

DESARROLLO DEL ESQUEMA AMBIENTAL PARA IMPLEMENTAR POZOS
DISPOSAL PARA AGUA DE PRODUCCIÓN

DANIELA ORDOÑEZ RUIZ
NOREHIDY KATHERÍN ACEVEDO NEIRA

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

2019

DESARROLLO DEL ESQUEMA AMBIENTAL PARA IMPLEMENTAR POZOS
DISPOSAL PARA AGUA DE PRODUCCIÓN

DANIELA ORDOÑEZ RUIZ
NOREHIDY KATHERÍN ACEVEDO NEIRA

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniera de Petróleos

Director
JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN
M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector:
JORGE ENRIQUE FORERO SANABRIA
Ingeniero senior de procesos de Producción y Gerenciamiento de Fluidos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2019

AGRADECIMIENTOS

A Dios primeramente por la sabiduría y fortaleza que me regaló para poder culminar con éxito y felicidad mi etapa de formación profesional, enseñándome a enfrentar las adversidades sin perder por ningún motivo la dignidad y fuerza de voluntad.

A mis padres, Nixon Acevedo Jaimez y Celmira Neira Cáceres, quienes con su trabajo y esfuerzo fueron apoyo incondicional en cada una de las etapas por las cuales estaba conformado este logro (el cual es más de ellos que mío), y que sin duda alguna no hubiera sido posible sin la formación en principios, valores y carácter infundados desde el seno familiar. También a mi familia en general que de una u otra manera brindaron apoyo en aquellos momentos de dificultad.

A mis profesores de universidad, quienes, a través de su amplio conocimiento en la industria del petróleo y experiencias vividas, sembraron la semilla que me dio visión para continuar preparándome profesionalmente, llevando en alto el nombre de mi amada UIS a través de mi ética y desempeño como profesional.

A mis compañeros de siempre, Daniela Ordoñez (compañera de tesis), Camila Joya, Alejandro Calderón y Will, quienes estuvieron a mi lado en los momentos más difíciles, demostrándome la amistad sincera y sencillez.

Finalmente, pero no menos importante a mi profesora y amiga incondicional desde mi bachiller, Bertha Fontecha, quien con sus consejos y orientación espiritual me ha enseñado el respeto y amor por los sueños y metas propuestas.

Norehidy Katherín Acevedo Neira

Primero que todo gracias a Dios, después a mis padres Flor Ángela Ruiz y Hernando Ordoñez que siempre me han apoyado en cada uno de mis proyectos, su trabajo y esfuerzo por ayudarme a culminar con éxito la carrera universitaria, sin ellos esto no sería posible, su amor incondicional eran mi energía constante para no desfallecer, a mi familia en general, porque su ayuda cuando muchas veces las circunstancias eran complicadas, me ayudaron.

También quiero agradecer a cada uno de los compañeros y amigos que he conocido a través de la carrera, algunos que llegaron y se fueron, y por los que se quedaron a seguir compartiendo conmigo, a cada uno de ellos les agradezco porque aprendí sobre compañerismo, cariño, ayuda, apoyo y por mil cosas más, mil gracias. Esta etapa universitaria me dejó grandes amigos, Leydy sin lugar a dudas con quien inicie este camino y quien siempre que pudo me acompañó en los momentos más difíciles, también a Andrés Martín un amigo, consejero con el que tenemos miles de historias, a ti Andrea del pilar por ser siempre la de las ideas locas desde que nos conocimos y tu manera tan única de ser, William sin duda el del corazón más noble y a ti Jeremy por seguirme en cada ocurrencia y ser esa persona fiel, Camila la amiga más tierna y que por tu respaldo cuando más lo necesitaba.

Y por último a mi compañera de tesis sin ella no sería posible este proyecto, por su constancia que a pesar de estar difícil la situación nunca persistió de este proyecto. Para terminar gracias a ti Jorge Luis por ser más que mi pareja mi apoyo, y mi motivador personal, por enseñarme que la vida es “Hacer de las crestas más larga y los valles más cortos”.

A la universidad que me ayudo a formarme como futura profesional y me dio la oportunidad de que toda esta etapa existiera. Orgullosa de ser UIS.

Daniela Ordoñez Ruiz

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES Y ANTECEDENTES.....	19
1.1. EL AGUA COMO PRODUCTO EN PROCESOS DE LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS	21
1.1.1. Definición.	21
1.1.1.1. Tipos de agua presentes en el yacimiento	21
1.1.2. Problemas generados por la alta producción de agua en campo	22
1.1.3. Mecanismos de entrada del agua al yacimiento:	23
1.1.3.1. Flujo canalizado detrás del revestimiento, tuberías de producción o empacadores.	24
1.1.3.2. Contacto agua – petróleo dinámico	25
1.1.3.3. Fracturas o fallas.	26
1.1.3.4. Conificación o formación de crestas.	28
1.2. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS AGUAS USADAS EN LOS PROCESOS DE INYECCIÓN.....	29
1.2.1. Análisis realizados para la caracterización de las aguas de inyección.	29
1.3. MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DE LAS AGUA DE PRODUCCIÓN.	32
1.3.1. Métodos de disposición aceptados (no recomendables)	32
1.3.1.1. Descarga costa afuera.....	32
1.3.1.2. Evaporación.	33
1.3.1.3. Descarga controlada en agua dulce (vertimiento).....	33
1.3.2. Métodos de disposición aceptados (recomendables)	33

1.4. NORMATIVIDAD LEGAL APLICADA AL VERTIMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN.	36
1.5. NORMATIVIDAD LEGAL APLICADA A LA INYECCIÓN DE AGUAS.	38
2. LOS POZOS DISPOSAL EN LA INYECCIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN.	40
2.1. CRITERIOS DE ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE POZOS DISPOSAL	41
2.1.1. Conocimiento de la geología local y regional.	42
2.1.1.1. Profundidad.	43
2.1.1.2. Características litológicas y texturales	43
2.1.1.3. Continuidad.	43
2.1.1.4. Características tectónicas	43
2.1.1.5. Características geotérmicas y de presión.	43
2.1.1.6. Características hidráulicas.	43
2.1.1.7. Características geoquímicas.	44
2.1.2. Diseño del pozo.	44
2.1.2.1. Parámetros de diseños que hay que conocer.	44
2.1.2.2. Parámetros de diseño que hay que establecer.	45
2.1.3. Calidad del agua.	46
2.1.4. Facilidades de superficie.	46
2.2. FACTORES QUE INFLUYEN EN EL PROCESO DE INYECCIÓN.	49
2.3. PROBLEMAS GENERADOS POR MALAS PRÁCTICAS EN LA INYECCIÓN DE POZOS DISPOSAL	50
3. PROBLEMÁTICA PRESENTE EN LOS CAMPOS DE MAYOR PRODUCCIÓN DE AGUA EN LA CUENCA DEL CATATUMBO	52
3.1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DEL CATATUMBO.	52

3.2. GEOLOGÍA DE LA CUENCA DEL CATATUMBO	53
3.2.1. Fase de tectónica extensional (triásico – jurásico):.....	54
3.2.2. Fase de margen pasiva (aptiano – campaniano temprano):	54
3.2.3. Fase transicional de margen pasiva – activa (cretáceo tardío – paleoceno):	54
3.2.4. Fase de Cuenca Antepaís (Foreland) – terciario (Paleoceno Tardío – Mioceno Tardío):.....	54
3.2.5. Estratigrafía:.....	55
3.2.5.1. Basamento.....	55
3.2.5.2. Precretáceo (Triásico – Jurásico):	55
3.2.5.3. Cretáceo:	55
3.2.5.4. Terciario:	59
3.3. EVALUACIÓN ESTRUCTURAL DE LA CUENCA DEL CATATUMBO.....	61
3.4. CAMPOS DE MAYOR PRODUCCIÓN DE AGUA EN LA CUENCA DEL CATATUMBO.	62
3.5. GENERALIDADES CAMPO TIBÚ – SOCUAVO.	65
3.5.1. Geología del Campo Tibú.	67
3.5.1.1. Anticlinales.....	69
3.5.1.2. Fallas	70
3.5.2. Propiedades petrofísicas.....	70
3.5.3. Análisis Físicoquímico para las aguas de producción del campo Tibú.	72
3.6. GENERALIDADES DEL CAMPO RÍO ZÚLIA.	73
3.6.1. Estaciones para recolección de efluentes en el campo Rio Zulia	74
3.6.1.1. Estación GS1:	74
3.6.1.2. Estación GS2:	74

3.6.1.3. Estación principal:	75
3.6.2. Geología del campo Rio Zulia:	75
3.6.3. Propiedades petrofísicas del campo Rio Zulia.	76
3.6.4. Análisis fisicoquímicos para las aguas de producción del Campo Rio Zulia.	77
3.6.5. Sistema de tratamiento para el agua de producción, campo Rio Zulia	78
3.6.5.1. Sistema de drenaje	79
3.6.5.2. Sistema de tratamiento de agua	80
3.7. ANALISIS DETALLADO A LA PROBLEMÁTICA PRESENTE EN LOS CAMPOS DE MAYOR PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL CATATUMBO	81
3.7.1. Calidad del agua de producción en el campo Tibú.	81
3.7.2. Calidad del agua del campo Rio Zulia.	84
3.7.3. Sistema de tratamiento implementado en el campo Rio Zulia.	87
4. DESARROLLO DE UN MODELO DE ESQUEMA AMBIENTAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE POZOS DISPOSAL	89
4.1. DEFINICIÓN	89
4.2. PARÁMETROS DE REFERENCIA EN EL DESARROLLO DE POZOS DE DISPOSICIÓN	90
4.2.1. Parámetro Normativo	90
4.2.2. Parámetro Técnico.....	91
4.2.2.1. Caracterización geológica.....	91
4.2.2.2. Diseño del pozo.	92
4.2.2.3. Calidad del agua:	93
4.2.2.4. Facilidades de superficie.....	94
4.2.3. Parámetro ambiental.....	95

4.2.3.1. Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA).....	95
4.2.3.2. Estudio de Impacto Ambiental (EIA):	95
4.2.3.3. Evaluación ambiental.....	96
4.2.3.4. Análisis de Riesgos.....	98
4.2.3.5. Plan de manejo ambiental (PMA):	98
4.3. ESQUEMA AMBIENTAL PARA IMPLEMENTAR POZOS DISPOSAL PARA AGUA DE PRODUCCIÓN	99
5. RESULTADOS ESPERADOS	102
6. CONCLUSIONES	103
7. RECOMENDACIONES.....	105
BIBLIOGRAFÍA.....	107

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Ejemplos curvas de declinación.....	24
Figura 2 Filtraciones en el revestidor, en la tubería de producción o en el empacador	25
Figura 3: Contacto agua – petróleo dinámico	26
Figura 4. Fracturas o fallas entre pozo inyector y productor.	27
Figura 5. Fracturas o fallas en una capa de agua (pozo vertical).	27
Figura 6. Fracturas o fallas entre pozo inyector y productor.	28
Figura 7. Recobro mejorado mediante inyección polimérica.	35
Figura 8. Imagen de pozo disposal.	35
Figura 9. Estructura de un pozo Disposal.	42
Figura 10 Esquema de los elementos principales recomendados para inyección profunda.....	47
Figura 11. Sistema de tratamiento para inyección de aguas de producción.....	48
Figura 12. Localización de la Cuenca del Catatumbo.....	53
Figura 13. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Catatumbo.	56
Figura 14. Mapa de localización de líneas sísmicas y pozos, cuenca Catatumbo.	63
Figura 15. Mapa de lineamientos estructurales. Cuenca del Catatumbo.....	64
Figura 16. Intervalo productor para el Campo Tibú - Socuavó.....	66
Figura 17. Ubicación geográfica del campo Tibú – Socuavo.	68
Figura 18. Distribución de las líneas Sísmicas en el Campo Tibú.	69
Figura 19. Ubicación geográfica del campo Rio Zulia.....	74
Figura 20. Columna estratigráfica para el campo Rio Zulia.	76
Figura 21. Sistema de drenaje Campo Rio Zulia.	79
Figura 22. Diagrama de flujo del sistema de tratamiento de agua.	81

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Departamentos de Colombia con su respectivo porcentaje (%) de aporte en la producción de hidrocarburos.....	20
Tabla 2. Parámetros permisibles para el vertimiento de aguas en superficie.	36
Tabla 3. Referencia NACE para calidad del agua de inyección.....	38
Tabla 4. Datos necesarios para evaluar la viabilidad de inyección en una formación.	40
Tabla 5. Posibles problemas durante la inyección en pozos disposal.	51
Tabla 6. Producción de la Cuenca del Catatumbo, campos productores actualmente activos.	65
Tabla 7. Análisis general de las propiedades petrofísicas para el grupo Uribante.	71
Tabla 8. Datos técnicos del campo.	71
Tabla 9. Análisis fisicoquímicos para las aguas de producción del campo Tibú. ...	72
Tabla 10. Formaciones productoras en el campo Río Zulia.....	75
Tabla 11. Propiedades petrofísicas para el intervalo productor del Campo Río Zulia.	76
Tabla 12. Análisis fisicoquímicos para las aguas de producción del Campo Río Zulia.	77
Tabla 13. Análisis de calidad del agua, Campo Tibú. Según Resolución 0631 de 2015.....	82
Tabla 14. Análisis de calidad del agua, Campo Río Zulia. Según Resolución 0631 de 2015.....	84
Tabla 15 Referencia NACE para calidad del agua de inyección.....	93
Tabla 16. Detalle de resultados esperados a partir de la implementación del esquema ambiental.....	102

RESUMEN

TÍTULO: DESARROLLO DE UN ESQUEMA AMBIENTAL PARA IMPLEMENTAR POZOS DISPOSAL PARA AGUA DE PRODUCCIÓN*.

AUTORES: DANIELA ORDOÑEZ RUIZ

NOREHIDY KATHERÍN ACEVEDO NEIRA^{**}

PALABRAS CLAVES: Disposal, Agua de Producción, Análisis Físico Químico, Área de disposición, Normatividad, Tratamiento de aguas

DESCRIPCIÓN: En la presente investigación, se desarrolló un esquema ambiental como guía base para implementar pozos Disposal, teniendo en cuenta parámetros y factores para realizar una correcta inyección en fondo, partiendo desde un estudio de la formación, hasta las adecuaciones en superficie.

Inicialmente se dio enfoque de toda la reglamentación necesaria para las diferentes actividades que se llevan a cabo dentro de la industria (permisos y licencias), las cuales deben ser diligenciadas antes de realizar actividades de inyección en fondo; seguidamente, se analizaron los campos de mayor producción de agua en la cuenca del Catatumbo y la problemática que estos poseen en torno al manejo y calidad de las aguas de producción; finalmente, dar solución a la problemática, a partir del desarrollo de un esquema ambiental tipo, para la implementación de pozos disposal.

En análisis de datos de producción y resultados de proyectos de inyección de aguas, se logró evidenciar que la práctica de este tipo de actividades, tiene como objetivo y razón de ser, dos de los más grandes indicadores, dentro de los parámetros de aceptabilidad para las buenas prácticas en la industria de los hidrocarburos, el factor dinero y reservas. Ahora bien, en un paralelo comparativo respecto a la inyección en pozos profundos (Disposal well), se logró observar que en esta ocasión los factores asociados que determinan la viabilidad y aceptación de un proyecto de este tipo, son el dinero y la producción; determinados por la continuidad operativa debida a la presencia de altas cantidades de agua en superficie.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.sc. Jhon Alexander León Pabón. Co-Director: Ing Jorge

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF AN ENVIRONMENTAL SCHEME TO IMPLEMENT WELLS DISPOSAL FOR WATER OF PRODUCTION *

AUTHORS: DANIELA ORDOÑEZ RUIZ**

NOREHIDY KATHERÍN ACEVEDO NEIRA

KEY WORDS: Disposal, Production water, physicochemical characteristics, receiving training, Regulations, Water treatment.

DESCRIPTION: Large quantities of water are produced in oil fields, which contain solids, traces of crude and chemical additives. For this reason, studies are being carried out to allow its reuse, either from activities that allow the increase of reserves (improved recovery) or bottom injection, in order to minimize operational costs and help increase produced barrels, together with a mitigation of the environmental impact generated by the water quality in the different points of surface disposal.

In the present research, an environmental scheme was developed as a basic guide to implement Disposal wells, taking into account parameters and factors to perform a correct injection at the bottom, starting from a study of the formation (characteristics and state of the injector well), up to the surface adjustments (water quality and treatment train); in order to clarify the impact that may lead to poor development of these activities.

In the data analysis of production and results of water injection projects, it was possible to demonstrate that the practice of this type of activities has as its goal and reason, two of the biggest indicators within the parameters of acceptability for good practices in the hydrocarbon industry: the factor(s) (of) money and reserves. Now, in a comparative parallel with the injection in deep wells (Disposal well), it was possible to observe that in this occasion the associated factors that determine the viability and acceptance of a project of this kind, money and production, determined by the operational continuity due to the presence of large amounts of surface water.

* Draft grade

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.sc. Jhon Alexander León Pabón. Co-Director: Ing Jorge

INTRODUCCIÓN

Las actividades que comúnmente se desarrollan en las industrias y en la vida cotidiana, conllevan consigo una gran demanda de agua; en la actualidad se considera que este recurso se encuentra en escases, razón por la cual, actualmente se investigan alternativas de tratamiento que permitan obtenerla en condiciones óptimas para su nuevo consumo. La industria del petróleo desarrolla actividades que involucran el vertimiento de grandes cantidades de agua, agua que en su mayor parte no es de consumo, pero que es tratada y puesta a disposición para posteriores actividades de inyección que ayudan a aumentar la productividad del campo (estimulación, recobro mejorado, entre otras).

Las aguas que se obtienen en los campos petroleros, normalmente acarrean cierta cantidad de contaminantes (sales, trazas de grasas y aceites, sólidos, aditivos químicos, entre otros) durante su paso por fondo de pozo; al momento de llegar a superficie, son puestas en un tren de tratamiento que permite eliminar la mayor cantidad de estos minerales. Estos sistemas de tratamiento son diseñados principalmente con el fin de dar cumplimiento a la normatividad legal vigente (Decreto N° 050 de 16 enero de 2018), así como, eliminar la mayor cantidad de sustancias, preferiblemente aquellas que son consideradas tóxicas y de alto riesgo para el entorno.

En este trabajo se busca brindar, de manera general, una contextualización de la normatividad para manejos de aguas, las concentraciones en la cuales deben estar los componentes del agua para poder ser inyectadas en pozos disposal y el análisis petrofísico que se debe realizar para determinar que la formación es óptima para disposición. De esta manera llegar a construir un prototipo de esquema ambiental (paso a paso), que sirva como documento guía en cuanto a la cronología y

sistematización en cuanto a la ejecución como el análisis de la viabilidad de proyectos de este tipo.

Para la estructuración del esquema ambiental, se tuvieron en cuenta criterios de selección como las condiciones del área en superficie, las características del agua a disponer, los permisos y formatos requeridos para poder ejecutar las diferentes adecuaciones necesarias y finalmente plantear al lector una razón por la cual se argumente la viabilidad del proyecto, tomando como base la experiencia de trabajos anteriormente realizados, opiniones por parte de las comunidades entrevistadas por los diferentes medios de comunicación, y todos los posibles escenarios en los cuales se podrían generar condiciones de alto riesgo, tanto a la población aledaña al proyecto, como a las formaciones involucradas en la actividad.

La aplicación de este esquema es de gran ventaja, ya que su uso, a pesar de ser enfocado a la implementación de pozos disposal, no se limita en este contexto, pues durante su estructuración, las variables de entrada en su mayoría son criterios de screening que aplican tanto a disposición como adecuación de las áreas de campo para desarrollo y puesta en marcha de nuevos proyectos.

1. GENERALIDADES Y ANTECEDENTES

El manejo del agua en los campos petroleros ha venido tomando un mayor interés, debido a los grandes volúmenes que se están obteniendo en superficie; razón por la cual se estudian alternativas de tratamiento que permitan minimizar el impacto generado por ésta en los diferentes puntos de disposición, así como servir de fuente de consumo para muchas de las actividades en campo. Sin embargo, esto ha sido un gran reto para la industria de los hidrocarburos, debido a los altos costos que acarrea la adecuación de la misma para posteriores reúsos (vertimientos o reinyección en fondo).

El volumen de agua producido por la industria petrolera en Colombia es destinado en gran parte a disposición subterránea (Disposal) con un 58,2% y a vertimientos superficiales con un 40,2%. Para el 2016, el volumen de agua destinado para Disposal fue de 120,03 millones de m³ y para reinyección fue de 50,94 millones de m³ (Ecopetrol, 2016)¹. Estos dos destinos del agua producida por la industria del petróleo involucran un manejo en subsuelo y técnicas de reutilización similares, así como altos costos dentro de sus sistemas de operación.

En cuanto al consumo de agua, la industria de los hidrocarburos es uno de los sectores que trabaja con las mayores tasas de agua. En el año 2000, se llegaron a consumir cerca de 210 millones de barriles/día (d) (33,4 millones de m³ d⁻¹), por los 75 millones de barriles día (11,9 millones m³ d⁻¹) de petróleo (Bailey t al., 2000)²; producción que llegó a tener un costo de 40 billones de dólares en el manejo del agua, cifra que para el 2002 llegó a ascender a 45 billones (El Karsani et al. 2014).

En el año 2016, la industria colombiana consumió alrededor de 56,23 millones de m³ de agua (0,154 millones m³ d⁻¹) (Ecopetrol, 2016). Una las razones por las cuales

¹ MESA, Sandra, *et al.* Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. Bogotá. 2018

se ha venido aumentando el consumo en la industria colombiana, es debido a las campañas de asignación de bloques para la actividad exploratoria, desde el año 2003 (Trujillo et al., 2017).

En los más recientes reportes suministrados por la Agencia Nacional de los Hidrocarburos (ANH), se presenta la producción de BOPD, para los diferentes departamentos de Colombia. En **la tabla 1** se dan los distintos porcentajes de producción, en una escala descendente por aporte.

Tabla 1. Departamentos de Colombia con su respectivo porcentaje (%) de aporte en la producción de hidrocarburos.

Departamento	Aporte en el 2016 (bbls)	En el año 2016 (%)
Meta	5'285,958	49,9%
Casanare	2'082,013	19,3%
Huila, Tolima, Putumayo, Norte de Santander, Boyacá, Cundinamarca, Cesar, Bolivar, Magdalena, Atlántico, Cauca y Sucre.	2'038,874	18,9%
Santander	736,791	6,83%
Arauca	550,165	5,1%

Fuente: MESA, Sandra; ORJUELA, Johana; ORTEGA, Angie; SANDOVAL, Juan.

Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. Bogotá. 2018

Con investigaciones, se ha llegado a concluir que la relación agua-petróleo (RAP), con respecto a los barriles de agua generados por barril de crudo producido, a nivel mundial varía entre 3 y 5, logrando en campos maduros entre 10 y 14 (Morales y Revelo, 2016). Para Colombia, la empresa petrolera estatal, Ecopetrol S.A, reporto un RAP de 12,45 barriles de agua por barril de crudo producido, para el 2015 (Ecopetrol 2016).

