



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA REINYECTAR AGUA DE
FORMACIÓN Y APLICACIÓN DEL PROCESO EN UN CAMPO DEL
ORIENTE ECUATORIANO”**

TESINA DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETROLÉOS

Presentado por:

JORGE RICARDO CORELLA MERIZALDE

MARÍA BELÉN ESPINOZA VERA

BENITO ALEXANDER LOOR ZAMBRANO

Guayaquil - Ecuador

2014

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por estar siempre guiándome por un buen camino y por darme a las personas más maravillosas que son mis padres.

A mi familia por estar apoyándome siempre en los momentos más duros, y hacerme sonreír cuando lo necesitaba.

A la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL, a todos mis compañeros y amigos en especial a Alex y Belén, por su esfuerzo y dedicación en nuestro trabajo.

Al Ing Kléber Malave Tómalá; Director de tesina, por su valiosa colaboración y ayuda para la realización de este trabajo.

Jorge Ricardo Corella Merizalde

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por permitirme conservar la fe en las cosas, a mis padres Teodoro y Dorys quienes con su esfuerzo hicieron posible cada meta cumplida, mi más grande inspiración, y a mis hermanos por sus consejos y su apoyo incondicional. Gracias a ellos, mi familia, mi motivación.

María Belén Espinoza Vera

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mis padres por haber sido mi pilar fundamental durante mis años de estudio, especialmente a mi madre Dayse Zambrano por siempre preocuparse por mi bienestar y el alcance de mis sueños.

A mis hermanos que son mi motivación para alcanzar mis metas.

A la Ph. D. Elizabeth Peña ya que sin ella no habría sido posible el desarrollo de nuestro seminario.

Benito Alexander Loor Zambrano

DEDICATORIA

A los seres más importantes, mis padres Ricardo y Fanny que siempre estuvieron brindándome su magnífico apoyo a lo largo de mi vida, para así alcanzar este sueño.

A mis hermanos Estefanía, Oswaldo y a mi adoración Valentina, que siempre me han brindado aprecio y apoyo desde nuestra infancia.

A mis abuelitos, tios, primos y en especial a mi tía Patricia que es como mi segunda madre que estuvo apoyándome siempre para que yo pueda alcanzar esta meta.

Jorge Ricardo Corella Merizalde

DEDICATORIA

A mis dos ángeles en el cielo Segundo e Ismelda quienes me dan la oportunidad de estar con ellos aun cuando físicamente ya no me acompañen, y a mi sobrina Dannita nuestro angelito en la tierra.

María Belén Espinoza Vera

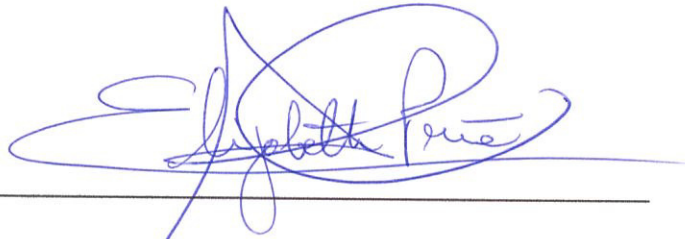
DEDICATORIA

A mis abuelitas Bertha Solórzano y EmeritaMacias.

A mis padres Benito Loor y Dayse Zambrano y mis hermanos
Yulexis Loor, Lilibeth Loor y Amado Loor.

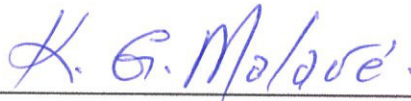
Benito Alexander Loor Zambrano

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ph.D. Elizabeth Peña

SUBDECANA FICT



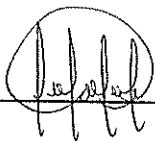
Ing. Kleber Malave

DIRECTOR DE TESINA

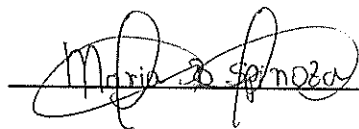
DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesina de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

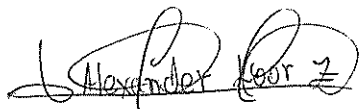
(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



Sr. Jorge R. Corella Merizalde.



Srta. MariaBelen Espinoza Vera



Sr. Benito A. Loo Zambrano

RESUMEN

En el presente trabajo se describen las facilidades utilizadas en el sistema de reinyección de agua en el pozo Jaguar del campo Tigre, localizado al Norte del Oriente Ecuatoriano. Las operaciones realizadas en este proceso son detalladas desde que el fluido es producido, separado y tratado hasta que el agua es reinyectada al subsuelo.

Se presentan también los problemas originados por el agua de formación a causa de ciertas características que posee y que pueden afectar tanto los equipos como a la producción, por lo que es importante saber cómo prevenirlos.

La parte ambiental es esencial en cada operación en la industria petrolera para poder minimizar los impactos en el entorno, en este trabajo se reescriben algunos de los artículos citados en el Decreto 1215, fundamentales para el manejo y prevención de accidentes.

Contenido

RESUMEN	X
INDICE DE FIGURAS	XIV
INDICE DE TABLAS	XVI
INTRODUCCION.....	XVIII
1. ASPECTOS PRINCIPALES.....	1
1.1. Geología del OrienteEcuatoriano	1
1.1.1. Terciario del oriente	4
1.2. Yacimientos	7
Es una unidad geológica de volumen limitado. Sus principales características son porosidad y permeabilidad, conteniendo hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso, comportándose como un sistema hidráulico intercomunicado.(Escobar M., 2004)	7
1.3 Proceso de producción y separación de fluidos.....	8
1.3.1 Producción del fluido.....	8
Existen dos técnicas principales para producir el fluido del yacimiento: flujo natural o levantamiento artificial. La primera se refiere a la utilización de la energía que existe en el yacimiento para que el fluido llegue hasta superficie, que se puede dar por los siguientes mecanismos:.....	8
1.3.2 Separación de Fluidos.....	10
1.3.3 Almacenamiento.....	11
1.4 Volúmenes producidos en el año 2013	11
2. PROBLEMAS ORIGINADOS POR EL AGUA DE FORMACIÓN	13
2.1 En los pozos productores	13
2.1.1 Filtraciones en revestidores, tuberías de producción y empacaduras. 13	
2.1.2 Flujo canalizado por mala cementación	14
2.1.3 Reacondicionamientos defectuosos.....	15
2.2 Problemas generados por el agua de formación.....	15
2.2.1 Corrosión	16
2.2.2 Incrustaciones.....	16
2.2.3 Agentes biológicos (Bacterias sulfato reductoras).....	17

2.2.4	Compatibilidad de agua.....	18
2.3	Impactos ambientales en superficie.....	19
2.3.1	Volúmenes altos.....	19
2.3.2	Contaminación del ambiente.....	19
2.3.3	Descarga a afluentes de agua natural y potable.....	20
3.	EQUIPOS REQUERIDOS PARA OPERAR UN SISTEMA DE REINYECCION DE AGUA.....	21
3.1	En superficie.....	21
3.1.1.	Pozo productor.....	23
3.1.2.	Estación de producción.....	23
	Está integrada por los equipos necesarios para separar y tratar los fluidos producidos, indicados a continuación:.....	23
3.1.2.1.	Manifolds o Múltiples.....	24
3.1.2.2.	Separadores.....	24
3.1.2.3.	Tanque desnatador.....	25
3.1.2.4.	Tanque Clarificador.....	25
3.1.2.5.	Bombas de transferencia.....	26
3.1.2.6.	Bombas horizontales de alta presión.....	26
3.1.2.7.	Cabezal del Pozo reinyector.....	27
3.2.	Subsuelo.....	29
	El componente principal es la completación del pozo que se indica a continuación.	
	29	
3.2.1.	Diagrama de completación y descripción.....	29
3.2.2.	Diagrama de completación:.....	29
3.3.	Pruebas de laboratorio.....	32
3.3.1.	Determinación del BSW.....	32
3.3.2.	Prueba de botella.....	32
3.3.3.	Prueba de jarras.....	33
3.3.4.	Determinación del contenido de cloruros.....	33
4.	TRATAMIENTO DEL AGUA DE FORMACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN EN EL BLOQUE JBM DEL ORIENTE ECUATORIANO.....	34

4.1.	Tratamiento del agua de formación	34
4.1.1	Características y Propiedades	35
4.1.2	. Procesos para separar el agua de formación del crudo	39
4.2	Pozos Reinyectores.....	43
4.3	Volúmenes, tasas y presiones de reinyección por pozo.....	43
4.4	Operación del sistema de reinyección de agua.....	44
4.5	Diagrama de los procesos de producción y reinyección de las instalaciones del campo.	47
5.	SEGURIDAD INDUSTRIAL Y MANEJO AMBIENTAL EN EL PROCESO DE REINYECCION DE AGUA	49
5.1	Seguridad Industrial	49
5.1.1	Normas de seguridad.....	50
5.2	Consideraciones generales para minimizar el impacto ambiental	50
5.3	Límites permisibles en el tratamiento de agua para el proceso de reinyección.....	51
5.3.1	Límites permisibles según el decreto ejecutivo 1215	51
	Se refieren principalmente a los que se deben cumplir en el punto de descarga de afluentes cuyo contenido es el siguiente:	51
5.4	Plan de Contingencia	58
➤	Primeros auxilios	58
	Deberá contar con un equipo de emergencia de primeros auxilios y personal apropiado para administrarlo.....	58
➤	Señales de seguridad	59
➤	Áreas de trabajo	59
➤	Protección personal	59
➤	Locaciones.....	59
5.4.1	Trabajos.....	60
5.4.2	Vehículos.....	60
5.4.3	Normas de tránsito	60
5.5	Plan de emergencia.....	61
5.6	Puntos de control.....	62
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	63

6.1	Conclusiones.....	63
6.2	Recomendaciones.....	65
7.	Bibliografía.....	67

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 CUENCA ORIENTE.....	2
FIGURA 2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA	6
FIGURA 3 YACIMIENTOS ESTRATIGRÁFICOS Y ESTRUCTURALES	7
FIGURA 4 YACIMIENTO COMBINADO	8
FIGURA 5 EMPUJES NATURALES: 5 A. GAS DISUELTA; 5 B. CAPA DE GAS; 5 C. EMPUJE POR AGUA	9
FIGURA 6 BOMBEO MECÁNICO-BOMBEO HIDRÁULICO-BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE .	10
FIGURA 7 FILTRACIONES EN EL REVESTIDOR, TUBERÍA DE PRODUCCIÓN O EMPACADURAS	14
FIGURA 8 FLUJO DETRÁS DEL CASING	15
FIGURA 9 TUBERÍA CON CORROSIÓN.....	16
FIGURA 10 TUBERÍA CON INCRUSTACIONES.....	17
FIGURA 11 CORROSIÓN CAUSADA POR SRB	18
FIGURA 12 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA.....	22
FIGURA 13 POZO PRODUCTOR- POZO REINYECTOR	23
FIGURA 14 MANIFOLDS	24
FIGURA 15 SEPARADOR TRIFÁSICO	24
FIGURA 16 ESQUEMA DE UN TANQUE DESNATADOR	25
FIGURA 17 BOMBA BOOSTER	26
FIGURA 18 BOMBAS DE ALTA PRESIÓN	26
FIGURA 19 POZO REINYECTOR.....	27
FIGURA 20 FILTROS: A. CASCARA DE NUEZ – B. MULTIMEDIA.....	28

FIGURA 21 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO JAGUAR.....	31
FIGURA 22 DIAGRAMA DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DEL CAMPO TIGRE	45
FIGURA 23 DIAGRAMA DE OPERACIONES DEL POZO JAGUAR.....	48
FIGURA 24 HISTORIAL PRODUCCIÓN MENSUAL DE PETRÓLEO FISCALIZADO 2014 (ENERO A MAYO).....	68
FIGURA 25 HISTORIAL PRODUCCIÓN MENSUAL DE PETRÓLEO FISCALIZADO 2014 (JUNIO A NOVIEMBRE).....	69

INDICE DE TABLAS

TABLA I PRODUCCIÓN MENSUAL DE FLUIDOS DURANTE EL AÑO 2013	12
TABLA II INFORMACIÓN DE POZOS REINYECTORES	44
TABLA IIIA LÍMITES PERMISIBLES PARA EL MONITOREO AMBIENTAL PERMANENTE DE AGUAS Y DESCARGAS LÍQUIDAS EN LA EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN, INDUSTRIALIZACIÓN, TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS Y SUS DERIVADOS, INCLUSIVE LAVADO Y MANTENIMIENTO EFLUENTE (PUNTO DE DESCARGA).....	55
TABLA IIIB LÍMITES PERMISIBLES PARA EL MONITOREO AMBIENTAL PERMANENTE DE AGUAS Y DESCARGAS LÍQUIDAS EN LA EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN, INDUSTRIALIZACIÓN, TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS Y SUS DERIVADOS, INCLUSIVE LAVADO Y MANTENIMIENTO INMISION (PUNTO DE CONTROL EN EL CUERPO RECEPTOR).....	56
TABLA IV CLASIFICACIÓN DE SRB	70
TABLA V PROCESOS DE LOS SISTEMAS DE REINYECCIÓN DE AGUA.....	63

INTRODUCCION

Nuestro trabajo se enfocara en la disposición del agua de formación producida junto con el petróleo que es considerado uno de los mayores problemas de la industria petrolera, ya que al no poder ser descargada al ecosistema sin ser tratada por su gran impacto ambiental, pueden presentarse inconvenientes con el manejo de dicho fluido en superficie.

