

**EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DEL MANEJO
Y DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CARACARA**

OMAR ANDRES PATIÑO FLOREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIASFISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2011**

**EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DEL MANEJO
Y DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CARACARA**

OMAR ANDRES PATIÑO FLOREZ

**Monografía presentada como requisito para obtener el título de Especialista
en Gerencia de Hidrocarburos.**

**Ingeniero Nicolás Santos Santos
Director Escuela de Ingeniería de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIASFISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2011**

CONTENIDO

	PÁGINA
INTRODUCCIÓN	12
1.1. DESARROLLO LEGISLACIÓN AMBIENTAL EN COLOMBIA: PRINCIPALES HITOS Y SU RELACION CON LA INDUSTRI DE LOS HIDROCARBUROS	13
1.2. DISPOSICIONES LEGALES VIGENTES PARA EL MANEJO Y DISPOSICION DEL AGUA DE PRODUCCION EN LA OPERACIÓN DE LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE CARACARA	21
1.2.1. Generalidades Bloque Caracara	21
1.2.1.1. Comportamiento de producción Bloque Caracara	24
1.2.1.2. Manejo de los fluidos de producción en superficie	25
1.2.2. Licenciamiento ambiental Bloque Caracara	27
1.2.2.1. Evolución histórica resoluciones ambientales proferidas para el Bloque Caracara	27
1.2.2.2. Alternativas vigentes para el vertimiento de aguas de producción en el Bloque Caracara	31
1.2.2.2.1. Análisis opción vertimiento en corrientes de agua superficiales	31
1.2.2.2.2. Análisis opción reinyección del agua de producción en pozos para efectos de disposición	33
2.1. DEFINICION METODO DE VERTIMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN A UTILIZAR EN EL BLOQUE CARACARA	36
2.1.1. Selección unidad receptora pozos para reinyección	36
2.2. COMPARACIÓN SISTEMAS PARA EL MANEJO Y DISPOSICIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE CARACARA	42

2.3. SELECCIÓN SISTEMA PARA EL MANEJO Y DISPOSICIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE CARACARA	47
3.1. DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS Y ESTRATEGIAS PARA EL SISTEMA DE INYECCIÓN EN LA UNIDAD C7-M	49
3.2. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS ESTRATEGIAS PARA EL SISTEMA DE INYECCIÓN EN LA UNIDAD C7-M	50
3.3. ESTRATEGIA RECOMENDADA PARA EL SISTEMA DE INYECCIÓN EN LA UNIDAD C7-M	54
3.4. LINEAMIENTOS GENERALES PARA GARANTIZAR QUE NO EXISTIRÁ IMPACTO EN EL ENTORNO AMBIENTAL POR EFECTO DEL PROYECTO DE INYECCIÓN EN LA UNIDAD C7-M	55
4.1. DISCRIMINACIÓN COSTOS DE LEVANTAMIENTO DEL BLOQUE CARACARA	58
4.2. ESTADO ACTUAL DEL MANEJO Y DISPOSICIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE CARACARA	61
4.3. RECOMENDACIONES GENERALES PARA DISMINUCIÓN DEL COSTO DE LEVANTAMIENTO DEL BLOQUE CARACARA	70
4.4. TRABAJOS DE OPTIMIZACIÓN POZOS INYECTORES	72
5.1. OBJETIVOS PROYECTO CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA BLOQUE CARACARA	75
5.2. PASOS A SEGUIR DENTRO DEL PROYECTO DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA DEL BLOQUE CARACARA	75
5.3. ESQUEMAS DE COMPLETAMIENTO APLICABLES EN LOS POZOS DEL BLOQUE CARACARA	76
5.4. EVALUACIÓN ECONOMICA SISTEMAS DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN FONDO	78
BIBLIOGRAFIA	81

LISTA DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1. Localización Bloque Caracara	21
Figura 2. Correlación Estratigráfica pozos Caracara	22
Figura 3. Campos Comerciales Bloque Caracara	23
Figura 4. Comportamiento Producción Bloque Caracara	24
Figura 5. Acumulado Producción Aceite y Agua Bloque Caracara	25
Figura 6. Esquema Facilidades Estación Jaguar	26
Figura 7. Puntos de vertimiento sobre el Río Meta	32
Figura 8. Columna Estratigráfica Cuenca Los Llanos	34
Figura 9. Esquema pozo de reinyección	35
Figura 10. Correlación Pozos Cercanos Bloque Caracara	36
Figura 11. Mapa distribución de espesor Formación León	37
Figura 12. Correlación pozos Bloque Caracara a nivel de la unidad C1	38
Figura 13. Correlación pozos Bloque Caracara a nivel de la unidad C3	39
Figura 14. Correlación pozos Bloque Caracara a nivel de la unidad C5	40
Figura 15. Correlación pozos Bloque Caracara a nivel de la unidad C7-M	41
Figura 16. Diagrama para las opciones para disposición de aguas de producción en el Bloque Caracara.	42
Figura 17. Impacto sensibilidad a opciones de disposición de aguas de producción.	47
Figura 18. Árbol de decisiones estrategia de reinyección Bloque Caracara	49
Figura 19. Caso 1-1. Análisis de Sensibilidad Estrategias de Disposición	52

Figura 20. Caso 6-1. Análisis de Sensibilidad Estrategias de Disposición	53
Figura 21. Caso 6-2. Análisis de Sensibilidad Estrategias de Disposición	54
Figura 22. Modelamiento efecto de Inyección de Agua en la Unidad C1	57
Figura 23. Costo de levantamiento Bloque Caracara	58
Figura 24. Distribución Costos de Levantamiento Bloque Caracara	60
Figura 25. Pozos candidatos a conversión a inyector área Peguita y Elizita	61
Figura 26. Mapa Localización Pozo Jaguar 21	62
Figura 27. Correlación geológica pozos en el área de Jaguar 21	63
Figura 28. Registro de cementación pozo Jaguar 21	64
Figura 29. Registro de Inyección Pozo Jaguar 21	65
Figura 30. Mapa localización Pozo CCS-A12	66
Figura 31. Correlación geológica pozos en el área de CCS-A12	67
Figura 32. Registro de cementación pozo CCS-A12	68
Figura 33. Registro de Inyección Pozo CCS-A12	69
Figura 34. Impacto en el costo de levantamiento al eliminar alquiler de equipos de tratamiento y generación por combustible	71
Figura 35. Análisis VPN para el pozo Jaguar 10 A.	72
Figura 36. Impacto cambio tubería de inyección en Jaguar 21	73
Figura 37. Registro de Inyección Pozo Jaguar T6	74
Figura 38. Sistema control de conificación e inyección de agua en fondo	76
Figura 39. Sistema de separación de agua en fondo con reinyección	77
Figura 40. Evaluación económica instalación separador de agua en fondo e inyección en el pozo Jaguar T5	78

LISTA DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Vertimiento para las aguas asociadas tratadas	28
Tabla 2. Discriminación CAPEX y OPEX de las opciones para disposición de aguas de producción en el Bloque Caracara	44
Tabla 3. Discriminación CAPEX y OPEX por efecto de sensibilidad a los proyectos de Inyección y Vertimiento de aguas de producción	45
Tabla 4. Discriminación CAPEX y OPEX estrategias proyectos de reinyección.	50
Tabla 5. Discriminación CAPEX y OPEX estrategias favorables para el proyecto de reinyección.	51
Tabla 6. Evaluación Económica Estrategias de Inyección en C7-M	55

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DEL MANEJO Y DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CARACARA*

AUTOR: OMAR ANDRES PATIÑO FLOREZ*

PALABRAS CLAVES: Agua de Producción, Vertimiento, Inyección, Valor Presente Neto

CONTENIDO: La disposición de las aguas de producción en los campos de petróleo se ha convertido en un reto técnico y operacional, dado que las actuales normas ambientales dirigen este manejo a prácticas de inyección en fondo. El Campo Caracara se encuentra ubicado en la Cuenca Llanos en Colombia y como otros campos en el área el mecanismo principal de producción es un acuífero de carácter infinito que obliga dentro de la historia de desarrollo del campo a manejar grandes volúmenes de agua asociados a la producción de aceite.

Dadas las actuales normas y regulaciones ambientales para manejo y disposición final de aguas de producción, y la ubicación del Campo en un área sensible (cercanía comunidades indígenas y reservas naturales) hace de esta labor un importante desafío para la Compañía Operadora, tanto en planificación como en inversiones de desarrollo, lo cual afecta en gran medida la rentabilidad y viabilidad futura del proyecto, y en si el Recobro Ultimo de Reservas, al desplazar el límite económico del campo.

Bajo esta perspectiva, para la Gerencia es necesario e importante contar con una definición clara de la problemática y sus diferentes vías de acción, y por ende de las consecuencias tanto técnicas como económicas de cada una de las posibles decisiones a tomar, buscando así generar un cronograma flexible y de fácil control para los trabajos e inversiones a realizar.

* Monografía

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director: NICOLÁS SANTOS SANTOS.

SUMMARY

TITLE: EVALUATION OF THE TECHNICAL AND ECONOMIC IMPACTS OF MANAGEMENT AND DISPOSITION OF THE PRODUCTION WATER FROM THE CARACARA OILFIELD*.

AUTHOR: OMAR ANDRES PATIÑO FLOREZ**

KEYWORDS: Production Water, Disposal, Injection, Net Present Value

DESCRIPTION: The disposition of production water in oil fields has become a technical and operational challenge, given that existing environmental regulations address this management toward injection practices. Caracara Oilfield is located in the Llanos Basin in Colombia and like other fields in the area; the main production mechanism is an aquifer of infinite character that forces within the developmental history of the field to handle large volumes of water associated with the oil production.

Given current environmental standards and regulations for handling and disposal of produced water, and location of the Oilfield in a sensitive area (near indigenous communities and natural protected reserves) makes this work an important challenge for the operator, both in planning as in the development investment, which greatly affects the profitability and future economic viability of the project, including the Estimated Ultimate Recovery of the field, taking into account that economic limit of the field could reach a higher value.

From this perspective, for the management group is necessary and important to have a clear definition of the problem and its various courses of action, and hence the technical and economic consequences of each of the possible decisions to make, looking to generate a schedule flexible and easily controlled for jobs and investment to make.

*Monograph

** “Universidad Industrial de Santander”. Petroleum Engineering Faculty. Specialization in Production of Hydrocarbons. Director: NICOLAS SANTOS SANTOS.

INTRODUCCIÓN

El manejo y disposición de altos volúmenes de agua de producción asociados al recobro de petróleo bajo las actuales tendencias de normatividad ambiental en Colombia y el mundo es un reto para todas las Compañías Operadoras, y no solo desde el punto de vista técnico ó económico, ya entran a jugar otros componentes de tipo social y político, que de ser mal manejados impactan negativamente las diferentes instancias de dicha operación, llegando inclusive a limitar el desarrollo de algunos proyectos de exploración.

Este documento presenta un análisis técnico y económico sobre las alternativas con las que cuenta el Operador del Bloque Caracara para el correcto manejo de las aguas residuales de producción, buscando establecer una estrategia de acción e implementación, que permita asentar las bases del proyecto a seleccionar. Se incluye una revisión en detalle de los costos de levantamiento, donde se logra identificar de forma clara como la cadena de manejo de fluidos tiene un impacto relevante en el valor total del mismo y que debe ser tenido en cuenta en su respectivo plan de desarrollo.

En Colombia la experiencia actual en cuanto a manejo del agua de producción es un proceso en franca construcción, en donde inclusive la parte normativa no tiene un norte definido y es allí el nicho donde la industria y la academia deben marcar un hito de liderazgo tanto técnico como legislativo.

En este capítulo se presentará la revisión de la normatividad ambiental legal vigente en Colombia referente al manejo y disposición de agua de producción en proyectos de explotación de hidrocarburos. Dentro de este marco legal general se enumerarán las diferentes resoluciones ambientales expedidas para el Bloque Caracara, y se establecerá con claridad las condiciones y exigencias establecidas para cumplimiento del Operador en lo referente a disposición del agua de producción.

1.1. DESARROLLO LEGISLACIÓN AMBIENTAL EN COLOMBIA: PRINCIPALES HITOS Y SU RELACIÓN CON LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS

En términos de normatividad y legislación ambiental Colombia inicia este proceso con el Decreto Ley 2811 de 1974, que se conoce como el Código de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente. El cual define el ambiente como patrimonio común, donde el Estado y los particulares deben participar en su preservación y manejo, siendo estos de utilidad pública e interés social. La preservación y manejo de los recursos naturales renovables recibe el mismo tratamiento.

Con la entrada en vigencia de la Constitución Política de 1991 se pasa a una normatividad que propende por el derecho colectivo y del ambiente, tal y como lo estipula el Capítulo III, el cual establece las pautas y lineamientos generales a partir de los cuales toda la política ambiental Colombiana debe desarrollarse. De igual forma el país, como parte ó firmante de diversos tratados internacionales, se ve abocado en su legislación a adecuarse a los estándares que cobran vigor a nivel mundial.

A estos factores podemos agregar como catalizador el hecho que Colombia es un país “ansioso” por proseguir de forma adelantada en las “vías de desarrollo”, lo cual lo hace ávido de recursos financieros orientados a la explotación de sus recursos naturales, para los cuales debe mejorar sus sistemas legales de protección, planificación, control y educación, generando patrones de desarrollo que puedan equipararse con los de aquellos países avanzados y con herramientas de control efectivas en esta área, y así cumplir lo que menciona el Artículo 80, en donde “El Estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución. Además deberá prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados”.

Dentro de este marco legal tenemos la proclamación de la Ley 99 de 1993, denominada la Ley Ambiental, por la cual se crea el Ministerio del Medio

Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables y se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, entre otras disposiciones. En ella se establece que la política ambiental colombiana seguirá los siguientes principios generales:

1. El proceso de desarrollo económico y social del país se orientará según los principios universales y del desarrollo sostenible contenidos en la Declaración de Río de Janeiro de junio de 1992 sobre Medio Ambiente y Desarrollo.
2. La biodiversidad del país, por ser patrimonio nacional y de interés de la humanidad, deberá ser protegida prioritariamente y aprovechada en forma sostenible.
3. Las políticas de población tendrán en cuenta el derecho de los seres humanos a una vida saludable y productiva en armonía con la naturaleza.
4. Las zonas de páramos, subpáramos, los nacimientos de agua y las zonas de recarga de acuíferos serán objeto de protección especial.
5. En la utilización de los recursos hídricos, el consumo humano tendrá prioridad sobre cualquier otro uso.
6. La formulación de las políticas ambientales tendrá en cuenta el resultado del proceso de investigación científica. No obstante, las autoridades ambientales y los particulares darán aplicación al principio de precaución conforme al cual, cuando exista peligro de daño grave e irreversible, la falta de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces para impedir la degradación del medio ambiente.
7. El Estado fomentará la incorporación de los costos ambientales y el uso de instrumentos económicos para la prevención, corrección y restauración del deterioro ambiental y para la conservación de los recursos naturales renovables.
8. El paisaje por ser patrimonio común deberá ser protegido.
9. La prevención de desastres será materia de interés colectivo y las medidas tomadas para evitar o mitigar los efectos de su ocurrencia serán de obligatorio cumplimiento.
10. La acción para la protección y recuperación ambientales del país es una tarea conjunta y coordinada entre el Estado, la comunidad, las organizaciones no gubernamentales y el sector privado. El Estado apoyará e incentivará la conformación de organismos no gubernamentales para la protección ambiental y podrá delegar en ellos algunas de sus funciones.

11. Los estudios de impacto ambiental serán el instrumento básico para la toma de decisiones respecto a la construcción de obras y actividades que afecten significativamente el medio ambiente natural o artificial.

12. El manejo ambiental del país, conforme a la Constitución Nacional, será descentralizado, democrático y participativo.

13. Para el manejo ambiental del país, se establece un Sistema Nacional Ambiental, SINA, cuyos componentes y su interrelación definen los mecanismos de actuación del Estado y la sociedad civil.

14. Las instituciones ambientales del Estado se estructurarán teniendo como base criterios de manejo integral del medio ambiente y su interrelación con los procesos de planificación económica, social y física.

Es claro, a través de la promulgación de estas normas el espíritu de protección ambiental en un marco de desarrollo y adecuada explotación de los recursos naturales, en donde no se es ajeno a los avances y aceptación de responsabilidades que en esta área se alcanzan a nivel mundial. En esta ley se adopta un concepto directriz que marcará la normatividad futura, y corresponde al denominado Desarrollo Sostenible, en donde “se entiende por desarrollo sostenible el que conduzca al crecimiento económico, a la elevación de la calidad de la vida y al bienestar social, sin agotar la base de recursos 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”.

También se definen las funciones del Ministerio de Medio Ambiente, el cual “formulará, junto con el Presidente de la República y garantizando la participación de la comunidad, la política nacional ambiental y de recursos naturales 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”.

Otro de los aportes fundamentales es la creación del Sistema Nacional Ambiental SINA, que es el conjunto de orientaciones, normas, actividades, recursos, programas e instituciones que permiten la puesta en marcha de los principios generales ambientales contenidos en la Ley 99 de 1993.

Con la Ley 790 de 2002, buscando reducir la carga fiscal e imprimir una mayor eficiencia al aparato gubernamental, se dio paso a la fusión de ministerios, y entre otros se creó al denominado Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. A través del Decreto 216 de 2003 se establecen los objetivos, funciones, dirección e integración del sector administrativo de este nuevo ministerio.

Es de destacar que se hace patente a través de este decreto la importancia del concepto de desarrollo sostenible, tal y como reza en el Artículo 1º que establece, que “El Ministerio De Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, tendrá como objetivos primordiales contribuir y promover el desarrollo sostenible a través de la formulación y adopción de las políticas, planes, programas, proyectos y regulación en materia ambiental, recursos naturales renovables, uso del suelo, ordenamiento territorial, agua potable y saneamiento básico y ambiental, desarrollo territorial y urbano, así como en materia habitacional integral”.

Como funciones de este ministerio se consagran las siguientes:

1. Formular, dirigir y coordinar las políticas, regulación, planes y programas en materia habitacional integral, de desarrollo territorial, agua potable y saneamiento básico, y ambiental, uso del suelo y ordenamiento territorial.
2. Determinar los mecanismos e instrumentos para orientar los procesos de ordenamiento territorial del orden nacional, regional y local.
3. Velar porque en los procesos de ordenamiento territorial se apliquen criterios de sostenibilidad e incorporen las áreas de manejo especial, reservas forestales y demás áreas protegidas.
4. Preparar estudios y establecer determinantes y orientaciones técnicas en materia de población para ser incorporadas en los procesos de planificación, ordenamiento y desarrollo territorial.
5. Formular la política nacional sobre renovación urbana, calidad de vivienda, espacio público, equipamiento y lo relacionado con la sostenibilidad ambiental del transporte urbano.
6. Dictar las normas de carácter general para la implementación del proceso de descentralización en materia habitacional.
7. Regular los instrumentos administrativos para el seguimiento a las entidades públicas y privadas encargadas de la producción habitacional.
8. Orientar y dirigir en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores, las negociaciones internacionales y los procesos de cooperación internacional, en materia habitacional, de agua potable, saneamiento básico y ambiental y desarrollo territorial.
9. Identificar y reglamentar, cuando sea del caso, el monto de los subsidios que otorgará la Nación para vivienda, agua potable y saneamiento básico y establecer los criterios para su asignación.

10. Promover la gestión eficiente de los prestadores de servicios de agua potable y saneamiento básico.

11. Las demás funciones asignadas por la Ley.

Es así como el espectro de funciones y responsabilidades se amplía de forma importante, y aunque no es objeto de este estudio, si resulta vital para el país realizar una evaluación de lo acertada de esta decisión en lo que respecta a protección del Medio Ambiente y la aplicación de las normas y controles requeridos para alcanzar el anhelado desarrollo sostenible. Es de destacar, que el actual gobierno del Presidente Juan Manuel Santos, ha aceptado que los objetivos de ahorro y eficiencia buscados con la fusión de ministerios no se ha logrado, y que se trabaja en la separación de algunos de ellos, entre estas propuestas esta el volver a crear el Ministerio de Justicia y el Ministerio del Medio Ambiente.

Continuando con el desarrollo cronológico de hechos relevantes en la legislación ambiental, tenemos la expedición del Decreto 1220 de 2005, por el cual se reglamentan y definen los alcances de las licencias ambientales, así como los proyectos, obras y actividades sujetos a licencia ambiental.

Aquí se establece que la licencia ambiental, es la autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de un proyecto, obra o 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; la cual sujeta al beneficiario de esta, al cumplimiento de los requisitos, términos, condiciones y obligaciones que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales del proyecto, obra o actividad autorizada. La licencia ambiental llevará implícitos todos los permisos, autorizaciones y/o concesiones para el uso, aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales renovables, que sean necesarios para el desarrollo y operación del proyecto, obra o actividad. La licencia ambiental deberá obtenerse previamente a la iniciación del proyecto, obra o actividad. Ningún proyecto, obra o actividad requerirá más de una licencia ambiental.

Para la industria de los hidrocarburos los proyectos que requieren licencia ambiental son los siguientes:

1. Las actividades de exploración sísmica que requieran la construcción de vías para el tránsito vehicular.

2. Los proyectos de perforación exploratoria, por fuera de campos de producción de hidrocarburos existentes, de acuerdo con el área de interés que declare el peticionario.

3. La explotación de hidrocarburos que incluye las instalaciones propias de la actividad y obras complementarias incluidas el transporte interno del campo por ductos y su almacenamiento interno, las vías y demás infraestructura asociada.

4. El transporte y conducción de hidrocarburos líquidos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación que impliquen la construcción y montaje de infraestructura de líneas de conducción con diámetros iguales o superiores a 6 pulgadas (15.24 cm), y el transporte de hidrocarburos gaseosos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación y que reúnan las siguientes condiciones: Longitudes mayores de diez (10) kilómetros, diámetros mayores a seis (6) pulgadas y presión de operación superior a veintiocho (28) bares (400 psi), incluyendo estaciones de bombeo y/o reducción de presión y la correspondiente infraestructura de almacenamiento y control de flujo.

5. Los terminales de entrega y estaciones de transferencia de hidrocarburos líquidos, entendidos como la infraestructura de almacenamiento asociada al transporte por ductos.

6. La construcción y operación de refinerías y los desarrollos petroquímicos que formen parte de un complejo de refinación.

En lo que respecta a competencia, será el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial el encargado de otorgar ó negar de manera privativa la licencia ambiental para los proyectos anteriormente descritos.

El decreto también establece la necesidad de realizar estudios ambientales que deberán ser presentados ante la autoridad ambiental competente, y los cuales serán objeto de emisión de conceptos técnicos por parte de dichas autoridades. Los estudios ambientales a los que hace referencia la norma son el Diagnóstico Ambiental de Alternativas y el Estudio de Impacto Ambiental.

El Diagnóstico Ambiental de Alternativas tendrá como objeto suministrar la información para evaluar y comparar las diferentes opciones que presente el peticionario, bajo las cuales sea posible desarrollar un proyecto, obra o actividad. Las diferentes opciones deberán tener en cuenta el entorno geográfico y sus características ambientales y sociales, análisis comparativo de los efectos y riesgos inherentes a la obra o actividad, y de las posibles soluciones y medidas de control y mitigación para cada una de las alternativas.

El Diagnóstico Ambiental de Alternativas deberá contener:

1. Objetivo y alcance del proyecto, obra o actividad.
2. La descripción del proyecto, obra o actividad.

3. La descripción general de las alternativas de localización del proyecto, obra o actividad caracterizando ambientalmente el área de interés e identificando las áreas de manejo especial, así como también las características del entorno social y económico para cada alternativa presentada.

4. La información sobre la compatibilidad del proyecto con los usos del suelo establecidos en el POT.

Lo anterior, sin perjuicio de lo dispuesto en el Decreto 2201 de 2003, o la norma que lo modifique o sustituya.

5. La identificación y análisis comparativo de los potenciales riesgos y efectos sobre el medio ambiente y los recursos naturales renovables para las diferentes alternativas estudiadas.

6. Identificación de las comunidades y de los mecanismos utilizados para informarles sobre el proyecto, obra o actividad.

7. Selección y justificación de la mejor alternativa.

8. Un análisis costo-beneficio ambiental de las alternativas.

El Estudio de Impacto Ambiental es el instrumento básico para la toma de decisiones sobre los proyectos, obras o actividades que requieren licencia ambiental y se exigirá en todos los casos en que se requiera licencia ambiental de acuerdo con la ley y este reglamento. Este estudio deberá corresponder en su contenido y profundidad a las características y entorno del proyecto, obra o actividad, e incluir lo siguiente:

1. Objeto y alcance del estudio.

2. Un resumen ejecutivo de su contenido.

3. La delimitación del área de influencia directa e indirecta del proyecto, obra o actividad.

4. La descripción del proyecto, obra o actividad, la cual incluirá: localización, etapas, dimensiones, costos estimados, cronograma de ejecución, procesos, identificación y estimación básica de los insumos, productos, residuos, emisiones, vertimientos y riesgos inherentes a la tecnología a utilizar, sus fuentes y sistemas de control.

5. La información sobre la compatibilidad del proyecto con los usos del suelo establecidos en el POT.

Lo anterior, sin perjuicio de lo dispuesto en el Decreto 2201 de 2003.

6. La información sobre los recursos naturales renovables que se pretenden usar, aprovechar o afectar para el desarrollo del proyecto, obra o actividad.

7. Identificación de las comunidades y de los mecanismos utilizados para informarles sobre el proyecto, obra o actividad.

8. La descripción, caracterización y análisis del medio biótico, abiótico, socioeconómico en el cual se pretende desarrollar el proyecto, obra o actividad.

