.35

Tabla 5: Propiedades Físicas de la torta filtro

Fuente: SPE 28488

La primera evaluación se realizó con una composición de sólidos del 50:50 de $\text{Fe}(\text{OH})_3$ y bentonita (tipo de arcilla), Obteniendose los siguientes resultados:

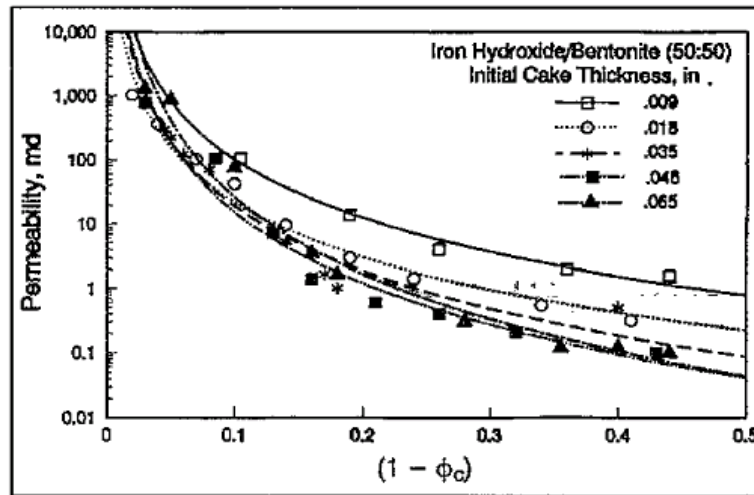


Fig. 23 Propiedades de la torta filtro 50:50 Fe(OH)₃/bentonita en suspensión.

(Fuente: SPE 28488).

La permeabilidad de la torta en la mezcla de hidróxido de hierro/bentonita (50:50) como una función de la porosidad a varios espesores de torta se muestran en la fig. 23. Este promedio de tamaño de partícula de esta mezcla fue de 12 micras con un 90% de estas partículas menores que el 35 micras. La permeabilidad de la torta y la porosidad fueron inicialmente el mismo con aquellos de la mitad. Los resultados sugirieron que: Inicialmente la permeabilidad fue reducida cerca de tres veces la magnitud con una reducción en la porosidad de la torta a 0.8; la permeabilidad fue reducida al menor flujo con la reducción de la porosidad de la torta; la porosidad no fue constante para un espesor de torta filtrante inicial y la porosidad fue reducida por mayor compresión a un valor mínimo característico del tipo de suspensión.

Así mismo, la permeabilidad de la torta del sulfuro de hierro y partículas de sílice/arcilla como una función de la porosidad son comparados en la fig. 24. Resultados claros demuestran el efecto de los tipos de sólidos sobre la permeabilidad.

Por ejemplo, con una porosidad de torta del 80 % de la permeabilidad de la torta sílice/arcilla fue de 12.5 md contra 0.17 md para la torta de sulfuro de hierro. El

tamaño de partícula y la natural compresibilidad de las partículas de sulfuro de hierro floculado podrían haber contribuido en esta baja permeabilidad.

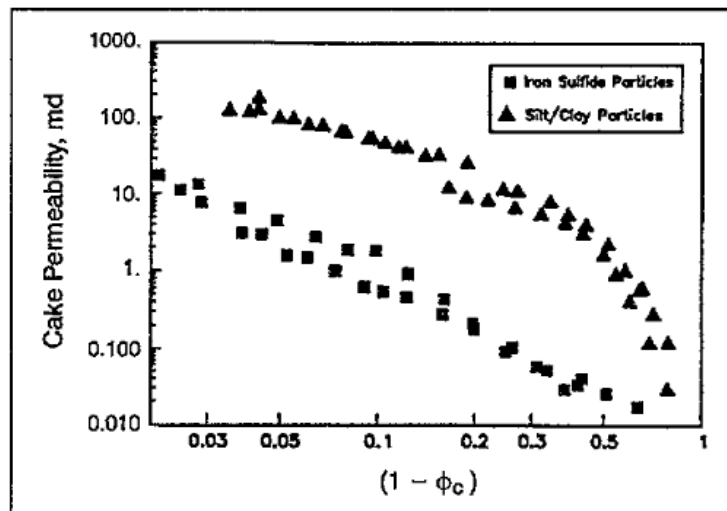


Fig. 24 – Efecto del tipo de sólido sobre la permeabilidad (Partículas FeS y Sílice/arcilla) – Fuente: SPE 28488.

Análisis de las propiedades de la torta filtro para todos los sólidos investigados sugieren que la permeabilidad decrece con el tipo de sólido en el siguiente orden: Sulfato de Calcio, sílice/ arcilla, carbonato de calcio, sulfuro de hierro, hidróxido de hierro y bentonita/ hidróxido de hierro. Adicionalmente, con la compresibilidad de las partículas como la del hidróxido de hierro y sulfuro de hierro se observaron diversas diferencias significativas en la porosidad total y los valores de porosidad efectiva. Debido a la floculación natural de estos minerales, la configuración compleja lleva la interacción y empaquetamiento de estas partículas.

Aunque la porosidad efectiva podría ser significativamente reducida por compactación (como se demostró con la reducción en la permeabilidad), la torta aparentemente retiene mucha agua. Esta agua contribuye a una mayor porosidad de la torta. Valores de porosidad promedio y mínimo para varios tipos de sólidos se muestran en la tabla 5.

En cuanto al efecto del contenido de aceite en la formación de la torta filtro durante la inyección. Las partículas fueron suspendidas por varios días en 1% de aceite para cubrir los sólidos con aceite. La permeabilidad y la porosidad del espesor de torta fueron por lo tanto determinados usando las celdas de compresión-permeabilidad. La fig. 25 compara la permeabilidad de la torta hecha con sólidos húmedos con aceite para la permeabilidad de la torta sin aceite para las partículas de sílice/arcilla. El resultado sugiere que la permeabilidad puede ser reducida tanto como el 50 % cuando los sólidos son cubiertos con aceite. Similares observaciones fueron hechas para otros tipos de aceite.

Esta permeabilidad reducida podría impactar en las especificaciones del aceite en la calidad de agua. En otras palabras, la presencia de aceite debería ser minimizada en el agua de inyección cuando se espera una calidad de agua contaminada.

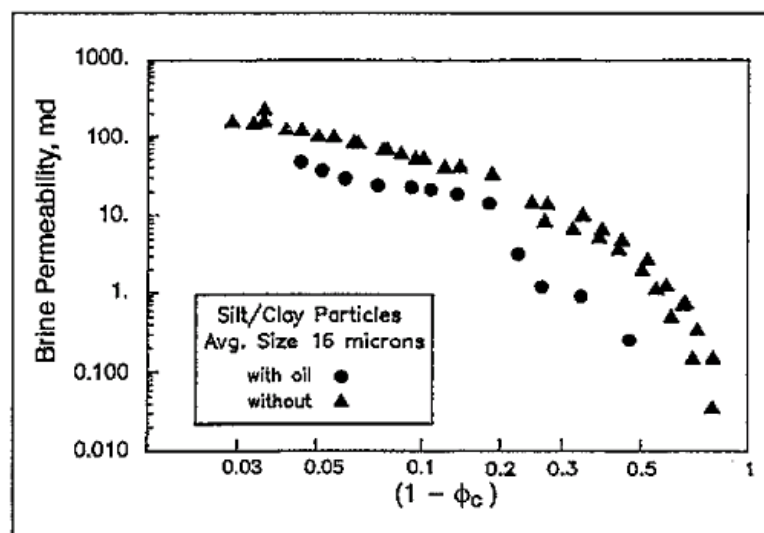


Fig. 25 Efecto de la permeabilidad sobre los sólidos con aceite. – Fuente: SPE 28488

Esta investigación contribuye con establecer que los problemas relacionados a la pérdida de inyectividad por el tipo y cantidad de sólidos suspendidos además de los aceites contenidos en el agua de inyección, son considerables si no se realiza un tratamiento y control adecuado de la calidad de agua de inyección.

V.2 ESTUDIO DE SÓLIDOS EN EL LOTE X

El lote X, ex lote XI, antiguamente operado por Occidental, actualmente operado por capitales Brasileños, está compuesta por 7 campos: Órganos Norte y Sur, Somatito, Zapotal, Central y Carrizo con un área aproximada de 17 762 acres, distribuidos entre los distritos de los Órganos, el Alto y Lobitos Norte. En la zona de los Órganos y El Alto se encuentran las formaciones de Verdún, Arenisca Talara, Hélico, Ostrea y las zonas más profundas de Mogollón y Amotape.

La inyección de agua nace de la necesidad de un cumplimiento Legal, para disposición del agua producida. Al efectuar la inyección en pozos inyectoros, fue notoria la recuperación de petróleo de pozos vecinos al pozo inyector. Con ello se dio inicio al estudio del Proyecto de Recuperación Secundaria de la formación Verdún, para cuantificar la cantidad de reservas secundarias probadas que pueden recuperarse con un proyecto de inyección de agua de largo plazo.

La planta de inyección de agua salada de Carrizo (PIAS Carrizo), inyecta agua sobre la formación Verdún, la cual según el área de Ingeniería de Reservorios presenta una garganta poral de 15 micras. (Fuente: Paper EXPL-3-GG-55-N- Ingepet 2011) y según lo establecido en el paper SPE 28488 sobre el tamaño de los sólidos suspendidos para inyección y la formación de la torta filtro se determinaría lo siguiente:

- Para la formación Verdún, el tamaño de los sólidos que formarían una torta filtro en la zona exterior de dicha formación se encontrarían a 5 micras (33% de diámetro promedio de la garganta poral).
- De la misma forma, para la formación de una torta filtro interna de dicha formación un tamaño de partícula entre 5 micras y 1 micra (33 % y 7 % del diámetro de garganta poral respectivamente).

Con la finalidad de definir la incidencia sobre los posibles daños a la formación producto del tamaño de partículas sólidas y permitir establecer posibles métodos para su tratamiento durante la reinyección, se realizó un estudio granulométrico del agua procesada en dicha planta, la cual fue desarrollada de la siguiente forma:

- Se efectuaron muestreos de agua del ingreso a la planta de inyección de PIAS Carrizo (Salida del FWKO) y se realizaron pruebas de filtración en línea con membranas milipore de distintos diámetros de membrana.
- El diámetro de las membranas se encontraban en el rango de 25 – 12 micras (filtración gruesa); para el rango de 12 – 4 micras (filtración intermedia fina); para el rango de 4 – 1 micra (filtración fina) y para el rango de 0.45 micras (ultrafina), donde se obtuvo los siguientes resultados:

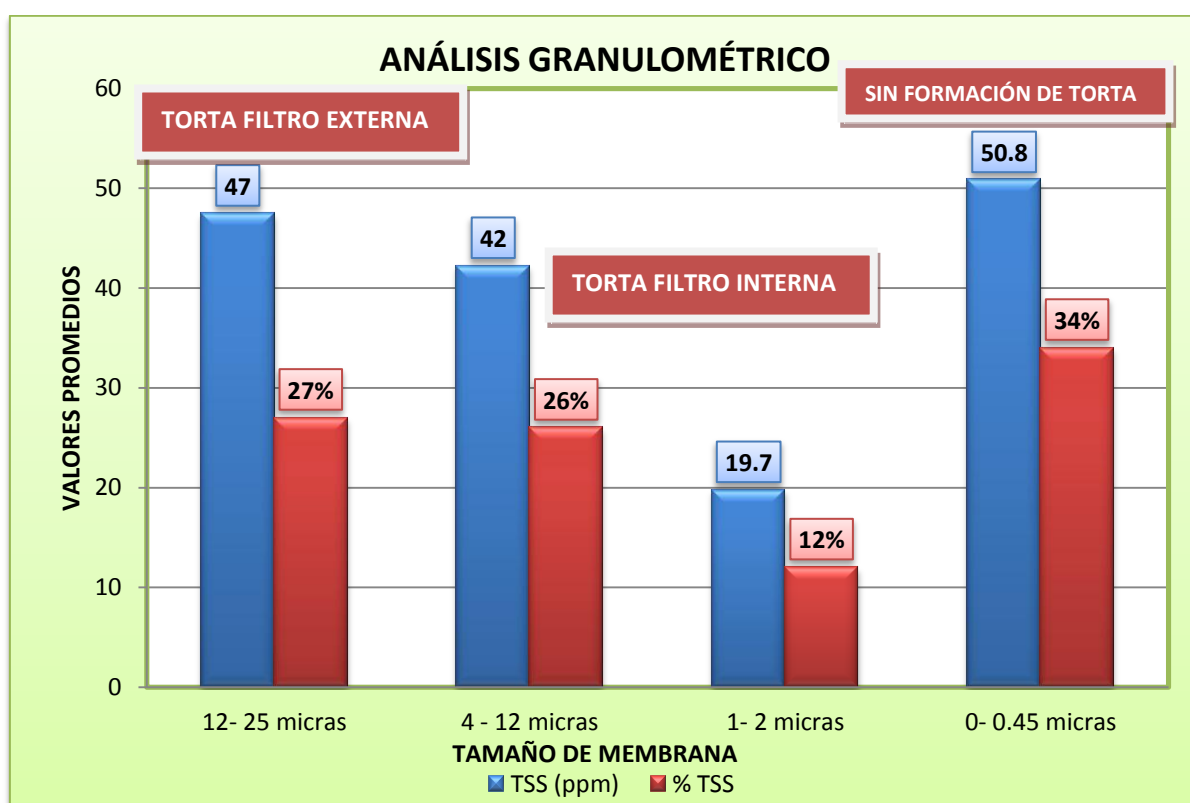


Fig. 26 Análisis granulométrico promedio de los sólidos en Carrizo

Del cuadro adjunto, se puede concluir que la carga de sólidos promotores del taponamiento externo representa el 27% del total de la carga de sólidos que ingresa a

la planta, además los sólidos promotores del taponamiento interno de la formación representa en suma un 38 % del total de la carga de sólidos. Sin embargo, el resto corresponde a partículas de tamaños superiores a 0.45 micras pero menores de 1 a 2 micras, es decir sólidos considerados muy finos, los cuales van a condicionar los métodos de separación y los problemas operativos como taponamientos de líneas, mantenimiento de tanques y cortos tiempos operativos de los sistemas de filtración. Para su control y mejoras en procesos existen tecnologías y nuevos métodos de tratamiento.

CAPÍTULO VI: TRATAMIENTO Y CONTROL DE LA CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN.

En la actualidad, mantener controlado la calidad de agua en los procesos de tratamiento de agua de inyección es un gran reto que la industria del Upstream de los hidrocarburos. La principal causal de ello, es el incremento progresivo del contenido de agua en la producción global de los denominados campos maduros como los existentes en el Noroeste y en la Selva norte del Perú conllevando a tratar mayores cantidades de agua que las diseñadas al inicio de cada proyecto, además de los diversos agentes químicos como los inhibidores de corrosión, incrustación, y biocidas que participan indirectamente en el proceso de emulsificación del petróleo suspendido.

Para controlar los diversos problemas causados por la recuperación secundaria por inyección de agua (waterflooding), se han desarrollado técnicas tanto físicas como químicas para remover y controlar los sólidos y aceites existentes en el agua de inyección, las cuales se desarrollan en las denominadas Plantas de Inyección de Agua Salada (PIAS).

FÍSICOS		QUÍMICOS
SEPARACION GRAVITATORIA	EQUIPOS O TANQUES SKIMMERS	COAGULANTES
	SEPARADORES API	
	PILETAS DISPOSAL	FLOCULANTES
	PILETAS SKIMMER	
PLATOS COALESCEDORES	PLATOS INTERCEPTORES EN PARALELO	BIOCIDAS
	PLATOS INTERCEPTORES CORRUGADOS	
	SEPARADORES DE FLUJO CRUZADO	INHIBIDORES DE CORROSION
	SEPARADORES DE FLUJO MIXTO	
SEPARACION GRAVITATORIA MEJORADA	CENTRIFUGAS	SECUESTRANTE DE OXIGENO
	HIDROCICLONES	
COALESCEDORES MEJORADOS	PRECIPITADORES	INHIBIDORES DE INCRUSTACION
	FILTROS/COALESCEDORES	
	COALESCEDORES TURBULENTOS DE FLUJO LIBRE	
FILTRACIÓN	MULTI MEDIOS	INHIBIDORES DE INCRUSTACION
	MEMBRANAS	
FLOTACIÓN	GAS DISUELTO	ROMPEDOR DE EMUSIÓN INVERSA
	GAS HIDRAULICO DISPERSO	
	GAS DISPERSO MECÁNICO	

Tabla 6. Técnicas de tratamiento de aguas para inyección.

VI.1 TÉCNICAS FÍSICAS

VI.1.1 SEPARACIÓN GRAVITACIONAL

VI.1.1.a Tanques Skimmer

Usualmente se presentan por medio de uno o varios tanques donde el aceite es recolectado sobre la superficie a través de un skimmer o removedor. En caso de los sólidos, los de tamaños entre 100 a 150 micrones, precipitan hacia el fondo según la ley de Stokes la cual establece lo siguiente:

$$V_s = \frac{2}{9} \times \frac{r^2 g (\rho_p - \rho_f)}{\mu} \dots\dots\dots Ec (1)$$

Donde, V_s es la velocidad de caída de la partícula o aceites (velocidad límite), g es la aceleración de la gravedad, ρ_p es la densidad de la partícula y ρ_f es la densidad del fluido y μ es la viscosidad del fluido.

Asi mismo, de la ecuación se pueden deducir que a mayor tamaño de gota o partícula la velocidad de ascenso o caída se incrementa en proporción al radio, además a mayor diferencia en la densidad del fluido y la gotas de aceite o partículas sólidas sera mayor la velocidad de separación y finalmente, la mayor temperatura existirá una menor viscosidad del agua por lo tanto habra mayor velocidad de separación.

En el caso particular de los aceites, estos al ser menos densos que el agua salada tienden a desprenderse de la fase dispersa y los sólidos de mayor peso tienen a deprimirse (precipitar) parcialmente de forma natural. Por ende en un sistema de separación con tanque skimmer existen tres efluentes, los aceites removidos por el tanque skimmer, la línea de agua tratada y los fondos o purgas de los tanques con los sólidos más pesados. La figura 27 muestra el

ordenamiento (lay out) típico de un sistema de separación por tanques skimmers.

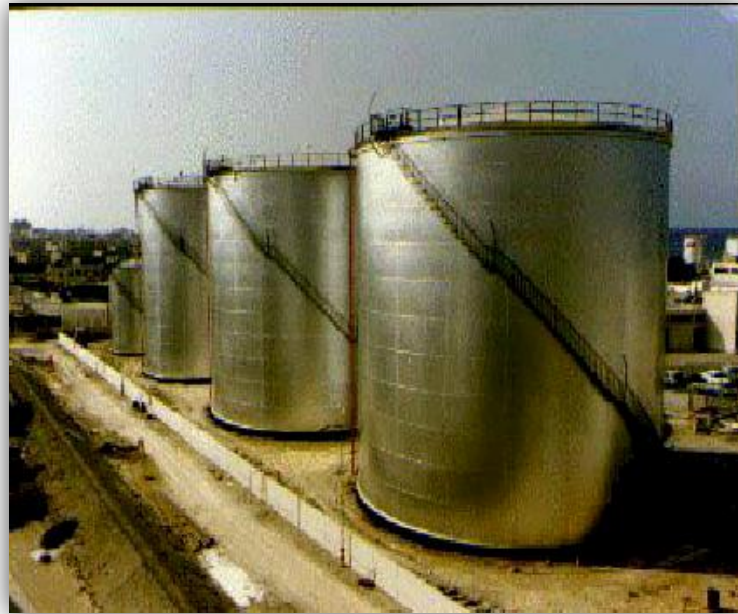


Fig. 27 Lay out de tanques skimmer en una planta de tratamiento de agua salada (PIAS).

Las principales **VENTAJAS** son que poseen un diseño simple, no tiene partes móviles, son relativamente baratos, presentan capacidad de recirculación y agitación y remueven algunos sólidos.

Las principales **DESVENTAJAS** son que presentan deficiencia para la separación de tamaños de gotas pequeñas o emulsionadas, requiriendo largos tiempos de retención para lograr una separación eficiente. Su costo oscila entre los 30 000 a 150 000 dólares y su costo operativo es relativo a su periodo de limpieza.

VI.1.1.b Equipos Skimmer

Los skimmers API pueden ser verticales u horizontales. En el caso de los verticales como se muestra en la figura 27 tienen en la entrada un dispersante y una salida colectora para ayudar con la distribución de flujo. Para el caso de los skimmer API Horizontales mostrados en la figura 28 las gotas de aceite se elevan perpendicularmente al ingreso de fluido, luego el sentido cambia y se extiende a lo largo del equipo.

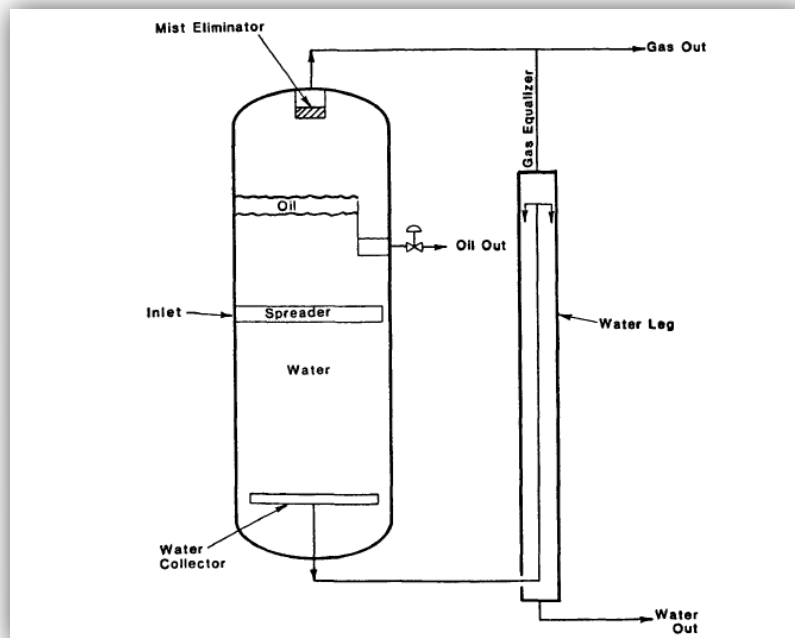


Fig. 27 Skimmer API Vertical (Arnold K. Surface Production Operation).

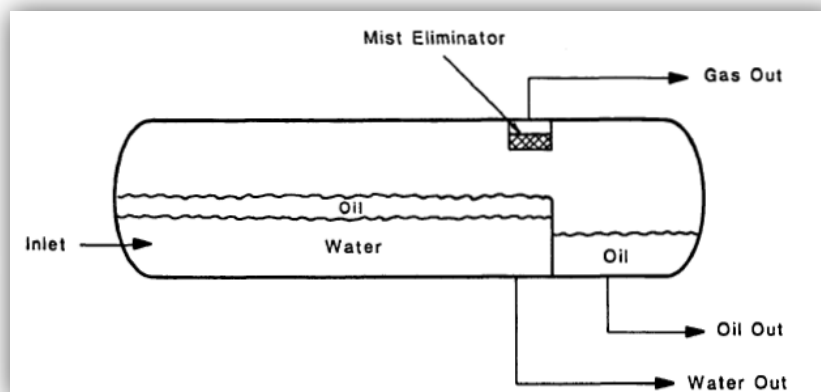


Fig. 28 Skimmer API Horizontal (Arnold K. Surface Production Operation).

