

**SELECCIÓN DE UNA FUENTE HÍDRICA SALINA PARA LA CONTINUACIÓN
DEL PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO BONANZA COMO
SUSTITUTO A LA CAPTACIÓN DE AGUA SUPERFICIAL**

**DANIELA PUENTES CARDOSO
LUISA MARÍA RODRÍGUEZ ROJAS**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ. D.C.
2018**

**SELECCIÓN DE UNA FUENTE HÍDRICA SALINA PARA LA CONTINUACIÓN
DEL PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO BONANZA COMO
SUSTITUTO A LA CAPTACIÓN DE AGUA SUPERFICIAL**

**Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
JUAN EDUARDO RIVERA DE LA OSSA
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2018**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Adriangela Romero Sánchez

Ing. Andrés Felipe Suárez

Ing. José Humberto Cantillo Silva

Bogotá, Agosto de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ.

Vicerrector de desarrollo y Recursos humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

Dedicado al esfuerzo y constante apoyo de mis padres Adriana y Hernando, a la compañía y ejemplo de mi hermano Juan David, ellos han sido, son y serán el motor de mi vida.

A mi mejor amiga y compañera de tesis, Luisa, quien desde el primer momento se subió conmigo en esta aventura y luchó junto a mí para sacarlo adelante.

Junto a ellos, están todos y cada uno de los docentes que aportaron tanto a mi crecimiento profesional y como persona, principalmente a Adriangela quien nos orientó con cariño y tiempo en la realización de este proyecto.

A nuestro director de tesis Juan Eduardo Rivera de La Ossa quien nos brindó la oportunidad de trabajar en este proyecto y siempre estuvo dispuesto a ayudarnos en todo lo que necesitamos.

Daniela.

Este trabajo es dedicado especialmente a mis padres, Alix y José, quienes me han guiado con todo su amor y apoyado en cada una de mis metas y propósitos. Todo esto es por y para ustedes.

A nuestra orientadora Adriangela, por su tiempo, cariño y acompañamiento de principio a fin. De igual forma a Juan Eduardo, nuestro director, porque desde el inicio depositó su confianza en nosotras y nos dio la oportunidad de trabajar en este gran proyecto.

A mi familia, amigos y personas importantes que ayudaron y acompañaron en el transcurso de este trabajo.

A mi compañera de tesis, hermana de corazón y mejor amiga Daniela, porque con su apoyo logramos sacar este gran reto adelante.

*Y por supuesto, a mi ángel, Alix, quien desde el primer momento que supo la elección de mi carrera fue la abuelita más feliz y orgullosa de todas.
¡Lo logré abuelita!*

Con cariño, Luisa.

AGRADECIMENTOS

Nuestros agradecimientos van dirigidos en primer lugar a Dios por permitirnos terminar este proyecto, a nuestro Director de Trabajo de Grado Juan Eduardo Rivera De La Ossa y a Ecopetrol S.A. por brindarnos la oportunidad de desarrollarlo de la mano y llevarlo a feliz término con su apoyo, constante disposición de ayuda y orientación en todo momento que lo necesitamos. De manera muy especial a Rodrigo Dalle Fiore, Carmen Castillo Hinds y Gloria Stella García quienes aportaron tiempo, conocimiento y dedicación para la culminación exitosa de este proyecto, para poder presentarlo tanto en la universidad como en Ecopetrol.

Resaltamos con total aprecio y agradecimiento a nuestra Orientadora de la Universidad Adriangela Romero Sánchez, quien siempre nos recibió con cariño y la mejor disposición para atender nuestras inquietudes y quien con sus recomendaciones nos ayudó a terminar de la mejor manera posible este proyecto.

A dos personas que nos aportaron mucho, el Geólogo y el Ingeniero de Yacimientos del Campo Bonanza, Luis Ángel Bernal y Alex Ricardo Ramírez, quienes con su ayuda y aporte logramos aclarar dudas que nos surgieron durante el desarrollo del proyecto. Junto a ellos a William Segura y Nelson Quintero.