1.1. EL AGUA COMO PRODUCTO EN PROCESOS DE LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS

1.1.1. Definición: se conoce como agua de producción ("salmuera" o "agua salada") a aquella que proviene de las formaciones de petróleo y gas, y la cual llega a superficie una vez estos son producidos, ya sea de manera libre o en emulsión con el petróleo. El agua producida contiene algunas de las características químicas de la formación a partir de la cual se produjo y de los hidrocarburos asociados. Esta puede estar de forma natural en las formaciones, o bien, haber sido inyectada previamente, con el fin de aumentar la producción mediante procesos de recobro mejorado (inyección de agua o vapor).

En algunas situaciones, el agua adicional de otras formaciones adyacentes a la formación productora (canales de aguas subterráneas), pueden invadir la zona y convertirse en parte del agua producida que sale a la superficie. Generalmente, la producción de agua aumenta con la vida productiva de los pozos a un punto que puede representar hasta el 98% de los fluidos producidos por el yacimiento. Los costos asociados al tratamiento, inyección y/o vertimiento del agua, representan un costo significativo para compañías operadoras².

1.1.1.1. Tipos de agua presentes en el yacimiento: como se mencionó, el agua presente en la formación productora puede proveer de varios orígenes, a continuación, se enuncian la clasificación de aguas que se tienen según lo orígenes.

² CASTIBLANCO, Luis. Control de agua en yacimientos de crudo pesado con acuífero activo y con contacto agua-petróleo: Alternativas Tecnológicas para los Campos de los Llanos Orientales. Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia. 2017. Pág. 5.

- Agua intersticial o agua de formación: es el agua presente naturalmente en el espacio poroso. Este fluido podría no haber estado presente cuando se formó originalmente la roca³.
- Agua connata o agua fósil: aquella que se encuentra atrapada en los poros de una roca durante su formación y que puede variar químicamente respecto a su composición, a lo largo de toda la historia de la roca, esta puede ser densa y salina, en comparación con el agua de mar, normalmente es inmóvil.
- Agua libre: es aquella que está en el espacio poral, disponible para fluir a condiciones normales del yacimiento. El agua libre es toda la que no está ligada a capilaridad, arcillas o hidratos minerales presentes en la formación. Cuando el término se utiliza en relación con el modelo de doble agua, hace alusión al agua lejana

1.1.2. Problemas generados por la alta producción de agua en campo. La producción de agua en pozos de petróleo y gas, es un que controla la vida productiva de estos.

Estas grandes cantidades de agua en superficie generan altos costos debido al volumen de fluido bombeado, que causa problemas de separación y disposición, así como disminución en la producción de crudo, corrosión y formación de escamas.

A continuación, se enuncian algunos de los problemas que genera la alta producción de agua.

- Disminución de la producción de petróleo

³ SCHLUMBERGER. Agua libre (evaluación de formaciones). Oilfield glossary [En línea].

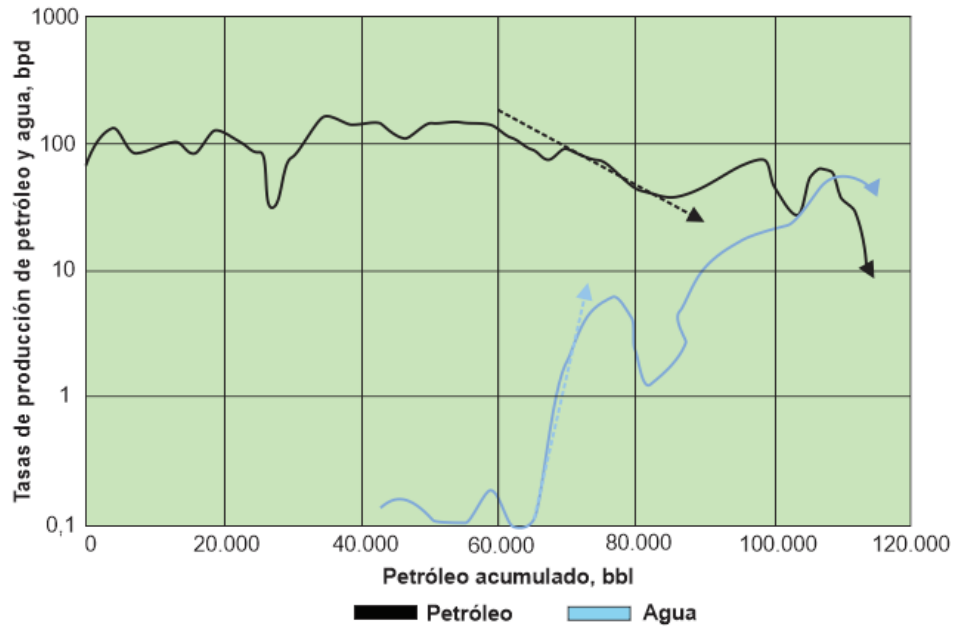
- Acortamiento de la vida útil del pozo
- Incremento de los costos operacionales
- Problemas operacionales
- Problemas ambientales

A continuación, se presenta un gráfico semilogarítmico que ilustra la tasa de producción de petróleo con respecto al petróleo acumulado (ver **figura 1**). Cualquier cambio brusco en la pendiente de la típica recta de declinación de la tasa de producción de petróleo, refleja lo que es una advertencia de que el exceso de agua, junto con otros problemas pueden estar afectando la producción normal⁴.

1.1.3. Mecanismos de entrada del agua al yacimiento: La industria de los hidrocarburos presenta grandes problemas debido a la producción indeseada de agua, pero el reto real que debe afrontar es encontrar métodos óptimos que permitan controlarla y de esta forma, aumentar la vida útil de los campos. Sin embargo, la solución a la problemática radica en lograr establecer su verdadero origen, para así, poder explicar su aporte a la producción total del pozo.

⁴ CASTIBLANCO, Op.cit, p.12

Figura 1: Ejemplos curvas de declinación



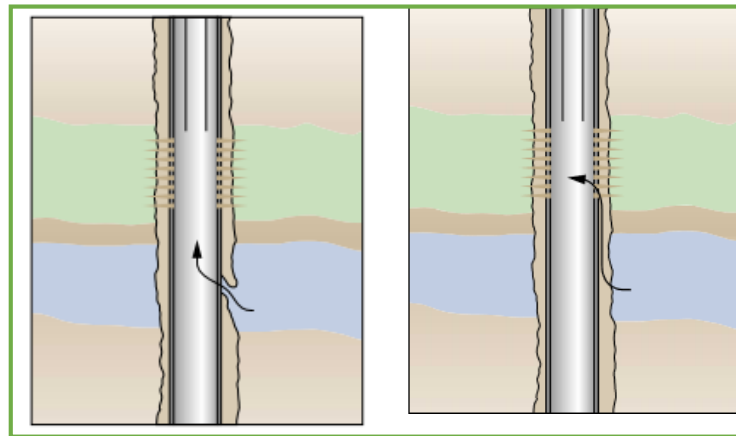
Fuente: M. Bailey, Water Control. Sprint 2000, Schlumberger.

Generalmente la producción de agua está asociada a diversos escenarios (usualmente una combinación de ellos); cual sea el caso, la causa base siempre es la alta movilidad del agua respecto al crudo. A continuación, se enuncian los problemas más comunes de entrada de agua a un pozo productor, para fines de este proyecto, se hará enfoque en aquellos de mayor relevancia para procesos de inyección de agua (Disposal).

1.1.3.1. Flujo canalizado detrás del revestimiento, tuberías de producción o empacadores. Se debe a falencias en la configuración del pozo (cementación), lo que permite que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingresen en el espacio anular; estos fluidos normalmente pueden ser detectados mediante corridas de registros de medición de flujos o de temperatura. Al ser un problema relativamente sencillo, es viable la implementación de fluidos de cegado, como cementación forzada de alta resistencia (correctiva) o el uso de resinas en el espacio anular (ver figura 2).

1.1.3.2. Contacto agua – petróleo dinámico: este problema ocurre cuando la zona productora tiene una permeabilidad vertical muy baja y el contacto agua petróleo se encuentra presente en esta región, situándose cercano a la zona completada del pozo y favoreciendo la producción de agua. La cual, apoyada por el empuje de un acuífero activo que favorece la presencia de un CAP dinámico, es causada por diversos factores, por lo cual se recomienda un estudio exhaustivo para un correcto diagnóstico. Este tipo de mecanismo se puede controlar colocando una capa de gel en el contacto agua-petróleo o abandonando también la zona productora del pozo con un tapón y reabriendo otra zona en un lugar más apropiado (en pozos verticales, por ejemplo)⁵, (ver figura 3).

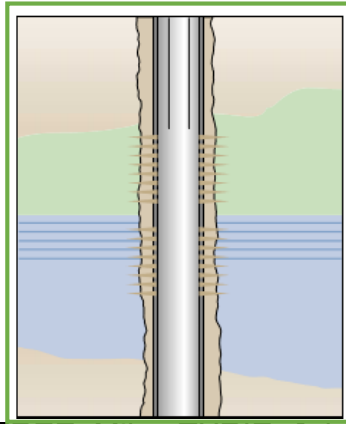
Figura 2 Filtraciones en el revestidor, en la tubería de producción o en el empacador



Fuente: BAILEY, Bill. CRABTREE, Mike. TYRIE, Jeb. ELPICK, Jon. KUCHUK, Fikri. ROMANO, Christian. ROODHART, Leo. Control del agua. Oilfield Review. Verano de 2000.

⁵ CASTIBLANCO, Op.cit, p.20

Figura 3: Contacto agua – petróleo dinámico

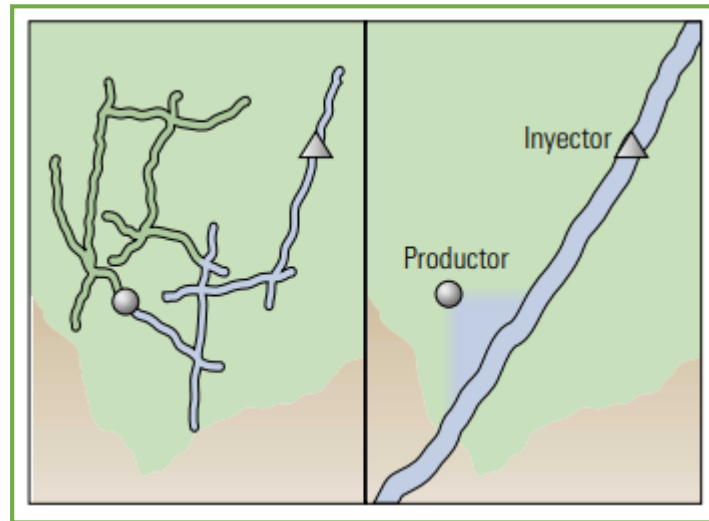


Fuente: BAILEY, Bill. CRABTREE, Mike. TYRIE, Jeb. ELPHICK, Jon. KUCHUK, Fikri. ROMANO, Christian. ROODHART, Leo. Control del agua. Oilfield Review. Verano de 2000.

1.1.3.3. Fracturas o fallas. En formaciones naturalmente fracturadas donde se esté realizando recuperación mejorada, puede el agua presente en otras formaciones puede invadir rápidamente la zona productora, cuando el sistema de fracturas es extenso o se encuentra fisurado. Este fenómeno también se puede presentar si lo que se llegan a interceptar son zonas de aguas más profundas. Como control a la producción excesiva de agua, es frecuente el uso de geles para disminuir la conectividad del medio, (ver figura 4 y 5).

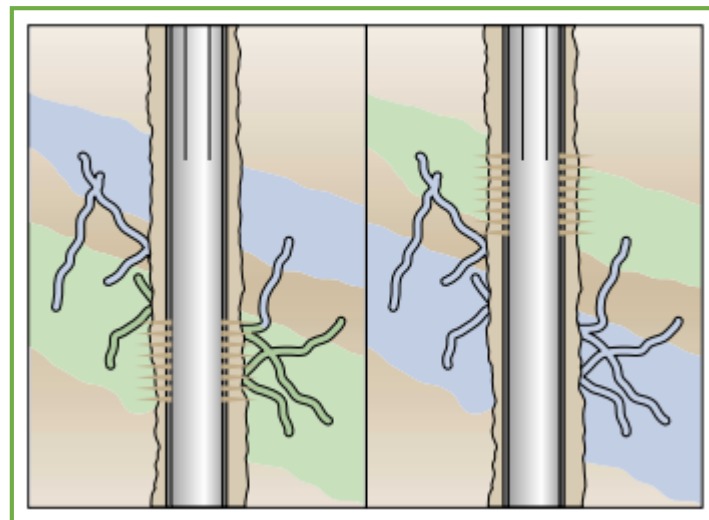
En caso de los pozos horizontales, la producción de agua a menudo ocurre a través de fallas conductoras o fracturas que interceptan un acuífero, separadas en grupos por grandes distancias (ver figura 6).

Figura 4. Fracturas o fallas entre pozo inyector y productor.



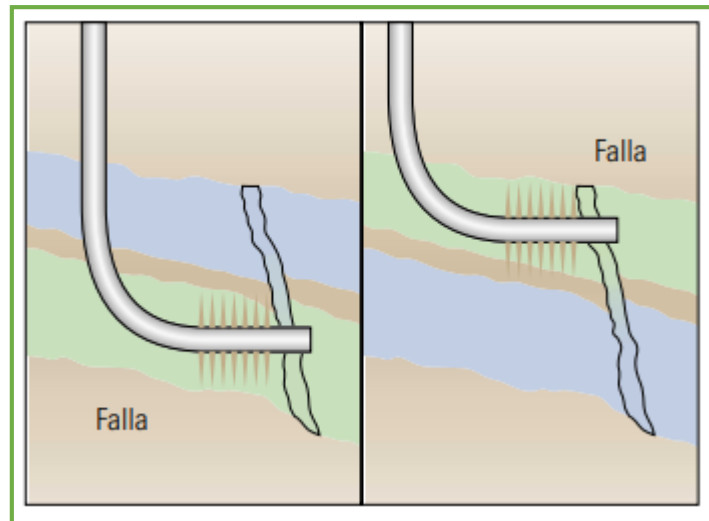
Fuente: BAILEY, Bill. CRABTREE, Mike. TYRIE, Jeb. ELPHICK, Jon. KUCHUK, Fikri. ROMANO, Christian. ROODHART, Leo. Control del agua. Oilfield Review. Verano de 2000.

Figura 5. Fracturas o fallas en una capa de agua (pozo vertical).



Fuente: BAILEY, Bill. CRABTREE, Mike. TYRIE, Jeb. ELPHICK, Jon. KUCHUK, Fikri. ROMANO, Christian. ROODHART, Leo. Control del agua. Oilfield Review. Verano de 2000.

Figura 6. Fracturas o fallas entre pozo inyector y productor.



Fuente: BAILEY, Bill. CRABTREE, Mike. TYRIE, Jeb. ELPHICK, Jon. KUCHUK, Fikri. ROMANO, Christian. ROODHART, Leo. Control del agua. Oilfield Review. Verano de 2000.

1.1.3.4. Conificación o formación de crestas. La conificación o formación de crestas (cúspides), se presenta cuando la permeabilidad vertical es muy alta ($k_v > 0,01k_h$) y el CAP en un pozo se aproxima a los intervalos cañoneados del mismo. Eventualmente, el agua puede sustituir la totalidad o parte importante de la producción de hidrocarburos⁶.

⁶ MONROY, Brandol y PERÉZ, José. Evaluación técnica de los patrones de inyección de agua mediante simulación analítica en cinco pozos del bloque y centro del campo Yariguí – Cantagallo mediante el software Sahara. Fundación Universidad de América. Programa de Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C. 2017. Pág. 49.

1.2. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS AGUAS USADAS EN LOS PROCESOS DE INYECCIÓN.

Los análisis realizados al agua de inyección permiten conocer su calidad, la influencia de la inyección en los pozos productores analizados, la definición de estrategias que permiten optimizar la producción y el establecimiento de acciones correctivas en el sistema de inyección. Durante el proceso de inyección lo que se espera una vez finalizados los estudios de laboratorio, es aplicar los respectivos tratamientos necesarios que permitan obtener el agua con las características mencionadas a continuación.

- No debe ser corrosiva.
- No debe depositar minerales bajo condiciones de operación.
- No debe contener sólidos suspendidos o líquidos en suficiente cantidad para causar taponamiento de los pozos de inyección.
- No debe reaccionar para causar hinchamiento de los minerales arcillosos presentes en la formación.
- La salmuera debe ser compatible con el agua presente inicialmente en la formación.

1.2.1. Análisis realizados para la caracterización de las aguas de inyección⁷.

- Temperatura: afecta los mecanismos por medio de los cuales se forman las escamas, altera el valor del pH y gravedad específica del agua, así como la solubilidad de los gases en el agua.

⁷ ARAMBURO, Daniel; ALDANA, Harold. Investigación orientada hacia el análisis y tratamiento de aguas de formación en los pozos petroleros. Fundación Universidad de América. Ingeniería de petróleos. Bogotá. 2011. Pág. 5.

- pH: es la medida relativa de la acidez o alcalinidad en el agua, e influye en la tendencia incrustante o corrosiva de esta. Muchas de las aguas tienden a tener su pH en 4 y 8, su acidez tiende a aumentar cuando tienen gases (H_2S y CO_2) y son disueltas en agua.
- Alcalinidad: esta característica es atribuida usualmente a los iones bicarbonato, carbonato e hidróxido, así como los fosfatos y ácido silícico u otros ácidos de carácter débil. Permite determinar la medida de capacidad del agua para neutralizar ácidos, y de esta forma aportar al control de la corrosividad.
- Bacterias: su presencia puede causar corrosión y taponamientos, contribuye significativamente a la precipitación de compuestos insolubles de hierro (si existe hierro disuelto), los cuales pueden causar taponamiento; en presencia de oxígeno puede haber crecimiento de las bacterias anaeróbicas.
- Sólidos en suspensión: son aquellas partículas que pueden ser de origen orgánico (contienen carbono, oxígeno e hidrógeno) o inorgánico (origen mineral). Estos sólidos en los procesos de inyección pueden llegar a taponar la formación receptora, generando incrementos en la presión de inyección, disminución de las tasas de inyección, así como, desgaste en los equipos, entre otros factores.
- Conductividad: es usada comúnmente para indicar la concentración total de los constituyentes ionizados del agua.
- Oxígeno disuelto: se determina mediante la absorción de oxígeno por un precipitado floculento de hidróxido Manganoso. Contribuye a la corrosión, formación de óxidos no solubles, los cuales pueden causar taponamiento.
- Dióxido de carbono: influye en el pH, corrosividad y la tendencia a formarse el carbonato de calcio (CaCO_3), así como formación de HCO_3 , al reaccionar con el Na_2CO_3 .

- Sulfuro de hidrógeno: generalmente se encuentra disuelto en el yacimiento, aumenta la acidez del agua e incrementa la corrosión en las tuberías y sistemas de producción; es detectado por su olor.
- Hierro total: puede encontrarse en tres formas, insoluble, soluble y solución coloidal. Normalmente se encuentra en bajas concentraciones, una alta concentración es sinónimo de corrosión.
- Aniones: se tienen en cuenta lo que son carbonatos y bicarbonatos, altas concentraciones pueden llegar a reaccionar fácilmente con otros cationes (bario, estroncio, magnesio o calcio), para formar precipitados insolubles.
- Cationes: son de mayor importancia el sodio (Na^{+1}) y el Bario ($+2$). El sodio junto con el anión cloruro son los de mayor cantidad en las aguas de formación, estos pueden reaccionar y precipitar en grandes cantidades; por el contrario, el bario no es muy común, pero una mínima cantidad de este puede ocasionar problemas bien serios, por la tendencia formar sulfato de bario (precipitado extremadamente insoluble).
- Turbidez: indica la cantidad de materia sólida presente en el agua, sólidos suspendidos y materia coloidal (arcillas, materia orgánica e inorgánica, entre otros).
- Contenido de aceite y grasas: el aceite tiende a formar emulsiones y atrae sólidos que pueden provocar taponamiento.

1.3. MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DE LAS AGUA DE PRODUCCIÓN.

Anteriormente se disponía de las aguas de producción de manera tal que causaban serios problemas en el ambiente, con el tiempo se dictaron normas y condiciones bajo las cuales debían estar estas, si se querían seguir disponiendo de la misma forma, así como posibles usos en campo que ayudaran a disminuir los costos de manejo y aumentar la productividad de los pozos.

A continuación, se presentan los usos disponibles empleados, dividiéndose según aceptados (no recomendables) y aceptados (recomendables).

1.3.1. Métodos de disposición aceptados (no recomendables)⁸. Estos tipos de manejos para el agua, son usados a nivel mundial y aceptados dentro de las prácticas de la industria de los hidrocarburos, sin embargo, no son recomendables debido al impacto que se le puede llegar a generar al medio ambiente. Se sabe que un factor predominante en cualquier proyecto es el económico, sin embargo, a pesar de estos métodos ser atractivos por sus bajos costos, se recomienda no iniciar nuevos proyectos que lleven asociados este tipo de técnicas.

1.3.1.1. Descarga costa afuera. Se sujeta solo a controles del nivel de aceites y grasas contenidos en el agua; Normalmente ocurre en aguas profundas (más de 30 m). Debido a la incompatibilidad que se presenta entre los fluidos (agua de producción – agua de mar), no es de buena práctica realizar este tipo de técnicas, ya que con el tiempo se llegan a generar cambios en la composición química de las aguas marinas, lo cual puede llegar a deteriorar el ecosistema adyacente a la zona.

⁸ VIANA, Javier. Guía para la disposición y tratamiento del agua producida. Guía Ambiental de Arpel No.1.

1.3.1.2. Evaporación. Normalmente es usada en áreas en que el evo transpiración anual excede a la precipitación por una cantidad considerable y cuando los vientos predominantes contribuyen al efecto del secado. Sin embargo, esto no retira los problemas que con el tiempo genera esta actividad en el ambiente como lo son, contaminación de aguas subterráneas (mediante la filtración de las capas del subsuelo), mala utilización del terreno (debido a la pobreza del suelo), mortandad de la fauna salvaje (atracción del animal por la zona), entre otros⁹.

1.3.1.3. Descarga controlada en agua dulce (vertimiento). La práctica no es recomendable debido los grandes impactos que se logran generar con los altos contenidos de aceites y grasas en lo efluentes, así como excesivas acumulaciones de sal en los suelos adyacentes. Para que esta actividad sea amigable debe mantenerse la calidad del agua, prácticamente en estado potable.

1.3.2. Métodos de disposición aceptados (recomendables)¹². Por inyección. Esta técnica se viene realizando desde el año 1865, cuando accidentalmente el agua proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de los pozos vecinos. Para ese momento, se pensaba que la función principal de inyectar era la de mantener la presión del yacimiento, pero fue en 1980 se pudo observar que con esta técnica se lograba mejorar la producción.