Los equipos horizontales son más eficientes en el tratamiento de aguas con alto contenido de aceite, sin embargo, los skimmers verticales son usados donde existen arenas u otras partículas sólidas que requieren ser removidos del proceso y donde se espera variaciones significativas del fluido de alimentación.

VI.1.1.c Piletas Disposal

Son piscinas de amplio diámetro abiertas entre 24 a 48 pulgadas unidas a una plataforma y extendida por debajo de una superficie de agua. Se emplea para concentrar toda la descarga de la plataforma en una locación, además se emplean para prevenir derrames producto del movimiento de las olas y entregar una alarma o punto de cierre en caso de una falla causada por desborde de aceite o fluido.

Otras aplicaciones de la pileta disposal son como colector de agua y arena tratada, bandeja contenedora de líquidos y como pileta de contención de hidrocarburos.

VI.1.1.d Piletas Skimmers o SP

Es un tipo de pileta disposal, como lo muestra la figura 29, el flujo es a través de unos platos dispersores los cuales crean una zona de no flujo que reduce la distancia entre las gotas promoviendo la coalescencia y la separación por gravedad al mismo tiempo.

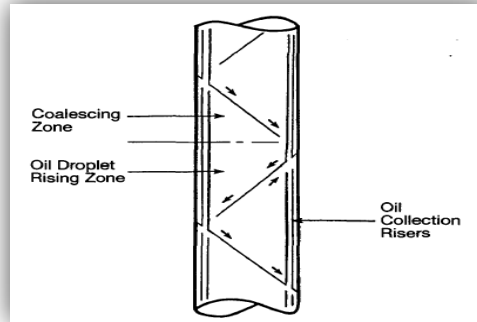


Fig. 29 Características de flujo en la pileta skimmer.

(Arnold K. Surface Production Operation).

VI.1.2 PLATOS COALESCEDORES

Los platos coalescedores son tanques o equipos skimmer que usan platos internos para mejorar los procesos de separación por gravedad. Su capacidad de separación oscila entre 30 – 50 micras. Existen tres tipos comercialmente conocidos, los platos interceptores paralelos (PPI), platos interceptores corrugados (CPI) y los separadores de flujo transversal los cuales dependen de la separación por gravedad para permitir que las gotas de aceite se eleven a la superficie y se promueva la coalescencia. La figura 30 explica el fenómeno de coalescencia y ascenso de las gotas de aceite en el agua de producción.

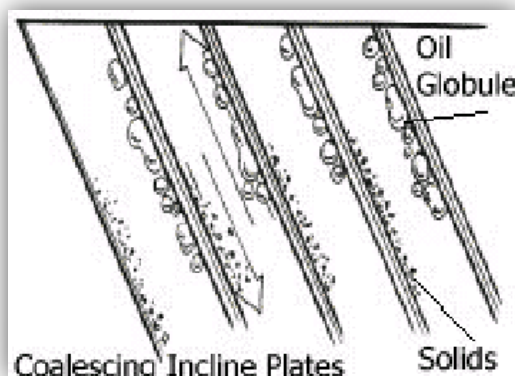


Fig. 30 Fenómeno de coalescencia y ascenso.

(Arnold K. Surface Production Operation)

VI.1.2.a Platos Interceptores Paralelos (PPI)

Esta instalación involucra una serie de platos paralelos al eje longitudinal axial de un separador API, estos platos forman una “V” cuando es visto a través del eje axial del flujo de tal forma que los aceites migran hacia la superficie y los sólidos son removidos por el fondo. Ver Figura 31.

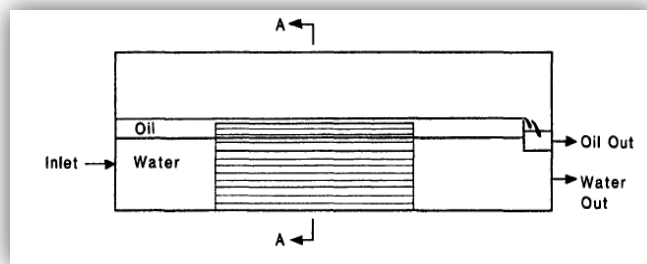


Fig. 31 Platos interceptores en paralelo.
(Arnold K. Surface Production Operation)

VI.1.2.b Platos Interceptores Corrugados (CPI)

Son usados para mejorar el performance de los tanques de separación por gravedad. Estos platos amplían la diferencia de densidad al proporcionar mayor superficie de contacto, minimizan la distancia entre gotas promoviendo la coalescencia y al incrementar el tamaño de las gotas permite reducir el tiempo de separación de las gotas y el agua de producción. Físicamente, se parecen a techos de las casas. En la figura 32 se apreciarán con mayor claridad.

Las **VENTAJAS** se encuentran en que reducen el tamaño de los separadores API, posee un diseño y operación simple. No posee partes móviles.

Las **DESVENTAJAS** se encuentran en sus limitaciones para remover tamaños de gotas por encima de 50 micrones, un mayor rendimiento requiere uso de productos químicos y es deficiente para recuperación de aceites pesados. Presenta limitaciones en alta carga de sólidos. Su costo oscila entre los 50 000 a 180 000 dólares y su costo operativo es relativo a su limpieza periódica.

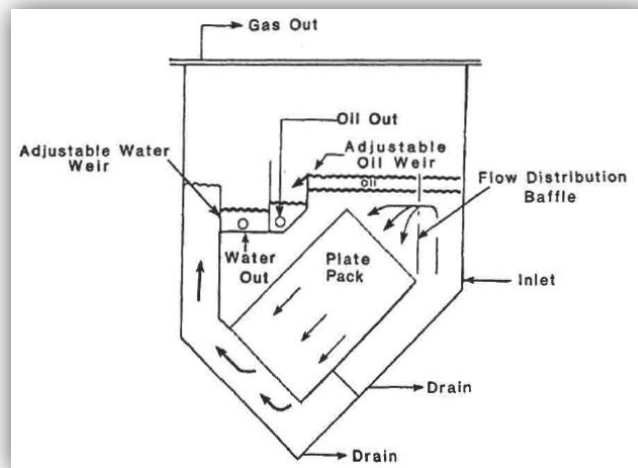


Fig. 32 Diseño de los platos CPI (Arnold K. Surface Production Operation).

VI.1.2.c Dispositivos de Flujo Transversal

Es una modificación de la configuración CPI para flujos perpendiculares, el cual permite mayor remoción de sedimentos y que el paquete de platos se encuentre más empaçados a la presión del equipo. La figura 33 muestra la geometría del diseño.

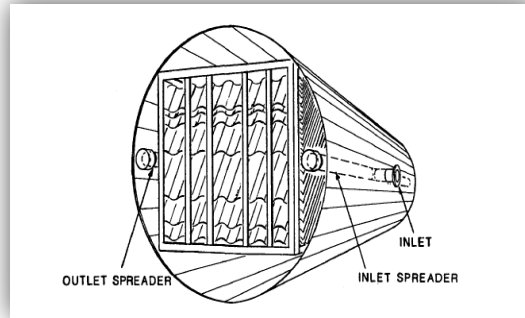


Fig. 33 Geometría de CPI con flujo transversal
(Arnold K. Surface Production Operation).

VI.1.3 COALESCEDORES MEJORADOS

VI.1.3.a Filtros coalescedores/ precipitadores

Los filtros coalescedores emplean arena, antracita o algún elemento fibroso para capturar las gotas de aceite y remover la coalescencia. Su capacidad de separación se encuentra entre 10 a 15 micras. Estos medios filtrantes son diseñados para ciclos de retrolavados. En algunas operaciones, el uso de filtros de arena han logrado tratar hasta contenidos de aceite entre 25 a 75 ppm (mg/L).

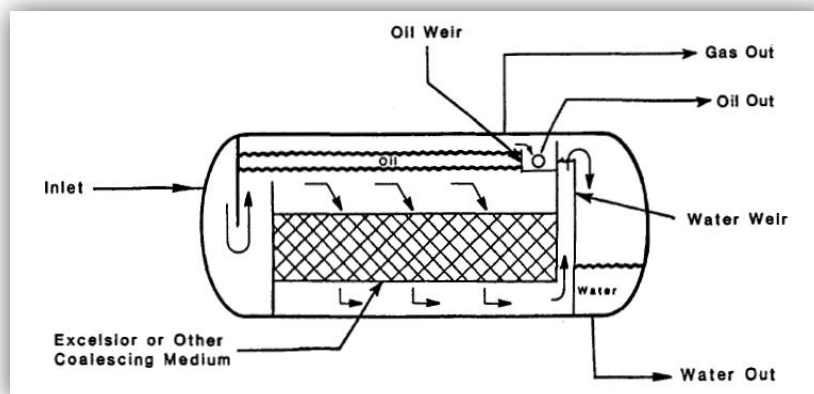


Fig. 34 Esquema del filtro Coalescedor
(Arnold K. Surface Production Operation).

VI.1.3.b Coalescedores Turbulentos de Flujo Libre (SP Pack):

Es un dispositivo desarrollado para crear la suficiente turbulencia pero no superior a al esfuerzo de la gota que permita un contacto efectivo. La pared de la tubería es igual al tamaño de la entrada de la misma por lo tanto no es susceptible al taponamiento. La figura 35 muestra el interior de un equipo estático (Skimmer, plato coalescedor, etc) con presencia de un dispositivo SP pack el cual promueve el contacto gota/gota incrementando con ello la coalescencia en la parte superior del equipo.

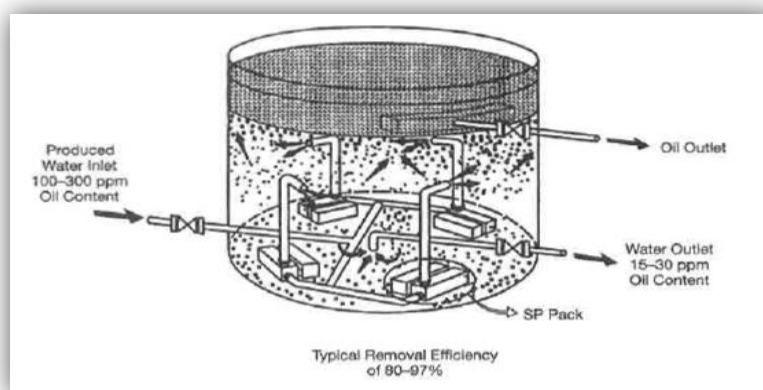


Fig. 35 Equipo Estático con interior SP pack
(Arnold K. Surface Production Operation).

VI.1.3. SEPARADORES POR GRAVEDAD MEJORADOS

VI.1.3.a Hidrociclones

Consta de un tubo cónico, con una alimentación de fluido tangencial en el tope que gira alrededor del mismo. Su movimiento en espiral es acelerado por la forma cónica del mismo. Los aceites y sólidos son forzados a salir por parte superior y el resto de agua por la parte inferior del mismo. A radios menores cónicos se establece menores concentraciones de aceite en el agua.

Las **VENTAJAS** del equipo son su alto flujo a separar, minimiza el movimiento al exterior (buena aplicación en plataformas petroleras), no posee partes móviles, ocupa poco espacio, maneja altas concentraciones de aceites y presenta facilidades para su mantenimiento. Su capacidad de separación se encuentra 5 – 15 micras.

Las **DESVENTAJAS** son su amplia caída de presión a lo largo de los accesorios, su performance depende de la relación de flujos, se emplea en la remoción de sólidos y es susceptible al taponamiento por sólidos. Posee un costo entre 75 000 a 450 000 dólares y sus costos relativos a mantenimiento se encuentran en la bomba de alimentación y las líneas de reemplazo durante su limpieza. La figura 36 muestra un esquema de los hidrociclones.

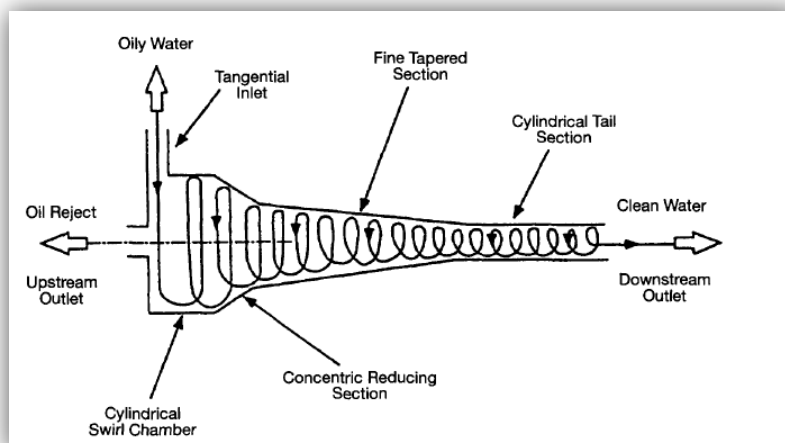


Fig. 36 Esquema de Hidrociclones (Arnold K. Surface Production Operation).

VI.1.3.b Centrifugas

Empleando el mismo principio físico que los hidrociclones, el movimiento en espiral causa que las dos fases (agua y aceite) se separen una de la otra. Estos equipos emplean partes móviles para girar el líquido y crear un movimiento giratorio. Su uso es más frecuente en la remoción de agua del aceite que el aceite del agua. Son muy efectivas en la remoción de sólidos.

Las **VENTAJAS** son su eficiencia en remoción de sólidos y aceites, es capaz de remover partículas sólidas menores a 2 micras.

Las **DEVENTAJAS** son su baja capacidad de flujo procesado y es muy susceptible a esfuerzos que incrementan sus costos de mantenimiento. Los costos de inversión de este equipo se encuentran entre los 150 000 – 800 000 dólares y su principal costo es el motor giratorio. La figura 36 muestra el esquema de los sistemas centrífugos.

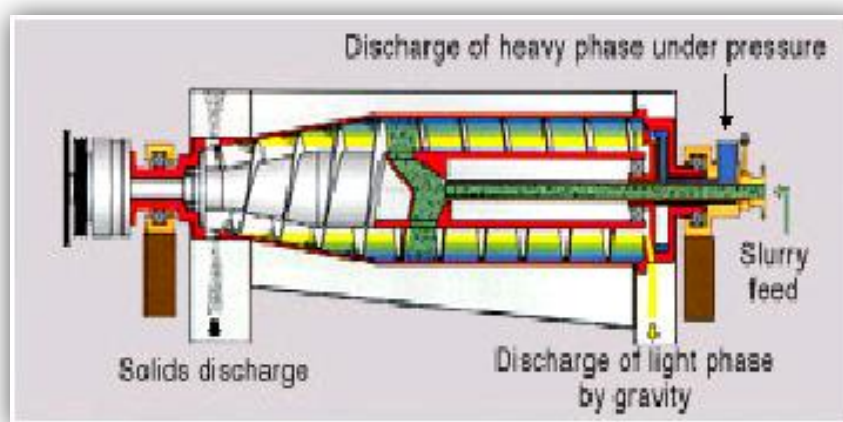


Fig. 37. Esquema de sistemas centrífugos.

VI.1.4 FILTRACIÓN

Considerado la última etapa en el proceso de tratamiento de agua para inyección, es el método más eficiente para remover las gotas de aceite y los sólidos suspendidos contenidos en el agua de producción. El proceso consiste en bombear el agua a presión por la parte superior de una cama porosa, normalmente arena o algún material fibroso poroso. Lo recomendable es emplear dos filtros en paralelo para evitar bypasear el agua de proceso durante el proceso de retrolavado, el cual es realizado entre una a 3 veces por día, dependiendo de la caída de presión entre la entrada y la salida del equipo. Se conoce que la capacidad de separación del filtro se encuentra para tamaños mayores a 1 micra.

Así mismo, en el caso de los sólidos estos pueden también ser atrapados por el filtro poroso, siendo el tamaño del poro en el medio filtrante quien determinará el tamaño de partícula a retener. Existen 3 mecanismos estudiados en el fenómeno de filtración los cuales son ilustrados en la figura 37.

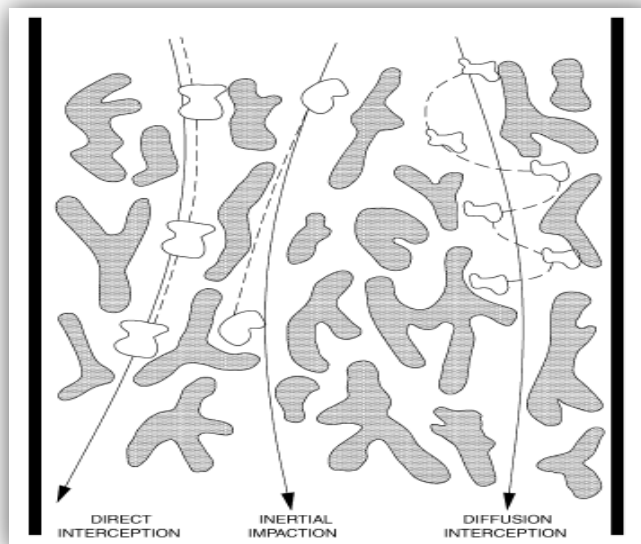


Fig. 38 Mecanismos de filtración porosa

Existen muchos materiales de relleno para los filtros como por ejemplo los de cerámica porosa, arena, antracita (carbón), grafito y otros. El criterio de selección del filtro viene dado por el material a filtrar. Si se encuentra petróleo y/o material orgánico (como existe en las operaciones de E&P de noroeste del país los filtros tienen a colmarse, manifestándose en un incremento en la caída de presión.

Actualmente, los filtros rellenos con cascara de nuez han presentado buen desempeño, esto debido a que la cascara de nuez presenta una propiedad mojante en agua (water-wet), lo cual implica máximo contacto en agua para remover los sólidos. Se presentan con frecuencia como tratamiento final del agua para inyección, luego de un proceso de flotación y/o floculado. La figura 38 muestra un equipo de filtración usado en instalaciones onshore (costa adentro).

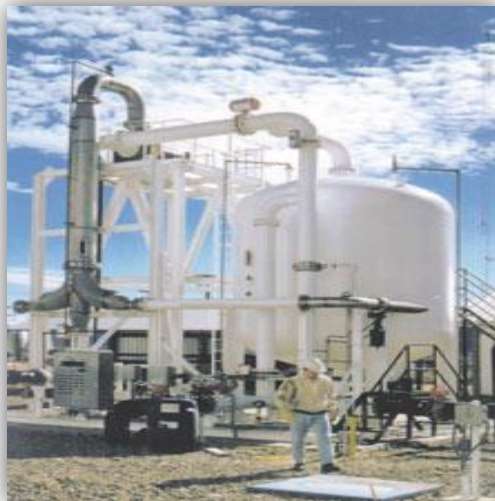


Fig.39 Equipo de filtración (Fuente: Siemens)

VI.1.5 FLOTACIÓN

El proceso de flotación consiste en remover sólidos y aceites por medio de la inyección de un gas (gas natural, nitrógeno, CO₂, aire, etc). El contacto del gas con los sólidos y aceites permite incrementar la remoción de los mismos del agua de inyección. El contacto gas/ sólido/aceite es a través de la promoción de burbujas de gas las cuales son generadas con diferentes métodos. Las técnicas de flotación se desarrollarán en forma detallada en el siguiente capítulo denominado “FLOTACIÓN”.

VI.2 TÉCNICAS QUÍMICAS

Los químicos en el procesos de tratamiento de agua de inyección tienen dos finalidades.

1. Remover y controlar la formación de sólidos durante su tratamiento y reinyección al campo.
2. Recuperar la mayor cantidad de aceites del agua de producción tanto para maximizar la producción como para reducir posibles problemas de taponamiento producto de emulsificaciones con los sólidos presentes en la formación.

De acuerdo a estos dos puntos a continuación se describen los algunos productos químicos desarrollados para este fin:

VI.2.1 Coagulantes y floculantes

La finalidad de estos productos es incrementar densidad de la partícula a través del incremento de la masa de la partícula a través de la formación de un floc o flóculo de tal forma de incrementar su velocidad de separación. Con frecuencia se les conoce como clarificadores.

Los sólidos presentes en el agua de formación como se menciona anteriormente tienen diferentes orígenes y por ende diversos tamaños de partícula. Su naturaleza les entregará la característica de flotabilidad y carga parcial neta, los coloides o partículas menores a 1 micra poseen por lo general una carga parcial neta negativa.

Para promover un puente entre las partículas y neutralizarlas los **COAGULANTES**, entregan carga positiva a la partícula en suspensión. Un método para cuantificar la carga parcial neta del sistema es a través del potencial Z.

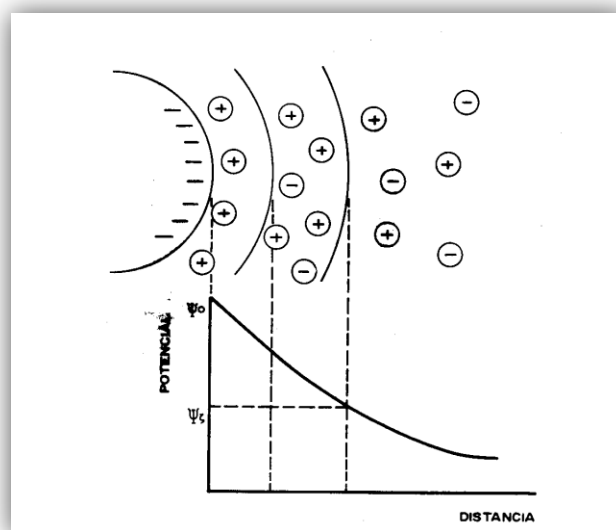


Fig. 40 Potencial de una Partícula Coloidal.

Los **Floculantes** es la aglomeración de partículas desestabilizadas por el coagulante llevando a la formación del flóculo manteniéndolo estable y permitiendo su posterior separación.

La gran mayoría de los floculantes son polímeros naturales o sintéticos como las poliacrilamidas y pueden presentar carga positiva (catiónicos), negativa (aniónicos) y neutros (no iónicos).

Para determinar la efectividad de un coagulante/floculante en el medio se emplean los Jarr Test o pruebas de jarras, la cual controla: pH del medio, Dosificación del producto químico, tiempo de residencia para la coagulación floculación y sedimentación. La fig. 41 muestra un ensayo con test de jarras.

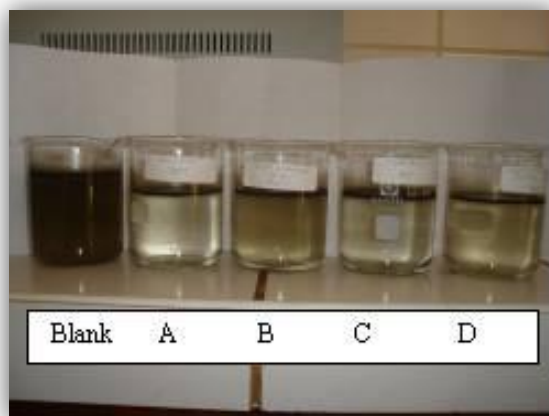


Fig. 41 Test de Jarras.

