



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE TECNOLOGÍA DE PETRÓLEOS

TEMA:

“OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN EN EL CAMPO EDÉN-YUTURI DEL BLOQUE 15 PARA PROPONER ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN Y PODER UTILIZARLAS PARA REINYECCIÓN EN POZOS”

**TESIS PREVIA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
TECNÓLOGO DE PETRÓLEOS**

AUTOR: ANDRÉS SEBASTIÁN HERAS CARRIÓN

DIRECTOR: ING. FAUSTO RAMOS

QUITO – ECUADOR

2011

DECLARACIÓN

Del contenido de la presente Tesis se responsabiliza el señor ANDRÉS SEBASTIÁN HERAS CARRIÓN, todo el contenido del presente trabajo es de mi responsabilidad y autoría.

ANDRÉS SEBASTIÁN HERAS CARRIÓN

C.I. 1500641087

CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR

Quito, 22 de Septiembre de 2011

Señor Ing.

Jorge Viteri M. M.Sc.MBA

Decano de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería

Universidad Tecnológica Equinoccial

Presente

Señor Decano:

Por medio de la presente informo a Ud. Que la Tesis titulada **“OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN EN EL CAMPO EDEN – YUTURI DEL BLOQUE 15 PARA PROPONER ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN Y PODER UTILIZARLAS PARA REINYECCIÓN EN POZOS”** realizada por el Sr. **Andrés Sebastián Heras Carrión**, previa a la obtención del título de **Tecnólogo de Petróleos**, ha sido concluida bajo mi dirección y tutoría.

El Sr. Decano dispondrá el trámite correspondiente para la calificación y defensa.

Atentamente,

Ing. Fausto Ramos Aguirre MSc.

Director de la Tesis

CARTA DE LA EMPRESA

www.smartpro.com.ec



CERTIFICADO

A quien corresponda:

A petición del interesado SERVICIOS INTEGRADOS DE INGENIERIA SMARTPRO S.A., certifica que el señor ANDRES SEBASTIAN HERAS CARRION, con Cédula de Identidad N° 1500641087, trabaja en SMARTPRO S.A., desde el 29 de Septiembre del 2010 en calidad de OPERADOR DE PLANTA / ISLAS, en la Provincia de Orellana. La jornada de trabajo desarrollada a la fecha es de 14 días con 7 de descanso.

Es todo lo que puedo decir en honor a la verdad, me remito a los documentos internos de la empresa y el señor ANDRES SEBASTIAN HERAS CARRION puede hacer uso del presente certificado para fines que él creyere conveniente.

Quito, 22 de septiembre de 2011

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'M. PASTOR VARGAS', is written over a horizontal line.

Ing. Martha Pástor Vargas

Gerente Administrativo Financiero

SMARTPRO S.A.



AGRADECIMIENTO

Agradezco primeramente a Dios, por guiarme por medio de su espíritu que me dio la sabiduría y fortaleza para cumplir todas mis metas y así poder ser un hombre de bien y un buen profesional, por darme la familia que tengo ya que sin ellos no pudiera cumplir mis objetivos.

A mis padres por todo el apoyo que me han dado desde el inicio de mis estudios hasta el final especialmente a mi madre que siempre con sus consejos me ayudado a levantarme y seguir adelante.

Al ingeniero Fausto Ramos Aguirre, por ayudarme con información y con sus conocimientos profesionales para poder culminar el desarrollo de mi tesis.

A la Universidad Tecnológica Equinoccial por educarme y brindarme los conocimientos necesarios para ser un excelente profesional.

Andrés Sebastián Heras Carrión

DEDICATORIA

Dedico la presente tesis a mis padres, Antonio Heras y Yolanda Carrión, por su amor y apoyo incondicional, por haberme inculcado valores y principios ya que con sus consejos y apoyo eh podido salir adelante hasta el día de hoy.

Andrés Sebastián Heras Carrión

ÍNDICE GENERAL

CARÁTULA	II
DECLARACIÓN.....	III
CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR.....	IV
CARTA DE LA EMPRESA.....	V
AGRADECIMIENTO	VI
DEDICATORIA.....	VII
ÍNDICE GENERAL	VIII
ÍNDICE DE CONTENIDO	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
ÍNDICE DE ECUACIONES	XV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVI
ÍNDICE DE ANEXOS	XVII
RESUMEN.....	XVIII
SUMMARY	XX

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Justificación.....	2
1.2 Objetivos.....	2
1.2.1 Objetivo general.....	2
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 Hipótesis.....	3
1.3.1 Hipótesis general.....	3
1.3.2 Hipótesis específicas.....	4
1.4 Variables.....	4
1.4.1 Variable dependiente.....	4
1.4.2 Variable independiente.....	4
1.5 Metodología.....	5
1.5.1 Método Analítico.....	5
1.5.2 Método inductivo.....	5
1.5.3 Método de campo.....	5
1.5.4 Métodos empíricos.....	6
CAPÍTULO II.....	7
2. MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 Que es agua de formación.....	8
2.1.1 Características de aguas de formación.....	8
2.1.2 Orígenes del agua de formación.....	9
2.1.3 Tipos de agua, origen y características.....	9

2.1.4 Composición de las aguas de formación	10
2.2 Como es un pozo de petróleo	12
2.3 Mecanismos de producción en el yacimiento	13
2.3.1 Energía de la capa de gas.....	14
2.3.2 Energía del gas en solución	16
2.3.3 Energía de la capa acuífera.....	17
2.4 Métodos de levantamiento artificial	19
2.4.1 Bombeo mecánico.....	19
2.4.2 Gas lift	20
2.4.3 Bombeo hidráulico	21
2.4.4 Plunger lift	22
2.4.5 Bombeo electrosumergible	23
2.4.6 Bombeo por cavidad progresiva	24
2.5 Separación de agua y crudo	25
2.6 Coalescencia.....	26
2.7 Emulsiones	28
2.7.1 Emulsión normal	29
2.7.2 Emulsión inversa	29
2.7.3 Emulsiones múltiples	29
2.8 Formación de una emulsión	29
2.8.1 Agentes emulsificantes.....	30
2.8.2 Energía de agitación.....	31
2.9 Deshidratación de crudos.....	31
2.9.1 Deshidratación estática.....	33
2.9.2 Deshidratación dinámica	34
2.10 Equipos de separación de agua libre y emulsionada	36

2.10.1 Separador bifásico	36
2.10.1.1 Separador Horizontal	36
2.10.1.2 Separador Vertical Bifásico	37
2.10.1.3 Separador Esférico Bifásico	37
2.10.2 Separador trifásico	38
2.10.3 Deshidratador electrostático.....	39
CAPÍTULO III	41
3. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO EDEN YUTURI	41
3.1 Proceso de tratamiento de crudos en las facilidades de superficie de este campo	44
3.1.1 Deshidratación y desgasificación del crudo	44
3.1.1.1 Inyección de químicos	47
3.1.1.1.1 Demulsificante	47
3.1.1.1.2 Antiespumante	47
3.1.1.1.3 Antiescala.....	47
3.2 Separadores trifásicos	48
3.3 Los oil flahs vessel (separadores de producción).....	51
3.4 Aprovechamiento del calor	53
3.5 Deshidratadores electrostáticos	54
3.6 Intercambiadores de calor crudo/crudo	55
3.7 Intercambiadores de calor crudo/agua.....	56
3.8 Bota de gas V 401/406.....	56
3.9 Tanques de almacenamiento	57
3.10 Tratamiento e inyección del agua.....	59
3.11 Tanques de agua para reinyección.....	60
CAPÍTULO IV	62

4. PROCESO PARA EL TRATAMIENTO DEL AGUA DE FORMACIÓN	62
4.1 Propuesta de tratamiento de aguas de formación	64
4.2 Descripción del sistema	66
4.3 Cálculos y dimensionamiento de los tanques	68
4.4 Cálculo de la dosis de clarificador en la prueba de botellas (laboratorio).....	70
4.5 Cálculo de la cantidad de químico (clarificador) requerido para el tratamiento diario.....	72
4.6 Cálculo del balance de masa	74
CAPÍTULO V	79
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	79
5.1 Conclusiones	79
5.2 Recomendaciones	81
GLOSARIO	82
BIBLIOGRAFÍA	86
ANEXOS.....	88

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1. Corte transversal de un pozo de petróleo	13
Figura N° 2. Yacimiento con empuje de la capa de gas en su estado natural	15
Figura N° 3. Yacimiento con empuje del gas en solución	17
(Estado original)	17
Figura N° 4. Yacimiento con empuje de agua (estado original)	18
Figura N° 5. El bombeo mecánico.....	20
Figura N° 6. Gas Lift consiste en inyectar gas dentro del pozo en el espacio entre el casing y el tubing.....	21
Figura N° 7. Bombeo Hidráulico.....	22
Figura N° 8. Esquema de Plunger Lift	23
Figura N° 9. Bombeo electrosumergible.....	24
Figura N°10. Coalescencia.....	28
Figura N°11. Condiciones para formar emulsiones.....	30
Figura N° 12. Esquema genérico del proceso de deshidratación de crudos.....	32
Figura N° 13. Secuencia de deshidratación por asentamiento	33
Figura N° 14. Diagrama de flujo de un sistema de producción	35
Figura N° 15. Separador Horizontal Bifásico	37
Figura N° 16. Separador trifásico	39
Figura N° 17. Deshidratador Electrostático	40
Figura N° 18. Ubicación del campo Edén-Yuturi y facilidades de producción del bloque	42
Figura N° 19. Ubicación de las islas producción y planta de procesamiento EPF.....	43
Figura N° 20. Facilidades de producción en el EPF (Eden-Yuturi)	46

Figura N° 21. Proceso de gas	49
Figura N° 22. Partes del separador trifásico.....	50
Figura N° 23. Diagrama del Oil Flahs Vessel	52
Figura N° 24. Deshidratador Electrostático	55
Figura N° 25. Partes importantes ubicadas en el interior de la Bota de Gas.....	57
Figura N° 26. Esquema del proceso de bombeo de crudo	58
Figura N° 27. Esquema del proceso de inyección del agua de formación.....	59
Figura N° 28. Esquema del proceso de inyección de agua	61
Figura N° 29. Diseño del tanque de almacenamiento de agua para tratamiento, en el campo Edén-Yuturi.....	69
Figura N° 30 Cálculo de la ecuación de ajuste mediante Excel	78

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación N° 1. Ley de Stokes	25
Ecuación N° 2. Cálculo de la dosis	71
Ecuación N° 3.	71
Ecuación N° 4. Tratamiento químico	72
Ecuación N° 5. Interpolación de adición de químico clarificante para diferentes caudales de agua de formación	78

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1. Análisis físicos químicos de aguas de formación campo Eden-Yuturi.....	62
Tabla N° 2. Límites permisibles para el monitoreo ambiental permanente y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, inclusive lavado y mantenimiento de tanques y vehículos.	63
Tabla N° 3. Reinyección del agua a los pozos del campo Edén-Yuturi.	64
Tabla N° 4. Equipos de tratamiento de aguas de producción.....	67
Tabla N° 5. Datos para el balance de masa.....	74
Tabla N°6. Cantidad del clarificador recomendado para adicionar en los tanques de tratamiento de agua de formación el campo Eden-Yuturi	77

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo N° 1. Diseño del tanque de almacenamiento de agua para tratamiento, en el Campo Edén-Yuturi	88
Anexo N° 2. Reporte de inyección de agua por campo – abril	89
Anexo N° 3. Reporte de inyección de agua por campo – mayo	92
Anexo N° 4. Hoja MSDS (Ficha de datos de seguridad (Cleartron® ZB-105)	95
Anexo N° 5. Análisis físico químico de aguas de formación. abril – mayo	103
Anexo N° 6. Pantallas HMI del tren 2	108
Anexo N° 7. Pantallas hmi del proceso de agua de formación	110

RESUMEN

Este trabajo fue desarrollado para aplicar nuevas tecnologías en el proceso de tratamiento de agua de formación para reducir los TPH (Hidrocarburos Totales) y poder reinyectar a los pozos reinyectores con el objetivo de protegerlos y cumplir con la ley ambiental indicada en el RAHOE.

En el primer capítulo se plantea el tema y los objetivos que se pretende lograr con este trabajo, así mismo como la respectiva justificación.

El segundo capítulo, se define lo que es el origen y la caracterización de las aguas de formación, los métodos de deshidratación de crudos aplicados en las facilidades de producción para separar el agua libre (agua de formación) y el agua emulsionada (BSW).

El tercer capítulo, trabajo de campo consiste en la descripción del sitio donde se realiza esta investigación que es el campo Edén-Yuturi del bloque 15 de Petroamazonas y el proceso de deshidratación del crudo que se realiza en este campo, la recuperación de las aguas de formación y emulsionadas y su tratamiento para reinyección.

El cuarto capítulo, analiza y describe en detalle las condiciones y características del agua de formación al ingreso del actual proceso de tratamiento y las características a la salida, se muestra toda la información sobre las aguas de formación y su inyección diaria, así como sus características físico-químicas.

Finalmente, en el quinto capítulo se describen las conclusiones y recomendaciones resultantes del presente trabajo obteniéndose como conclusión general relevante que el tratamiento aplicado en el campo Edén-Yuturi no cumple con las especificaciones técnicas y ambientales para reinyectar el agua de formación en pozos por tanto se tiene que introducir dos tanques clarificadores más al proceso y inyectar química clarificante en concentración de 1,2 ppm para cumplir con los parámetros físicos químicos dados en el Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas del Ecuador (RAOHE) decreto 1215, tabla 4 anexo 2 publicado en el Registro Oficial No. 265 del 13 de Febrero de 2001 que es ley nacional, el cual indica que las aguas de formación para ser reinyectadas deben tener menos de 15 ppm de TPH y menos de 1500 ppm de sólidos disueltos.

SUMMARY

This work was developed to implement new technologies in the process of treatment water of formation to reduce the TPH (total hydrocarbons) and reinjected into reinyectores wells with the aim to protect and comply with environmental law indicated in the RAHOE.

The first chapter discusses the issue and the objectives to be achieved with this work, the same as the corresponding justification.

The second chapter defines that is the origin and the characterization of formation waters the methods of crude dehydration applied in the production facilities to separate the free water (formation water) and the emulsified water (BSW).

The third chapter, of fieldwork is the description of the site where this research takes place in the Eden-Yuturi field of the block 15 of Petroamazonas and crude oil dehydration process is performed in this field, the recovery of the formation waters and emulsified and treatment to reinjection.

The fourth chapter discusses and describes in detail the conditions and characteristics of the formation water to the entry of the current treatment process and the output characteristics, is show all the information on the formation water and daily injection, and their characteristics physicochemical.

Finally, the fifth chapter the conclusions and recommendations obtained resulting from this work obtaining as relevant general conclusion that the treatment applied in the Eden-Yuturi field does not meet the technical specifications and environmental to re-inject the formation water into wells for both have to introduce two tanks clarifier more to the process and injecting clarifier chemical in concentration of 1,2 ppm to meet whit the parameter physicochemical given in the hydrocarbon operations environment regulation of Ecuador (RAHOE) decree 1215, annex 2 table 4 published in official gazette No. 265 of February 13 of the 2001 that is national law, which indicates that the formation waters to be reinjected must be less than 15 ppm of TPH and less than 1500 ppm of dissolved solids.

CAPÍTULO I

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo introductorio se detallan los aspectos metodológicos que han permitido el desarrollo del presente trabajo.

El agua de formación proveniente de un pozo petrolero trae una gran cantidad de sólidos disueltos y en suspensión que darán lugar a las emulsiones directas o inversas, a depósitos de escala y corrosión dependiendo del yacimiento explotado, puede aportar crudos con poca cantidad de agua y salmuera y en otros casos puede existir calidades de agua de formación que contengan gran cantidad de partículas de crudo.

La presencia de petróleo disperso o emulsificado en agua siempre presenta problemas cuando reinyectamos agua producida, puede causar bloques de emulsión en la formación que sirve como una excelente pega para ciertos sólidos, como sulfuro de hierro, calcio lo que incrementa la eficiencia de taponamiento en los pozos inyectoros, dañando a los pozos.

El agua de formación debe disponer de un tratamiento físico y/o químico que permita tener bajo control los parámetros de corrosión, escala y depósitos de colonias de bacterias para luego reinyectarla cumpliendo con los parámetros de calidad de agua dado en el Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas del Ecuador (RAOHE) decreto 1215, en su artículo el mismo que debe cumplir con los parámetros del artículo 29 del literal (b).de la tabla 4 del anexo 2 del RAOHE (Reglamento

Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador), publicado en el Registro Oficial No. 265 del 13 de Febrero de 2001 que son leyes nacionales.

1.1 Justificación

Como en este campo la calidad de agua de formación no es satisfactoria para ser reinyectada, debido a su alto contenido de TPH (contenido de hidrocarburo Totales en agua) que en este caso está entre 45 y 50 ppm, la investigación a este tema tiene como objetivo el proceso de tratamiento de agua de formación para obtener una calidad de agua que pueda ser reinyectada cumpliendo con los parámetros que determinan las normas ambientales indicadas en el RAOHE artículo 29, tabla 4, anexo 2 que indica que las aguas de formación para ser reinyectadas deben tener menos de 20 ppm de TPH

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Optimizar el proceso de tratamiento de agua de formación antes de reinyectar a los pozos inyectoros para que esta agua cumpla con los parámetros dados en el RAOHE decreto 1215, tabla 4 del anexo 2, el cual indica los límites máximos permisibles de contaminantes para que las aguas de formación sean reinyectadas.

1.2.2 Objetivos específicos

- Diagnosticar la situación actual del sistema de tratamiento de agua de formación en el centro de facilidades de producción del campo Edén Yuturi
- Proponer modificaciones físicas y químicas al actual sistema de tratamiento para que dé el resultado requerido.
- Recomendar a la empresa se implemente las propuestas y se evalúe resultados del agua de formación.

1.3 Hipótesis

1.3.1 Hipótesis general

Si no se tiene una correcta caracterización de las aguas de formación, no se puede dar un tratamiento adecuado y no se puede diseñar un proceso que conduzca a obtener las aguas de formación para reinyección en los parámetros que exige la ley ambiental. Al no cumplir con estos parámetros se está provocando daños a los pozos y contaminación al suelo, subsuelo y aguas subterráneas; por lo que es necesario realizar la caracterización de las aguas de formación y evaluar el actual proceso, para proponer aquel que dé el resultado requerido.

1.3.2 Hipótesis específicas

- Si se conoce las normas ambientales RAOHE (Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador) se debe aplicar en el campo Edén Yuturi para reducir la contaminación del medio ambiente.
- Si se estableciera un proceso adecuado o alternativas de solución para el tratamiento de las aguas de formación ayudaría a reducir los TPH (Hidrocarburos Totales en el Agua) en el agua.
- Si se reduce las partículas de crudo en agua ayudaría a tener una mejor calidad de agua de reinyección para los pozos inyectoros y se evitaría la contaminación ambiental.

1.4 Variables

1.4.1 Variable dependiente

Las propiedades físico-químicas del agua de formación son un factor importante para diseñar el tratamiento de las mismas.

1.4.2 Variable independiente

La reinyección del agua tratada a los pozos inyectoros.

1.5 Metodología

Para el presente trabajo se aplicarán varios métodos de estudio, los necesarios en cada etapa del mismo, entre ellos:

1.5.1 Método Analítico

Se ha utilizado el método analítico, ya que a través del mismo se pudo ordenar toda la información proveniente de datos proporcionados por manuales de operación e información proporcionada por la Operadora, los cuales nos han permitido adquirir conocimientos sobre el tema.

1.5.2 Método inductivo

- Se ha utilizado el método inductivo, para elegir la información más idónea en la elaboración de esta tesis y también para llegar a la conclusión, que los resultados que se obtengan del proceso del tratamiento del agua.

1.5.3 Método de campo

- Para esta investigación se realizó un trabajo en el campo Edén-Yuturi, obteniendo información y datos del actual proceso del agua de formación.

1.5.4 Métodos empíricos

- Observación del proceso de almacenamiento y reinyección del agua tratada.
- Entrevistas al personal técnico operativo que maneja estos procesos para conocer antecedentes históricos y resultados actuales sobre el proceso de tratamiento.
- Revisión Bibliográfica manuales técnicos del proceso del agua de formación.
- Revisión estadística de los ppm obtenidos mensualmente.

CAPÍTULO II

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

El petróleo crudo que se produce en un campo se encuentra en la mayoría de los casos mezclado con agua, en cantidades que varían en un rango muy amplio de acuerdo con varios factores, entre otros, la vida productiva del pozo, la tasa de producción y la procedencia del agua producida. Existen dos tipos de agua que están asociados con la producción del petróleo, definidas como agua libre y agua emulsionada.

Agua libre, definida por el Instituto Americano de Petróleo (API), es la cantidad de agua de producción que se sedimentara y se separara del petróleo en 5 minutos. El resto de agua presente se considera emulsionada con el petróleo y requiere de un proceso de tratamiento para removerlo.

Como el interés principal de esta investigación radica en la calidad de agua producida durante el proceso y a que tratamiento se somete dicha agua, nos referimos a la operación unitaria de clarificación, la misma que consiste en obtener una calidad de agua con la menor cantidad de residuos de crudo, para de esta forma facilitar la reinyección de esta agua en los pozos inyectoros y así evitar los taponamientos que se producen en el interior de la formación. En la actualidad la empresa dispone de dos tanques de almacenamiento de agua que recibe el flujo del agua de los diferentes Vessels del proceso, esta agua contiene aproximadamente unos 49 ppm (TPH) de

residual de crudo en agua, que es enviada a los pozos inyectores mediante las bombas centrifugas (disposal).

Este proyecto de mejoramiento de la calidad de agua de producción tiene como propósito reducir los TPH (Hidrocarburos Totales en Agua) de crudo en agua para poder ser reinyectado a los pozos inyectores de agua.

2.1 Que es agua de formación

En formaciones que se encuentran en el subsuelo, las rocas que existen naturalmente están impregnadas con fluidos como el agua de formación, petróleo, o gas (o alguna combinación de estos fluidos).

En la mayoría de las formaciones petrolíferas las rocas y arenas están saturadas con agua y atrapadas por el crudo. Los hidrocarburos menos densos migran para tomar posiciones, desplazando un poco al agua de formación, dando lugar a un embalse de hidrocarburos.

2.1.1 Características de aguas de formación

El agua de formación no está constituida por una sola materia. Sus propiedades físico – químicas varían bastante según la posición geográfica del campo. La formación geológica con la cual esta agua ha estado en contacto por miles de años dando un tipo de producto de hidrocarburo específico así como las propiedades del agua de formación y su volumen pueden variar en los diferentes sitios de un mismo embalse.

2.1.2 Orígenes del agua de formación

Cuando irrumpe el agua en el pozo es de fundamental importancia conocer su procedencia y mecanismo de producción para seleccionar, con posibilidades de éxito, el tratamiento más efectivo para controlarla.

2.1.3 Tipos de agua, origen y características

El agua se encuentra presente en todos los campos petroleros y es el fluido más abundante en el campo. Si bien es cierto que ningún operador quiere producir agua, hay aguas que son mejores que otras.

- **Agua connata.** Es el agua que durante el proceso de formación o sedimentación se quedó entrampada en un acuífero, es decir es un procedimiento simultáneo, se caracteriza por ser salina.
- **Agua meteórica.** Es el agua que se infiltra en el subsuelo producto de las precipitaciones o también es de carácter fluvial, se caracteriza porque su salinidad es menor que el agua connata.
- **Agua irreductible.** Es la cantidad de agua que no se puede recuperar, se encuentra en los poros y/o fisuras de la roca, pero se toma en cuenta para el cálculo de reservas.
- Con respecto a la producción de crudo, es fundamental distinguir entre el agua de barrido, el agua buena (aceptable) y el agua mala (o excesiva).
- **Agua de barrido.** Proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El manejo de este tipo de agua

es una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales.

- **Agua buena.** Es el agua producida dentro del hueco a una tasa inferior al límite económico de la relación agua/petróleo (RAP).
- **Agua mala.** El agua mala se puede definir como el agua producida dentro del hueco, que no contiene petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir, es agua producida por encima del límite económico de la RAP.

2.1.4 Composición de las aguas de formación

Las aguas que se producen con el petróleo que se encuentran conjuntamente con este en los yacimientos también llamadas aguas de formación contienen sales disueltas, como cloruro de sodio, el agua algunas veces es llamada piélagos o agua salada. Sin embargo el agua de producción petrolera no tiene siempre una relación con el agua de mar, en las concentraciones de sólidos o en la distribución de iones presentes, ya que puede haberse formado por la depositación de sedimentos de distintos eventos tectónicos superficiales o por invasión y filtración de agua proveniente de formaciones vecinas, es decir haber provenido de diferentes fuentes.

A más de sus componentes naturales, las aguas de formación producidas en la industria petrolera pueden también contener agua subterránea o agua de arena (generalmente llamada agua de formación “de la fuente”), inyectado para mantener las presiones en el embalse, así como diversos sólidos y bacterias. Las aguas de formación son más salinas

que las aguas subterráneas ya que estas pueden incluir aditivos químicos utilizados en perforación y producción.

Al igual que las sustancias químicas de depósito de incrustaciones, las bacterias potencialmente perjudicables están en las aguas producidas y de inyección desde los comienzos de la industria. Sin embargo, las bacterias no fueron reconocidas como problema potencial hasta la década de los 50.

Entonces se reconocieron dos áreas de problemas significativos, y ambas podrían ser serias. Muchas aguas acarreaban lo que se clasifica como bacterias formadoras de lama. Bajo una amplia variedad de condiciones ambientales del agua, estas bacterias pueden multiplicarse rápidamente y constituir un grave problema de obstrucción en los pozos de inyección de agua.

El agua es el principal producto residual de la industria de petróleo y gas durante la vida de todos los pozos productores. El agua que produce conjuntamente con el aceite es conocido como salmuera, agua salada, agua producida, etc. cada día deben manipularse miles de barriles de agua.

El agua de producción contiene sales disueltas, sólidos en suspensión, metales pesados e hidrocarburos dispersos y disueltos en el agua producida.

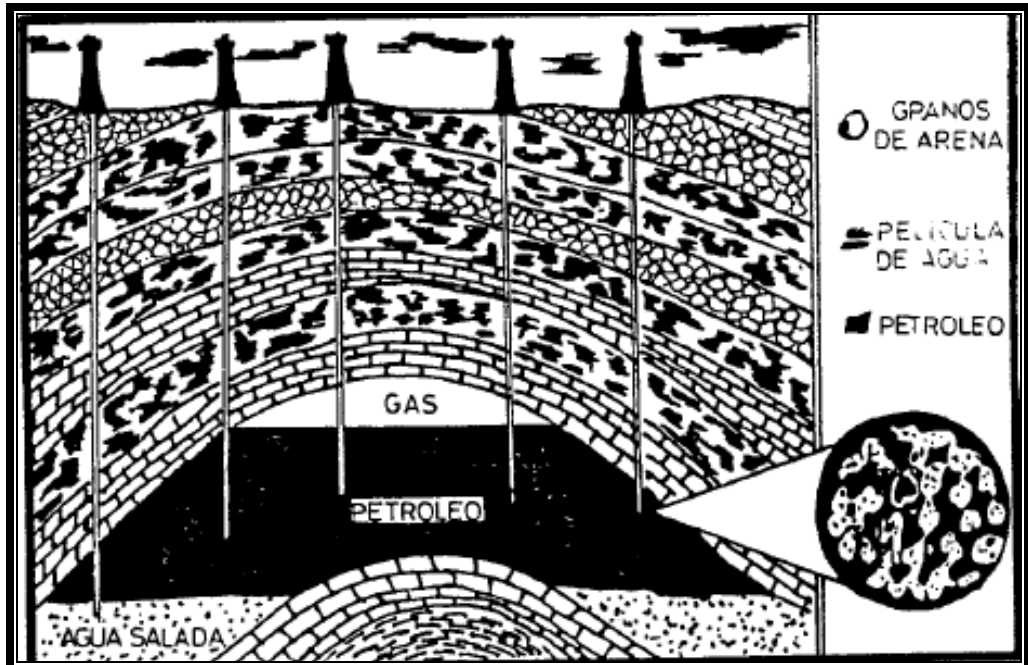
2.2 Como es un pozo de petróleo

Para comprender este trabajo de investigación es importante tener una comprensión básica de cómo se procede en la industria petrolera y cuáles son las herramientas. El petróleo se encuentra en el subsuelo contenido en rocas madres, la misma que consta de algunos kilómetros de superficie.

