

**EVALUACIÓN TÉCNICO PRESUPUESTAL PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN
SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA EN UN CAMPO PETROLERO
COLOMBIANO**

**JORGE ENRIQUE CANTILLO NAVARRO
MAURICIO TOVAR CARRERA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2018

**EVALUACIÓN TÉCNICO PRESUPUESTAL PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN
SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA EN UN CAMPO PETROLERO
COLOMBIANO**

**JORGE ENRIQUE CANTILLO NAVARRO
MAURICIO TOVAR CARRERA**

**Monografía presentada como requisito para optar
al título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

**Director
ÉDISON ODILIO GARCÍA NAVAS
Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2018

Doy gracias a Dios, que ha proveído día a día para cumplir cada meta que me he propuesto en la vida.

Mauricio

A mi cucho, Manuel Esteban Cantillo Martínez

Jorge

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. INYECCIÓN DE AGUA.....	16
1.1 CARACTERÍSTICAS QUE DEBÉN DE TENER LAS AGUAS DE INYECCIÓN	21
1.2 TIPOS DE INYECCIÓN	23
1.2.1 Inyección periférica o externa.	23
1.2.2 Inyección dispersa.	24
1.3 CARACTERÍSTICA DEL YACIMIENTO.....	24
2. GENERALIDADES DEL CAMPO ESTUDIO	25
2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	25
2.2 CONDICIONES ACTUALES DE INYECCIÓN EN CAMPO MILAGRO	26
2.3 SISTEMA DE INYECCIÓN ACTUAL EN CAMPO MILAGROS	27
2.4 LÍNEAS DE PROCESO COMPLEMENTARIAS ACTUALES.....	29
3. EVALUACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA REQUERIDO PARA LA INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DE LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA	33
3.1 DISEÑO BÁSICO.....	33
3.2 EQUIPOS Y ACCESORIO.....	34
3.3 DIMENSIONAMIENTO	36
3.4 ENCERRAMIENTO	37
3.5 EFICIENCIA Y PÉRDIDAS GARANTIZADAS	38
3.6 TUBERÍA	38
3.7 INSPECCIÓN Y PRUEBAS	39

3.8 GARANTÍAS MECÁNICAS.....	40
4. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS DE ESQUEMAS DE PLANTAS PARA LA INYECCIÓN DE AGUA DE ACUERDO A LA CAPACIDAD REQUERIDA.....	41
4.1 ALTERNATIVA 1	41
4.2 ALTERNATIVA 2	42
4.3 PLANTEAMIENTO PARA LA DISTRIBUCIÓN DE LA BOMBAS DEFINITIVAS	45
4.4 PROPIEDADES DEL FLUJO.....	45
4.5 DISEÑO	46
4.6 CONDICIONES DEFINITIVAS DE OPERACIÓN DEL PROCESO	47
4.7 SISTEMA DE INYECCIÓN DEFINITIVO	49
4.8 PREMISAS DE OPERACIÓN DEFINITIVA	49
4.9 EQUIPOS REQUERIDOS PARA AUMENTO EN LA INYECCIÓN.....	50
5. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO.....	51
5.1 EVALUACIÓN FINANCIERA PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO.....	53
5.2 CONDICIONES ACTUALES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	53
5.3 PROPUESTA PARA INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO	54
5.4 Comportamiento economico status quo.....	54
5.5 Comportamiento economico para produccion incremental.	55
6. CONCLUSIONES	56
7. RECOMENDACIONES.....	57
BIBLIOGRAFÍA.....	58

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características del campo Milagro	25
Tabla 2. Condiciones de llegada del agua	26
Tabla 3. Características físico/químicas del agua/crudo	26
Tabla 4. Condiciones de Operación Máxima Unidades de Bombeo	28
Tabla 5. Condiciones de operación máxima de todas las unidades de Bombeo ...	43
Tabla 6. Propiedades del agua a la entrada de la facilidad	45
Tabla 7. Condiciones de llegada del agua a unidades de bombeo.....	47
Tabla 8. Condiciones de inyección del agua.....	48
Tabla 10. Balance Económico	55

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Recuperación Asistida.	19
Figura 2. Recuperación Asistida con Inyección del CO2	20
Figura 3. Ubicación Geografica Campo Milagro.	25
Figura 4. Curvas Bombas Wilson Snyder – United	27
Figura 5. Esquema Distribución de Líneas de Recirculación y Alivio.....	28
Figura 6. Esquema Distribución de Líneas de Recirculación y Alivio.....	30
Figura 7. Curva Produccion Crudo – Agua- Fluido Total	31
Figura 8. Alternativa Distribución de Líneas de Inyección	41
Figura 9. Alternativa Distribución de Líneas de Inyección	42
Figura 10. Wilson Snyder-United-Union.....	43
Figura 11. Nueva diseño distribución de bombas	46
Figura 12. Esquema planteado para la distribucion de las bombas.	50
Figura 14. Curva de producción de crudo	53
Figura 15. Curva de Producción de Crudo Incremental	54
Figura 13. Balance Económico	55

GLOSARIO

BSW: Contenido de agua y sedimentos en una muestra de crudo.

Cabezales pozo: Base de la superficie sobre la cual se construye el pozo. El cabezal de pozo y el árbol de navidad forman un conjunto de conexiones, válvulas, colgadores y otros elementos suplementarios que permiten controlar la presión y la tasa de flujo de un pozo.

Comisionamiento: Puesta en marcha de las unidades.

Hazop: Técnica de identificación de riesgos inductiva basada en la premisa de que los riesgos, los accidentes o los problemas de operatividad, se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto a los parámetros normales de operación en un sistema dado y en una etapa determinada.

Medidor ultrasónico: Equipo utilizado para medir la velocidad de flujo monofásico a través de una línea por la diferencia de velocidad del sonido al programarse esta en el sentido del flujo y sentido contrario.

MW: Megavatios.

PIA: Planta de inyección de agua.

Presión: Fuerza por unidad de área.

Psig: Presión absoluta.

Radiación térmica: Es el proceso de transmisión de ondas o partículas a través del espacio o de algún medio.

Temperatura: Magnitud física que refleja la cantidad de calor, ya sea de un cuerpo, de un objeto o del ambiente.

TIR: Tasa interna de retorno.

VPN: Valor presente neto.

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICO PRESUPUESTAL PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA EN UN CAMPO PETROLERO COLOMBIANO*

AUTORES: JORGE CANTILLO NAVARRO - MAURICIO TOVAR CARRERA.**

PALABRAS CLAVES: INYECCIÓN, POZOS, PRODUCCIÓN.

DESCRIPCIÓN:

El proceso de inyección de agua a pozos productores de petróleo fue accidental, cuando el agua proveniente de arenas acuíferas naturales pocos profundos invadiendo la formación petrolífera, trayendo como consecuencia aumento en la producción de pozos.

Este suceso se interpretó como la forma de mantener la presión del yacimiento. En 1980 se determinó que la inyección de agua aumentaba la producción de los pozos. 1907 esta práctica de inyectar agua en formaciones petrolífera impacta favorablemente la producción en el campos.

Entre 1921 y 1940, la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mayores tasas de inyección. En la actualidad es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria constituyéndose en el proceso que más ha contribuido al recobro del petróleo extra. Hoy en día más de la mitad de la producción mundial del petróleo se debe a la inyección de agua.

El proyecto que recomendamos en este estudio busca optimizar los recursos, y al mismo tiempo permitir un incremento sustancial en los volúmenes de recobro en la producción de petróleo; garantizando la efectividad del sistema, y los proceso de inyección de agua que nos permita no tener afectación en la operación y poder asegurar el éxito del programa bajo cualquier circunstancia que lo pueda lo afectar.

*Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Edison Odilio García Navas, Ingeniero de Petróleos, MSc en Hidrocarburos

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL EVALUATION OF THE BUDGET CONSTRUCTION OF AN INJECTION SYSTEM OF WATER IN A COLOMBIAN PETROLEUM FIELD.*

AUTHORS: JORGE CANTILLO NAVARRO - MAURICIO TOVAR CARRERA.**

KEYWORDS: INJECTION WELLS, PRODUCTION.

DESCRIPTION:

The process of injecting water producing oil wells was accidental, when water from natural water-bearing sands oil invading few deep formation, consequently resulting in increased production wells.

This event was interpreted as a way to keep pressure in the deposit. In 1980 it was determined that water injection increased wells production. In 1907 this practice of injecting water into oil formations favorably impacted production in the fields.

Between 1921 and 1940, the practice of water injection expanded rapidly and higher injection rates were allowed. Today it is the main and best known of the secondary recovery methods becoming the process that has contributed to the recovery of additional oil. Today more than half of world production of oil is due to water injection.

The project recommended in this study seeks to optimize resources, while allowing a substantial increase in oil production; ensuring the effectiveness of the system and the water injection process that allows us not to have a negative impact in the operation and to ensure the success of the program under any circumstances that may affect it.

*Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Edison Odilio García Navas, Ingeniero de Petróleos, MSc en Hidrocarburos

INTRODUCCIÓN

Debido al incremento en los cortes de agua asociada a la producción de hidrocarburos (%BSW) del campo en el cual se basa el presente estudio, se requiere ampliar las facilidades destinadas para su tratamiento y disposición final, lo que obliga también a modificar la capacidad de los equipos instalados para asegurar su eficiencia operativa, en este caso, la inclusión de un sistema de bombas de inyección que permita mejorar la distribución del agua hacia los pozos receptores destinados para tal fin.

La disposición del agua de proceso es un factor crítico en los campos petroleros por lo que se han presentado diferentes alternativas de disposición, una de ellas es el arranque del sistema planteado en este documento.

Es necesario colocar en operación en un tiempo corto las unidades de bombeo requeridas; debido a que para el campo de estudio, se puede incrementar la inyección de agua hasta un valor de 60 KBWPD, considerando que en las PIAs se debe realizar la construcción de las facilidades (Civiles – Mecánicas – Eléctricas y de instrumentación) para adaptar estos nuevos equipos en el tiempo requerido.

El sistema de inyección de agua, el cual incluye el sistema de distribución en la succión, las bombas de inyección y el sistema de distribución a los pozos inyectoros, está asociado a un balance presupuestal relacionado con los precios actuales del crudo tipo Brent.

No hace parte del alcance de este trabajo lo concerniente con el sistema de suministro de agua de producción, tanques, bombas boosters o algún otro sistema o equipo instalado aguas arriba de las bombas de inyección.

Con el fin de revisar la ingeniería del proyecto se realizó un análisis cualitativo de riesgo que se alimenta del aporte de un grupo de expertos multidisciplinario, los cuales a través de un proceso de “lluvia de ideas”, identifican problemas operacionales y de seguridad, siendo cuantificados por medio de una matriz de riesgo que combina la probabilidad de ocurrencia de eventos y el nivel de daño que se pueda causar, considerando los controles previstos en el diseño.

Vale la pena mencionar que para el diseño propuesto producto de este trabajo, se evaluaron diferentes alternativas de conexión a pozo, las cuales incluían arreglos de tubería, equipos e instrumentación, diferenciándose en el número de bombas a instalar por lo que se consideró además realizar el análisis HAZOP.

1. INYECCIÓN DE AGUA¹

La primera inyección de agua ocurrió accidentalmente cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulación de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraban al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaban la producción de petróleo en los pozos vecinos.

En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1980, cuando los operadores notaron que el agua que había entrado a la zona productora había mejorado la producción.

Para 1907, la práctica de la inyección de agua tuvo un apreciable impacto en la producción de petróleo del campo Bradford. El primer patrón de flujo denominado una invasión circular consistió en inyectar agua en solo pozo, a medida que aumentaba la zona invadida y que los pozos productores que la rodeaban eran invadidos con agua, estos se iban convirtiendo en inyectores para crear un frente circular más amplio.

Este método se expandió lentamente en otras provincias productoras de petróleo debido a varios factores, especialmente a que se entendía muy poco y a que muchos operadores estuvieron en contra de la inyección de agua dentro del área. Además, al mismo tiempo que la inyección de agua se desarrolló la inyección de gas generándose en algunos yacimientos un proceso competitivo entre ambos métodos.