VI.2.2 Biocidas

Son agentes químicos encargados de controlar el crecimiento bacteriano, especialmente el crecimiento de las BSR (Bacterias Sulfato Reductoras), las cuales promueven la corrosión microbacteriana (MIC) y sólidos muy finos químicamente identificados como sulfuro de Hierro (FeS), causante del taponamiento de líneas en los sistemas de inyección y en los inyectoros.

El mercado de los Biocidas se caracteriza por dos tipos los Biocidas oxidantes y los no oxidantes. En el caso de las operaciones de producción de petróleo se establece la aplicación de los **Biocidas No Oxidantes** por su no aportación de oxígeno al sistema, agente considerado altamente corrosivo para las instalaciones de superficie. Entre los principales Biocidas **No Oxidantes** tenemos:

- Aldehídos: Formaldehído (HCHO), Glutaraldehído ($\text{OCH/CH}_{2/3}\text{CHO}$) o pentanodiol; acroleína ($\text{H}_2\text{C}=\text{CHCHO}$) o 2 propenal.
- Amonios Cuaternarios, con formula $(\text{R}_1\text{R}_2\text{R}_3\text{R}_4\text{N})^+\text{-X}$.
- Halogenados: $\text{C}_3\text{H}_6\text{BrNO}_4$ (Bromopol).
- Isotiazolona, Carbamatos.
- Sales Cuaternarias de fosfonio General $(\text{CH}_2\text{OH})_4\text{P-X}$.

En la industria tienen gran aplicación el Glutaraldehído y las amonios cuaternarios ya sean por separado o en base a un formulado (mezclado en concentraciones y bases patentadas por cada empresa) y el THPS (Tetrakis Hidroximetil fosfato- sulfonio).

VI.2.3 Inhibidores de Corrosión

El tema de la corrosión en campos petroleros tiene varias fuentes, sobre todo en las instalaciones de subsuelo, pues fenómenos de tensiones, compresiones, calidad del agua de inyección, flujo producido, tipo de producción, etc. son todos ellos diversos aspectos que conllevaran a diversos tipos de corrosión sin embargo es posible estos efectos de la siguiente manera:

- El agua destilada libre de gases disueltos no es corrosiva.
- Un recubrimiento anticorrosivo sobre el metal lo aísla del electrolito e impide el contacto metal/ metal y evite la corrosión.

- Un ánodo o cátodo de sacrificio desvían el proceso electrolítico y evitan la corrosión.

En base a lo descrito anteriormente, químicamente es posible controlar la corrosión de dos formas.

- Promoviendo una **película protectora o fílmica**, es decir promoviendo un químico adherente sobre la superficie del metal y permitir protegerla de la corrosión por fluidos corrosivos. Bases químicas con propiedades fílmicas son los grupos amino ($-NH_2$), la cual se fija por polaridad bajo el mecanismo de Quimisorción al metal y el resto de la cadena hidrocarbonada, ubicada al otro extremo, se vuelve hidrofóbica aislando de esa manera la superficie del metal.
- Generando la **Neutralización el fluido corrosivo**: Los gases ácidos corrosivos como el H_2S y el CO_2 presentes en el agua son controlados a través de la neutralización de los mismos a través de aminas neutralizantes aprovechando sus propiedades de basicidad y solubilidad en el agua.

VI.2.4 Secuestrante de Oxígeno

Debido a sus propiedades altamente corrosivas, el oxígeno es considerado un agente altamente perjudicial tanto para las instalaciones de superficie como para las de subsuelo en los procesos de reinyección de agua de producida y agua de mar.

Como método de control química del oxígeno de aditiva al sistema productos como bases químicas de sulfito, bisulfito de sodio entre otros con sales catalizadas de cobalto, el cual reacciona con el oxígeno para formar

sulfatos. Existen otras bases químicas como la Hidracina, pero esta es de uso limitado por su alto grado de toxicidad.

VI.2.5 Inhibidores de Incrustación

Las incrustaciones (sales a base de sulfatos y carbonatos) son sólidos cristalinos que se forman en el agua de inyección durante su procesamiento y transporte, las cuales generan taponamientos y daños a las formaciones inyectoras durante el proceso de inyección. Debido a que las incrustaciones se forman a partir de la sobresaturación del medio, producto de una incompatibilidad de aguas, los inhibidores de incrustación cumplen la función de:

- Retardar o bloquear el proceso de nucleación (formación de cristales).
- Modificar la forma y estructura de los cristales.
- Prevenir los mecanismos de adherencia de los precipitados a una superficie y permitir su libre tránsito a través de las líneas de flujo.
- Modifican las características de los iones incrustantes, incrementando las fuerzas de repulsión entre cristales aglomerados.

En cuanto a las bases químicas relacionadas a los inhibidores de incrustación, los más comercializados son en base al ión fosfonio es decir fosfatos, polifosfatos y fosfonatos los cuales son muy empleados para inhibir la formación de CaCO_3 . Así mismo, en los 90s bases químicas relativas a los policarbonatos y polimaleatos (Poliectrolitos en base a los ácidos acrílicos y maleicos). Sin embargo, no son usadas con frecuencia debido a sus dificultades para su monitoreo y control. La figura 42 y 43 muestran los fenómenos de nucleación (formación de cristales) en aguas salobres.

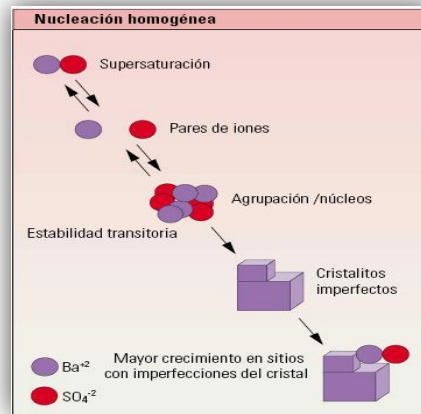


Fig. 42 Nucleación homogénea (Fuente: Slumberger)

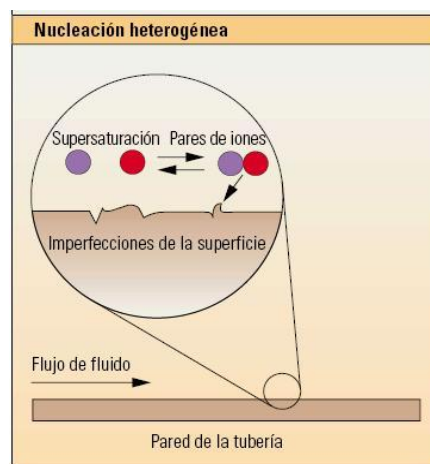


Fig.43. Nucleación Heterogénea (Fuente: Slumberger).

VI.2.6 Demulsificantes inversos o/w

Los también denominados rompedores de emulsión inversa se emplean para remover gotas de petróleo del agua coproducida antes de ser reinyectada o descargada a superficie. Algunas bases químicas como las poliamidas y compuestos poliamínicos de amonio cuaternario, los cuales son solubles en agua faciliten la asociación de las gotas de petróleo disperso y su flotación.

VI.2.7 Surfactantes

Es un agente tensoactivo o reductor de tensión superficial e interfacial, se incorpora para mejorar la mojabilidad entre fases. Estos surfactantes son empleados para limpiezas químicas (como en los filtros). Algunas bases empleadas en la industria son el alquilaril sulfonato y los alquifenoles etoxilados. Una aplicación muy empleada en campo es el uso de surfactantes no iónicos como el NonilFenol, empleado en la limpieza de filtros tipo Cascara de Nuez. La figura 42 muestra la interacción del surfactante sobre una superficie líquida.

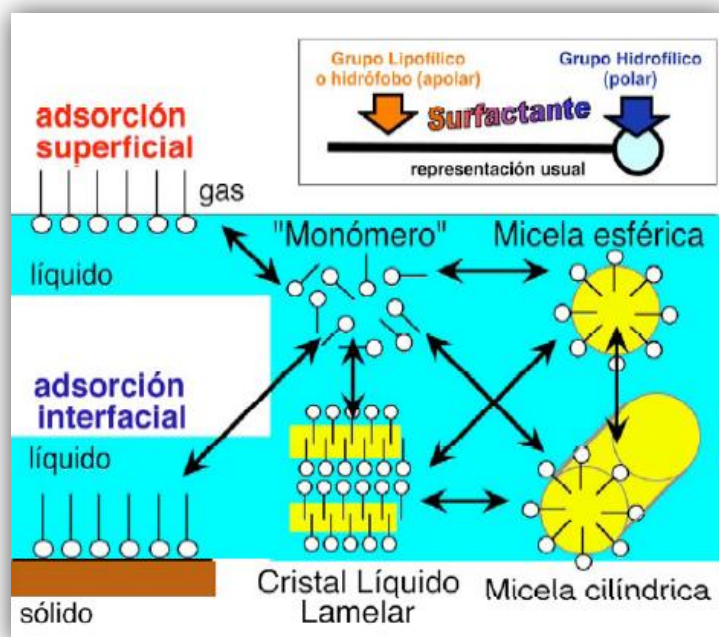


Fig. 44: Representación de una molécula de surfactante y su interacción en las interfases en una solución. (Escuela de Ing. Química de Venezuela FIRP).

CAPÍTULO VII: FLOTACIÓN

Utilizada desde hace más de 100 años en la industria minera para separar minerales con diferente densidad e incorporada para tratar efluentes industriales en refinерías (remueve petróleo suspendido y mejora DQO y DBO a la vez que airea el agua) esta operación se utiliza en el Upstream desde los años '50. Su principio teórico de aplicación es conocido por “ley de Stokes inverso”, pues a través de la inyección de burbujas muy finas se reduce la densidad relativa de los aceites y sólidos contenido en el agua para promover su flotación y posterior remoción a través de sistemas skimmers respecto al fluido que lo contiene, en este caso agua salobre. La ley de Stokes inversa se plantea de la siguiente forma:

$$V = \frac{2 * (\rho_{bm} - \rho_w) d_{bm}^2}{8 * \mu_w} \dots\dots\dots (2)$$

Donde, v es la velocidad de separación, ρ_{bm} es la densidad mixta de burbuja/aceite/sólido, ρ_w es la densidad del agua, d_{bm} es la diámetro de burbuja y μ_w es la viscosidad del agua. Como es de esperarse, la densidad mixta burbuja/aceite/sólido, va a depender de la interacción que existe entre estos tres componentes. Los procesos de flotación básicamente están constituidos por las siguientes etapas:

- Generación de burbujas en el agua a tratar.
- Contacto entre las burbujas de gas y la partícula o gota de aceite suspendido en el agua.
- Adherencia de la partícula o gota de aceite a la burbuja de gas.
- Elevación de la combinación de la mezcla aire/ sólido a la superficie donde el material flotante es removido.

La figura 45 muestra el proceso de formación de burbujas, adherencia y remoción de partículas y aceites del agua a través del contacto con las burbujas generadas.

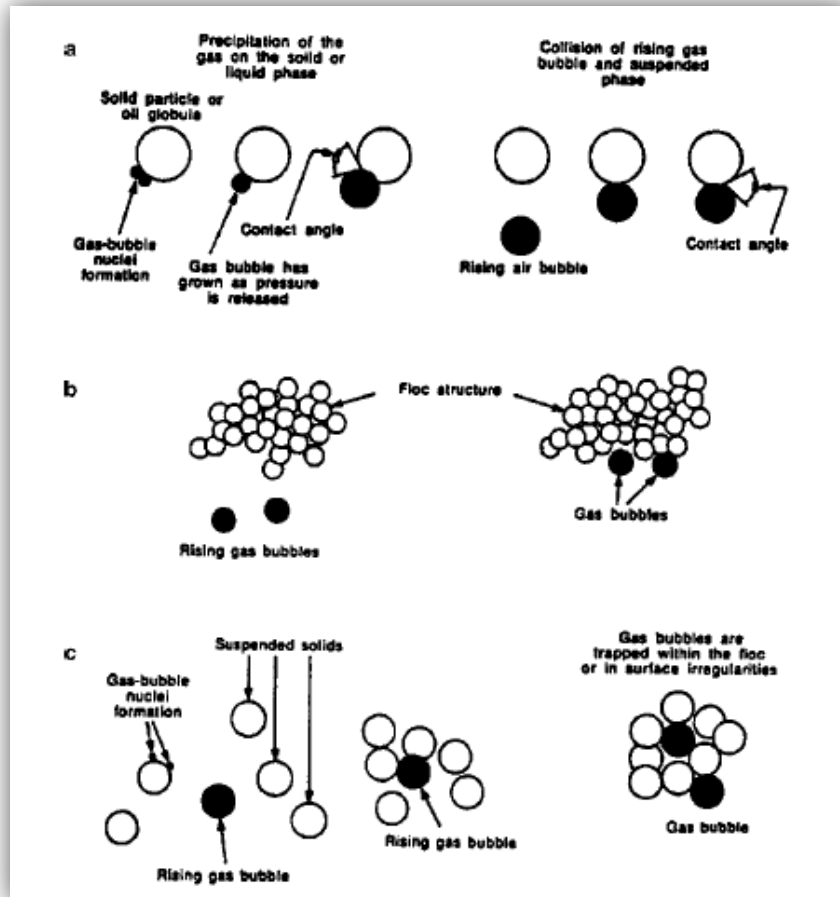


Fig. 45 Contacto partícula/aceite/ burbuja en los procesos de flotación.

(K. Wang, L. PhD & K. Shammash, N. PhD & A. Selke, W DEng. & B Aulenbach D, PhD, Flotation Technology, Humana Press, London 2010).

Existen cinco tipos diferentes de sistemas de flotación, su clasificación se basa en el método de formación de burbujas.

1. **Gas/ Aire disuelto:** El gas es liberado de una solución sobre saturada como resultado de la despresurización.
2. **Gas/Aire inducido o disperso:** Es gas o aire es mezclado o inducido mecánicamente para la formación de burbujas.

3. **Inyección por dispersores:** El gas o aire es inyectado directamente al fluido por medio de un dispersor.
4. **Electrólisis:** Las burbujas son generadas por la electrólisis del agua.
5. **Vacío:** El aire es liberado de una solución saturada por una presión negativa.

De todos ellos, los más comerciales y ampliamente empleados en la industria del tratamiento de aguas son los dos primeros, a través de los métodos de flotación por gas/ aire disuelto (DGF/DAF) y por gas inducido o disperso (IGF/IAF). Para el caso del tratamiento de agua para inyección no se contemplará el uso de oxígeno debido a sus propiedades corrosivas.

VII.1 SISTEMAS DE FLOTACIÓN POR GAS INDUCIDO/DISPERSO

Los procesos de flotación por gas inducido mecánicamente inyecta gas (CO_2 , N_2 , metano, gas natural, etc) o aire a través de un inyector directamente sobre la celda o equipo de flotación. La generación de burbujas se realiza a través de un rotor o impulsor mecánico el cual corta las burbujas haciéndolas más pequeña de la siguiente forma:

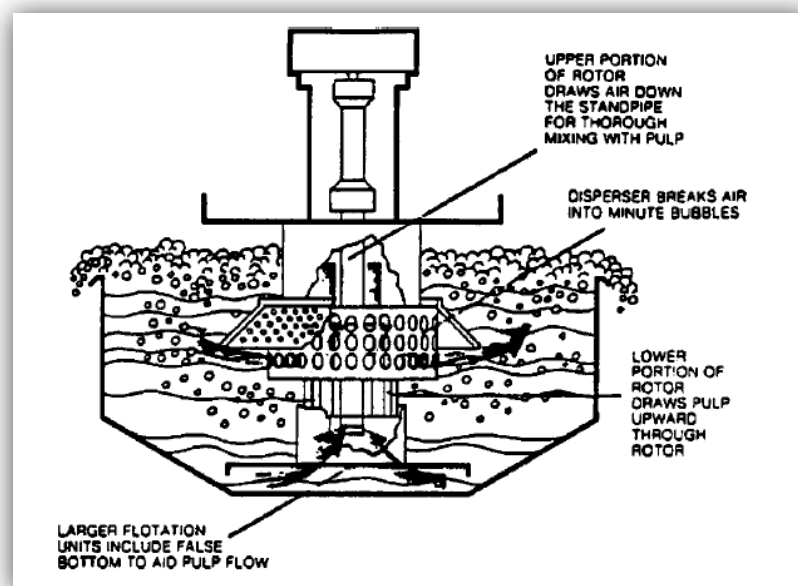


Fig. 46 Celda de flotación IAF

En los sistemas de flotación por gas inducido (IGF), el impulsor alta velocidad de rotación induce mucha mayor cantidad de gas o aire en la producción de burbujas en un tamaño alrededor de 1000 micras de diámetro.

La cinética del IGF es muy rápida, resultando en un tiempo de retención relativamente corto (5 min o menos) conllevando a reducciones en el tamaño del equipo. Las unidades comerciales de tratamiento de agua que emplean IGF por lo general utilizan multiceldas o celdas en serie en el diseño. Alcanzando porcentajes de remoción del 97.5 %. En los sistemas IGF, los químicos son agregados antes de la primera celda, aprovechando la turbulencia generada en la misma para garantizar su mezclado y acción respectiva.

En cuanto a la hidrodinámica, es decir la mecánica o movimiento de fluidos al interior de la celda, la flotación en celdas de gas disperso consiste de dos comportamientos flujos de fluidos, el líquido y el gas junto con tres distintas regiones, cada una de las cuales es importante para obtener máximos rendimientos de remoción como lo muestra la figura siguiente:

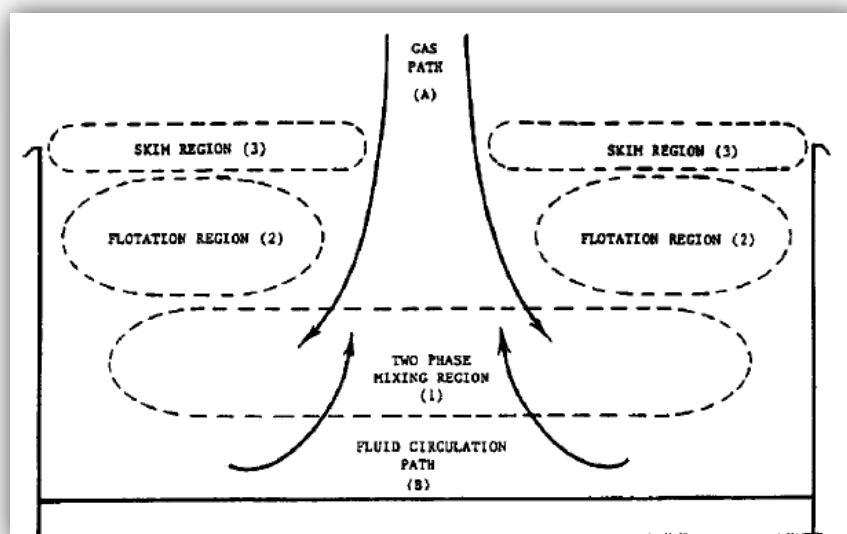


Fig. 47 Características hidráulicas de una celda IGF

VII.1.1 FACTORES DE RENDIMIENTO PARA SISTEMAS IGF

Existen diversos métodos que permiten cuantificar y controlar los procesos de flotación por inyección de gas y estos se basan en la dispersión de gas en la cámara de flotación. Para establecer el grado de dispersión de gas se conoce las siguientes indicadores más relevantes: Tamaño de burbuja (D_b), velocidad superficial del gas (J_g), "holdup" de gas (E_g) y (S_b) flujo de área superficial de burbujas.

VII.1.1.a Tamaño de Burbuja (D_b)

El indicador más utilizado y que comprende información sobre la superficie y volúmenes de las burbujas en la celda, lo constituye el diámetro de Sauter. A continuación se muestra una gráfica donde se indica la influencia del flujo (litros/segundo) y los RPM del rotor con respecto al tamaño de burbuja.

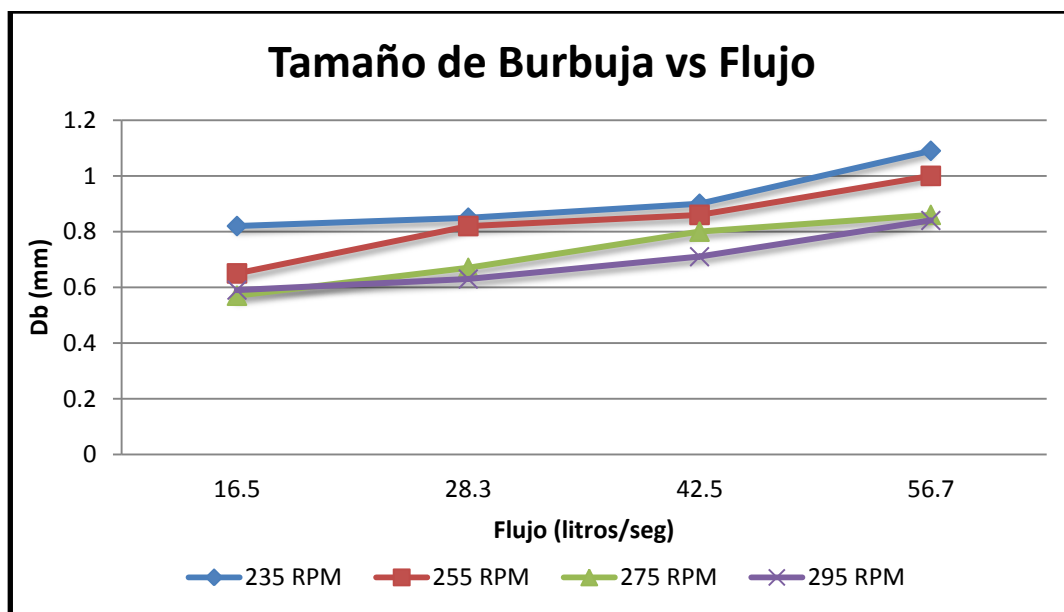


Fig. 48. Tamaño de burbuja vs flujo a diferentes RPM motor. Dorr Oliver.
(Referencia: Pergamon – 0892-6875(98)00025-9)

VII.1.1.b Velocidad Superficial del gas (Jg)

La velocidad superficial del gas, estima la velocidad con que las burbujas ascienden por la celda. La estima como la simple división del flujo del gas que entra a la celda (Q) y el área (A) efectiva de sección transversal de la celda. Se dice que sólo la estima, ya que la velocidad de ascenso de las burbujas depende, en gran medida, del tamaño de ellas, de la viscosidad del medio líquido y de otros factores.