9. La identificación y evaluación de los impactos ambientales que puedan ocasionar el proyecto, obra o actividad, indicando cuáles pueden prevenirse, mitigarse, corregirse o compensarse.

10. La propuesta de Plan de Manejo Ambiental del proyecto, obra o actividad que deberá contener lo siguiente:

a) Las medidas de prevención, mitigación, corrección y compensación de los impactos ambientales negativos que pueda ocasionar el proyecto, obra o actividad en el medio ambiente y/o a las comunidades durante las fases de construcción, operación, mantenimiento, desmantelamiento, abandono y/o terminación del proyecto obra o actividad.

b) El programa de monitoreo del proyecto, obra o actividad con el fin de verificar el cumplimiento de los compromisos y obligaciones ambientales durante la implementación del Plan de Manejo Ambiental, y verificar el cumplimiento de los estándares de calidad ambiental establecidos en las normas vigentes. Asimismo, evaluar mediante indicadores el desempeño ambiental previsto del proyecto, obra o actividad, la eficiencia y eficacia de las medidas de manejo ambiental adoptadas y la pertinencia de las medidas correctivas necesarias y aplicables a cada caso en particular.

c) El plan de contingencia el cual contendrá las medidas de prevención y atención de las emergencias que se puedan ocasionar durante la vida del proyecto, obra o actividad.

d) Los costos proyectados del Plan de Manejo en relación con el costo total del proyecto obra o actividad y cronograma de ejecución del Plan de Manejo.

Como párrafo adicional se tiene que el estudio de impacto ambiental para las actividades de perforación exploratoria deberá adelantarse sobre el área de interés geológico específico que se declare, siendo necesario incorporar en su alcance entre otros aspectos, un análisis de la sensibilidad ambiental del área de interés, los corredores de las vías de acceso, instalaciones de superficie de pozos

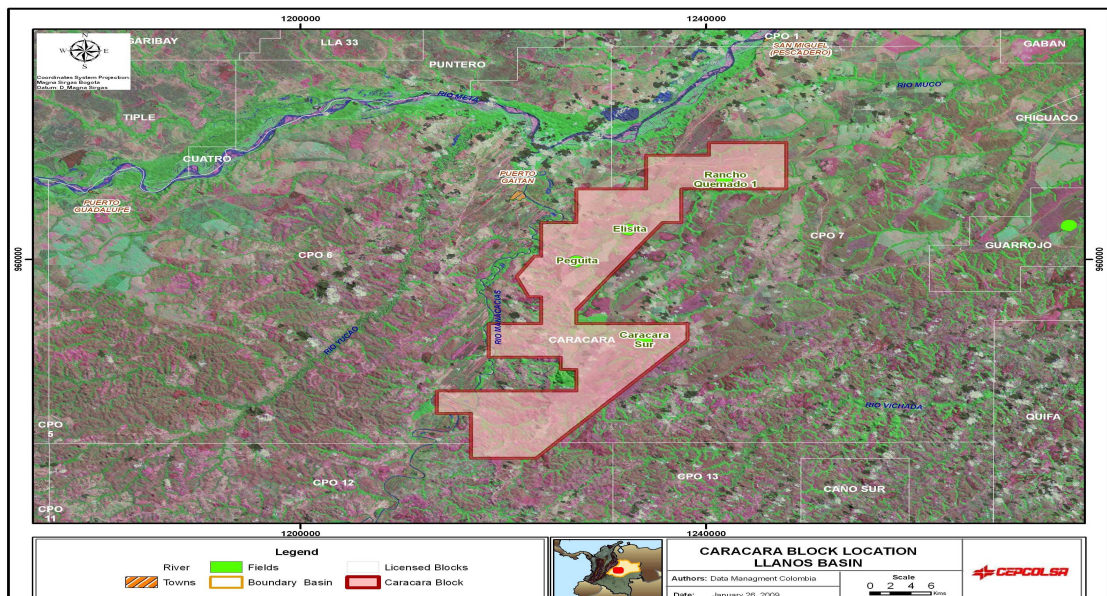
tipo, pruebas de producción y el transporte en carro tanques y/o líneas de conducción de los fluidos generados.

De esta forma, dependiendo de las características del proyecto que se busca entrar a ejecutar ó evaluar, las leyes y decretos anteriores establecen el marco general a seguir, pero se deben tener en cuenta normas legales adicionales relacionadas con su correcto desarrollo.

1.2. DISPOSICIONES LEGALES VIGENTES PARA EL MANEJO Y DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN LA OPERACIÓN DE LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE CARACARA

1.2.1. Generalidades Bloque Caracara (Contrato de Asociación Caracara) : El Contrato de Asociación Caracara fue firmado el 8 de febrero de 2001. La fecha efectiva es el 16 de Abril de 2001, mediante resolución No. 611 del Ministerio de Minas y Energía. El porcentaje de participación en el Contrato de Asociación es el siguiente: ECOPEPETROL 30%, CEPCOLSA 70%, y el régimen de regalías es variable, dependiendo de la tasa de producción (8 a 20%). En la Figura 1 se puede observar la localización del bloque, y cuyas estructuras geológicas corresponden a la Cuenca de los Llanos

Figura 1. Localización Bloque Caracara



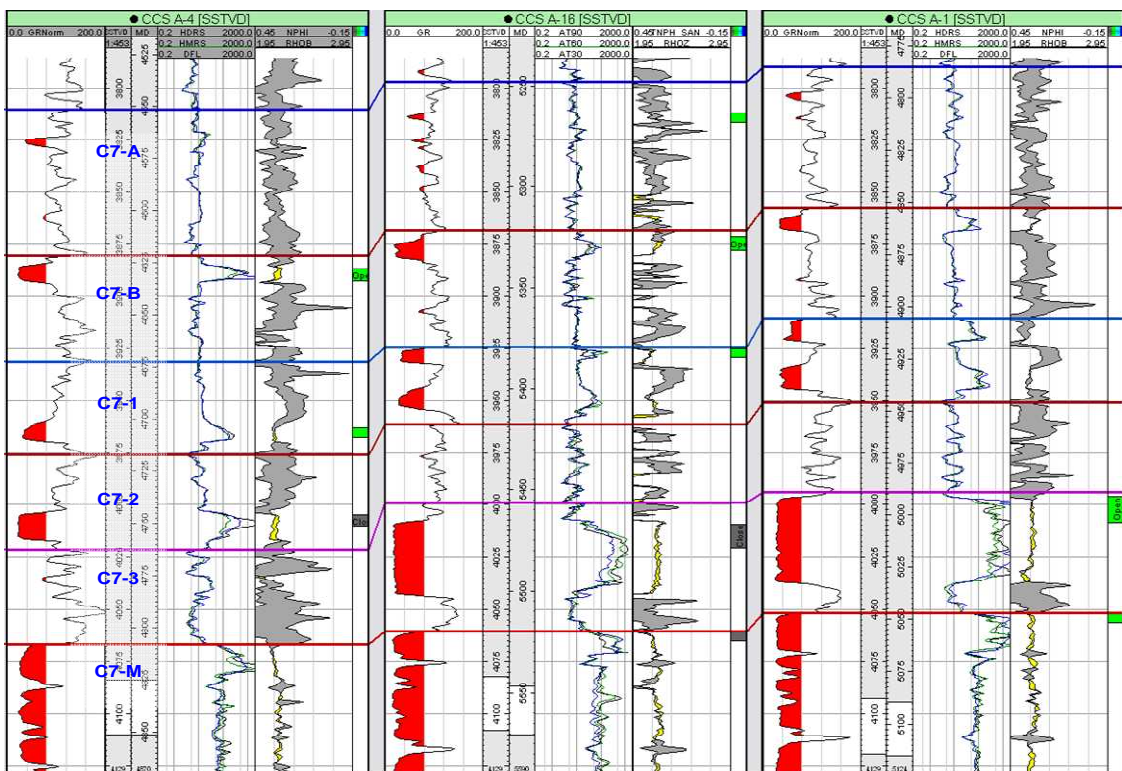
Fuente: Base de Datos Cepcolsa.

En el Bloque Caracara, las principales rocas almacenadoras de hidrocarburos son los diferentes niveles arenosos dentro de la unidad C7 de la Formación Carbonera.

Dentro de la unidad C7 se pueden reconocer dos comportamientos diferentes en el ambiente de depósito, lo cual conllevó a realizar una división de cuerpos arenosos según el comportamiento físico de estos. Areniscas medias - superiores (Cuerpos Lenticulares) e inferiores (Cuerpos Masivos).

La parte media-superior (230 pies de espesor promedio) de la unidad ha sido subdividida en varias Sub-Unidades teniendo en cuenta el comportamiento lenticular con relativa poca extensión horizontal e intercalaciones de litologías finas que aíslan lentes de areniscas. De tope a base la unidad C7 es dividida operativamente en las sub-Unidades C7A, C7-B, C7-1, C7-2, C7-3 y C7-M, esta división se ilustra en el registro tipo de la Figura 2.

Figura 2. Correlación Estratigráfica pozos Caracara

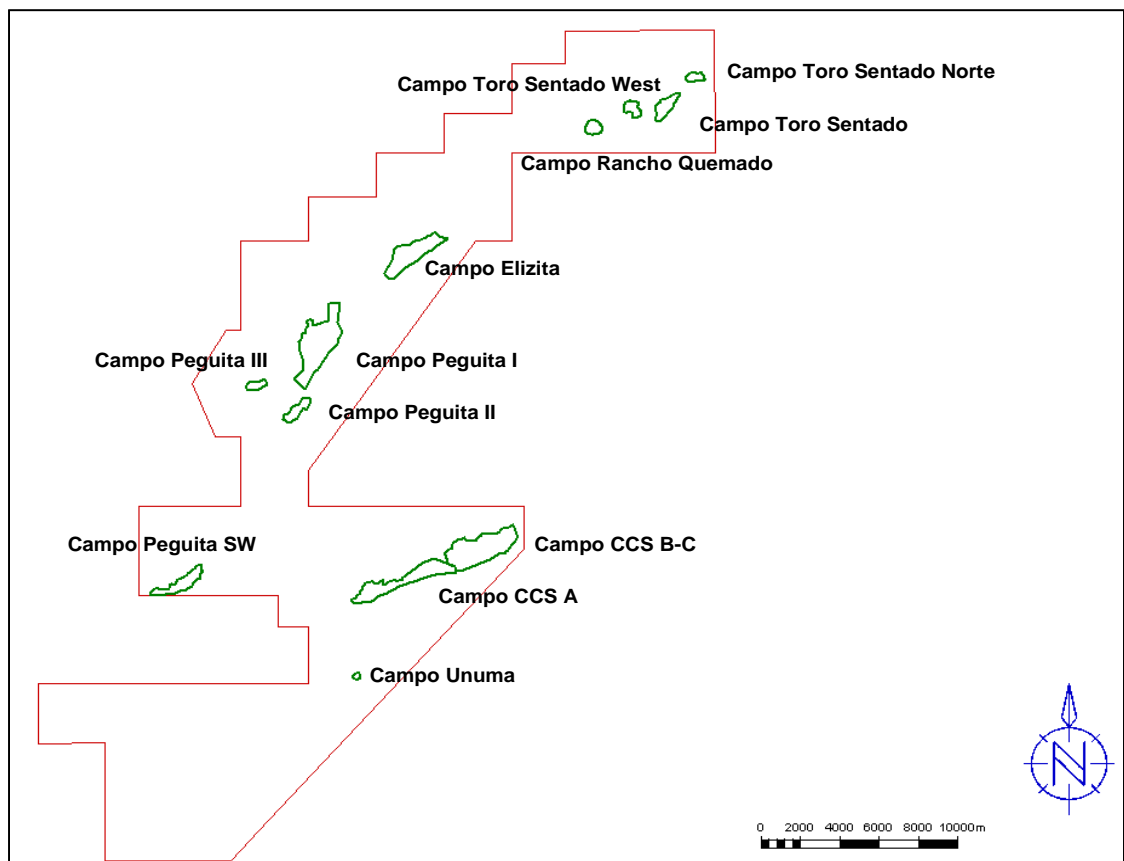


Fuente: Base de Datos Cepsolca

La secuencia más inferior de ésta unidad, se ha denominado operativamente C7-Massive (C7-M), la cual corresponde a un paquete con mucha mayor continuidad lateral, cuyas areniscas son más limpias y sus espesores son más constantes y potentes en comparación con las areniscas superiores.

En el bloque Caracara se presentan diversas estructuras productoras de crudo a nivel comercial, y sobre cada una de estas acumulaciones se ha declarado un campo comercial. En la Figura 3 se puede observar la localización de dichos campos y el nombre respectivo.

Figura 3. Campos Comerciales Bloque Caracara



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

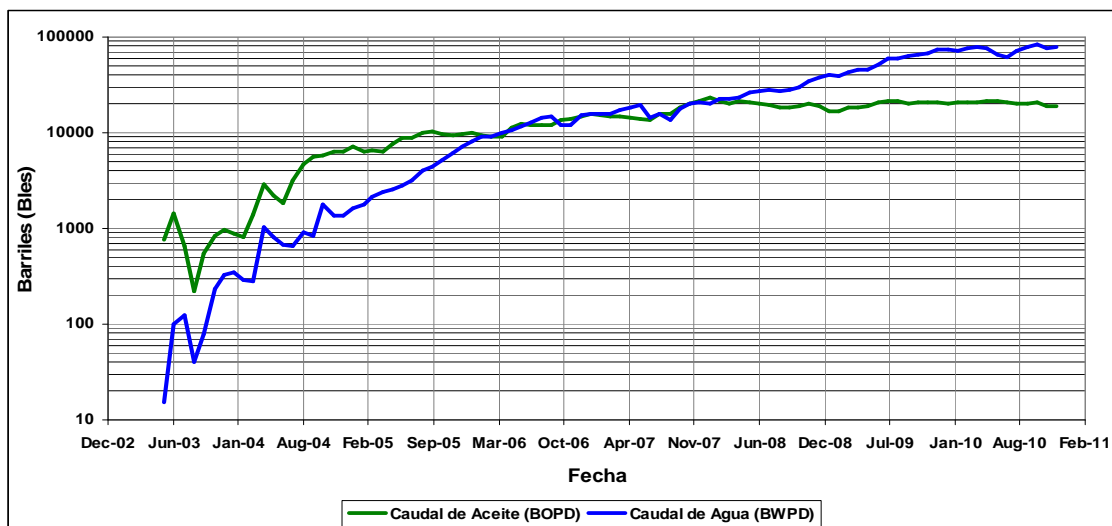
El crudo que se produce en el bloque es de una gravedad de 21.5° API, con un GOR de 8 SCF/STBO y un punto de burbuja a condiciones de yacimiento de 75 psi. El principal mecanismo de producción es un empuje hidráulico por parte de un acuífero altamente activo e infinito, es decir, un sistema normal a la cuenca de los llanos. En algunas áreas las unidades estratigráficas por encima de la unidad C7-

3, no presentan una conectividad fuerte con el acuífero, reflejado en un menor soporte de presión, por lo que a lo largo de la historia de producción se presenta un claro depletamiento en función de los volúmenes extraídos. Lo anterior condiciona en algunos pozos el máximo caudal de fluido en función de la mínima presión de fondo que puede manejar el sistema de levantamiento artificial.

El sistema de levantamiento artificial empleado son equipos electrosumergibles ESP, con un rango de caudales entre 500 y 8000 barriles de fluido por día. Dado el bajo GOR y Punto de Burbuja se considera la producción de gas como despreciable, y los sistemas de facilidades en superficie se concentran en el manejo de agua y aceite.

1.2.1.1. Comportamiento producción Bloque Caracara : La producción del Bloque Caracara inició en el año 2003, y tal como se observa en la Figura 4 se ha alcanzado una estabilización en la producción de aceite de aproximadamente 20 mil barriles por día, y en lo que respecta a la producción de agua, esta sigue la tendencia normal en este tipo de yacimientos, y es que a medida que irrumpe el acuífero para poder mantener los niveles de producción de aceite se requiere manejar un mayor volumen de fluidos y por ende de agua. De esta forma, al finalizar el año 2010 se esta manejando una proporción de 4 barriles de agua por cada barril de aceite, de tal forma que se producen entre 80 y 85 mil barriles de agua por día durante el último trimestre. Para el año 2011 se espera cerrar calendario con una producción promedio de 100 mil barriles de agua por día.

Figura 4. Comportamiento Producción Bloque Caracara

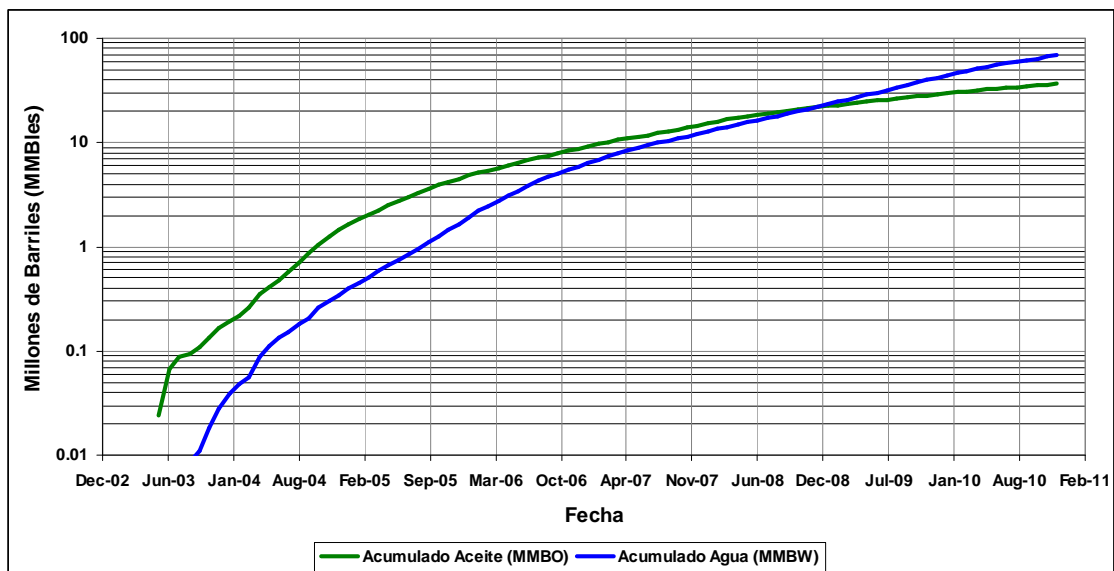


Fuente: Base de Datos Cepcolsa

En términos generales, lo anterior es el reto operacional de aquellos campos cuyas condiciones de producción corresponden al dominio de un acuífero activo, y es lo observado en otros campos de la cuenca, como Ocelote, Santiago, Caño Limón, etc.

En la Figura 5 se cuantifica el acumulado en producción de agua y aceite, y es claro como en línea con lo expresado anteriormente tenemos el doble de agua en relación al total de aceite a 31 de Diciembre de 2010 (Aproximadamente 35 millones de barriles).

Figura 5. Acumulado Producción Aceite y Agua Bloque Caracara



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

1.2.1.2. Manejo de los fluidos de producción (agua y aceite) en superficie : El tratamiento de los fluidos producidos se concentra en tres estaciones ó facilidades que aglutinan los diferentes campos en producción. La Estación Jaguar, localizada en el pozo Jaguar 1, recibe los fluidos de los Campos Peguita I, Peguita II, Peguita III, Peguita SW y Elizita. Para efectos de despacho recibe el crudo limpio de la Estación Toro Sentado, en la cual se realiza el tratamiento para los fluidos de los Campos Toro Sentado, Toro Sentado Norte, Toro Sentado West y Rancho Quemado.

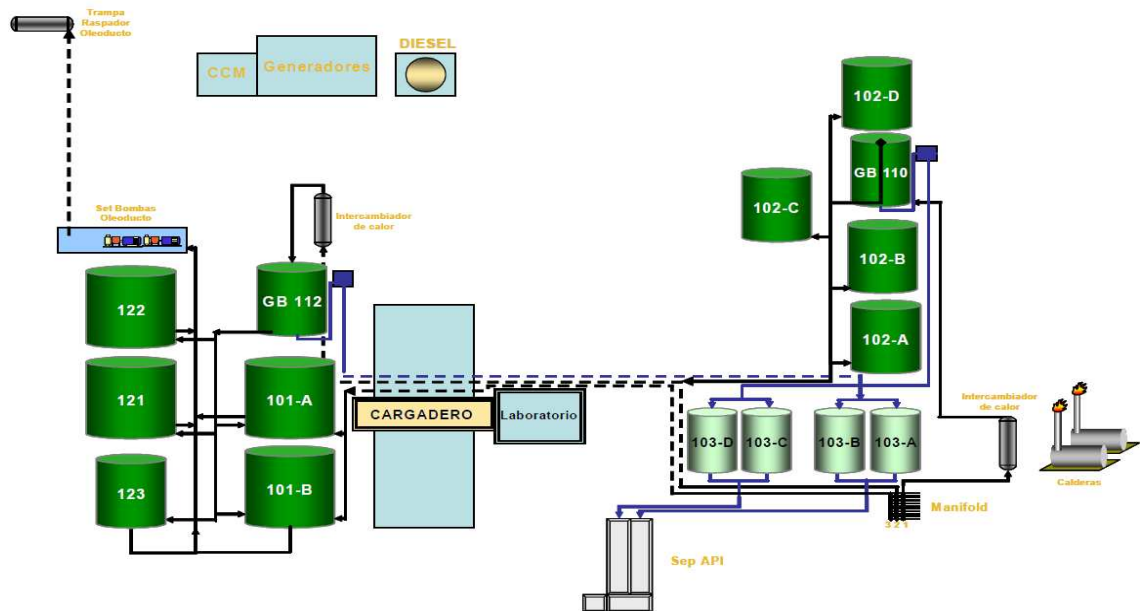
La estación Jaguar cuenta con dos trenes de deshidratación y tratamiento del crudo producido; cada tren esta conformado por un sistema de calentamiento

(intercambiador de calor vapor de agua – fluido de producción) y tanque de deshidratación o tanque de lavado (Gun Barrel), que permiten lograr un crudo producto que complementado con el reposo en los tanques de 5.000 Barriles de capacidad, alcanza el valor de BS&W inferior al 0.5% para su venta. El crudo deshidratado es enviado a los tanques de 10,000 Bls. de capacidad para su almacenamiento, medición y posterior despacho a través el sistema de exportación del oleoducto Jaguar – Santiago.

El agua separada del crudo posee una pequeña cantidad de aceites o hidrocarburos, siendo desnatada inicialmente en tanques tipo “skimming tanks” aptos para retirar una porción del aceite en agua. Jaguar cuenta con dos trenes independientes de desnatado y un separador API desde donde se bombea el agua hacia un tratamiento posterior en el cual se utilizan piscinas, aplicando tratamiento químico para obtener la calidad demanda por la normativa ambiental, para su disposición final.

En las piscinas se ejecuta el enfriamiento de la corriente de agua y la separación final de emulsiones y de los sedimentos asociados, para realizar su vertimiento por micro-aspersión o re-inyección a los pozos Jaguar-T5, Jaguar 17 y Jaguar 21. Un esquema de estas facilidades se puede observar en la Figura 6.

Figura 6. Esquema Facilidades Estación Jaguar



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

La estación Toro Sentado cuenta con un tren de deshidratación y tratamiento del crudo producido, conformado por un tanque de deshidratación o tanque de lavado (Gun Barrel) con sistema de calentamiento (serpentín de vapor de agua) para alcanzar la temperatura de tratamiento de 170° F, que junto con los tanques de reposo de 200 barriles de capacidad (tipo “frac Tank”), permiten lograr un crudo producto con un BS&W inferior al 0.5% para su venta. El crudo deshidratado es enviado a los tanques aforados de 220 Bls. de capacidad para su almacenamiento, medición y posterior despacho en carros tanque hacia la Estación Jaguar.

Para los Campos de Caracara Sur A, Caracara Sur B/C y Unuma se maneja la producción de fluidos en la Estación Caracara Sur B, la cual cuenta con un tren de deshidratación y tratamiento del crudo producido, conformado por un sistema de calentamiento (intercambiadores de calor vapor de agua – fluido de producción) y tratador térmico (Separador), que permiten lograr un crudo producto que complementado con el reposo en los tanques de 10.000 Barriles de capacidad, alcanza el valor de BS&W inferior al 0.5% para su venta. El crudo deshidratado es enviado a los tanques de 10.000 Bls. de capacidad para su almacenamiento, medición y posterior despacho a través el sistema de exportación del oleoducto Jaguar – Santiago (Estación Jaguar).

El agua separada del crudo posee una pequeña cantidad de aceites o hidrocarburos, siendo desnatada inicialmente en tanques tipo “skimming tanks” aptos para retirar una porción del aceite en agua. La Estación CCSB cuenta con un tren de desnatado conformado por dos tanques de 600 Bls de capacidad y un separador API desde donde se bombea el agua hacia un tratamiento posterior en el cual se utilizan piscinas, aplicando tratamiento químico para obtener la calidad demanda por la normativa ambiental, para su disposición final.

En las piscinas se ejecuta el enfriamiento de la corriente de agua y la separación final de emulsiones y de los sedimentos asociados, para realizar su vertimiento por re-inyección en el pozo CCS-A12.

1.2.2. Licenciamiento ambiental Bloque Caracara

1.2.2.1. Evolución histórica resoluciones ambientales proferidas para el Bloque Caracara : A través de la Resolución Número 1331 del 16 de Noviembre del 2004 el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial otorga a la empresa Hupecol LLC la Licencia Ambiental Global para el proyecto “Área de Desarrollo Caracara – Campo Peguita”, localizado en el municipio de Puerto Gaitán.