Un proyecto de inyección debe llevar el estudio detallado del yacimiento, con el fin de asegurar que la zona es apta para el plan y el método de recuperación asistida que se propone. Este estudio debe contener datos de las propiedades de la roca y los fluidos (Heterogeneidad del yacimiento, porosidad, permeabilidad, así como la viscosidad y compatibilidad entre fluidos, entre otros).

⁹ VIANA.Op.cit, p12

Hay que tener presente que no todos los yacimientos pueden recibir inyección de agua; si se inyecta en formaciones no aptas o incompatibles puede causarse el abandono prematuro del pozo y una pérdida económica considerable. Finalmente, la decisión de inyectar se basará en el factor económico, el cual debe considerar la operación de producción que se obtendría sin la inyección, e incluir el costo de un plan alternativo para la eliminación del agua.

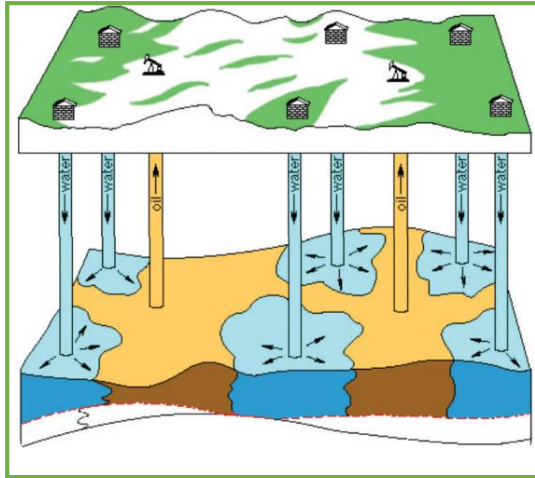
A continuación, se explicarán los distintos métodos de inyección que se realizan actualmente, a escala general y posteriormente se hará énfasis, para fines del presente trabajo, en todo lo relacionado a pozos Disposal.

- Inundación de agua (Recobro mejorado): Esta técnica consiste en inyectar agua, previamente tratada, a la formación interés en patrones establecidos de tal forma que se obtenga un barrido vertical areal del hidrocarburo desde punto de inyección hacia un punto de producción, esta técnica permite incrementar el factor de recobro y asegurar la extracción de las reservas primarias (ver figura 7).
- Disposición en pozo profundo (Disposal well): Consiste en la inyección a través de un pozo inyector, a una zona a mayor de 2000' o 600' (no productora). En esta técnica se debe asegurar que no haya comunicación entre la zona de inyección y las zonas de agua dulce, cercanas a la superficie¹⁰(ver figura 8).

Estos pozos deben contener un permiso en el cual se informe el agua que va a ser inyectada y asegurar que la zona no contiene hidrocarburos económicamente recuperables dentro de una distancia razonable, por ejemplo, 5 kilómetros¹⁴. También debe considerar el movimiento de salmuera a zonas de agua dulce.

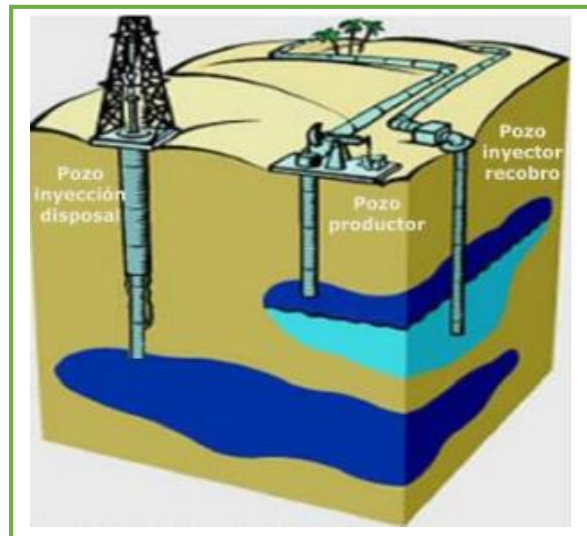
¹⁰ VIANA.Op.cit, p 10

Figura 7. Recobro mejorado mediante inyección polimérica



Fuente: MAYORGA, Edgar; MORA, Carlos; CASTRO, Rubén; RODRÍGUEZ, Anibal; PAREDES, Edwin. Predicción del Proceso de Inyección de Agua Mediante Simulación Analítica: Sector Norte del Campo Lisama, Formación Mugrosa, Método Craig Geffen & Morse. Grupo de investigación: simulación de yacimientos y recobro mejorado. Universidad de América. Mayo 26, 2010.

Figura 8. Imagen de pozo disposal.



Fuente: NIÑO, Fredy; GOMEZ, Jaime. Generalidades sobre pozos disposal.

1.4. NORMATIVIDAD LEGAL APLICADA AL VERTIMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN.

En la **Tabla 2** se exponen los parámetros físico – químicos máximos permisibles en torno a los vertimientos de aguas superficiales, según la normatividad legal vigente (Resolución 0631 del 17 de marzo de 2015), emitidos por el Ministerio de Ambiente en conjunto a la entidad Desarrollo Sostenible. Igualmente se consideraron los siguientes parámetros.

Tabla 2. Parámetros permisibles para el vertimiento de aguas en superficie.

Parámetro	Unidades	Rango permisible
Generales		
pH	Unidades de pH	6,00 a 9,00
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	mg/L O ₂	180,00
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO)	mg/L O ₂	60,00
Sólidos Suspendidos Totales (SST)	mg/L	50,00
Sólidos Sedimentables (SSED)	mg/L	1,00
Grasas y Aceites	mg/L	15,00
Fenoles	mg/L	0,20
Sustancias Activas al Azul Metileno (SAAM)	mg/L	Análisis y Reporte
Hidrocarburos		
Hidrocarburos Totales (HTP)	mg/L	Análisis y Reporte
Aromáticos Policíclicos (HAP)	mg/L	Análisis y Reporte
BTEX (Benceno, Tolueno, Etílbenceno y Xileno)	mg/L	Análisis y Reporte
Compuestos Orgánicos Halogenados Adsorbibles (AOX)	mg/L	Análisis y Reporte

Compuesto de fósforo		Análisis y Reporte
Fósforo Total (P)	mg/L	Análisis y Reporte
Ortofosfatos (P-PO4 3)	mg/L	Análisis y Reporte
Compuestos de Nitrógeno	mg/L	Análisis y Reporte
Nitratos (N-NO3)	mg/L	Análisis y Reporte
Nitrógeno Amoniacal (N-NH3)	mg/L	Análisis y Reporte
Nitrógeno Total (N)	mg/L	Análisis y Reporte
Iones		
Cianuro Total (CN)	mg/L	1,00
Cloruros (Cl)	mg/L	1,200.00
Fluoruros (F)	mg/L	Análisis y Reporte
Sulfatos (SO4 2)	mg/L	300,00
Sulfuros (S2)	mg/L	1,00
Metales y Metaloides		
Arsénico (As)	mg/L	0,10
Bario (Ba)	mg/L	Análisis y Reporte
Cadmio (Cd)	mg/L	0,10
Cinc (Zn)	mg/L	3,00
Cobre (Cu)	mg/L	1,00
Cromo	mg/L	0,50
Hierro (Fe)	mg/L	3,00
Mercurio (Hg)	mg/L	0,01
Níquel (Ni)	mg/L	0,50
Plata (Ag)	mg/L	Análisis y Reporte
Plomo (Pb)	mg/L	0,20
Selenio (Se)	mg/L	0,20
Vanadio (V)	mg/L	1,00

Fuente: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Resolución 0631 del 17 de marzo de 2015. Colombia

1.5. NORMATIVIDAD LEGAL APLICADA A LA INYECCIÓN DE AGUAS.

Como tal no se estipula una reglamentación que dicte los parámetros bajo los cuales debe encontrarse el agua para poder ser inyectada a fondo; sin embargo, estos criterios son controlados por las condiciones que disponga la formación receptora. Actualmente existen entidades regulatorias (comisiones) encargadas de realizar controles a este tipo de actividades, así mismo para poder ser aprobadas, deben ser presentados unos documentos que den la veracidad de lo aceptado (Declaración Mensual de Inyección/ Eliminación que informe el volumen de fluido eliminado y la presión promedio en el pozo).

A continuación, se dictan algunas normas y los rangos recomendados por estas, para la calidad de las aguas de inyección.

Tabla 3. Referencia NACE para calidad del agua de inyección.

Norma	Tipo de análisis	Parámetro	Límite de referencia	Observaciones
Referencia NACE	Análisis fisicoquímicos "in situ"	Conductividad	-	Debe ser una conductividad similar de las aguas de formación
		pH	6.5 – 8.5	Preferiblemente un pH por debajo de 8 lo cual evita la tendencia a incrustaciones
		Fe ²⁺	<1.0 mg/L	Prevención de la corrosión de la tubería y evita la formación de precipitados
		H ₂ S	0.0 mg/L	Prevención de la corrosión, prevención

				de agrietamiento en la formación.
		CO ₂	<10 ppm	Previene la corrosión
		O ₂	<1 ppb	Previene la corrosión
		Turbidez	<2 NTU	Indica la presencia de sólidos suspendidos
	Análisis físico químicos en laboratorio	Cationes, Aniones	-	Previene la formación de sales y compuestos insolubles que forman incrustaciones y obstrucciones en el sistema de inyección
		Densidad	-	Preferible que la densidad del fluido a inyectar sea superior que la densidad del líquido de formación, para que haya mayor dispersión.
Referencia NACE		Grasas y Aceites	<5 mg/L	Previene la obstrucción de los filtros en la superficie, evita reducir la permeabilidad de la formación
NACE TMO 273 - 05	Calidad del agua	Sólidos suspendidos	<5 mg/L	Evita el taponamiento de la formación receptora
		Pendiente (caudal vs. Volumen)	<0.99	Garantiza que no se excede la capacidad del acuífero
ATSM 4412 - 02	Bacteriológico	BSR	<10 ⁴ ucf/mL	Evita la producción de H ₂ S

Fuente: Universidad Industrial de Santander. Conferencia 1, Taller de pozos de inyección _ generalidades _ recobro.

2. LOS POZOS DISPOSAL EN LA INYECCIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN.

Los pozos de disposición (Disposal well), también conocidos pozos de servicio, son aquellos en los cuales se inyectan las salmueras (aguas de producción) a formaciones profundas (600' – 2000'), así como las aguas de retorno, obtenidas en durante trabajos realizados a pozo (workover, estimulación, terminación de pozo, entre otros), esto puede ser posible siempre y cuando los efluentes cumplan con los criterios específicos de la formación seleccionada (ver figura 9).

Estos pozos deben llevar un control por parte de la empresa operadora, donde se garantice la integridad de la formación receptora, a través de controles en los cuales se evite exceder el límite de la presión de inyección, aumentar el potencial de migración de fluidos entre la zona de inyección y otras zonas de interés (acuíferos y zonas productoras); además de los datos mencionados, se requiere de un informe mensual de inyección, que informe el volumen de fluido eliminado y la presión promedio de los pozos.

El desarrollo de este tipo de pozos requiere como mínimo el cálculo de parámetros y conocimiento de datos (ver **tabla 4**), a priori de la inyección.

Tabla 4. Datos necesarios para evaluar la viabilidad de inyección en una formación.

Datos de las formaciones almacén y sellantes	Formación almacén	Litología y composición, porosidad, permeabilidad, presión, temperatura, condiciones hidrogeológicas y parámetros hidráulicos, riesgo sísmico, continuidad lateral, espesores, estructuras geológicas, presión de fractura y volumen disponible para el almacenamiento.
	Formaciones sello	Grado de impermeabilidad, continuidad, litología, composición, estructuras geológicas, presión de fractura y sísmica existente.
Datos de los fluidos	Fluido contenido en	Composición y características fisicoquímicas (ph, Eh, turbidez, densidad, dureza, solubilidad, adsorción alcalinidad, poder de corrosión, temperatura,

implicados en la inyección	la formación receptora	composición, elementos traza, aniones, cationes, TSD, gases disueltos, etc...)
	Fluido a inyectar	Composición y características fisicoquímicas (pH, Eh, turbidez, densidad, dureza, solubilidad, adsorción alcalinidad, poder de corrosión, temperatura, composición, elementos traza, aniones, cationes, TSD, gases disueltos, etc...) características biológicas y pruebas de inyección en caso de ser residuos orgánicos.

Fuente: BERRETEAGA, Ana; CAMPOS, Elena; BUSTAMANTE, Irene; IGLESIAS, José; LILLO, Javier; ZARZO, Domingo. Manual de buenas prácticas inyección profunda de rechazos de desalación.

2.1. CRITERIOS DE ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE POZOS DISPOSAL ¹¹.

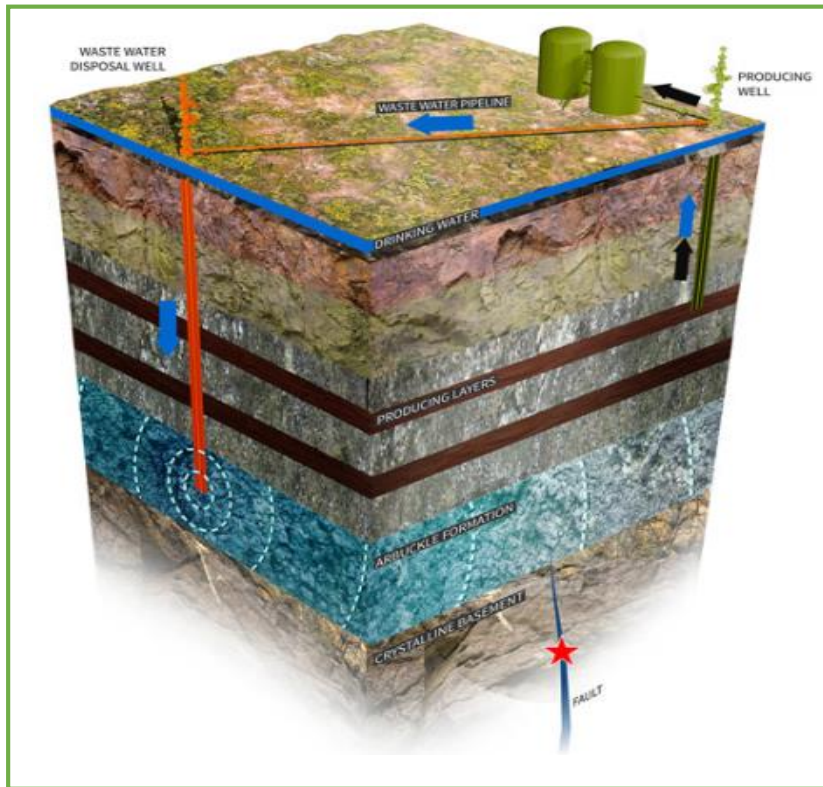
Para un buen desarrollo de pozos de este tipo, es recomendable en su mayoría realizar un estudio detallado a los siguientes ítems.

- Garantizar una adecuada integridad del pozo mediante el monitoreo del agua inyectada.
- Tener conocimiento previo de la geología local y regional, así como de la formación receptora.
- Suficiente extensión tanto horizontal como vertical.
- Buenas condiciones petrofísicas en la formación receptora (alta porosidad, alta permeabilidad y uniformidad de los granos).
- Aislamiento de cuerpos de agua presentes en zonas o pozos aledaños.

¹¹ BERRETEAGA, Ana, *et al.* Manual de buenas prácticas inyección profunda de rechazos de desalación. España: Editorial Consolider Tragua. Pg 16

- Compatibilidad del sistema a interactuar (roca – fluido).
- Formaciones con mayor preferencia a acuíferos de agua salada.

Figura 9. Estructura de un pozo Disposal.



Fuente: THAN, Steven. Stanford News. June 18, 2015.

Como ya fue mencionado anteriormente, un proyecto de inyección debe llevar la data analizada desde formación de interés para la actividad, hasta las facilidades de superficie que se deben tener disponibles durante el proceso. A continuación, se detallan cada una de las características con las cuales deben cumplir los sistemas involucrados (puntos de interés).

2.1.1. Conocimiento de la geología local y regional. Se requiere que la formación receptora cumpla con los siguientes requisitos.

2.1.1.1. Profundidad. La formación receptora debe situarse por debajo (a más profundidad) de la última fuente (acuífero) de agua potable subterránea. Como mínimo se deben considerar todas las fuentes de agua que figuren en los registros de zonas protegidas de los planes hidrogeológicos de cuenca.

2.1.1.2. Características litológicas y texturales. Deben ser rocas porosas y permeables, con suficiente capacidad para almacenar de forma segura la cantidad (volumen) de fluido que se quiere inyectar; así como contar con la existencia de formaciones o estructuras impermeables que confinen la zona de inyección y mantengan la salmuera aislada de acuíferos y fuentes de agua potable (apta para algún tipo de uso y de otros posibles recursos naturales).

2.1.1.3. Continuidad. Las características de las formaciones (almacén y confinantes) han de mantenerse constantes.

2.1.1.4. Características tectónicas. Áreas tectónicamente estables; la zona de inyección no debe presentar actividad sísmica significativa, ni ser potencialmente sísmica. Se debe comprobar la inexistencia de fallas activas cercanas o que afecten a las formaciones confinantes (estas pueden generar canalización del agua, a otras zonas).

2.1.1.5. Características geotérmicas y de presión. Áreas sin gradientes geotérmicos anómalos, y formaciones geológicas y/o fluidos de la formación que no se hallen en condiciones de sobrepresión (debe conocerse la presión y temperatura de toda la zona).

2.1.1.6. Características hidráulicas. Debe conocerse el régimen hidráulico de la formación, ya que la estrategia de inyección debe ser coherente con él.

2.1.1.7. Características geoquímicas. Hay que establecer la compatibilidad geoquímica entre la composición de la formación receptora, el agua que esta contiene y el fluido a inyectar, con el fin de evitar precipitación de grandes cantidades de nuevos minerales (al producirse la interacción entre agua inyectada – agua de formación – roca receptora), así como la floculación de arcillas.

2.1.2. Diseño del pozo. Se requieren todos los datos recopilados durante la etapa previa (fase de estudio), ya que estos van a condicionar el diseño del pozo.

2.1.2.1. Parámetros de diseños que hay que conocer.

- Profundidad del acuífero (con agua apta para algún uso) suprayacente más próximo a la zona receptora, en el área del pozo a proteger.
- Litología y características (físicas y químicas) de las diferentes formaciones (sellantes y de inyección) que atraviesa el pozo.
- Inyectividad (capacidad) de la formación receptora para recibir y almacenar fluidos inyectados, se relacionada con la roca almacén y define la aptitud de esta.
- Presión de fractura de la roca, esta debe ser siempre superior a la presión de inyección.
- Características físicas y químicas del fluido de la formación receptora (densidad, temperatura, pH, turbidez, dureza, alcalinidad, poder de corrosión y composición principal: aniones, cationes, elementos traza, TSD, materia en suspensión, gases disueltos, etc.).
- Características físico químicas del fluido a inyectar (densidad, temperatura, pH, turbidez, dureza, alcalinidad, poder de corrosión y composición principal: aniones, cationes, elementos traza, TSD, materia en suspensión, gases disueltos, etc.).

- Profundidad de la zona de inyección.
- Compatibilidad del fluido inyectado con la roca almacén y el agua que contiene; Se relaciona directamente con el fluido a inyectar y define el comportamiento de este en la zona.

2.1.2.2. Parámetros de diseño que hay que establecer.

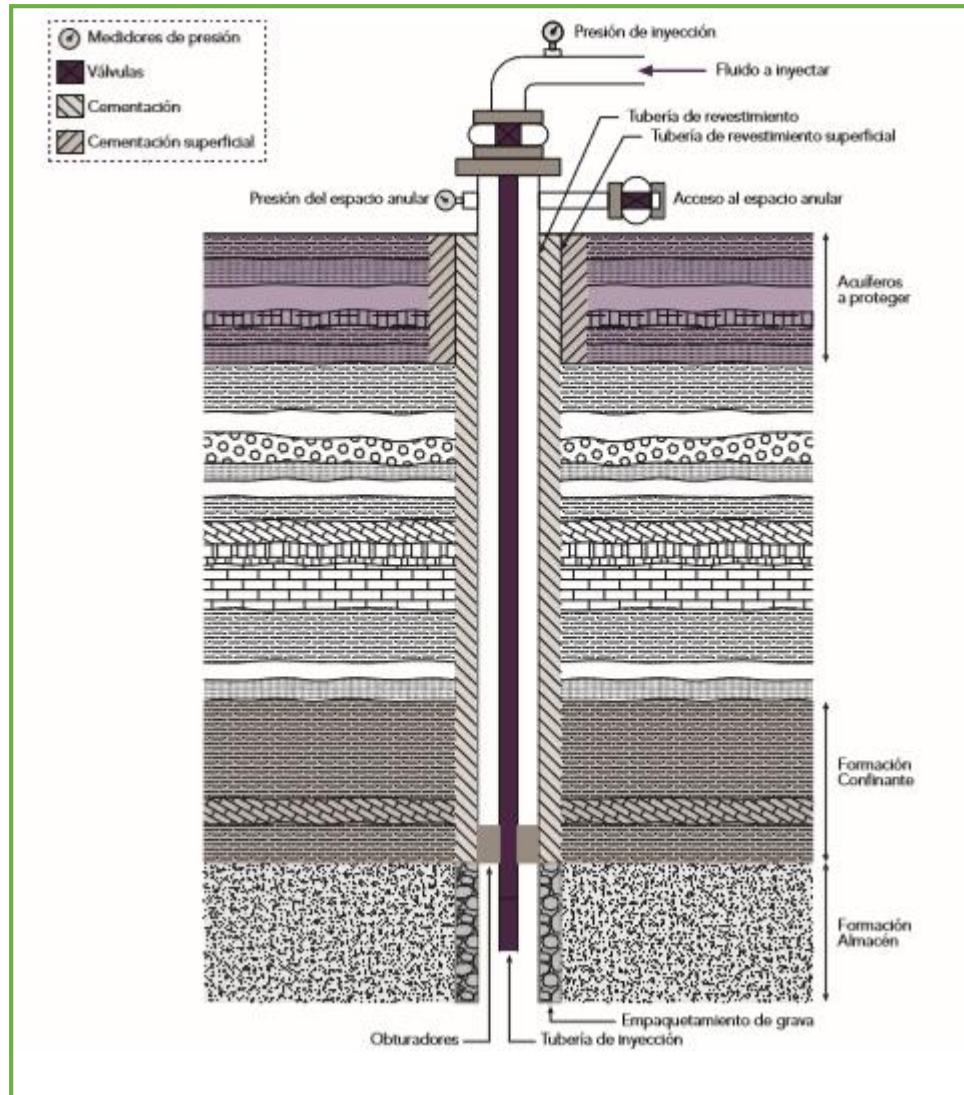
- Presión de inyección: está determinada por las características geológicas de la formación receptora. Depende del caudal inyectado y profundidad de inyección y debe ser menor a la de fractura de la roca, para no producir fracturas en las formaciones confinantes, y así no alterar significativamente la capacidad de movimiento del fluido en el pozo. En determinados casos, puede ser interesante generar una fracturación forzada (hidrofracturación) de la formación almacén, en el entorno del pozo, con el fin de aumentar la inyectividad (se debe tener un estudio riguroso para evitar la migración del fluido inyectado fuera de la zona). La presión de inyección debe ir variando a lo largo del tiempo de explotación del pozo, Robin (2005).
- Temperatura del fluido a inyectar: se esperan bajos diferenciales de temperatura (agua de inyección y formación), una alta temperatura en el agua inyectada puede generar fracturas térmicas, las cuales, regularmente se desarrollan en la cercanía del pozo y quedan confinadas a la roca almacenadora, como depósitos de especies en la cara de pozo y zonas medias de la formación. Es recomendable realizar estudios de registro al estado del pozo y los fluidos, para determinar si el agua está en las condiciones adecuadas.
- Caudal de inyección: va a depender principalmente de la inyectividad de la formación y la presión.

