



U
N
E
X
P
O

UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL POLITÉCNICA

“ANTONIO JOSÉ DE SUCRE”

VICE-RECTORADO PUERTO ORDAZ

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO DE GRADO

**EVALUACIÓN TÉCNICA - ECONÓMICA DEL USO DE TECNOLOGÍAS
DE TRATAMIENTO DE AGUA PARA SU REUTILIZACIÓN EN
PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDOS EXTRAPESADOS DE LA
FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.**

Tutor: MSc. Ing. Iván Turmero

Autor: Bellorin R. Angel J.

PUERTO ORDAZ, OCTUBRE DE 2012



U
N
E
X
P
O

UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL POLITÉCNICA

“ANTONIO JOSÉ DE SUCRE”

VICE-RECTORADO PUERTO ORDAZ

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO DE GRADO

**EVALUACIÓN TÉCNICA - ECONÓMICA DEL USO DE TECNOLOGÍAS
DE TRATAMIENTO DE AGUA PARA SU REUTILIZACIÓN EN
PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDOS EXTRAPESADOS DE LA
FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.**

Autor:

Bellorin R. Angel J.

C.I.: V-20.248.941

Trabajo presentado ante el Departamento de Ingeniería Industrial de la UNEXPO Vicerrectorado Puerto Ordaz como requisito para optar al título de Ingeniero Industrial.

MSc. Ing. Iván Turmero
Tutor Académico

Ing. Alí Ruíz
Tutor Industrial

PUERTO ORDAZ, OCTUBRE DE 2012

BELLORIN RODRÍGUEZ ANGEL JESÚS

**EVALUACIÓN TÉCNICA - ECONÓMICA DEL USO DE TECNOLOGÍAS DE
TRATAMIENTO DE AGUA PARA SU REUTILIZACIÓN EN PROCESOS DE
PRODUCCIÓN DE CRUDOS EXTRAPESADOS DE LA FPO.**

138 Páginas.

Trabajo de Grado.

Universidad Nacional Experimental Politécnica "Antonio José de Sucre".
Vice-Rectorado, Puerto Ordaz. Departamento de Ingeniería Industrial.
Departamento de Entrenamiento Industrial.

Tutor Académico: MSc. Ing. Iván Turmero

Tutor Industrial: Ing. Alí Ruíz

Capítulos: I. El Problema, II. Generalidades de la Empresa, III. Marco Teórico,
IV. Marco Metodológico, V. Situación Actual, VI. Análisis y Resultados.
Conclusión, Recomendaciones, Referencias Bibliográficas, Anexos.

Referencias Bibliográficas Pág. 102.

Anexos Pág. 104.



UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL POLITÉCNICA

“ANTONIO JOSÉ DE SUCRE”

VICE-RECTORADO PUERTO ORDAZ

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO DE GRADO

Quienes suscriben, miembros del jurado evaluador designado por el Departamento de Ingeniería Industrial de la Universidad Nacional Experimental Politécnica Antonio José de Sucre, vicerrectorado Puerto Ordaz, para la evaluación del Trabajo de Grado titulado **EVALUACIÓN TÉCNICA - ECONÓMICA DEL USO DE TECNOLOGÍAS DE TRATAMIENTO DE AGUA PARA SU REUTILIZACIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDOS EXTRAPESADOS DE LA FPO**”, presentado por el bachiller Angel Jesús Bellorin Rodríguez, con cedula de identidad N 20.248.941 para optar por el título de Ingeniero Industrial, consideramos que dicho Trabajo de Grado reúne los requisitos para tal efecto, por lo tanto lo declaramos: **APROBADO**

MSc. Ing. Iván Turmero
Tutor Académico

Ing. Alí Ruiz
Tutor Industrial

Ing. Mónica Torres
Jurado Evaluador

Ing. Mayra D'Armas
Jurado Evaluador

PUERTO ORDAZ, OCTUBRE DE 2012

DEDICATORIA

A Dios por ser el creador divino de todas las fuerzas que habitan en mí.

A mis padres, por ser los primeros en alegrarles mis logros.

A mi novia, porque estuvo a mi lado esperando que lograra esta meta.

A mi hermosa familia que ya tiene su segundo Ingeniero.

AGRADECIMIENTOS

Ante todo a **Dios**, por estar siempre a mi lado y acompañarme a lo largo de toda mi vida, sin dejarme solo en ningún instante y permitirme llegar hasta donde hoy me encuentro, fuerte, lleno de luz y felicidad, aún así en los momentos de adversidades. Gracias por sembrar en mí la inteligencia que me ha hecho ir venciendo cada etapa de mi vida con excelencia.

A mis **Queridos Padres**, que han hecho posible llegar hasta aquí de la mejor manera, por estar siempre conmigo y apoyarme siempre en lo que necesito. Gracias por que mi formación fue en un entorno maravilloso, por darme tanto amor que considero es el motor para lograr todos nuestros objetivos. Logré esta meta para ustedes, que depositaron toda su confianza y creyeron siempre en mí. Yo sé que esperaban ansiosos estos momentos.

A mis **hermanos**: Aurigel, Gabriel y Anyibel. Por todo el apoyo y cariño que desde casa me han enviado. Les digo que nada es difícil, con optimismo y ganas todo se logra. Gabriel y Anyibel, sólo faltan ustedes, que mi éxito les sea de ejemplo; así como yo pude, ustedes también.

A mi **abuela, tías y primas** en general, por estar siempre pendiente de mí y desearme infinitas bendiciones.

A **Marinel**, por estar siempre a mi lado, dándome ese amor peculiar que me motiva aún más a seguir en la lucha. Agradezco su paciencia y su esmero por consentirme siempre, acompañándome en todo momento. Gracias infinitas a su familia, por todo ese cariño, a quienes esta vida me quedará corta para agradecerle ese apoyo incondicional.

A mis **compañeros de estudios**: Mario Zane, Dayana Castillo, Ana Mujica, Kimberling Aguirre, Virginia Betancourt, Karen Márquez, Pedro Hernández, Alfredo Hernández y Rafael Macuarisma por ser excelentes personas y compartir conmigo el logro de esta meta. Un agradecimiento especial a Johana Durango por ofrecerme siempre su apoyo y sacarme de aprietos durante la realización de esta tesis.

A mi **tutor académico**, MSc. Ing. Iván Turmero, excelente persona, siempre al día para brindarle una mano a sus compañeros y amigos. Gracias por compartir su excelente profesionalismo en cada una de sus asesorías para esta meta.

A mi **tutor industrial** Ing. Ali Ruiz, por interesarse en mí y dedicar gran parte de su tiempo, orientarme en la realización de este trabajo, brindándome sus conocimientos y experiencias que fueron vitales para el éxito de este trabajo.

A personas que de alguna u otra forma influyeron y aportaron un granito de arena valioso, como lo fue el **Personal del Proyecto Socialista Orinoco**, representada por los ingenieros Pedro Guerra, Eglis Infante, Adanae Cova, Pablo Silva, Zuleima Castillo, Angi Castillo y sus aprendices Julián López, Eduardo Fernández, Jormerys Pineda y Alexei Gutiérrez.

A **PDVSA Petromacareo S.A**, por brindarme la oportunidad y las herramientas para realizar mi Trabajo de Grado, especialmente a los trabajadores de la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos, quienes me enseñaron todo lo que necesité, en especial a Francisco González, como también a los Ingenieros Yohany Infantes, Julio Alcalá y Daniel Blanco. A cada una de las gerencias de la empresa gracias por su amabilidad.



UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL POLITÉCNICA
“ANTONIO JOSÉ DE SUCRE”
VICE-RECTORADO PUERTO ORDAZ
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
TRABAJO DE GRADO

**EVALUACIÓN TÉCNICA - ECONÓMICA DEL USO DE TECNOLOGÍAS
DE TRATAMIENTO DE AGUA PARA SU REUTILIZACIÓN EN
PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDOS EXTRAPESADOS DE LA
FPO.**

Autor: Bellorín Rodríguez, Angel Jesús

Tutor Académico: Ing. MSc. Iván Turmero

Tutor Industrial: Ing. Alí Ruiz

RESUMEN

El presente estudio tuvo como objetivo general, evaluar técnica y económicamente el uso de tecnologías de tratamiento de agua para su reutilización en procesos de producción de crudos extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco. Con la finalidad de comprobar si el manejo de agua actual es lo más conveniente según ciertos factores estudiados. Metodológicamente, la investigación que se aplicó, fue de tipo descriptiva, documental y aplicada sobre un proceso de campo. Se realizaron estudios pertinentes del proceso, investigación de alternativas tecnológicas de tratamiento de agua; y evaluaciones técnicas y económicas de las mismas. Se determinó que es viable la aplicación de tecnologías de tratamiento a las aguas de producción para ser reutilizadas de diversas formas.

Palabras claves: Petróleo, Agua producida, Evaluación Técnica-Económica, Tratamiento de Agua.

ÍNDICE

DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I EL PROBLEMA	3
Planteamiento del problema.....	3
Objetivo General	7
Objetivos Específicos	7
Justificación.....	8
Delimitación.....	9
CAPITULO II GENERALIDADES DE LA EMPRESA	10
Reseña Histórica	10
Sede Administrativa de la Empresa	14
Misión.....	15
Visión	15
Objetivos	15
Alcance	16
Descripción del Área de Pasantía	17
Gerencia técnica.....	17
Misión.	17
Visión.....	17
Objetivos estratégicos.	18
CAPITULO III MARCO TEÓRICO	19
Antecedentes de la Investigación.....	19
Producción y Refinación.....	21
Exploración.....	21
Sistemas de Perforación	21
Sistemas de Producción.....	23
Descripción de Actividades del Manejo de Aguas de Producción. Según Norma PDVSA 01- 02- 04	24
Lineamientos Financieros para Evaluar Proyectos de Inversión	27
Estudio de factibilidad.	28
Recursos de los estudios de factibilidad.	29
Factibilidad operativa.....	29
Factibilidad técnica.	29
Factibilidad económica.	29
Evaluación de Alternativas de Inversión: Análisis Matemático y Financiero de Proyectos.....	30
Método del valor presente neto (VPN).	31
Comparación de diferentes alternativas de inversión.....	32
Metodología de comparación.....	32
Plan de Acción	33
CAPÍTULO IV DISEÑO METODOLÓGICO	41
Tipo de Investigación	41

Técnicas o Instrumentos de Recolección de Datos.....	42
Población y Muestra.....	43
Procedimiento Metodológico	43
CAPÍTULO V SITUACIÓN ACTUAL.....	48
Situación Actual del Plan de manejo de Agua en la Empresa Mixta Petromacareo S.A.	48
Estimación de costos de pozos inyectoros.....	52
Estimación de costos de tuberías.....	53
Estimación de costos de mantenimiento.	53
CAPITULO VI ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	55
Consumo por construcción de pozo.	55
Agua requerida en el área de Procesamiento de Flujo Central (CPF).	59
Estimación de Generación de Agua.....	60
Estimación de agua producida.	63
Sistema de Tratamiento de Agua que Cumple con los Parámetros Definidos en el Decreto # 883 de la Ley Penal del Ambiente.....	65
Sistema de tratamiento del agua.....	66
Ósmosis Inversa (OI).	66
• Alternativa 1	68
Especificaciones técnicas.....	69
Sistema de ósmosis inversa UTK-824	69
Control de operación línea UTK-824.....	72
Automatismo. Especificaciones generales	72
Instrumentación.....	73
Lavado automático.	73
• Alternativa 2	76
Parámetros de diseño del sistema.	77
Especificaciones de los componentes del sistema VSEP.	78
Resultados de tratamiento al agua de producción mediante la tecnología de membranas VSEP.	80
Estimación de costos de adquisición VSEP.	80
Impactos Ambientales Generados por el Plan Actual de Petromacareo S.A en la Producción de Petróleo y la Aplicación de Tecnologías Mediante una Planta de Tratamiento de Agua para su Reutilización.	82
Evaluación Económica de los Sistemas Estudiados	83
Identificación de Riesgos Inherentes a la Instalación de Tecnología de Tratamiento de Purificación de Aguas de Producción.....	88
Análisis del riesgo.	89
Descripción de los puestos de trabajo y las actividades realizadas en la operación de una planta de tratamiento de agua producida.	89
Identificación de los Peligros y Riesgos en la instalación y operación de una planta de tratamiento de agua producida.	90
Agentes químicos.	91

Consecuencias.....	91
Medidas preventivas.	92
Plan de Acción para la Implementación del Tratamiento de Aguas a los Procesos de Extracción de Crudo Extrapesado	93
Objetivo	93
Implementar la tecnología de tratamiento de aguas en los procesos de extracción de crudo extrapesado.	93
Indicadores.....	93
CONCLUSIONES	99
RECOMENDACIONES.....	100
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	102
ANEXOS.....	104

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Concentración de Sólidos Disueltos Totales (SDT).....	5
Tabla 2. Clasificación según parámetros de salinidad y compuestos orgánicos disueltos.....	25
Tabla 3. Parámetros físico-químicos para inyección en Recuperación Secundaria	27
Tabla 4: Análisis fisicoquímico del agua de Producción.....	51
Tabla 5: Estimación de Costos de un Pozo Inyector	53
Tabla 6: Estimación de Costos de 60Km. de tuberías.....	53
Tabla 7: Actividades y Costos a la Rehabilitación de un pozo inyector	54
Tabla 8: Estimación de Costos de Pozos de Agua.....	54
Tabla 9: Consumo de Agua en Trailer	55
Tabla 10: Consumo por construcción de pozo	55
Tabla 11: Consumo de Agua en Fase Inicial-Crecimiento.....	56
Fuente: Elaboración propia.....	56
Tabla 12: Cálculo de Agua Relación Vapor-Petróleo.	56
Tabla 13: Consumo de Agua en Fase Térmica.....	58
Tabla 14: Consumo de Agua en CPF	59
Tabla 16: Descripción de Pozos de Agua cercanos a Junin 2 Norte.	61
Tabla 17: Producción de agua de acuíferos cercanos a la zona Junín 2.....	62
Tabla 18: Estimación de Agua producida.....	63
Tabla 20. Filtro AG Plus UTK-FMAT-3672.....	69
Tabla 21: Calidad del agua de alimentación al sistema	70
Tabla 22: Parámetros operativos del equipo.....	70
Tabla 23: Especificaciones del equipo UTK-824.....	71
Tabla 24: Resultado Estimado de Filtrado	80
Tabla 25: Costos de Instalación VSEP	81
Tabla 26: Costos de Adquisición VSEP	81
Tabla 27: Inversión total inicial. Plan Actual Petromareo S.A.....	84
Tabla 28: Rentabilidad Financiera. Plan de Petromacareo S.A.....	85
Tabla 29: Inversión total inicial. Tecnología VSEP	86
Tabla 30: Rentabilidad Financiera Tecnología VSEP.....	87
Tabla 31: Riesgos en la instalación y operación de una Planta de Tratamiento de Agua.	90
Tabla 32: Consecuencias a los Riesgos en la instalación y operación de una Planta de Tratamiento de Agua.....	92
Tabla 33: Medidas Preventivas en instalación y operación de una Planta de Tratamiento de Agua. Fuente: Elaboración Propia.....	92
Tabla 34: Plan de acción para la implementación del tratamiento de aguas a los procesos de extracción de crudo extrapesado. Elaboración propia.....	95
Tabla 35: Cronograma de actividades del plan de acción.....	96

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Áreas de la Faja Petrolífera del Orinoco	12
Figura 2. Ubicación de Empresas Mixtas	13
Figura 3. Área Junín, Subdivisión de Bloques, Bloque Junín 2	14
Figura 4. Estructura Organizativa General de la Empresa	16
Figura 5. Flujograma General para el manejo de las Aguas de Producción	26
Figura 6: Situación Actual de Petromacareo S.A	50
Figura 7: Consumo de Agua Vs Generación de Agua de Producción	64
Figura 8. Ósmosis Inversa	67
Figura 9. Separación por Ósmosis Inversa	67
Tabla 19. Productos y Servicio ofrecidos por Unitek	68
Figura 10. Partes de una Planta de tratamiento de Agua	74
Figura 11. Composición de Membrana de Ósmosis Inversa	75
Figura 12. Instalaciones de Membranas de Ósmosis Inversa	75
Figura 13: Operación de VSEP	77

INTRODUCCIÓN

La Empresa Mixta Petromacareo S.A, es una de las empresas mixtas, nuevas, en planes de desarrollo, se constituyó legalmente el 02 de noviembre de 2010 con participación de la Republica socialista de Vietnam y la Republica Bolivariana de Venezuela a través de la CVP, con duración de 25 años; prorrogable si fuese el caso, para desarrollar las reservas de la FPO.

La Gerencia Técnica de la Empresa Mixta Petromacareo S.A es encargada de todo lo relacionado al estudio, monitoreo, control, seguimiento y gerencia de los yacimientos a explotar. Está conformada por la Gerencia de Estudios Integrados y la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos. Es en esta gerencia donde evaluará técnica y económicamente el uso de tecnologías de tratamiento de agua para su reutilización en procesos de producción de crudos extrapesados con la finalidad de proponer mejoras al sistema.

Es de interés estudiar las posibilidades de aplicación de tecnologías al agua de producción en los procesos de extracción de crudos extrapesados, ya que la empresa tendrá una etapa de producción, en un pronóstico de 13 años, la cual será mediante la implementación de métodos térmicos, método donde el gran consumo de agua es esencial.

Aunado a lo anterior, es de gran importancia estimar el volumen de agua producido y evaluar la factibilidad que hay en tratarla para su reutilización en diferentes actividades de consumo humano como para la requerida en el proceso de producción; destacando que el proceso convencional que aplica PDVSA se trata de tratamientos para inyección en recuperación secundaria y de no ser así es desechada mediante la reinserción en los mantos subterráneos.

El presente informe consta de cuatro capítulos distribuidos de la siguiente manera: **Capítulo I: El Problema.** Se identifica la problemática existente en la Gerencia de Desarrollo de yacimientos, se identifican las posibles debilidades para levantar así la solución más óptima; así como también los objetivos de la investigación, delimitación, justificación e importancia de la investigación. **Capítulo II: Generalidades de la Empresa.** Se presenta una breve reseña histórica de la empresa, descripción de la empresa, estructura organizativa y descripción del área de pasantía. **Capítulo III: Marco Teórico.** Se reflejan las bases teóricas en las cuales se sustentan la investigación y las actividades realizadas. **Capítulo IV: Marco Metodológico.** Se definen las técnicas e instrumentos de recolección de información, procesamiento y análisis de la información. Se presenta el procedimiento metodológico para el logro de cada uno de los objetivos específicos. **Capítulo V: Situación Actual.** Capítulo donde se explica la forma en que la empresa opera o tiene previsto manejar la situación. **Capítulo VI: Análisis y Resultados.** Se realizan las estimaciones de consumo, evaluaciones técnicas-económicas pertinentes y se determina la decisión. Por último, Conclusiones, Recomendaciones, Referencias y Apéndices.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

Planteamiento del problema

La corporación estatal PDVSA es la encargada de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos, de manera eficiente, rentable, segura, transparente y comprometida con la protección ambiental; con el fin último de motorizar el desarrollo armónico del país, afianzar el uso soberano de los recursos, potenciar el desarrollo endógeno y propiciar una existencia digna y provechosa para el pueblo venezolano. PDVSA, en su proceso de producción de petróleo, a través de la historia, ha tenido un funcionamiento evolutivo, gracias a los grandes aportes de la ingeniería que han hecho que se optimicen los procesos, teniendo así mayor producción de este importante y vital recurso para el mundo.

Durante el proceso de producción de hidrocarburos se encuentra que éstos vienen acompañados por gas, agua y arena, y pequeños porcentajes de oxígeno, azufre y compuestos nitrogenados; como también trazas de compuestos metálicos, tales como: sodio (Na), hierro (Fe), níquel (Ni), vanadio (V) o plomo (Pb), pudiendo hasta encontrarse trazas de porfirinas. Todas estos elementos y compuestos, tanto como el agua y el gas, deben ser separadas del petróleo.

El esquema tradicional de manejo de agua de procesos, en sistemas de producción de hidrocarburos con aguas salobres está definido por la separación de ésta del crudo en la medida máxima posible, una vez el agua separada del crudo es enviada a un tanque de almacenamiento para luego ser desechada.

En el proceso de producción de petróleo existe un método de recuperación secundaria, aplicada cuando el petróleo no sale del pozo con presión natural, tratando de conseguir el mejor recobro. El proceso se basa en inyectar agua del otro lado del reservorio a presión como método de empuje. El agua utilizada para esta actividad debe poseer diámetros de partícula (d_p) iguales o mayores que el diámetro de los poros de la formación (Θ), ya que producen taponamiento en la cara externa de la formación, mientras que los diámetros de partícula en el orden de $1/7^* \Theta < d_p < 1/3^* \Theta$, podrán entrar en la formación e irán sedimentando a lo largo de sus canales internos, en magnitud e intensidad que depende de varios factores, entre los que se destacan, la naturaleza y composición química de la formación. Es oportuno comentar que el agua empleada en este proceso de recuperación no es el agua de producción que han extraído del petróleo, si no agua de acuíferos, ríos, lagos, entre otros.

En el caso de la EM Petromacareo, contempla en su estructura de plan de producción, usar la misma agua de producción para el desarenado del petróleo. En forma contraria, el excedente de agua, con las características que posee, simplemente se descartará en acuíferos profundos no aprovechables mediante la construcción de pozos inyectoros para tal fin.

En este sentido, el agua obtenida de la extracción de petróleo ha originado críticas y comentarios sobre su aprovechamiento y el uso que a ésta se le pueda dar.

La adopción de tecnologías de tratamiento de agua de procesos, para que el agua pueda ser reutilizada en procesos de planta, de operaciones de producción, de recuperación secundaria e incluso para consumo humano y/o actividades agrícolas, pasa por el análisis técnico de ciertos factores, ya que el agua producida de cada región posee características diferentes de acuerdo a la composición química de la formación y de la fuente de agua.

La cantidad de partículas en el agua de producción está en un rango de 1.000 ppm a 10.000 ppm, por lo que para cada cantidad de partículas disueltas en el agua debe tratarse de distintas formas e intensidades, contando también las exigencias requeridas en los Decretos.

De acuerdo a un análisis de muestras de agua de la formación de un pozo en el Bloque Junín 2, a 2035 pies de profundidad, se pudo conocer que el agua contenida presenta una la salinidad promedio de 3421 en equivalentes de NaCl y un promedio de 6064 ppm en sólidos totales disueltos, entrando en la clasificación de agua salobre, según el criterio de Davis y Wiest (1971). Ver tabla 1.

Tipo de Agua	Concentración de SDT en mg/l
Agua Dulce	0 – 1.000
Agua Salobre	1.000 – 10.000
Agua Salada	10.000 – 100.000
Salmuera	> 100.000

Tabla1. Concentración de Sólidos Disueltos Totales (SDT)
Fuente: Estudio para el Aprovechamiento de los Recursos Hídricos en la FPO.
Calidad del agua

La aplicación de tecnologías para el tratamiento de agua de procesos de producción no es de común práctica en la industria por los costos asociados y porque la gerencia del agua requiere un cambio de paradigma en la filosofía de producción de hidrocarburos. Las operaciones siguen manteniendo un patrón técnico, basándose netamente en mejorar la producción de petróleo y el factor de recobro,

obviando el mejor uso y aprovechamiento de las aguas de producción bajo principios de sensibilidad ambiental.

El proceso de producción de crudos pesados requiere volúmenes de agua fresca en sus operaciones de campo lo que obliga a:

- Recurrir a otras fuentes existentes como: acuíferos de agua fresca, fuentes naturales y/o artificiales en las adyacencias del bloque.
- Consumo de ríos, lagos y lagunas, lo cual tiene un gran impacto ambiental, debido a la gran cantidad de litros por segundo que deben extraerse para los procesos.
- La contratación de servicios para la provisión de agua y construcción de pozos para el consumo en taladros y demás instalaciones de producción.

En una visión de 13 años aproximadamente, el agua producida con la extracción de petróleo, alcanzará volúmenes que pueden ser capaces de suplir gran parte de la demanda en procesos de recuperación terciaria como: inyección de vapor, inyección de solventes, entre otros. Aunado a esto, los cambios climáticos y el fenómeno del calentamiento global, son factores que determinarán el manejo de los recursos, viéndose afectado todos los procesos industriales, quienes deberán regirse por las normativas e invertir mucho más en la preservación del recurso hídrico.

¿En qué medidas las aguas de producción pueden reutilizarse para el uso industrial, agrícola y consumo humano?

¿Qué tratamientos existentes podrían aplicarse a las aguas de producción para que sean reutilizadas?

¿Es factible, técnica y económicamente, la aplicación de tratamientos de potabilización a las aguas de producción?

Objetivo General

Evaluar Técnica y Económicamente el Uso de Tecnologías de Tratamiento de Agua para su Reutilización en Procesos de Producción de Crudos Extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Objetivos Específicos

- Evaluar el esquema convencional de manejo de agua de procesos de producción de crudos extrapesados.
- Estimar los volúmenes de consumo de agua fresca en procesos de producción primaria y secundaria de crudos extrapesados y comparar con volúmenes estimados de producción de agua de la Empresa Mixta Petromacareo S.A.
- Evaluar técnicamente los sistemas existentes de tratamiento de agua que cumplan con los parámetros definidos en el Decreto # 883 de La Ley Penal del Ambiente.
- Determinar las inversiones y costos asociados de los sistemas estudiados.
- Evaluar económicamente los sistemas de tratamientos de aguas analizados conjunto al esquema tradicional que maneja la empresa.
- Establecer comparaciones de impactos ambientales entre las tecnologías estudiadas y el proyecto de tratamiento de agua de producción contemplado en el Plan de Petromacareo S.A.
- Determinar la posible tecnología de tratamiento de aguas para su adopción en procesos de producción de crudos extrapesados.
- Identificar los riesgos inherentes a la aplicación seleccionada de tratamiento de agua y en su reutilización para los fines propuestos.
- Elaborar un plan de acción para la implementación del tratamiento de aguas a los procesos de extracción de crudo extrapesado.

Justificación

Es preciso comentar, que con la cantidad de barriles de agua producidos por barril de petróleo, de acuerdo a cada registro de campo y su potencial en yacimiento, pudiera apoyarse el abastecimiento para el consumo humano y las necesidades de las instalaciones del taladro tratándose y potabilizándose el agua previamente; por lo que es apropiado realizar el estudio donde se comprueben dichas proposiciones.

La potabilización del agua producida posibilitaría contar con una fuente de agua distinta a la de acuíferos de agua fresca, de ríos y sus afluentes, dándole un alivio a éstos y al ambiente. De igual manera, traería una mejora considerable en relación a costos asociados a la contratación de camiones cisternas de agua, largas líneas de distribución o cualquiera que sea la forma de suministro de agua a las localidades de producción y afines. Es por ello, que surge la importancia de evaluar la aplicación de tratamientos que sean factibles y brinden provecho para la producción de petróleo, bienestar al medio ambiente y a la humanidad.