Al hablar del reservorio, nos imaginamos una especie de tanque en el cual el petróleo se encuentra en el subsuelo contenido en rocas madres, las mismas que constan de algunos kilómetros de superficie.

Los reservorios son general rocas porosas de tipo arcillosa o arena, no es un gran agujero vacío. Al realizar las tareas de prospección geológica (previas a cualquier decisión de perforación) lo que se intenta es buscar este tipo de formaciones que son aptas para la contención de los hidrocarburos.

Figura N° 1. Corte transversal de un pozo de petróleo



Fuente: Manual "Kleber H. Quiroga S."

Elaborado por: Andrés Heras

2.3 Mecanismos de producción en el yacimiento

Todas las fuerzas físicas combinadas, que causan que el petróleo o gas se produzca en el pozo, se conocen como "mecanismos de energía".

Cuando un resorte de acero se comprime, adquiere cierta cantidad de energía igual a la fuerza aplicada para comprimirlo. Al remover esta fuerza el resorte se expande y puede usarse para hacer trabajo, como por ejemplo, al levantar un peso o hacer caminar un reloj.

Exactamente del mismo modo, el petróleo, el gas y el agua en un yacimiento, contienen una energía igual a la presión del yacimiento. Si esta presión se libera, como en el caso

en que se abren las válvulas del cabezal del pozo en producción, estos fluidos del yacimiento tratan de salir en la única dirección posible que es a través del hueco del pozo.

Similarmente como un reloj funciona usando la energía de su batería, la producción continua de petróleo y gas usa la energía del yacimiento. Esto causa que la presión del yacimiento disminuya, y con el tiempo se reduzca a cero. Entonces se dice que el pozo esta “muerto”, aunque pueda volver hacerse producir instalando bombas o equipos BN (bombeo neumático o gas lift) para proporcionar energía adicional que el yacimiento mismo no puede suplir.

Para una reducción dada de la presión del yacimiento, el gas libre tiene la mayor capacidad de expansión (cerca del 5% de su volumen por una reducción de 100 lb/pg² de presión a 2000 lb/pg²), mientras que el petróleo y el agua tienen una capacidad mucho más baja (entre 0.002% y 0.005% de su volumen por 100 lb/pg²). En cuanto a la capa acuífera, esta baja capacidad puede equilibrarse si su volumen comparado con el volumen del yacimiento es demasiado grande. Es esta capacidad de expansión al reducir la presión que constituye el mecanismo de energía del yacimiento.

Hay tres tipos principales de energía:

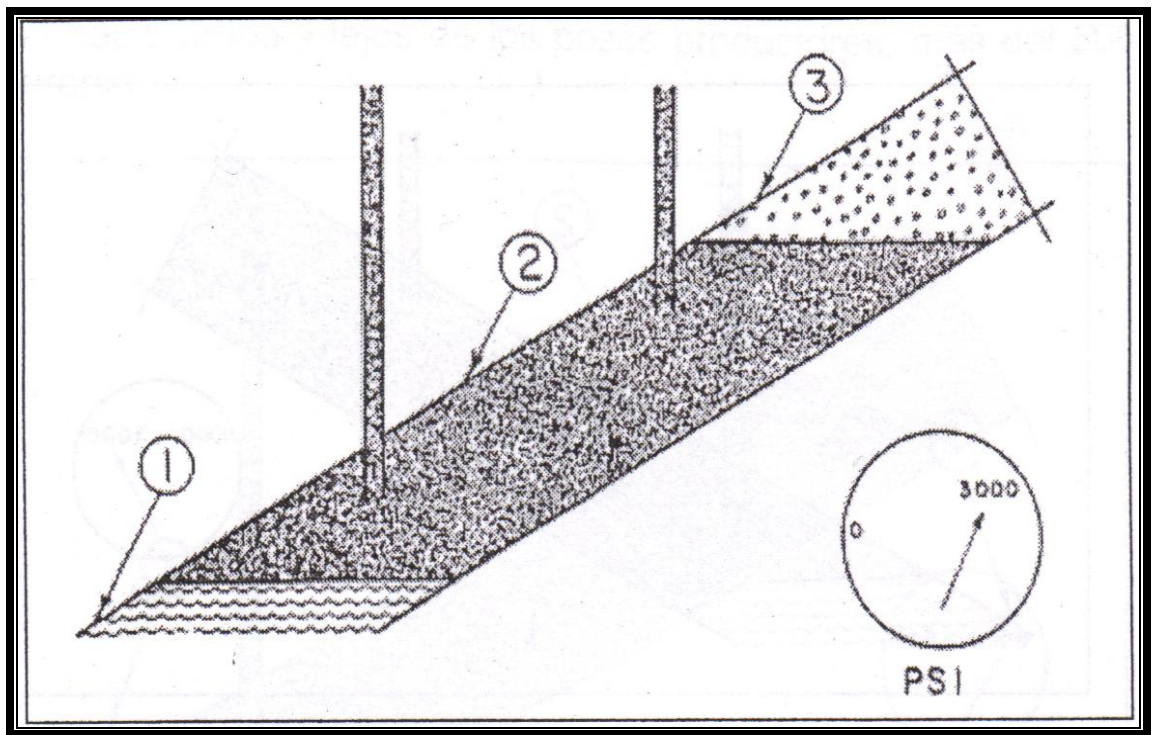
2.3.1 Energía de la capa de gas

A medida que el petróleo se produce y la presión del yacimiento disminuye, el gas libre en la capa de gas se expande y empuja el petróleo en el yacimiento hacia los pozos

productores. Este es un tipo de energía muy eficiente, y bajo buenas condiciones, puede extraerse más de la mitad de petróleo original del yacimiento. Esta cantidad se considera una producción muy alta pero debe estar presente una capa de gas muy grande, lo mismo que un menor volumen de petróleo en el yacimiento.

Para conservar esta fuente de energía, debe tenerse cuidado de cerrar los pozos buzamiento arriba que empiece a producir el gas de la capa a medida que dicha capa se expande.

Figura N° 2. Yacimiento con empuje de la capa de gas en su estado natural



Fuente: MELO, Vinicio., "Sistemas de Producción en Campos Petroleros"

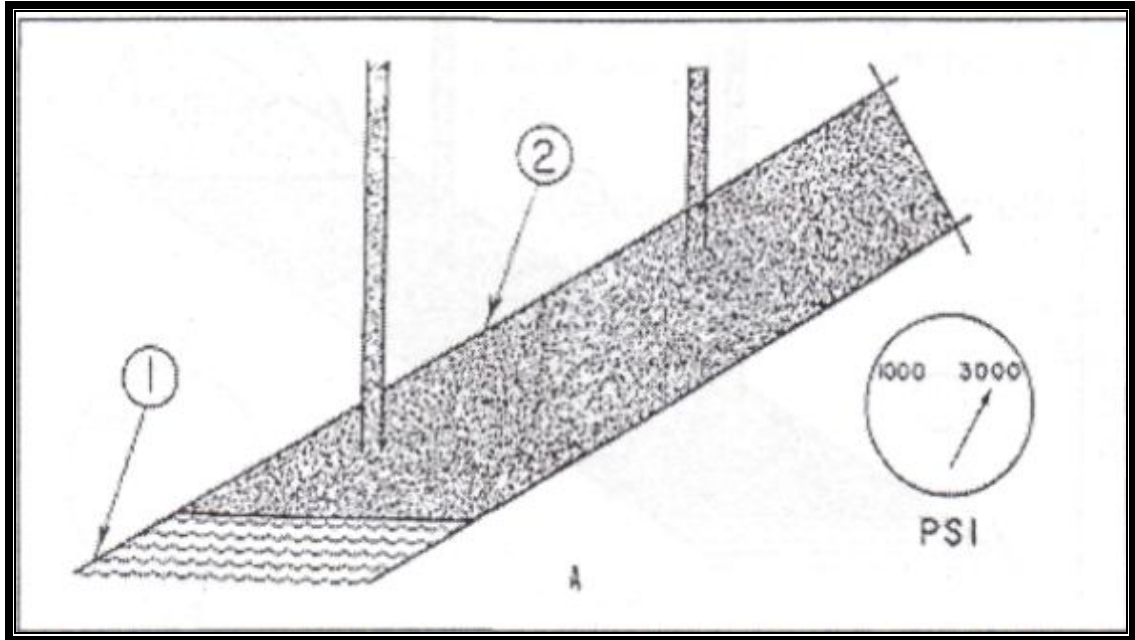
Elaborado por: Andrés Heras

2.3.2 Energía del gas en solución

Al reducir la presión del yacimiento se desprende burbujas del gas en solución en el petróleo del mismo modo que en una botella de agua carbonatada al quitarle la tapa. Estas burbujas de agua se expanden como el gas de la capa del gas libre, y empuja el petróleo hacia el pozo productor. Al mismo tiempo, las burbujas tienden a juntarse y a establecer una ruta para llegar al hueco del pozo, logrando así que se produzca gas libre, y reduciendo también el flujo del petróleo. Este proceso se llama aumento en la permeabilidad de gas y disminución en la permeabilidad del petróleo, y ocasiona que la razón de producción de gas/petróleo aumente rápidamente. Con esto se pierde la energía del yacimiento sin llegar a ejecutar trabajo útil y la presión del yacimiento declina más rápidamente para una cantidad dada de producción de petróleo que en el caso de la energía de la capa de gas.

El rendimiento obtenido con la energía del gas en solución se afecta fácilmente con la gravedad del petróleo. Por lo tanto el rendimiento de producción puede establecerse entre el 5% del petróleo original para una gravedad de 10⁰ API y un 25 % para una gravedad de 40⁰ API. Por eso no se considera como un tipo de energía eficiente.

**Figura N° 3. Yacimiento con empuje del gas en solución
(Estado original)**



Fuente: MELO, Vinicio., “Sistemas de Producción en Campos Petroleros”

Elaborado por: Andrés Heras

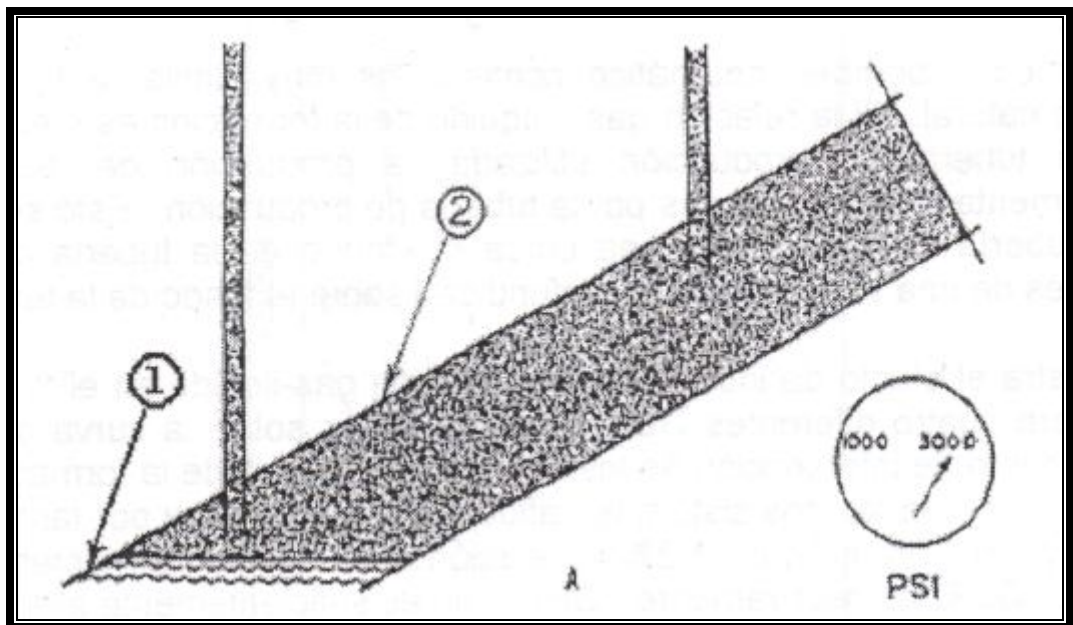
2.3.3 Energía de la capa acuífera

A medida que la presión del yacimiento se reduce, el agua en la capa acuífera se expande invadiendo el yacimiento, empujando el petróleo hacia los pozos productores. Aunque la cantidad de expansión por barril del agua en la capa acuífera es pequeña, algunas veces el volumen de esta capa es de varios cientos de veces el volumen del petróleo en el yacimiento. Si este es el caso, es una energía muy eficiente, y bajo las mejores condiciones, puede recuperarse hasta el 70 % del petróleo original del yacimiento.

Cuando la capa acuífera se expande, los pozos de buzamiento abajo se “inundan” y deben reemplazarse con pozos adicionales buzamiento arriba.

En algunos yacimientos, cualquiera o todos estos tipos de energía pueden usarse al mismo tiempo, según el tipo de acumulación, gravedad del petróleo y cantidad de éste ya recuperada. Bajo las peores condiciones, cuando no hay una capa de gas o una capa acuífera para la energía y la gravedad del petróleo es menor de 15° API, se obtendrá solo una producción del 5%. Cuando las mejores condiciones de energía de la capa de gas y de la capa acuífera se combinan, o cuando la permeabilidad de la roca del yacimiento es tan alta que las burbujas de gas se desprenden del petróleo y se mueven hacia arriba y lejos de los pozos productores, más del 50% del petróleo ligero original puede recuperarse.

Figura N° 4. Yacimiento con empuje de agua (estado original)



Fuente: MELO, Vinicio., “Sistemas de Producción en Campos Petroleros”

Elaborado por: Andrés Heras

Un cuarto tipo de energía, conocido con el nombre de energía de “expansión de petróleo” está siempre presente, pero es de poca importancia cuando se usa cualquiera de los tres tipos principales de energía. La expansión del petróleo es predominante solo en yacimientos subsaturados. En este tipo de yacimiento, debido a que no hay suficiente gas en solución, la presión tiene que disminuir hasta la presión de burbuja para que las burbujas de gas se empiecen a formar en el petróleo. La capacidad de expansión del petróleo subsaturado no es más de dos o tres veces la capacidad de la capa acuífera, pero como el petróleo está presente en un volumen limitado, la presión del yacimiento disminuye rápidamente cuando se usa este tipo de energía. Tan pronto como la presión del yacimiento ha bajado suficientemente para permitir que haya burbujas de gas saliendo del petróleo, el mecanismo de energía de gas en solución se inicia y se reduce el efecto de expansión del petróleo.

2.4 Métodos de levantamiento artificial

2.4.1 Bombeo mecánico

El bombeo mecánico, que emplea varios procedimientos según sea la perforación. El más antiguo, y que se aplica en pozos de hasta 2.400 a 2.500 m. de profundidad, es el de la bomba de profundidad: consiste en una bomba vertical colocada en la parte inferior de la tubería, accionada por varillas de bombeo de acero que corren dentro de la tubería movidas por un balancín ubicado en la superficie al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de la biela y la manivela, las que se accionan a través de una caja reductora movida por un motor. La bomba consiste en un tubo de 2 a 7,32 m. de largo

con un diámetro interno de 1 ½ a 3 ¾ pulgadas, dentro del cual se mueve un pistón cuyo extremo superior está unido a las varillas de bombeo.

Figura N° 5. El bombeo mecánico



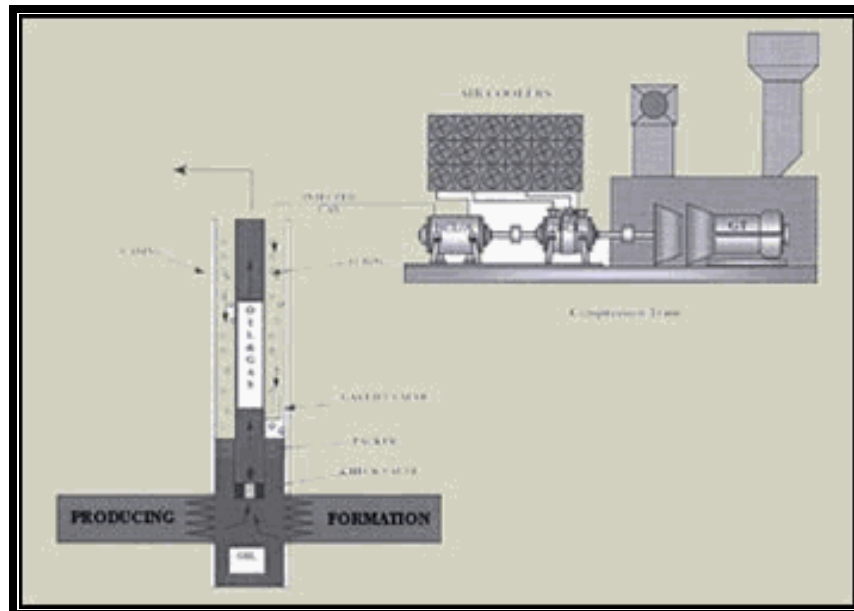
Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos11/pega/pega.shtml>

Elaborado por: Andrés Heras

2.4.2 Gas lift

Extracción con gas o Gas Lift. Consiste en inyectar gas a presión en la tubería para alivianar la columna de petróleo y hacerlo llegar a la superficie. La inyección de gas se hace en varios sitios de la tubería a través de válvulas reguladas que abren y cierran al gas automáticamente. Este procedimiento se suele comenzar a aplicar antes de que la producción natural cese completamente.

Figura N° 6. Gas Lift consiste en inyectar gas dentro del pozo en el espacio entre el casing y el tubing



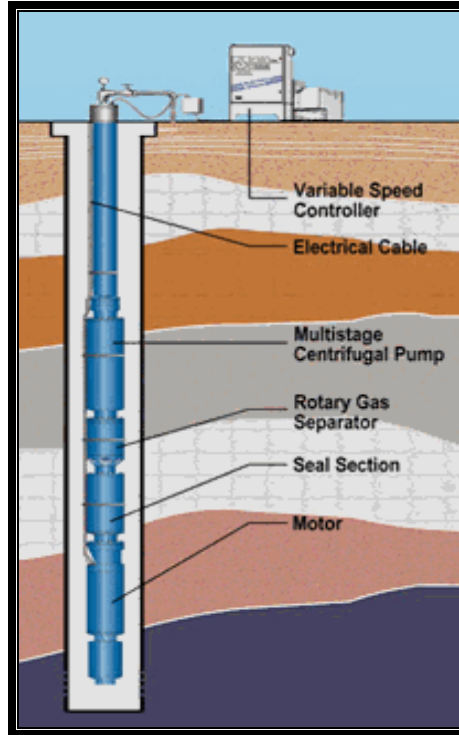
Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos11/pega/pega.shtml>

Elaborado por: Andrés Heras

2.4.3 Bombeo hidráulico

Bombeo con accionar hidráulico. Una variante también muy utilizada consiste en bombas accionadas en forma hidráulica por un líquido, generalmente petróleo, que se conoce como fluido matriz. Las bombas se bajan dentro de la tubería y se accionan desde una estación satélite. Este medio no tiene las limitaciones que tiene el medio mecánico para su utilización en pozos profundos o dirigidos.

Figura N° 7. Bombeo Hidráulico



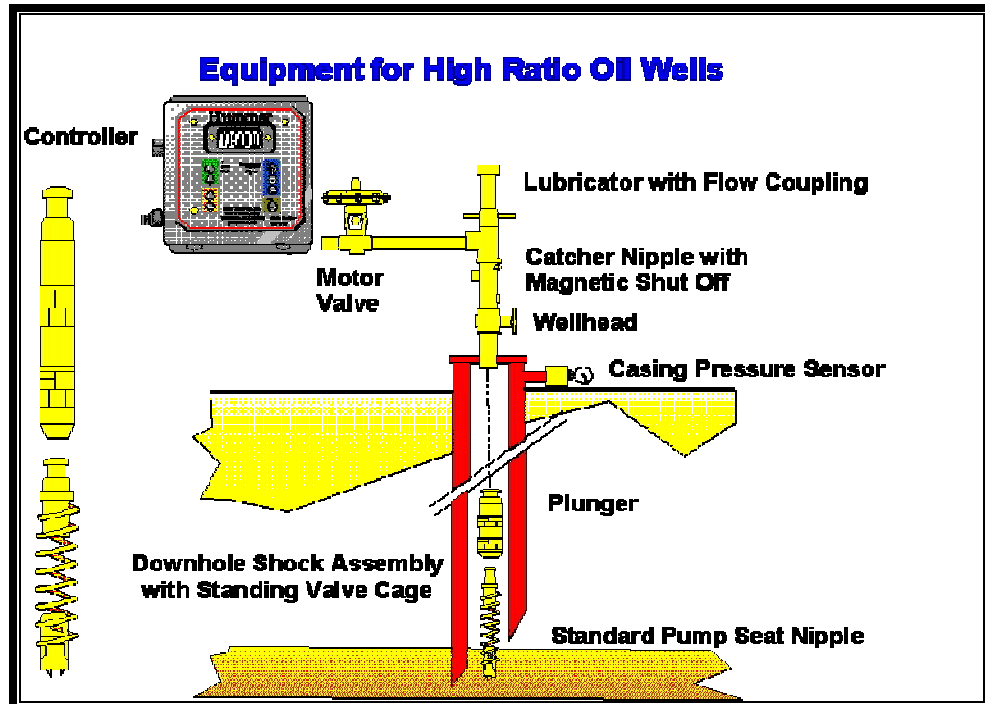
Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos11/pega/pega.shtml>

Elaborado por: Andrés Heras

2.4.4 Plunger lift

Pistón accionado a gas (plunger lift). Es un pistón viajero que es empujado por gas propio del pozo y trae a la superficie el petróleo que se acumula entre viaje y viaje del pistón.

Figura N° 8. Esquema de Plunger Lift



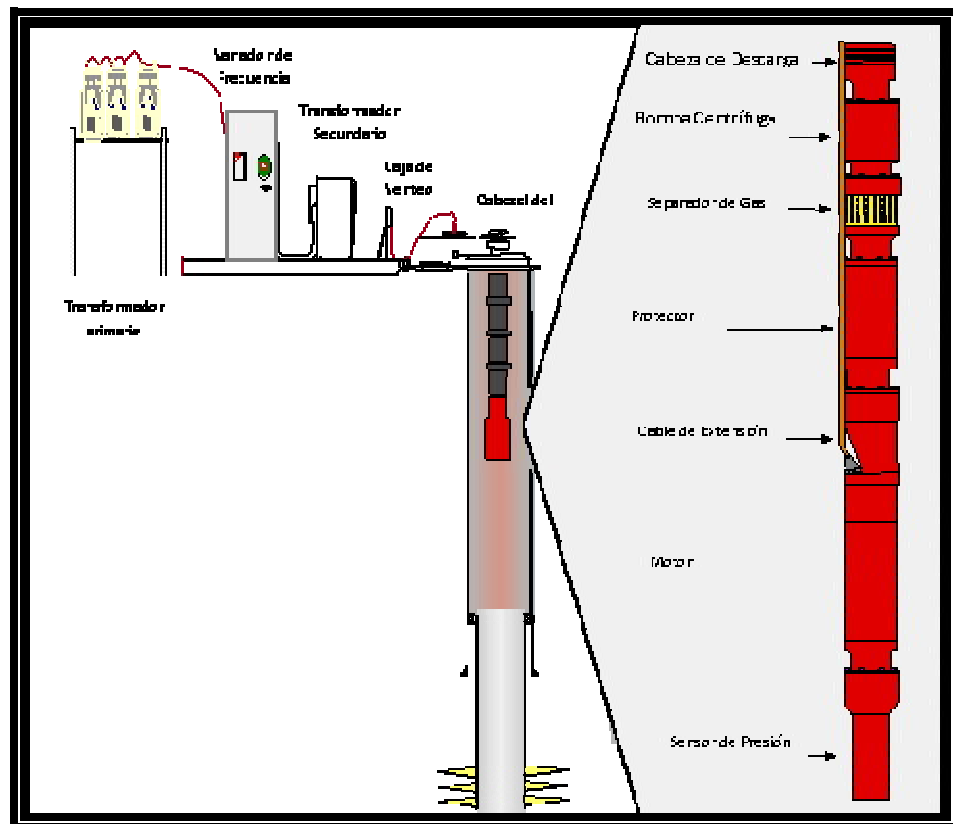
Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos11/pega/pega.shtml>

Elaborado por: Andrés Heras

2.4.5 Bombeo electrosumergible

Bomba centrífuga y motor eléctrico sumergible. Es una bomba de varias paletas montadas axialmente en un eje vertical unido a un motor eléctrico. El conjunto se baja en el pozo con una tubería especial que lleva un cable adosado, para transmitir la energía eléctrica al motor. Permite bombear grandes volúmenes de fluidos.

Figura N° 9. Bombeo electrosumergible



Fuente: [www.monografias.com/trabajos63/levantamiento-artificial-bombeo/levantamiento-artificial-](http://www.monografias.com/trabajos63/levantamiento-artificial-bombeo/levantamiento-artificial-bombeo_image001.gif)

[bombeo_image001.gif](http://www.monografias.com/trabajos63/levantamiento-artificial-bombeo/levantamiento-artificial-bombeo_image001.gif)

Elaborado por: Andrés Heras

2.4.6 Bombeo por cavidad progresiva

Bomba de cavidad progresiva. El fluido del pozo es elevado por la acción de un elemento rotativo de geometría helicoidal (rotor) dentro de un alojamiento semielástico de igual geometría (estator) que permanece estático. El efecto resultante de la rotación del rotor es el desplazamiento hacia arriba de los fluidos que llenan las cavidades formadas entre rotor y estator.

2.5 Separación de agua y crudo

El agua se separa del crudo en los separadores de superficie debido a la diferencia de gravedad específica y de viscosidad.

Es importante resaltar que la caída de las gotas de agua está afectada por la turbulencia, la viscosidad, la gravedad específica o densidad relativa, el tamaño de las gotas, etc.

La velocidad de caída de las gotas de agua se entiende mejor analizando la ley de Stokes:

Ecuación N° 1. Ley de Stokes

$$VT = 1.78(DS.G) * d^2 / 1000.000 * \mu$$

Fuente: Ing. Roque Rivadeneira, Curso REPSOL – YPF “Operación de Plantas de Deshidratación de Petróleo”

Elaborado por: Andrés Heras

En donde:

V_t = Velocidad de caída de la gota de agua (Pie/s)

μ = Viscosidad dinámica (cP)

DS.G = Diferencia de gravedad específica o densidad relativa entre el agua y el crudo

d = diámetro de la gota de agua (micrón)

La velocidad se verá rápidamente afectada si se incrementa el tamaño de la gota.