En la figura 10, se presenta el diseño de un pozo inyector con todos los elementos que lo conforman.

2.1.3. Calidad del agua. Se deben determinar todas las características fisicoquímicas necesarias, tanto del fluido a inyectar como de los contenidos dentro de la formación receptora, con el fin de evitar obstrucciones por precipitación de especies o deterioros dentro de la zona. Revisar calidad del agua de inyección, **capítulo 1 (1.2).**

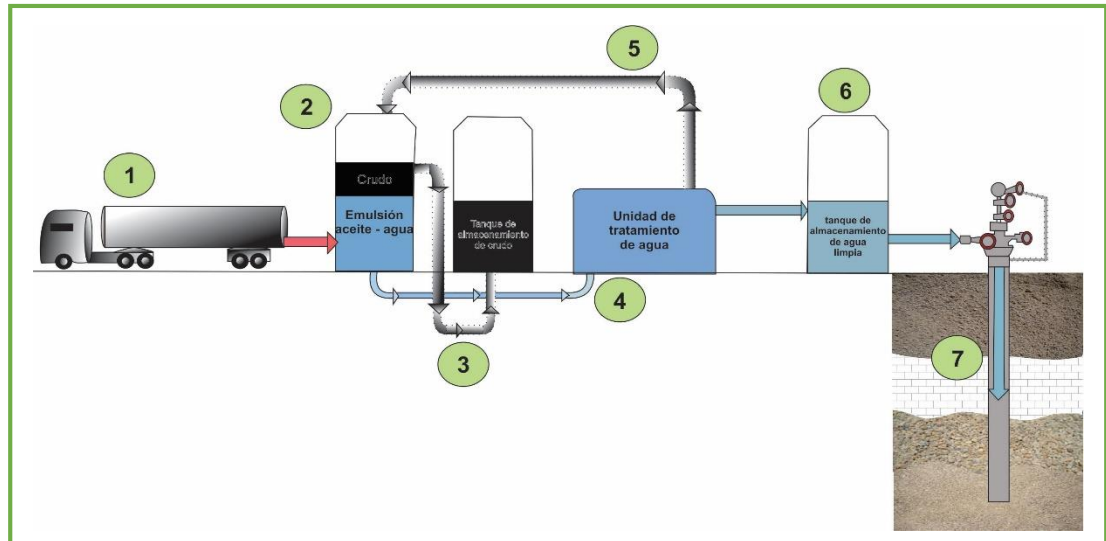
2.1.4. Facilidades de superficie. Una de las condiciones más difíciles de mantener dentro de un proceso de inyección, es la calidad del agua; se esperaría que el agua que ha sido producida llegue a superficie y una vez sea devuelta a su fuente de origen, regrese sin sufrir las mínimas modificaciones posibles. Sin embargo, debido a los diferentes tratamientos y químicos que se utilizan hoy en día en los pozos petroleros para mejorar la productividad, se ha visto afectada en gran parte la naturaleza del agua de producción. A continuación, se representa un sistema de tratamiento ejemplo, que debería estar en aquellos campos donde se espera realizar inyección.

Figura 10 Esquema de los elementos principales recomendados para inyección profunda



Fuente: BERRETEAGA, Ana; CAMPOS, Elena; BUSTAMANTE, Irene; IGLESIAS, José; LILLO, Javier; ZARZO, Domingo. Manual de buenas prácticas inyección profunda de rechazos de desalación.

Figura 11. Sistema de tratamiento para inyección de aguas de producción.



Fuente: Mu Home and Yours. Salt water injection wells. Enero 5, 2017. Modificado de las autoras.

- Proceso de inyección.

1. Los camiones entregan el agua de producción al campo petrolero.

2. El agua ingresa a un Gun Barrel, donde la emulsión (aceite – agua) es separada por efectos gravitacionales.

3. El agua aceite que se separó, es enviado a un tanque de almacenamiento.

4. Una vez el agua se ha separado, es enviada a una unidad de tratamiento, allí es tratada para diferentes reúsos dentro del campo.

5. El agua previamente tratada llega a un tanque de almacenamiento, donde es re distribuida (reuso – inyección en disposal).

6. El efluente sobrante y que no se pudo dar uso en superficie, es inyectado a la formación receptora para disposición profunda (disposal well).

2.2. FACTORES QUE INFLUYEN EN EL PROCESO DE INYECCIÓN¹².

- Costos y tiempo, para la ejecución del proyecto.
- Existencia de áreas protegidas.
- Existencia de infraestructura previa utilizable o adaptable.
- Presencia de formaciones productoras.
- Profundidad (a mayor profundidad mayores costos).
- Geología estructural de la zona.
- Volumen libre en la zona de inyección (porosidad útil, permeabilidad, presión, condiciones hidrogeológicas, parámetros hidráulicos, dimensiones, entre otros.)
- Compatibilidad entre fluidos (agua de formación – agua de inyección, diferencia de densidad, concentración, solubilidad, características biológicas, entre otros.)
- Posibles reacciones e índices de solubilidad resultantes (temperatura, presión, pH, estado redox.)
- Estimación de la pérdida de porosidad (volumen disponible a partir de una estimación de material precipitado).
- Diseño del pozo.
- Litología y confinamiento de la formación.
- Material de la tubería de inyección.
- Materiales en contacto con el espacio anular.
- Tipo y calidad del cemento.
- Aditivos utilizados durante la realización del pozo.
- Diámetro del pozo.

¹² BERRETEAGA. Op, cit, p 18.

- Presiones en las tuberías y espacio anular.
- Caudal de inyección.
- Presión de inyección interna y externa.
- Sistema de control (pruebas de presión y medición de parámetros químicos).

2.3. PROBLEMAS GENERADOS POR MALAS PRÁCTICAS EN LA INYECCIÓN DE POZOS DISPOSAL¹³.

La mayor parte de problemas que ocurren en los procesos de inyección en pozos disposal derivan de la incompatibilidad química existente (previo a la inyección) entre la formación receptora y el agua contenida a lo largo del tiempo.

Adicionalmente pueden haber pérdida de inyectividad (capacidad de almacenamiento) por la presencia de finos, ya sea de la perforación o arrastre en la misma zona, generan disminución en la porosidad. Estos problemas también pueden relacionarse con las variaciones en la temperatura, reacción del lodo con los fluidos almacenados y reacciones entre fluidos presentes en la formación receptora.

Otros problemas pueden ocasionarse por mal control en la presión de inyección, ya que se pueden generar fracturas en la zona de inyección o bien prolongar las existentes con efectos imprevistos (aumento de la capacidad de almacenamiento o pérdida por conexión con otros acuíferos).

A continuación, se presenta un resumen de algunos de los problemas más comunes durante la inyección en pozos disposal (ver **tabla 5**).

¹³ BERRETEAGA. Op, cit, p 18.

Tabla 5. Posibles problemas durante la inyección en pozos disposal.

Problema	Causa
Obturación parcial de la formación receptora	Existencia de partículas sólidas en suspensión en el líquido a inyectar
	Presencia o generación de burbujas de gas al inyectar fluidos en el interior del pozo
	Presencia de microorganismos y organismos vivos
	Presencia de arcillas en la formación de almacenamiento
Migración de los fluidos y contaminación de aguas subterráneas	
Disminución del rendimiento de la inyección con el tiempo (Saparilli et al, 2000)	

Fuente: BERRETEAGA, Ana; CAMPOS, Elena; BUSTAMANTE, Irene; IGLESIAS, José; LILLO, Javier; ZARZO, Domingo. Manual de buenas prácticas inyección profunda de rechazos de desalación.

3. PROBLEMÁTICA PRESENTE EN LOS CAMPOS DE MAYOR PRODUCCIÓN DE AGUA EN LA CUENCA DEL CATATUMBO

La producción diaria de los campos petroleros acarrea consigo altos contenidos de agua que incrementan con el tiempo, debido a problemas de invasión por parte de acuíferos o bien trabajos realizados a los pozos (tratamientos, reacondicionamiento, entre otros.), con el fin de mejorar la productividad del campo.

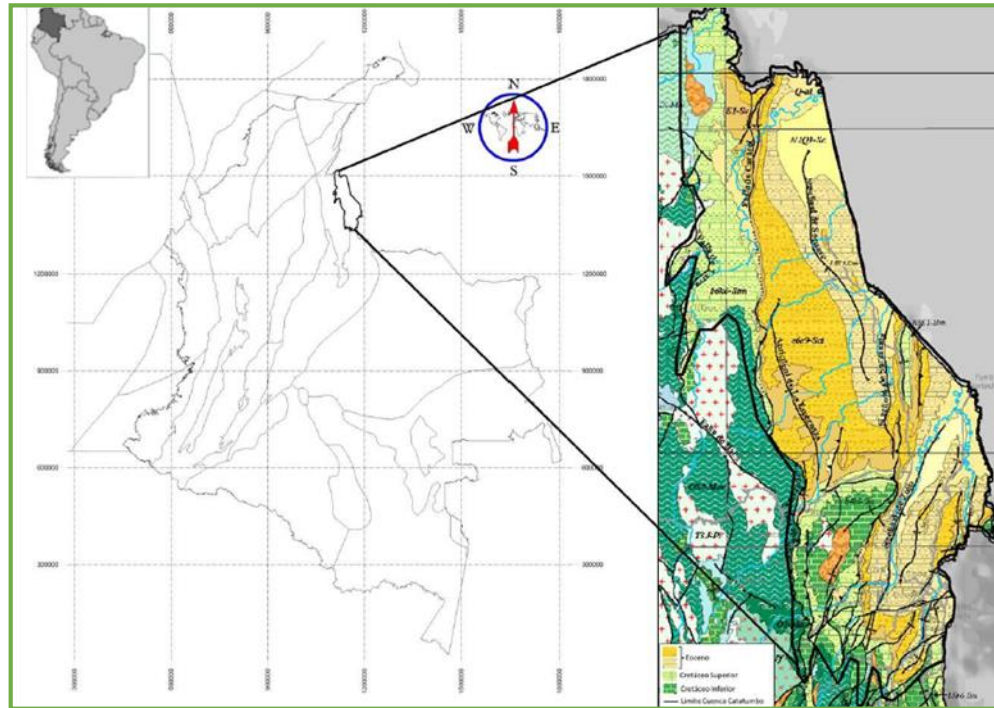
Para fines de este trabajo, en este capítulo se realizará un análisis de la problemática presente en los campos de mayor producción de agua en la cuenca del Catatumbo, este estudio será enfocado a el manejo y disposición que se está llevando a cabo actualmente, con el fin de presentar una alternativa de planeación (esquema ambiental para implementar pozos disposal), y así poder brindar una ayuda metodológica, que permita ejecutar este tipo de proyectos, de una manera viable y eficiente, generando conciencia en la industria sobre las consecuencias que se pueden obtener, cuando no se realizan buenas prácticas en los mismos.

3.1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DEL CATATUMBO.

La cuenca del Catatumbo, como se puede ver en la figura 12, está ubicada dentro de la cuenca de Maracaibo, limitando al oeste con la Serranía de Perijá y el Macizo de Santander (Cordillera Oriental) y al Sureste con los Andes de Mérida, (ANH 2012). Se considera una cuenca de antepaís, con una extensión de aproximadamente 7700 km² (7.700.000 hectáreas). La cobertura sedimentaria de esta cuenca alcanza cerca de 15.000 ft¹⁴.

¹⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Cuenca Catatumbo, integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Diciembre, 2012.

Figura 12. Localización de la Cuenca del Catatumbo.



Fuente: Adaptado de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Mapa geológico de Colombia. 2012.

La cuenca del Catatumbo posee una gran biodiversidad y riqueza, la cual es compartida entre regiones de Colombia y Venezuela, rodeada por dos valles con dos extensos ríos (Catatumbo y Río Zulia) que son más de 5.000 km².

3.2. GEOLOGÍA DE LA CUENCA DEL CATATUMBO¹⁵

La Cuenca del Catatumbo, según estudios, está ligada al desarrollo de la cuenca del Maracaibo, y en general a la evolución de la parte norte de América del Sur, pudiendo resumirse en cuatro eventos principales: etapas de extensión, margen pasivo, transición y de cuenca antepaís (Alfonso y Mondragón, 2000).

¹⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Op, cit. P 28

3.2.1. Fase de tectónica extensional (triásico – jurásico). está constituido por rocas ígneas y metamórficas precámbricas – paleozoicas. Durante su fase extensional dio como resultado un complejo mosaico de cuencas extensionales con vulcanismo asociado, controlados por fallas normales. En las áreas circunvecinas a la cuenca de Catatumbo, el basamento precámbrico – paleozoico está suprayacido por capas rojas jurásicas, localmente asociadas con vulcanitas y plutones granitoides mesozoicos. Su estructura sedimentaria comprende las formaciones Girón, La Quinta y equivalentes, que constituyen el basamento económico.

3.2.2. Fase de margen pasiva (aptiano – campaniano temprano). Por medio de un periodo de subsidencia de la margen occidental de Suramérica y colisión de la placa del pacífico con ésta, se transformó la margen pasiva, en un cinturón orogénico, dando lugar al desarrollo de un sistema deposicional de antepaís.

Las rocas depositadas durante estos eventos coinciden con los depocentros jurásicos. Hacia el final del cretáceo temprano, fueron depositadas las lutitas, arcillolitas, calizas y areniscas de las formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente (principales rocas almacenadoras de la cuenca).

3.2.3. Fase transicional de margen pasiva – activa (cretáceo tardío – paleoceno). Se da la colisión de la placa pacífica y la margen occidental de Suramérica, transformado la margen pasiva en un cordón orogénico, generando un sistema antepaís (Foreland) con su piedemonte (foredeep) asociado al oeste de Perijá. La etapa de antepaís está representada por rocas de origen deltaico y marino somero de las formaciones Barco y Los Cuervos. Algunos intervalos de la formación Los Cuervos se postulan como rocas generadoras secundarias.

3.2.4. Fase de Cuenca Antepaís (Foreland) – terciario (Paleoceno Tardío – Mioceno Tardío). Este periodo está caracterizado por el desarrollo de varios episodios deposicionales que incluyen depósitos marinos poco profundos, fluviales

y lacustres, producto de la erosión y sedimentación de las cadenas montañosas andinas. Estos episodios de sedimentación incluyen los depósitos fluviales y deltaicos de la formación Carbonera, hacia el sur y oeste, y los sedimentos de la formación León, producto de una amplia inundación marina durante el oligoceno – Mioceno Temprano. El levantamiento de las cordilleras desarrollo las formaciones Guayabo, Necesidad y Betijoque, en el norte.

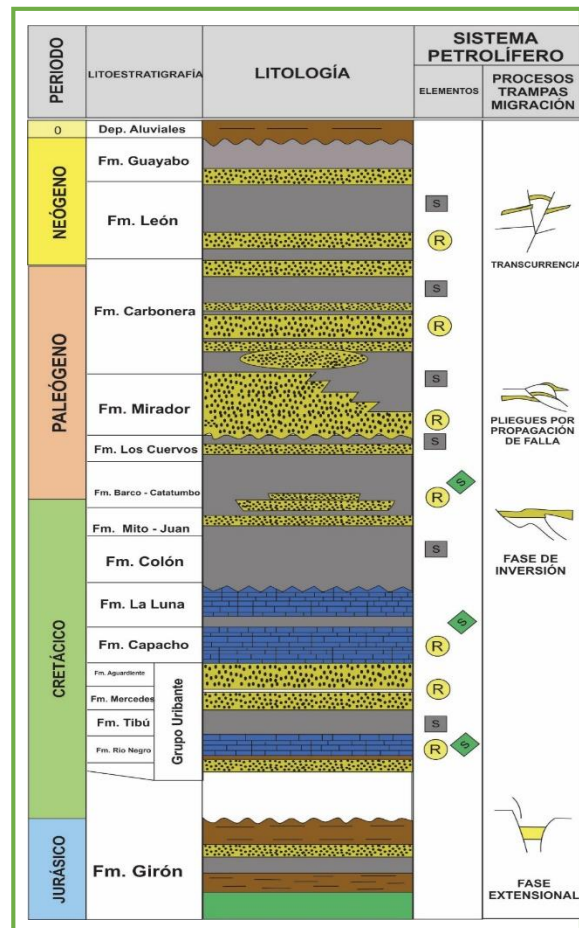
3.2.5. Estratigrafía. La secuencia sedimentaria de la cuenca Catatumbo está representada por rocas del Mesozoico, la cual sobre pasa los 15.000 pies, y yace sobre rocas ígneas y metamórficas que constituyen el basamento (ver **figura 13**).

3.2.5.1. Basamento. Rocas ígneas (granodioritas y dioritas) y metamórficas (gneises y esquistos), similares a las presentes en el Macizo de Santander, Serranía de Perijá o Serranía de Los Motilones y Andes de Mérida. Varios pozos exploratorios y de desarrollo han alcanzado Basamento, en el campo Rio de Oro, este intervalo es productor.

3.2.5.2. Precretáceo (Triásico – Jurásico). Está representado por la formación Girón (yace sobre el basamento) y formación La Quinta, conformadas por lutitas y rocas volcánicas. De acuerdo con Mondragón (2002), ningún pozo perforado en los límites de la cuenca ha alcanzado rocas más antiguas que el cretáceo temprano (Aptiano), y con base en historias de pozos, las rocas del Apiano – Albiano

3.2.5.3. Cretáceo. Está representado por rocas de origen fluvial a marino profundo, constituidas por areniscas, arcillolitas, lutitas y calizas. El lapso Turoniano – Coniaciano, es representado por las rocas correspondientes a la formación Capacho y La Luna, teniendo en discusión la presencia de la Formación Rio Negro, en la cuenca Catatumbo. La descripción es dada más adelante.

Figura 13. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Catatumbo.



Fuente: ANH. 2012.

- Grupo Uribante: nombre dado por Sievers (1888 en Getty, 1982) para describir las rocas que afloran cerca del río Uribante (Táchira, Venezuela). Fue subdividido, por Notestein, en tres grupos (formación Tibú, Mercedes y Aguardiente).

Formación Río Negro: está compuesta por intercalaciones de areniscas, grises a amarillas, arcillosas, de grano fino a grueso, a veces conglomerático, cuarzosas y subarcosas, en capas delgadas onduladas a plano paralelas. Se presentan pequeños niveles de arcillolitas grises con laminación plano paralela (ICP, 1998). El espesor varía considerablemente de 4.500 pies en la sección tipo en la Serranía del

Perijá, hasta cerca de 8.000 pies en la depresión de Uribante (Yurewicz y otros, 1993). Hacia la parte sur de la cuenca, oscila entre los 7 metros.

Formación Tibú: está compuesta de lutitas de color gris oscuro, negro y marrón, con laminación plano paralela, fisibles, con abundantes restos de conchas y de peces; intercaladas con pequeños niveles de calizas lumaquéllicas en bancos de 30 cm., presenta estratificación ondulada; y areniscas cuarzosas, grises, calcáreas, con abundantes fósiles, bioturbadas, en bancos gruesos macizos. Es la formación productora en el anticlinal Tibú. De acuerdo con Alfonso, C. A., and J. C. Mondragón, (2000), en La Donjuana es de 83 m. (~272 pies) y en Sardinata de 13 m. (~42 pies).

Formación Mercedes: consiste de calizas arenosas y fosilíferas, intercaladas con lutitas, dolomitas y areniscas. Las calizas clasifican en un rango entre mudstones y grainstones. Estas calizas están intercaladas con arcillolitas grises a negras, con laminación ondulada, en ocasiones calcáreas, con concreciones. Es frecuente encontrar restos de peces, bivalvos y gasterópodos; y óxidos de hierro. El espesor medido en dicha localidad es de 45 m. (~148 pies). La formación Mercedes es productora en el campo Tibú.

Formación Aguardiente: a escala regional consiste predominantemente de areniscas cuarzosas, de grano grueso, con niveles de glauconita y fosfatos, intercaladas con lutitas y calizas. Algunas lutitas presentan alto contenido de materia orgánica y pueden ser potencialmente generadoras en el área (Yurewicz y otros, 1993). En el sector sur, consiste de intercalaciones de areniscas cuarzosas, de grano fino a grueso, grises claros, con estratificación ligeramente ondulada, no paralela, y laminación inclinada de bajo ángulo. Estas areniscas son a veces arcillosas e intensamente bioturbadas, con restos carbonosos. El espesor medido oscila entre los 563 m (~1850 pies) en el sector de La Donjuana y de 313 m. (~1030 pies) en Sardinata (en Mondragón 2002).

La formación Aguardiente produce en el campo Tibú, principalmente por fracturamiento.

Formación Capacho: El espesor de la Formación Capacho oscila, de norte a sur, entre 300 y 1.100 pies de espesor, Bouman y Gibson (1964). En secciones levantadas en La Donjuana y Sardinata, el espesor medido oscila entre los 326 m. (~1.070 pies) y los 349 m. (~1.150 pies), respectivamente. Allí consiste de arcillolitas grises oscuras a negras, intercaladas con arcillolitas arenosas, grises a marrones, calcáreas, bioturbadas, y calizas lumaquéllicas (wackestone y packstone de bivalvos), Estas calizas son muy similares a las presentes en la Formación La Luna, las cuales son productoras en el campo Petrólea y en varios campos de la cuenca de Maracaibo.

La formación Capacho es productora en el campo Petrólea, su producción es controlada por fracturas.

Formación La Luna: Está constituida por calizas delgadas, grises oscuros, intercaladas con lutitas. Hacia la parte inferior presenta calizas tipo mudstones, ocasionalmente se presentan laminadas, en capas con estratificación planoparalela a ondulada, ricas en materia orgánica.

La Formación La Luna (productora del campo Petrólea), presenta un rango de espesor entre 180 y 300 pies, Sin embargo, un promedio de espesor regional de 200 pies puede asumirse para el área del Catatumbo. Este intervalo estratigráfico es la roca generadora por excelencia de hidrocarburos en las cuencas Catatumbo y Maracaibo. Igualmente es productora en las calizas fracturadas en los campos Petrólea, Tibú, Cerro Gordo y Cerrito.

Formación Colón: compuesta por lutitas, grises a grises oscuras, ligeramente calcáreas; con un rango de espesor entre 700 ft, al este, 1.400 ft, al oeste.

Formación Mito Juan: consiste principalmente de lutitas grises verdosas, arcillolitas limolíticas, limolitas y calizas que llegan a ser más frecuentes hacia la parte superior. Se tiene reportado un espesor promedio de 1.450 ft; es productora en el campo Rio de Oro.