Cabe destacar, que el aprovechamiento de las aguas producidas tiene una gran importancia trascendental para la industria, ya que en su etapa de producción en un pronóstico de 13 años, en el 2024, la extracción de crudo extrapesado se iniciará mediante la implementación de métodos térmicos, tales como: Inyección Alternada de Vapor (IAV), Inyección Continua de Vapor (ICV) y Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor (SAGD), métodos que requerirán grandes cantidades de agua para la generación de vapor; agua que en parte podría ser la misma agua producida una vez tratada, almacenada en tanques, y no de fuentes naturales, lo que acarrea grandes costos de traslado y distribución.

Delimitación

El estudio fue realizado durante 16 semanas de investigación para evaluar tecnologías de Tratamiento de Agua para su Reutilización en Procesos de Producción de Crudos Extrapesados de la FPO. El estudio de investigación fue elaborado en la Empresa Mixta PETROMACAREO S.A, directamente en el Departamento de Desarrollo de yacimientos, adscrito a la Gerencia Técnica, encargada del proceso de explotación de yacimientos de hidrocarburos del Bloque Junín 2.

CAPITULO II

GENERALIDADES DE LA EMPRESA

Reseña Histórica

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) es la corporación estatal de la República Bolivariana de Venezuela creada luego de la nacionalización de la industria petrolera, dando inicio a sus operaciones el 1 de enero de 1976, encargada de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos, de manera eficiente, rentable, segura, transparente y comprometida con la protección ambiental; con el fin último de motorizar el desarrollo armónico del país, afianzar el uso soberano de los recursos, potenciar el desarrollo endógeno y propiciar una existencia digna y provechosa para el pueblo venezolano, propietario de la riqueza del subsuelo nacional y único dueño de esta empresa operadora.

En ese sentido, PDVSA está subordinada al Estado Venezolano y por lo tanto actúa bajo los lineamientos trazados en los Planes de Desarrollo Nacional y de acuerdo a las políticas, directrices, planes y estrategias para el sector de los hidrocarburos, dictadas por el Ministerio de Energía y Petróleo. La Corporación, cuenta con trabajadores comprometidos con la defensa de la soberanía energética y el deber de agregar el mayor valor posible al recurso petrolero, guiados por los principios de unidad de comando, trabajo en equipo, colaboración espontánea y uso eficiente de los recursos.

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) desarrolla sus operaciones a través de sus filiales, así como también, con la participación en asociaciones con compañías locales y extranjeras; estas últimas sujetas a leyes y regulaciones diferentes. Las operaciones incluyen:

- Exploración, producción y mejoramiento de crudo y gas natural.
- Exploración y producción de gas natural de recursos costa afuera, incluyendo la posibilidad para la exportación de líquidos de gas natural (LGN).
- Refinación, mercadeo, transporte de crudo y productos refinados, y el procesamiento, mercadeo y transporte de gas natural. Las reservas de petróleo y gas natural de Venezuela y las operaciones de exploración, producción y mejoramiento están localizadas sólo en Venezuela, mientras que las operaciones de refinación, mercadeo y transporte están localizadas en Venezuela, el Caribe, Norteamérica, Suramérica, Europa y Asia.

Las actividades de PDVSA están estructuradas en cinco áreas geográficas: Occidente, Oriente, Centro Sur, Faja Petrolífera del Orinoco y Costa Afuera, con el fin de manejar sus operaciones aguas arriba que incluyen las actividades de: exploración, producción y mejoramiento de crudo extrapesado.

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) es una extensa zona rica en petróleo pesado y extra pesado, ubicada al margen izquierdo del río Orinoco de Venezuela, que tiene aproximadamente 650 km de este a oeste y unos 70 km de norte a sur, para un área total de 55.314 km² y un área de explotación actual de 11.593 km². El área de la FPO representa un 6% del territorio nacional y comprende parte de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacúro. Las acumulaciones de

hidrocarburos van desde el suroeste de la ciudad de Calabozo, en Guárico, hasta la desembocadura del río Orinoco en el océano Atlántico.

Es considerada la acumulación más grande de petróleo pesado y extrapesado que existe en el mundo, de acuerdo con el Oficio N° 1.036 de junio de 2005, donde el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo asignó a CVP el Proyecto Magna Reserva para cuantificar y certificar las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco. Para acometer dicha cuantificación y certificación de las reservas, se dividió la Faja Petrolífera del Orinoco en cuatro grandes áreas, siendo éstas de oeste a este: Boyacá con 14.333 km², Junín con 20.324 km², Ayacucho con 13.562 km² y Carabobo con 7.473 km²; y éstas, a su vez, en diferentes bloques. Ver figura 1.

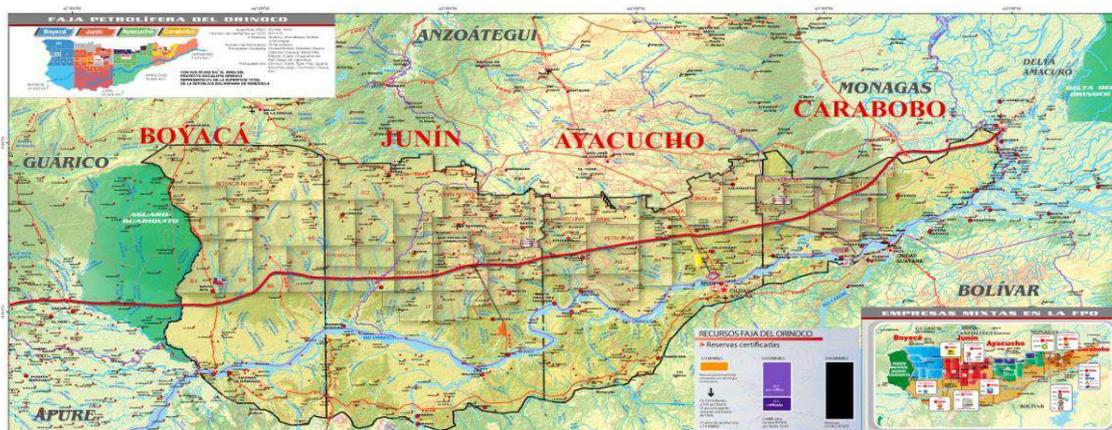


Figura 1. Áreas de la Faja Petrolífera del Orinoco

Fuente: Proyecto Socialista Orinoco, Departamento de Geomática

En el marco de la política de Plena Soberanía Petrolera y con la finalidad de poner fin al proceso de privatización de la industria petrolera venezolana, iniciado durante la década de los años 90, el 26 de febrero de 2007, el Gobierno de Venezuela dictó el Decreto N° 5.200, con rango, valor y fuerza de Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas, de

acuerdo con el cual, las asociaciones denominadas Petrolera Zuata, S.A., Sincrudos de Oriente, S.A., Petrolera Cerro Negro, S.A. y Petrolera Hamaca, C.A. deben transformarse en Empresas Mixtas, en las cuales la filial CVP, o alguna otra filial que se designe, mantenga no menos de 60% de participación accionaria, en concordancia con lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburo.

Es por ello, que partir del decreto dictado, PDVSA, mediante su filial CVP (Corporación Venezolana del Petróleo), destinada a “propósitos especiales”, para controlar y administrar todo lo concerniente a los negocios que se realizan con otras empresas petroleras de capital nacional o extranjero, pasa a crear las diferentes empresas mixtas para la explotación de la FPO, dentro de las cuales podemos mencionar: Petropiar S.A, Petrocedeño S.A, Petromiranda S.A, Petrocarabobo S.A, Petromacareo S.A, entre otras que están en constitución. (Ver figura 2)

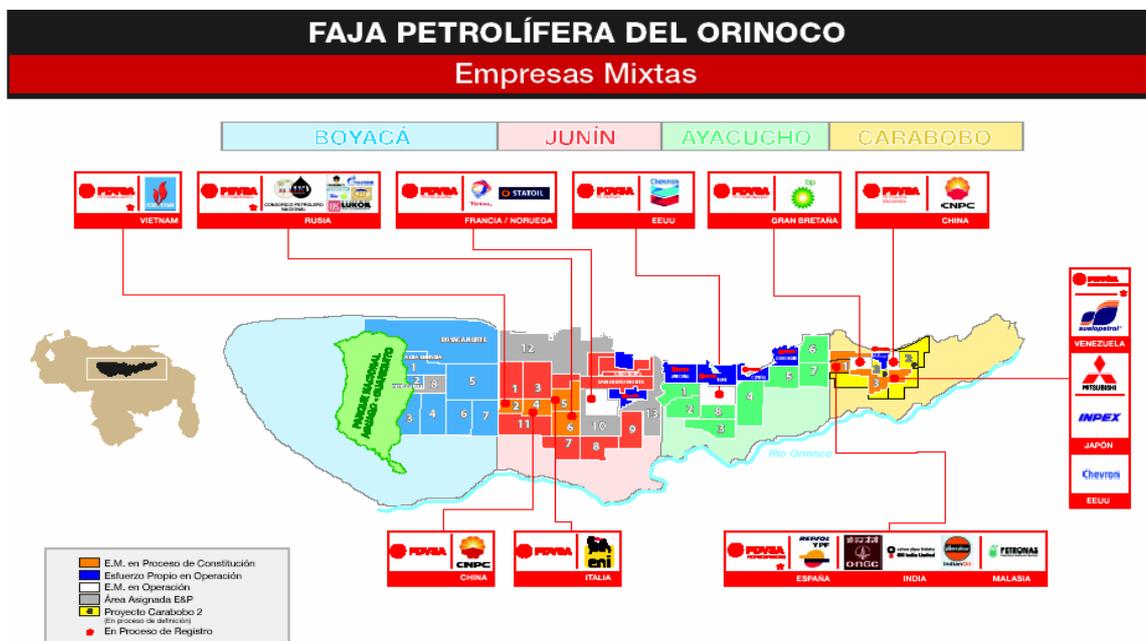


Figura 2. Ubicación de Empresas Mixtas
Fuente: Gerencia Técnica de Petromacareo S.A

La Empresa Mixta Petromacareo S.A, una de las empresas mixtas, nuevas, en planes de desarrollo, se constituyó legalmente el 02 de noviembre de 2010 con un porcentaje de participación 40% de la Republica Socialista de Vietnam a través de la operadora Petrovietnan (PVEP) y 60% de la Republica Bolivariana de Venezuela a través de la CVP, con duración de 25 años; prorrogable si fuese el caso, para desarrollar las reservas de la FPO, en el Bloque Junín 2 con una superficie de 247.77 km² (ver figura 3), ubicado en el estado Guárico (Municipios Infante, Socorro y Santa María de Ípire).

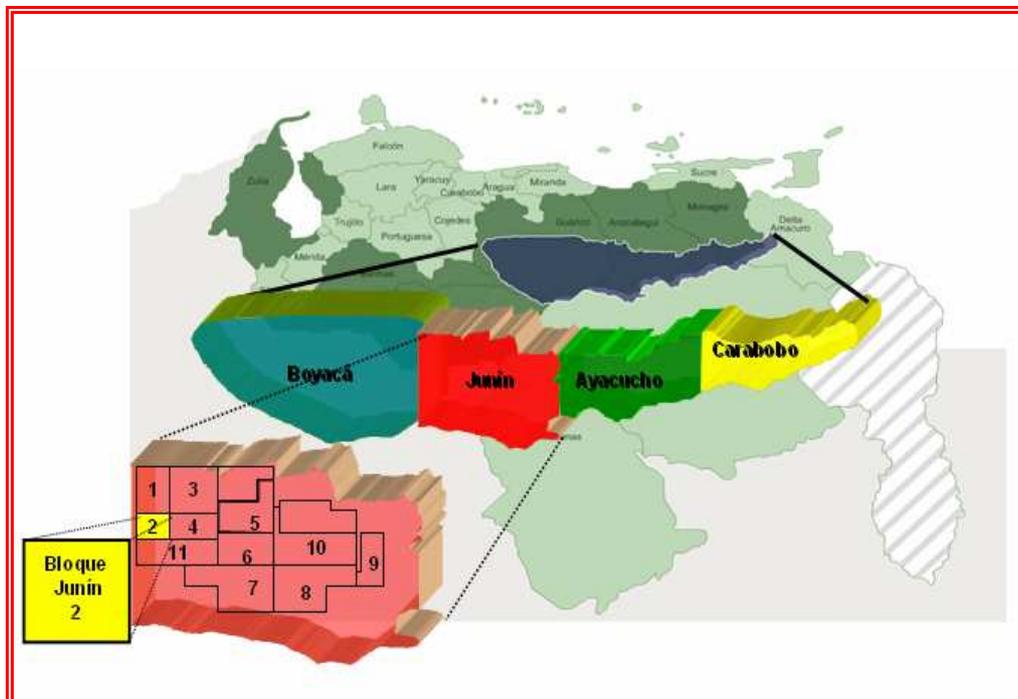


Figura 3. Área Junín, Subdivisión de Bloques, Bloque Junín 2

Fuente: Gerencia Técnica de Petromacareo S.A

Sede Administrativa de la Empresa

La sede administrativa de la Empresa Mixta Petromacareo S.A tiene su sede en las instalaciones del edificio CVP, ubicadas en Calle Aerocuar de Unare I, Puerto Ordaz, Estado Bolívar. Venezuela.

Misión

Realizar todas las actividades relacionadas con la ejecución del Proyecto Petromacareo en todas sus fases y el Desarrollo Social asociado, en armonía con el entorno, la seguridad, higiene y ambiente, cumpliendo con la normativa legal vigente a través del uso de tecnología de punta y de los más altos estándares de calidad para la recuperación de crudos pesados y su mejoramiento, mediante un equipo integrado por profesionales motivados al logro y alineados al negocio, para la producción de 200 MBD de crudo en la Faja Petrolífera del Orinoco durante un periodo de 25 años, con un POES de 35,1 MMBIs, maximizando la creación de valor para la Corporación y los intereses del país en el mediano plazo.

Visión

Ser una Empresa Mixta pionera, que asegure el cumplimiento de la nueva Geoestrategia Nacional de expansión multipolar de mercados y desarrollo del eje Llanero Orinoco- Apure, en la explotación y optimización de la producción de crudo pesados en la Faja del Orinoco y su Desarrollo Social Sustentable asociado, con un alto liderazgo en menor costo total minimizando precio por barril de crudo, esfuerzo de compra y costos de operación y mantenimiento.

Objetivos

(2012-2014) Fase I: Producción Temprana de 50 MBD

(2016-2024) Fase II: Producción Permanente, 200 MBD y construcción de Mejorador.

(2025-2035) **Fase III:** Implantación de Proyectos de Recuperación Secundaria. Desarrollar los Proyectos Sociales contemplados en el PSO para el Área Junín, de acuerdo al Plan Siembra Petrolera.

Alcance

- Explotación, perforación, producción y construcción de facilidades de superficie para Producción Permanente de 200 MBD de crudo.
- Construcción de un Mejorador, para obtener crudo sintético de 32° API.
- Aplicar oportunamente métodos probados y efectivos para recuperación secundaria.
- Fomentar el Desarrollo Endógeno Sustentable de la región, alineados al Proyecto Socialista Orinoco.

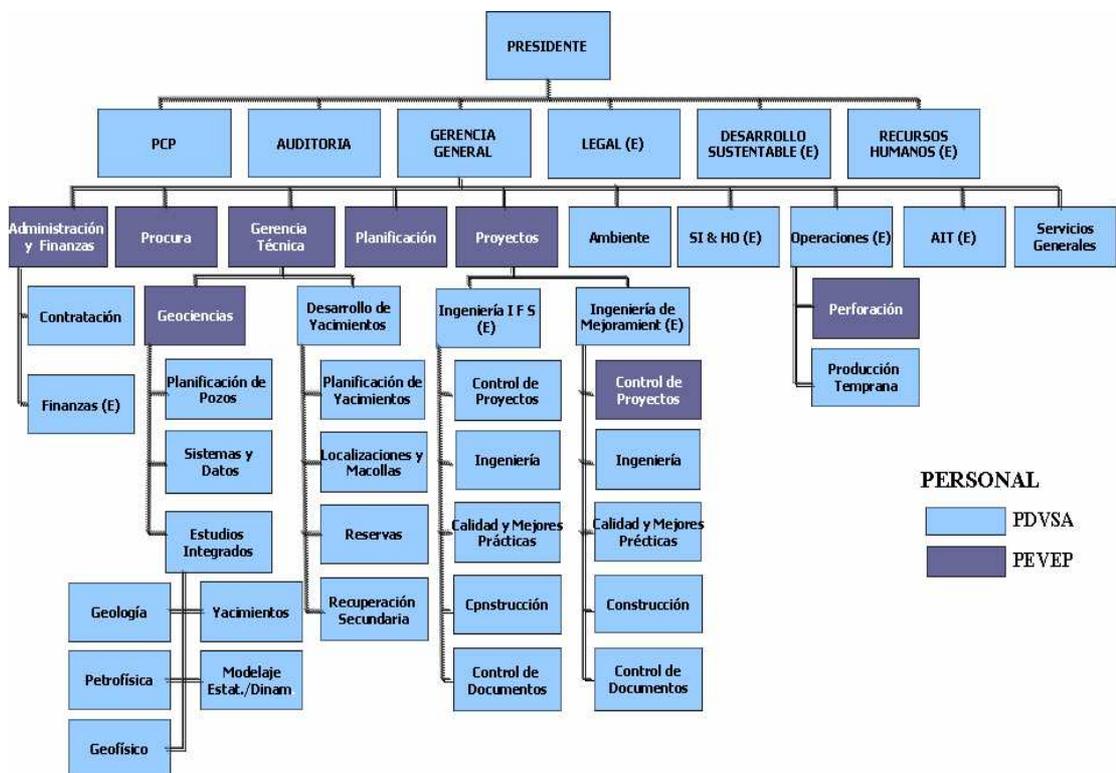


Figura 4. Estructura Organizativa General de la Empresa

Fuente: Gerencia Técnica

Descripción del Área de Pasantía

Gerencia técnica.

Es la Gerencia de la **EMPRESA MIXTA PETROMACAREO, S.A** adscrita a la División Junín y a la Dirección Ejecutiva De Producción de la Faja Petrolífera Del Orinoco encargada de todo lo relacionado al monitoreo, control, seguimiento y gestión de los yacimientos. Esta conformada por la Gerencia de Estudios Integrados y la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos. Desde esta gerencia se realizó la evaluación de tecnologías de tratamiento de agua para su reutilización en procesos de producción de crudos extrapesados de la FPO. Este departamento tiene dentro de sus premisas lo siguiente:

Misión.

Maximizar el rendimiento económico y la explotación racional de las reservas de hidrocarburos, mediante el estudio, caracterización, monitoreo, control, seguimiento y gestión de los yacimientos, aplicando tecnología de punta, a fin de generar y mantener el potencial de producción, asegurando la integridad física y el mejoramiento continuo del personal y los procesos, preservando la armonía con el medio ambiente, la soberanía tecnológica y el desarrollo socio-económico del pueblo venezolano.

Visión.

Ser un equipo social integrado, de alto desempeño técnico en el estudio y planificación para la explotación y producción de crudo y gas, aplicando tecnología de avanzada con la acción efectiva de un personal motivado, disciplinado y competente, comprometido con los criterios de

seguridad, higiene, ambiente, rentabilidad, calidad y solidaridad con las comunidades e incentivando la soberanía tecnológica.

Objetivos estratégicos.

- Establecer sistemas que permitan evaluar, mediante indicadores, el cumplimiento de metas establecidas de la gestión presupuestaria, volumétrica y de generación de la Gerencia Técnica.
- Generar y actualizar los modelos estáticos y dinámicos de los yacimientos, basados en estudios integrados, incluyendo el análisis de riesgo e incertidumbre.
- Administrar y drenar eficientemente las reservas de los yacimientos asociados al bloque Junín 2.
- Buscar e incorporar nuevas tecnologías y mejores prácticas que permitan incrementar el factor de recobro de los yacimientos.
- Incrementar la capacitación y motivación del personal, fortaleciendo la identificación con los valores éticos y morales de la Empresa Mixta Petromacareo, S.A
- Planificar escenarios de generación y mantenimiento de la producción de petróleo, gas, agua y consumo de diluyente.
- Asegurar la contratación a tiempo de servicios técnicos especializados.
- Minimizar costos operacionales.
- Maximizar el uso de los activos.
- Garantizar de manera eficaz y eficiente la ejecución del presupuesto, cumpliendo con los procedimientos, normas administrativas y financieras aplicables.
- Propiciar la participación de las comunidades cercanas al bloque Junín 2 mediante la inversión social y los programas de formación artesanal y certificación ocupacional.

CAPITULO III

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presenta las bases teóricas en las cuales se sustentan el presente trabajo referido a la evaluación de la viabilidad técnica - económica del uso de tecnologías de tratamiento de agua para su reutilización en procesos de producción de crudos extrapesados de la FPO. Se esboza un marco petrolero de modo general para que el lector tenga mejor noción de los factores estudiados, así como una breve descripción de los métodos de ingeniería para realizar evaluaciones técnicas y económicas de alternativas.

Antecedentes de la Investigación

Existen ciertos trabajos de investigación que tratan de la problemática del Manejo de aguas de producción a nivel internacional, al igual que estudios previos sobre la gestión del agua en Venezuela. Dichos trabajos fueron consultados para constatar qué avances existen, referentes al tema y poder usarlos como apoyo para la realización de esta investigación. Cabe destacar que dentro de la empresa no existen estudios previos sobre la aplicación de tecnologías de tratamiento de agua distinto al que normalmente se aplica para utilizar el agua en desarenado o lavado del petróleo, por así decirlo.

Uno de los trabajos consultados tiene por nombre Manejo de la Producción de agua: De Residuo a Recurso. Trabajo realizado por David Burnett, Jon Elphickcon (2004), con la colaboración del personal de investigación y empresas petroleras socias que trabajan con Richard Arnold, junto a las universidad Estatal de Nuevo Mexico, Farmintong, Nuevo Mexico, EUA; Michael Difilippo, Barkeley, California, EUA; Francois Groff, Houston Texas, Gred Ardí, Chevron Texaco, Sun Jian Ming, Shekou, China; y Wynand Hoorgebrugged, Inglaterra. El estudio fue realizado de manera descriptiva y evaluativa con el propósito de conocer las posibilidades de tratamiento de las aguas de producción para otros usos. En el estudio estiman la producción de agua tratada y la que puede ser rechazada, se describe el proceso físico y químico que debería hacerse para lograr lo que se quiere. Fueron elaborados registros del agua en yacimientos, sus propiedades, entre otras características. Este estudio es muy similar al estudio que se realiza y sirve de ayuda, con la diferencia de que nuestro fin es investigar las diferentes tecnologías aplicables existentes y evaluarlas desde un punto de vista técnica y económicamente.

Otro trabajo de investigación consultado, de donde se pudo tener una visualización del agua en nuestro país para un futuro previsible, lleva por nombre: Informe Nacional Sobre la Gestión del Agua en Venezuela, realizado por Gonzalez Angela (2000); trabajo en el que se estudia el comportamiento y manejo en porcentajes de los recursos hídricos, el agua potable y su saneamiento, incluyendo la estructura organizativa, análisis operacional, fuentes de financiamiento, sus fortalezas, debilidades, entre otras; por último, la situación esperada para los recursos hídricos en el año 2025. Este estudio de investigación nos brinda información acerca del consumo e importancia que adquirirá el agua a medida que pasa el tiempo. Por esa razón, sirve de apoyo y justificación para la iniciativa de evaluar en todos los aspectos la aplicación de tecnologías de tratamiento al agua producida en la extracción de petróleo.

Producción y Refinación

Las operaciones de la industria de los hidrocarburos se inician con la exploración para la localización de nuevos yacimiento de crudo o gas natural, una vez que se evalúan y definen, delinean los prospectos, se perforan los pozos correspondientes con el objeto de confirmar la presencia de petróleo o gas y determinar si las reservas justifican la explotación.

Exploración

El proceso de exploración consiste usualmente en una etapa inicial de revisión y elaboración de mapas y fotografías aéreas de la superficie de la tierra, seguida por levantamientos de campo e investigaciones espaciales sísmicas, gravimétricas y magnéticas para determinar la estructura del suelo.

Sistemas de Perforación

La mayoría de los pozos perforados en la industria de extracción de petróleo, se realizan para lograr un acceso a los depósitos de petróleo o de gas. No obstante, un determinado número de ellos, resulta perforado para obtener una información inicial, o profundos para detectar la capacidad de los depósitos.

Los sistemas más utilizados para la perforación de pozos son rotativos. Básicamente constan de: Maquinaria para hacer girar la broca de perforación, para aumentar la sección de los tubos de perforación al profundizar el pozo.

El fluido de perforación tiene las siguientes funciones más relevantes: refrigerar y lubricar la broca de perforación; controlar las presiones que pueda encontrar a su paso a través de diferentes formaciones; mantener la presión del pozo evitando la salida repentina al exterior de cualquier fluido existente en el subsuelo; y transportar a la superficie los residuos y muestras procedentes de la perforación estabilizando además las paredes del pozo.

El sistema de fluido (barro) de perforación se encuentra constituido por diferentes tanques para mezclar los distintos componentes, almacenar y tratar los fluidos; bombas para mandarlo a través de tuberías de perforación y de retorno a la superficie; y maquinaria para eliminar los cortes, trozos y el gas de los fluidos una vez terminados.

Los componentes básicos del barro son: arcilla de bentonita para aumentar la viscosidad y formar una gelatina; sulfato bórico como agente para incrementar el peso, y soda cáustica para aumentar el PH y controlar la viscosidad. Algunos barros poseen una base de agua, mientras que otros tienen una base aceitosa, siendo estos últimos utilizados en situaciones especiales y presentando un mayor peligro contaminante.

Al finalizar la perforación y acondicionamiento de los pozos, se inicia la producción de crudo y gas natural. El control de la producción es efectuado, cuando el petróleo y el gas fluyen de forma natural-producción primaria, a través de un conjunto de válvulas de alta presión y bridas conocidas como árbol de navidad.

A medida que se va agotando el crudo extraído de forma natural, se requiere ayuda la explotación con bombeos y con inyección de agua y gas. (Recuperación secundaria)

Sistemas de Producción

El petróleo bruto, gas natural y líquidos volátiles se obtienen usualmente desde depósitos geológicos sacándolos a la superficie de la tierra a través de una perforación profunda. Generalmente, el fluido obtenido de los depósitos de petróleo, consiste en una mezcla de petróleo, gas natural, agua salada o salmuera, contenido tanto sólidos disueltos como en suspensión. Los pozos de gas pueden producir gas húmedo o gas seco, pero además en el gas seco, normalmente se obtienen cantidades variables de hidrocarburos líquidos ligeros y de agua salada. Esta agua también contiene sólidos en suspensión y disueltos; se encuentra contaminada por hidrocarburos.

El petróleo puede tener propiedades físicas y químicas muy variables, siendo la densidad y viscosidad las más importantes.