Una diferencia de gravedad específica o de densidad relativa entre el agua y el crudo aumenta la velocidad de caída de agua, sin embargo vale aclarar que cuando se trata de crudos pesados esta diferencia es mínima.

Cuando se tengan altas viscosidades, la caída libre del agua será dificultosa.

2.6 Coalescencia

La coalescencia es la aglomeración de las gotas de agua que están dispersas en el crudo.

La coalescencia de las gotas de agua se ve afectada por la turbulencia.

La turbulencia no permite que las gotas de agua continúen juntándose ya que la energía cinética provocada por ésta es muchas veces mayor que la energía de adhesión de las partículas de agua. Esta coalescencia se dificulta más aún si es que las gotas están muy dispersas en la fase de petróleo; por eso en los separadores indicados conviene mantener siempre un colchón de agua; de manera que el crudo pase a través de él lavándose.

Adicionalmente vale destacar que un adecuado tiempo de residencia dará la oportunidad de una mejor separación del agua por la coalescencia ya indicada.

La coalescencia de las partículas de agua puede ser mejorada utilizando algún medio que permita un mayor contacto entre las fases; tal como los que están instalados en los FWKO y separadores de producción.

Los deshidratadores electrostáticos promueven la coalescencia electrostática de las gotas de agua de una manera muy eficaz.

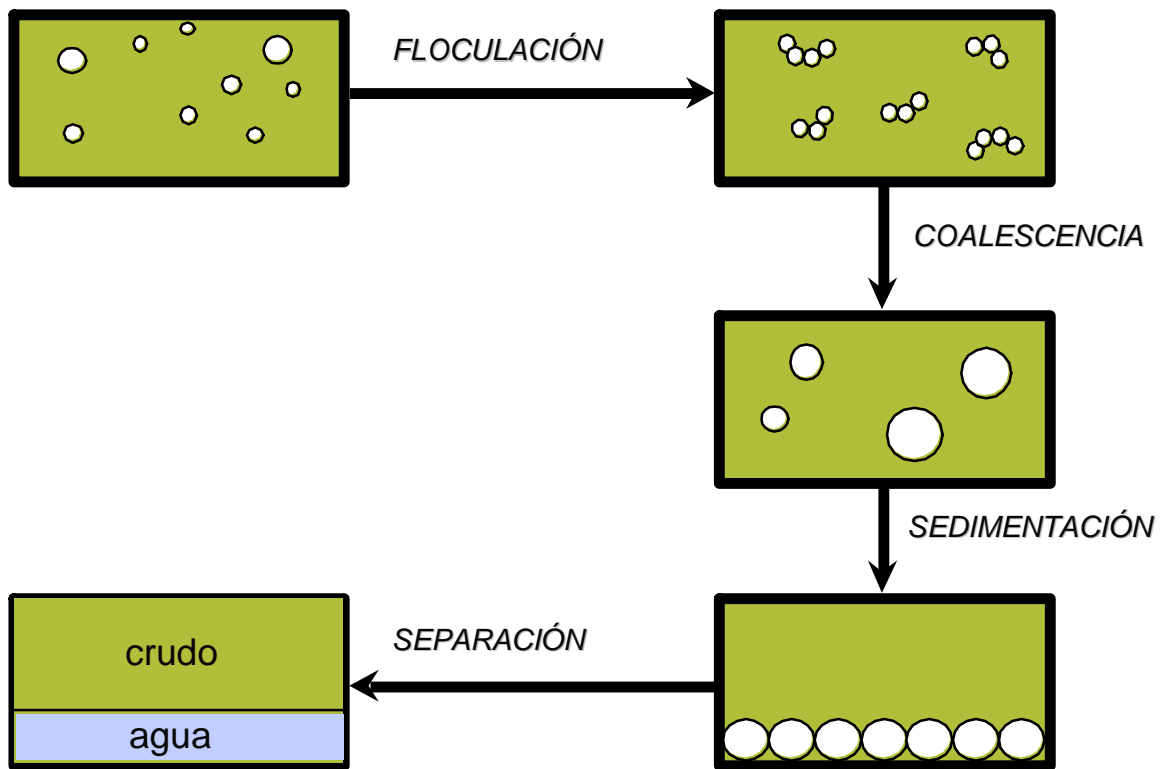
Dependiendo de qué tipo de electricidad se utilice se tendrá la forma de coalescencia de las gotas de agua.

Cuando se usa energía alterna las gotas de agua están girando sus polos, de manera que cuando están orientados con polos opuestos éstos se van juntando hasta lograr un diámetro que permita caer al fondo del recipiente.

Cuando se usa corriente continua, las gotas de agua dependiendo de su orientación se van acumulando ya sea en el ánodo o en el cátodo hasta tener el peso suficiente que haga caer a la nueva gota de agua.

La energía eléctrica también actúa en la interface de las gotas de agua-crudo debilitándola, de esta manera se mejora la caída de las gotas de agua.

Figura N°10. Coalescencia



Fuente: Anchundia Hugo Daniel, Operador Planta Producción EPF, Curso Petroamazonas "Deshidratación de Crudo", Marzo 2009.

Elaborado por: Andrés Heras

2.7 Emulsiones

Una emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles, es decir, líquidos que no se mezclan en condiciones normales, y cuando lo hacen, uno de ellos se dispersa en el otro en forma de pequeñas gotas y es estabilizado por un agente emulsionante.

2.7.1 Emulsión normal

El agua está dispersa en el petróleo. El agua es la fase dispersa o interna y el petróleo es la fase externa o continua. Este tipo de emulsión es denominada Emulsión regular. Estas emulsiones pueden tener un contenido de agua desde trazas hasta 90%. El tratamiento de este tipo de emulsiones se denomina Deshidratación.

2.7.2 Emulsión inversa

El petróleo está disperso en el agua. El petróleo es la fase dispersa o interna. El agua es la fase continua o fase externa. Este tipo de emulsión es denominada Emulsión reversa. Son las emulsiones más frecuentes en el agua que ha sido separada del petróleo en el proceso de deshidratación.

2.7.3 Emulsiones múltiples

No es muy común encontrar simultáneamente ambas emulsiones. Son muy frecuentes en crudos de fosas (slop oil) y tanques de almacenamiento donde se han mezclado varios tipos de emulsiones por periodos de tiempo largos.

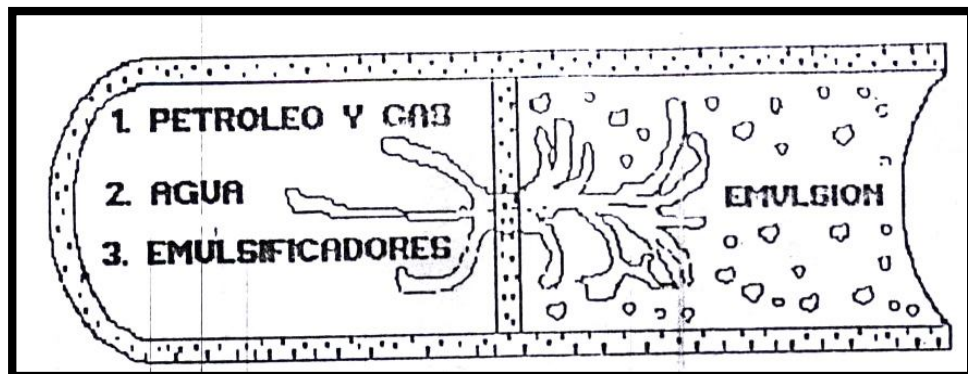
2.8 Formación de una emulsión

Generalmente la formación de emulsiones se debe a la influencia de efectos mecánicos en el sistema de producción, además de la presencia de sustancias químicas. Los efectos mecánicos están constituidos por el movimiento del crudo a través de las líneas de

producción, en las cuales debido a los accesorios involucrados se producen efectos de turbulencia y agitación.

- Contacto de dos líquidos inmiscibles.
- Efecto de turbulencia o agitación.
- Existencia de agentes emulsionantes.

Figura N°11. Condiciones para formar emulsiones



Fuente: Ing. Félix Brandt, “Deshidratación de Crudos”

Elaborado por: Andrés Heras

2.8.1 Agentes emulsificantes

- Asfalténos
- Resinas
- Ácidos Nafténicos
- Sólidos finos (FeS, arena de formación, microcristales de incrustación)
- Partículas parafínicas

Todas estas sustancias son encontradas en la interface entre el petróleo y las gotas de agua como una película alrededor de la gota; otros emulsificantes pueden ser productos químicos de perforación, estimulación o producción. Por ejemplo algunos inhibidores de corrosión deben probarse antes de ser aplicados por la tendencia de emulsificación.

2.8.2 Energía de agitación

La agitación acelera o desacelera la formación de emulsiones o la separación de las mismas mediante los siguientes mecanismos:

- Choques contra pantallas deflectoras
- Caídas de presión
- Bombas
- Curvaturas de líneas de flujo.

Agitación normal del sistema de producción del pozo (Gas lift, bombas electrosumergibles, etc.)

2.9 Deshidratación de crudos

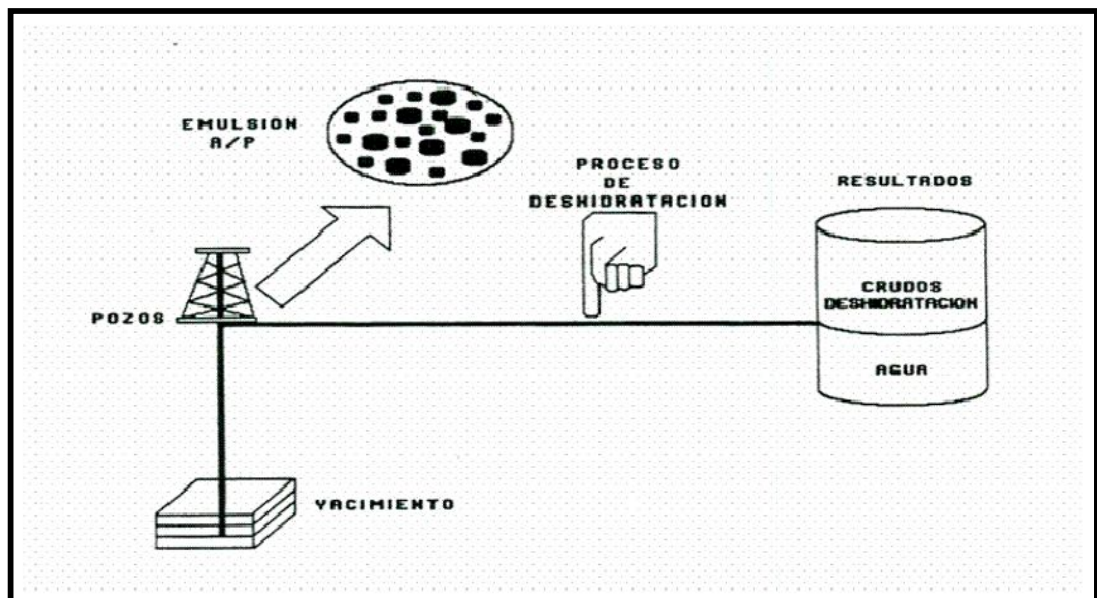
La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua de formación y el agua emulsionada presente en el crudo, hasta los niveles de contenido de agua y sedimentos establecidos en las especificaciones para su comercialización y refinación, usualmente con valores menores al 1% de agua y sedimentos.

Se basa en el rompimiento de las emulsiones y posterior separación del agua del crudo.

En el proceso existen dos fuerzas que se oponen entre sí como son:

- La película del agente emulsificante tiende a evitar la unión de las gotas de aguas dispersas.
- La tensión superficial del agua que permite la coalescencia de las gotas, las cuales se asientan por efecto de la gravedad.

Figura N° 12. Esquema genérico del proceso de deshidratación de crudos



Fuente: Guillermo J. Morales A., "Separación de Fluidos"

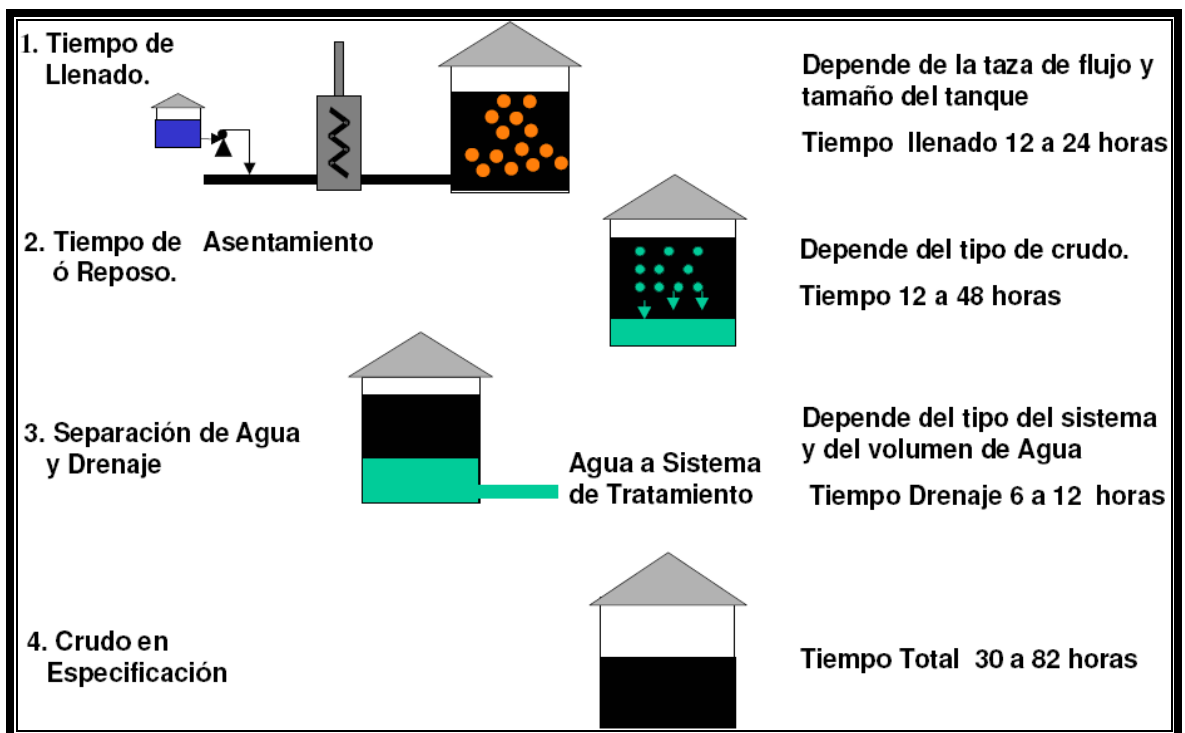
Elaborado por: Andrés Heras

2.9.1 Deshidratación estática

Es el método más utilizado en la industria petrolera, se aplica para crudos livianos como para crudos medianos y pesados. Se fundamenta básicamente en lograr la deshidratación del crudo, mediante reposo en tanques de almacenamiento.

Sin embargo este método de deshidratación es muy lento y separa únicamente el agua de formación mas no el agua emulsificada, además el tratamiento se hace por baches.

Figura N° 13. Secuencia de deshidratación por asentamiento



Fuente: Guillermo J. Morales A., "Separación de Fluidos"

Elaborado por: Andrés Heras

2.9.2 Deshidratación dinámica

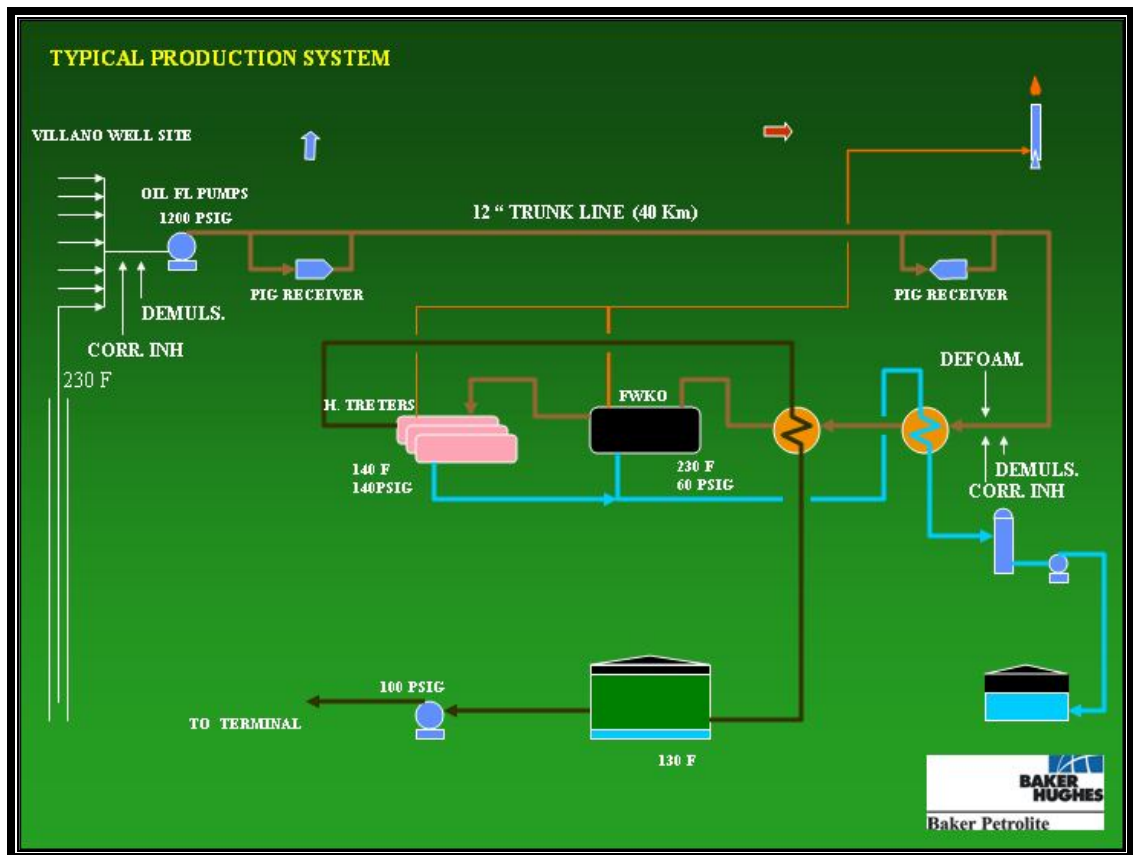
Es el proceso mediante el cual la deshidratación del crudo se realiza en forma continua las 24 horas del día. Dependiendo de las características de los crudos como corte de agua (porcentaje de agua de formación), contenido de gas, API, viscosidad, existen diversos procesos de deshidratación los cuales combinan diferente equipos como los siguientes:

- Separadores bifásicos cuando el crudo tiene bajo contenido de agua de formación y contiene gas natural condensado o asociado.
- Separadores trifásicos, llamados también FWKO (Free Water Knock Out) cuando el crudo contiene más del 50 % de agua de formación y además gas natural condensado o asociado.
- Tanques de lavado (Wash Tank)
- Deshidratadores electrostáticos que son equipos muy eficientes pero tratan fluidos con bajo contenido de agua de formación que previamente han sido tratados en los equipos antes descritos. Extraen el agua emulsionada combinando métodos físicos (coalescencia, separación gravimétrica, incremento de temperatura, adición de química demulsificante y energía eléctrica de corriente continua o alterna de alto voltaje, 20000 – 30000 voltios).
- Desgasificadores

Luego del proceso de deshidratación combinando los equipos antes descritos, el crudo debe tener un BS&W (contenido de agua y sedimento), no mayor al 1 % en volumen. Generalmente este valor está en 0.4 – 0.5 % quedando el agua de formación más el agua

emulsionada separada, para el tratamiento que permita su reinyección o disposición al ambiente luego de cumplir con las normas ambientales respectivas.

Figura N° 14. Diagrama de flujo de un sistema de producción



Fuente: Baker Hughes, Presentación "Tratamiento de emulsiones"

Elaborado por: Andrés Heras

2.10 Equipos de separación de agua libre y emulsionada

Breve descripción de los equipos de separación de agua libre y emulsionada

2.10.1 Separador bifásico

Es un diseño de separación de aceite-gas es importante conocer las condiciones del proceso, las cuales nos van a permitir poder separar la mezcla bifásica y proponer bases de diseño.

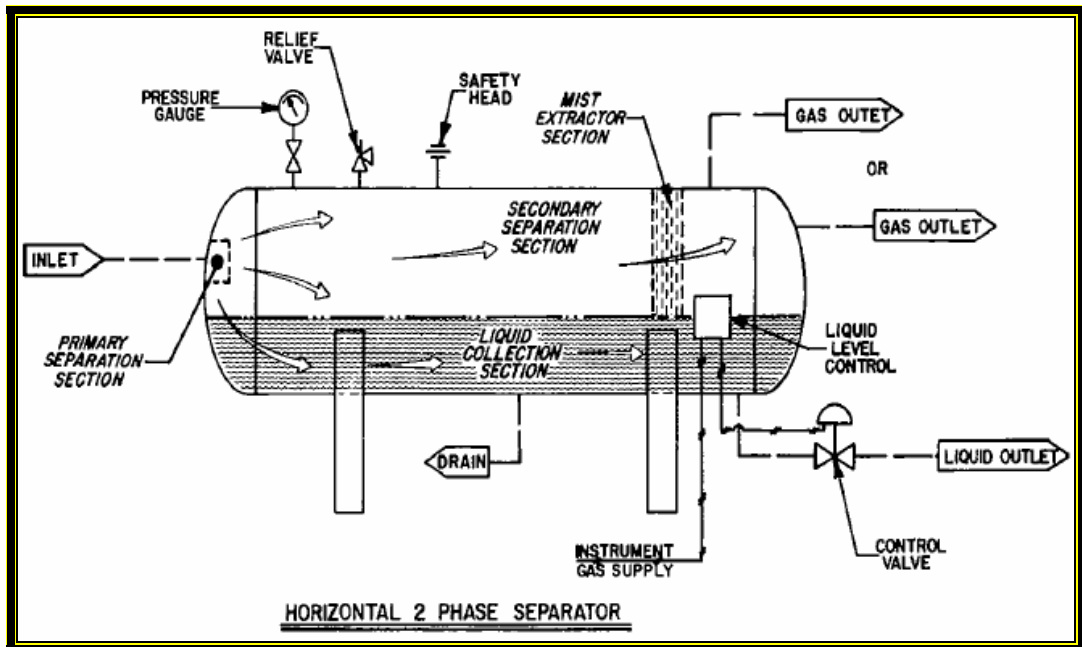
Separador Bifásico (gas-líquido)

Tiempo de retención.- Es el tiempo en donde el líquido y el gas alcanzan el equilibrio con la presión del separador, se le conoce también como el tiempo promedio que una molécula de líquido es retenida en el tanque asumiendo flujo tapón. Este tiempo de retención esta entre 30 segundos y 3 minutos. Cuando hay presencia de burbujeo este tiempo cuadruplica el requerido.

Hay tres tipos de separadores bifásicos y son los horizontales, verticales y esféricos.

2.10.1.1 Separador Horizontal.- El fluido entra al separador y choca con el deflector interno causando la separación, a esto se le llama separación inicial del líquido y vapor, la fuerza de gravedad causa que el líquido se vaya hacia el fondo y el gas vaya hacia el domo del recipiente. La recolección de líquido en el fondo provee un tiempo de retención del cual ayuda a que los gases y líquidos encuentren el equilibrio a una presión.

Figura N° 15. Separador Horizontal Bifásico



Fuente: http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/leip/clemente_c_ma/CAPÍTULO6.pdf

Elaborado por: Andrés Heras

2.10.1.2 Separador Vertical Bifásico tiene la misma descripción que el separador horizontal, pero este se utiliza cuando en la producción de hidrocarburos líquidos hay una cantidad mayor de gas que de aceite.

2.10.1.3 Separador Esférico Bifásico Estos operan de la misma manera, pero no se utilizan mucho, ya que su capacidad para líquido está limitada y su diseño y fabricación son muy difíciles para un campo de separación de aceite.

2.10.2 Separador trifásico

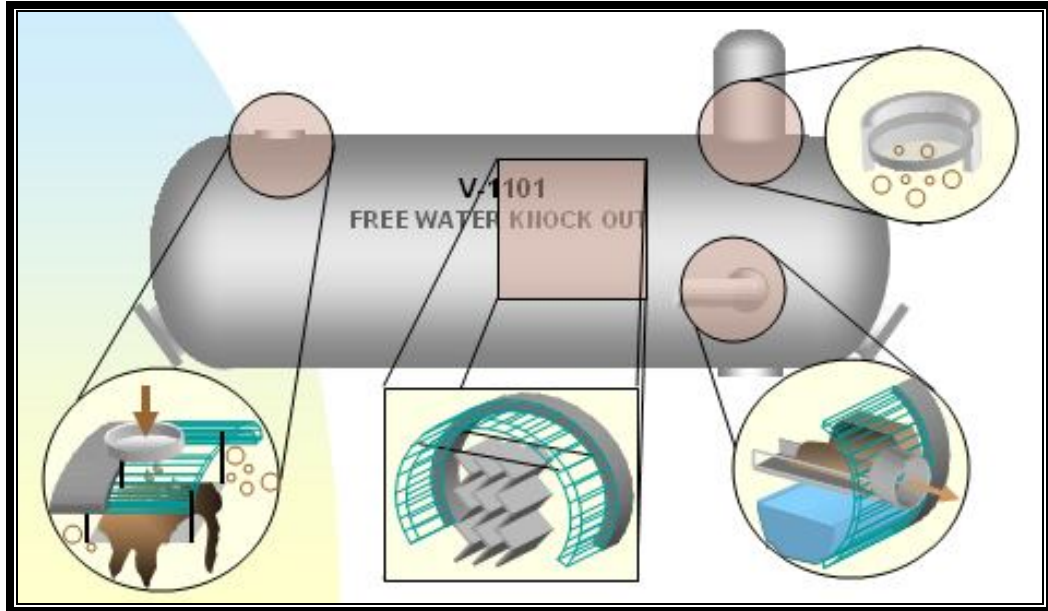
Estos separadores son trifásicos y nos permiten separar GAS – CRUDO y AGUA. En estos equipos se separa aproximadamente el 80% del agua que llega desde los diferentes Well pad.

El fluido ingresa al separador y choca con una placa deflectora. Todo el líquido y gas tratan de separarse en esta sección. Si el agua y el crudo no están emulsionados, el agua caerá al fondo del recipiente y el crudo se depositará sobre el agua, el gas fluirá hacia la salida de gas en la parte superior.

El gas suele arrastrar gotas de agua y crudo hacia su salida, para evitar que crudo y vapor condensado salgan junto al gas se instalan dentro de estos separadores placas coalescentes y mallas de alambre, sin embargo a veces no se logra una total separación de las gotas de líquido por lo que es recomendable realizar la inyección de químico antiespumante.

El agua es evacuada por la parte inferior del recipiente y el crudo es recogido en un canal que tiene su salida por la parte intermedia del separador.