Y finalmente pero no menos importante, a nuestras familias y amigos que con las palabras adecuadas en el momento indicado nos extendieron su apoyo y nos brindaron ánimos cuando caíamos.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	19
INTRODUCCIÓN	20
OBJETIVOS	21
1. GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL CAMPO BONANZA	22
1.1 HISTORIA DEL CAMPO BONANZA	22
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	23
1.3 MARCO GEOLÓGICO	26
1.3.1 Columna estratigráfica Cuenca del Valle Medio del Magdalena	26
1.3.2 Estratigrafía	28
1.3.3 Geología del petróleo Cuenca del Valle Medio del Magdalena	32
1.3.4 Geología estructural del Campo Bonanza	37
1.3.5 Descripción geológica de las unidades productoras del Campo	39
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	48
1.4.1 Tiempo de producción	51
1.4.2 Número de pozos	53
1.4.3 Producción Acumulada	56
1.5 MONITOREO DE LA INYECCIÓN DE AGUA	58
1.5.1 Herramientas de monitoreo	59
1.5.1.1 Pruebas de presión	59
1.5.1.2 Registros de Producción	61
1.5.1.3 Perfiles de inyección	62
1.5.2 Técnicas de seguimiento de inyección de agua	64
1.5.2.1 Curvas de declinación	64
1.5.2.2 Mapas de burbuja	66
2. DESCRIPCIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA	69
2.1 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE AGUA	69
2.1.1 Definición	69
2.1.2 Tipos de inyección de agua	69
2.1.3 Características del agua de inyección	71
2.1.4 Normatividad para el agua de inyección	72
2.1.5 Tratamiento de agua de inyección	73
2.2 INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO BONANZA	79
2.2.1 Inyección de agua fase uno del Campo Bonanza	79
2.2.2 Pozos inyectoros	84
2.2.3 Agua de inyección	87
2.2.4 Inyección de agua Fase II del Campo Bonanza	91
3. ANÁLISIS DE DATOS DEL YACIMIENTO	94
3.1 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	94
3.1.1 Mecanismo de producción	94

3.1.2	Factor de Recobro	94
3.1.3	Volumen de yacimiento	96
3.2	PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	98
4.	GENERALIDADES DE ACUÍFEROS	104
4.1	TIPOS DE ACUÍFEROS	104
4.2	CARACTERÍSTICAS DE UN ACUÍFERO	106
4.2.1	Geometría de flujo	106
4.2.2	Condiciones de límite	108
4.2.3	Régimen de flujo	109
4.2.4	Mantenimiento de grado de presión	110
4.3	CARACTERIZACIÓN DE ACUÍFEROS DE LA ZONA	110
4.3.1	Identificación de fuentes hídricas prospectivas	110
4.3.2	Cálculo de volúmenes para acuíferos prospectivos	137
4.4	ANÁLISIS DE RESULTADOS	138
4.4.1	Selección de la fuente hídrica potencial	139
5.	EVALUACIÓN FINANCIERA	140
5.1	ANÁLISIS COSTOS DE INVERSIÓN	140
5.2	ANÁLISIS COSTOS DE OPERACIÓN	141
5.3	EVALUACIÓN FINANCIERA	142
6.	CONCLUSIONES	150
7.	RECOMENDACIONES	152
	ANEXOS	158

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1. Datos de espesores para las unidades productoras del Pozo Bonanza 1	41
Tabla 2. LKO utilizados para el cálculo de OOIP de las unidades operaciones del Campo Bonanza	43
Tabla 3. Producción acumulada Campo Bonanza	56
Tabla 4. Coordenadas pozos abastecedores Campo Bonanza	90
Tabla 5. Factor de recobro acumulado de petróleo del Campo Bonanza a Dic/2016	95
Tabla 6. Volumen de petróleo estimado y FR para cada una de las actividades del Plan de Desarrollo del Campo Bonanza	96
Tabla 7. Cálculo de Volumen Poroso Saturado de Hidrocarburos (HPV) de las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas	97
Tabla 8. Cálculo de Volumen Poroso Saturado de Hidrocarburos (HPV) de la Formación Lisama	97
Tabla 9. Propiedades de los yacimientos asociados a las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas del Campo Bonanza	98
Tabla 10. Propiedades de Roca y Fluido utilizados para el cálculo de OOIP de las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas en el Campo Bonanza	101
Tabla 11. Propiedades PVT petróleo Formación Lisama del Campo Bonanza	102
Tabla 12. Resoluciones para producir los pozos abastecedores	111
Tabla 13. Datos de salinidad	115
Tabla 14. Selección preliminar pozos objetivo de estudio	118
Tabla 15. Selección pozos objetivo de estudio con base en Sahara	124
Tabla 16. Datos Grupo Real	137
Tabla 17. Datos Formación Lisama	138
Tabla 18. Costos de Inversión (CAPEX) para los tres escenarios	141
Tabla 19. Costo de Operación y mantenimiento (OPEX) para los tres escenarios	142
Tabla 20. Costos de inversión, operación y mantenimiento para escenario actual	144
Tabla 21. Flujo de caja escenario actual	144
Tabla 22. Costos de inversión y operación y mantenimiento para escenario 1 propuesto	145
Tabla 23. Flujo de caja escenario 1 de implementación	146
Tabla 24. Costos de inversión y operación y mantenimiento para escenario 2 propuesto	147
Tabla 25. Flujo de caja escenario 2 de implementación	148