En los pozos de petróleo, la energía requerida para elevar los fluidos hasta la parte superior del pozo, se puede obtener por la presión natural de la formación o mediante una serie de operaciones realizadas desde la superficie, los métodos más comunes de suministrar energía para extraer petróleo son: inyectar fluidos (normalmente agua o gas) en el depósito para mantener la presión que de otra manera bajaría durante la extracción; inyectar gas en la corriente que sale del pozo para hacer más ligera la columna de fluidos en el pozo; y utilizar varios tipos de bombas en el mismo pozo.

Una vez en la superficie, los diferentes constituyentes de los fluidos producidos desde los pozos de petróleo y gas son separados: gas de los líquidos, aceites del agua y sólidos de los líquidos, los constituyentes que se pueden vender, normalmente los gases y el petróleo, se retiran de la zona de producción y los residuos, generalmente salmuera y sólidos, se eliminan luego de un tratamiento. En esta etapa los gases aún pueden

contener cantidades importantes de hidrocarburos líquidos, y suelen ser tratados para su separación, en las plantas de gas.

El gas, petróleo y agua se separan en varias etapas. El crudo proveniente de los separadores agua-aceite, posee un contenido en agua y sedimentos los suficientemente bajos (inferior a un 2%) para su venta. La mezcla de agua-sólidos producida contiene una elevada cantidad de aceites para ser vertida al terreno, a ríos o al mar.

Las aguas provenientes de la última etapa del proceso de separación poseen altos de ppm. Existen dos procedimientos para su eliminación: tratamiento vertido a las aguas superficiales e inyección en una formación del subsuelo adecuada.

Se suelen utilizar varios sistemas de inyección. Uno consiste en inyectar el agua en los depósitos geológicos para mantener la presión y estabilizar sus condiciones. Otro sistema, conocido como inundación, consiste en inyectar el agua en el depósito de manera tal que desplace el crudo hacia los pozos de producción. Este proceso es uno de los métodos de producción secundaria. Sucesivas inundaciones aumentan la producción.

Descripción de Actividades del Manejo de Aguas de Producción.

Según Norma PDVSA 01- 02- 04

Generalidades.

- Durante todas las etapas del manejo de las aguas de producción se debe diseñar, implantar y mantener las medidas preventivas necesarias para evitar derrames de aguas de producción fuera de especificación al ambiente.

- El agua de producción debe ser recolectada, caracterizada, tratada y dispuesta de acuerdo con lo establecido en la legislación ambiental vigente y en la presente norma. (ver figura 5)
- Se debe mantener la integridad mecánica de toda instalación y el equipo necesario para el manejo de aguas de producción, a través de un plan de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, según lo indicado en la Norma PDVSA IR-S-14.
- Se debe registrar, en el libro o bitácora de operaciones, la información generada del control de funcionamiento de los sistemas de tratamiento de aguas de producción.

Según la Norma de PDVSA PDVSA 01- 02- 04 el agua de producción se le da una caracterización y clasificación según parámetros que se basan en la salinidad y compuestos orgánicos disueltos, (ver tabla 2)

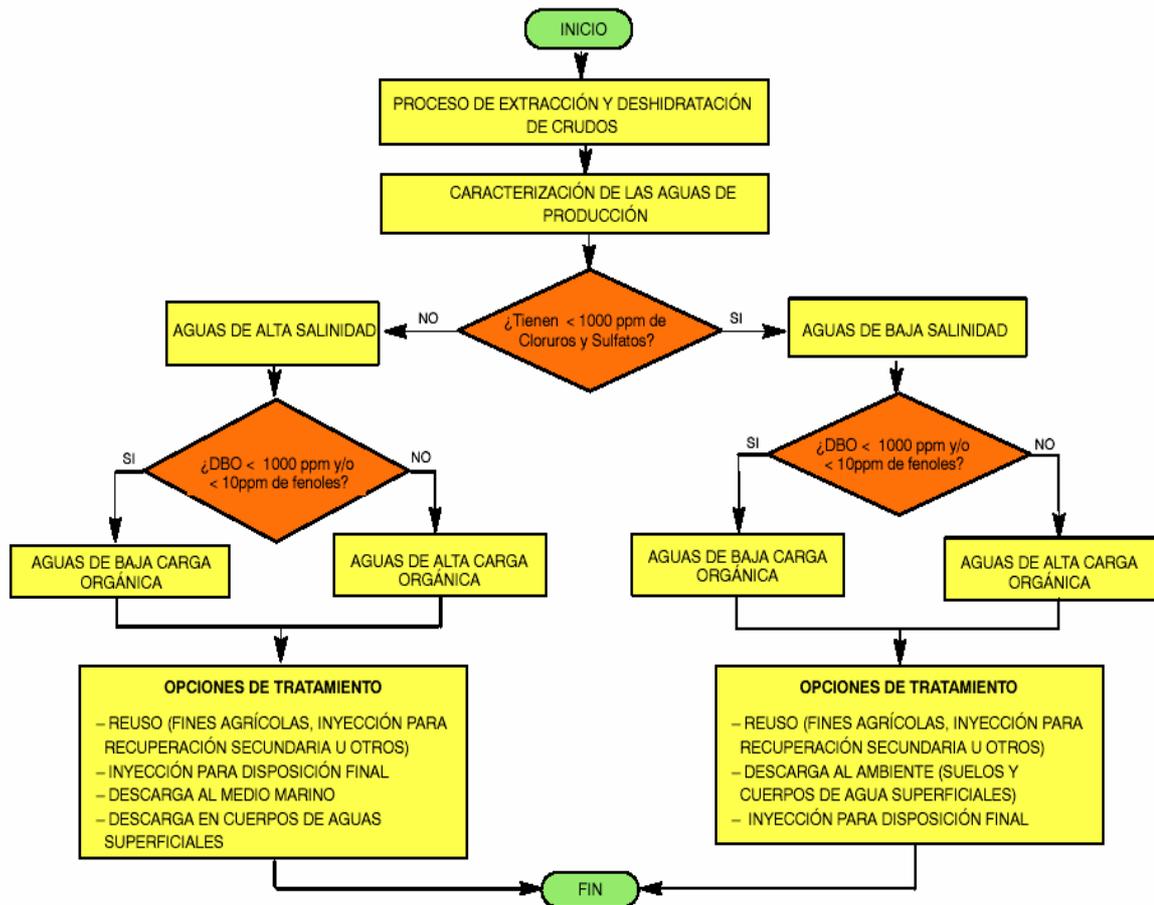
Baja salinidad	Contenido de Cloruros o Sulfatos <1000 ppm
Alta salinidad	Contenido de Cloruros o Sulfatos >1000 ppm
Baja carga orgánica	Contenido de la Demanda Química de Oxígeno (DQO) < 1000 ppm y/o 10 ppm de fenoles
Alta carga orgánica	Contenido de la Demanda Química de Oxígeno (DQO) >1000 ppm y/o 10 ppm de fenoles.

Tabla 2. Clasificación según parámetros de salinidad y compuestos orgánicos disueltos.

Fuente: Elaboración propia

Para el estudio de investigación, se tiene a favor lo escrito en la Norma PDVSA 01- 02- 04 que recomienda considerar el reuso como opción de disposición final de aguas de producción, así como también la norma sugiere evaluar opciones ambientalmente amigables, expresando claramente que "...se debe establecer el tratamiento necesario para su disposición final que, permita el cumplimiento de la

legislación ambiental vigente y de la presente norma, asegurando la protección del ambiente” (Pag.10. 2008). Debe existir una mejor relación ambiente-beneficio, y tomar como importante los aspectos sociales de dicha labor.



DBO: DEMANDA QUÍMICA DE OXÍGENO

Figura 5. Flujograma General para el manejo de las Aguas de Producción

Fuente: Norma PDVSA “Manejo de Aguas de Producción” MA 01-02-04.

Dentro de la industria petrolera existen ciertos requerimientos de Tratamiento de las Aguas de Producción para que éstas puedan ser reusadas, en el caso, que generalmente suelen usar en la industria

petrolera, de ser empleada en Inyección para recuperación secundaria, se debe tomar en cuenta consideraciones técnicas y asegurar la calidad del agua. En primera instancia se tiene el tamaño de las partículas existentes en el agua, ya que de acuerdo a éste y el tamaño de los poros de la formación, la inyección puede resultar desfavorecida y ocurrir taponamiento, retrasándose el proceso de inyección.

De acuerdo a las Normas PDVSA Intevep, se establecen los parámetros físico-químicos del agua para inyección en recuperación de crudo y se muestran en forma de resumen. (Ver tabla 3)

Parámetros Físico-químicos	Límites
Tamaño de partícula	$\leq 1/7 \Theta$
Contenido de crudo	$\leq 10 \text{ mg/L}$
Sólidos suspendidos	$\leq 10 \text{ mg/L}$
Oxígeno disuelto	$\leq 0,02 \text{ mg/L}$
Bacterias totales	$\leq 1000 \text{ UFC/ml}$
Bacterias Sulfatoredutoras	0

Tabla 3. Parámetros físico-químicos para inyección en Recuperación Secundaria
Fuente: Elaboración propia

Lineamientos Financieros para Evaluar Proyectos de Inversión

De acuerdo al objetivo del estudio de investigación, de conocer la posibilidad de aplicación de tratamientos a las aguas de producción, es importante saber que la evaluación económica de proyectos de inversión constituye un medio muy importante para ayudar a tomar mejores decisiones de inversión a las empresas.

La formulación de proyectos de inversión en los programas de desarrollo de cada empresa, debe responder a necesidades reales. La asignación de los recursos financieros para acometer estos proyectos debe responder a una jerarquización económica de los mismos, con el

objetivo principal de buscar maximizar el Valor Presente Neto a los accionistas. Para ello las empresas deben elaborar Evaluaciones de Factibilidad técnica y Económica y realizar el plan de inversiones, mediante la aplicación de estrictos criterios de rentabilidad, los cuales deben incluir la Eficiencia de Inversión (E.I.), el Valor Presente Neto (VPN), el Tiempo de Pago (TP) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Las diferentes inversiones deben tener la evaluación económica de los proyectos siguiendo lineamientos financieros, y clasificándolas de acuerdo a su objetivo y avance.

Estudio de factibilidad.

Es la disponibilidad de los recursos necesarios para llevar a cabo los objetivos o metas señalados”. La factibilidad se apoya en 3 aspectos básicos:

- Operativo.
- Técnico.
- Económico.

El éxito de un proyecto está determinado por el grado de factibilidad que se presente en cada una de los tres aspectos anteriores.

Sirve para recopilar datos relevantes sobre el desarrollo de un proyecto y en base a ello tomar la mejor decisión, si procede su estudio, desarrollo o implementación.

El informe de factibilidad es la culminación de la formulación de un proyecto, y constituye la base de la decisión respecto de su ejecución. Sirve a quienes promueven el proyecto, a las instituciones financieras, a los responsables de la implementación económica global, regional y sectorial.

Recursos de los estudios de factibilidad.

La determinación de los recursos para un estudio de factibilidad sigue el mismo patrón considerado por los objetivos visto anteriormente, el cual deberá revisarse y evaluarse si se llega a realizar un proyecto. Estos recursos se analizan en función de tres aspectos:

- Operativos
- Técnicos
- Económicos

Factibilidad operativa.

Se refiere a todos aquellos aspectos donde interviene algún tipo de actividad (procesos), depende de los recursos humanos que participan durante la operación del proyecto. Durante esta etapa se identifican todas aquellas actividades que son necesarias para lograr el objetivo y se evalúa y determina todo lo necesario para llevarlo a cabo.

Factibilidad técnica.

Se refiere a los recursos necesarios como herramientas, conocimientos, habilidades, experiencia, etc., que son necesarios para efectuar las actividades o procesos que requiere el proyecto. Generalmente nos referimos a elementos tangibles (medibles). El proyecto debe considerar si los recursos técnicos actuales son suficientes o deben completarse.

Factibilidad económica.

Se refiere a los recursos económicos y financieros necesarios para desarrollar o llevar a cabo las actividades o procesos y/o para obtener los recursos básicos que deben considerarse son el costo del tiempo, el costo de la realización y el costo de adquirir nuevos recursos. Generalmente la factibilidad económica es el elemento más importante ya que a través de

él se solventan las demás carencias de otros recursos, es lo más difícil de conseguir y requiere de actividades adicionales cuando no posee.

Evaluación de Alternativas de Inversión: Análisis Matemático y Financiero de Proyectos

La evaluación de proyectos por medio de métodos matemáticos - financieros es una herramienta de gran utilidad para la toma de decisiones por parte de los administradores financieros, ya que un análisis que se anticipe al futuro puede evitar posibles desviaciones y problemas en el largo plazo.

La aceptación o rechazo de un proyecto de en el cual la empresa planea invertir, depende de la utilidad que este brinde proporcione en un futuro frente a los ingresos y a las tasas de interés con las que se evalúen.

Los principales índices de rentabilidad que se utilizan para medir la bondad de un proyecto son:

- **VPN:** Valor Presente Neto.
- **CAUE:** Costo Anual Uniforme Equivalente.
- **VPNI:** Valor Presente Neto Incremento.
- **TIR:** Tasa Interna de Retorno.
- **TIRI:** Tasa Interna de Retorno Incremental.
- **B/C:** Relación Beneficio Costo.
- **PR:** Período de Recuperación.
- **CC:** Costo Capitalizado.

Todos y cada uno de estos índices de rentabilidad deben conducir a tomar idénticas decisiones económicas, lo única diferencia que se presenta es la metodología por la cual se llega al valor final, por ello es sumamente importante tener las bases matemáticas muy claras para su aplicación.

En ocasiones utilizando una metodología se toma una decisión; pero si se utiliza otra y la decisión es contradictoria, es porque no se ha hecho una correcta utilización de los índices.

Método del valor presente neto (VPN).

El método del Valor Presente Neto es muy utilizado por dos razones, “la primera porque es de muy fácil aplicación y la segunda porque todos los ingresos y egresos futuros se transforman a bolívares de hoy y así puede verse, fácilmente, si los ingresos son mayores que los egresos” (Blank y Tarquin, 1999, pag.61).

$$VPN = -P + \sum_1^n \frac{FNE}{(1 + TMAR)^n} + \frac{VS}{(1 + TMAR)^n}$$

Dónde:

P = Inversión Inicial.

FNE = Flujo Neto de Efectivo del periodo n.

VS = Valor de Salvamento al final de periodo n.

TMAR = Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento o tasa de descuento que se aplica para llevar a valor presente los FNE y el VS.

Cuando el Valor Presente Neto es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el Valor Presente Neto es mayor que cero se presenta una ganancia. Cuando el Valor Presente Neto es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente.

VPN

> 0 Aceptación

< 0 Rechazo

= 0 Indiferencia

La condición indispensable para comparar alternativas es que siempre se tome en la comparación igual número de años, pero si el tiempo de

cada uno es diferente, se debe tomar como base el mínimo común múltiplo de los años de cada alternativa.

Por lo general el Valor Presente Neto disminuye a medida que aumenta la tasa de interés.

En consecuencia para el mismo proyecto puede presentarse que a una cierta tasa de interés, el Valor Presente Neto puede variar significativamente, hasta el punto de llegar a rechazarlo o aceptarlo según sea el caso.

Comparación de diferentes alternativas de inversión.

La base para realizar la comparación de varias alternativas es la vida útil del proyecto (horizonte de evaluación), presentándose comúnmente dos casos:

- Alternativas con vidas útiles iguales.
- Alternativas con vidas útiles diferentes.

Metodología de comparación.

Se debe calcular el valor presente neto de las alternativas.

Si las alternativas tienen comportamientos iguales, se denominan alternativas de igual servicio y los ingresos anuales tienen el mismo valor numérico. En este caso el flujo de caja incluirá sólo desembolsos, por lo que no se considera el signo menos de los egresos; y la alternativa a seleccionar será aquella que tenga menor valor presente neto.

Si deben considerarse ingresos y egresos, en el cálculo del valor presente neto se tomará en cuenta la convención de signos (menos para la inversión y los desembolsos y más para los ingresos); y la alterativa a seleccionar será aquella que presente mayor valor presente neto.

Plan de Acción

Un plan de acción es un tipo de plan que prioriza las iniciativas más importantes para cumplir con ciertos objetivos y metas. De esta manera, un plan de acción se constituye como una especie de guía que brinda un marco o una estructura a la hora de llevar a cabo un proyecto.

Dentro de una empresa, un plan de acción puede involucrar a distintos departamentos y áreas. El plan establece quiénes serán los responsables que se encargarán de su cumplimiento en tiempo y forma. Por lo general, también incluye algún mecanismo o método de seguimiento y control, para que estos responsables puedan analizar si las acciones siguen el camino correcto.

El plan de acción propone una forma de alcanzar los objetivos estratégicos que ya fueron establecidos con anterioridad. Supone el paso previo a la ejecución efectiva de una idea o propuesta.

Estos planes no sólo deben incluir qué cosas quieren hacerse y cómo; también deben considerar las posibles restricciones, las consecuencias de las acciones y las futuras revisiones que puedan ser necesarias.

El control del plan de acción tiene que realizarse tanto durante su desarrollo como al final. Al realizar un control en medio del plan, el responsable tiene la oportunidad de corregir las cuestiones que no están saliendo de acuerdo a lo esperado. En cuanto al control tras su finalización, el objetivo es establecer un balance y confirmar si los objetivos planeados han sido cumplidos.

Glosario de Términos

Acuífero

Es el sistema constituido por una roca almacén que permite la infiltración del agua subterránea y, debido a su configuración estratigráfica o estructural, es capaz de almacenarla en grandes cantidades.

Acuífero Aprovechable

Es un acuífero que contenga una cantidad importante de agua de buena calidad (tipo 1 y 2, Decreto No. 883), cuya configuración geológica haga factible su explotación.

Acuífero No Aprovechable

Es un acuífero cuya calidad no permite su aprovechamiento para consumo humano o actividades agropecuarias de modo económicamente viable (Decreto No. 883).

Agua Connata

Agua atrapada en los poros de una roca durante su sedimentación. Su composición química puede cambiar a lo largo de la historia de la roca y puede ser más densa o salina que el agua marina. Sinónimo agua fósil. Cf. agua intersticial.

Agua de Producción

Es el agua que se extrae junto al crudo en las operaciones de producción de un yacimiento con acuíferos asociados, separada en superficie mediante el proceso de deshidratación. Presentan una composición química variable incluyendo sales, metales pesados, hidrocarburos y otros compuestos orgánicos disueltos. La producción de agua tiene un alto impacto en la factibilidad del desarrollo del campo.

Agua Dulce

Es el agua natural con una baja concentración de sales generalmente considerada adecuada para emplearse, previo tratamiento, como agua potable. [< 500 ppm].

Agua Intersticial

Agua que se encuentra en los poros o intersticios de la roca y no está asociada, específicamente, al momento de su sedimentación. Sin. agua de formación, agua intraformacional.

Agua Salobre

Es el agua que tiene una concentración de sales mayor que el agua dulce y menor que la salina [500 – 3.000 ppm].

Aguas Servidas

Son las aguas utilizadas o residuales provenientes de una comunidad, industria, granja u otro establecimiento, con contenido de materiales disueltos o suspendidos.

Agua Subterránea

Es el agua en el subsuelo por debajo del nivel freático, retenida en los poros de las rocas, puede ser connata, freática, proveniente de fuentes meteóricas por infiltración o asociada a procesos ígneos hidrotermales.

Arena de Producción

Es el material de la matriz de la arenisca, generalmente poco consolidada, que constituye la roca almacén del yacimiento en producción y migra debido al flujo de fluidos.

Biocida

Es un agente químico empleado para eliminar las bacterias en un fluido.

Campo

Es el área de explotación de un yacimiento o una sucesión de yacimientos de hidrocarburos en el subsuelo. El término tiene implicaciones operacionales y económicas. Un campo se puede desarrollar por medio de la perforación de un conjunto de pozos.

Efluente

Referido a cualquier líquido que emana de un cuerpo de agua o de un proceso industrial, incluyendo las plantas de tratamiento. e.g., aguas servidas, aguas de enfriamiento o refrigerantes, aguas generadas en la deshidratación de crudos. Ver vertido líquido.

Fluido de Perforación

Es la mezcla circulante de arcilla, agua o aceite, productos químicos y agentes densificantes que se utiliza en las operaciones de pozos (perforación, rehabilitación o completación) con la finalidad de limpiar, acondicionar el hoyo, lubricar y enfriar la mecha, retirar y transportar los ripios a la superficie, evitar el derrumbe de las paredes del hoyo y controlar el flujo ascendente de los fluidos contenidos en las rocas, como agua, crudo o gas.

Fluido de Perforación Agotado (Gastado)

Fluido de perforación que ha perdido sus propiedades para ser reutilizado y debe ser eliminado o dispuesto.

Formación

Es la unidad litostratigráfica formal fundamental. Se puede componer por uno o varios tipos de rocas sedimentarias o metamórficas estratiformes que individualmente podrían constituir unidades menores llamadas miembros. Nota: se debe diferenciar de los términos capa, estrato, unidad o roca receptora, ya que no es sinónimo de "roca sedimentaria".

Generador de Desechos Peligrosos

Es la persona natural o jurídica que desarrolla una actividad que genera desechos peligrosos.

Inyección de Agua

Es la operación para presurizar y desplazar hidrocarburos hacia los pozos de producción por empuje hidráulico || Técnica para recarga artificial de acuíferos.

Inyección Subterránea de Desechos (ISD)

Es el proceso de infiltración de una suspensión que puede estar compuesta por una fase fluida continua y una fase sólida dispersa en una roca receptora, bien sea a través de sus poros (con alta permeabilidad) o por medio del fracturamiento hidráulico si se trata de rocas poco permeables. Debido a implicaciones geomecánicas la profundidad mínima del proceso se encuentra aproximadamente a los 500 m. **Nota: este término sustituye las expresiones «inyección profunda», «inyección subfractura», «reinyección de ripios» y «almacenamiento de desechos en formaciones geológicas profundas».

Pozo de Observación

Referido a cualquier pozo que se perfora o habilita para el proceso de seguimiento de la calidad ambiental, particularmente de las aguas subterráneas, como punto de muestreo. Nota: sustituye la expresión «pozo monitor».

Pozo ISD

Es un pozo que se emplea para la inyección de suspensiones o efluentes. Puede ser exclusivo, simultáneo, múltiple o recuperado de abandono. Nota: sustituye el término «macroinyector» y la expresión «pozo disposal».

Pozo Exclusivo

Es un pozo que se perfora y completa exclusivamente para procesos ISD. Nota: sustituye la expresión «pozo dedicado».

Presión Hidrostática

Es el esfuerzo ejercido por el peso de la columna de fluido que llena el volumen del pozo.

Ppm

Partículas por millón

Radio de Seguridad

Es la distancia horizontal máxima, respecto al pozo inyector, hasta donde se estima la influencia del proceso ISD en la roca receptora.

Recuperación mejorada

Son los métodos por medio de los cuales un yacimiento, esencialmente agotado, se restaura a su estado de producción. Uso de aguas de producción en los yacimientos para empuje hidráulico o desplazamiento de hidrocarburos que mejoran o incrementan la cantidad explotada. Inyección de fluidos de fuentes externas para reestablecer la energía del yacimiento y mover las reservas secundarias previamente no movibles. Cf. levantamiento artificial.

Roca Almacén

Unidad Litológica del subsuelo con suficiente porosidad efectiva y permeabilidad para almacenar y conducir fluidos. Normalmente, son sedimentarias. Constituyen el núcleo de los yacimientos de hidrocarburos, la roca portante de los acuíferos o la roca receptora en procesos de ISD. Nota: sustituye al término «reservorio».

Salmuera

Es un agua saturada con una sal o cercana a su punto de saturación, normalmente cloruro de sodio [>5.000 ppm]. Sirven para minimizar el potencial reactivo del agua y las arcillas, durante la perforación.

Sólidos Disueltos (SD)

Cantidad de compuestos disueltos en el agua, fundamentalmente sales, CaCO_3 , NaCl , KCl , CaMgCO_3 . Nota: sustituye la expresión «sólidos disueltos totales».

Sólidos Suspendidos (SS)

Cantidad de partículas suspendidas en el agua, e.g., arcillas, limos, plancton, desechos orgánicos, precipitados inorgánicos; que pueden ser filtradas y pueden asentarse en la columna de agua o en el fondo de corrientes cuando las velocidades son bajas.

Sólidos Totales (ST)

Se refiere a la suma de los sólidos en suspensión y los sólidos disueltos en un medio acuoso.

Suspensión

Es la mezcla para ISD, compuesta fundamentalmente por desechos, con una fase continua (fluida) y una fase dispersa (sólida), que puede incluir aditivos químicos para su estabilización. Nota: sustituye el término «lechada».

Taponamiento

Procedimiento operacional en el abandono de pozos por medio del cual se realiza su cierre permanente. Nota: sustituye el término «plugging».

Vertido Líquido

Descarga de aguas residuales que se hace directa o indirectamente en cauces superficiales, directa sobre el suelo o por inyección en el subsuelo, hacia redes de recolección de aguas servidas o al medio costero, marino o submarino.

Yacimiento

Unidad litológica porosa y permeable que contiene hidrocarburos aprovechables bien sea crudo, gas o ambos; cubierta por un sello y equivalente a roca almacén.

Un yacimiento puede constituir uno o varios campos y se explota por medio de la perforación de uno o varios pozos. El cierre de un pozo no implica el abandono del yacimiento. Nota: sustituye el término «reservorio».

CAPÍTULO IV

DISEÑO METODOLÓGICO

Tipo de Investigación

Esta investigación se considera de varios tipos según el contexto:

Según su finalidad.

La investigación es aplicada ya que suele dar respuesta efectiva y fundamentada a un problema detectado, descritoanalizado y analizado descrito. La investigación aplicada concentra su atención en las posibilidades fácticas de llevar a la práctica las teorías generales, y destina sus esfuerzos a resolver los problemas y necesidades que se plantean los hombres en sociedad en un corto, mediano o largo plazo.

Según el nivel de profundidad.

Es de tipo descriptivo, pues se busca información acerca de las características de procesos de tratamiento tecnológicos de las aguas de producción, describir y analizar sus implicaciones, que permitan realizar las actividades propuestas. Es también una investigación evaluativa y comparativa, puesto que una vez conocidos y descritos las alternativas de tratamientos tecnológicos se evaluarán para compararlas y determinar la más factible técnica y económicamente.

Según el lugar y forma de obtención de datos.

Es de tipo documental, ya que se realiza, como su nombre lo indica, apoyándose en fuentes de carácter documental, esto es, en documentos de cualquier especie. Franklin (1997) define la investigación documental aplicada a la organización de empresas como una técnica de investigación en la que “se deben seleccionar y analizar aquellos escritos que contienen datos de interés relacionados con el estudio...,” (p. 13). De igual forma pasa a ser una investigación de campo no experimental, porque se apoya en informaciones que provienen entre otras, de entrevistas, cuestionarios, encuestas y observaciones en lugares donde han ocurrido los hechos y no son modificables. Es muy bien compatible desarrollar este tipo de investigación junto a la investigación de carácter documental, se recomienda que primero se consulten las fuentes de carácter documental, a fin de evitar una duplicidad de trabajos, pudiendo basarnos en ellos sólo como antecedentes del objeto de investigación.