Figura N° 16. Separador trifásico



Fuente: Ing. Roque Rivadeneira, Curso REPSOL – YPF “Operación de Plantas de Deshidratación de Petróleo”

Elaborado por: Andrés Heras

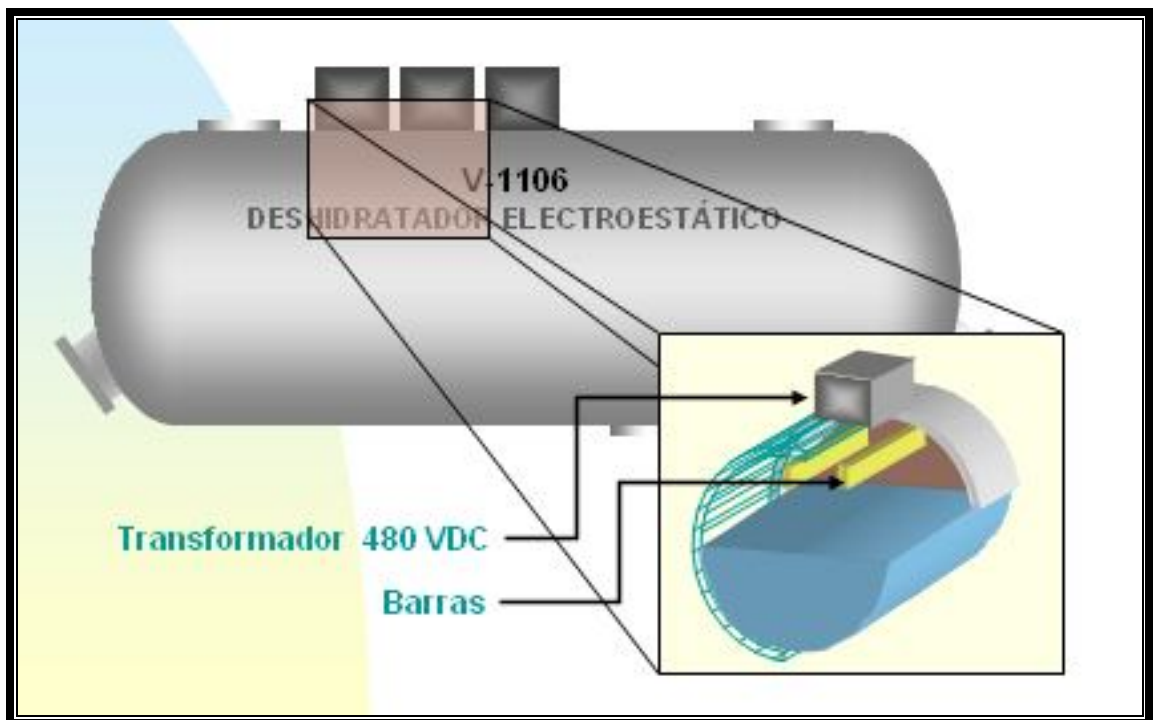
2.10.3 Deshidratador electrostático

Los deshidratadores electrostáticos separan crudo y agua mediante el funcionamiento de un sistema de transformadores que elevan a un alto potencial, el cual se rectifica obteniendo corriente continua que alimenta a dos electrodos de polaridad opuesta; y debido a la bipolaridad de las moléculas de agua, estas son atraídas a los polos opuestos ocasionando un choque entre sí, lo que permite formar moléculas de mayor peso y facilitar la precipitación, formando un nivel que es controlado por un LIC (controlador indicador de nivel).

Estos equipos usan la propiedad de que el agua es una molécula dipolar, para lograr que las pequeñas gotas de agua se asocien y formen gotas de mayor diámetro, con lo que precipitaran al fondo del recipiente.

La salida de crudo de estos equipos debe tener un BSW menor a 1% para cumplir con la regulación del SOTE, sin embargo cuando entre en servicio el OCP máximo deberá ser igual a 0.5 % de BSW.

Figura N° 17. Deshidratador Electroestático



Fuente: Ing. Roque Rivadeneira, Curso REPSOL – YPF “Operación de Plantas de Deshidratación de Petróleo”

Elaborado por: Andrés Heras

CAPÍTULO III

CAPÍTULO III

3. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO EDEN YUTURI

El campo Edén-Yuturi es operado por la empresa pública EP Petroamazonas.

El estudio se lo realizará en el campo Edén-Yuturi del Bloque 15, el mismo que se encuentra ubicado en la región oriental ecuatoriana, al sur-este de la provincia de Sucumbíos la mayor parte y al nor-este de la provincia de Napo. Sus coordenadas geográficas están comprendidas entre: $0^{\circ} 16'$ - $0^{\circ} 32'$ de latitud norte y $76^{\circ} 04'$ - $76^{\circ} 47'$ de longitud oeste.

El Bloque 15 inició sus operaciones de producción en 1993 con la perforación inicial de dos pozos exploratorios, a la fecha existen pozos productores de petróleo de las arenas de las formaciones Napo y Hollín. Cabe señalar que además existen en el Bloque pozos inyectores de agua en la formación Tiyuyacu.

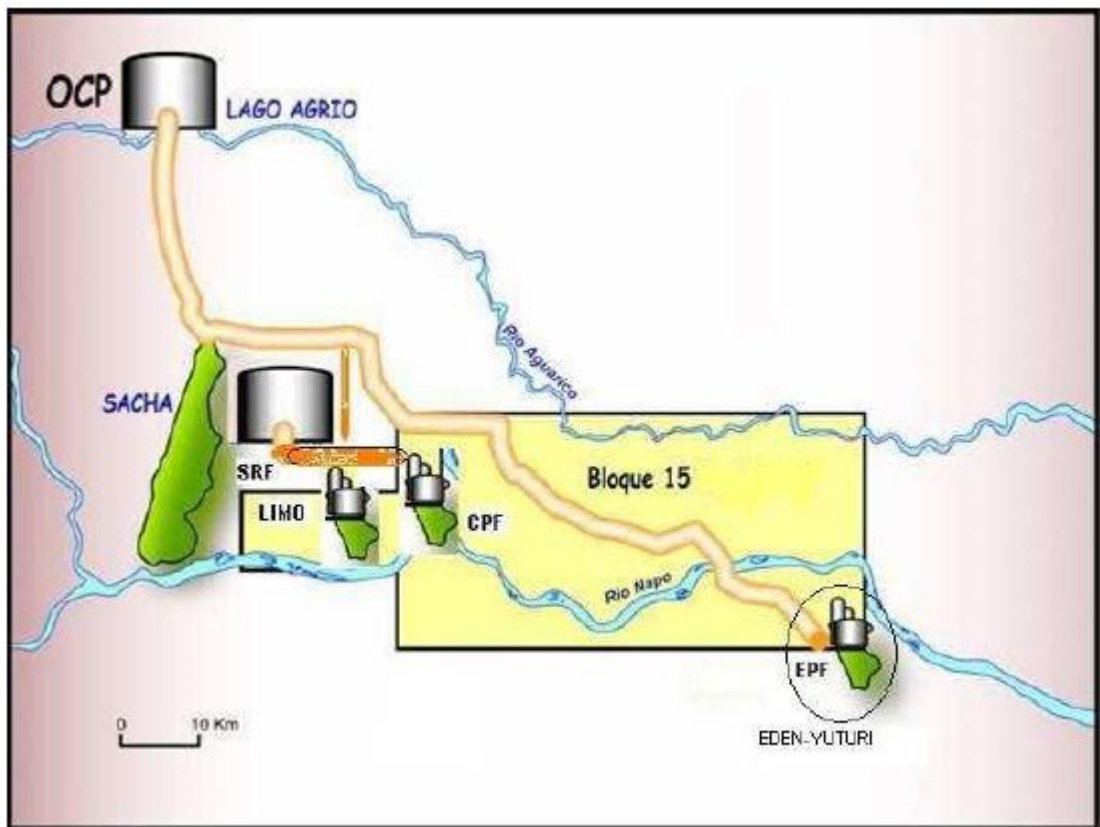
En 1970 la compañía Minas y Petróleos perforo el pozo Yuturi-X en el periclinal sur de la estructura, descubriendo petróleo de 12.8 a 18 grados API en las areniscas “U Superior”, “T” y “M-2”.

El campo Edén-Yuturi entro en producción el 22 de octubre del 2002 con el pozo EY-CX, luego se incorporan los pozos EY-CXX, todos de la isla C para el llenado de líneas de flujo, llenados de ductos y pruebas de la planta.

El campo Edén-Yuturi se encuentra localizado a 75 Km. al sur-este del campo Shushufindi y a 30 Km. al Sur del campo Pañacocha. Las principales vías de acceso son

la vía Shushufindi-Limoncocha-Pompeya y el río Napo que es navegable durante todo el año.

Figura N° 18. Ubicación del campo Edén-Yuturi y facilidades de producción del bloque



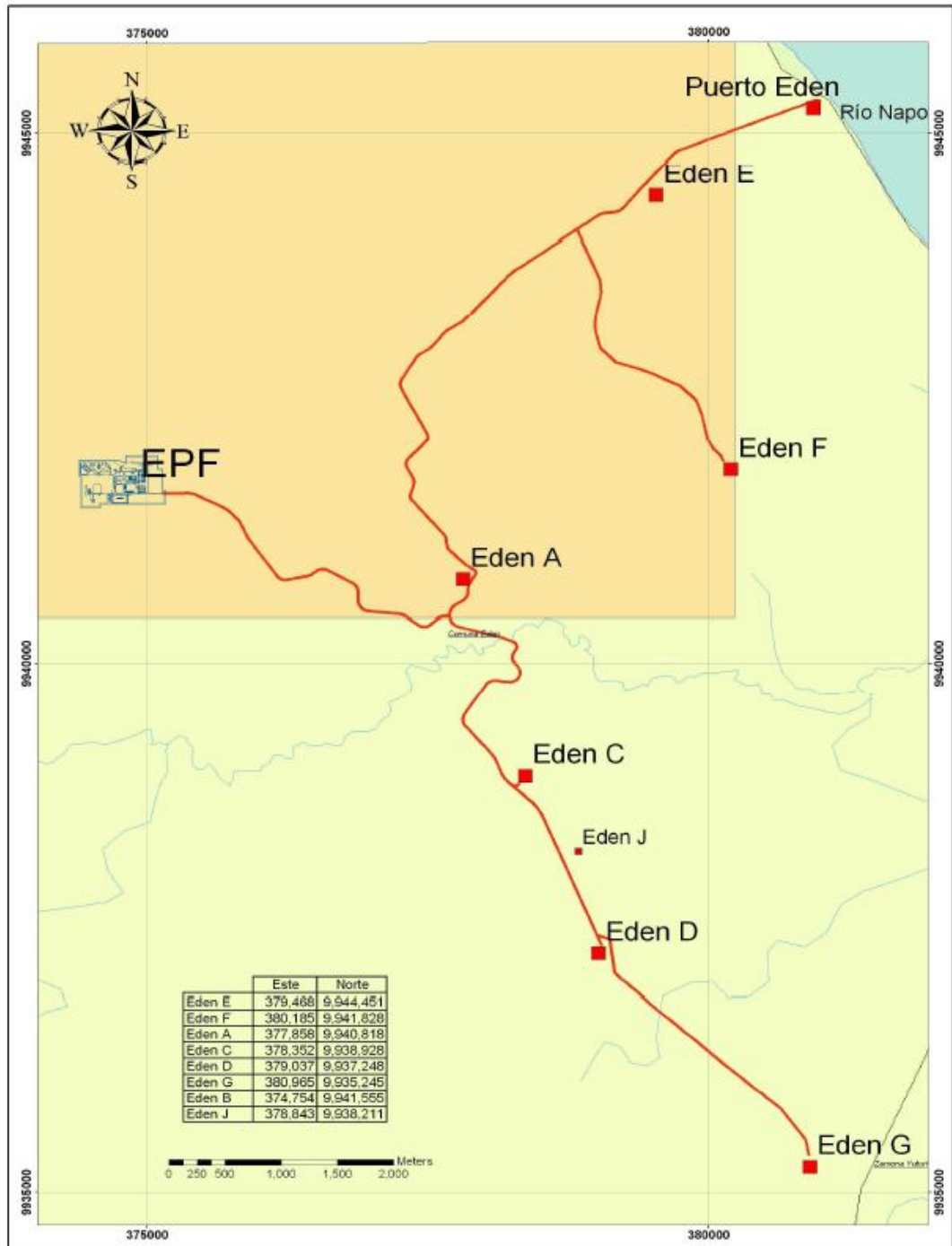
Fuente: Petroamazonas “Edén-Yuturi”

Elaborado por: Andrés Heras

El campo Edén-Yuturi en la actualidad produce de la formación Napo, la misma que tiene un espesor aproximado de 13000 pies y está representada por una secuencia de lutitas, calizas y areniscas. Las areniscas de la formación Napo constituyen los principales reservorios hidrocarburíferos del campo Edén-Yuturi.

Dentro de la formación Napo cabe señalar que se encuentran los yacimientos M-1, M-2, U superior, U inferior y T los mismos que son productores.

Figura N° 19. Ubicación de las islas producción y planta de procesamiento EPF.



Fuente: Petroamazonas “Edén-Yuturi”

Elaborado por: Andrés Heras

3.1 Proceso de tratamiento de crudos en las facilidades de superficie de este campo

Descripción del proceso de tratamiento de crudos.

3.1.1 Deshidratación y desgasificación del crudo

En el EPF (Edén-Yuturi Production Facilities) se tiene una planta de procesamiento para tratar un fluido con las siguientes capacidades diarias: 90.000 BPD de crudo, 256.000 BPD de agua de formación, 10.8 MMCFD de gas natural. El caudal total de fluido que viene de los diferentes pozos es de 320.000 BPD.

El fluido proveniente de los Well Pads: crudo, agua y gas, ingresa a las estaciones de tratamiento EPF (Edén-Yuturi Production Facilities) a través de los recibidores y posteriormente, mediante un manifold se direcciona hacia el tren A o tren B de separación.

Continuando su recorrido ingresa a los separadores trifásicos V-120/130/140/150 controlados por la FV (válvula de flujo) de cada separador, con una apertura de un 35% en el V-120/130 y un 100% en el V-140/150, de esta manera igualamos las cargas a los cuatro separadores.

El fluido ingresa al SK-118 con un BSW del 70 %.

La planta está distribuida en dos trenes de proceso que constan de lo siguiente:

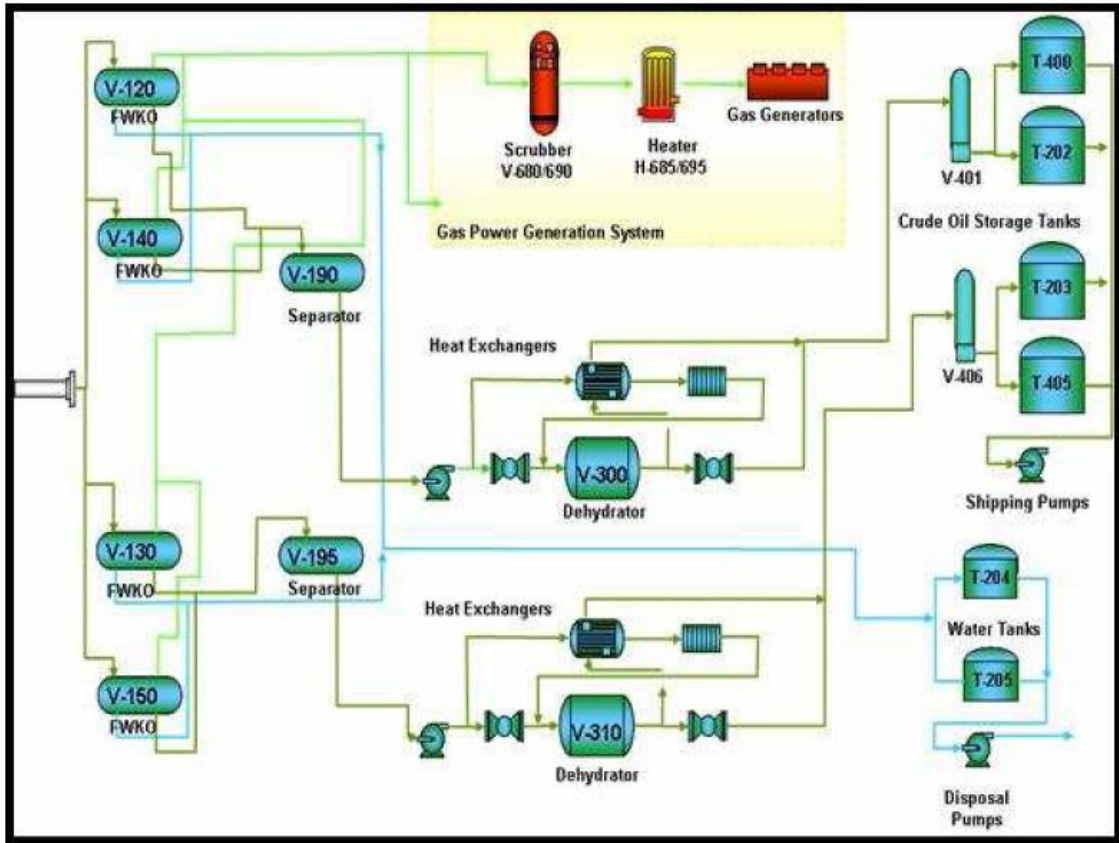
TREN 1

- Separadores trifásicos V-120 / V-140.
- Oil flash vessel V-190.
- Deshidratador electrostático V-300.
- Intercambiador de calor crudo - crudo E-320.
- Intercambiador de calor crudo agua E-340.
- Bota desgasificadora V-401.
- Tanques de almacenamiento y despacho T-400/ 202.

TREN 2

- Separadores trifásicos V-130 / V-150.
- Oil flash vessel V-195.
- Deshidratador Electrostático V-310.
- Intercambiador de calor crudo - crudo E-330.
- Intercambiador de calor crudo agua E-350.
- Bota desgasificadora V-406
- Tanques de almacenamiento y despacho T-405/ 203.

Figura N° 20. Facilidades de producción en el EPF (Eden-Yuturi)



Fuente: Petroamazonas “Edén-Yuturi”

Elaborado por: Andrés Heras

El receptor también es una trampa de recepción del PIG (marrano) que es enviado, ya sea del Pad G o F.

El tiempo de llegada del PIG (marrano) del Pad F es 26 horas aproximadamente, y el tiempo de llegada del PIG (marrano) del Pad G es de 12 horas aproximadamente. Con la finalidad de realizar una limpieza a la línea del oleoducto de 18 pulgadas.

3.1.1.1 Inyección de químicos

Los químicos que son inyectados a la entrada de los separadores trifásicos V 120/130/140/150 son:

Demulsificante, Antiespumante, Antiescala y Biocida estos productos son inyectados en el manifold de ingreso del fluido mediante bombas de desplazamiento positivo y capilares.

Estos productos son distribuidos por la empresa Dichen y Champions.

3.1.1.1.1 Demulsificante: “De acción rápida” El producto **EMULSOTRON X-8215** es una mezcla de sales de ácidos orgánicos sulfónicos, polímeros, metanol e hidrocarburos aromáticos, diseñado para una perfecta e instantánea definición de las dos fases por cambio en la tensión superficial de la fase continua.

3.1.1.1.2 Antiespumante: El producto **DEFOAMER AF-172** es usado como un antiespumante en sistemas de producción de crudo, principalmente en separadores crudo / agua y columnas desgasificadoras, donde la formación de espuma representa un problema.

3.1.1.1.3 Antiescala: El producto **DC SCAL 210** es soluble en agua y está diseñado para evitar la formación de incrustaciones de carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario.

3.2 Separadores trifásicos

Un separador trifásico es un recipiente que gracias a sus componentes, elementos internos, tiempo de residencia y con la ayuda del químico, realiza la separación de los componentes del fluido (agua, petróleo y gas).

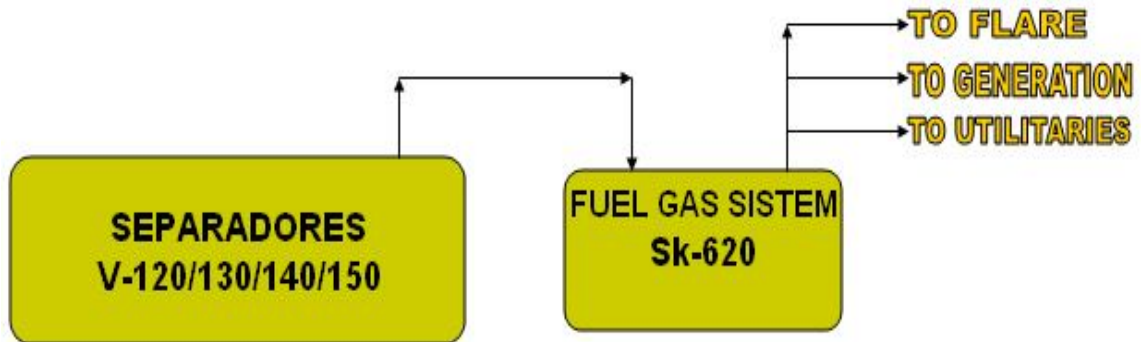
Son “Separadores Trifásicos” (V-120, 140, 130, 150). Con la capacidad 45.000 BPD de crudo, 64.000 BPD de agua y 2.7 millones de pies cúbicos de gas natural cada uno.

El fluido que ingresa a los separadores tiene una mezcla de crudo, agua y gas, estos a su vez se separan por densidad gravitacional el agua por ser más pesada va abajo, seguido por el crudo y el gas por ser volátil se ubica en la parte superior.

El gas liberado en este equipo es utilizado como combustible para los generadores de energía eléctrica (Generadores Waukesha), y el gas remanente es quemado en la tea.

La capacidad de proceso en el Fuel Gas Sistem es de 2.7 MMSCFD. La producción de gas esta por los 7.5 MMSCFD, el gas que sale de los separadores ingresa hacia el Fuel Gas Sistem, para luego de ser tratado el gas blanket es enviado hacia los diferentes puntos de utilización de la planta.

Figura N° 21. Proceso de gas



Fuente: Petroamazonas

Elaborado por: Andrés Heras

Tenemos unas FV (válvula de flujo) que controlan el ingreso de fluido a los separadores V-120 /130 con una apertura de 30%, y a los separadores V-140 / 150 con una apertura del 100%, la finalidad es repartir en partes iguales el fluido que ingresa a los separadores.

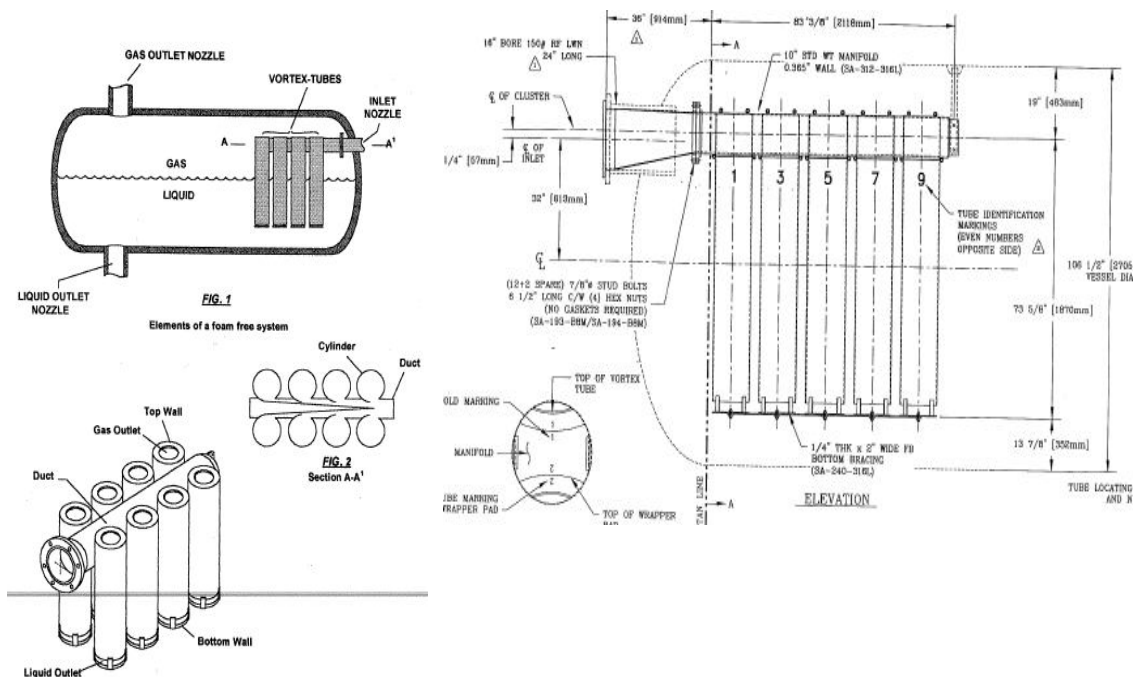
El crudo ingresa a los separadores con un porcentaje de 70% de BSW, al salir de estos equipos hacia los oil flash vessel lo hace con un promedio entre 5 y 6% de BSW aproximadamente.

El agua que se separa en los separadores trifásicos sale directamente a los tanques de almacenamiento de agua T-204/205. El nivel de agua en los separadores es controlada por un transmisor de nivel y una LV (válvula de nivel)-121/131/141/151 que controla la interface de acuerdo al set que se le coloque y verificando físicamente en las tomas en el campo, este nivel de interface nos ayuda para la separación óptima de crudo/ agua.

Internamente el separador posee 10 tubos vortex o flautines, vafles, tres mallas coalescentes encargadas de transformar el flujo turbulento en flujo laminar, un lado Weir, por ultimo una cámara atrapa vapores, la misma que se encarga de atrapar los vapores, livianos, o partículas de crudo que pueden ir con el gas.

El gas liberado en este equipo es utilizado como combustible para los generadores de energía eléctrica (Generadores Waukesha), y el gas remanente es quemado en la tea.

Figura N° 22. Partes del separador trifásico



Fuente: Petroamazonas Edén-Yuturi

Elaborado por: Andrés Heras

PROTECCIONES EN LOS SEPARADORES TRIFÁSICOS

PSL (pressure switch low) 70 psi

PSH (pressure switch higt) 125 psi

PSV (pressure security valve) 200 psi.

CARACTERÍSTICAS DE LOS SEPARADORES TRIFÁSICOS

9 pies diámetro externo x 45 pies S/S (longitud costura-costura)

200 psi @ 250 °F

100 psi @ 180 °F

TEST PRESS. 330 psi

WEIGHT. 61,114 Lbs.

45000 BOPD /64000 BWPD /2.7 MMSCFD GAS

3.3 Los oil flahs vessel (separadores de producción)

Estos equipos trabajan con el mismo principio que los FWKO. Estos separadores se ubican después de los intercambiadores de calor y su función es continuar separando el agua y el gas de la fase del petróleo, pero con ayuda de la temperatura ganada en los intercambiadores, es decir, en ellos se produce una separación termoquímica.