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del área de explotación ANH para el campo Bonanza Bloque Bonanza = Provincia P. Norte, 2246	24
Figura 2. Ubicación Campo Bonanza	25
Figura 3. Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomada de ECOPETROL (2000)	27
Figura 4. Mapa estructural de la Discordancia del Mioceno	35
Figura 5. Mapa estructural de la Discordancia del Eoceno	36
Figura 6. Perfil geosísmico - corte lateral de las formaciones de la Cuenca Valle Medio del Magdalena	39
Figura 7. Columna estratigráfica del área Bonanza	42
Figura 8. WOC/LKO definidos para pozos productores Formación Lisama	44
Figura 9. Ubicación de la provincia hidrogeológica de Valle Medio del Magdalena	45
Figura 10. Columna estratigráfica generalizada de las unidades Hidrogeológicas de la provincia Valle Medio del Magdalena	47
Figura 11. Modelo hidrogeológico básico de la provincia Valle Medio del Magdalena	48
Figura 12. Historia de producción Campo Bonanza	50
Figura 13. Comportamiento QOP y GOR Formación Lisama 2015 – 2016.	51
Figura 14. Localización pozos propuestos	54
Figura 15. Mapa localización pozos propuestos	55
Figura 16. Causas de la variación del flujo de fluidos	60
Figura 17. Registros de producción	61
Figura 18. Perfiles de inyección	62
Figura 19. Perfiles de inyección en registros eléctricos	63
Figura 20. Tipos de curva de declinación	65
Figura 21. Mapa de burbuja	67
Figura 22. Distribución típica de los bancos de petróleo y agua en mapas de burbuja	67
Figura 23. Arreglos geométricos de pozos	70
Figura 24. Arreglos irregulares de pozos	71
Figura 25. Normatividad de agua de inyección	73
Figura 26. Torre despojadora de oxígeno por el contrario corriente gas natural o inerte	75
Figura 27. Torre desaireadora al vacío	76
Figura 28. Línea de tiempo de la inyección de agua en el Campo Bonanza	80
Figura 29. Resultados Screening Campo Bonanza para Formación Esmeraldas	82
Figura 30. Resultados Screening Campo Bonanza para Formación Mugrosa	82
Figura 31. Resultados Screening Campo Bonanza – Campos análogos	83
Figura 32. Ubicación pozos inyectoros Fase I Campo Bonanza	85
Figura 33. Coordenadas pozos inyectoros Fase I Campo Bonanza	86