Técnicas o Instrumentos de Recolección de Datos

El trabajo realizado es en gran parte de tipo documental, ya que mucha de la información requerida es facilitada por la empresa. La recopilación de los datos pertinentes para la investigación se ha obtenido implementando las siguientes técnicas de recolección de datos:

- ✓ Datos secundarios (recolectados por otros investigadores): Debido a que las descripciones de los procesos de manejo de aguas de producción se encuentran en manuales pertenecientes a PDVSA y en documentos pertenecientes a otras empresas e investigadores. Indiscutiblemente esta revisión de documentos es indispensable llevarla a cabo para lograr la compilación de información apropiada para realizar las respectivas evaluaciones.

- ✓ Entrevistas: Para la recolección de información más detallada y ciertas aclaraciones se estarán elaborando entrevistas no estructuradas. Entrevistas realizadas a personal que conoce sobre el proces empleado en PDVSA, como también a personas expertas en la materia, que forman parte de ciertas empresas de tratamientos de agua.

Población y Muestra

La Población de este estudio, para la obtención de información, estuvo conformada por todo el conjunto de tecnologías existentes para el tratamiento de aguas, incluyendo el proceso tradicional empleado por PDVSA; mientras que la Muestra seleccionada fue la tecnología de tratamiento de agua que se adaptó a los requerimientos establecidos por la Ley del Ambiente y PDVSA, en conjunto con el tratamiento que planean emplear Petromacareo en las operaciones de producción.

Procedimiento Metodológico

Para el logro del objetivo principal del estudio de investigación se contó con la planificación de menores objetivos, a corto plazo, juntos con ellos el desarrollo de ciertas actividades, las cuales determinaron el éxito del objetivo mayor y del proyecto.

Cada uno de los objetivos de la investigación, junto al procedimiento que se llevó a cabo, se presenta a continuación:

- Evaluar el esquema convencional de manejo de agua de procesos de producción de crudos extrapesados.

Este primer objetivo específico se basó en actividades como la recopilación de la información del proceso que se plantea llevar a cabo en la empresa con respecto al manejo de aguas de producción, del plan actual y de antecedentes en PDVSA. Para esta actividad la información fue tomada de manuales pertenecientes a la empresa, al igual que de entrevistas no estructuradas con personal que ha trabajado en áreas anteriormente, de manejo de aguas de producción. La información fue almacenada de manera sucesiva, de forma mecánica (computadora), aplicándosele un análisis lógico descriptivo de los documentos y así entender el sistema que suele establecerse.

- Estimar volúmenes de consumo de agua fresca en procesos de producción primaria y secundaria de crudos extrapesados y comparar con volúmenes estimados de producción de agua de la Empresa Mixta Petromacareo.

Se realizaron estimaciones de los volúmenes de agua empleados en los procesos de producción, tanto en perforación como en la recuperación secundaria, incluyendo también el consumo de agua per cápita en las instalaciones, mediante revisiones, análisis de documentales y reportes de otros distritos tomados como base para esta investigación, al igual que información obtenida mediante entrevistas no estructuradas con personal de la localidad. Por otra parte, se estimaron los volúmenes de producción de agua de la Empresa Mixta Petromacareo mediante la extracción de crudo, con la finalidad de alguna u otra forma justificar la aplicación de tecnologías de tratamiento, y establecer comparaciones entre la producción y la demanda de agua. Se tomó en cuenta el volumen de producción de agua de pozos perforados en las cercanías del Bloque Junin 2.

- Evaluar técnicamente los sistemas existentes de tratamiento de agua que cumplan con los parámetros definidos en el Decreto # 883 de La Ley Penal del Ambiente.

La actividad principal constó de investigaciones usando todos los medios posibles, revisión de documentos, estudio de casos, entrevistas no estructuradas, dentro y fuera de la empresa, tanto en el ámbito nacional como internacional; se le hizo un análisis cualitativo y técnico a la información recabada. Se realizaron entrevistas no estructuradas con empresas de tratamientos de aguas y consultas vía web para conocer su sistema de producción, equipos, entre otros; y sus experiencias en el tratamiento de aguas de producción petrolera.

- Determinar las inversiones y costos asociados de los sistemas analizados.

Una vez conocidos los sistemas de tratamientos de aguas existentes, que cumplan con las condiciones definidas en el decreto N° 883, al igual que se sean capaz de generar un agua con las características requeridas para los fines propuestos, se pasó a obtener información referente a los costos de adquisición de los sistemas de tratamientos de aguas, la forma en que pueden prestar sus servicios, mediante alquiler o la compra de equipos, costo inicial; los costos de instalación, operación y mantenimiento. Cabe destacar, que fue también investigado el costo que acarrea la construcción de pozos para inyección, puesto que el exceso de agua producida es inyectado a mantos no aprovechables por esa vía.

- Evaluar económicamente los sistemas de tratamientos de aguas analizados conjunto a los costos del esquema tradicional de tratamiento.

La siguiente etapa en la consecución del éxito del estudio de investigación, constó de la realización de evaluaciones económicas a las alternativas de tratamiento de aguas, incluyendo el uso que se tiene previsto en el plan de Petromacareo, que fueron analizadas y clasificadas según cumplimiento de los parámetros exigidos en la calidad del agua, información que ya ha sido recopilada previamente. Este tipo de análisis fue cuantitativo, puesto que se aplicó un método basado en el indicador económico valor presente neto con la finalidad de determinar que sistema es más rentable desde este punto de vista.

- Establecer comparaciones de impactos ambientales entre las tecnologías estudiadas y el proceso tradicional de tratamiento de agua de producción.

Cada sistema de tratamiento de agua, debe estudiarse más allá de su capacidad de producción y rentabilidad económica, por lo tanto, se realizó un estudio desde el punto de vista ambiental donde se evaluaron los beneficios ambientales y daños que podrían generar dichas aplicaciones de tratamientos, y de dicho resultado depende la selección del sistema o tecnología más conveniente a ser empleada. Esta información fue analizada cualitativamente, estudiando lo que implica la adopción de tecnologías de tratamiento de agua.

- Determinar la posible tecnología de tratamiento de aguas para su adopción en procesos de producción de crudos extrapesados.

Como etapa final y finalidad del estudio de investigación se determinó la mejor alternativa a ser empleada en los nuevos procesos de producción de crudos extrapesados de la Faja petrolífera del Orinoco. El posible tratamiento tecnológico para las aguas de producción, siendo resultado de la mejor alternativa en cuanto requerimiento técnico-económico, sin descuidar el impacto ambiental que ésta genere. La decisión fue tomada

luego del cumplimiento de los pasados objetivos específicos, mediante un análisis cualitativo.

- Identificar los riesgos inherentes a la aplicación seleccionada de tratamiento de agua y en su reutilización para los fines propuestos.

La tecnología de tratamiento seleccionada mediante las previas evaluaciones fue analizada, para detallar e identificar los riesgos a los que se esta expuesto durante y después de su aplicación. Una vez estudiados los diferentes tipos de riesgos posibles, se pasó a determinar las consecuencias generadas y se plantea unas medidas mínimas de prevención. Todo esto mediante la obtención de la información por medio de documentos, revistas, entrevistas no estructuradas al personal conocedor del proceso.

- Elaborar un plan de acción para la implementación del tratamiento de aguas a los procesos de extracción de crudo extrapesado.

Luego de las etapas evaluativas sobre los tratamientos existentes y el manejo de aguas que contempla el plan actual por parte de PDVSA, se llegó al resultado de la mejor de las alternativas a ser empleada, por lo tanto, se paso a elaborar un plan de acción donde se reflejen tanto los lineamientos de ejecución y seguimiento de la planificación en torno a las actividades que deban realizarse, como también, los elementos integradores y personal responsable en dicha implementación. Se basó en la información ya recabada sobre las descripciones del sistema.

CAPÍTULO V

SITUACIÓN ACTUAL

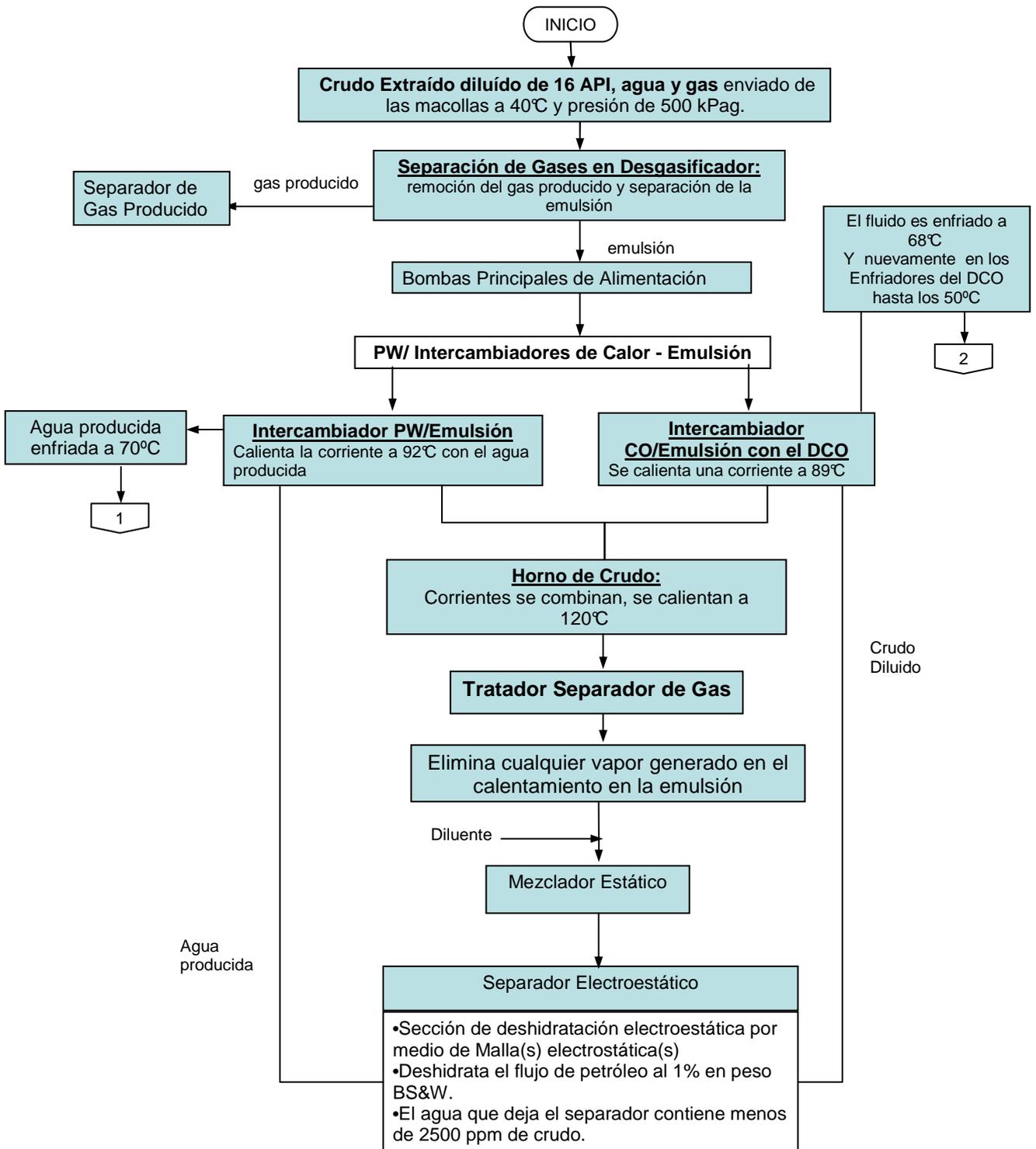
En el presente capítulo se busca explicar lo que sucede actualmente en la empresa a manera de comprender y establecer relaciones con los posteriores resultados.

Situación Actual del Plan de manejo de Agua en la Empresa Mixta Petromacareo S.A.

La empresa Mixta Petromacareo dentro del plan y estructura elaborada por el departamento de proyecto contempla, hasta la fecha, un manejo del agua basado en la experiencia en producción de petróleo, siguiendo patrones establecidos en la Industria petrolera. Es esencial estudiar como este conformado dicho proceso y hallar criterios que avalen la continuidad del plan establecido y de no ser así, elaborar propuestas sobre el uso y manejo de las aguas de producción.

La situación actual se muestra de manera esquemática. Ver figura 6.

Flujograma Del Proceso General De Tratamiento De Crudo Extrapesado.



- El agua con crudo que proviene del Separador de crudo, de los depuradores de entrada y de los separadores de salida del Área VRU del Patio de Tanques
- Agua del tanque de Separador de Arenas y del Tanque de Crudo de Desecho
- Líquido de fondo de los Tanques de DCO
- Agua del Tanque de Recuperación de Crudo y Separador de Gases Mixtos

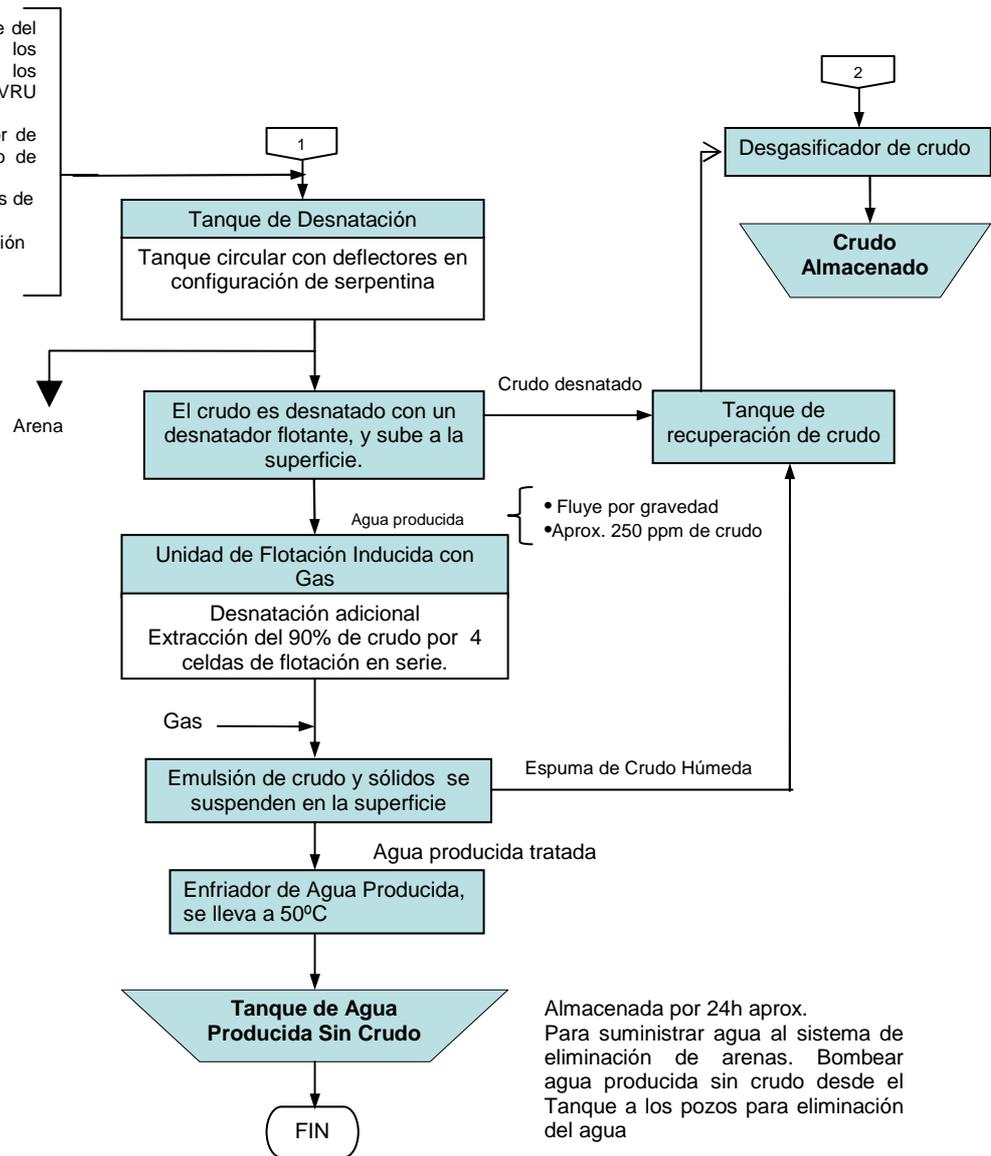


Figura 6: Situación Actual de Petromacareo S.A

Fuente: Elaboración propia

El manejo de agua en el plan que se tiene previsto, el agua de producción se desnatará y será almacenada en un tanque de agua sin crudo para parte de ella ser empleada en los procesos de desarenado y el resto ser eliminarla mediante inserción en pozos para inyección. Puede visualizarse que no existe un tratamiento adicional para el aprovechamiento de las aguas en otros ámbitos.

El agua de producción posee características físico-químicas únicas y particulares de acuerdo a la formación en la que se encuentren, de las cuales depende su tratamiento y uso, dichas características se conocen mediante un análisis especial aplicado a una muestra extraída del yacimiento como referencia. En la Gerencia de Desarrollo de Yacimiento se realizó el análisis, resultando ser un agua salobre con alrededor de 7mil partículas disueltas por millón. A continuación se muestra el análisis del agua de producción:

ITEM	PARÁMETRO	MÉTODO ANALÍTICO	UNIDAD	VALOR
1	CALCIO (Ca)	N/A	ppm	66
2	MAGNESIO (Mg)	N/A	ppm	67
3	SODIO (Na)	N/A	ppm Na	2003
4	BICARBONATOS (HCO ₃)	N/A	ppm CaCO ₃	3246
5	CARBONATOS (CO ₃)	N/A	ppm	1,63
6	SULFATOS (SO ₄)	N/A	ppm	5
7	CLORUROS (Cl)	N/A	ppm	1658
8	HIERRO TOTAL (Fe)	N/A	ppm	0
9	POTASIO (K)	N/A	ppm	163
10	BARIO	N/A	ppm	0
11	ESTRONCIO	N/A	ppm	0
12	SULFURO	N/A	ppm	0
13	SILICE	N/A	ppm	0
14	TOTAL SOLIDOS DISUELTOS	N/A	ppm	7210
15	TEMPERATURA °C	N/A	°C	24
16	pH @ TEMP. LABORATORIO	N/A	unidades pH	6,8
17	TURBIDEZ	N/A	NTU	0

Tabla 4: Análisis fisicoquímico del agua de Producción
Fuente: Departamento de Desarrollo de Yacimiento

Cabe destacar, que la alternativa que se prevé adoptar en el manejo de agua de producción es la de la construcción de pozos inyectores, pozos los cuales tendrán la finalidad de recibir el agua producida del proceso de extracción de crudo y para ello, por lo menos, se construirá un pozo inyector inicialmente, y con el crecimiento de la producción, un segundo pozo inyector y así sucesivamente.

La cantidad de pozos inyectoros, se define de acuerdo a la capacidad de recepción que pueda tener cada yacimiento y la presión con que se inyecte. Del estudio de máxima capacidad de inyección a los pozos, en el año 1999 por un periodo de 6 meses, en el Distrito Morichal realizado por PDVSA BITOR, se tiene referencia de que 4 pozos son capaces de recibir un volumen continuo de hasta 14.000 BAPD con presiones oscilante entre 500 y 800 Psi. Por lo que para la inyección de efluentes del proceso de Petromacareo S.A en el primer año de producción se puede con un pozo de inyección solventar la situación, al igual los primeros seis años hasta el 2018, ya que la producción de agua esta en el rango de 3.000 a 11.000 BAPD en esos años, pasados esos años la producción de agua aumenta, por lo que será necesario de dos o tres pozos inyectoros más.

Dichos pozos estarán ubicados en el Bloque Junín 3, bloque indicado para su disposición, a una distancia de 60Km del lugar de extracción, por lo que se requiere 60Km de tubería, construcción de la localización nueva para la perforación y todo lo que requiere la construcción de un pozo inyector.

Estimación de costos de pozos inyectoros.

Los costos de pozos inyectoros, se tomarán de la estimación de los costos de Construcción, Perforación e Instalación de Facilidades Mecánicas y Eléctricas de localizaciones para un pozo vertical para extraer petróleo, con la diferencia de que la plataforma tendrá un tamaño ajustado a la cantidad de pozos a instalar en una misma área, por ejemplo para un (1) solo pozo inyector la plataforma tendrá un tamaño promedio de 100 x 100 m. Ver tabla 5.

Pozo Inyector	
Costo de Materiales Plataforma	11.263.528,10
Costo Instalaciones Civiles Plataforma	18.280.147,30
Servicios de Ingeniería Plataforma	11.414.134,30
Perforación del Pozo	8.072.841,50
Total (BsF.)	49.030.651,20

Tabla 5: Estimación de Costos de un Pozo Inyector
Fuente: Resumen Ingeniería Conceptual. Petromacareo S.A- SNC Lavalin.

Estimación de costos de tuberías.

Para la inyección del agua de producción se requiere, aparte de la construcción de los pozos, de la instalación de 60 Km de tuberías hasta donde estarán ubicados los pozos inyectoros en el Bloque Junín 3, lugar donde se tiene previsto no perturbarán las actividades de Petromacareo S.A. Dichos kilómetros de tuberías tienen sus costos asociados. Ver tabla 6.

Tuberías (60 Km.)	
Costo de Materiales	145.918.514,30
Costo de Instalación Civil	137.880.232,70
Servicios de Ingeniería	42.166.621,50
Total (BsF.)	325.965.368,50

Tabla 6: Estimación de Costos de 60Km. de tuberías
Fuente: Resumen Ingeniería Conceptual. Petromacareo S.A- SNC Lavalin.

Estimación de costos de mantenimiento.

Para el mantenimiento del pozo inyector se tiene previsto actividades divididas en tres fases, y dicho mantenimiento será aplicado cada dos años a partir de la fecha puesta en funcionamiento. Ver tabla 7

FASE	DÍAS	SERVICIO	Bs F
MUDAR	1,00	MUDANZA DE TALADRO	68.574
		CAMIONES - VACCUM	1.800
		RECARGO PERFORACIÓN.	1.800
		TRANSPORTE PROPIO	75
		SUB TOTAL	72.249
HABILITAR	6,58	TASA DE TALADRO	162.580
		CAMIONES - VACCUM	11.844
		RECARGO PERFORACIÓN.	11.844
		TRANSPORTE PROPIO	494
		ALQUILER DE HERRAMIENTA DE PESCA	98.742
		CEMENTACIÓN	68.745
		REGISTRO DE CEMENTO/TDH/AISLAMIENTO	20.310
		SERVICIO DE G. ELECTRICA(CORTES)	25.478
		SERVICIO DE FLUIDO DE COMPLETACIÓN	9.578
		SUB TOTAL	409.615
		EVALUAR YACIMIENTO	1,00
CAMIONES - VACCUM	1.800		
RECARGO PERFORACIÓN.	1.800		
TRANSPORTE PROPIO	75		
SERVICIO DE FLUIDO DE COMPLETACIÓN	8.547		
SUB TOTAL	36.930		

Tabla 7: Actividades y Costos a la Rehabilitación de un pozo inyector
Fuente: Gerencia de Ingeniería de Perforación y Rehabilitación. Distrito San tomé

Siendo el monto total para el mantenimiento de **518.794,00 Bs** por pozo inyector.

Estimación de costos de pozos de agua.

El plan incluye la construcción de pozos de agua para consumo humano y otras actividades. Los requerimientos y costos asociados a la construcción de un pozo de agua se han definido previamente. ver tabla 8.

Pozo de Agua		Costo Asociado Total (BsF)
Actividades		
Construcción de Plataforma		855,29
Perforación del hoyo		
Revestimiento del hoyo		
Conexión de facilidades y bombas		
Nro. De Pozos: 2	Total:	1.710,58

Tabla 8: Estimación de Costos de Pozos de Agua
Fuente: Dpto. de Desarrollo de Yacimiento

CAPITULO VI

ANÁLISIS Y RESULTADOS

Este capítulo final muestra los resultados de la investigación, donde se presenta la evaluación y determinación de la mejor alternativa a ser propuesta en los procesos que llevará a cabo la Empresa Mixta Petromacareo S.A para lograr sus objetivos propuestos.

Estimación de Consumo de Agua

Consumo de Agua en Trailer		
Nº tráiler	10	
Nº personas/tráiler	5	
Consumo per capita	90	L/día
Consumo de agua/día	4.500	L/día
	4,5	m3/día
	28,3	BAD

Tabla 9: Consumo de Agua en Trailer
Fuente: Elaboración propia

Consumo por construcción de pozo.

Días de perforación por pozo	30,0		pozo horizontal
Consumo de agua operaciones/pozo	471,0	m3/pozo	
	470.982,9	L/pozo	
	2.962,4	B/pozo	
Días de perforación por pozo	20,0		pozo vertical
Consumo de agua operaciones/día	174,9	m3/pozo	
	174.870,5	L/pozo	
	1.099,9	B/pozo	

Tabla 10: Consumo por construcción de pozo
Fuente: Elaboración propia

Consumo anual de agua en operaciones de pozos.

Se Incluye consumo en trailer, per cápita y para fluido de perforación en la construcción del pozo. Ver tabla 11

Fase Inicial-Crecimiento					
Año	Nº de Pozos Horizontales	Agua para Operaciones de Pozo Horizontal (Litros)	Nº de Pozos Verticales	Agua para Operaciones de Pozo Vertical (Litros)	Agua Total en Operaciones de Pozos Fase de Inicial - Crecimiento (Litros)
2011	0	0,00	0	0,00	0,00
2012	10	4.709.828,87	0	0,00	4.709.828,87
2013	105	49.453.203,19	5	874.352,59	50.327.555,78
2014	105	49.453.203,19	5	874.352,59	50.327.555,78
2015	105	49.453.203,19	5	874.352,59	50.327.555,78
2016	105	49.453.203,19	5	874.352,59	50.327.555,78
2017	63	29.671.921,91	3	524.611,55	30.196.533,47
2018	85	40.033.545,44	4	699.482,07	40.733.027,51
2019	85	40.033.545,44	4	699.482,07	40.733.027,51
2020	85	40.033.545,44	4	699.482,07	40.733.027,51
2021	85	40.033.545,44	4	699.482,07	40.733.027,51
2022	63	29.671.921,91	3	524.611,55	30.196.533,47
2023	63	29.671.921,91	3	524.611,55	30.196.533,47
2024	63	29.671.921,91	3	524.611,55	30.196.533,47
2025	58	27.317.007,47	3	524.611,55	27.841.619,03
Total	1080	508.661.518,48	51	8.918.396,41	517.579.914,89

Tabla 11: Consumo de Agua en Fase Inicial-Crecimiento
Fuente: Elaboración propia

A partir del año 2024 inicia la fase térmica, donde la producción de petróleo se logra mediante recuperación por inyección de vapor, y su generación requiere agua en una relación especial. Ver tabla 12.