En ella se establece que los fluidos de producción de los pozos se manejarán en la Estación Jaguar, y que el agua asociada a la producción de crudo en el Campo,

será separada en las instalaciones de procesamiento y enviada a tratamiento y acondicionamiento, mediante un sistema “dewatering” para fluidos de perforación, lavado de equipos y en las pruebas de producción, para su posterior disposición en piscinas para continuar con el tratamiento y ajuste de propiedades y finalmente **realizar vertimiento mediante aspersión, riego en vías ó reinyección**, dependiendo de los avances en el desarrollo del Campo. De igual forma se establece que el volumen de aguas residuales industriales máximo durante la etapa de producción será de 1500 barriles/día por cada pozo, y se estima un total de 54 pozos para un total límite de 81000 barriles/día para todo el Campo.

Como se observa en la historia de producción de la Figura 4 el volumen de producción de agua durante los dos primeros años de operación no superó los 5000 barriles por día, lo cual permitió un manejo sencillo de estos residuos por vía aspersión, en terrenos cercanos a la Estación Jaguar, y en pequeños volúmenes en las diferentes vías del campo cuando se daba la necesidad por efectos de saturación del suelo receptor.

Posteriormente, mediante la Resolución Número 1564 del 21 de Octubre de 2005 se modifica la Resolución 1331 del 2004 en lo referente a las áreas de zonificación de manejo ambiental pero ratifica todas las demás obligaciones, condiciones y autorizaciones de la resolución anterior.

En la Resolución Número 608 del 5 de Abril de 2006 modifica la Resolución 1331 del 2004 e introduce un cambio significativo en el vertimiento de aguas, al establecer que el agua asociada a la producción en el Campo puede disponerse de acuerdo a los escenarios, época climática y sitios de descarga, que se presentan en la Tabla 1:

Tabla 1. Vertimiento para las aguas asociadas tratadas

ESCENARIO	ÉPOCA DEL AÑO	SITIO DE DESCARGA			
		VÍAS	RIEGO	RÍO MANACACIAS	REINYECCIÓN
1	Verano Intenso ó intercalado con lluvias	X	X	X	X
2	Invierno Fuerte			X	X

De esta forma se amplían las opciones de disposición al incluir el vertimiento en el río Manacacias, para lo cual la empresa deberá presentar al Ministerio de

Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial antes del inicio de obras el diseño con las especificaciones técnicas del trazado de la línea de vertimiento y de la estructura de descarga final sobre el río. La línea propuesta tiene una longitud de 9 kilómetros, y corre paralela a un carreteable existente desde el pozo jaguar 1 hasta el Río Manacacias.

A medida que se expiden nuevas resoluciones estas se tornan más restrictivas y específicas respecto a las alternativas para el manejo de los fluidos de producción. Es así como en la Resolución Número 271 del 19 de Febrero de 2008, entre otros puntos se autoriza que las facilidades tempranas de Caracara Sur B se adecuen de manera definitiva, y se autoriza la construcción de la Estación Toro Sentado, **y de manera tajante expresa que el permiso de vertimiento de las aguas de producción sobre áreas de aspersión y vías de acceso, durante la etapa de operación de los pozos de desarrollo, tiene una vigencia de un año a partir de la ejecutoria del presente acto administrativo**, antes del cual la empresa deberá tener en funcionamiento los pozos inyectoras ó en su defecto deberá tramitar la adición de un vertimiento directo sobre aguas superficiales que esté acorde con los volúmenes o caudales de aguas de producción generados por los pozos de desarrollo que se encuentren en producción.

En lo que respecta a la disposición final por reinyección de las aguas residuales tratadas a los pozos perforados, se realizará mediante un completamiento especial para este fin, mediante un mecanismo de bombeo. Los Planes de Manejo Ambiental específicos en los que se incluya esta actividad, deben incluir el análisis de los siguientes aspectos:

- a. La autorización del Ministerio de Minas y Energía para intervenir la formación seleccionada.
- b. Volumen de agua estimada para inyectar.
- c. Proyección de agua residual industrial a producir.
- d. Presión estimada de inyección comparada con las características de la formación receptora.
- e. Descripción técnica del pozo inyector, ubicación georreferenciada y diseño del pozo.
- f. Descripción y especificaciones de la infraestructura y equipos a instalar para llevar a cabo la reinyección.
- g. Condiciones fisicoquímicas en las que se plantea inyectar las aguas de producción.

h. Descripción estratigráfica e hidráulica de la(s) unidad(es) receptora(s). Columna estratigráfica del pozo o los pozos inyectores con sus respectivos espesores e interpretación geológica.

i. Mapa estructural del área (en lo posible que abarque la mayor área posible), con el fin de definir la conectividad de la unidad en la que se piensa inyectar con acuíferos suprayacentes.

j. Consideraciones técnicas realizadas a partir de la información estructural para evaluar si la reinyección de las aguas de Formación no afectará a los acuíferos superiores.

k. Interpretación y correlación de la formación receptora con pozos aledaños.

l. Descripción de las características de porosidad, permeabilidad y capacidad de recepción de las unidades receptoras.

En Junio del 2008 la empresa Hupecol LLC cede su participación y operación de los campos del Bloque Caracara por efecto de compra a la empresa Cepsa Colombia S.A. (Cepcolsa), la cual entra a solicitar un cambio sobre la resolución 0271 del 2008 en lo referente al límite de tiempo para detener los procesos de aspersión, logrando a través de la Resolución Número 0088 del 22 de Enero del 2009 que el permiso de vertimiento de las aguas de producción sobre áreas de aspersión y vías de acceso, durante la etapa de operación de los pozos de desarrollo, **tiene una vigencia de un (1) año y seis (6) meses a partir de la ejecutoria del presente acto administrativo**, antes del cual la empresa deberá tener en funcionamiento los pozos inyectores o en su defecto deberá tramitar la adición de un vertimiento directo sobre aguas superficiales que esté acorde con los volúmenes o caudales de aguas de producción generados por los pozos de desarrollo que se encuentren en producción.

Posterior a esta resolución, el operador Cepcolsa solicitó que el método de aspersión se permitiera como sistema contingente en caso de existir problemas con los vertimientos aprobados en la última resolución, y haciendo eco de esto, se expide la Resolución Número 2253 del 18 de Noviembre del 2009 en donde el vertimiento de aguas residuales tratadas sobre áreas de aspersión tendrá un **plazo máximo e improrrogable dos (2) años, contados a partir de la ejecutoria de la presente Resolución, luego del cual sólo se emplearán las áreas de riego como alternativa para contingencias que se presenten durante la operación de dicho sistema** y que no puedan ser cubiertas por los pozos de respaldo que se tendrán en cada una de las facilidades de producción o estaciones (nuevas o existentes). De igual forma se crea la obligación de presentar el Plan de Contingencia para el uso de áreas de aspersión luego de los dos años otorgados como plazo máximo para su utilización como método alternativo de vertimiento, para evaluación y aprobación del Ministerio de

Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Adicionalmente, se deberán presentar los detalles de la contingencia y la justificación del uso de dichas áreas, especificando el volumen vertido y la fecha de ocurrencia.

En la Resolución Número 1402 del 19 de Julio del 2010 se ratifica el plazo máximo de dos (2) años establecido en la Resolución No. 2253 de 2009, para el vertimiento de residuos líquidos industriales con un caudal de 11700 Bbl, mediante el sistema de riego en áreas de aspersión no será objeto de modificación. Por lo anterior, y una vez vencido el término anterior, la empresa CEPESA COLOMBIA S.A. – CEPCOLSA deberá contar con la infraestructura requerida para el manejo, tratamiento y disposición final del volumen de agua producido, a partir del cálculo de la generación global de aguas residuales industriales en el Área de Desarrollo Caracara, por la operación de más de 50 pozos de desarrollo.

1.2.2.2. Alternativas vigentes para el vertimiento de aguas de producción en el Bloque Caracara : Como se observa en el capítulo anterior las opciones legales para vertimiento de aguas de producción en el Bloque Caracara se limitan a la reinyección en pozos ó la disposición directa en corrientes de agua superficiales que reúnan los requisitos exigidos por la normatividad vigente. También es claro, que el sistema ó sistemas que se adopten deben cubrir el 100 % de la producción de agua de los diferentes campos, y la aspersión solo entraría a operar de forma temporal en casos de emergencia

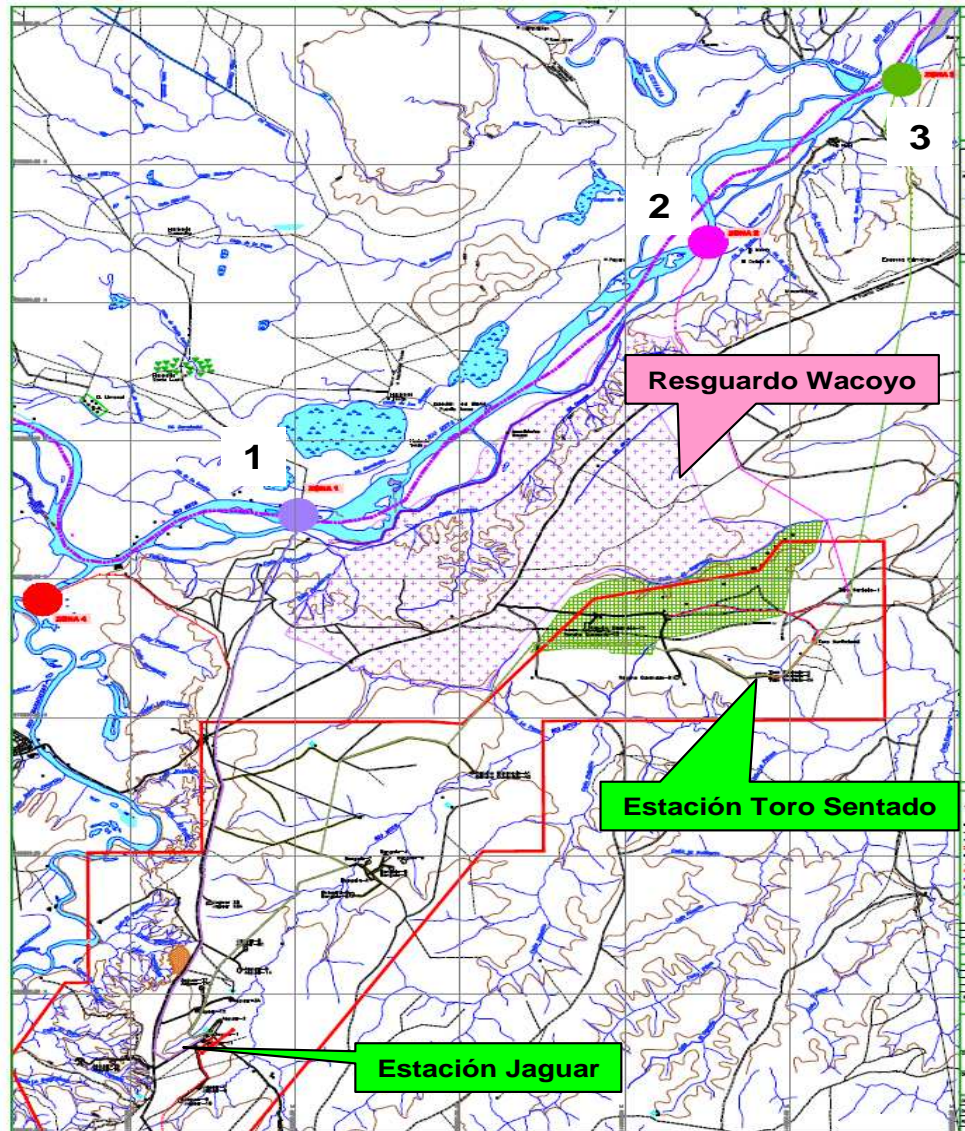
1.2.2.2.1. Análisis opción vertimiento en corrientes de aguas superficiales : Teniendo como referencia que la producción de agua estimada promedio para el año 2011 es de 87 mil barriles por día, y el carácter del yacimiento (empuje hidráulico por parte de un acuífero infinito), conlleva a un incremento gradual en el corte de agua de los pozos, tal y como lo ha mostrado su evolución histórica, se considera que para esta alternativa, en términos de localización geográfica y volúmenes de flujo requeridos, **la corriente de agua superficial seleccionada sería el Río Meta.**

El Río Meta se encuentra al norte del Bloque Caracara, y como se observa en la Figura 7 se establecieron tres (3) posibles puntos de descarga, en función del caudal promedio exhibido aun en época de verano para captar de forma adecuada las aguas tratadas de producción. En esta figura también es importante resaltar la cercanía del Resguardo Indígena Wacoyo, vinculado al municipio de Puerto Gaitán, y cuya extensión es de 8050 hectáreas y una población de aproximadamente 1000 personas de acuerdo al censo realizado por la alcaldía. La descripción de las alternativas es la siguiente:

Alternativa Número 1: Aguas arriba del Resguardo Wacoyo. Consiste en una línea de 22 kilómetros tendida a lo largo del derecho de vía del oleoducto que sale

de la Estación Jaguar a la Estación Maní. Por disposiciones legales esta alternativa requiere la realización de una consulta indígena, al existir la posibilidad de afectar corrientes de agua que son utilizadas por la comunidad del resguardo como fuente de alimento, transporte y labores de higiene.

Figura 7. Puntos de vertimiento sobre el Río Meta



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

Alternativa Número 2: Aguas abajo próximas del Resguardo Wacoyo. Consiste en una línea de 44 kilómetros, sobre la cual a la fecha de este reporte no se tiene

derecho de vía. No requiere consulta indígena, pero sigue siendo una zona socialmente sensible, y que hace necesario el acompañamiento de la comunidad en todo momento.

Alternativa Número 3: Aguas abajo distante del Resguardo Wacoyo. Consiste en una línea enterrada de 60 kilómetros, sobre la cual a la fecha de este reporte no se tiene derecho de vía. No requiere consulta indígena, y no presenta cercanía de comunidades ó asentamientos humanos, pero si requiere un monitoreo de parámetros exigente al tratarse de un entorno con alta riqueza en fauna y flora.

Las Alternativas Número 1 y 2 se han rechazado directamente por la Gerencia, al considerar que el riesgo social es muy alto, y que por experiencias previas en el área, el tiempo requerido para llevar a feliz término una consulta indígena supera los límites establecidos en la última resolución. De igual forma, aun si se cumplen todos los requisitos de ley, la exposición para la operación es crítica al depender de condiciones de entorno que hasta cierto punto son impredecibles, y que en el caso de suspender los vertimientos los puntos de aspersión no podrían absorber el 100 % de la producción.

Bajo las anteriores premisas y consideraciones se mantiene como una opción a evaluar la **Alternativa Número 3**. Sin embargo, y es claro para las tres alternativas, que se contempla el riesgo de tener un punto de vertimiento lejano a la concentración de personal y logística, lo cual implica una mayor planeación para efectos de reacción rápida y eficiente ante cualquier contingencia, que puede ir desde roturas en la línea hasta flujos fuera de los parámetros de control exigidos.

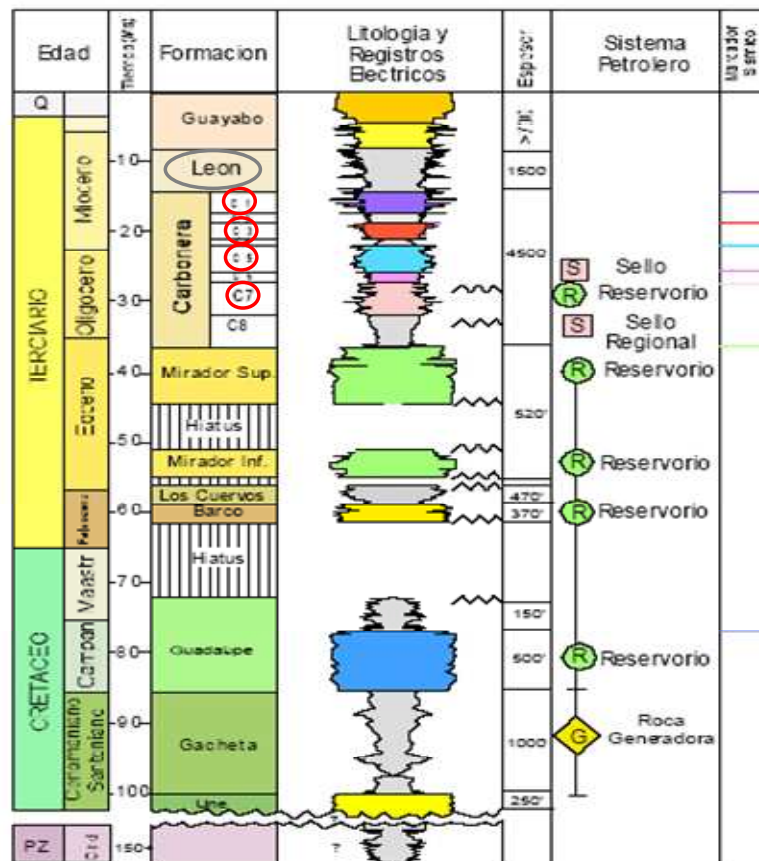
1.2.2.2.2 Análisis opción reinyección del agua de producción en pozos para efectos de disposición : La reinyección de fluidos para efectos de disposición en pozos tal y como lo establece la normatividad vigente exige ciertas condiciones geológicas que garanticen que la operación se puede llevar a cabo de forma continua y segura operativa y ambientalmente.

Estas condiciones geológicas son:

- Arenas competentes y continuas que permitan recibir y almacenar grandes volúmenes de fluido.
- Sellos verticales continuos y con la capacidad suficiente que garanticen que los fluidos inyectados queden confinados en la unidad de interés. Esto aplica especialmente para la protección de cuerpos de agua someros que puedan aflorar a superficie ó que abastezcan corrientes de superficie y que tengan utilización agrícola ó para consumo humano.

En la Cuenca Los Llanos la Formación Carbonera presenta diferentes niveles arenosos con diversos grados de continuidad lateral, los cuales serían los candidatos como unidades receptoras para el proyecto de vertimiento. Lo anterior se muestra en la Columna Estratigráfica de la Figura 8. **La nomenclatura de estos cuerpos es C1, C3, C5 y C7.** En el área del Bloque Caracara la unidad C7 es la de interés en termino de aporte de hidrocarburos, por lo que la sección candidata debe corresponder a las arenas masivas inferiores del C7-M, garantizando que no se afecten las arenas consideradas como yacimiento productor. A nivel regional la Formación León ofrece un excelente sello vertical que garantiza la no contaminación de otras corrientes superficiales.

Figura 8. Columna Estratigráfica Cuenca Los Llanos



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

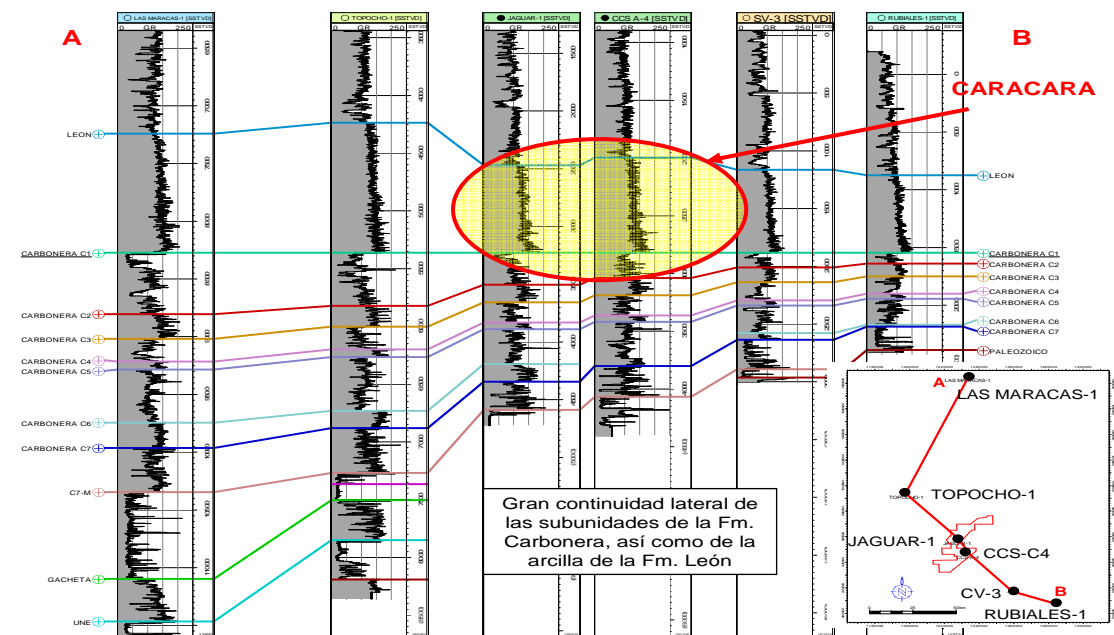
Adicional a las condiciones geológicas el pozo candidato debe cumplir requisitos de no afectación a la acumulación de hidrocarburos y contar con una excelente

En este capítulo se presentarán las alternativas técnicas con las que cuenta el Operador para el manejo y disposición de las aguas de producción siguiendo el marco legal del capítulo anterior. Se evaluarán sus ventajas y desventajas en términos de ejecución de proyecto, lo cual se reflejara en costos de inversión para el proyecto (CAPEX y OPEX) y se establecerán las variables que tendrán un mayor peso en la viabilidad del mismo.

2.1. DEFINICIÓN METODO DE VERTIMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN A UTILIZAR EN EL BLOQUE CARACARA

2.1.1. Selección unidad receptora pozos para reinyección : En línea con lo presentado en el capítulo anterior respecto a las condiciones geológicas requeridas para plantear un proyecto de reinyección, lo primero es evaluar que se tiene un sello vertical que garantice la contención de los fluidos inyectados y por ende la protección de cualquier corriente superficial.

Figura 10. Correlación Pozos Cercanos Bloque Caracara



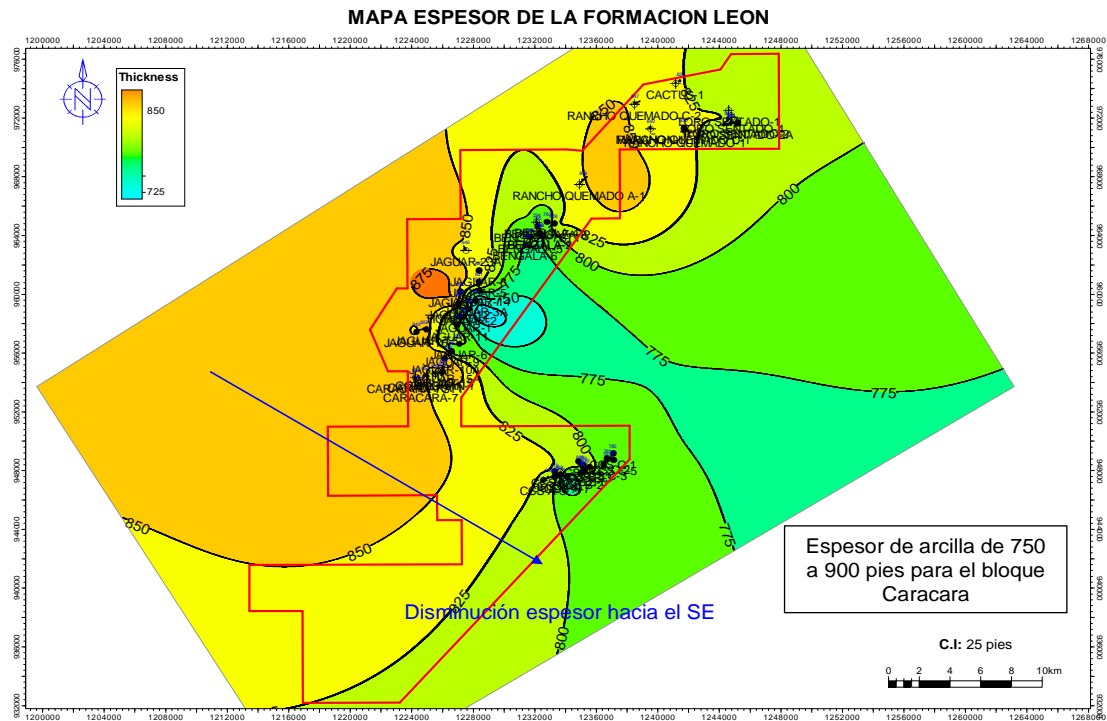
Fuente: Base de Datos Cepcolsa

En el área este sello lo proporciona las arcillas de la Formación León, la cual como se muestra en la correlación de la **Figura 10** para diferentes pozos en el área de la

cuenca llanos y cercanos al Bloque Caracara se tiene una gran continuidad lateral y con espesores que superan los quinientos pies.

De forma particular para el área del Bloque Caracara se ha elaborado un mapa de distribución de espesores construido con los resultados de lo observado en los registros eléctricos de los pozos perforados, el cual se muestra en la **Figura 11**, y en donde es claro que el alto espesor es continuo y garantiza que no se tendrá afectación de corrientes superficiales.

Figura 11. Mapa distribución de espesor Formación León en el Bloque Caracara



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

Teniendo la unidad sello la siguiente tarea es definir el punto de inyección. Las unidades candidatas son el C1, C3, C5 y C7-M.