Figura 34. Patrones de inyección actuales Campo Bonanza	87
Figura 35. Ubicación pozos abastecedores en las unidades del Grupo Real	88
Figura 36. Ubicación pozos abastecedores	89
Figura 37. Estado mecánico tipo pozos abastecedores Campo Bonanza	91
Figura 38. Coordenadas de pozos propuestos de inyección Fase II	92
Figura 39. Patrones de inyección Fase II Campo Bonanza	93
Figura 40. Propiedades PVT Petróleo de la Formación Mugrosa en el Campo Bonanza	99
Figura 41. Propiedades PVT Petróleo de la Formación Esmeraldas en el Campo Bonanza	100
Figura 42. Modelo de fluidos Formación Lisama del Campo Bonanza	103
Figura 43. Acuífero libre	105
Figura 44. Acuífero confinado	105
Figura 45. Acuífero Semiconfinado	106
Figura 46. Acuífero subyacente	107
Figura 47. Acuífero lineal	107
Figura 48. Acuíferos radiales	108
Figura 49. Tipos de régimen de flujo en acuíferos	109
Figura 50. Balance hídrico para el Campo Bonanza	113
Figura 51. Balance hídrico para el Campo Bonanza con prorrogación de resoluciones	114
Figura 52. Minerales arcillosos presentes en el Yacimiento	115
Figura 53. Composición Fracción menor de 2 Micras	116
Figura 54. Correlación estructural Lisama con producción al tope de la formación	129
Figura 55. Registros pozos con producción de petróleo y gas sin agua	130
Figura 56. Registros pozos con producción de petróleo, agua y gas	131
Figura 57. Registros pozos agua logs	132
Figura 58. Comparación resistividades pozos productores de petróleo y pozos agua logs	134
Figura 59. Diagramas de Stiff para Formaciones Mugrosa, Esmeraldas, Lisama	135
Figura 60. Diagramas de Stiff para Abastecedores vs Formaciones Mugrosa, Esmeraldas	136

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción Acumulada Campo Bonanza	58
Gráfica 2. Flujo de caja escenario actual	144
Gráfica 3. Flujo de caja escenario 1 de implementación	146
Gráfica 4. Flujo de caja escenario 1 de implementación	148

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Original Water in Place	137
Ecuación 2. Valor Presente de Egresos	142
Ecuación 3. Costo Anual Uniforme Equivalente	143

ABREVIATURAS

ACICOR	Asociación Colombiana de Ingenieros de Corrosión
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	American Petroleum Institute
BBL	Barriles
BN	Barriles Normales
BOPD	Barrels of Oil Per Day
BPD	Barrels Per Day
BS&W	Basic Sediment and Water
BWPD	Barrels of Water Per Day
BY	Barriles de Yacimiento
CAUE	Costo Anual Uniforme Equivalente
EOR	Enhanced Oil Recovery
ft	Pie
FR	Factor de Recobro
GOC	Gas/Oil Contact
GOR	Gas/Oil Ratio
GPC	Gigapies Cúbicos Estándar de Gas
HPV	Hydrocarbon Pore Volume
IOR	Improved Oil Recovery
km	Kilometro
KPCD	Miles de Pies Cúbicos Estándar por Día
LKO	Lowest Known Ocurrence
M	Metro
MBo	Millones de Barriles de Petróleo
MD	Measured Depth
mi	Milla
min	Minuto
MM	Millones
NACE	National Association of Corrosion Engineers
N/G	Net to Gross
Np	Oil Produced
OOIP	Original Oil in Place
OGIP	Original gas in Place
OFM	Oilfield Manager Production
PC	Pie Cúbico
psi	Libra Fuerza por Pulgada Cuadrada
PVT	Pressure/Volume/Temperature
QOP	Caudal de Petróleo Producido
s	Segundo
SCF	Standard Cubic Foot
STB	Stock Tank Barrel
TVDss	True Vertical Depth subsea

USD	Dólar Estadounidense
WOC	Water/Oil Contact
Wp	Water Produced

GLOSARIO

DIAGRAMAS DE STIFF: gráficas utilizadas para el estudio e interpretación de datos derivados de análisis hidroquímicos.

EOR: abreviatura de recuperación mejorada de petróleo, un método para mejorar la recuperación de petróleo que usa técnicas sofisticadas que alteran las propiedades originales del petróleo.

ESCAMAS: componentes formados por reacciones de sustancias insolubles en agua que producen taponamiento en las líneas de flujo.

GRABEN: fosa tectónica que se da entre dos fallas normales paralelas con inclinación opuesta en un ambiente tectónico expansivo.

INFILL: perforación adicional de pozos después del desarrollo primario y secundario de un campo que se realiza para el mejoramiento del recobro de la inyección de agua.

IOR: cualquier práctica para incrementar la recuperación de aceite.

LKO: datos de ocurrencia de hidrocarburos en el nivel más inferior, que se utilizan para definir los límites probados cuando se desconocen los contactos de fluidos.

NIVEL FREÁTICO: nivel superior de un acuífero en general, en donde la presión de agua del mismo es igual a la presión atmosférica.

