



**DISEÑO DE LA ESTRATEGIA DE DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN  
PARA EL CAMPO RANCHO HERMOSO (CASANARE-COLOMBIA)**

**RUBÉN DARIO ARISMENDI RUEDA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**



**DISEÑO DE LA ESTRATEGIA DE DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN  
PARA EL CAMPO RANCHO HERMOSO (CASANARE-COLOMBIA)**

**RUBÉN DARIO ARISMENDI RUEDA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de:  
Ingeniero de Petróleos**

**Director:**

**ING. CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ**

**Codirector:**

**ING. MARIO EDUARDO RUEDA RANGEL**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

## AGRADECIMIENTOS

La elaboración de este proyecto recibió el apoyo de personas a quienes hoy deseo agradecer de la manera más sincera y sentida por toda la colaboración, comprensión y paciencia que tuvieron durante este tiempo de estudio.

Primero quiero agradecer a DIOS, porque sin él nada de esto hubiera sido posible. El me permitió llegar hasta estas instancias de la vida en las que con tropiezos y triunfos, siempre estuvo a mi lado guiándome por el mejor camino; y, de su mano seguiré aportando lo mejor de mí a mi país y a la humanidad en general.

A toda mi familia, en especial a mi madre “Tatis”, a mi padre Wilson y a mi mamá (abuela) Aminta, porque han sido el mayor apoyo que he tenido en cada una en las etapas de mi vida y ésta no fue la excepción. Gracias por toda la motivación que generaron en mí para la realización de este proyecto y por cada consejo dado, “todos los sacrificios que se hicieron serán bien recompensados”.

A mi tío, el Ing. Mario Eduardo Rueda Rangel que además de ser el codirector de este proyecto, fue la persona que hizo posible la realización de este trabajo. Gracias por ese apoyo incondicional que siempre me prestó, por la paciencia, la entrega, por cada uno de los aportes intelectuales y constructivos y, por la experiencia que me brindó en el desarrollo de todo el proyecto.

A mi director de trabajo de grado, el Ing. Cesar Augusto Pineda, quien con su experiencia, y conocimientos me guió en la realización del proyecto. Gracias por la confianza que siempre tuvo en mí y su exigencia en la presentación de un excelente trabajo.



Finalmente, pero no menos importante, a mi novia, Laura Rueda Mejía, por toda la comprensión y apoyo que me ha brindado no sólo durante el proceso del proyecto sino durante todo el tiempo que llevamos juntos, enseñándome mil cosas que poco a poco me han servido para ir madurando como persona. Gracias por todo el amor y cariño que me ha entregado.

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios, por haberme guiado de la mejor manera en el proceso de elaboración de este proyecto, por haberme dado todas las oportunidades necesarias para hoy dar fin a esta etapa de mi vida, pero sobre todo por haberme dado a mí y a mi familia la oportunidad de seguir disfrutando la compañía del ser más querido por todos nosotros “mi madre”.

En especial quiero dedicar este trabajo a la persona que más amo en este mundo: MI MAMÁ “Tatis”, gracias mami por estar aquí a mi lado siempre, por ese amor y apoyo que nunca me has negado, por orientarme de la manera más sabia, porque nunca claudicó a pesar de tantas adversidades que la vida nos ha puesto, por ser ese modelo a seguir en el que puedo ver tanta fortaleza y a la vez sencillez, por cada una de las veces que me exigía. Es por eso que hoy estoy dando fin a una etapa más de mi vida como persona y como profesional. Yo sé del orgullo que sientes al verme culminando esta fase y saliendo adelante, pues el esfuerzo y perseverancia que puso en mí y en mi estudio ha sido único e inigualable; por eso hoy aprovecho este medio para hacerte un homenaje y decirte que es más el orgullo que yo siento al poder decir que eres mi MAMI, porque madre como tú... ninguna.

También dedico este trabajo a mi papá, pues más que un padre ha sido un amigo de quien he recibido todo el apoyo y la comprensión necesaria. Cada uno de los consejos que he recibido de él, ya sea en su rol de padre o amigo, siempre me han ayudado a ser mejor persona, a ser una persona fuerte y grande pero sin olvidar de donde vengo. Gracias por ser un buen padre.



Por último quiero dedicar este proyecto a mis abuelos (paternos y maternos), que siempre han sido como mis segundos padres, cada uno aportándome algo constructivo a mi vida, pero sobre todo quiero entre ellos dedicar este trabajo a mi papá- abuelo Aurelio, una de las personas que más he admirado en mi vida y yo sé que desde la eternidad él estará acompañándome para celebrar conmigo, lleno de orgullo y alegría, este nuevo triunfo que he alcanzado.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	19
1. MARCO CONCEPTUAL	22
1.1 DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	22
1.1.1 Manejo en superficie (vertimiento en afluentes).	22
1.1.2 Reinyección en zonas geológicamente viables.	23
1.2 NORMATIVIDAD AMBIENTAL PARA EL VERTIMIENTO DE AGUAS INDUSTRIALES	25
1.2.1 Decreto 3930 de 2010	25
1.2.2 Ley 99 de 1993.	26
1.2.3 Decreto 1594 de 1984 “usos del agua y residuos líquidos”.	29
1.3 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS PETROLEROS	32
1.3.1 Sistema de recolección de la producción.	33
1.3.2 Sistema de Separación.	34
1.3.2.1 Clasificación de los separadores	35
1.3.3 Tratamiento de agua.	40
1.3.3.1 Separación gravitacional	40
1.3.3.2 Separación de placas paralelas	41
1.3.3.3 Celdas de flotación	41
1.3.3.4 Hidrociclón	41
1.3.3.5 Caja API	42
2. CAMPO RANCHO HERMOSO	43
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO RANCHO HERMOSO	43
2.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA	44

2.2.1 Ubicación geográfica.	44
2.2.2 Estratigrafía.	45
2.2.3 Geología estructural (mapas estructurales).	48
2.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS	49
2.3.1 Porosidad.	50
2.3.2 Topes del yacimiento.	51
2.3.3 Espesor Neto Productor (Net-Pay).	51
2.3.4 Saturación de agua inicial.	52
2.3.5 Presión inicial del yacimiento.	53
2.3.6 Permeabilidad.	53
2.3.7 Temperatura.	55
2.4 FLUIDOS Y PARÁMETROS PVT	55
2.4.1 Presión del punto de burbuja (Pb).	55
2.4.2 Gas disuelto en el aceite (Rs).	56
2.4.3 Factor Volumétrico de formación del aceite (Bo).	57
2.4.4 Viscosidad del aceite.	57
2.4.5 Gravedad API.	58
2.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO , AGUA Y GAS DEL CAMPO RANCHO HERMOSO	59
2.6 DIAGNÓSTICO DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN Y TRATAMIENTO PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE FORMACIÓN ACTUALES.	64
2.6.1 Facilidades de tratamiento y separación en la estación Rancho Hermoso.	64
2.7 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN (CAMPO RANCHO HERMOSO)	68
2.8 LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL / CAMPO RANCHO HERMOSO	72
2.8.1 Resumen histórico de las modificaciones a la licencia ambiental global a la fecha.	73
2.8.1.1 Resolución del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial No 0113 del 28/ene/2005.	74

2.8.1.2 Resolución del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial No 0433 del 02/mar/2009	76
2.8.1.3 Resolución del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial No 1067 del 10/jun/2009	77
2.8.1.4 Resolución del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial No 1071 del 08/jun/2010	78
2.9 CARACTERÍSTICAS FISICOQUÍMICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO RANCHO HERMOSO	79
2.9.1 Análisis de cloruros en el agua de producción del campo RANCHO HERMOSO.	82
3. DISEÑO METODOLÓGICO	85
3.1 DIMENSIONAMIENTO DE NECESIDADES	85
3.1.1 Actividades objeto de modificación.	86
3.1.2 Metodología para la simulación de proceso.	89
3.1.3 Especificaciones del aumento de las facilidades de producción para el campo Rancho Hermoso.	90
3.1.3.1 Manifold de producción y transferencia	90
3.1.3.2 Separadores de producción y prueba.	91
3.1.3.3 Tanques de almacenamiento.	92
3.1.3.4 Bombas de despacho o recirculación.	93
3.1.3.5 Unidad recuperadora de vapor.	94
3.1.3.6 Scrubber de gas.	94
3.1.3.7 Scrubber de planta de gas.	95
3.1.3.8 Bombas Scrubber.	95
3.1.3.9 Cajas API.	96
3.1.3.10 Knockout Drum.	96
3.1.3.11 Tea de alta.	97
3.1.3.12 Bomba (neumática).	97

3.2 METODOLOGÍA DE DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN (RANCHO HERMOSO)	97
3.2.1 Vertimiento del agua de producción en afluentes superficiales.	98
3.2.1.1 Río Cravo Sur (ubicación y coordenadas de vertimiento).	98
3.2.1.2 Río Cravo Sur (monitoreo fisicoquímico).	100
3.2.2 Reinyección del agua de producción en formación geológica.	104
3.2.2.1 Pruebas de inyectividad (pozo RH1).	104
3.2.2.2 Propuesta de Workover en el campo Rancho Hermoso (pozo RH2)- conversión de productor a “DISPOSAL”.	105
4. ANÁLISIS FINANCIERO	107
4.1 ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO DE WORKOVER	107
4.1.1 Costos del trabajo de workover.	108
4.1.2 Costos de las actividades relacionadas con las facilidades de inyección de agua.	110
4.1.3 Inversión Total (disponer agua de producción en el pozo RH2)	111
4.1.4 Pérdidas en producción.	111
4.1.5 Información de entrada.	113
4.1.6 Flujo de caja.	113
4.1.7 Parámetros económicos.	116
4.1.7.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).	116
4.1.7.3 Pay Back (plazo de recuperación).	117
4.2 TARIFA POR BARRIL DISPUESTO EN EL CAMPO RANCHO HERMOSO.	117
4.2.1 Operaciones de inyección de aguas de producción.	117
4.2.2 Operaciones de vertimiento de agua de producción.	118
5. RESULTADOS	120
5.1 RESULTADOS	120
5.1.1 Resolución del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial No 1608 de Agosto de 2011.	120

5.1.2 Resultados del análisis financiero del proyecto de Workover.	121
5.1.3 Resultados de los costos por barril dispuesto en el campo Rancho Hermoso.	121
5.1.3.1 Resultado de la tarifa renta por barril de agua inyectado	121
5.1.3.2 Resultado del costo por barril vertido.	122
CONCLUSIONES	123
RECOMENDACIONES	127
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	128

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Esquema de un separador vertical (bifásico).	38
Figura 2. Esquema de un separador horizontal (bifásico).	39
Figura 3. Esquema de separador trifásico horizontal con control de nivel de interfase y vertedero.	40
Figura 4. Ubicación 1 del campo Rancho Hermoso.	44
Figura 5. Ubicación 2 del campo Rancho Hermoso.	45
Figura 6. Columna estratigráfica.	47
Figura 7. Mapa estructural (Mirador)	48
Figura 8. Mapa estructural (Ubaque).	49
Figura 9. Historia de producción de petróleo.	60
Figura 10. Historia de producción de agua	61
Figura 11. Historia de producción de gas	63
Figura 12: Diagrama de procesos, campo Rancho Hermoso.	66
Figura 13. Pronóstico de producción de aceite.	69
Figura 14. Pronóstico de producción de agua.	71
Figura 15. Pronóstico de producción de gas	71
Figura 16. Esquema de la secuencia de modificaciones de la licencia ambiental global del campo Rancho Hermoso.	74
Figura 17. Localización río Cravo Sur.	100
Figura 18. Prueba de inyección de agua (pozo RH1).	105
Figura 19. Producción diaria del pozo RH2 (corte de agua)	106
Figura 20. Sistema de aireación.	123

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Propiedades del agua y sus niveles respectivos de aprobación para el vertimiento.	30
Tabla 1.1. Concentraciones para el control de carga para algunas sustancias.	31
Tabla 2. Porosidades promedio para cada formación.	50
Tabla 3. Topes de cada formación del yacimiento.	51
Tabla 4. Net-Pay	51
Tabla 5. Saturaciones de agua inicial.	52
Tabla 6. Presión inicial del yacimiento	53
Tabla 7. Rango de permeabilidades	54
Tabla 8. Distribución de temperaturas para cada formación.	55
Tabla 9. Pb del fluido en cada intervalo de la formación.	56
Tabla 10. Rs del fluido determinados en cada intervalo de la formación a la presión de burbuja.	57
Tabla 11. Factores volumétricos de formación del aceite medido para el petróleo del campo Rancho Hermoso.	57
Tabla 12. Viscosidad del aceite en el campo Rancho Hermoso.	58
Tabla 13. Distribución de gravedades API del crudo en el campo Rancho Hermoso por intervalos de formación.	58
Tabla 14. Estado de producción de petróleo y agua (abril 2011).	62
Tabla 15. Facilidades y sus respectivas características.	65
Tabla 16. Características fisicoquímicas de aguas residuales del Campo Rancho Hermoso (entrada y salida de ARI).	81
Tabla 17. Análisis de Cloruros	82
Tabla 18. Relación de actividades de Facilidades de Producción autorizadas según Resolución 1071 de 2010 frente a las actividades objeto de modificación.	87

Tabla 19. Facilidades de superficie (Manifold)	91
Tabla 20. Facilidades de superficie (Separador de Producción)	91
Tabla 21. Facilidades de superficie (Tanques de almacenamiento)	92
Tabla 22. Facilidades de superficie (Bombas de despacho)	93
Tabla 23. Facilidades de superficie (Unidad recuperadora de vapor)	94
Tabla 24. Facilidades de superficie (Scrubber de gas)	94
Tabla 25. Facilidades de superficie (Scrubber de planta de gas)	95
Tabla 26. Facilidades de superficie (Bomba Scrubber de planta de Gas)	95
Tabla 27. Facilidades de superficie (Caja AP)	96
Tabla 28. Facilidades de superficie (Knockout Drum)	96
Tabla 29. Facilidades de superficie (Tea de alta)	97
Tabla 30. Facilidades de superficie (Bomba Neumatica)	97
Tabla 31. Resultados fisicoquímicos y microbiológicos aguas arriba y abajo del punto de vertimiento en el rio Cravo Sur VS conclusión de resultados	101
Tabla 32. Costos de producción y facilidades.	108
Tabla 33. Costos de completamiento.	108
Tabla 34. Total Inversión de workover.	109
Tabla 35. Costos de las actividades de facilidades para la inyección de agua de producción.	110
Tabla 36 Inversión Total	111
Tabla 37. Pérdidas de producción.	112
Tabla 38. Información de entrada.	113
Tabla 39. Flujo de caja.	115
Tabla 40. Costos de Inyección.	118
Tabla 41. Costos para vertimiento.	119
Tabla 42. Parámetros económicos.	121
Tabla 43. Tarifa-renta por barril inyectado.	122
Tabla 44. Costo por barril vertido.	122

## RESUMEN

**TITULO:** Diseño De La Estrategia De Disposición De Aguas De Producción Para El Campo Rancho Hermoso.

**AUTOR:** RUBÉN DARIO ARISMENDI RUEDA\*\*.

**PALABRAS CLAVES:** Disposición, vertimiento, reinyección, facilidades de producción y agua de producción.

Uno de los grandes problemas que se presentan en los campos petrolíferos alrededor del mundo está relacionado con el agua asociada a la producción. La necesidad de disponer este desecho industrial hace que las empresas petroleras destinen grandes cantidades de dinero en la búsqueda de la mejor estrategia de disposición, la cual debe mitigar el riesgo de pérdida en producción de hidrocarburos y de ser “amable” con el medio ambiente. Dentro de las estrategias de disposición de aguas de producción se encuentran: el vertimiento en superficie y la reinyección en formaciones geológicas aptas para el almacenamiento.

El campo Rancho Hermoso no es la excepción al problema mencionado en el párrafo anterior, pues los altos cortes de agua que éste presenta hacen que la producción de agua en el campo sea mucho mayor a la de petróleo. Además, la empresa operadora Canacol Energy Colombia S.A, tiene como objetivo plantear una nueva campaña de producción que provocará aumentos en la producción de fluidos en el campo, por lo cual se pretende presentar al Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, las estrategias que involucran el manejo del aumento de fluidos (entre estos el agua de producción) con el fin de lograr modificar la Resolución vigente de la licencia ambiental concedida a la petrolera (campo Rancho Hermoso).

En este trabajo se hace un estudio de las operaciones que involucran la disposición de las aguas de producción del campo, a saber: la licencia ambiental y sus modificaciones, facilidades de producción, análisis del agua de formación y costos de operaciones, entre otros. estableciendo cual sería la estrategia más apropiada a seguir por parte de la empresa para la disposición del agua de producción, teniendo en cuenta la rentabilidad del proyecto y a su vez el sentido ecológico.

---

\* Trabajo De Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director ING. César Augusto Pineda Gómez Codirector: ING. Mario Eduardo Rueda Rangel

## ABSTRACT

**TITLE:** DESIGN OF THE STRATEGY FOR THE DISPOSITION OF PRODUCTION WATER AT RANCHO HERMOSO FIELD.

**AUTHOR:** RUBÉN DARIO ARISMENDI RUEDA\*\*.

**KEY WORDS:** Disposal, dumping, reinjection, production facilities, production water

One of the biggest problems that most of the oil fields around the world have is related with production water, the need to dispose this industrial waste makes that oil companies destine huge amounts of money in the search of the best disposal strategy, which has to minimize the production lost risk of hydrocarbons and it has to be “nice” with the environment as well. Within the disposal strategies could be find: the dumping in surface and the reinjection into the reservoir.

Rancho Hermoso field is not the exception to the problem mentioned in the previous paragraph, because it's highs water cuts, has made the production of water much higher than the production of oil in the field, adding to this, the company Canacol Energy Colombia S.A., has as a new objective; the planning of a new production campaign, that will produce a raise into the production of fluids at the field, that's why is necessary to present to the “Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial”, the strategies that involves the management of the fluids raise (including the production water) in order to achieve the modifications in the actual Resolution of the environmental license granted to the Rancho Hermoso field.

In the present project an operational disposal study of production water in the field is made, including the study of: the environmental license and its modifications, production facilities, formation water analysis and operational costs. Establishing a proper strategy to dispose the production water for the company is determined, taking into account the pay-back of the project and the ecological sense as well.

---

\* Work Degree

\*\* Physicochemical Faculty of Engineering, School of Petroleum Engineering, Director ING. César Augusto Pineda Gómez Codirector: ING. Mario Eduardo Rueda Rangel

## INTRODUCCIÓN

Debido al interés por parte de la empresa operadora (Canacol) de aumentar la productividad del campo Rancho Hermoso, surge un problema asociado a uno de los principales residuos de la industria petrolera: el agua; ya que el campo presenta un aproximado de corte de agua que se encuentra entre el 60% (sesenta por ciento) y el 70% (setenta por ciento), provocando en el campo una producción mayor de agua que de petróleo, por lo que como operador industrial, esta empresa busca dos metas específicas: de eficiencia y eficacia en el manejo de las aguas de producción mientras 1) se protege el ambiente y 2) se continúa con un desarrollo económicamente viable de la producción de hidrocarburos.

El mal manejo de cada uno de los desechos industriales producidos en los campos petroleros con el paso del tiempo ha venido creando consecuencias nefastas, afectando gravemente el medio ambiente. Por esta razón surge la necesidad de formular una reglamentación que proteja el ambiente, estableciendo leyes fuertes y contundentes sobre las actividades en el manejo de estos desechos. Para el caso del proyecto, a continuación se hará énfasis en la normatividad ambiental que rige el uso, manejo y destino de las aguas asociadas a la producción de hidrocarburos en los campos petroleros en Colombia.

Considerando las situaciones enunciadas, es indispensable el diseño de una estrategia eficiente en el sistema técnico-económico de tratamiento, facilidades de producción y disposición del agua de formación; puesto que de no ser así podría haber repercusiones graves tanto en la normatividad ambiental como en la rentabilidad. En consecuencia, se hace indispensable trabajar bajo los parámetros que impone la licencia ambiental y parámetros económicamente viables.

En el proyecto que se desarrollará a continuación, se encontraran cinco capítulos los cuales estructuran la parte esencial del contenido del proyecto.

En el primero denominado MARCO CONCEPTUAL se definirán algunos de los conceptos básicos necesarios para facilitar la comprensión del problema que se expondrá en los otros capítulos.

El segundo, CAMPO RANCHO HERMOSO, tendrá como objetivo primordial hacer un recorrido por la historia de lo que es el campo en mención; su ubicación, litología, geología estructural, sus campañas de producción, cuáles son sus proyecciones de producción, entre otros. Con el fin de ubicar al lector en la situación actual del campo y de los problemas que este presenta.

En el tercer capítulo, DISEÑO METODÓGICO, se desarrollará el problema, haciendo un estudio en las facilidades de superficie necesarias para el vertimiento y de esta manera dar una solución a los inconvenientes que están surgiendo en el campo con la disposición de los altos caudales de agua de producción; los cuales, a su vez, están afectando la producción de petróleo del mismo. De igual manera se añade en el presente capítulo una propuesta de Workover en el pozo RH2 para convertirlo de productor a DISPOSAL, con el fin de crear otra alternativa de disposición del desecho de producción en mención.

En el cuarto capítulo, ANÁLISIS FINANCIERO, se presentarán los costos del proyecto de Workover que se propone para disponer el agua de producción en el campo RANCHO HERMOSO, además del costo por barril que destina la empresa Canacol Energy Colombia S.A en la disposición del agua de producción.

Finalmente se encontrará el quinto y último capítulo, RESULTADOS, donde se presentará la última resolución expedida por parte del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial; la cual será de gran importancia en la toma de



decisiones sobre la estrategia a proponer para la disposición del agua de producción del campo Rancho Hermoso. Esta decisión irá de forma conjunta con cada una de las variables económicas (expuestas en el presente capítulo) que delimitan la viabilidad del proyecto.

## 1. MARCO CONCEPTUAL

### 1.1 DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

Es un hecho que al manejo del agua de producción se le debe dar una importancia considerable, ya que es ésta el desecho por excelencia de la mayoría de las operaciones petrolíferas alrededor del mundo. Los caminos que se le den al manejo de esas aguas industriales debe ir enfocado hacia dos fines: el primero, es reducir los costos operacionales de producción de aceite y gas; y el segundo, no menos importante, es la protección del medio ambiente, buscando evitar o mitigar al máximo la contaminación que se podría llegar a causar con la manipulación de este desecho industrial.

Los manejos que se le pueden dar al agua de producción pueden variar de acuerdo con las condiciones de cada campo en especial y caen en dos categorías amplias: reinyección en el subsuelo y manejo en superficie. El tratamiento del agua es también una forma de manejo del agua de producción, pero el resultado final de una facilidad de tratamiento de agua es: 1) un flujo de agua de alta calidad el cual debe ser manejado en superficie, y 2) una concentración de flujo de desecho de agua la cual debe ser dispuesta a través de una inyección en el subsuelo; sea como sea, se llegará a esas dos grandes categorías expuestas al principio del párrafo.

#### 1.1.1 Manejo en superficie (vertimiento en afluentes).

El manejo en superficie, como su nombre lo indica hace referencia a todas las prácticas que se desarrollan en torno a la administración del agua de producción

en la superficie, ya sea esta en descargue directo a un afluente (VERTIMIENTO), a embalses, o como riego de alguna zona terrestre.

Para la disposición de las aguas residuales industriales (provenientes de la producción de hidrocarburos) en afluentes naturales es necesario someterlas a una serie de procesos químicos, físicos y biológicos con el fin de eliminar la mayor cantidad de contaminantes presentes que puedan llegar a afectar el recurso hídrico en el cual se dispuso el agua y, de esta manera cumplir con la normatividad requerida por la licencia ambiental y así poder gozar del permiso de vertimiento.

La secuencia de procesos para el tratamiento normalmente es la siguiente:

- Tratamiento primario (remoción de sólidos).
- Tratamiento secundario (tratamiento biológico de la materia orgánica disuelta en el agua residual).
- Tratamiento terciario (etapa final para aumentar la calidad del fluido antes de ser descargado al afluente).

### **1.1.2 Reinyección en zonas geológicamente viables.**

La re-inyección del agua de producción es un proceso “más sencillo”, pues no requiere la misma cantidad de tratamiento especializado que se requiere cuando se acude al escenario de vertimiento en afluentes, ya que el agua que se re-inyecta es la misma proveniente de la formación productora, sin embargo se debe tener cierto cuidado al momento de elegir las formaciones en las que se van a disponer esta aguas de producción. Este escenario de disposición nace de la imposibilidad de mantener grandes volúmenes de agua en superficie producto de

normas ambientales que lo impiden ya que buscan preservar el medio ambiente y lo que este concierne.<sup>1</sup>

Cuando se desea recurrir a la reinyección se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- **Formación apropiada:** la selección de la zona apropiada para la inyección de las aguas de producción, debe incluir el conocimiento de las características propias del yacimiento; profundidad, ubicación relativa a pozos productores y acuíferos importantes, las fracturas y fallas mas significativas, entre otras.
- **Aislamiento:** la formación receptora debe encontrarse separada tanto vertical como lateralmente, y así poder prevenir el movimiento no autorizado de fluidos a zonas en las cuales no está permitida la inyección.
- **Porosidad:** los rangos de porosidad deben ser considerables para así garantizar el almacenamiento del agua inyectada en la formación.
- **Permeabilidad:** la permeabilidad está definida como la medida de la facilidad a la cual un medio poroso puede dejar fluir un fluido bajo un gradiente de presión. Se busca que la zona de confinamiento del agua de producción inyectada, tenga valores bajos de permeabilidad y que por lo tanto puedan actuar como sellos y “atrapar” en esta zona el fluido que se está disponiendo.
- **Presión del yacimiento:** es la presión estática que se expresa como libra por pulgada cuadrada. La presión del yacimiento limita la rata a la cual el fluido

---

1. Interstate Oil and Gas Compact Commission and ALL Consulting. A guide to practical management of produced water from onshore oil and gas operations in the United States. Tulsa, Oklahoma. (Octubre 2006); p.45.

puede ser inyectado y/o puede limitar el volumen total de fluido que puede ser inyectado.