La primera unidad a evaluar es la denominada C1 en la Formación Carbonera, y para ello se escoge una correlación de Sur a Norte, iniciando con el pozo Caracara 1, que es candidato para conversión a inyector. En la **Figura 12** se puede observar dicha correlación, y se presentan los totales en cuanto a espesor de arena en los diferentes pozos. Aunque tenemos valores significativos de arena en los diferentes pozos del área sur (por encima de los veinte pies), la respuesta

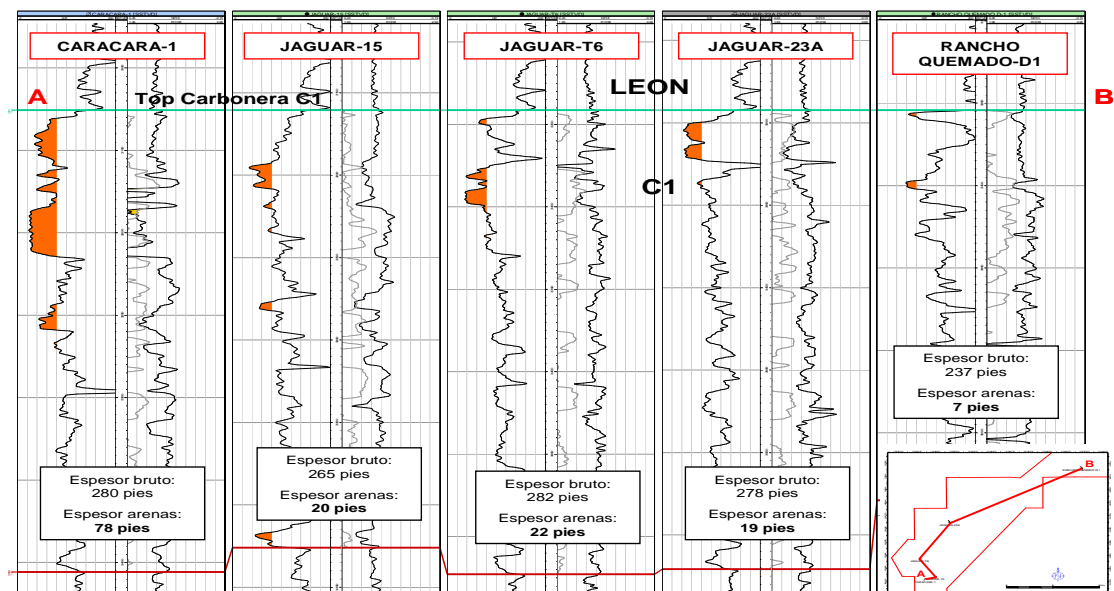
en los registros de estos cuerpos no refleja que se trate de la misma unidad, lo cual genera dudas sobre la continuidad lateral y por ende de su capacidad para almacenar altos volúmenes de fluido.

Operativamente ofrece la ventaja de ser la unidad más somera, lo que implica una menor demanda de energía hidráulica en superficie para el desplazamiento de fluidos y también de requerirse la perforación adicional de pozos con este objetivo de inyección se incurriría en menores costos y se podría balancear la inversión hacia mayores diámetros de revestimiento, que disminuyan las pérdidas de presión hasta el punto de descarga y permita manejar mayores volúmenes de disposición.

La perforación de nuevos pozos para cualquiera de las unidades candidatas buscaría no solo el alcanzar la inyección del total de las aguas de producción, pero también esta el hecho de garantizar la continuidad del proceso teniendo puntos de respaldo ante cualquier eventualidad ó trabajo de mantenimiento que se presente en fondo ó superficie.

La unidad C1 se mantendrá como candidato secundario de inyección, dado que no existe certeza sobre su disponibilidad para albergar el suficiente volumen de fluidos de forma continua a lo largo de la vida útil del proyecto.

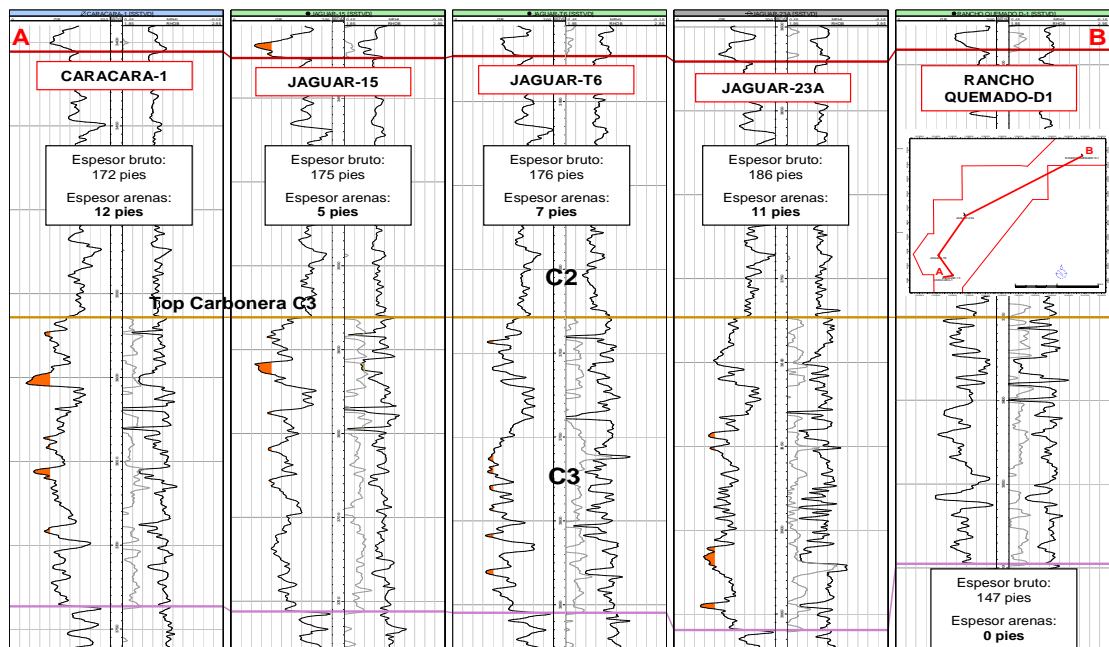
Figura 12. Correlación pozos Bloque Caracara a nivel de la unidad C1



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

La segunda unidad a analizar es la denominada como C3, y siguiendo la misma correlación realizada para la unidad anterior, se presenta en profundidad en la **Figura 13**. Siguiendo la línea de análisis de la unidad C1, se presenta para cada pozo el valor de espesor de arena. A diferencia de la unidad C1, para la unidad C3 en la parte sur el espesor mínimo encontrado es de seis pies, y el máximo no supera los 12 pies, y siguiendo la tendencia de la unidad anterior hacia la zona norte no se tiene presencia significativa de arenas. Aquí el riesgo de capacidad de almacenamiento es mayor que para la unidad C1, aunque en el área de los pozos Caracara 1 y Jaguar 15 a nivel estratigráfico se podría considerar que existe continuidad lateral de la arena de interés, permitiendo considerarlo como un punto de respaldo en operaciones futuras.

Figura 13. Correlación pozos Bloque Caracara a nivel de la unidad C3



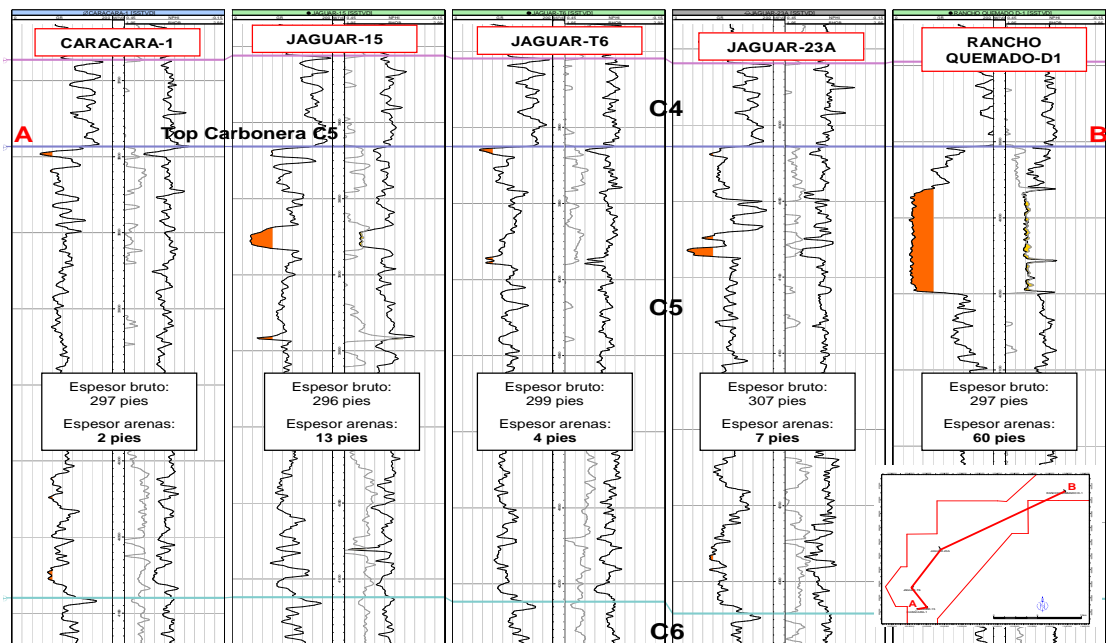
Fuente: Base de Datos Cepcolsa

La calidad de las arenas es otro punto en contra de este intervalo, dado que el análisis petrofísico arroja un sistema de calidad media, con porosidades por debajo del 18 %, lo cual implicaría bajos índices de inyectividad, exigiendo que el sistema de superficie deba compensar esto a través de mayores presiones de inyección ó si se alcanza un límite de diseño a que los caudales sean bajos y se requiera un número antieconómico de pozos para el correcto recibo de las aguas de producción.

Por todo lo anterior la unidad C3 se descarta como candidato a punto de inyección, y su carácter arcilloso puede favorecer un mayor sello hidráulico para intervalos inferiores.

La siguiente unidad a evaluar es la denominada como C5. Es importante destacar que esta unidad es reportada como productora de hidrocarburos en algunos campos de la Cuenca Llanos, como por ejemplo en el Campo Caño Limón, donde las condiciones de entrapamiento permitieron esta condición. Para el Bloque Caracara ya se ha eliminado la posibilidad que el C5 sea considerado reservorio, por lo que no se estaría afectando ninguna acumulación potencial de petróleo.

Figura 14. Correlación pozos Bloque Caracara a nivel de la unidad C5



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

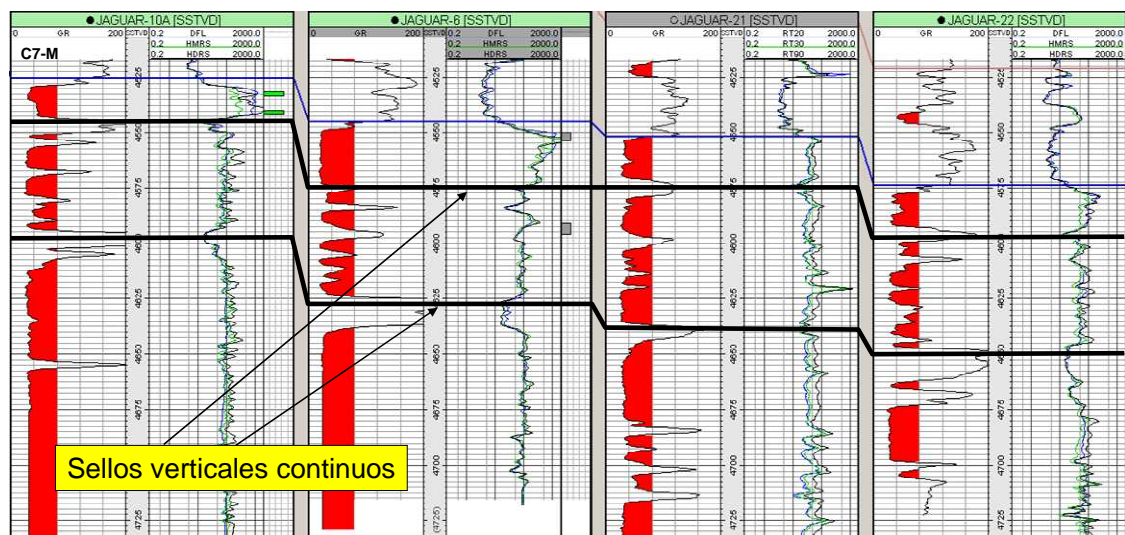
La correlación para esta unidad se puede observar en la **Figura 14**, y a diferencia de las dos unidades anteriores, en el área sur se presenta un desarrollo inferior al de la zona norte, con espesores menores a los 10 pies, y sin ninguna continuidad relevante. Aunque la calidad de las arenas de acuerdo a la interpretación petrofísica es superior a las unidades C1 y C3, con una porosidad promedio del 22 %, el factor estratigráfico sigue siendo el de mayor relevancia al momento de establecer si es referido como candidato. El alto espesor y buen desarrollo presentado en el pozo Rancho Quemado D1 lleva a dirigir futuros esfuerzos en evaluar el potencial específico de este cuerpo en el área norte del bloque

descartando así la zona sur, y por ahora se mantendrá esta opción como punto de referencia en la evaluación.

La última unidad a analizar es la denominada como C7-M, y sobre la cual recae una parte de las reservas y producción de crudo del bloque. Las arenas productoras de aceite se ubican hacia el tope de la unidad, y actualmente se encuentran en producción en los campos Peguita II, Peguita III, Peguita South West, CCS-A y CCS-B-C. En este caso, adicional a la continuidad de las arenas objetivo se debe garantizar el sello vertical que excluya la potencial acumulación de hidrocarburos de un efecto negativo por intrusión de agua. Esta unidad presenta un buen soporte de presión por lo que no requeriría ningún tipo de energía adicional en forma de recobro secundario por inyección de agua.

En la **Figura 15** se observa una correlación para el C7-M en el área del Campo Peguita II, la cual incluye el pozo Jaguar 21, el cual se considera como candidato a conversión a inyector. Es claro que la continuidad lateral de las diferentes arenas es constante, se observan cuerpos con excelente desarrollo en el registro Gamma Ray que redunda en valores de porosidad primaria promedio del 26 %, alcanzando inclusive puntos máximos de 29 a 31 %, sobre los que se infiere unas condiciones hidráulicas favorables en términos de inyectividad y desplazamiento de fluidos.

Figura 15. Correlación pozos Bloque Caracara a nivel de la unidad C7-M



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

De la figura anterior también se destaca la presencia de arcillas separando los cuerpos de arena con un carácter continuo, lo cual garantiza que se tenga un

adecuado sello vertical y por lo tanto brinda certeza sobre la protección de las acumulaciones de hidrocarburos.

Uno de los puntos que se debe considerar para esta unidad es que implica los pozos de mayor profundidad, y por ende de mayor costo, pero también sería el de menor riesgo geológico en cuánto a efectivamente encontrar arenas de un espesor significativo que permita acumular los volúmenes futuros que se esperan de la operación.

Con todo esto podemos tener como resumen que la unidad de mayor potencial para recibir y almacenar los fluidos de producción en una operación de inyección continua es la denominada como C7-M, sobre la cual se garantiza un excelente desarrollo de arenas, una continuidad lateral constante en función de espesores superiores a los cuarenta pies, y la presencia de arcillas ó sellos verticales que dan integridad a las zonas superiores abiertas a producción de hidrocarburos.

De igual forma se debe considerar a la unidad C1 como un punto secundario de inyección para la zona sur del bloque y la unidad C5 para la zona norte. Para estas dos unidades es importante el realizar pruebas representativas de inyección que permitan evaluar el comportamiento de la presión en cabeza en función de los caudales de fluidos desplazado y los volúmenes acumulados del mismo. Con esto se busca evaluar la continuidad lateral de estos cuerpos y no entrar a soportar un proyecto sobre una base de capacidad de almacenamiento no demostrada.

2.2. COMPARACIÓN SISTEMAS PARA EL MANEJO Y DISPOSICIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE CARACARA

De acuerdo a lo revisado en la sección y capítulo anterior los dos métodos válidos para disposición de aguas de producción en el Bloque Caracara son:

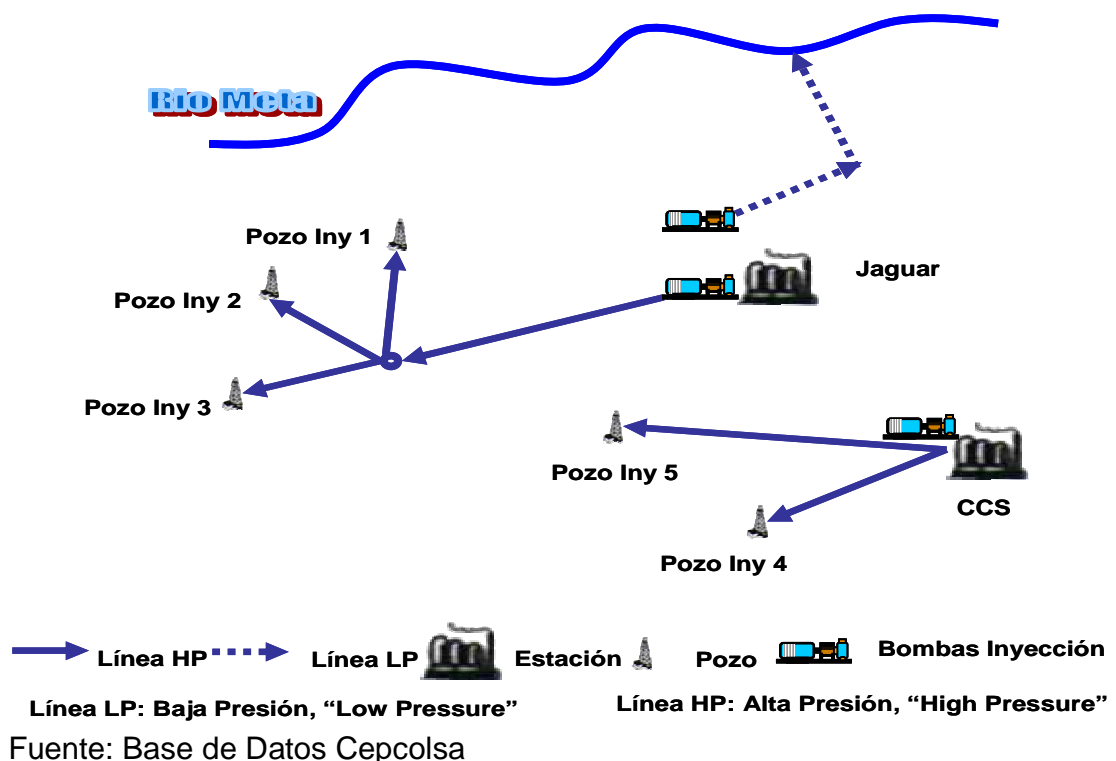
- a. Vertimiento en superficie en el Río Meta a través de una línea enterrada de 60 kilómetros.
- b. Reinyección en fondo en la unidad C7-M.

Para lo anterior se han establecido unas líneas generales de evaluación que permitan establecer un factor diferenciador entre estos proyectos y así encaminar la toma de decisiones y acciones a seguir. La **Figura 16** es un resumen didáctico de las opciones presentadas. En este diagrama se observa el esquema básico del proyecto de reinyección, en donde se concentra el tratamiento de fluidos en la Estación Jaguar y en la Estación Caracara Sur, y de allí las aguas de producción se reinyectarán en cada uno de los pozos seleccionados. En lo que respecta a líneas de flujo, para los pozos se utilizará material de alta presión, hasta un valor máximo en cabeza de 2400 psi, y en lo que respecta a vertimiento se ha pensado

en un sistema de baja presión, teniendo en cuenta que se tiene una topografía suave que no implica cambios de altitud apreciables.

Para la parte de los pozos seleccionados en el caso de Jaguar, se trabajará con reconversión de pozos ya perforados y que las pruebas de producción en los diferentes intervalos de interés determinara que se trata de zonas drenadas ó por debajo del contacto agua/aceite y por lo tanto sin ningún interés en lo que respecta a producción de hidrocarburos. El hecho de trabajar con este tipo de pozos permitirá mitigar costos en el proyecto, aunque se reconoce el hecho que al requerir tubería de inyección hasta la zona de interés el máximo volumen que se puede manejar se limita a valores entre los doce mil y quince mil barriles de agua por día. Los pozos a considerar para conversión en el área de Jaguar son Jaguar 15, Jaguar 17, Jaguar 21 y Jaguar T6. En el área de Caracara Sur se ha incluido la perforación de dos pozos, que tendrán un diagrama de completamiento con cementación hasta superficie e inyección a través del revestimiento de siete pulgadas, lo que permitirá manejar caudales entre los veinticinco mil y los cuarenta mil barriles de agua por día.

Figura 16. Diagrama para las opciones para disposición de aguas de producción en el Bloque Caracara



Los costos de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX) para cada una de las opciones se discrimina en la **Tabla 2**. En ella se incluye la opción de combinar ambos sistemas, en función de los volúmenes a manejar, impactando así en un menor número de pozos y una reducción en el diámetro de la línea de vertimiento. La presión de inyección requerida en planta se estimó en 2400 psi.

En esta tabla se puede observar como el proyecto de menor inversión corresponde al de reinyección, y que el costo de construir 60 kilómetros de línea enterrados con sus respectivas protecciones anticorrosión es de 4 veces al requerido para la perforación de cinco pozos.

En las variables correspondientes al OPEX la de mayor peso corresponde a generación, esto debido a que se utiliza diesel como combustible para la obtención de energía eléctrica. A largo plazo esta es una de las variables a optimizar para cualquiera de las alternativas de disposición.

Tabla 2. Discriminación CAPEX y OPEX de las opciones para disposición de aguas de producción en el Bloque Caracara

	Inyección 100%	Dual 40%/60%	Vertimiento 100%
CAPEX	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
CCSB	13.61	13.23	7.64
Jaguar	18.65	14.85	14.94
Transporte	8.36	37.17	54.66
Pozos	13.80	8.74	0.00
TOTAL	54.42	73.99	77.25
OPEX	MMUS\$/Año	MMUS\$/Año	MMUS\$/Año
CCSB	0.60	0.55	0.27
Jaguar	0.67	0.61	0.61
Transporte	0.22	0.97	1.18
Pozos	1.80	1.00	0.00
Generacion	4.36	2.52	1.7
TOTAL	7.04	5.09	3.53

Fuente: Base de Datos Cepcolsa

Buscando dar peso a limitantes que se puedan presentar en cabeza de pozo en función de la máxima presión de inyección (evitar superar el gradiente de fractura), se consideró el asumir un límite de 1200 psi, y se estableció un mínimo y máximo de inyección entre seis mil y veinticuatro mil barriles de agua por día. Con una presión de 1200 psi no se requeriría líneas de alta presión ni modificaciones en la

configuración de los cabezales, lo cual disminuye significativamente los costos de inversión. Es lógico que al disminuir la presión de inyección se impacte los caudales que se pueda esperar por pozo, siendo más crítico en los pozos de conversión en donde los menores diámetros de flujo aumentan las pérdidas por fricción y por ende el delta efectivo de presión para inyección es menor.

En lo que respecta al OPEX, al tener una menor presión de inyección, los equipos de superficie requeridos en términos de diseño también disminuyen su escala, por lo que las exigencias de consumo eléctrico se atenúan. Para el proyecto de vertimiento las consideraciones anteriores no tienen ningún impacto. Esta sensibilidad para el CAPEX y OPEX se resume en la **Tabla 3**.

Aquí es relevante observar que en el caso de bajos volúmenes de inyección por pozo, se requeriría un mayor número de pozos que garantice el recibir el 100 % del volumen de producción, tal y como lo exige la normatividad vigente, lo cual incrementa de forma abrupta los costos de inversión. Los resultados de estas consideraciones hacen que las opciones de inyección y vertimiento en su máximo escenario sean similares, y que una combinación de ambas no sea una alternativa viable. Desde el punto de vista de lograr un alto volumen de captación por pozo la opción de inyección es claramente la más favorable, por lo que el reto del proyecto debe enfocarse a esta variable y por lo tanto garantizar que los índices de inyectividad se mantengan correspondientes a la calidad petrofísica de las arenas.

Tabla 3. Discriminación CAPEX y OPEX por efecto de sensibilidad a los proyectos de Inyección y Vertimiento de aguas de producción

MM US\$	100% Inyección	Dual (40% Inyección / 60% Vertimiento)	100% Vertimiento
CAPEX	54.42	73.99	77.25
Presión de inyección 1200 psig	- 5.76	-2.9	
Inyectividad del pozo 6000 BWPD	+ 22.16	+ 8.74	
Inyectividad del pozo 24000 BWPD	- 8.01	-4.03	
Línea de vertimiento aérea		-9.89	-16.4
Caso máximo CAPEX	76.58	82.73	77.25
Caso mínimo CAPEX	40.65	57.17	60.85

MM US \$ / AÑO	100% Inyección	Dual (40% Inyección / 60% Vertimiento)	100% Vertimiento
OPEX	7.04	5.09	3.53
Presión de inyección 1200 psig	- 1.81	-0.73	
Inyectividad del pozo 24000 BWPD			
Línea de vertimiento aérea			
CASO MÍNIMO OPEX	5.23	4.73	3.53

Fuente: Base de Datos Cepcolsa

En lo que respecta al OPEX es claro que se debe atacar de forma eficiente los costos de generación, y que las disminuciones en consumos de combustible producto del día a día de la operación tienen un impacto significativo en los acumulados anuales del proyecto.

Para ninguno de los dos proyectos se ha cuantificado ó incluido lo que respecta a riesgo y confiabilidad de la operación, aunque en el caso de inyección el presupuesto incluye el contar con sistemas de bombeo de respaldo en superficie y en lo que respecta a fondo se mantendrá un margen de inyección en cada pozo que permita suplir problemas de volumen, por ejemplo efectos de un arenamiento en fondo, sobre el cual se requiera un servicio de limpieza ó trabajos adicionales de re-cañoneo para aumentar el área abierta a flujo.