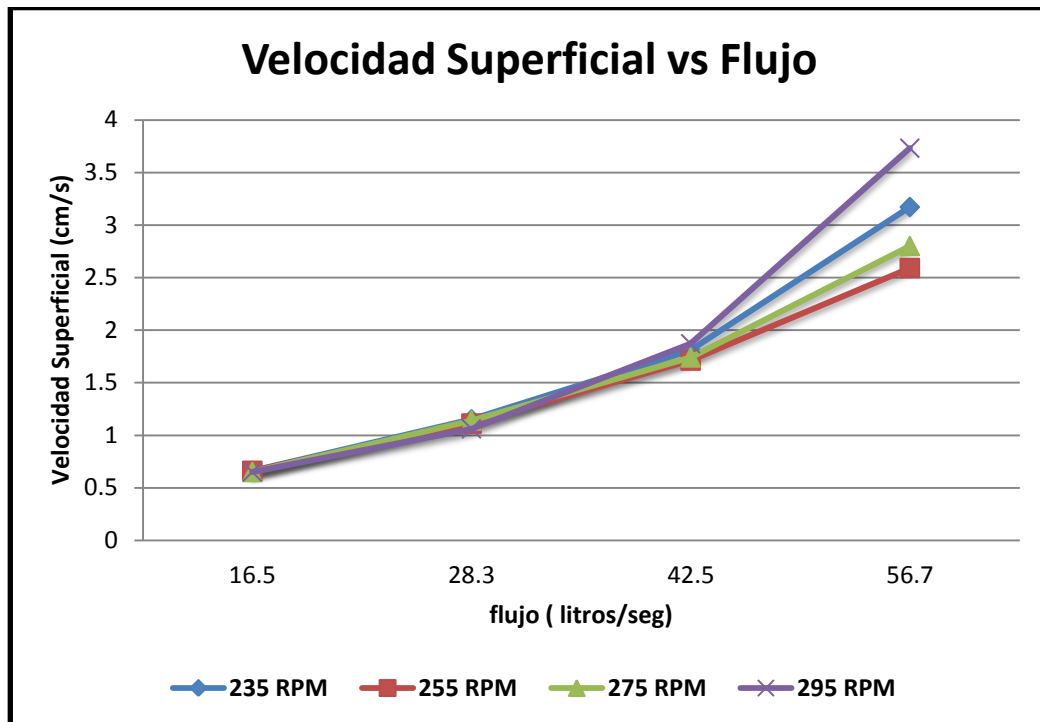


Fig. 49. Velocidad Superficial vs flujo a diferentes RPM motor. Dorr Oliver.
(Referencia: Pergamon – 0892-6875(98)00052-0)

VII.1.1.c Hold up de Gas (Eg)

Este indicador representa la fracción de volumen de gas contenida en la celda. Para medirla, existen varias alternativas. La técnica directa, que consiste en medir diferencias de peso o volumen causadas por las burbujas y una técnica indirecta, que consiste en medir las diferencias de la conductividad

eléctrica con o sin presencia de burbujas. Es un valor adimensional expresado en porcentaje (%).

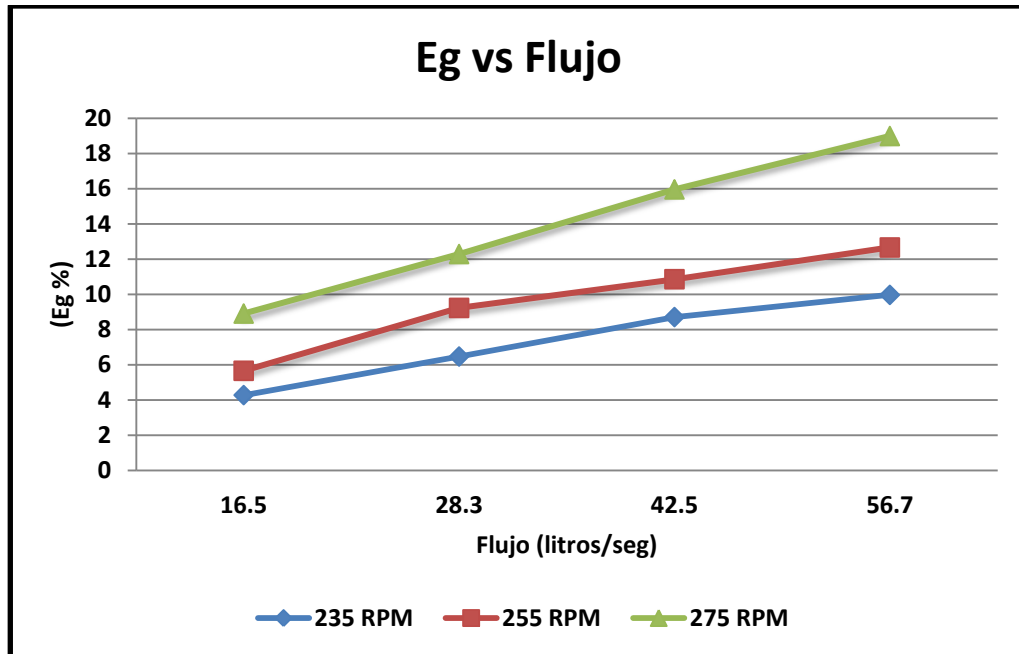


Fig. 50. Eg vs flujo a diferentes RPM motor. Dorr Oliver.
(Referencia: Pergamon – 0892-6875(98)00118-12)

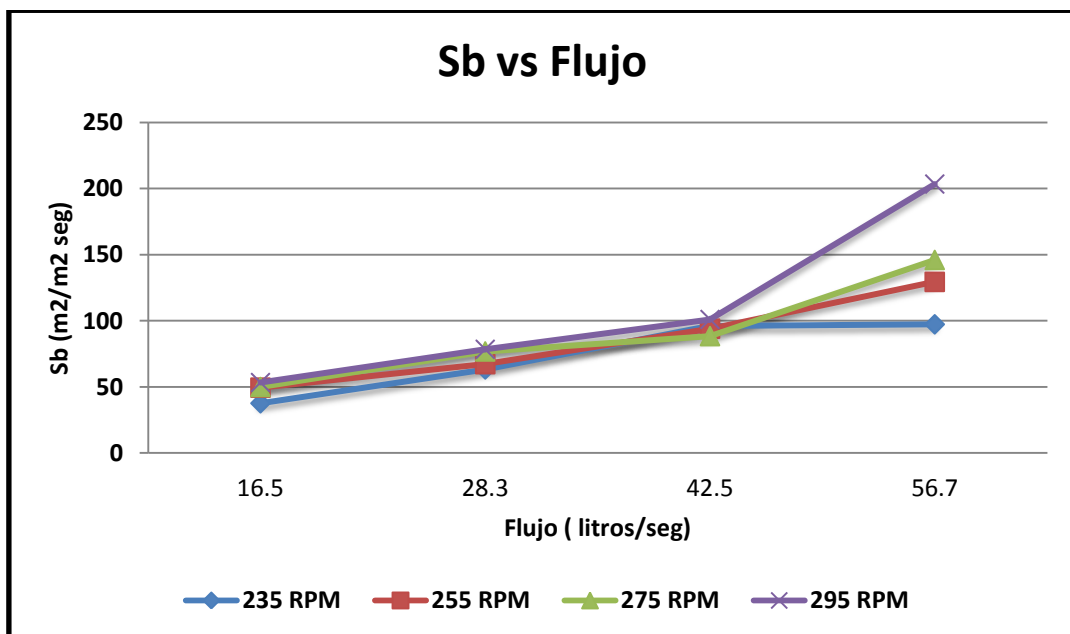
VII.1.1.d Flujo de Área Superficial de Burbujas (S_b)

Los resultados de la flotación están asociados a la capacidad de las burbujas de transportar las partículas de interés. Esta capacidad depende, principalmente, de la superficie total de gas disponible en la celda, para realizar el transporte. La superficie, está determinada por la cantidad de gas que entra a la celda y por la forma en que se está distribuyendo, es decir al tamaño de burbuja

Esto último, corresponde al tamaño de las burbujas. De esta manera, surge la necesidad de un indicador que relacione el flujo de gas con el tamaño de las burbujas. Así se define (S_b) flujo de área superficial.

$$Sb = \frac{6 * J_g}{d_b} \dots\dots(3)$$

Este indicador, representa el flujo de superficie de burbuja por unidad de área transversal de celda. Tiene unidades de (cm² de burbuja/s)/(cm² de celda). La fig. 51 muestra el incremento del flujo del área superficial con respecto al flujo de alimentación a la celda y a los RPM del motor del impulsor.



**Fig. 51. Eg vs flujo a diferentes RPM motor. Dorr Oliver.
(Referencia: Pergamon – 0892-6875(98)00014-12)**

VII.1.1.e Cinética de proceso (k)

Al igual que un reactor, los procesos de flotación contemplan caracterizar su rendimiento a partir de su constante cinética “k” en la cual nos permite medir la velocidad de remoción con respecto a su concentración (litros/segundo). La constante cinética va a depender de todos los índices

arriba mencionados. Sin embargo, es posible inferir a partir del área superficial de burbujas una relación entre ambas.

$$Rc = \frac{k_c * \tau}{1 + k_c * \tau} \dots\dots\dots (4)$$

Donde; Rc es la recuperación debido a la flotación en la pulpa, kc es la constante cinética de flotación y τ es el tiempo en el proceso de flotación. La figura 52 muestra una relación entre la constante cinética y el área superficial de burbujas.

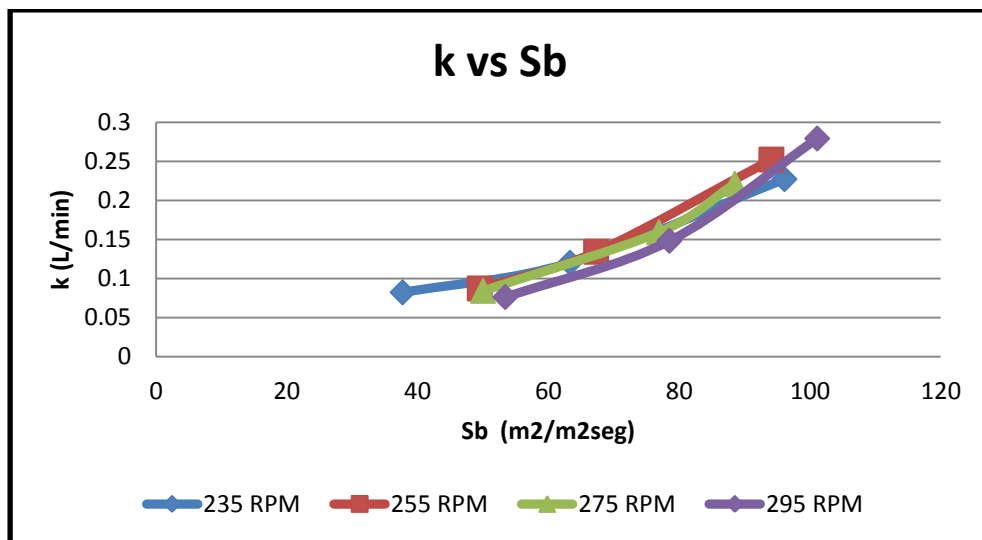


Fig. 52. Eg vs flujo a diferentes RPM motor. Dorr Oliver.
(Referencia: Pergamon – 0892-6875(98)00014-12)

De todas las expresiones aquí mostradas, es posible concluir que el área superficial de las burbujas va a direccionar el rendimiento de la celda o celdas de flotación por ende la tendencia es a incrementar el área superficial de las burbujas, es decir a menor tamaño de burbujas se mejorará el rendimiento del sistema de flotación.

VII.2 SISTEMAS DE FLOTACION POR GAS DISUELTO

Es un proceso empleado para la separación de partículas sólidas o líquidas (aceites) de una fase líquida. El gas empleado para la flotación se disuelve mediante un proceso de presurización efectuado en una cámara o drum presurizador.

El fluido presurizado (30 – 85 psi) pasa a través de una válvula liberadora de presión y luego es liberado dentro de un tanque flotador hasta alcanzar la presión atmosférica. La acción de la válvula provoca la disolución del gas, liberándose en forma de burbujas muy finas o microburbujas en un rango de 40 a 70 micras. Las burbujas se adhieren a la superficie del sólido arrastrándolos consigo hasta la superficie. La figura 53 muestra las burbujas formadas luego de la despresurización del gas disuelto y la figura 54 muestra el fenómeno de adherencia de la partícula y la burbuja.

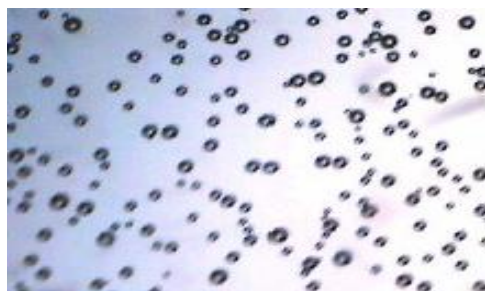


Fig. 53 Gas despresurizado- SPE 98975

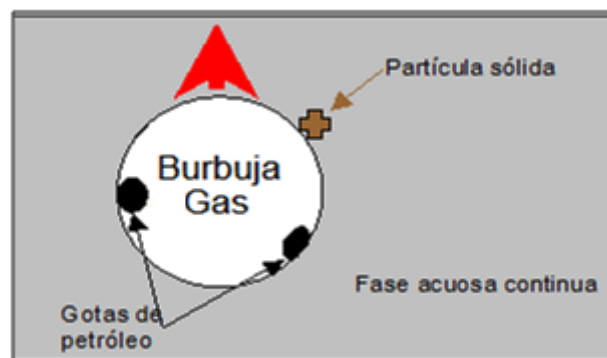


Fig.54 Contacto burbuja / partícula/ aceite.

Las partes más importantes de un equipo de flotación por gas disuelto son las siguientes:

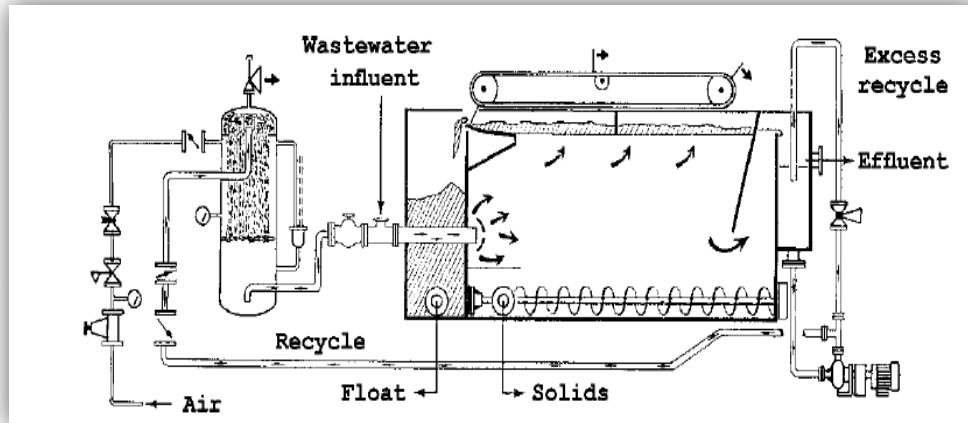


Fig. 55 Esquema de un sistema de flotación por gas disuelto.

El esquema anterior (Fig. 55) muestra las siguientes partes de un sistema de flotación convencional con recirculación: Bomba de presurización, Sistema para inyección de aire/gas, Tanque o equipo de retención o saturación, Válvula reductora de presión, Tanque de flotación y los sistemas de adición de químicos.

Existen varios esquemas de presurización de la línea de flujo que pueden ser usados en la secuencia de presurización:

VII.2.a Flujo Total

Toda el agua es presurizada y saturada con gas. Con ello se incrementa la probabilidad de contacto partícula – burbuja. Sin embargo, promueve esfuerzos adicionales de la bomba y los procesos de reducción de presión producto del mayor contenido de sólidos presentes. Además los aceites tienden a ser más emulsionados por el esfuerzo de corte en el bombeo, incrementando la dificultad de separación.

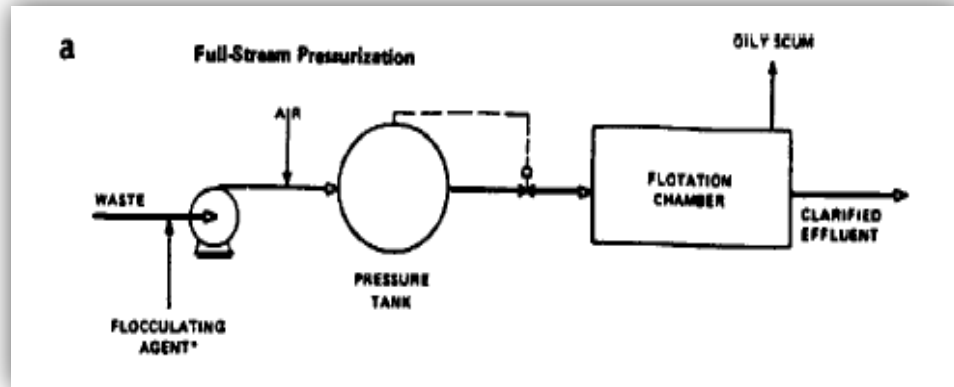


Fig. 56 Esquema de presurización de flujo total

VII.2.b Flujo Dividido

En este caso parte del agua es dividido a través del sistema. Se mejoran los costos de bombeo, capacidad de manejar variaciones de flujo y la ruptura de flóculos son aspectos muy positivos de esta alternativa. Sin embargo, al igual que el caso anterior persisten los problemas de esfuerzos de los flóculos y de emulsiones con los aceites además de la reducción de la cantidad de gas de alimentación y la presencia de sólidos aun abrasivos para el sistema. La fig. 56 muestra el esquema de flujo dividido el cual incluye una cámara de floculación.

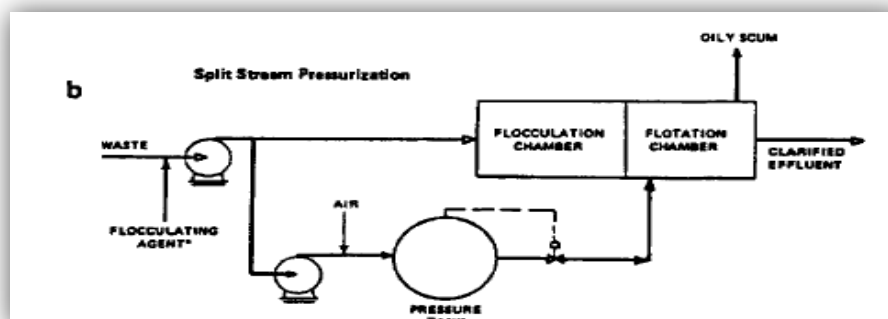


Fig. 56 Presurización con flujo dividido

VII.2.c Recirculación

En este esquema, entre el 20 al 50 % del agua tratada es retornada al sistema de presurización, evitando la ruptura de los flóculos o la demulsificación de los aceites no tratados. Sin embargo, esto incrementa el tamaño del equipo debido al incremento de la carga hidráulica (gal/min/ft²) de ingreso total de flujo.

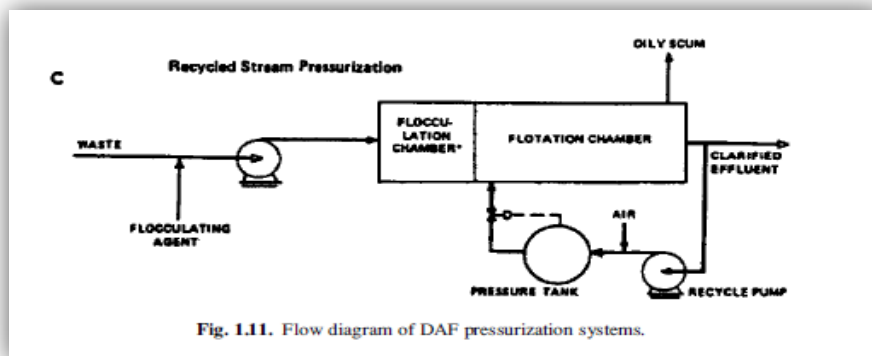


Fig. 57 Presurización con recirculación

VII.3 FACTORES DE RENDIMIENTO DE SISTEMAS DGF

Con la finalidad de definir los principales factores que influyen en los procesos de separación de sólidos y aceites a través de la flotación por gas disuelto con recirculación y a través de un balance de masa global y por componente se obtiene la siguiente expresión:

$$\frac{G}{S} = \frac{R}{Q} \cdot \frac{S_o(fPa-14.7)}{X_o} \dots\dots\dots(5)$$

Donde, G/S es la relación gas sólido y aceites esta en mg/mg o en ml/ml (v/v), R es el flujo en el reciclo y Q es el flujo de alimentación, ambos están en m³/s. X_o es la concentración de sólidos y aceites del sistema. S_o es la solubilidad del gas en el agua

a la presión atmosférica o al constante de Henry en mol/L.psi, f es la eficiencia del proceso de saturación. A continuación se describirán los principales efectos de estas variables sobre la remoción de sólidos y aceites.

VII.3.1 SOLUBILIDAD

Los sistemas de flotación por gas disuelto tienen su clave en la formación de burbujas a partir de la disolución del gas bajo presión y su posterior liberación para formar burbujas en una cámara alterna. La cantidad de gas es gobernada bajo la **ley de Henry** la cual establece que un gas se disuelve en un volumen dado de líquido es directamente proporcional a la presión de gas. La expresión matemática es la siguiente:

$$C_g = K_{H_g} \cdot P_g \dots\dots\dots(5)$$

Donde C_g es la concentración del gas (mol/L), P_g es la presión parcial de gas (psi) y K_{H_g} es la constante de solubilidad de Henry para un gas específico (mol/L .psi). Por lo tanto, la cantidad de gas disuelto y por ende liberado durante el proceso están en función de la presión inicial. Así mismo, se conoce un incremento de temperatura entre 0°C a 30 °C reduce la solubilidad en un 45 % y la salinidad reduce la solubilidad en un 19 % de 0 a 20 000 ppm de sales en el agua. Por lo tanto, se considera que la constante de Henry depende de la temperatura y del contenido de sales en el agua.

$$K_H = f(\text{Temperatura, salinidad}) \dots\dots (6)$$

La siguiente tabla 7 muestra constantes de Henry o de solubilidad para algunos gases empleados en los procesos de flotación a una temperatura de 25 °C.

GAS	KHo (M /atm) x 1000	GAS	KHo (M /atm) x 1000
CH4	1.4	N2	0.65
C2H6	1.8	CO2	340
C3H8	1.5	C2H4	4.7
C4H10	1.1	O2	1.3

Tabla 7. Constantes de Henry a 25 °C

VII.3.2 TAMAÑO DE BURBUJA

Según las investigaciones del Científico Vrablik sobre el tamaño de burbujas en los sistemas de flotación por gas disuelto, obtuvo un tamaño de burbuja entre 45 a 115 micras con un diámetro medio de 75 a 85 micras bajo una presión entre 20 a 50 psi de saturación, encontrándose una mejor capacidad de arrastre a menores diámetros de flujo (menores a 130 micras).

El número y tamaño de burbujas de gas o aire formado está en función del medio físico químico del agua. Además temas como la tensión superficial y la concentración de sólidos disueltos son también parámetros que influyen en el tamaño de las burbujas. Por otro lado a incrementos de temperatura el tamaño de burbuja también se reduce. La figura representa el tamaño de burbuja generado a dos presiones distintas tanto a 20 como a 50 psi de saturación.

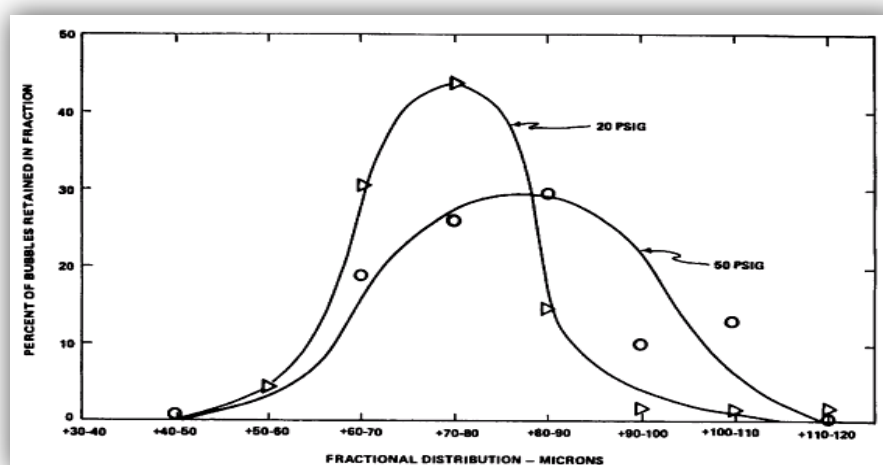


Fig. 58 Tamaño de burbuja vs Presión de Saturación.