¹ WIKISPACES. Campos petrolíferos y Proyectos de Inyección de Aguas. Disponible en: <https://acuifers-20112.wikispaces.com/Campos+petrol%C3%ADferos+y+Proyectos+de+Inyecci%C3%B3n+de+Aguas>.

En 1921, invasión circular se cambió por un arreglo en línea, en el cual dos filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectoros. Para 1928 el patrón de línea se reemplazó por un arreglo de cinco (5) pozos. Después de 1940, la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mayores tasas de inyección. En la actualidad es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria constituyéndose en el proceso que más ha contribuido al recobro del petróleo extra. Hoy en día más de la mitad de la producción mundial del petróleo se debe a la inyección de agua.

La recuperación asistida es generalmente considerada como la tercer o última etapa de la secuencia de procesamiento del petróleo, en ciertos casos se la considera como una producción terciaria. El primer paso o etapa inicial del procesamiento del petróleo comienza con el descubrimiento del yacimiento, utilizando los mismo recursos que la naturaleza provee para facilitar la extracción y la salida del crudo a la superficie (generalmente se utiliza la expansión de los componentes volátiles y/o el pumping o bombeo forzado para removerlo hacia la superficie. Cuando se produce una considerable disminución de esta energía, la producción declina y se ingresa en la etapa secundaria donde energía adicional es administrada al reservorio por inyección de agua. Cuando la inyección de agua deja de ser efectiva por la evaluación entre una pequeña extracción de crudo y un elevado costo de la operación, se considera de mayor provecho el tratamiento del pozo. Se inicia en este punto el tratamiento terciario o recuperación asistida del pozo de petróleo. El pozo se encuentra en la etapa final de su historia utilizable y por lo tanto se comienza a entregarle al mismo, energía química y térmica con el fin de aprovecharlo y recuperar al máximo la producción. Actualmente el desarrollo de la técnica de recuperación permite aplicar este método en cualquier momento de la historia útil del pozo, siempre y cuando sea obvia la necesidad de estimular la producción.

El total de la producción de petróleo, combinando el proceso o etapa primaria y secundaria es del orden del 40 % respecto de la cantidad original de materia prima en el lugar. Por eso, la recuperación asistida es de trascendental importancia en el trabajo con el pozo para aprovechar al máximo el rendimiento económico y útil del mismo.

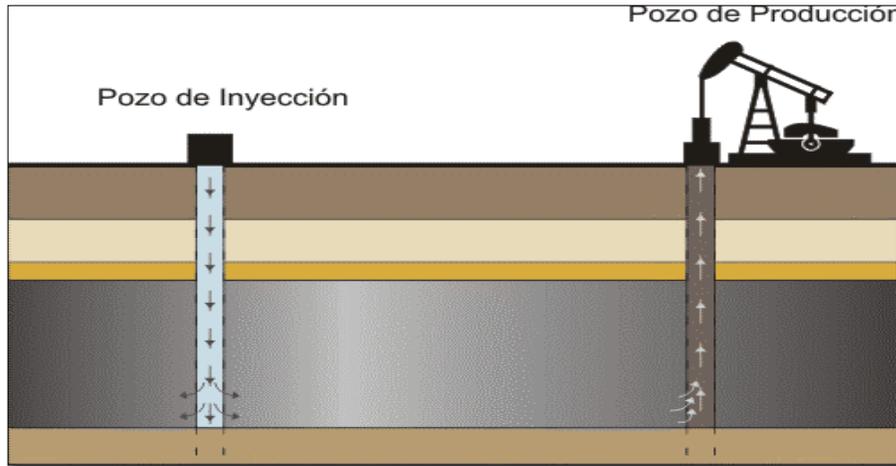
Antes de iniciar la recuperación asistida, el operador debe recoger tanta información como le sea posible acerca del pozo y del estatus y de las condiciones de saturación del reservorio. Este estudio se realiza mediante ensayos que involucran técnicas analíticas y geológicas acerca de la morfología del terreno. Toda esta cadena de información fundamenta las bases racionales para la predicción de reservas recuperables de petróleo mediante las distintas técnicas que puede involucrar una recuperación asistida. Los procedimientos de recuperación involucran la inyección de compuestos químicos disueltos en agua, inyección de gases miscibles en alternación con las aplicaciones de agua, la inyección de las denominadas micellar solutions (que son micro emulsiones compuestas por surfactantes, alcoholes y aceites crudos.), la inyección de vapor, y la combustión in-situ.

Quizás el dato más crítico acerca de la recuperación asistida es la saturación de los reservorios de petróleo. El inversionista debe evaluar la recuperación estimable de petróleo por aplicación de la recuperación asistida en función de los gastos que se generaran a consecuencia de la implantación de esta técnica, o de los estudios que se deben realizar, o de los equipos nuevos que se deben adaptar a las instalaciones existentes.

La elección del proceso también se halla relacionada con la cantidad de petróleo que se estima en el lugar, la profundidad del reservorio, la viscosidad del crudo, etcétera. Consecuentemente, numerosos métodos de recuperación han sido

descubiertos recientemente para la mejor adaptación a las necesidades y requerimiento del reservorio saturado.

Figura 1. Recuperación Asistida.



Fuente: Acuífers 20112 Wikispace.com /campo petroleros- proyectos de inyección de agua.

El procedimiento químico general de una recuperación asistida se ilustra en la Figura 1, utilizando el método específico de polímeros alcalinos.

Por lo general, la introducción de productos químicos a un pozo se encuentra precedidas por un **preflush** (esto consiste en la inyección de agua de baja salinidad o de contenidos salinos determinados por adición a la misma de cantidades específicas.) para producir un buffer acuoso compatible entre el reservorio de alta salinidad y las soluciones químicas, las cuales pueden ser adversamente afectadas por las sales en solución.

Los aditivos químicos son del tipo de detergentes (generalmente petróleosulfonados.), polímeros orgánicos (para incrementar la eficacia del removido en un reservorio heterogéneo.) y micellar solutions. La solución alcalina u otras soluciones son inyectadas luego de que se haya realizado el preflush del pozo.

Dicha inyección se halla proseguida por la inyección de una solución de polímeros (usualmente un poliacrilamida o polisacárido) para incrementar la viscosidad del fluido, ganar espacio y minimizar pérdidas por dilución o **channeling**.

Finalmente, la salinidad del agua adicionada que siga a la inyección del polímero es aumentada respecto de la concentración normal que caracterizan a los fluidos petroquímicos.

Figura 2. Recuperación Asistida con Inyección del CO₂



Fuente: Acuífers 20112 Wikispace.com /campo petroleros- proyectos de inyección de agua.

Otro tipo de recuperación asistida de reservorio saturado, consiste en la inyección de gas y desplazamiento del crudo por soluciones miscibles como se observa en la **figura 2**. La adición de dióxido de carbono es una de las técnicas más utilizadas en las instalaciones de recuperación en la actualidad.

El mecanismo principal para la movilización del petróleo por gases miscibles es:

- Disminución de la viscosidad del fluido hasta solubilización del gas en el crudo,
- Aumento del volumen de la fase oleica.

La solución de dióxido de carbono, la cual es altamente soluble en el petróleo crudo cuando se aplica a alta presión, provoca una apreciable ondulación del petróleo.

Tres tipos de inyección de dióxido de carbono han sido descubiertas y aplicadas:

- Inyección del gas en porciones seguidas de la adición de agua, como se ilustra en la **figura 2**.
- inyección de agua saturada con el dióxido de carbono; y finalmente,
- inyección del gas a presión elevada.

Diversas técnicas han emergido de métodos térmicos de recuperación asistida y la elección de uno u otro depende de la evaluación del reservorio y de la economía. Los procedimientos térmicos, son especialmente utilizados en la recuperación de crudos pesados, del orden $API^{\circ} < 20$.

Inyección en arreglos o dispersa: consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectores que forman un arreglo geométrico con los pozos productores.

1.1 CARACTERÍSTICAS QUE DEBÉN DE TENER LAS AGUAS DE INYECCIÓN

El agua no debe ser corrosiva, el sulfuro de hidrógeno y el oxígeno son dos fuentes comunes de problemas de corrosión.

El agua no debe depositar minerales bajo condiciones de operación. El encostramiento (**Scale**) se puede formar de la mezcla de aguas incompatibles o debido a cambios físicos que causan que el agua se convierta en súper saturada. El encostramiento mineral depositado por el agua usualmente consiste de uno o más de los siguientes compuestos químicos: $BaSO_4$, $SrSO_4$, $CaSO_4 \cdot 2H_2O$, $CaCO_3$, $MgCO_3$, FeS y Fe_2S_3 .

El encostramiento mineral dentro del sistema de inyección no solo reduce la capacidad de flujo sino también proporciona un medio para que ocurra corrosión. El agua no debe contener sólidos suspendidos o líquidos en suficiente cantidad para causar taponamiento de los pozos de inyección.

Los materiales que pueden estar presentes como material suspendido son los compuestos que forman encostramiento tal como los mencionados en el punto anterior, limo, petróleo, microorganismos y otro material orgánico.

El agua inyectada no debe reaccionar para causar hinchamiento de los minerales arcillosos presentes en la formación. La importancia de esta consideración depende de la cantidad y tipo de minerales arcillosos presentes en la formación, así como de las sales minerales disueltas en el agua inyectada y permeabilidad de la roca.

La salmuera debe ser compatible con el agua presente inicialmente en la formación. El agua producida e inyectada debe ser manipulada separadamente, si no son completamente compatibles.

La geometría y continuidad del reservorio son importantes consideraciones en el diseño de una inyección de agua. Si el reservorio tiene buzamiento, una inyección periférica podría tener una mayor eficiencia de barrido que un patrón de inyección. La eficiencia de barrido puede ser definida como la fracción de la formación que está en contacto con el fluido inyectado. La continuidad desde el pozo de inyección hacia el productor es esencial para el éxito de la inyección, y reservorios muy fallados son frecuentemente pobres candidatos para la inyección.

La profundidad del reservorio es otro factor que debe ser considerado en el diseño de una inyección de agua. El agua debe ser inyectada a una presión de tal manera

que no fracture la formación. Si la presión de Fracturamiento se excede, el agua fluirá a través de la fractura hacia el pozo de producción.

La viscosidad del petróleo es la mayor consideración para determinar el comportamiento de la inyección, si todos los otros factores son los mismos, la recuperación de petróleo para un petróleo ligero será mayor que para un petróleo pesado. La movilidad de un fluido en una roca es definida como la relación de la permeabilidad efectiva a la viscosidad. La eficiencia de cualquier proceso de desplazamiento en un reservorio de petróleo es influenciado fuertemente por la relación de movilidad M , definido como la relación de la movilidad del fluido desplazante a la movilidad del fluido desplazado.

La cantidad de petróleo en sitio es directamente proporcional a la porosidad, saturación de petróleo y espesor del reservorio. La magnitud y la variabilidad de la permeabilidad son consideraciones importantes. Si la permeabilidad es muy baja no será posible inyectar agua a altas tasas. Capas con alta permeabilidad y que son continuas entre el pozo inyector y productor causarán temprana irrupción del frente de agua en los pozos de producción y dejarán de lado petróleo en zonas de baja permeabilidad.

1.2 TIPOS DE INYECCIÓN

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

1.2.1 Inyección periférica o externa.

Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua-petróleo, existen dos modos principales así:

1. Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento
2. Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo.

1.2.2 Inyección dispersa.

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

1.3 CARACTERÍSTICA DEL YACIMIENTO

La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad, de la porosidad y del número y posición de los pozos existentes. Se emplea, particularmente, en yacimientos con poco buzamiento y una gran extensión a fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoros se distribuyen entre los pozos productores existentes en inyectoros, o se perforan pozos inyectoros interespaciados.

En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase primaria de recobro.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO ESTUDIO

Campo Milagro, se encuentra ubicado en el municipio de albania departamento de la guajira con una extensión de 42354 Ha aproximadamente.