Cálculo del Agua Para Vapor		
Año 2024	39.864,21	Barriles de Petroleo/año
SOR 2 - 5 --> 3	119.592,62	Barriles Agua/año para Vapor
1 barril de Petroleo - 3 de Agua	19.003.266,96	Litros Agua/año para Vapor

Tabla 12: Cálculo de Agua Relación Vapor-Petróleo.
Fuente: Elaboración propia.

En la tabla anterior, se calcula la cantidad de agua que se requiere para generar vapor y ser empleado en la recuperación de petróleo, siendo de 119.592,62 Barriles a inyectar en el año 2024 para producir 39.864,21 barriles de petróleo. Así se calcula para todos los demás años. La relación se basa en el Steam Oil Ratio (SOR), parámetro que mide el volumen de vapor de agua para producir una unidad de volumen de petróleo; que de acuerdo al Glosario de Yacimiento Petrolero de la Schlumberger, los valores típicos para el SOR en estimulaciones cíclicas de vapor están en un intervalo 3 – 8 y por Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor (SAGD) están entre 2 – 5. En el plan de producción de Petromacareo S.A se contemplan la utilización de diferentes métodos de estimulación con vapor como éstos, por lo que un valor ideal para realizar la evaluación es de un $SOR = 3$, tomando en cuenta que cuanto menor sea el SOR mayor es la eficiencia de la utilización de vapor, lo que se traduce en menores costos en su generación, relacionándolo con los combustibles asociados.

Fase Térmica						
Año	Nº de Pozos Horizontales	Agua para fluido de Perforación Horizontal (Litros)	Agua para Vapor Requerido (Litros)	Agua para Vapor Requerido (Barriles)	Agua Total en Operaciones de Pozos Fase Térmica (Litros)	Agua Total en Operaciones de Pozos Fase Térmica (Barriles)
2024	40	18.839.315,50	19.003.266,96	119.530,55	37.842.582,46	238.029,84
2025	40	18.839.315,50	34.140.785,03	214.745,54	52.980.100,53	333.244,83
2026	80	37.678.631,00	46.344.351,02	291.505,97	84.022.982,01	528.504,56
2027	120	56.517.946,50	56.120.595,76	352.998,55	112.638.542,25	708.496,43
2028	80	37.678.631,00	64.035.556,95	402.783,65	101.714.187,95	639.782,24
2029	130	61.227.775,37	70.380.278,54	442.691,95	131.608.053,91	827.814,66
2030	80	37.678.631,00	75.517.669,38	475.006,14	113.196.300,38	712.004,73
2031	130	61.227.775,37	79.624.276,00	500.836,70	140.852.051,37	885.959,40
2032	90	42.388.459,87	82.940.142,65	521.693,50	125.328.602,52	788.316,91
2033	130	61.227.775,37	85.576.798,04	538.278,06	146.804.573,42	923.400,77
2034	80	37.678.631,00	87.695.324,70	551.603,59	125.373.955,70	788.602,18
2035	80	37.678.631,00	89.368.116,97	562.125,46	127.046.747,97	799.124,04
Total	1080	508.661.518,48	790.747.162,00	4.973.799,65	1.299.408.680,48	8.173.280,60

Tabla 13: Consumo de Agua en Fase Térmica
Fuente: Elaboración propia

Agua requerida en el área de Procesamiento de Flujo Central (CPF).

Año	Consumo de Agua CPF m ³ /h	Consumo de Agua CPF L/año
2011	0	0,00
2012	0	0,00
2013	0	0,00
2014-2035	15	131.400.000,00

Tabla 14: Consumo de Agua en CPF
Fuente: Resumen Ingeniería Conceptual. Petromacareo S.A

El valor de consumo en el CPF se ha tomado como referencia de lo expresado en la Ingeniería Conceptual, donde se estima un consumo de 10 m³/h pero para el suplir las demandas picos estimaremos un consumo de 15 m³/h, 10 m³/h de manera fija para las actividades en el procesamiento, personal que pernocte en el lugar, y el resto de 5 m³/h para las eventualidades y contar con cantidades almacenadas.

A continuación se muestra el consumo total para la puesta en marcha de los procesos de la Empresa Petromacareo S.A de acuerdo al plan que tiene trazado.

Resumen Consumo de Agua				
Año	Consumo de Agua Operaciones/Pozo (Litros)	CPF (Litros)	Total Consumo de Agua (Litros)	Total Consumo de Agua (Barriles)
2011	0,00	0,00	0,00	0,00
2012	4.709.828,87	0,00	4.709.828,87	29.640,21
2013	50.327.555,78	0,00	50.327.555,78	316.724,71
2014	50.327.555,78	131.400.000,00	181.727.555,78	1.143.659,89
2015	50.327.555,78	131.400.000,00	181.727.555,78	1.143.659,89
2016	50.327.555,78	131.400.000,00	181.727.555,78	1.143.659,89
2017	30.196.533,47	131.400.000,00	161.596.533,47	1.016.970,00
2018	40.733.027,51	131.400.000,00	172.133.027,51	1.083.278,96
2019	40.733.027,51	131.400.000,00	172.133.027,51	1.083.278,96

2020	40.733.027,51	131.400.000,00	172.133.027,51	1.083.278,96
2021	40.733.027,51	131.400.000,00	172.133.027,51	1.083.278,96
2022	30.196.533,47	131.400.000,00	161.596.533,47	1.016.970,00
2023	30.196.533,47	131.400.000,00	161.596.533,47	1.016.970,00
2024	68.039.115,93	131.400.000,00	199.439.115,93	1.255.123,45
2025	80.821.719,56	131.400.000,00	212.221.719,56	1.335.567,78
2026	84.022.982,01	131.400.000,00	215.422.982,01	1.355.714,17
2027	112.638.542,25	131.400.000,00	244.038.542,25	1.535.799,51
2028	101.714.187,95	131.400.000,00	233.114.187,95	1.467.049,64
2029	131.608.053,91	131.400.000,00	263.008.053,91	1.655.179,70
2030	113.196.300,38	131.400.000,00	244.596.300,38	1.539.309,63
2031	140.852.051,37	131.400.000,00	272.252.051,37	1.713.354,63
2032	125.328.602,52	131.400.000,00	256.728.602,52	1.615.661,44
2033	146.804.573,42	131.400.000,00	278.204.573,42	1.750.815,44
2034	125.373.955,70	131.400.000,00	256.773.955,70	1.615.946,86
2035	127.046.747,97	131.400.000,00	258.446.747,97	1.626.474,18

Tabla 15: Resumen Consumo de Agua
Fuente: elaboración propia

Estimación de Generación de Agua

En el plan de la empresa Petromacareo S.A se realizó un estudio referencial de acuíferos existentes en las zonas aledañas al Bloque Junín 2, de los cuales se puede extraer agua fresca para suplir la demanda de agua en las operaciones e instalaciones. El estudio determinó una producción promedio de 2 l/s. A los pozos previamente se le han aplicado un estudio de bombeo para comprobar que están aptos para ser extraído tales cantidades y cuidar la relación de factor de recarga, siendo ésta la opción que contempla Petromacareo S.A hasta los momentos. Ver tabla

16

Pozo N°	Tipo	Fecha	Lugar	Coordenadas UTM	Profund mts	Prod. lps
PJ-02	A	03/05/2007	Fca Uracanal	N 941,921 - E 216,348	10,45	0,04
PJ-03	P	03/05/2007	NUDE Los Reales	N 934,603 - E 211,920	100,00	13,30
PJ-04	A	04/05/2007	Fca La Fábrica	N 948,210 - E 218,451		0,20
PJ-05	A	04/05/2007	Fca La Fábrica	N 947,783 - E 219,054	7,20	3,00
PJ-06	P	08/05/2007	Altamira	N 950,289 - E 217,129		2,00
PJ-09	P	09/05/2007	Baristero	N 948,329 - E 218,796		0,20
PJ-10	A	09/05/2007	Fca La Porfía	N 948,631 - E 207,056	4,42	2,00
PJ-12	A	16/05/2007	Fca La Nueva	N 938,007 - E 232,144	12,62	2,00
PJ-13	P	16/05/2007	Est La Iguana	N 932,255 - E 233,685	45,00	1,24
PJ-39	A	31/05/2007	Fca Vista Alegre	N 904,696 - E 206,145	4,90	2,02
PJ-63	A	27/06/2007	Fca El Mereyal	N 944,050 - E 212,029	3,00	2,03
PJ-64	A	27/06/2007	Fca Mata Seca	N 943,975 - E 215,149	7,00	0,55
PJ-67	A	28/06/2007	Fca Los Aceites	N 950,929 - E 221,240	10,50	2,10
PJ-79	A	11/07/2007	Fca Vaca Vieja	N 903,573 - E 224,678	11,20	2,35
PJ-80	A	11/07/2007	Fca Vaca Vieja	N 902,551 - E 221,942	8,90	2,42
PJ-81	A	11/07/2007	Fca Vaca Vieja	N 904,371 - E 224,390	12,60	2,43
PJ-82	A	11/07/2007	Fca Vaca Vieja	N 904,418 - E 229,898	21,00	1,46
PJ-90	P	17/07/2007	Fca El Tigre	N 921,172 - E 231,659	90,00	0,10
PJ-91	A	17/07/2007	Fca La Polvareda	N 901,364 - E 234,969	5,20	0,12
PJ-106	P	24/07/2007	Fca El Relampago Azul	N 912,663 - E 225532	15,00	2,35
PJ-156	A	11/08/2007	Fca La Polvareda	N 901,447 - E 234,788	7,73	2,30
Promedio						2,11

**Tabla 16: Descripción de Pozos de Agua cercanos a Junin 2 Norte.
Fuente: Dpto. Desarrollo de Yacimiento. Petromacareo.**

Es importante conocer la estimación de consumo total en los procesos de producción para determinar la fuente que suministrará todo lo

requerido. Depende del total de agua fresca requerida la cantidad de pozos de aguas a necesitar y por lo tanto a construir, lo que tiene como todo lo demás, un costo asociado.

A continuación se muestra el cálculo en base a 3 pozos de agua operativos:

Promedio producción de agua pozos en el área Junín	2,1	Lps	7560 lph
Un (01) pozo de agua activo (X) horas	181.440,0	L/día	7,56 m ³ /hr
	66.225.600,0	L/año	
	416.559,0	B/año	(X) = 24 horas
Cantidad de pozos Productores de Agua en área		3	
Generacion Total por hora:	22,68	m ³ /hr	
Diario:	544,32	m ³ /hr	
Generacion de agua al año	198.676.800,0	litros/año	
	1.249.677,1	B/año	

Tabla 17: Producción de agua de acuíferos cercanos a la zona Junín 2
Fuente: Elaboración propia.

Se puede apreciar que con un total de 3 pozos activos en un periodo de 24 horas por día, con una producción promedio de 2,1 Litros por segundo se generan **1.249.677,1 Barriles** de agua al año. Por lo tanto, viendo la demanda de agua desde el año 2014 hasta el 2035 de un promedio de **1.185.094,67 Barriles al año**, esta fuese la cantidad de pozos necesarios para atenderla.

Estimación de agua producida.

ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN DE AGUA			
Año	Producción de Agua (Barriles Diarios)	Barriles año	Litros de agua año
2011	0,00	0,00	0,00
2012	31,40	11.461,00	1.821.152,90
2013	800,00	292.000,00	46.398.800,00
2014	3.000,00	1.095.000,00	173.995.500,00
2015	4.500,00	1.642.500,00	260.993.250,00
2016	5.200,00	1.898.000,00	301.592.200,00
2017	5.400,00	1.971.000,00	313.191.900,00
2018	11.400,00	4.161.000,00	661.182.900,00
2019	19.900,00	7.263.500,00	1.154.170.150,00
2020	21.600,00	7.884.000,00	1.252.767.600,00
2021	22.900,00	8.358.500,00	1.328.165.650,00
2022	22.100,00	8.066.500,00	1.281.766.850,00
2023	21.200,00	7.738.000,00	1.229.568.200,00
2024	20.600,00	7.519.000,00	1.194.769.100,00
2025	29.200,00	10.658.000,00	1.693.556.200,00
2026	40.200,00	14.673.000,00	2.331.539.700,00
2027	51.500,00	18.797.500,00	2.986.922.750,00
2028	68.100,00	24.856.500,00	3.949.697.850,00
2029	92.200,00	33.653.000,00	5.347.461.700,00
2030	116.100,00	42.376.500,00	6.733.625.850,00
2031	143.900,00	52.523.500,00	8.345.984.150,00
2032	178.300,00	65.079.500,00	10.341.132.550,00
2033	219.400,00	80.081.000,00	12.724.870.900,00
2034	266.800,00	97.382.000,00	15.473.999.800,00
2035	309.700,00	113.040.500,00	17.962.135.450,00

Tabla 18: Estimación de Agua producida

Fuente: Plan de Explotación Reservas Probadas. Petromacareo S.A – Elaboración propia

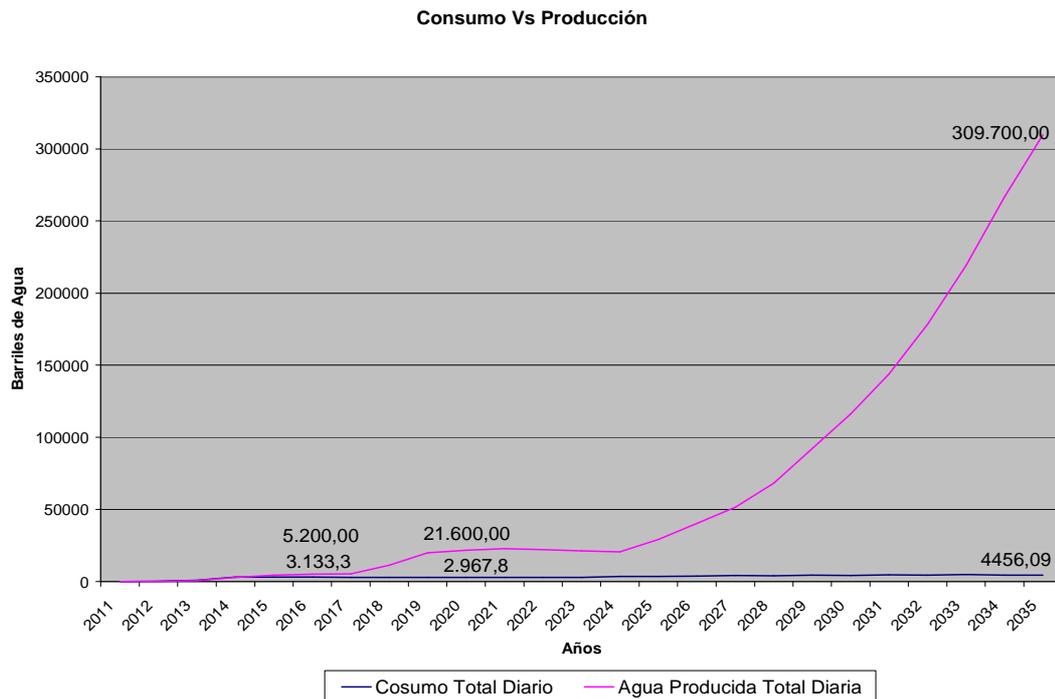


Figura 7: Consumo de Agua Vs Generación de Agua de Producción
Fuente: Elaboración propia

De la estimación de Agua de Producción se puede decir, por ejemplo, que para el año 2016 será producido una cantidad de **5.200 Barriles** de agua diarios, siendo el consumo total diario estimado por ese año de **3.133,3 litros**, sobrepasando el agua producida a este monto por 2.066,7 de barriles. Como puede notarse, esa diferencia aumenta en los años siguientes, el agua de producción sobrepasa al agua de consumo, desde el 2015 hasta el 2023; a partir del 2024 el agua de producción sigue creciendo en gran medida (Ver figura 7), por lo que es oportuno mencionar, que el manejo de agua de la cual se esta hablando, abarcando consumo y producción, requiere del análisis de ciertos factores; principalmente, la forma en la que abastecerán el sistema para la demanda de consumo de agua en general, de ser producto de pozos de agua, la cantidad de pozos necesarios, viendo el numero que se requiere y los costos que las construcciones acarrear; en segundo lugar, tomar en cuenta la cantidad de agua producida que se extraerá, el tratamiento que a ésta se le dará, pudiendo ser tratada para suplir la demanda de agua que se requiere en las operaciones y en especial las de

recuperación en la Fase Térmica, al igual que para el consumo personal y operativo. En tercer lugar, es conveniente estudiar de la posibilidad de tratamiento mediante tecnologías, el estimado de procesamiento del agua, qué porcentaje de eficiencia posee el equipo posiblemente a emplear, evitando grandes porcentajes de desecho; de esto dependerá la cantidad de agua disponible.

Sistema de Tratamiento de Agua que Cumple con los Parámetros Definidos en el Decreto # 883 de la Ley Penal del Ambiente

Existen diferentes formas de tratamientos del agua, unos rudimentarios y otros de alta tecnicidad e ingeniería con especialistas en purificación y potabilización de éstas. En busca de hallar una alternativa para la empresa Petromacareo S.A evitando que el agua de producción sea desechada y en vista de la necesidad que tiene en su proceso de producción, fue conveniente la investigación de sistemas de tratamiento tecnológicos que lograrán procesar, de acuerdo a sus características, las aguas de producción.

Las condiciones a cuidar en los sistemas de tratamiento, en primera instancia, es el cumplimiento con los parámetros establecidos por la Ley Penal del Ambiente y Normas PDVSA, tanto ambientales como de producción.

El agua de acuerdo al Decreto #883 tiene una clasificación, diferenciando las características de cada tipo de agua y sus límites máximos para pertenecer a ellas como también el tipo de uso que a ésta se le puede dar. De igual forma, el decreto determina la calidad máxima de los vertidos líquidos en aguas superficiales, ríos, embalses, medio marino-costero, entre otros. Ver Anexo A.

Es importante el dominio de la clasificación de los tipos de aguas y la cantidad permisible de vertidos líquidos al medio ambiente, ya que el agua de producción posee concentraciones variables de Sólidos Disueltos Totales (SDT), y en el caso de la producida en el campo de Petromacareo S.A, tiene alrededor de 7mil ppm (Ver tabla 4), arrojarla al medio ambiente y para el consumo humano sin ningún tipo de procesamiento previo está totalmente prohibido.

Sistema de tratamiento del agua.

De acuerdo a las investigaciones se pudo determinar que el proceso de Osmosis Inversa, ofrece un tratamiento que se adapta a los requerimientos en cuanto al nivel de pureza de agua exigido para ser vertida a los ríos, reincorporada al proceso de recuperación de crudo o destinada al consumo humano en los tráiler a estar ubicados en los pozos del Bloque Junín 2.

El proceso de Osmosis Inversa para las aguas de producción es aplicado por distintas empresas extranjeras, con experiencia en trabajos para industrias petroleras, mineras, entre otras, de las cuales se seleccionó una en específico para solicitar la información necesaria para realizar el estudio técnico-económico.

A continuación se explica los detalles de éste sistema.

Ósmosis Inversa (OI).

Se puede decir que la Ósmosis Inversa es fenómeno físico químico que se lleva a cabo en un proceso de separación de una cantidad de agua de altas concentraciones a una de baja concentración mediante membranas semipermeables con aplicación de una presión mayor que la presión osmótica, donde a través de las membranas pasa el agua pura dejando del otro lado las impurezas y los sólidos disueltos. La presión necesaria

para la OI depende de la cantidad de sólidos disueltos y del grado de desalinización que se quiera obtener. La inversión de energía en el proceso resulta en un aumento de entropía.

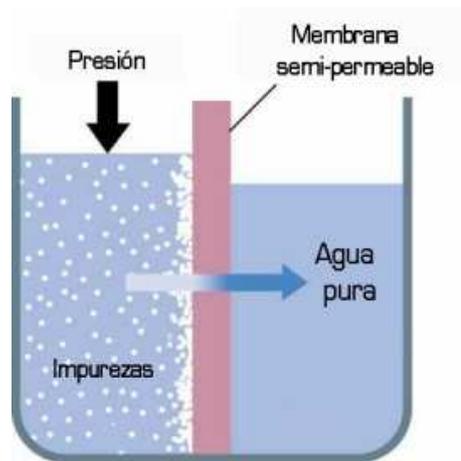


Figura 8. Ósmosis Inversa
Fuente: Pure-Pro. Drinking Water System

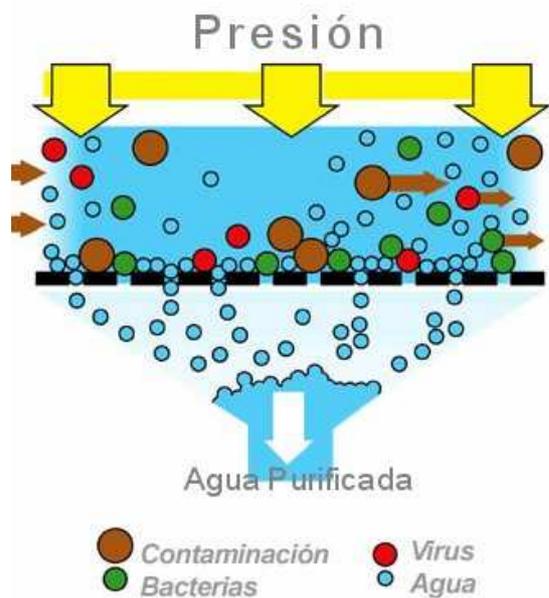


Figura 9. Separación por Ósmosis Inversa
Fuente: Pure-Pro. Drinking Water System

Cabe destacar, que para la aplicación de Ósmosis inversa a las aguas de producción, éstas deben previamente poseer una cantidad reducida de sólidos disueltos, por lo que requiere una fase de prefiltración. Esta fase

previa es la que difiere entre una y otra empresa. Cada empresa posee una metodología distinta a ser aplicada para obtener diferentes tipos de aguas, dependiendo siempre de las características con que éstas vengan, pero en el momento de querer obtener aguas dulces de aguas con grandes cantidades de sales disueltas, la técnica a emplear en la fase final es la de Osmosis Inversa.

Debido a lo comentado en el párrafo anterior, será presentado a continuación en forma de alternativas los sistemas estudiados:

- **Alternativa 1**

Una de las empresas en el mercado disponibles para tal fin es la **Empresa Argentina Unitek**, actualmente instalada en Venezuela. Su sistema de producción se basa, en equipos y aplicación de servicios tecnológicos los cuales permiten optimizar las características físicas, químicas y microbiológicas del agua. Ver tabla 19.

Ablandadores	Carbón Activado
Generadores de Ozono	Filtros Multimedia
Osmosis inversa	Ultrafiltración
Ultravioleta.	Nano filtración

Tabla 19. Productos y Servicio ofrecidos por Unitek
Fuente: Departamento de Mercado y Ventas Unitek

Esta empresa en su proceso de tratamiento genera un agua tratada que puede cumplir con los establecimientos definidos en el decreto # 883 La Ley Penal del Ambiente si así se desea.

Cabe destacar, que el plano aproximado del equipo y servicio a emplear depende de la composición del agua de entrada, para lo cual debe conocerse los valores de Dureza, alcalinidad, turbidez, resistividad,

índice de Langelier, y otros como hidrocarburos, hierro, sílice, entre otros; características que ya fueron definidas por Petromacareo (Ver tabla 4)

Para disminuir los sólidos totales presentes en el agua producida de los Yacimientos de Bloque Junín 2, se presenta a continuación una referencia técnica suministrada por Unitek, la cual conforma el equipo de ósmosis inversa a emplear.

Especificaciones técnicas.

Bomba de baja presión	
Tipo de bomba	Centrifuga horizontal o similar
Cantidad	1
Material	Dada la concentración de cloruros del agua se selecciona bomba de material polimérico.
Especificaciones de performance	
Producción de diseño (m ³ /h)	25
Presión de línea requerida (Kg/cm ²)	4,5
Caudal para retrolavado de cada filtro (m ³ /h)	20
Especificaciones del tanque	
Cantidad	2
Capacidad del tanque (litros)	700
Diámetro en pulgadas	30
Altura en pulgadas	72
Refuerzo	Fibra de vidrio
Cubierta interior	Polietileno, Polipropileno, PVDF y ECTFE
Certificación	NSF y WQA.
Automatización	
Válvula automática	Clack WS2H
Operación	Automática
Entrada / salida (en pulgadas)	2"
Medio	
Soporte	Grava
Medio filtrante	AG Plus
Cantidad (litros)	415

Tabla 20. Filtro AG Plus UTK-FMAT-3672

Sistema de ósmosis inversa UTK-824

Al fin de mantener la vida útil de las membranas del sistema, se hace estrictamente necesario que el agua cruda de alimentación cumpla con los parámetros especificados a continuación, al igual que se hace énfasis en que el agua carezca totalmente de cloro, debiendo instalarse si es debido un sistema de decloronación.

Calidad de agua de alimentación	
TDS en agua de alimentación (mg/l)	≈ 6.000
Temperatura del agua de alimentación (°C)	18 - 27
Turbiedad máxima del agua de alimentación (NTU)	1.0
SDI máximo admisible en agua de alimentación	3
Tolerancia a cloro, fenoles, hidrocarburos, grasas y aceites (mg/lt)	0

Tabla 21: Calidad del agua de alimentación al sistema

Parámetros operativos del equipo	
Caudal de agua a tratar (m ³ /h)	25
Producción de agua permeada (m ³ /h)	17
TDS en agua permeada (mg/lt)	< 1000
Recuperación (%)	65
Presión de ingreso a membranas @18°C (bar)	20
Flux (l/h.m ²)	18,3
Caudal de rechazo (m ³ /h)	8
TDS agua de rechazo (mg/lt)	≈ 20.000

Tabla 22: Parámetros operativos del equipo

Especificaciones del equipo UTK-824	
Estructura	Tipo: autoportante Material: acero inoxidable AISI 304L
Configuración	Tipo de arreglo: (4x6)
Membranas	Marca y modelo: Toray TM720-400 Cantidad: 24 Tipo: alto rechazo Tamaño: 8" x 40" Material: poliamida (TFC)
Tubos de presión	Marca: ROPV o similar Presión máx.: 450 psi (30 bar) Cantidad: 4 Membranas por tubo: 6 Tamaño: 8" x 240"

	Material: PRFV
Cañerías	Baja presión: PVC PN10 Cepex o similar (alimentación, permeado, concentrado luego de válvula de regulación y recirculación luego de válvula de regulación) Alta presión: acero inoxidable AISI 316
Válvulas	Alimentación: esférica de acero inoxidable AISI 316L con actuador neumático Reguladora de caudal (alimentación): esférica de acero AISI 316L inoxidable con reductor manual Reguladora de presión (concentrado): AISI 316L con reductor manual Reguladora de recirculación (concentrado): AISI 316L con reductor manual Fast-flush: esférica con actuador neumático de acero inoxidable
Prefiltro	Marca y modelo: Shelco Cantidad: 1 Material carcasa: AISI 316 Elemento filtrante: 5 µm nominal Material elemento filtrante: polipropileno Dimensiones elementos: 2,5" x 40"
Bomba de alta presión	Marca y modelo: Grundfos CRN o similar Materiales: cuerpo hidráulico e impulsor AISI 316 Tipo: centrifuga vertical multietapa Potencia: a definir Alimentación eléctrica: 3x440V – 60 Hz
Bomba de baja presión	N/A: se utiliza bomba presurizadora de filtros AG-Plus para alimentar sistema de ósmosis inversa
Dosificación anticrustante	Bomba dosificadora: Grundfos DMI o similar Alimentación eléctrica: 220 V – 60 Hz Tanque reserva: 100 lts – PE con sensor de bajo nivel y purga
Modificación de pH en permeado	Bomba dosificadora: Grundfos DMI o similar Alimentación eléctrica: 220 V – 60 Hz Tanque reserva: 1000 lts – PE con sensor de bajo nivel y purga
Instrumentación	Caudalímetros: Burkert a paleta con indicación en display (permeado y concentrado) Manómetros: entrada y salida de cada arreglo y descarga de bombas en tablero Conductímetro: digital en permeado Presóstato de baja presión: Danfoss en succión de bomba de alta presión
Control	Tipo de control: automático por PLC Marca: Siemens Modelo: S7-1200
	Display Touch Screen: TP177 Otros: comunicación, visualización de alarmas y enclavamientos en display. Fast-flush automático durante 2 min c/2 hs.
Tablero	Marca: Nollman o Talemec Tipo: IP54 Material: chapa pintada en epoxi
CIP + EP	Bomba: Grundfos – CRN 32 - AISI 316 Tanque: 1000 lts - PE Cañerías: PVC PN10 Cepex Ubicación: en skid del equipo Calentamiento: resistencia calefactora Otros: secuencia de EP automática luego de cada parada y cada 2 hs del equipo detenido.