PVT: abreviatura para presión, volumen y temperatura. El término se usa en evaluaciones de propiedades de los fluidos.

SCREENING: criterio de selección utilizado para todos los métodos de recuperación avanzada de petróleo que tiene en cuenta los resultados de producción del campo.

SAHARA: software que permite la visualización, análisis y seguimiento de reservorios.

SALINIDAD: contenido de sales minerales disueltas en un cuerpo de agua.

SURVEILLANCE: proceso que consiste en monitorear las tasas de producción de petróleo, gas y agua en función del tiempo y el volumen acumulado.

WORKOVER: cualquier tipo de intervención con técnicas invasivas en pozos de petróleo.

RESUMEN

Este trabajo de grado se realizó con la Operadora ECOPETROL S.A con el fin de seleccionar una fuente hídrica salina que tenga las propiedades y características requeridas para la continuación del proyecto de inyección de agua en el Campo Bonanza.

Para la realización de este proyecto se llevó a cabo la revisión de los 54 pozos del campo. En primera instancia, a partir del historial de producción otorgado por la empresa y posteriormente con Sahara, software utilizado para corroborar la información estudiada del historial de producción. Con dicho software también se revisaron estados mecánicos, registros eléctricos, datos de producción, intervenciones, y demás información relevante que facilitó el estudio de todos los pozos. De esta manera se seleccionaron 10 pozos que se ubicaron en el mapa estructural del campo para poder observar si existía una tendencia o similitud entre ellos.

Una vez hecho esto, se encontró que la Formación Lisama era la responsable de la producción de agua en algunos de los pozos seleccionados, teniendo en cuenta que esta producción no se relacionaba a la cercanía del contacto o a los patrones de inyección. Por ello se decidió realizar una comparación entre el Grupo Real, fuente hídrica de la que actualmente se toma el agua para el proceso de inyección en el campo, con la Formación Lisama encontrada. Para este análisis se tuvo en cuenta salinidad y potencial volumétrico.

Con el estudio realizado, se encontró que la Formación Lisama cumple con los requerimientos mencionados. Para ello se realizó una evaluación financiera a través del indicador Costo Anual Uniforme Equivalente con el que se plantearon dos alternativas: la conversión de diez pozos productores de petróleo a productores de agua o la perforación de un pozo nuevo. Esto para obtener la tasa de agua aproximada que se necesita para la inyección de agua en el campo y determinar la mejor opción económica para la empresa.

Palabras Clave: Acuíferos, Inyección Agua, Recobro Mejorado, Campo Bonanza, Captación Agua Superficial, Salinidad, Potencial Volumétrico.

INTRODUCCIÓN

Actualmente la inyección de agua es una de los métodos de recuperación secundaria que se realiza con más continuidad en Colombia debido a que con su práctica se ha logrado aumentar el factor de recobro en diferentes campos del país. El Campo Bonanza no es la diferencia, ya que en el año 2013 fue necesario implementar este tipo de recobro mejorado como resultado a las fuertes caídas de presión presentadas. Esto con la ayuda del Grupo Real que ha facilitado la obtención de agua para inyección a partir de tres pozos abastecedores.

Este proyecto se realizó de la mano con ECOPETROL S.A, el cual tiene como fin seleccionar la fuente hídrica salina para el Campo Bonanza teniendo en cuenta que será el sustituto a la captación de agua superficial ya que años atrás la empresa decidió obtener el agua requerida para el proceso de inyección a partir de una fuente hídrica con baja salinidad que a largo plazo puede traducirse en inconvenientes con respecto a daño de formación en el campo.

La selección de la fuente hídrica se realizó a partir de la revisión de producción de agua de los pozos del campo, estados mecánicos, intervenciones, cálculo de volumetría, verificación de salinidades y demás información importante que facilito la correcta elección de la fuente.