De la figura 58, a mayor presión de saturación el tamaño de burbujas promedio es mejor que a presión de saturaciones bajas. El siguiente esquema (fig. 56) ilustra el tamaño promedio de burbujas generadas bajo las diferentes técnicas de generación de burbujas, siendo las producidas bajo el proceso de aire/gas disuelto las de menor tamaño.

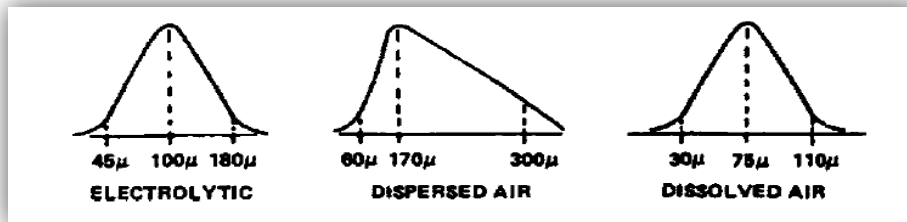


Fig. 59 Método vs tamaño de burbuja generada.

La siguiente tabla compara algunos datos referenciales al tamaño de burbuja, energía de tratamiento, tiempo de retención y sus principales aplicaciones:

COMPARACIÓN DE PARÁMETROS UTILIZADOS EN TRES PROCESOS DIFERENTES DE FLOTACIÓN			
PARAMETRO	Gas Disperso	Gas Disuelto	Electrólisis
Promedio de Diámetro de Burbuja a 60 dinas/cm (mm)	170	75	100
Velocidad de ascenso ft/min (cm/s)	3 (1.5)	0.2 (0.1)	1 (0.5)
Número de burbuja/cm ³	0.2×10^4	3.6×10^6	1×10^6
Área Superficial de burbuja (cm ² /cm ³)	293	800	454
Tamaño de burbuja (micras)	100 - 1000	40 - 70	50 - 70
Consumo de energía (Watt/gal/min tratado)	100 - 200	10.2- 13.6	34 - 68
Tiempo de Retención	2.0 - 16	20 - 30	

Tabla 8. Cuadro comparativo de procesos de flotación. Fuente: Flotation technology

Como se aprecia en el cuadro, para el caso de los sistemas con flotación por gas disuelto, es posible concluir que a menor tamaño de burbuja el área superficial de la misma se incrementa, y son las burbujas generadas a través del gas disuelto quienes presentan aproximadamente el doble de área superficial con respecto a la electrólisis, siendo esta variable directamente proporcional al factor de remoción, visto

anteriormente. La figura 59 registra la relación inversa entre el incremento del área superficial con respecto al diámetro de burbuja.

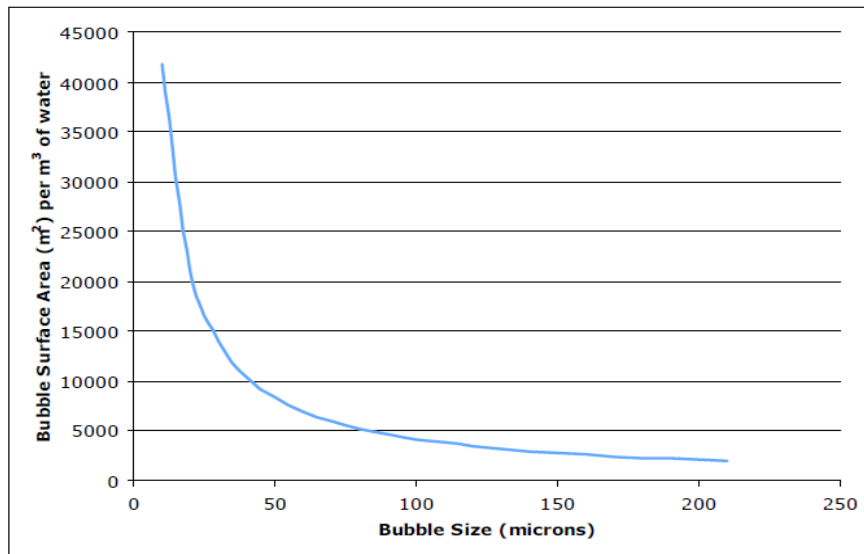


Fig. 59 Relación tamaño de burbuja vs el área superficial. (GRL Solutions).

Un método teórico para determinar el tamaño de burbuja a partir de la despresurización de un medio es a través de la **ecuación de kelvin**, la cual establece el siguiente principio:

“A partir de la ecuación de Laplace relacionada al equilibrio entre fases, una gota de un líquido en un gas o una burbuja de gas en un líquido están sometidos a una presión mecánica externa ΔP (P interna – P externa).”

$$(\Delta P)4\pi R^2 dR = 8\pi R \gamma dR \dots \dots \dots (7)$$

$$\Delta P = \frac{2\gamma}{R} \dots \dots \dots (8)$$

$$RT \ln \frac{P^{0'}}{P^0} = \int_{P^0}^P V_1 \Delta(dP) \cong V_1 \Delta P \dots \dots \dots (9)$$

$$RT \ln \frac{P^{0'}}{P^0} = \frac{2V_1 \gamma}{R} \dots \dots \dots (10)$$

(Fuente: Química A. W. Adamson)

A partir de la ecuación 10 es posible establecer una relación entre despresurización el radio de burbuja formado, donde R es la relación de gases ideales, T es la temperatura, P^o es la presión del sistema, P^0 es la presión atmosférica, γ es la tensión superficial del líquido y V_l es el volumen molar del líquido el cual es incompresible se considera constante. Esta relación será empleada más para fines de cálculo del diámetro óptimo para el tamaño de partícula a separar. La tabla 9 muestra los resultados obtenidos a partir de dicha relación.

ECUACIÓN DEL KELVIN				
P/P*	0.999	0.989	0.337	0.118
r (nm)	1000	100	1	0.5

Tabla 9: Relación de formación de tamaño de burbuja a través de la ecuación de kelvin

VII.3.3 VELOCIDAD DE ELEVACIÓN

Por los grandes volúmenes de agua a tratar, el tiempo de retención o de residencia es una variable muy importante del proceso. El tiempo de retención es dependiente de la velocidad de elevación de la burbuja, la cual puede ser calculada empleado la ley de Stokes para sistemas de flotación. La tabla 9 muestra la velocidad de elevación en función al tamaño de burbuja y el gráfico 57 grafica los resultados obtenidos en la misma tabla:

VELOCIDAD DE ELEVACIÓN EN FUNCIÓN DEL TAMAÑO DE BURBUJA		
DIÁMETRO DE BURBUJA	VELOCIDAD DE ASCENSO	
	(cm/s)	(ft/min)
0.2	1	2
1	15	30
10	25	50
50	55	110

Tabla 10: Velocidad de ascenso en función del diámetro de burbuja

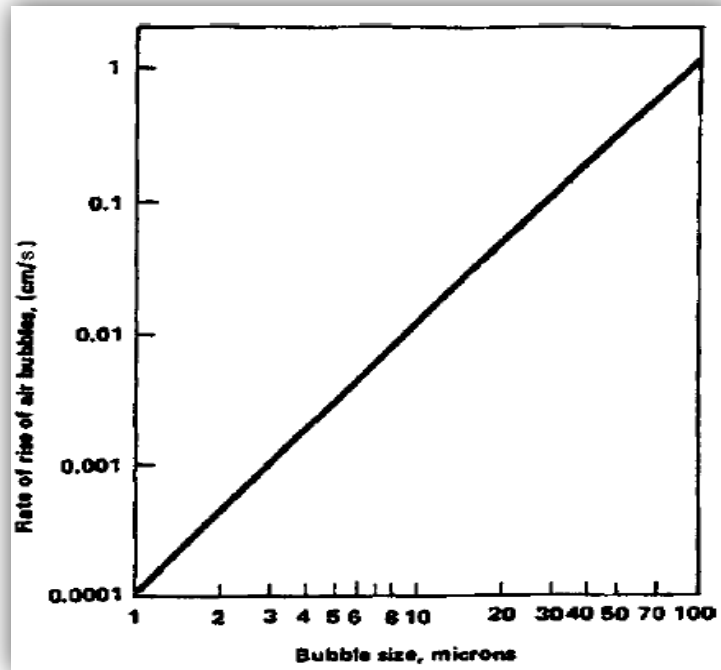


Fig. 60. Velocidad de ascenso en función del diámetro de burbuja.

(Fuente: Flotation Technology-Lawrence K. Wang)

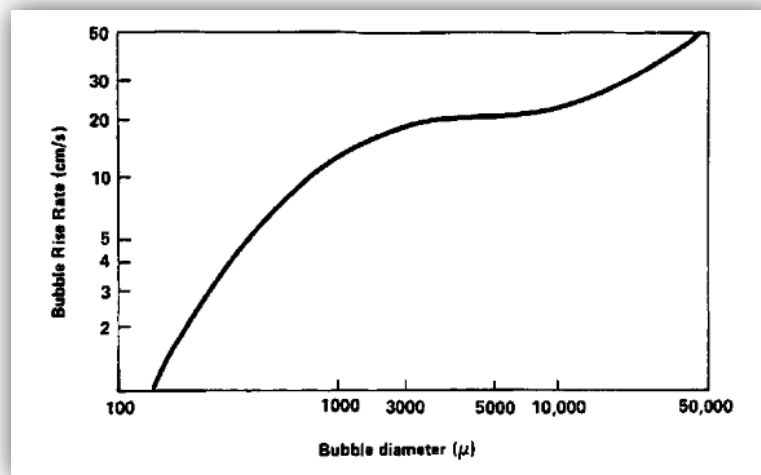


Fig. 61 Velocidad de ascenso en función del diámetro de burbuja a diámetros mayores a 100 micras.

(Fuente: Flotation Technology-Lawrence K. Wang)

Una investigación desarrollada por el científico Baychock comparo la velocidad de ascenso y la velocidad de sedimentación/coagulación a través del tiempo de retención y la carga hidráulica (gal/min/ft²), la cual es equivalente también a la velocidad de ascenso (ft/min) como se muestra en la tabla 11.

PARÁMETRO	VELOCIDAD DE SEDIMENTACIÓN COAGULACIÓN/SEDIMENTACIÓN	VELOCIDAD DE ASCENSO FLOTACIÓN
TIEMPO DE RETENCIÓN BASADO EN FLUJO DE ENTRADA (h)	2.0 - 3.0	0.5
VELOCIDAD DE ASCENSO gal/min/ft ² ft/min	0.5 - 1.0 / 0.07 - 0.13	2/ 0.27

Tabla 11. Comparación entre procesos de sedimentación y flotación

(Fuente: Flotation Technology-Lawrence K. Wang)

Sin embargo, según algunas investigaciones realizadas por científicos como Kats y Geinopolos, quienes reportaron valores superiores a 1.8 ft/min para la velocidades de ascenso. Concluyeron que para unidades DAF o DGF es solo 3 min de tiempo de retención y con una carga superficial hidráulica por encima de 5 gal/min/ft² (210 L/min/m²).

VII.3.4 RELACIÓN GAS/SÓLIDO

Es un parámetro importante en el proceso de elevación de sólidos y aceites vía arrastre por microburbujas, el cual está definido como la masa de gas o aire liberado (proveniente de la despresurización de la línea saturada con gas o aire) por unidad de masa de sólidos y/o aceites en el agua a tratar.

El científico Steiner, reemplazó el término de sólidos por sólidos más aceites. Se conoce que la cantidad de gas empleado va a definir la capacidad de remoción del proceso, es decir ante una menor cantidad de gas también se reduce la eficiencia del proceso y ante grandes cantidades de gas en el sistema es posible perder energía

producto de una presurización de gas en exceso. Implicando llevar el proceso a condiciones optimas de trabajo.

El efecto de remoción de sólidos está, como se menciona antes, gobernada bajo la ley de Stokes, la participación de las burbujas de gas es reducir la densidad relativa de las partículas, permitiéndole con ello su flotabilidad.

La siguiente ecuación muestra la relación directa entre el gas aportado y la velocidad de elevación. Además esta ecuación reúne la concentración de los sólidos y los aceites en un mismo criterio permitiendo con ello cuantificar la cantidad de gas en necesaria para el sistema según:

$$\frac{A}{S} = \frac{C_s}{X_f} (fPa - 1) \dots \dots \dots (11)$$

Donde A/S es la relación Gas/Sólidos + aceites, mg/mg; Cs es la solubilidad del aire a 1 atm de presión y la temperatura de operación, mg/L; Pa es la presión de saturación absoluta, atm absoluta; f es la fracción (o eficiencia) de aire realmente disuelto a la presión elevada en la cámara de saturación (típicamente f es 0.8); y "1" es el aire liberado en la solución a la presión atmosférica. En el caso de los sistemas de reciclo, todo el aire es impartida a la línea de reciclo y los contaminantes suspendidos están en la línea de residuos, por lo tanto la ecuación puede ser modificada como se muestra:

$$\frac{A}{S} = \frac{RC_s}{QX_f} (fPa - 1) \dots \dots \dots (12)$$

Donde R es el reflujo del sistema, gpm y Q es la línea de flujo del agua residual, gpm. Algunos ejemplos de relaciones aire/sólidos utilizados en la industria (y algunos laboratorios) estudiadas son encontradas en la tabla 12.

Relacion Aire/sólido en varios sistemas de tratamiento de aguas industriales			
Autor	Relación Aire/sólidos	Sistema de agua residual	Concentración de solidos suspendidos a la entrada (mg/L)
Beisinger et al	0.026	Procesos avícolas	900
	0.02	Procesos avícolas	1300
	0.02	Embazado de carne	2000
	0.007	Embazado de carne	5000
	0.07	Semillas de aceite	200
	0.7	Refinería	50
Steiner	0.02 - 0.12	Refinería	50 (aceite)
Reed y Woodward	0.12	Procesos avícolas	43- 273
Abo - El Ela y Nawar	0.008	Factorías de alimentos	1100 (aceite)
Zimmerman y Jacquez	0.006	Procesos avícolas	250 (SS) 4000 (O&G)
Melntyre	0.02	Fabricación de papel	-
Moursy and El- Ela	0.001	Refinería	56
Promedio	0.08 (o 0.03 si no se incluyen los valores muy altos).		

Tabla 12. Valores Aire/sólido para diferentes concentraciones y distintos contaminantes (Fuente: Flotation Technology-Lawrence K. Wang).

De la tabla anterior se puede obtener un valor promedio de 0.08 para la relación aire/sólido y según la patente *N° 426750 con el nombre de "High Solubility gas flotation in liquid – solid Separation"* establece un valor de 0.04 como valor para la relación aire/sólido para los sistemas de flotación con aire disuelto. Sin embargo, la fuerza motriz para los sistemas de flotación en campos petroleros es el mismo gas natural producido en campo, siendo el aire a través del oxígeno presente en este un contaminante al promover la corrosión de las instalaciones.

VII.3.5 FORMA DEL TANQUE

Existen dos formas de tanques para sistemas de flotación por gas disuelto en rectangular y circular para lo cual ambos presentan sus propias ventajas aquí mencionadas:

VII.3.5.a CIRCULAR

- Construcción relativamente económica.
- Zonas de baja velocidad mantenidas a través de toda la zona de flotación activa.

- Se reducen los requerimientos de lubricación y mantenimiento del sistema skimmer.
- Puede agregarse limpia barro en el fondo como poca inversión.

VII.3.5.b RECTANGULAR

- Conservación de espacio.
- Son de tamaños estándar con facilidad de instalación.
- La parte inferior de la tolva elimina removedores de un fondo rascador.

La altura promedio de diseño de estos equipos se encuentra 6 a 8 ft para formas cuadradas o rectangulares.

VII.3.6 SUMINISTRO DE GAS

Para el caso de campos petroleros el gas natural sería extraído del campo de alguna estación de compresión cercana a la planta de tratamiento de aguas para inyección, con la finalidad de:

- Presurizar el tanque saturador con suministro de gas por la línea de gas comprimido o gas de instrumentos.
- Ingresar gas a través de un ventiro a través de la línea de flujo.
- Inyectar gas en la línea de fluido antes o después de la bomba de presurización.

VII.3.7 DOSIFICACIÓN DE QUÍMICA

Muchos sistemas emplean químicos para mejorar la remoción de sólidos y aceites, su importancia está en la ruptura de emulsiones y la formación de flóculos. Algunos investigadores han demostrado incrementos en la eficiencia 10 al 15 por ciento con respecto a procesos sin aditivación.

En adición existen productos químicos que modifican la tensión superficial, permitiendo modificar la mojabilidad tanto de la gota como de los sólidos suspendidos, permitiendo activarlos, o promover su flotación. En pruebas de laboratorio, se encontró mayor eficiencia en los iones de aluminio que en los de hierro, reduciendo su concentración de aditivación. La figura 66 permite entender el performance del polielectrolito en base alúmina, la cual fue sometida a diferentes concentraciones, lo cual permite concluir que existe un punto crítico en el producto químico deja de promover la separación para volverse un limitante del proceso y la tabla 17 relaciona la influencia del aditivo sobre el facto de remoción.

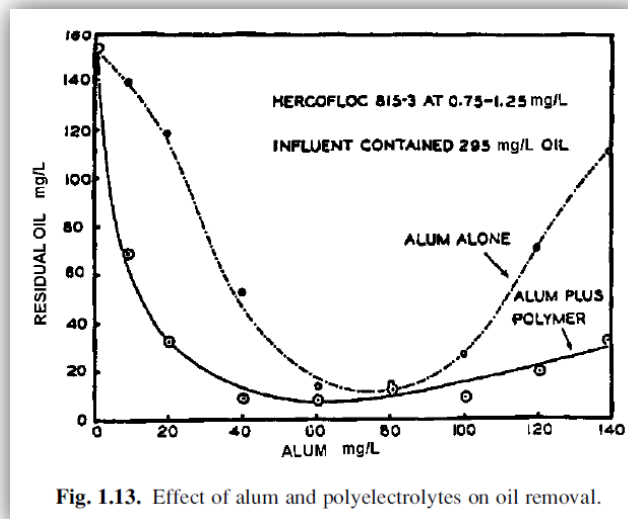


Fig. 1.13. Effect of alum and polyelectrolytes on oil removal.

Fig. 66: Performance del PE sobre el factor de remoción.

COMPARACIÓN DE LA EFICIENCIA DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE REFINERIA CON Y SIN ADITIVO					
PROCESO	TIPO	REMOCIÓN (%)			
		OIL	SÓLIDOS	COD	BOD
DAF	SIN ADITIVO	65	55	30	33
	CON POLIELECTROLITO 2 mg/L	79	75	42	40
IAF	SIN QUIMICO	93			
	CON QUIMICO	96			

Tabla 17. Efecto del Producto Químico sobre el factor de remoción

VII.3.8 TIEMPO DE RETENCIÓN

El tiempo de residencia y la carga hidráulica (gal/min/ft²) mantienen una relación muy cercana y con la suficiente información es posible interpretarlas como un solo valor. Sin embargo, para fines prácticos el tiempo de residencia varía entre 10 a 60 minutos y va a depender del tipo de carga a procesar y los volúmenes de tratamiento. A modo de referencia se presentan dos tablas con los diversos parámetros de diseño como presión del tanque saturador, tiempo de retención, carga hidráulica y requerimientos de aire para sistemas DAF es decir sistemas con flotación con aire disuelto. La tabla 18 muestra parámetros estándar de diseño y la tabla 19, se basa en experiencias científicas valores adicionales para dichos parámetros de diseño.

PARAMETROS	VARIABLE
Presión de Aire	33 - 55 psi
Tiempo de Retencion y Saturación	2 min (basado en el flujo de reciclo)
Requerimiento de Aire	0.25 - 0.5 SCF/min/100 gal del flujo total
Tiempo de Retención del tanque flotador	15 - 20 min (basado en el flujo de reciclo y alimentación).
Razón de Reciclo	50% del flujo de alimentación
Químicos	25 mg/L de aluminio (basado sobre el flujo de reciclo y la alimentación)
Profundidad de tanque Flotador	6 - 8 pies

Tabla 18: Parámetros de diseño DAF

Rangos de parámetro de diseño para sistemas DAF		
Presión de aire en el tanque Saturador (psi)		
Adams et al.	40 - 60	
De Renzo	25 - 70	
Beychock	35 - 55	
Wang et al	25 - 75	
Tiempo de Retención (min)	Tanque Flotador	Tanque Presurizado
De Renzo	20 - 60	0.5 - 3.0
Beychock	15 - 20	2
API	10.0 - 40.0	1.0 - 2.0
Wang et al	3.0 - 5.0	0.17
Carga Hidráulica (gal/min/ft2)		
Adams et al.	1.0 - 4.0	
Beychock	3.0 - 8.0	
API	2.0 - 2.5	
Wang et al	3.5 - 5	
Requerimiento de Aire (SFC /100 gal)		
Beychock	0.25 - 5.0	
API	0.5 - 1.0	
(*) Pies Cúbicos Estándar		

Tabla 19 Parámetros de diseño en base a experiencias científicas. (K. Wang, L. PhD & K. Shammas, N. PhD & A. Selke, W DEng. & B Aulenbach D, PhD, Flotation Technology, Humana Press, London 2010.)

En cuanto al efecto generado por el tiempo de residencia del equipo, el factor de remoción en la figura 64, se aprecia el incremento del porcentaje de remoción durante un tiempo entre los 5 a 8 minutos y su tendencia a estabilizarse luego del minuto 10.

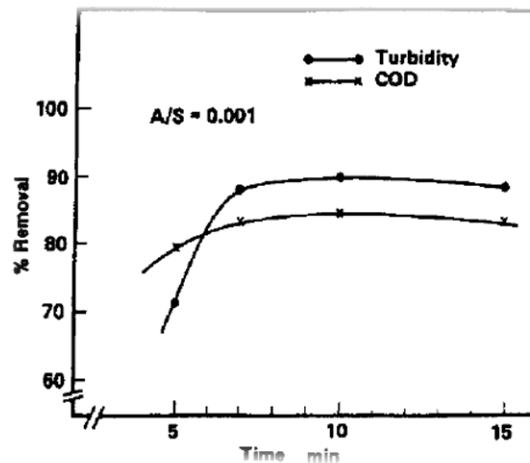


Fig. 67 Estudio del tiempo de retención en tratamiento de aguas para refinería bajo Sistemas Bach. (K. Wang, L. PhD & K. Shammas, N. PhD & A. Selke, W DEng. & B Aulenbach D, PhD, Flotation Technology, Humana Press, London 2010.)