- Calidad del agua: la compatibilidad química entre los fluidos a inyectar y del yacimiento, juegan un papel importante en el plan de inyección. Las pruebas de compatibilidad necesitarán corazones provenientes del yacimiento, usualmente obtenidos en la fase exploratoria del yacimiento. Los aspectos importantes a determinar dentro de las pruebas de compatibilidad son: el tamaño de garganta de poro (que determina el sistema de filtración de los fluidos) y la presencia de arcillas u otros minerales que puedan encontrarse en los granos de la roca con los cuales el agua pueda reaccionar. Si después de realizadas las pruebas se detecta incompatibilidad, es posible recomendar la adición de aditivos químicos que puedan prevenir una reacción.

## **1.2 NORMATIVIDAD AMBIENTAL PARA EL VERTIMIENTO DE AGUAS INDUSTRIALES**

Es necesario conocer y aplicar la normatividad mínima establecida por el gobierno y sus dependencias competentes, en pro de la preservación del medio ambiente y conexos. En este orden de ideas, cualquier empresa productora de hidrocarburos debe ajustar sus actuaciones a las leyes y decretos vigentes (como el 3930 de 2010) en la Legislación Colombiana para poder gozar del permiso de exploración, explotación, producción, transporte y disposición de fluidos.

### **1.2.1 Decreto 3930 de 2010**

El Decreto 3930 de 2010 fue expedido por parte de la Presidencia de la República el 25 de octubre de 2010 con el fin de reglamentar y dictar nuevas disposiciones en cuanto a los usos del agua y residuos líquidos.

De la normatividad en cita, es necesario hacer alusión al capítulo XI denominado “Disposiciones finales” Artículo 76 *régimen de transición* el cual dice: “El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial fijará mediante resolución, los usos del agua, criterios de calidad para cada uso, las normas de vertimiento a los cuerpos de agua, aguas marinas, alcantarillados públicos y al suelo y el Protocolo para el Monitoreo de los Vertimientos en Aguas Superficiales, Subterráneas.

Mientras el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial expide las regulaciones a que hace referencia el inciso anterior, en ejercicio de las competencias de que dispone según la **Ley 99 de 1993**, continuarán transitoriamente vigentes los artículos 37 a 48, artículos 72 a 79 y artículos 155, 156, 158, 160, 161 del **Decreto 1594 de 1984**.<sup>2</sup>

### 1.2.2 Ley 99 de 1993.

“En la última década antes de la ley 99 de 1993 ocurrieron grandes fenómenos de destrucción, degradación y contaminación ambiental, recurrentes en la vida diaria del patrimonio natural colombiano.

Dicho deterioro es uno de los mayores problemas que afrontamos, no solo porque compromete la calidad de vida de las presentes y futuras generaciones, sino también porque, de continuar con esa tendencia, pone en riesgo la capacidad de los ecosistemas para servir de soporte de la vida y amenaza la supervivencia misma de la especie.

A raíz de dichas preocupaciones se llevó a cabo la Cumbre de la Tierra realizada en Río de Janeiro en 1992, con la asistencia y participación de 172 países. A raíz de esta reunión y del concepto de desarrollo sostenible en la constitución política

---

<sup>2</sup> PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Decreto 3930 de 2010. Bogotá. Octubre 25 de 2010. Artículo 76

de 1991, surge la reforma en materia ambiental en nuestro país, contenida en la ley 99 de 1993 que estableció una nueva organización institucional dentro del Sistema Nacional Ambiental (SINA): en primer lugar la creación del Ministerio del Medio Ambiente, (Hoy, de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial) seguido de las Corporaciones Autónomas Regionales y las autoridades ambientales de los grandes centros urbanos; y luego las entidades territoriales departamentos, municipios, regiones, provincias y territorios indígenas. En el plano científico se establecieron cinco institutos de investigación”.<sup>3</sup>

La ley 99 de 1993 tiene en su estructura tres títulos que son de suma importancia para nuestro estudio; comenzando con:

TÍTULO II DEL MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE Y SISTEMA NACIONAL AMBIENTAL, en el artículo segundo del título en mención se decreta, la creación y objetivos del Ministerio del Medio Ambiente; que formulará, junto con el presidente de la república y garantizando la participación de la comunidad, la política nacional ambiental y de recursos renovables, de manera que se garantice el derecho de todas las personas a gozar de un medio ambiente sano y se proteja el patrimonio natural y la soberanía de la nación.<sup>4</sup>

En esta ley se asegura la adopción y ejecución de las políticas y de los planes, programas y proyectos respectivos, en orden a garantizar el cumplimiento de los deberes y derechos del Estado y de los particulares en relación con el medio ambiente y con el patrimonio natural de la Nación.

En su artículo tercero además se establece el concepto de Desarrollo Sostenible, el cual se entiende como el desarrollo que conduzca al crecimiento económico, a la elevación de la calidad de vida y al bienestar social, sin agotar la base de recursos

---

<sup>3</sup> LEGISLACION AMBIENTAL (LEY 99 DE 1993) (en línea). <http://www.google.com:universidad.udea.edu.co.doc>.

naturales renovables en que se sustenta, ni deteriorar el medio ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propias necesidades.<sup>4</sup>

TÍTULO VI DE LAS CORPORACIONES AUTÓNOMAS REGIONALES, en el artículo 23 del presente título el cual se denomina “Naturaleza Jurídica” se desarrolla el concepto de las Corporaciones Autónomas Regionales. Son entes corporativos de carácter político, creados por la ley, integrados por las entidades territoriales que por sus características constituyen geográficamente un mismo ecosistema o conforman una unidad geopolítica, biogeográfica o hidrogeográfica, dotados de autonomía administrativa y financiera, patrimonio propio y personería jurídica, encargados por la ley de administrar, dentro del área de su jurisdicción el medio ambiente y los recursos naturales renovables y proponer por su desarrollo sostenible, de conformidad con las disposiciones legales y las políticas del MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. Por lo cual es de gran interés para el presente proyecto, la creación de la Corporación Autónoma Regional de la Orinoquía –CORPORINOQUIA-: su jurisdicción comprenderá los departamentos de Arauca, Vichada, CASANARE y Meta.<sup>5</sup>

TÍTULO VIII “DE LAS LICENCIAS AMBIENTALES” en el artículo 49 “De la Obligatoriedad de la Licencia Ambiental”, se establece que la ejecución de obras, el establecimiento de industrias o el desarrollo de cualquier actividad, que de acuerdo con la ley y los reglamentos, pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje requerirán de una licencia ambiental. La cual en el artículo 50 se define como la autorización que otorga la entidad ambiental competente para la ejecución de una obra o actividad, sujeta al cumplimiento por el beneficiario de la licencia de los requisitos que la misma establezca en relación

---

<sup>4</sup> CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 99 de 1993. Bogotá. [PDF en línea]. Disponibilidad en versión <http://humboldt.org.co/download/ley99.pdf>. p.2-6

<sup>5</sup> *Ibíd.*, p.10-23

con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales de la obra o actividad autorizada. Por último, en el artículo 51 se define las autoridades competentes para otorgar la licencia ambiental, la cual puede ser otorgada por el MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE (Hoy, MEDIO AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL), las Corporaciones Autónomas Regionales y algunos municipios y distritos, de conformidad con lo previsto por la ley.<sup>6</sup>

En la expedición de las licencias ambientales y para el otorgamiento de los permisos, concesiones y autorización se acatarán las disposiciones relativas al medio ambiente y control, la preservación y la defensa del patrimonio ecológico expedidas por las entidades territoriales de la jurisdicción respectiva.

### **1.2.3 Decreto 1594 de 1984 “usos del agua y residuos líquidos”.**

Decreto aún vigente por el cual se describe los usos del agua y residuos líquidos. Es necesario para conocer los rangos de calidad que debe poseer el agua de producción antes de su disposición con el fin de adquirir la licencia ambiental para su vertimiento.

Del presente Decreto existe un capítulo de gran interés para el estudio que se está llevando a cabo; CAPITULO VI denominado “Del Vertimiento de los Residuos líquidos”. Es en este capítulo donde se puede encontrar todo lo relacionado con el tipo de deposición del agua de producción y el reglamento de las características que el agua asociada a la producción de hidrocarburos debe alcanzar para poderse disponer. Comenzando con el Artículo 60, por el cual se prohíbe todo vertimiento de residuos líquidos a las calles, calzadas y canales o sistemas de

---

<sup>6</sup> Ibid., p.27-29

alcantarillado para aguas lluvias, cuando quiera que existan en forma separada o tengan esta única destinación.<sup>7</sup>

Tocando el tema de la inyección de residuos líquidos surge el Artículo 61 el cual prohíbe la inyección de estos a un acuífero, salvo que se trate de la reinyección de las aguas provenientes de la exploración y explotación petrolífera y de gas natural, siempre y cuando no se impida el uso actual o potencial del acuífero.

Dentro de las normas de vertimiento de mayor interés para el estudio que se se realizará en el presente proyecto, existen dos Artículos primordiales el (72 y el 74); el Artículo 72 expone: Todo vertimiento a un cuerpo de agua deberá cumplir, por lo menos, con las siguientes normas: *(ver Tabla 1)*

El Artículo 74 expone: las concentraciones para el control de la carga de las siguientes sustancias de interés sanitario son: *(ver tabla 1.1, siguiente página)*

**Tabla 1. Propiedades del agua y sus niveles respectivos de aprobación para el vertimiento.**

Propiedad	Nivel de aprobación
TEMPERATURA	< 40°C
pH	Entre 5 y 9
DEMANDA BIOQUÍMICA DE OXÍGENO	Remoción >80% en carga
SÓLIDOS SUSPENDIDOS	Remoción >80% en carga
MATERIAL FLOTANTE	AUSENTE
GRASAS Y ACEITES	Remoción >80% en carga

Fuente: Decreto 1594 de 1984., Artículo 72

<sup>7</sup> PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Decreto 1594 de 1984: usos del agua y residuos líquidos. [PDF]. Bogotá. p.17-24

Dentro del Decreto 1594 de 1984 también se encuentra presente CAPÍTULO VIII de igual interés que al expuesto en precedencia, denominado “DE LA OBTENCIÓN DE LOS PERMISOS DE VERTIMIENTO Y DE LOS PLANES DE CUMPLIMIENTO PARA USUARIOS EXISTENTES”. El cual establece las etapas, plazos y documentación mínima necesaria para poder obtener el permiso de vertimiento; ya que, de no cumplirse a cabalidad cada uno de estos requisitos no podrá ser otorgado dicho permiso.<sup>8</sup>

**Tabla 1.1. Concentraciones para el control de carga para algunas sustancias.**

Sustancia	Expresada como	Concentración (mg/l)
Arsénico	As	0.5
Bario	Ba	5.0
Cadmio	Cd	0.1
Cobre	Cu	3.0
Cromo	Cr <sup>+6</sup>	0.5
Compuestos fenólicos	Fenol	0.2
Mercurio	Hg	0.02
Níquel	Ni	2.0
Plata	Ag	0.5
Plomo	Pb	0.5
Selenio	Se	0.5
Cianuro	CN-	1.0
Difenil policlorados	Concentración de agente activo	No detectable
Mercurio orgánico	Hg	No detectable
Tricloroetileno	Tricloroetileno	1.0
Cloroformo	Extracto Carbón Cloroformo (ECC)	1.0
Tetracloruro de carbono	Tetracloruro de Carbono	1.0
Dicloroetileno	Dicloroetileno	1.0
Sulfuro de carbono	Sulfuro de carbono	1.0
Otros compuestos organoclorados, cada variedad 0.05	Concentración de agente activo	
Compuestos organofosforados, cada variedad Carbamatos	Concentración de agente activo	0.1

Fuente: Decreto 1594 de 1984., Artículo 74.

<sup>8</sup> Ibid., p.25-29

### 1.3 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS PETROLEROS

Como dicen Fernando Becerra y Mario Escobar.<sup>9</sup> Todos los procesos, equipos y materiales requeridos en superficie para la recolección, separación y tratamiento de los fluidos provenientes de la producción de cada uno de los pozos que componen el campo petrolífero hacen referencia a lo que se denomina como facilidades de producción, así como la caracterización y medición de cada una de las corrientes que se producen ya sea crudo, gas o agua e impurezas.

“La composición de la mezcla y las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentran los hidrocarburos en el yacimiento, son los elementos requeridos para establecer si un yacimiento es de aceite negro, de aceite volátil, de gas y condensado o de gas seco. De acuerdo con el tipo de yacimiento es la configuración y las condiciones de operación del sistema para el manejo superficial de los hidrocarburos producidos.

Entre los yacimientos de aceite se tienen básicamente dos tipos: de aceite negro y de aceite volátil. Para el manejo superficial de los hidrocarburos producidos por yacimiento de aceite volátil se requiere, además de los procesos utilizados para aceite negro, la incorporación de sistemas para la estabilización del aceite y del gas y para el manejo de los condensados”.<sup>10</sup>

La secuencia del sistema de producción para aceite volátiles es generalmente el siguiente: la mezcla se recibe en un cabezal o múltiple de recolección; desde donde se envía al sistema de separación gas-aceite. La corriente de aceite se pasa a estabilización y desalado y queda disponible para bombearse a una

---

<sup>9</sup> BECERRA, F y ESCOBAR, M. Curso facilidades de producción en campos de petróleo, Elite Training. Bogotá. 2010. P.2.

<sup>10</sup> UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. Facultad de ingeniería: división de ingeniería en ciencias de la tierra. Apuntes de la producción en superficie: manejo de la producción en superficie CAPITULO I. [PDF en línea]. Disponibilidad en versión [http://www.ingenieria.unam.mx/~jagomez/materias/BAJAR\\_APUNTES.html](http://www.ingenieria.unam.mx/~jagomez/materias/BAJAR_APUNTES.html). p.2.

refinería o a una terminal para su exportación. El agua de producción asociada, es tratada y dispuesta ya sea a manera de inyección y/o de vertimiento en afluentes. La corriente de gas se pasa a rectificación, recuperación de condensado, deshidratación y endulzamiento, quedando listo para su compresión y envío a las plantas petroquímicas, a los centros de consumo o a exportación. La corriente de condensados, compuesta por butanos y gasolinas, se deshidrata y endulza antes de su envío a la refinería.

### **1.3.1 Sistema de recolección de la producción.**

El sistema de tuberías, bombas, tanques, válvulas y otro equipo adicional por medio del cual se transporta el aceite y se controla el flujo desde los pozos hasta un punto principal de almacenamiento o distribución, se llama “SISTEMA DE RECOLECCIÓN”. Se pueden reducir costos con un buen diseño del sistema de recolección, con la atención a la distribución de las tuberías y la localización de los tanques, para obtener una ventaja máxima del flujo por gravedad, con un consumo mínimo de energía para bombeo y mínima pérdida en el manejo de aceite y otros fluidos. Comúnmente el sistema de recolección va creciendo a medida que se van ampliando las operaciones de perforación y disposición de los fluidos de producción.

La topografía del terreno no solo tiene mucho que ver con la disposición del sistema de recolección, sino que influye en la selección del sitio para la planta deshidratadora, centro de almacenamiento o punto de distribución con los que se debe conectar, por lo cual es necesario contar con un plano topográfico de la localidad.

Las líneas colectoras deben enterrarse o aislarse adecuadamente para evitar variaciones de temperatura, cambios diarios de temperatura hasta de 27,5 °C pueden ocurrir en las líneas superficiales no protegidas, mientras que en las líneas

enterradas a una profundidad establecida promedio de 1.20 m debajo de la superficie de la tierra, la variación de temperatura puede reducirse a solo 0,55 °C.

Se insertan en las líneas, válvulas de retención siempre que sea necesario para evitar flujo en sentido inverso. Las líneas colectoras son conectadas a una tubería múltiple adecuada con válvulas y accesorios que permitan dirigir la entrega del aceite a cualquier tanque colector en el sistema de almacenamiento.

En circunstancias en las que no se pueda aprovechar la fuerza de gravedad para transportar el aceite u otros fluidos a través del sistema de recolección se deben utilizar bombas.

### **1.3.2 Sistema de Separación.**

Los equipos de separación, como su nombre lo indica, se utilizan en la industria petrolera para separar mezclas de líquido y gas.

Las mezclas de líquido y gas, se presentan en los campos petroleros principalmente por las siguientes causas:

- a) Por lo general los pozos producen líquidos y gas mezclados en un solo flujo.
- b) Hay tuberías en las que aparentemente se maneja sólo líquido o gas; pero debido a cambios de presión y temperatura que se producen a través de la tubería, hay vaporización de líquido o condensación de gas, dando lugar al flujo de dos o más fases.

Entre los equipos de separación aplicados con mayor frecuencia en la industria petrolera, están los siguientes:

**Separadores:** Son equipos utilizados para separar corrientes de aceite y gas que provienen directamente de los pozos. Las relaciones gas-aceite de estas corrientes disminuyen en ocasiones, debido a las cabezadas de líquido que repentinamente se presentan, siendo estas más frecuentes cuando los pozos producen artificialmente.

**Eliminadores:** Estos dispositivos se utilizan para eliminar los líquidos (hidrocarburos y agua) de una corriente de gas a alta presión. Se utilizan generalmente en los sistemas de separación a baja temperatura. Algunos eliminadores solo separan el agua de la corriente de gas.

**Depuradores:** Son dispositivos que se utilizan para manejar corrientes con muy altas relaciones gas-líquido. Se aplican también para separar gotas muy pequeñas de líquido suspendidas en corrientes de gas, ya que estas no son eliminadas generalmente por un separador ordinario. Dentro de este tipo específico de separadores están los depuradores de polvo y filtros, que eliminan además de las gotas pequeñas de líquido, el polvo arrastrado en la corriente de gas. Es muy recomendable instalar depuradores antes de las compresoras, con el fin de protegerlas de los daños que pueden causar las impurezas arrastradas por el gas.<sup>11</sup>

**1.3.2.1 Clasificación de los separadores.** Los separadores pueden clasificarse por su forma y fases que separan en horizontales, verticales y esféricos, y para separar dos fases (gas y líquido) o tres (gas, aceite y agua).

**1.3.2.1.1 Separadores Convencionales:** Se acostumbra a designar separadores convencionales a los separadores de dos fases en cualquiera de sus 3 tipos: verticales, horizontales y esféricos. Los separadores horizontales pueden ser formados por un tanque horizontal, o bien por dos colocados uno encima del otro.

---

<sup>11</sup> Ibid., CAPITULO III. p.25-29

A los primeros se les conoce como de simple barril, y a estos últimos como de doble barril.

A continuación se presentaran las ventajas y desventajas de cada configuración de separadores.

*Separadores Verticales. (Ver figura 1)*

**Ventajas:**

1. Es fácil mantenerlos limpios, por lo que se recomiendan para manejar flujos de pozos con alto contenido de lodo, arena o cualquier material sólido.
2. El control de nivel de líquido no es crítico, puesto que se puede emplear un flotador vertical, logrando que el control de nivel sea mas sensible a los cambios.
3. Debido a que el nivel de líquido se puede mover en forma moderada, son muy recomendables para flujos de pozos que producen por bombeo neumático, con el fin de manejar baches imprevistos de líquido que entren al separador.
4. Hay menor tendencia de revaporización de líquidos.

**Desventajas:**

1. Son más costosos que los horizontales.
2. Son más difíciles de instalar que los horizontales.
3. Se necesita un diámetro mayor que el de los horizontales para manejar la misma cantidad de gas.

*Separadores Horizontales. (Ver figura 2)*

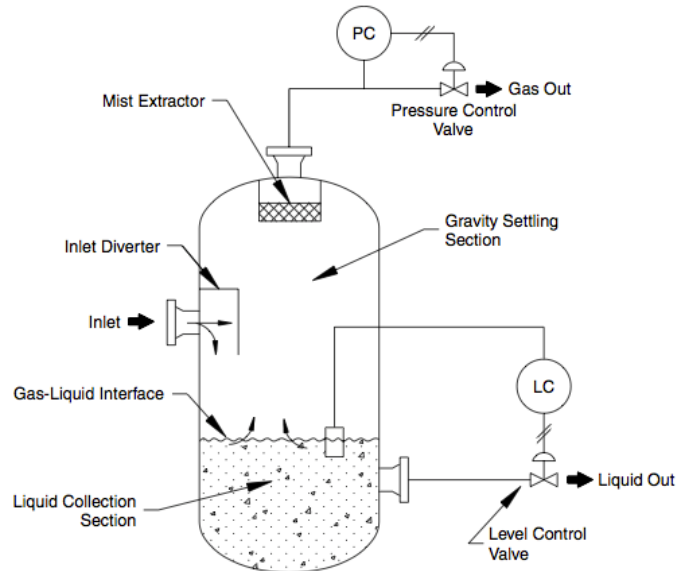
**Ventajas:**

1. Tienen mayor capacidad para manejar gas que los verticales.
2. Son más económicos que los verticales.
3. Son más fáciles de instalar que los verticales.
4. Son muy adecuados para manejar aceite con alto contenido de espuma. Para esto, donde queda la interfase gas-líquido, se instalan placas rompedoras de espuma.

**Desventajas:**

1. No son adecuados para manejar flujos de pozos que contienen materiales sólidos como arena o lodo, pues es difícil limpiar este tipo de separadores.
2. El control de nivel de líquido es más crítico que en los separadores verticales.

**Figura 1. Esquema de un separador vertical (bifásico).**



Fuente. Imagen tomada del libro PDF. Ken Arnold & Maurice Stewart. Surface Production Operations: Design of oil and handling system and facilities. Tercera Edición. Volumen uno. United States of America: Elsevier Inc, 2008 p.153

### *Separadores Esféricos.*

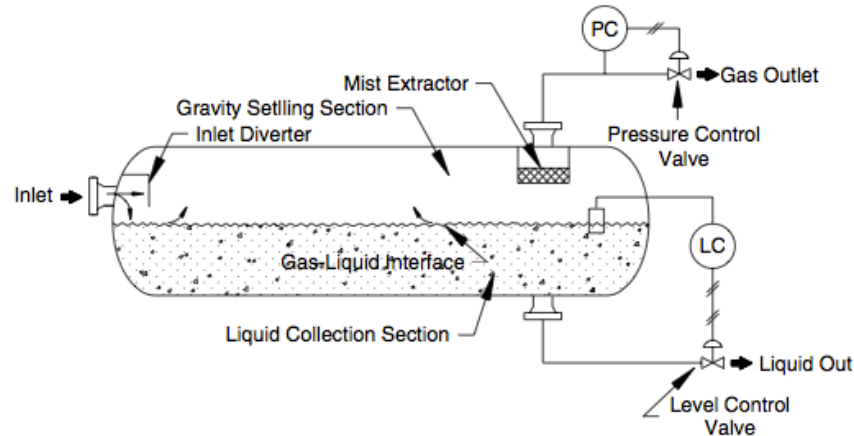
#### **Ventajas:**

1. Más baratos que los horizontales o verticales.
2. Más compactos que los horizontales o los verticales, por lo que se usan en plataformas costa afuera.
3. Son más fáciles de limpiar que los separadores verticales.
4. Los diferentes tamaños disponibles los hacen el tipo mas económico para instalaciones individuales de pozos de alta presión.

### Desventajas:

1. Tienen un espacio de separación muy limitado.

**Figura 2. Esquema de un separador horizontal (bifásico).**



Fuente: Imagen tomada del libro PDF. Ken Arnold & Maurice Stewart. Surface Production Operations: Design of oil and handling system and facilities. Tercera Edición. Volumen uno. United States of America: Elsevier Inc, 2008 p.153

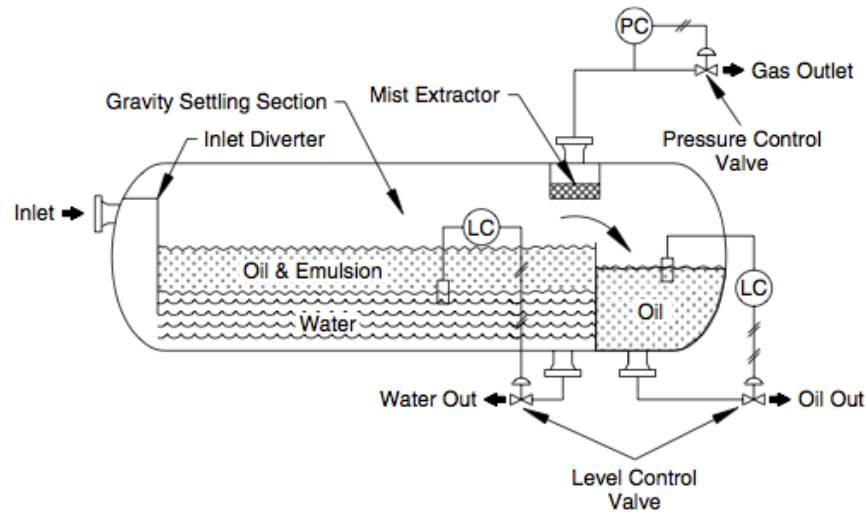
**1.3.2.1.2 Separadores de tres fases.** Estos separadores, además de separar las fases líquida y gaseosa, separan el líquido en aceite y agua no emulsionada, tiene lugar por diferencia de densidades. Para esto se proporciona al líquido suficiente tiempo de residencia y se deposita en un espacio donde no hay turbulencia. Los separadores de tres fases pueden ser de igual manera verticales, horizontales y esféricos.

Además de las secciones y dispositivos con que cuentan los separadores de líquido y gas, el separador de 3 fases tienen las siguientes características y accesorios especiales:

- Una capacidad de líquidos suficiente para proporcionar el tiempo de retención necesario para que se separe el aceite y el agua.

- Un sistema de control para la interfase agua-aceite.
- Dispositivos de descarga independientes para el aceite y para el agua.

**Figura 3. Esquema de separador trifásico horizontal con control de nivel de interfase y vertedero.**



Fuente. Imagen tomada del libro PDF. Ken Arnold & Maurice Stewart. Surface Production Operations: Design of oil and handling system and facilities. Tercera Edición. Volumen uno. United States of America: Elsevier Inc, 2008 p.246

### 1.3.3 Tratamiento de agua.

Es necesario incluir dentro de las facilidades un último paso el cual se refiere al tratamiento en este caso del agua de producción antes de su disposición.