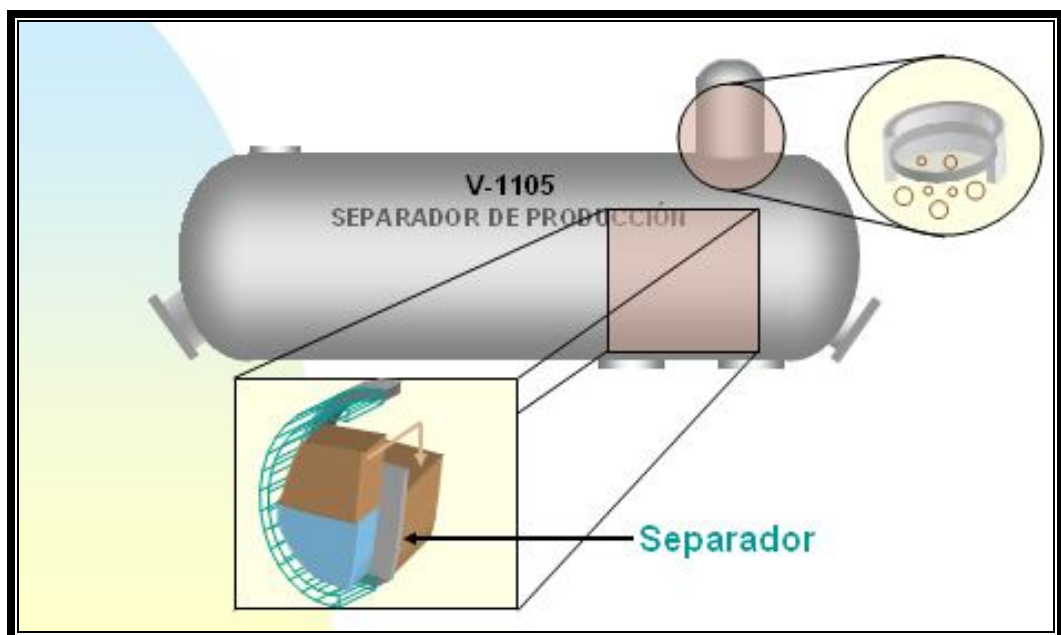
La diferencia entre los FWKO y separadores de producción es que estos tienen dos compartimentos que están separados por una compuerta. El crudo se almacena en el segundo compartimiento pasando por rebosamiento sobre la compuerta. El agua se almacena en el primer compartimiento. La carga líquida que sale de este equipo con

dirección al deshidratador electrostático aproximadamente sale con un BSW de 4%. (2 A 3 % VOLUMEN)

Igual que los FWKO estos separadores tienen placas y mallas coalescentes para capturar la mayor cantidad de líquidos que es arrastrada por la fase gaseosa.

El volumen de cada uno de estos separadores es 887 BBL (V-190, 195) en la actualidad tienen un funcionamiento de un separador Trifásico de agua, crudo y gas; el agua de este separador es direccionado hacia el V-510 y el crudo continúa a los deshidratadores electrostáticos mediante las bombas Booster (25714 BPD, 60 HP y 480 V cada bomba). Protecciones de las bombas dispone de un PSL setado a 4 psi a la succión y un PSH a la descarga setado a 92 psi.

Figura N° 23. Diagrama del Oil Flahs Vessel



Fuente: Ing. Roque Rivadeneira, Curso REPSOL – YPF “Operación de Plantas de Deshidratación de Petróleo”

Elaborado por: Andrés Heras

CARACTERÍSTICAS OIL FLASH VESSEL

12 pies (3658 mm) O.D x 48 pies (14630 mm) S/S (longitud de costura-costura)

100 psi @ 250 °F

MDMT 32 °F @ 100 psi

NOM. CAP. 877 BBLs – 140 m³

TEST PRESSURE 150 psi @ 250 °F

WEIGHT 100000 LBS

PROTECCIONES DEL VESSEL

PSH (pressure switch higt) 25 psi

PSV (pressure security valve) 100 psi

3.4 Aprovechamiento del calor

El crudo pasa por los intercambiadores de calor crudo-crudo (E-320/340) para luego pasar a los intercambiadores de calor crudo-agua (E-330/350) la finalidad es de ganar temperatura para ayudar a la separación del agua emulsificada en el crudo mediante los deshidratadores electrostáticos y cumplir con los estándares del BSW del crudo para su transporte por oleoducto.

El agua que sale de los Oil flash vessel sale por una válvula LV- 191/196, es dirigida al V-510 para luego ir al proceso de tratamiento previo a su reinyección.

3.5 Deshidratadores electrostáticos

Todo el proceso de la planta para el tratamiento de deshidratación del crudo se utiliza el sistema combinado que es: Químico – Térmico – Eléctrico.

Son separadores bifásicos del tipo hidrostático. Con una capacidad de diseño de 45000 BOPD.

El deshidratador electroestático trabaja totalmente inundado, las placas coalescentes una vez energizadas forman un campo electromagnético con esto al pasar el crudo por este campo el agua se pega a las placas, este fenómeno se llama coalescencia, donde las partículas de agua forman moléculas más grandes y por peso gravitacional caen al fondo del Vessel

Componentes externos/internos. Dispone de un transformador de voltaje que sube de 480V a 22KV de corriente alterna, interiormente consta de 246 placas en la parte superior, dispuestas transversalmente a lo largo del vessel, también de un sistema de inyección de agua dulce el mismo que esta fuera de servicio debido a que la salinidad del agua es inferior al parámetro máximo de inyección.

Existe unas exigencias básicas; Por lo general las refinería no aceptan petróleos, con un valor superior de BSW al 1.0% y al contenido de sal. Por cada mil barriles de crudo no puede ser mayor de 15 PTB (libras de sal por mil barriles de crudo)

Figura N° 24. Deshidratador Electrostático



Fuente: Petroamazonas campo Edén-Yuturi

Elaborado por: Andrés Heras

3.6 Intercambiadores de calor crudo/crudo

El crudo continúa hacia los intercambiadores de calor crudo-crudo para intercambiar calor con el crudo frío que ingresa de los oil flash vessel para así evitar que se pierda los livianos del crudo (gasolinas) pasa por la LV-306/316 (válvula de flujo) para dirigirse hacia las botas V-401/406.

3.7 Intercambiadores de calor crudo/agua

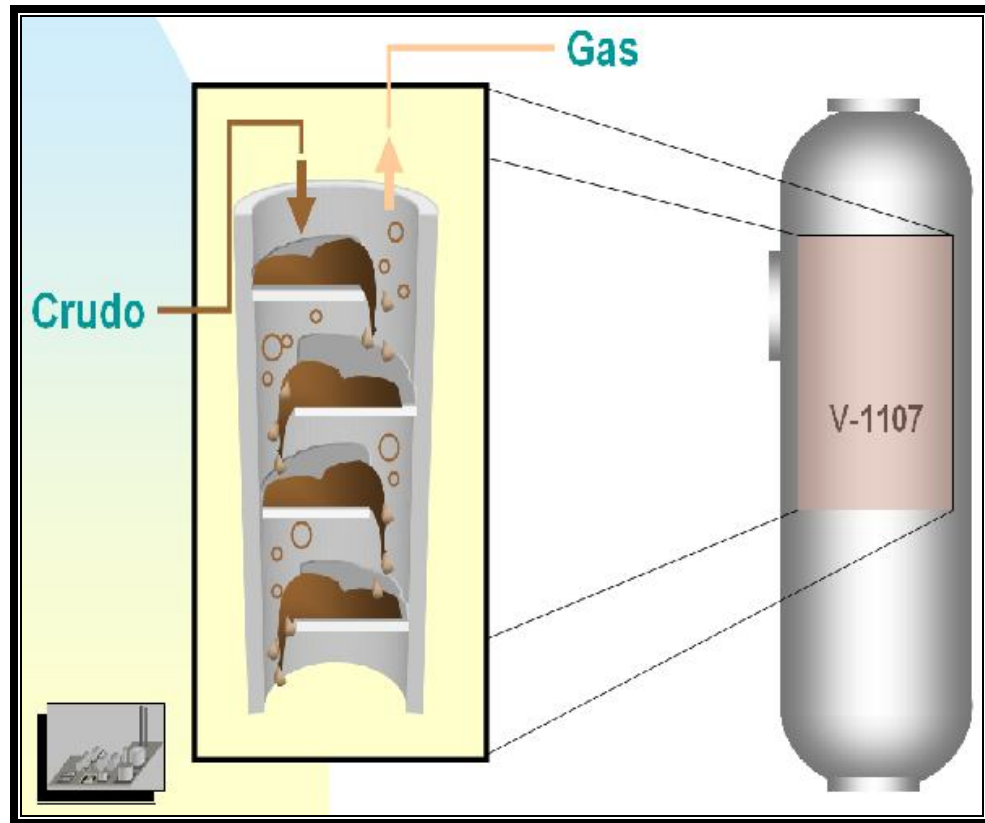
En los deshidratadores electrostáticos la separación crudo/agua emulsionada se realiza a temperatura promedio de 220 °F por lo que se aprovecha la energía calórica que representa esta temperatura para precalentar el crudo que ingresa a los deshidratadores.

3.8 Bota de gas V 401/406

En estos equipos el gas que se encontraba disuelto en el crudo que sale de los deshidratadores es liberado por un proceso de expansión brusca. Las botas internamente tienen unas placas colocadas alternadamente que facilitan la separación del gas.

El crudo que ingresa a las Botas sigue su camino hacia los tanques (T 400-202 - T 405-203) y el gas ingresa al sistema de Recuperación de gases y condensados.

Figura N° 25. Partes importantes ubicadas en el interior de la Bota de Gas



Fuente: Ing. Roque Rivadeneira, Curso REPSOL – YPF “Operación de Plantas de Deshidratación de Petróleo”

Elaborado por: Andrés Heras

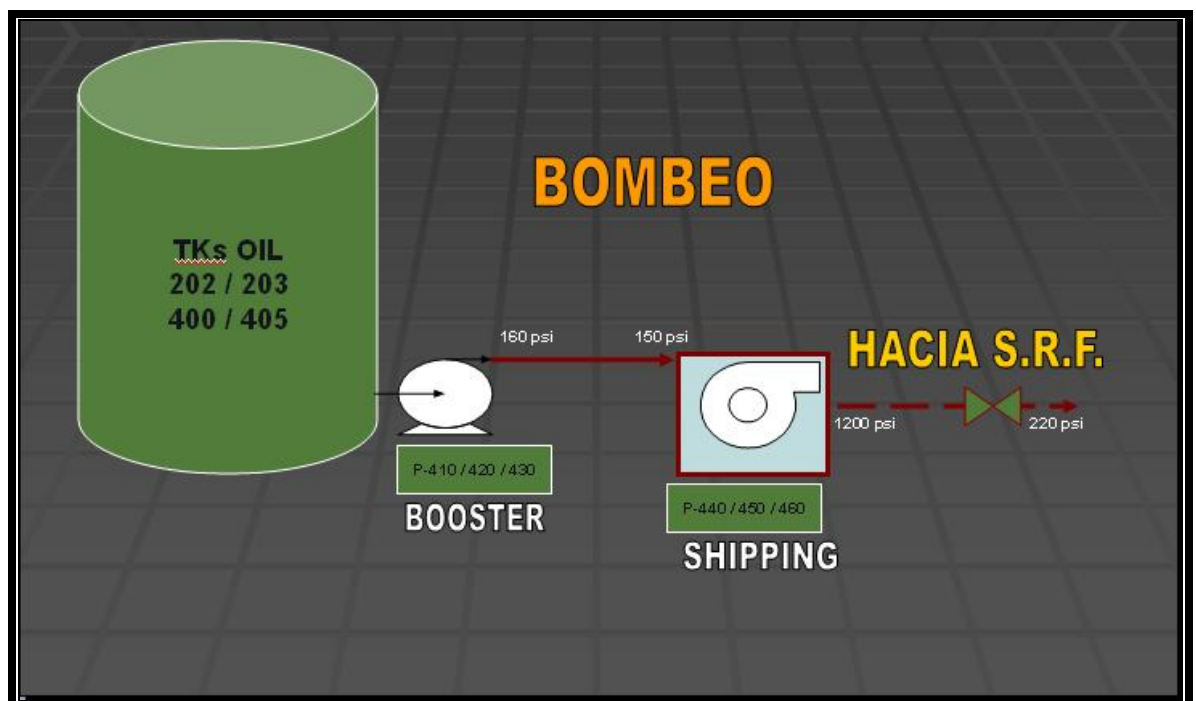
3.9 Tanques de almacenamiento

Almacenan el crudo tratado, el mismo que está en condiciones adecuadas para su entrega, esto es, con un BSW menor al 1% y un grado API alrededor de 20.

- Disponen de un sistema de calentamiento con aceite térmico.
- Dispone de un agitador.

- Tienen una capacidad de almacenamiento de 11000 BBL en el EPF (Edén-Yuturi Producciones y Facilidades).
- Para el bombeo del crudo a otras estaciones se dispone, de bombas Booster y bombas shipping, las cuales tienen por objetivo el de incrementar el caudal y la presión.
- Los sistemas de bombeo disponen de una tubería de recirculación hacia los tanques, la misma que evita la sobre presión en la línea y el control del caudal.

Figura N° 26. Esquema del proceso de bombeo de crudo



Fuente: Petroamazonas campo Edén-Yuturi

Elaborado por: Andrés Heras

3.10 Tratamiento e inyección del agua

El agua de formación sale de cada uno de los Separadores y deshidratadores hacia los tanques de agua 204 / 205, con una capacidad de almacenamiento de 45000 BBL c/u.

Actualmente la plataforma de inyección de agua de formación cuenta con diez pozos inyectores, que bombean diariamente un promedio de 290.000 BWPD.

Figura N° 27. Esquema del proceso de inyección del agua de formación



Fuente: Petroamazonas campo Edén-Yuturi

Elaborado por: Andrés Heras

3.11 Tanques de agua para reinyección

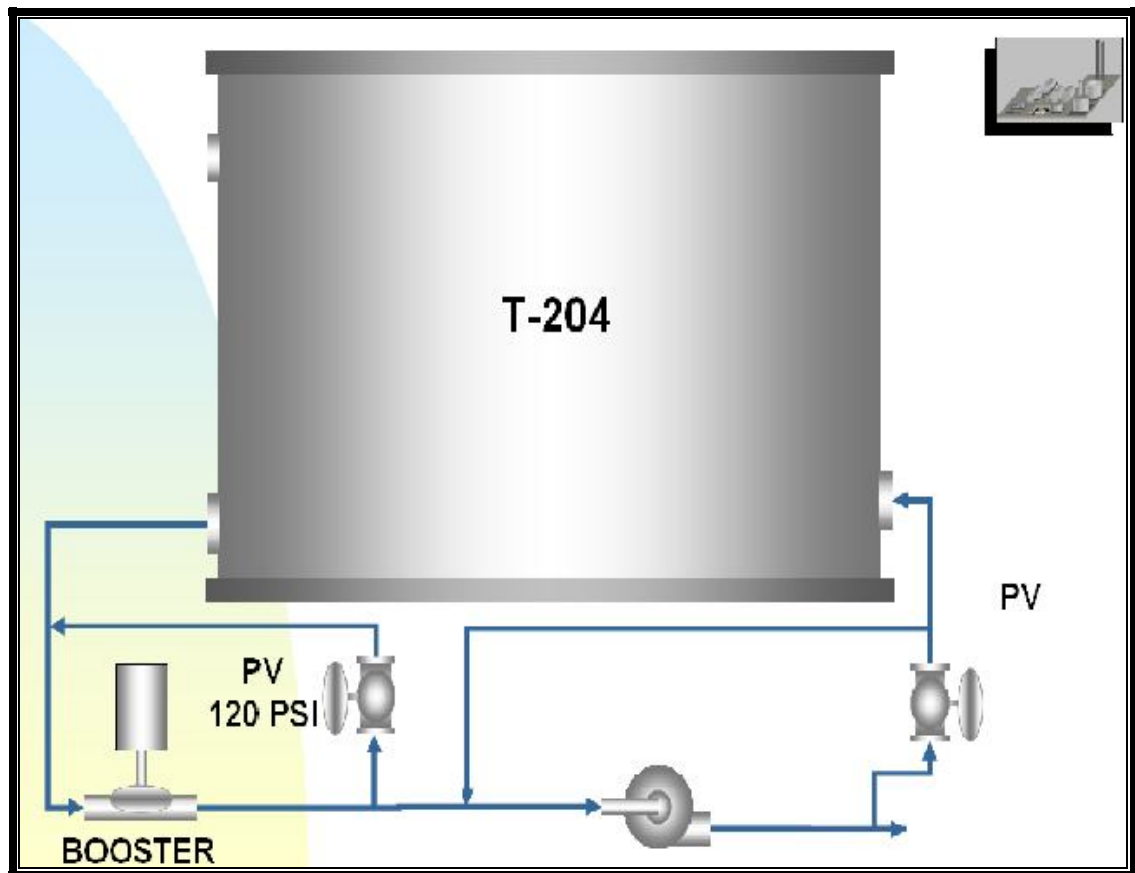
Es el último lugar donde se puede disminuir el residual de aceite en agua, por la diferencia de densidades entre el aceite y el agua, que es favorecida por el tiempo de residencia, se forma una capa de crudo en la superficie de agua. El retiro de esta capa de crudo se la llama desnatado.

Almacenar un nivel suficiente para dar a las bombas Booster de agua el NPSH requerido para su operación dentro de sus curvas de diseño.

Los tanques de agua disponen de un juego de válvulas manuales a la entrada de los mismos, los que permite realizar las siguientes operaciones:

1. El skim tank puede recibir y despachar agua
2. Tienen una capacidad de almacenamiento de 45000 BBL en el EPF (Edén-Yuturi Producciones y Facilidades)
3. Para el bombeo del agua hacia los pozos de inyección se dispone de bombas Booster y bombas Disposal, las cuales tienen por objetivo el de incrementan el caudal y la presión.
4. Cada etapa de bombeo posee una tubería de recirculación, la misma que evita la sobre presión en la línea y el control del caudal.

Figura N° 28. Esquema del proceso de inyección de agua



Fuente: Petroamazonas campo Edén-Yuturi

Elaborado por: Andrés Hera

El agua de formación es este proceso y estas facilidades de superficie recibe como único tratamiento el descrito anteriormente ósea un desnatado en dos skim tank con un tiempo de residencia promedio de 8,2 horas. Esto no permite la separación del crudo (TPH) emulsionado en el agua y el cumplimiento de las condiciones físico químicas para su reinyección por lo que a más de la contaminación ambiental se provoca el daño de la formación yacimiento, por tanto el objetivo del presente trabajo es proponer el tratamiento adecuado que permita reinyectar el agua sin impactos ambientales y sin daños a la formación.

CAPÍTULO IV

CAPÍTULO IV

4. PROCESO PARA EL TRATAMIENTO DEL AGUA DE FORMACIÓN

En este capítulo se propondrá el proceso adecuado para el tratamiento del agua de formación antes de su reinyección en los pozos.

Para ello es necesario conocer la caracterización físico química de esta agua de formación para lo cual se obtiene datos de análisis diarios de laboratorio de Petroamazonas, los mismos que están en la tabla siguiente.

Tabla N° 1. Análisis físicos químicos de aguas de formación campo Eden-Yuturi

ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO DE AGUAS DE FORMACIÓN					
CAMPO EDEN-YUTURI (Bloque 15) PETROAMAZONAS					
PARÁMETROS	UNIDAD	6-Aprl-11	20-Aprl-11	08-may-11	22-may-11
SODIO (Na)	(mg/l)	4.912,90	4.678,00	4.721,90	4678
MAGNESIO (Mg)	(mg/l)	52,8	36	64,8	180
CALCIO (Ca)	(mg/l)	280	224	304	332
STRONSIUM (Sr)	(mg/l)				
BARIO (Ba)	(mg/l)	3	1	1	5
HIERRO (Fe)	(mg/l)	1,1	2,25	1,05	1,1
CLORUROS (Cl)	(mg/l)	7.300	6.750	7.050	7150
SULFATOS (SO4)	(mg/l)	260	155	200	188
BICARBONATOS (HCO3)	HCO3	1.257	1.476	1.354	1073,6
ACIDO CARBOXÍLICOS	(mg/l HAc)	10	0	43	97
SÓLIDOS DISUELTOS (Calculado)	(mg/l)	14.076	13.322	13.740	6140
DENSIDAD (STP)	(g/ml)	1,009	1	1,009	1
CO2 DISUELTO EN AGUA	(gm/l)	292	178	336	7
H2S (En agua)	(mg/l)	0,002	0	0	470
SUP. pH (medido) STP	(pH)	6,63	7	6,71	0,012
ACEITE EN AGUA	(ppm)	42	42	41	41
OXIGENO DISUELTO	(ppb)	90	90	90	80
RESIDUAL DE I. ESCALA	(ppm)	15	15	12	13
BWPD	(bls)	272.070	272070	288996	295676

Fuente: Petroamazonas Edén-Yuturi

Elaborado por: Andrés Heras

Estos resultados tienen que ser comparados con la normativa ambiental para descargas de agua dada en el reglamento 1215 RAOHE artículo 29, tabla 4, anexo 2 que indica que las aguas de formación para ser reinyectadas deben tener menos de 20 ppm de TPH.

A continuación se indica la tabla respectiva de este reglamento.

Tabla N° 2. Límites permisibles para el monitoreo ambiental permanente y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, inclusive lavado y mantenimiento de tanques y vehículos.

a) EFLUENTE (punto de descarga)					
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible ¹	Promedio anual ²⁾	Destino de descarga
Potencial hidrógeno	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
Sólidos 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

Fuente: Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, Decreto No. 1215

Elaborado por: Andrés Heras

Los flujos de reinyección de agua se dan en la siguiente tabla.

Tabla N° 3. Reinyección del agua a los pozos del campo Edén-Yuturi.

Reinyección del agua a los pozos del campo Eden-Yuturi										
FECHA 01 Abril 2011 a 31 Abril 2011	EDYB-001	EDYB-002	EDYB-003	EDYB-004	EDYB-005	EDYB-006	EDYB-007	EDYB-008	EDYB-009	EDYB-010
Total de agua reinyectada	896,162	298,352	519,187	71,018	1,489,942	1,517,083	1,760,284	1,120,869	881,809	82,248
Promedio	29,872	9,945	17,306	2,367	49,665	50,569	58,676	37,362	29,394	2,742
FECHA 01 Mayo 2011 a 20 Mayo 2011	EDYB-001	EDYB-002	EDYB-003	EDYB-004	EDYB-005	EDYB-006	EDYB-007	EDYB-008	EDYB-009	EDYB-010
Total de agua reinyectada	686,18	145,043	371,594	48,919	1,009,210	988,166	1,233,677	727,206	621,791	42,951
Promedio	34,309	7,252	18,58	2,446	50,461	49,408	61,684	36,36	31,09	2,148

Fuente: Petroamazonas Edén-Yuturi

Elaborado por: Andrés Heras

En anexos se adjunta la tabla de petroamazonas con la cuantificación de agua de inyección diaria total de los pozos del campo Edén-Yuturi

El agua de formación (agua libre) más el agua emulsionada una vez separadas del crudo y en volumen total indicado es 293738 BWPD actualmente es llevada a dos tanques de almacenamiento de 45000 barriles cada uno donde permanece por 8,2 horas y luego se reinyecta.

4.1 Propuesta de tratamiento de aguas de formación

El agua de formación tiene como principales componentes:

- Agua
- Crudo suspendido
- Crudo disuelto
- Sólidos suspendidos (escala, productos de corrosión, arena, etc.)
- Sólidos disueltos
- Gases disueltos (CO₂, H₂O, O₂)
- Material bacteriológico
- Material adicionado (tratamientos químicos, fluidos de descarte, ácidos, etc.)

Adicionalmente puede contener material radioactivo. El agua de formación es altamente contaminante ya que tiene un alto contenido de sales, metales pesados y fracciones de crudo en emulsión o dilución.

La legislación ambiental ecuatoriana y la técnica obligan a tratar el agua de formación antes de su reinyección ya que de no hacerlo se provocaría impactos ambientales y daños a la formación. Previo a la reinyección del agua el contenido de crudo emulsionado en esta representado por lo TPH (hidrocarburos totales disueltos) deben disminuirse a menos de 15 ppm ya que provocarían daños a las formaciones geológicas, especialmente el taponamiento de los pozos inyectoros lo que obliga a tratamientos con ácidos para limpieza de los mismo (coiled tubing) esto incrementa los costos de producción.

4.2 Descripción del sistema

La Tabla 4 enumera los diversos métodos empleados en los sistemas de tratamiento de agua de producción y los tipos de equipos que emplean cada método.

La tabla 4 muestra una típica configuración de los sistemas de tratamiento de aguas de producción. El agua de producción siempre tiene alguna forma de tratamiento primario antes de su eliminación.

Esto podría ser un tanque skim, skim vessel, CPI, o el separador de flujo cruzado. Todos estos dispositivos emplean técnicas de separación por gravedad. Dependiendo de la gravedad del problema que trata, secundario la utilización de tratamiento de un CPI, separador de flujo transversal, o una unidad de flotación que puede ser requerida.

Hidrociclones líquido-líquido son de uso frecuente, ya sea en una sola etapa o con una downstream skim vessel o unidad de flotación.

Tabla N° 4. Equipos de tratamiento de aguas de producción

Produced-Water Treating Equipment		
Method	Equipment Type	Approximate Minimum Drop Size Removal Capabilities (Microns)
Gravity Separation	Skimmer Tanks and Vessels	100–150
	API Separators	
	Disposal Piles	
	Skim Piles	
Plate Coalescence	Parallel Plate Interceptors	30–50
	Corrugated Plate Interceptors	
	Cross-Flow Separators	
	Mixed-Flow Separators	
Enhanced Coalescence	Precipitators	10–15
	Filter/Coalescers	
	Free-Flow Turbulent Coalescers	
Gas Flotation	Dissolved Gas	15–20
	Hydraulic Dispersed Gas	
	Mechanical Dispersed Gas	
Enhanced Gravity Separation	Hydrocyclones	5–15
	Centrifuges	
Filtration	Multi-Media	1+
	Membrane	

Fuente: KEN Arnold, Surface Production Operations

Elaborado por: Andrés Heras

Dada las características físico-químicas del agua de formación del campo Eden- Yuturi presentadas en la tabla 1 y en las que se verifica un alto contenido de sólidos totales disueltos en un promedio de 10000 mg/l siendo el límite máximo permisible dado en la tabla 2 del RAOHE, 1700 mg/l y un alto contenido de TPH (Hidrocarburos Totales= Hidrocarburos disueltos + Hidrocarburos emulsionados) en un valor promedio de 42 ppm (ver tabla 1) siendo el límite máximo permisible < 20 ppm dado en la misma tabla 2 del RAOHE, en concordancia con el departamento técnico del campo se propone el siguiente tratamiento:

1.- Incrementar el tiempo de residencia del crudo en los tanques de desnatado (Skim Tank) para lo cual se introducirán dos tanques más que trabajaran en serie con los ya existentes. Esto permitirá incrementar el tiempo de residencia al doble de la actual ósea 16,5 horas

2.- Adicionar tratamiento químico con inyección de un polímero clarificador que será inyectado en el primer tanque con el objeto de secuestrar sólidos disueltos y TPH.

4.3 Cálculos y dimensionamiento de los tanques

Tener un procedimiento seguro y confiable para realizar la recuperación de crudo de los tanques de agua de formación.

Los tanques de agua de producción están provistos de sistemas de recuperación de aceite a los 18 pies mediante un mecanismo móvil hacia una tubería de 4" dirigida hacia el sumidero T-970 y de un sistema de recuperación emergente a los 35 pies fijo mediante 3 líneas de 4" dispuestas a 129 grados una de la otra alrededor del tanque de descargan el fluido al mismo sumidero.