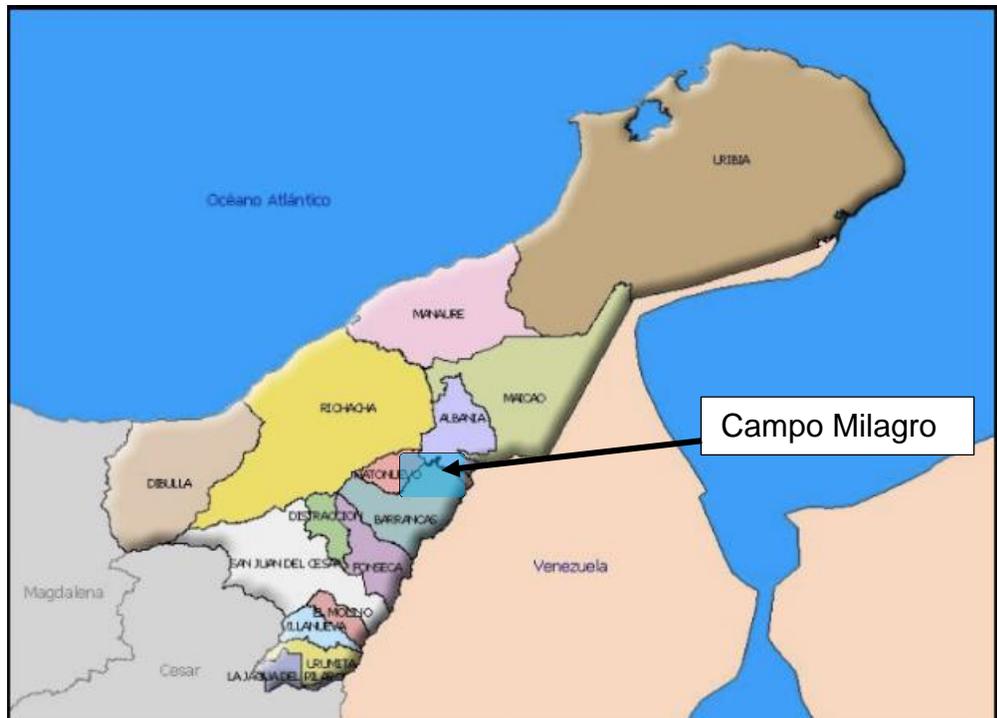
Tabla 1. Características del campo Milagro.

CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO							
Bloque	Dpto.	Área (Has)	Comercialidad	Reversión Bloque	Contrato con ANH	Inyección Agua	Motivo de la Inyección
Milagro	Guajira	42354	06/07/1998	06/07/2022	2004	2006	Mantener producción

Fuente: Características de los contratos petroleros (Flacsoandes).

2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Figura 3. Ubicación Geográfica Campo Milagro.



Fuente: www.google.com.co/maps/place/la-guajira

2.2 CONDICIONES ACTUALES DE INYECCIÓN EN CAMPO MILAGRO

A continuación se presenta la descripción de la operación actual del proceso de inyección de agua en campo milagro.

El sistema de inyección de agua está compuesto por una serie de unidades de bombeo que inyectan a cuatro (4) pozos inyectores ubicados en la plataforma de inyección del campo (PIA DELTA).

Las condiciones de llegada del agua de producción desde las plantas de tratamiento se presentan a continuación:

Tabla 2. Condiciones de llegada del agua

Condición	Unidad	Valor
Presión	Psig	50-250
Temperatura	°F	140
Diámetro Tubería llegada	Inch	30

Fuente: Autores.

Tabla 3. Características físico/químicas del agua/crudo

ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICOS		
VARIABLES	METODO	CAMPO MILAGRO
pH	ASTM D 1293	7,5
Dureza Total (mg/L CaCO ₃)	ASTM D 1126	2.120,0
Dureza Cálctica (mg/L CaCO ₃)	HACH 8204 (10-4000 mg/L como Ca CO ₃)	1.930,0
Alcalinidad (mg/L HCO ₃)	Titulometrico HACH 8203	350,0
Dureza magnetica		190,0
Hierro Total (mg/L Fe)	Espectrofotometrico HACH 8008 (0-3 mg/L)	0,91
Cloruros (mg/L Cl)	ASTM D 512	2.680,0
TDS (mg/L)	Standard Methods Committee 5530	11.150,0
Conductividad (µs/cm)	Standard Methods Committee 2510B	19.440,0
TSS (mg/L)		787,0
°API		21-23
O/W (mg/L)		350,0

Fuente: Autores

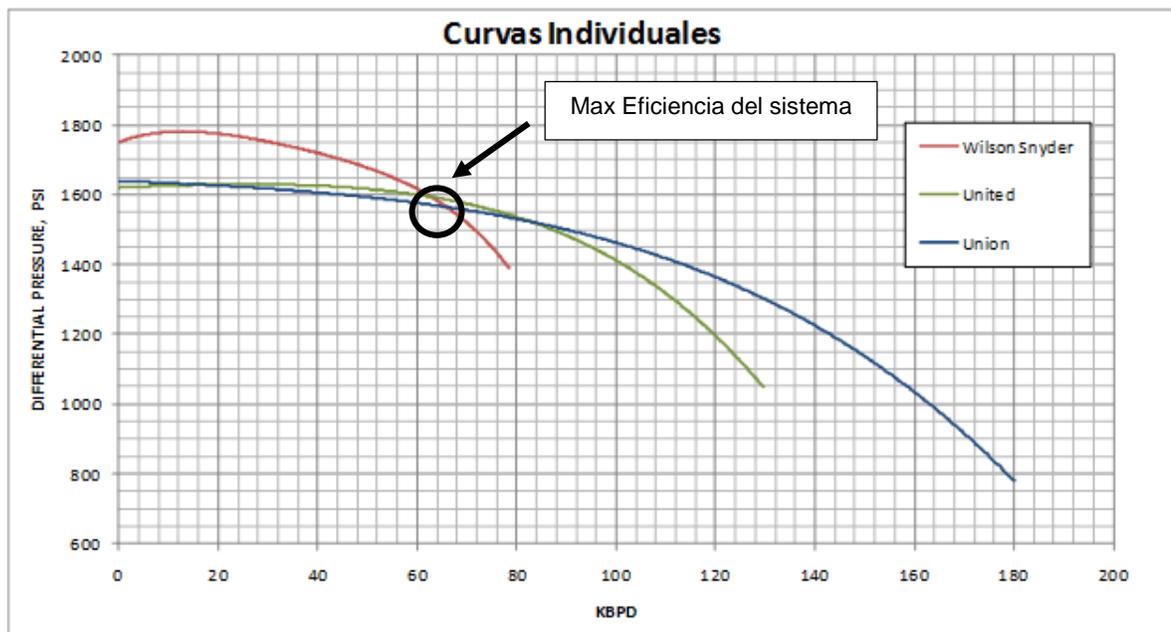
2.3 SISTEMA DE INYECCIÓN ACTUAL EN CAMPO MILAGROS

La presión de inyección a los pozos se estima en 1500 Psig, lo anterior para evitar posibles afloramientos de agua de producción en zonas aledañas a los pozos inyectoros, debido a lo valores de presión antes mencionados los cuales se presentan en cabeza de pozo se requiere la instalación de bombas de inyección para aumentar la presión de inyección de agua a los pozos.

El sistema de bombas de inyección de agua actual cuenta con los siguientes equipos:

- Dos (2) unidades Wesley Snyder de 20 KBWPD (P-001/002)
- Una (1) bomba de inyección marca United de 20 KBWPD (P-003)
- Una (1) bomba de inyección marca United de 20 KBWPD a manera de Back Up. (P-004)

Figura 4. Curvas Bombas Wilson Snyder – United



Fuente: Flowserve Corporation.

Tabla 4. Condiciones de Operación Máxima Unidades de Bombeo

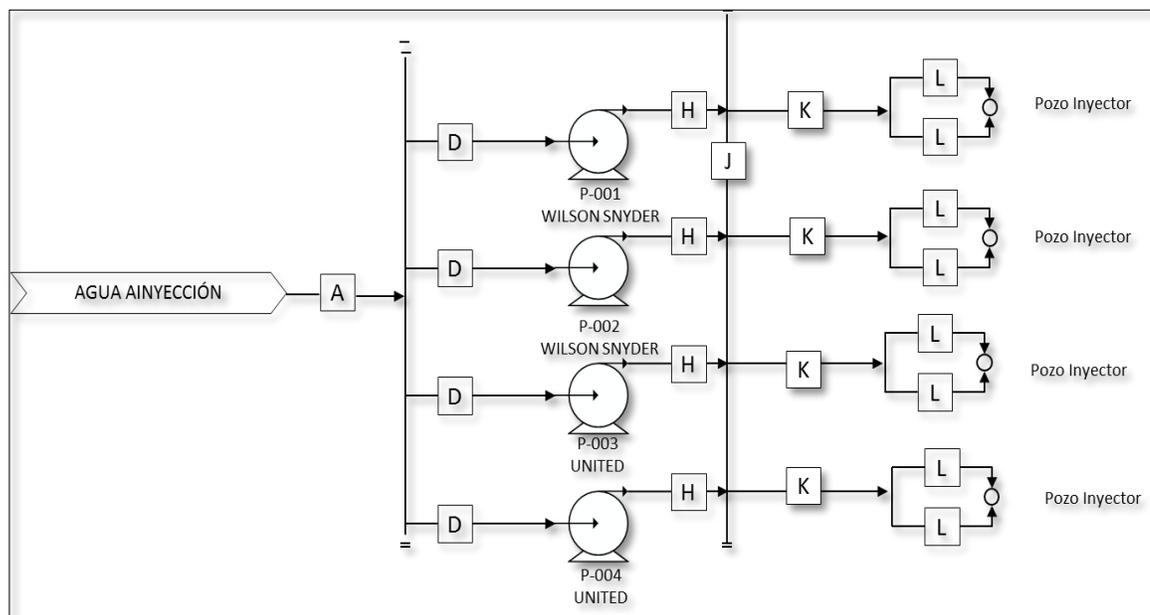
BOMBAS UTILIZADAS ACTUALMENTE						
TAG	MARCAS	Max Caudal (KBWPD)	Max Presion Descarga (psi)	No. Pozos Disponibles	Presión en cabeza de pozo (psi)	Pruebas Inyectividad Pozos (KBWPD)
P-001	Wilson Snyder	20	1800	4	1500	40
P-002	Wilson Snyder	20	1800	4	1500	40
P-003	United	20	1600	4	1500	40
P-004	United	20	1600	4	1500	40

Fuente: Wilson Snyder / United

En la Tabla No. 4, se incluye las curvas de las unidades de bombeo Wilson Snyder, United y Unión (las dos iniciales en operación), con base a esta curva se identifica los puntos de mayor eficiencia del sistema 1600 psi @ 40 KBWPD

El esquema actual de inyección se muestra a continuación:

Figura 5. Esquema Distribución de Líneas de Recirculación y Alivio.



Fuente: Autores

El sistema de distribución a la succión de las bombas de inyección comprende a un cabezal principal de 30" de diámetro (A) que distribuye la totalidad del agua de producción.

Cada fase de instalación de las bombas contará con un cabezal de descarga independiente, uno de 16" (H) que van a un cabezal principal de 24" (J)

El cabezal de descarga distribuyen el agua de producción a tres (3) líneas de inyección de 10" (K) (una por cada Pozo), las cuales a su vez, se bifurcan en dos líneas de 8" (L), cada una manejando la mitad del flujo inyectado a cada uno de los pozos.