**1.3.3.1 Separación gravitacional.** Las piscinas de almacenamiento son la forma más simple del tratamiento de las aguas de producción, consta de un recipiente de gran capacidad que nos permita un tiempo de residencia grande, con el fin de permitir la separación por diferencia de densidades entre el agua y el aceite y poner en contacto el fluido con el aire. En algunas ocasiones están equipados con

dispositivos que generan un campo magnético, o el tratamiento de emulsiones inversas para mejorar la eficiencia.

**1.3.3.2 Separación de placas paralelas.** Son separadores por gravedad que contienen un arreglo de placas paralelas tal que las pequeñas gotas de aceite pasen a través del arreglo de placas. Las gotas solamente necesitan una corta distancia antes de chocar con la parte baja de las placas y ser atrapadas por las placas, las gota se unen con otras y ascienden hasta el tope de las placas donde son removidas.

**1.3.3.3 Celdas de flotación.** La unidad de flotación introduce pequeñas burbujas de gas en el agua que empieza a ser tratada. Las burbujas de gas adquieren una pequeña carga eléctrica que es opuesta a las carga de las gotas de aceite. Como el gas viaja a través del agua, el aceite es atraído por las burbujas y sube junto con éstas a la superficie en forma de espuma donde ésta es recobrada. Existen dos tipos de diseño de celdas de flotación y son: el gas/aire inducido y el gas/aire disuelto.

**1.3.3.4 Hidrociclón.** Su función es la de separar arena, partículas disueltas o gotas de aceite del agua aceitosa. La separación se produce gracias a la velocidad de rotación que se genera al ser inyectada el agua de forma tangencial en el interior del cuerpo del hidrociclón y a la diferencia de densidades que existe entre cada sustancia y el agua.

Como consecuencia de la fuerza centrífuga, las partículas o gotas de aceite se desplazan hacia la pared del hidrociclón, donde prosiguen una trayectoria espiral descendente (las partículas) y ascendente (las gotas de aceite) debido a la fuerza de gravedad. De esta forma, el aceite es recobrado, mientras tanto el agua sale por la parte baja del dispositivo.

**1.3.3.5 Caja API.** Este equipo es una piscina o alberca expuesta a la atmósfera la cual internamente presenta una serie de compartimentos. Su función es la de recuperar al máximo el aceite proveniente de los drenajes, reboses y disparos de las PSV (Pressure Safety Valve).

## **2. CAMPO RANCHO HERMOSO**

### **2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO RANCHO HERMOSO**

El campo RANCHO HERMOSO fue descubierto en el año 1984 (Rancho Hermoso 1), comenzó su producción en Mayo del año 2000. Según pruebas efectuadas a sus pozos pilotos arrojaron un valor de gravedad API del crudo proveniente de la formación GUADALUPE Y CUERVOS de aproximadamente 33 grados API. El campo se extiende en un área bruta de aproximadamente 10,237(Acres), posee un interés de trabajo del 100% y en su periodo de descubrimiento a la fecha han sido perforados 10 pozos (RH #1, #2, #3, #4, #5, #6, #7, #8, #9 y #10).

El campo RANCHO HERMOSO se caracteriza por tener un mecanismo de producción asociado a un acuífero activo, lo que produce a su vez una alta producción de agua y en consecuencia incrementos en el “COW”. Por lo cual se hace necesario establecer las estrategias más adecuadas y eficientes para poder manejar altos caudales del fluido en mención, pues todo esto es indispensable si se quiere aspirar a la obtención de una licencia ambiental que permita su disposición en pozos reinyectores de tipo (DISPOSAL) o vertimiento en afluentes hídricos.

## 2.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

### 2.2.1 Ubicación geográfica.

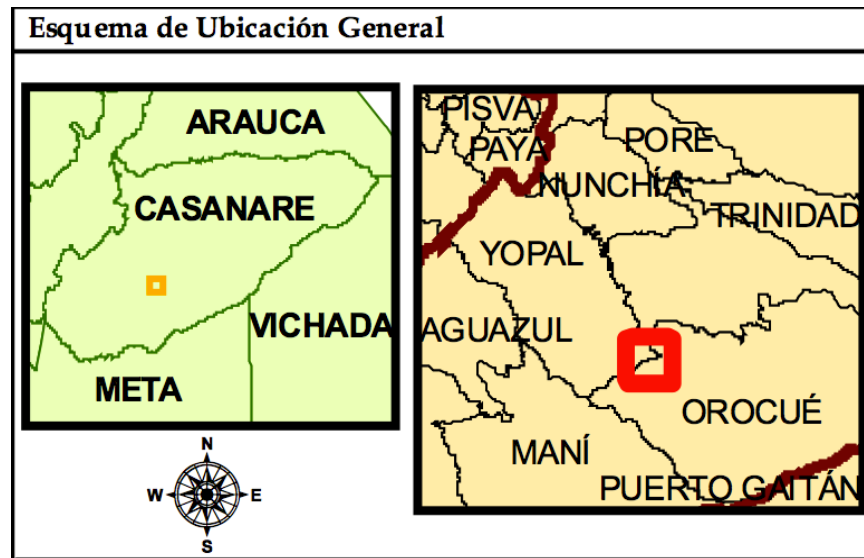
El campo RANCHO HERMOSO está ubicado en la porción norte de la cuenca de los Llanos Orientales (la cuenca con mayor proliferación de hidrocarburos en Colombia), localizado dentro del corregimiento de Tilodirán, en jurisdicción del municipio El Yopal, Departamento de Casanare a 240 kilómetros al Noreste de Bogotá con coordenadas planas NORTE: 1046274,55 y ESTE: 1232761,11 (origen Bogota) del pozo RH9 \* *Fuente: RANCHO HERMOSO S.A., 2010.* Además se encuentra en dirección Norte Sur con tres cierres estructurales en el norte, oeste y sur de la estructura y truncado en el este por una falla normal.

**Figura 4. Ubicación 1 del campo Rancho Hermoso.**



Fuente. Canacol Energy Colombia S.A  
Elaborado por. Canacol Energy Colombia S.A

**Figura 5. Ubicación 2 del campo Rancho Hermoso.**



Fuente. Rancho Hermoso S.A., GEOCOL  
 Elaborado por. Alcides Aguirre, Geólogo.

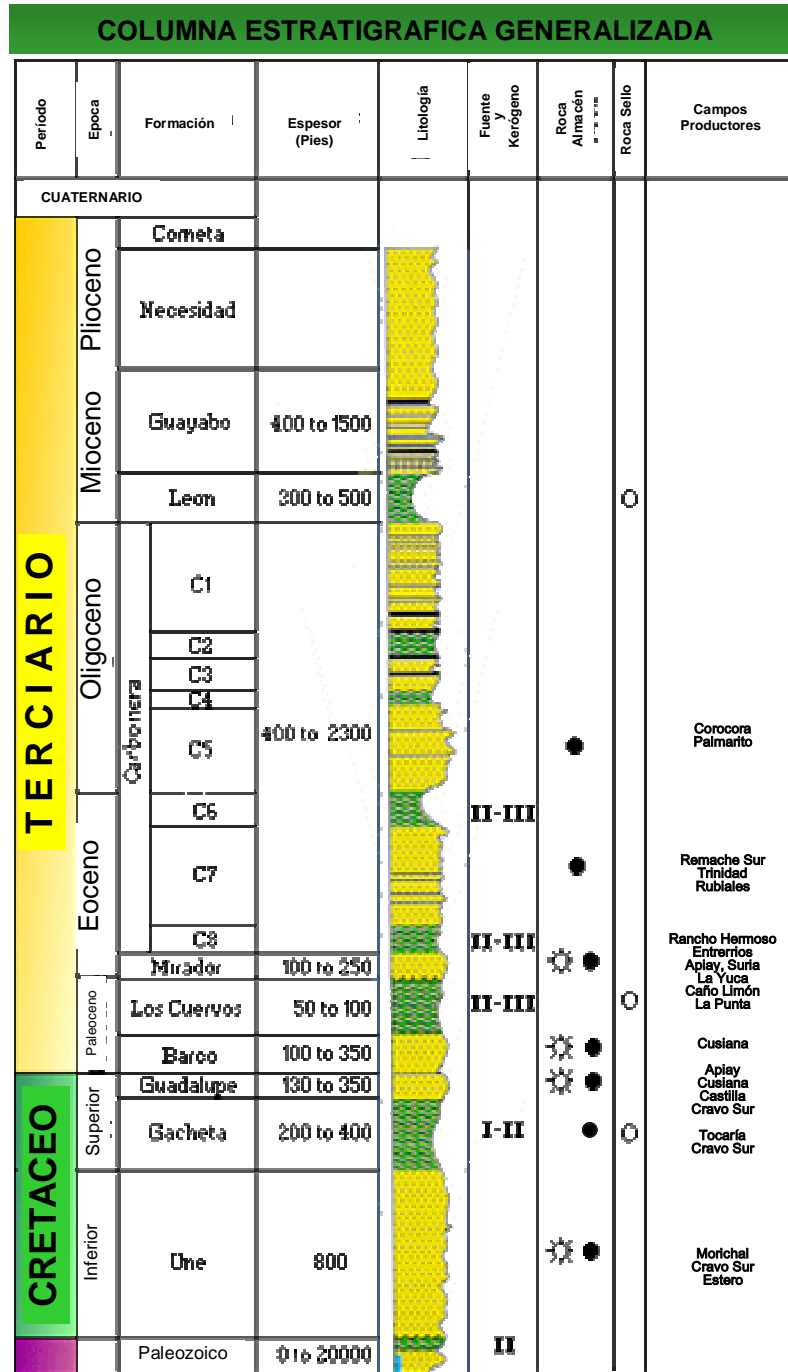
### 2.2.2 Estratigrafía.

La columna estratigráfica que representa al campo Rancho Hermoso esta constituida primordialmente por intercalaciones de areniscas y arcillas, que junto con las propiedades petrofísicas de las formaciones productoras (*sección 2.3 "PROPIEDADES PETROFÍSICAS"*) generan ambientes aptos para el almacenamiento de fluidos en el yacimiento, ya que los intervalos de arenas en cada formación se encuentran ubicados dentro de intervalos de arcilla, las cuales actúan como sello y permiten el entrapamiento de fluidos en las arenas productoras.

Según los estudios del presente proyecto, se le dará mayor importancia a la formación GUADALUPE, ya que esta ha sido la formación seleccionada para realizar la disposición del agua de producción del campo. La selección de dicha formación ocurre debido a que esta cumple con las características petrofísicas, litológicas y de profundidad necesarias para poder disponer dicho fluido.

Para poder determinar qué formación es apta para disponer fluidos en ella no solo se debe tener en cuenta que ésta pueda almacenar fluidos en su espacio poroso sino que además es necesario garantizar que el agua de producción inyectada no se mezcle con las aguas dulces subterráneas, razón por la cual es necesario recurrir a formaciones de arena a altas profundidades y aisladas por un sello (arcilla en este caso) como lo presenta la formación GUADALUPE.

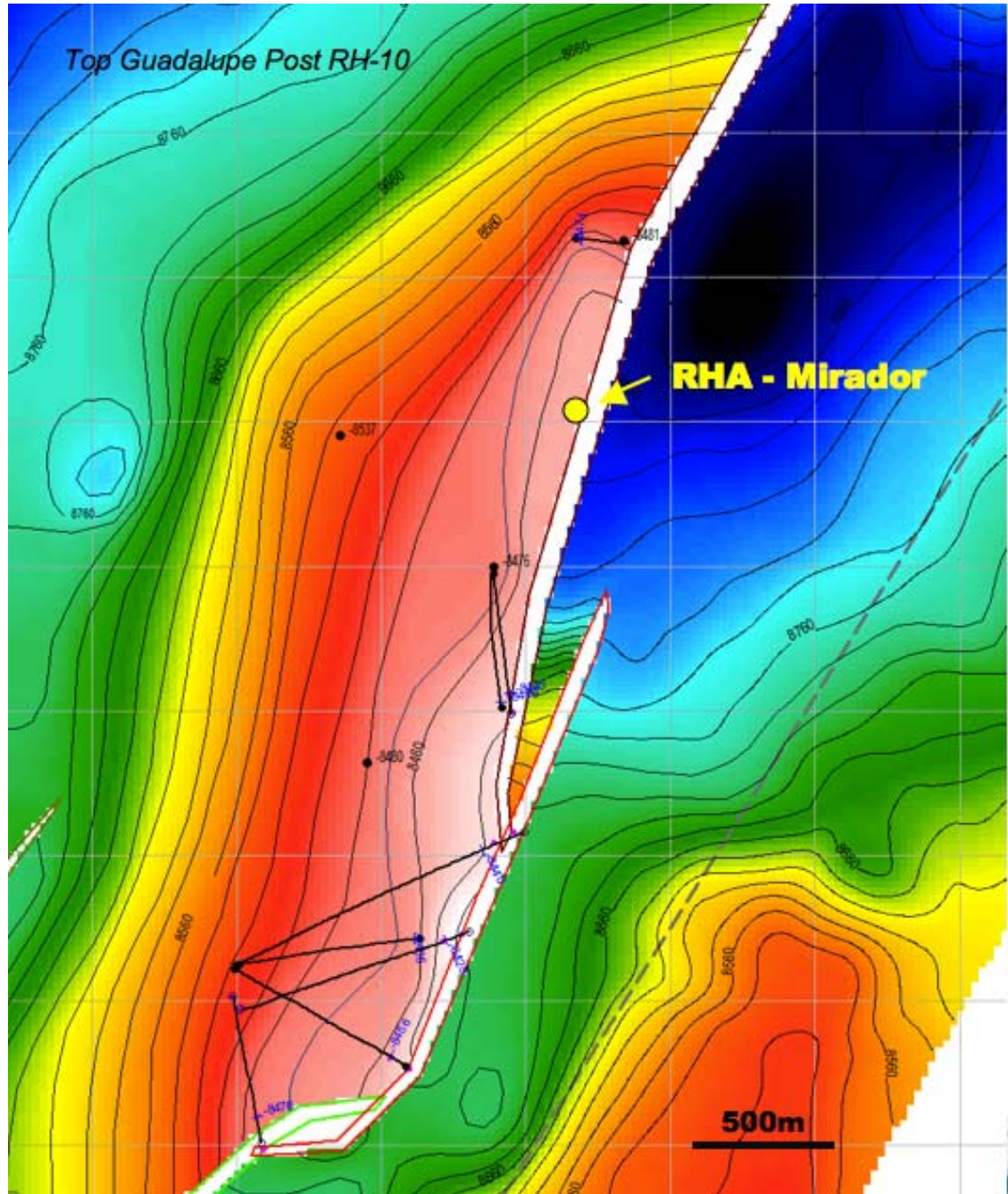
Figura 6. Columna estratigráfica.



Fuente: Rancho Hermoso S.A

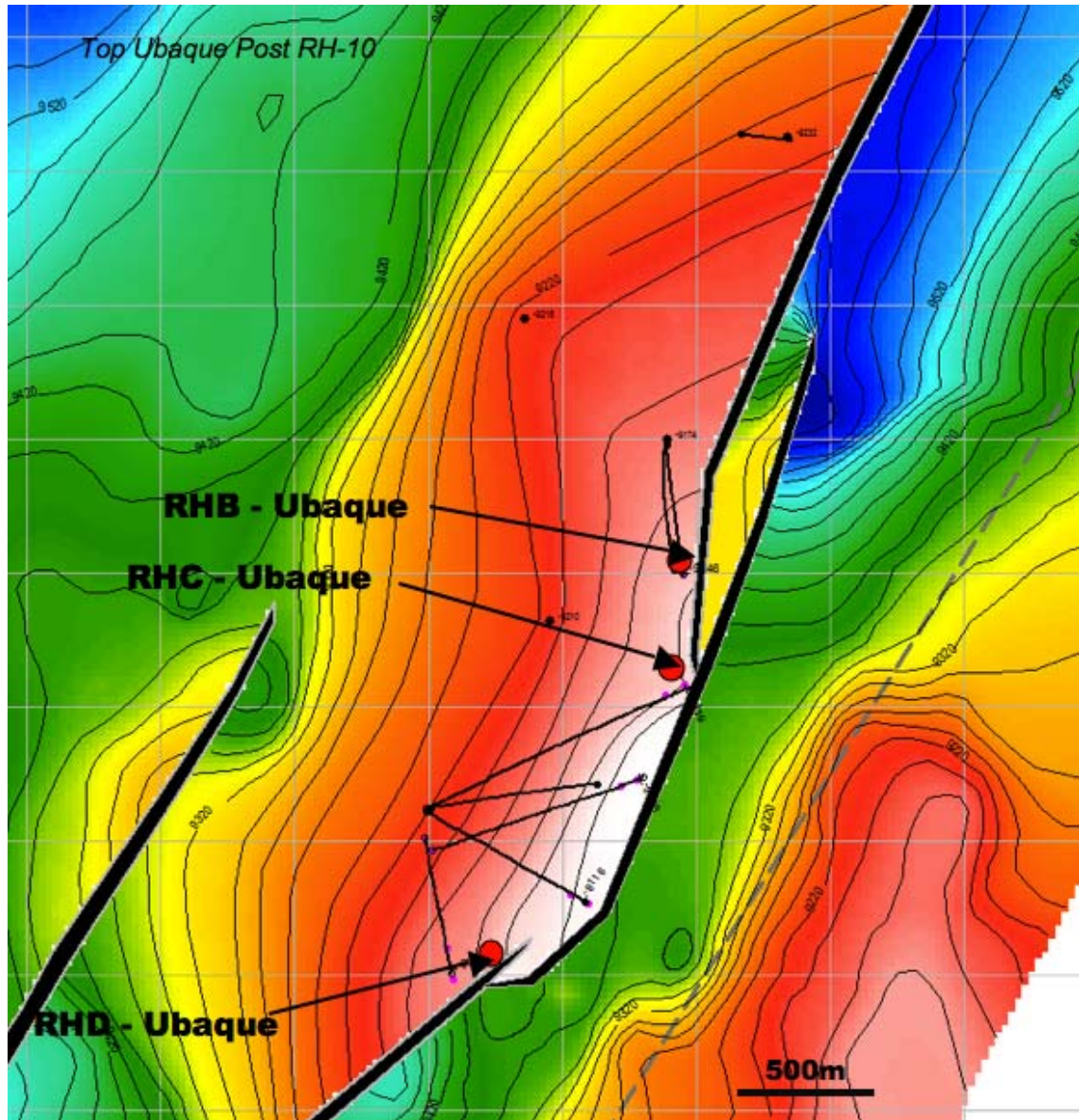
### 2.2.3 Geología estructural (mapas estructurales).

Figura 7. Mapa estructural (Mirador)



Fuente: Canacol Energy LTD. Presentación: Rancho Hermoso Llanos Basin.

Figura 8. Mapa estructural (Ubaque).



Fuente: Canacol Energy LTD. Presentación: Rancho Hermoso Llanos Basin.

### 2.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Los parámetros a tratar en esta sección, son aquellos propios de la formación (de la roca), y están influenciados por: 1) la depositación de estratos; que determina la

compactación de la arena, 2) la mojabilidad de la roca; determina el grado de preferencia que muestra la superficie de la roca a ser mojada por los diferentes fluidos.

### 2.3.1 Porosidad.

La porosidad hace referencia a la capacidad de la roca de almacenar fluidos en su medio poroso y se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.

$$\phi = (V_p / V_b)$$

$\phi$  = Porosidad (fracción).

$V_p$  = Volumen poroso.

$V_b$  = Volumen total de la roca.

Las areniscas bien consolidadas pueden tener una porosidad del 10 al 15%; las areniscas no consolidadas pueden llegar al 30% o más de porosidad.

En el campo Rancho Hermoso el yacimiento explotado goza de un buen porcentaje de porosidad el cual oscila entre un 20 y un 25 % según la litología que se esté mirando.

**Tabla 2. Porosidades promedio para cada formación.**

	<b>C7</b>	<b>Mirador M1</b>	<b>Mirador M3</b>	<b>Barco</b>	<b>Guadalupe</b>	<b>Upper Ubaque</b>	<b>Main Ubaque</b>
<b>Porosidad promedio (%)</b>	22	25	22	20	25	20	23

Fuente. Canacol Energy LTD.

Elaborado. Rubén Darío Arismendi Rueda

### 2.3.2 Topes del yacimiento.

Los topes de cada intervalo de producción tienen utilidad en la determinación de las presiones estáticas, las cuales generalmente son corregidas a este dato (tope de intervalo) y llevadas a un nivel de referencia usando el gradiente del fluido del yacimiento.

Los topes de cada intervalo de la formación en el campo Rancho Hermoso son los siguientes:

**Tabla 3. Topes de cada formación del yacimiento.**

	<b>C7</b>	<b>Mirador M1</b>	<b>Mirador M3</b>	<b>Barco</b>	<b>Guadalupe</b>	<b>Upper Ubaque</b>	<b>Main Ubaque</b>
<b>Topes del yacimiento (Ft)</b>	-7986 a -8058	-8341 a -8436	-8362 a -8449	-8387 a -8471	-8440 a -8481	-9122 -9233	-9130 a -9267

Fuente. Canacol Energy LTD.

Elaborado. Rubén Dario Arismendi Rueda

### 2.3.3 Espesor Neto Productor (Net-Pay).

El Net-Pay hace referencia al espesor de la arena productora que posee las propiedades y la cantidad de hidrocarburos propicia para contribuir realmente en la producción de crudo.

**Tabla 4. Net-Pay**

	<b>C7</b>	<b>Mirador M1</b>	<b>Mirador M3</b>	<b>Barco</b>	<b>Guadalupe</b>	<b>Upper Ubaque</b>	<b>Main Ubaque</b>
<b>Net-Pay (ft)</b>	3	16	11	10	16	5	30

Fuente. Canacol Energy LTD.

Elaborado. Rubén Dario Arismendi Rueda

### 2.3.4 Saturación de agua inicial.

La saturación de agua inicial, también denominada por algunos autores connota hace referencia al porcentaje de agua que se encontraba depositada en cada intervalo de la formación al momento de descubrimiento del yacimiento. Generalmente esta saturación de agua se considera inmóvil; sin embargo en un proceso de reinyección el agua que se produce primero tiene propiedades diferentes al agua reinyectada, por lo que es factible asumir que esta saturación de agua inicial es desplazada por el agua inyectada.

Es expresada como:

$$S_{wi}=(V_w/V_p)$$

$S_{wi}$ : Saturación de agua inicial.

$V_w$ : Volumen de agua.

$V_p$ : Volumen poroso.

En el campo Rancho Hermoso el yacimiento explotado posee la siguiente distribución de saturación por intervalo de formación.

**Tabla 5. Saturaciones de agua inicial.**

	<b>C7</b>	<b>Mirador M1</b>	<b>Mirador M3</b>	<b>Barco</b>	<b>Guadalupe</b>	<b>Upper Ubaque</b>	<b>Main Ubaque</b>
<b>Saturación de Agua (%)</b>	49	35	47	47	45	40	22

Fuente. Canacol Energy LTD.

Elaborado. Rubén Dario Arismendi Rueda

### 2.3.5 Presión inicial del yacimiento.

Los indicadores de la presión inicial del yacimiento nos pueden ofrecer muchas utilidades, como son: determinar el área de drenaje de un pozo, la depleción del yacimiento y, la más importante, poder determinar el tipo de fluido que se encuentra en el yacimiento. Puesto que si la presión inicial del yacimiento de petróleo se encuentra por encima de la presión de burbuja (presión de saturación), podemos hablar de un yacimiento de solo petróleo. De igual manera para los yacimientos de gas, si la presión inicial no ha caído por debajo de la presión de rocío (presión de saturación) es posible hablar de un yacimiento de solo gas. Todo esto se cumple siempre y cuando la presión no caiga por debajo de las presiones de saturación y se ubique dentro de la envolvente de fases.

En la siguiente página se podrá observar, en la tabla número seis, la distribución de presiones en los intervalos de formación que posee el yacimiento explotado en el campo Rancho Hermoso.

**Tabla 6. Presión inicial del yacimiento**

	<b>C7</b>	<b>Mirador M1</b>	<b>Mirador M3</b>	<b>Barco</b>	<b>Guadalupe</b>	<b>Upper Ubaque</b>	<b>Main Ubaque</b>
<b>Presión inicial (psi)</b>	3612	3722	3722	3773	3761	5215	5215

Fuente. Canacol Energy LTD.

Elaborado. Rubén Darío Arismendi Rueda

### 2.3.6 Permeabilidad.

El término permeabilidad se refiere a la capacidad que tiene la roca para permitir el flujo de fluidos por el medio poroso o por una fractura.

Existen tres tipos de permeabilidades:

- Permeabilidad Absoluta: es aquella que se mide cuando un fluido satura 100% el espacio poroso.
- Permeabilidad Efectiva: es la medida de permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. esta permeabilidad está en función de la saturación de fluidos.
- Permeabilidad Relativa: es la relación que existe entre la permeabilidad relativa y la absoluta. Y da una medida de la forma de cómo un fluido se desplaza en un medio poroso.

Los rangos de permeabilidad se establecen como:

**Tabla 7. Rango de permeabilidades**

NIVEL	PERMEABILIDAD (K)
MUY BAJA	<1mD
BAJA	1-10mD
MEDIOCRE	10-50mD
PROMEDIO	50-200mD
BUENA	200-500mD
EXCELENTE	>500mD

En el campo Rancho Hermoso el yacimiento explotado goza de un excelente rango de permeabilidades que van desde **1 (Darcy) a 3 (Darcys)**. Por lo cual se puede afirmar que es un yacimiento con excelente permeabilidad.

### 2.3.7 Temperatura.

La temperatura del yacimiento es un valor importante en la determinación de varios parámetros y propiedades del mismo y de los fluidos que se almacenan en él como lo son la presión de burbuja, la solubilidad del gas en el aceite, los factores volumétricos de formación y viscosidad del aceite entre otros.

En el campo Rancho Hermoso el yacimiento explotado posee la siguiente distribución de temperaturas en cada uno de los intervalos de la formación productora.

**Tabla 8. Distribución de temperaturas para cada formación.**

	<b>C7</b>	<b>Mirador M1</b>	<b>Mirador M3</b>	<b>Barco</b>	<b>Guadalupe</b>	<b>Upper Ubaque</b>	<b>Main Ubaque</b>
<b>Temperatura (°F)</b>	208	212	212	215	216	228	228

Fuente. Canacol Energy LTD.