La reinyección de agua de formación es un proceso que permite, manejándola adecuadamente, producir beneficios en la operación de producción de hidrocarburos, al poder extraer mayores volúmenes de fluido y conjuntamente minimizar el impacto ambiental.

En este trabajo se analizara las operaciones necesarias en el proceso en el campo Jaguar para reinyectar el agua de formación producida con el petróleo, describiendo los equipos requeridos; así como también se presentarán y discutirán los problemas causados por el agua en los pozos productores como: taponamientos, escalas, corrosión y filtraciones.

1. ASPECTOS PRINCIPALES

Se indican las características geológicas de la cuenca Oriente considerando que es necesario identificarlas antes de iniciar cualquier actividad hidrocarburífera.

1.1. Geología del OrienteEcuatoriano

La cuenca oriente está limitada, al oeste por las cordillera de los Andes, al norte por la sub-cuenca Putumayo, al Sur por la sub-cuenca Marañón y al este por el EscudoGuayano-Brasileiro como se muestra en la Figura1.(Nuñez del Arco, 2003)

Figura 1 Cuenca Oriente



Fuente: Sismicidad

Las actividades de exploración petrolera han permitido obtener información geológica y geofísica de la Cuenca Oriente del Ecuador y gracias a ello se dispone dematerial significativo que ayuda a redefinir las características estratigráficas de las formaciones existentes. (Nuñez del Arco, 2003)

La cuenca está integrada por secuencias sedimentarias y volcánicas constituidas por areniscas de origen fluvial y depósitos de ambientes marinos que van desde el paleozoico hasta el cuaternario.

La sección cretácica de la Cuenca Oriente es fundamental en la ingeniería de yacimiento, porque a mediados de esa era geológica se formó más del 50% de las reservas mundiales de petróleo. Está constituida por las formaciones Hollín, Napo y Basal Tena, las mismas que comparten una estratigrafía secuencial con características bien definidas. Las principales unidades de yacimiento de dichas formaciones son las areniscas, Basal Tena, "M1", "U", "T" y Hollín.

A continuación se describen brevemente las citadas arenas.(Nuñez del Arco, 2003)

- **Hollín:**

Compuesta por arenisca blanca cuarzosa, porosa y de granulometría variable. Ocasionalmente aparecen intercalaciones de lutitas arenosas oscuras. Su espesor varía de 100 a 450 ft. La formación corresponde a un ambiente de depositación continental, fluvial en la base y estuario en el tope. La porosidad varía entre el 5 y el 16%, disminuyendo conforme nos acercamos al tope de la formación.(Nuñez del Arco, 2003)

- **Napo**

Compuesta por lutitas negras carbonáceas, areniscas cuarzosas glauconíticas y calizas. Corresponde a un ambiente marino y platafórmico, con saturación promedio de agua del 20%. A esta formación pertenecen las arenas U Superior e

Inferior, yacimientos donde es posible reinyectar agua de formación.(Nuñez del Arco, 2003)

- **M1**

Compuesta en mayor parte de arenisca, limo fino con conglomerados .Corresponde a un ambiente de depositación estuario. Su configuración es monoclinal. Tiene condiciones geológicas favorables para reinyección de agua.(Nuñez del Arco, 2003)

- **Tena**

Posee una saturación de agua entre 22 al 28%, porosidad desde 17 hasta 20% y una permeabilidad promedio de 440 milidarcys.

En la base y tope de la formación se encuentran lutitas y limolitas algo calcáreas, areniscas cuarzosas claras y su ambiente de depositación es continental, con incursiones marinas. (Nuñez del Arco, 2003)

1.1.1. Terciario del oriente

A esta edad geológica pertenecen las formaciones: Chambira, Aranjuno, Chalcana, Ortegusa y Tiyuyacu, siendo las dos últimas los principales yacimientos receptores de la mayor cantidad de agua de formación producida en el país. Las características relevantes de las citadas arenas son:

- **Tiyuyacu.**

Se la divide en tres miembros: inferior, medio y superior. El ambiente de depositación es continental, con incursiones marinas y su edad de la formación aún no está definida. Tiene un espesor promedio de 350 ft.



Dependiendo de la consolidación, la formación puede alcanzar porosidades promedios del 17 al 30%, razón por la cual es una excelente opción para reinyectar el agua de formación.(Nuñez del Arco, 2003)

- **Orteguaza**

El ambiente de depositación es deltaico – estuarino y la edad eoceno superior a oligoceno pudiendo llegar hasta el mioceno inferior. Su espesor promedio es de 660 ft. Por sus características es otra formación receptora del agua de formación. (Nuñez del Arco, 2003)

La Figura 2 muestra la columna estratigráfica del Oriente ecuatoriano con las diferentes edades geológicas, formaciones y descripción litológica.

Figura 2 Columna Estratigráfica

EDAD	FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA		
Q	MESA		Terrazas de arcillas y arenisca tobáceas. Conglomerados	
TERCIARIO	OLIGOCENO – PLIOCENO	CHAMBIRA	Arcillas, areniscas, conglomerados	CONTINENT.
		ARANJUNO	Conglomerados, arcillas en partes	
	OLIGOCENO – PLIOCENO	CHALCANA	Arcillas, poca arenisca	MARINO
		ORTEGUASA	Lutitas pardas, poca arenisca	CONTINENT.
		TIYUYACU	Arcillas rojas, verdes, violeta, areniscas gruesas y conglomerado	
CRETÁCICO	MAAS	TENA	Arcilla roja y areniscas	MARINO
		M – 1	Arenisca blanca cuarzosa porosa, permeable	
	APT – SANT	NAPO	"A" – Arenisca "U" – Caliza "B" – Arenisca "T" – Caliza	
		HOLLÍN	Arenisca cuarzosa blanca	
JURÁSICO	M U	Chapiza	Flujos de lava, brechas, "Red Beds", arcillas, y arenisca, poco conglomerado	CONTINENTAL
		Santiago	Calizas y esquistos (bituminosos), escasa arenisca	
	L	Macuma	Caliza, lutita, dolomita, arenisca	MARINO
MISSDEV – PERMPENS	Pumbuíza	Lutita gris-negro		
PC	BASAMENTO		Esquisto, gneis, granito	

Fuente: PETROPRODUCCION

1.2. Yacimientos

Es una unidad geológica de volumen limitado. Sus principales características son porosidad y permeabilidad, conteniendo hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso, comportándose como un sistema hidráulico intercomunicado.(Escobar M., 2004)

Geológicamente los yacimientos se clasifican en: estratigráficos, estructurales y combinados. Los dos primeros tipos están representados en la Fig.3, el tercero se indica en la Fig. 4

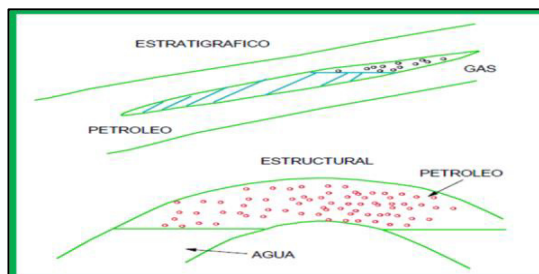
- **Estratigráficos:**

Se originan por el cambio de facies, por acuñamiento y por la disminución de permeabilidad de las arenas.(Escobar M., 2004)

- **Estructural:**

Es un anticlinal que tiene forma de lomo donde por acción de la gravedad los hidrocarburos quedan atrapados en la parte superior.(Escobar M., 2004)

Figura3 Yacimientos Estratigráficos y Estructurales

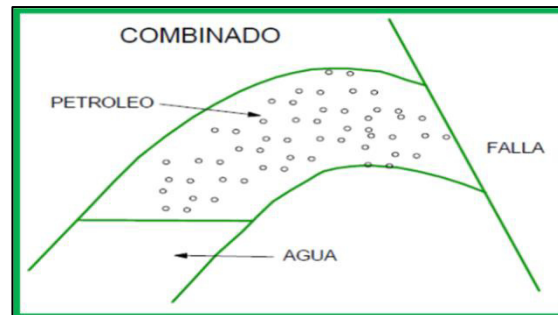


Fuente: (Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos - Freddy H. Escobar, Ph.D.)

- **Combinados:**

Se dan por la combinación de los dos tipos anteriores. (Escobar M., 2004)

Figura 4 Yacimiento Combinado



Fuente: (Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos - Freddy H. Escobar, Ph.D.)

1.3 Proceso de producción y separación de fluidos

El proceso de producción de petróleo y/o gas está constituido por 3 operaciones principales. La primera es el flujo de fluidos desde el yacimiento a superficie; la segunda está relacionada con la deshidratación del hidrocarburo que se cumple en las respectivas facilidades permitiendo separar las fases del fluido, y la tercera, el proceso de tratamiento y almacenamiento del crudo para cumplir las normativas exigidas por el mercado, etapas que se describen brevemente a continuación:

1.3.1 Producción del fluido

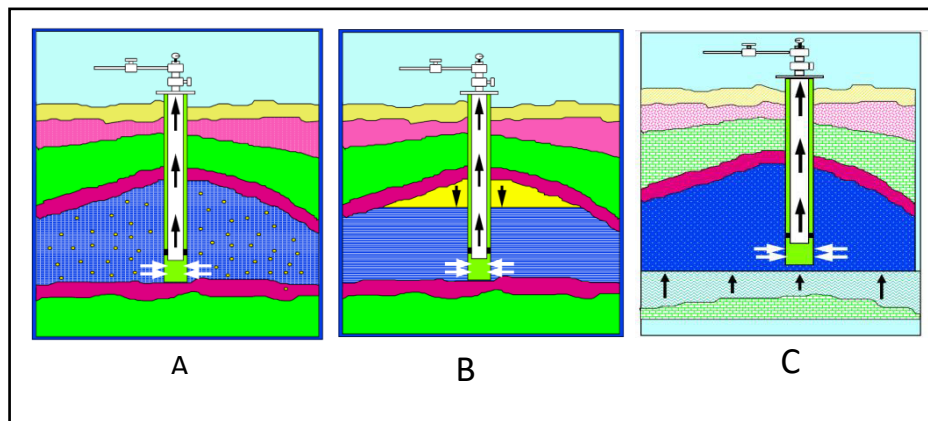
Existen dos técnicas principales para producir el fluido del yacimiento: flujo natural o levantamiento artificial. La primera se refiere a la utilización de la energía que existe

en el yacimiento para que el fluido llegue hasta superficie, que se puede dar por los siguientes mecanismos:

- Gas disuelto
- Capa de gas
- Empuje por agua
- Drenaje gravitacional
- Combinación de empujes

Los tres primeros se representan en la Fig. 5y de ellos el empuje por agua que permite mayor recobro de hidrocarburo.

Figura 5 Empujes Naturales: 5 A. Gas Disuelta; 5 B. Capa de Gas; 5 C. Empuje por Agua



Elaborado por: Ing. Mario Escobar

En el levantamiento artificial las alternativas disponibles son:

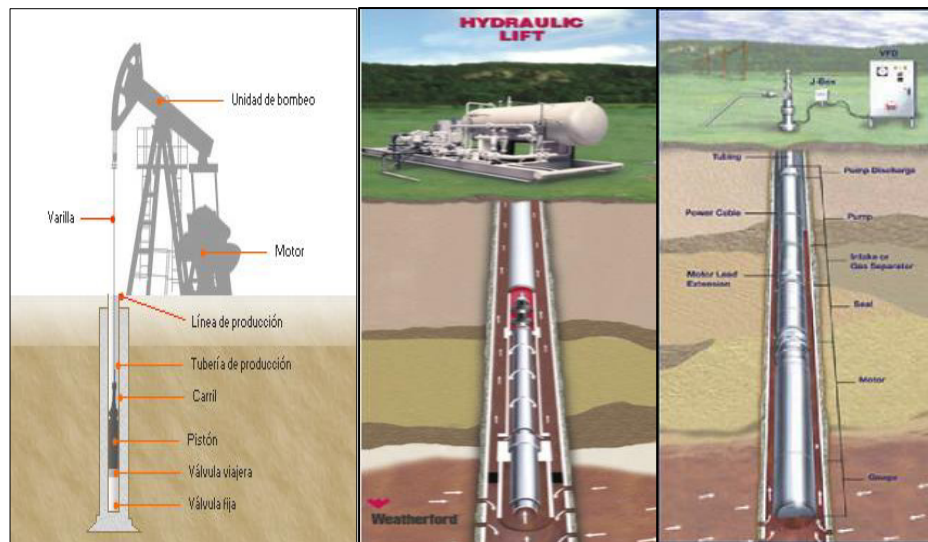
- Mecánico
- Gas lift
- Bombeo Hidráulico

➤ Bombeo Electrosumergible

De estos cuatro mecanismos, la mayor producción de agua de formación se obtiene por bombeo electrosumergible, debido a que permite manejar altos volúmenes de fluido.