Para el caso de vertimiento, se tiene en superficie un sistema de respaldo para bombeo, pero en caso de presentarse problemas en la línea de transporte ó inconvenientes con la calidad del agua transportada (por ejemplo un alto contenido de partículas aceitosas) el único respaldo sería retomar el proceso de aspersion, él cual no permitiría manejar un 100 % del volumen producido por un periodo superior a veinticuatro horas, por lo que se requeriría entrar a reducir los caudales de aquellos pozos con mayor corte de agua y volumen de fluidos, y se estaría igualmente sacrificando producción de aceite. Como vimos en las tablas anteriores un sistema combinado sobrepasa los costos de los proyectos individuales.

Un factor de riesgo colateral para el proyecto de vertimiento es la posibilidad de afectación social al entorno, y la necesidad de entrar a negociar tierras en un proceso que aumenta la exposición del proyecto. Es claro para la Operadora en función de su experiencia en el área, que cualquier inconveniente de índole ambiental desencadenaría un nefasto efecto social de carácter domino que podría llevar inclusive al cierre del campo.

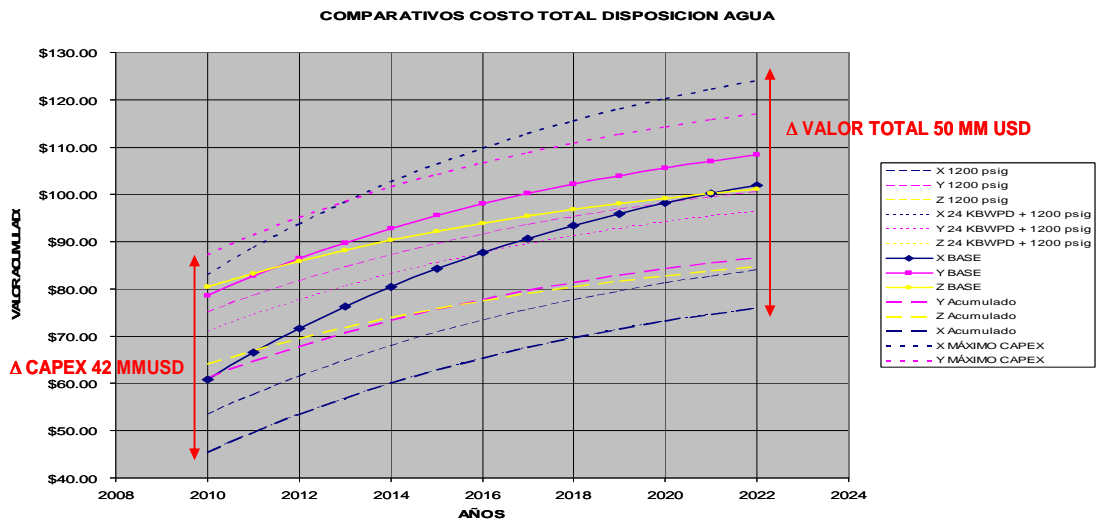
2.3. SELECCIÓN SISTEMA PARA EL MANEJO Y DISPOSICIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE CARACARA

Teniendo en cuenta los márgenes de sensibilidad y variables mencionadas en la sección anterior se ha construido la grafica presentada en la **Figura 17**, en donde el delta de variaciones en CAPEX es de 42 millones de dólares, y el costo acumulado del proyecto hasta el año 2022 podría manejar una variación de 50 millones de dólares, sobre una base de cien mil barriles de agua por día.

El proyecto de menor inversión corresponde al de reinyección, y si tenemos en cuenta que a futuro se puede evaluar un sistema de electrificación se mitigaría el costo correspondiente a generación, lo cual se nivelaría en OPEX con la opción de vertimiento.

Con base en todo esto, y buscando garantizar que el 100 % de las aguas de producción cierren su ciclo de manera adecuada y en donde el control operativo corresponda al Operador sin depender de agentes externos más allá de los límites del campo, el sistema que se recomienda para el manejo y disposición es el de **Reinyección de fluidos a nivel de la unidad C7-M**, para lo cual se perforaran dos pozos en el área de Caracara Sur y se realizarán tres conversiones en el área de producción influenciada por la Estación Peguita (Campos Jaguar y Elizita).

Figura 17. Impacto sensibilidad a opciones de disposición aguas de producción



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

Para que el proyecto de reinyección sea viable a largo plazo y no erosione el flujo de caja futuro se debe trabajar sobre las siguientes premisas ó necesidades:

- a. El caudal de inyección por pozo debe ser superior a los 12 mil barriles de agua por día
- b. Se debe contar con pozos y equipos de superficie de respaldo, para en caso de falla ó emergencia continuar con las operaciones normales de producción, tratamiento y disposición de las aguas residuo de todos estos procesos.
- c. En el área de generación se debe impulsar el proyecto de electrificación para todas las operaciones del Bloque Caracara, y así eliminar la dependencia de combustibles fósiles.
- d. El Plan de Desarrollo debe contemplar un esquema de optimización de la producción de aceite en función de la evolución del corte de agua de las diferentes unidades, y así alcanzar los mayores recobros sin incurrir en un excesivo manejo de fluidos.

A nivel puntual para cada pozo inyector se debe contemplar lo siguiente:

- a. Garantizar la integridad mecánica del pozo sobre la zona de interés, para lo cual se debe tener un límite en las velocidades erosivas de flujo y una excelente cementación, que refleje un correcto aislamiento de la unidad C7-M.
- b. La presión en cabeza se debe controlar por debajo del gradiente de fractura, y así evitar condiciones de fondo irregulares que afecten el confinamiento de fluidos en la unidad C7-M.

En lo que respecta a facilidades de superficie se requiere contar con las siguientes condiciones:

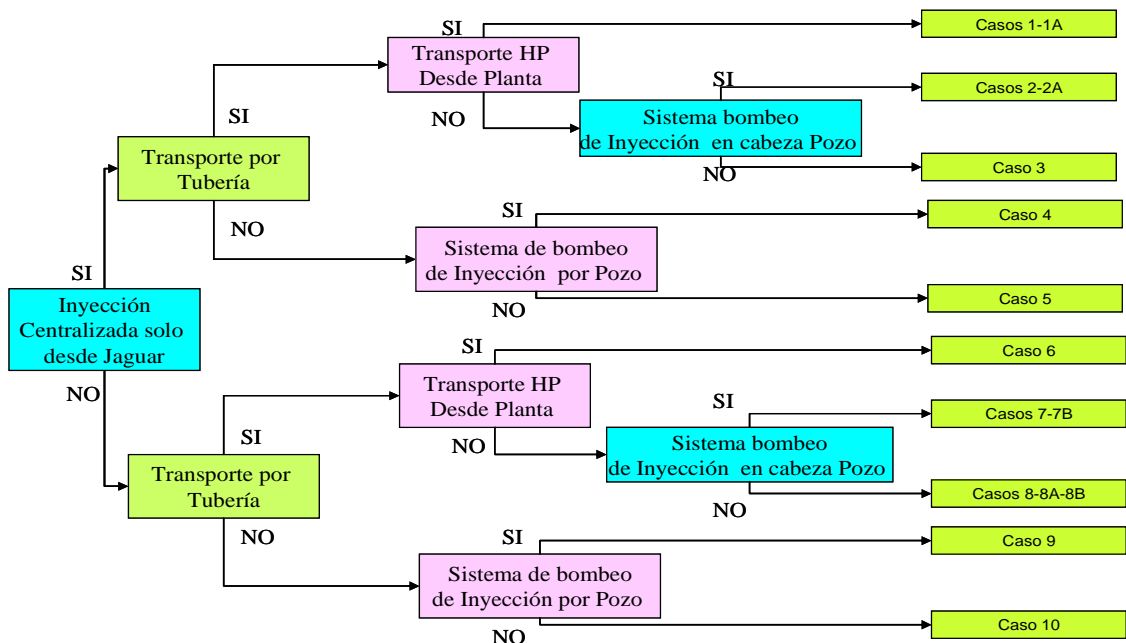
- a. Control en la calidad del agua de inyección, especialmente contenido de sólidos y aceite, lo cual puede afectar las propiedades hidráulicas de la unidad receptora.
- b. El sistema de respaldo debe actuar de forma inmediata, ya sea por fallas en generación ó en el sistema de bombeo.
- c. Se debe definir un procedimiento de arranque en términos de evitar represurizaciones nocivas para las líneas de superficie ó efectos nodales sobre la cara de los intervalos perforados que pueda desembocar en arenamientos y por ende taponamientos.

En este capítulo se evalúa el impacto económico de las diferentes alternativas y estrategias diseñadas para el manejo y disposición final de las aguas de producción del Bloque Caracara. Al final del mismo se establecerán las condiciones y recomendaciones que se deben satisfacer y seguir, para garantizar que no exista impacto en el entorno ambiental del Bloque Caracara.

3.1. DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS Y ESTRATEGIAS PARA EL SISTEMA DE INYECCIÓN EN LA UNIDAD C7-M

Para la definición de las alternativas sobre como ejecutar el proceso de inyección y cuantificar el impacto económico de cada una de ellas se ha establecido un árbol de decisiones que se presenta en la **Figura 18**. En ella se parte de un principio básico sobre definir ó no un sistema centralizado en Jaguar, y de allí se define una línea de acción de acuerdo a trabajos en cabeza de pozo ó la construcción de una planta de inyección. Los casos 4, 5, 9 y 10 sugieren que el transporte de agua se realizaría por carrotanques, lo cual implica la adecuación de sistemas de cargue y descargue.

Figura 18. Árbol de decisiones estrategia de reinyección Bloque Caracara



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

La estación adicional a Jaguar que se contempla es la correspondiente a Caracas Sur, y la consideración de sistema de bombeo corresponde a equipos ESP Horizontales, similares a los utilizados en los proyectos de recobro secundario por inyección de agua.

Las opciones correspondientes a sistema de inyección en cabeza de pozo requieren adecuaciones especiales de cada una de estas plataformas, lo cual implica inversiones en obras civiles y modificaciones en el plan de manejo ambiental y agregar variables de contingencia tanto en mantenimiento preventivo como en herramientas de control y supervisión. El sistema de monitoreo debe incluir opciones de acceso remoto y centralizado, para no multiplicar las exigencias sobre el desplazamiento de personal.

3.2. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS ESTRATEGIAS PARA EL SISTEMA DE INYECCION EN LA UNIDAD C7-M

En la **Tabla 4** se observa la corrida para cada uno de los casos sumando CAPEX y OPEX hasta el año 2017.

Tabla 4. Discriminación CAPEX y OPEX estrategias proyecto de reinyección

		Caso 1	Caso 1A	Caso 2	Caso 2A	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 8A	Caso 8B	Caso 9	Caso 10
CAPEX	CCSB	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	8.7	9.8	9.8	8.6	8.6	6.2	6.2
	Jaguar	16.5	16.5	20.4	20.4	20.4	12.1	12.1	13.2	16.2	16.2	16.2	9.7	9.0	9.0
	Transporte	11.4	1.1	6.5	6.5	8.1	0.0	8.7	8.3	3.0	10.7	8.7	6.1	0.0	11.6
	Facilidades Pozo	1.2	0.0	11.4	9.5	2.0	12.9	1.2	1.4	11.1	1.4	1.4	0.4	13.2	1.4
OPEX	Pozos	6.0	12.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	8.0	8.0	8.0	8.0	14.0	8.0	8.0
	CCSB	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.9	0.4	0.4	0.9	0.9	0.2	0.2
	Jaguar	1.5	1.5	0.9	0.9	0.9	0.4	0.4	1.4	0.7	0.7	0.7	0.4	0.3	0.3
	Transporte	0.3	0.0	0.2	0.2	1.2	4.9	4.0	0.2	0.1	1.8	1.2	1.1	3.8	4.0
Facilidades Pozo	0.04	0.00	2.2	1.4	0.06	1.6	0.04	0.04	2.6	0.04	0.04	0.01	1.7	0.04	
	Pozos	1.20	1.20	1.2	1.2	1.20	1.2	1.20	1.40	1.4	1.40	1.40	1.40	1.4	1.40
Requerimiento Energético	kW	3,632	3,632	4,492	4,492	4,580	4,615	3,767	3,676	4,695	4,609	4,364	3,772	3,911	3,820
Capex	5%	\$52.1	\$51.5	\$61.9	\$60.0	\$54.9	\$47.8	\$45.9	\$42.0	\$51.3	\$52.5	\$47.4	\$44.3	\$38.8	\$42.2
Total Opex 2009															
Total Opex 2010		9.66	9.32	13.50	12.55	11.84	18.04	13.74	10.10	14.11	12.96	11.92	10.46	15.51	13.58
Total Opex 2011		9.86	9.51	13.77	12.80	12.08	18.40	14.02	10.31	14.39	13.22	12.16	10.67	15.82	13.86
Total Opex 2012		10.05	9.70	14.05	13.06	12.32	18.77	14.30	10.51	14.68	13.49	12.41	10.88	16.14	14.13
Total Opex 2013		10.25	9.89	14.33	13.32	12.56	19.15	14.58	10.72	14.97	13.76	12.65	11.10	16.46	14.41
Total Opex 2014		10.46	10.09	14.61	13.58	12.81	19.53	14.87	10.94	15.27	14.03	12.91	11.32	16.79	14.70
Total Opex 2015		10.67	10.29	14.91	13.85	13.07	19.92	15.17	11.16	15.58	14.31	13.16	11.54	17.12	15.00
Total Opex 2016		10.88	10.50	15.20	14.13	13.33	20.32	15.48	11.38	15.89	14.60	13.43	11.78	17.47	15.30
Total Opex 2017		11.10	10.71	15.51	14.41	13.60	20.72	15.79	11.61	16.20	14.89	13.70	12.01	17.82	15.60
Opex		\$66.7	\$64.3	\$93.1	\$86.6	\$81.7	\$124.5	\$94.8	\$69.7	\$97.3	\$89.4	\$82.3	\$72.1	\$107.0	\$93.7
Total		\$118.8	\$115.8	\$155.1	\$146.5	\$136.6	\$172.3	\$140.7	\$111.7	\$148.6	\$141.9	\$129.6	\$116.4	\$145.8	\$135.9

Fuente: Base de Datos Cepcolsa

Partiendo de la simple observación de valores se puede concluir lo siguiente:

- Por su alto presupuesto y exigencia en obras civiles se descartan aquellos casos que requieren transporte de fluido por carrotaques. Adicional a esto, estaríamos movilizandoo en forma diaria aproximadamente setenta

carro tanques lo cual implica una adecuación y mantenimiento extenso en vías y la reestructuración y refuerzo de los programas de seguridad industrial al adicionar una variable de accidentalidad muy fuerte para cualquier operación. **Estos casos son el 4, 5, 9 y 10.**

- b. Se descartan **los casos 2, 2 A, 7 y 7B** que corresponden a aquellos con inyección en cabeza de pozo, en donde esta condición operativa confiere un alto OPEX y por ello incrementa el costo del proyecto.
- c. **Los casos 3, 8 y 8 A**, que contemplan una estación satélite como punto de arranque para todo el proceso, igual que en el caso anterior, genera alta carga en OPEX y por ello impacta negativamente el proyecto, haciendo que no se considere como parte de las opciones finales.
- d. En lo que respecta a la distribución geográfica de los pozos en superficie, estamos hablando de diferencias lineales que superan los veinte kilómetros hace que los **Casos 1 A y 8 B** sean logísticamente inviables.

Pasada esta primera revisión las estrategias viables en reinyección son los casos 1 y 6, los cuales se enmarcan dentro del rango de incertidumbre expresado en la sección anterior (**Figura 17**). La diferencia básica entre estas opciones es que la número 1 corresponde a una operación centralizada en Jaguar y la 6 distribuye los caudales en las estaciones de Jaguar y Caracara Sur.

Concentrándonos en estas dos opciones, y buscando dar peso al desarrollo futuro en el área de Caracara Sur tanto en perforación como en trabajos de reacondicionamiento, es importante evaluar el impacto de un incremento de los volúmenes de producción en estos pozos, y por ello en la Tabla 5 se observa dicha condición al incluir un volumen de cuarenta mil barriles de agua por día, generando los **casos 1(2) y 6(2)**.

Tabla 5. Discriminación CAPEX y OPEX estrategias proyecto de reinyección

		Caso 1	Caso 1(2)	Caso 6	Caso 6(2)
CAPEX	CCSB	13.9	20.1	8.7	14.5
	Jaguar	16.5	22.1	13.2	13.2
	Transporte	11.4	11.4	6.3	9.1
	Facilidades Pozo	1.2	1.6	1.4	1.8
OPEX	Pozos	6.0	10.0	8.0	12.0
	CCSB	0.5	0.7	0.9	1.4
	Jaguar	1.5	1.9	1.4	1.4
	Transporte	0.3	0.3	0.2	0.3
Facilidades Pozo		0.04	0.05	0.04	0.05
	Pozos	1.20	1.60	1.40	1.80
Requerimiento Energetico	kW	3.632	4.723	3.676	4.901
Capex	5%	\$52.1	\$69.3	\$42.0	\$53.8
Total Opex 2009					
Total Opex 2010		9.66	12.50	10.10	13.15
Total Opex 2011		9.86	12.75	10.31	13.41
Total Opex 2012		10.05	13.01	10.51	13.68
Total Opex 2013		10.25	13.27	10.72	13.96
Total Opex 2014		10.46	13.53	10.94	14.23
Total Opex 2015		10.67	13.80	11.16	14.52
Total Opex 2016		10.88	14.08	11.38	14.81
Total Opex 2017		11.10	14.36	11.61	15.11
Opex		\$66.7	\$86.3	\$69.7	\$90.7
Total		\$118.8	\$155.6	\$111.7	\$144.5

Fuente: Base de Datos Cepcolsa

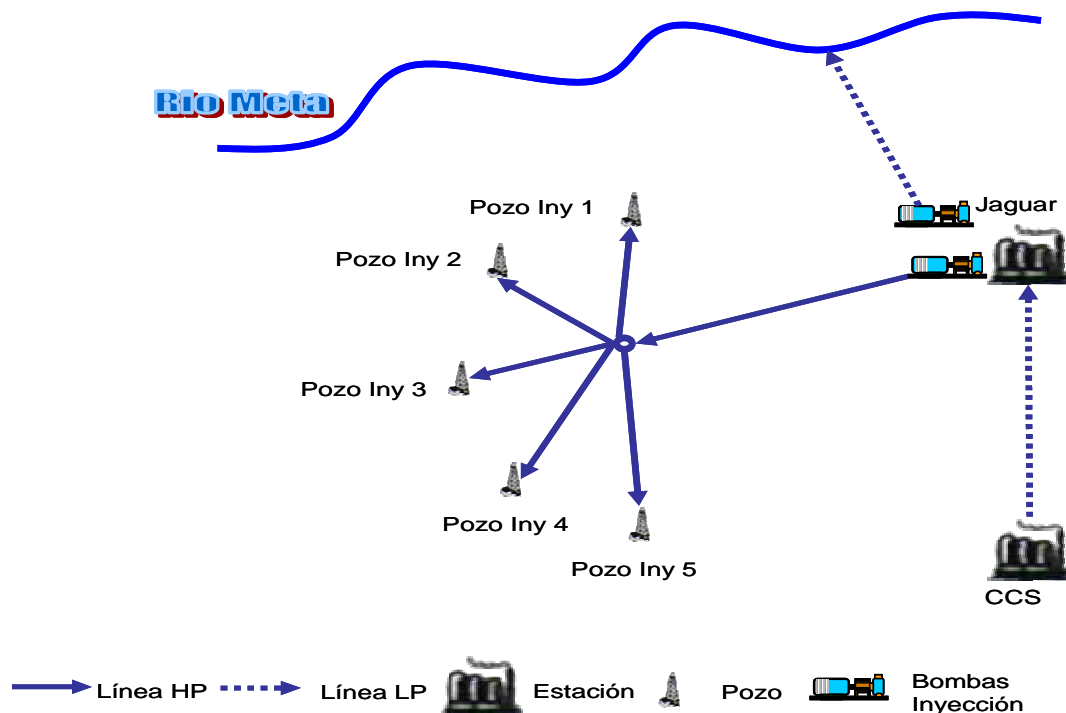
El adicionar un mayor volumen de tratamiento aumenta la diferencia existente entre el proyecto centralizado en Jaguar, y aquel que plantea el manejo desde esta estación y la adecuación y ampliación de Caracara Sur.

Cuando se considera este incremento se es consecuente con la operación normal de cualquier campo en la cuenca de los llanos, en donde el efecto de un acuífero activo imprime una tendencia ascendente en el corte de agua y por ello se requieren mayores caudales buscando mantener los niveles comerciales de producción de aceite.

Para cerrar el ciclo de evaluación económica se incluye la sensibilidad de un sistema combinado entre reinyección y vertimiento, que se define bajo las siguientes premisas:

- a. Caso 1-1: Vertimiento total desde Jaguar con sistema de bombeo adicional. Ver **Figura 19**.

Figura 19. Caso 1-1. Análisis de Sensibilidad Estrategias de Disposición



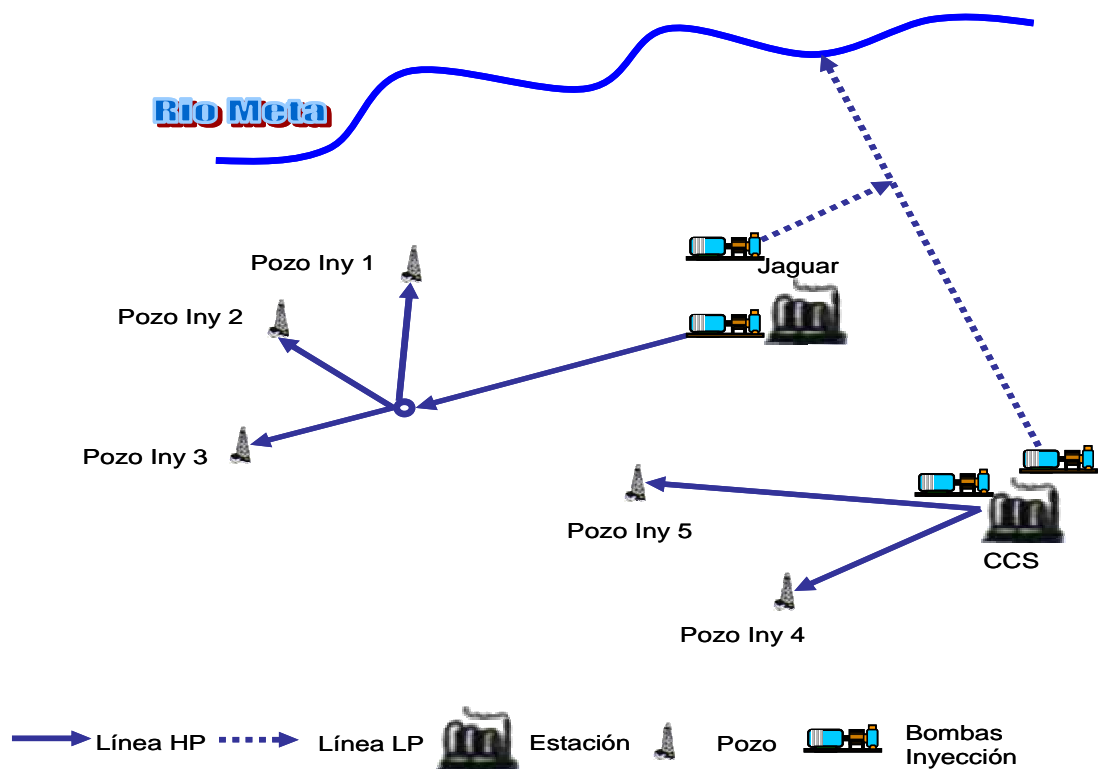
Fuente: Base de Datos Cepcolsa

Los puntos claves en este diagrama son: Transferencia de agua desde la estación de Caracara Sur a Jaguar, necesidad de un sistema de almacenamiento, montaje

de un sistema de inyección en la estación Jaguar, la línea de alta presión (HP) debería estar enterrada por seguridad, el tratamiento principal se realizaría en la estación Jaguar y el sistema de bombeo por vertimiento se trabajaría con una línea de baja presión.

- b. Caso 6-1: Vertimiento desde la estación Jaguar y Caracara Sur, y sistema de bombeo adicional centralizado en la estación Jaguar. Ver **Figura 20**.