Características de los tanques:

Dimensiones: 87'10" x 48'0"

Capacidad: 45000 BIs

Temp. Máx. Operación: 200°F

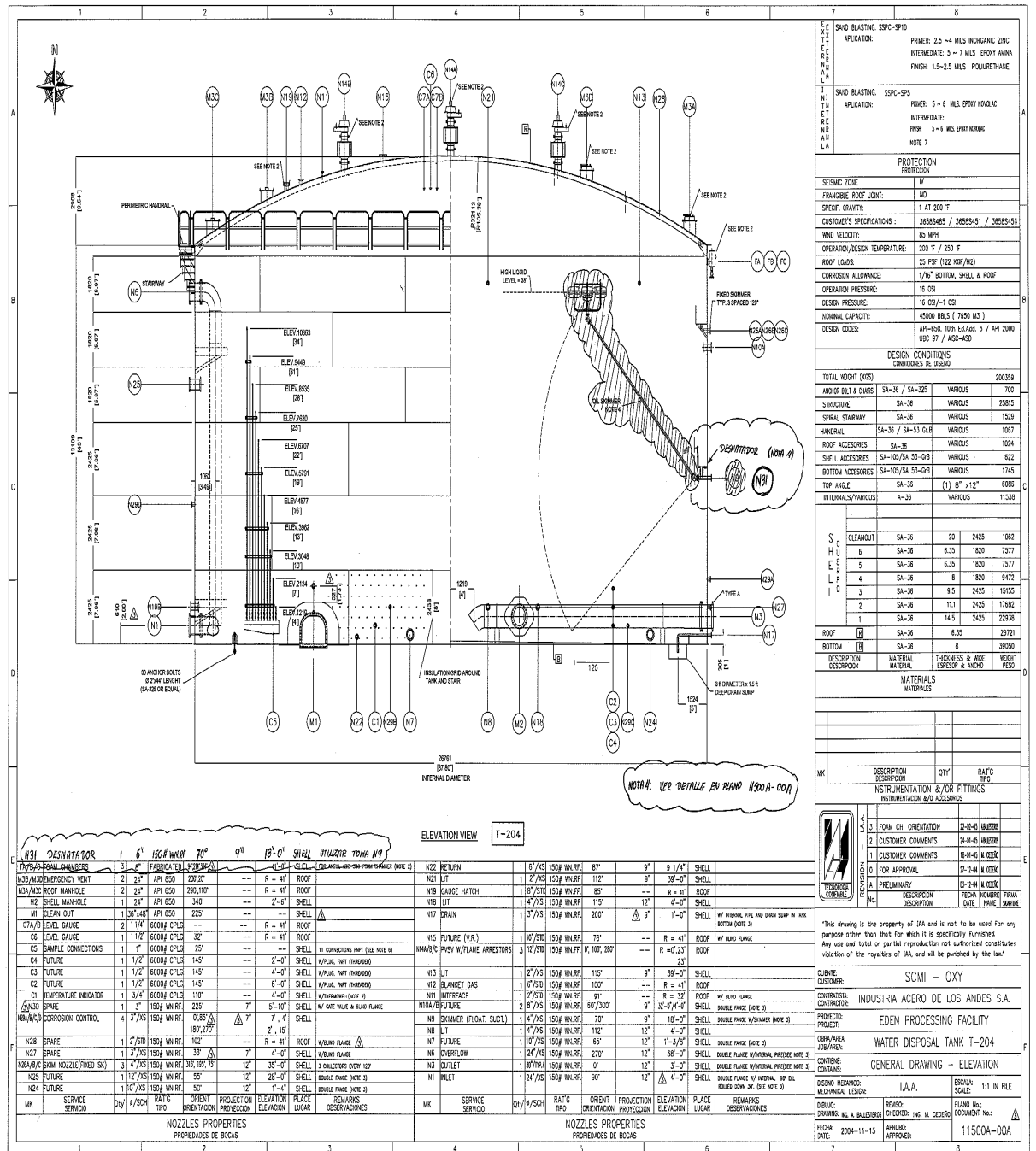
Material: A-36

Alarmas: LIT-2044 (Process) H-Alarm=30', HH-Alarm=36'

LIT-2043 (Safety) H-Alarm=35', HH-Alarm=38'

Figura N° 29. Diseño del tanque de almacenamiento de agua para tratamiento, en el campo Edén-Yuturi

El detalle de este diagrama se encuentra en el anexo 1



Fuente: KEN Arnold, Surface Production Operations

Elaborado por: Andrés Heras

4.4 Cálculo de la dosis de clarificador en la prueba de botellas (laboratorio)

Con el objetivo de disminuir el contenido de sólidos disueltos en suspensión y TPH se ha seleccionado un producto químico clarificador, este en base a la experiencia en otros campos y los resultados obtenidos en ellos. El producto químico seleccionado se denomina CLEARTRON ZB 105 proveído por la empresa CHAMPIONS TECHNOLOGIES y el cual se adicionara a muestras de agua de formación a tratar, en diferentes concentraciones, en la denominada “prueba de botellas”

Clarificante: El CLEARTRON ZB 105 es un polímero acuoso líquido policatiónico. El CLEARTRON ZB 105 está formulado para usarlo como un clarificador / demulsificante reverso para ser empleado en unidades de flotación por aire disuelto, para resolver y clarificar las emulsiones de crudo en agua que resultan después de la demulsificación de crudo de áreas petroleras. También puede ser usado para mejorar el comportamiento de los filtros, la flotación y los tanques de reposo para clarificación de agua o desechos para otras corrientes de efluentes de la industria petrolera.

Para realizar el cálculo de la dosis que utilizaremos en las pruebas de botellas en laboratorio, partiremos de la siguiente ecuación:

Ecuación N° 2. Cálculo de la dosis

[1 solución al 1% --- equivale a --- 10,000 ppm]

Fuente: BALAREZO Nelson, Proceso de clarificación de agua. Tesis de grado

Elaborado por: Andrés Heras

Se prepara una solución madre del 1 % que equivale a 10,000 ppm, de aquí realizamos las respectivas diluciones hasta llegar a una solución patrón de 10 ppm, de esta dilución tomamos los volúmenes respectivos en las botellas de prueba de 180 ml, para obtener la dosis que amerita este trabajo de investigación, como desde una concentración baja (0,2; 0,3 ppm etc.), hasta las pruebas que se realizaron con dosis altas (2, 3 y 6 ppm).

Los cálculos se inician con la siguiente ecuación.

Ecuación N° 3.

[$V1 * C1 = V2 * C2$]

Fuente: BALAREZO Nelson, Proceso de clarificación de agua. Tesis de grado

Elaborado por: Andrés Heras

Donde:

V1 = Volumen 1 condiciones iniciales

V2 = Volumen 2 condiciones finales

C1 = Concentración 1 condiciones iniciales

C2 = Concentración 2 condiciones finales

$$V_1 = \frac{100ml * 0.2ppm}{100ppm} = 0.2 \text{ ml}$$

Este cálculo se realizará para todas las concentraciones. Los volúmenes obtenidos colocamos en la botella de prueba y luego aforamos con agua de formación en estudio hasta 100 ml.

Como resultado de la prueba de botellas se determina que la concentración de químico clarificador ideal es de 1,2 ppm con esta concentración realizamos los cálculos de la cantidad de químico a dosificar diariamente.

4.5 Cálculo de la cantidad de químico (clarificador) requerido para el tratamiento diario

Ecuación para tratamiento químico:

Ecuación N° 4. Tratamiento químico

$$Q = \frac{P * V}{C}$$

Fuente: BALAREZO Nelson, Proceso de clarificación de agua. Tesis de grado

Elaborado por: Andrés Heras

Donde:

Q= Cantidad de químico

P= ppm de químico

V= Constante que usualmente es 10^6 o 23,810 cuando se trata de barriles.

Nota: las unidades de $V=Q$

Para nuestro trabajo de investigación tenemos los siguientes datos

Q= cantidad de químico

P= 1,2 ppm

V= 289,000 BPD

C= 23,810 cuando se trata de barriles.

Fórmula con la que trabaja la empresa CHAMPION TECNOLOGIE, que es aplicada en laboratorio.

$$Q = \frac{1.2 * 289,00}{23,810} \quad \Longrightarrow \quad Q = 14.5 \frac{gal}{dia}$$

Lo que significa que necesitamos inyectar 14,5 GPD del clarificador seleccionado en laboratorio, para que nos pueda dar una agua de buena calidad y de esta manera ser inyectada sin ningún problema y facilite la inyección de agua de formación al pozo receptor.

4.6 Cálculo del balance de masa

Tabla N° 5. Datos para el balance de masa

FLUIDO	DENSIDAD (g/cm ³)
Agua	1.009*
Oil	0.9315

Fuente: Análisis físicos químicos del agua de formación, Petroamazonas

Elaborado por: Andrés Heras

*Dato tomado del análisis físico químico del agua de formación del campo Eden-Yuturi presentado en la tabla N°1

Comenzamos el balance de masa con una base de 289,000 BPD

$$289000 \frac{bbls}{d} * \frac{42 \text{ gls}}{1bbls} = 12'138,000 \frac{gal}{d}$$

Balance de masa para una mezcla de fluido Q₁ a la entrada y Q₂ a la salida del sistema.



Cálculo de la cantidad de agua y aceite en la mezcla Q₁:

Para los 45 ppm con que ingresa al sistema:

En 10⁶ gal mezcla ----- 45 gal oil

En 12'138,000 gal mezcla ----- X=

$$X = 546.21 \text{ gal oil}$$

Total de agua en la mezcla será:

$$12'138,000 \text{ gal mezcla} - 546,21 \text{ gal oil} = 12'137,453.79 \text{ gal agua}$$

Para los 15 ppm con que saldrá del sistema luego del tratamiento, la cantidad de petróleo (TPH) será:

$$\text{En } 10^6 \text{ gal mezcla} \text{ ----- } 15 \text{ gal oil}$$

$$\text{En } 12'138,000 \text{ gal mezcla} \text{ ----- } X =$$

$$X = 182,07 \text{ gal oil}$$

Total de agua en la mezcla será:

$$12'138,000 \text{ gal mezcla} - 182,07 = 12'137,817.93 \text{ gal agua}$$

Si tenemos una base de 289000 Barriles (12'138,000 galones) con que se proyecta el fluido a la entrada el sistema.

Realizamos los cálculos en porcentaje:

Para Q_1 :

$$12'138,000 \text{ gal mezcla} \text{ ----- } 100\%$$

$$546.21 \text{ gal oil} \text{ ----- } X =$$

$$X = 0.0045\% \text{ oil}$$

$$100 - 0.0045 = 99.995\% \text{ agua}$$

Para Q_2 :

$$12'138,000 \text{ gal mezcla} \text{ ----- } 100\%$$

$$182.07 \text{ gal oil} \text{ ----- } X =$$

$$X = 0.0015\% \text{ oil}$$

$$100 - 0,006 = 99,998\% \text{ agua}$$



Cálculo de la masa de agua que hay en el fluido Q_1 :

$$Q_{1\text{ agua}} = 1,009 \text{ g/cm}^3 * 12'137,453.79 \text{ gal} * 3,785 \text{ cm}^3 / 1 \text{ gal}$$

$$Q_{1\text{ agua}} = 4.63 \times 10^{10} \text{ g}_{\text{agua}}$$

$$Q_{1\text{ agua}} = 4.63 \times 10^7 \text{ Kg}_{\text{agua}}$$

Masa de oil:

$$Q_{1\text{ oil}} = 0,9315 \text{ g/cm}^3 * 546,21 \text{ gal} * 3,785 \text{ cm}^3 / 1 \text{ gal}$$

$$Q_{1\text{ oil}} = 1'923,752.44 \text{ g}_{\text{oil}}$$

$$Q_{1\text{ oil}} = 1,923.75 \text{ kg}_{\text{oil}}$$

De la misma manera realizamos el cálculo de la masa en el fluido Q_2 :

$$Q_{2\text{ agua}} = 1,009 \text{ g/cm}^3 * 12'137,817.93 \text{ gal} * 3,785 \text{ cm}^3 / 1 \text{ gal}$$

$$Q_{2\text{ agua}} = 4.63 \times 10^{10} \text{ g}_{\text{agua}}$$

$$Q_{2\text{ agua}} = 4.63 \times 10^7 \text{ Kg}_{\text{agua}}$$

Masa de oil:

$$Q_{2\text{ oil}} = 0,9315 \text{ g/cm}^3 * 182,07 \text{ gal} * 3,785 \text{ cm}^3 / 1 \text{ gal}$$

$$Q_{2\text{ oil}} = 641,250.81 \text{ g}_{\text{oil}}$$

$$Q_{2\text{ oil}} = 641.25 \text{ kg}_{\text{oil}}$$

A continuación se presenta un cálculo realizado en Excel el cual permite interpolar la cantidad de químico clarificador para un rango de agua de formación a tratar entre 250000 y 290000 BLS/día

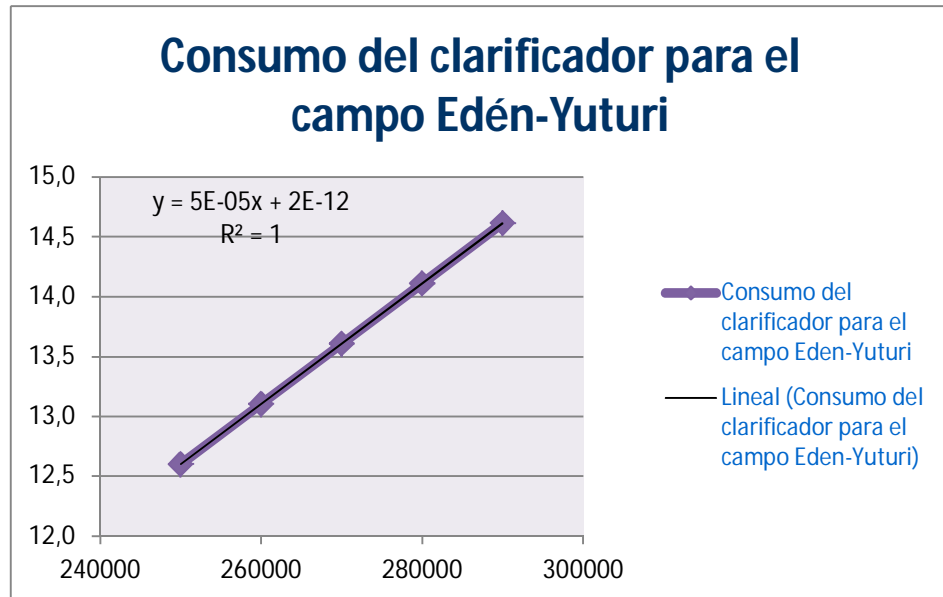
Tabla N° 6. Cantidad del clarificador recomendado para adicionar en los tanques de tratamiento de agua de formación el campo Eden-Yuturi

Cantidad del clarificador recomendado para adicionar en los tanques de tratamiento de agua de formación el campo Edén-Yuturi		
	Clarificador	
Flujo diario (BLS)	Concentración (ppm)	Volumen de químico clarificador (gal./día)
290000	1,2	14,6
280000	1,2	14,1
270000	1,2	13,6
260000	1,2	13,1
250000	1,2	12,6

Fuente: HERAS Andrés.

Elaborado por: Andrés Heras

Figura N° 30 Cálculo de la ecuación de ajuste mediante Excel



Ecuación N° 5. Interpolación de adición de químico clarificante para diferentes caudales de agua de formación

$$Y = 5 \times 10^{-5} x + 2 \times 10^{-12}$$

Fuente: HERAS Andrés.

Elaborado por: Andrés Heras

Dónde:

X= flujo de agua de formación a tratar (BLS/día)

Y= galones de químico clarificador adicionar.

CAPÍTULO V

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

1. Refiriéndose al contenido de aceite residual en el agua de formación para la reinyección TPH, es un parámetro que aún no ha sido controlado totalmente, dado que está siendo afectado por las pruebas operacionales que efectúan y también por el incremento del volumen de agua dado por el aumento del corte de agua del campo, factor que incide en los tiempos de residencia de los equipos, aspecto que obliga a buscar alternativas de tratamiento, una de las cuales es la inyección del clarificante.
2. El contenido de hidrocarburos (TPH) en las aguas de reinyección con el actual proceso es de un promedio de 45 ppm. La recomendación técnica y la ley ambiental expresada en el RAHOE (Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador) decreto 1215, tabla 4 del anexo 2, indica que el contenido de TPH permitido para reinyectar el agua es menor que 15 ppm. De experiencias en otros campos no solamente de nuestro oriente sino de la región (Venezuela), el agua para reinyección contiene 1 ppm de TPH, esto porque un alto contenido de hidrocarburo en el agua taponan la formación, las arenas, disminuye la porosidad y obliga a realizar reacondicionamientos de pozos (Coiled Tubing) con mayor frecuencia, esto eleva los costos de operación.

3. De la prueba de jarras realizada en campo a muestras de aguas de formación a tratar se determina que la concentración de química clarificante CLEARTRON ZB 105 para el tratamiento de sólidos disueltos y TPH es de 1,2 ppm que para el flujo promedio de 289000 Bls/día equivale a 14,5 gls/día.

4. Se determina que para realizar un tratamiento completo a las aguas de formación antes de su reinyección y que cumplan con los parámetros técnicos y ambientales, se debe adicionar al proceso actual, dos tanques clarificadores cuyas características se indican en este trabajo y al ingreso del agua al proceso inyectar la química clarificante indicada. Esto permitirá aumentar el tiempo de residencia del agua a tratar y manejar mayores volúmenes de agua, ya que por ser campo maduros el corte de agua se incrementa y el BSW se incrementan permanentemente.

5.2 Recomendaciones

1. Los análisis físicos químicos que realiza el laboratorio del campo Edén-Yuturi deberían contemplar los parámetros físicos químicos dados en la tabla 4 del anexo 2, del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador.
2. Se deben adicionar al proceso los dos tanques clarificadores de agua formación para incrementar el tiempo de residencia y disminuir el contenido de sólidos y TPH.
3. Dada que las características de estas aguas cambian permanentemente, la cantidad de química clarificadora tiene que ser revisada mediante la realización de prueba de jarras en el campo, ya que la concentración del químico varía de acuerdo a las características físico químicas del agua a tratar y de los químicos que se adicionan al fluido desde el fondo del pozo (Biocida, Demulsificante, Antiescala, Anticorrosivo).

GLOSARIO

Agua de formación: El agua de formación no está constituida por una sola materia, sus propiedades físico-químicas varían bastante según la posición geográfica del campo.

Agua Libre: Esta agua se incorpora al crudo a causa de la agitación a la que está sometido durante el proceso para sacarlo del subsuelo. La mezcla es muy inestable y se mantendrá mientras exista turbulencia.

Agua Emulsionada: A diferencia del agua libre, es la que permanece mezclada con el crudo sin separarse cuando se deja reposo.

Aglomeración: Proceso de unir partículas más pequeñas para formar una masa más grande.

Buzamiento: Es el sentido u orientación de la inclinación de los estratos en un relieve de plegamiento formado en rocas sedimentarias, que son las que se disponen en forma de capas o estratos.

BPFD: Barriles de fluido por día.

BPPD: Barriles de petróleo por día.

BWPD: Barriles de agua por día.

BSW: Contenido de sedimentos y agua en el crudo.

Capa acuífera: Capa acuífera o estrato acuífero, terreno impregnado de aguas subterráneas y situado encima de una capa impermeable y generalmente cóncava.

Ca: Calcio. El calcio es un elemento químico, de símbolo Ca y de número atómico 20.

Coalescencia: Propiedad o capacidad de ciertas sustancias y cosas para unirse o fundirse con otras en una sola.

Corriente continúa: Es el flujo continuo de electricidad a través de un conductor entre dos puntos de distinto potencial.

Clarificante: Ayuda a separar la emulsión inversa, es decir separa el crudo del agua.

Emulsión: Una Emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles, uno de los cuales está disperso como microgotas en el otro.

Emulsión normal: Esta constituida por minúsculas gotas de agua dispersas o suspendidas dentro del petróleo crudo (emulsión agua en petróleo).

Emulsión inversa: Es la suspensión de finas gotas de petróleo en agua salada (emulsión petróleo en agua).

Emulsificante: Agente que genera una emulsión, mezcla entre sustancias que no se incorporan sin este elemento.

Electrodos: Conductor eléctrico a través del cual puede entrar o salir una corriente eléctrica en un medio, ya sea una disolución electrolítica, un sólido, un gas o el vacío.

Molécula: Conjunto de átomos iguales o diferentes, unidos por enlaces químicos, que constituyen la mínima porción de una sustancia que puede separarse sin alterar sus propiedades

Mg: Magnesio. El magnesio es el elemento químico de símbolo Mg y número atómico 12. Su masa atómica es de 24,305 u.

Petróleo: Mezcla de hidrocarburos compuesta de combinaciones de átomos de carbono e hidrógeno y que se encuentra en los espacios porosos de la roca. El petróleo crudo puede contener otros elementos de origen no metálico como azufre, oxígeno y nitrógeno, así como trazas de metales como constituyentes menores. Los compuestos que forman el petróleo pueden estar en estado gaseoso, líquido o sólido, dependiendo de su naturaleza y de las condiciones de presión y temperatura existentes.

Permeabilidad: La permeabilidad es la capacidad de un material para que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna.

Presión: Magnitud física que expresa la fuerza ejercida por un cuerpo sobre la unidad de superficie.

Precipitación: caída de agua sólida o líquida por la condensación del vapor sobre la superficie terrestre

ppm: Partículas por millón. Es una forma de determinar la concentración de una sustancia en otra.

Reservorio (Yacimiento): Acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades.

Salinidad: En la medida de cloruros contenida en el agua de formación.

Temperatura: Magnitud física que expresa el grado o nivel de calor de los cuerpos o del ambiente.

TPH: Hidrocarburos Totales

Tanque de almacenamiento: Para los efectos de esta norma, es cualquier sistema instalado sobre el terreno o subterráneo, destinado al almacenamiento de hidrocarburos o derivados de petróleo, sean estos lubricantes, grasas, aceites hidráulicos o combustibles.

Viscosidad: Resistencia de un fluido al moverse.

BIBLIOGRAFÍA

ANCHUNDIA Hugo Daniel, Operador Planta Producción EPF, Presentación Petroamazonas “Deshidratación de Crudo”, Marzo 2009.

ANCHUNDIA Hugo Daniel, Operador Planta Producción EPF, Presentación Petroamazonas “Sistema del proceso del crudo en el EPF (Edén-Yuturi Production Facilities)”.

BRANDT Félix, “Deshidratación de Crudos”, Curso de entrenamiento PVSA Enero 2007.

KEN Arnold, Surface Production Operations, volumen 1, segunda edición, Gulf Publishing Company, 1999

MELO, Vinicio., “Sistemas de Producción en Campos Petroleros”, Noviembre 2007, Quito-Ecuador.

MORALES A. Guillermo J., “Separación de Fluidos”, Curso de separación de fluidos, 2008.

MUÑOZ A Elías A., Seminario “NALCO” Deshidratación y Desalado de Crudos, Julio 2009, Quito-Ecuador.

Presentación Baker Hughes, “Tratamiento de emulsiones”, Junio 2004.

Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, Decreto No. 1215, publicado en el Registro Oficial No. 265 de 13 de Febrero de 2001.

RIVADENEIRA Roque, Presentación REPSOL – YPF “Operación de Plantas de Deshidratación de Petróleo” Curso dictado año 2006.

PÁGINAS WEB

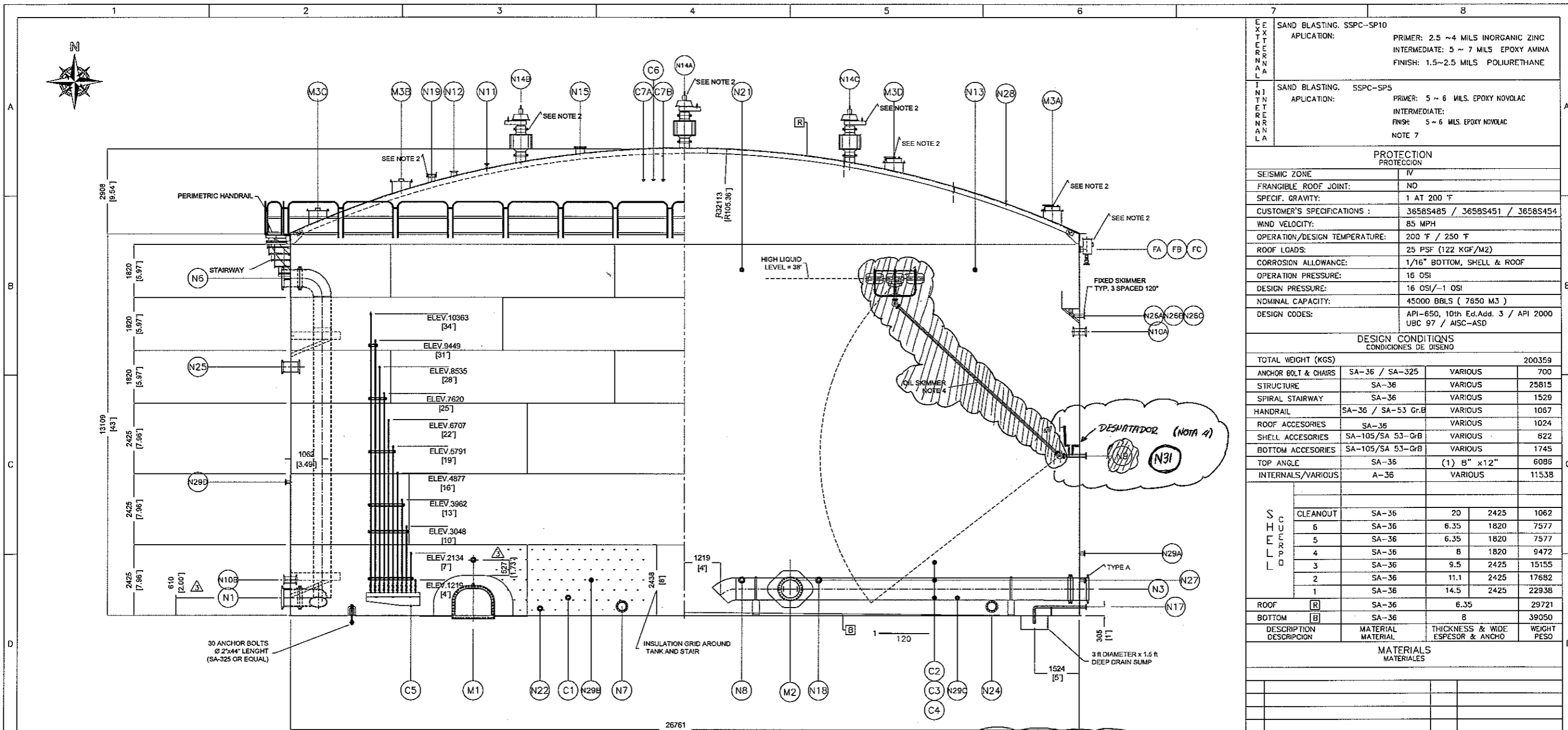
http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/leip/clemente_c_ma/capitulo6.pdf

<http://www.monografias.com/trabajos11/pega/pega.shtml>

http://www.monografias.com/trabajos63/levantamiento-artificial-bombeo/levantamiento-artificial-bombeo_image001.gif