En la Fig. 6 se muestran los tipos de levantamiento artificial actualmente aplicados en el país: mecánico, hidráulicos y electrosumergible respectivamente.

Figura 6 Bombeo Mecánico-Bombeo Hidráulico-Bombeo Electrosumergible



Fuente: Weatherford

1.3.2 Separación de Fluidos

La separación de las fases del fluido producido se cumple en todas las facilidades de superficie, principalmente en los separadores cuyo objetivo es eliminar el gas y el agua del petróleo. Del buen funcionamiento de esos equipos depende en gran medida obtener la mejor calidad de crudo y el mayor volumen de agua de formación que será reinyectada.

1.3.3 Almacenamiento

El proceso de producción culmina con el almacenamiento de los diferentes fluidos producidos: el crudo es tratado y almacenado para su posterior distribución y transporte a través de los oleoductos; el gas se utiliza principalmente para generación eléctrica y el agua, después de un proceso de tratamiento que se explicará en este trabajo, se almacena para ser reinyectada.

1.4 Volúmenes producidos en el año 2013

A partir de datos constantes en los reportes mensuales de producción de petróleo fiscalizados por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), los volúmenes de crudo y agua de formación producidos mensualmente por los campos del Oriente ecuatoriano durante el año 2013, constan en la Tabla I.(Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2014)

MESES	PRODUCCION CRUDO (BARRILES NETOS)	PRODUCCION APROXIMADA DE AGUA (BARRILES)*
ENERO	15660219	36540511
FEBRERO	14251711	33253992
MARZO	15608551	36419952
ABRIL	15440845	36028638
MAYO	16144581	37670689
JUNIO	15668598	36560062
JULIO	16400804	38268543
AGOSTO	16615956	38770564
SEPTIEMBRE	15988410	37306290
OCTUBRE	15708212	36652495
NOVIEMBRE	15982249	37291914
DICIEMBRE	16924912	39491461

Tabla I PRODUCCIÓN MENSUAL DE FLUIDOS DURANTE EL AÑO 2013

FUENTE: ARCH*

*No existen datos oficiales fiscalizados del total de agua producida, pero para efectos prácticos se conoce que el BSW actual es aproximadamente entre el 65 y el 70%. Considerando un valor promedio del 67% se determinan los volúmenes de agua producida por mes en el año 2013 que aparecen en la Tabla I.

2. PROBLEMAS ORIGINADOS POR EL AGUA DE FORMACIÓN

Se indican las principales situaciones originadas por el agua de formación tanto en pozos productores como en equipos de superficie y los impactos ambientales que se puedan presentar.

2.1 En los pozos productores

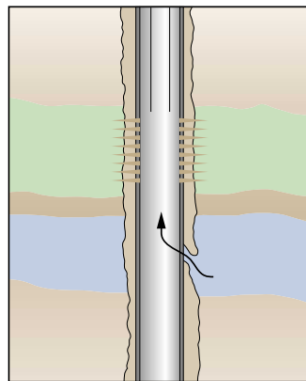
Durante la vida productiva de un pozo el flujo de agua de formación puede incrementar debido a las siguientes situaciones:

2.1.1 Filtraciones en revestidores, tuberías de producción y empacaduras.

Se presenta cuando existe flujo de agua de formación por diferentes causas a través de revestidores, tuberías de producción y empacaduras, mezclándose con la

columna del fluido del yacimiento como se muestra en la Fig. 7. Para definir acciones correctivas es necesario medidas de detección inmediata como pruebas de producción, de presión y corrida de registros eléctricos. (Schlumberger Cia. Ltda., 2013)

Figura7 Filtraciones en el revestidor, tubería de producción o empacaduras



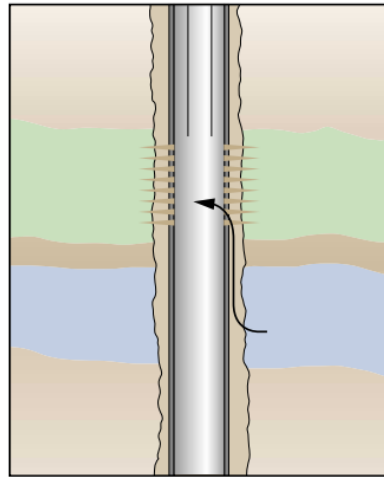
Fuente: Schlumberger

2.1.2 Flujo canalizado por mala cementación

Una cementación primaria mal realizada puede originar comunicación entre zonas productoras y acuíferos, provocando invasión de agua en el espacio anular, como se indica en la Fig.8.

Los flujos de agua pueden ser detectados a través de registros de temperatura y las situaciones se pueden solucionar con cementaciones forzadas (squeeze) o con inyección de fluidos base gel para detener el flujo a través del anular. (Schlumberger Cia. Ltda., 2013)

Figura 8 Flujo detrás del casing



Fuente: Schlumberger

2.1.3 Reacondicionamientos defectuosos

En ocasiones, cuando disminuye la tasa de producción de crudo es necesario realizar trabajos de reacondicionamiento incluyendo coiled tubings, slicklines y operaciones de pesca. Cuando se reinicia la producción y si los packers no están correctamente asentados, es posible producir altos volúmenes de agua de formaciones indeseables.

2.2 Problemas generados por el agua de formación

Entre los cuales destacan los siguientes:

2.2.1 Corrosión

La presencia de sales en el agua de formación origina la corrosión que es el deterioro que tiene un metal por estar expuesto en un medio específico corrosivo. La velocidad de corrosión se debe a la mayor o menor salinidad del fluido que entra en contacto con el metal.(Barrera, Vera L, Pineda T, & Lozano J, 2010)

En la Fig. 9 se muestra una tubería con corrosión

Figura 9 Tubería con corrosión



Fuente: Xinyuantai Steel Pipe Group

2.2.2 Incrustaciones

Es la acumulación de depósitos de minerales en una tubería que se da cuando las condiciones de presión y temperatura del agua de formación varían mientras se produce con el petróleo, formándose diferentes sales que precipitan en forma de incrustaciones (sólidos), adhiriéndose a los equipos de producción: tuberías del pozo, líneas de flujo y facilidades de superficie, reduciendo su diámetro

interno. Cuando el problema no se controla puede ocurrir una pérdida total de flujo. (Barrera, Vera L, Pineda T, & Lozano J, 2010)

En la figura 10 se muestra una tubería con incrustaciones, observándose la disminución drástica de su diámetro interno.

Figura 10 Tubería con incrustaciones



Fuente: Omnilubes

2.2.3 Agentes biológicos (Bacterias sulfato reductoras)

Son anaeróbicas que reducen los iones sulfato y sulfito a sulfuros dando lugar a que estos microorganismos produzcan ácido sulfhídrico (H_2S) que por ser un elemento altamente corrosivo desgasta las tuberías y al reducir su estabilidad contamina el hidrocarburo provocando acidificación. También producen corrosión agria al formar sulfuro ferroso que podrían taponar los poros del yacimiento receptor. (Pimienta & Nieto, 2010)

En la Fig. 11 se muestran daños causados por las bacterias.

Figura 11 Corrosión causada por SRB



Fuente: Ecopetrol &nova

Estas bacterias se nutren principalmente de carbono, nitrógeno y fósforo, de los cuales los 2 primeros siempre están presentes en los hidrocarburos. (Muyzer & Stams, 2008).

Existen 5 grupos principales de SRB indicadas en el anexo B.

2.2.4 Compatibilidad de agua

El agua producida presenta sales, sólidos y trazas de petróleo disuelto, siendo necesario antes de reinyectarla tratarla con bactericidas, inhibidores de sólidos y secuestrantes de oxígeno, porque de lo contrario se puede generar en el pozo una reacción fisicoquímica que taponaría el yacimiento, dando como resultado migración del agua hacia otras formaciones dañando la porosidad y permeabilidad de las mismas.

Por causa de la variación de temperatura entre diferentes aguas se puede producir incompatibilidad térmica, provocando fracturas en la formación.

2.3 Impactos ambientales en superficie

La producción de agua de formación origina las siguientes situaciones:

2.3.1 Volúmenes altos

Actualmente la producción de agua diaria en los campos del Oriente ecuatoriano supera el millón de barriles. Para reinyectar esa cantidad se debe dar el mejor tratamiento posible al fluido y disponer de la cantidad suficiente de formaciones y de pozos.

2.3.2 Contaminación del ambiente

El agua producida contiene niveles altos de material radioactivo como el estroncio y el radio, trazas de petróleo y sólidos suspendidos además de sales, que si entran en contacto con el ambiente pueden afectarlo e inclusive provocar enfermedades en los animales y en las personas.

Cuando el agua de formación se evapora forma nubes que a causa de las sales que contiene, da como resultado lluvia ácida que por su alto grado corrosivo afecta edificaciones, estructuras metálicas, la vegetación y al ser humano.

2.3.3 Descarga a afluentes de agua natural y potable

La mayor problemática causada por el agua de formación es la contaminación de fuentes de agua aptas para el consumo animal y humano, porque altera la composición del agua dulce, que contiene aproximadamente 100 ppm de sales disueltas. La de formación puede aportar con 20000 ppm por lo cual antes de retornarla al ambiente se la debe tratar para que alcance niveles aceptables de salinidad.

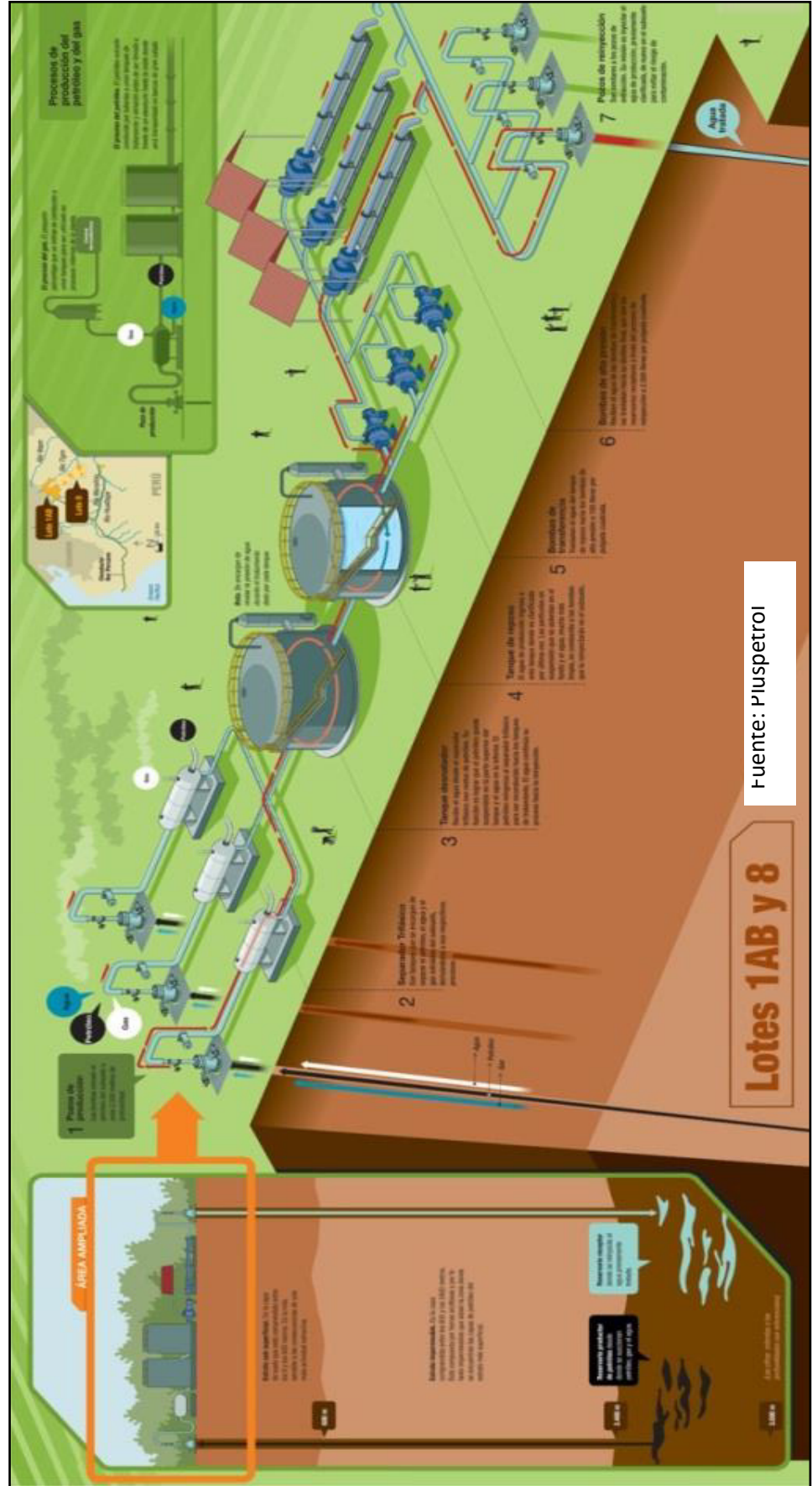
3. EQUIPOS REQUERIDOS PARA OPERAR UN SISTEMA DE REINYECCION DE AGUA.