Tabla 23: Especificaciones del equipo UTK-824

Control de operación línea UTK-824.

La confiabilidad del sistema esta asegurada a través de la utilización de un PLC marca Siemens modelo S7-1200 el cual otorgará al equipamiento una mayor seguridad operativa, siendo posible su ampliación para cubrir necesidades futuras.

Automatismo. Especificaciones generales

EL PLC automatizará en forma total el funcionamiento del sistema de membranas, por lo que la incidencia del operador ha sido reducida a un nivel mínimo.

A su vez, efectuará el control de las secuencias de arranque, operación y parada, monitoreando los puntos críticos de la lógica secuencial de funcionamiento, tales como presiones, sobrecarga y falta de fase.

De esta manera el equipamiento queda protegido frente a cualquier anomalía, deteniéndose en forma automática y generando la señal de error correspondiente, de modo que el operador puede identificar inequívocamente el origen de la falla y efectuar la corrección adecuada.

La intercomunicación entre el PLC y los distintos sensores, como ser presostatos, niveles y protecciones térmicas, se realizará a través de tensiones de 24 VCC, lo que limita los puntos de tensiones riesgosas a interiores de tableros y borneras de bombas. De esta manera, todos los elementos eléctricos y/o electrónicos que puedan tener contacto con el agua, operaran a una tensión segura para el personal operativo de la planta.

Instrumentación.

El equipamiento posee todo el instrumental necesario para ser monitoreado y controlado, a saber:

- **Conductímetro digital de permeado.** Posibilita el control de la calidad de agua producida por la planta en forma on-line.
- **Panel de manómetros centralizado.** EL control de las presiones es uno de los parámetros vitales de funcionamiento en un sistema de osmosis inversa. Además, brinda información sobre el estado de los prefiltros (ensuciamiento).
- **Interfase con el operador:** Tablero de control, operación e indicación de fallas y alarmas. Este modulo centraliza las operaciones de maniobra y toda la información operativa de funcionamiento y alarmas. Incluye los indicadores digitales de conductividad, un mímico de funcionamiento que describe el status de cada componente del sistema (bombas, válvulas, etc.) e indicadores luminosas que registran las eventuales fallas. Estas se presentan en tres formatos simultáneos: en forma visual – mediante torre de alarma-, en forma auditiva –mediante campana de alarma-, y en forma descriptiva –mediante la información que brinda el display de estado del sistema, indicando el motivo de la falla-.

Lavado automático.

Esta función adicional efectuada por el PLC produce un lavado rápido (fase-flush) programado cada dos horas. Dicho proceso aumenta el caudal del concentrado durante dos minutos, favoreciendo el barrido de

depósitos sobre las membranas. De manera que, esta rutina totalmente automática, redonda en un incremento de la vida útil de las mismas.

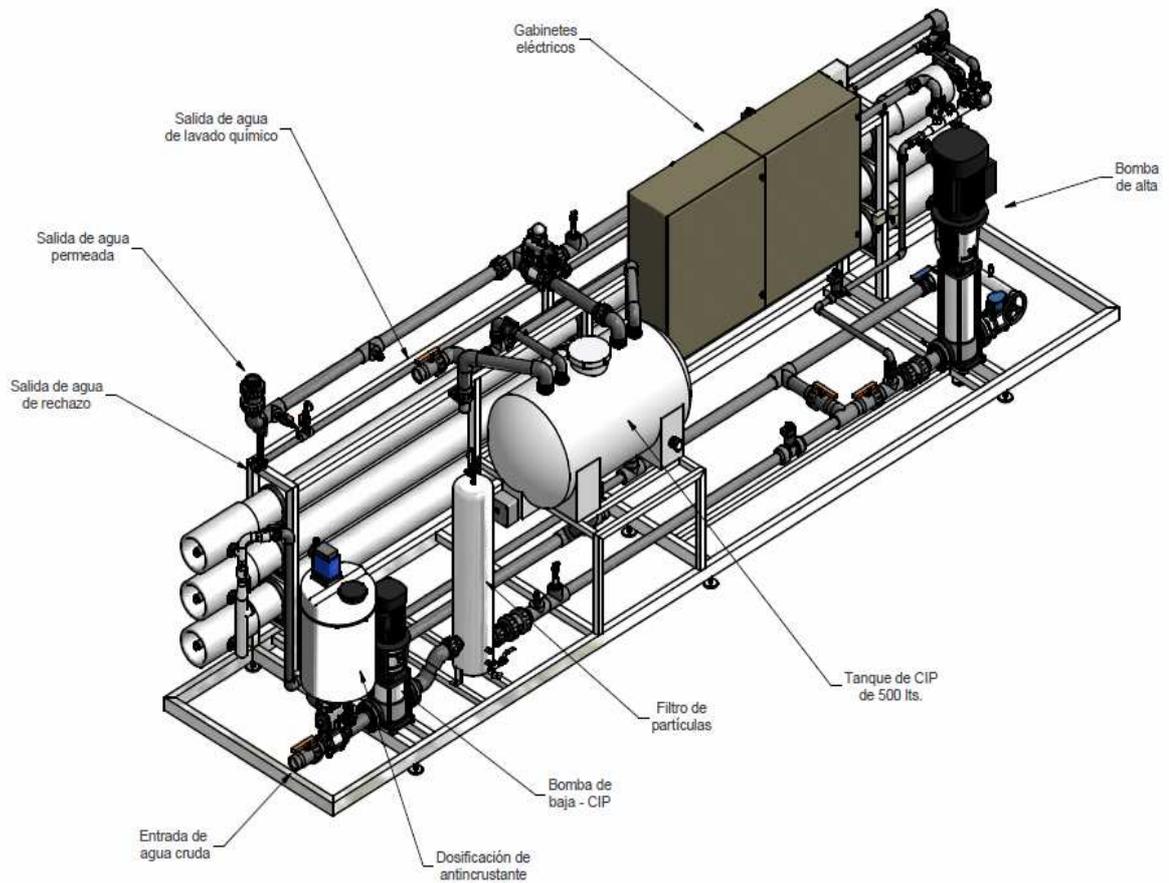


Figura 10. Partes de una Planta de tratamiento de Agua
Fuente: Departamento de Mercado y Ventas Unitek

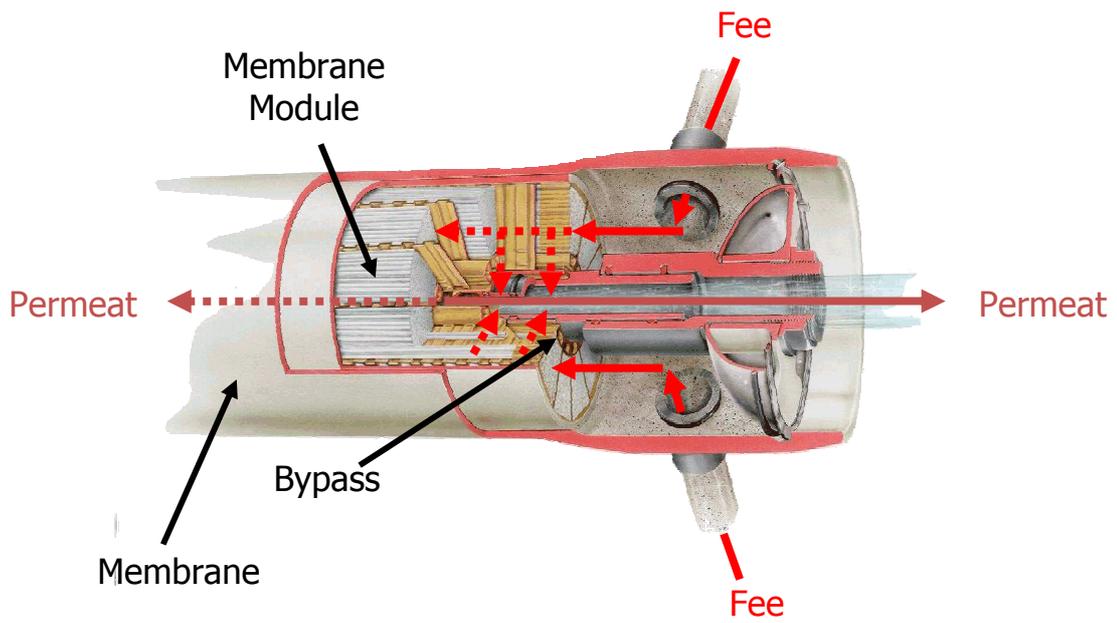


Figura 11. Composición de Membrana de Ósmosis Inversa
Fuente: Departamento de Mercado y Ventas Unitek

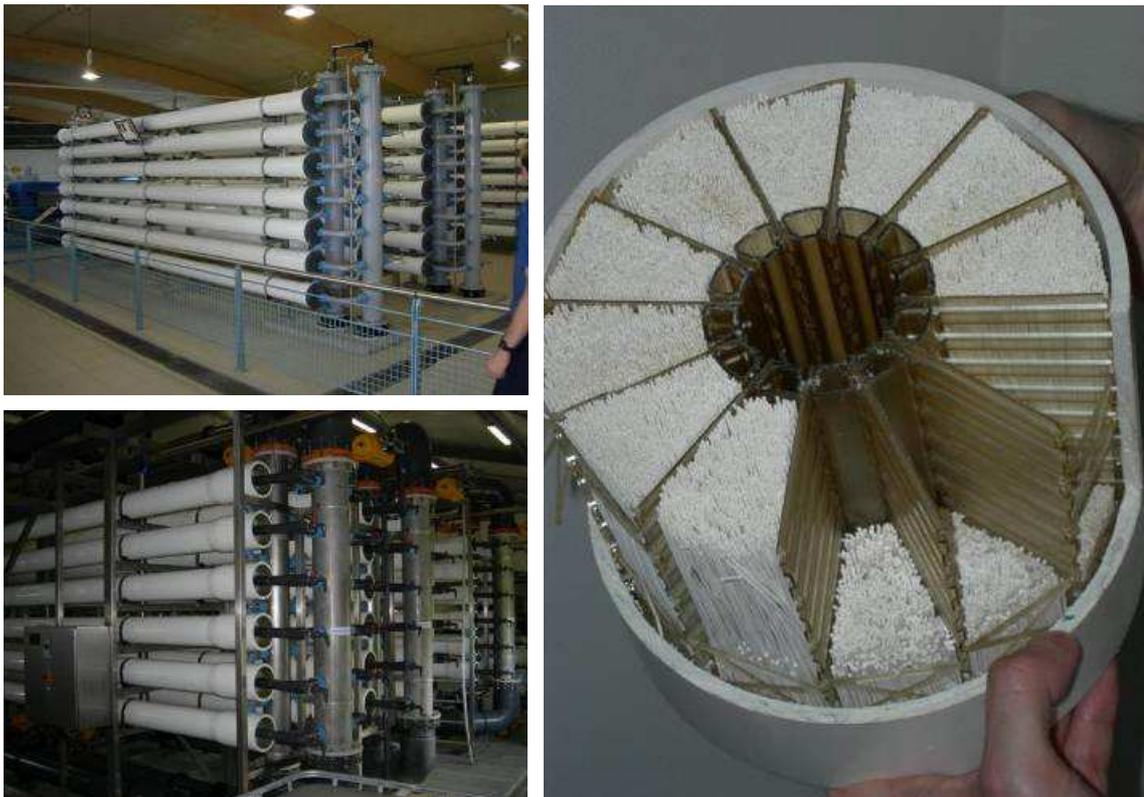


Figura 12. Instalaciones de Membranas de Ósmosis Inversa
Fuente: Departamento de Mercado y Ventas Unitek

- **Alternativa 2**

Otra empresa en el mercado disponible con experiencias en tratamientos de agua de producción, es la Empresa Estadounidense **New Logic Reserch Inc.** Su sistema de producción se basa, en un sistema de prefiltrado mediante membranas llamado “**Vibratory Shear Enhanced Processing**”.

“**Vibratory Shear Enhanced Processing**”, es un método alternativo para producir ondas intensas de cizallamiento en la superficie de una membrana. La técnica se llama “el proceso realzado de cizalla vibratorio” (Vibratory Shear Enhanced Processing o VSEP) sistema tecnológico desarrollado por New Logic Research.

En un sistema VSEP, la sustancia se mueve despacio entre las membranas paralelas. Vibrar vigorosamente las membranas crea la acción de limpieza del cizallamiento en una dirección tangente a la superficie de las membranas.

Las ondas de cizallamiento producidas por la vibración de la membrana hacen que se levanten los sólidos de la superficie de la membrana y que se vuelvan a mezclar con la material mientras que se mueve por el sistema. Este alto proceso de cizallamiento expone los poros de la membrana y produce un rendimiento de procesamiento máximo, lo cual típicamente es entre 3 y 10 veces superior a lo de los sistemas convencionales de flujo cruzado. Ver la Figura 12.



Figura 13: Operación de VSEP
Fuente: New Logic Reserch Inc.

El paquete de filtros VSEP consiste en capas de membrana ordenados como discos paralelos y separados por juntas. El paquete de filtros se parece a un cambiador de discos con membranas en cada cara.

Parámetros de diseño del sistema.

- ❖ Sistema diseñado para tratar 135 m³/hora (594 gpm) de Agua de Producción
- ❖ Desempeño promedio Estimado es de 20 gfd (galones/pie cuadrado/día) Rata de filtrado
- ❖ Recuperación de Filtrado Estimado es de ~75-95% del volumen de alimentación procesada
- ❖ Incluye 30 unidades VSEP de 84" con ~1400 Pies Cuadrados de Membrana ESPA
- ❖ Base de Diseño es 35°C, 400 psi (2800 kPa)
- ❖ Objetivo del Proyecto es de obtener agua filtrada apta para descarga y la reducción del volumen del producto rechazado/concentrado

Especificaciones de los componentes del sistema VSEP.

Componentes Sistema VSEP	
Paquete de filtro:	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Membrana: ESPA ▪ Temperatura Máxima de Operación: 600C ▪ Rango de PH permisible: 2 - 12 (operación estándar) 1 – 14 (para ciclos de limpieza) ▪ Elastomers (Anillos-O): EPDM ▪ Cubierta del Paquete de filtros: Resina Epoxy impregnada en vidrio (FRP) ▪ Bandejas de Acero mojadas: 304 Acero inoxidable - .018 Galga ▪ Placas de Extremo plásticas mojadas: Polipropileno
Sistema de vibración:	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Motor: Baldor CM4106T 460VAC, 3 fases, 20 HP, 3525 RPM ▪ Control de velocidad del motor:: AC Tech 20HP NEMA 4 ▪ Amplitud Máxima de Vibración: 3/4 pulgada (pico a pico medido en el paquete de filtro) ▪ Rango de frecuencia: 49,0 Hz a 55,0 Hz (Aproximado) ▪ Los decibeles máximos: <85 ▪ RPM del Cojinete: 2800 a 3100 ▪ Aceite del Cojinete: ~750 ml “Sullube” Compressor Oil ▪ Anillos –O del Cojinete: 2-263 & 2-270 Buna
Especificaciones de la bomba:	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tipo de Bomba de Alimentacion: Grundfos 316SS Vertical Multi Stage Centrifugal Pump ▪ Voltaje de Fuente de Alimentacion: 460 Volt 3 Phase 4 Wire 50/60 Hz ▪ Motor: Grundfos ML 3500 rpm TEFC 460 VAC, 3Fases ▪ Controlador de Velocidad del Motor: AC Tech NEMA 4 ▪ Bomba de Qumicos: Bran+Luebbe MD 200S ▪ Motor de Bomba de Químicos: Baldor ¾ HP TEFC 120/220V, 1Fase, 15^a
Pre-Filtro de Pantalla:	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tipo de Cubierta del Filtro(o similar): Modelo NLR 316 SS ▪ Bolsa del Filtro: 60 mesh insert 316 SS ▪ Capacidad: 220 GPM. (cada uno) ▪ Elastomers (Sellos): EPDM
Condiciones de funcionamiento de este sitio:	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Equipo de Evaluación: NEMA 4, Interior / Exterior proteger de la luz solar y la lluvia. ▪ Temperatura ambiente: 5 ° - 37 ° C

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Temperatura de almacenamiento: 2 ° - 70 ° C (Proteger paquete de filtros de congelación) ▪ Humedad máxima relativa: <95%, sin condensación ▪ Altitud: 3300 m sin reducción de potencia máxima VFD
Tubería	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presión máxima de trabajo: 550 psi ▪ Tubería de proceso de la presión: 316L Acero inoxidable Schedule 80 ▪ Mangueras Flexibles: Neopreno, reenforzadas Weatherhead ▪ Abrazadera de la tubería: "Zero-Flex" Victaulic Sytle 07 ▪ Aire Comprimido Pneumatico: 90 lb Instrument Grade Air (3/8" Connection) ▪ Elastomers (Gaskets): EPDM ▪ Tanque de Limpieza en lugar: 1 Polipropileno de ligado cruz de 1 metro cúbico con tapa ▪ Válvulas de Control de Flujo: Flotite 316L SS "SVF" Válvula de bola ▪ Válvulas de cheque: 316L SS Válvulas check de aleta ▪ Actuadores Neumáticos: Alpha Series Komp 4
Especificaciones eléctricas:	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Voltaje De Controles: 220/120 VAC, 1 Fase, 15 A, 50/60 Hz ▪ Tipo de Controlador Programable: Allen Bradley Control Logix 1756 ▪ Tipo de Pantalla Táctil: Allen Bradley Computador Industrial ▪ Control de Transformador: Jefferson 636-1131 ▪ Recintos: Hoffman Nema 4 ▪ Interruptores, Relés & Contactos: 110-Volt Allen Bradley ▪ Transductores de Presión: 4-20mA, 0-1000 psi ▪ Modelo de Transductor: Foxboro ▪ Transmisor de Temperatura: Foxboro ▪ Censor de Nivel de Tanque: Foxboro ▪ Sonda y Medidor de pH: Rosemount 54PH/ORP-02-09 (24 dc) ▪

Resultados de tratamiento al agua de producción mediante la tecnología de membranas VSEP.

		CFR 40 947					
		Initial	Estimated Permeate Results				
		Raw Feed ppm (mg/l)	RO LFC-1 ppm (mg/l)	NF 1 NF-90 ppm (mg/l)	NF 2 NTR-7450 ppm (mg/l)	UF 1 FES-5 ppm (mg/l)	UF 2 PVDF-50 ppm (mg/l)
Calcium	Ca	66.0000	4.13	15.06	20.63	50.07	63.36
Magnesium	Mg	67.0000	3.31	12.08	16.54	50.76	64.32
Sodium	Na	2003.0000	295.40	960.70	1326.99	1706.40	1922.00
Potassium	K	163.0000	12.23	44.62	61.13	145.30	156.48
Chloride	Cl	1658.0000	57.08	211.26	663.20	1931.60	1624.04
Sulfate	SO4	5.0000	0.02	0.05	2.00	4.00	4.90
Total Dissolved Solids	TDS	7210.0000	859.99	3130.95	2804.00	5263.30	6633.20

Tabla 24: Resultado Estimado de Filtrado
Fuente: New Logic Reserch Inc.

En la tabla 20, se muestra el análisis del agua de producción tratada por diferentes tipos de membranas VSEP que posee la empresa New Logic Reserch Inc. Seguidamente, es aplicada una segunda etapa conformada por el sistema de Osmosis Inversa, dando como resultando un agua con 859,99 ppm (mg/l), es decir, un agua dulce, según el criterio de Davis y Wiest (1971). Ver tabla 1.

Estimación de costos de adquisición VSEP.

El sistema de VSEP, fue solicitado para tratar un caudal estimado de 135 m³/h, para lo cual la empresa New Logia Reserch Inc. envió la cotización de adquisición final de su tecnología.

Los costos asociados se presentan a continuación:

Costos de Instalación VSEP (Bs.F)	
Ingeniero New Logic Reserch	51.600,00
Boletos De Avión	8.000,00
Hotel	7.000,00
Traslado Taxi	1.000,00
Viáticos 215BsF Diarios	2.150,00
Total	69.750,00

Tabla 25: Costos de Instalación VSEP
Fuente: Elaboración propia

La Instalación, puesta en marcha, y asistencia para la capacitación puede ser propiciada por un Ingeniero de New Logic Reserch Inc. por un monto de 5.160 BsF. por día de trabajo. Además, los gastos de viaje del ingeniero se facturarán a coste para el cliente, incluyendo boleto de avión, hotel, traslados, y 215 Bsf por día. De 5 A 10 días es generalmente suficiente tiempo para la puesta en marcha la mayoría de los sistemas pero sistemas más grandes pueden requerir más de 10 días. Para la evaluación económica de éste proyecto se ha tomado un promedio de 10 días.

COSTOS TOTAL ADQUISICIÓN VSEP (Bs.F)	
Costo Inicial:	
Valvulas VSEP	37.103.336,90
Sistema Osmosis Inversa	7.482.000,00
Insumos:	31.906,00
Kit de Herramientas Series i VSEP:	24.290,70
Costo de Operación Anual:	3.149.280,00
Costos de Instalación:	69.750,00
Total:	47.860.563,60

Tabla 26: Costos de Adquisición VSEP
Fuente: Elaboración propia

Lo que compone los costos de operación se muestra de manera detallada en el Anexo B, del presente trabajo. El sistema de VSEP posee un plan de mantenimiento práctico y expícito, el cual la empresa New Logic Reserch Inc. Ofrece en versión ingles. Ver Anexo C

Impactos Ambientales Generados por el Plan Actual de Petromacareo S.A en la Producción de Petróleo y la Aplicación de Tecnologías Mediante una Planta de Tratamiento de Agua para su Reutilización.

En la construcción de una planta de tratamiento de agua producida, se tiene como ventaja la no perforación de nuevos pozos para la búsqueda de fuentes de agua, ya que la perforación acarrea impacto ambiental por afectación de la vegetación, deforestación y pérdida de la biodiversidad, debido a la construcción de vías de acceso para la movilización de maquinarias y equipos, como también en la instalación de toda la tubería desde el pozo hasta el lugar de las operaciones. Lo que con la construcción de una planta de tratamiento del agua producida no ocurriría, puesto que sería un anexo en el área ya afectada para la construcción del CPF, campamento o en las cercanías a los taladros en pozo.

Es considerable mencionar, que la extracción de agua de acuíferos en las zonas aledañas para el consumo en operaciones, etc., debe hacerse tras haber estudiado el nivel de aprovechamiento de dichos acuíferos, de manera que se promueva la conservación y aprovechamiento sustentable de las aguas, sobre cualquier interés de carácter económico y social. De igual forma, que cumplan con el Artículo 11 de la Ley de aguas, que trata de los criterios para garantizar disponibilidad en cantidad y no ser merecedor de multas por infracciones debido a la sobreexplotación y en el peor de los casos el agotamiento de fuentes subterráneas, regla contemplada en el artículo 113 del título VIII capítulo I de la ley de aguas.

Existe una alteración con impactos sobre los Medios Físicos y Biológicos. Una Intensificación de procesos erosivos, debido a que la construcción de las instalaciones del proyecto se asocia al desmalezamiento, realización de movimientos de tierra y compactación del suelo, cuyo potencial de activar procesos erosivos depende de las

características de las unidades geomorfológicas, de la cobertura vegetal de los suelos y donde se establecerán las instalaciones. De igual manera, se está proclive a contribuir con la contaminación por la inadecuada disposición de la capa vegetal, de desechos y de escombros, por lo que es importante un plan de manejo de desechos.

Otro posible impacto ambiental sería el de Contaminación de aguas subterráneas, ante una eventual contaminación de suelos a partir de derrames en las localizaciones y líneas de flujo, los efectos podrían trasladarse hacia las aguas subterráneas, debido a la alta permeabilidad del suelo y baja profundidad de los acuíferos.

Un impacto posible es la Contaminación del aire por la emisión de gases de combustión de la maquinaria pesada que laborará en la obra.

La construcción de nuevas localizaciones para pozos inyectores, podría tener inconvenientes por necesitar hacerlos en terrenos de propiedad privada y en algunos casos la afectación de actividades agropecuarias en los lugares destinados a la construcción de las instalaciones de operación. De igual forma, en la construcción de pozos inyectores, se requiere de kilómetros de tuberías para llevar el agua producida hasta el lugar donde se esté destinado inyectarlas, generando como ya se ha mencionado, impactos por la deforestación y pérdida de la biodiversidad.

Evaluación Económica de los Sistemas Estudiados

La evaluación económica se ha planteado siguiendo la metodología de Formulación y Evaluación de proyectos de Adolfo Blanco mediante el indicador del valor presente neto con una tasa de costo de capital del 15%.