Elaborado. Rubén Dario Arismendi Rueda

## 2.4 FLUIDOS Y PARÁMETROS PVT

Los parámetros a tratar en esta sección son los propios de los fluidos que contiene el medio poroso que delimita el campo Rancho Hermoso.

### 2.4.1 Presión del punto de burbuja ( $P_b$ ).

Es la presión a la cual la primera burbuja de gas comienza a liberarse del petróleo. También es llamada presión de saturación. Cada yacimiento tiene su presión de burbuja particular, dependiendo del fluido que este albergue. La presión del punto de burbuja se determina en función de la temperatura, la gravedad específica del

gas,  $\gamma_g$ , la gravedad específica del petróleo,  $\gamma_o$ , y la cantidad de gas disuelto en el crudo.

**Tabla 9.  $P_b$  del fluido en cada intervalo de la formación.**

	C7	Mirador	Barco	Guadalupe	Ubaque
$P_b$ (psig)	-	575	-	417	142

Fuente. Canacol Energy LTD.

Elaborado. Rubén Dario Arismendi Rueda

#### 2.4.2 Gas disuelto en el aceite ( $R_s$ ).

También se le denomina solubilidad del gas en el petróleo y relación gas aceite (GOR). Esta propiedad se define como la cantidad de gas medido a condiciones de superficie, que se disuelve en un barril de petróleo, también medido a condiciones de superficie. Los factores que afectan la solubilidad del gas en el petróleo son:

1. Presión, es directamente proporcional al  $R_s$ .
2. Temperatura, es inversamente proporcional al  $R_s$ .
3. API, es directamente proporcional al  $R_s$ .

Cuando el  $R_s$  determina en el punto de burbuja se obtiene un  $R_{sb}$ . Por encima de la presión de burbuja, el  $R_s$  es constante e igual al  $R_{sb}$ .

**Tabla 10.  $R_s$  del fluido determinados en cada intervalo de la formación a la presión de burbuja.**

	<b>C7</b>	<b>Mirador</b>	<b>Barco</b>	<b>Guadalupe</b>	<b>Ubaque</b>
<b><math>R_s</math> a la <math>P_b</math> (scf/bbl)</b>	-	496	-	385	13

Fuente. Canacol Energy LTD.

Elaborado. Rubén Dario Arismendi Rueda

#### 2.4.3 Factor Volumétrico de formación del aceite ( $B_o$ ).

Esta propiedad se define como el volumen de petróleo (mas su gas en solución) en el yacimiento, requerido para producir un barril de petróleo medido a condiciones de superficie. El valor de  $B_o$  será mayor de la unidad debido al gas que entra en solución. El  $B_o$  se calcula en función de  $R_s$ , API,  $\gamma_g$  y temperatura.

**Tabla 11. Factores volumétricos de formación del aceite medido para el petróleo del campo Rancho Hermoso.**

	<b>C7</b>	<b>Mirador</b>	<b>Barco</b>	<b>Guadalupe</b>	<b>Ubaque</b>
<b><math>B_o</math> (B/BF)</b>	-	1.214	-	1.157	1.045

Fuente. Canacol Energy LTD.

Elaborado. Rubén Dario Arismendi Rueda

#### 2.4.4 Viscosidad del aceite.

La viscosidad es una propiedad que hace referencia a la medida de la fluidez de un fluido, es decir la resistencia de un fluido a fluir. Esta propiedad es intrínseca de cada fluido y depende de la temperatura y de la presión. Niveles altos de

viscosidad del aceite, pueden incidir directamente en los métodos de producción, de recobro y/o transporte del mismo.

**Tabla 12. Viscosidad del aceite en el campo Rancho Hermoso.**

	<b>C7</b>	<b>Mirador</b>	<b>Barco</b>	<b>Guadalupe</b>	<b>Ubaque</b>
<i><math>\mu_o</math> a la Pb y Tyto (cP)</i>	-	0.46	-	0.7	7.2

Fuente. Canacol Energy LTD.

Elaborado. Rubén Dario Arismendi Rueda

#### 2.4.5 Gravedad API.

Es una medida de la densidad que describe cuán pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Teniendo en cuenta que la gravedad API del agua es 10. En síntesis esta propiedad es un determinante de la calidad del petróleo que se está produciendo.

**Tabla 13. Distribución de gravedades API del crudo en el campo Rancho Hermoso por intervalos de formación.**

	<b>C7</b>	<b>Mirador</b>	<b>Barco</b>	<b>Guadalupe</b>	<b>Ubaque</b>
<i>API a condiciones de Separador</i>	34	38	34	33	18

Fuente. Canacol Energy LTD.

Elaborado. Rubén Dario Arismendi Rueda

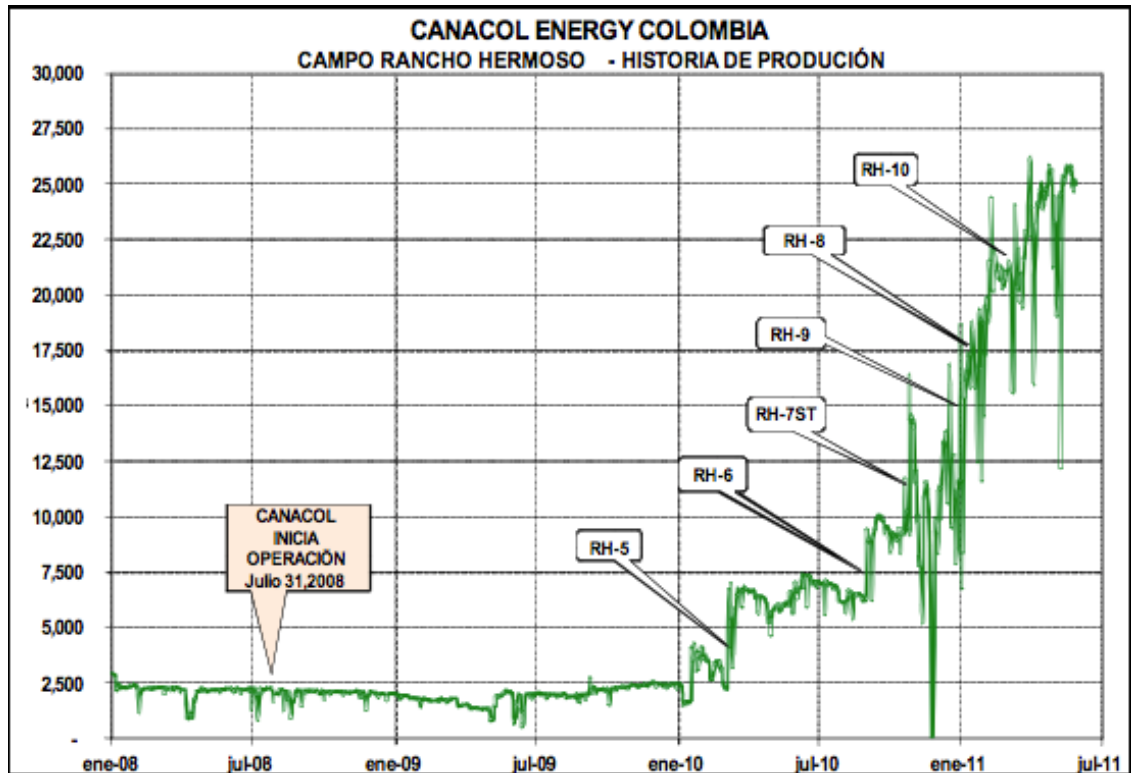
## **2.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO , AGUA Y GAS DEL CAMPO RANCHO HERMOSO**

La historia de producción que se presentará a continuación tiene como punto de partida la fecha en que a CANACOL S.A le es adjudicado el campo Rancho Hermoso para realizar labores de operación (Julio/31/2008). Se podrá observar el alza en las tasas de producción de petróleo, agua y gas.

El desarrollo del campo Rancho Hermoso consta de 10 pozos perforados a la fecha de los cuales 9 son productores y solo 1 es inyector (con el fin de disponer el agua de producción). Estos pozos dejan un promedio de producción de petróleo de 23,878 BOPD, producción de agua de 34,838 BWPD y producción de gas aproximada de 4000 MSCFD.

El agua ha sido uno de los grandes inconvenientes del campo Rancho Hermoso, pues al encontrarse influenciado por un mecanismo de producción asociado a un acuífero muy activo, se genera a su vez una alta producción de agua y en consecuencia incrementos en el “COW”, provocando a su vez disminución en la producción efectiva de petróleo. Por lo cual se hace necesario establecer las estrategias más adecuadas y eficientes para poder manejar altos caudales del fluido en mención, pues todo esto es indispensable si se quiere aspirar a la obtención de una licencia ambiental que permita su disposición.

Figura 9. Historia de producción de petróleo.



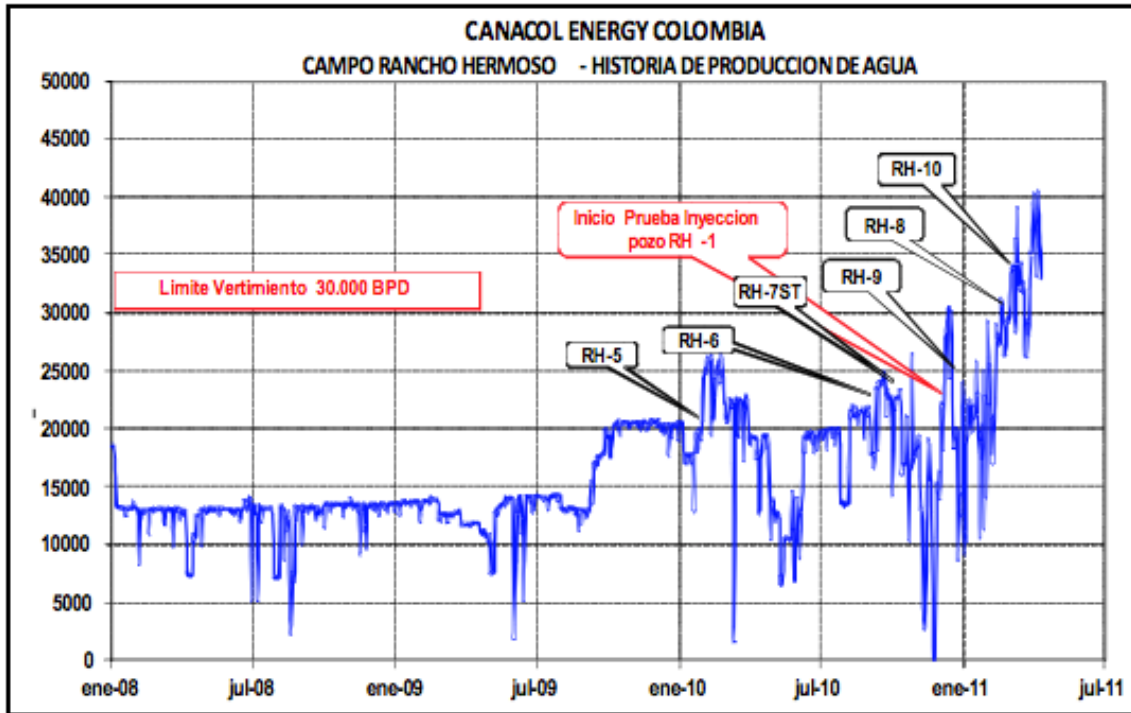
Fuente. Canacol Energy Colombia S.A., Presentación: Comité de seguimiento campo Rancho Hermoso.

Según la gráfica de producción de petróleo del campo Rancho Hermoso desde que la empresa CANACOL S.A inició sus operaciones, mostraba una tendencia estable de producción en un promedio no mayor a los 2,500 BOPD fluyendo por los pozos RH1 al RH4. Posteriormente esta presenta un incremento considerable debido a la campaña de producción comenzada a principios del año 2010 y que como se puede apreciar en la gráfica sucede como producto de la activación de cada uno de los pozos periódicamente desde el RH5 al RH10, llegando así a una producción aproximada de casi 24,000 BOPD a mediados del año 2011.

En la gráfica de historia de producción de agua, *Figura 10*, se puede apreciar algo similar a lo que se apreció en la gráfica anterior, pues la producción de agua en el año 2008 (CANACOL S.A comienza a operar el campo) venía siendo estable en

un promedio de 13,000 BWPD. Ésta comenzó a aumentar junto con la producción de petróleo debido a la campaña de producción establecida por la compañía, dando en consecuencia un aumento en la tasa de producción de agua a un promedio de casi 35,000 BWPD a mediados del año 2011.

**Figura 10. Historia de producción de agua**



Fuente. Canacol Energy Colombia S.A., Presentación: Comité de seguimiento campo Rancho Hermoso.

Cuando se analizan las dos gráficas (producción de petróleo y producción de agua) a la vez, se puede notar el mayor caudal de agua producido en relación al caudal de aceite producido. Esto provoca la alerta por parte de la empresa, pues los caudales de agua a disponer son altos y seguirán aumentando como producto del alto corte de agua que alcanzan los pozos que se encuentran produciendo. Como la gráfica indica, el valor del caudal de vertimiento de agua autorizado en un afluente es de 30,000 BWPD, el cual ya es inferior al caudal de agua que se está produciendo en el campo a la fecha de Junio del 2011; por lo que se procedió a

realizar pruebas de reinyección de agua en el pozo RH1 a principios del año 2011 y así, de esta manera, prever el aumento de producción de agua de formación y poder disponerlo.

En la tabla, que se presentará a continuación, es posible observar el estado de producción del campo Rancho Hermoso en cada uno de sus pozos en una fecha más o menos reciente (Abril 2011), evidenciando en ella los valores promedios a esta fecha de la producción diaria de petróleo y agua de cada uno de los pozos completados en diferentes formaciones. En la tabla se evidencian otros dos factores primordiales: 1. El estado actual de cada uno de los pozos: se observa que la producción total está siendo aportada por los pozos RH4 al RH10; y por otra parte, los pozos RH1 al RH3 se encuentran cerrados, ya sea por pruebas de inyección (RH1) o porque simplemente no existen las facilidades de tratamiento y disposición para el altos caudales de agua producidos (RH2 y RH3ST). 2. Otro factor que se evidencia para complementar lo antes mencionado es la alta producción de agua, evidenciada en los valores elevados de BSW.

**Tabla 14. Estado de producción de petróleo y agua (abril 2011).**

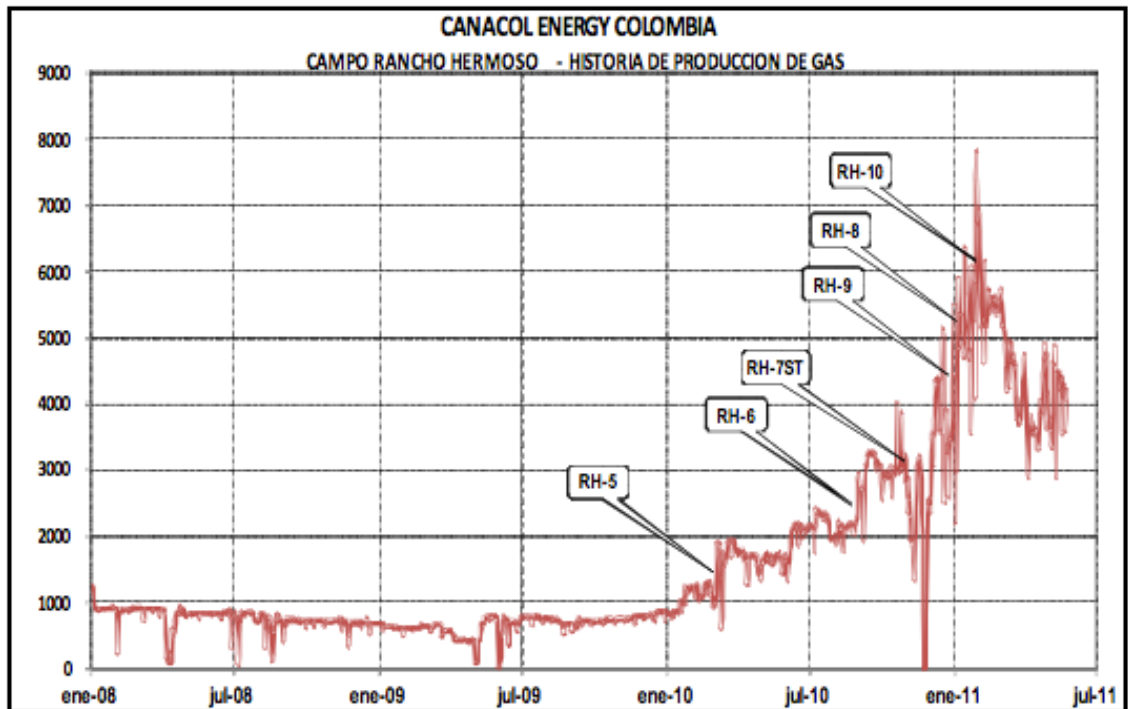
Pozo	Formación	BOPD	BWPD	BSW %
RH-1	Mirador	Cerrado-Prueba de inyección de agua- Nov		
RH-2 & RH-3ST		Cerrado por limitación en las facilidades de tratamiento.		
RH-9		7,555	92	1.2
<b>TOTAL MIRADOR</b>		<b>7,555</b>	<b>92</b>	
RH-7ST	Guadalupe	2,255	6,397	73.93
RH-4	Barco	690	7,397	91.96
RH-5		1,416	6,274	81.59
RH-6		2,124	8,076	79.18
RH-8		2,633	5,966	69.38
RH-10	Ubaque	7,205	138	1.89
<b>TOTAL NO MIRADOR</b>		<b>16,323</b>	<b>34,746</b>	
<b>TOTAL CAMPO</b>		<b>23,878</b>	<b>34,838</b>	

Fuente. Canacol Energy Colombia S.A., Presentación: Comité de seguimiento campo Rancho Hermoso. Estado de producción, forma 9SH.

Elaborado. Rubén Darío Arismendi Rueda.

Para finalizar el tema de la historia de producción del campo RANCHO HERMOSO, básicamente lo que se puede apreciar en la gráfica de la historia de producción de gas (*pagina siguiente*) es el notable incremento de la producción de gas, producto de la campaña de producción adoptada por la empresa CANACOL S.A, la cual alcanzó su tope máximo a principios del año 2011 y se estabilizó posteriormente con una tasa de producción promedio de 4000 MSCFD. Además este hecho ha provocado la necesidad por parte de la empresa de inicializar los estudios permitentes para la elaboración, a un futuro muy cercano, de una planta de gas que pueda manejar estos valores de caudal de gas producido en el campo.

**Figura 11. Historia de producción de gas**



Fuente. Canacol Energy Colombia S.A., Presentación: Comité de seguimiento campo Rancho Hermoso.

## **2.6 DIAGNÓSTICO DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN Y TRATAMIENTO PARA LA DISPOSICIÓN DE AGUAS DE FORMACIÓN ACTUALES.**

El vertimiento de las aguas de formación en afluentes (ríos, caños, etc.), es la manera más fácil de disponer dicho desecho industrial, pero a su vez, posee gran cantidad de contrariedades legales que limitan su disposición, pues se pretende mitigar la contaminación y conservar los recursos hídricos de cualquier zona del mundo. Por esto es que los sistemas de reinyección de agua modo (DISPOSAL) son la alternativa perfecta, que permiten controlar volúmenes altos de agua de formación que en las operaciones de producción se obtiene.

Los sistemas de disposición de aguas de formación comprenden una serie de instalaciones dedicadas al transporte, tratamiento, almacenamiento y posterior descarga o reinyección.

Hacia el año 2010 el modelo de disposición del campo Rancho Hermoso aún se enfocaba exclusivamente en el vertimiento de las aguas de formación, pues la producción de la misma no excedía el límite de vertimiento en el río Cravo Sur (30,000 BWPD) y las facilidades de producción eran:

### **2.6.1 Facilidades de tratamiento y separación en la estación Rancho Hermoso.**

A continuación se presentarán los equipos que se están utilizando para la separación y tratamiento del agua proveniente de la producción.

**Tabla 15. Facilidades y sus respectivas características.**

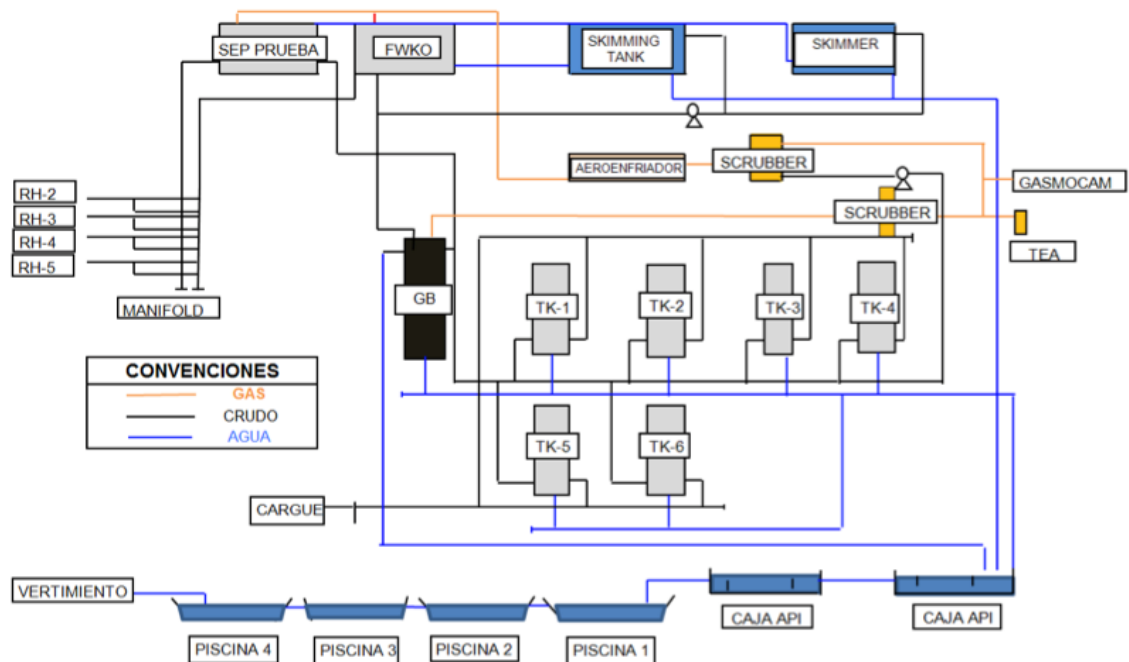
<b>EQUIPO</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>
Separador trifásico horizontal de prueba	Puede manejar hasta 10,000 BFPD a 50 psi y 200°F, sus dimensiones son; 20' de longitud por 48" de diámetro, GOR de 500.
Free Water Knockout (FWKO) horizontal	Puede manejar 30,000 BFPD a 50 psi y 200°F, sus dimensiones son; 40' de longitud por 8' de diámetro, GOR de 250.
Desnatador Skimmer	Puede manejar caudales hasta de 4,200 BWPD a presión atmosférica con un tiempo de retención de 10 minutos. Sus dimensiones son: 15' de longitud por 6' de diámetro.
Skimming Tank Horizontal Bifásico	Capacidad hasta de 24,000 BFPD a 15 psi y 200°F.
Aero-enfriador	5000 KSCFD a 50 psi y 200°F.
Scrubber de alta	Puede manejar hasta 1,500 BFPD, 520 KSCFD a 20 psi y 80°F, con dimensiones de 20" de diámetro y 5' de altura.
Separador bifásico vertical de prueba	Puede manejar 3450 BFPD, 5 minutos de tiempo de retención a 15 psi y 200°F, 48" de diámetro por 12' de altura, 163 pies cúbicos.
Gun Barrel	4200 BFPD, TK de 500 Bls, 11.5" de diámetro por 30' de altura.
Tanques de Almacenamiento	No 1 capacidad 2,086 BLS., No 2 capacidad 2,087 BLS., No 3 capacidad 2,091 BLS., No 4 capacidad 2,086 BLS., No 5 capacidad 1,341 BLS., No 6 capacidad 1,333 BLS.
Caja API No 1	Puede manejar un volumen hasta de 19,700 BWPD con un tiempo de retención de 30 minutos, posee las siguientes dimensiones (46' de largo por 10' de ancho por 6,5' de profundidad).
Caja API No 2	Puede manejar hasta un volumen de 25,000 BWPD con un tiempo de retención de 30 minutos.
Piscinas No 1,2,3 y4	La primera piscina de Oxidación 8,5000 BLS (39Lx30Ax1,2P)m, las demás son

EQUIPO	CARACTERÍSTICAS
	de estabilización 9,200BLS (42Lx30Ax1,2P)m, 13,600BLS (75Lx25Ax1,2P)m y por último 60,000 BLS (110Lx75Ax1,2P)m
Bombas de vertimiento	Se encuentran instaladas tres (3) bombas de vertimiento de 50 HP
Scrubber de Media	Puede manejar hasta 250 BFP, 1000 KSCFD a 20 psi y 80°F.
Bombas de cargue	Tres (3) bombas de cargue de 300 GPM a 25 psi con una capacidad de entrega de 675 BOPH.

Fuente. GEOCOL CONSULTORES S.A., 2010

Elaborado. Rubén Dario Arismendi Rueda.

**Figura 12: Diagrama de procesos, campo Rancho Hermoso.**



Fuente. GEOCOL CONSULTORES S.A., 2010

La corriente de entrada ingresa al sistema de separadores (trifásicos y bifásicos) y choca con una placa deflectora. Todo el líquido y gas tratarán de separarse en esta sección. Si el agua y el crudo no están emulsionados, el agua caerá al fondo del recipiente y el crudo se depositará sobre el agua. El gas fluirá hacia la salida

de gas, mientras que en el fondo del separador el aceite asciende perpendicularmente al flujo de agua.<sup>12</sup> Dentro del sistema de separación se tiene en cuenta el (FWKO). Éste equipo es un separador horizontal usado primordialmente para separar el agua libre del aceite o de la emulsión, mientras que a su vez separa el gas del líquido la cual puede causar problemas como corrosión y formación de hidratos o emulsiones apretadas, que son difíciles de romper.