Son todas las instalaciones y equipos necesarios para que se cumpla el proceso de reinyección de agua, tanto en superficie como en subsuelo.

3.1 En superficie

En la figura 12 están representadas las instalaciones superficiales requeridas en reinyección de agua, desde el pozo productor hasta el reinyector, que se describen a continuación:

Figura 12 Sistema de reinyección de agua



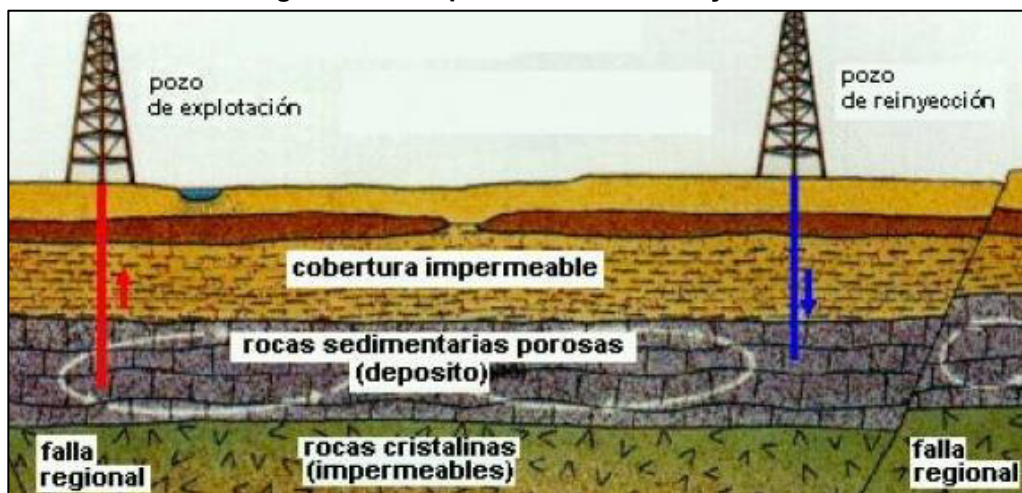
Fuente: Pluspetrol

Lotes 1AB y 8

3.1.1. Pozo productor

Es el punto de inicio para la problemática de reinyección de agua porque desde el cabezal ya existe separación entre las fases del fluido producido. En la Fig. 13 se muestra el pozo productor, el reinyector y las formaciones del subsuelo.

Figura 13 Pozo productor- Pozo reinyector



Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile

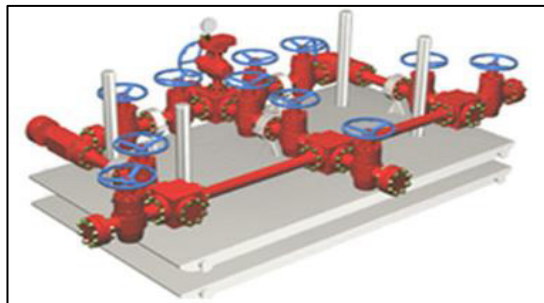
3.1.2. Estación de producción.

Está integrada por los equipos necesarios para separar y tratar los fluidos producidos, indicados a continuación:

3.1.2.1. Manifolds o Múltiples

Direccionael fluido de los pozos hacia los separadores. Se indican en el Fig. 14.
(Pluspetrol Norte S.A., 2013)

Figura 14Manifolds



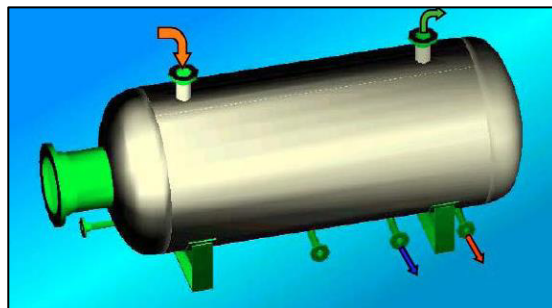
Fuente: CSC&Trading S.A.

3.1.2.2. Separadores

Son recipientes cilíndricos que se encargan de separar el petróleo del agua y del gas, direccionándolos al respectivo proceso. (Pluspetrol Norte S.A., 2013)

En la Fig. 15 se muestra un separador trifásico.

Figura 15 Separador Trifásico

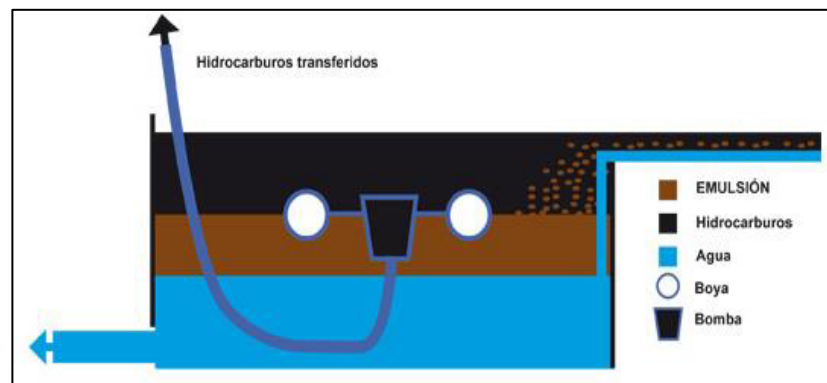


Fuente: DirectIndustry

3.1.2.3. Tanque desnatador

Recibe el agua que con trazas de petróleo proviene de los separadores. Su función es acumular dichas trazas en la parte superior del tanque, las cuales van al proceso de tratamiento del crudo. (Pluspetrol Norte S.A., 2013) Se muestra en la **Fig. 16**.

Figura 16 Esquema de un tanque desnatador



Fuente: Ecoceane

3.1.2.4. Tanque Clarificador

Del desnatador el agua ingresa al clarificador donde las partículas en suspensión se asientan en el fondo y el agua queda libre de sólidos, clarificada, continuando a las bombas de transferencia. (Pluspetrol Norte S.A., 2013)

3.1.2.5. Bombas de transferencia

También llamadas booster. Reciben el agua del tanque clarificador y la envían a las bombas horizontales de alta presión con 150 psi valor requerido en la succión de las mismas. (Pluspetrol Norte S.A., 2013). Se muestra en la figura 17.

Figura 17 Bomba Booster

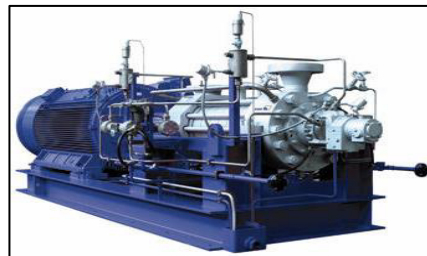


Fuente: Sobitec

3.1.2.6. Bombas horizontales de alta presión.

Desplazan el agua de formación generalmente con 2500 psi de presión al cabezal del pozo, para ser reinyectadas en las formaciones del subsuelo. (Pluspetrol Norte S.A., 2013). Se indican en la Fig. 18.

Figura 18 Bombas de alta presión



Fuente: DirectIndustry

3.1.2.7. Cabezal del Pozo reinyector

Proporciona los mecanismos de control necesarios para la reinyección de agua en la locación de un pozo. Se muestra en la Fig. 19.

Figura 19 Pozo Reinyector



Fuente: Foto tomada en Lago Agrio

En ocasiones es conveniente disponer de piscinas API con el fin de almacenar agua para su posterior reinyección.

➤ **Piscinas API**

Es un depósito expuesto a la atmósfera cuya operación se basa en el tiempo de asentamiento de los fluidos y en sus diferencias de densidades. El crudo se acumula en la parte superior formando una película que se remueve por medio de un colector cilíndrico y enviada a un tanque con crudo. El agua ya limpia retorna al sistema de reinyección.

➤ **Filtros: Cáscara de nuez y Multimedia**

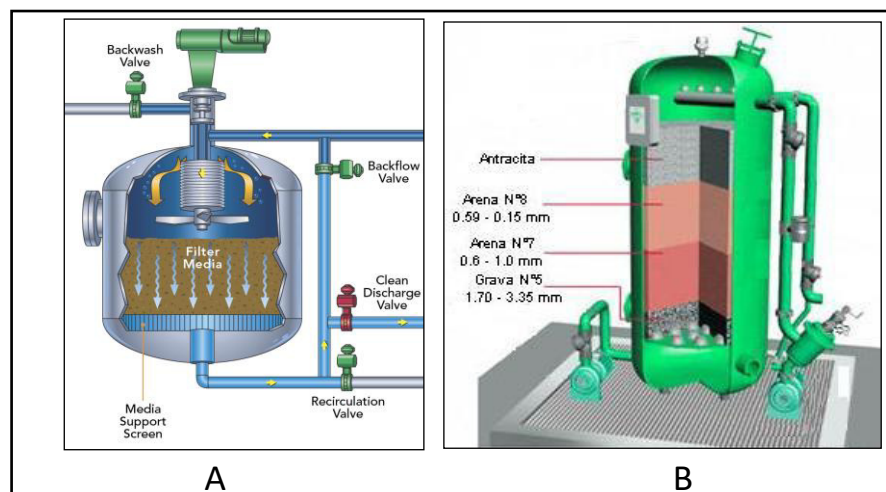
Además y, de ser requeridos, en el proceso de reinyección se pueden utilizar filtros como cascaras de nuez o de multimedia, que sirven para filtrar las partículas microscópicas de sólidos y crudos suspendidos en el agua de formación.

Cáscara de nuez: su medio filtrante es la nuez de nogal. Se utiliza para partículas mayores a 2 micras y entrada de crudo menores a 100 ppm.

Multimedia: filtros de antracita, granate y arena. Sirve para partículas menores a 2 micras y crudo suspendido entre 5 y 10 ppm.

Los dos tipos se observan en la figura 20

Figura 20 Filtros: A. Cáscara de nuez – B. Multimedia



Fuente: Petreco – Inquinat

3.2. Subsuelo

El componente principal es la completación del pozo que se indica a continuación.

3.2.1. Diagrama de completación y descripción.

La completación del pozo reinyector es un arreglo de equipos y tuberías que tienen la finalidad de conducir el agua de formación tratada, desde la superficie hasta la respectiva formación en el subsuelo.

El diagrama que se describe corresponde al pozo completado como reinyector en el campo Jaguar, considerado en este trabajo.