3.2.5.4. Terciario. el registro litológico está representado por arcillolitas, areniscas y horizontes de carbón, depositados en sistemas fluviales de ríos trenzados, deltas y planicies costeras. Varias de las areniscas dentro de este intervalo sedimentario constituyen yacimientos de hidrocarburos, pero la mayor parte de la producción de la sección terciaria es de almacenadores fluviales o deltaicos, de las formaciones Barco y Mirador. Algunas lutitas interestratificadas y carbones (en particular, de las formaciones Barco y Catatumbo) tienen altos contenidos orgánicos, pero son inmaduros para la generación de aceite y gas.

- Formación Catatumbo: compuesta por intercalaciones de lutitas y arcillolitas un poco carbonosas. El espesor de esta unidad es de 300 ft, hacia el noreste, y cerca de 900 ft hacia el sureste. Se ha reportado producción la formación, en los campos Rio de Oro, Tibú – Socuavó y Sardinata, así como en el campo Yuca y el monoclinal de Orú.
- Formación Barco: está constituida por areniscas (con menor contenido de arcilla que las presentes en la formación Catatumbo) de grano fino a medio, intercaladas con arcillolitas. El espesor de la unidad varía a escala regional entre 500 pies, hacia el noreste, a 700 pies, hacia el suroeste. Ésta formación es el almacenador principal de los campos en el Catatumbo (Río de Oro, Sardinata, Petrólea y Tibú – Socuavó).
- Formación Los Cuervos: consiste, en general, de lutitas con capas de areniscas delgadas, limolitas y mantos de carbón. El espesor a escala regional varía entre 600 ft, hacia el este de la cuenca, a 1.100 hacia el occidente, en el sector de Santa Helena. Es roca almacenadora productora en el campo Rio Zulia y Carbonera.

- **Formación Mirador:** consiste de areniscas cuarzosas, de grano fino a medio, blancas, en capas hasta de 50 cm, con laminación inclinada tangencial; presentan intercalaciones de grano fino a medio, localmente con intraclastos de arcillolita, la parte inferior de la unidad está constituida por areniscas de grano fino y moderadamente limpias; estas dos separadas por una capa de arcillolita. El espesor, a escala regional, varía entre 2.000 ft, hacia el norte, a 500 ft hacia el sur. Esta formación es el segundo almacenador en importancia en la cuenca, produce en el campo Rio Zulia y en los venezolanos (Manueles y Las Cruces).
- **Formación Carbonera:** consiste de una secuencia gruesa de intercalaciones de arcillolitas, lutitas grises, limolitas, areniscas de grano fino a grueso, en delgadas capas y en menor proporción horizontes de carbón. Intercalaciones de areniscas y mantos de carbón. Hacia el tope y base de la formación se presentan capas delgadas de areniscas glauconíticas y calizas, las cuales registran incursiones marinas. El espesor de esta unidad varía entre 1.300 y 1.800 pies. La formación Carbonera es intervalo productor del campo Tibú.
- **Formación León:** constituida por lutitas grises, con delgadas capas de limolitas y localmente lentes de arenisca. El espesor en la cuenca varía entre 1.200, hacia el occidente, a 1.400 pies, hacia el oriente. No hay producción asociada a este intervalo, por sus características litológicas es considerada como un sello regional en la cuenca.
- **Formación Guayabo:** consiste de lutitas arenosas, grises, limolitas y lutitas, las cuales representan la deposición de sedimentos asociados a un plano aluvial y un complejo deltaico de baja energía. El espesor de la unidad se incrementa rápidamente de norte a sur y también de oeste a este. Se han reportado 1.500 pies en el sector de los pozos Veta-La Raya, y se incrementa hasta cerca de 4.700 pies en el área del campo Rosario y de alrededor de 8.500 pies en las zonas aledañas a Cúcuta. No hay producción asociada a este intervalo.

3.3. EVALUACIÓN ESTRUCTURAL DE LA CUENCA DEL CATATUMBO¹⁶.

En un trabajo, desarrollado por la ANH, se realizó una evaluación estructural, a partir de líneas sísmicas, las cuales se les fue aplicado un nivel de referencia de 1640 ft (500 m), con el fin de realizar la evaluación estructural como parte del contexto geológico regional. En la gráfica 14, se observa el mapa base de líneas sísmicas y pozos para el cubrimiento de la cuenca.

En la interpretación respectiva, se encontró que la cuenca del Catatumbo consta de amplios bloques estructurales limitados por lineamientos estructurales con dirección aproximadamente norte y norte – noreste (ver **figura 15**), correspondientes a sistemas de fallas transpresionales que se caracterizan por estructuras en flor, amplias, y con profundo enraizamiento en el basamento. Los pliegues y fallas correspondientes a estas estructuras en flor dieron lugar a entrapamientos de hidrocarburos de grandes dimensiones. Son ejemplos los campos Río de Oro, Petrólea, Cerro Gordo, Río Zulia, etc.

Por otra parte, los lineamientos de los sistemas transpresionales están separados por amplias franjas o bloques estructurales, en los cuales, a su vez, se encuentran preservadas las rocas generadoras a profundidades adecuadas para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales.

¹⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Op, cit. P 48

3.4. CAMPOS DE MAYOR PRODUCCIÓN DE AGUA EN LA CUENCA DEL CATATUMBO.

La Cuenca del Catatumbo cuenta con una serie de campos, de los cuales 5 se encuentran en estado activo¹⁷. Para objeto del presente proyecto serán tomados aquellos que se encuentran según la Agencia Nacional de Hidrocarburos en producción (ver tabla 6). Con el fin, de determinar cuáles serían los principales campos de producción de agua para el manejo con pozo Disposal, se observa a continuación, la cantidad de barriles de agua asociada que vierte cada campo activo (ver tabla 6). Según los datos obtenidos se ha decidido tomar como base para estudio de la problemática, al campo Tibú y el campo Rio Zulia, ya que la producción de agua de estos dos, equivale al 98% del total del agua de la cuenca.

¹⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Op, cit. P 10

The map displays the Catatumbo Basin (Cuenca Catatumbo) with its boundary (LÍMITE DE CUENCA) and various seismic lines (LINEAS SÍSMICAS). Red dots indicate the locations of wells (POZOS). The map includes a coordinate grid (X and Y in feet) and a scale bar (200,000 feet / 50,000 meters).

Legend:

- LINEAS SÍSMICAS
- POZOS
- LÍMITE DE CUENCA

Well Locations:

- RIO DE ORO-14
- TIBU-87
- TIBU-47BC
- TIBU-490
- TIBU-176
- LIBERANTE-1
- TIBU-9
- TIBU-182K
- GUASIMALES-1
- SARDINATA-3K
- PETROLEA-224
- CERRO GONDO-3
- RIO ZULIA-1
- PASAJERO-1
- TIBU-182K

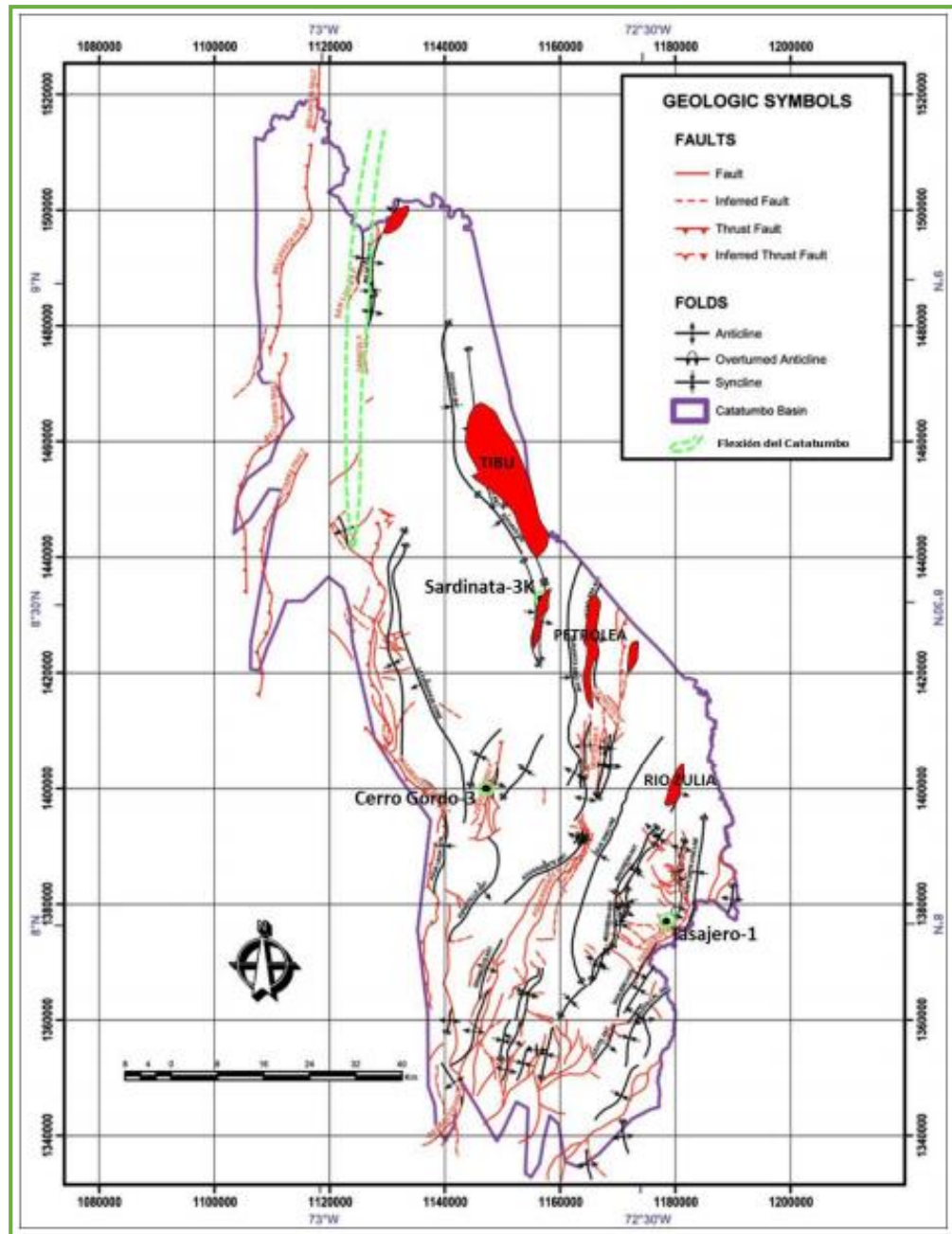
Scale: 200,000 feet / 50,000 meters

Map Title: ANH - INGRAIN
PROYECTO DIGITALIZACIÓN DE NÚCLEOS
MAPA DE LÍNEAS SÍSMICAS Y POZOS
Cuenca Catatumbo

Source: HALLIBURTON
Diciembre 2012

63

Figura 15. Mapa de lineamientos estructurales. Cuenca del Catatumbo.



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Cuenca Catatumbo, integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Diciembre, 2012.

Tabla 6. Producción de la Cuenca del Catatumbo, campos productores actualmente activos.

Campos	Producción diaria (BPDC)	Barriles de agua producida vertida	%BSW
Tibú	2,171	33,985	94%
Rio Zulia	337	16,520	98%
Sardinata	166	1,010	85%
Pavas - Cáchira	52	2 – 5	9%
Cerro Gordo	1	5	83%
Total	2,727	51,525	95%

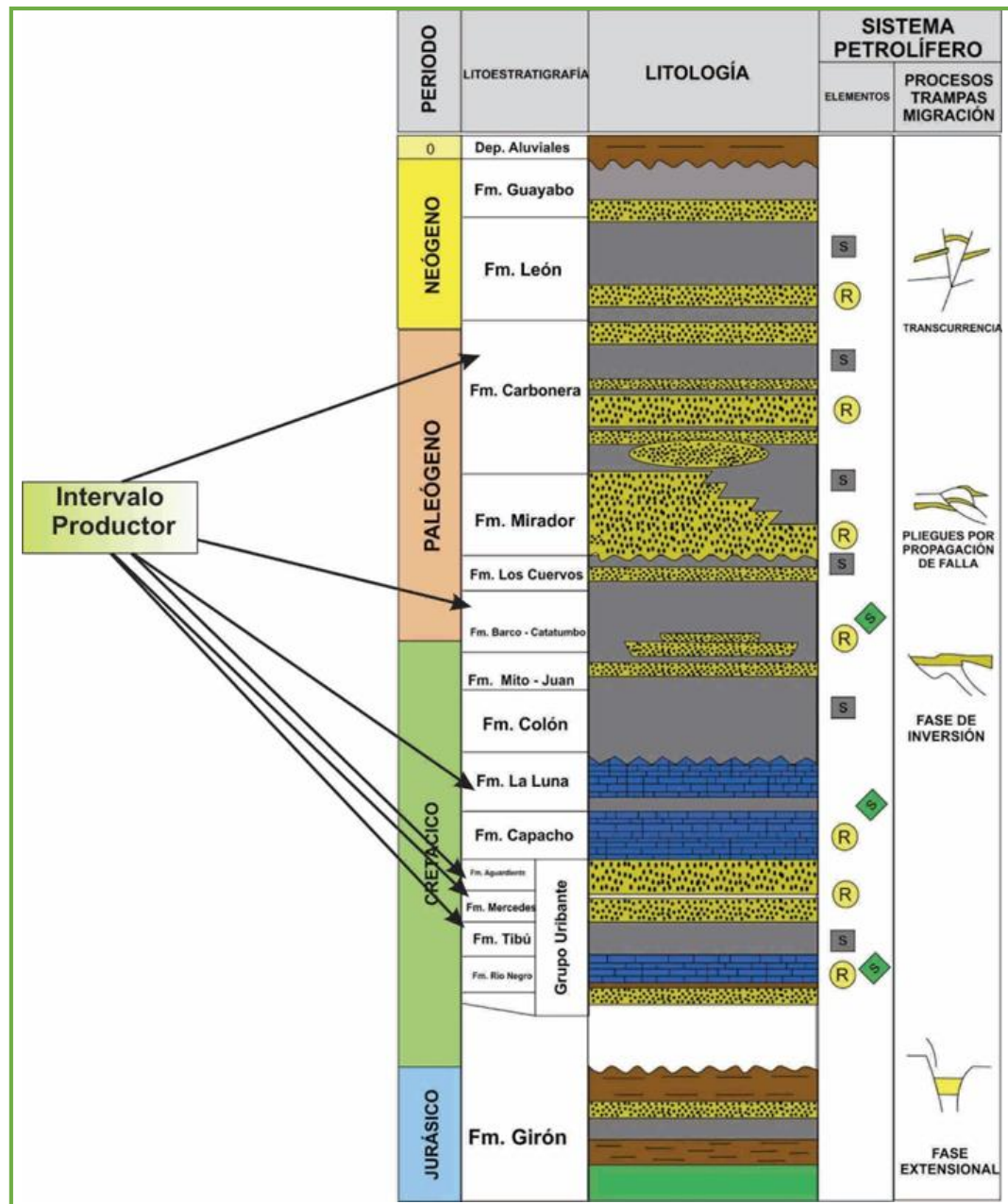
Fuente: Adaptado del Ministerio de Minas y Energías, Dirección de hidrocarburos, Sistema de información energética.

3.5. GENERALIDADES CAMPO TIBÚ – SOCUAVO.

El campo Tibú fue descubierto en 1941 con el pozo Tibú A-01 (Tres Brocas 1), completado hasta la formación Barco del Terciario en el anticlinal su (Tibú), los yacimientos más inferiores del cretáceo en grupo Uribante, se descubrieron en 1942 con el pozo Socuavó 1 (Tibú 2K). El campo tiene una extensión de 30 km de largo por 10 km de ancho, ubicado 96 km al norte de la ciudad de Cúcuta en el departamento de Norte de Santander¹⁸. Pertenece al convenio de explotación de operación directa de la zona, el cual es administrado por la Vicepresidencia de Producción Central de Ecopetrol, por medio de la Gerencia de Desarrollo y Producción Catatumbo. En la **figura 16** se presenta la columna estratigráfica, donde se puede evidenciar los intervalos productores para el campo Tibú - Socuavó.

¹⁸ JIMENEZ, J, *et al.* Completamiento inteligente de pozo con sistemas selectivos de inyección de fluido pulsante en campos maduros. ACIPET TEC – 328.

Figura 16. Intervalo productor para el Campo Tibú - Socuavó.



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Cuenca Catatumbo, integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Diciembre, 2012.

Es el principal campo que aporta a la producción de hidrocarburo en la Cuenca del Catatumbo (ver figura 17), conformado por dos anticlinales, uno de estos presenta

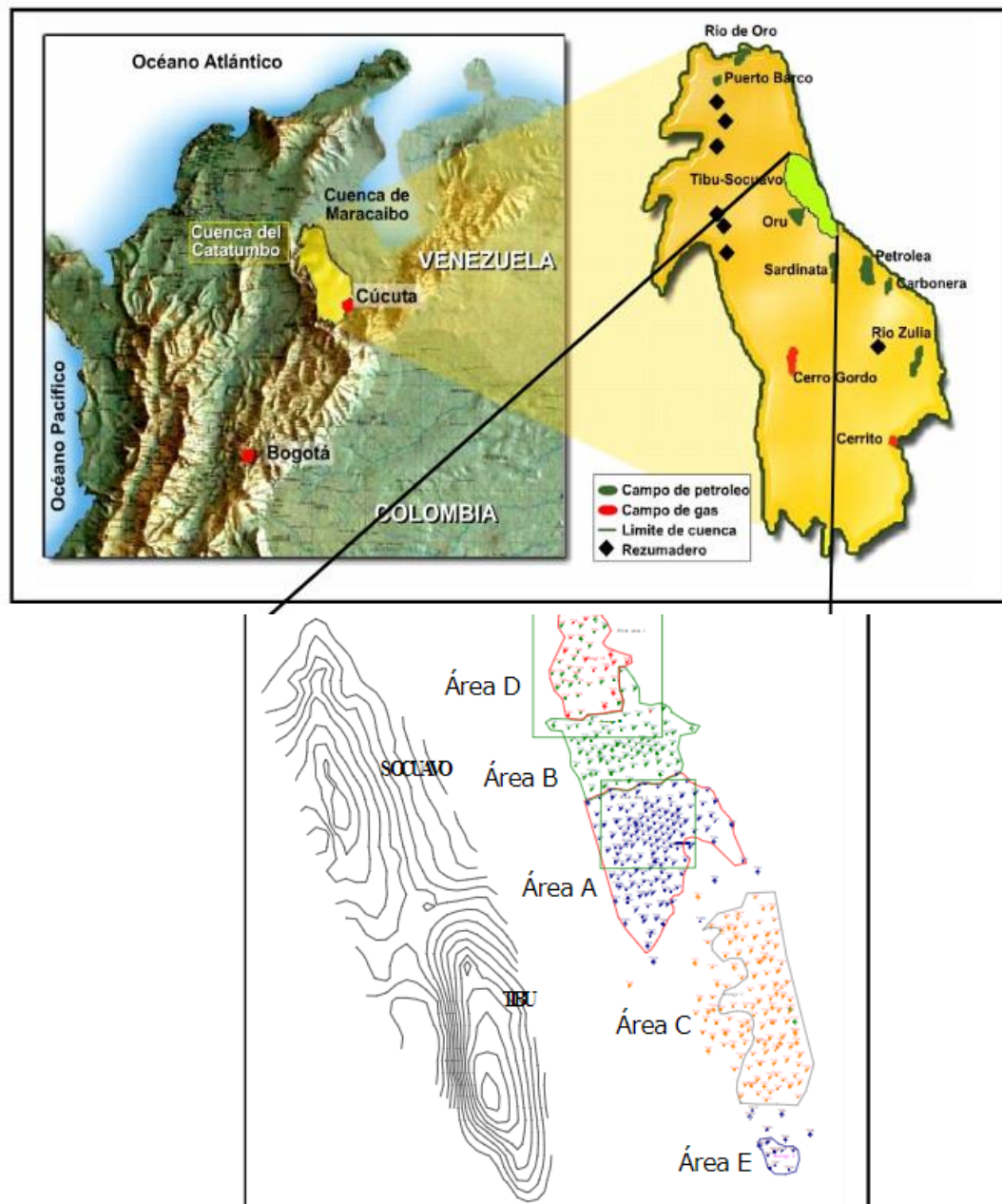
una mayor deformación y mayor desarrollo de estructuras en flor, las cuales producen fallas inversas que podrían compartimentalizar el yacimiento; el otro, presenta un fallamiento menos significativo, lo cual da desarrollo a un reservorio más continuo, dependiendo solo de la calidad de trampa que pueda llegarse a producir de la falla principal de Tibú; cuenta con 5 tipos de fallas, las cuales atraviesan el campo desde todos sus puntos cardinales.

El campo cuenta con 486 pozos de los cuales 59 fueron perforados hasta las formaciones cretácicas del Grupo Uribante; 19 pozos perforados en el anticlinal de Socuavó y 40 en el anticlinal de Tibú¹⁹.

3.5.1. Geología del Campo Tibú. En trabajos desarrollados por Ecopetrol en conjunto con la Universidad Industrial de Santander, se definió el modelo estructural para el Grupo Uribante (Campo Tibú); mediante la interpretación de 19 líneas sísmicas (ver figura 18; Líneas azules, programa Catatumbo 78; Líneas rojas, programa Socuavo 2D-2001) y 8 registros Dipmeter, seguido de la generación de mapas estructurales al tope de cada una de las formaciones pertenecientes al Grupo y cortes estructurales regionales de toda la cuenca con el fin de tener claridad en la tectónica que la caracteriza, y el estilo o los estilos estructurales a los que se asocia la deformación de la misma.

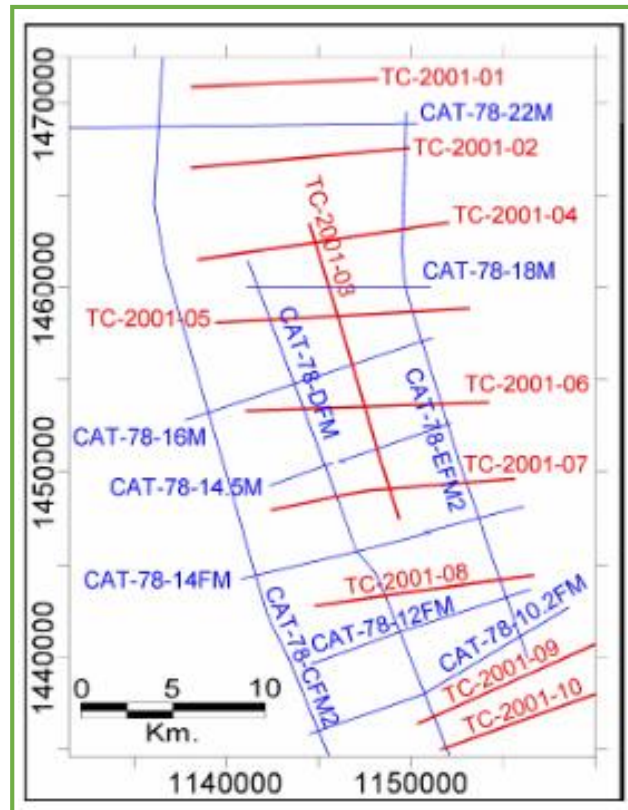
¹⁹ FERREIRA, Erwin; SANDOVAL, José. Definición del modelo estático para el Grupo Uribante, campo Tibú, Cuenca del Catatumbo, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Geología. 2006.