Figura 20. Caso 6-1. Análisis de Sensibilidad Estrategias de Disposición

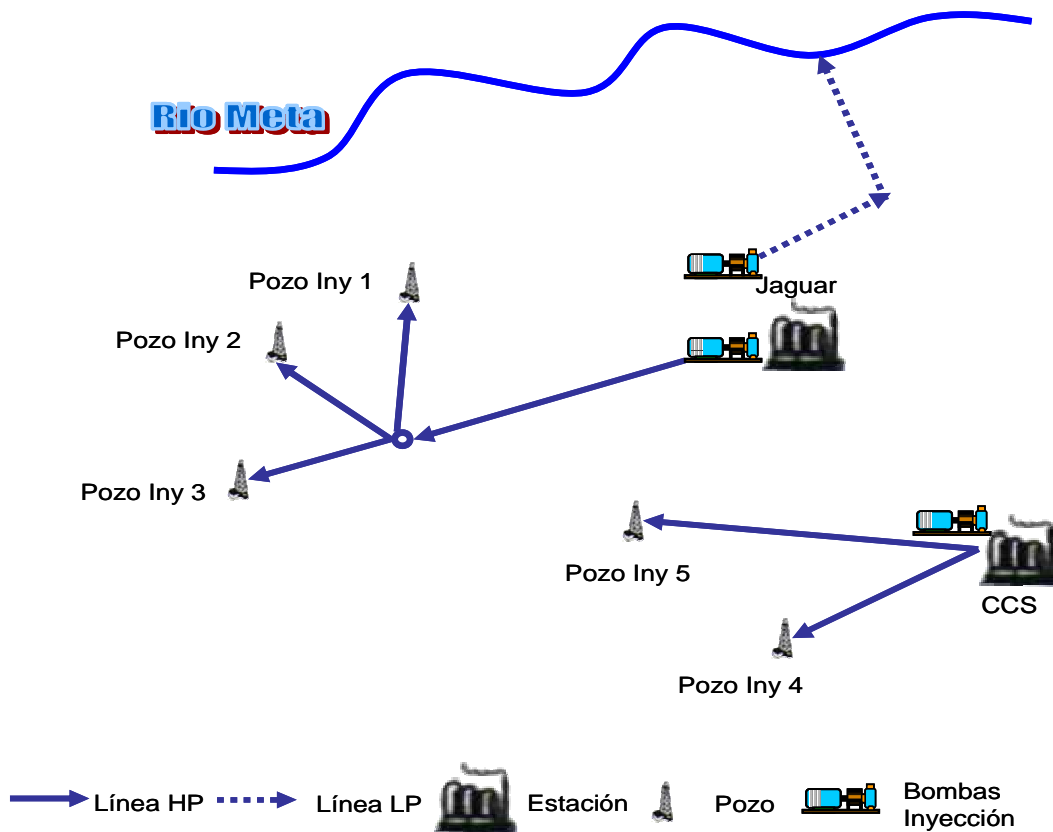


Fuente: Base de Datos Cepcolsa

Los puntos clave en este diagrama son: Necesidad de dos sistemas de almacenamiento, dos de tratamiento de agua y dos sistemas de inyección, distribuidos en la estación Jaguar y Caracara Sur, la línea de alta presión (HP) debería estar enterrada por seguridad, y el vertimiento se realizaría desde las dos estaciones por una línea de baja presión.

- c. Caso 6-2: Vertimiento desde la estación Jaguar y sistema de bombeo adicional en las estaciones Jaguar y Caracara Sur. Ver **Figura 21**.

Figura 21. Caso 6-2. Análisis de Sensibilidad Estrategias de Disposición



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

Los puntos clave en este diagrama son: Necesidad de dos sistemas de almacenamiento, dos de tratamiento de agua y dos sistemas de inyección, distribuidos en la estación Jaguar y Caracara Sur, la línea de alta presión (HP) debería estar enterrada por seguridad, y el vertimiento se realizaría desde la estación Jaguar por una línea de baja presión.

3.3. ESTRATEGIA RECOMENDADA PARA EL SISTEMA DE INYECCION EN LA UNIDAD C7-M

Los resultados de la evaluación económica en términos de CAPEX y OPEX se puede observar en la **Tabla 6**.

El impacto de la independencia de estaciones correspondiente al **caso 6-2** es muy claro, y es la estrategia que requiere menor inversión, y permite una mayor

flexibilidad operativa en caso de requerir acciones de emergencia y mantener los niveles de producción de aceite que generan el flujo de caja para la continuidad de la operación.

Tabla 6. Evaluación Económica Estrategias de Inyección en C7-M

		Caso 1-1	Caso 6-1	Caso 6-2
CAPEX	CCSB	13.9	13.9	8.7
	Jaguar	18.6	14.8	15.3
	Transporte	16.7	13.5	13.5
	Facilidades Pozo	1.0	1.0	1.2
	Pozos	4.0	4.0	6.0
OPEX	CCSB	0.5	0.9	0.9
	Jaguar	1.5	1.3	1.3
	Transporte	0.5	0.4	0.4
	Facilidades Pozo	0.03	0.03	0.0
	Pozos	1.00	1.00	1.2
Requerimiento Energetico	kW	2,990	2,841	2,670
Total Capex (2009)	40%	24.91	21.74	20.53
Total Capex (2010)	60%	37.36	32.61	30.79
Capex	5%	\$57.6	\$50.3	\$47.5
Total Opex 2009				
Total Opex 2010		8.47	8.38	8.31
Total Opex 2011		8.64	8.55	8.47
Total Opex 2012		8.82	8.72	8.64
Total Opex 2013		8.99	8.90	8.82
Total Opex 2014		9.17	9.08	8.99
Total Opex 2015		9.36	9.26	9.17
Total Opex 2016		9.54	9.44	9.36
Total Opex 2017		9.73	9.63	9.54
Opex		\$58.5	\$57.8	\$57.3
Total		\$116.1	\$108.1	\$104.8

Fuente: Base de Datos Cepcolsa

El paso siguiente es ejecutar los programas respectivos para iniciar la perforación ó conversión de pozos con objetivo de inyección en la unidad C7-M y de igual forma contar con las facilidades necesarias en superficie.

3.4. LINEAMIENTOS GENERALES PARA GARANTIZAR QUE NO EXISTIRA IMPACTO EN EL ENTORNO AMBIENTAL POR EFECTO DEL PROYECTO DE INYECCION EN LA UNIDAD C7-M

Las políticas de RSE y Manejo Ambiental del Operador en este aspecto son muy claras, y definen una cero tolerancia ante cualquier afectación ambiental ya sea a corto plazo ó a largo plazo sustentado en la acumulación de malas prácticas ó manejos.

La consideración anterior es válida tanto para superficie como para las condiciones de subsuelo. Para los equipos de superficie se debe tener en cuenta lo siguiente:

- a. Incluir el inventario de equipos en los programas de mantenimiento preventivo, y dar el registro cíclico que se requiere dada la condición operativa de funcionamiento veinticuatro horas.
- b. Establecer programas de control y seguimiento a corrosión de las líneas de superficie, lo cual incluye todos los sistemas de válvulas, y accesorios en general.
- c. Monitoreo remoto permanente de las condiciones de inyección y presión en diferentes puntos del sistema, con su respectivo registro histórico para efectos de seguimiento.
- d. Los programas de HES y RSE permitirán definir un protocolo de acciones a cumplir ante eventos críticos de falla. Aunque se busca no afectar la producción de aceite del campo en caso de suspensión de la inyección, no se puede entrar a activar mecanismos de respaldo como el de aspersión sin ponderar volúmenes y áreas a afectar.

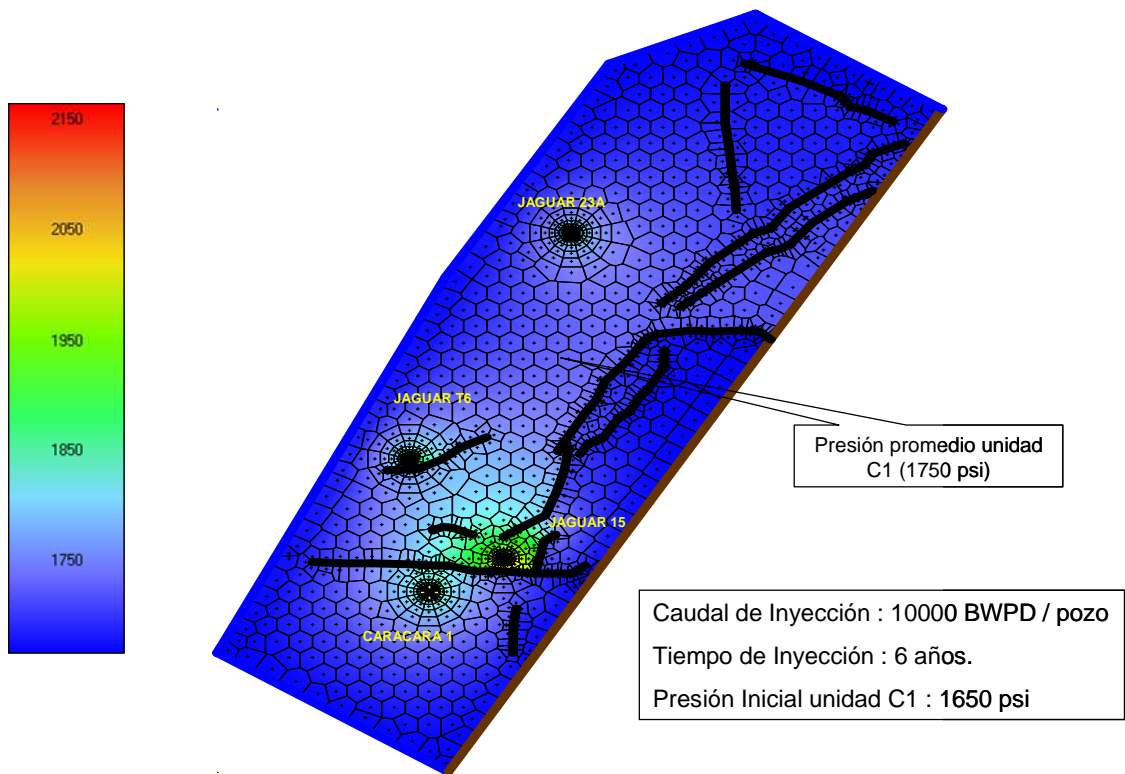
En lo que respecta a las condiciones de subsuelo, se recomienda lo siguiente:

- a. Los pozos seleccionados para inyección deben contar con una excelente cementación que garantice que no existirán fallas en sellos detrás del revestimiento, especialmente para las secciones someras del pozo.
- b. Realizar pruebas de inyektividad en el intervalo de interés previo al inicio del proyecto de forma continua para definir valores límites de caudal y presión en cabeza, evitando el riesgo de condiciones de fracturamiento que pueda ocasionar la no restricción del volumen de fluido en la arena seleccionada.
- c. En los modelos de simulación se debe correr casos de sensibilidad para evaluar el impacto de los volúmenes acumulados en la unidad C7-M en términos de capacidad de almacenamiento e impacto en la distribución de presiones a lo largo del yacimiento. Este modelamiento podría inferir una capacidad máxima de cobertura previo a efectos nocivos sobre unidades superficiales. Los resultados de este modelamiento se pueden apreciar en la **Figura 22**.
- d. Se debe establecer un programa de integridad de pozo, en donde se incluya el efecto erosivo desgastante del flujo de agua a través de tubería y las posibilidades de corrosión por efecto de presencia de oxígeno u otros componentes químicos, que tiendan a debilitar o desgastar los límites mecánicos del pozo y lo expongan a una posible fuga más allá de la zona de inyección y por ende de contención designada.

Como recomendación general se considera que es importante crear un equipo multidisciplinario que incluya personal técnico del área de yacimientos, producción,

operaciones, medio ambiente y salud ocupacional para que de forma regular revisen el estado del proyecto de inyección a nivel de la unidad C7-M y velen por la integridad del mismo dentro de la normatividad vigente, tanto legal constitucional como aquella definida en el marco de acción de la empresa Operadora, y generen opciones de optimización tanto en costo como en eficiencia del proceso.

Figura 22. Modelamiento efecto de Inyección de Agua en la Unidad C1



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

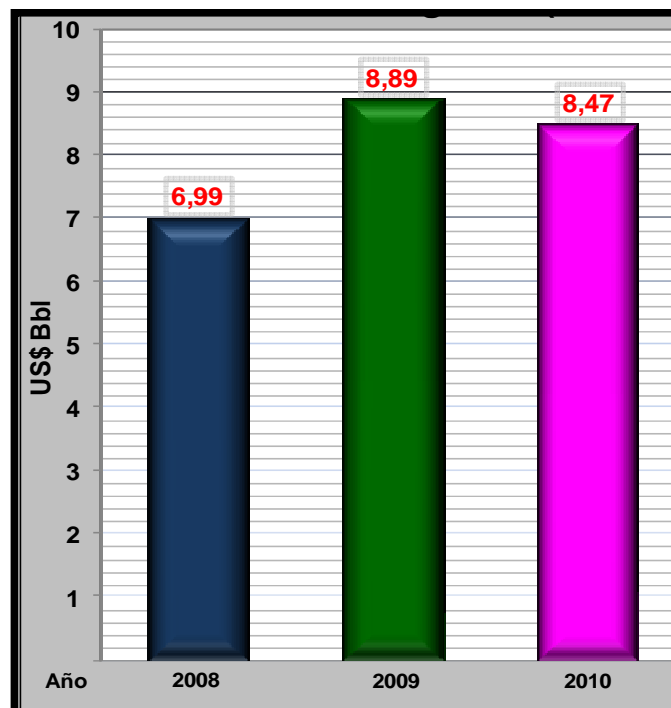
En la Figura 22 se observa como una inyección continua de agua durante seis años para efectos de disposición en la unidad C1 no excede los límites de presión definidos para garantizar el adecuado almacenamiento de fluidos sin afectar cuerpos superiores ó aquellos considerados como productores de hidrocarburos.

Dentro de este capítulo se analizará el estado actual del proyecto de manejo y disposición de las aguas de producción del Bloque Caracara, y se establecerán programas y recomendaciones encaminados a la optimización tanto operativa como en costos de los procesos en funcionamiento.

4.1. DISCRIMINACIÓN COSTOS DE LEVANTAMIENTO DEL BLOQUE CARACARA

Para la Operadora de la Asociación Caracara uno de los principales retos está relacionado con el control y optimización de los costos de levantamiento. Es claro para cualquier operación que mantener este rubro a un nivel bajo permite mayor flexibilidad en la ejecución y disponibilidad de presupuesto para proyectos de inversión y desde un punto de vista estrictamente técnico al afectar el cálculo del límite económico a nivel de pozo y de campo estamos incluyendo un factor a considerar sobre las reservas comerciales reportadas.

Figura 23. Costo de levantamiento Bloque Caracara (sin incluir transporte)



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

En la **Figura 23** se puede apreciar la evolución histórica del costo de levantamiento en los últimos tres años, sin incluir lo correspondiente a transporte. Si revisamos las curvas de producción del bloque, en donde la tasa de aceite se ha mantenido estable alrededor de los veinte mil barriles por día, es claro que observamos una clara relación con el comportamiento de la producción de agua en los diferentes campos, que ha pasado de veinticinco mil barriles por día en el 2008 a aproximadamente ochenta mil para finales del 2010, es decir que hemos triplicado valores desde la transición de Hupecol a Cepsa a mediados del 2008.

Como ya se ha mencionado esta es una condición normal en cualquier campo de la cuenca de los llanos, en donde se hace patente la necesidad de manejar mayores volúmenes de fluido en función de la irrupción del acuífero y del efecto continuo de aumento del corte de agua de los intervalos productores. Una variable adicional a esta condición, es la relacionada con la orientación legal ambiental en los últimos cinco años de jurisprudencia, en donde se conmina a que la disposición de las aguas de producción sea vía reinyección.

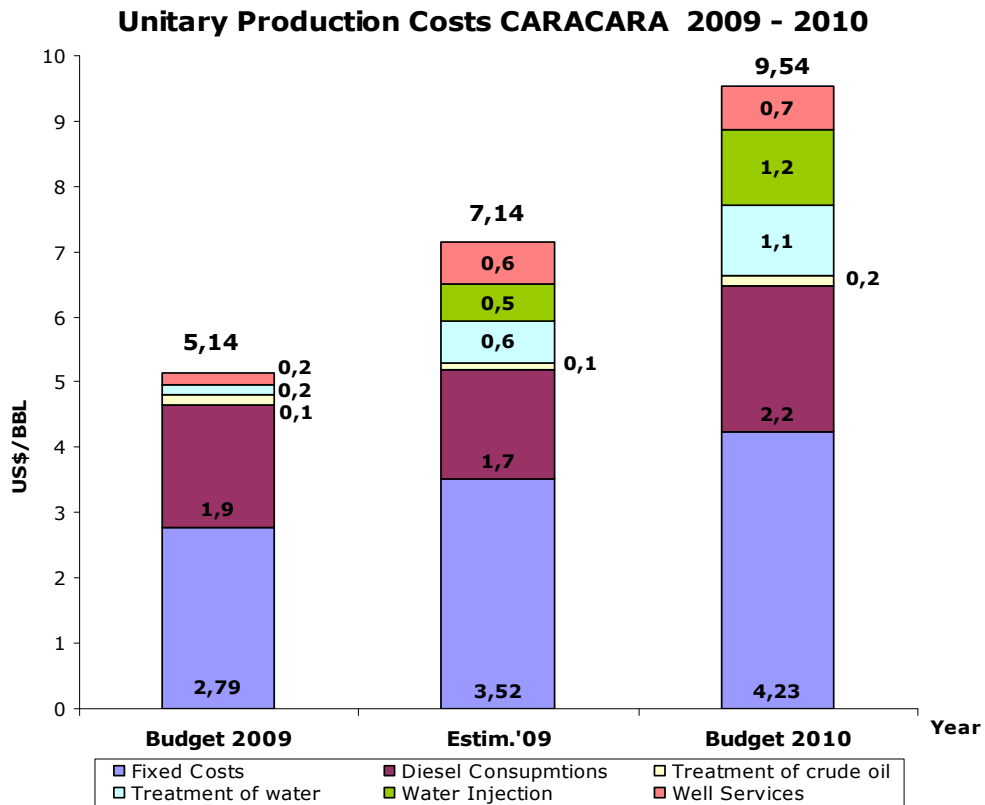
Aunque los valores reportados se encuentran afectados por los altos precios del crudo en los últimos tres años, lo cual incrementa los costos de alquiler de equipos y prestación de servicios generales, un valor superior a los ocho dólares por barril de aceite en costos de levantamiento sin incluir transporte es una especie de semáforo amarillo para cualquier operadora, por ejemplo para el año 2010 la empresa Pacific Rubiales Energy Corporation reportó en su informe de accionistas un costo de producción de 4.11 dólares por barril de aceite.

Es por esto que se ha realizado una revisión detallada para definir en donde se registra el mayor impacto de la operación, y para ello se ha construido la **Figura 24**, la cual refleja en diferentes categorías la distribución del costo operacional. Más allá de los costos fijos, se pueden determinar las siguientes variables de impacto:

- a. **El consumo de combustible diesel para la generación de energía eléctrica:** Desde la toma de la operación del Bloque Caracara por parte de Cepsa se ha desarrollado una campaña de perforación exhaustiva, llegando a utilizar en el año 2009 tres taladros de perforación, y manteniendo dos durante el año siguiente, llevando así a casi triplicar el número de pozos activos, lo cual, aunque ha permitido mantener los niveles de producción de aceite estables, ha implicado un mayor consumo energético tanto para los sistemas de levantamiento artificial (equipos electrosumergibles ESP) como para el tratamiento y manejo de fluidos en facilidades. De la mano de los precios del petróleo a nivel internacional, el país no ha sido ajeno al impacto incremental de los combustibles, por lo que esta dependencia es uno de los factores a controlar a futuro. Esta variable afecta de igual forma los dos puntos siguientes.

- b. **El tratamiento de agua en facilidades:** Actualmente parte de esta operación se realiza a través de un contrato de servicios con un tercero, lo cual implica que los equipos son alquilados, y aunque tiene la ventaja del control contractual para que la calidad de disposición de agua cumpla los requisitos de ley exigidos, al igual que la disponibilidad de equipos en funcionamiento sin dirigir el mantenimiento y actualización de los mismos, por los incrementos drásticos en los volúmenes manejados se torna en algo antieconómico y con mayor incidencia sabiendo que estos caudales se incrementarán aun más con la historia de producción de los campos.
- c. **Los costos de reinyección del agua de producción:** Como en el caso anterior esto va de la mano de los altos volúmenes que se manejan así como de las exigencias legales actuales. De acuerdo a los pronósticos de producción este valor podría seguir escalando en función de mayores volúmenes de agua a manejar.

Figura 24. Distribución Costos de Levantamiento Bloque Caracara

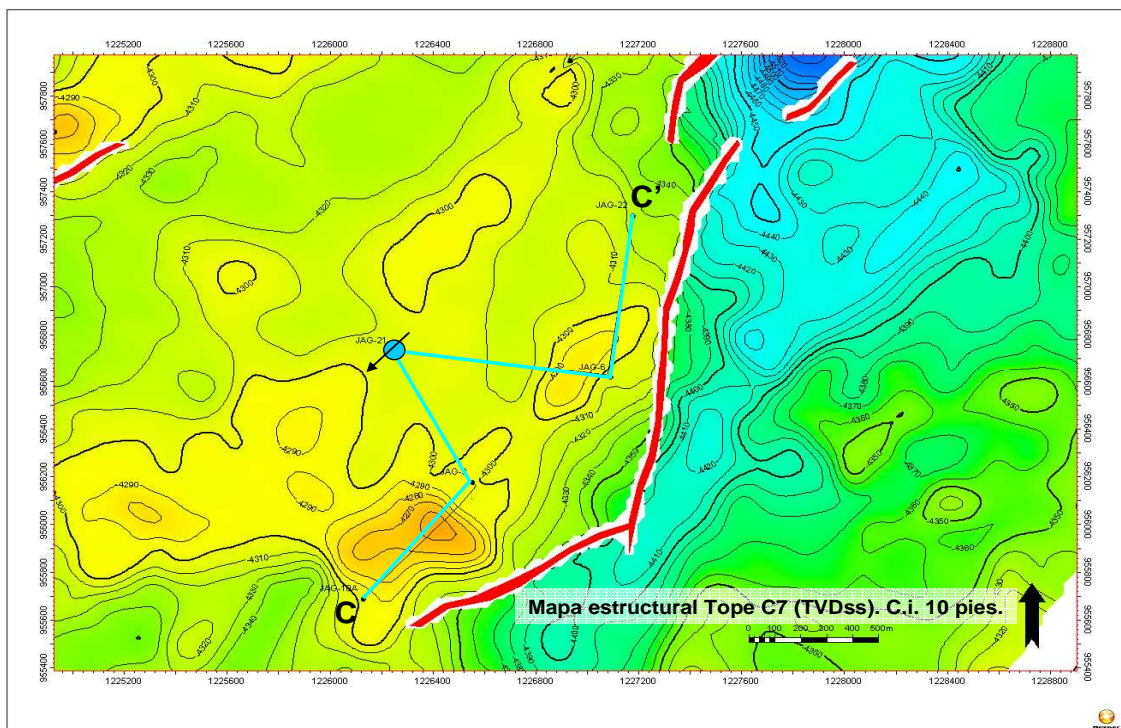


Fuente: Base de Datos Cepsolsa

Para el área de los campos Peguita I, Peguita II, Peguita III y Elizita, concentrados en términos de tratamiento y disposición en la facilidad de Jaguar se ha optado por la conversión de pozos, y para su selección y evaluación se ha seguido la metodología y recomendaciones consignadas en capítulos anteriores. La lista de pozos candidato en esta área se puede apreciar en la **Figura 25**.

En términos de ilustrar el proceso consignado en otros capítulos tomaremos como ejemplo el pozo Jaguar 21. La primera condición a satisfacer es lo referente a la parte geológica. En la **Figura 26** se observa un mapa con la localización detallada de este pozo, en donde la ubicación en fondo esta alejada del sistema de fallas que ofrece el sello requerido para tener acumulación de hidrocarburos, correspondiente a los resultados de los pozos Jaguar 6, Jaguar 10 A y Jaguar 9.

Figura 26. Mapa Localización Pozo Jaguar 21.



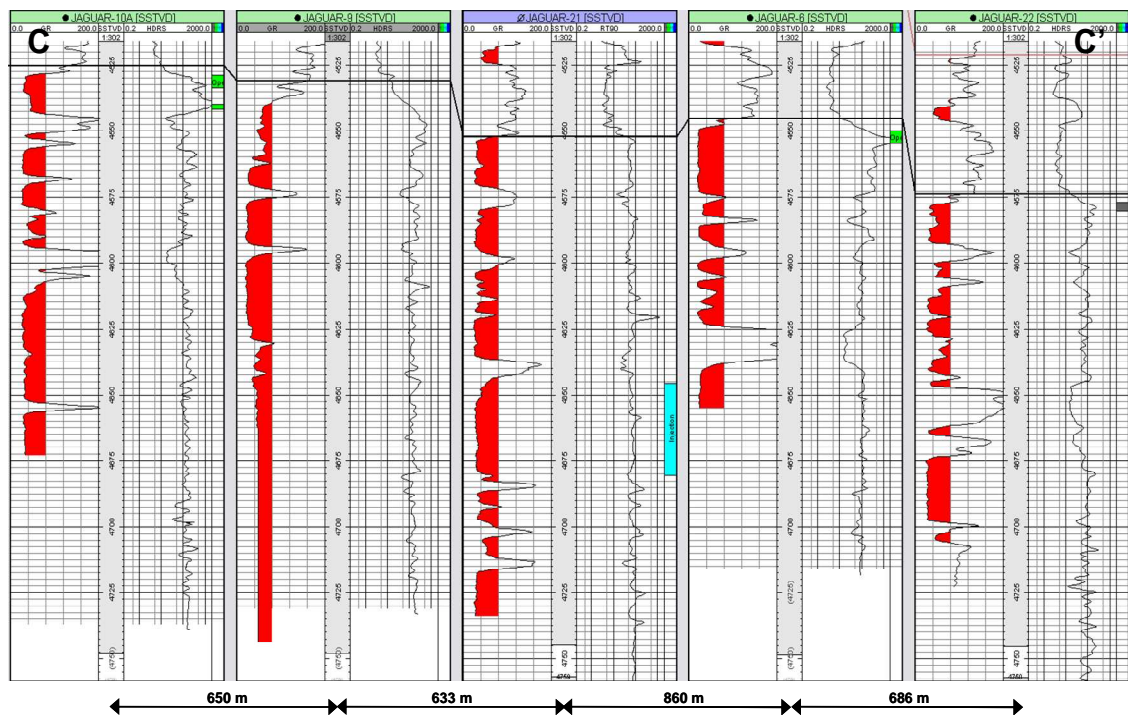
Fuente: Base de Datos Cepcolsa

En la **Figura 27** se puede apreciar una correlación geológica con los diferentes pozos productores del área. En ella se aprecia claramente la continuidad de arenas de la unidad C7-M y en el registro Gamma Ray se manifiestan de forma

clara las arcillas que sirven de barrera vertical al flujo, generando el confinamiento que se requiere sobre la unidad inyectora, y que por ende no afectara la zona superior del C7-M que es productora de hidrocarburos (Jaguar 10 A y Jaguar 6).