3.2.2. Diagrama de completación:

En la figura 21 se presenta el diagrama de completación correspondiente al pozo reinyector Tigre del campo Jaguar localizado al norte del oriente ecuatoriano. El TD es de 10845 ft y consta de:

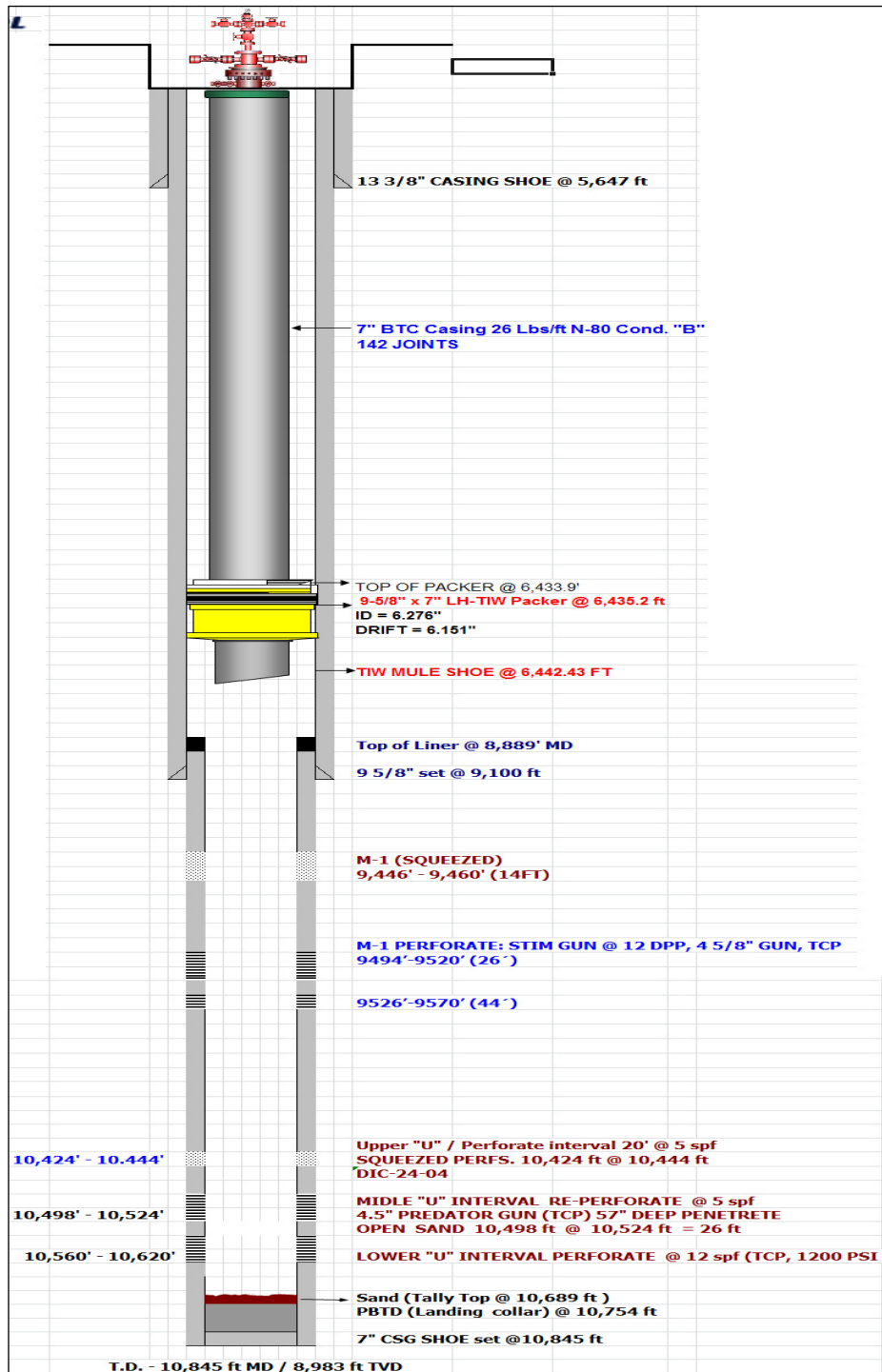
- Zapata de liner de 7" a 10845'.
- Landing collar @10754'
- Las arenas disparadas son:
 - U inferior de 10560 a 10620' (60'), 12 dpp.
 - U medio de 10498' a 10524' (26'), 5dpp.

- U superior de 10424' a 10464' (20'), 5dpp.
- M1 de 9494' a 9520' (26'), con 12 dpp. De 9526' a 9570' (44'), 12dpp.

De 9446' 9460' (14') squeezed

- Tope de liner de 7" @ 8889' colgado en un casing de 95/8"
- Pata de mula @ 6442.43'
- Packer @ 6433.9'
- Casing de 7" con 142 tubos a superficie.
- Zapata del casing superficial de 13 3/8" @ 5647'

Figura 21 Diagrama de completación del pozo jaguar



Elaborado por: Jorge Corella

3.3. Pruebas de laboratorio

Consisten en análisis físicos y químicos necesarios para determinar características de los fluidos que se deben conocer para decidir el tratamiento requerido por el agua de formación antes de reinyectarla.

Algunas de estas pruebas son:

3.3.1. Determinación del BSW

Es necesario conocer el porcentaje de agua producida por cada pozo de un campo petrolero, para lo cual se realiza una prueba de B.S.W. que permite determinar la cantidad de agua presente en el fluido de producción.

3.3.2. Prueba de botella

Se realizan ensayos para determinar la calidad y cantidad de los químicos requeridos. Con ese fin muestras representativas de la emulsión se colocan en botellas aforadas agregándose cierto volumen de un determinado químico; se las deja asentar, se aplica calor agitándolas para simular condiciones de campo.

3.3.3. Prueba de jarras

Determina la cantidad de coagulante que se le debe suministrar al agua para que la sedimentación sea más efectiva.

3.3.4. Determinación del contenido de cloruros

Dependiendo de las características de las formaciones productoras el contenido de cloruro es variable, cuya determinación se puede realizar mediante tres métodos.

El argentométrico o volumétrico es recomendable para agua con concentraciones entre 1,5 y 100 mg/l de cloruros.

El de nitrato de mercurio tiene la ventaja que el punto final de la reacción es fácilmente apreciable.

El potenciométrico es recomendable para aguas con elevado color y turbidez.

4. TRATAMIENTO DEL AGUA DE FORMACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN EN EL BLOQUE JBM DEL ORIENTE ECUATORIANO

En este capítulo se analiza el tratamiento aplicado al agua de formación antes de ser reinyectada en el pozo Jaguar y los procesos requeridos para operar el sistema de reinyección, tecnología actualmente utilizada en el Bloque JBM.

4.1. Tratamiento del agua de formación

Para realizar un tratamiento adecuado al agua de formación se debe tener en cuenta sus propiedades, que se determinan mediante un análisis físico-químico, con el fin de reinyectar la mejor agua posible, es decir devolver al subsuelo agua tratada cumpliendo las normas ambientales establecidas en el país para la actividad hidrocarburífera.

Generalmente en la industria petrolera existen dos sistemas para el tratamiento del agua de formación:

- Cerrado: No existe contacto del agua con el oxígeno.
- Abierto: el agua está en contacto con el oxígeno, siendo aireada.

4.1.1 Características y Propiedades

Las principales son: pH, presencia de bacterias, contenido de oxígeno, dióxido de carbono, sulfuros totales ,petróleo residual, sólidos disueltos y suspendidos, gravedad específica ,resistividad y conductividad, que se analizan a continuación.

4.1.1.1.pH

Representa el grado de alcalinidad o acidez del agua, cuya escala va de 0 a 14, donde valores menores a 7 representan acidez y mayores, alcalinidad. Cuando se tiene 7 significa que el pH es neutro. Si disminuye (agua ácida) también disminuye la tendencia a formar escala pero aumenta la acción corrosiva.

La mayoría de aguas de formación tienen un pH de 4 a 8. Si el valor es elevado se precipitan con mayor facilidad el carbonato de calcio y compuestos de hierro.

4.1.1.2. Bacterias

Su población, en especial las sulfato-reductoras, convierte al agua en más o menos corrosiva de acuerdo a la ausencia o presencia de las mismas. Las bacterias pueden resistir rangos de temperatura muy amplios, de 14 a 210 °F, pH entre 0 a 10.5 y concentraciones de oxígeno desde 0 hasta casi 100 %. Sin embargo en los sistemas de agua de formación crecen mejor con un pH de 5 a 9 y a temperaturas menores a 180°F.

4.1.1.3. Contenido de oxígeno

Su presencia contribuye significativamente a la corrosividad del agua, que cuando tiene hierro disuelto el oxígeno facilita su precipitación como óxidos insolubles de hierro, que ayudan el crecimiento de bacterias aeróbicas y originar taponamientos.

4.1.1.4. Dióxido de carbono

Se encuentra disuelto en el agua y genera corrosión al formar ácido carbónico con el oxígeno, además de influir en el pH y en la tendencia de incrustaciones de carbonato de calcio presente en el agua. Por esta razón pueden existir incrustaciones en pozos reinyectores y en algunos casos problemas de taponamiento de tuberías.

4.1.1.5.Sulfuros totales

Incrementan la corrosión. Se presentan como una mezcla de iones HS en estado líquido y gaseoso. El sulfuro de hidrógeno puede estar presente en forma natural en el agua o generado por bacterias reductoras de sulfato. Adicionalmente se podría formar como producto de la corrosión, siendo un efectivo agente de taponamiento.

4.1.1.6 Petróleo residual

Se encuentra en emulsión o disperso en el agua de formación. En cantidades superiores a 20 ppm reduce la eficiencia de la inyectividad del sistema porque se adhiere a la pared de la tubería formando bloques de emulsión, pudiendo taponar la formación donde el agua está siendo reinyectada.

4.1.1.7 Sólidos disueltos y suspendidos

La determinación de sólidos es importante porque ayuda a identificar si el agua causará taponamiento en el sistema de reinyección.

Los disueltos es el total de la materia sólida que se encuentra en una determinada cantidad de agua de formación. Se cuantifican sumando las concentraciones de todos los aniones y cationes obtenidas de los análisis respectivos o también

evaporando una muestra de agua hasta el secado y pesando los residuos. Los suspendidos se determinan con microscopios e incluso visualmente.

4.1.1.8 Gravedad específica

Es la relación entre la densidad del líquido de la muestra y la del agua pura. Es un indicador directo de la suma total de los sólidos disueltos en el agua de formación; por ello siempre será más densa que el agua pura y en consecuencia tendrá una gravedad específica mayor a 1.

4.1.1.9 Resistividad y conductividad

La resistividad indica la concentración de iones dentro del agua de formación. Mientras más iones contenga será menos resistiva. La conductividad maneja el concepto opuesto, es decir a más iones más conductividad y a menos iones menor conductividad.

A demás de los criterios anteriormente citados, adicionalmente se pueden mencionar la turbidez y la calidad de agua.

El primero tiene que ver con los sólidos insolubles que dan tono oscuro al agua. El segundo se refiere al grado de taponamiento relativo cuando el fluido pasa por un orificio o membrana.

4.1.2. Procesos para separar el agua de formación del crudo

Su complejidad depende del volumen y características del agua a ser tratada.

Existen tres principales procesos para separar el agua del crudo que son:

4.1.2.1 Separación Mecánica

Ocurre principalmente en los separadores y en los tanques, componentes de la estación de producción. Los principios físicos que se manejan en estos equipos son: diferencia de densidades entre el agua y el crudo y tiempo de asentamiento.

4.1.2.2 Separación Térmica

Utilizada principalmente en emulsiones inversas. Permite la separación del agua presente en el crudo a través del incremento de temperatura de los fluidos para romper la emulsión. Con el aumento de temperatura las gotas de agua empiezan a coalescer, incrementando su tamaño y asentándose rápidamente. Entre los principales objetivos de este tratamiento tenemos: reducir la viscosidad del crudo, aumentar la diferencia entre las densidades de los fluidos, disminuir la tensión superficial y dilatar la interfase de la emulsión. (Marfisi & Louis, 2014)

4.1.2.3. Separación química

Su objetivo es aislar los sólidos, el oxígeno disuelto y los microorganismos presentes en el agua. Consiste en la inyección de químicos en varios puntos del sistema de reinyección y generalmente se utilizan en grandes dosis para crudos pesados, que a menudo presentan mayor cantidad de emulsificantes naturales como arena fina, arcilla, entre otros. Dependiendo del problema y del volumen del fluido a tratar, los químicos pueden ser:

➤ **Inhibidor de corrosión**

Disminuyen la velocidad de corrosión en las tuberías, tanques y equipos utilizados en el proceso. Pueden ser aplicados por inyección continua a los fluidos producidos o mediante bacheos a intervalos regulares. Generalmente, los inhibidores son de naturaleza orgánica y trabajan formando una película protectora en la superficie del metal, evitando que el agua salada entre en contacto con el mismo.

La velocidad de corrosión está influenciada por el contenido de: CO_2 , H_2S , temperatura, pH, corte de agua, salinidad, presión y velocidad de las fases líquida y gaseosa.

➤ **Biocidas**

Inhiben el crecimiento de las bacterias previniendo problemas como la corrosión inducida biológicamente, la formación de sólidos que puede disminuir la inyectividad en los pozos y la producción de sulfuro de hidrógeno que causará la acidificación de los fluidos del yacimiento.