Figura 17. Ubicación geográfica del campo Tibú – Socuavo.



Fuente: FERREIRA, Erwin; SANDOVAL, José. Definición del modelo estático para el Grupo Uribante, campo Tibú, Cuenca del Catatumbo, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Geología. 2006.

Figura 18. Distribución de las líneas Sísmicas en el Campo Tibú.



Fuente: Mantilla (2002). Halliburton Latín América S.A.

3.5.1.1. Anticlinales

- Anticlinal de Socuavó: se ubica al NW del Anticlinal de Tibú, extendiéndose desde el campo Tibú hasta el Río de Socuavó Norte. Como dato representativo, se toma la descripción dada para el sector oeste de la cresta del anticlinal, donde se identificó una mayor complejidad estructural caracterizada principalmente por fallas de tipo inverso, las cuales desarrollan las trampas de tipo estructural que dominan el yacimiento. Por otro lado, la complejidad estructural de la zona desarrolla lugares donde la resolución sísmica es muy baja, lo cual según (Reiss 1980), puede obedecer a zonas muy fracturadas.

- Anticlinal de Tibú: es la continuación al norte del Anticlinal de Sardinata y se encuentra 3 km al oeste del Río tres Bocas, su principal mecanismo de deformación obedece a un pliegue por propagación de falla. La complejidad estructural en este anticlinal es menor con respecto al Anticlinal de Socuavo.

3.5.1.2. Fallas

- Falla Principal de Socuavó: se localiza al oeste del Anticlinal de Socuavó, exhibe un rumbo N – NW y buzamiento aparente entre 40 y 50 grados. La falla es de tipo inverso e involucra basamento y controla en profundidad toda la estructuración que se forma dentro del Anticlinal de Socuavo.
- Falla Socuavó Norte: presenta un rumbo paralelo a la falla principal; de tipo inversa, ocurre al norte del anticlinal de Socuavó y atraviesa la sección hasta el terciario.
- Falla Socuavó Sur: se desarrolla al sur del Anticlinal de Socuavo, de tipo inverso e involucra gran parte de la sección sedimentaria.
- Falla principal de Tibú: Se localiza al oeste del Anticlinal Tibú, es de tipo inverso e involucra basamento.

3.5.2. Propiedades petrofísicas. En trabajos realizados por la Universidad Industrial de Santander y Ecopetrol S.A., se hizo la interpretación por formación a 10 pozos del campo Tibú (modelados por el mismo campo). En la **tabla 7** y **tabla 8**, se presenta el análisis general de las propiedades petrofísicas para el grupo Uribante y el yacimiento en general, respectivamente.

Tabla 7. Análisis general de las propiedades petrofísicas para el grupo Uribante.

Formación Propiedad	Tibú	Mercedes	Aguardiente
Espesor (ft)	150	148	1030 - 1850
Vshale (%)	5 -10	60 – 80	10 – 30
Porosidad Aparente (%)	7 – 10	9 -12	11 – 18
Porosidad efectiva (%)	8.5	8	10
Saturación de agua (Sw), (%)	20 – 30	30 - 50	40 – 50
Tipo de roca	Calizas	Calizas arenosas intercaladas con Lutitas	Calizas intercaladas de arenas

Fuente: FERREIRA, Erwin; SANDOVAL, José. Definición del modelo estático para el Grupo Uribante, campo Tibú, Cuenca del Catatumbo, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Geología. 2006.

El Campo Tibú actualmente cuenta con 113 pozos productores, 7 abastecedores y 79 inyectores de agua, para recuperación secundaria; los primeros procesos de inyección de agua en este campo, se iniciaron en 1955. Actualmente se ha venido implementando lo que es la inyección selectiva, debido a la anisotropía de las zonas productoras. Se tiene proyectado, realizar inyección de agua en la formación Barco, ya que posee el 73,1% del aceite original²⁰.

Tabla 8. Datos técnicos del campo.

Tipo de trampa	Estructural – estratigráfico
Litología	Areniscas – Limotitas
Profundidad promedio	4500
Espesor total (Prom pies TVT)	550
Espesor neto petrolífero (Prom pies TVT)	50 – 150
Saturación inicial de agua Sw (%)	0,3
Saturación de aceite residual Sor (%)	0,33
Temperatura del yacimiento	143
Presión inicial de yacimiento (psi)	2210

²⁰ JIMENEZ, J, *et al.* Op Cit. p 4.

Porosidad promedio (%)	12
Rango de porosidad (%)	0 -18
Permeabilidad promedio (mD)	30
Rango de permeabilidad	10 – 100
Reservorio naturalmente fracturado	NO
Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	500 - 7000

Fuente: ECOPETROL S.A. (J.H. Vargas; J.C.M. Escobar- Remolina; J.L. Jiménez; D. Skrzypczk). Gesca Corp. Colombia SAS, A. Sánchez – Wavefront Reservoir Technologies Ltd. Completamiento inteligente de pozo con sistemas selectivos de inyección de fluido pulsante en campos maduros. ACIPET TEC – 328.

3.5.3. Análisis Fisicoquímico para las aguas de producción del campo Tibú.

Tabla 9. Análisis fisicoquímicos para las aguas de producción del campo Tibú.

Aguas residuales industriales campo Tibú	I.muestra	Estación principal
		Descarga de la piscina de oxidación
Componente	UNIDAD	
Caudal	L/s	83683,6
Temperatura del agua	°C	40,8
Ph/t(°c) en aguas	Uni. pH	7,85/22,5
Conductividad/t	micromhos/cm	40,9
Cloruros	mg Cl-/L	119
Solidos suspendidos	mg/L	NR
Solidos totales disueltos	mg/L	25098
Grasas y aceites	mg/L	NR
DbO5	mg O2/L	NR
Cianuros	mg CN/L	NR
Bario	microg/L	9,3

Hierro	mg/L	N.D.
No se fue detectó ningún tipo de microorganismo en las aguas.		

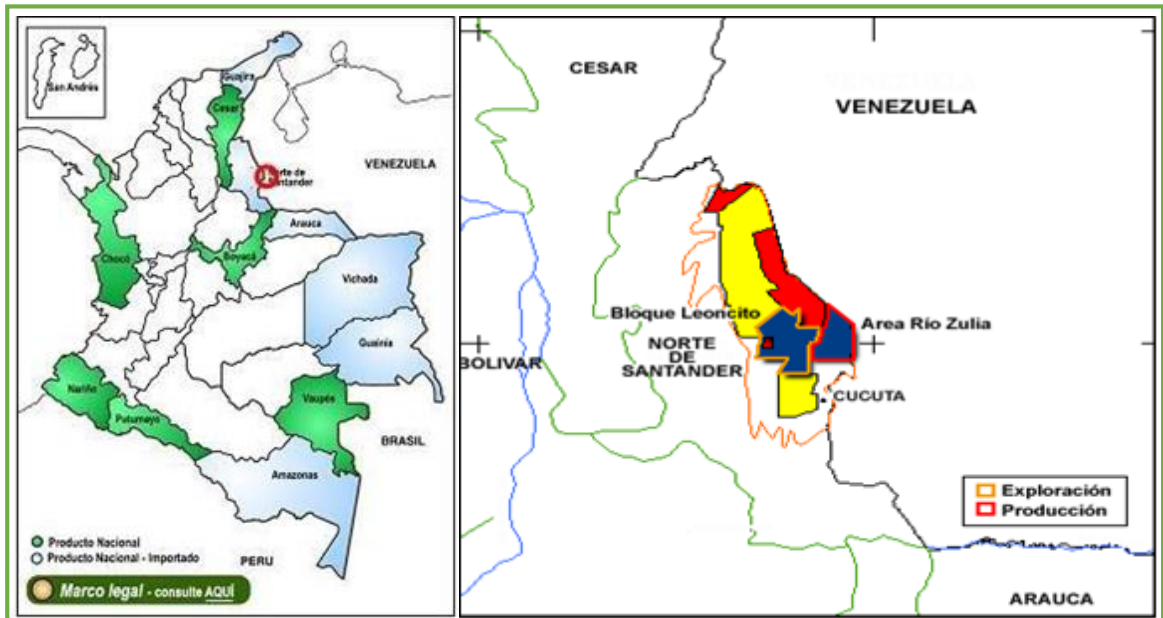
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, (ICP).

3.6. GENERALIDADES DEL CAMPO RÍO ZÚLIA.

El campo Rio Zulia se descubrió en el año 1961, está ubicado a 45km de la ciudad de Cúcuta, vía Puerto de Santander (Norte de Santander), con un área de 44.1 km². Cuenta con un total de 35 pozos, de los cuales 13 son activos, 6 inactivos y 16 abandonados, con una producción aproximada de 337 BPD²¹ de crudo de 37 (°API) Y 25,000 BWPD, los cuales son vertidos a cuerpos superficiales, se reportan 16,000 barriles de agua vertidos a Caño Mono y Caño Zancudo, el restante se dispone para trabajos relacionados con levantamiento artificial. Actualmente este campo está siendo operado por la empresa Iberoamericana de hidrocarburos CQ exploración y producción S.A.S. (Ver figura 19).

²¹ PJP4, OGS. Información General del campo Rio Zulia. Ecopetrol S.A. 2006

Figura 19. Ubicación geográfica del campo Río Zulia.



Fuente: Gerencia Regional del Norte. Campo Río Zulia. Bogotá, Colombia.

3.6.1. Estaciones para recolección de efluentes en el campo Río Zulia²⁶. Este campo cuenta con tres estaciones, la estación GS1, GS2 y estación principal. A continuación, se detalla cada una de ellas, con los respectivos pozos asociados.

3.6.1.1. Estación GS1. se encuentra ubicada en el sector norte del campo, allí se recibe la producción de cinco pozos activos, cuatro con sistema de levantamiento hidráulico (RZ-06, RZ-21, RZ-29 y RZ-31) y uno con levantamiento con gas (RZ-19).

3.6.1.2. Estación GS2. se encuentra ubicada en el sector oriental del campo, allí se recibe la producción de siete pozos, seis con levantamiento con gas (RZ- 03, RZ- 05, RZ- 14, RZ-20, RZ-23, RZ-30 y RZ-32) y uno con levantamiento hidráulico (RZ-33).

3.6.1.3. Estación principal. aquí llegan los fluidos de producción (gas y líquido) provenientes de las estaciones GS1 y GS2. Se encuentran ubicadas la segunda y tercera etapa de separación, sistema de tratamiento de gas y sistema de compresión, sistema de tratamiento de agua, sistema de almacenamiento de crudo y sistema de despacho.

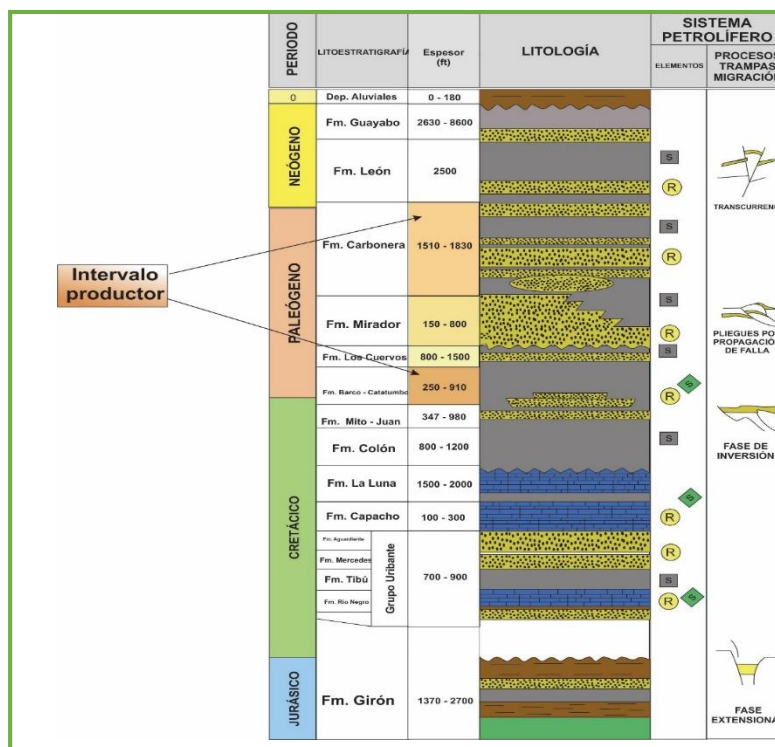
3.6.2. Geología del campo Rio Zulia. en un estudio por correlación de pozos, se determinaron como formaciones productoras, la formación Carbonera, Mirador, Los cuervos y Barco (ver figura 20); las caracterizaciones de estas, ya fueron dadas al inicio del presente capítulo, donde se realizó la descripción detallada de la columna estratigráfica para la Cuenca del Catatumbo (ver ítem 3.2.5). En la **tabla 10**, se presenta la relación de espesores productores para los pozos del Campo Rio Zulia.

Tabla 10. Formaciones productoras en el campo Río Zulia.

Formación Pozo	Carbonera (ft)	Mirador Superior (ft)	Mirador Inferior (ft)	Barco Superior (ft)	Barco Inferior (ft)	Cuervos (ft)
RZ-03	89	224	114	-	-	-
RZ-05	-	217	110	-	-	-
RZ-06	65	155	96	-	-	-
RZ-14	-	-	288	87	42	46
RZ-18	718	154	105	72	147	-
RZ-19	-	279	-	-	-	-
RZ-20	21	264	621	81	42	-
RZ-21	93	178	106	-	-	-

Fuente: Campo Rio Zulia. Estados Mecánicos de los pozos Rio Zulia.

Figura 20. Columna estratigráfica para el campo Rio Zulia.



Fuente: FERREIRA, Erwin; SANDOVAL, José. Definición del modelo estático para el Grupo Uribante, campo Tibí, Cuenca del Catatumbo, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Geología. 2006.

3.6.3. Propiedades petrofísicas del campo Rio Zulia.

Tabla 11. Propiedades petrofísicas para el intervalo productor del Campo Rio Zulia.

Formación Propiedad	Mirador	Barco	Los Cuervos	Carbonera
Espesor (ft)	500 - 2000	500 - 700	500 - 700	1300 - 1800
Permeabilidad (mD)	4,24	5 ,34	N.D	N.D
Salinidad del agua de formación	100 - 300	N.D	N.D	N.D
Porosidad (%)	10 - 26	5 - 18	9,6	8 - 30

Tipo de roca	Areniscas cuarzosas, intercaladas de intraclastos de arcillolita	Areniscas con intercalaciones de arcillolitas	Lutitas con capas de areniscas y mantos de carbón	Intercalaciones de lutitas y areniscas de grano fino
--------------	--	---	---	--

Fuente: Gerencia Regional del Norte. Campo Río Zulia. Bogotá, Colombia.

3.6.4. Análisis fisicoquímicos para las aguas de producción del Campo Río Zulia.

Tabla 12. Análisis fisicoquímicos para las aguas de producción del Campo Río Zulia.

Aguas residuales industriales campo Rio Zulia		I.Muestra	Estación principal	
			Entrada al Separador API	Descarga de la piscina de oxidación
Componente	Unidad	200335438	200335442	
Datos in situ				
Caudal	L/s	24,6	35,9	
Temperatura del agua	°C	41	41	
pH/t(°c) en aguas	Uni. pH	7.73/41.3	7.63/41.1	
Análisis de laboratorio				
Conductividad/t	micromhos/cm	460/24.1	690/24.0	
Cloruros	mg Cl-/L	40,9	108	
Solidos suspendidos	mg/L	13,6	2,30	
Grasas y aceites	mg/L	923	14,44	
Dbø5	mg O2/L	18,9	16,3	
Fenoles	mg/L	0,29	0,082	

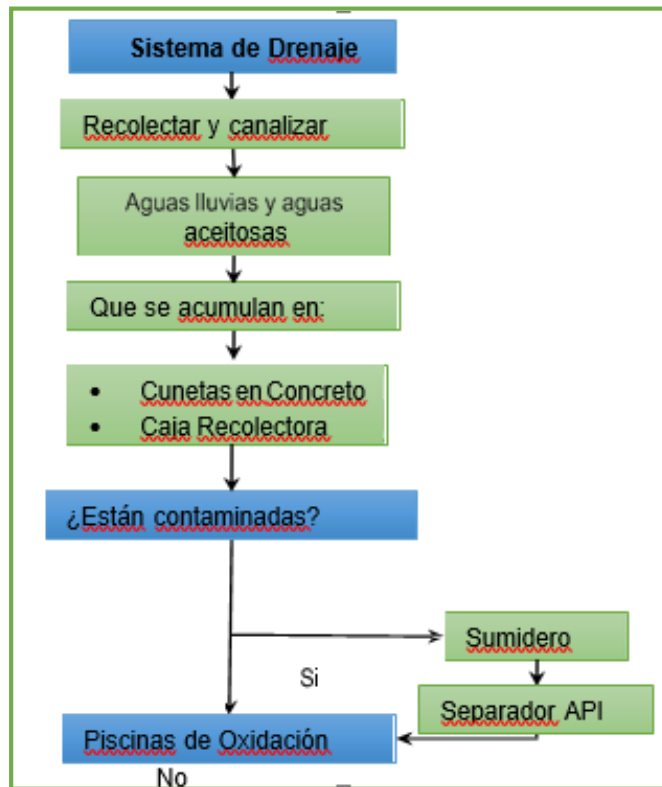
Surfactantes	mg MBAS/L	<0.10	<0.10
Cianuros	mg CN/L	0,068	0,090
Bario	microg/L	0,549	0,859
Cadmio	microg/L	<0.026	<0.026
Cobre	microg/L	5,77	2,78
Cromo	microg/L	0,34	<0.12
Níquel	microg/L	2,03	0,42
Plata	microg/L	0,28	0,25
Plomo	microg/L	2,52	0,35
Mercurio	microg/L	<0.060	0,31
Cloroformo	microg/L	N.D.	N.D.
Trihalometanos totales	microg/L	N.D.	N.D.
1,1-dicloroetileno	microg/L	N.D.	N.D.
T-1,2 DICLOROETILENO	microg/L	N.D.	N.D.
C-1,2-DICLOROETILENO	microg/L	N.D.	N.D.
Tetracloruro-de- carbono	microg/L	N.D.	N.D.
Tricloroetileno	microg/L	N.D.	N.D.
Pcb's totales	microg/L	N.D.	N.D.
Pocls totales	microg/L	N.D.	N.D.
Pofs totales	microg/L	N.D.	N.D.

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

3.6.5. Sistema de tratamiento para el agua de producción, campo Rio Zulia. El campo Rio Zulia cuenta con un sistema de drenaje para las aguas de producción, que tiene como objetivo llevarlas a las condiciones adecuadas (normativamente) a los diferentes puntos de disposición superficiales. A continuación, se describe cada uno de los componentes que conforman el tren de tratamiento.

3.6.5.1. Sistema de drenaje. Es empleado con el fin de recolectar el agua de lluvia y agua aceitosa que se drena o se desnata de los equipos utilizados en las operaciones para luego ser canalizada hacia su respectivo lugar de manejo; adicionalmente se busca cubrir la totalidad de las distintas zonas (planta deshidratadora, área de los separadores, la torre de enfriamiento, los patios de tanques de almacenamiento) que pueden generar drenaje de aguas lluvias y aguas aceitosas; en la **figura 21** se presenta a modo general el manejo operacional para el sistema de drenaje.

Figura 21. Sistema de drenaje Campo Rio Zulia.



Fuente: Campo Rio Zulia. Modificado de las autoras.

3.6.5.2. Sistema de tratamiento de agua²². Tiene como objetivo realizar la adecuación del agua de producción con el fin de llevarla a las condiciones mínimas de calidad, (resolución 0631 del 2015) para poder ser vertida a un cuerpo de agua. El agua proveniente de los pozos en el campo Río Zulia llega al separador y de allí es dirigida al respectivo tren de tratamiento; A continuación, se describen los diferentes equipos por los cuales está conformado.

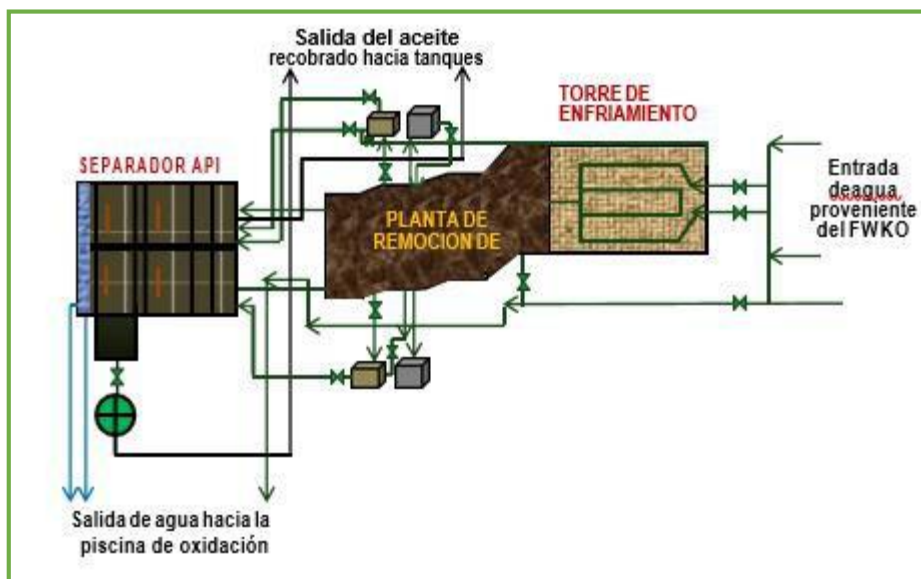
- Torre de enfriamiento: El objetivo de esta estructura es eliminar primordialmente hidrocarburos y elementos sólidos, que a su vez específicamente en este sistema causan daño por taponamientos de tuberías y finalmente a la bomba que está incluida dentro de los accesorios del separador API, obstruyéndola y dejándola fuera de servicio. Debido a la alta temperatura este hidrocarburo posee una gran cantidad de parafinas disueltas es por este motivo que es de gran uso este sistema.
- Piscina de remoción de parafinas: Una vez el agua ha pasado por el sistema de enfriamiento llega al punto de remoción de parafinas, compuesto de desnatadoras y puntos de clarificación, con el fin de eliminar la mayor cantidad de hidrocarburo.
- Separador API: Es una de las últimas instancias que se tiene para eliminar el crudo del agua. Este separador recibe la corriente proveniente de las piscinas de recolección de parafinas, consta de dos secciones básicas: la sección de entrada (se reduce la velocidad del flujo y es distribuido a la zona de separación) y la cámara de separación propiamente dicha.
- Piscinas de oxidación: Se recolectan las aguas residuales resultantes de todo el sistema de remoción de sustancias para cumplir con los criterios mínimos de calidad mediante un proceso de descomposición biológico. En este punto se tienen dos etapas conectadas por líneas de tuberías, en la primera llegan todos los fluidos del

²² GERENCIA REGIONAL NORTE. Evaluación de facilidades. Campo Río Zulia. 2006

separador (tiempo máximo de residencia de 6 hrs), y en la segunda de donde son vertidos los efluentes al caño previamente establecido (tiempo máximo de 60 hrs).