Para la solución del proyecto se plantearon dos alternativas con el ánimo de cumplir con la tasa aproximada de agua salina que requiere el campo. Dichas alternativas son: la perforación de un nuevo pozo o la conversión de diez pozos productores de petróleo a productores de agua. Para ello se realizó la evaluación financiera con el indicador Costo Anual Uniforme Equivalente y de esta manera determinar la mejor opción económica para el campo y por ende para la empresa.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Seleccionar una fuente hídrica salina para la continuación del proyecto de inyección de agua del Campo Bonanza como sustituto a la captación de agua superficial.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las generalidades y geología de Campo Bonanza.
- Describir el proceso de inyección de agua actual del Campo Bonanza junto con el diagnóstico del estado de producción de agua mediante el análisis del historial de producción de los pozos del Campo Bonanza.
- Realizar revisión de estados mecánicos, pruebas de producción y registros eléctricos de los pozos seleccionados del campo para la identificación de las potenciales fuentes hídricas salinas para el proceso de inyección de agua del Campo Bonanza.
- Calcular teóricamente el potencial volumétrico de los acuíferos identificados como fuentes hídricas prospectivas para la continuación del proyecto.
- Seleccionar la fuente hídrica salina con base en el potencial volumétrico y la salinidad para la inyección de agua en el Campo Bonanza.
- Evaluar la viabilidad financiera del uso de la fuente hídrica salina para el proceso de inyección de agua en el Campo Bonanza mediante la metodología Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

1. GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL CAMPO BONANZA

A continuación se realiza la descripción del área de interés que comprende información del Campo Bonanza en cuanto a su historia, ubicación geográfica, marco geológico e historia de producción. Adicional en el marco geológico se describe la estratigrafía de la Cuenca Valle Medio del Magdalena.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO BONANZA

En el año 1955 inició la exploración del Campo Bonanza por la compañía International Petroleum Ltda. (Intercol) cuando se firmó el contrato de Concesión 605 (El Conchal) localizado dentro del anticlinal asimétrico de Bonanza, como se muestra en la **Figura 1**. Para dicha Concesión el periodo de explotación inició el 2 de Noviembre de 1962, iniciando en Enero de 1964 la explotación comercial del campo.

A partir del primero de Enero de 1971, Intercol se hizo cargo de toda la operación, luego de comprarle la totalidad de las acciones a Sinclair Colombian Oil y a la British Petroleum Co., continuando con la explotación del campo hasta su reversión.

Dicha Concesión revertió a la nación el 10 de noviembre de 1992 tomando la administración del área la empresa hoy conocida como Ecopetrol S.A, la cual inició campañas de reacondicionamiento de pozos para mantener la estabilidad de producción del campo. Dichas campañas permitieron mantener la producción del Campo en un promedio de 550 BPPD.

Entre 2006 y 2007 se perforaron 8 pozos (Bonanza 24 al 31), los cuales, sumado a otros trabajos de reacondicionamiento, permitieron llevar los niveles de producción a 1100 - 1200 BPPD en el año 2010.

Luego, durante una campaña de perforación adelantada se observaron bajos potenciales (promedio 100 BPPD) y bajas presiones (300 – 500 Psi) en las zonas más agotadas de los yacimientos productores, lo que evidenciaba la pérdida de energía y sugería la necesidad de implementar un proceso de recuperación secundaria que permitiera incrementar de manera significativa el factor de recobro y los niveles de productividad del Campo Bonanza.

El Campo Bonanza es operado de manera directa con un 100% de participación de Ecopetrol mediante el Contrato N° 2246 con fecha inicial 11 de octubre de 2007 y vigencia hasta el agotamiento del recurso. Cubierto bajo el Convenio de Explotación de Hidrocarburos – Área de Operación Directa Provincia P Norte.¹

¹ CANDELA Sol Angel, CIFUENTES Daniel, BOHORQUEZ Sonia. Actualización plan de desarrollo campo bonanza. *ECOPETROL S.A.* 2014:82. p.,9

1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Bonanza se encuentra localizado en el Área de producción de la ANH – 2246, denominado Provincia P. Norte², a 12,5 Km de distancia al Nor-Oriente del municipio de Sabana de Torres, por la vía que conduce a la Vereda la Tigra del Municipio de Rionegro en el Departamento de Santander, aproximadamente 320 Km al Nor-oeste de Bogotá y 40 Km al Norte de la población de Barrancabermeja³.