ANEXOS

**Anexo N° 1. Diseño del tanque de almacenamiento de agua para tratamiento, en el
Campo Edén-Yuturi**



N31 DESNATADOR 1 6" 150# WN.RF 70° 9" 18'-0" SHELL UTILIZAR TOHA N9

ITEM	DESCRIPTION	QTY	UNIT	ORIENT	PROYEC	ELEVACION	PLAC	REMARKS
M3B/M3D	EMERGENCY VENT	2	24"	API 650	200', 20"	---	R = 41"	ROOF
M3A/M3C	ROOF MANHOLE	2	24"	API 650	290', 110"	---	R = 41"	ROOF
M2	SHELL MANHOLE	1	24"	API 650	340'	---	R = 41"	SHELL
M1	CLEAN OUT	1	36"x48"	API 650	225'	---	---	SHELL
C7A/B	LEVEL GAUGE	2	1 1/4"	6000# CPLG	---	---	R = 41"	ROOF
C6	LEVEL GAUGE	1	1 1/2"	6000# CPLG	32'	---	R = 41"	ROOF
C5	SAMPLE CONNECTIONS	1	1"	6000# CPLG	25'	---	---	SHELL
C4	FUTURE	1	1 1/2"	6000# CPLG	145'	---	2'-0"	SHELL
C3	FUTURE	1	1 1/2"	6000# CPLG	145'	---	4'-0"	SHELL
C2	FUTURE	1	1 1/2"	6000# CPLG	145'	---	6'-0"	SHELL
C1	TEMPERATURE INDICATOR	1	3/4"	6000# CPLG	110'	---	4'-0"	SHELL
N30	SPARE	1	3"	150# WN.RF.	225'	7"	5'-10"	SHELL
N29A/B/C/D	CORROSION CONTROL	4	3"/XS	150# WN.RF.	0', 85', 180', 270'	7"	7', 4', 2', 15'	SHELL
N28	SPARE	1	2"/STD	150# WN.RF.	102'	---	R = 41"	ROOF
N27	SPARE	1	3"/XS	150# WN.RF.	33'	7"	4'-0"	SHELL
N26A/B/C	SKIM NOZZLE (FIXED SK)	3	4"/XS	150# WN.RF.	315', 195', 75'	12"	35'-0"	SHELL
N25	FUTURE	1	12"/XS	150# WN.RF.	55'	12"	28'-0"	SHELL
N24	FUTURE	1	10"/XS	150# WN.RF.	50'	12"	1'-4"	SHELL
N22	RETURN	1	6"/XS	150# WN.RF.	87'	9"	9' 1/4"	SHELL
N21	LIT	1	2"/XS	150# WN.RF.	112"	9"	39'-0"	SHELL
N19	GAUGE HATCH	1	8"/STD	150# WN.RF.	85'	---	R = 41"	ROOF
N18	LIT	1	4"/XS	150# WN.RF.	115'	12"	4'-0"	SHELL
N17	DRAIN	1	3"/XS	150# WN.RF.	200'	9"	1'-0"	SHELL
N15	FUTURE (V.R.)	1	10"/STD	150# WN.RF.	76'	---	R = 41"	ROOF
N14A/B/C	PVSV W/FLAME ARRESTORS	3	12"/STD	150# WN.RF.	0', 100', 280'	---	R = 0', 23', 23'	ROOF
N13	LIT	1	2"/XS	150# WN.RF.	115'	9"	39'-0"	SHELL
N12	BLANKET GAS	1	6"/STD	150# WN.RF.	100'	---	R = 41"	ROOF
N11	INTERFACE	1	2"/STD	150# WN.RF.	91'	---	R = 32'	ROOF
N10A/B	FUTURE	2	8"/XS	150# WN.RF.	60', 300'	9"	32'-0', 4'-0"	SHELL
N9	SKIMMER (FLOAT. SUCT.)	1	4"/XS	150# WN.RF.	70'	9"	18'-0"	SHELL
N8	LIT	1	4"/XS	150# WN.RF.	112"	12"	4'-0"	SHELL
N7	FUTURE	1	10"/XS	150# WN.RF.	65'	12"	1'-3/8"	SHELL
N6	OVERFLOW	1	24"/XS	150# WN.RF.	270'	12"	38'-0"	SHELL
N3	OUTLET	1	30"/DPA	150# WN.RF.	0'	12"	3'-0"	SHELL
N1	INLET	1	24"/XS	150# WN.RF.	90'	12"	4'-0"	SHELL

ITEM	DESCRIPTION	QTY	UNIT	ORIENT	PROYEC	ELEVACION	PLAC	REMARKS
N22	RETURN	1	6"/XS	150# WN.RF.	87'	9"	9' 1/4"	SHELL
N21	LIT	1	2"/XS	150# WN.RF.	112"	9"	39'-0"	SHELL
N19	GAUGE HATCH	1	8"/STD	150# WN.RF.	85'	---	R = 41"	ROOF
N18	LIT	1	4"/XS	150# WN.RF.	115'	12"	4'-0"	SHELL
N17	DRAIN	1	3"/XS	150# WN.RF.	200'	9"	1'-0"	SHELL
N15	FUTURE (V.R.)	1	10"/STD	150# WN.RF.	76'	---	R = 41"	ROOF
N14A/B/C	PVSV W/FLAME ARRESTORS	3	12"/STD	150# WN.RF.	0', 100', 280'	---	R = 0', 23', 23'	ROOF
N13	LIT	1	2"/XS	150# WN.RF.	115'	9"	39'-0"	SHELL
N12	BLANKET GAS	1	6"/STD	150# WN.RF.	100'	---	R = 41"	ROOF
N11	INTERFACE	1	2"/STD	150# WN.RF.	91'	---	R = 32'	ROOF
N10A/B	FUTURE	2	8"/XS	150# WN.RF.	60', 300'	9"	32'-0', 4'-0"	SHELL
N9	SKIMMER (FLOAT. SUCT.)	1	4"/XS	150# WN.RF.	70'	9"	18'-0"	SHELL
N8	LIT	1	4"/XS	150# WN.RF.	112"	12"	4'-0"	SHELL
N7	FUTURE	1	10"/XS	150# WN.RF.	65'	12"	1'-3/8"	SHELL
N6	OVERFLOW	1	24"/XS	150# WN.RF.	270'	12"	38'-0"	SHELL
N3	OUTLET	1	30"/DPA	150# WN.RF.	0'	12"	3'-0"	SHELL
N1	INLET	1	24"/XS	150# WN.RF.	90'	12"	4'-0"	SHELL

ELEVATION VIEW T-204

ITEM	DESCRIPTION	QTY	UNIT	ORIENT	PROYEC	ELEVACION	PLAC	REMARKS
N22	RETURN	1	6"/XS	150# WN.RF.	87'	9"	9' 1/4"	SHELL
N21	LIT	1	2"/XS	150# WN.RF.	112"	9"	39'-0"	SHELL
N19	GAUGE HATCH	1	8"/STD	150# WN.RF.	85'	---	R = 41"	ROOF
N18	LIT	1	4"/XS	150# WN.RF.	115'	12"	4'-0"	SHELL
N17	DRAIN	1	3"/XS	150# WN.RF.	200'	9"	1'-0"	SHELL
N15	FUTURE (V.R.)	1	10"/STD	150# WN.RF.	76'	---	R = 41"	ROOF
N14A/B/C	PVSV W/FLAME ARRESTORS	3	12"/STD	150# WN.RF.	0', 100', 280'	---	R = 0', 23', 23'	ROOF
N13	LIT	1	2"/XS	150# WN.RF.	115'	9"	39'-0"	SHELL
N12	BLANKET GAS	1	6"/STD	150# WN.RF.	100'	---	R = 41"	ROOF
N11	INTERFACE	1	2"/STD	150# WN.RF.	91'	---	R = 32'	ROOF
N10A/B	FUTURE	2	8"/XS	150# WN.RF.	60', 300'	9"	32'-0', 4'-0"	SHELL
N9	SKIMMER (FLOAT. SUCT.)	1	4"/XS	150# WN.RF.	70'	9"	18'-0"	SHELL
N8	LIT	1	4"/XS	150# WN.RF.	112"	12"	4'-0"	SHELL
N7	FUTURE	1	10"/XS	150# WN.RF.	65'	12"	1'-3/8"	SHELL
N6	OVERFLOW	1	24"/XS	150# WN.RF.	270'	12"	38'-0"	SHELL
N3	OUTLET	1	30"/DPA	150# WN.RF.	0'	12"	3'-0"	SHELL
N1	INLET	1	24"/XS	150# WN.RF.	90'	12"	4'-0"	SHELL

EXTERNAL	SAND BLASTING. SSPC-SP10	PRIMER: 2.5 ~ 4 MILS INORGANIC ZINC
INTERNAL	SAND BLASTING. SSPC-SP5	PRIMER: 5 ~ 6 MILS. EPOXY NOVOLAC
INTERNAL		INTERMEDIATE: 1/16" BOTTOM, SHELL & ROOF
INTERNAL		FINISH: 5 ~ 6 MILS. EPOXY NOVOLAC
INTERNAL		NOTE 7

PROTECTION PROTECCION	
SEISMIC ZONE	IV
FRANGIBLE ROOF JOINT:	NO
SPECIF. GRAVITY:	1 AT 200 F
CUSTOMER'S SPECIFICATIONS :	3658S485 / 3658S451 / 3658S454
WIND VELOCITY:	85 MPH
OPERATION/DESIGN TEMPERATURE:	200 F / 250 F
ROOF LOADS:	25 PSF (122 KG/M2)
CORROSION ALLOWANCE:	1/16" BOTTOM, SHELL & ROOF
OPERATION PRESSURE:	16 OSI
DESIGN PRESSURE:	16 OSI / -1 OSI
NOMINAL CAPACITY:	45000 BBLs (7650 M3)
DESIGN CODES:	API-650, 10th Ed. Add. 3 / API 2000 UBC 97 / AISC-ASD

DESIGN CONDITIONS CONDICIONES DE DISEÑO			
TOTAL WEIGHT (KGS)			200359
ANCHOR BOLT & CHAIRS	SA-36 / SA-325	VARIOUS	700
STRUCTURE	SA-36	VARIOUS	25815
SPIRAL STAIRWAY	SA-36	VARIOUS	1529
HANDRAIL	SA-36 / SA-53 Gr.E	VARIOUS	1067
ROOF ACCESSORIES	SA-36	VARIOUS	1024
SHELL ACCESSORIES	SA-105/SA 53-Gr.B	VARIOUS	622
BOTTOM ACCESSORIES	SA-105/SA 53-Gr.B	VARIOUS	1745
TOP ANGLE	SA-36	(1) 8" x 12"	6085
INTERNAL/VARIOUS	A-36	VARIOUS	11538

SHELL	CLEANOUT			
	SA-36	20	2425	1062
6	SA-36	6.35	1820	7577
5	SA-36	6.35	1820	7577
4	SA-36	8	1820	9472
3	SA-36	9.5	2425	15155
2	SA-36	11.1	2425	17682
1	SA-36	14.5	2425	22938
ROOF	SA-36	6.35		29721
BOTTOM	SA-36	8		39050

MATERIALS MATERIALES			
DESCRIPTION DESCRIPCION	MATERIAL MATERIAL	THICKNESS & WIDE ESPESOR & ANCHO	WEIGHT PESO

REVISION	DESCRIPTION DESCRIPCION	QTY	RAT'G TIPO
3	FOAM CH. ORIENTATION	22-02-05	ABALLESTEROS
2	CUSTOMER COMMENTS	24-01-05	ABALLESTEROS
1	CUSTOMER COMMENTS	18-01-05	M. CEDERO
0	FOR APPROVAL	27-12-04	M. CEDERO
A	PRELIMINARY	03-12-04	M. CEDERO

CLIENTE: CUSTOMER:	SCMI - OXY
CONTRATISTA: CONTRACTOR:	INDUSTRIA ACERO DE LOS ANDES S.A.
PROYECTO: PROJECT:	EDEN PROCESSING FACILITY
OBRA/AREA: JOB/AREA:	WATER DISPOSAL TANK T-204
CONTIENE: CONTAINS:	GENERAL DRAWING - ELEVATION
DISEÑO MECANICO: MECHANICAL DESIGN:	I.A.A.
ESCALA: SCALE:	1:1 IN FILE
DIBUJO: DRAWING:	ING. A. BALLESTEROS
REVISO: CHECKED:	ING. M. CEDERO
FECHA: DATE:	2004-11-15
APROBO: APPROVED:	
PLANO No.: DOCUMENT No.:	11500A-00A

"This drawing is the property of IAA and is not to be used for any purpose other than that for which it is specifically furnished. Any use and total or partial reproduction not authorized constitutes violation of the royalties of IAA, and will be punished by the law."

Anexo N° 2. Reporte de inyección de agua por campo – abril

REPORTE DE INYECCION DE AGUA POR CAMPO

Pozo	EDYB-001		EDYB-002		EDYB-003		EDYB-004		EDYB-005		EDYB-006		EDYB-007		EDYB-008	
Fecha	FLUJO	PRESION	FLUJO	PRESION	FLUJO	PRESION	FLUJO	PRESION	FLUJO	PRESION	FLUJO	PRESION	FLUJO	PRESION	FLUJO	PRESION
01-APR-11	4,561	1,871	13,244	2,632	15,586	2,464	3,588	2,040	51,750	2,513	53,658	2,511	73,039	2,507	41,094	2,071
02-APR-11	13,842	2,235	14,397	2,658	15,941	2,475	3,045	2,060	49,558	2,460	54,403	2,455	65,576	2,315	41,107	2,070
03-APR-11	19,464	2,247	15,027	2,662	16,644	2,476	2,217	2,053	49,215	2,458	52,649	2,455	59,894	2,318	41,155	2,065
04-APR-11	19,375	2,255	14,875	2,665	16,792	2,475	2,778	2,060	50,569	2,455	52,801	2,455	59,747	2,315	38,442	1,890
05-APR-11	19,041	2,261	14,231	2,664	16,803	2,471	2,298	2,056	48,814	2,478	53,294	2,474	60,137	2,332	29,198	1,878
06-APR-11	18,558	2,264	13,048	2,667	16,290	2,467	2,874	2,060	50,584	2,477	52,763	2,474	60,432	2,331	29,274	1,878
07-APR-11	18,397	2,251	13,519	2,677	16,882	2,473	3,081	2,068	52,479	2,480	53,293	2,477	58,778	2,330	29,290	1,882
08-APR-11	24,762	2,470	11,210	2,549	18,428	2,514	1,141	2,020	52,901	2,546	56,256	2,544	49,125	2,271	33,091	1,999
09-APR-11	34,149	2,559	8,938	2,530	21,040	2,501	3,410	2,015	52,963	2,505	53,683	2,501	52,703	2,242	32,793	1,928
10-APR-11	34,492	2,465	8,550	2,540	20,772	2,509	2,225	2,015	53,346	2,469	49,868	2,468	49,537	2,224	30,808	1,935
11-APR-11	34,547	2,467	8,401	2,540	20,821	2,510	2,588	2,040	50,457	2,303	49,662	2,442	51,896	2,368	32,133	1,976
12-APR-11	34,931	2,466	8,510	2,538	20,805	2,508	1,682	2,010	37,228	2,288	49,145	2,423	60,162	2,351	37,934	2,086
13-APR-11	35,288	2,470	8,415	2,544	20,720	2,513	2,554	2,030	38,015	2,293	48,763	2,443	53,771	2,252	43,218	2,091
14-APR-11	35,674	2,467	8,480	2,540	20,616	2,509	1,986	2,020	44,973	2,512	48,470	2,440	49,653	2,240	38,303	2,014
15-APR-11	32,699	2,385	9,123	2,551	22,088	2,542	1,686	1,995	51,690	2,457	48,856	2,482	43,993	2,202	37,027	2,015
16-APR-11	29,209	2,389	9,374	2,556	23,871	2,546	2,590	2,040	49,514	2,441	47,008	2,402	47,782	2,214	36,969	2,018
17-APR-11	29,333	2,389	9,244	2,558	24,106	2,548	1,664	2,015	48,206	2,421	45,234	2,388	56,117	2,377	36,939	2,020
18-APR-11	27,527	2,330	9,804	2,575	24,506	2,564	1,355	1,990	46,828	2,404	46,089	2,419	63,372	2,422	35,136	1,970
19-APR-11	25,226	2,440	10,000	2,574	17,932	2,463	2,288	2,030	52,147	2,433	50,034	2,441	68,475	2,438	40,323	2,079
20-APR-11	25,498	2,451	10,566	2,626	16,320	2,484	1,684	2,035	51,105	2,423	48,191	2,431	54,751	2,302	43,567	2,101
21-APR-11	36,581	2,470	9,403	2,571	15,412	2,465	2,237	2,045	50,716	2,450	49,908	2,460	56,633	2,323	41,706	2,132
22-APR-11	36,837	2,465	9,137	2,570	15,304	2,463	2,538	2,050	51,657	2,508	51,613	2,517	59,313	2,479	45,940	2,133
23-APR-11	36,812	2,468	9,054	2,574	15,342	2,465	1,810	2,047	52,064	2,444	51,258	2,451	57,646	2,340	40,185	2,084
24-APR-11	33,472	2,353	8,763	2,598	13,922	2,465	2,538	2,056	50,571	2,441	49,190	2,449	55,870	2,337	41,703	2,065
25-APR-11	36,178	2,541	6,934	2,237	12,126	2,396	3,675	2,065	46,467	2,526	44,503	2,501	56,696	2,524	38,628	2,014
26-APR-11	43,902	2,547	3,650	2,223	10,021	2,404	2,414	2,056	51,208	2,521	53,384	2,499	66,023	2,519	37,447	2,019
27-APR-11	43,477	2,559	8,112	2,560	9,087	2,389	2,400	2,060	52,018	2,516	51,982	2,510	68,811	2,526	30,392	1,875
28-APR-11	39,327	2,473	8,741	2,555	13,443	2,447	1,485	2,050	52,485	2,514	53,388	2,521	68,845	2,512	38,243	2,075
29-APR-11	39,033	2,474	8,376	2,454	14,357	2,451	1,980	2,020	50,912	2,445	50,344	2,451	67,557	2,444	39,598	2,064
30-APR-11	33,970	2,323	7,226	2,515	13,210	2,473	3,207	2,060	49,502	2,445	47,393	2,453	63,950	2,445	39,226	2,066
TOTALES	896,162	71,805	298,352	76,703	519,187	74,430	71,018	61,161	1,489,942	73,626	1,517,083	73,937	1,760,284	70,800	1,120,869	60,493

REPORTE DE INYECCION DE AGUA POR CAMPO

Pozo	EDYB-009		EDYB-010		TOTAL FLUJO
Fecha	FLUJO	PRESION	FLUJO	PRESION	DIARIO
01-APR-11	30,737	2,035	1,934	2,417	289,191
02-APR-11	30,753	2,030	1,995	2,417	290,617
03-APR-11	30,823	2,030	2,017	2,415	289,105
04-APR-11	31,545	2,055	2,805	2,500	289,729
05-APR-11	33,627	2,067	4,288	2,513	281,731
06-APR-11	33,795	2,066	3,826	2,516	281,444
07-APR-11	33,678	2,071	3,711	2,519	283,108
08-APR-11	33,203	2,043	2,992	2,448	283,109
09-APR-11	27,480	1,937	3,993	2,528	291,152
10-APR-11	25,591	1,944	5,266	2,545	280,455
11-APR-11	27,340	2,026	4,184	2,485	282,029
12-APR-11	30,227	2,004	2,267	2,414	282,891
13-APR-11	29,142	2,005	1,828	2,415	281,714
14-APR-11	30,312	2,025	2,785	2,457	281,252
15-APR-11	30,626	2,024	2,663	2,461	280,451
16-APR-11	30,559	2,029	2,590	2,462	279,466
17-APR-11	30,558	2,039	2,561	2,464	283,962
18-APR-11	30,390	2,055	3,413	2,488	288,420
19-APR-11	30,872	2,070	1,682	2,410	298,979
20-APR-11	26,696	1,988	2,157	2,425	280,535
21-APR-11	26,951	1,994	2,428	2,420	291,975
22-APR-11	26,220	1,988	1,216	2,418	299,775
23-APR-11	27,307	2,001	2,773	2,448	294,251
24-APR-11	30,692	2,095	1,500	2,401	288,221
25-APR-11	34,380	2,118	1,817	2,428	281,404
26-APR-11	34,522	2,120	1,757	2,428	304,328
27-APR-11	15,514	1,694	2,111	2,405	283,904
28-APR-11	22,790	1,947	4,390	2,501	303,137
29-APR-11	26,661	2,022	2,970	2,473	301,788
30-APR-11	28,818	2,029	2,329	2,475	288,831
TOTALES	861,809	60,551	82,248	73,696	8,636,954
PROMEDIO	29,394	2,018	2,742	2,457	

Anexo N° 3. Reporte de inyección de agua por campo – mayo

REPORTE DE INYECCION DE AGUA POR CAMPO

Pozo	EDYB-001		EDYB-002		EDYB-003		EDYB-004		EDYB-005		EDYB-006		EDYB-007		EDYB-008	
Fecha	FLUJO	PRESION	FLUJO	PRESION	FLUJO	PRESION	FLUJO	PRESION	FLUJO	PRESION	FLUJO	PRESION	FLUJO	PRESION	FLUJO	PRESION
01-MAY-11	29,210	2,339	5,541	2,453	19,204	2,569	2,599	2,035	51,267	2,512	49,403	2,521	66,943	2,522	38,815	2,055
02-MAY-11	29,142	2,345	5,615	2,456	24,884	2,575	2,889	2,080	51,772	2,455	49,029	2,465	61,856	2,370	38,711	2,056
03-MAY-11	28,820	2,344	5,603	2,455	24,557	2,573	2,345	2,080	51,808	2,462	48,357	2,472	56,746	2,338	38,834	2,053
04-MAY-11	28,285	2,355	6,425	2,533	23,073	2,545	2,509	2,050	51,406	2,438	48,802	2,447	56,717	2,431	32,530	2,035
05-MAY-11	26,913	2,370	8,151	2,535	22,162	2,530	2,538	2,090	53,219	2,505	50,272	2,515	58,499	2,505	37,776	2,050
06-MAY-11	30,125	2,333	7,843	2,571	19,973	2,549	1,980	2,025	54,419	2,507	50,778	2,518	67,295	2,508	29,067	2,033
07-MAY-11	28,338	2,335	9,063	2,572	23,044	2,556	1,921	2,035	51,990	2,435	49,187	2,444	58,483	2,386	27,299	1,965
08-MAY-11	28,711	2,493	4,666	2,307	15,193	2,516	1,713	2,030	54,062	2,505	50,334	2,515	65,620	2,504	42,463	2,182
09-MAY-11	39,119	2,505	3,811	2,293	20,242	2,529	2,262	2,045	49,717	2,441	48,325	2,512	63,221	2,451	48,894	2,202
10-MAY-11	39,599	2,501	4,358	2,441	20,231	2,528	1,969	2,050	45,159	2,467	47,474	2,463	53,955	2,474	43,658	2,116
11-MAY-11	38,032	2,476	5,994	2,443	20,722	2,541	3,106	2,065	43,081	2,438	52,295	2,508	64,407	2,469	39,419	2,067
12-MAY-11	30,039	2,333	6,177	2,455	21,622	2,571	1,976	2,045	43,990	2,368	49,666	2,497	63,024	2,470	35,099	1,780
13-MAY-11	37,344	2,505	6,635	2,520	19,294	2,513	1,993	2,065	52,437	2,510	50,977	2,520	68,731	2,522	39,037	2,016
14-MAY-11	33,102	2,386	9,455	2,547	19,869	2,538	2,783	2,052	48,825	2,505	45,781	2,481	53,097	2,492	29,207	1,931
15-MAY-11	32,139	2,386	9,171	2,550	19,991	2,540	2,350	2,056	53,137	2,440	50,963	2,447	66,338	2,450	35,637	2,025
16-MAY-11	32,478	2,384	9,161	2,551	19,921	2,541	1,938	2,060	50,452	2,438	47,759	2,445	62,481	2,448	34,985	2,046
17-MAY-11	41,304	2,560	9,436	2,575	12,576	2,378	3,311	2,082	49,751	2,422	52,558	2,563	58,397	2,382	35,085	2,049
18-MAY-11	44,074	2,553	9,470	2,568	8,572	2,371	2,590	2,090	51,653	2,438	49,668	2,447	62,721	2,451	36,511	2,034
19-MAY-11	44,634	2,551	9,428	2,566	8,292	2,369	3,882	2,138	50,434	2,433	48,182	2,442	62,776	2,446	34,092	2,031
20-MAY-11	44,772	2,551	9,042	2,567	8,172	2,370	2,265	2,070	50,631	2,434	48,356	2,443	62,370	2,447	30,087	1,982
21-MAY-11	44,816	2,546	8,924	2,562	8,144	2,364	1,416	2,085	50,296	2,433	48,152	2,441	62,489	2,446	30,100	1,979
22-MAY-11	45,036	2,447	8,684	2,564	8,193	2,366	3,691	2,110	49,898	2,411	48,045	2,418	62,712	2,423	32,618	2,047
23-MAY-11	45,215	2,542	8,337	2,559	8,149	2,354	2,308	2,000	51,898	2,441	49,052	2,447	63,279	2,423	27,851	1,928
24-MAY-11	45,679	2,543	8,078	2,560	8,169	2,369	2,347	2,115	51,984	2,440	48,932	2,449	61,337	2,423	26,645	1,925
25-MAY-11	46,299	2,540	8,003	2,558	7,920	2,374	2,900	2,080	51,901	2,441	48,812	2,448	61,315	2,424	37,015	2,060
26-MAY-11	46,964	2,533	8,191	2,550	7,758	2,377	2,297	2,070	46,020	2,350	46,778	2,424	60,709	2,443	38,337	2,051
27-MAY-11	47,005	2,531	8,091	2,550	7,370	2,380	1,934	2,055	45,938	2,408	46,434	2,413	61,533	2,433	38,495	2,048
28-MAY-11	47,992	2,526	8,025	2,545	7,140	2,378	3,851	2,125	47,130	2,405	46,233	2,411	61,507	2,432	28,960	1,830
29-MAY-11	48,480	2,525	7,707	2,545	7,089	2,380	2,492	2,070	47,151	2,395	47,172	2,440	61,541	2,445	28,097	1,985
30-MAY-11	48,606	2,526	7,547	2,544	6,971	2,378	2,593	2,080	52,551	2,485	49,724	2,494	50,388	2,230	34,257	1,986
TOTALES	1,152,272	73,864	226,630	75,495	448,497	73,922	74,748	62,033	1,503,877	73,362	1,467,500	74,050	1,840,487	73,188	1,045,581	60,547

REPORTE DE INYECCION DE AGUA POR CAMPO

Pozo	EDYB-009		EDYB-010		TOTAL FLUJO DIARIO
	Fecha	FLUJO	PRESION	FLUJO	
01-MAY-11	32,562	2,103	1,782	2,445	297,326
02-MAY-11	32,704	2,102	1,777	2,446	298,379
03-MAY-11	32,736	2,098	1,858	2,443	291,664
04-MAY-11	33,315	2,052	2,914	2,447	285,976
05-MAY-11	32,810	2,105	1,896	2,450	294,236
06-MAY-11	29,358	2,025	3,132	2,504	293,970
07-MAY-11	36,444	2,160	3,227	2,472	288,996
08-MAY-11	26,105	1,947	1,924	2,429	290,791
09-MAY-11	23,804	1,942	1,315	2,415	300,710
10-MAY-11	25,198	1,990	2,135	2,459	283,734
11-MAY-11	30,319	2,066	2,090	2,464	299,465
12-MAY-11	30,664	2,095	2,740	2,532	284,997
13-MAY-11	32,758	2,202	1,484	2,408	310,690
14-MAY-11	33,673	2,102	1,374	2,412	277,166
15-MAY-11	29,455	2,095	2,691	2,513	301,872
16-MAY-11	29,608	2,096	2,649	2,515	291,432
17-MAY-11	29,358	2,103	2,450	2,518	294,226
18-MAY-11	30,425	2,180	1,916	2,482	297,600
19-MAY-11	34,767	2,178	1,357	2,480	297,844
20-MAY-11	35,728	2,192	2,240	2,513	293,663
21-MAY-11	35,628	2,191	2,100	2,512	292,065
22-MAY-11	35,170	2,171	1,629	2,463	295,676
23-MAY-11	36,162	2,206	2,859	2,537	295,110
24-MAY-11	36,586	2,201	2,511	2,536	292,268
25-MAY-11	34,399	2,154	924	2,445	299,488
26-MAY-11	34,293	2,145	808	2,439	292,155
27-MAY-11	34,507	2,142	849	2,437	292,056
28-MAY-11	37,088	2,198	3,558	2,560	289,494
29-MAY-11	37,084	2,155	3,039	2,470	287,852
30-MAY-11	31,181	2,088	2,258	2,522	286,076
TOTALES	973,889	63,484	63,486	74,268	8,796,967
PROMEDIO	32,463	2,116	2,116	2,476	

Anexo N° 4. Hoja MSDS (Ficha de datos de seguridad (Cleartron® ZB-105))

FICHA DE DATOS DE SEGURIDAD Cleartron® ZB-105

1. IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO Y LA COMPAÑÍA

Nombre del producto	Cleartron® ZB-105
Uso del producto	Rompedor de Emulsión Clarificador
Fabricante	Champion Technologies del Ecuador, S.A. S. Moreno OE1-195 y Francisco García Quito, Ecuador
Teléfono	59-32-247-7528 (Champion)
Teléfono de emergencia	59-32-247-7529 (Champion)

2. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS

La clasificación y etiquetado se han establecido en concordancia con las Directivas 67/548/CEE y 1999/45/CE de la UE (incluyendo enmiendas a las mismas) y tomando en consideración el uso previsto para el producto.