En la figura 22 se presenta un bosquejo general del sistema de tratamiento de aguas antes de su previa disposición.

Figura 22. Diagrama de flujo del sistema de tratamiento de agua.



Fuente: Gerencia Regional Norte. Campo Rio Zulia. Evaluación de facilidades.

3.7. ANALISIS DETALLADO A LA PROBLEMÁTICA PRESENTE EN LOS CAMPOS DE MAYOR PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL CATATUMBO

3.7.1. Calidad del agua de producción en el campo Tibú. En la **tabla 13**, se presenta la calidad del agua en el campo Tibú y las condiciones exigidas en las cuales debería estar según la normatividad legal vigente (Resolución 0631 del 2015), si se desea verter en cuerpos de agua superficiales.

Tabla 13. Análisis de calidad del agua, Campo Tibú. Según Resolución 0631 de 2015.

Componente	Unidad	Descarga a la piscina de oxidación	Condiciones según la normatividad
Caudal	L/s	83683,6	-
Temperatura del agua	°C	40,8	40
pH/t (°C) en aguas	Uni. pH	7,85/22,5	6,00 a 9,00
Conductividad/t	micromhos/cm	40,9	-
Cloruros	mg Cl-/L	119	1,200.00
Sólidos suspendidos	mg/L	NR	50,00
Sólidos totales disueltos	mg/L	25098	-
Grasas y aceites	mg/L	NR	15,00
DBO ₅	mg O ₂ /L	NR	60,00
Cianuros	mg CN/L	NR	1,00
Bario	microg/L	9,3	Análisis y Reporte
Hierro	mg/L	N.D.	3,00
Trihalometanos totales	microg/L	N.D.	-
1,1-dicloroetileno	microg/L	N.D.	-
T-1,2 DICLOROETILENO	microg/L	N.D.	-
C-1,2- DICLOROETILENO	microg/L	N.D.	-
Tetracloruro-de-carbón	microg/L	N.D.	-
Tricloroetileno	microg/L	N.D.	-

Pcb's totals	microg/L	N.D.	-
Pocls totals	microg/L	N.D.	-
Pofs totals	microg/L	N.D.	-

Fuente: Modificado de las autoras.

En los análisis realizados se puede observar que las características del agua de producción en el campo Tibú posee un valor de temperatura de 40,8 °C que se encuentra por encima del valor establecido.

El campo Tibú cuenta con tres puntos principales de vertimiento, Caño Machete, Caño Serpentino y Río Socuavó, este último encontrándose en una región tropical, con temperatura promedio de 26,5 °C. Esta región de la Cuenca presenta, periódicamente, factores que afectan el recurso hídrico, algunos de estos son atentados al oleoducto Caño Limón – Coveñas y válvulas ilícitas, impidiendo así, el transporte adecuado del hidrocarburo y generando vertimientos de aguas de producción en condiciones no óptimas.

El río Socuavó cuenta con temperatura 26-27 °C, es una región tropical y se encuentra en la jurisdicción del Municipio de Tibú. Su trayecto finaliza en el Río Catatumbo, para culminar en el Lago Maracaibo. La problemática que se presenta principalmente es por su alta temperatura, existen procesos para llevar al agua a condiciones de vertimientos, pero a pesar de ello aun no cumplen con el valor máximo de 40 °C. En un estudio realizado para el año 2002, donde se tomaron 6 muestras de estudio, con el fin de evaluar las concentraciones totales de selenio en el agua, en el sedimento y en el tejido de los peces²³. Dicho estudio, mostró una dependencia que existe sobre la concentración de selenio de acuerdo a su

²³ TORRES, Julio, *et al.* Evaluación de las concentraciones totales de Selenio en el agua, Sedimento y tejidos de peces del Río Catatumbo. [En línea]. Oceanográfica del Pacífico. Pg 179

temperatura, realizando reducciones de temperatura de 20 a 10°C y de 20 a 4 ° C, resultó en el decrecimiento de 25 a 90% en la producción de selenio. Es decir, que a bajas temperaturas es probable la existencia de bajas concentraciones de selenio. También se encontró una relación entre los peces carnívoros y las concentraciones de dicho elemento; observando que las mayores cantidades de Selenio, se manifiestan en peces carnívoros, es decir puede que exista bioacumulación en la cadena alimentaria y un peligro a la salud pública.

Adicional a ello cabe mencionar un el cambio significativo en un ecosistema, si no cuenta con los controles y programas de restauraciones adecuados, puede traer consigo grandes consecuencias para el hábitat de los organismos acuáticos. Adicional a ello tener en cuenta, que no solo es el río Socuavó que está siendo el único punto de vertimiento para este campo. Así que se deben buscar las mejores acciones correctivas.

3.7.2. Calidad del agua del campo Rio Zulia. En la **tabla 14**, se presenta la calidad del agua en el campo Rio Zulia y las condiciones exigidas en las cuales debería estar según la normatividad legal vigente (Resolución 0631 del 2015), si se desea verter en cuerpos de agua superficiales.

Tabla 14. Análisis de calidad del agua, Campo Rio Zulia. Según Resolución 0631 de 2015.

Componente	Unidad	Descarga a la piscina de oxidación	Condiciones según la normatividad
Caudal	L/s	35,9	-
Temperatura del agua	°C	41	40
Ph/t (°C) en aguas	Uni. pH	7,73/41,1	6,00 a 9,00
Conductividad/t	micromhos/cm	690/24	-

Cloruros	mg Cl-/L	108	1,200.00
Sólidos suspendidos	mg/L	2,30	50,00
Sólidos totales disueltos	mg/L	N.R.	-
Grasas y aceites	mg/L	14,44	15,00
DBO ₅	mg O ₂ /L	16,3	60,00
Fenoles	mg/L	0,29	0,082
Surfactantes	mg MBAS/L	<0.10	<0.10
Cianuros	mg CN/L	<0,10	1,00
Bario	microg/L	0,549	Análisis y Reporte
Cadmio	microg/L	<0.026	<0.026
Cobre	microg/L	5,77	2,78
Cromo	microg/L	0,34	<0.12
Niquel	microg/L	2,03	0,42
Sist	microg/L	0,28	0,25
Plomo	microg/L	2,52	0,35
Mercurio	microg/L	<0.060	0,31
Hierro	mg/L	N.D.	3,00
Trihalometanos totales	microg/L	N.D.	-
1,1-dicloroetileno	microg/L	N.D.	-
T-1,2 DICLOROETILENO	microg/L	N.D.	-
C-1,2- DICLOROETILENO	microg/L	N.D.	-
Tetracloruro-de- carbón	microg/L	N.D.	-
Tricloroetileno	microg/L	N.D.	-

Pcb's totals	microg/L	N.D.	-
Pocls totals	microg/L	N.D.	-
Pofs totals	microg/L	N.D.	-

Fuente: Modificado de las autoras.

La mayoría de las condiciones de evaluación básicas para el vertimiento cumplen con lo establecido en la resolución 0631 del año del 2015⁴¹, contrario, se observa que la temperatura se encuentra por encima de lo establecido. Una alta temperatura del agua producida en este campo puede provocar consecuencias a largo plazo en el ecosistema presente, ya que el sector está clasificado como un clima tropical, y su temperatura promedio se encuentra alrededor de los 29.3 °C.

Los vertederos principales del campo Rio Zulia son Caño Mono y Caño Zancudo; se encuentran varias especies entre macro invertebrados como la clase insecta (los dípteros y Ephemeropteros) y los cuerpos lóticos; también la composición de perifiton y algunos peces ícticos como Piabucina pleurotaenia(ICP,2008). Estos seres requieren de un ambiente tropical en especial el pez típico de allí, por eso requieren una temperatura entre 21- 29 °C²⁴. Estos vertederos desembocan en el río Zulia, Sardinata, Tarra, Pamplonita, Táchira y Tibú; los cuales se encargan de bañar gran parte de la cuenca Catatumbo y del Departamento de Norte de Santander, a su vez, se unen al Río Catatumbo que se desemboca en el Lago Maracaibo.

Actualmente los niveles de contaminación del río Zulia son tan alarmantes que la Corporación Autónoma Regional de la Frontera Nororiental (Corponor)²⁵ aconsejó

²⁴ PORTILLO, Germán. Temperatura ideal para peces tropicales de agua dulce. [En línea]. (20 de septiembre de 2017). Disponible en: <https://www.depeces.com/temperatura-ideal-para-los-peces-tropicales-de-agua-dulce.html>

²⁵ PORTILLO. Op, cit 87

como fuente poco confiable para actividades con fines recreativos. Su estado natural es paupérrimo y poco apto para consumo humano, es por ello que las autoridades ambientales que otorgaron los permisos están dudando si continuar con vertimientos a este afluente. El posible cierre de algunas actividades industriales para disminuir el vertimiento a dichas aguas es cada vez más seguro, y por las normativas actuales el vertimiento en aguas superficiales se ha vuelto más tedioso y complicado para manejar con los entes ambientales.

3.7.3. Sistema de tratamiento implementado en el campo Rio Zulia. Se observó, que el sistema de tratamiento, empleado para el manejo del agua, no está siendo eficiente, ya que las aguas de producción no se están logrando tener en las condiciones óptimas de vertimiento, establecidas por la normatividad (Resolución 0631 del 2015). Como Actualmente, el campo Rio Zulia no realiza otro tipo de disposición al agua de producción, fuera del vertimiento superficial a fuentes hídricas, se ha venido estudiando la posibilidad de implementar pozos disposal como alternativa de solución a la problemática presentada; análisis que será expuesto más adelante de manera general.

Cabe recalcar, que el problema principal en caso de querer implementar este tipo de prácticas (pozos disposal), es el sistema de facilidades. Como fue explicado al inicio del presente trabajo (ítem 2.1.4), lo ideal para un proceso de inyección, es la calidad del agua y que las condiciones de esta, una vez llegue a superficie, sean en lo mínimo alteradas (preferiblemente mantenerla en las mismas condiciones iniciales); ahora bien, no se puede evitar que por condiciones naturales (temperatura del entorno y tiempo de retorno), el agua sufra ciertas alteraciones.

Se analizó el tren de tratamiento que está siendo usado en el campo Rio Zulia, enfocado a actividades de inyección en pozos profundos, donde se pudo observar, que este tiene dentro de sus componentes, una torre de enfriamiento y una piscina de oxidación; estos dos equipos tienen como fin generar cambios en la temperatura

del agua y remover la mayor cantidad de bacterias posibles; ahora bien, trayendo nuevamente al caso la condición principal más eficiente para la inyección en pozos profundos “preferiblemente mantener el agua en sus condiciones iniciales”, estos dos elementos están modificando notoriamente las características del agua, por lo cual no se considera este modelo de tratamiento, adecuado en caso de realizar inyección de agua en pozos disposal y se recomienda realizar una modificación a la trayectoria que realizaría el agua que se espera inyectar.

4. DESARROLLO DE UN MODELO DE ESQUEMA AMBIENTAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE POZOS DISPOSAL

Debido a la problemática observada en los campos (Tibú y Rio Zulia), de la Cuenca del Catatumbo, se toma la decisión de llevar acabo la elaboración de un esquema ambiental, que permita la implementación de pozos disposal para las aguas de producción, con el fin de ser una herramienta metodológica, que brinde apoyo a las diferentes etapas de ejecución que requiere el desarrollo de este tipo de prácticas, teniendo en cuenta los factores que influyen, desde el aspecto normativo y legal (permisos, licencias, formatos, entre otros...), hasta los factores técnicos que deben estudiarse durante la planeación del mismo (caracterización geológica de la zona, condiciones del pozo, calidad del agua, entre otros...). A continuación, se explica con detalle cada uno de los aspectos a tener en cuenta, para finalmente obtener como producto final, un esquema ambiental donde se evidencie todo lo evaluado.

4.1. DEFINICIÓN

El significado de esquema ambiental es un término que aún no se encuentra definido por autoridades ambientales competentes, con el fin de dar validez al presente trabajo se propone la siguiente definición (basado en lecturas previas), “un esquema ambiental es una representación gráfica, en la cual se busca enmarcar, de manera organizada y jerárquica, todas las normativas ambientales y parámetros técnicos que controlan y dan veracidad al manejo operacional de una determinada actividad”. Para razón del presente proyecto se presentan las normas a tener en cuenta para pozos Disposal en el sector hidrocarburo.

Se pueden emplear pozos Disposal de dos maneras, a partir de la perforación de un nuevo pozo, o bien, mediante el reacondicionamiento de un pozo; las dos opciones con el fin de llevar acabo la disposición de agua en fondo.

4.2. PARÁMETROS DE REFERENCIA EN EL DESARROLLO DE POZOS DE DISPOSICIÓN

En el presente desarrollo del esquema ambiental se tiene en cuenta tres parámetros principales para su construcción, que son el parámetro normativo, técnico y ambiental. Se hace referencia a parámetros normativos donde incluye las normas y permisos que se requieren con la intención de realizar un proyecto de pozos de disposición para agua producida en formación; Los parámetros técnicos contienen las pautas del proceso de inyección de una manera adecuada y por último los parámetros ambientales abarca requisitos ambientales que se deben tener en cuenta con el objetivo de realizar un proyecto de disposición en formación (pozos Disposal).

4.2.1. Parámetro Normativo. En la industria de los hidrocarburos se ve regida por un gran número de normas, pero por razones del presente proyecto de pozos de disposición solo se tendrán en cuenta aquellas que hacen referencia a dicho tema o que guardan relación con este tema. A continuación, se enuncian las normas a tener en cuenta un proyecto de disposición.

- Ley 99 de 1993: (Decreto 2041 del 2014): establece la necesidad de licencias ambientales 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.

- Decreto 3930 del 2010: por el cual se reglamenta en cuanto a usos del agua y residuos líquidos y se dictan otras disposiciones. En esta norma en el Art. 27 se establece un criterio para reinyectar agua a la formación.
- Resolución 18 1495 del 2009: contiene los permisos para la industria petrolífera, las formas con las que se debe contar para realizar un proyecto en la industria.
- Decreto 1076 del 2015 (Decreto 050 del 2018): el objeto de este decreto es compilar la normatividad expedida por el Gobierno Nacional en ejercicio de las facultades reglamentarias conferidas por el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política, para la cumplida ejecución de las leyes del sector Ambiente.

4.2.2. Parámetro Técnico. En los proyectos de inyección, se requieren tener en cuenta, las condiciones y características de los diferentes sistemas (roca – fluidos) que están involucrados en el desarrollo y ejecución de este tipo de prácticas, en esta sección se explica con detalle, los diferentes criterios que deben estudiarse, en la elaboración de un pozo disposal.

4.2.2.1. Caracterización geológica

- Profundidad: debe situarse por abajo (lo más alejada posible), de la última fuente (acuífero) de agua subterránea (generalmente de 600ft – 2000ft de profundidad).
- Litologías y estructuras: rocas que tengan buena porosidad y permeabilidad, contar con buena capacidad de almacenamiento (espesor y área) y presencia de formaciones o estructuras impermeables (rocas sello), la formación debe presentar acuíferos de agua salada.
- Continuidad: deben mantenerse constantes las propiedades de las formaciones (almacén y sello).

- Tectónica: áreas tectónicamente estables (no potencialmente sísmica) y sin presencia de fallas activas cercanas o en contacto.
- Geotérmica y presión: áreas sin gradientes geotérmicos anómalos y sin condiciones de sobrepresión.
- Régimen hidráulico: coherente con el régimen de inyección.
- Geoquímica: debe existir compatibilidad geoquímica entre los sistemas (agua inyectada – agua de formación – roca receptora).

4.2.2.2. Diseño del pozo.

- Elementos

Tubería: material resistente a la corrosión, generalmente acero inoxidable.

Cemento: debe ser compatible con el fluido de inyección y llevar aditivos que controlen la corrosión, puede usarse en casos necesarios, resina de epoxi.

Espesor mínimo de la cementación: como mínimo debe contar con un espesor de 13 cm.

Presión de inyección: se determina a partir de las características de la formación receptora y va a depender del caudal inyectado y profundidad de inyección. Debe ser menor a la presión de fractura.

Temperatura del fluido a inyectar: mediante registros de pozo y fluidos, determinar la temperatura actual y establezca una referencia para tener bajos diferenciales de temperatura.

Caudal de inyección: establecer a partir de la inyectividad y presión de la formación.

- Sistema de control

Área de monitoreo: según el tipo puede ser inmediato (abarcando los primeros 30m del pozo), de Zona (una distancia barrida de 2 – 3km en la formación almacén y niveles superiores), regional (cubriendo hasta los límites de la formación receptora).

Modo de control: debe ser automatizado, ajustado a partir de la presión y el caudal de inyección.

Mantenimiento al sistema: realizar supervisiones periódicas que verifiquen la estabilidad.

4.2.2.3. Calidad del agua. Basándose en la referencia de normas NACE, para calidad de las aguas de inyección.

Tabla 15 Referencia NACE para calidad del agua de inyección.

Norma	Tipo de análisis	Parámetro	Límite de referencia	Observaciones
Referencia NACE	Análisis fisicoquímicos "in situ"	Conductividad	-	Debe ser una conductividad similar de las aguas de formación
		pH	6.5 – 8.5	Preferiblemente un pH por debajo de 8 lo cual evita la tendencia a incrustaciones
		Fe ²⁺	<1.0 mg/L	Prevención de la corrosión de la tubería y evita la formación de precipitados
		H ₂ S	0.0 mg/L	Prevención de la corrosión, prevención de agrietamiento en la formación.

		CO ₂	<10 ppm	Previene la corrosión
		O ₂	<1 ppb	Previene la corrosión
		Turbidez	<2 NTU	Indica la presencia de sólidos suspendidos
	Análisis físico químicos en laboratorio	Cationes, Aniones	-	Previene la formación de sales y compuestos insolubles que forman incrustaciones y obstrucciones en el sistema de inyección
		Densidad	-	Preferible que la densidad del fluido a inyectar sea superior que la densidad del líquido de formación, para que haya mayor dispersión.
Referencia NACE		Grasas y Aceites	<5 mg/L	Previene la obstrucción de los filtros en la superficie, evita reducir la permeabilidad de la formación
NACE TMO 273 - 05	Calidad del agua	Sólidos suspendidos	<5 mg/L	Evita el taponamiento de la formación receptora
		Pendiente (caudal vs. Volumen)	<0.99	Garantiza que no se excede la capacidad del acuífero
ATSM 4412 - 02	Bacteriológico	BSR	<10 ⁴ ucf/mL	Evita la producción de H ₂ S

Fuente: Universidad Industrial de Santander. Conferencia 1, Taller de pozos de inyección _ generalidades _ recobro.

4.2.2.4. Facilidades de superficie. Evite en lo mínimo alterar la naturaleza del agua. Un tipo de modelo de sistema de tratamiento, para inyección de aguas en pozos profundos, estaría conformado por los siguientes elementos.

- Separador Gun Barrel.
- Tanques para almacenamiento de los efluentes, separados por acción gravitacional en el Gun Barrel.
- Unidad de tratamiento para el agua.
- Tanque de recepción para el agua acondicionada.

4.2.3. Parámetro ambiental. Gran parte del sector donde se desarrolla la industria del petróleo lleva consigo daños a los ecosistemas circundantes. Sin embargo, desde el sector ambiental se está presionando para que las empresas petroleras sean más precavidas en sus operaciones y disminuyan su impacto sobre el entorno. Es por ello, que este punto del esquema se enfoca los requisitos ambientales necesarios para prevenir, mitigar y controlar toda acción que se genere en el plano de desarrollo del proyecto de implementación de pozos de disposición.

Los principales requisitos a tener en cuenta para realizar un proyecto de disposición son los siguientes:

4.2.3.1. Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA). “Tiene 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, las características bióticas, abióticas y socioeconómicas, el análisis comparativo de los efectos y riesgos inherentes a la obra o actividad; así como las posibles soluciones y medidas de control y mitigación para cada una de las alternativas.” *Decreto 2041 del 2015. Art.19.*

4.2.3.2. Estudio de Impacto Ambiental (EIA): “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, de acuerdo con la ley y el presente reglamento que se requiera” establecido en el artículo 21 de este mismo y allí mismo se dicta como se debe realizar o que información debe contener. Un estudio de impacto solo es necesario para aquellos proyectos que requieran de licencia ambiental. *Decreto 2041 del 2015.*

4.2.3.3. Evaluación ambiental. Una vez se haya identificado si las actividades a realizar requieren de licenciamiento o los correspondientes permisos, se realiza una evaluación ambiental para estimar la influencia del pozo de disposición. Para elaborar la evaluación ambiental, se recomienda tomar de referencia el libro de gestión ambiental publicado por la Universidad Industrial de Santander y para tener en cuenta aspectos tales como:

- Calificación de impactos: Establecer un promedio de cambio que va a generar el proyecto al ambiente.

✚ Presencia: grado de certeza de la ocurrencia del impacto.

RANGO	VALORACIÓN
Cierto	1
Muy probable	0,7 – 0,9
Probable	0,4 – 0,6
Poco probable	0,1 – 0,3

✚ Desarrollo: Evolución del impacto hasta sus últimas consecuencias.

RANGO	VELOCIDAD DEL PROCESO (DIAS)	VALORACIÓN
Muy rápido	Menor a 1	0.9 – 1
Rápido	1 – 5	0.7 – 0.8
Medio	6 – 11	0.5 – 0.6
Lento	12 – 23	0.3 – 0.4
Muy lento	Mayor a 24	0.1 – 0.2

✚ Duración: Grado de permanencia del impacto o del evento generador.

RANGO	DURACIÓN (DÍAS)	VALORACIÓN
Muy larga	Más de 10	10
Larga	7 – 9	8 – 9
Media	4 – 6	5 – 7
Corta	1 – 3	2 – 4
Muy corta	Menos de 1	1

✚ Magnitud: Medida relativa de la dimensión del cambio ambiental.