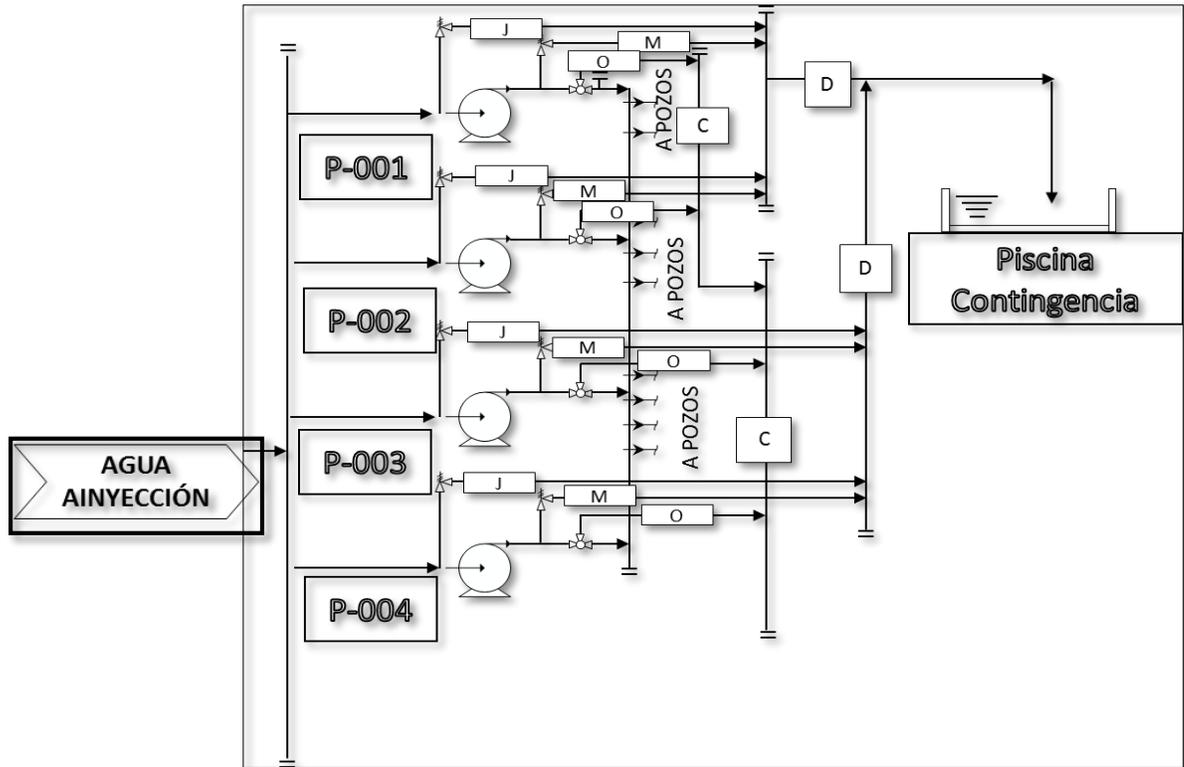
2.4 LÍNEAS DE PROCESO COMPLEMENTARIAS ACTUALES

Adicionalmente, para el funcionamiento seguro de estos equipos, el diseño de la planta considera la construcción de un cabezal independiente de alivio de presión hacia la piscina de agua de reinyección, en caso de que una sobrepresión ocurra en la succión o en la descarga de cualquiera de las bombas.

Se consideran además, dos cabezales de recirculación independientes que permiten las maniobras de arranque de los equipos y sirven como protección de las bombas por flujo mínimo, en caso de presentarse una restricción en el sistema de inyección a los pozos.

El primer cabezal recolecta las recirculaciones de las bombas marca Wilson Snyder, descargando hacia el cabezal común de succión de las mismas bombas, el segundo cabezal recolecta la recirculación de la bomba marca United, para que posteriormente se envíe hacia el cabezal común de succión de la misma bomba.

Figura 6. Esquema Distribución de Líneas de Recirculación y Alivio.



Fuente: Autores

Las líneas de salida individuales de las válvulas de alivio localizadas en la succión de las bombas de 4" (J) junto con las líneas de salida de las válvulas de alivio localizadas en las descargas de 6" (M), se colectan por medio de cabezales de 12" (C), este cabezal dirigen los alivios a la piscina de reinyección.

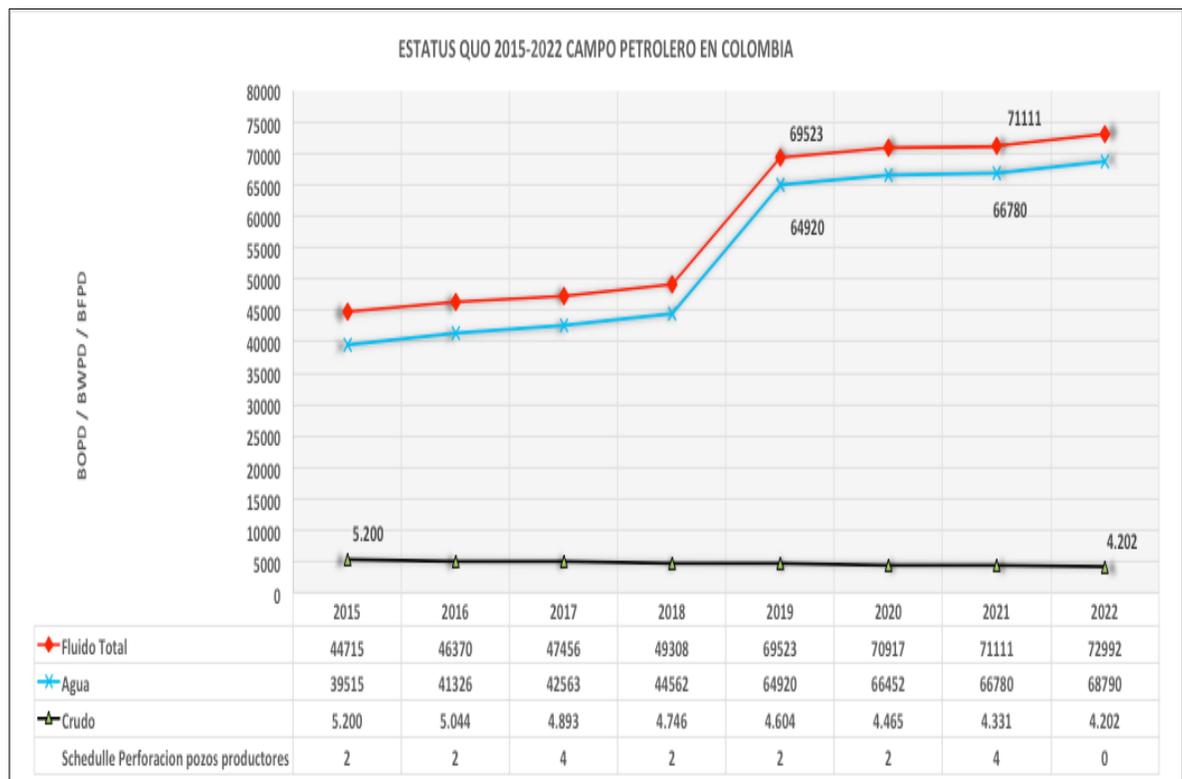
Las líneas de recirculación individuales de las bombas de 6" (O), son colectadas las primeras, por un sub-cabezal de 16" (C) que retornan el flujo recirculado al cabezal de succión de las mismas.

Las líneas de recirculación de 8" (O) de las bombas instaladas se colectan por medio de un sub-cabezal de 16" (C) que retornan el caudal recirculado al cabezal de succión de las mismas.

Con base a lo anterior se plantea la necesidad de instalación de un paquete de tres bombas, que permiten el manejo cada una de 30 KWPD incluyendo en ellas un equipo de respaldo.

En la gráfica mostrada en la Figura 7 se puede observar el pronóstico de producción anual de crudo y agua para el periodo comprendido entre el año 2015 al 2022 y en la Tabla 1, se muestran las principales características del bloque base de estudio.

Figura 7. Curva Produccion Crudo – Agua- Fluido Total



Fuente: Características de los contratos petroleros (Flacsoandes)

La disposición del agua de proceso es un factor crítico los campos petroleros por lo que se han presentado diferentes alternativas de disposición, una de ellas es el arranque del sistema planteado en este documento.

Es necesario colocar en operación en un tiempo corto las unidades de bombeo requeridas; debido a que para el campo de estudio, se puede incrementar la inyección de agua hasta un valor de 60 KBWPD, considerando que en las PIAs se debe realizar la construcción de las facilidades (Civiles – Mecánicas – Eléctricas y de instrumentación) para adaptar estos nuevos equipos en el tiempo requerido.

Teniendo en cuenta que la reversión del campo se cumple para el año 2022, la evaluación técnica y presupuestal, flujos de caja, recuperación de la inversión se proyecta hasta esa fecha, por lo anterior es necesario tener en cuenta la curva de producción del campo.

3. EVALUACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA REQUERIDO PARA LA INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DE LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA

Para todos los casos evaluados se recomienda las unidades de bombeo marca UNION (ver figura 4, curvas bombas Wilson Snyder – United), en estas curvas se puede observar que las presiones de descarga Vs Volúmenes manejados son similares a los manejados por las unidades actualmente en operación.

Esto es de vital importancia si se tiene en cuenta que todas las unidades descargarán al mismo cabezal con lo cual las eficiencias en volúmenes manejados se conservarían y facilitarían la operación en serie de todas las unidades planteadas. Se prevén las siguientes alternativas con base en las bombas que se van a instalar.

Los diseños propuestos son basado a las lecciones aprendidas en las diferentes plantas de inyección construidas en el campo milagro las cuales a través de los años se han estandarizado; de las dos alternativas propuestas será escogida la que ofrezca mejores resultados en cuanto la operación se refiere, lo anterior sin dejar de lado la relación PDT planteado – presupuesto aprobado.

Para lo anterior se incluyen requisitos minimos que serán tenidos en cuenta durante la elaboración de la ingeniería de detalle para este sistema, así:

3.1 DISEÑO BÁSICO

El Proveedor de los equipos de bombeo debe entregar los manuales para su instalación y puesta en servicio.

Dentro del alcance del suministro están incluidas las pruebas en fábrica de los equipos de acuerdo con lo indicado en las respectivas hojas de datos.

Todos los equipos comprendidos dentro del alcance de este suministro deberán provenir del fabricante o distribuidor de la bomba. El conjunto Motor - Bomba, se ensamblará, probará y será despachado por parte de EL PROVEEDOR de la bomba, quien tendrá la responsabilidad por la calidad del conjunto total, y además deberá tener la Autoresización de cumplimiento de garantía asignada por el fabricante de cada uno de los equipos auxiliares.

Los fabricantes de bomba y motor, obligatoriamente tendrán un representante en Colombia para la atención y asistencia técnica, incluidas las garantías antes, durante y después del proceso de contratación

3.2 EQUIPOS Y ACCESORIO

Boquillas y Conexiones

Las bombas deben suministrarse con todas las conexiones auxiliares necesarias para la correcta operación, mantenimiento e inspección, así como las respectivas válvulas. Las conexiones auxiliares deben estar de acuerdo con el estándar ANSI B16.11.

Bridas de Succión y Descarga

Las bridas deben ser conforme a la especificación ASME B-16.5, según apliquen. Las conexiones bridadas a la cabeza deben ser de material compatible con la misma. Las conexiones soldadas a la cabeza deben cumplir los requerimientos de materiales de la misma.

Fuerzas y Momentos

El proveedor debe suministrar los cálculos y/o datos de prueba disponibles, para las fuerzas y momentos tanto en boquillas y conexiones, como los generados por la unidad de bombeo.

Las bombas deben suministrarse con todas las conexiones auxiliares necesarias para la correcta operación, mantenimiento e inspección, así como las respectivas válvulas. Las conexiones auxiliares deben estar de acuerdo con el estándar ANSI B16.11.

Elementos Rotativos

Los impulsores deben asegurarse al eje de la bomba y sujetarlos contra movimiento circunferencial. Cualquier dispositivo de fijación debe atornillarse en sentido del flujo creado por el impulsor durante su rotación normal y por medio de un mecanismo de bloqueo positivo.

Anillos de Desgaste

Se deben suministrar las carcasas y/o los impulsores de las bombas con anillos de desgaste reemplazables. Si el balance del empuje axial lo requiere, deben suministrarse anillos de desgaste frontal y posterior.

Sellos Mecánicos

Se deben suministrar y seleccionar los sellos mecánicos de acuerdo al estándar API 682. Es responsabilidad de EL PROVEEDOR, la selección del sello mecánico y la especificación del plan API, cumpliendo con los siguientes parámetros a menos que considere que existe un arreglo mejor:

- Sello mecánico sencillo
- Tipo cartucho; que incluya la brida, camisa, collarín y caras de sellado como unidad, a menos que el fabricante del sello determine que sea requerido algo distinto.
- El proveedor debe suministrar e instalar toda la tubería y accesorios requeridos para el sello mecánico.
- El diámetro de aquellas secciones del eje o camisas del eje en contacto con los sellos mecánicos, deben ser múltiplos de 1/8".

- La bomba tendrá para el flushing del sello mecánico el arreglo según plan API especificado por el fabricante.