El agua que ya es separada pasa por un “skimming tank” el cual es uno de los equipos más simples para el tratamiento primario de este fluido. Normalmente son diseñados para proveer residencias largas en las que la coalescencia y la separación gravitacional pueden ocurrir, separando el aceite remanente disperso que viene en el agua. Los Skimm tanks pueden ser usados como tanques atmosféricos, tanques pulmón, como otro empleo para el tratamiento de agua. A su vez la corriente de agua que fue separada ingresa a un equipo denominado “Desnatador Skimmer”, que es un tanque que opera a una presión ligeramente superior a la atmosférica mediante inyección de nitrógeno. Tiene como objetivo separar el hidrocarburo del agua mediante un proceso continuo de “skimming”; el agua contaminada asciende a través de la columna central por orificios radiales entre dos platos dentados que favorecen la separación del hidrocarburo, el que queda en la parte superior del tanque, mientras el agua tiende a descender para depositarse en la zona inferior del mismo. Estará diseñado para que el agua que lo abandona no tenga más de 100 ppm de hidrocarburos.

Por otra parte, el gas que es separado de la corriente de entrada, es dirigido por un sistema de aero-enfriadores, los cuales tienen como una de sus funciones retirar calor de una corriente de proceso. El gas proveniente del FWKO y del aerofriador entra a una primera etapa de scrubber de succión. Cualquier líquido

---

<sup>12</sup> ARNOLD,K & STEWART,M. Surface Production Operations: Design of oil and handling system and facilities. Tercera Edición. Volumen uno. United States of America: Elsevier Inc, 2008 p.246

que hubiera podido venir asociado con el gas por las líneas de flujo es separado, dejando fluir el gas a la segunda etapa de scrubber, donde otra parte de líquidos es separada y despacha otra cierta cantidad de gas.

El aceite que ha sido separado en el sistema de separadores y FWKO, es dirigido a un equipo de tratamiento denominado Gun Barrel y de esta manera el flujo de aceite que sale de este equipo es llevado a los tanques de almacenamiento, los cuales son equipos de grandes dimensiones destinados al almacenaje de líquidos, a presión atmosférica o ligeramente presurizados. Dependiendo del producto a almacenar pueden contar con techos fijos o flotantes.

Finalmente las corrientes de agua producto de cada proceso son dirigidas a unos equipos esenciales para el tratamiento de las mismas como son; las cajas API, que son un tipo de alberca expuesta a la atmósfera la cual internamente presenta una serie de compartimentos. Su función es la de recuperar al máximo el aceite proveniente de los drenajes, reboses y disparos de las PSV (Pressure Safety Valve). Y las Piscinas, que son la forma más simple del tratamiento de las aguas de producción, consta de un recipiente de gran capacidad que nos permita un tiempo de residencia grande, con el fin de permitir la separación por diferencia de densidades entre el agua y el aceite y poner en contacto el fluido con el aire. En algunas ocasiones están equipados con dispositivos que generan un campo magnético, o el tratamiento de emulsiones inversas para mejorar la eficiencia, para, de esta manera, finalmente, dirigir esta agua ya tratada a su destino final, EL VERTIMIENTO.

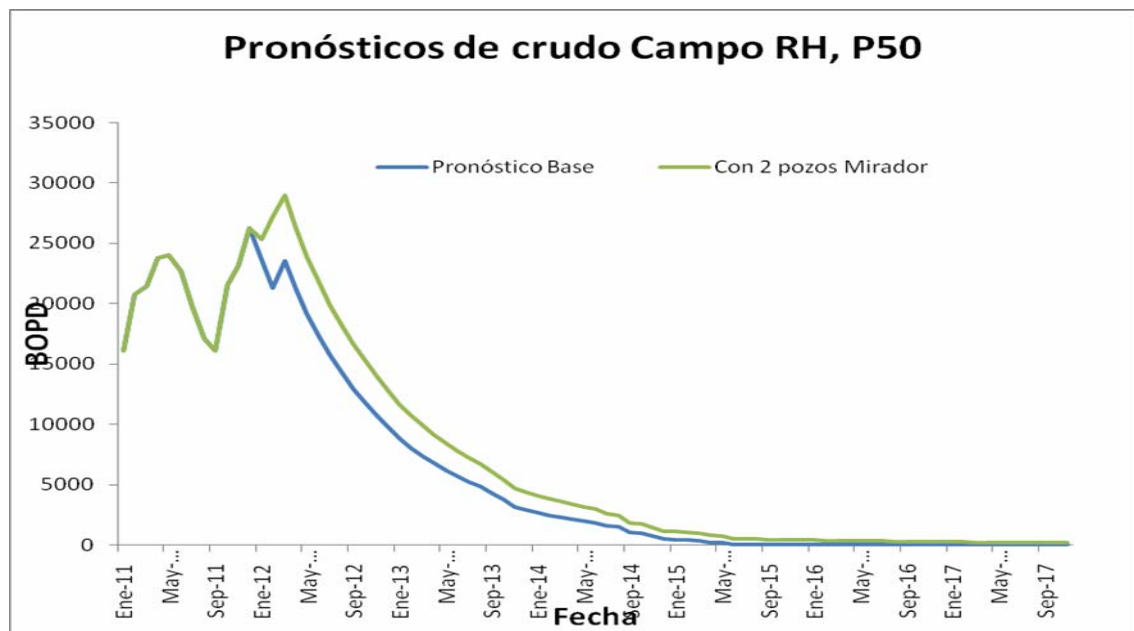
## **2.7 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN (CAMPO RANCHO HERMOSO)**

La empresa CANACOL S.A queriendo alcanzar metas más grandes plantea una nueva campaña de producción mas ambiciosa, que consta de la adquisición de la

autorización de perforación de hasta 20 nuevos pozos, con su correspondiente construcción de locaciones y vías de acceso, instalaciones de líneas de flujo y tendido eléctricos. Los nuevos pozos serán perforados a partir de plataformas multipozos, por lo que el número de nuevas locaciones puede ser inferior a la cantidad de pozos que se solicitan. Con esta nueva campaña de producción se prevé alcanzar una producción aproximada de 29,000 BOPD y de 85,000 BWPD.

El pronóstico de producción de crudo del campo Rancho Hermoso se puede ver reflejado en la *figura 13*, donde se evidencia el aumento en la producción desde los 24,000 BOPD que venía produciendo a los casi 30,000 BOPD que producirá en el futuro, notándose a su vez las diferencias en producción que arrojaría un pronóstico base (como se viene produciendo hasta el momento) y, un pronóstico involucrando el completamiento de dos pozos más en la formación Mirador. Por lo que se puede apreciar que con el segundo pronóstico la producción será mayor y se extenderá por más tiempo.

**Figura 13. Pronóstico de producción de aceite.**



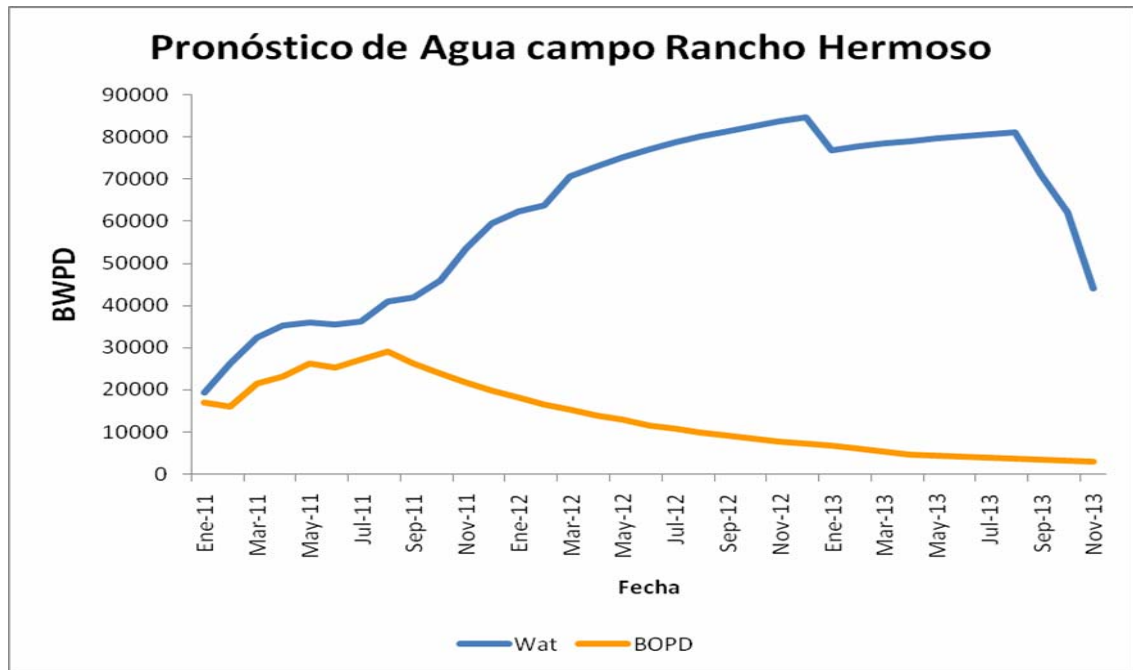
Fuente. Canacol Energy Colombia S.A “Comunicación actualizada a ECOPETROL Septiembre de 2011.”

Como se expresó desde un principio el principal inconveniente del campo son las altas tasas de agua asociada a la producción, afectando principalmente la producción de crudo ya que ésta alcanza valores de COW muy altos. Como se evidencia en la *figura 14 (siguiente página)*, llegará un momento en el que la producción de agua sea demasiado alta, llegando casi hasta los 90,000 BWPD. Por lo que se convierte en una necesidad plantear estrategias para poder disponer de cierta cantidad de agua, ya que hasta hasta la fecha el límite de vertimiento a un afluente es de 30,000 BWPD y las tasas de reinyección son de aproximadamente 20,000 BWPD en el pozo RH1.

Por otra parte, el pronóstico de gas en el campo Rancho Hermoso no difiere mucho de la tendencia marcada por el de producción de aceite. Pues éste alcanzará su pico después del primer trimestre del año 2012 con una producción de aproximadamente 5400 MMSCFD y posteriormente comenzará su declinación.

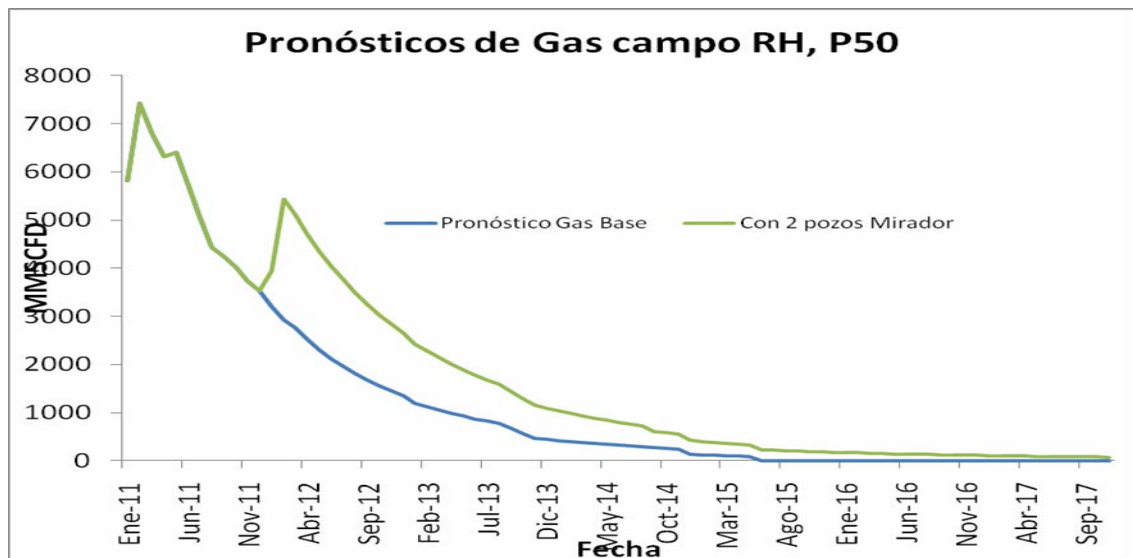
Como se puede apreciar en la *figura 15 (página siguiente)* existen dos tendencias: la primera, pronóstico base, la cual se encuentra en declinación desde el primer trimestre del año 2011. Y la segunda similar a la proyección de crudo. Existe un pronóstico que involucra el completamiento de dos pozos en la formación Mirador, generando el pico visible un poco después del primer trimestre del año 2012.

Figura 14. Pronóstico de producción de agua.



Fuente. Canacol Energy Colombia S.A “Comunicación actualizada a ECOPETROL Septiembre de 2011.”

Figura 15. Pronóstico de producción de gas



Fuente. Canacol Energy Colombia S.A “Comunicación actualizada a ECOPETROL Septiembre de 2011.”

## 2.8 LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL / CAMPO RANCHO HERMOSO

Según la resolución 0773 del 05 de agosto del año 2002, se resuelve en su artículo primero: “es otorgada a la empresa Colombiana de petróleos ECOPETROL, la licencia ambiental global para el proyecto EXPLOTACIÓN DEL CAMPO RANCHO HERMOSO, localizado en el corregimiento de Tilodirán, en jurisdicción del municipio de El Yopal, Departamento de Casanare”.

En dicha resolución también se resuelven varios puntos sobre obras y actividades a realizar, planes de contingencia para el transporte de crudo, zonificación ambiental para las actividades del campo, vertimientos, manejo de residuos sólidos y emisiones atmosféricas, obligaciones estipuladas sobre el impacto ambiental, entre otros.<sup>13</sup>

El constante desarrollo del campo ha provocado la necesidad de presentar reformas en varias de las disposiciones expuestas en las resoluciones dictadas por parte del Ministerio de Medio Ambiente, ahora denominado “Ministerio de Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial”. Pues las campañas de producción que la empresa decide realizar en el campo conllevan a un cierto impacto ambiental, debido al aumento en la producción de hidrocarburos. Este aumento genera la necesidad de diseñar estrategias de facilidades para el transporte, tratamiento y disposición de los fluidos de producción, ya sea crudo, gas o agua de formación. Por lo cual es necesario tener autorización por parte del ministerio competente.

---

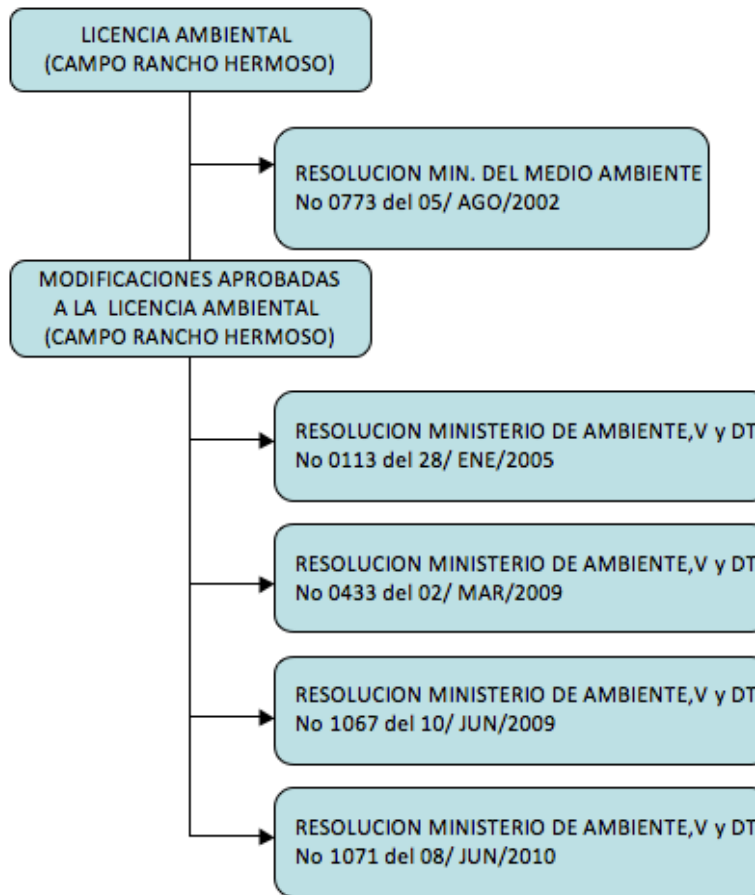
<sup>13</sup> MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. Resolución 0773 de 2002. Bogotá. Agosto 05 de 2002. ps.1, 10-21.

### **2.8.1 Resumen histórico de las modificaciones a la licencia ambiental global a la fecha.**

La licencia ambiental global otorgada por parte del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, ha sufrido una serie de cambios ó modificaciones (*ver figura 16*) debido al constante desarrollo del campo a lo largo de su vida útil.

Se hace necesario conocer, por lo menos, algunas de las disposiciones que ha resuelto el Ministerio en cada una de las modificaciones; pues la intención del presente proyecto es presentar algunas de las estrategias necesarias para poder lograr la obtención de una nueva modificación que permita a la empresa el desarrollo que se tiene proyectado para el campo.

**Figura 16. Esquema de la secuencia de modificaciones de la licencia ambiental global del campo Rancho Hermoso.**



Fuente. Canacol Energy Colombia S.A., Presentación: Licencia ambiental global, campo Rancho Hermoso.

Elaborado. Rubén Dario Arismendi Rueda

### 2.8.1.1 Resolución del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial No 0113 del 28/ene/2005.

*“Teniendo en cuenta que el desarrollo del campo en los próximos 10 años contempla el aumento en producción de aguas asociadas hasta de 30,000 barriles por día, se requiere cambiar el cuerpo receptor , a uno que tenga características de caudal y calidad que garantice en toda época del año una capacidad de resiliencia que minimice los*

*potenciales adversos del vertimiento de dicha cantidad de agua, condiciones que presenta el Río Cravo Sur, distante aproximadamente a 5 Km de la estación Rancho Hermoso.”<sup>14</sup>*

Por lo mencionado anteriormente, es que mediante el Auto No. 209 del 15 de marzo de 2004 se inicia el trámite para la modificación de la licencia ambiental global otorgada mediante la resolución No. 773 de 2002; en el sentido de cambiar el cuerpo receptor de vertimiento ubicado en el caño Canacabare a uno ubicado en el río Cravo Sur y, a su vez, aumentar el volumen de agua permitido para verter en dicho afluente de 6,000 barriles de agua por día a 30,000 barriles de agua por día, con previo estudio del impacto que esto produciría y aumento en las facilidades de tratamiento de dicho fluido.

Dentro de los temas vigentes de esta modificación se encuentran:

1. Artículo primero: se modifica parcialmente el artículo sexto, literal b) de la Resolución No.773 del 5 de agosto de 2002, en lo relacionado con el vertimiento autorizado de aguas industriales, el cual queda en resumen así:

Tipo de residuo líquido industrial (aguas de producción asociadas). Para su tratamiento se estipula el aumento de las facilidades de superficie para tratar y manejar los volúmenes incrementales de agua de formación.

Disposición final: vertimiento directo sobre el río Cravo Sur, en las coordenadas 1.020.754 N y 903.523 E (30,000 BWPD)

---

<sup>14</sup> MINISTERIO AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 0113 de 2005. Bogotá. Enero 28 de 2005.p.2.

2. Artículo segundo: se obliga al cumplimiento de las obligaciones contenidas en el estudio de impacto ambiental no modificadas en la resolución No. 773 de 2002 y, además, el cumplimiento de otras nuevas obligaciones.
3. Artículo tercero: al término de un año se deben haber construido redes de piezómetros, con el fin de presentar informes periódicos de cumplimiento ambiental del campo Rancho Hermoso sobre el estudio hidrogeológico.
4. Artículos 4-5: los artículos no modificados de la resolución No. 773 de 2002 continúan vigentes.

**2.8.1.2 Resolución del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial No 0433 del 02/mar/2009.** Siendo esta la segunda modificación a la Resolución No.773 del 5 de agosto de 2002 por la cual se pretendía modificar las coordenadas del polígono del campo y que se autoricen las actividades de ampliación de facilidades de producción y la infraestructura del campo; perforación de nuevos pozos de desarrollo y/o exploratorios, adecuación de vías de acceso, construcción de líneas de flujo y permisos para uso y aprovechamiento de recursos naturales. Así si mismo, hacer llegar, por parte la empresa interesada, el estudio de impacto ambiental de las actividades que pretenden desarrollar y para las cuales se solicitaron las modificaciones antes mencionadas.<sup>15</sup>

Dentro del artículo segundo de la presente resolución (No 0433 de 2009) se modifica el artículo segundo de la Resolución No.773 del 5 de agosto de 2002 con el propósito de adicionar: 1) La ampliación de facilidades de producción e infraestructura del campo teniendo en cuenta la proyección futura de fluidos totales. 2) La perforación de seis (6) pozos de desarrollo dentro del campo con sus

---

<sup>15</sup> MINISTERIO AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 0433 de 2009. Bogotá. Marzo 02 de 2005.p.1.

respectivas vías de acceso y construcción de líneas de flujo entre estos y la estación Rancho Hermoso, entre otras adiciones.

Dentro de algunos de los temas vigentes de esta modificación se encuentran:

1. Artículo primero: Se aprueba la modificación del art. 1 de la Resolución No.773 del 5 de agosto de 2002 sobre las coordenadas del polígono del campo.
2. Artículo tercero: Se modifica el Art. 5 de la Resolución No.773 del 5 de agosto de 2002, autorizando la ocupación de 7 cauces
3. Artículo cuarto: No se autoriza la ocupación del caño Canacabare en las coordenadas suministradas.
4. Artículo octavo: No se autoriza modificar las condiciones de monitoreo de aguas residuales.
5. Artículo décimo segundo: se establece la obligación de presentar un PMA específico por cada pozo de desarrollo a perforar.
6. Artículo décimo sexto: se mantiene la vigencia de los artículos no modificados e la Resolución No.773 del 5 de agosto de 2002.

**2.8.1.3 Resolución del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial No 1067 del 10/jun/2009.** “Por el cual se resuelve un recurso de reposición y se toman otras determinaciones”. Dicho recurso se plantea con el fin de presentar diferentes inconformidades por parte de la empresa operadora, dentro de los cuales sobresalen: 1) La modificación del artículo segundo de la Resolución No.773 del 5 de agosto de 2002 en el sentido de “modificar el numeral primero, para no tener que definir las capacidades de las vasijas a aumentar, sino

que la ampliación de las facilidades de producción se realizará progresivamente hasta alcanzar una capacidad de manejo de fluido total de 43,200 barriles por día”. 2) modificar el artículo segundo numeral dos de la resolución No 0433 de 2009 sobre la perforación de seis (6) pozos de desarrollo. Teniendo en cuenta que la solicitud hecha para dicha modificación fue los de perforar nuevos pozos exploratorios y/o de desarrollo, dado, que la empresa contempla ejecutar actividades exploratorias de extensión del yacimiento, entre otros.

Resolviendo el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial: a) La ratificación del numeral 1) de la Resolución No.0433 de 2009. b) modificar el numeral dos del artículo segundo de la Resolución No.0433 de 2009 en el sentido de aclarar que los seis (6) pozos a perforar dentro del campo Rancho Hermoso, serán de desarrollo y/o exploración. c) la empresa debe contemplar el vertimiento de agua por el método de reinyección, entre otros.<sup>16</sup>

**2.8.1.4 Resolución del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial No 1071 del 08/jun/2010.** Esta modificación se inicia mediante el Auto No. 0399 del 18 de febrero de 2010, donde se expone el interés por la autorización en el aumento de las facilidades de producción e infraestructura del campo y el cambio de generación de energía eléctrica de diesel a gas generado en el campo.

En la presente resolución se modificaron los siguientes artículos:

1. Artículo segundo de la Resolución No.0433 de 2009: Sobre la ampliación de facilidades, capacidad e infraestructura de producción, y ajuste de fichas del plan de manejo ambiental. Teniendo en cuenta una proyección futura de fluidos totales; cada una de las ampliaciones será ejecutada progresivamente de acuerdo a los volúmenes de fluidos a manejar.

---

<sup>16</sup> MINISTERIO AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 1067 de 2009. Bogotá. Junio 10 de 2009.p.24.

2. Artículo cuarto de la Resolución No.0773 de 2002: Por la cual se incluyen o se adicionan áreas de intervención con restricciones.
3. Artículo décimo de la Resolución No.0433 de 2009: Por la cual se adiciona la siguiente obligación: Diseño de teas para quema de gas, respetando el protocolo establecido por en la Resolución No.760 del 20 de abril de 2010, en cuanto a emisiones atmosféricas.
4. Artículo décimo tercero de la Resolución No.0433 de 2009: sobre la aplicación de la inversión del 1%, el cual consiste en realizar actividades encaminadas a: “Cofinanciación de proyectos de construcción de obras biomecánicas en áreas ambientalmente degradadas que presentan alta amenaza”.

## **2.9 CARACTERÍSTICAS FÍSICOQUÍMICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO RANCHO HERMOSO**

Dentro de la valoración del agua asociada a la producción del campo Rancho Hermoso que se aprecia en el *cuadro 16 (ver siguiente página)* se puede decir:

1. El muestreo fue realizado bajo condiciones ambientales favorables, dentro de las cuales NO se presentaron lluvias a lo largo de la jornada de muestreo y monitoreo.
2. El pH y la temperatura se encuentran dentro de los límites permisibles establecidos en los Artículos 40 y 72 del Decreto 1594 de 1984.
3. Las grasas y aceites cumplen con los porcentajes de remoción establecidos por el Artículo 72 del decreto 1594 de 1984.

4. Las sustancias de interés sanitario evaluadas se encuentran cumpliendo con los límites establecidos por el Artículo 74 del Decreto 1594 de 1984 a la salida del sistema de tratamiento, excluyendo los FENOLES, los cuales superan el límite establecido por la anterior normatividad ambiental para recursos hídricos.
  
5. Dentro de los parámetros contemplados en el artículo 40 del Decreto 1594 de 1984, a la salida del sistema de tratamiento, todos cumplen con los límites máximos permisibles allí establecidos.