➤ **Surfactantes**

Se utilizan en la industria petrolera para variar la mojabilidad de los fluidos producidos. Su función es reducir la tensión superficial de un líquido, la tensión interfacial entre dos líquidos inmiscibles y el ángulo de contacto entre un sólido y un líquido. Son moléculas orgánicas formadas por un grupo hidrofóbico y otro hidrofílico y se clasifican en: aniónicos, catiónicos y no iónicos. Entre sus principales aplicaciones tenemos:

- Limpiar los equipos del proceso
- Incrementar el rendimiento de otros productos.
- Eliminar parafinas, lodos e incrustaciones, tanto en equipos de fondo como en superficie.
- Prevenir que se hinchen las arcillas sensibles al agua.
- Aumentar volúmenes y disminuir presiones de inyección en sistemas de reinyección de agua.

- Prevenir la emulsificación del crudo y de los fluidos de reacondicionamiento o de ácidos gastados.
- Incrementar la velocidad de reacción ácida en la formación y disminuir la precipitación de incrustaciones.

➤ **Floculantes**

Se encargan de unir las partículas desestabilizadas o coaguladas para formar otras de mayor tamaño generalmente llamadas flóculos. Los objetivos principales son:

- Formar partículas de mayor tamaño con peso específico superior al agua para que se sumerjan en la misma.
- Crear enlaces intermoleculares entre partículas.
- Entrampar las partículas en un flóculo.

➤ **Demulsificantes**

Para romper las emulsiones se utilizan procesos químicos o térmicos. En el químico es necesario un demulsificante cuyo propósito es romper la emulsión para obtener crudo seco y agua limpia, pudiendo aplicarse en un amplio rango de temperatura.

Los objetivos del demulsificante son:

- Definir la interfase petróleo/agua.
- Reducir los niveles de agua en el petróleo a valores inferiores al 1%, mejorando la deshidratación del crudo.

- Aumentar la eficacia del proceso a bajas temperaturas para reducir costos por calentamiento del fluido.
- Obtener aguas limpias.

4.2 Pozos Reinyectores

En el bloque JBA considerado en este trabajo, se manejan 22 pozos reinyectores distribuidos en 5 campos o estaciones de producción, de la siguiente manera:

- Campo “A”, pozos: A1, A2, A3, A4, A5, A6
- Campo “TIGRE” pozos: Jaguar, jaguar 02
- Campo “C”, pozos: C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, C9
- Campo “D”, pozos: D1, D2
- Campo “E”, pozos: E1, E2, E3

En el pozo Jaguar considerado en este trabajo se reinyectan en promedio alrededor de 26500 bwpd.

4.3 Volúmenes, tasas y presiones de reinyección por pozo.

En la tabla II se presenta la información de los volúmenes, las tasas y las presiones de reinyección correspondientes a los 22 pozos del campo Tigre.

	VOLUMEN REINYECTADO	TIEMPO DE REINYECCION	PRESION DE REINYECCION	ACUMULADO MENSUAL	ACEITE EN AGUA (PPM)	SOLIDOS (PPM)
Campo "A"						
1	31,104	24	2,511	170,388	10	42
2	4,843	24	2,547	33,027	10	42
3	12,937	24	2,540	84,588	10	42
4	4,678	24	2,554	28,305	10	42
5	32,251	24	2,521	173,593	10	42
6	39,546	24	2,515	210,429	10	42
Campo TIGRE						
Jaguar	26,645	21	2,600	145,923	15	42
Jaguar 2	48,145	24	2,277	240,999	13	51
Campo C						
1	32,172	24	2,520	163,822	10	32
2	53,087	24	2,486	267,687	13	49
3	20,970	24	2,520	108,520	13	49
4	4,686	24	2,529	26,346	13	49
5	14,303	24	2,527	76,933	13	49
6	19,790	24	2,358	109,660	18	56
7	13,628	24	2,368	79,928	18	56
8	35,389	24	2,670	179,119	18	56
9	36,535	24	2,293	198,105	18	56
Campo D						
1	47,823	24	2,450	238,847	12	47
2	47,543	24	2,423	237,614	12	47
Campo E						
1	54,860	24	1,994	277,765	11	64
2	33,368	20	2,330	195,847	12	79
3	44,734	24	2,310	226,760	12	7

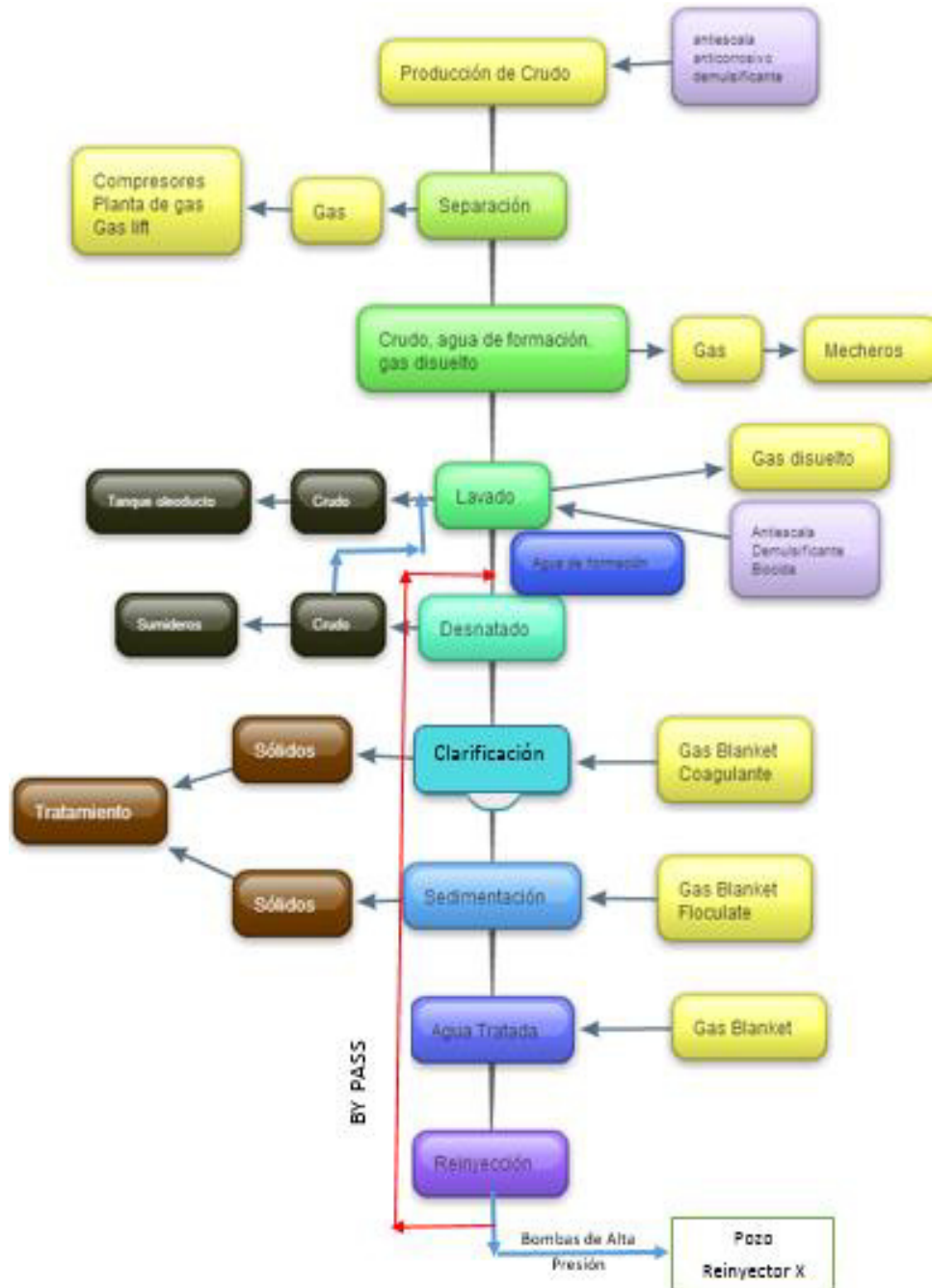
Tabla II Información de pozos reinyectores

Elaborado por: Corella J, Espinoza B., Loor A.

4.4 Operación del sistema de reinyección de agua

A continuación se indica el diagrama de las operaciones que se ejecutan en el bloque JBA describiéndose las mismas e incluyendo el tratamiento dado al agua de formación antes de ser reinyectada en los 22 pozos.

Figura 22 Diagrama de operación del sistema de reinyección del campo Tigre



Elaborado por: Corella J., Espinoza B., Loor A.

El fluido que llega a superficie sigue por las líneas de flujo hasta la estación de producción, donde es sometido a un proceso de tratamiento integrado por varios separadores con el fin de eliminar la mayor cantidad de agua y de gas, del petróleo. El líquido obtenido de los separadores que aún podría estar emulsionado se dirige a un tanque de lavado donde ocurre una nueva separación petróleo/agua en base a la diferencia de densidades y tratamiento físico-químico

Al agua obtenida en el tanque de lavado se le adiciona un agente químico demulsificante para ayudar a romper la emulsión petróleo-agua que todavía podría estar presente. El agua así separada se direcciona a un tanque desnatador (skimmer) donde se elimina la capa de aceite que se forma en la parte superior del nivel del agua. El fluido resultante, casi totalmente limpio, tiene características de calidad cercanas a las requeridas para la reinyección, pero con el fin de mejorarlas va a un tanque clarificador que contiene un mezclador interno para que los químicos, como el floculante y el coagulante que se inyectan en dicho tanque cumplan su función. Los sedimentos contenidos en el fluido se decantan hacia un sumidero interno. El agua así tratada se dirige a un tanque sedimentador donde se asientan los sólidos más finos que no lo hicieron en el clarificador. Entonces el fluido pasa al tanque de almacenamiento de agua tratada en cuya línea de entrada se inyectan químicos anti-escala y biocidas, y anticorrosivos en la salida. Para la óptima conservación de las propiedades del agua ya tratada se instala en el tanque el sistema gas-blanket o capa de gas para evitar el ingreso de oxígeno, principal agente corrosivo. El sistema posee dos válvulas que permiten la entrada o salida del gas para controlar la presión interna del tanque. Como resultado se tiene un fluido

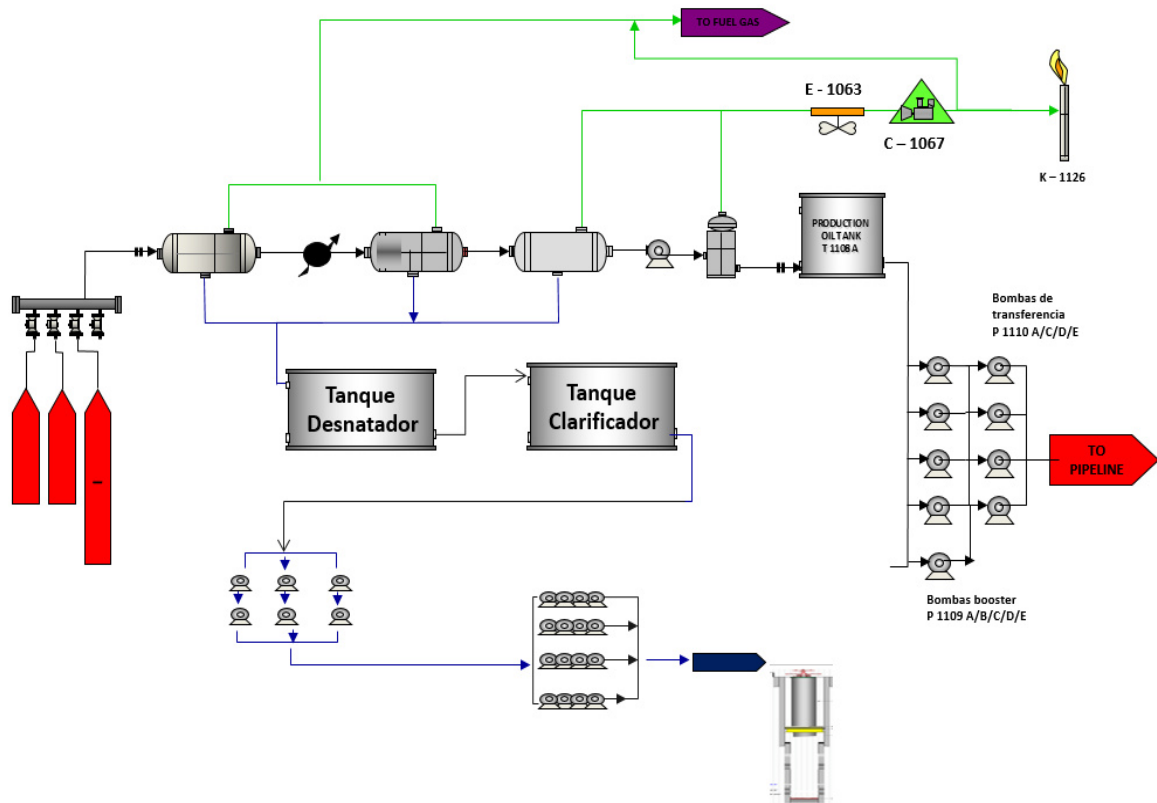
(agua) en las mejores condiciones para ser reinyectado, debiendo antes pasar por las bombas booster y después a las de alta presión para continuar el proceso.