VII.4 RELACIÓN GAS NATURAL /SÓLIDO PARA PROCESOS DE FLOTACION EN CAMPOS PETROLEROS

La necesidad de determinar la relación gas natural/sólidos y aceites para campos petroleros y permitirnos optimizar los procesos de flotación a través de una mejor relación gas/sólido, requiere diseñar nuevos métodos de cálculo a través del principio básico de solubilidad o ley de Henry. Para ello se establece lo siguientes:

- Partiendo a una temperatura constante de 30 °C en todo el proceso de presurización.
- De acuerdo a la cromatografía del gas natural promedio de los campos de noroeste, la composición del gas natural es 90% de CH₄, 4% de C₂H₆, 2 % de C₃H₈, 2% de C₄H₁₀, 1.3 % de N₂ y 0.6 % de CO₂., es decir el efecto de la solubilidad de los gases es la variable a comparar, como se aprecia en la figura 59 sobre las solubilidades de los componentes del gas natural.

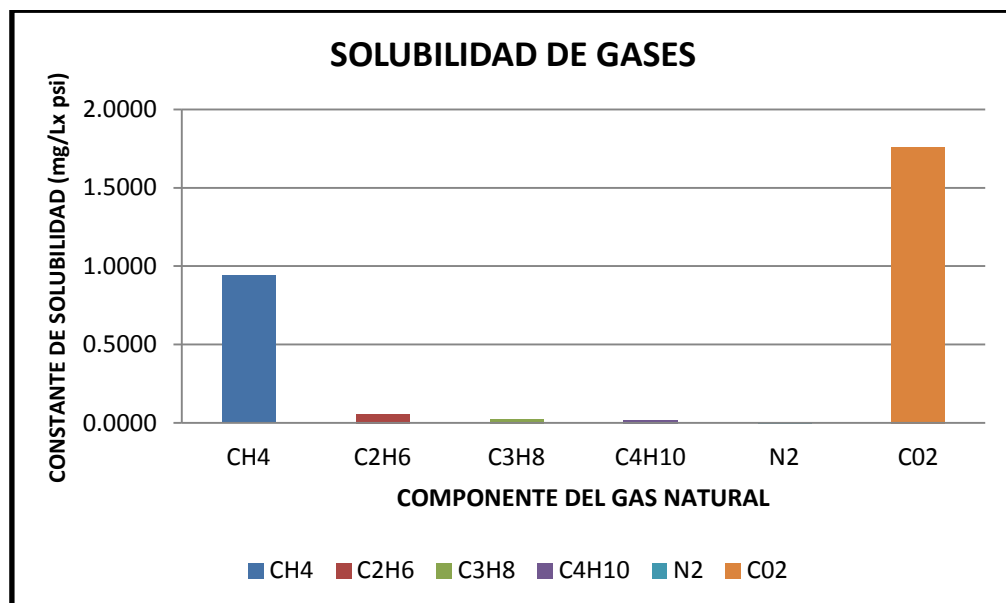


Fig. 62 Solubilidad de los componentes del gas natural.

- La solubilidad promedio para el gas natural estará gobernada bajo el mismo principio de solubilidad de Henry de la siguiente forma:

$$C_i = K_{H_i} \cdot P_i \dots\dots\dots (12)$$

- Para el caso de la mezcla de gases se tiene la siguiente relación:

$$S_o = \sum_{i=1}^n y_i \cdot K_{H_i} \dots\dots\dots (13)$$

Donde S_o vendría a ser la constante de solubilidad promedio del sistema perteneciente a la ecuación de diseño:

$$A = \frac{R}{Q} \times S_o \times (fP - 14.7) \dots\dots\dots(14)$$

- Para el caso de la constante de solubilidad partiendo de la ley de Henry, la cual depende de la temperatura y de la salinidad se tiene la siguiente relación:

$$k_H = k_H^\ominus \times \exp\left(\frac{-\Delta_{soln}H}{R} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T^\ominus}\right)\right) \dots\dots\dots(15)$$

Los resultados en mol/Lx psi a una temperatura de 30 °C son:

GAS	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	N2	CO2	C2H4	O2
Tº	298.15	298.15	298.15	298.15	298.15	298.15	298.15	298.15
T op	303.15	303.15	303.15	303.15	303.15	303.15	303.15	303.15
KHR (mol/Lxpsi)x10 ⁴	1.046	1.398	1.185	0.888	0.475	264.132	3.532	0.961

Tabla 13: Constantes de Solubilidad de Henry a 25 °C y a 30 °C

Para cuantificar la influencia de la salinidad, Wang y Elmore han generado ecuaciones para valores de saturación en agua pura y agua de mar expuestos a oxígeno atmosférico conteniendo 20.9 % de aire a una presión de 760 mmHg

$$C_{DO} = (14.53475 - 0.4024407 \cdot T + 0.834117 \times 10^{-2} \cdot T - 0.1096844 \times 10^{-3} \cdot T^3 + 0.6373492 \times 10^{-6} \cdot T^4) + CL \times 10^{-3} \cdot (-0.1591768 + 0.5374137 \times 10^{-2} \cdot T - 0.1152163 \times 10^{-3} \cdot T^2 + 0.1516847 \times 10^{-5} \cdot T^3 - 0.8862202 \times 10^{-8} \cdot T^4) \dots\dots\dots (16)$$

$$C'_{DO} = C_{DO} \cdot \frac{(P'-p)}{(760-p)} \dots\dots\dots (17)$$

Donde:

C_{DO} : Concentración de oxígeno disuelto en agua en equilibrio con aire sobre el agua mg/L.

C'_{DO} : Concentración de oxígeno disuelto en agua a cualquier presión barométrica con aire sobre el agua, mg/L.

CL : Concentración de cloruros, mg/L.

P' : Presión barométrica total de saturación, mmHg.

p : Presión de vapor de agua, mmHg.

Con estos datos es posible predecir la concentración de saturación a diversas temperaturas incluyendo la influencia del contenido de sales en este caso cloruros presentes en el agua de formación y generar un factor de corrección con respecto a la constante de solubilidad inicial.

- Con la finalidad de generar una relación entre la presión de saturación y la concentración de oxígeno se van a fijar los siguientes valores de acuerdo a las condiciones de tendencia constante en el tiempo que es la salinidad y la temperatura del campo. Para una salinidad de 28 000 ppm y una temperatura de 30 °C, se obtiene la siguiente relación de concentración de oxígeno y presión de saturación.

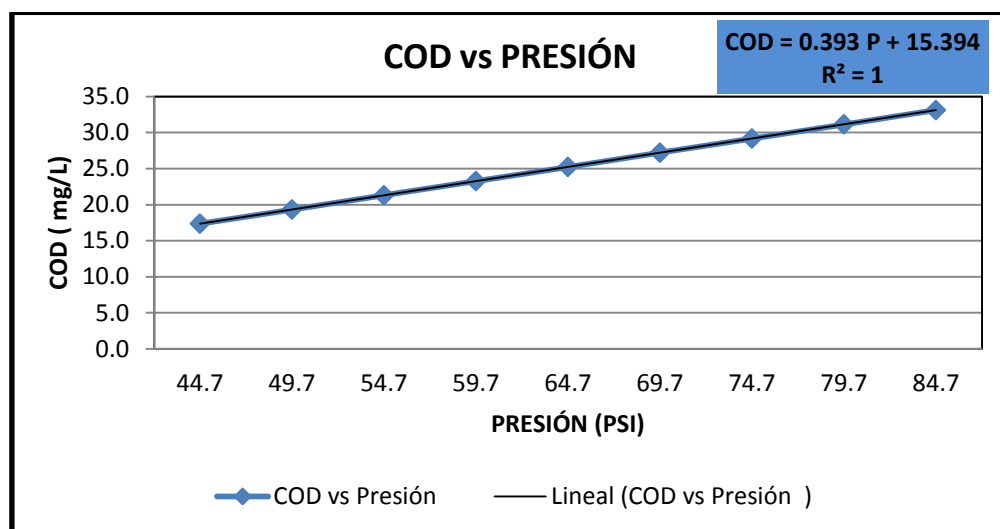


Fig. 63 Relación entre la presión de saturación y al concentración de oxígeno disuelto.

Por lo tanto @ 30 °C y una salinidad de 28 000 ppm, la constante de solubilidad de Henry para el oxígeno está dada por el siguiente valor de $K_H = 0.393$ mg/Lx psi.

Con la finalidad de obtener un valor representativo para la constante solubilidad del gas natural emplearemos la ecuación (13) y para el aire (79% N₂ y 21% O₂) se obtiene los siguientes valores:

	GN	AIRE	O2
H (mol/Lxpsi)x 10 ⁴ Teórico	2.806	0.207	0.961
H (mg/Lxpsi) Teórico *	5.135	0.596	3.075

Tabla 14: Constantes de Henry para multicomponentes gaseosos.

(*) Es obtenido al multiplicar su peso molecular promedio para el caso del Gas natural (GN) y el Aire.

Sin embargo, el valor real para el coeficiente de solubilidad @ T = 30 °C y Cl = 28 000 ppm corresponde un valor de 0.393 mg/L x psi. Por lo tanto los valores aproximados para el GN y el aire están dado son los siguientes:

	O2	Aire	GN
So (mg/l.psi) @ 30 °C	0.393	0.076	0.656

Tabla 15: Constante de solubilidad corregida en base al O2

El valor de So nos permitirá establecer una relación constante para cada tipo de gas con respecto a la ecuación 14.

- En referencia a la ecuación 14 la relación R/Q vendría a ser la relación de reciclo para un sistema de flotación con recirculación, que varían entre 20% y 50 %. El valor para el cálculo será del mínimo de recirculación.
- En el caso de la presión de saturación se define en un valor de 80 psi.

- El factor de eficiencia para el proceso se establece en 80 %.

Empleando las consideraciones anteriores procedemos graficar las curvas de diseño para sistemas empleando oxígeno, aire y gas natural del campo.

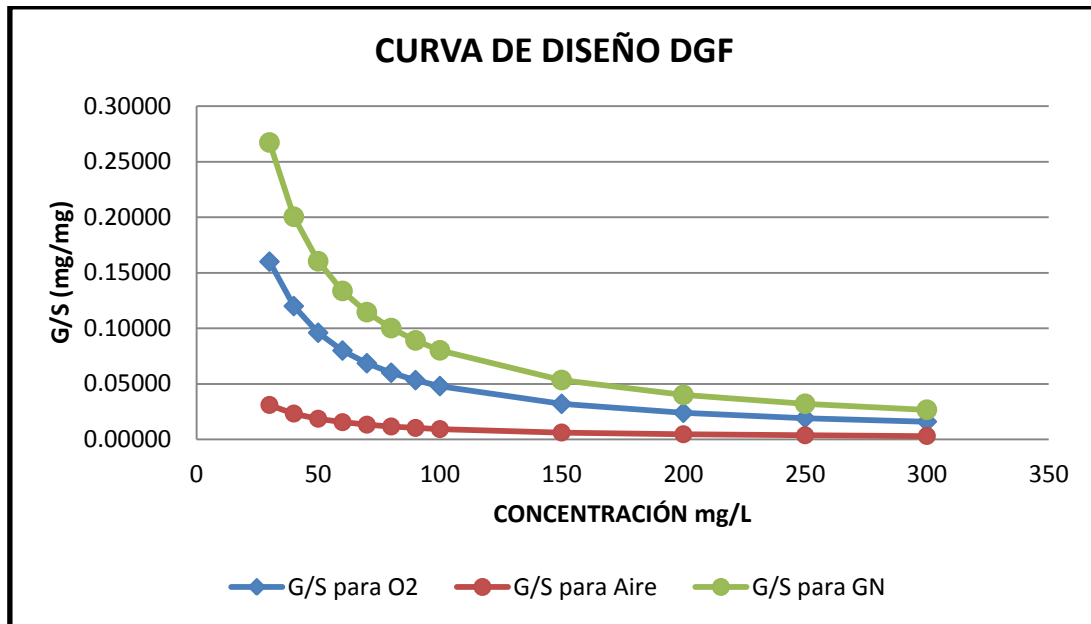


Fig. 64 Curvas de diseño para sistemas de flotación por gas disuelto.

Si por ejemplo para una concentración total (sólido y aceites) de 244.7 mg/L se obtiene los siguientes valores para la relación G/S, en el cuadro adjunto se aprecia que el requerimiento de gas es 10 veces mayor para el gas natural que para el aire a las mismas condiciones de operación. Por ende las condiciones operativas de presión y cantidad de gas es dependiente del tipo de gas a emplear.

	O ₂	Aire	GN
G/S	0.0196	0.0038	0.0328

Tabla 16: Relación Gas/ Sólido para gases multicomponentes

Así mismo, el valor de 0.04 establecido por el paper N° 4267050 con respecto al valor de 0.0328 obtenido mediante las relaciones anteriores permiten establecer un valor cercano al teórico. Sin embargo, este valor ya es dependiente tanto de la

temperatura, salinidad, presión de saturación, eficiencia de proceso y relación de reciclo, permitiendo optimizar los criterios de diseño originales.

VII.5 MÉTODOS DE CONTROL

El corazón del proceso de flotación con gas disuelto es el sistema de presurización o drum saturador, pues el allí se condiciona la formación de las burbujas, por ello los controles van sobre dicha zona.

Como métodos de control, es necesario suficiente aire/gas para lograr la saturación de la línea presurizada sin exceso de gas no disuelto en la línea de salida del tanque saturador producido por gas no disuelto no solo sería más grande para la remoción eficiente de los sólidos suspendidos sino también causaría turbulencia en el tanque flotador.

Un muy alto nivel de interfase en el equipo de presurización perjudica la eficiencia de disolución en el líquido; una muy baja interfase induce el arrastre de burbujas en la descarga del tanque presurizado.

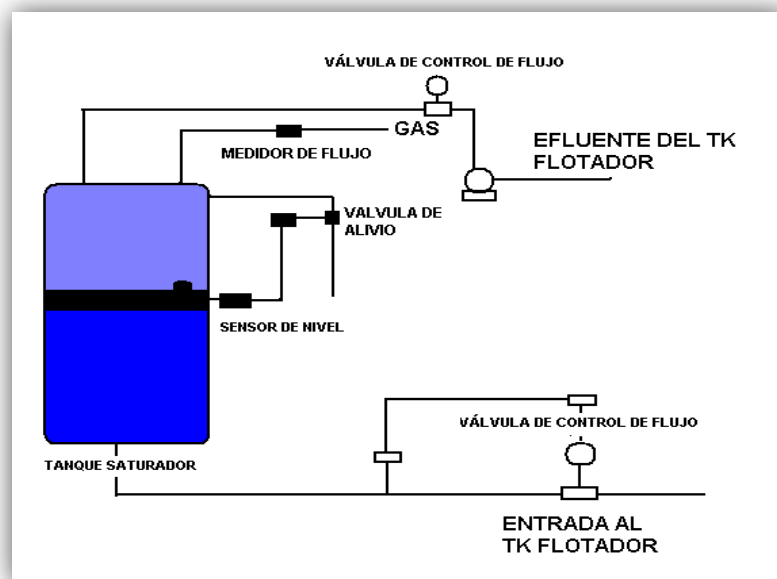


Fig. 65 Diagrama de control del tanque saturador.

CAPÍTULO VIII: TÉCNOLOGÍA DE MICROBURBUJAS EN TANQUES SKIMMER

Los procesos de flotación ya sean por gas inducido (IGF) o por gas disuelto (DGF), presentan un alto costo de inversión y de mantenimiento, más aun cuando su instalación se realiza en zonas remotas como son los campos petroleros. Adicional a los costos por instrumentación y control de proceso que deben existir, estos procesos requieren estrictos controles para maximizar su eficiencia. Experiencias en campos petroleros indican la criticidad en el control del proceso de flotación.



Fig. 68: Imagen de tanques flotadores Skimmers

Con la finalidad de aprovechar instalaciones ya existentes y reducir los costos operativos se han creado tecnologías mixtas en base a los sistemas de flotación como es el caso de los flotadores Skimmers empleados en algunas operaciones de Norte América y el Mar del Norte. El uso de microburbujas de gas natural en tanques skimmers permite acelerar el proceso de separación de sólidos y aceites contenidos en el agua de producción, además de promover la coalescencia a través de incremento del área de contacto producto de la formación microburbujas (Db menor a 100 micras). Existen dos métodos para crear microburbujas bajo esta tecnología:

VIII.1 Bomba ONYX

Es una bomba centrífuga multietapas generadora de burbujas de tecnología canadiense diseñada para operar bajo condiciones de presión y temperatura de cavitación. Su poco espacio y peso permite su manejo en instalaciones Off Shore o costa afuera. La capacidad de la bomba de auto inducirse por encima de un 20 % de la capacidad de ingreso de flujo como en fase gaseosa, le permite generar trillones de burbujas, las cuales pueden ser empleadas sobre el mismo equipo o mediante una línea presurizada.



Fig.69 Bomba ONYX

VIII.2 Reactor Gas Líquido

Los reactores gas líquido utilizan el principio de ruptura de esfuerzos a través de fuerzas de impacto sobre un equipo presurizado para generar burbujas. Trabajan en un amplio rango de flujo y presentan gran capacidad para operar bajo diferentes condiciones de trabajo. Su aplicación está orientada a la disponibilidad de espacio. El reactor no contiene partes móviles y no requiere mantenimiento frecuente, además de poder emplear cualquier tipo de gas. Produce burbujas en un tamaño entre los 5 a 50 micrones.



Fig 70. Reactor Gas / Líquido

Según esta tecnología, la patente N° 7459854 se establecen algunos criterios básicos de diseño como los diámetros de apertura de la válvula, número de huecos al interior del reactor, flujos, contrapresiones y las relaciones respectivas a las velocidades de ascenso y diámetros de burbujas a través de la siguiente tabla:

Temp Air = 21°C	Amb. Air Pres. = 101.4kPa	
Temp Water = 15°C	Run Time = 35 min.	
Di = .824 in	D _a = 1.05 in	$A_i = \frac{\pi D_i^2}{4} = \text{in}^2$

Aperture Size D _A (in)	D _A (Max) = A _i (circumf) $\frac{A_i}{\pi \times D_A}$	# of Holes	$\sqrt{\frac{D_i^2}{n D_A}}$	Exit Area A _e ($n \times \pi D^2$) in ²	$\frac{A_{e,max}}{A_i \times \frac{D_i}{D_A}}$ (in ²)	Back Pressure (psi)	Flow Rate (gpm)	Avg. Bubble Velocity (mm/s)	Avg. Bubble Diameter (µm)
5/32 = .161	.161	5	.326	.0959	.4184	20	9	0.75	39.17
5/32 = .161	.161	10	.230	.1917	.4184	20	10	0.74	39.13
5/32 = .161	.161	16	.182	.3068	.4184	20	10	0.48	31.37
5/32 = .161	.161	18	.122	.3451	.4184	20	10	.89	42.71
5/32 = .161	.161	19	.167	.3643	.4184	20	10	1.21	49.92
5/32 = .161	.161	20	.163	.3835	.4184	20	10	0.78	40.01
5/32 = .161	.161	21	.159	.4027	.4184	20	10	0.75	39.17
5/32 = .161	.161	22	.155	.4218	.4184	20	10	2.26	68.26
5/32 = .161	.161	23	.152	.4410	.4184	20	10	1.37	53.2
5/32 = .161	.161	24	.149	.4602	.4184	20	10	2.28	68.45
5/32 = .161	.161	25	.146	.4794	.4184	20	10	1.40	53.66
11/64 = .172	.161	16	.182	.3712	.4184	20	10	2.66	74.03
9/64 = .141	.161	22	.155	.3417	.4184	20	10	1.00	45.38
9/64 = .141	.161	25	.146	.3883	.4184	20	10	1.00	45.38
9/64 = .141	.161	26	.143	.4038	.4184	20	10	1.20	49.71
9/64 = .141	.161	27	.141	.4194	.4184	20	10	1.67	58.71
1/8 = .125	.161	34	.125	.4172	.4184	20	10	1.18	49.23
1/8 = .125	.161	35	.123	.4295	.4184	20	10	2.09	65.60
11/64 = .172	.161	2	.516	.0464	.4184	18	7	2.36	69.73
11/64 = .172	.161	3	.421	.0696	.4184	20	7.5	3.30	82.44
1/16 = .0625	.161	135	.00628	.4142	.4184	20	10	0.80	40.59
1/16 = .0625	.161	136	.00626	.4172	.4184	20	10	1.00	45.38
9/64 = .141	.161	7	.276	.1087	.4184	20	7.5	1.20	49.71

*Bold face designates $A_e > A_{e(max)}$, or $D_A > A_i / \text{circ}$

Tabla. 20 de diseño del Reactor Gas/líquido (Patente N° 7459854).

VIII.3. APLICACIÓN DE MICROBURBUJAS PARA TANQUES SKIMMERS

En base al principio de ley de Stokes, los tanques skimmers son ampliamente empleados como elementos de separación primaria en los procesos de tratamiento de aguas de reinyección, sin embargo, su eficiencia está determinada por el tamaño de las gotas o partículas sólidas a separar. A diferencia de las gotas, cuya naturaleza apolar permite definir su flotabilidad, en el caso de los sólidos esto no ocurre, pues tanto al tamaño como a la naturaleza a flotar es posible determinar la eficiencia de este tipo de procesos.

Como se sabe, a tamaños de partícula sólidas más pequeños, los tiempos de separación son mucho más grandes, reduciendo la eficiencia en su remoción. Así mismo, los tiempos de residencia o de separación tienden a reducirse en el tiempo debido a las características de campos maduros que poseen los campos del noroeste, incrementándose como ya se vio los cortes de agua a volúmenes muy superiores a los del diseño inicial de la planta.

Ante ello, los sistemas de tanques skimmers flotadores se presentan como una alternativa más económica que otras tecnologías debido a los bajos costos de inversión y su adaptación sobre equipos ya existentes como es el caso de los tanques skimmers.

Un proceso estándar de tratamiento de aguas para reinyección se inicia a través de la separación del crudo a través de métodos de separación por gravedad (FWKO), tratamientos térmicos (Heat treaters) y desaladoras electrostáticas.

Una vez separado el petróleo crudo, el agua procesada con algunas trazas o natas de aceites es sometidos a procesos físico químicos de separación por gravedad a través de tanques cortadores o skimmers, soportados con algún producto químico floculante o rompedor de emulsión inverso.

Finalmente, el tanque pulmón es el equipo final de separación antes de la bomba de reinyección al campo, en esta etapa se complementa el proceso con inhibidores de incrustación y corrosión.

Debido a las variaciones tanto en el caudal de ingreso como en el tipo de sólidos, limitado control y algunas condiciones operativas, son algunas de las características propias de este tipo de operaciones; reducen significativamente el porcentaje de remoción de sólidos y aceites.

La tecnología de microburbujas empleando el reactor gas/líquido permite inyectar un gas inerte (N₂ o Gas Natural) directamente sobre el tanque skimmer acelerando el proceso de separación de aceites y precipitación de sólidos. El siguiente esquema mostrado en la figura 71 implantada el 2004 en un campo venezolano, optimiza el proceso por medio de la inyección de burbujas en el agua de recirculación del primer tanque skimmer, reduciendo el contenido de aceites y sólidos de un 7 % a menor a 3 % con respecto a la entrada.