Se evaluaron primeramente los costos del plan que tiene establecido Petromacareo S.A, con la construcción de pozos inyectoros en los cuales se desechará el agua de producción en un horizonte de vida de los 10 primeros años del proyecto. Los costos están enfocados netamente a la parte de adquisición e instalación del sistema, es decir, no se incluye costos de personal. Ver tabla 27

INVERSIÓN TOTAL INICIAL			
Expresado en Bs			
	Aporte Propio	Aporte de Terceros	Aporte Total
Activos Fijos			
Costo de Perforación	9.025.346,5		9.025.346,5
Instalaciones Civiles	158.237.698,3		158.237.698,3
Instalaciones Eléctricas	58.510,1		58.510,1
Equipo Auxiliar	0,0		0,0
Maq. y Equipos Importados	169.667.790,9		169.667.790,9
Maq. y Equipos Domésticos	30.850.390,7		30.850.390,7
Mobiliario y Equipo de Oficina	0,0		0,0
A TOTAL ACTIVOS FIJOS	367.839.736,5	0,0	367.839.736,5
Otros Activos			
Costo Financiero del Crédito	0,0		0,0
Instalación y Montaje	0,0		0,0
Pruebas en Caliente	0,0		0,0
Ingeniería del Proyecto	53.845.633,2		53.845.633,2
Estudio de Factibilidad	0,0		0,0
Imprevistos y Otros	0,0		0,0
B TOTAL OTROS ACTIVOS	53.845.633,2	0,0	53.845.633,2
C TOTAL ACTIVOS (A + B)	421.685.369,7	0,0	421.685.369,7
Capital de Trabajo			
Rezago entre Ingresos y Egresos	0,0		0,0
D TOTAL CAPITAL DE TRABAJO	0,0	0,0	0,0
E INVERSIÓN TOTAL (C + D)	421.685.369,7	0,0	421.685.369,7

Tabla 27: Inversión total inicial. Plan Actual Petromareo S.A
Fuente: Elaboración propia

Se determinó la rentabilidad del proyecto, y por ser una relación que implica sólo gastos, el resultado es un valor presente neto negativo, que de acuerdo a la bibliografía, se refiere a un proyecto no rentable, en este estudio la mejor opción, es el que presente el valor menos negativo. Ver tabla 28.

RENTABILIDAD FINANCIERA

Expresado en Bs

	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022
Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRODUCCIÓN TOTAL (m3)	0									

Tasa de Costo de Capital **15,00%**

RENTABILIDAD DEL NEGOCIO

Inversión Realizada

A Inversión Total	-423.052.824	-2.734.908							-345.421.137	
B Saldo de Caja	0	-2.805.581	-5.611.162	-12.187.730	-11.222.323	-12.682.887	-11.222.323	-13.432.010	-11.222.323	-17.908.394
C Saldo de Caja Neto SCN (A+B)	-423.052.824	-5.540.489	-5.611.162	-12.187.730	-11.222.323	-12.682.887	-11.222.323	-13.432.010	-356.643.460	-17.908.394
D SCN Descontado	-367.872.021	-4.189.405	-3.689.430	-6.968.374	-5.579.478	-5.483.162	-4.218.887	-4.390.948	-101.380.330	-4.426.681
E SCND Acumulado	-367.872.021	-372.061.426	-375.750.856	-382.719.230	-388.298.708	-393.781.870	-398.000.757	-402.391.705	-503.772.035	-508.198.716

Valor Presente Neto -508.198.716

Tabla 28: Rentabilidad Financiera. Plan de Petromacareo S.A
Fuente: Elaboración propia

En segundo lugar, la evaluación económica de la adquisición e instalación de la planta tecnológica de tratamiento de New Logic Reserch. Ver tabla 29.

INVERSIÓN TOTAL INICIAL			
Expresado en Bs			
	Aporte Propio	Aporte de Terceros	Aporte Total
Activos Fijos			
Costo de Adquisición	44.585.336,9		44.585.336,9
Instalaciones Civiles	168.436.301,0		168.436.301,0
Instalaciones Eléctricas	0,0		0,0
Equipo Auxiliar	0,0		0,0
Maq. y Equipos Importados	87.521,3		87.521,3
Maq. y Equipos Domésticos	15.209.953,1		15.209.953,1
Mobiliario y Equipo de Oficina	0,0		0,0
A TOTAL ACTIVOS FIJOS	228.319.112,3	0,0	228.319.112,3
Otros Activos			
Costo Financiero del Crédito	0,0		0,0
Instalación y Montaje	0,0		0,0
Pruebas en Caliente	0,0		0,0
Ingeniería del Proyecto	9.653.932,0		9.653.932,0
Estudio de Factibilidad	0,0		0,0
Imprevistos y Otros	0,0		0,0
B TOTAL OTROS ACTIVOS	9.653.932,0	0,0	9.653.932,0
C TOTAL ACTIVOS (A + B)	237.973.044,3	0,0	237.973.044,3

Tabla 29: Inversión total inicial. Tecnología VSEP
Fuente: Elaboración propia

RENTABILIDAD FINANCIERA

Expresado en Bs

	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022
Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRODUCCIÓN TOTAL (m3)	0									

Tasa de Costo de Capital **15,00%**

RENTABILIDAD DEL NEGOCIO

Inversión Realizada

A Inversión Total	-237.423.078	-234.634.145								
B Saldo de Caja	0	-3.170.666	-7.807.966	-19.227.613	-23.674.610	-29.150.117	-35.892.009	-44.193.178	-54.414.257	-66.999.285
C Saldo de Caja Neto SCN (A+B)	-237.423.078	-237.804.811	-7.807.966	-19.227.613	-23.674.610	-29.150.117	-35.892.009	-44.193.178	-54.414.257	-66.999.285
D SCN Descontado	-206.454.850	-179.814.602	-5.133.864	-10.993.450	-11.770.465	-12.602.400	-13.493.136	-14.446.828	-15.467.928	-16.561.199
E SCND Acumulado	-206.454.850	-386.269.452	-391.403.316	-402.396.767	-414.167.232	-426.769.632	-440.262.768	-454.709.596	-470.177.524	-486.738.723

Valor Presente Neto **-486.738.723**

Tabla 30: Rentabilidad Financiera Tecnología VSEP

Fuente: Elaboración propia

Cabe destacar, que se conocieron dos empresas especialistas en la tecnología de tratamiento de aguas de producción, las cuales difieren entre si en su proceso de pre-filtrado para luego aplicar una misma 2da etapa de Osmosis inversa. En vista de que los costos asociados de una de las empresas no pudieron conocerse, la evaluación se le ha aplicado a los costos emitidos por una sola de ellas, siendo ésta la única que se comparará económicamente, en esta oportunidad, con el sistema de manejo de aguas descrito en el plan de Petromacareo S.A.

Renombraremos las alternativas, siendo ahora la **Alternativa 1** el manejo de agua descrito por el Plan de Petromacareo S.A, basado en la construcción de pozos inyectores para el desecho de las aguas de producción y pozos de aguas para el consumo. La **Alternativa 2**, el sistema de tratamiento Tecnológico por VSEP de New Logic Reserch Inc.

La comparación se muestra a continuación:

Rentabilidad del Proyecto	
Valor Presente Neto	
Alternativa 1	Alternativa 2
-508.198.716	-486.738.723

Se da a conocer, que la alternativa 2, presenta un valor presente neto menos negativo, por lo que se debe seleccionar esta alternativa como la mejor opción.

Identificación de Riesgos Inherentes a la Instalación de Tecnología de Tratamiento de Aguas de Producción

Los riesgos por instalación se identificaron de acuerdo a las características, función, materias primas manejadas, productos, equipos, materiales y procesos que forman parte del tratamiento a las aguas producidas mediante el sistema tecnológico estudiado.

Análisis del riesgo.

El análisis de los riesgos se realizó de manera cualitativa, donde se busca con esta situación identificar los peligros y evaluar los riesgos que pueden presentarse en la instalación y operación de una planta de tratamiento de agua producida.

Descripción de los puestos de trabajo y las actividades realizadas en la operación de una planta de tratamiento de agua producida.

La planta de tratamiento contará con un personal técnico calificado para poner en marcha y supervisar las actividades de acondicionamiento del agua, con una participación directa equipo-trabajador en los diferentes puestos de trabajo. Cabe destacar, que el personal será el mismo de PDVSA, una vez asignado y capacitado para las labores. La cantidad del personal dependerá de la cantidad de producción y por ende de equipos necesarios en el proceso de la planta.

En el área de la planta de tratamiento se debe contar como mínimo con:

- **1 Laboratorio para análisis del Agua**
- **1 Ingeniero Químico Supervisor**
- **2 Técnicos Químicos**

Las actividades realizadas por los operadores de la planta están fundamentadas en las normas y procedimientos establecidos por los vendedores de la tecnología. Las actividades que realizan normalmente son operativas de supervisión, ya que el proceso de tratamiento es directo y automatizado.

Identificación de los Riesgos y Peligros en la instalación y operación de una planta de tratamiento de agua producida.

La identificación se basa en un estudio previsible y no analizado directamente en esta área, puesto que la planta de tratamiento es un estudio a manera de propuesta.

A continuación, se presenta un resumen general de los riesgos identificados y de los peligros asociados a las actividades de instalación y puesta en marcha de la planta de tratamiento de agua, (ver tabla 27).

Riesgos	Peligros
Ergonómicos.	Exposición a posturas inadecuadas adoptadas durante la jornada laboral, sobreesfuerzo, agotamiento..
Locativos. Estructura, Instalaciones inadecuadas Superficie de Trabajo	Caídas a un mismo nivel por superficie de trabajo defectuosa. Caídas de otro nivel. Por escaleras, rampas. Poca señalización.
Eléctricos. Alta Tensión, Baja Tensión	Incendio por corto circuito en conexiones eléctricas, puntos de alimentación.
Químicos. Material residual, Olores, Vapores tóxicos.	Exposición al contacto (de la vista, oídos, nariz, boca y piel) con material y sustancias tóxicas empleadas en la desalinización del agua producida. Intoxicación por compuestos desprendidos del agua producida.
Mecánicos.	Caídas a un mismo nivel. Golpes, atrapamientos por tuberías y herramientas.
Físicos. Ruido, Vibraciones, Temperaturas Extremas, Radiación.	Exposición a ruidos por los tanques de separación, ruido de las bombas, a temperaturas extremas y a rayos x en radiografías a tuberías y líneas.
Biológicos	Infección por bacterias que puedan estar presentes en las aguas de producción. Picadura de insectos, desechos domésticos e industriales.

Tabla 31: Riesgos en la instalación y operación de una Planta de Tratamiento de Agua.

Fuente: Elaboración Propia

Agentes químicos.

Es de gran importancia destacar los agentes que colocan al trabajador en riesgos, en especial los riesgos químicos, puesto que la planta de tratamiento de agua y la producción de petróleo en su totalidad trata con sustancias y procesos de separación química. La mayoría de los peligros para la salud provienen de la inhalación de químicos en forma de vapores, gases, polvos, humos y nieblas o por contacto directo con estas sustancias. El grado de riesgo que se corre manipulando una sustancia depende de la magnitud y duración de la exposición.

Dentro de las sustancias químicas que exponen a riesgos, se muestran algunas a continuación:

- Biocida.
- Acroleína.
- Tolueno.
- Nalco Acti-Plus 2818.
- Inhibidor De Incrustaciones (Ec6371a).
- Magnacide B.
- Clarificador De Agua (Ec6374a).
- Nalclean 8900 (Limpiador Alcalino)
- Floculante (Oiltreat Reb 5003).
- Rompedor De Emulsión (Oiltreat Reb 5008).
- Detergente y Dispersador para Limpieza de Depósito de Hidrocarburos (Oiltreat Stc6503).
- Secuestrante De Oxígeno (Ec6064a).
- Floculante (Nalclear 9810).

Consecuencias.

Una vez identificados los Riesgos, es bien saber que éstos colocan al trabajador y a la empresa en general en Peligro, trayendo consigo

consecuencias que pueden materializarse en incidente o accidente, originando problemas al personal y a la empresa.

A continuación, se presentan las consecuencias a los riesgos mencionados anteriormente. Ver tabla 28.

Riesgos	Consecuencias
Ergonómicos	Cervicalgia, Dorsalgia, Escolosis, Síndrome de Túnel Carpiano, Lumbalgias, Bursitis, Cuello y Hombros tensos, Dedo engatillado, Epicondritis, Tendinitis, Osteoartritis, Tenosinovitis.
Eléctricos	Electrocución. Paro Cardio-Respiratorio. Asfixia, Quemaduras I, II, III grado. Muerte, Pérdida de bienes y daños a la infraestructura.
Químicos	Neumoconiosis, intoxicación, Irritación, Lesión ocular, Molestias respiratorias.
Mecánicos.	Lesiones, Traumatismo, Contusiones, Policontusiones Muerte.
Físicos	Hipoacusia o sordera. Trastorno del sueño. Irritabilidad. Fatiga. Disminución de la concentración. Daños en la piel. Lesiones Externas, Traumatismo, Contusiones, Muerte.
Biológicos	Infecciones en la piel, irritación. Alergias. Cólera, Gastroenteritis, Náuseas y vómitos. Dolor en el digestivo. Muerte

Tabla 32: Consecuencias a los Riesgos en la instalación y operación de una Planta de Tratamiento de Agua.

Medidas preventivas.

Riesgos	Medidas Preventivas/Control
Ergonómicos	Adoptar posiciones corporales adecuadas para cada actividad. Descansar en períodos establecidos dentro de cada actividad.
Eléctricos	Colocar señalización en las zonas de riesgos y tensión presente. Mantener un plan de supervisión y mantenimiento a los equipos.
Químicos	Usar los equipos de protección personal. Elaborar un plan de seguridad industrial para las zonas de riesgos.
Mecánicos.	Manejo cuidadoso y adecuado de las herramientas. Usar los equipos de seguridad industrial.
Físicos	Señalizar el área, usar adecuadamente el equipo de seguridad industrial. Guardar distancia entre los equipos.
Biológicos	Evitar el contacto directo con las aguas a tratar. Usar mascarillas, guantes al igual que el resto del equipo de protección y seguridad industrial. Mantener el área de trabajo limpia y fumigada temporalmente.

Tabla 33: Medidas Preventivas en instalación y operación de una Planta de Tratamiento de Agua. Fuente: Elaboración Propia

Plan de Acción para la Implementación del Tratamiento de Aguas a los Procesos de Extracción de Crudo Extrapesado

Objetivo

Implementar la tecnología de tratamiento de aguas en los procesos de extracción de crudo extrapesado.

Indicadores.

Volumen de agua producida, calidad del agua, volumen de agua a ser tratada, cantidad de personal y equipos requeridos.

En cuanto al volumen estimado de agua producida, se conoce de acuerdo a los informes que generaron los estudios de producción por la EM Petromacareo S.A, de los yacimientos y los pozos observadores. Depende del volumen de agua producida el tamaño del sistema a emplear para su tratamiento, siendo de importancia, para la generación de agua dulce que se requerirá en el proceso.

A los fines de garantizar las acciones necesarias para contribuir favorablemente en la implementación de la tecnología de tratamiento de aguas en los procesos de extracción de crudo extrapesado se deben programar y ejecutar una variedad de actividades. Ver Tabla 30.

PLAN DE ACCIÓN

Factor Crítico de Éxito	Objetivo	Meta	Actividades	Posibles problemas	Soluciones	Responsable
Tener aprobado los recursos necesarios para la ejecución y seguimiento del proyecto.	Aprobación de los recursos para la inversión del proyecto.	Recibir el desembolso para llevar a cabo la Inversión Inicial	Revisión de plan de detallado, especificaciones técnicas del Sistema de Tratamiento	No aprobación	Seguir instrucciones	Gerencia Técnica de Petromacareo S.A
			Revisión del plan de Inversión para el proyecto			Gerencias de Proyectos y Finanzas Petromacareo S.A
			Elaboración de memoria descriptiva que soporte los fondos solicitados para la inversión			Gerencia Técnica de Petromacareo S.A
			Entrega de todo lo anterior para revisión y aprobación por la Dirección Ejecutiva	Demoras en revisión	Entrega oportuna	Representante de la Gerencia Técnica de Petromacareo S.A
			Aprobación de recursos para la inversión inicial	No aprobación	Seguir procedimiento/ Revisar objeciones	
Adquisición de la Tecnología VSEP de la Empresa New Logic Reserch Inc.	Entablar negociación con la Empresa New Logic Reserch sobre su tecnología VSEP	Adquirir la Tecnología de tratamiento de Aguas de Producción	Acordar con la Empresa New Logic Reserch las modalidades de pago	No tener facilidades de pago	Contar con el recurso necesario en Caja	Dpto. de Contratación
			Firma de contrato con New Logic Reserch Inc y adquisición de la tecnología.			Gerencia General Petromacareo S.A
			Realizar el primer pago de Inversión inicial del Sistema VSEP			Gerencias de Finanzas Petromacareo S.A
Iniciar el funcionamiento de la planta de tratamiento de agua de producción	Instalar la planta de tratamiento de agua satisfactoriamente	Contar con una planta de tratamiento que genere un agua apta para las necesidades operacionales y disminuya el impacto ambiental	Determinar el requerimiento exacto de horas hombres, material, equipos, herramientas que se necesiten de acuerdo a la capacidad a procesar.			New Logic Reserch Inc. - Gerencia Técnica Petromacareo S.A
			Estudios de Ingeniería en el área a instalar la planta de tratamiento	No tener especificado la ubicación	Determinar previamente las áreas disponibles y convenientes al proyecto.	Departamento de Proyectos

			Acondicionamiento y estructuración de la plataforma donde se instalará la planta de tratamiento.			Operadores Petromacareo S.A
			Traslado de equipos de tratamiento, bombas, tanques, sistema de línea de flujos, etc. al área.	Averías en los equipos	Traslado cuidadoso y con medidas seguras.	New Logic Reserch Inc.
			Instalación de equipos de la planta y conexiones de la planta de tratamiento al CPF			New Logic Reserch Inc. - Operadores Petromacareo S.A
			Prueba piloto de tratamiento del agua de Producción	Fallas de procesamiento	Revisión y ajustes del sistema de conexión y membranas	Ing. Representante de New Logic Reserch Inc.
			Elaboración de Informe de resultados			
			Ejecución de plan de capacitación, gestión y ambientes de aprendizaje para el personal de Petromacareo S.A sobre la planta de tratamiento			
			Puesta en Marcha de la Planta			
Asegurar el funcionamiento productivo de la planta de tratamiento.	Asegurar las condiciones óptimas del funcionamiento de la planta de tratamiento	Funcionamiento estable de la planta para el logro esperado de producción de agua	Capacitar al personal de Petromacareo en materia de mantenimiento preventivo de la planta	Resistencia al cambio	Motivación y compromisos prevos a la capacitación	Ing. Representante de New Logic Reserch Inc.
			Desarrollo del plan de mantenimiento ofrecido por la empresa de la tecnología			Operadores Petromacareo S.A
			Establecer un control rutinario de análisis de muestras y volumen de producción del agua tratada			Operadores Petromacareo S.A
			Elaborar Informe de análisis de muestras y volumen de producción para la Gerencia Técnica de Petromacareo S.A			
Cierre del proyecto	Funcionamiento permanente de la Planta de Tratamiento de Aguas Producidas					

Tabla 34: Plan de acción para la implementación del tratamiento de aguas a los procesos de extracción de crudo extrapesado. Elaboración propia

Actividades	AÑO 1												AÑO 2					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6
Revisión de plan de acción detallado, especificaciones técnicas del Sistema de Tratamiento	■	■																
Revisión de plan de Inversión para el proyecto	■	■																
Elaboración de memoria descriptiva que soporte los fondos solicitados para la inversión	■	■	■															
Entrega de todo lo anterior para revisión y aprobación por la Dirección Ejecutiva				■														
Aprobación de recursos para la inversión inicial				■														
Acordar con la Empresa New Logic Reserch las modalidades de pago				■	■													
Realizar el primer pago de Inversión inicial del Sistema VSEP.				■	■													
Firma de contrato con New Logic Reserch Inc y adquisición de la tecnología.				■	■													
Determinar el requerimiento exacto de horas hombres, material, equipos, herramientas que se necesiten de acuerdo a la capacidad a procesar.				■	■													
Estudios de Ingeniería en el área a instalar la planta de tratamiento		■	■	■	■	■												
Acondicionamiento y estructuración de la plataforma donde se instalará la planta de tratamiento.				■	■	■	■											
Traslado de equipos de tratamiento, bombas, tanques, sistema de línea de flujos, etc. al área.							■	■	■									
Instalación de equipos de la planta y conexiones de la planta de tratamiento al CPF							■	■	■									
Prueba piloto de tratamiento del agua de Producción							■	■	■									
Elaboración de Informe de resultados							■	■	■	■								
Ejecución de plan de capacitación, gestión y ambientes de aprendizaje para el personal de Petromacareo S.A sobre la planta de tratamiento							■	■	■	■								
Puesta en Marcha de la Planta							■	■	■	■								
Capacitar al personal de Petromacareo en materia de mantenimiento preventivo de la planta							■	■	■	■								
Desarrollo del plan de mantenimiento ofrecido por la empresa de la tecnología							■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Establecer un control rutinario de análisis de muestras y volumen de producción del agua tratada							■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Elaborar Informe de análisis de muestras y volumen de producción para la Gerencia Técnica de Petromacareo S.A							■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Tabla 35: Cronograma de actividades del plan de acción.
Fuente: Elaboración propia

Discusión de Resultados

Conseguir la mejor opción, es en síntesis lo que se busca a través de un evaluación económica, todas las investigaciones, proyecciones, cálculos y otras tareas que son necesarias para aplicar este estudio, se hacen para determinar cuándo es el momento más rentable para adquirir nuevas alternativas, por lo cual también es posible utilizarlo para elegir la mejor vía de solución óptima de un problema planteado.

La aplicación del análisis económico nos permite evaluar con certeza la opción de reemplazar la metodología que maneja la empresa actualmente, dándole un vuelco al plan establecido. Dentro de las dos opciones estudiadas económicamente, se conoce que tanto la inyección de agua producida en pozos inyectores como la aplicación de tratamiento por Osmosis Inversa generan grandes desembolsos, sin presentar ganancias monetarias; sin embargo, la implementación de tecnologías de tratamiento de agua posee un valor presente neto menos negativo al igual que un gran valor significativo en materia de menos impacto ambiental. La instalación de una planta de tratamiento con la capacidad para procesar 22mil barriles de agua diario es una alternativa la cual puede suplantar la construcción de pozos inyectores y pozos de aguas para el consumo humano, sin contar que la cantidad de pozos inyectores después del año 10 del proyecto puede ser necesario su crecimiento.

La inversión inicial estimada del proyecto que contempla Petromacareo S.A en sus planes es de **421.685.369,7 BsF**, mientras que la inversión inicial de la tecnología en la planta de tratamiento es de **237.423.077,9 BsF**.

El Costo Inicial es la inversión necesaria para que la empresa adquiera la nueva tecnología, estos costos representan el valor de los equipos, su

instalación, estudio de ingeniería y adiestramiento de personal. Por otra parte, están Los Costos de Operación y Mantenimiento, que son de gran importancia a la hora de decidir adquirir un nuevo sistema, si éstos se mantienen, crecen o son de total insignificancia.

CONCLUSIONES

De los resultados obtenidos se puede concluir lo siguiente:

1. Se demostró la viabilidad técnica y económica de la aplicación de tecnologías de tratamiento de agua para su reutilización en procesos de producción de crudos extrapesados de la FPO.
2. La alternativa de tratamiento de agua capaz de procesar el agua salobre y convertirla en agua dulce se basa en el fenómeno de Ósmosis Inversa. El equipo debe contar con un sistema de prefiltración para poder la membrana dar mejores resultados en la purificación y potabilización.
3. En la fase de producción de petróleo a partir del año 2014 los volúmenes de producción de agua serán mayores al consumo de agua generado en la plata, pudiendo ser capaz el agua de producción suplir dicha demanda.
4. La evaluación económica se basó en un tipo de costos clase IV, y la misma dio como resultado la viabilidad económica de la aplicación de tecnologías de tratamiento de aguas.
5. Se conocieron los riesgos inherentes al proceso de aplicación de tratamiento. Es de vital importancia para estar atentos e implantar las medidas de prevención necesarias.
6. La implementación de tecnologías de tratamiento de aguas producidas mediante la construcción de una planta, genera menos impacto ambiental que la perforación de pozos inyectores y pozos de agua fresca junto a la red de tuberías que se requiere para su traslado.

RECOMENDACIONES

De acuerdo a lo obtenido con el estudio de investigación se plantean las siguientes recomendaciones:

1. Tener en cuenta que la decisión que en el trabajo de investigación se ha tomado está basada en costos que pueden sufrir cambios con el tiempo, variaciones en la tasa de interés, entre otros.
2. La empresa junto al departamento de finanzas debe hacer una investigación más a fondo sobre otras empresas en el mercado especialista en el tratamiento de aguas de producción, haciendo énfasis en los costos de la empresa Unitek, los cuales no se pudieron obtener en esta investigación.
3. Asumir en un nuevo estudio, los costos asociados a la fuerza laboral, ya que para la evaluación realizada en esta investigación no fueron incluidos.
4. Usar como herramienta de guía el Plan de Acción para la adquisición, instalación y pronta puesta en marcha de la planta de tratamiento y producir agua dulce, en conjunto con el inicio de la extracción de crudo extrapesado.
5. En la posible instalación de la planta, es recomendable realizar siempre seguimientos al proceso, con la finalidad de detectar posibles errores en las actividades de tratamiento, si están dando los resultados deseados, y del contrario proporcionar mejoras al proceso.

6. Tener presente los equipos y herramientas con los que se cuenta, y la disponibilidad de éstos para el abastecimiento en cada actividad del proceso, de igual manera, contar con el personal necesario para ejecutar cada una de las actividades y que no ocurra ningún retraso en el plan establecido.

7. Mantener un plan de mantenimiento preventivo en toda la planta con la finalidad de evitar mantenimientos correctivos y en peor instancias accidentes.

8. Sostener amplia y constante comunicación entre los supervisores jefes del proyecto y los operadores en la zona de trabajo, para mantenerse informados sobre los avances, mejoras o cambios pertinentes realizados al proceso en Bloque Junín 2 de la FPO.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BLANCO, ADOLFO. **Formulación y Evaluación de Proyectos**. 8va Edición. Abril 2.010

Contenidos didácticos. Tecnología de la información. Secretaría de Energía. República de Argentina. Disponible en: <http://energia3.mecon.gov.ar/home/>.

Decreto 883. **Normas para la Clasificación y Control de la Calidad de los Cuerpos de Agua y Vertidos Líquidos**, 11/10/1995 GO(E) N° 5.021 del 18/12/1995.

Franklin, E. B. **Metodología Administrativa**. 1997.

Informe Ambiental. PDVSA. Mayo 2006

Ley Orgánica del Ambiente. Caracas, 2006.

Ley Orgánica de Hidrocarburos. Caracas, 2006.

Parámetros de Inyección de Agua de Producción. Gerencia de Ingeniería. Petrourica S.A

Manual de Seguimiento al Potencial. Septiembre 1992. Ingeniería de Petróleo, DOP, Maraven, S. A.

Norma PDVSA Ma-01-02-04 **Manejo De Aguas De Producción**. 2005

Norma PDVSA Ma-01-02-08 **Inyección Subterránea de Desechos de las Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos.** 2005

Norma PDVSA Ma-01-02-01 **Manejo De Ripios Y Fluidos Residuales De Perforación.** 2005

Norma PDVSA Ma-01-02-03 **Estudios Ambientales y Socioculturales.** 2005

PDVSA. [Documento en línea]. Disponible en: http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pespe/barrarecursos/glosario.html

Plan de Acción. [Artículo en línea]. Disponible en: <http://definicion.de/plan-de-accion/>

ROJAS DE NARVÁEZ, ROSA. **Orientaciones Prácticas para la Elaboración de Informes de Investigación.** UNEXPO. Año 1.997.