Las booster son centrifugas que aumentan la presión del agua que viene desde el tanque de almacenamiento, a una presión al menos de 15 psi y la entregan con un valor máximo de 150psi, que es el requerido en la succión de las bombas horizontales, las cuales incrementan la presión del agua aproximadamente de 1200 a 3000 psi, valor necesario para que el fluido por medio de las líneas superficiales llegue al cabezal del pozo y continúe a la(s) formación(es) reinjectora(s), donde culmina el proceso.

4.5 Diagrama de los procesos de producción y reinyección de las instalaciones del campo.

En la Fig. 23 se muestra un diagrama de reinyección de agua para el pozo Jaguar del campo Tigre, de las instalaciones utilizadas en el tratamiento del fluido producido para obtener el volumen de agua de formación que se va a reinjectar.

Figura 23 Diagrama de operaciones del pozo Jaguar



Elaborado por: Corella J., Espinoza B., Loor A.

5. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y MANEJO AMBIENTAL EN EL PROCESO DE REINYECCION DE AGUA

Un plan de manejo ambiental se elabora para establecer las bases necesarias en el control o mitigación de los posibles impactos ambientales que puedan generarse por la aplicación de un determinado proyecto, tanto en el medio físico como en el socio-económico.

5.1 Seguridad Industrial

Para el desarrollo ordenado de una empresa la seguridad industrial es una disciplina técnica importante porque juega un papel decisivo en la preservación principalmente de la vida y la salud de la mano de obra productiva.

Dentro de la seguridad industrial se deben considerar los siguientes aspectos:

5.1.1 Normas de seguridad

Son medidas adoptadas para salvaguardar la seguridad y la integridad del personal que labora y se desenvuelve dentro del área de trabajo porque se pueden encontrar diferentes fuentes que provoquen la inseguridad de una persona.

5.2 Consideraciones generales para minimizar el impacto ambiental.

La ley actualmente vigente, Decreto 1215, protege la calidad del recurso agua para salvaguardar y preservar la integridad de las personas, de los ecosistemas y sus interrelaciones con el medio ambiente.

El Art. 29 de la citada ley está relacionado con la actividad hidrocarburífera, cuyo texto indica:

“ Manejo y tratamiento de descargas líquidas.- Toda instalación, incluyendo centros de distribución, sean nuevos o remodelados, así como las plataformas off-shore, deberán contar con un sistema convenientemente segregado de drenaje, de forma que se realice un tratamiento específico por separado de aguas lluvias y de escorrentías, aguas grises y negras y efluentes residuales para garantizar su adecuada disposición. Deberán disponer de separadores agua-aceite o separadores API ubicados estratégicamente y piscinas de recolección, para contener y tratar cualquier derrame así como para tratar las aguas

contaminadas que salen de los servicios de lavado, lubricación y cambio de aceites, y evitar la contaminación del ambiente. En las plataformas off-shore, el sistema de drenaje de cubierta contará en cada piso con válvulas que permitirán controlar eventuales derrames en la cubierta y evitar que estos se descarguen al ambiente. Se deberá dar mantenimiento permanente a los canales de drenaje y separadores.”

5.3 Límites permisibles en el tratamiento de agua para el proceso de reinyección

Cualquier empresa para disponer de desechos líquidos por medio de inyección en una formación porosa no productora de petróleo, deberá tener el respectivo estudio aprobado por la Agencia Reguladora de Hidrocarburos que identifique la formación receptora y demuestre técnicamente que se cumple los siguientes límites de trabajo

5.3.1 Límites permisibles según el decreto ejecutivo 1215

Se refieren principalmente a los que se deben cumplir en el punto de descarga de afluentes cuyo contenido es el siguiente:

Cuyo contenido de acuerdo al ART. 86 es el siguiente : “ Parámetros.– Los sujetos de control y sus operadoras y afines en la ejecución de sus operaciones, para descargas líquidas, emisiones a la atmósfera y disposición de los desechos sólidos en el ambiente, cumplirán con los límites permisibles que constan en los Anexos No. 1, 2 y 3 de este Reglamento, los cuales constituyen el programa mínimo para el monitoreo ambiental interno y se reportarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental conforme la periodicidad establecida en el artículo 12 de este Reglamento.

En caso de exceder un límite permisible establecido en los anexos, se debe reportar inmediatamente a la Subsecretaría de Protección Ambiental y justificar las acciones correctivas tomadas.

Los desechos líquidos, las aguas de producción y las aguas de formación deberán ser tratadas y podrán ser inyectadas y dispuestas, conforme lo establecido en el literal c) de este mismo artículo, siempre que se cuente con el estudio de la formación receptora aprobado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas en coordinación con la Subsecretaría de Protección Ambiental del mismo Ministerio.

Si estos fluidos se dispusieren en otra forma que no sea a cuerpos de agua ni mediante inyección, en el Plan de Manejo Ambiental se establecerán los métodos, alternativas y técnicas que se utilizarán para su disposición con indicación de su

justificación técnica y ambiental; los parámetros a cumplir serán los aprobados en el Plan de Manejo Ambiental;

a) Reinyección de aguas y desechos líquidos.- Cualquier empresa para disponer de desechos líquidos por medio de inyección en una formación porosa tradicionalmente no productora de petróleo, gas o recursos geotérmicos, deberá contar con el estudio aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas que identifique la formación receptora y demuestre técnicamente:

c1) que la formación receptora está separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables que brindarán adecuada protección a estas formaciones;

c2) que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en el área;

c.3) que las formaciones a ser usadas para la disposición no contienen agua dulce; y,

c.4) que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es que contenga sólidos totales disueltos mayor a 5,000 (cinco mil) ppm.

El indicado estudio deberá incorporarse al respectivo Plan de Manejo Ambiental;

Tienen que cumplirse los límites establecidos en los dos puntos; quiere decir que si el efluente cumple con los límites establecidos pero en el punto de control se sobrepasan los límites, tienen que tomarse las respectivas medidas para disminuir los valores en el efluente hasta cumplir con la calidad exigida en el punto de control (inmisión).

Cualquier efluente debe ser oxigenado (aireación) previo a su descarga.

Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible ¹⁾	Promedio anual ²⁾	Destino de descarga
Potencial hidrogeno	pH	---	5<pH<9	5.0<pH<9.0	Todos
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	<2500	<2000	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/L	<20	<15	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/L	<30	<20	Mar abierto
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/L	<120	<80	Continente
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/L	<350	<300	Mar abierto
Solidos totales	ST	mg/L	<1700	<1500	Todos
Bario	Ba	mg/L	<5	<3	Todos
Cromo (total)	Cr	mg/L	<0.5	<0.4	Todos
Plomo	Pb	mg/L	<0.5	<0.4	Todos
Vanadio	V	mg/L	<1	<0.8	Todos
Nitrógeno global (incluye N orgánico, amoniacal y óxidos) ³⁾	NH ₄ -N	mg/L	<20	<15	Todos
Fenoles ³⁾		mg/L	<0.15	<0.10	Todos

Tabla IIIA Límites permisibles para el monitoreo ambiental permanente de aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, inclusive lavado y mantenimiento EFLUENTE (punto de descarga)

Fuente: Reglamento Ambiental De Actividades Hidrocarburíferas (Decreto Ejecutivo 1215)

- 1) En cualquier momento
- 2) Promedio de las determinaciones realizadas en un año conforme a la frecuencia de monitoreo establecida en el artículo 11 de este Reglamento
- 3) Parámetro exigido únicamente para refinerías dentro del programa de monitoreo ambiental interno rutinario

Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible ¹⁾	Promedio anual ²⁾	Aplicación
Potencial hidrogeno ⁴⁾	pH	---	6.0<pH<8.0	6.0<pH<8.0	Todos
Conductividad eléctrica ⁵⁾	CE	μS/cm	<170	<120	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/L	<0.5	<0.3	General
Demanda química de oxígeno ⁶⁾	DQO	mg/L	<30	<20	General
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/L	<0.0003	<0.0002	General
Temperatura ⁷⁾		°C	+3°C		General

Tabla IIIB Límites permisibles para el monitoreo ambiental permanente de aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, inclusive lavado y mantenimiento INMISION (punto de control en el cuerpo receptor)

Fuente: Reglamento Ambiental De Actividades Hidrocarburíferas (Decreto Ejecutivo 1215)

- 1) En cualquier momento

- 2) Promedio de las determinaciones realizadas en un año conforme a la frecuencia de monitoreo establecida en el artículo 11 de este Reglamento

- 4) De presentar el cuerpo receptor un pH natural menor a los límites establecidos, se pueden disminuir los valores hasta este nivel, siempre que se haya comprobado estadísticamente a través de un monitoreo del cuerpo receptor en un punto aguas arriba a la entrada del efluente.

- 5) De presentar el cuerpo receptor una conductividad eléctrica natural superior a los límites establecidos, se pueden incrementar los valores hasta este nivel, siempre que se haya comprobado estadísticamente a través de un monitoreo del cuerpo receptor en un punto aguas arriba a la entrada del efluente.

- 6) De presentar el cuerpo receptor una DQO natural superior a los límites establecidos, se pueden incrementar los valores hasta este nivel, siempre que se haya comprobado estadísticamente a través de un monitoreo del cuerpo receptor en un punto aguas arriba a la entrada del efluente.

- 7) A una distancia o en un radio de 300 metros, comparado con un punto representativo en el cuerpo receptor aguas arriba a la entrada del efluente”

Se deja constar que el artículo ha sido transcrito textualmente del decreto ejecutivo 1215.

5.4 Plan de Contingencia

Es una guía para establecer un sistema integral de respuesta ante contingencias por incendios y/o explosiones, derrames de crudo, aguas de formación, combustibles y químicos peligrosos. El objetivo es proveer máxima flexibilidad en diversas situaciones y un esquema de organización de respuesta a la ocurrencia de cualquier contingencia.

El plan permite adoptar decisiones y acciones acertadas de manera inmediata, pero una real organización dependerá de un evento específico y su tamaño tendrá relación con la magnitud del accidente, pudiendo extenderse o reducirse como sea necesario.

Un plan de contingencia comprende los siguientes aspectos:

➤ Primeros auxilios

Deberá contar con un equipo de emergencia de primeros auxilios y personal apropiado para administrarlo.

➤ **Señales de seguridad**

Donde se requieran deben estar indicadas así como las barreras de seguridad, como: excavaciones, levantamientos, cruces de caminos, etc

➤ **Áreas de trabajo**

Tomar en cuenta lugares específicos para procedimientos seguros de soldas, manipulación de tubería, entre otras cosas necesarias para el trabajo seguro.

➤ **Protección personal**

Todos los trabajadores deberán usar casco, botas de seguridad, uniformes y respiradores anti gas en caso de ser necesario. Periódicamente, se deben realizar inspecciones de seguridad al equipo, herramientas y equipos de protección personal.

➤ **Locaciones**

En todo trabajo que se realice a una altura superior de tres metros, sea que se utilice o no andamios, deberá usarse obligatoriamente cinturón de seguridad y también casco protector.

Las herramientas eléctricas deberán ser mantenidas en perfecto estado y preferiblemente serán del tipo doble aislamiento, Todo enchufe o alambre eléctrico deberá estar en perfectas condiciones.

5.4.1 Trabajos

Se deberán seguir las instrucciones para permisos de “trabajo en frío” y “trabajos en caliente”, de acuerdo al manual de Seguridad Industrial para contratista.

No se permite fumar en ninguna unidad operativa como facilidades de producción, oficinas, almacenes, talleres, vehículos.

5.4.2 Vehículos

Cada vehículo de la estación deberá estar dotado de un extintor contra incendios, cinturones de seguridad, linternas, triángulos de seguridad, llantas de emergencia.

5.4.3 Normas de tránsito

Se acatarán normas de tránsito visibles dentro de la estación así como las dictadas para cada lugar.

En los trabajos que no contemplen estas reglas regirá el Reglamento de Seguridad y salud de los trabajadores para las actividades Hidrocarburífera en el Ecuador y la Ley de Tránsito, Transporte y Seguridad Vial

El Plan de Contingencias incluye un patrón de respuesta ante emergencias, para lo cual se aplican las siguientes actividades:

- Identificación de las sustancias implicadas y las características que determinan su grado de peligrosidad.
- Evaluación del impacto o riesgo que representa una sustancia para la salud en general y el ambiente.
- Control a través de procedimientos para eliminar o reducir el impacto del incidente.
- Información sobre las condiciones o circunstancias de un determinado evento.
- Seguridad mediante la protección contra los posibles daños que afecten los recursos humanos, ambientales y materiales, involucrados en el proceso de respuesta del incidente.