La unidad C7-M que se cañoneará para recibir el flujo en inyección se encuentra por debajo del contacto agua-aceite probado en el área, y para efectos de completamiento se utilizará tubería de producción con punta abierta y asentada con un empaque hidráulico que asegurará el aislamiento anular. El diámetro de la tubería para el inicio de la inyección es de 3.5 pulgadas, y de acuerdo al comportamiento estimado de perdidas se definirá si se requiere un mayor diámetro de tubería.

Figura 27. Correlación geológica pozos en el área de Jaguar 21



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

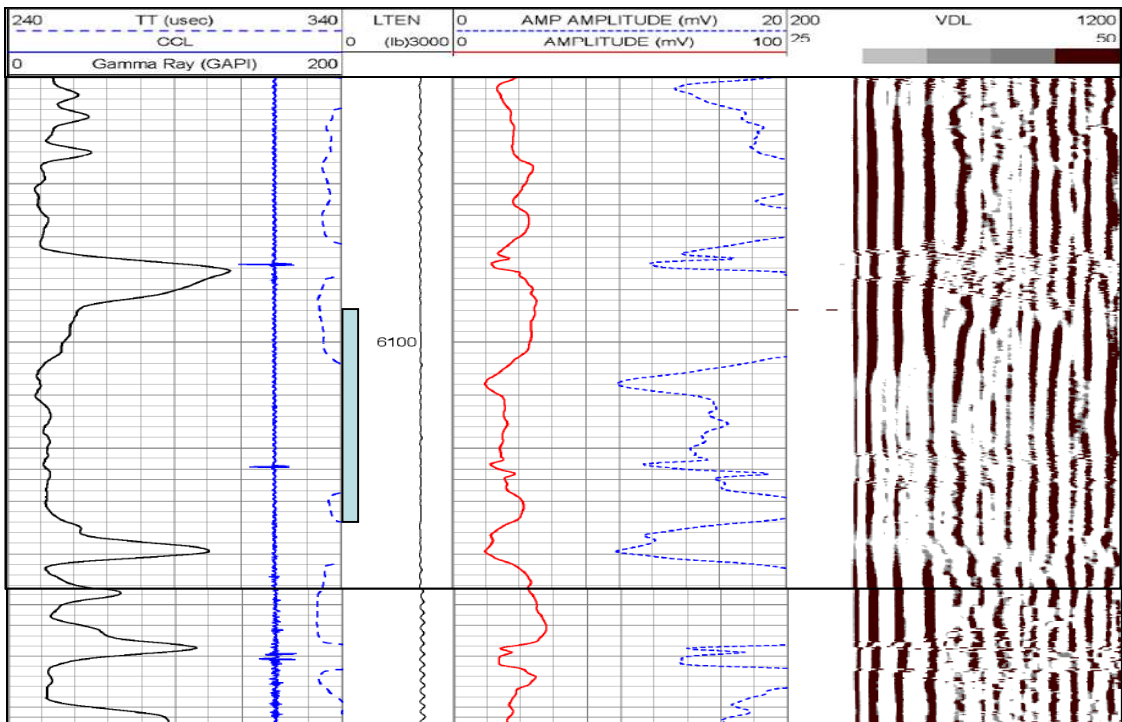
Por tratarse de un pozo inicialmente perforado como productor, no se cuenta con cementación hasta superficie, por lo que no sería posible tener el diámetro máximo de inyección correspondiente al revestimiento.

Antes de la entrada en operación del pozo se realizó una prueba de inyectividad que permitió establecer que existe una conexión hidráulica efectiva con la arena de interés. El control de presión en cabeza se mantuvo por debajo de los 1400 psi,

y así se podrá contar en superficie con líneas de baja presión, no habrá necesidad de modificar el cabezal y se mantendrá el sistema por debajo del límite teórico del gradiente de fractura para arenas (0.45 psi/ft).

El siguiente paso es verificar la integridad mecánica del pozo, y como primer punto se evaluará el registro de cementación en la zona de interés para verificar adherencia y sello hidráulico respecto a las arenas cercanas. En la **Figura 28** se verifica esta condición, y los valores numéricos del registro CBL dan un parte de tranquilidad con lecturas por debajo de los 20 milivoltios, que reflejan la buena calidad y distribución del cemento a lo largo del anular entre revestimiento y formación. El VDL refleja que la adherencia del cemento es la adecuada para garantizar el sello superior e inferior.

Figura 28. Registro de cementación pozo Jaguar 21



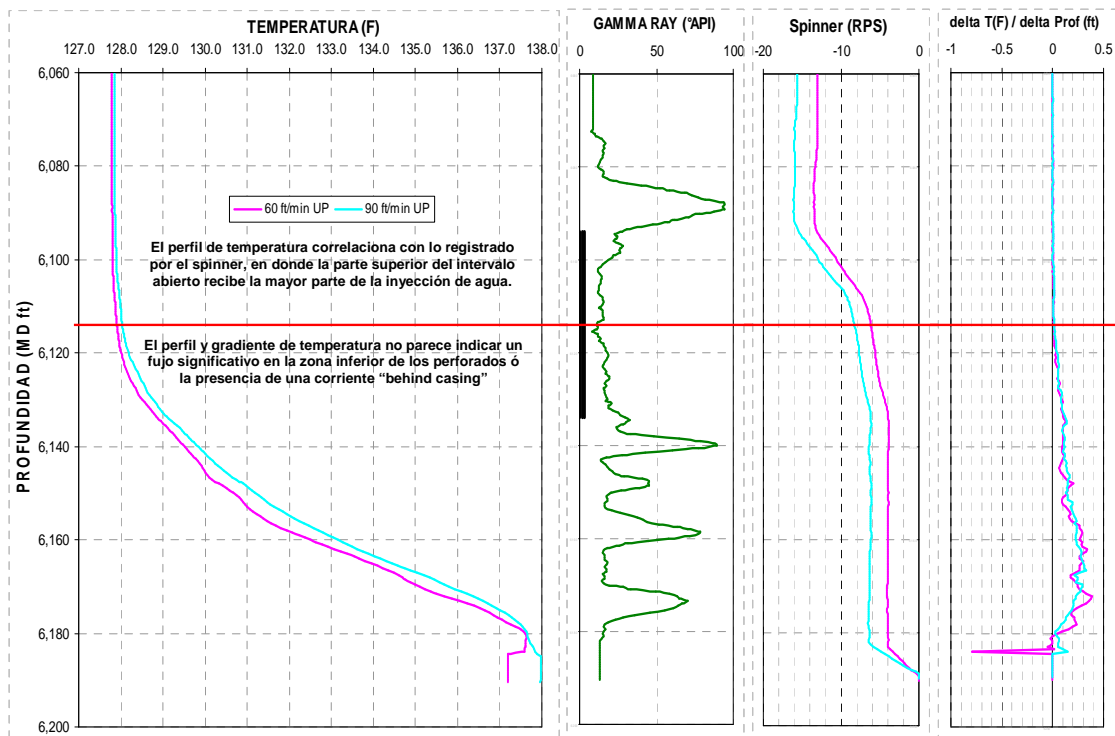
Fuente: Base de Datos Cepcolsa

La siguiente etapa en esta verificación es identificar claramente que el total de fluido que se maneja en superficie es inyectado en la zona canoneada de interés, y que no existen zonas ó puntos de fuga, ya sea por falla en empaques de fondo ó danos estructurales en la tubería ó revestimiento. Para ello es necesario correr un registro de inyección, el cual puede hacerse con lectura en tiempo real ó con

memoria en fondo y análisis de resultados una vez se descarga la información en superficie.

Lo ideal, en términos de toma de decisiones, es contar con la lectura en tiempo real y así poder detectar ó verificar posibles anomalías de forma inmediata a lo largo de todo el pozo, y así se corrió en el caso de Jaguar 21. En la **Figura 29** se exhibe el resultado de este registro, y en la lectura en temperatura y sensor de movimiento (spinner) es evidente que el mayor porcentaje del flujo se distribuye a lo largo de la zona superior del intervalo perforado, y en menor grado hacia la base de dicho intervalo. No se observan puntos de fuga por encima ó por debajo de la arena seleccionada, y se mantiene la integridad de los sellos que brindan las arcillas.

Figura 29. Registro de Inyección Pozo Jaguar 21



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

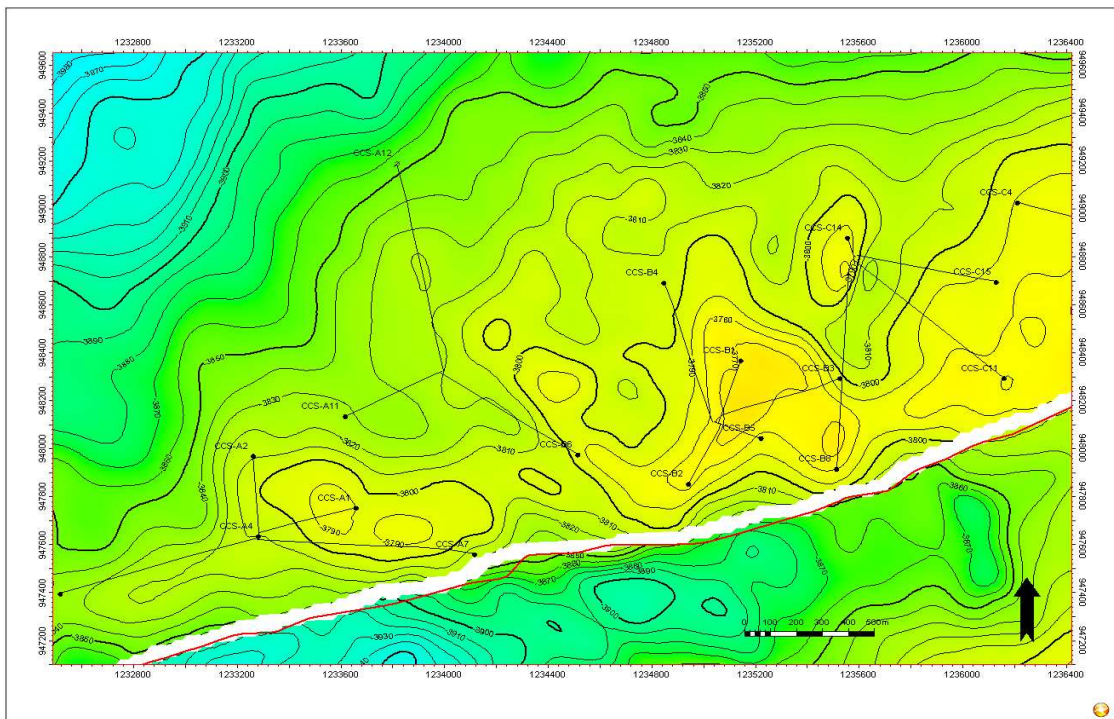
Este tipo de registros deben correrse de forma periodica para así mantener un control estricto sobre las condiciones de inyección en fondo. Un punto interesante de reflexión que ha arrojado este registro es si a un mayor caudal de fluido se tendría una distribución de inyección a lo largo de todo el intervalo perforado?, ó si por el contrario la zona inferior requiere algún trabajo de estimulación ó remoción

de daño que este afectando su capacidad de recibo y que al solucionarlo permita un mayor volumen de inyección con el mismo diferencial de presión en cabeza y por ende una mayor eficiencia en el consumo de energía de todo el sistema.

Hasta ahora hemos revisado lo referente a conversión de pozos, pero si se requiere la perforación de un pozo dedicado a inyectar, como es el caso de Caracara Sur, el proceso de evaluación sigue siendo el mismo, lo unico que aumenta es la incertidumbre geológica respecta a la presencia de arenas y los respectivos sellos ó cuerpos de arcilla. Para la unidad C7-M como se ha presentado en secciones anteriores, el riesgo geológico de presencia y continuidad de la unidad hidráulica es bajo, y se puede acotar aun más en función de correlaciones y mapas de desarrollo de arenas utilizando los pozos del área.

De forma análoga a Jaguar 21, el mismo proceso se siguió para la perforación del pozo inyector Caracara Sur A-12, y los resultados del mismo se pueden observar en las **Figuras 30, 31 y 32**. Nuevamente se cuenta con arenas masivas continuas al igual que los sellos que brindan las extensiones de arcilla, una buena cementación y la verificación que todo el flujo se maneja a través de los perforados.

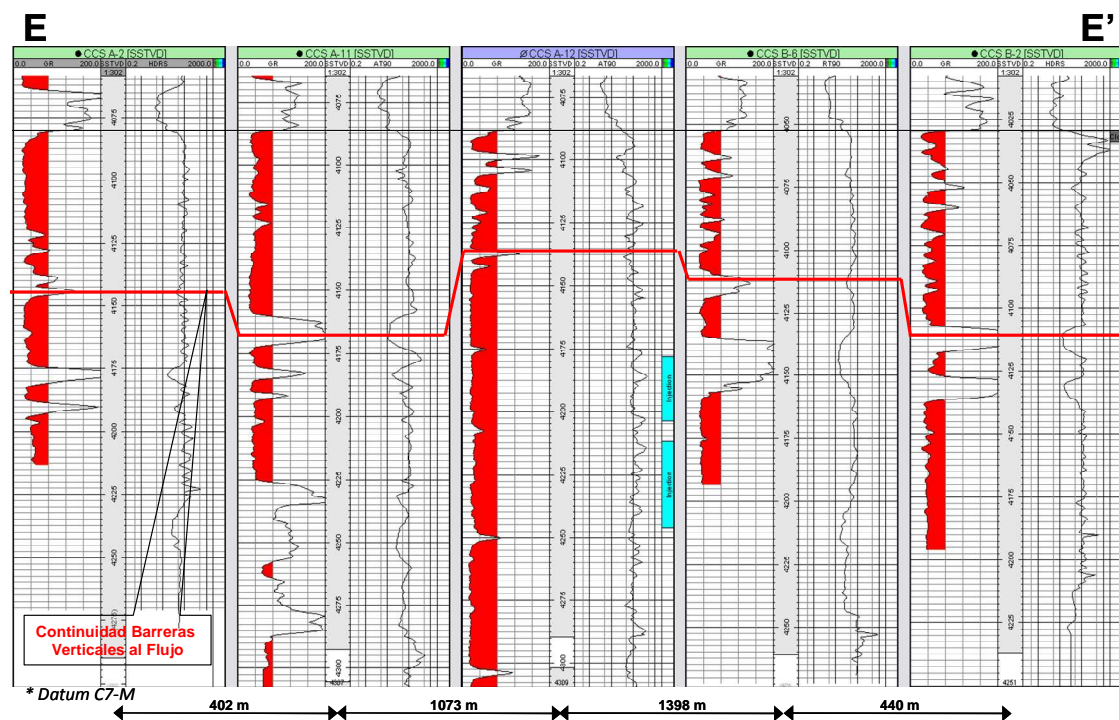
Figura 30. Mapa localización Pozo CCS-A12



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

Al igual que en Jaguar 21, el pozo en fondo se ubica alejado del sistema de fallas y por ende de los pozos productores de hidrocarburos. Por control se mantendrá un monitoreo de presiones en los pozos productores de la unidad C7-M para detectar cualquier anomalía.

Figura 31. Correlación geológica pozos en el área de CCS-A12



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

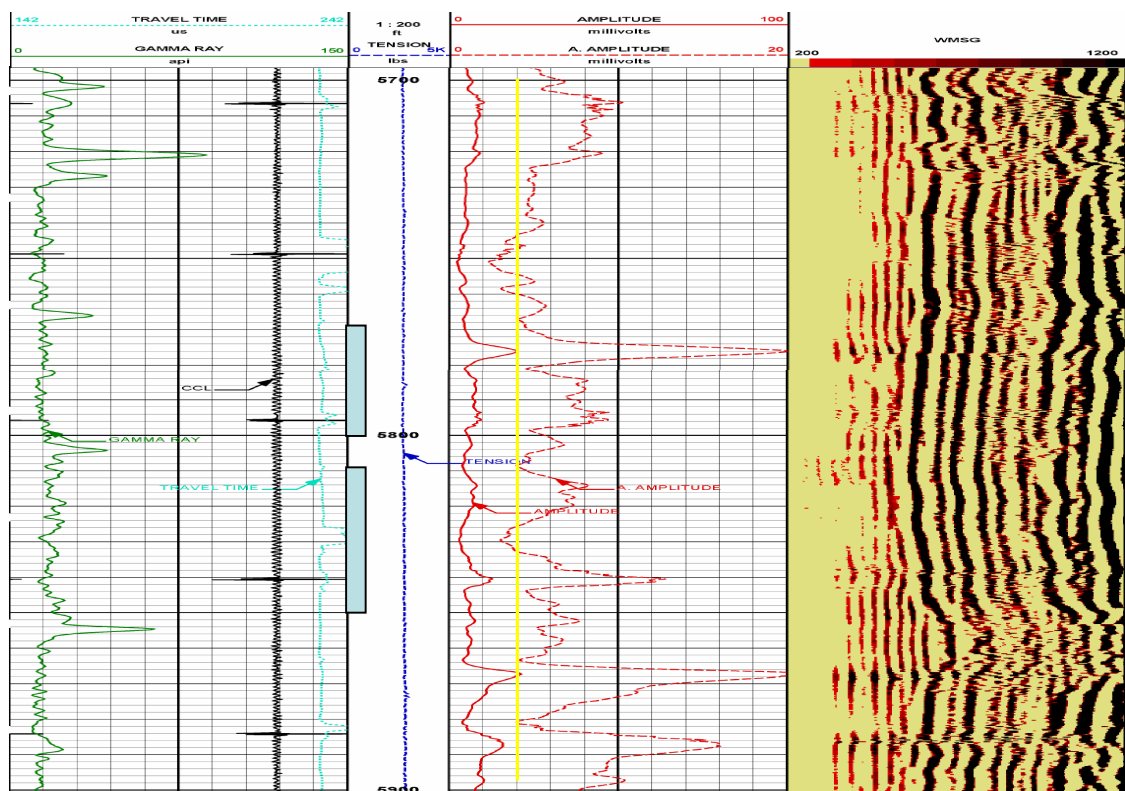
En el pozo CCS-A12 se aprovechará para cañonear dos intervalos y tener abierta una mayor área para inyección, con la expectativa de disminuir pérdidas y manejar altos caudales con una menor presión en cabeza.

Lo referente a calidad de cementación se observa en la **Figura 32** y las lecturas son inferiores a los 20 milivoltios, con una buena adherencia a lo largo de la zona de interés. Aunque aquí solo se presenta la sección correspondiente al C7-M, al tratarse de un pozo que manejara la inyección a través del revestimiento la verificación de la calidad de la cementación debe realizarse en toda la extensión del mismo. Recordemos que las zonas someras son especialmente críticas en términos de evitar afectaciones al entorno. En lo que respecta a asegurar

distribución de flujo, en la **Figura 33** se observan los resultados del registro de inyección corrido en este pozo.

En el registro de inyección se presenta un caso similar al de Jaguar 21, en donde el intervalo superior recibe el ochenta y cinco por ciento del volumen total y el resto del flujo pasa al intervalo inferior. La calidad de las arenas es similar, así que nuevamente surge el interrogante de si el potencial de recibo es mayor ó la capacidad del intervalo inferior se ve afectada por una condición de daño ya sea durante la perforación, el completamiento ó al inicio de la inyección por una calidad inadecuada en los parámetros de tratamiento (alto contenido de sólidos).

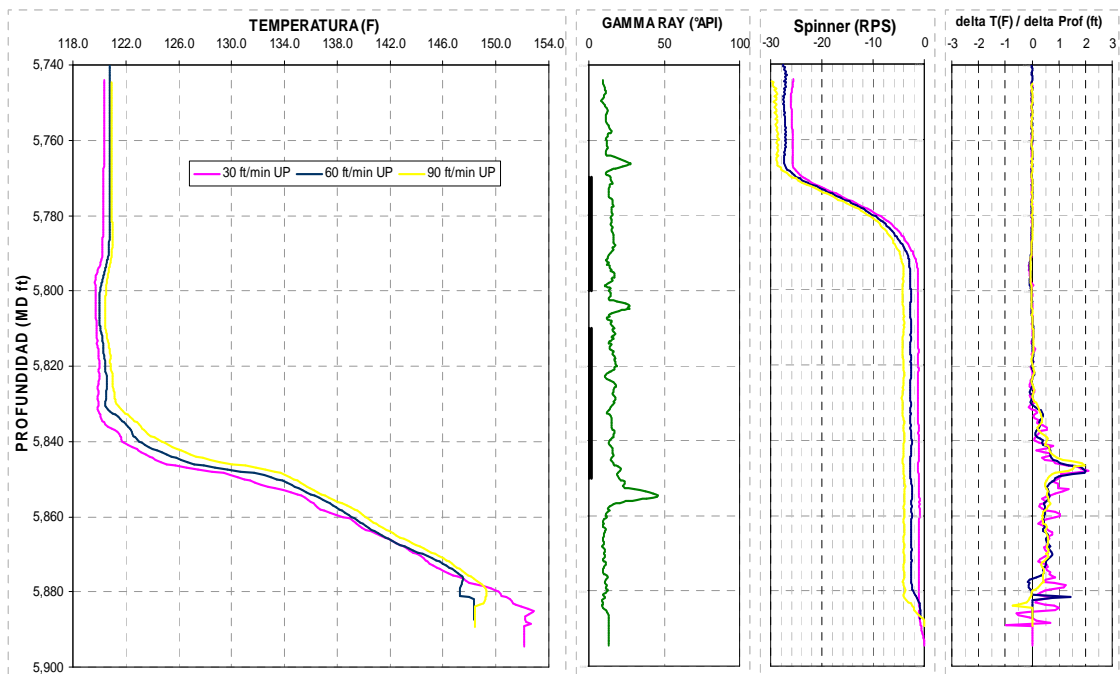
Figura 32. Registro de cementación pozo Jaguar 21



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

El registro de inyección no mostró que se presentaran puntos de fuga ó flujos por detrás del revestimiento diferentes a la zona de interés. En futuros trabajos se recomienda trabajar mayores caudales y así determinar la máxima capacidad de inyección de este tipo de pozos para tener como referencia de evaluación futura en este tipo de inversiones.

Figura 33. Registro de Inyección Pozo CCS-A12



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

Al igual que con el registro de cementación, en el registro de inyección se debe revisar la lectura de temperatura y movimiento (“spinner”) a lo largo de todo el pozo. Es aquí donde cobra especial relevancia que se cuente con una lectura en tiempo real en superficie y así decidir en el momento justo donde verificar comportamientos anómalos y que requieran de verificaciones posteriores respecto a la integridad del revestimiento (verificación diámetros internos).

Un punto de control importante para este proyecto y relacionado con la integridad del sistema es el poder cuantificar el efecto erosivo del flujo de agua en la tubería ó en el revestimiento si se trata de un pozo dedicado a inyector.

Esto requiere de un programa de monitoreo a intervalos de tiempo específico de espesores internos, lo cual permitirá definir zonas con desgaste excesivo y activar así programas de reparación ó aislamiento preventivo. En lo que respecta a corrosión, se buscará que el sistema de inyección sea cerrado, y se pueda inhibir en el tratamiento cualquier mecanismo de afectación, como por ejemplo el de altos valores de oxígeno disuelto utilizando secuestrantes para este.

Posiblemente los pozos que se perforan como inyector y sobre los cuales se aprovecha el revestimiento como “tubería de inyección”, lo cual ofrece una mayor

área y por ende menores pérdidas de presión, con el tiempo deba adoptar un completamiento como el de los pozos de conversión, debido al desgaste que ha sufrido en sus paredes internas y que significa un riesgo especialmente a las arenas someras.

4.3. RECOMENDACIONES GENERALES PARA DISMINUCIÓN DEL COSTO DE LEVANTAMIENTO DEL BLOQUE CARACARA

De la Figura 24 es muy sencillo determinar las variables a controlar buscando impactar los costos de levantamiento y que también afectan el proyecto de reinyección. El primero de ellos está relacionado con la generación eléctrica, y en la cual se busca eliminar el consumo de combustible diesel, para lo cual se requiere que los diferentes campos y estaciones del Bloque Caracara se conecten al sistema de Energía Eléctrica Nacional.

El anterior es un proyecto que requiere una planeación exigente, y que debe considerar no solo la parte de construcción y adecuación de los sistemas en campo, sino la necesidad de comprar y garantizar un cupo de energía durante la vida comercial de los campos en producción. El costo de cada kilowatio podría llegar a ser una tercera parte del valor actual.

Uno de los mayores inconvenientes de este tipo de proyectos es que gran parte de las inversiones debe realizarse durante la etapa inicial de construcción sin que exista retorno ó impacto de la misma, por lo que el flujo de caja es considerablemente negativo en el arranque en la línea del tiempo del mismo. Otro beneficio no cuantificado directamente es el de evitar almacenamientos excesivos de combustible con los riesgos y la logística que esto implica.