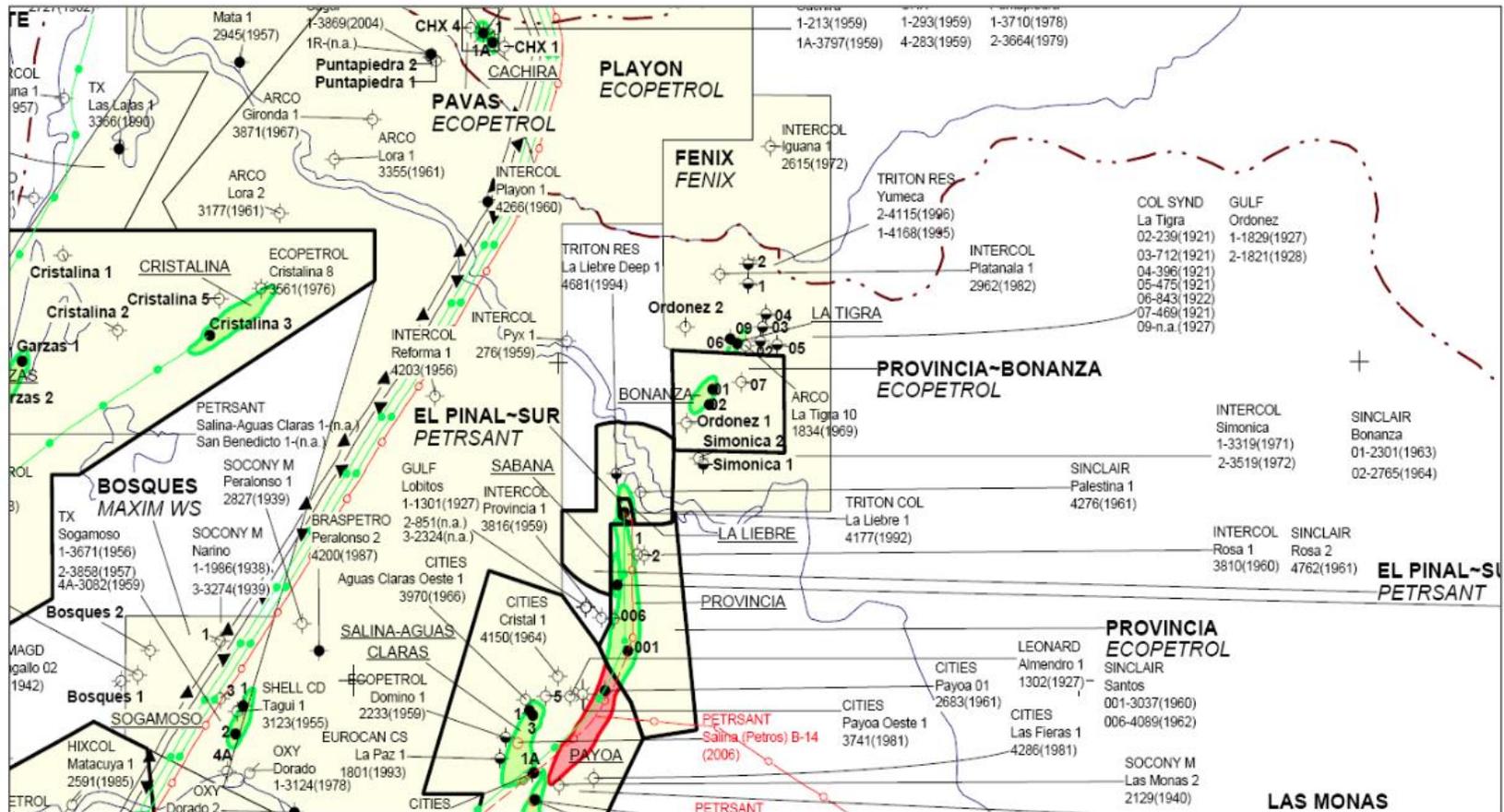
Está ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena que es una región alargada en sentido Norte – Sur localizada entre las Cordilleras Oriental y Central de los Andes Colombianos, que son sus límites Oriental y Occidental respectivamente; cubre 32.000 Km² de área comprendiendo los Departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia, entre otros⁴. (Ver **Figura 2**).

² ECOPETROL S.A. Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. . 2016. p.,8.

³ CANDELA. Op. cit., p.12.