Materiales

Los materiales de la bomba deben ser mínimo los indicados en la hoja de datos, los cuales a su vez están fundados en el API 610, Anexo H, “Materials and material specifications for pump parts”, sin embargo, si EL PROVEEDOR considera que la selección es inadecuada, debe informarlo en la oferta, ya que la garantía incluye la correcta selección de materiales.

Los materiales deben cumplir los requisitos del estándar ASTM o su equivalente. Las partes menores no identificadas (tuercas, resortes, empaques, arandela, cuñas, etc.) deben tener una resistencia a la corrosión igual que la especificada para partes en el mismo ambiente. Partes en contacto tales como tornillos y tuercas de acero inoxidable o materiales con tendencia similar a pegarse, deben lubricarse con un compuesto apropiado, que impida la adhesión.

Unidad Motriz.

La bomba aplicable a esta especificación será accionada por un motor eléctrico del tipo inducción con rotor jaula de ardilla, trifásico con voltaje de alimentación y potencia indicadas en las hojas de datos; el motor deberá ser apropiado para arranque suave (soft start).

3.3 DIMENSIONAMIENTO

El tipo de motor a ser especificado, debe tener el tamaño mínimo para que cumpla con las condiciones de operación, teniendo en cuenta las pérdidas por transmisión, cargas de enfriamiento o lubricación asociadas al motor.

Para propósitos de diseño, la operación del motor será en general de servicio continuo (duty type S1) y tendrá un factor de servicio de 1.15 de manera que soporte una sobrecarga continua de un 15%.

Las variaciones admisibles de voltaje y/o frecuencia, y el aumento de temperatura deben estar conforme a los estándares aplicables. El aislamiento de los devanados debe cumplir el criterio de aislamiento clase F, pero el aumento de temperatura sobre la temperatura ambiente de 40° C no debe exceder la correspondiente al aislamiento clase B.

Para dimensionar los motores se tendrán en cuenta la potencia al freno y las características de par o torque; sin embargo, el torque nominal del motor, deberá exceder el torque de carga en un 10 % como mínimo en todos los puntos del rango de velocidad desde el arranque hasta el punto de torque máximo "breakdown".

3.4 ENCERRAMIENTO

El motor debe ser totalmente cerrado (Totally Enclosed Fan Cooled 'TEFC') con protección mínima IEC IP55. Los ventiladores usados para el enfriamiento del motor deben ser fabricados en un material que no produzca chispas.

Las partes que conforman el encerramiento o carcasa del motor serán hechas de hierro fundido o nodular, o acero fundido. Todas las partes del encerramiento tendrán una resistencia mínima equivalente a lámina de acero ASTM A-36 con un espesor mínimo de 3mm. Los deflectores de aire, tuercas, tornillos y otros elementos de sujeción serán fabricados a partir de materiales resistentes a la corrosión, las tapas serán de acero. No se aceptan tapas de aluminio.

El diseño del encerramiento debe facilitar la limpieza del motor y fácil acceso a los cojinetes o rodamientos para mantenimiento de rutina.

3.5 EFICIENCIA Y PÉRDIDAS GARANTIZADAS

La eficiencia del motor a plena carga debe ser superior al 95%; el factor de potencia debe ser igual o superior al 90% en condiciones nominales.

EL PROVEEDOR deberá indicar el nivel de pérdidas en el cobre y pérdidas por fricción y ventilación garantizadas.

3.6 TUBERÍA

El diseño de los sistemas de conexionado de tubería que hagan parte del suministro del equipo debe satisfacer las siguientes condiciones:

- Soporte adecuado para evitar daños por vibración durante la operación y el mantenimiento, utilizando prácticas comunes.
- Flexibilidad adecuada y accesibilidad para operación, mantenimiento y limpieza.
- El arreglo de instalación ordenado y adaptado al contorno del equipo sin obstruir el acceso a ninguna conexión o abertura.
- Permitir la remoción de la tubería para mantenimiento.
- El arreglo de la tubería debe permitir el drenado y venteo sin necesidad de desensamblar.
- En los planos del equipo se deben incluir las cargas permisibles en las boquillas, con lo que se efectuara el respectivo análisis de esfuerzos por tubería.
- El diseño, materiales, uniones, pruebas e inspección deben estar de acuerdo con el código ASME B31.3 o su equivalente. El proveedor debe suministrar

toda la tubería que se considere necesaria para la buena operación de la bomba, así como todos los accesorios y conexiones de acuerdo con el plan de sellos especificado.

3.7 INSPECCIÓN Y PRUEBAS

El proveedor debe proporcionar por adelantado, el programa de inspecciones y pruebas de taller incluido en la orden de compra. El proveedor debe permitir el acceso a los representantes de la compañía a todas sus plantas o de subcontratistas donde se realicen trabajos o pruebas del equipo. Es responsabilidad del proveedor notificar a los subcontratistas las inspecciones y pruebas requeridas. Los instrumentos deberán ser probados en fábrica y se deberá adjuntar los certificados de prueba de los mismos con el suministro.

Para la bomba y todos sus accesorios se requieren inspecciones de taller. El proveedor debe proporcionar al inspector que asigne la compañía de todos los certificados de materiales y datos de pruebas, para verificar el cumplimiento de los requerimientos de la norma y del contrato. El proveedor debe conservar por lo menos durante 5 años, toda la información derivada de las inspecciones. La información mínima a conservarse es:

- Certificados de materiales, tal y como se reporta en la prueba de fabrica.
- Lista de chequeo certificando que los materiales cumplen con API-610.
- Especificaciones de los materiales comprados.
- Datos de las pruebas para verificar que el material suministrado cumple con las especificaciones.
- Registros de pruebas e inspecciones.

Para la inspección de taller no se deben pintar las partes a presión de la bomba hasta que la inspección sea concluida.

3.8 GARANTÍAS MECÁNICAS

El proveedor debe garantizar la bomba (bomba-motor, auxiliares, etc.) por un período de 12 meses después de su arranque o 18 meses después de la entrega de la bomba, lo que ocurra primero, contra material defectuoso, mano de obra defectuosa, diseño inapropiado y fallas bajo condiciones normales de operación.

En caso de fallas por defectos en materiales y mano de obra durante el período de garantía, EL PROVEEDOR debe reparar, modificar y/o reemplazar, las partes defectuosas en el sitio, hasta cumplir con lo requerido en esta especificación, códigos y hojas de datos.

Todos los gastos originados de mano de obra involucrados en la reparación, así como los gastos de transporte deben ser por cuenta de EL PROVEEDOR. La opción de reparar o reemplazar alguna parte defectuosa del equipo o todo el equipo, es decisión de la compañía

El proveedor debe garantizar todo el equipo y accesorios para funcionamiento satisfactorio en todas las condiciones de operación especificadas en las hojas de datos; debe además suministrar la asesoría necesaria para el montaje y puesta en marcha del equipo; y también deberá instruir y/o capacitar al personal de operación y mantenimiento en el correcto manejo y en los procedimientos de conservación del equipo.

Una vez cursado el paso anterior se entra a realizar los respectivos HAZOP, WHAT IF y talleres de constructibilidad asociados a la ampliación de la planta de inyección, los diferentes talleres desarrollados permitieron presentar las alternativas planteadas en este trabajo.

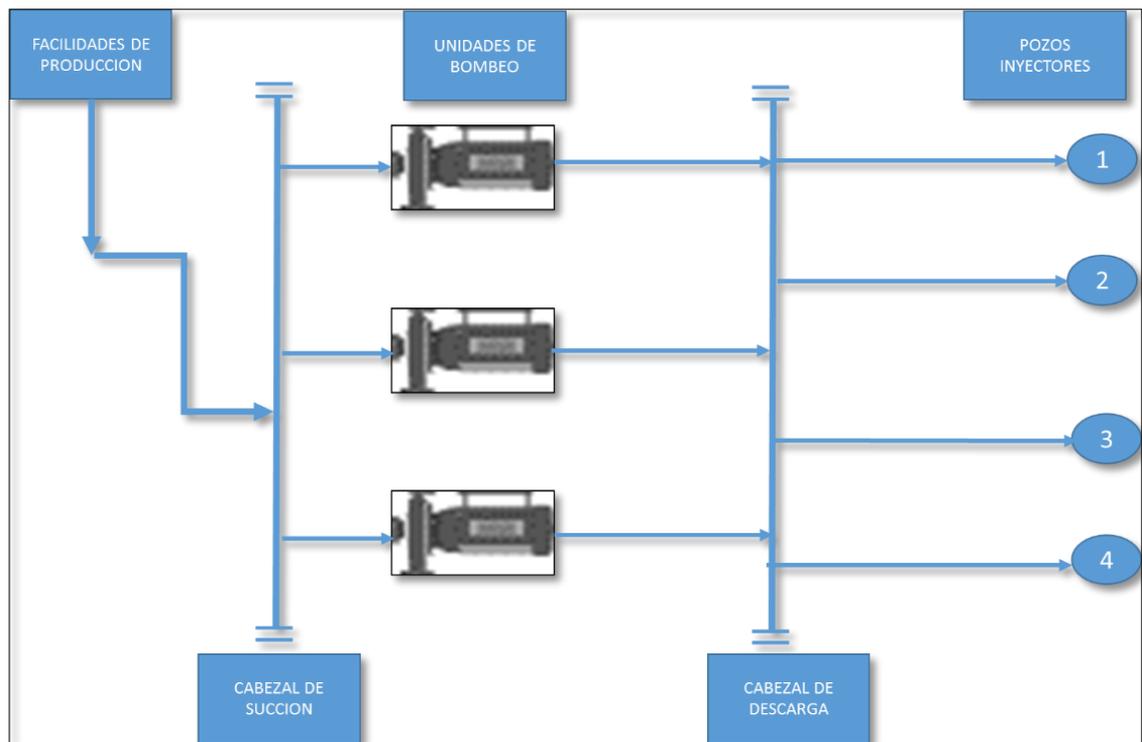
4. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS DE ESQUEMAS DE PLANTAS PARA LA INYECCIÓN DE AGUA DE ACUERDO A LA CAPACIDAD REQUERIDA

De acuerdo a las consideraciones técnicas revisadas anteriormente, se proponen 2 alternativas para la distribución de las facilidades de inyección de agua, las cuales se muestran a continuación.

4.1 ALTERNATIVA 1

Todas las bombas serán de características similares de tal forma que la descarga se podrá unificar en un solo cabezal, desde donde se sacarán las líneas a cada uno de los pozos inyectoros.

Figura 8. Alternativa Distribución de Líneas de Inyección

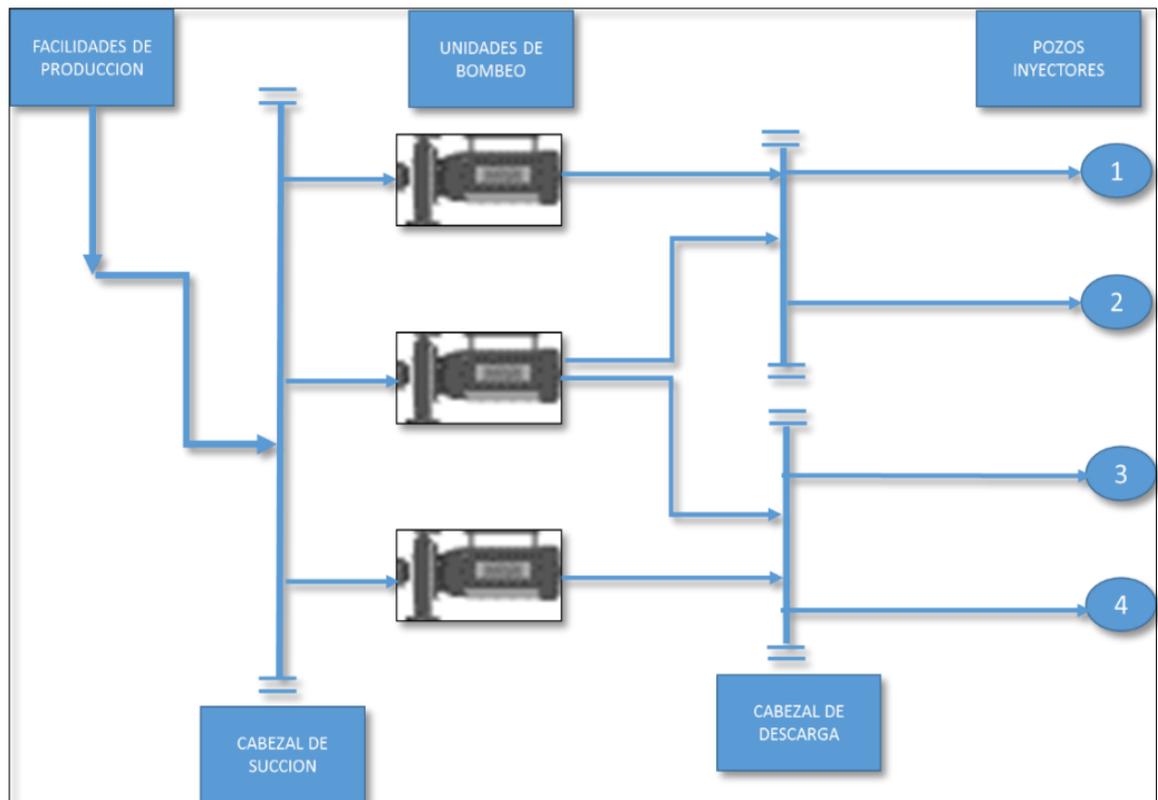


Fuente: Autores

4.2 ALTERNATIVA 2

Grupos de bombas, de características diferentes (pero similares dentro de cada grupo) de tal forma las descargas se podrán agrupar en dos (2) cabezales, desde donde saldrán las líneas para los pozos. Cada cabezal alimentará un pozo.