TARQUIN, A. BLANK, L. **Ingeniería Económica.** Editorial Mc Graw Hill. Cuarta Edición. 1999

BALDOMER G. MAURICIO J. **Efectos de Flujo en Tubería en los Procesos de Inyección de Vapor en Pozos Horizontales.** UCV. Año 2.004 Disponible en: <http://saber.ucv.ve/jspui/bitstream/123456789/584/1/TOMO.pdf>

ANEXOS

ANEXO A

Artículos del Decreto #883. Normas para la Clasificación y Control de la Calidad de los Cuerpos de Agua y Vertidos Líquidos,

Capítulo II. De la clasificación de las Aguas

Artículo 3. Las aguas se clasifican en:

Agua Tipo 1, Aguas destinadas al uso domesticos y al uso industrial que requieren de agua potable, siempre que esta forma parte de un producto o subproducto destinado al consumo humano o que entre en contacto con el.

Las aguas Tipo 1 se subdivide en:

Tipo 1A: Aguas que desde el punto de vista sanitario pueden ser acondicionadas con la sola adición de desinfectantes.

Agua Tipo 1B: Aguas que pueden ser acondicionadas por medio de tratamientos convencionales de coagulación, floculación, sedimentación, filtración y cloración.
Tipo 1C: Aguas que pueden ser acondicionadas por proceso de potabilización no convencional.

Artículo 4. A los efectos del Decreto #883, se establecen los siguientes criterios para la clasificación de las aguas, así como los niveles de calidad exigibles de acuerdo con los usos a que se destinen:

Las aguas del **sub-tipo 1A** son aquellas cuyas características corresponden con los límites y rangos siguientes:

PARÁMETRO	LÍMITE O RANGO MÁXIMO
Oxígeno disuelto (O.D)	mayor de 4,0 mg/l (*)
PH	6,0 - 8,5

Color real	Menor de 50 U Pt-Co
Turbiedad	Menor de 25 UNT
Fluoruros	Menor de 1,7 mg/l
Organismos coliformes totales	Promedio mensual menor a 2000 NMP por cada 100 ml.

(*) Este valor también se podrá expresar como porcentaje de saturación, el cual debe ser mayor de 50%

Las aguas del **sub-tipo 1B** son aquellas cuyas características corresponden con los límites y rangos siguientes:

PARÁMETRO	LÍMITE O RANGO MÁXIMO
Oxígeno disuelto (O.D)	mayor de 4,0 mg/l (*)
pH	6,0 – 8,5
Color real	Menor de 150 U Pt-Co
Turbiedad	Menor de 250 UNT
Fluoruros	Menor de 1,7 mg/l
Organismos coliformes totales	Promedio mensual menor a 10000 NMP por cada 100 ml.

Las aguas de los sub-tipo 1A y 1B no deberán exceder, además, los siguientes límites:

Elementos o compuestos	Límites
Aceites minerales	0,3 mg/l
Aluminio	0,2 mg/l
Arsénico total	0,05 mg/l

Elementos o compuestos	Límites
Bario total	1,0 mg/l
Cadmio total	0,01 mg/l
Cianuro total	0,1 mg/l
Cloruros	600 mg/l
Cobre total	1,0 mg/l
Cromo Total	0,05 mg/l
Detergentes	1,0 mg/l
Dispersantes	1,0 mg/l
Dureza, expresada como CaCO ₃	500 mg/l
Extracto de carbono al cloroformo	0,15 mg/l
Fenoles	0,002 mg/l
Hierro total	1,0 mg/l
Manganeso total	0,1 mg/l
Mercurio total	0,01 mg/l
Nitritos + Nitratos (N)	10,0 mg/l
Plata total	0,05 mg/l
Plomo total	0,05 mg/l
Selenio	0,01 mg/l
Sodio	200 mg/l
Sólidos disueltos totales	1500 mg/l
Sulfatos	400 mg/l
Zinc	5,0 mg/l
Biocidas	

Elementos o compuestos	Límites
Organoclorados	0,2 mg/l
Organofosforados Carbamatos	0,1 mg/l
Radiactividad	
Actividad α	0,1 Bq/l
Actividad β	1,0 Bq/l
Organismos Coliformes Totales	Media geométrica de al menos 5 muestras mensuales menor a 10000 organismos /100ml

Las aguas del **Sub-Tipo 1C** son aquellas en las cuales el pH debe estar comprendido entre 3,8 y 10,5.

Aguas Tipo 2: Aguas destinadas a usos agropecuarios.

Las aguas del Tipo 2 se desagregan en los siguientes sub-tipos:

Sub-Tipo 2A: Aguas para riego de vegetales destinados al consumo humano.

Sub-Tipo 2B: Aguas para el riego de cualquier otro tipo de cultivo y para uso pecuario.

Las aguas del Sub-Tipo 2A son aquellas cuyas características corresponden con los límites y rangos siguientes:

PARÁMETRO	LÍMITE O RANGO
Organismos Coliformes totales	Promedio mensual menor a 1000 NMP por cada 100 ml
Organismos Coliformes fecales	Promedio mensual menor a 100 NMP por cada 100 ml

Las aguas del Sub-Tipo 2B son aquellas cuyas características corresponden con los límites y rangos siguientes:

PARÁMETRO	LÍMITE O RANGO
Organismos Coliformes totales	Promedio mensual menor a 5000 NMP por cada 100 ml
Organismos Coliformes fecales	Promedio mensual menor a 1000 NMP por cada 100 ml

Las aguas de los Sub-Tipos 2A y 2B no deberán exceder, además, los siguientes límites:

Elementos o compuestos	Límites
Aluminio	1,0 mg/l
Arsénico	0,05 mg/l
Bario	1,0 mg/l
Boro	0,75 mg/l
Cadmio	0,005 mg/l
Cianuro	0,2 mg/l
Cobre	0,2 mg/l
Cromo Total	0,05 mg/l
Hierro total	1,0 mg/l
Litio	5,0 mg/l
Manganeso total	0,5 mg/l
Mercurio	0,01 mg/l
Molibdeno	0,005 mg/l
Níquel	0,5 mg/l
Plata	0,05 mg/l
Plomo	0,05 mg/l

Elementos o compuestos	Límites
Selenio	0,01 mg/l
Sólidos disueltos totales	3000 mg/l
Sólidos flotantes	400 mg/l
Vanadio	10,0 mg/l
Zinc	5,0 mg/l
Biocidas	
Organoclorados	0,2 mg/l
Organofosforados y Carbamatos	0,1 mg/l
Radiactividad	
Actividad α	0,1 Bq/l
Actividad β	1,0 Bq/l

El **agua Tipo 3**, se refiere a las Aguas marinas o de medios costeros destinadas a la cría y explotación de moluscos consumidos en crudo.

Las aguas del Tipo 3 son aquellas cuyas características corresponden con los límites y rangos siguientes:

Parámetro	Límite o rango máximo
Oxígeno disuelto (O.D)	mayor de 5,0 mg/l (*)
pH	6,5 - 8,5
Aceites minerales	0,3 mg/l
Detergentes no biodegradables	Menor de 1 mg/l
Detergentes biodegradables	Menor de 0,2 mg/l
Residuos de petróleo, sólidos sedimentables y flotantes	ausentes
Metales y otras sustancias tóxicas	No detectable (***)
Fenoles y sus derivados	0,002 mg/l

Biocidas	
Organofosforados y Carbamatos	0,1 mg/l
Organoclorados	0,2 mg/l
Organismos coliformes totales (**)	a) Promedio mensual menor a 70 NMP por cada 100 ml. El 10% de las muestras no puede exceder de 200 NMP por cada 100 ml
Radiactividad	
Actividad <input type="checkbox"/>	máximo 0,1 Bq/l
Actividad <input type="checkbox"/>	máximo 1,0 Bq/l

* Este valor también se podrá expresar como porcentaje de saturación, el cual debe ser mayor de 60%

** Las muestras deben ser representativas de la calidad del cuerpo de agua a ser aprovechado. De existir fuentes de contaminación las muestras deberán ser tomadas en las zonas afectadas. En ambos casos se muestreará bajo las condiciones hidrográficas más desfavorables, a juicio del Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables.

*** Según los métodos aprobados por el Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables.

Las aguas de **Tipo 4** son aquellas aguas destinadas a balnearios, deportes acuáticos, pesca deportiva, comercial y de subsistencia.

De acuerdo al Decreto, las aguas del Tipo 4 se desagregan en los siguientes subtipos:

- **Sub Tipo 4A:** Aguas para el contacto humano total.
- **Sub Tipo 4B:** Aguas para el contacto humano parcial.

Las aguas del Sub-Tipo 4A son aquellas cuyas características corresponden con límites y rangos siguientes:

PARÁMETRO	LÍMITE O RANGO MÁXIMO
Organismos coliformes totales	a) menor a 1000 NMP por cada 100 ml en el 90% de una serie de muestras consecutivas b) menor a 5000 en el 10% restante
Organismos coliformes fecales	a) menor a 200 NMP por cada 100 ml en el 90% de una serie de muestras consecutivas b) menor a 400 en el 10% restante
Moluscos infectados con S. mansoni	Ausentes

Las aguas del Sub-Tipo 4B son aquellas cuyas características corresponden con los límites y rangos siguientes:

PARÁMETRO	LÍMITE O RANGO MÁXIMO
Organismos coliformes totales	a) menor a 5000 NMP por cada 100 ml en el 80% de una serie de muestras consecutivas b) menor a 10000 en el 20% restante
Organismos coliformes fecales	a) menor a 1000 NMP por cada 100 ml en la totalidad de las muestras
Moluscos infectados con S. mansoni	Ausentes

Es importante resaltar que las aguas del Tipo 4 deberán cumplir, además, con las siguientes condiciones:

Parámetro	LÍMITE O RANGO MÁXIMO
Oxígeno disuelto (O.D)	mayor de 5,0 mg/l (*)

pH	6,5 - 8,5
Aceites minerales	0,3 mg/l
Detergentes	Menor de 1 mg/l
Detergentes biodegradables	Menor de 0,2 mg/l
Sólidos disueltos	Desviación menor de 33% de la condición natural
Residuos de petróleo, sólidos sedimentables y flotantes	Ausentes
Metales y otras sustancias tóxicas	No detectable (**)
Fenoles y sus derivados	0,002 mg/l
Biocidas	
Organofosforados y Carbamatos	0,1 mg/l
Organoclorados	0,2 mg/l
Radiactividad	
Actividad □	máximo 0,1 Bq/l
Actividad □	máximo 1,0 Bq/l

* Este valor también se podrá expresar como porcentaje de saturación, el cual debe ser mayor de 60 por ciento.

** Según los métodos aprobados por el Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables.

Las **Aguas Tipo 5** se refieren a las aguas destinadas para usos industriales que no requieren de agua potable.

Las aguas del tipo 5 son aquellas cuyas características corresponden a los límites y rangos siguientes:

Parámetro	Límite o rango máximo
Fenoles	Menor de 0,002 mg/l
Aceites y espumas	Ausentes
Sustancias que originen sedimentación de sólidos	Ausentes

Aguas Tipo 6: Aguas destinadas a la navegación y generación de energía.

Las aguas del Tipo 6 son aquellas cuyas características corresponden a los límites y rangos siguientes:

Parámetro	Límite o rango máximo
Oxígeno disuelto (O.D)	mayor de 4 mg/l
Sólidos flotantes y sedimentables o depósitos de lodo	Concentraciones que no interfieran la navegación o la generación de energía

Aguas Tipo 7: Aguas destinadas al transporte, dispersión y desdoblamiento de poluentes sin que se produzca interferencia con el medio ambiente adyacente.

Las aguas del Tipo 7 son aquellas cuyas características correspondan a los límites siguientes:

Parámetro	Límite o rango máximo
Oxígeno disuelto (O.D)	mayor de 3 mg/l (*)

Capítulo III

Sección III. De la Descarga a Cuerpos de Agua

Artículo 10. A los efectos de este Decreto # 883, se establecen los rangos y límites máximos de calidad de vertidos líquidos que sean o vayan a ser descargados, en forma directa o indirecta, a ríos, estuarios, lagos y embalses.

Parámetros Físico-químicos	Límites máximos o rangos
Aceites minerales e hidrocarburos	20 mg/l
Aceites y grasas vegetales y animales	20 mg/l
Alkil mercurio	No detectable (*)
Aldehidos	2,0 mg/l
Aluminio total	5,0 mg/l
Arsénico total	0,5 mg/l
Bario total	5,0 mg/l
Boro	5,0 mg/l
Cadmio total	0,2 mg/l
Cianuro total	0,2 mg/l
Cloruros	1000 mg/l
Cobre total	1,0 mg/l
Cobalto total	0,5 mg/l
Color real	500 unidades de Pt-Co
Cromo total	2,0 mg/l
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO _{5,2})	60 mg/l
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	350 mg/l
Detergentes	2,0 mg/l
Dispersantes	2,0 mg/l
Espuma	Ausente
Estaño	5,0 mg/l
Fenoles	0,5 mg/l
Fluoruros	5,0 mg/l
Fósforo total (expresado como fósforo)	10,0 mg/l
Hierro total	10 mg/l
Manganeso total	2,0 mg/l
Mercurio total	0,01 mg/l
Nitrógeno total (expresado como nitrógeno)	40 mg/l
Nitritos + nitratos (expresado como nitrógeno)	10 mg/l
PH	6 – 9

Parámetros Físico-químicos	Límites máximos o rangos
Plata total	0,1 mg/l
Plomo total	0,5 mg/l
Selenio	0,05 mg/l
Sólidos flotantes	Ausentes
Sólidos suspendidos	80 mg/l
Sólidos sedimentables	1,0 ml/l
Sulfatos	1.000 mg/l
Sulfitos	2,0 mg/l
Sulfuros	0,5 mg/l
Zinc	5,0 mg/l
Biocidas	
Organoclorados	0,05 mg/l
Organofosforados y Carbamatos	0,25 mg/l
Radiactividad	
Actividad □	0,1 Bq/l.
Actividad □	1,0 Bq/l.

* Según los métodos aprobados por el Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables.

Sección IV. De la Descarga al medio marino-costero

Artículo 12. Las descargas al medio marino-costero sólo podrán efectuarse en zonas donde se produzca mezcla rápida del vertido con el cuerpo receptor y cumplirán con los rangos y límites máximos establecidos en la siguiente lista:

Parámetros Físico-químicos	Límites máximos o rangos
Aceites minerales e hidrocarburos	20 mg/l
Aceites y grasas vegetales y animales	20 mg/l
Alkil mercurio	No detectable (*)
Aluminio total	5,0 mg/l
Arsénico total	0,5 mg/l
Bario total	5,0 mg/l
Cadmio total	0,2 mg/l

Parámetros Físico-químicos	Límites máximos o rangos
Cianuro total	0,2 mg/l
Cobre total	1,0 mg/l
Cobalto total	0,5 mg/l
Color real	500 unidades de Pt-Co
Cromo total	2,0 mg/l
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO _{5,2})	60 mg/l
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	350 mg/l
Detergentes	2,0 mg/l
Dispersantes	2,0 mg/l
Espuma	Ausente
Fenoles	0,5 mg/l
Fluoruros	5,0 mg/l
Fósforo total (expresado como fósforo)	10,0 mg/l
Hierro total	10 mg/l
Níquel total	2,0 mg/l
Mercurio total	0,01 mg/l
Nitrógeno total (expresado como nitrógeno)	40 mg/l
pH	6 – 9
Plata total	0,1 mg/l
Plomo total	0,5 mg/l
Selenio	0,2 mg/l
Sólidos flotantes	Ausentes
Sulfuros	2,0 mg/l
Zinc	10 mg/l
Biocidas	
Organoclorados	0,05 mg/l
Organofosforados y Carbamatos	0,25 mg/l
Radiactividad	

Parámetros Físico-químicos	Límites máximos o rangos
Actividad □	0,1 Bq/l.
Actividad □	1,0 Bq/l.

(*) Según los métodos aprobados por el Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables.

ANEXO B
Costos de Operación VSEP

V SEP Economic Analysis - Quote Version

Confidential Information - Do Not Distribute

Alter Values in Blue to manipulate	US Standard Units		SI Units	
Total System Cost per 1000 gallons (Feed):	\$5,33	\$/1000 gal	\$1,41	\$/m3
VSEP Cost per 1000 gallons (Permeate):	\$7,10	\$/1000 gal	\$1,88	\$/m3
Variable Entered Values				
Feed Flow Rate	594	Gpm	135	m3/hr
Feed Pressure	400	Psi	2.800	kPa
Avg Flux Rate from Testing	25	Gfd	43	LMH
% Recovery	75%		75%	
Estimated Time Between Cleanings	1440	Minutes	1440	Minutes
Cleaning Solution Volume per module	150	Gal	567,75	Liters
# of cleaners per cleaning	1,5	Each	-1,5	Each
Concentrated Cleaner use	3%		3%	
Power Cost	\$0,05	\$/kw-hr	\$0,050	US\$/kw-hr
Estimated Membrane Life	3	Years	3	Year
Pump Efficiency	85%		1	
Module Size	1400	SF	130	m2
Design Safety Factor	30%			
Calculated Values				
Design Flux	18	gfd	30	LMH
Number of VSEP Modules	25,99	modules	25,99	Modules
Rounded up Number of VSEP Modules Required	26		26	
Permeate Rate	446	gpm	101	m3/hr
Feed Gallons/day	855.360	gpd	3.238	m3/day
Permeate Gallons/day	641.520	gpd	2.428	m3/day
Energy Cost (During Filtration Mode)				
Vibration Power Consumption	312	hp (@ 3/4")	312	hp (@ 3/4")
Pump Power Consumption	163	hp	163	Hp
Total Energy Consumption	475	hp	475	Hp
Rate of Kilowatt Usage	354,3	kW	354,3	kW
Daily Energy Cost (kw x 22hrs x .04\$/kw)	\$390	\$/Day	\$390	\$/day
Daily Cost ÷ Daily Capacity ÷ 1000	\$0,46	\$/1000 gal	\$0,12	\$/m3
Membrane Replacement Cost				
Module Replacement Cost (ea module)	\$72.000	\$/ea	\$72.000	\$/ea
Total Membrane Replacement Cost	\$1.872.000	USD	\$1.872.000	USD
Annual Membrane Cost	\$624.000	\$/yr	\$624.000	\$/yr
Daily Membrane Cost (365 day year)	\$1.710	\$/day	\$1.710	\$/day
Daily Cost ÷ Daily Capacity ÷ 1000	\$2,00	\$/1000 gal	\$0,53	\$/m3
Chemical Cleaner Cost				

Daily Cleaner Consumption	7 gallons/day/module	26 L/cycle/module
Daily Cleaner consumption for whole system	176 gallons/day	664 L/cycle/day
Cost of Chemical Cleaner	\$14 \$/gallon	\$4 \$/Liter
Daily Cleaner Cost	\$2.457 \$/day	\$2.457 \$/day
Daily Cost ÷ Daily Capacity ÷ 1000	\$2,87 \$/1000 gal	\$0,76 \$/m3
Total Cost - Ct	\$5,33 \$/1000 gallons \$4.556 \$/day	\$1,41 \$/m3 \$4.556 \$/day
<i>Annual Operating Costs</i>	\$1.663.045 USD/year	\$1.663.045 \$/Year

ANEXO C **Mantenimiento VSEP**

MAINTENANCE

The V[^]SEP machinery is very easy to install and is mechanically simplified. Ironically, it has taken a great deal of engineering and prototyping to make the design so compact and simple. The design history has shown that the simpler the design, the better the machinery has performed. Even though *New Logic Research* is proud of its accomplishment and the performance of the V[^]SEP system, we are continuously looking for ways to improve the design. This is especially true for difficult applications which have not been addressed by the typical mainstream filtering systems before. We want V[^]SEP to be successful in all applications and for it to be far superior to anything else on the market.

While the machine design is simple and the system is easy to install, it is a finely adjusted performance machine and must operate within strict limits to avoid damage to the components. As with any mechanical device which is vibrating or spinning, adjustments and proper tuning are essential. Also, membranes cannot be repaired. If they are abused or used outside of their intended use, they must be replaced when damaged. It is absolutely essential for the operator of a V[^]SEP system to have instant knowledge of the operating parameters which must be adhered to at their facility. The slightest deviation from the proper procedure can be very costly. As long as the machinery and filter pack are used as intended and the proper operating procedures are followed, the V[^]SEP unit will provide many years of dutiful service. Nearly all of the repairs which have been necessary for our existing V[^]SEP customers have been due to procedures which are clearly published not being followed. In each case, if the operator had read and committed to following critical V[^]SEP guidelines, a costly process shut down and repair could have been avoided. The reliability of the machine is only as good as the person using it.

In order to insure a successful V[^]SEP System Operation:

- The operator should be intimately familiar with this *Series i Binder*.
- Review the information in this binder on a periodic basis.
- The operator should attend training workshops at *New Logic Research*, or be instructed with hands on information on site by qualified personnel prior to operation.
- Consult *New Logic Research's* Engineering Staff with any question no matter how small.
- Keep the *New Logic Research* recommended spare parts on hand to avoid downtime.
- New customers should have Field Service Engineers from *New Logic Research* for consultation, training, and support when installing a system.

The most important measure is to listen and follow the *New Logic Research* Engineer's advise on proper operation. These individuals have been extensively trained and can help you with interpreting written procedure manuals and also give you knowledge from actual experience about what works and what doesn't.

We have had some customers who actually willingly ignore advice and insist on their own methods. This can be very dangerous to the equipment, personnel, and would void any warranties.



The best maintenance approach is to be sure that the system and each component are being used correctly. In addition to this, other preventative maintenance measures include regular inspections of the equipment. Problems are easy and inexpensive to fix if they are caught early. Regular inspections would include checking the tightness of certain bolts. If done correctly this process takes about 10 minutes and costs nothing. If not done, as has happened in a few cases, complete system failure can result and would be very expensive and time consuming.

As a part of a proper preventative maintenance program, the following lists show items which should be inspected and the frequency for each. The following required maintenance assumes continuous or nearly continuous operation.

□ DAILY



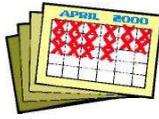
At the minimum, a walk by inspection should be performed, twice per shift, to make sure that there are no obvious problems. The operator should:

1. Check for process leaks that might require attention.
2. Check for any unusual sounds, vibration, or hot spots that may indicate a problem.
3. Check the Eccentric Bearing and Seismic Mount temperature. Make sure that they are less than 185°F (85°C). A non-contact infrared thermometer is required.

NOTE:

If the bearing temperature exceeds 185°F for more than a couple hours at start up, there is a problem and the machine should be stopped immediately.

4. Check the Filter Pack bottom temperature. Make sure that it is less than 110°F (45°C) and there is no hot spot.
5. Check the Torsión Spring temperature. Make sure that it is less than 185°F (85°C) and there is no hot spot.
6. Check and make sure that the Vibration Amplitude has not drifted.
7. Check for any variance of the process displays.
8. Check for oil spill on the top of the Seismic Mass assembly.



□ **WEEKLY**

Stop the machine and:

1. Visually inspect the Torsión Spring and Seismic mass. Any nicks or cracks on the protective coating must be immediately repaired. *Cali New Logic Research* for repair instructions.
2. Visually inspect all hoses for cracks or abrasión.
3. Check the Eccentric Bearing oil level. If the oil level is not up to the height of the counter-bore in the hole, add oil. (If the oil looks dirty it should be changed).
4. Inspect the Seismic Mount. Check for uneven wear of rubber pads.

□ **MONTHLY**

Stop the machine and:

1. Check the torque on the Perimeter Bolts of the Filter Pack.
2. Check the torque on the Center Nut.
3. Check the torque on the Torsion Spring Clamp Bolts.
4. Tighten all Victaulic Clamps, especially the ones on the upper plumbing which are subject to the most vibration.

Perimeter Bolts

Inner Drive Bolts

Center Nut

Torsion Spring Clamp Bolts 150 ft.lbs.

15" Filter Pack	36" Filter Pack	84" Filter Pack
90 ft.lbs.	300 ft.lbs.	350 ft.lbs.
90 ft.lbs.	90 ft.lbs.	90 ft.lbs.
300 ft.lbs.	300 ft.lbs.	300 ft.lbs.
150 ft.lbs.	150 ft.lbs.	150 ft.lbs.

4. Inspect the Node Rubber Mounts on the Lower Torsion Spring Clamp for proper tightness.
5. Calibrate pH probes. See Instrumentation manual for calibration procedure.

□ **EVERY THREE MONTHS**



Stop the machine and:

1. Change the oil for the Eccentric Bearing (Sullaire Sullube 32 wt Compressor Fluid). Please see **Section 9: Eccentric Bearing Oil Change, ChapterU: Field Replacement Procedures** in this binder for more information.

NOTE:

The MSDS for the Compressor Fluid is located in **Section 20: MSDS for Lubricants & Cleaners**, please follow all safe handling practices to avoid injury.

□ **EVERY SIX MONTHS**



Stop the machine and:

1. Lubricate the Vibration Drive Motor and all Pumps. The motor manufacturer recommends 2-3 strokes with one of the following greases: Shell Oil "Dolium", Chevron Oil "SRI No. 2", or Texaco Inc. "Premium RB"

NOTE:

The MSDS for the brands of Grease listed above are located in **Section 20: MSDS for Lubricants & Cleaners**, please follow all safe handling practices to avoid injury.

V-SEP Weekly Inspection Data

Serial # _____

Week of: _____ Done By: _____

Item Inspected:	Day 1	Day 2	Day 3	Day 4	Day 5	Day 6	Day 7
Plumbing Leaks/Drips	<input type="text"/>						
Unusual Noise or Vibration	<input type="text"/>						
Seismic Mount & Bearing Temp. 85°C max (185°F)	<input type="text"/>						
Torsion Spring Temp. 85°C max (185°F)	<input type="text"/>						
Filter Pack Temp. 43°C max@Bottom (110°F)	<input type="text"/>						
Amplitude: 7/8" max peak to peak	<input type="text"/>						
Unusual Process Display	<input type="text"/>						
Seismic Mount & Bearing Oil Leak	<input type="text"/>						

Weekly Inspections:	Day 1	Day 2	Day 3	Day 4	Day 5	Day 6	Day 7
Visual Inspection Torsion Spring	<input type="text"/>						
Visual Inspection Hoses	<input type="text"/>						
Bearing Oil Level & Clearness	<input type="text"/>						
Tighten All Victaulic Clamps	<input type="text"/>						

Observations: _____

Note: In the space provided, record the measured data or indicate OK. Problems should be remedied quickly.

Consult the Operator's Manual for more information and procedures. For regular Oil change and lubrication see the Operator's Manual for type and frequency.