Clasificación	No clasificado como peligroso
Peligros físico-químicos	No aplicable.
Peligros para la salud humana	No aplicable.
Peligros ambientales	No aplicable.
Riesgos adicionales	No disponible.

Consulte la sección 11 para obtener una información más detallada acerca de los efectos sobre la salud y síntomas.

3. COMPOSICIÓN/INFORMACIÓN SOBRE LOS COMPONENTES

PREPARACION (MEZCLA) Polímero Aniónico

No hay ningún ingrediente que, bajo el conocimiento actual del proveedor y en las concentraciones aplicables, sea clasificado como de riesgo para la salud o el medio ambiente y por lo tanto deban ser reportados en esta sección.

Los límites de exposición laboral, en caso de existir, figuran en la sección 8.

4. MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS

Medidas de primeros auxilios

Inhalación	Transladar a la persona afectada al aire libre. Si no hay respiración, ésta es irregular u ocurre un paro respiratorio, el personal capacitado debe proporcionar respiración artificial u oxígeno. Obtenga atención médica si se presentan síntomas.
Ingestión	Lave la boca con agua. Si se ha ingerido el material y la persona expuesta está consciente, proporcione cantidades pequeñas de agua para beber. No inducir al vómito a menos que lo indique expresamente el personal médico. Obtenga atención médica si se presentan síntomas.
Contacto con la piel	Lave la piel contaminada con suficiente agua. Quite la ropa y calzado contaminados. Obtenga atención médica si se presentan síntomas.
Contacto con los ojos	Enjuagar los ojos inmediatamente con mucha agua, levantando ocasionalmente los párpados superior e inferior. Verificar si la víctima lleva lentes de contacto y en este caso, retirárselas. Obtenga atención médica si se produce irritación.

Protección del personal de primeros auxilios	No se tomará ninguna medida que implique algún riesgo personal o que no contemple el entrenamiento adecuado.
Notas para el médico	No hay un tratamiento específico. Tratar sintómicamente. Contactar un especialista en tratamientos de envenenamientos inmediatamente si se ha ingerido o inhalado una gran cantidad.
Tratamientos específicos	No disponible.

Consulte la sección 11 para obtener una información más detallada acerca de los efectos sobre la salud y síntomas.

5. MEDIDAS DE LUCHA CONTRA INCENDIOS

Punto de inflamación	No aplicable.
Medios de extinción	
Apropiado(s)	Use un agente de extinción adecuado para el incendio circundante.
No apropiado(s)	No se conoce ninguno.
Riesgos especiales de exposición	En caso de incendio o calentamiento, ocurrirá un aumento de presión y el recipiente estallará, con el riesgo de que ocurra una explosión. En caso de incendio, aisle rápidamente la zona evacuando a todas las personas de las proximidades del lugar del incidente. No se tomará ninguna medida que implique algún riesgo personal o que no contemple el entrenamiento adecuado.
Productos peligrosos de la combustión	Ningún dato específico.
Equipo de protección especial para los bomberos	Los bomberos deben llevar equipo de protección apropiado y un equipo de respiración autónomo con una máscara facial completa que opere en modo de presión positiva.

6. MEDIDAS EN CASO DE VERTIDO ACCIDENTAL

Precauciones personales	No se tomará ninguna medida que implique algún riesgo personal o que no contemple el entrenamiento adecuado. Evacuar los alrededores. No deje que entre el personal innecesario y sin protección. No toque o camine sobre el material derramado. Use el equipo de protección personal adecuado (vea la Sección 8). No se espera que Polvo o Bruma sean generados bajo las condiciones normales de uso.
Precauciones ambientales	Evite el contacto del material derramado con el suelo y evitar que el material vertido fluya hacia alcantarillas y cursos de agua superficiales. Informe a las autoridades pertinentes si el producto ha causado contaminación medioambiental (alcantarillas, canales, tierra o aire).
Métodos para limpieza	
Derrame pequeño	Detener la fuga si esto no presenta ningún riesgo. Retire los envases del área del derrame. Diluir con el agua y limpiar si es soluble en agua o absorber con un material inerte seco y colocar en un contenedor de recuperación apropiado. Disponga por medio de un contratista autorizado para la disposición.
Gran derrame	Detener la fuga si esto no presenta ningún riesgo. Retire los envases del área del derrame. Evite la entrada en alcantarillas, canales de agua, sótanos o áreas reducidas. Detener y recoger los derrames con materiales absorbentes no combustibles, como arena, tierra, vermiculita o tierra de diatomeas, y colocar el material en un envase para desecharlo de acuerdo con las normativas locales (ver la sección 13). Nota: Véase la sección 1 para información de contacto de emergencia y la sección 13 para eliminación de desechos.

7. MANIPULACIÓN Y ALMACENAMIENTO

Manipulación	Use el equipo de protección personal adecuado (vea la Sección 8). Está prohibido comer,
---------------------	---

beber o fumar en los lugares donde se manipula, almacena o trata este producto. Las personas que trabajan con este producto deberán lavarse las manos y la cara antes de comer, beber o fumar.

Almacenamiento Conservar de acuerdo con las normas locales. Mantenga el contenedor en una zona bien ventilada. Mantener en el recipiente original o en uno alternativo autorizado hecho de material compatible, conservar herméticamente cerrado cuando no esté en uso. No almacenar en contenedores sin etiquetar. Utilícese un envase de seguridad adecuado para evitar la contaminación del medio ambiente.

Materiales de embalaje

Recomendado Utilizar el contenedor original.

8. CONTROLES DE EXPOSICIÓN/PROTECCIÓN PERSONAL

Protección personal

Protección de las manos Use guantes impermeables resistentes a los productos químicos.

Protección de los ojos Cuando existan posibilidades de exposición, debe utilizarse lentes protectores.

Protección cutánea Antes de utilizar este producto se debe seleccionar equipo protector personal para el cuerpo basándose en la tarea a ejecutar y los riesgos involucrados y debe ser aprobado por un especialista.

Protección respiratoria Si durante el uso normal el material representara un peligro respiratorio, garantice ventilación adecuada o use un respirador apropiado. La selección del respirador se debe basar en el conocimiento previo de los niveles, los riesgos de producto y los límites de trabajo de seguridad del respirador seleccionado.

Límites de exposición ocupacional

No establecido

Controles de la exposición

Medidas técnicas No hay requisitos de ventilación especiales. Una ventilación usual debería ser suficiente para controlar la exposición del obrero a los contaminantes aerotransportados. Si este producto contiene ingredientes de exposición limitada, use cercamientos del proceso, ventilación local, u otros controles de ingeniería para mantener la exposición del obrero por debajo de todos los límites recomendados o estatutarios.

Medidas higiénicas Lave las manos, antebrazos y cara completamente después de manejar productos químicos, antes de comer, fumar y usar el lavabo y al final del periodo de trabajo. Lavar las ropas contaminadas antes de volver a usarlas. Verifique que las estaciones de lavado de ojos y duchas de seguridad se encuentren cerca de las estaciones de trabajo.

Control de la exposición medioambiental Emisiones de los equipos de ventilación o de procesos de trabajo deben ser evaluados para verificar que cumplen con los requisitos de la legislación de protección del medio ambiente. En algunos casos será necesario el uso de eliminadores de humo, filtros o modificaciones del diseño del equipo del proceso para reducir las emisiones a un nivel aceptable.

9. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

Estado físico Líquido

Color Opaco blanco.

Olor leve, aceite

Umbral del olor No disponible.

Punto de ebullición/condensación 212 °F (100,0 °C)

Punto de fluidez 32 °F (0,0 °C)

Punto de inflamación No aplicable.

Límites de inflamabilidad	Punto mínimo: No disponible. Punto máximo: No disponible.
Temperatura de autoignición	No disponible.
pH	2,4 - 3,4
Índice de evaporación	1
Solubilidad	Agua
Densidad de vapor	1
Densidad relativa	1,05
Presión de vapor	17 mmHg
Viscosidad	Dinámico: 21 - 53 cPs
Coefficiente de partición octanol/agua (LogPow)	No disponible.

Nota: Valores típicos solamente - no ser interpretado como especificaciones de las ventas

10. ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD

Estabilidad química	El producto es estable.
Posibilidad de reacciones peligrosas	En condiciones normales de almacenamiento y uso, no ocurre reacción peligrosa.
Condiciones que deben evitarse	Ningún dato específico.
Materiales que deben evitarse	Ningún dato específico.
Productos peligrosos de la descomposición	Bajo condiciones normales de almacenamiento y uso, no se deben producir productos peligrosos de la descomposición.

11. INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA

Posibles efectos sobre la salud

Inhalación	Una sobreexposición por inhalación puede causar una irritación respiratoria.
Ingestión	La ingestión puede causar irritación gastrointestinal y diarrea.
Piel	El contacto prolongado o reiterado con la piel o las mucosas puede producir síntomas de irritación como la rojez, el ampollar, el dermatitis, etc.
Ojos	El contacto puede provocar irritación en los ojos.
Efectos crónicos	No se conocen efectos significativos o riesgos críticos.

Toxicidad aguda

No disponible.

Irritación/Corrosión

No disponible.

Carcinogenicidad

Ninguno de los componentes está listado.

12. INFORMACIÓN ECOLÓGICA

Efectos Ambientales	No se conocen efectos significativos o riesgos críticos.
Ecotoxicidad acuática	
Conclusión/Sumario	No disponible.

Otros efectos nocivos No se conocen efectos significativos o riesgos críticos.

13. CONSIDERACIONES SOBRE LA ELIMINACIÓN

Métodos de eliminación Se debe evitar o minimizar la generación de desechos cuando sea posible. Los envases vacíos o los revestimientos pueden retener residuos del producto. Elimínense los residuos del producto y sus recipientes con todas las precauciones posibles. Disponga del sobrante y productos no reciclables por medio de un contratista autorizado para la disposición. La eliminación de este producto, sus soluciones y cualquier derivado deben cumplir siempre con los requisitos de la legislación de protección del medio ambiente y eliminación de desechos y todos los requisitos de las autoridades locales. Evite la dispersión del material derramado, su contacto con el suelo, el medio acuático, los desagües y las alcantarillas.

Residuos Peligrosos El proveedor no considera este producto como un residuo peligroso, en virtud de la Directiva de la UE 91/689/CE.

14. INFORMACIÓN RELATIVA AL TRANSPORTE

DESCRIPCIÓN PARA ENVÍO (CARRETERA) No regulado de acuerdo a la Legislación de Transporte de Mercancía Peligrosos (CARRETERA)

15. INFORMACIÓN REGLAMENTARIA

La clasificación y etiquetado se han establecido en concordancia con las Directivas 67/548/CEE y 1999/45/CE de la UE (incluyendo enmiendas a las mismas) y tomando en consideración el uso previsto para el producto.

Frases de riesgo Este producto no está clasificado de acuerdo con la legislación de la UE.

Inventario de Europa No determinado.

Frases de advertencia adicionales No aplicable.

16. OTRA INFORMACIÓN

NFPA:



Fecha de emisión 09.12.2009
Fecha de la edición anterior 25.09.2008
Versión 2.0
Preparada por Product Stewardship

Negador

De lo que tenemos entendido, la información contenida es exacta. No obstante, el proveedor antedicho ni ninguna de sus subsidiarias asumen responsabilidad alguna en cuanto a la exactitud o integridad de la información contenida. La determinación final para determinar si el material sirve es la responsabilidad exclusiva del usuario. Todos los materiales pueden presentar peligros desconocidos y deben usarse con cautela. Si se describen ciertos peligros, no podemos garantizar que éstos sean los únicos que existan.

TARJETA DE EMERGENCIA

NA

1. PRODUCTO QUIMICO E IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA

Nombre del Producto: Cleartron® ZB-105
No. de Naciones Unidas: NA
Número CAS: Np aplicable para las mezclas químicas.
Identificación de la Empresa: Champion Technologies del Ecuador, S.A.
Dirección: Km 6 1/2 Panamericana Norte, S. Moreno OE1-196 y F. Garcia, Quito, Ecuador
Teléfono: 59-32-247-7529 (Champion) (24 horas para preguntas y emergencias)
Centro de Información Técnica: 59-32-247-7528 (Champion)

2. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS

Riesgos Físicos: No aplicable.
Riesgos para la Salud: No aplicable.

3. EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL

Usar gafas contra salpicaduras, lentes de protección e/o escudo facial. Usar guantes químico-resistentes (caucho o neopreno). Utilizar un respirador con purificador de aire aprobado o un respirador con proveedor de aire a presión positiva dependiendo del potencial de concentración aerotransportado. Utilizar la ropa protectora adicional cuando necesario para prevenir el contacto con la piel (botas del caucho, ropa químicamente impermeable, etc.)

ACCIONES EN CASO DE ACCIDENTE O EMERGENCIA

SI OCURRE ESTO:	HAGA LO SIGUIENTE:
Derrame o Fuga	Detener la fuga si esto no presenta ningún riesgo. Retire los envases del área del derrame. Evite la entrada en alcantarillas, canales de agua, sótanos o áreas reducidas. Detener y recoger los derrames con materiales absorbentes no combustibles, como arena, tierra, vermiculita o tierra de diatomeas, y colocar el material en un envase para desecharlo de acuerdo con las normativas locales (ver la sección 13). Líquidos pueden requerir una neutralización antes que empiece la recolección. Absorber con tierra SECA, arena o con algún otro material no combustible. Utilizar equipo de protección personal cuando se requiera. Vea la sección 3 para recomendaciones de EPP.
Fuego o Explosión	En caso de incendio, aisle rápidamente la zona evacuando a todas las personas de las proximidades del lugar del incidente. Desplazar los contenedores lejos del incendio si esto puede hacerse sin riesgo. Use agua pulverizada para refrigerar los envases expuestos al fuego. Use un agente de extinción adecuado para el incendio circundante.
Exposición	Ojos: Enjuagar los ojos inmediatamente con mucha agua, levantando ocasionalmente los párpados superior e inferior. Verificar si la víctima lleva lentes de contacto y en este caso, retirárselas. Obtenga atención médica si se produce irritación. Piel: Lave la piel contaminada con suficiente agua. Quitese la ropa y calzado contaminados. Obtenga atención médica si se presentan síntomas. Inhalación: Transladar a la persona afectada al aire libre. Si no hay respiración, ésta es irregular u ocurre un paro respiratorio, el personal capacitado debe proporcionar respiración artificial u oxígeno. Obtenga atención médica si se presentan síntomas. Ingestión: Lave la boca con agua. Si se ha ingerido el material y la persona expuesta está consciente, proporcione cantidades pequeñas de agua para beber. No inducir al vómito a menos que lo indique expresamente el personal médico. Obtenga atención médica si se presentan síntomas.

**REVERSA LOS ROMPEDORES DE EMULSIÓN
ALTAMENTE CATIONICO.
AYUDA A LA FLOTACION
REMUEVE SOLIDOS Y EL PETROLEO**

Aplicaciones Típicas

- Reversa la acción de los rompedores de emulsión.
- Ayuda a la flotación

Guías para el Tratamiento

- Reversa los rompedores de emulsión : 0.5 a 3 ppm.
- Ayuda de flotación: 0.5 a 3 ppm.

Precauciones & Otros

Evite el contacto con agentes oxidantes tales como el cloro

PROPIEDADES GENERALES*	
Gravidez Especifica @ 60 °F	1.051±0.025
Densidad, lbs/gal @ 60 °F	8.7516±0.025
Punto Flash (PMCC) °F	>212
Viscosidad, cps @ 75°F	21 – 53
Punto de fluidez, °F	32
Ph	2.4 – 3.4

Equipo de transferencia e Inyección

Tanques y tuberías de plástico y acero blando son generalmente satisfactorias, sin embargo ciertos plásticos deberían ser probados antes de su uso. Las Bombas pueden ser de acero de serie antioxidante de 300 o 400.

Manejo & Bodegaje

Observe precauciones generales para el manejo de químicos industriales. Mantenga alejado del calor, chipas o llamas abiertas. Para mayor información ver la Hoja de Seguridad del Producto.

For further information and specific recommendations please contact your local **Champion** representative.

07/98
MAE-09/10

Champion Technologies, Inc. believes the information in this data sheet to be correct, but disclaims any liability with respect to any recommendations or applications made in connection therewith. No warranties whatsoever are made with respect to the information or the product to which it refers.

Anexo N° 5. Análisis físico químico de aguas de formación. abril – mayo

ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICOS DE AGUAS DE FORMACIÓN**EDEN YUTURI****PAD B****Inyector**

PARÁMETROS	UNITS	6-Apr-11
SODIO (Na)	(mg/l)	4,912,9
MAGNESIO (Mg)	(mg/l)	52,8
CALCIO (Ca)	(mg/l)	280,0
STRONSIUM (Sr)	(mg/l)	
BARIO (Ba)	(mg/l)	3,0
HIERRO (Fe)	(mg/l)	1,1
CLORUROS (Cl)	(mg/l)	7.300
SULFATO (SO ₄)	(mg/l)	260
BICARBONATOS (HCO ₃)	(mg/l HCO ₃)	1.257
ACIDO CARBOXÍLICOS	(mg/l HAc)	10
SÓLIDOS DISUELTOS (Calculado)	(mg/l)	14,076
Densidad (STP)	(g/ml)	1,009
CO ₂ DISUELTO EN AGUA	(g/ml)	292
H ₂ S (EN AGUA)	mg/L	0,002
SUP. pH (MEDIDO) STP	(pH)	6,63
ACEITE EN AGUA	(ppm)	42
OXIGENO DISUELTO	(ppb)	90
RESIDUAL DE I. ESCALA	(ppm)	15
BWPD	(bls)	272.070

CONDICIONES DE OPERACIÓN

Temperatura Bomba Booster (°F)	(°F)	190
Temperatura de Cabeza.(°F)	(°F)	184
Presión Bomba Booster(psi)	(psia)	64
Presión de Cabeza (psi)	(psia)	2.600

ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICOS DE AGUAS DE FORMACIÓN**EDEN YUTURI****PAD B****Inyector**

PARÁMETROS	UNITS	20-Apr-11
SODIO (Na)	(mg/l)	4,678,0
MAGNESIO (Mg)	(mg/l)	36,0
CALCIO (Ca)	(mg/l)	224,0
STRONSIUM (Sr)	(mg/l)	
BARIO (Ba)	(mg/l)	1,0
HIERRO (Fe)	(mg/l)	2,25
CLORUROS (Cl)	(mg/l)	6.750
SULFATO (SO4)	(mg/l)	155
BICARBONATOS (HCO3)	(mg/l HCO3)	1.476
ACIDO CARBOXÍLICOS	(mg/l HAc)	0
SÓLIDOS DISUELTOS (Calculado)	(mg/l)	13.322
Densidad (STP)	(g/ml)	1,000
CO2 DISUELTO EN AGUA	(g/ml)	178
H2S (EN AGUA)	mg/L	0,0
SUP. pH (MEDIDO) STP	(pH)	7,000
ACEITE EN AGUA	(ppm)	42
OXIGENO DISUELTO	(ppb)	90
RESIDUAL DE I. ESCALA	(ppm)	15
BWPD	(bls)	272070

CONDICIONES DE OPERACIÓN

Temperatura Bomba Booster (°F)	(°F)	182
Temperatura de Cabeza.(°F)	(°F)	180
Presión Bomba Booster(psi)	(psia)	52
Presión de Cabeza (psi)	(psia)	2424

ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICOS DE AGUAS DE FORMACIÓN
EDEN YUTURI
PAD B
Inyector

PARÁMETROS	UNITS	8-May-11
SODIO (Na)	(mg/l)	4,721,9
MAGNESIO (Mg)	(mg/l)	64,8
CALCIO (Ca)	(mg/l)	304,0
STRONSIUM (Sr)	(mg/l)	
BARIO (Ba)	(mg/l)	1,0
HIERRO (Fe)	(mg/l)	1,05
CLORUROS (Cl)	(mg/l)	7.050
SULFATO (SO ₄)	(mg/l)	200
BICARBONATOS (HCO ₃)	(mg/l HCO ₃)	1.354
ACIDO CARBOXÍLICOS	(mg/l HAc)	43
SÓLIDOS DISUELTOS (Calculado)	(mg/l)	13.740
Densidad (STP)	(g/ml)	1,009
CO ₂ DISUELTO EN AGUA	(g/ml)	336
H ₂ S (EN AGUA)	mg/L	0,0
SUP. pH (MEDIDO) STP	(pH)	6,710
ACEITE EN AGUA	(ppm)	41
OXIGENO DISUELTO	(ppb)	90
RESIDUAL DE I. ESCALA	(ppm)	12
BWPD	(bls)	288996

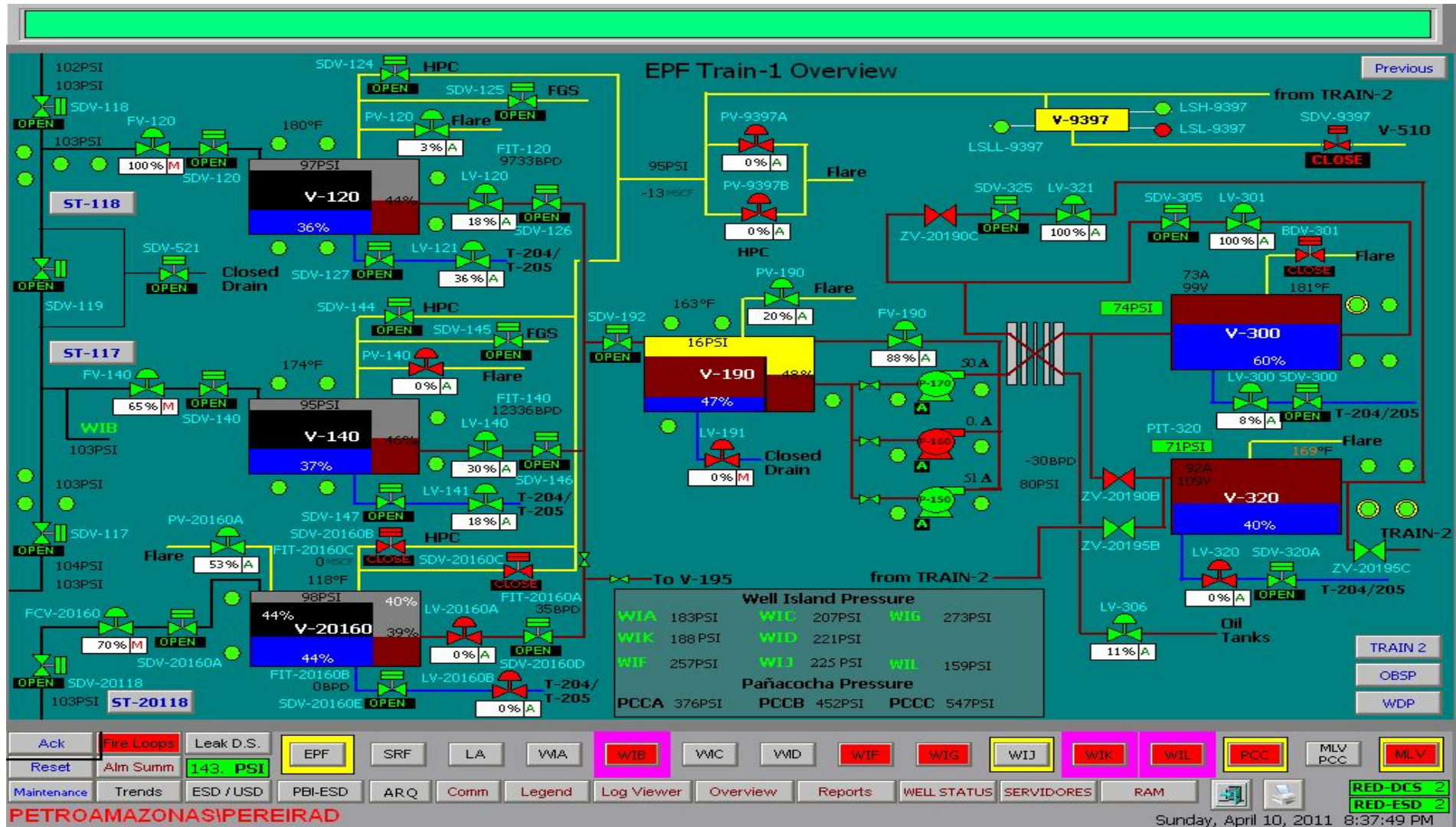
CONDICIONES DE OPERACIÓN

Temperatura Bomba Booster (°F)	(°F)	184
Temperatura de Cabeza.(°F)	(°F)	188
Presión Bomba Booster(psi)	(psia)	50
Presión de Cabeza (psi)	(psia)	2600

ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICOS DE AGUAS DE FORMACIÓN**EDEN YUTURI****PAD B****Inyector**

PARÁMETROS	UNITS	22-May-11
Na ⁺	(mg/l)*	4678
Mg ²⁺	(mg/l)	180,0
Ca ²⁺	(mg/l)	332
Ba ²⁺	(mg/l)	5
Hierro total	(mg/l)	1,1
Cl ⁻	(mg/l)	7150
SO ₄ ²⁻	(mg/l)	188
Bicarbonatos	(mg/l HCO ₃)	1073,6
Ácidos Carboxylicos	(mg/l)	97
TDS (Calculado)	(mg/l)*	6140
TDS (Medido)	(mg/l)	-
pH medido	---	7
CO ₂ en agua	(mg/l)	470
H ₂ S agua	(mg/l)	0,012
Aceite en agua	(ppm)	41
Oxígeno disuelto	(ppb)	80
Residual de inhibidor de escala	(ppm)	13
BAPD	(BAPD)	295676
Temperatura bomba Booster	(°F)	182
Temperatura de cabeza	(°F)	180
Presión bomba Booster	(psia)	52
Presión de cabeza	(psia)	2424

Anexo N° 6. Pantallas HMI del tren 2



Anexo N° 7. Pantallas hmi del proceso de agua de formación

111