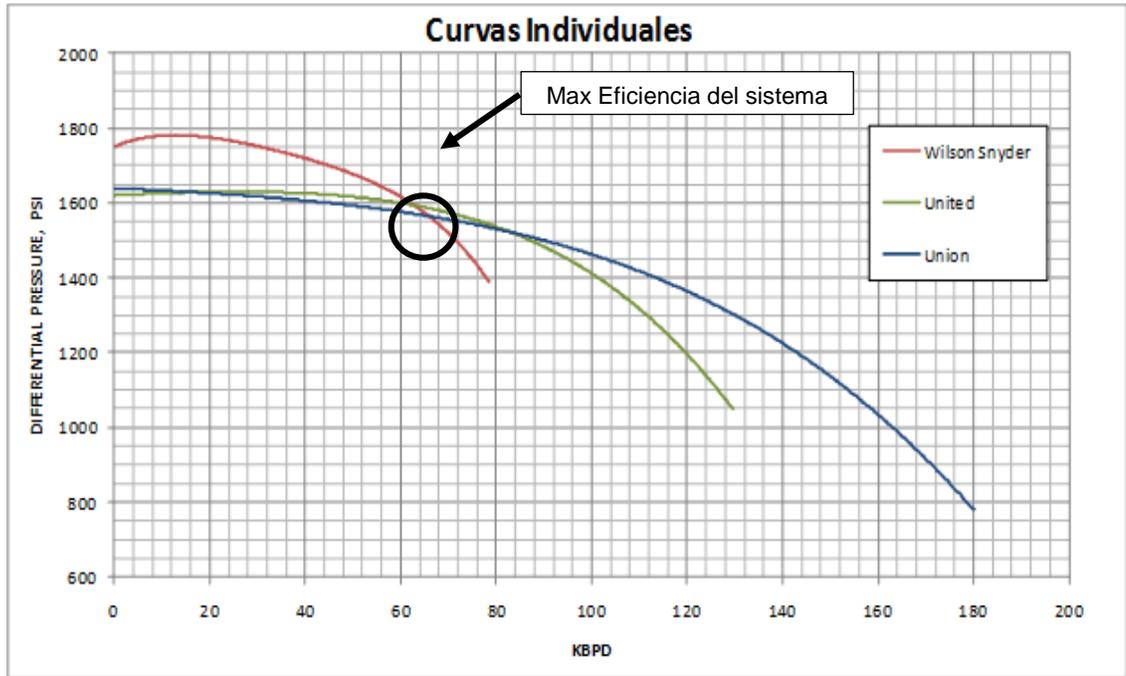
Figura 9. Alternativa Distribución de Líneas de Inyección



Fuente: El Autores

Con base a las lecciones aprendidas en las diferentes facilidades construidas, se toma como alternativa válida para esta evaluación la alternativa uno (1), la cual arroja una operación mas versátil.

Figura 10. Wilson Snyder-United-Union



Fuente: Wilson Snyder-United-Union

Tabla 5. Condiciones de Operación Máxima de todas las Unidades de Bombeo

CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE BOMBEO DEFINITIVO						
TAG	MARCAS	Max Caudal (KBWPD)	Max Presion Descarga (psi)	No. Pozos Disponibles	Presión en cabeza de pozo (psi)	Pruebas Inyectividad Pozos (KBWPD)
P-001	Wilson Snyder	20	1800	4	1500	40
P-002	Wilson Snyder	20	1800	4	1500	40
P-003	United	20	1600	4	1500	40
P-004	United	20	1600	4	1500	40
P-005	Union	20	1600	4	1500	40
P-006	Union	20	1600	4	1500	40
P-007	Union	20	1600	4	1500	40

Fuente: El Autores

Como se puede observar la principal ventaja en instalar bombas Marca Unión se conserva el punto de mayor eficiencia del sistema, manteniendo de esta forma los niveles de caudal inyectado acompañando de la presión de descarga del sistema.

Ventajas

- Fabricadas bajo norma API 610
- Cuentan con asistencia Nacional
- Son fabricadas bajo especificaciones solicitadas en la ingeniería conceptual
- Condiciones de operación favorables bajo las condiciones actuales del sistema
- Equipos con entrega de 36 a 40 semanas, los cuales cumplen con el PDT planteado
- Los costos asociados a los equipos se referencian en la tabla No. 9 (Item Bomba de 30 KBWPD)

Desventajas

- Repuestos de difícil adquisición

Como se puede observar a lo largo del capítulo tres (3) es realizado un resumen de la evaluación técnica realizada en donde se incluye los siguientes parámetros:

- Características del Diseño Básica de la Facilidad
- Diseños de las bridas de succión – descarga de las unidades de bombeo a implementar
- Condiciones de los anillos de desgaste y sellos mecánicos de las nuevas unidades de bombeo
- Materiales – equipos nuevos
- Dimensionamiento – encerramiento de los mismos (nuevos)
- Condiciones de la tubería e instalar
- Inspecciones y pruebas que deberían ser realizadas a los equipos nuevos antes de instalar (FAT – SAT)
- Garantías asociadas a todos los equipos nuevos (una vez operando)

Una vez revisado y aprobado todo lo anterior, se realiza el análisis técnico – presupuestal de la alternativa que generó un mayor valor durante la construcción (Operación – Mantenimiento – Eficiencia- Constructibilidad) que para este caso es la alternativa 1. A continuación se muestra el análisis respectivo de la alternativa escogida.

4.3 PLANTEAMIENTO PARA LA DISTRIBUCIÓN DE LA BOMBAS DEFINITIVAS

Para la distribución de agua en la succión de las bombas se plantea por medio de cabezales de distribución, de tal manera que se pueda alinear o aislar cualquiera de las bombas de manera independiente a las restantes bombas. El arreglo para la distribución del agua a los pozos inyectores se plantea por medio de cabezales principales de inyección y sub-cabezales de distribución, de tal manera que cualquier bomba pueda ser alineada para inyectar a cualquier pozo.

Bajo circunstancias operativas normales, se considera que la configuración de tubería permite la distribución uniforme del caudal entre los pozos inyectores.

4.4 PROPIEDADES DEL FLUJO

De acuerdo a las condiciones de entrega para el agua de producción, se tienen las siguientes características físicas a las condiciones de entrega:

Tabla 6. Propiedades del agua a la entrada de la facilidad

Propiedad/Condición	Unidad	Valor
Presión	Psig	100
Temperatura	°C	120
Densidad	Lb/ft ³	61.22
Viscosidad	cP	0.4631

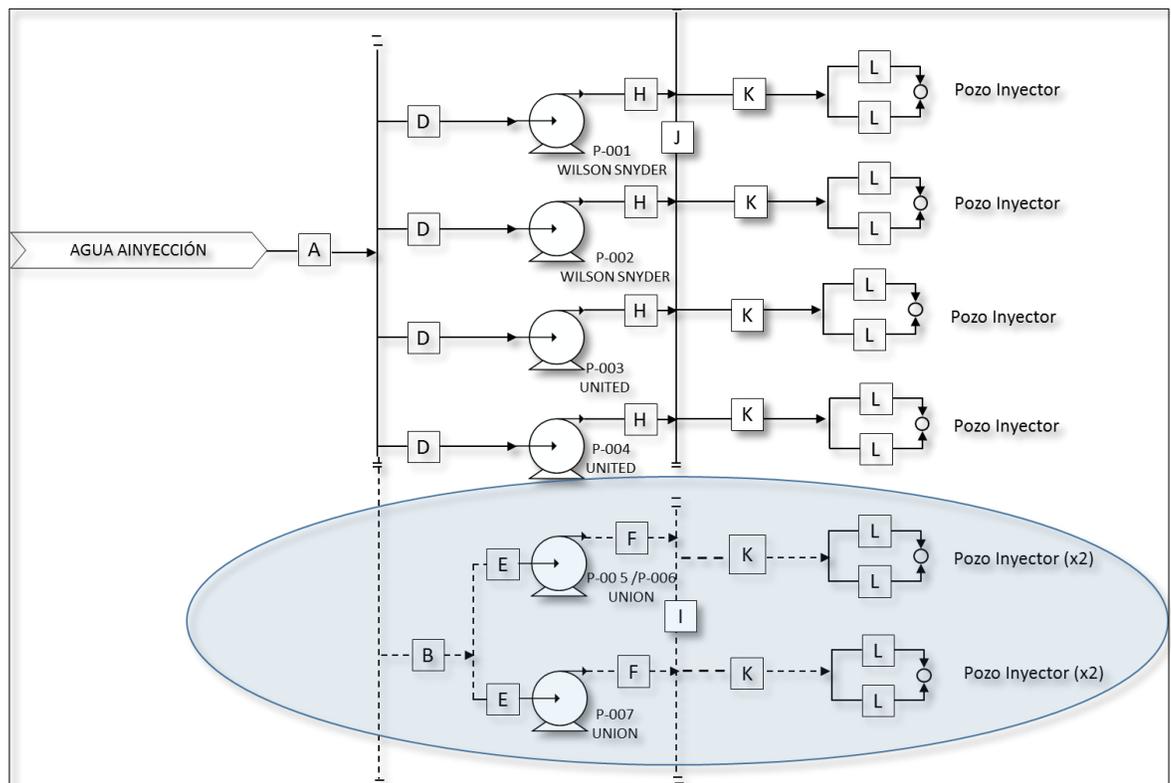
Fuente: Autores

4.5 DISEÑO

Todas las bombas serán de características similares de tal forma que tendrán un cabezal común en succión y de dos (2) cabezal de descarga con facilidades convertirse en uno solo de tal forma de facilitar la inyección a cualquiera de los pozos inyectoros.

Del cabezal de descarga se sacarán las líneas a cada uno de los pozos inyectoros.

Figura 11. Nuevo diseño distribución de bombas



Distribución Unidades de Bombeo Definitivas

A partir de lo anterior, durante la construcción se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

Para la línea de entrada al cabezal de succión de las bombas de Inyección se puede considerar lo siguiente:

- Exactitud aceptable para el proceso, de $\pm 1\%$ a $\pm 2\%$;
- Instalación y montaje rápido
- Baja caída de presión

Para las líneas de entrada de inyección a pozos (2 líneas por cada pozo).

- Medidores electromagnéticos de máximo 10" de diámetro;
- Exactitud de $\pm 0.2\%$ a $\pm 1\%$;
- Un solo transmisor para dos líneas.

Todo lo anterior en busca de realizar la medición requerida, la precisión, las marcas estandarizadas, etc.

4.6 CONDICIONES DEFINITIVAS DE OPERACIÓN DEL PROCESO

A continuación, se presenta la descripción de la operación del proceso de inyección de agua de producción.