**Tabla 16. Características fisicoquímicas de aguas residuales del Campo Rancho Hermoso (entrada y salida de ARI).**

Departamento: Casanare			Municipio: Yopal				Entidad ambiental: CORPORINOQUIA					
PARAMETROS	Técnica	Unidades	76503	76504	76505	76506	Pendientes	% Rem.	Conformidad Con Norma Mas Restriciva	Decreto 1594 (26 Jun 1984 Min Ambiente)		
			Entrada (Caja API # 1)	Salida de Aguas Residuales Industriales (Muestra Puntual - 12:00)	Salida de Aguas Residuales Industriales (Muestra Puntual - 13:00)	Salida de Aguas Residuales Industriales (Muestra Puntual - 14:00)				Art. 40	Art. 72	Art. 74
IN SITU												
pH	S.M. 4500 H+B	Unidades		7.85					SI	4.5 a 9	5 a 9	-
Temperatura Muestra	S.M. 2550-B	°C		36					SI	-	< 40°C	-
EN LABORATORIO												
Arsenico	S.M. 3113-B	g/L As		< 0.2					SI	100 *	-	500*
Bario	S.M. 3111-D	mg/L Ba		4.1					SI	-	-	5.0
Cadmio	S.M. 3111-B	mg/L Cd		< 0.004					SI	0.01	-	0.1
Carbamatos	S.M. 6610-B	g/L		< 1.02					SI	-	-	100 *
CN Total	S.M. 4500 CN-F	mg/L CN-		< 0.05					SI	-	-	1.0
Cobre	S.M. 3111-B	mg/L Cu		0.04					SI	0.2	-	3.0
Cromo	S.M. 3111-B	mg/L Cr		< 0.105					-	-	-	-
DQO	S.M. 5220-D	mg/L O <sub>2</sub>		88	92	90	90		-	-	-	-
Fenoles	S.M. 5530-D	mg/L Fenol		0.92	0.89	0.92	0.91		No	-	-	0.2
Grasas y Aceites	S.M. 5520-B	mg/L	5401.8	17.5	13.8	16.4	15.9	100	SI	-	80%	-
Material Flotante	S.M. 2530-B	mg/L		< 5					SI	-	-	Ausente
Mercurio	S.M. 3112-B	g/L Hg		0.4					SI	-	-	20 *
Niquel	S.M. 3111-B	mg/L Ni		< 0.01					SI	0.2	-	2.0
Plata	S.M. 3111-B	mg/L Ag		0.01					SI	-	-	0.5
Plomo	S.M. 3111-B	mg/L Pb		0.01					SI	5.0	-	0.5
Selenio Traza	S.M. 3113 B	g/L Se		3.3					SI	20 *	-	500 *
Sulfuros	S.M. 4500 S2-G	mg/L S2-		< 0.003					SI	-	-	1
Cloroformo	S.M. 6232-E	g/L Total		< 8					SI	-	-	1000 *

\* Datos en g/L

LABORATORIOS PRODYCON S.A.

Elaborado: Laboratorios Prodycon S.A. Fecha: 01/03/2011	Revisado por: Laboratorios Prodycon S.A. Fecha: 01/03/2011	Aprobado por: RANCHO HERMOSO Fecha:
--	---	--

Monitoreo Calidad de Aguas CAMPO RANCHO HERMOSO Febrero de 2011

Fuente: Rancho Hermoso S.A

Elaborado por: Laboratorios Prodycon S.A

## 2.9.1 Análisis de cloruros en el agua de producción del campo RANCHO HERMOSO.

A continuación se presenta el monitoreo diario del agua de producción en el campo Rancho Hermoso en lo transcurrido del año 2012.

**Tabla 17. Análisis de Cloruros**

FECHA	CLORUROS (mg/L)	NORMA (mg/L)
1-Jan	255	250
2-Jan	260	250
3-Jan	255	250
4-Jan	255	250
5-Jan	255	250
6-Jan	220	250
7-Jan	230	250
8-Jan	230	250
9-Jan	240	250
10-Jan	235	250
11-Jan	230	250
12-Jan	230	250
13-Jan	270	250
14-Jan	330	250
15-Jan	320	250
16-Jan	290	250
17-Jan	290	250
18-Jan	290	250
19-Jan	300	250
20-Jan	290	250
21-Jan	290	250
22-Jan	280	250
23-Jan	290	250
24-Jan	290	250
25-Jan	285	250
26-Jan	440	250
27-Jan	400	250
28-Jan	350	250
29-Jan	280	250
30-Jan	380	250

FECHA	CLORUROS (mg/L)	NORMA (mg/L)
31-Jan	320	250
1-Feb	380	250
2-Feb	380	250
3-Feb	390	250
4-Feb	380	250
5-Feb	360	250
6-Feb	380.0	250
7-Feb	400	250
8-Feb	410	250
9-Feb	400	250
10-Feb	410	250
11-Feb	415	250
12-Feb	415	250
13-Feb	395	250
14-Feb	410	250
15-Feb	410	250
16-Feb	350	250
17-Feb	300	250
18-Feb	305	250
19-Feb	304	250
20-Feb	300	250
21-Feb	300	250
22-Feb	302	250
23-Feb	305	250
24-Feb	310	250
25-Feb	305	250
26-Feb	300	250
27-Feb	300	250
28-Feb	300	250
29-Feb	300	250

Fuente: Rancho Hermoso S.A

Elaborado por: Ruben Dario Arismendi Rueda.

FECHA	CLORUROS (mg/L)	NORMA (mg/L)
1-Mar	310	250
2-Mar	310	250
3-Mar	320	250
4-Mar	320	250
5-Mar	340	250
6-Mar	360	250
7-Mar	380	250
8-Mar	420	250
9-Mar	420	250
10-Mar	332.5	250
11-Mar	245	250
12-Mar	252	250
13-Mar	248	250
14-Mar	249	250
15-Mar	250	250
16-Mar	250	250
17-Mar	249	250
18-Mar	249	250
19-Mar	249	250
20-Mar	249	250
21-Mar	245	250
22-Mar	246.0	250
23-Mar	248	250
24-Mar	250	250
25-Mar	250	250
26-Mar	250	250
27-Mar	248	250
28-Mar	245	250
29-Mar	250	250
30-Mar	250	250
31-Mar	340	250

Fuente: Rancho Hermoso S.A

Elaborado por: Ruben Dario Arismendi Rueda.

Como se puede apreciar en la tabla de datos del monitoreo de cloruros para el agua de producción del campo Rancho Hermoso, algunos de los valores diarios que se presentan exceden el limite de concentración permitido en la normatividad ambiental. Esto sucede debido a que no todas las formaciones que producen agua

son formaciones de agua dulce, como lo es el caso de la formación Mirador, por lo que es necesario determinar la estrategia a seguir para poder realizar el vertimiento de dicho desecho sin llegar a infringir lo estipulado en los decretos de calidad del agua de vertimiento y evitar cualquier tipo de sanción legal.

El monitoreo de cloruros que se presentó, es el monitoreo del caudal total del agua de producción diario en el campo, es decir, se promedia el valor de concentración de cloruros de toda el agua del campo por día.

Para concluir se presentará la estrategia que se esta llevando a cabo en el campo, con el fin de cumplir con lo que estipula la norma y es : Como desde un principio se estableció que el volumen de agua proveniente de la formación Mirador es un flujo de agua dulce, en superficie se garantizara la NO mezcla del agua de producción de todo el campo, ya que es esta agua proveniente de la Formación Mirador (que cumple con mg/L de cloruros que estipula la norma) la que será destinada al vertimiento en el río Cravo Sur y la demás tendrá como destino la disposición por reinyección en la formación Guadalupe inferior.

### 3. DISEÑO METODOLÓGICO

#### 3.1 DIMENSIONAMIENTO DE NECESIDADES

Para poder soportar la nueva campaña de producción establecida por la empresa CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A, se tiene proyectada la ampliación de las facilidades de producción de la Estación RANCHO HERMOSO con el fin de contar con la capacidad de tratamiento y almacenamiento de fluidos, de acuerdo a la proyección de producción de hidrocarburos en el campo. La instalación de vasijas, estructuras, tuberías, infraestructura asociada, sistemas de instrumentación y control y sistemas auxiliares, se realizara de manera gradual, de acuerdo con las proyecciones de producción y progresivamente de acuerdo con la perforación de los nuevos pozos y en la medida que se requiera mayor capacidad de tratamiento de los volúmenes de fluidos que se obtengan.

Se estima además la necesidad de la ampliación de la capacidad de tratamiento de agua y fluido total, teniendo en cuenta el levantamiento actual de fluidos totales por día que tienen los sistemas BES en los pozos actuales y el levantamiento total de fluidos de los sistemas BES en los pozos nuevos, de 7,200 BFPD. Las proyecciones de capacidad de tratamiento se proyectan considerando el caso crítico en el que todos los pozos alcancen una producción de agua del 99%.

Teniendo en cuenta las proyecciones de manejo y procesamiento de fluidos, así como los resultados obtenidos en los pozos existentes, se aclara uno de los objetivos de la solicitud de modificación de la Resolución No 773 del 5 de agosto de 2002 y sus modificaciones, el cual corresponde a las FACILIDADES DE PRODUCCIÓN expresando lo siguiente:

- Aumento de la capacidad de manejo, tratamiento y almacenamiento de un volumen de crudo hasta de 80,000 BFPD, VOLÚMEN DE AGUAS ASOCIADAS HASTA DE 200,000 BWPD y volumen de gas hasta de 11MMSCFD.
- Ampliación del área de la estación RANCHO HERMOSO en 15Ha adicionales a las ya autorizadas, donde se llevará a cabo la ampliación de las facilidades de producción e infraestructura del campo, teniendo en cuenta las proyecciones de manejo y procesamiento de fluidos totales. La ampliación de las instalaciones será ejecutada en forma progresiva y modular, de acuerdo con los volúmenes de fluidos a manejar, según los resultados que arroje la perforación de pozos de desarrollo adicionales y la exploración de nuevas formaciones de subsuelos desde las mismas instalaciones de superficie.
- Construcción de una nueva área de facilidades administrativas, para la instalación de oficinas, alojamiento y casino, así como su vía de acceso, en un área de 2Ha dentro del área que se solicita adicionar.
- Dentro de las facilidades de producción satélite: 1) Ampliación de la capacidad autorizada de las facilidades satélite del campo para el tratamiento de un volumen de crudo hasta de 30,000 BFP, manejo de gas hasta de 8,000 KSCFD y tratamiento de agua hasta de 30,000 BWPD. Y 2) Ampliación del área para las locaciones de 3 a 5 Ha, con el fin de hacer posible y segura la construcción de facilidades de producción satélite y la instalación de equipos y facilidades.

### **3.1.1 Actividades objeto de modificación.**

Para entender las actividades objeto de modificación, se presentará una comparación de las actividades autorizadas mediante la Resolución No. 1071 de

2010 y las solicitadas en la presente modificación de la licencia ambiental respecto.

**Tabla 18. Relación de actividades de Facilidades de Producción autorizadas según Resolución 1071 de 2010 frente a las actividades objeto de modificación.**

Actividad	Resolución 1071 de 2010	Objeto de modificación
Facilidades de Producción	Área de tratamiento de fluidos hasta 42,000 BFPD	Instalar un Gun Barrel con capacidad de tratamiento de crudos hasta de 80,000 BFPD
	Área de recibo (manifold)	Instalar Manifold y separadores de producción para aumentar capacidad hasta 200,000 BFPD
	Área de tratamiento de aguas (Desnatadores y separadores API) con capacidad para manejar hasta 30,000 BWPD en cada facilidad.	Adición de Desnatadores y separadores API para lograr capacidades para tratamiento de aguas residuales hasta 200,000 BWPD
	Área de tratamiento de gas (Scrubber) hasta de 8,000 KSCFD.	Montaje de Scrubber de Alta. Aumento capacidad hasta 50,000KSCFD.
Facilidades de Producción	Área de almacenamiento (Tanques) hasta 30,000 BLS	Adición de tanques de almacenamiento hasta una capacidad de 80,000 BIS
	Área de bombas de transferencia hasta 600 GPM	Ampliación del sistema de bombas de transferencia para manejar hasta 4000 GPM
	Área de sistema de manejo de aguas libres hasta 45,000 BFPD	Instalación de Free Water Knock Out (FWKO) horizontal y/o separadores para ampliar la capacidad de manejo de aguas libres

Actividad	Resolución 1071 de 2010	Objeto de modificación
		hasta 200,000 BFPD
	Área de bombas de vertimiento hasta 50 HP	Ampliación del sistema de bombas de vertimiento hasta una capacidad de 600 HP
Facilidades de Producción	Aprovechamiento de la capacidad actual de tratamiento y disposición de aguas residuales.	Ampliación de la capacidad de almacenamiento, tratamiento y disposición final de aguas residuales hasta de 210,000 BWPD. La ampliación se realizara de manera progresiva y dependerá de los resultados de la perforación de los nuevos pozos de desarrollo y/o exploración, y las proyecciones de producción.
Facilidades de Producción Satélite.	Área de tratamiento de fluidos (separador trifásico –Gun barrel) hasta de 10,000 BFPD	Ampliación Gun barrel con capacidad de tratamiento de 30,000 BFPD
	Área de almacenamiento (tanques) hasta de 5,000 BFPD	Ampliación de almacenamiento (tanques) hasta de 40,000 BLS
	Área de manejo de gas (Scrubber y Tea) hasta 4,000 KSCFD	Manejo de gas (Scrubber y Tea) hasta 8,000 KSCFD
Facilidades de Producción Satélite.	Área de transferencia (bombas hasta 300 GPM)	Área de bombas de transferencia hasta 1,200 GPM
		Tratamiento de aguas (Desnatador– cajas API) con capacidad hasta 30,000 BWPD
		Tanques almacenamiento de agua hasta 30,000 BLS

Actividad	Resolución 1071 de 2010	Objeto de modificación
		Bombas de INYECCIÓN hasta 600 GPM Tanques de decantación hasta 2,000 BLS Montaje de Scrubber de Alta. Aumento capacidad hasta 50,000KSCFD.
Facilidades de Producción Satélite.	Área de transferencia (bombas hasta 300 GPM)	Sistemas de evaporación para disposición adicional de aguas residuales. Áreas de secado y tratamiento de sólidos hasta 500 m <sup>2</sup> .

Fuente. Canacol Energy Colombia S.A  
 Elaborado por. Ruben D. Arismendi Rueda.

### 3.1.2 Metodología para la simulación de proceso.

La metodología empleada para especificar el aumento de las facilidades en el campo Rancho Hermoso, esta basada en el manejo del software “HYSYS”, utilizado para simular los procesos de recolección, separación, almacenamiento y tratamiento (planta de agua), de la corriente de crudo que ingresa a la batería del campo Rancho Hermoso.

Para poder realizar la simulación de proceso y el respectivo dimensionamiento de cada una de las facilidades de superficie, es necesario conocer algunos parámetros de entrada, que computados con datos preestablecidos por el simulador y por medio de correlaciones, arroja los valores requeridos por parte del usuario. Los parámetros más comunes de entrada para una simulación de procesos son:

1. Corriente de alimentación (composición, flujo molar).

2. Corrientes de salida.
3. Valor de Presión.
4. Valor de Temperatura.

Los cuatro parámetros antes mencionados son los de mayor importancia en la simulación de procesos, ya que son éstos los necesarios para poder plantear un balance y establecer el equilibrio termodinámico.

Por otra parte, para dimensionar cada una de las facilidades, es necesario tener en cuenta que la dimensión va a depender de diferentes parámetros para cada facilidad. A manera de ejemplo se muestra el caso de los *separadores*, cuya dimensión depende de los tiempos de residencia (los cuales son función de la GRAVEDAD API), los caudales de fluido (los cuales pueden ser determinados por los PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN) y de la orientación del separador (HORIZONTAL ó VERTICAL). Además, el simulador “HYSYS” permite al usuario introducir los valores para calcular las dimensiones o, por el contrario, usando la función “Quick size” este establece valores predeterminados y se obtiene una estimación.

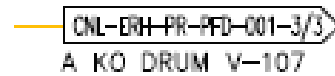
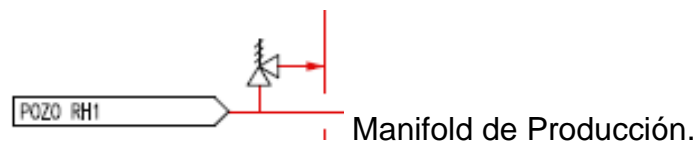
### **3.1.3 Especificaciones del aumento de las facilidades de producción para el campo Rancho Hermoso.**

**3.1.3.1 Manifold de producción y transferencia.** Los Manifold son un sistema de accesorios de tubería dirigidos a un sistema central de tubería, que sirven para dividir el flujo en varias partes, combinar varios flujos en uno, o reubicar un flujo a cualquier destino posible.

A continuación se presentará los Manifold necesarios para el proceso de ampliación, junto con sus configuraciones y dimensiones.

**Tabla 19. Facilidades de superficie (Manifold)**

Servicio		Configuración / Dimensiones
Manifold de producción	I	12 x 6 ANSI 300#
	II	8 x 6 ANSI 300#
Manifold de transferencia		7 x 5 x 8 ANSI 150#



Manifold de Transferencia.

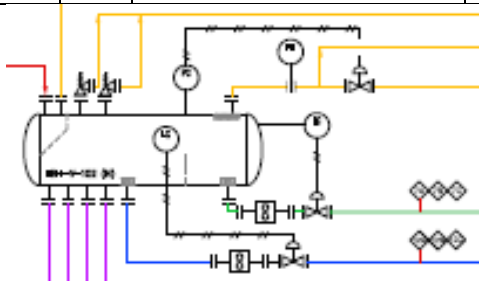
Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

### 3.1.3.2 Separadores de producción y prueba.

**Tabla 20. Facilidades de superficie (Separador de Producción)**

Servicio		Configuración / Dimensiones	Capacidad de Diseño
Separador de producción	I	Barco – Cuervos – Guadalupe Tipo Horizontal – Trifásico 130 1/8" ID x 47'3/8" LS/S	12 MMSCFD / 118.000 BFPD Tiempo de retención 5 minutos
	II	Ubaque Tipo Horizontal – Trifásico	12 MMSCFD / 118.000 BFPD Tiempo de

Servicio		Configuración / Dimensiones	Capacidad de Diseño
Separador de prueba		130 1/8" ID x 47'3/8" LS/S	retención 5 minutos
	III	Mirador Tipo Horizontal – Trifásico 96" ID x 40' S/S	12 MMSCFD / 52.000 BFPD Tiempo de retención 5 minutos
	I	Tipo Horizontal – Trifásico 71.6" OD x 26' - 5" LS/S	1.2 MMSCFD / 10.500 BFPD Tiempo de retención 5 minutos
	II	Tipo Horizontal – Trifásico 48" OD x 20' LS/S	1.6 MMSCFD / 8.500 BFPD Tiempo de retención 3 minutos



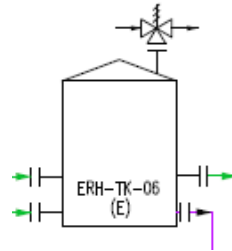
Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

### 3.1.3.3 Tanques de almacenamiento.

Tabla 21. Facilidades de superficie (Tanques de almacenamiento)

Servicio	Configuración / Dimensiones	Capacidad de Diseño
Tanques de almacenamiento de crudo 01/02/03/04	Tipo Techo Cónico Fijo 25'D x 24'H	2.100 BBLS
Tanques de prueba y/o almacenamiento de crudo 05/06	Tipo Techo Cónico Fijo 20'D x 24'H	1.500 BBLS

Servicio	Configuración / Dimensiones	Capacidad de Diseño
Tanques de almacenamiento de crudo 07/08/09/10	Tipo Techo Cónico Fijo 35'D x 30'H	5.140 BBLs

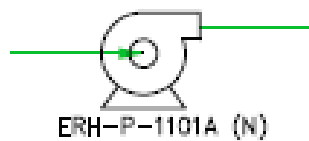


Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

### 3.1.3.4 Bombas de despacho o recirculación.

Tabla 22. Facilidades de superficie (Bombas de despacho)

Servicio	Configuración / Dimensiones	Capacidad de Diseño
Bombas de despacho A/B/D/E/F/G/H/I	Tipo Centrífuga Potencia 30 HP	320 GPM @ 55 PSIG
Bombas de despacho o recirculación A/B/C/D	Tipo Centrífuga Potencia 30 HP	320 GPM @ 55 PSIG

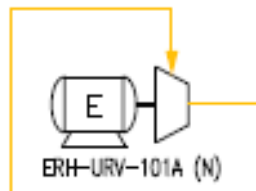


Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

### 3.1.3.5 Unidad recuperadora de vapor.

**Tabla 23. Facilidades de superficie (Unidad recuperadora de vapor)**

Servicio	Configuración / Dimensiones	Capacidad de Diseño
Unidad recuperadora de vapor	Potencia 193 HP	2.38 MMSCFD Presión de descarga 30 PSIG

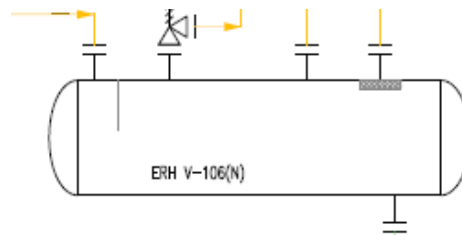


Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

### 3.1.3.6 Scrubber de gas.

**Tabla 24. Facilidades de superficie (Scrubber de gas)**

Servicio	Configuración / Dimensiones	Capacidad de Diseño
Scrubber de gas	Tipo Horizontal bifásico 7'3/2" D x 21' L S/S	54 MMSCFD / 7500 BPD

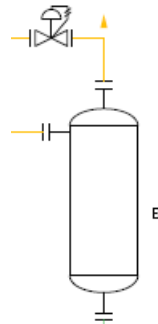


Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

### 3.1.3.7 Scrubber de planta de gas.

Tabla 25. Facilidades de superficie (Scrubber de planta de gas)

Servicio	Configuración / Dimensiones	Capacidad de Diseño
Scrubber de planta de gas	Tipo Vertical bifásico 6' D x 13' L S/S	10 MMSCFD / 4000 BPD



Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

### 3.1.3.8 Bombas Scrubber.

Tabla 26. Facilidades de superficie (Bomba Scrubber de planta de Gas)

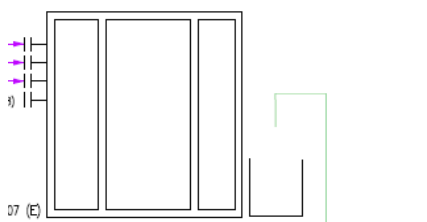
Servicio	Configuración / Dimensiones	
Bomba Scrubber de planta de gas A/B	Tipo Paletas	
Bomba Scrubber de gas	Tipo Paletas	

Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

### 3.1.3.9 Cajas API.

**Tabla 27. Facilidades de superficie (Caja AP)**

Servicio	Configuración /Dimensiones
API	46´L x 10´A x 6.5´H
API	56´L x 9´A x 3.9´H

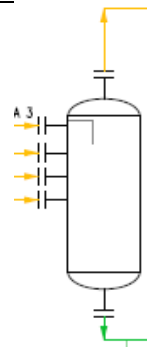


Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

### 3.1.3.10 Knockout Drum.

**Tabla 28. Facilidades de superficie (Knockout Drum)**

Servicio	Configuración / Dimensiones	Capacidad de Diseño
Knockout Drum	Tipo Vertical Bifásico	10 MMSCFD / 4000 BPD

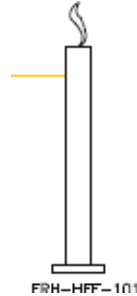


Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

### 3.1.3.11 Tea de alta.

**Tabla 29. Facilidades de superficie (Tea de alta)**

Servicio	Configuración / Dimensiones	Capacidad de Diseño
Tea de alta	10" D x 75' L	10 MMSCFD



Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

### 3.1.3.12 Bomba (neumática).

**Tabla 30. Facilidades de superficie (Bomba Neumatica)**

Servicio	Configuración / Dimensiones
Bomba	Tipo Neumática

Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

## 3.2 METODOLOGÍA DE DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN (RANCHO HERMOSO)

La metodología a seguir para la disposición de las aguas residuales industriales (asociadas a la producción) en el campo Rancho Hermoso, es la básica, expuesta

por cualquier bibliografía; con esto se hace referencia al vertimiento en afluentes naturales o a su reinyección en zonas geológicamente viables.

Teniendo en cuenta las proyecciones de producción mencionadas con anterioridad de este desecho industrial (agua de producción), se presentará a continuación los objetivos de la modificación solicitada de la Licencia Ambiental Global (Resolución No773 del 5 de agosto de 2002 y sus modificaciones) que hablan sobre el tema de vertimientos, con el fin de lograr la aprobación de ampliación del permiso de vertimiento de aguas residuales industriales, previo cumplimiento de los parámetros de calidad establecidos en los Artículos 72 y 74 del Decreto 1594 de 1984, hasta un caudal de descarga de 210,000BWPD.

Los vertimientos que se generen durante la adecuación e instalación de las facilidades y la infraestructura asociada, durante la ampliación y operación de las facilidades de producción en la estación Rancho Hermoso y en las facilidades satélites, serán manejados de acuerdo con lo autorizado en la Resolución No. 0433 del 2 de marzo de 2009 y ratificado en la Resolución No. 1067 del 10 de junio de 2009.

### **3.2.1 Vertimiento del agua de producción en afluentes superficiales.**

Se busca la modificación del permiso de vertimiento directo de aguas residuales industriales otorgado mediante la Resolución No. 0113 del 28 de enero de 2005, Resolución No. 0433 del 2 de marzo de 2009 y Resolución No. 1067 del 10 de junio de 2009, en el sentido de ampliar el caudal de descarga directa sobre el Río Cravo Sur del caudal previamente autorizado (30,000 BWPD) hasta un caudal de descarga de 91,66 l/s (50,000 BWPD).

**3.2.1.1 Río Cravo Sur (ubicación y coordenadas de vertimiento).** Teniendo en cuenta el desarrollo del campo, el cual contempla el incremento en producción de

aguas asociadas de manera progresiva llegando a un caudal máximo de 210,000 BWPD, se requiere elegir un cuerpo receptor con características de caudal y calidad que garantice en toda época del año una capacidad de resiliencia que minimice los potenciales efectos adversos del vertimiento de grandes cantidades de agua (50,000 BWPD), condiciones que presenta el Río Cravo Sur, distante aproximadamente a 5Km de la estación Rancho Hermoso.