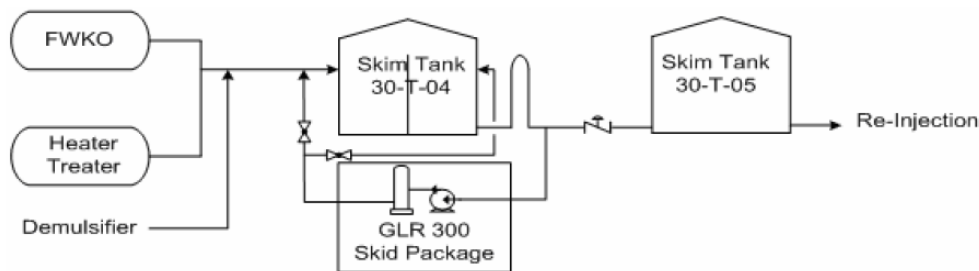


Fig. 71 Uso de tecnología de microburbujas. Empresa ENI Dacion B.V

Así mismo el interior del tanque es modificado a un sistema multicámaras entre dos a cuatro cámaras, optimizando la coalescencia y velocidad en la remoción de los aceites y sólidos presentes en el agua para reinyección. De forma similar en campos petroleros canadienses la tecnología de microburbujas ha permitido mejorar el proceso en más del 50 % en el caso de los aceites y grasas para el diagrama de proceso

mostrado en la figura 72. En este caso el proceso consta de un cortador de fases (FWKO), un tanque skimmer, un tanque pulmón y tres filtros tipo bolsa a diferente diámetro.

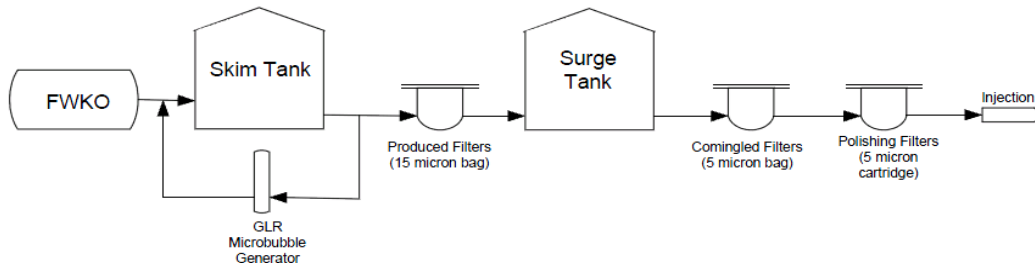


Fig. 72 Diagrama de flujo. Alberta Canadá

La instalación de generador de burbujas permitió reducir tanto la caída de presión, producto de la saturación del filtro, aceites & grasas, sólidos suspendidos Totales (SST) y por ende los costo por tratamiento como se muestra en la figura 73.

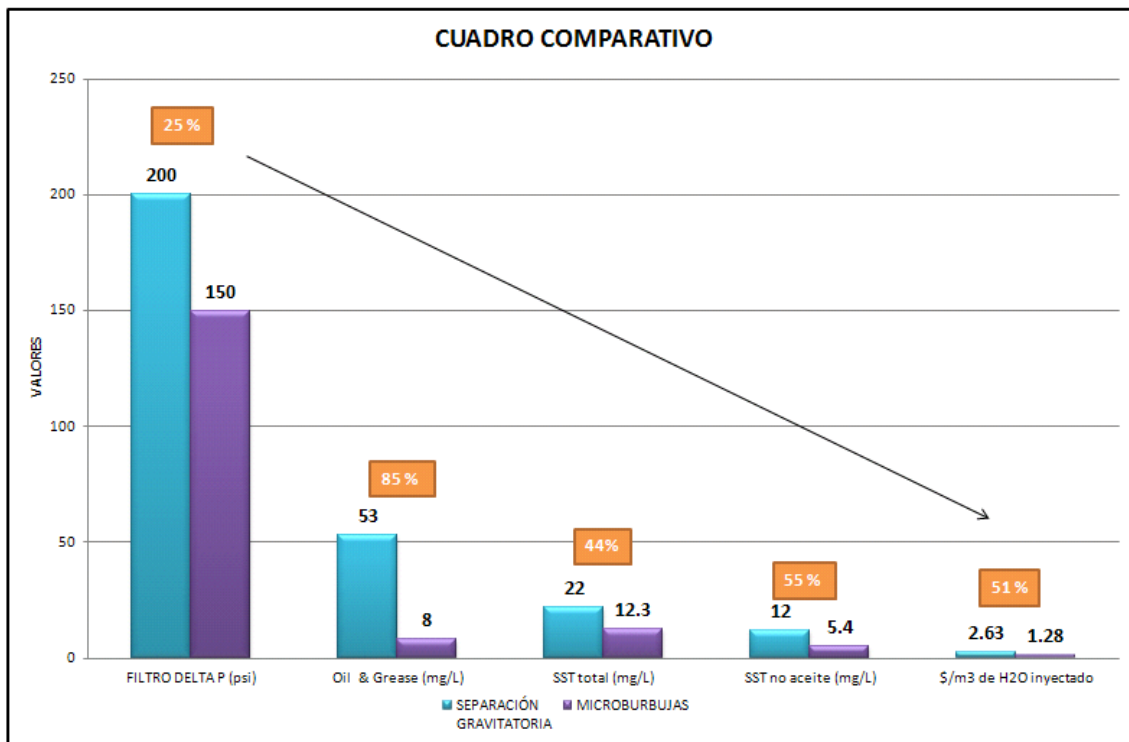


Fig. 73 Cuadro de reducción de los costos y variables operativas. Fuente: Douglas W. Lee- GRL Solution.

A continuación se muestra una imagen del resultado del proceso de flotación mediante el uso de microburbujas, la cual genera una capa de aceites y sólidos sobrenadantes en la superficie del tanque permitiendo su fácil remoción a través del sistema skimmer del tanque.



Fig. 74 Sólidos y aceites removidos por MBF

La distribución de la turbulencia al interior del tanque Skimmer, como se aprecia en la figura 75, permite mejorar considerablemente la remoción al promover el mayor contacto de los sólidos y aceites con la burbujas y a la vez al generar una zona de baja turbulencia o asentamiento, el cual a su vez facilita la separación de los sólidos de tamaño más grande y no hayan sido afectados por los aceites presentes en el agua producida. Los colores más intensos en la gráfica identifican la intensidad de movimiento al interior del tanque.

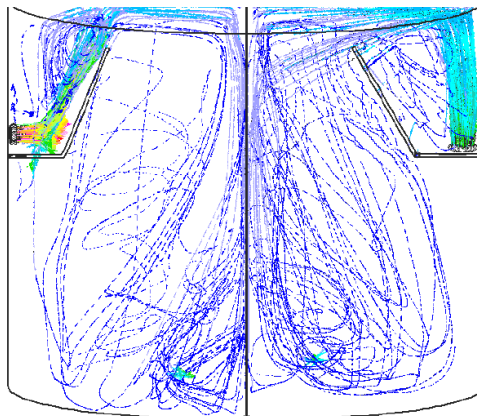


Fig. 75 Análisis hidrodinámico del interior del tanque skimmer con MBF

VIII.4 .ANÁLISIS COMPARATIVO DE TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUA DE REINYECCIÓN

Cada tecnología empleada en los procesos de tratamiento de agua para reinyección, como se ha visto en los capítulos anteriores, ventajas y desventajas relacionadas tanto a su rendimiento como sus costos de instalación. Con la finalidad de comparar estas tecnologías de diseño el siguiente esquema tomando como consideración un mismo volumen de tratamiento e igual calidad de agua a obtener.

VIII.4.1 EFICIENCIA EN LA REMOCIÓN

El siguiente cuadro (Fig. 76) entrega referencias sobre la eficiencia en la remoción principalmente de aceites. Para el caso de los sólidos va a depender del tamaño y de sus características físico- químicas. Como se puede apreciar la tecnología de microburbujas presenta alta eficiencia en la remoción superando incluso a los procesos en base a las tecnologías de flotación.

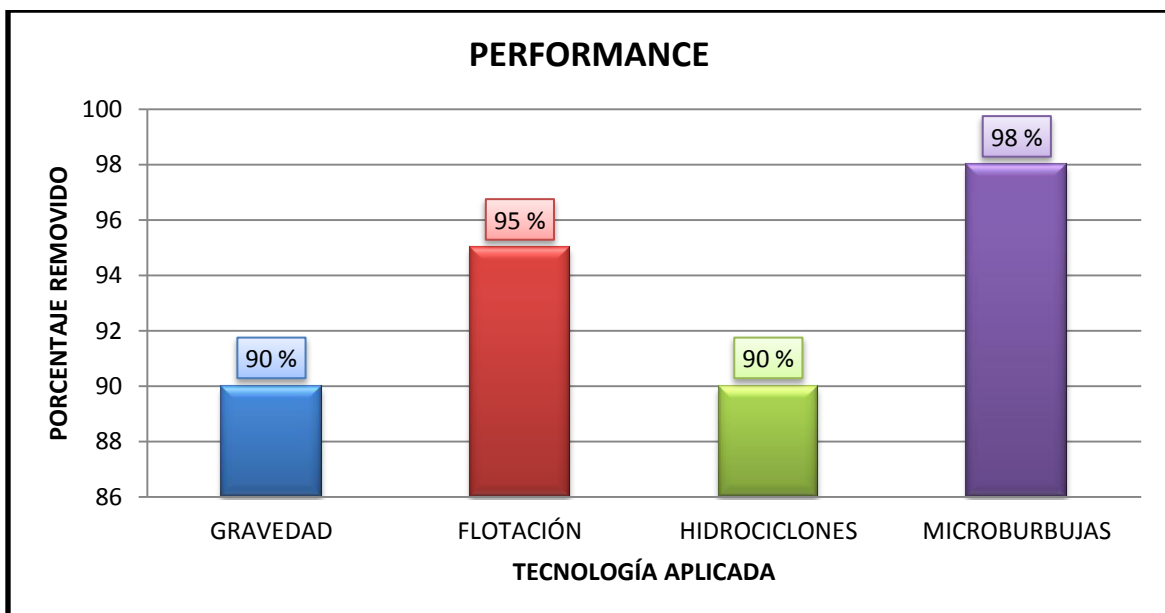


Fig. 76. Performance de tecnologías aplicadas en el tratamiento de aguas para Reinyección

VIII.4.2 TAMAÑO DE GOTA A REMOVER

La eficiencia en la remoción está directamente relacionado con la capacidad o tamaño de gotas y sólidos que es capaz de remover cada proceso. En la figura 77, se clasifica cada tecnología aplicada con respecto al tipo de tamaño promedio de gotas que es capaz de remover dicha tecnología. Como es de esperarse para el caso de la tecnología de microburbujas presenta una capacidad de remoción de aceites del tamaño de 3 micras, seguido del los hidrociclones y la tecnologías de flotación. Es debido a ello que los procesos con microburbujas presentan porcentajes mayores de remoción.

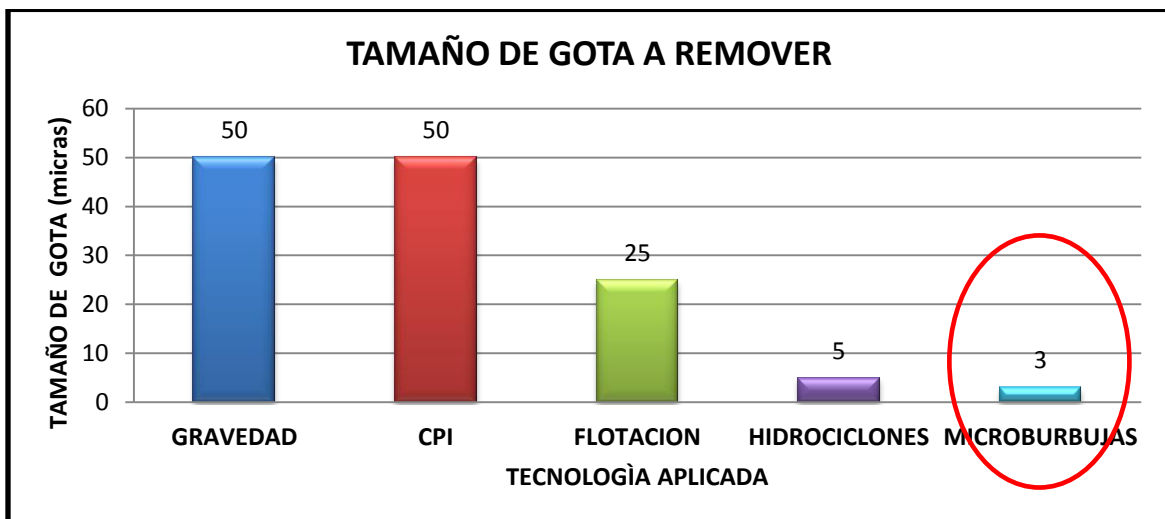


Fig. 77 Tamaño de gota vs Tecnología aplicada. Fuente GRL solution

VIII.4.3 INVERSIÓN

Los costos relacionados a la adquisición de estas tecnologías también es una variable muy importante en la definición del tipo de método a aplicar, como se menciono anteriormente debido al reducido costo por instalación en la tecnología de microburbujas con respecto a otras, los costos presentan valores similares a los comparados con métodos ya empleados como los de gravedad y movimiento rotatorio

(hidrociclones). Sin embargo, se aprecia valores muy superiores para el caso de las tecnologías de flotación como se aprecia en la figura 78. (Precios al 2004).

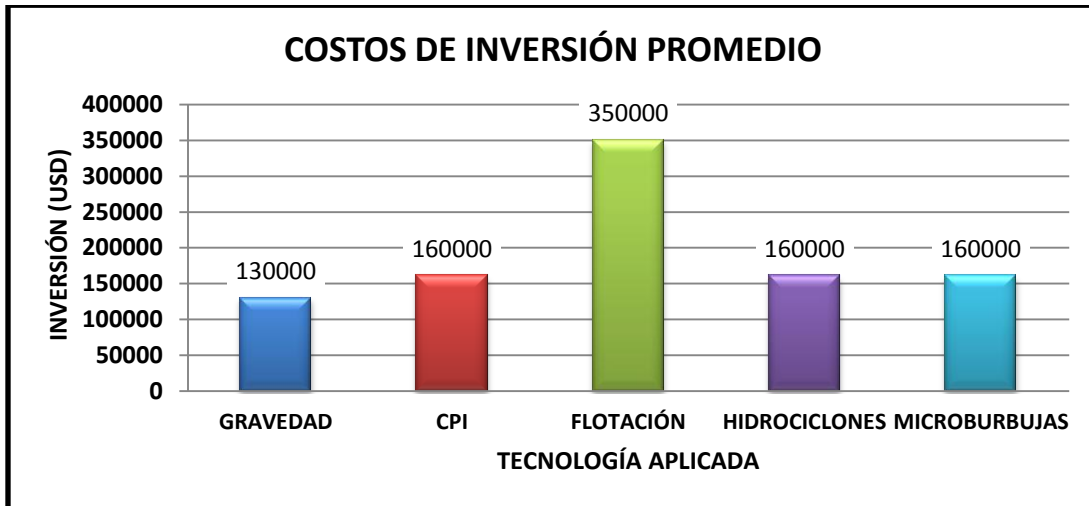


Fig. 78 Costos de Inversión asociados a cada tecnología

En conclusión, la tecnología de microburbujas es rentable, presenta altos índices de remoción debido a su alta capacidad de remover gotas de tamaño muy pequeño. Los procesos de flotación son también de buen desempeño sin embargo presentan altos costos de inversión y de mantenimiento debido a su delicado control durante sus operaciones.

CAPÍTULO IX: PROPUESTA DE MEJORA PARA LAS OPERACIONES LOTE X.

Las operaciones en el lote X se encuentran divididas en operaciones de producción primaria y secundaria. Las primarias son referentes a los pozos que son perforados y usan su energía natural para producir. En el caso de la producción denominada secundaria viene a ser aquellos pozos que están afectados por procesos de recuperación secundaria a través de la reinyección de agua producida previamente tratada en las plantas de inyección de agua PIAS.

El esquema general de PIAS Carrizo, diagramado en la figura 79, está conformado por dos tanques skimmers, dos filtros de cascara de Nuez (uno operativo y otro en Stand by, un tanque pulmón y un sistema de bombas de lanzamiento al campo con una presión de 1500 psi.

La producción de la zona de Carrizo, al sur del lote X, luego de un proceso térmico – electrostático el agua separada de la producción de crudo es enviada de la planta de tratamiento de crudo a la planta de inyección de Carrizo, la cual a la entrada de los tanques presenta un contenido de aceites de 340 ppm de HC y de aproximadamente 60 ppm en SST (Sólidos Suspendidos Totales). El objetivo de la planta es obtener una calidad de agua cuyo contenido de aceite & grasas (OIW) y sólidos suspendidos (SST) deben ser menores a 10 ppm a una producción diaria de 7500 BPD. Sin embargo, debido a la alta concentración de sólidos de tamaño inferior a 0.45 micras, tendencia a promover emulsiones con los aceites presentes y el desarrollo bacteriano por la existencia de zonas estancas (tanques); los procesos de separación por gravedad presentan bajos porcentajes de remoción obteniendo valores promedios reales en campo se encuentran para OIW en 12 ppm y para SST en un valor de 18 ppm, generando problemas de rápida saturación del filtro (altas caída de presión), taponamiento acelerado de las líneas de inyección y como consecuencia de ello, daños a la formación inyectora además del incremento del costo por tratamiento.

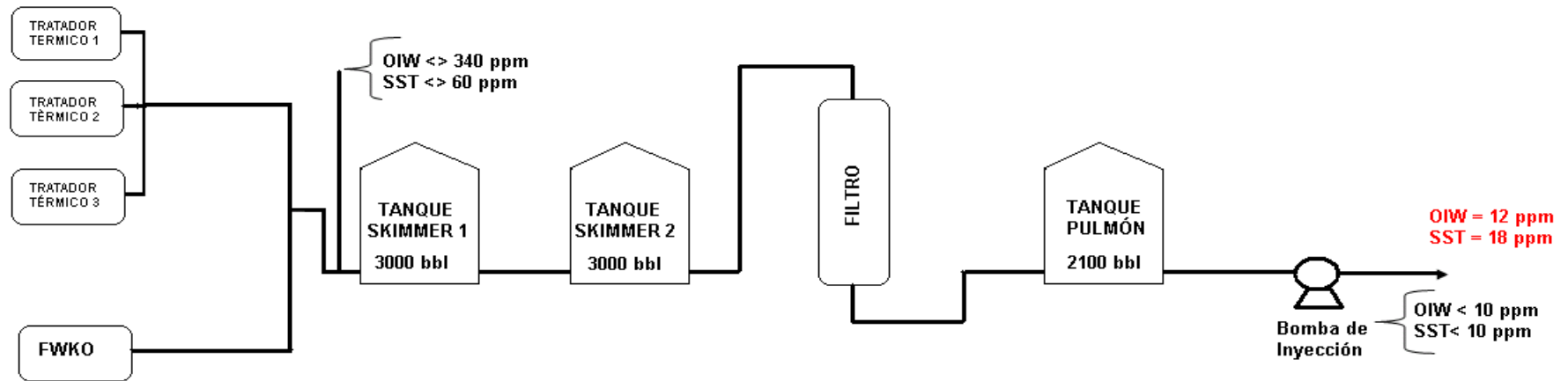


Fig. 79 Diagrama de flujo básico de planta de tratamiento de agua PIAS Carrizo.

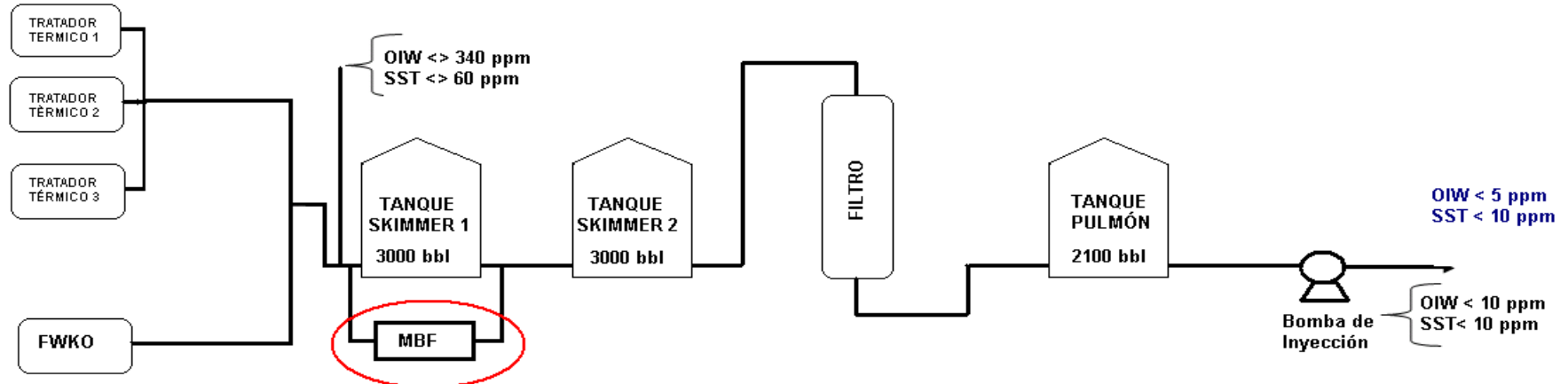


Fig. 80 Propuesta de mejora en Proceso de tratamiento de agua Lote X.

Con la finalidad de mitigar y reducir el contenido de sólidos y aceites, tomando como base las experiencias en tecnologías de flotación, el incremento del factor de recuperación de aceites y sólidos por medio de la inyección de microburbujas al interior del primer tanque skimmer en PIAS Carrizo, incrementaría el factor de recuperación, al remover un mayor porcentaje de sólidos y aceites por la parte superior del tanque skimmer.

El incremento de la turbulencia reduciría el desarrollo bacteriano, además de promover el contacto entre las gotas y mejor remoción de los sólidos suspendidos y obtener valores que se encuentren por debajo de los valores mínimos permitidos para el agua de reinyección. En base a la figura 73, el siguiente cuadro muestra los posibles márgenes de reducción según en la experiencia de los campos Canadienses.

PARAMETRO	CONDICION INICIAL		USO DE MICROBURBUJAS	
	LOTE X	CANADA	LOTE X	CANADA
OIW (ppm)	12	53	1.81	8
SST (ppm)	18	22	9.72	12.3
COSTO (\$/bbl)	0.5	0.43	0.24	0.2
VOLUMEN PROCESADO BPD	7500	14200	7500	14151
API DEL CRUDO	33	39	33	39
INVERSION DEL MBF(*)			160000	160000
(*) Valores estimados en base las gráficas GRL Solution				

Tabla 21 Valores proyectados con el uso de MBF

En la tabla 21, se aprecia que la reducción del contenido de sólidos y aceites a la salida de la bomba por medio del uso de microburbujas de gas natural permite obtener la calidad de agua de inyección necesaria para minimizar los efectos de daños y taponamiento de la formación inyectora, al mismo tiempo que inhibe la reproducción bacteriana al reducir las zonas estancadas al interior del tanque skimmer con un costo de inversión relativamente bajo comparado con otras tecnologías.

CAPÍTULO X: EVALUACIÓN ECONÓMICA

Como criterios para determinar la rentabilidad de un proyecto con tecnología de microburbujas se tomaron como referencia los valores de inversión (CAPEX) vistos en Canadá por la compañía GRL y en cuanto a los costos operativos (OPEX), se tomo como referencia el 10% del capital de inversión anual, sin incluir los costos de energía ya que se consideraron que es provista por la planta de generación eléctrica del campo, además se despreciaron los gastos por producto químico adicional al ya empleado en el tratamiento actual. Los costos de inversión fueron proyectados al año 2013 como fecha inicial de la inversión.