Se plantea la distribución de 60 KBWPD de agua de producción a cuatro (4) pozos inyectoros. Las condiciones de llegada del agua de producción desde las facilidades tratamiento de crudo válido para este bloque se presentan a continuación:

Tabla 7. Condiciones de llegada del agua a unidades de bombeo

Condición	Unidad	Valor
Presión	Psig	50-250
Temperatura	°C	120
Diámetro Tubería llegada	Inc.	30

Fuente: Autores

La presión de inyección a los pozos se estima en 1500 Psig, razón por la cual se requiere la instalación de bombas de inyección para aumentar la presión del agua a los pozos.

El sistema de distribución a la succión de las bombas de inyección comprende a un cabezal principal de 30" de diámetro que distribuye la totalidad del agua de producción, 60 KBPD, hacia las bombas.

El cabezal de descarga distribuyen el agua de producción a cuatro (4) líneas de inyección de 10" (dos por cada pozo cada una manejando la mitad del flujo inyectado a cada uno de los pozos). Las líneas de inyección de 10", previo a los pozos, están provistas de un medidor de flujo no intrusivo tipo ultrasónico, el cual servirá para monitorear el flujo individual de inyección; posteriormente se encuentran instaladas válvulas tipo choque cuya función es controlar la presión de inyección a medida que el pozo se vaya completando a lo largo de su vida útil.

Las condiciones requeridas para la inyección del agua a los pozos se presentan a continuación:

Tabla 8. Condiciones de inyección del agua

Condición	Unidad	Valor
Presión	Psig	500-1500
Temperatura	°C	120
Flujo total	KBWPD	90
Flujo por pozo	KBWPD	60 – 90

Fuente: Autores

4.7 SISTEMA DE INYECCIÓN DEFINITIVO

El sistema de inyección de agua a los pozos, se ha diseñado de tal manera que las bombas puedan ser alineadas a los cabezales de descarga y el caudal pueda ser distribuido a los pozos de acuerdo a su disponibilidad.

La presión de inyección para cada pozo es regulada mediante el uso de válvulas tipo choque, con el fin de dar flexibilidad a la operación y poder ajustar la presión de inyección al pozo conforme se vaya completando.

La inyección de agua está directamente relacionada con la instalación de los equipos de bombeo, lo que implica también fases para la operación, relacionado con la cantidad de pozos inyectoros disponibles.

4.8 PREMISAS DE OPERACIÓN DEFINITIVA

- La instalación de la tubería y de los equipos, así como la descripción del proceso en esta filosofía de operación, corresponde a las facilidades de inyección.
- El diseño y construcción de las facilidades consideran la prontitud de entrega de los elementos (instrumentos, válvulas y equipos) a instalar en el sistema.
- En caso de presentarse tiempos de entrega e instalación fuera de los plazos de construcción, afectaría el análisis económico presentado.
- El procedimiento de recibo de agua, el caudal de inyección y en general toda la operación de la facilidad de inyección debe ser coordinada con la facilidad de tratamiento de crudo encarga de suministrar el agua para inyección.

Las mediciones del caudal de agua a la succión del sistema de inyección serán utilizadas como base para la liquidación del servicio de inyección.

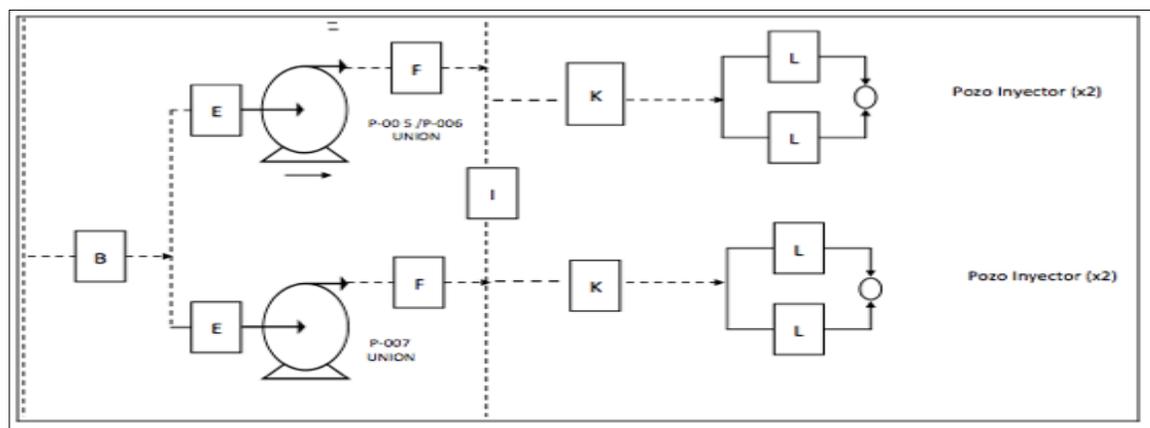
Las otras mediciones registradas en los medidores localizados en las líneas de inyección servirán como monitoreo operacional para el control del caudal y de la presión de inyección a cada uno de los pozos, además servirán como referencia para la operación general.

4.9 EQUIPOS REQUERIDOS PARA AUMENTO EN LA INYECCIÓN

- Tres (3) unidades UNION de 20 KBWPD (P-005/006/P-007)
- Tres (3) motores asociados a las unidades de bombeo
- Tres (3) variadores de frecuencia con lo cual controlaremos la frecuencia operativa de las unidades
- Equipos de medición para instrumentación asociada.

El esquema planteado sería el siguiente:

Figura 12. Esquema planteado para la distribución de las bombas.



Fuente: Autores

Bajo este esquema se cumpliría lo siguiente:

1. Tiempos de construcción
2. Alcanzar los niveles de inyección con el animo de aumentar la producción de aceite
3. Mantener los costos asociados a la producción por barril
4. Con todo lo anterior se mantendría la viabilidad económica del campo

5. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

Para realizar la comparación económica de alternativas se usó la técnica del valor presente neto usando un flujo de caja después de impuestos a 5 años. Los ingresos son los equivalentes a la venta de crudo y los egresos incluyen los costos de capital y operativos asociados a la alternativa.

El costo de capital (CAPEX) asociado a la alternativa comprende costos asociados a los campos (directos e indirectos) y no asociados al campo. Los costos directos incluyen un estimado de costo de equipos junto con instrumentación, tubería, civil, pintura e instalaciones eléctricas asociadas. Los costos indirectos engloban los costos debidos a la supervisión a construcción en campo, construcción y puesta en marcha, pruebas, herramientas, seguros, renta de equipos, servicios de campo, servicios utilitarios temporales entre otros.

El costo de operación (OPEX) incluye el costo de mantenimiento de las facilidades y costo de combustible para la generación de energía eléctrica requerida por las nuevas facilidades.

Tabla 9. Presupuesto asociado a la ampliación sistema de inyección (60 KBWP)

Descripción	Total Por Area (USD)	Ejecución 2017 (USD)	Ejecución 2018 (USD)	Ejecución 2019 (USD)
Modificación Licencia Ambiental	\$ 530.253	\$ 530.253	\$ -	\$ -
Costos	\$ 530.253	\$ 530.253	\$ -	\$ -
Negociación de Predios	\$345.620	\$ 345.620	\$ -	\$ -
Costos	\$345.620	\$ 345.620		\$ -
Ingeniería	\$645.620		\$ 645.620	\$ -
Costos	\$645.620		\$ 645.620	\$ -
Obras Mecánicas	\$ 4.079.848		\$ 3.279.688	\$ 800.160
Montaje	\$ 2.435.627		\$ 1.635.467	
Materiales	\$ 1.298.543		\$ 1.298.543	
Bomba 30 KBWPD (3)	\$ 345.678		\$ 345.678	
Obras AIC	\$ 1.940.145		\$ 1.820.525	\$ 119.620
Montaje	\$ 345.265		\$ 225.645	\$ 119.620
Materiales	\$ 940.591		\$ 940.591	\$ -
Equipos	\$ 654.289		\$ 654.289	\$ -
Obras Civiles	\$ 1.110.720		\$ 1.110.720	\$ -
Cimentaciones	\$ 765.453		\$ 765.453	\$ -
Movimiento de Tierras	\$ 345.267		\$ 345.267	\$ -
Obras Eléctricas	\$ 2.657.883		\$ 1.991.196	\$ 666.687
Montaje	\$ 1.435.627		\$ 768.940	\$ 666.687
Equipos	\$ 765.878		\$ 765.878	\$ -
Materiales	\$ 456.378		\$ 456.378	\$ -
Catering y alojamiento	\$ 1.435.678		\$ 1.004.975	\$ 430.703
QA/QC	\$ 873.456		\$ 611.419	\$ 262.037
Seguros	\$ 435.627		\$ 304.939	\$ 130.688
Logística	\$ 246.789		\$ 172.752	\$ 74.037
Combustible	\$ 188.417		\$ 131.892	\$ 56.525
TOTAL INDIRECTOS	\$ 3.179.967	\$ -	\$ 2.225.977	\$ 953.990
PRESUPUESTO DEFINITIVO	\$ 14.490.056	\$ 875.873	\$ 11.073.726	\$ 2.540.457

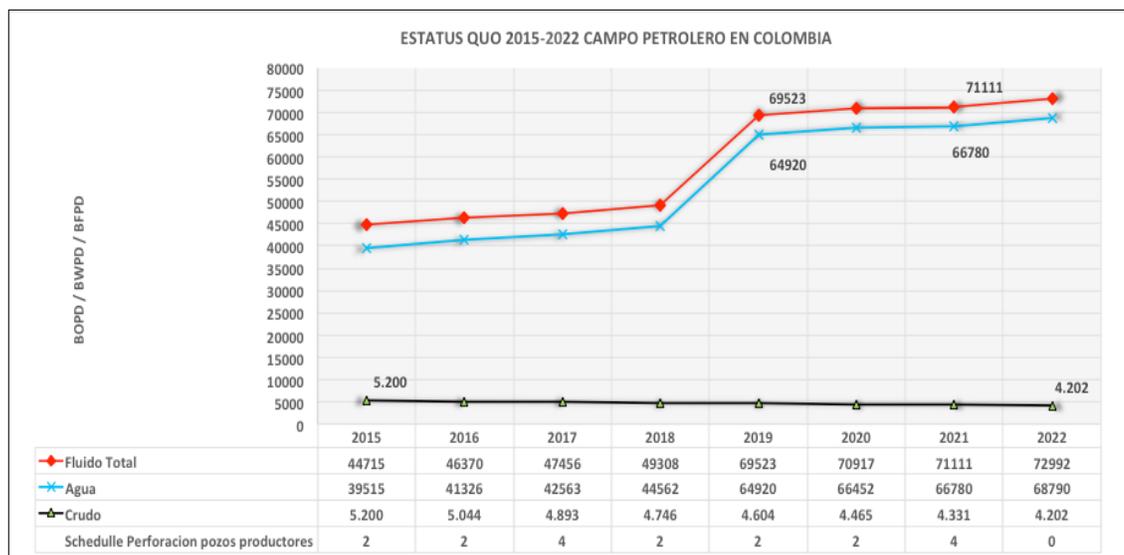
Fuente: Autores (EJERCICIO ECONÓMICO comité de expertos, informe interno de Julio 2016).