5.5 Plan de emergencia

Establece las estrategias necesarias para que en el caso de cualquier emergencia el plan se mantenga permanentemente vigente y operativo, es decir que sea eficiente.

Comprende documentos e instructivos que garantizan respuestas rápidas y oportunas para controlar incidentes o accidentes que desencadenen situaciones emergentes.

El plan de emergencia está conformado por las siguientes etapas:

- Alcance
- Emergencia accidentales y operativas
- Niveles de emergencia
- Organización para respuestas de emergencias

5.6 Puntos de control

Son lugares estratégicos ubicados en el área de influencia de una instalación petrolera, que permiten una respuesta rápida y segura para detener un derrame de crudo o diesel principalmente en fuentes naturales de agua. Se eligen dependiendo del curso que seguiría la mancha de crudo o diesel y de la facilidad de acceso al sitio, con el propósito de tener un lugar donde se puedan agilizar las operaciones de contención, recolección y/o limpieza.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

1. Los datos estimados de producción del agua de formación son considerablemente mayores a los de petróleo y con el tiempo podrían incrementar. Por ello la reinyección es una de las opciones para controlar dicho aumento.
2. Entre los principales problemas que origina el agua de formación están corrosión, incrustaciones y taponamiento en el sistema de producción.
3. El tratamiento para la separación del fluido se selecciona basado en las pruebas de laboratorio que determinan las características físico-químicas de los fluidos producidos.

4. Para instalar un sistema de reinyección se debe determinar las características del agua de formación, ya que de ellos dependerá la selección del tratamiento adecuado del fluido.
5. De los datos indicados en la tabla I se puede observar que a medida que incrementa la producción de crudo también aumenta el volumen de agua producida.
6. El aumento de la producción del agua de formación puede causar grandes daños en el subsuelo y en las formaciones, así como también las eventualidades que se producen en superficie como contaminación a suelos, ecosistemas y fuentes hídricas,

6.2 Recomendaciones

1. Un buen conocimiento de la litología del Oriente ecuatoriano ayudará a determinar las formaciones aptas para operaciones de reinyección.
2. Los posibles yacimientos candidatos para reinyección de agua deben tener buena porosidad y permeabilidad además de ser potentes zonas de pagos.
3. Es aconsejable una selección adecuada de químicos debido a que estos proporcionarían una rápida separación de los fluidos, disminuirán la cantidad de sales, sólidos y bacterias y además alargan la vida útil de los equipos utilizados.
4. Además de los equipos convencionales utilizados para la reinyección, se pueden emplear equipos adicionales para cualquiera de los sistemas conocidos, ya que estos proporcionarían una mayor calidad en el agua tratada.
5. Es necesario tener conocimiento de los estatutos y leyes actuales que rigen en el país debido a que el control medioambiental y la seguridad industrial son áreas claves en la industria petrolera para poder lograr un proceso de reinyección de agua con responsabilidad.

6. En procesos de producción de hidrocarburo es necesario disponer de un plan de control para evitar situaciones que ocasionen un gran impacto en el entorno y conocer las leyes vigentes en el país relacionadas con el manejo ambiental

7. Bibliografía

- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (14 de 01 de 2014). *Historial Producción Mensual de Petróleo Fiscalizada 2013*. Obtenido de http://www.arch.gob.ec/index.php/descargas/doc_view/495-produccion-mensual-acumulada-2013.raw?tmpl=component

- Barrera, Y., Vera L, E., Pineda T, Y., & Lozano J, L. (2010). Determinación de la tendencia de corrosión e incrustación por monitoreo de corrosión interna en campo petrolero. *Avances Investigación de Ingeniería*, 28-32.

- Escobar M., F. (2004). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Neiva: Universidad Surcolombiana.

- Marfisi, S., & Louis, S. J. (06 de 01 de 2014). *Universidad de Los Andes Venezuela*. Obtenido de Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos:
http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S853PP_Deshidratacion.pdf

- Nuñez del Arco, E. (2003). *Geología del Ecuador*. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.

- Pimienta, A., & Nieto, L. (2010). El control de la corrosión viene en frasco pequeño. *Ecopetrol &nova*, 1-32.

- Schlumberger Cia. Ltda. (11 de 12 de 2013). *Schlumberger*. Obtenido de Control de Agua:
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/sum00/p3_2_53.pdf

APENDICES

APENDICE A

Los datos expuestos en la siguiente figura fueron tomados de la página de la ARCH.

Figura 24 Historial producción mensual de petróleo fiscalizado 2014 (Enero a mayo)

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO
1.1 Centros de Fiscalización y Entrega					
OPERADORA					
PETROMAZONAS EP ¹⁹⁸	4.692.098	4.211.673	4.687.605	4.800.795	5.191.365
PETROMAZONAS EP ¹⁹⁹	4.484.630	3.987.485	4.311.199	4.207.769	4.354.838
OPERACIONES RIO NAPO	1.985.560	1.862.385	2.091.364	2.031.940	2.207.770
PETROMAZONAS EP - BLOQUE 1 ¹⁹⁷	4.535	0	2.375	0	5.908
SUBTOTAL CEN. ESTATALES Y MIXTAS	11.166.823	10.061.543	11.092.543	11.040.504	11.759.881
1.1 Centros de Fiscalización y Entrega					
SINPEC	361.153	341.118	365.496	420.661	421.644
AGP	420.366	377.556	405.011	394.740	383.399
BISSOL YRF	1.142.730	1.000.969	1.053.612	1.091.565	1.134.995
ANDES PETROLEUM	1.022.386	901.704	990.779	956.908	984.913
PETROBRASILEIRA S.A.	400.863	348.128	387.205	404.579	427.066
PETROBRAS	100.249	83.958	103.024	105.658	106.319
CONSORCIO PETROSUD - PETROBRAS	160.218	154.304	170.879	168.772	164.282
CONSORCIO PALANDA - YUCA SUR	92.170	86.201	90.772	93.614	90.966
TECPETROL	109.681	96.188	108.178	99.594	103.675
CAMPO PUMA ORIENTE S.A.	56.526	50.100	50.007	47.062	47.103
PACIFICPETROL	36.738	33.874	35.923	36.644	36.215
BGC - SINGLE	3.310	13.059	15.321	3.992	6.551
INTERPEC - OCAÑO-PESA BLANCA	0	0	0	0	0
SUBTOTAL CEN. PRIVADAS	3.906.389	3.487.160	3.776.207	3.823.788	3.907.132
1.2 Consumos y Entregas					
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO
PETROMAZONAS EP ¹⁹⁸	422.906	381.484	414.507	378.967	412.717
PETROMAZONAS EP ¹⁹⁹	56.832	53.947	59.235	58.486	59.274
AGP	29.760	26.609	28.870	28.468	28.645
ANDES	43.909	41.940	42.051	32.628	25.251
BISSOL	101.982	93.352	104.421	103.778	104.953
TOTAL ENTREGAS Y CONSUMOS¹⁹⁸	655.389	597.332	649.084	602.327	630.839

Elaborado por: ARCH

Figura 25 Historial producción mensual de petróleo fiscalizado 2014 (Junio a noviembre)

	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
OPERADORA								
PETROMAZONAS EP ^{PH}	5.185.584	4.877.755	5.170.647	5.633.270	5.521.213	5.786.788	5.649.231	5.978.385
PETROMAZONAS EP ^{PH}	4.354.838	4.156.982	4.298.705	4.311.213	4.173.660	4.264.164	4.215.004	4.391.945
OPERACIONES RIO NAPO	2.207.770	2.169.441	2.258.346	2.285.053	2.199.312	2.246.626	2.151.909	2.225.250
PETROMAZONAS EP - BLOQUE 1 ^{PH}	5.908	0	2.186	2.170	0	2.367	2.364	2.169
SUBTOTAL OIL, STATIMAS Y MIXTAS	11.754.100	11.204.178	11.729.885	12.231.707	11.894.185	12.299.945	12.018.508	12.597.749

1.1 Centros de Fiscalización y Entrega

SPEC	421.644	414.814	414.757	376.136	389.690	397.005	376.959	383.140
AGP	383.399	390.794	386.872	385.200	362.239	362.259	354.648	364.618
REPOL YPF	1.134.995	1.086.615	1.089.999	1.041.477	978.611	1.031.423	968.694	968.351
ANDES PETROLEUM	984.913	969.621	1.014.045	1.030.978	981.266	1.019.961	983.719	1.019.407
PETROBRAS 834 B17	427.066	418.399	425.078	408.391	389.898	384.791	375.342	393.174
PETROBELL	106.319	105.654	96.872	113.596	96.063	100.414	88.337	95.709
CONSORCIO PETROSUD - PETROAVIA	164.287	157.807	164.417	163.521	157.757	187.893	190.390	185.050
CONSORCIO PALANDA - YUCA SUR	90.966	90.074	90.838	85.638	79.796	79.686	75.115	76.164
RECPETROL	103.675	96.337	115.556	96.260	94.015	108.009	97.639	99.484
CAMPO PUMA ORIENTE S.A.	47.103	47.637	39.139	36.115	40.130	35.015	31.660	31.542
PROFETROL	36.215	35.219	35.596	35.875	34.367	36.424	37.017	39.219
SGC - SINGUE	6.551	10.446	10.617	6.925	7.136	22.520	38.748	48.076
INTERPEC - OCAÑO-PEÑA BLANCA	0	0	1.086	5.852	2.435	0	0	0
SUBTOTAL OIL, PRIVADAS	3.907.132	3.823.416	3.894.871	3.785.964	3.613.404	3.765.398	3.618.218	3.703.934

1.2 Consumos y Entregas

	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
PETROMAZONAS EP ^{PH}	412.717	371.813	419.364	387.707	388.586	313.788	432.660	413.848
PETROMAZONAS EP ^{PH}	59.274	61.527	67.489	63.730	61.161	65.414	60.942	64.139
AGP	28.645	28.516	28.947	30.171	28.864	29.425	27.898	29.481
ANDES	25.251	36.661	43.931	45.525	43.213	45.218	44.206	45.077
REPOL	104.953	103.044	108.063	108.155	106.779	110.617	105.841	112.260
TOTAL ENTREGAS Y CONSUMOS ^{PH}	630.839	601.560	667.794	635.287	628.603	564.461	671.547	664.805,27

Elaborado por: ARCH

APENDICE B

Existen 5 grupos principales de las bacterias sulfato reductoras con sus respectivas subdivisiones presentadas en la siguiente tabla:

Grupo	Tipo
Deltaproteobacteria	<ul style="list-style-type: none">➤ Desulfobacterales➤ Desulfovibrionales➤ Syntrophobacterales
Firmicutes	<ul style="list-style-type: none">➤ Desulfotomaculum➤ Desulfosporomusa➤ Desulfosporosinus.
Nitrospirae	<ul style="list-style-type: none">➤ Thermodesulfovibrio
Thermophile	<ul style="list-style-type: none">➤ Thermodesulfobacteria➤ Thermodesulfobium
Archaea	<ul style="list-style-type: none">➤ Archaeoglobus➤ Thermocodium➤ Calditerrivita

Tabla IIV Clasificación de SRB

Elaborado por: Corella J., Espinoza B., Loor A.

APENDICE C

Clasificación de tanques

Dependiendo de las necesidades en los procesos operacionales estos se dividen en:

➤ Tanques de techo fijo

Su techo está fijado en el cuerpo del tanque, la presión del peso muerto del techo será mayor a la presión de diseño. Son económicos y fácilmente montables pero Las pérdidas de crudo por evaporación son altas.

➤ Tanques de techo flotante

Su techo se desplaza conforme aumenta o disminuye el nivel del fluido dentro del tanque evitando que los gases se acumulen dentro de este.

➤ Tanques Empernados

Utilizados para capacidades pequeñas. Se transportan con facilidad como elementos segmentados.

➤ Tanques soldados

Construidos para grandes capacidades. A diferencia de los empernados, sus juntas son permanentes.

APENDICED

Sistemas de reinyección de agua

Existen dos tipos el sistema cerrado y el sistema abierto, el primero evita el contacto con el oxígeno a diferencia del segundo.

Los procesos de cada sistema se muestran en las siguientes tablas

Sistema abierto	Sistema cerrado
Separación	Separación
Coagulación	Coagulación
Floculación	Floculación
Aireación y oxidación	Separación con gas
Acondicionamiento	Filtración
Disposición general	Acondicionamiento

Tabla V Procesos de los sistemas de reinyección de agua

Elaborado por: Corella J., Espinoza B., Loor A.