En cuanto al ingreso producto del proyecto, es decir el ahorro generado por la instalación de este tipo de tecnologías, se tomo como referencia los valores de la tabla 21 en \$/ barril de agua tratada, los ahorros por cambio de filtros y limpieza de tanques y un volumen procesado de 7500 BPD (barriles por día).

El periodo de evaluación se ha considerado 5 años y una tasa de interés del 15 % anual y 30 % de impuestos al estado para el análisis económico por medio del flujo neto de caja. Los siguientes cuadros fijan las consideraciones anteriormente establecidos:

VOLUMEN DE PROCESO BPD	7500
TIEMPO DE EVALUACIÓN AÑOS	5

Tabla 22: Criterios básicos de la Evaluación Económica

CAPEX	
INVERSIÓN USD	250000
ENERGIA KWH (*)	0
(*) LA ENERGIA ES PROVISTA DE LA PLANTA	

Tabla 23: Cuantificación de los costos de Inversión

OPEX	
COSTO DE MTTO (10% INVERSIÓN)	25000

Tabla 24: Cuantificación de los costos Operativos

AHORRO	
GASTO POR BBL TRATADO SIN MBF	0.5
GASTO POR BBL TRATADO CON MBF	0.24
AHORRO USD/BBL	0.26
AHORRO DIARIO USD	1950
AHORRO ANUAL USD	702,000.00

Tabla 25: Cuantificación del ahorro

A partir del ahorro (ingreso) determinado a través de la reducción de los costos por tratamiento, como se muestra en la tabla 25, los valores de tratamiento diario al cálculo anual, se puede evaluar el flujo neto de caja anual y llevarlo a valor presente VAN y evaluar su rentabilidad a través del TIR.

EVALUACION ECONOMICA	
TIEMPO DE EVALUACION (AÑOS)	5
INVERSION USD	250000
GASTOS ANUALES USD	25000
DEPRECIACION	50000
AHORRO ANUAL USD	702,000.00

Tabla 26: Cuantificación de la Evaluación Económica

FLUJO DE CAJA	
INGRESOS	702,000.00
EGRESOS	25,000.00
UTILIDAD NETA	677,000.00
FNF	488,900.00
TASA %	15.00

Tabla 27: Flujo de Caja

Número	Año	FNF	FNF (15%)	FNF ACUMULADO
0	2013	-250000		
1	2014	564140	490556.5	240556.5
2	2015	564140	426570.9	990710.9
3	2016	564140	370931.2	935071.2
4	2017	564140	322548.9	886688.9
5	2018	564140	280477.3	844617.3

Tabla 28: Corrida Manual de la Evaluación Económica

En base al flujo de caja neto ((Ingreso – Egreso + Depreciación)* (1- % Impuestos) + Depreciación), es posible establecer los valores de TIR y VAN (15%).

TASA	15%
VAN	\$1,388,868.63
TIR	195%

Tabla 29: Evaluación del VAN y TIR

En base a un TIR de 50% empleado en la industria Petrolera del E&P, con un TIR de 195% determinado en este proyecto con MBF, el proyecto de tanque skimmer flotador es altamente rentable promoviendo un ahorro anual superior a los 700 000 USD.

Con la finalidad de identificar cual sería el ahorro mínimo necesario para establecer la viabilidad de este proyecto es necesario realizar una sensibilización entre el VAN y ahorro por barril.

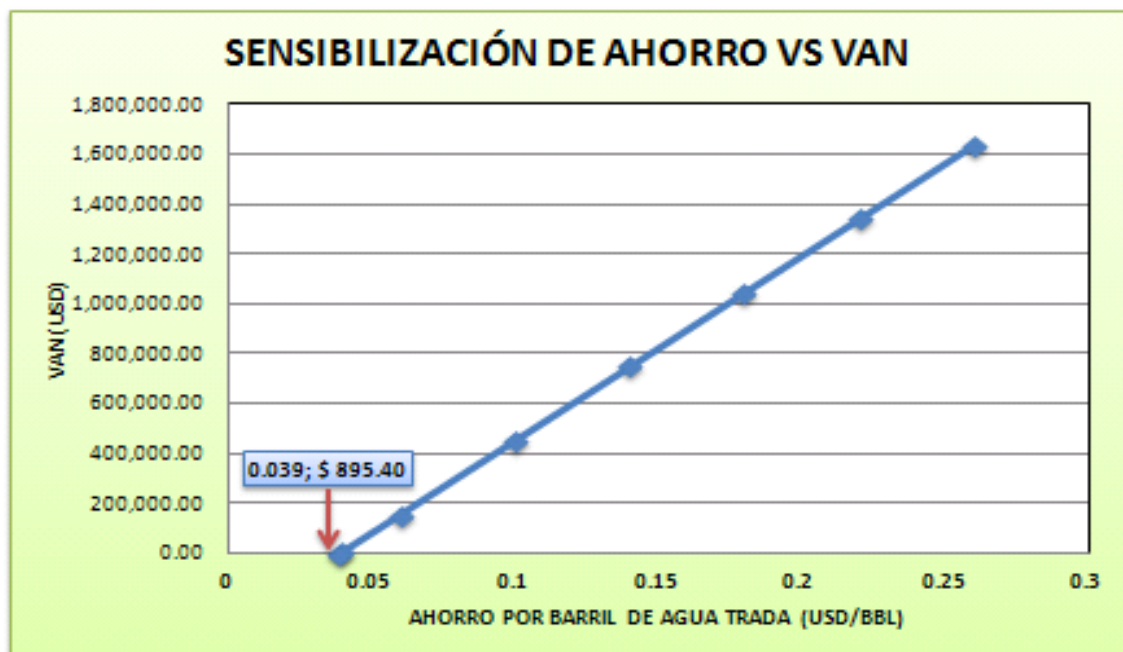


Fig. 81: Sensibilización del Ahorro por tratamiento vs VAN del Proyecto

Para un valor de ahorro menor a **0.039 \$/barril** de agua el proyecto de instalar la tecnología MBF el proyecto se vuelve inviable.

Así mismo, para establecer el comportamiento del VAN a diferentes tasas de interés siendo el TIR del proyecto la tasa mínima requerida para viabilizar la instalación MBF.

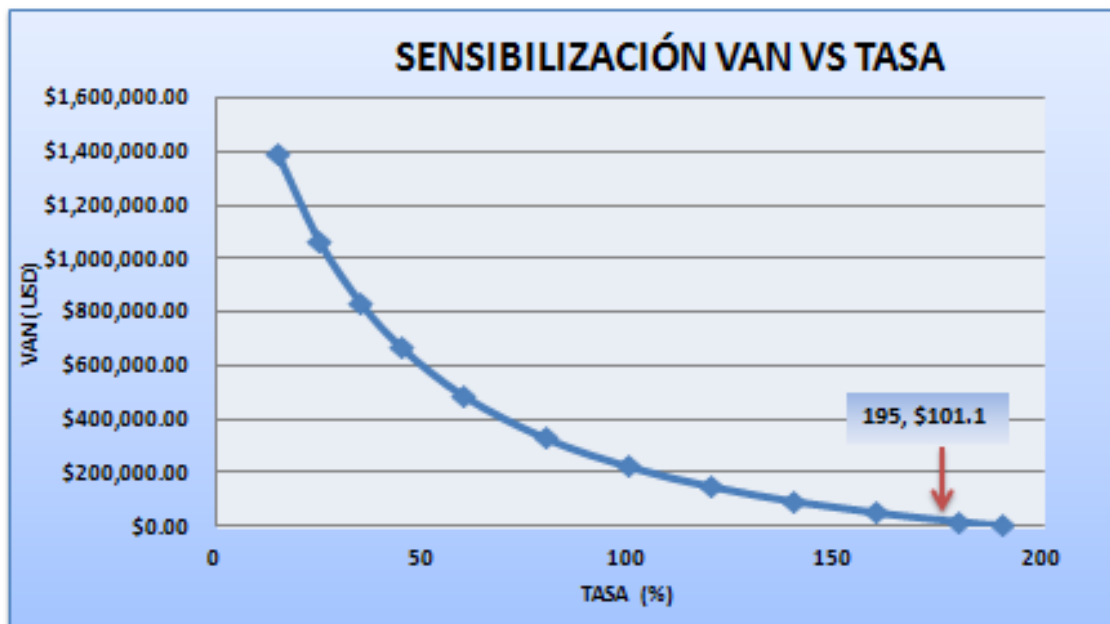


Fig. 82 Sensibilización VAN vs Tasa de Interés

CAPÍTULO XI: CONCLUSIONES

- El significativo aporte de petróleo a la producción nacional en campos considerados maduros (historial producto superior a 30 años), los cuales a su vez presenta incrementos progresivos de agua en grandes cantidades, conlleva a la búsqueda de nuevas alternativas tecnológicas para el tratamiento y disposición final de este recurso, como por ejemplo para métodos de recuperación secundaria a través de la reinyección de agua producida.
- La fuente de los sólidos contenidos en el agua para reinyección es muy diversa, desde productos de corrosión hasta arcillas y arenas presentes en la formación productora, es debido a ello que el tamaño de partícula es variable y requiere un estudio previo para definir el tipo de tratamiento o tecnología a aplicar.
- Debido a la alta concentración de sólidos de tamaño menores a 5 micras en el agua de reinyección existe una alta probabilidad de generar daños por taponamiento sobre la formación inyectora, más aún cuando existe presencia de natas o trazas de aceites, los cuales reducen la permeabilidad de la torta reduciendo la capacidad de inyección e incrementando rápidamente la presión de inyección.
- Así mismo, el alto contenido de sólidos y aceites a la entrada del filtro promoverá su saturación e incremento de la caída de presión, reduciendo con ello su capacidad de filtrado y su tiempo de vida operativa. Ante la necesidad de promover la vida útil del filtro a través de tecnologías técnicas y económicamente rentables.

- La tecnología de flotación a través del uso del gas natural ha sido ampliamente empleado en otros campos petroleros como muy buenos resultados, a través de la mejora del proceso por medio de la generación de burbujas muy pequeñas las cuales aceleran y mejoran los procesos de remoción de sólidos y aceites.
- Se demostró la relación directa sobre el área superficial de la burbuja “Sb” en función de la cinética del proceso “k”, llevando a entender que a menor tamaño de burbuja, la eficiencia en la remoción es mayor. Por lo mostrado, la tecnología de flotación por gas disuelto promueve tamaños de burbuja entre 40 a 70 micras con respecto a lo visto en los procesos de flotación por gas inducido.
- Del mismo principio a la tecnología de flotación, la generación de microburbujas de 5 a 50 micras, empleando como cámara de flotación secciones de los tanques skimmers divididos entre 2 a 4 cámaras, aplicados en Canadá y Venezuela, han presentado muy buenos resultado al reducir los costos por tratamiento de agua en más del 50 %.
- Finalmente la tecnología MBF (Microbubble Flotation), al presentan costos de inversión bajos en comparación con otras tecnologías de tratamiento para agua de reinyección permite obtener un TIR de 195 % con respecto a una inversión de 250 000 dólares para tratar 7500 BPD.

CAPITULO XII: RECOMENDACIONES

- Se recomienda la aplicación de tecnologías de flotación a través de la inyección de microburbujas al interior de los equipos de separación primaria, tanques API y tanques Skimmers, las cuales aprovechan la instalación existente en campo y optimiza el proceso a través del uso de microburbujas removedoras de sólidos y aceites.
- Al coexistir aceites y sólidos en un mismo medio existe alta probabilidad de la generación de emulsiones, las cuales son muy estables y difíciles de remover por métodos convencionales gravitatorios o químicos a través del uso de floculantes o rompedores de emulsión inversa. Por ello se recomienda remover los sólidos y aceites por la parte superior del tanque skimmer y disponer lo removido en pozos disposal o plantas de tratamiento de efluentes.
- Se sugiere evaluar el tipo de gas a emplear durante en el proceso de flotación debido a la notable diferencia entre la cantidad de gas natural requerido para flotar la misma cantidad de sólidos con respecto al aire (relación 1:10), la mayor cantidad de gas natural inyectado puede promover ineficiencias en el proceso, al generar tamaños de burbujas mayores al necesario para el proceso.
- Para incrementar el tamaño de los sólidos presentes en el agua producida, el uso de coagulantes y floculantes son buenas alternativas para neutralizar y aglutinar los sólidos de pequeño tamaño. Sin embargo, para promover la flotabilidad de dichos sólidos, es necesario producto químicos activadores o colectores los cuales permitirán modificaran la tendencia mojante de los sólidos y permitirá su adecuada flotabilidad y fácil remoción.

- Así mismo, se sugiere trabajar con aditivos espumantes o estabilizantes de de espuma, los cuales van a permitir mantener compacta la espuma y permitir su adecuada remoción por el sistema skimmer, o en su defecto aditivos formulados para este tipo de operaciones.
- Finalmente, empleando tecnologías como la microburbujas permitirá mejorar los procesos de tratamiento de agua de inyección en cualquier operación cuyos problemas de control de sólidos y aceite sea crítico.

CAPÍTULO XIII: BIBLIOGRAFÍA

LIBROS

1. Archer, J.S & Wall, C.G, Petroleum Engineering Principles and Practice
2. Craft B.C & M Hawkins, Applied Petroleum Reservoir Engineering.
3. Magdalena Paris de Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos.
4. Archer, J.S. & C. G. Wall, Petroleum Engineering – Principles and Practice. USA 1986.
5. Tarek Ahmed, Reservoir Engineering Handbook, Segunda Edición. 2000
6. Albdel-Aal , H. K. and Aggour Mohamed, Petroleum and Gas Field Processing. 2003.
7. Arnold K, Surface Production Operations Volume 2. 1989.
8. Petrobras, Manual de Injeção de Água. 2000.
9. Patton, Charles C, Applied Water Technology, Segunda Edición. USA 1995
10. K. Wang, L. PhD & K. Shamma, N. PhD & A. Selke, W DEng. & B Aulenbach D, PhD, Flotation Technology, Humana Press, London 2010.
11. Deepak Malhotra, P.R. T & Spiller Erik & Leveer Marc, Recent Advances in Mineral Processing Plant Design, Society of Mining, Metallurgy and Exploration, United State 2009.
12. G.J. Jameson, G.J., Proceedings, Improving Froth Flotation of Coal, ACIRL, 1983.

PAPER TÉCNICOS

1. SPE 27394 Coleman, J. R, Arco E&P Technology, Produced Water Re-Injection; How clean is clean?. 1994
2. SPE 16256-PA, Eylander J.G.R Suspended Solids Specifications for water injection from Coreflood Tests.1988.
3. SPE 1994-60, Bennion D.B, Injection Water Quality - A Key Factor to Successful Waterflooding. 1994.
4. SPE 28488, Khatib, Shell Development Co. Prediction of Formation Damage Due to Suspended Solids: Modeling Approach of Filter Cake Buildup in Injectors.1994.
5. EXPL-3-GG-55-N, Gutiérrez Acuña, G.C, Evaluación Técnica para el Diseño de un Equipo de Flotación con Gas Disuelto en el Lote X.
6. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L, Nota Técnica N° 49 y 52.
7. Wright Charles C & Chilingarian George V, Water Quality for Subsurface Injection.
8. Departamento de Química- Física, Estudio Termodinámico de las Interfases. 2009-2010.

9. Gorain, B.K; Franzidis J.P & Manlapig E.V, Studies on Impeller Type, Impeller Speed and Air Flow Rate in an Industrial Scale Flotation Cell. Part 1 to Part 5. 1994.
10. SPE 25472 A.L. Casaday, Serck Baker Inc. "Advances in Flotation Unit Design for Produced Water Treatment." - 1993.
11. GRL Solution: "How a Micro-bubble Flotation System Can Enhance Oil Separation and Recovery from Produced Water while Reducing Chemical and Filter Usage.
12. Mastouri R., S. Borghei M., F.Nadim, E.Roayaei "The Investigation of Induced Gas Flotation (IGF) Performance at elevated temperatures and high Total Dissolved Solids (TDS) Produced Water."-2002.
13. Douglas W. Lee, M.Sc. "Secondary Produced Water Treatment Through Micro-Bubble Flotation, Within Float/Surge Tanks. A Case Study"-2004.
14. Felise Man, B.Eng.; Nicholas Owens, M. Eng.; Douglas W. Lee, M.Sc "Induced Gas Flotation (IGF) within an API Skim Tank – A Case Study of Design Approach and Results"-2005.
15. Douglas W. Lee, Dr William .J.D "Bateman and Nicholas Owens Efficiency of Oil / Water Separation Controlled by Gas Bubble Size and Fluid Dynamics within the Separation Vessel" -2007.

16. Nicholas Owens, Douglas W. Lee, GLR Solutions Ltd. "The Use of Micro Bubble Flotation Technology in Secondary & Tertiary Produced Water Treatment - A Technical Comparison with other separation technologies."-2007.
17. Jacob Denis, Douglas W. Lee & Todd Kirk, "Gas Flotation Tanks (GFT) – A Comparison of 2 Chamber vs. 4 Chamber Design Performance."- 2011.

TESIS

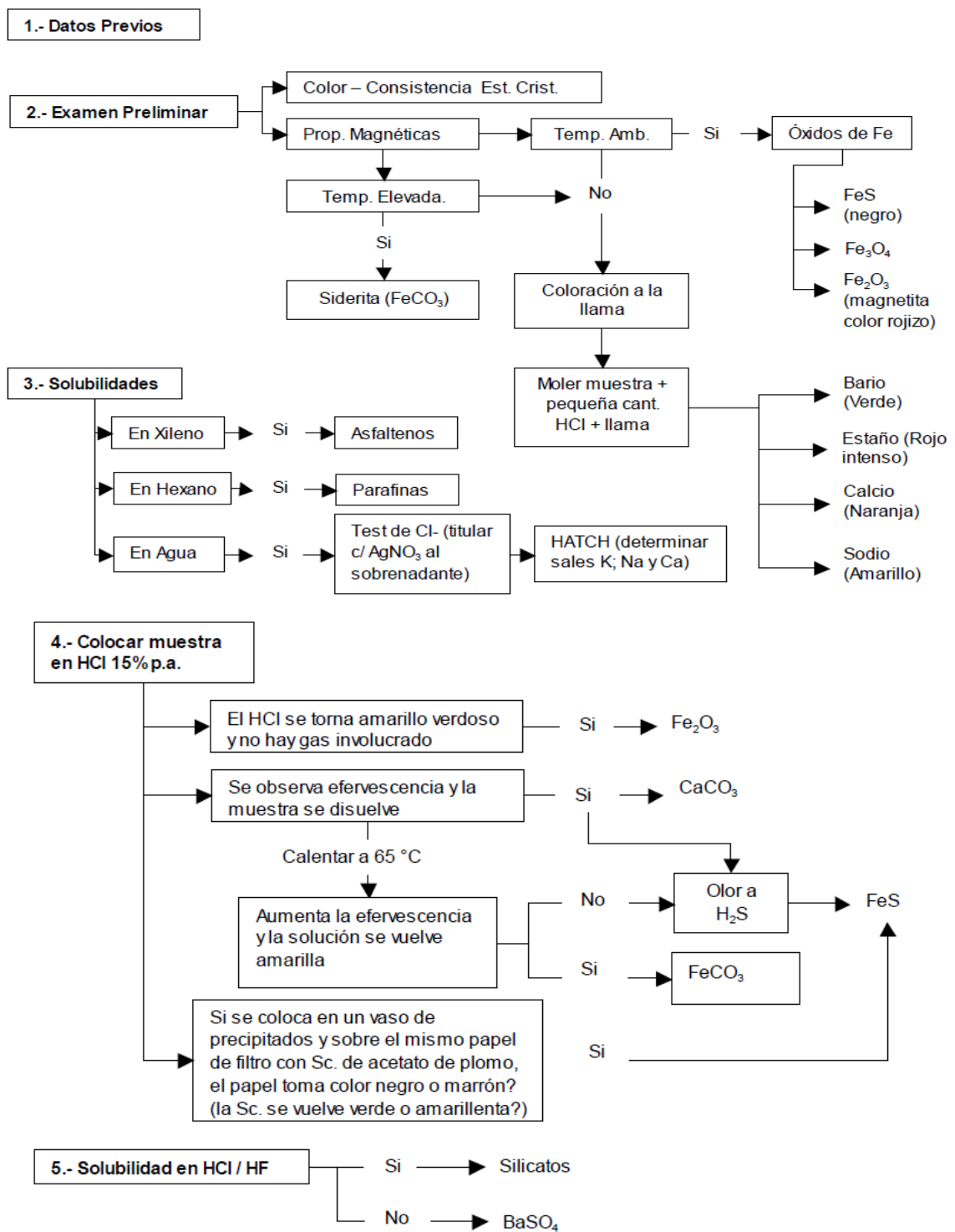
1. Gutiérrez Acuña, G.G, "Mejora de un Sistema de Tratamiento de agua para Inyección en las Operaciones de Recuperación Secundaria para una Empresa Petrolera." 2007.
2. Siancas Bergerie, R. E, "Evaluación de la Inyección de Agua en el lote XI-Noroeste del Perú." 1999.

PAGINAS WEB

1. Castro, Antonio & Garcia J.C, Flotación, fundamentos y aplicaciones.
<<http://ingenegros.com.ar/General/flotacion-fundamentos-y-aplicaciones.html>>
2. Fundamentos de Proceso de Flotación.
<<http://www.alipso.com/monografias/flotacion/>>

CAPITULO XIV: ANEXOS

ANEXO 1: MÉTODO PARA IDENTIFICACIÓN DE SÓLIDOS



ANEXO 2: MÉTODOS DE ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICOS PARA ANÁLISIS DE AGUA DE PRODUCCIÓN

MÉTODO DE ANÁLISIS	
Sodio	Calculo, Espectrofotometría, gravimetría
Calcio	Titulación, Espectrofotometría, Gravimetría
Magnesio	Titulación, Espectrofotometría, Gravimetría
Hierro	Titulación, Espectrofotometría, Colorimetría
Bario	Espectrofotometría, turbidez
Estroncio	Espectrofotometría
Cloruro	Titulación
Sulfato	Turbidímetro, gravimetría
Bicarbonato	Titulación.
Carbonato	Titulación.
Ph	pHmetro, Colorimétrico, papel pH.
Poblacion Bacterial	Cultivo, microscopio, otros.
Concentracion de sólidos suspendidos	Gravimétrico.
Tamaño de partícula	Contador de cuchilla, dispersión ligera, microscopia.
Forma de partícula	Microscopia.
Composición de sólidos suspendidos	Análisis químico.
Turbides	Turbidímetro.
Calida de agua	Filtro membrana.
Oxígeno disuelto	Titulación, colorimétrico, medidor de oxígeno.
Dióxido de Carbono	Titulación.
Sulfatos Totales	Prueba de alcalinidad, colorimétrico, titulación.
Aceite en agua	Colorimétrico, Espectrofotométrico, gravimétrico.
Temperatura	Termómetro.
Solidos Suspendidos totales	Calculo, gravimétrico, conductividad.
Gravedad Específica	Hidrómetro.
Resistividad	Celda de resistividad, Calculo.
Silice	Gravimétrico, colorimétrico, espectrofotométrico.