5.1 EVALUACIÓN FINANCIERA PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO

A continuación mostraremos una comparación entre la producción del Campo Milagro sin construcción de facilidades de inyección (Estatus Quo) Vs la producción del mismo campo con la construcción de planta de inyección de agua (Incremental)

5.2 CONDICIONES ACTUALES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

Figura 13. Curva de producción de crudo (Estatus Quo)

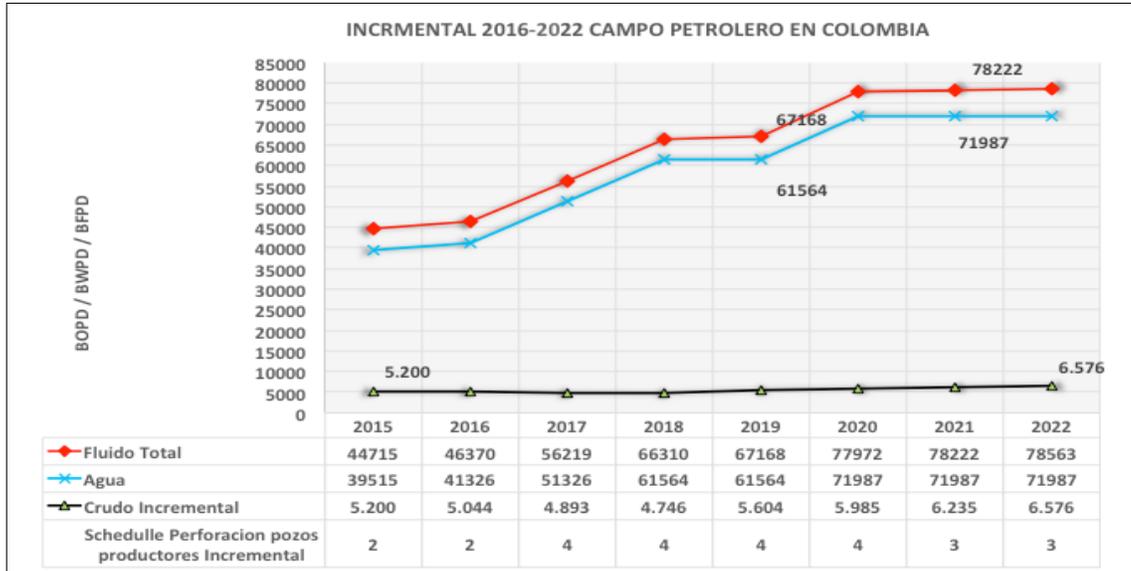


Fuente: Características de los contratos petroleros. (Flacsoandes)

La figura 13 nos indica que los volúmenes de inyección de agua para el estatus quo serían del orden 39515 BWPD llegando al 2022 a niveles cercanos de 68790 BWPD con una producción en los mismos años de 5200 BOPD / 4202 BOPD, con lo cual el campo tiene una tendencia a la disminución.

5.3 PROPUESTA PARA INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO

Figura 14. Curva de Producción de Crudo Incremental



Fuente: Características de los contratos petroleros. (Flacsoandes).

La figura 14 nos indica que con una inversión aproximada de USD \$14,5 MM los niveles de inyección pasarían del 2015 al 2022 entre 39515 BWPD / 71987 BWPD con una producción de crudo asociada 5200 BOPD / 6576 BOPD, lo cual hace económicamente viable el campo aumentando los niveles de producción del mismo.

Bajo los escenarios anteriormente mencionados el comportamiento económico para el campo es el siguiente:

5.4 COMPORTAMIENTO ECONOMICO STATUS QUO.

Tabla 10. Status Quo.

STATUS QUO 2016-2022	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
BOPD	5.200	5.044	4.893	4.746	4.604	4.465	4.331	4.202
COSTO DE BARRIL WTI	\$ 43,40	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 55,00	\$ 55,00
Ingresos MM USD	\$ 82,37	\$ 92,05	\$ 89,29	\$ 86,61	\$ 84,01	\$ 81,49	\$ 86,95	\$ 84,35
USD /BOPD COSTO DE BARRIL PRODUCI	\$ 23,00	\$ 23,00	\$ 23,00	\$ 23,00	\$ 27,00	\$ 27,00	\$ 27,00	\$ 27,00
Costo total MM USD	\$ 43,65	\$ 42,34	\$ 41,07	\$ 39,84	\$ 45,37	\$ 44,01	\$ 42,69	\$ 41,41
Inversión Costos de Perforación MMUSD	\$ 5	\$ 5	\$ 9	\$ 4	\$ 4	\$ 5	\$ 9	\$ 0
Utilidad MMUSD	\$ 33,72	\$ 44,71	\$ 39,62	\$ 43,17	\$ 35,05	\$ 32,49	\$ 35,67	\$ 42,94

5.5 COMPORTAMIENTO ECONOMICO PARA PRODUCCION INCREMENTAL.

Tabla 11. Produccion Incremental.

PRODUCCION INCREMENTAL 2016-2022	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
BOPD	5.200	5.044	4.893	4.746	5.604	5.985	6.235	6.576
COSTO DE BARRIL WTI	\$ 43,40	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 55,00	\$ 55,00
Ingresos MM USD	\$ 82,37	\$ 92,05	\$ 89,30	\$ 86,61	\$ 102,27	\$ 109,23	\$ 125,17	\$ 132,01
USD /BOPD COSTO DE BARRIL PRODUCI	\$ 23,00	\$ 23,00	\$ 23,00	\$ 23,00	\$ 27,00	\$ 27,00	\$ 27,00	\$ 27,00
Costo total MM USD	\$ 43,65	\$ 42,34	\$ 41,08	\$ 39,84	\$ 55,23	\$ 58,98	\$ 61,45	\$ 64,81
Inversión Construcción PIA	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,88	\$ 11,07	\$ 2,54	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Inversión Costos de Perforación MMUSD	\$ 5,00	\$ 5,00	\$ 8,60	\$ 10,00	\$ 10,00	\$ 8,60	\$ 6,80	\$ 7,50
Utilidad	\$ 33,72	\$ 44,71	\$ 38,74	\$ 25,70	\$ 34,51	\$ 41,64	\$ 56,92	\$ 59,71

Fuente: Autores (EJERCICIO ECONÓMICO comité de expertos, informe interno de Julio 2016)

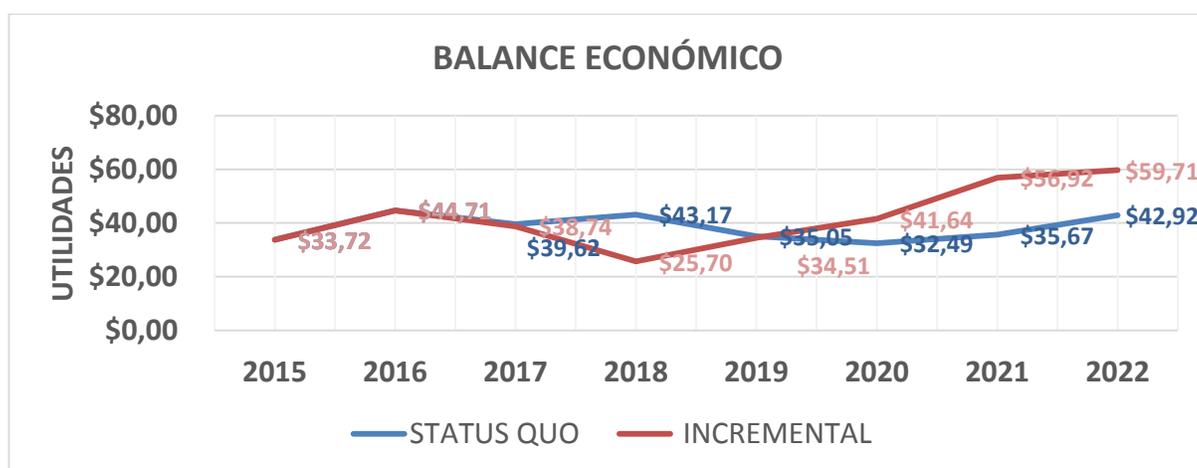
De acuerdo con el anterior el balance económico entre los dos escenarios es el siguiente:

Tabla 12. Balance Económico

AÑOS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
UTILIDADES ESTATUS QUO	\$ 33,72	\$ 44,71	\$ 39,62	\$ 43,17	\$ 35,05	\$ 32,49	\$ 35,67	\$ 42,92
UTILIDADES INCREMENTAL	\$ 33,72	\$ 44,71	\$ 38,74	\$ 25,70	\$ 34,51	\$ 41,64	\$ 56,92	\$ 59,71

Fuente: Autores (EJERCICIO ECONÓMICO comité de expertos, informe interno de Julio 2016)

Figura 15. Balance Económico



Fuente: Autores

6. CONCLUSIONES

- La inversión plantada se realizará entre los años 2017-2019, en donde la mayor inversión se evidencia en el 2018 lo cual genera que las utilidades para el campo sean mas beneficiosas para el estatus quo que para el incremental.
- Teniendo en cuenta la comparaciones entre el VPN generado por el estatus quo Vs Incremental se desprende que entre los años 2020 al año 2022 las utilidades generadas en caso de ejecutar el proyecto estarían del orden de un 15% adicional.
- Al realizar un comparativo total entre el estatus quo y el incremental entre los años comprendidos del 2015 al 2022 nos arroja un VPN diferencial de 9 MMUSD que equivale a un porcentaje estimado de 4,5%.
- Es necesario tener en cuenta que los precios estimados del crudo están entre 43,4 USD/barril (2015) hasta 55 USD/barril (2022), en caso que el barril de crudo este por debajo de los valores antes mencionados la rentabilidad disminuiría.
- Todas las anteriores conclusiones estan basado sobre la alternativa 1 la cual se escogió teniendo en cuenta las lecciones aprendidas a nivel de operación (inyección a cualquier pozo), mantenimiento (repuestos de facil adquisición para las unidades de bombeo seleccionadas), constructibilidad (menor cantidad de materiales Vs PDT planteado)

7. RECOMENDACIONES

Colombia en promedio para los campos maduros la tasa de recobro actual está del orden del 18% aproximadamente, la meta de recobro para el año 2020 es del 35% que debido a la caída del precio del crudo la ANH ha revaluado a un promedio cercano al 23%.²

Para el caso de campo milagro un incremento en la tasa de inyección de agua conlleva a un aumento a la producción de aceite lo cual genera que este campo sea económicamente viable en caso de realizar inversiones bajo las premisas descritas en este documento.

Con base a lo anterior es necesario tener en cuenta los precios promedios actuales del crudo en el momento de realizar las inversiones programadas por cada una de las petroleras.

Bajo los resultados obtenidos en el presente análisis se recomienda realizar la ampliación del sistema de inyección de agua propuesto, sin embargo es necesario tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Volatilidad precios internacionales del crudo
- La TRM asociada al momento de la ejecución del proyecto

² GONZÁLEZ, Tomás. ANH espera aumento del factor de recobro en 10%. LA REPÚBLICA. Martes , Abril 7, 2015. Disponible en: http://www.larepublica.co/anh-espera-aumento-del-factor-de-recobro-en-10_239881

BIBLIOGRAFÍA

AMAYA, Mauro y otros. Casabe. Revitalización de un campo maduro. Oilfield Review. Primavera del 2000: 22. No. 1. Schlumberger. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/sum10/01_casabe.pdf.

AMERICAN INSTITUTE OF CHEMICAL ENGINEERING. Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis. New York, Pág. 268. Enero de 2000.

BOLLAND. Tratamiento de Agua, Petróleo, Gas y Efluentes - Construcción de plantas. Disponible en: <http://www.bolland.com.ar/tratamiento-de-agua-petroleo-gas-y-efluentes/construccion-de-plantas.html>

BUSTAMANTE, Teodoro; ZAPATA, Oscar. Características de los contratos petroleros (flacsoandes). Disponible en: <http://www.flacsoandes.edu.ec/biblio/catalog/resGet.php?resId=13245>.

CAMARGO, Edgar y otros. Un modelo de producción de pozos por levantamiento artificial utilizando análisis nodal. Facultad de Ingeniería ULA. Artículo de Investigación Revista Ciencia e Ingeniería. Vol. 30, No. 1, pp. 23-28, diciembre-marzo, 2009. ISSN 1316-7081. Disponible en: <http://www.ing.ula.ve/~aguilar/publicaciones/objetos/revistas/MODELO.pdf>.

FREEDMAN, Pablo. HAZOP como metodología de análisis de riesgos. Disponible en: biblioteca.iapg.org.ar/ArchivosAdjuntos/Petrotecnia/2003-2/Hazop.pdf

GIRALDO ESPITIA, Jorge Frank; ESCALANTE TORRES, Luis Alberto. Diseño conceptual para la construcción de una planta tratamiento e inyección de

agua en el campo Cantagallo. Disponible en:
<http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/660/2/126054.pdf>

GONZÁLEZ, Tomás. ANH espera aumento del factor de recobro en 10%. LA REPÚBLICA. Martes, Abril 7, 2015. Disponible en: http://www.larepublica.co/anh-espera-aumento-del-factor-de-recobro-en-10_239881.

WIKISPACES. Campos petrolíferos y Proyectos de Inyección de Aguas. Disponible en: <https://acuifers-20112.wikispaces.com/Campos+petrol%C3%ADferos+y+Proyectos+de+Inyecci%C3%B3n+de+Aguas>.