Dentro de la caracterización del río en el sitio probable de vertimiento se incluye:<sup>17</sup>

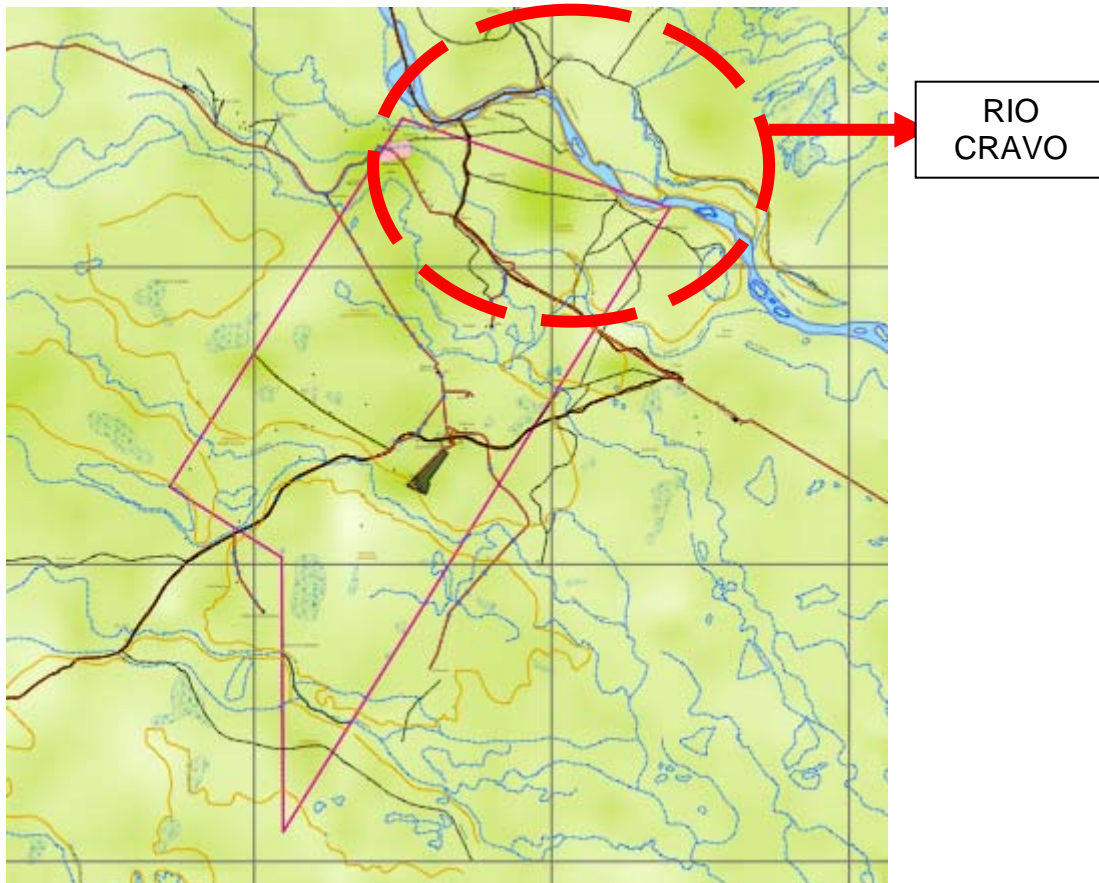
1. “Aforo para el cual se realizó una batimetría en un transepto de 250 m de ancho y medición de velocidades de las diferentes láminas de agua mediante molinete. **El resultado obtenido fue un caudal de 355,12 m<sup>3</sup>/seg., en época de invierno.**”
2. “Muestreo Físicoquímico. **Indicando que las aguas del Río Cravo Sur podrían utilizarse para el consumo humano siempre y cuando se realice tratamiento convencional.**”
3. “Identificación de usos y usuarios del río, **indicando que el principal uso del río es el transporte fluvial. Adicionalmente, establece que la principal concentración de usuarios del río se presenta en las comunidades de Quebrada Seca y La Mariara.**”

Para la disposición de las aguas residuales industriales provenientes de la estación Rancho Hermoso, el punto propuesto para su vertimiento se encuentra ubicado en un remanso del río en línea recta de la estación Rancho Hermoso y aproximadamente 200m aguas abajo de la vivienda Guayabal, en las **siguientes coordenadas : 1.020.754N y 903.523E.**

---

<sup>17</sup> MINISTERIO AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 0113 de 2005. Bogotá. Enero 28 de 2005.p.2.

**Figura 17. Localización río Cravo Sur.**



Fuente. Rancho Hermoso S.A

Elaborado por. Geocol Consultores S.A

**3.2.1.2 Río Cravo Sur (monitoreo fisicoquímico).** Se define como contaminación en el agua a la presencia de material perjudicial e inapropiado para el agua, en concentraciones suficientes como para hacerla inadecuada para el uso.

Las fuentes de contaminación que influyen sobre la calidad de los recursos hídricos se pueden desarrollar a diferentes escalas (local, regional y global), pero por lo general se pueden clasificar en nueve categorías: materia orgánica, contaminantes patógenos y microbianos, nutrientes, salinización, acidificación, metales pesados, compuesto orgánicos tóxicos y contaminantes microorgánicos, termales y partículas en suspensión.

En el presente estudio realizado por la empresa **PRODYCON LABORATORIO AMBIENTAL** se contemplan las diferentes variables fisicoquímicas, las cuales permiten describir las características generales de la calidad del agua del Río Cravo Sur aguas.

**Tabla 31. Resultados fisicoquímicos y microbiológicos aguas arriba y abajo del punto de vertimiento en el río Cravo Sur VS conclusión de resultados**

PARÁMETRO	Aguas arriba	Aguas abajo	CONCLUSIÓN DE RESULTADOS.
Acidez Total	7 mg/L CaCO <sub>3</sub>	6 mg/L CaCO <sub>3</sub>	Aguas arriba y abajo del vertimiento se reporta una <b>baja acidez</b> .
Alcalinidad	41 mg/L CaCO <sub>3</sub>	53 mg/L CaCO <sub>3</sub>	Los puntos monitoreados presentan una alcalinidad que le confiere al agua de ese cuerpo la capacidad de amortiguar cambios ligeros de pH.
Aluminio	0.32 mg/L	0.64mg/L	Se reportan valores menores al rango de 5,0 mg/L (rango máximo para uso agrícola y pecuario).
Metales Pesados	4.6 µg/L	4.4 µg/L	Los valores arrojados en los puntos de monitoreo cumplen con los criterios admisibles para la destinación del consumo humano y doméstico, según lo establecido por el Decreto 1594/84
Bario	0.03 mg/L	0.03mg/L	Los puntos monitoreados se encuentran por debajo de la concentración permisible (1 mg/L).
Carbono Orgánico Total	5 mg/L	5 mg/L	Aguas arriba y abajo del punto de vertimiento sobre el Río Cravo Sur se registra la misma concentración de TOC.
Cloruros	10.3 mg/L	12.7mg/L	Los puntos monitoreados presentan un bajo rango para este analito y cumplen con lo establecido en el Decreto 1594/84.
Color	23.62 APHA/ Pt-Co	14.38 APHA/ Pt-Co	El Decreto 1594/84 establece que el agua con color hasta de 75 unidades requiere tratamiento convencional para su potabilización. El color registrado en el Río Cravo Sur se

PARÁMETRO	Aguas arriba	Aguas abajo	CONCLUSIÓN DE RESULTADOS.
			encuentra dentro de lo enmarcado en el Decreto.
Conductividad	148.5 μS/cm	179.7 μS/cm	Los valores arrojados de conductividad son característicos de aguas blandas en todos los puntos monitoreados.
DBO5	10.0 mg/L O <sub>2</sub>	10.0 mg/L O <sub>2</sub>	Los índices de concentración de DBO en todos los puntos monitoreados es baja y no hay diferencias significativas aguas arriba y abajo del vertimiento.
DQO	-	-	Los valores arrojados muestran una concentración baja de materia orgánica oxidable en el Río Cravo Sur.
Dureza	63 mg/L CaCO <sub>3</sub>	64 mg/L CaCO <sub>3</sub>	En el Río Cravo Sur se reporta una dureza intermedia en los dos puntos monitoreados.
Fenoles	<0.001 mg/L	<0.001 mg/L	Se reportan valores de fenoles inferiores al límite de restricción.
Grasas y Aceites	<0.5 mg/L	2.3 mg/L	El valor arrojado es menor al límite de detección aguas arriba del vertimiento en el río Cravo Sur, pero aguas abajo se registra una concentración de 2,3 mg/L de grasas y aceites.
Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH)	<0.5 mg/L	1.8 mg/L	El valor arrojado es menor al límite de detección aguas arriba del vertimiento en el río Cravo Sur, pero aguas abajo se registra una concentración de 1,8 mg/L de hidrocarburos totales.
Hierro	0.518 mg/L Fe	0.715 mg/L Fe	La concentración de Hierro aguas abajo del punto de vertimiento se encuentra en el límite enmarcado en el Decreto 1594/84 Art. 40
Nitratos	1.06 mg/L	0.84mg/L	Valores reportados en los dos puntos de monitoreo son bajos.
Oxígeno Disuelto	7.60 mg/L O <sub>2</sub>	7.36 mg/L O <sub>2</sub>	Los valores obtenidos para este parámetro en los dos puntos de monitoreo <b>garantizan la supervivencia de organismos</b>

PARÁMETRO	Aguas arriba	Aguas abajo	CONCLUSIÓN DE RESULTADOS.
			<b>acuáticos, ya que se reportan valores superiores a 5 mg/L O<sub>2</sub>.</b>
PH	6.95	7.22	Los valores arrojados muestran niveles de neutralidad en todos los puntos monitoreados.
Sólidos Disueltos	101 mg/L	125 mg/L	La concentración de sólidos disueltos aguas abajo del punto de vertimiento reporta un valor de 125 mg/L. siendo el valor promedio de sólidos disueltos para los ríos de todo el mundo 120 mg/L.
Sólidos Suspendidos	16 mg/L	19 mg/L	Los valores reportados de sólidos suspendidos en el río Cravo Sur son bajos.
Fósforo Total	0.7 mg/L	0.5 mg/L	Se reportan concentraciones bajas de este analito en el Río Cravo Sur.
Sulfatos	13.2 mg/L	13.4mg/L	Los puntos monitoreados presentan una baja concentración de este elemento según lo establecido en el Decreto 1504/84.
Turbiedad	6.67 NTU	17.20 NTU	Aguas abajo del punto de vertimiento en el río Cravo Sur se registra un mayor valor de turbiedad que aguas arriba.

Fuente. Prodycon Laboratorio Ambiental

Elaborado por. Rubén D. Arismendi Rueda

Según las conclusiones del análisis fisicoquímico en el río Cravo Sur aguas arriba y abajo del punto de vertimiento, se determina que este cuerpo de agua se encuentra dentro de los niveles permisibles de acuerdo a lo establecido por el Decreto 1594 de 1984. Aunque hay que tener presente los valores registrados de hidrocarburos Totales, Grasas y Aceites, aguas abajo del vertimiento sobre el río Cravo Sur.

### 3.2.2 Reinyección del agua de producción en formación geológica.

Dentro de la necesidad de solicitar una ampliación en los permisos de vertimiento, justificada por el incremento de aguas residuales (asociadas a la producción), surge a su vez la necesidad de plantear otras formas de disponer dicho desecho debido a solicitudes previas realizadas por parte de los entes reguladores del medio ambiente con el fin de proteger y salvaguardar los recursos hídricos de la región. Por tales motivos se da paso a lo que se conoce como; “reinyección de aguas residuales” en zonas geológicamente viables para disponer tal desecho por medio de pozos DISPOSAL.

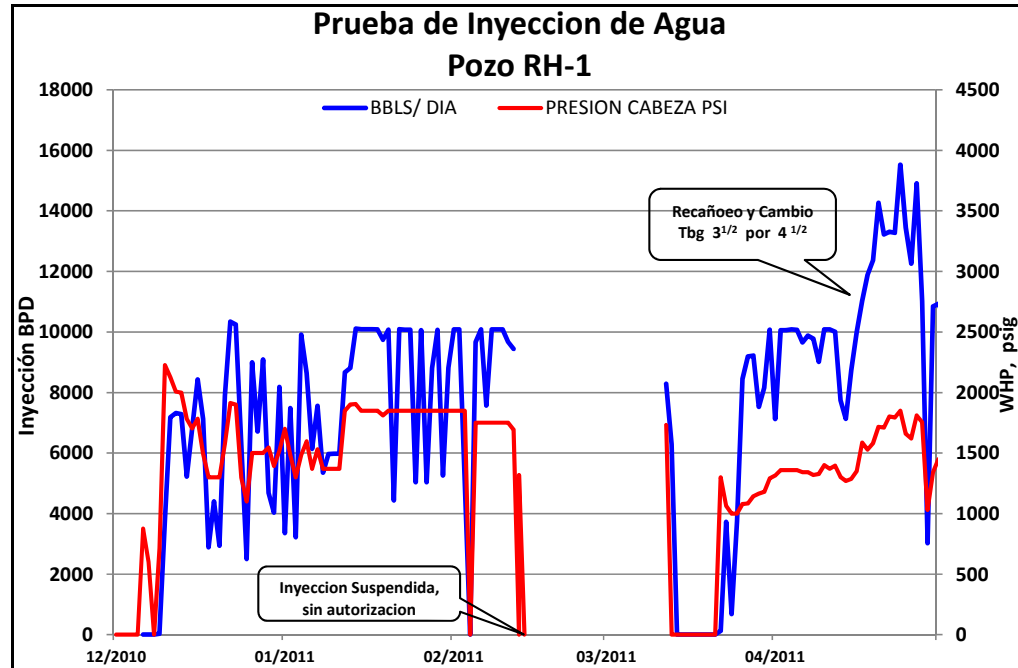
Dentro de las estrategias adoptadas por la empresa CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A en el campo Rancho Hermoso para la disposición de aguas de producción se encuentra la reinyección de aguas residuales tratadas (aguas asociadas a los fluidos de producción), en un caudal hasta de 160,000 BWPD, inicialmente en el pozo RH1 y demás pozos inyectoros, para lo cual se utilizarán unidades geológicas tales como las formaciones UNE y GUADALUPE, del Cretácico, BARCO y CARBONERA, lo cual se definirá según los resultados de las pruebas de inyectividad, previa evaluación de las condiciones físicas, químicas e hidrogeológicas de las mismas.

**3.2.2.1 Pruebas de inyectividad (pozo RH1).** El pozo RH1 es el pionero en cuanto a inyección de agua de formación en el campo Rancho Hermoso. Después de pruebas de inyectividad se estableció que era posible la inyección de un caudal de aproximadamente 15,000 BWPD en la formación GUADALUPE a una presión promedio en cabeza de pozo entre 1500 y 2000 psig.

En la gráfica a continuación (*Figura 18, siguiente página*) se podrá apreciar la prueba de inyectividad realizada en el pozo RH1 el cual fue convertido de

productor a inyector (Disposal) para poder manejar la alta demanda de producción de aguas residuales.

**Figura 18. Prueba de inyección de agua (pozo RH1).**



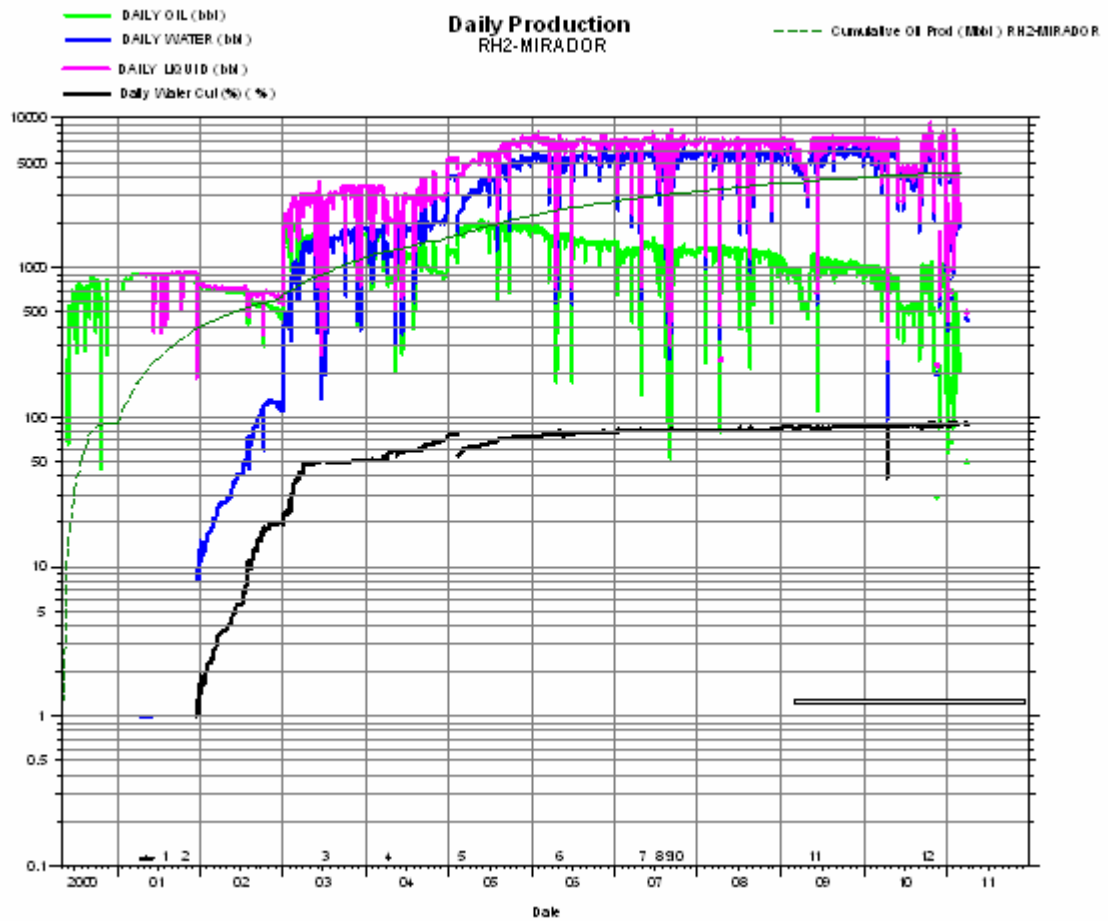
Fuente. Canacol Energy Colombia S.A., Presentación: Comité de seguimiento campo Rancho Hermoso.

**3.2.2.2 Propuesta de Workover en el campo Rancho Hermoso (pozo RH2)- conversión de productor a “DISPOSAL”.** Producto de las limitantes actuales en la disposición de agua de producción en el campo Rancho Hermoso, se encuentran cerrados los pozos RH-2 y RH-3 ST. Dejando pérdidas diarias de aproximadamente 920 BOPD, crudo proveniente de la formación Mirador.

Teniendo en cuenta los altos cortes de agua que se presentan en el pozo RH2 como muestra la *figura 19*, se pretende realizar los estudios financieros pertinentes para poder comprobar la viabilidad de una propuesta de trabajos de Workover en el campo Rancho Hermoso y así crear la oportunidad de aislar y cerrar la formación productora MIRADOR y completar en la formación

GUADALUPE con el fin de presentar alternativas para disponer en ésta las aguas de producción del campo y con esto garantizar la disminución de pérdidas en producción producto de las limitantes en disposición de dicho desecho.

**Figura 19. Producción diaria del pozo RH2 (corte de agua)**



Fuente. CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A., Presentación: Comité de seguimiento campo Rancho Hermoso.

## **4. ANÁLISIS FINANCIERO**

### **4.1 ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO DE WORKOVER**

Es de gran importancia para cualquier proyecto saber los costos que van a tener las diferentes fases de desarrollo del mismo, ya que todo radica en que su implementación debe corresponder a una serie de exigencias técnicas relacionadas con costos mínimos de operación e instalación y que esto sea económicamente rentable para la empresa.

El análisis financiero que se hará a continuación indica de manera general cada uno de los costos de operación e instalación relacionados con el desarrollo del proyecto de interés para la empresa CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A., conversión del pozo RH2 de productor a DISPOSAL, para esto se emplearan aspectos económicos que permitan evaluar la rentabilidad del proyecto, tales como: Flujos de caja, Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno y Payback, con el fin de determinar la viabilidad del proyecto que se desea proponer como alternativa, para gozar de la disposición de un de un mayor caudal de agua de producción.

#### 4.1.1 Costos del trabajo de workover.

**Tabla 32. Costos de producción y facilidades.**

<b>COSTOS DE PRODUCCIÓN Y FACILIDADES</b>	
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>\$ USD</b>
ESP Sub-Surface Equipment (Pumps, motor, clamps, cable, etc)	\$ 29,500
Producing Tubing	\$ 101,108
<b>SUB TOTAL</b>	<b>\$ 130,608</b>
Contingencies (5%)	\$ 6,530
IVA (16%)	\$ 21,942
<b>GRAND TOTAL</b>	<b>\$ 159,081</b>

Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

Elaborado por. Rubén D. Arismendi Rueda

**Tabla 33. Costos de completamiento.**

<b>COSTOS DE COMPLETAMIENTO</b>	<b>\$ USD</b>
Location & Access	\$ 30,000
Location & Access Restoration/ CLEAN-UP	\$ 30,000
Hire of Completion Unit	\$ 309,205
Mob/ Demob/ DTM	\$ 34,837
Rig Rental/ Personal (Day Rate)	\$ 249,206
Catering & Accommodation	\$ 4,666
Stand by	\$ 20,496
Well Site Services	\$ 295,640
Casing/ Csg & Tbg Running Equipment/ Service	\$ 11,000
Cement Unit Equipment/ Service	\$ 96,820
Downhole Equipment Rental or Purchase	\$ 121,805
Sickline Equipment/ Service	\$ 20,720
ENVIROMENTAL CONTROL EQUIPMENT/ Service	\$ 3,392
TCP/ Perforating Equipment/ Service	\$ 41,903
Logistics	\$ 43,298
Aviation Transportation	\$ 771
Trucking	\$ 40,148
Vehicles	\$ 2,379
Well Site Supervision	\$ 22,800
Supervision Engineering	\$ 22,800



<b>COSTOS DE COMPLETAMIENTO</b>	<b>\$ USD</b>
General	\$ 110
Communications	\$ 110
Drilling Hardware	\$ 30,000
Wellhead System	\$ 30,000
Completion Fluids	\$ 23,282
Salmuera	\$ 23,282
<b>SUB TOTAL</b>	<b>\$ 754,335</b>
Contingencies (5%)	\$ 37,717
IVA (16%)	\$ 126,728
<b>GRAND TOTAL</b>	<b>\$ 918,780</b>

Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

Elaborado por. Rubén D. Arismendi Rueda

**Tabla 34. Total Inversión de workover.**

<b>COSTOS TRABAJO DE COMPLETAMIENTO / WORKOVER</b>	<b>\$ USD</b>
COSTOS DE COMPLETAMIENTO TOTAL	\$ 918,780
COSTOS DE PRODUCCION Y FACILIDADES TOTAL	\$ 159,081
<b>GRAND TOTAL</b>	<b>\$1,077,861</b>

Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

Elaborado por. Rubén D. Arismendi Rueda

#### 4.1.2 Costos de las actividades relacionadas con las facilidades de inyección de agua.

**Tabla 35. Costos de las actividades de facilidades para la inyección de agua de producción.**

<b>COSTOS ACTIVIDADES DE FACILIDADES INY. DE AGUA</b>	<b>\$ USD</b>
Tangible Well Equipment Assets	\$ 500,000
Surface Lift Equipment (PUMP JACK)	\$ 470,000
Instrumentation	\$ 30,000
<b>Tangible Facility Assets</b>	<b>\$ 1,455,900</b>
Engineering Design	\$ 11,200
Site Supervision	\$ 7,500
Electrical Labor	\$ 85,000
Instrument Labor	\$ 20,000
Mechanical Erection & Field Installation	\$ 69,000
Civil Works	\$ 50,000
Travel Expenses	\$ 20,000
Hauling & Transportation	\$ 30,000
Precommissioning & Commissioning	\$ 3,200
Tanks	\$ 25,000
Pumps Rotating	\$ 572,000
Pipes-Flowlines	\$ 32,000
Valves & Fittings	\$ 16,000
Power Generators	\$ 515,000
<b>SUB TOTAL</b>	<b>\$ 1,955,900</b>
Contingency (5%)	\$ 97,795
IVA (16%)	328591.2
<b>GRAND TOTAL</b>	<b>\$ 2,382,286</b>

Fuente. Canacol Energy Colombia S.A  
Elaborado por. Rubén D. Arismendi Rueda

#### 4.1.3 Inversión Total (disponer agua de producción en el pozo RH2)

Tabla 36 Inversión Total

COSTOS TRABAJO DE COMPLETAMIENTO / WORKOVER	\$ USD
COSTOS DE COMPLETAMIENTO TOTAL	\$ 918,780
COSTOS DE PRODUCCION Y FACILIDADES TOTAL	\$ 159,081
<b>GRAND TOTAL</b>	<b>\$ 1,077,861</b>

COSTOS ACTIVIDADES DE FACILIDADES INY. DE AGUA	\$ USD
<b>SUB TOTAL</b>	<b>\$ 1,955,900</b>
Contingency (5%)	\$ 97,795
IVA (16%)	328591.2
<b>GRAND TOTAL</b>	<b>\$ 2,382,286</b>

Fuente. Canacol Energy Colombia S.A  
Elaborado por. Rubén D. Arismendi Rueda

Según las tablas de costos de cada una de las actividades que la compañía debe elaborar para poder realizar los trabajos de Workover (convertir el pozo RH-2 de productor a disposal) y la instalación de las facilidades para el tratamiento e inyección del agua de producción en el campo Rancho Hermoso, se llega a un resultado final de **USD es \$3,460,147**. Siendo éste la inversión total que debe hacer la empresa CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A., para poder disponer el agua de formación en un nuevo pozo inyector proveniente de un previo trabajo de Workover.

#### 4.1.4 Pérdidas en producción.

Para poder realizar el análisis financiero y económico, se ha tomado como referencia el parámetro de las pérdidas en producción haciendo la comparación de

la diferencia en caudal de aceite que se estaría perdiendo si se dispone sólo en el pozo RH1 y vertiendo en el río o, si se dispone en los pozos RH1, RH2 y además también se vierte en el río.