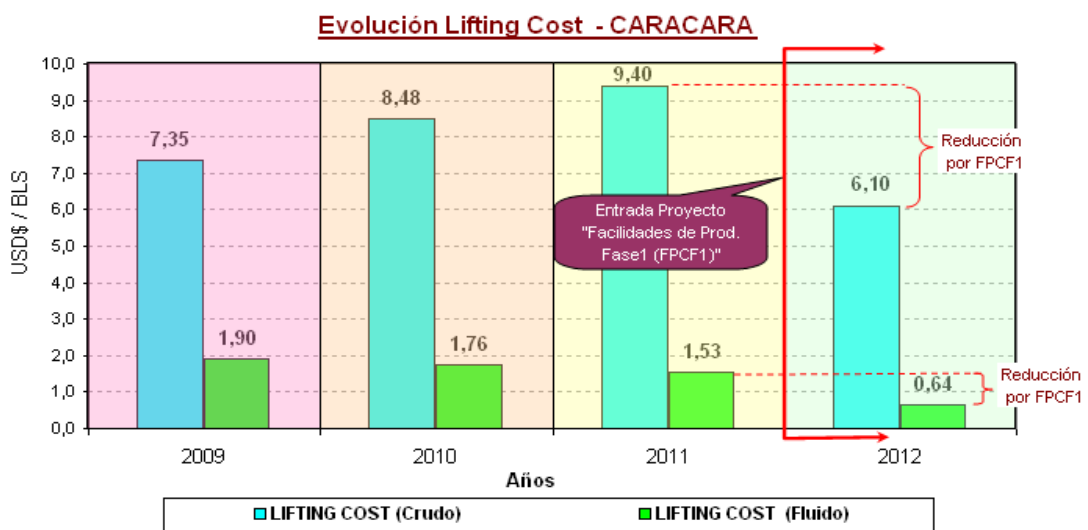
Una vez superado el impacto de generación es necesario entrar a suprimir de forma escalonada los equipos alquilados en facilidades por un sistema de tratamiento propio, y aunque como en el caso anterior se requieren altas inversiones iniciales, la disminución en OPEX es inmediata, y de por sí libera material que podría ser usado en los proyectos exploratorios de la empresa, como especie de facilidades tempranas.

La cuantificación económica de este impacto se puede observar en la **Figura 34**, en donde para el año 2012 se tendría una reducción del 30 % en los costos de levantamiento. El grueso de la inversión se realizaría en el 2011, y en la parte de facilidades se enfocaría a la estación de Caracara Sur, donde se concentra el mayor número de equipos en alquiler.

Una forma sencilla de evaluar este impacto es revisar contra la historia de producción de un pozo tipo de la unidad C7-M que maneja un alto nivel de fluidos la diferencia en valor presente neto respecto a la inversión de perforación cuando

se cuenta ó no con facilidades propias y se elimina la dependencia de generación eléctrica por combustible. El pozo seleccionado es Jaguar 10 A, y los resultados comparativos mes a mes de ambos proyectos sobre la misma curva de producción se pueden observar en la **Figura 35**.

Figura 34. Impacto en el costo de levantamiento al eliminar alquiler de equipos de tratamiento y generación por combustible



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

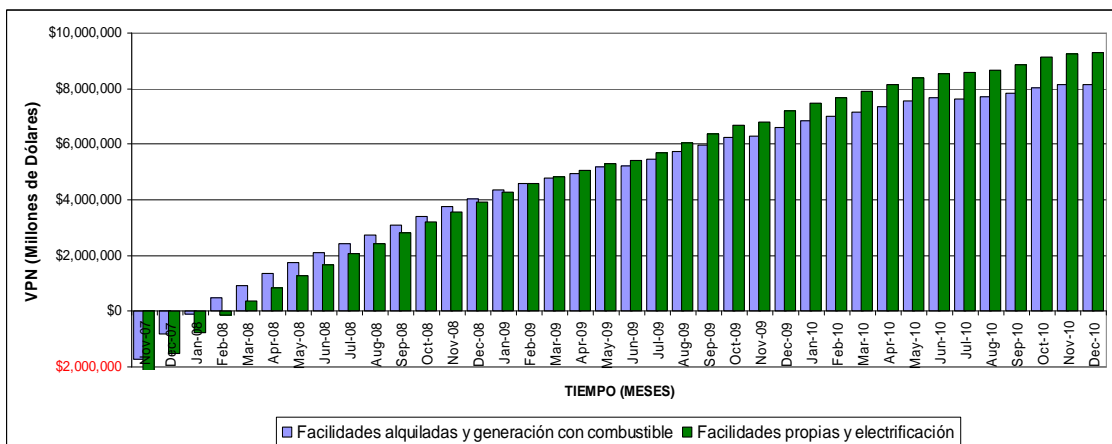
Para el cálculo de Valor Presente neto (VPN) se ha utilizado un valor constante de precio de crudo WTI de cincuenta dólares por barril, y una tasa interna de retorno a la inversión del 11 %. En lo que respecta a inversiones se considera el valor de la perforación, completamiento y líneas de flujo del pozo por un total de dos millones ochocientos mil dólares y en lo que respecta a gastos de operación se asume un servicio para cambio de equipo electrosumergible por falla cada dos años (veinticuatro meses).

En el caso de optimización se asume un valor adicional de inversión de ochocientos mil de dólares, que corresponde al total del proyecto dividido por el número de pozos. Los costos en este escenario se reducen en un treinta por ciento respecto al caso base, que en sí correspondería a las condiciones actuales de operación.

Los resultados son bastante claros, y aunque el precio de crudo real ha estado por encima de los cincuenta dólares, la diferencia en valor presente neto al disminuir en un tercio el costo de levantamiento es de aproximadamente un millón de dólares en un periodo de dos años.

Como se esperaba, en el caso de optimización al existir una mayor inversión inicial durante el primer año la diferencia es negativa, y solo se igualan cargas a partir del segundo año de producción. Aquí no se ha incluido el impacto económico futuro respecto al desplazamiento del límite económico en términos de reservas

Figura 35. Análisis VPN para el pozo Jaguar 10 A



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

En una economía de escala, como es el caso de contar con setenta y cinco pozos en el cual replicar este resultado, se hace evidente la necesidad de ejecutar este proyecto.

4.4. TRABAJOS DE OPTIMIZACIÓN POZOS INYECTORES

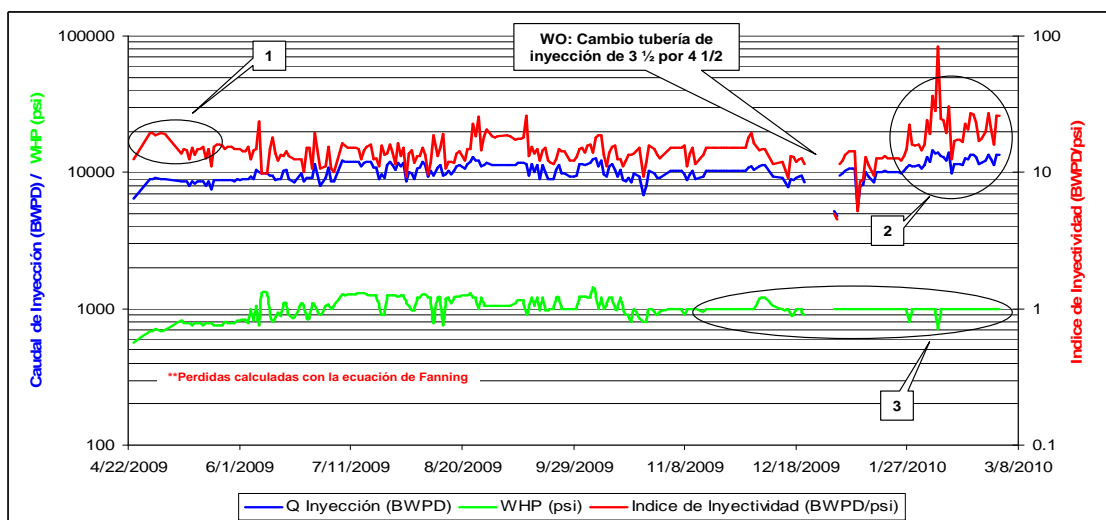
Uno de los puntos básicos a atacar dentro de las evaluaciones de optimización es disminuir las pérdidas de presión en los diferentes trayectos horizontales (líneas de flujo) y verticales (tubería de inyección) del sistema. Bajo esta perspectiva una de las recomendaciones más sencilla es instalar el máximo diámetro de tubería de inyección que el estado mecánico del pozo permita, y de esta forma se logra concentrar de forma eficiente la energía de inyección en función del caudal manejado.

En la **Figura 36** se puede observar el impacto de cambio de tubería, de 3.5 pulgadas a 4.5 pulgadas, en el pozo Jaguar 21, y es claro observar como el índice de inyectividad aumenta en un ochenta por ciento mientras se logra mantener la

misma presión en cabeza, y por ende se incrementa en un treinta por ciento el caudal de inyección.

Una variable adicional que se consideró en este proceso es garantizar que la tubería estuviera libre de cualquier agente contaminante, especialmente sólidos o “escamas” de corrosión que pudieran ser arrastradas por la corriente de inyección e introducidas dentro de la formación, con el respectivo efecto de taponamiento.

Figura 36. Impacto cambio tubería de inyección en Jaguar 21



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

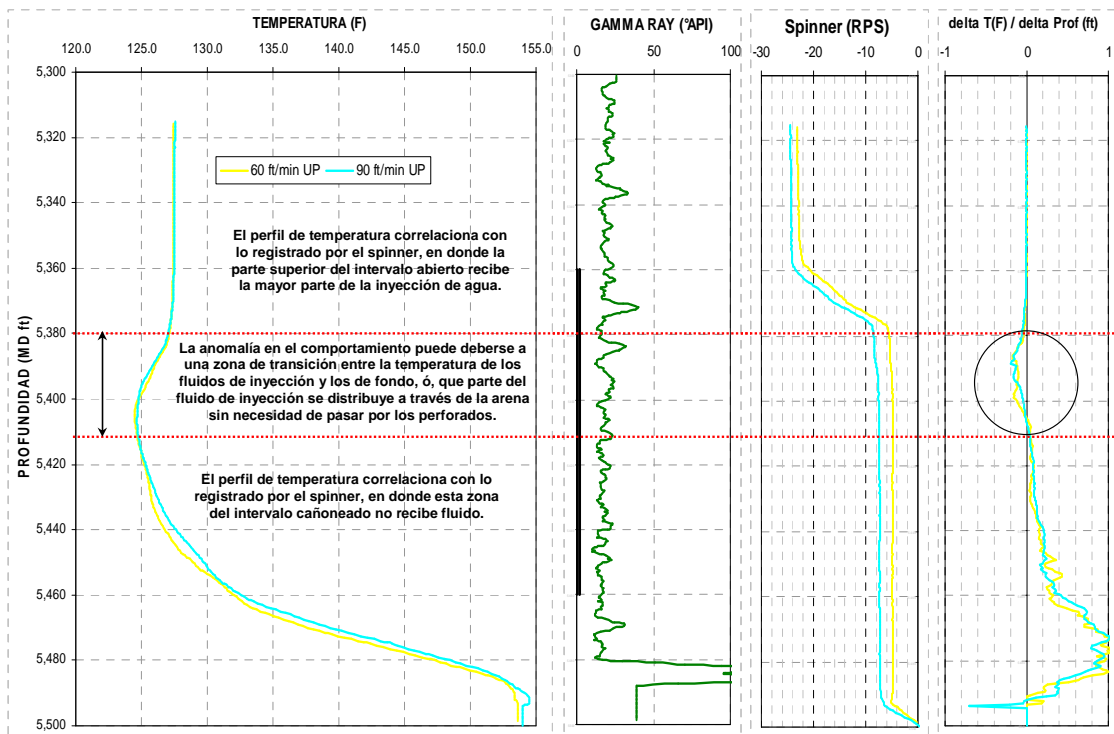
Otro punto a evaluar es lo referente a lo interpretado en los registros de inyectividad de los diferentes pozos, donde solo una sección del intervalo perforado recibe gran parte del volumen inyectado, y por lo tanto se pierde sección abierta a recibir flujo, tal y como muestra la **Figura 37**.

Es importante establecer la causa de esta situación, ya sea por calidad de arenas ó daño de formación, y definir el tipo y potencial de un trabajo de estimulación. Dentro de las premisas a considerar en este tipo de trabajos se encuentran:

- a. Definir la causa de daño y más allá del trabajo de estimulación tener un plan de mitigación definido a futuro. Si es una situación “inevitable” se debe considerar un programa cíclico para recuperación de las mejores condiciones de inyectividad.
- b. Al ejecutar estos trabajos se debe considerar el contar con un sistema de respaldo que permita manejar la totalidad de los volúmenes de producción de agua sin afectar la norma operación de las facilidades.

- c. Durante la estimulación se debe garantizar una adecuada divergencia del fluido de estimulación sobre toda la zona cañoneada (utilización de empaques).
- d. Se debe disponer en superficie de la capacidad para aumentar inyección de acuerdo a los resultados que se obtengan y evaluar el impacto de la estimulación.
- e. Si se considera como trabajo de estimulación la realización de un fracturamiento (ácido ó hidráulico) se debe definir con certeza la extensión vertical de la fractura, y garantizar que se repeta y mantiene la integridad de los sellos verticales al flujo (cuerpos de arcilla).
- f. Incluir dentro del programa pruebas de compatibilidad.

Figura 37. Registro de Inyección Pozo Jaguar T6



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

El modelamiento de un trabajo de estimulación en un pozo inyector para disposición, requiere la misma labor ardua y de control que en un pozo productro de aceite.

El proyecto de reinyección de aguas de producción tiene como variable funcional de forma directa los volúmenes de fluido que se manejen en el Bloque Caracara, por lo que este capítulo está enfocado a presentar las alternativas disponibles para el control de agua a nivel de yacimiento, con su evaluación técnica y económica, y que hacen parte de las recomendaciones generales de este documento.

5.1. OBJETIVOS PROYECTO CONTROL DE PRODUCCION DE AGUA BLOQUE CARACARA

Los objetivos de este proyecto son:

- a. Optimizar la producción de aceite, logrando impactar de forma positiva los factores de recobro final de las diferentes arenas del Bloque Caracara.
- b. Reducir la producción de agua en superficie, y por ende mantener niveles de aporte menores sobre el sistema de tratamiento y reinyección en términos de disposición. Esto contribuye a disminuir el impacto en costos de levantamiento y a mitigar gastos de inversión en superficie.

Es claro también el beneficio logístico de limitar el aporte de agua de formación, minimizando el riesgo ambiental inherente al manejo de fluidos contaminantes en superficie.

5.2. PASOS A SEGUIR DENTRO DEL PROYECTO DE CONTROL DE PRODUCCION DE AGUA DEL BLOQUE CARACARA

La propuesta que se maneja de evaluación incluye las siguientes etapas:

- a. Selección de pozos candidatos, los cuales deben tener un alto corte de agua y un potencial para manejar caudales superiores a los cinco mil barriles de agua por día. Esto requiere pozos con un alto índice de productividad y buen soporte de presión, lo cual cifra este grupo en pozos productores de la unidad C7-M especialmente.
- b. Realizar un estudio diagnóstico para cada uno de los pozos candidato. Evaluando su comportamiento en evolución de corte de agua, definiendo si se trata de efectos de conificación ó canalización. De acuerdo a esto se definirá el posible tratamiento a ejecutar.
- c. Implementación de una prueba piloto en el pozo que exhiba las mejores condiciones de balance entre expectativa de producción y riesgo asociado a la operación. Para la escogencia del piloto entra a jugar la inversión que se requiere ejecutar de acuerdo al estado mecánico actual del pozo.

Esta evaluación requiere la participación activa del departamento de operaciones, para cuantificar el riesgo de la instalación de determinados equipos, y esto si el estado mecánico del pozo (diámetros de revestimiento) lo permite.

5.3. ESQUEMAS DE COMPLETAMIENTO APLICABLES EN LOS POZOS DEL BLOQUE CARACARA

Para los pozos de Caracara se plantean dos sistemas básicos de completamiento en fondo que se presentan a continuación:

- a. Limitar el efecto de conificación al producir agua hacia la base de la arena y al mismo tiempo fluido de la parte superior donde se asume una mayor saturación de aceite. El agua se reinyecta hacia la base del pozo en otro cuerpo de arena aislado de la zona de hidrocarburos. Ver **Figura 38**.

Figura 38. Sistema control de conificación e inyección de agua en fondo



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

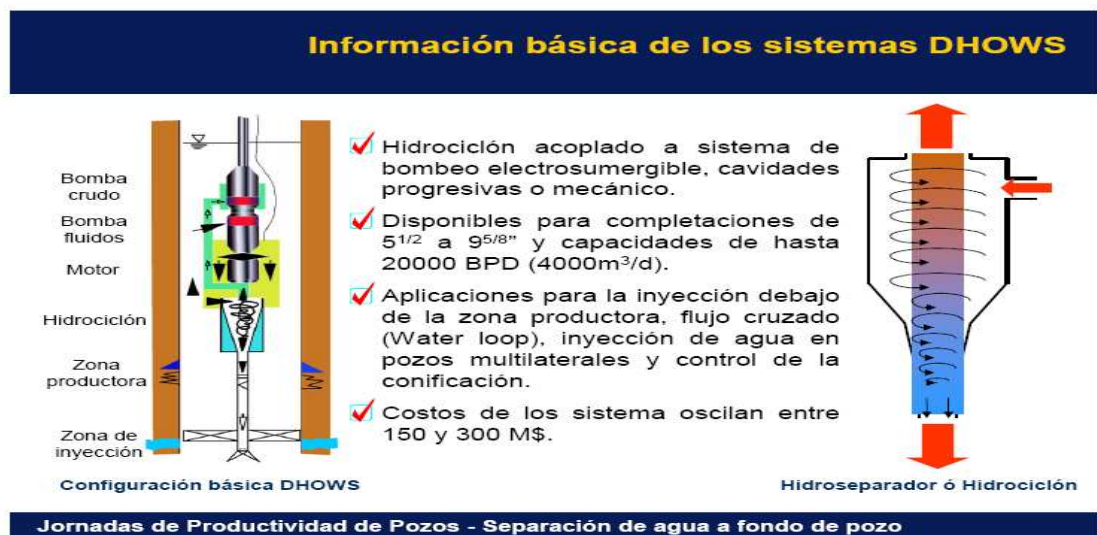
Este sistema evita el manejar exceso de agua en superficie y el procedimiento de control y monitoreo de la reinyección sería el mismo desarrollado en capítulos anteriores.

Para controlar la conificación se requiere establecer un diferencial de producción que garantice que se limitará el flujo vertical de agua. Ofrece un alto riesgo operativo por el ensamblaje complejo a instalar en fondo y que de presentarse un daño en el sistema de inyección requiere retirar todo el sistema.

En algunos pozos con un avanzado caso de conificación esta condición puede ser irreversible, por lo que estaría diseñado para intervalos que hasta ahora se abren a producción.

- b. Separación de agua en fondo y reinyección de esta corriente en arenas más profundas. El estado mecánico incluye un hidrociclón que buscará separar la mayor cantidad de agua libre posible y dirigirla en inyección a otra arena fuera del sistema petrolífero del pozo. Ver **Figura 39**.

Figura 39. Sistema de separación de agua en fondo con reinyección



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

En este proceso es muy importante que la separación sea eficiente en términos de una concentración de aceite mínima en la corriente a inyectar, para evitar taponamientos en la arena receptora y las obvias pérdidas en producción.

Este sistema no busca solucionar problemas a nivel de yacimiento por lo que tiene un mayor rango de aplicabilidad en pozos con alto corte de agua (superior al 90 %). A diferencia del caso anterior, de presentarse problemas en la inyección simplemente se volvería a la situación inicial de producción, aunque se requeriría en superficie tener el cupo disponible para este evento, de lo contrario se limitaría el aporte total del pozo.

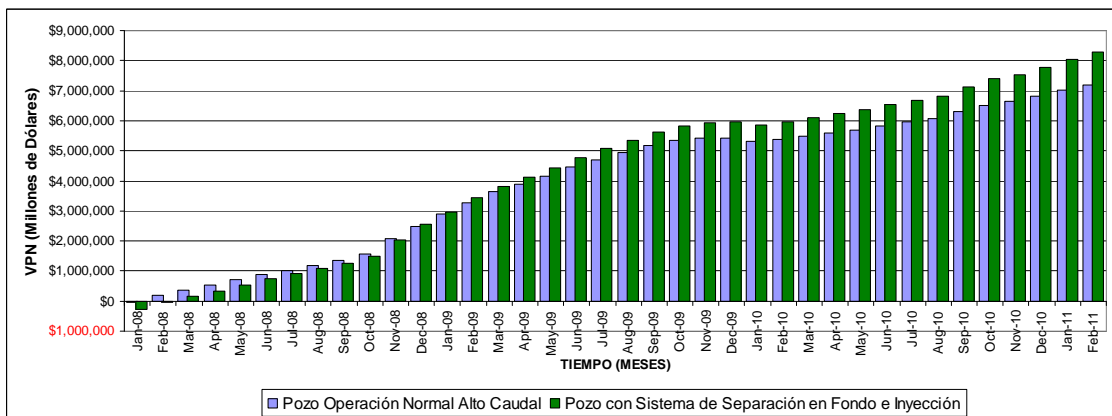
Mecánicamente los riesgos son menores en caso de existir problemas para retirar empaques de producción, pero se hace necesario controlar el aporte de sólidos que pudieran generar un efecto abrasivo sobre

5.4. EVALUACIÓN ECONÓMICA SISTEMAS DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN FONDO

Para brindar un escenario de evaluación tomaremos el caso de la instalación del sistema de separación en fondo en el pozo Jaguar T5, productor de la unidad C7-M, con un alto caudal y corte de agua. Se asumirá una eficiencia del sistema del ochenta por ciento y se tendrá una vida útil del sistema electrosumergible de veinticuatro meses. Como en el caso anterior el precio del crudo se asume de 50 dólares por barril y no se tiene afectación a la producción de aceite.

En la **Figura 40** se observa el resultado del análisis respecto al valor presente neto (VPN), y para un costo de instalación del sistema del doble de un equipo normal se requiere un tiempo de recuperación de la inversión de ocho meses. Las ventajas a largo plazo son claras y soportan la ejecución del proyecto.

Figura 40. Evaluación económica instalación separador de agua en fondo e inyección en el pozo Jaguar T5



Fuente: Base de Datos Cepcolsa

Aquí no se incluye el impacto de no dependencia de combustible diesel para generación eléctrica y se mantiene el sistema de equipos de tratamiento en alquiler.

6.CONCLUSIONES

Para los Campos en producción de petróleo del Bloque Caracara la evaluación técnica y económica de las alternativas legales disponibles para el manejo de aguas residuales de producción arroja que la elección y desarrollo del proyecto se debe enfocar hacia la reinyección en fondo.

La selección de pozos para disposición por inyección de aguas de producción requiere la integración de un análisis geológico y operacional, donde las variables más importantes son un adecuado sello de contención alrededor de la formación seleccionada para recibir el fluido y la garantía de la integridad mecánica del completamiento a través del tiempo de operación.

La unidad seleccionada para recibir el fluido de inyección corresponde al nivel de arenas denominado como C7-M dentro de la Formación Carbonera, cuya continuidad lateral y propiedades petrofísicas permite tener la mayor capacidad de almacenamiento, manteniendo bajo condiciones normales de operación valores de presión en cabeza inferiores a los gradientes de fractura del pozo, respetando así la integridad del sello vertical existente.

Para la cuenca de los Llanos en donde se cuenta con presencia de un acuífero activo infinito y de recarga en superficie, es normal manejar altos volúmenes de fluido con una evolución incremental continua en el corte de agua, lo que en conjunto con la normatividad ambiental vigente obliga a que el Operador realice una adecuada planeación y esquema de inversiones tanto en el tratamiento en superficie como en la disposición final de las corrientes residuales.

Un proyecto de disposición de agua de producción por reinyección alcanza a constituir en gastos operacionales hasta una cuarta parte del costo total de levantamiento, siendo la variable de mayor peso la relacionada con generación eléctrica. Para optimizar esta proporción se debe suspender la dependencia del combustible Diesel para generación, e iniciar un proyecto en paralelo de interconexión eléctrica, y de igual forma en superficie los sistemas de inyección deben estar centralizados en las Estaciones de producción existentes.

En lo que respecta a inversiones de capital, como la perforación de nuevos pozos dedicados a reinyección, se debe garantizar que se obtenga la máxima capacidad de disposición por pozo, llevando a cabo trabajos de estimulación y control de calidad en el agua de inyección, evitando así la generación de daños de formación

que disminuyan su potencial. La localización de estos pozos debe estar fuera de la zona de interés en términos de reservas de hidrocarburos.

La normatividad ambiental vigente en Colombia aplicada a la industria de los hidrocarburos en lo referente al manejo de aguas residuales de producción mantiene una tendencia clara a que estas corrientes sean manejadas vía reinyección a través de pozos perforados ó convertidos para tal fin. La disposición por vertimiento en superficie se limita cada vez más, dados los riesgos ambientales que esto representa, y el consecuente impacto social negativo que desencadena una falla en cualquier punto de estos sistemas.

El control de la producción de agua en fondo, sin que esto implique sacrificar producción de petróleo, es una alternativa técnica y económicamente viable para los pozos del Bloque Caracara que producen de la unidad C7-M, alcanzando un retorno a la inversión en los primeros cuatro meses de la instalación de los equipos requeridos.

BIBLIOGRAFIA

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPUBLICA. Decreto Ley 2811 (18, Diciembre, 1974). Por la cual se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente. Diario Oficial. Bogotá D.C., Enero 27 de 1975. p. 1-80.

RICHARD, Arnold. Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. Schlumberger Oilfield Review, Volumen 16, Octubre 2004, p. 30-45.

WOJTANOWICZ, A.K. Performance Analysis of Wells With Downhole Water Loop Installation for Water Coning Control. Journal of Canadian Petroleum Technology, Volumen 49, Junio 2010, No. 6, p. 38-45.