RANGO	DIMENSIÓN (%)	VALORACIÓN
Muy alta	90 – 100	9 - 10
Alta	60 – 89	7 – 8
Media	40 – 59	5 – 6
Baja	20 – 39	3 – 4
Muy baja	0 – 10	1 – 2

✚ Calificación ecológica: Se emplea la siguiente ecuación

$$CE = -(P_r \times (a \times D_e \times M_a) + (b \times D_u))$$

Donde:

CE=Calificación Ecológica. Pr=Presencia

De= Desarrollo Ma=Magnitud Du= Duración

A y b son constantes a=0.7 y b= 0.3

PONDERACION	VALORACIÓN (valores negativos)
Muy Alto	9 – 10
Alto	7 – 8
Medio	5 – 6
Bajo	3 – 4
Muy bajo	1 – 2

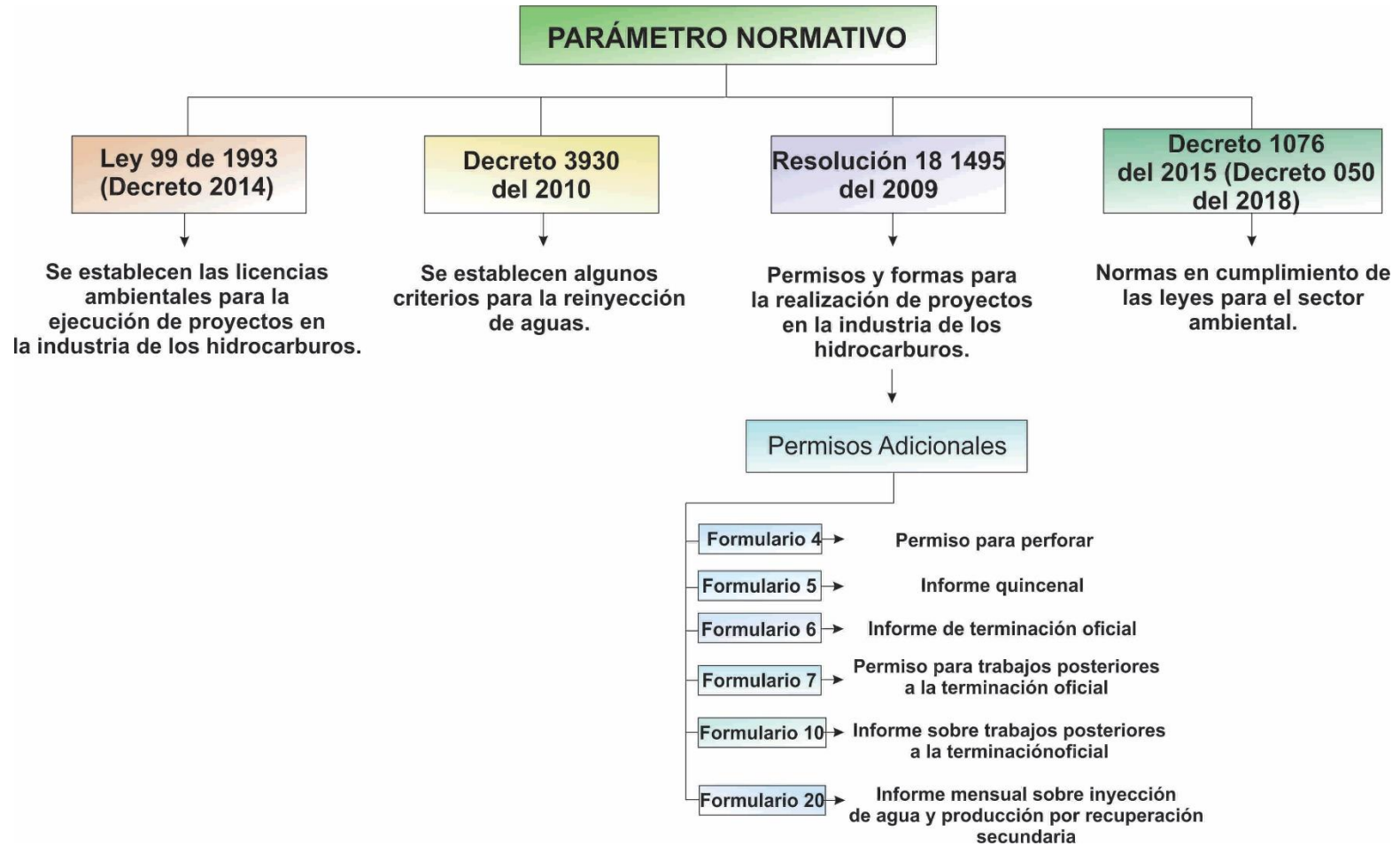
PONDERACION	PRIORIZACIÓN
Muy Alto	Primario
Alto	
Medio	Secundario
Bajo	Terciario
Muy bajo	

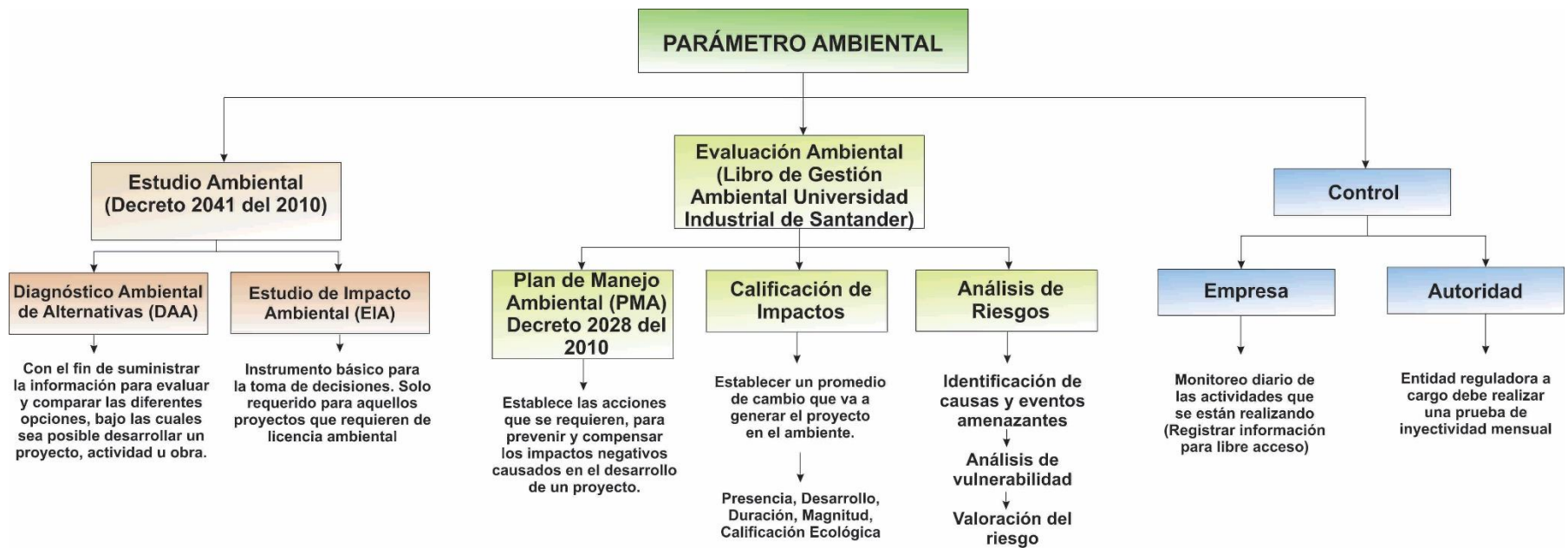
4.2.3.4. Análisis de Riesgos.

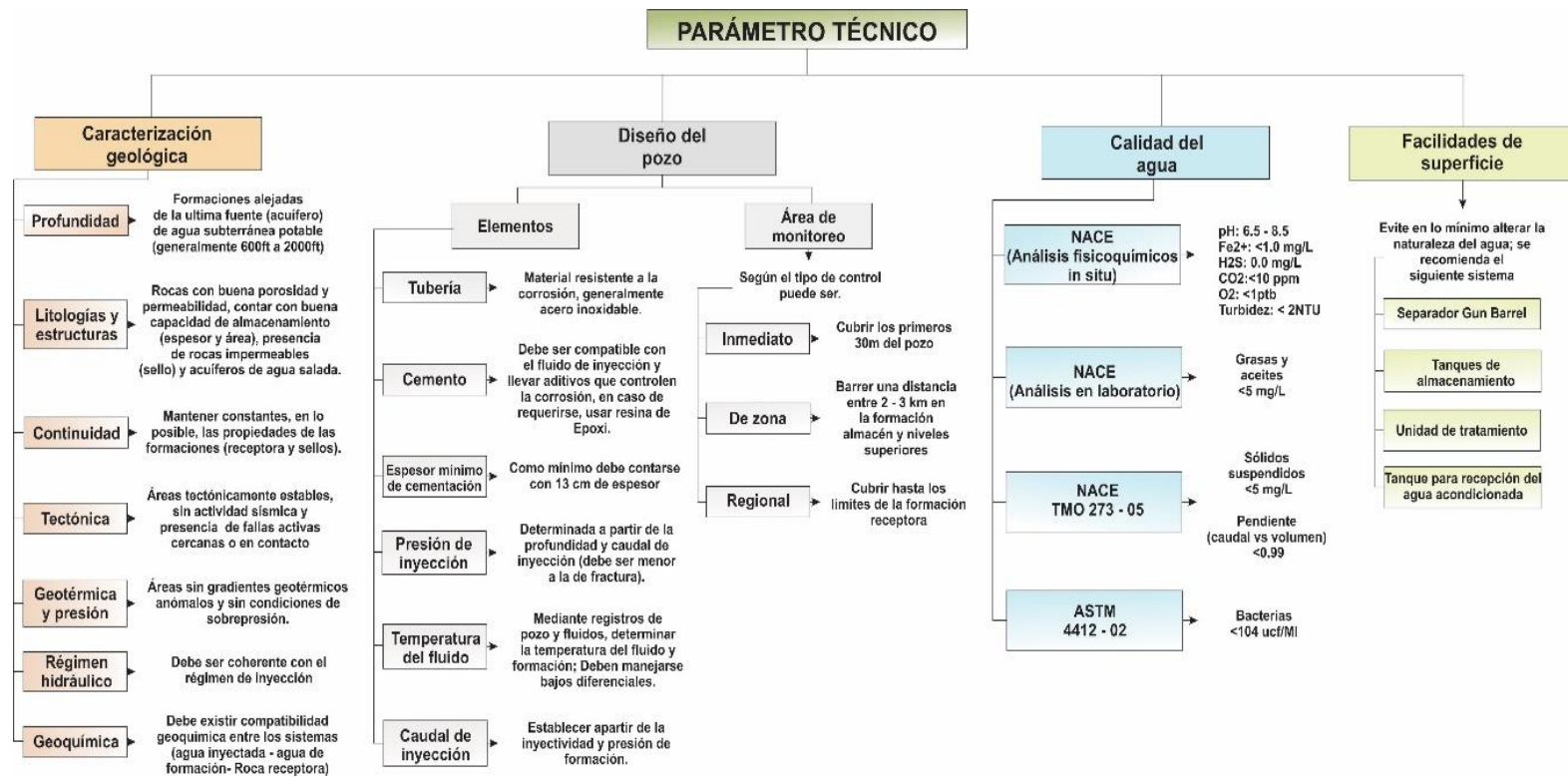
- a)** Identificación de causas y eventos amenazantes: entiéndase como amenaza la condición física o química potencial de consecuencias no deseadas.
- b)** Análisis de vulnerabilidad: evalúa elementos físicos o biológicos susceptibles de ser afectados por un evento amenazante.
- c)** Valoración de riesgo: se define la gravedad según los grados de vulnerabilidad, definir el grado de probabilidad de que ocurra.

4.2.3.5. Plan de manejo ambiental (PMA). “Es el plan que, de manera detallada, establece las acciones que se requieren para prevenir, mitigar, controlar, compensar y corregir los posibles efectos o impactos ambientales negativos causados en el desarrollo de un proyecto, obra o actividad”. *Libro de Gestión Ambiental Universidad Industrial de Santander.*

4.3. ESQUEMA AMBIENTAL PARA IMPLEMENTAR POZOS DISPOSAL PARA AGUA DE PRODUCCIÓN







5. RESULTADOS ESPERADOS

Como ya se mencionó en casos anteriores, el desarrollo de este tipo de proyectos (pozos disposal) puede acarrear consigo una serie de daños, los cuales pueden llegar a afectar directamente las condiciones ambientales del entorno involucrado como el estado operacional del mismo, para lo cual se fue presentada la anterior propuesta. A continuación, ver **figura 23** se enuncian los daños que actualmente se están presentando en campo, así mismo se asocian los diferentes criterios de evaluación que se consideran pueden ayudar a mejorar a partir del esquema ambiental desarrollado.

Tabla 16. Detalle de resultados esperados a partir de la implementación del esquema ambiental.

Problemas actuales	Mejoras con ayuda del esquema
Ambientales	Detalle del régimen normativo y ambiental
Aguas en malas condiciones	Calidad del agua adaptada a referencias de normas ambientales, aplicadas en países con criterios ambientales estrictos
Diseños de sistemas de tratamiento	Diseños de sistemas menos costosos y con prioridad a conservar la calidad del agua
Control de operación no regulado	Parámetros de control sugeridos en cuanto a el desarrollo, vida operativa de los pozos, así como, formatos de control a tener en cuenta
Daños a la integridad de la zona inyectora	Parámetros en cuestión de calidad de aguas de producción para inyección, así como características posibles de zonas prospectos a la inyección
Deterioro en los sistemas de tratamiento	Mejoras en los sistemas de tratamiento y calidad del agua
Cierre de pozos	Garantizar la integridad de la zona productora, asegurando condiciones operacionales que prolonguen la inyectividad.
Aumento de costos	Garantizando que los anteriores problemas sean mitigados, se asocia a una disminución tanto en costos operacionales como costos de remediación al daño

6. CONCLUSIONES

- En análisis de datos de producción y resultados de proyectos de inyección de aguas, se logró evidenciar que la práctica de este tipo de actividades, tiene como objetivo y razón de ser, dos de los más grandes indicadores, dentro de los parámetros de aceptabilidad para las buenas prácticas en la industria de los hidrocarburos, el factor dinero y reservas. Ahora bien, en un paralelo comparativo respecto a la inyección en pozos profundos (Disposal well), se logró observar que en esta ocasión los factores asociados que determinan la viabilidad y aceptación de un proyecto de este tipo, son el dinero y la producción; determinados por la continuidad operativa debida a la presencia de altas cantidades de agua en superficie.
- Se estableció como posible formación para inyección en pozos disposal en el campo Tibú y Rio Zulia, las formaciones Rio Negro y Tibú, respectivamente; debido a las buenas propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y espesor) y su aislamiento con las zonas productoras en el campo.
- Un buen estudio para implementación de pozos disposal, debe contener información detallada de los sistemas involucrados durante el proceso; la formación receptora y su respectiva caracterización geológica (ubicación de los acuíferos, litologías, fallas, fracturas, propiedades petrofísicas de la formación, actividad tectónica, composición geoquímica entre otros.), diseño de un buen pozo (Tipo de tubería, calidad del cemento a utilizar, espesor mínimo del cemento, presión de inyección, caudal de inyección), condiciones del agua para ser inyectar (pH, Fe^{2+} , H_2S , Sólidos suspendidos, Bacterias, entre otros; recomendados por la norma NACE), así como las

facilidades de superficie; que puedan permitir corroborar la buena toma de decisión, una vez se encuentre, el fluido a inyectar, en fondo.

- Como alternativa de solución a la problemática observada (aguas de producción vertidas a fuentes hídricas, con temperaturas fuera del rango permisible), en los campos Tibú y Rio Zulia, de la Cuenca del Catatumbo; se decidió llevar a cabo, la elaboración de un esquema ambiental que permita la implementación de pozos disposal para las aguas de producción, con el fin, de ser una herramienta metodológica que brinde apoyo a las diferentes etapas de ejecución que requiere el desarrollo de este tipo de prácticas, teniendo en cuenta los factores que influyen, desde el aspecto normativo y legal (permisos, licencias, formatos, entre otros.), hasta los factores técnicos que deben estudiarse durante la planeación del mismo (caracterización geológica de la zona, condiciones del pozo, calidad del agua, entre otros.).
- En un análisis general al tren de tratamiento que está siendo usado en el campo Rio Zulia, se observa, que este tiene dentro de sus componentes, una torre de enfriamiento y una piscina de oxidación; los cuales son usados con el fin de generar cambios en la temperatura del agua y remover la mayor cantidad de bacterias posibles; alterando notoriamente las características del agua, por lo cual no se considera este modelo de tratamiento, adecuado en caso de realizar inyección de agua en pozos disposal.

7. RECOMENDACIONES

- Con el fin de prevenir, mitigar y corregir impactos significativos que se puedan presentar en el área de estudio, se recomienda a las autoridades ambientales solicitar la presentación de planes de manejo ambiental al momento de realizar actividades de intervención y activación de pozos.
- En caso de llevar a cabo la implementación de pozos disposal, determinar principalmente, la descripción geológica y estructural de la zona (ubicación de los acuíferos, litologías, fallas, fracturas, propiedades petrofísicas de la formación, actividad tectónica, composición geoquímica entre otros.), esto con el fin, de evitar que el proyecto en un futuro trunque la actividad productiva del campo, aumentando así, los costos de operación y mantenimiento en el mismo.
- Debido a la condición principal más eficiente para la inyección en pozos profundos “preferiblemente mantener el agua en sus condiciones iniciales”, se recomienda al campo Rio Zulia, realizar un proyecto de reingeniería al sistema de tratamiento que tiene actualmente, en caso de querer implementar pozos disposal, ya que este cuenta con dos elementos que alteran notoriamente las condiciones del agua, y no permite dejarla en adecuadas condiciones para un proceso de inyección.
- Debido a que el campo Tibú, actualmente implementa la inyección de agua en zonas productoras (con el fin de aumentar la producción y reservas del campo), se sugiere revisar las respectivas condiciones de operación de los equipos, así como el estado de los pozos inyectores; permitiendo así tener un contexto más claro de cuál sería la trayectoria más adecuada para las

aguas de producción, en caso de implementar prácticas de inyección en pozos de disposición (disposal well).

BIBLIOGRAFÍA

Alconsult International Ltd. 2017. Alconsult International. [En línea] 2017. [Citado el: 1 de Enero de 2019.] <http://www.alconsult.net/>.

Aramburo , Daniel y Aldana , Harold . 2011. Investigación orientada hacia el análisis y tratamiento de aguas de formación en los pozos petroleros. Bogotá : Fundación Universidad de América. Ingeniería de Petróleos , 2011. pág. 5.

Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe. 2019. ARPEL. [En línea] 2019. [Citado el: 1 de Enero de 2019.] www.ingenieroambiental.com/4000/GUIA%2001%20-%20OK.pdf.

BP Statistical Review of World Energy . 2017. BP Statistical Review of World Energy [En línea] Junio de 2017. [Citado el: 1 de Noviembre de 2018.] https://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_ch/PDF/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf.

Candela , Leily . 2013. Factores y efectos geomecánicos que influyen en los procesos de inyección. Bucaramanga : Unibversidad Industrial de Santander , 2013. pág. 27.

Castiblanco , Luis . 2017. Control de agua en yacimientos de crudo pesado con acuífero activo y con contacto agua-petróleo: Alternativas Tecnológicas para los Campos de los Llanos Orientales. [ed.] Universidad Nacional de Colombia. Medellín : s.n., 2017. pág. 11.

Congreso de la Republica de Colombia . 1979. Congreso de la Republica de Colombia . [En línea] 24 de Enero de 1979. [Citado el: 12 de Noviembre de 2019.] https://www.arsura.com/files/ley9_1979.pdf.

-----, 1998. Congreso de la Republica de Colombia . [En línea] 16 de Enero de 1998. [Citado el: 20 de Noviembre de 2018.] http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/leyes/1998/ley_0430_1998.pdf.

Congreso de la Republica de Colombia. 2008. Congreso de la Republica de Colombia. [En línea] 27 de Noviembre de 2008. [Citado el: 1 de Noviembre de 2018.] <https://www.lexbase.co/lexdocs/indice/2008/I1252de2008>.

Ebratth , Oscar. 2011. Seminario de laboratorio de fluidos. [ed.] Escuela de Ingenieria de Petroles. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga : s.n., 18 de Enero de 2011.

Ecopetrol. 2019. Ecopetrol. [En línea] 2019. [Citado el: 1 de Enero de 2019.] <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es>.

Energy Makers . 2018. Maintaining Injectivity of Disposal Wells. For Water Quality to Formation Permeability. 2018.

Frosto , T K , y otros. 2009. Application of the environmental impact factor (eif) as a risk management tool to discharges for produced water on the Norwegian continental shelf. Nel Produced Water Workshop Aberdeen. 30 de Octubre de 2009.

Geoingenieria S.A . 2010. Geoingenieria S.A . [En línea] Agosto de 2010. [Citado el: 1 de Noviembre de 2018.] <http://www.anteagroup.com.co/es/noticias/geoingenieria-es-ahora-antea-group>.

Interventoria Ambiental ASI - Pacific Rubiales Energy. 2011. Informe de Cumplimiento Ambiental No. 12 Área de Explotación de Hidrocarburos Campo Rubiales. 2011. Vol. 1.

Jaimes , Diana . 2009. Diseño de la planta de tratamiento de aguas residuales y de producción evaluando las diferentes alternativas nacionales y extranjeras. Aplicación Campo Colorado. [ed.] Unviuersidad Industrial de Santander. 2009.

Ken-Ichiro, Ota, y otros. 2010. Hydrogen energy system and environmental impact factor. [ed.] Graduate School of Engineering. Yokohama National University. 2010.
Lee , Kenneth y Neff , Jerry . 2010. Produced water environmental risks and advances in mitigation technologies. Canada : s.n., 2010.

Lizarazo , Jenny y Orjuela , Martha . 2013. Sistemas de plantas de tratamiento de aguas residuales en Colombia. [ed.] Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Medicina. Especializacion en Administracion en Salud Publica. Bogotá : s.n., 2013.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible . 2015. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible . [En línea] 17 de Marzo de 2015. [Citado el: 1 de Noviembre de 2018.]
https://docs.supersalud.gov.co/PortalWeb/Juridica/OtraNormativa/R_MADS_0631_2015.pdf.

Ministerio de Minas y Petroleos . 1953. Ministerio de Minas y Petroleos . [En línea] 20 de Abril de 1953. [Citado el: 1 de Diciembre de 2018.]
<https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/21693-2165.PDF>.

Monroy , Brandol y Perez , Jose . 20147. Evaluación técnica de los patrones de inyección de agua mediante simulación analítica en cinco pozos del bloque y centro del campo Yariguí – Cantagallo mediante el software Sahara. [ed.] Fundacion Universidad de America. Bogota : s.n., 20147. pág. 49.

Muñoz , Angelica . 2011. Evaluación Técnica y Ambiental de una unidad de evaporación como alternativa de tratamiento de aguas de producción de la fase de exploración de hidrocarburos. Bogota : s.n., 2011. pág. 70.

Niño , Freddy . 2015. Taller de pozos de inyección, Generalidades sobre pozos Disposal. [ed.] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Bogota : s.n., 2015.
Rojas , Jhonatan . 2011. Estado del arte para la evaluación y prevención del daño de formación en yacimientos de shale gas. 2011.

Smit M , G D , Frost , T K y R G , Jak . 2006. Framework for the environmental impact factor for drilling discharges. 2006. Vol. 3.

Triana , Raúl , Burgos , Juan y Zuñiga , Jose . 2013. Piloto de tratamiento no convencional para aguas asociadas a la producción de hidrocarburos empleando humedal artificial con pasto vetiver. Ecopetrol S.A. Medellin : s.n., 2013.