Los valores que se obtengan de pérdidas en producción, se podrán transformar en términos monetarios para posteriormente utilizarlos en los flujos de caja. A continuación en la tabla de pérdidas de producción que se puede apreciar en la siguiente página, se muestran los valores correspondientes de pérdidas en producción, en términos de barriles y además en términos de USD por cada mes, comenzando desde Junio de 2011 y culminando en Diciembre de 2012.

**Tabla 37. Pérdidas de producción.**

FECHA	DISPOSICION MAXIMA DE AGUA 45000 BWP.D. (RH01 and RIVER)		DISPOSICION MAXIMA DE AGUA 60000 BWP.D.(RH01, RIVER AND RH02)			Pérdida de Producción total por mes	Pérdida en USD a 67USD pay back por barril
	OIL bbl/d	W bbl/d	OILS bbl/d	W bbl/d	BOPD		
6/1/11	25355	43545	25355	43545	0	0	0
7/1/11	24175	45005	24442	48458	266	8098	542562.784
8/1/11	23763	43474	24392	52145	629	19126	1281452.72
9/1/11	25636	44975	26517	55944	882	26804	1795846.56
10/1/11	25564	43534	27000	59898	1436	43652	2924681.856
11/1/11	25954	44950	27392	60308	1438	43715	2928877.664
12/1/11	23089	45864	24559	60314	1470	44692	2994381.152
1/1/12	19393	45378	21882	60483	2489	75664	5069493.36
2/1/12	17290	45720	19489	59833	2199	66847	4478719.52
3/1/12	16048	43339	17379	59808	1331	40458	2710716.016
4/1/12	14675	45606	15714	59717	1039	31582	2115990.784
5/1/12	13261	45010	14228	58943	967	29394	1969402.288
6/1/12	12107	44256	13137	60526	1030	31309	2097720.688
7/1/12	11210	45145	12092	60407	882	26819	1796885.328
8/1/12	10393	45956	11175	60549	783	23793	1594121.888
9/1/12	9615	45955	10305	59484	691	21004	1407245.488
10/1/12	8898	45124	9573	60209	675	20514	1374412.272
11/1/12	8625	44250	8832	59618	207	6291	421495.392
12/1/12	8033	44836	8459	60860	426	12957	868124.896
						572718	38372130.66

Fuente. Canacol Energy Colombia S.A  
Elaborado por. Rubén D. Arismendi Rueda

#### 4.1.5 Información de entrada.

Esta es la base para cualquier cálculo que se desee realizar en términos de análisis financiero, pues es esta misma la que dará los parámetros iniciales que delimitarán los cálculos desde la fecha de inicio del estudio, la cantidad de barriles que se están perdiendo y su equivalente en USD, y el pay back por barril que es básicamente el descuento que se le hace al índice WTI, producto del proceso de producción y transporte.

**Tabla 38. Información de entrada.**

<b>INFORMACIÓN DE ENTRADA</b>		
Comenzando en Julio de 2011		
Inversión	<b>USD 3,460,147</b>	<b>USD</b>
Crudo WTI	<b>USD 92</b>	<b>USD/BARRIL</b>
Pérdidas totales de producción de Junio 2011 a Diciembre 2012 por restricción en inyección (bbls)	<b>572,718.4</b>	<b>bbls</b>
Pérdida en USD Canacol.	<b>USD 38,372,131</b>	<b>USD</b>
Pay Back por barril	<b>USD 67</b>	<b>USD</b>

Fuente. Canacol Energy Colombia S.A  
Elaborado por. Rubén D. Arismendi Rueda

#### 4.1.6 Flujo de caja.

“La evaluación financiera consiste en determinar si los flujos de caja proyectados que se han obtenido a través del presupuesto de inversiones, bajo ciertos supuestos en su entorno previsto, agregan valor a la inversión que se pone a disposición del proyecto, para lo cual se utilizan criterios e indicadores cuyos valores mínimos son exigidos por los inversionistas.” PDF. EVALUACIÓN DE PROYECTOS CON AYUDA DEL SOFTWARE EXCEL, Dr. WINSTON CASTAÑEDA VARGAS.

Tomando los costos mensuales que se refieren al sistema de inyección facilitados por la empresa CANACOL ENERGY S.A, el análisis financiero arroja valores aun muy favorables para realizar la inversión del proyecto de (W.O) en el pozo RH2 de productor a disposal. estos valores se expresan en la tabla que se presentará a continuación

Tabla 39. Flujo de caja.

FECHA	PERIODO	INVERSION+ Sist Iny	INGRESOS (evitando perdidas en Prod).	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
6/1/11	1	-USD 3,460,147	USD 0	-USD 3,460,147	-USD 3,460,147
7/1/11	2	161,660	USD 542,563	USD 380,903	-USD 3,079,244
8/1/11	3	255,731	USD 1,281,453	USD 1,025,722	-USD 2,053,522
9/1/11	4	230,890	USD 1,795,847	USD 1,564,957	-USD 488,566
10/1/11	5	305,678	USD 2,924,682	USD 2,619,004	USD 2,130,438
11/1/11	6	289,457	USD 2,928,878	USD 2,639,421	USD 4,769,859
12/1/11	7	289,921	USD 2,994,381	USD 2,704,460	USD 7,474,318
1/1/12	8	230,890	USD 5,069,493	USD 4,838,603	USD 12,312,922
2/1/12	9	461,663	USD 4,478,720	USD 4,017,056	USD 16,329,978
3/1/12	10	395,495	USD 2,710,716	USD 2,315,221	USD 18,645,199
4/1/12	11	461,600	USD 2,115,991	USD 1,654,391	USD 20,299,590
5/1/12	12	289,921	USD 1,969,402	USD 1,679,481	USD 21,979,071
6/1/12	13	357,164	USD 2,097,721	USD 1,740,557	USD 23,719,628
7/1/12	14	461,663	USD 1,796,885	USD 1,335,222	USD 25,054,850
8/1/12	15	161,660	USD 1,594,122	USD 1,432,462	USD 26,487,312
9/1/12	16	312,801	USD 1,407,245	USD 1,094,445	USD 27,581,756
10/1/12	17	289,921	USD 1,374,412	USD 1,084,491	USD 28,666,248
11/1/12	18	357,164	USD 421,495	USD 64,332	USD 28,730,579
12/1/12	19	461,663	USD 868,125	USD 406,462	USD 29,137,041

Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

Elaborado por. Ruben D. Arismendi Rueda

#### 4.1.7 Parámetros económicos.

Los parámetros que serán descritos a continuación, son los mínimos exigidos para la evaluación de cualquier proyecto.

##### 4.1.7.1 Valor Presente Neto (VPN).

*“Es la diferencia del valor actual de los ingresos futuros y del valor actual de los egresos (incluyendo las inversiones en el momento cero) que se realizarán durante la vida útil de un proyecto, descontados hacia el presente utilizando un costo de oportunidad del capital, que es el rendimiento exigido por los inversionistas. Este indicador asume que los flujos de caja generados por el proyecto se reinvierten al costo de oportunidad del capital y que los inversionistas que demanda el proyecto tienen un costo financiero, del mismo modo, igual a este costo de capital.”<sup>18</sup>*

##### 4.1.7.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).

*“Es la tasa de descuento que iguala el valor actual de los ingresos con el valor actual de los egresos y representa la tasa de rentabilidad generada por el saldo no recuperado de la inversión. Este indicador asume que los flujos de caja netos tienen un costo financiero de la misma magnitud que la TIR.”<sup>19</sup>*

---

<sup>18</sup> Dr. CASTAÑEDA, Winston. EVALUACIÓN DE PROYECTOS CON AYUDA DEL SOFTWARE EXCEL.PDF en línea. Disponibilidad en versión [http://www.upt.edu.pe/contents/espg/uploaded/investigacion/papers/UPT-EPG-Paper-Evaluacion\\_de\\_Proyectos.pdf](http://www.upt.edu.pe/contents/espg/uploaded/investigacion/papers/UPT-EPG-Paper-Evaluacion_de_Proyectos.pdf)

<sup>19</sup> Ibid.

**4.1.7.3 Pay Back (plazo de recuperación).** El Pay-back o plazo de recuperación, es uno de los llamados métodos de selección estáticos. Se trata de una técnica que tienen las empresas para hacerse una idea aproximada del tiempo que tardarán en recuperar el desembolso inicial en una inversión.

Esta herramienta es útil para la decisión de aceptar sólo los proyectos e inversiones que devuelvan dicho desembolso inicial en el plazo de tiempo que se estime adecuado

## **4.2 TARIFA POR BARRIL DISPUESTO EN EL CAMPO RANCHO HERMOSO.**

A continuación se realizará un estudio de costos para las operaciones de disposición del agua de producción en el campo RANCHO HERMOSO con el fin de determinar el valor que destina la empresa para cualquiera de las dos estrategias de disposición (Vertimiento y/o Inyección).

Los valores a continuación son proporcionados por la empresa CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A., para poder realizar los cálculos pertinentes en el estudio de la tarifa en USD por barril de agua que se dispone.

### **4.2.1 Operaciones de inyección de aguas de producción.**

La *tabla 26* "COSTOS DE INYECCIÓN" muestra los valores en USD, que la empresa destina mensualmente en las operaciones de disposición de agua de producción por el método de Inyección en zonas geológicamente favorables.

**Tabla 40. Costos de Inyección.**

Fecha	Costos de Inyección (USD)
Jan-11	-
Feb-11	-
Mar-11	161,660
Apr-11	255,731
May-11	230,890
Jun-11	312,801
Jul-11	289,921
Aug-11	357,164
Sep-11	461,663
Oct-11	395,495
Nov-11	-
Dec-11	-

Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

Elaborado por. Ruben D. Arismendi Rueda

#### **4.2.2 Operaciones de vertimiento de agua de producción.**

La *tabla 27* “COSTOS PARA VERTIMIENTO” muestra los valores en USD que la empresa CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A destina para el vertimiento mensual de las aguas de producción, la tabla se divide en cinco filas: la primera muestra los meses en los que se realizan los gastos. En la segunda fila se encuentran los gastos necesarios para el tratamiento químico que se le debe realizar al agua de producción. La tercera hace referencia al mantenimiento TOTAL de equipos en el campo. La cuarta muestra los gastos que la empresa destina para el control ambiental y por último, la quinta fila señala otros gastos que ocurren en el campo dentro de los cuales un porcentaje está destinado a la operación de vertimiento.

Al final de la *tabla 27* “COSTOS PARA VERTIMIENTO” se encuentra el promedio mensual para cada una de las actividades que intervienen en la operación de vertimiento. Es de gran importancia informar que para las actividades de:

“Mantenimiento de equipos” y “Otros” se destinará únicamente el 10% del valor total que se muestra mensualmente, pues es este porcentaje el que se destina en las operaciones de vertimiento de agua de producción.

**Tabla 41. Costos para vertimiento.**

	<b>COSTOS PARA VERTIMIENTO</b>			
<b>Fecha</b>	<b>Tratamiento Químico</b>	<b>Mantenimiento de Equipos</b>	<b>Control Ambiental</b>	<b>Otros</b>
Jan-11	-	-	-	-
Feb-11	-	-	-	-
Mar-11	38,989	45,385	39,314	1,010
Apr-11	39,454	3,444	80,887	85,827
May-11	44,377	3,543	211,239	48,381
Jun-11	44,863	65,259	209,966	46,764
Jul-11	47,961	2,160	177,175	376,241
Aug-11	41,911	62,882	4,172	494,152
Sep-11	38,706	97,518	70,223	101,786
Oct-11	42,347	79,155	69,634	221,535
Nov-11	-	-	-	-
Dec-11	-	-	-	-
		“10% DEL PROM”		“10% DEL PROM”
<b>PROM</b>	<b>42326.07214</b>	<b>4491.834297</b>	<b>107826.2306</b>	<b>17196.1918</b>

Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

Elaborado por. Ruben D. Arismendi Rueda

## 5. RESULTADOS

### 5.1 RESULTADOS

#### 5.1.1 Resolución del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial No 1608 de Agosto de 2011.

Durante el desarrollo del proyecto, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, en su Resolución No1608 de Agosto de 2011, tomando en cuenta algunos artículos de interés que se disponen en la parte resolutive, en su *artículo primero* determina: “modificar el numeral 2 del artículo segundo de la Resolución 433 de marzo 2 de 2009, en el sentido de adicionar la autorización para la perforación de veinte (20) nuevos pozos de desarrollo, a partir de máximo siete (7) plataformas multipozos”.<sup>20</sup>

A su vez en el *artículo tercero* dispone la modificación del numeral 1 del artículo primero de la Resolución 1071 de 2010, en el sentido de ampliar la capacidad de facilidades de la estación Rancho Hermoso. “Esta ampliación se hará de manera progresiva y dependerá de los resultados de la perforación de los pozos de desarrollo y/o exploratorios de formación de subsuelo dentro del campo, y las proyecciones de producción”.

Además, siendo de gran importancia para el proyecto, en el *artículo décimo cuarto* resuelve: “No se autoriza el aumento de volumen para vertimiento directo sobre el río Cravo Sur”.

---

<sup>20</sup> MINISTERIO AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 1608 de 2011. Bogotá. Agosto 09 de 2011.

También hace énfasis en el *artículo décimo quinto* a la “no autorización de la construcción de nuevas locaciones para perforación de pozos cuya única destinación sea la reinyección”.

### 5.1.2 Resultados del análisis financiero del proyecto de Workover.

Los resultados del estudio financiero sobre la propuesta del proyecto de workover en el pozo RH2 son apreciables en la *tabla 28*. Teniendo en cuenta cada uno de los parámetros económicos que se deseaban analizar.

**Tabla 42. Parámetros económicos.**

PARÁMETROS ECONÓMICOS	
VPN	USD 18,855,003
TIR	44%
PAYBACK (meses)	5.0

Elaborado por. Rubén D. Arismendi Rueda

### 5.1.3 Resultados de los costos por barril dispuesto en el campo Rancho Hermoso.

**5.1.3.1 Resultado de la tarifa renta por barril de agua inyectado.** En la tabla 29 “TARIFA-RENTA POR BARRIL INYECTADO” se procede a determinar el promedio mensual que cuesta la inyección, el cual se divide en “30” que es el equivalente al número de días que tiene un mes y de esta manera poder obtener el valor en USD que la empresa destina diariamente para la inyección del agua de producción.

Según los datos brindados por la empresa CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A, el promedio de barriles diarios que están siendo inyectados en la actualidad es de 19,000 BBLS, por lo que es posible hallar la “tarifa-renta por barril reinyectado” en la estación RANCHO HERMOSO.

**Tabla 43. Tarifa-renta por barril inyectado.**

Promedio mensual	308,166	USD
Costo Diario	10,272	USD/DIA
Barriles reinyectados	19,000	BBLs
<b>Tarifa-renta por barril Inyectado</b>	<b>0.5406</b>	<b>USD/D*BBLINY</b>

Fuente. Canacol Energy Colombia S.A

Elaborado por. Rubén D. Arismendi Rueda

**5.1.3.2 Resultado del costo por barril vertido.** En la *tabla 30* “COSTO POR BARRIL VERTIDO” se procede a determinar el promedio mensual que cuesta el vertimiento (suma de los cuatro promedios hallados en el *tabla 27* “COSTOS PARA VERTIMIENTO” el cual se divide en “30” que es el equivalente al número de días que tiene un mes, para de esta manera poder obtener el valor en USD que la empresa destina diariamente para la operación de vertimiento del agua de producción del campo.

Según los datos brindados por la empresa CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A, el promedio de barriles diarios que están siendo vertidos en la actualidad es de 30,000 BBLs, por lo que es posible hallar el “costo por barril vertido” en la estación RANCHO HERMOSO.

**Tabla 44. Costo por barril vertido.**

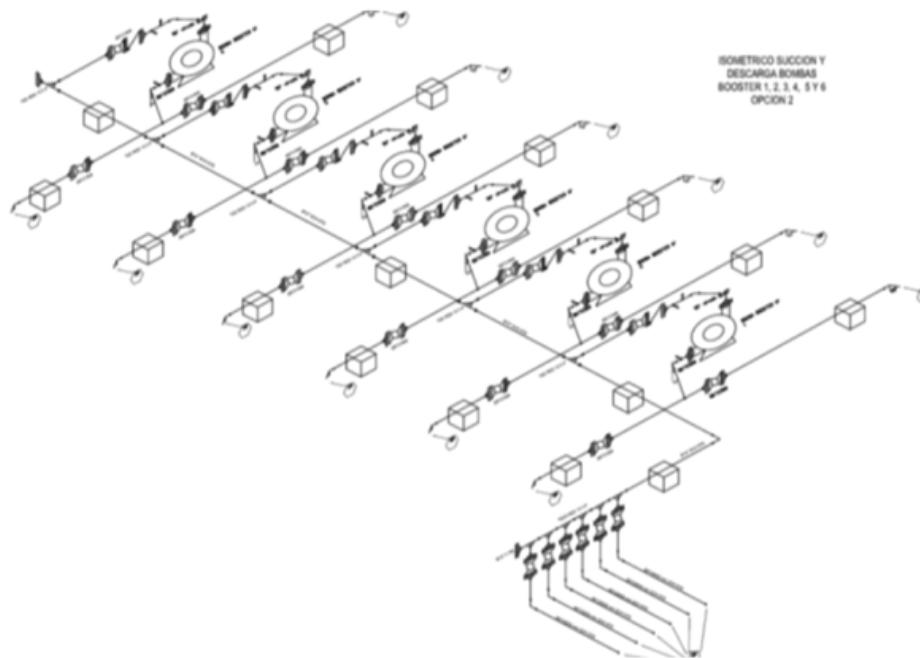
Promedio Mensual	171840.3288	USD
Costo Diario	5728.010961	USD/DIA
Barriles Vertidos	30,000	BBLs
<b>Costo por Barril Vertido</b>	<b>0.190933699</b>	<b>USD/D*BBLVERT</b>

Elaborado por. Rubén D. Arismendi Rueda

## CONCLUSIONES

- Del análisis de las características del agua de producción de la estación campo Rancho Hermoso, se determinó que el agua de formación cumple con todos los requisitos que la ley ambiental impone, excluyendo los FENOLES, los cuales superan el límite establecido por la normatividad ambiental para recursos hídricos. El tratamiento por excelencia para la eliminación fenoles es mediante la oxidación húmeda, empleando aire y oxígeno puro, por lo que dentro de las facilidades y la ampliación de las mismas se nota un énfasis en las instalaciones de sistemas de aireación *figura20*, cajas API y piscinas.

**Figura 20. Sistema de aireación.**



Fuente. Caracol Energy Colombia S.A.

- Del monitoreo fisicoquímico aguas arriba y abajo del punto de vertimiento del río Cravo Sur se puede decir que este cuerpo de agua se encuentra dentro de los niveles permisibles de acuerdo con lo establecido por el Decreto 1594 de 1984. Aunque hay que tener presente los valores registrados de hidrocarburos Totales, Grasas y Aceites, aguas abajo del vertimiento sobre el río Cravo Sur.
- El volumen de agua producida en el campo en la actualidad es de 49,000 Bls/día. De los cuales 30,000 Bls/día son vertidos al río Cravo Sur y 19,000 Bls/día son reinyectados.
- La Resolución del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial No 1608 de Agosto de 2011 en su artículo décimo cuarto resuelve **no** permitir el aumento de los volúmenes de vertimiento a 50,000 Bls/día sobre el río Cravo Sur en las coordenadas de vertimiento. Por lo que se hace necesario determinar la mejor estrategia de disposición del desecho de producción, la cual no involucre aumentos en la descarga de agua de producción al río Cravo Sur; siendo esta la reinyección de las aguas de formación por medio de la conversión del pozo RH2 de productor a “disposal”.
- Los costos por barril de agua vertido “**0.1909 USD**” son menores a los costos de “tarifa-renta” por barril de agua inyectado “**0.5406 USD**”. Debido a lo resuelto por el ministerio en la Resolución No 1608 de Agosto de 2011, la estrategia por la cual se opta para la disposición del agua de producción del campo Rancho Hermoso es la de **inyección**. Aunque se tenga un mayor costo, no se encuentran otras alternativas disponibles ya que la propuesta por parte de la empresa CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A de aumento del volumen de vertimiento fue negada.
- De acuerdo con las pruebas de inyectividad realizadas en el pozo RH1, el volumen de agua de formación que puede ser reinyectado es de

aproximadamente 15,000 Bls/día a una presión de 1500 a 2000 psig. Lo que permite estimar que estos valores de caudal y presión, serán muy similares a los que se podría llegar a manejar para el pozo RH-2 después del trabajo de Workover.

- Para la reinyección de las aguas superficiales, se debe garantizar que estas no tengan comunicación con aguas dulces subterráneas. Por tal motivo siguiendo parámetros petrofísicos y litológicos se escoge las arenas de la formación Guadalupe, ya que se encuentran a altas profundidades, con buen sello de arcilla, lo que garantiza que se encuentren separadas de las arenas superficiales. Además las arenas de esta formación cumplen con los requisitos petrofísicos (porosidad, saturación de agua y permeabilidad) que garantizan una óptima disposición del agua de producción.
- De acuerdo con la evaluación financiera realizada a la propuesta de proyecto de Workover en el pozo RH2, se determina la viabilidad del proyecto pues cumple con algunos de los criterios más importantes de aceptación del método de análisis utilizado, recuperando la inversión de **\$3,460,147 USD** en un periodo de cuatro “4” meses.

Es importante aclarar que la selección del pozo RH2 para la realización de un posible trabajo de Workover, se hace debido a los altos cortes de agua que éste presenta, entre otras condiciones de su completamiento, que lo hacen favorable para esta decisión.

- Al convertir el pozo RH2 de productor a Disposal, se estaría garantizando la disposición de al menos 60,000 Bls/día. Lo que a su vez garantiza la posibilidad del no cierre de pozos por limitantes en los volúmenes de disposición de aguas de producción.

- Cuando se presentan la gráficas del pronóstico de producción de agua, se evidencia un aumento para los primeros años de producción y luego una posterior declinación en la gráfica. Esto se debe a que según la campaña de producción establecida por la empresa CANACOL ENERGY S.A , el tiempo de vida útil del campo llega hasta el año 2017, momento en el cual todos los pozos son cerrados y se abandona el campo. Mientras que se alcanza este tiempo de vida útil, algunos pozos dentro de la campaña de producción del campo, vienen siendo cerrados paulatinamente, ya que alcanzan su límite económico, razón por la cual se presenta la declinación en las gráficas de pronóstico de producción de agua para el campo Rancho Hermoso.

## RECOMENDACIONES

- Intensificar el monitoreo del Rio Cravo Sur aguas arriba y aguas abajo del vertimiento, con el fin de controlar los niveles registrados de Hidrocarburos Totales, Grasas y Aceites, aguas abajo del vertimiento sobre el río Cravo Sur.
- Realizar el trabajo de Workover en el pozo RH2, siguiendo los estudios de inyectividad previamente realizados en el pozo RH1. Ya que como se pudo observar procediendo con el proyecto de Workover, se puede contrarrestar las pérdidas de producción, producto del cierre de pozos por limitantes de disposición de aguas de producción, pagándose la inversión en un periodo de cuatro meses y generando ganancias para la empresa.
- Fomentar el interés en los trabajadores de la estación Rancho Hermoso sobre el cuidado del medio ambiente y sus recursos renovables por medio de capacitaciones cuyo tema principal sea la legislación ambiental y, de esta manera a su vez poder evitar sanciones legales producto de un mal manejo de los desechos de producción.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- American Petroleum Institute. Recommended practice for core analysis: Recommended practice 40. Second edition. Washington: API, 1998.
- ARNOLD, K and STEWART, M. Surface production operations: Design of oil handling systems and facilities. Third edition. Volume one. USA: Elsevier Inc, 2008.
- BACA CUERRA, Guillermo. Ingeniería económica. Octava edición. Editorial educativa.
- BECERRA, F y ESCOBAR, M. Curso de facilidades de producción en campos de petróleo, Elite Training. Bogotá. 2010.
- CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A., Presentación: Comité de seguimiento campo Rancho Hermoso.
- CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A., Estudio de Impacto ambiental para la modificación de la licencia ambiental., Mayo 2011
- CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 99 de 1993. Bogotá. [PDF en línea]. Disponibilidad en versión <http://humboldt.org.co/download/ley99.pdf>.
- Interstate Oil and Gas Compact Commission and ALL Consulting. Aguide to practical management of produced water from Onshore oil and gas in the United States. Tulsa, Oklahoma. October 2006.

- LEGISLACION AMBIENTAL (LEY 99 DE 1993) (en línea).  
<http://www.google.com>: universidad.udea.edu.co.doc.
- McCAIN, William D., Jr. The properties of petroleum fluids. Second edition. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books. 1990.
- MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. Resolución 0773 de 2002. Bogotá. Agosto 05 de 2002.
- MINISTERIO AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 0113 de 2005. Bogotá. Enero 28 de 2005.
- MINISTERIO AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 0433 de 2009. Bogotá. Marzo 02 de 2009.
- MINISTERIO AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 1067 de 2009. Bogotá. Junio 10 de 2009.
- MINISTERIO AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 1071 de 2010. Bogotá. Junio 08 de 2010.
- MINISTERIO AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 1608 de 2011. Bogotá. Agosto 09 de 2011.
- MONCADA, Luis. Simulación de Procesos con HYSYS.2006.
- PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Decreto 1594 de 1984: usos del agua y residuos líquidos. [PDF]. Bogotá.

- RUGE URIBE, Samuel Eduardo y ZAMBRANO GOMEZ, Carlos Eduardo. Métodos de tratamiento y disposición de aguas de producción en campos de petróleo. Bucaramanga, 2001. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos.
- UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO. Facultad de ingeniería: división de ingeniería en ciencias de la tierra. Apuntes de la producción en superficie: manejo de la producción en superficie CAPITULOS 1, 2, 3 y 7. [PDF en línea]. Disponibilidad en versión [http://www.ingenieria.unam.mx/~jagomezc/materias/BAJAR\\_APUNTES.html](http://www.ingenieria.unam.mx/~jagomezc/materias/BAJAR_APUNTES.html).
- VARGAS MIRANDA, Silvia. Optimización del sistema de reinyección en la formación TIYUYACU del área del campo de SHUSHUFINDI-SUR. Quito, 2009. Trabajo de grado (Ingeniera de Petróleos). Universidad Central de Ecuador. Escuela de ingeniería de petróleoos.