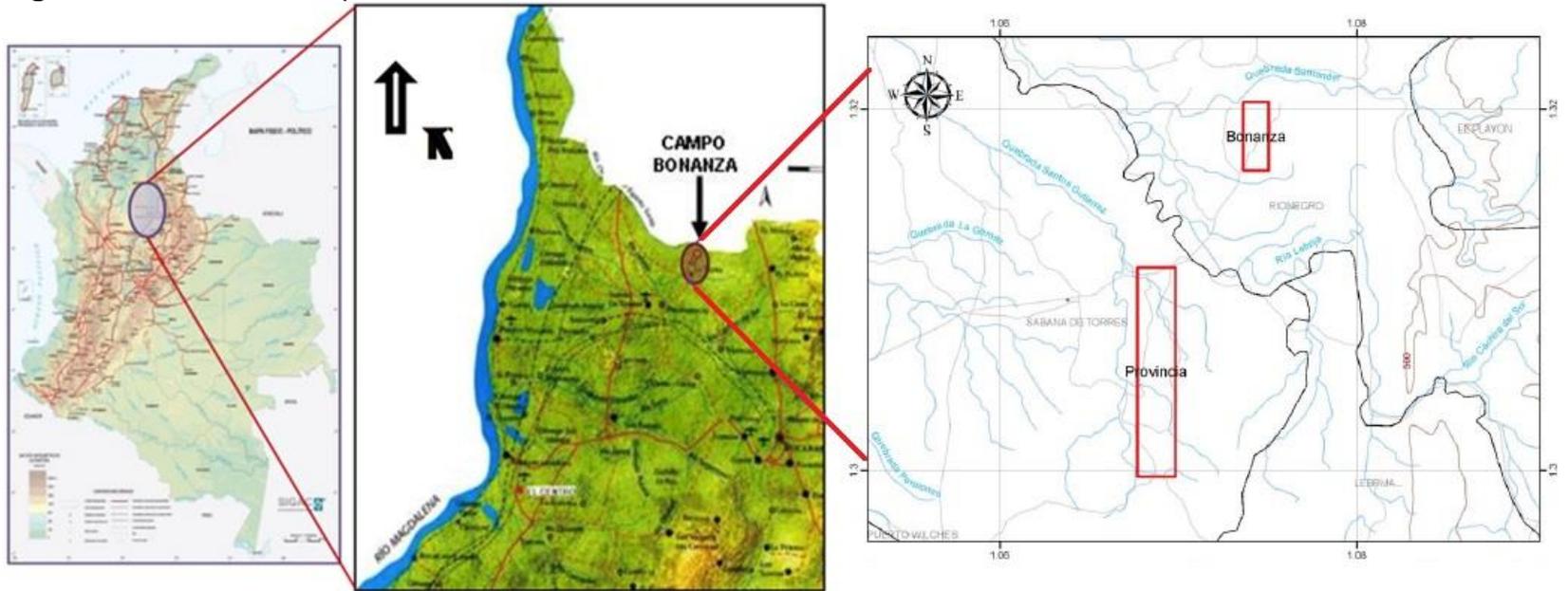
⁴ Agencia Nacional de Hidrocarburos, INGRAIN Digital Rock Physics Lab. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. . 2012. p., 25.

Figura 1. Localización del área de explotación ANH para el campo Bonanza. Bloque Bonanza = Provincia P. Norte, 2246



Fuente: CANDELA Sol Angel, CIFUENTES Daniel, BOHORQUEZ Sonia. Actualización plan de desarrollo Campo Bonanza. ECOPETROL S.A. 2014:82. p., 13.

Figura 2. Ubicación Campo Bonanza



Fuente: ECOPETROL S.A. Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. . 2016. p.,9. Modificado por autores.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación se describe la columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y se hace una descripción geológica de las unidades productoras del Campo Bonanza.

1.3.1 Columna estratigráfica Cuenca del Valle Medio del Magdalena. La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una cuenca geológicamente compleja resultado de varios eventos geológicos. Está cubierta por más de 16000 pies de sedimentos continentales y marinos que van desde el Jurá-Triásico hasta el presente.⁵

En esta cuenca la columna estratigráfica inicia en su parte basal con rocas de origen Jurásico, se rellena con sedimentos depositados en el Cretácico y Terciario, hasta los más jóvenes de edad Plioceno – Holoceno.⁶

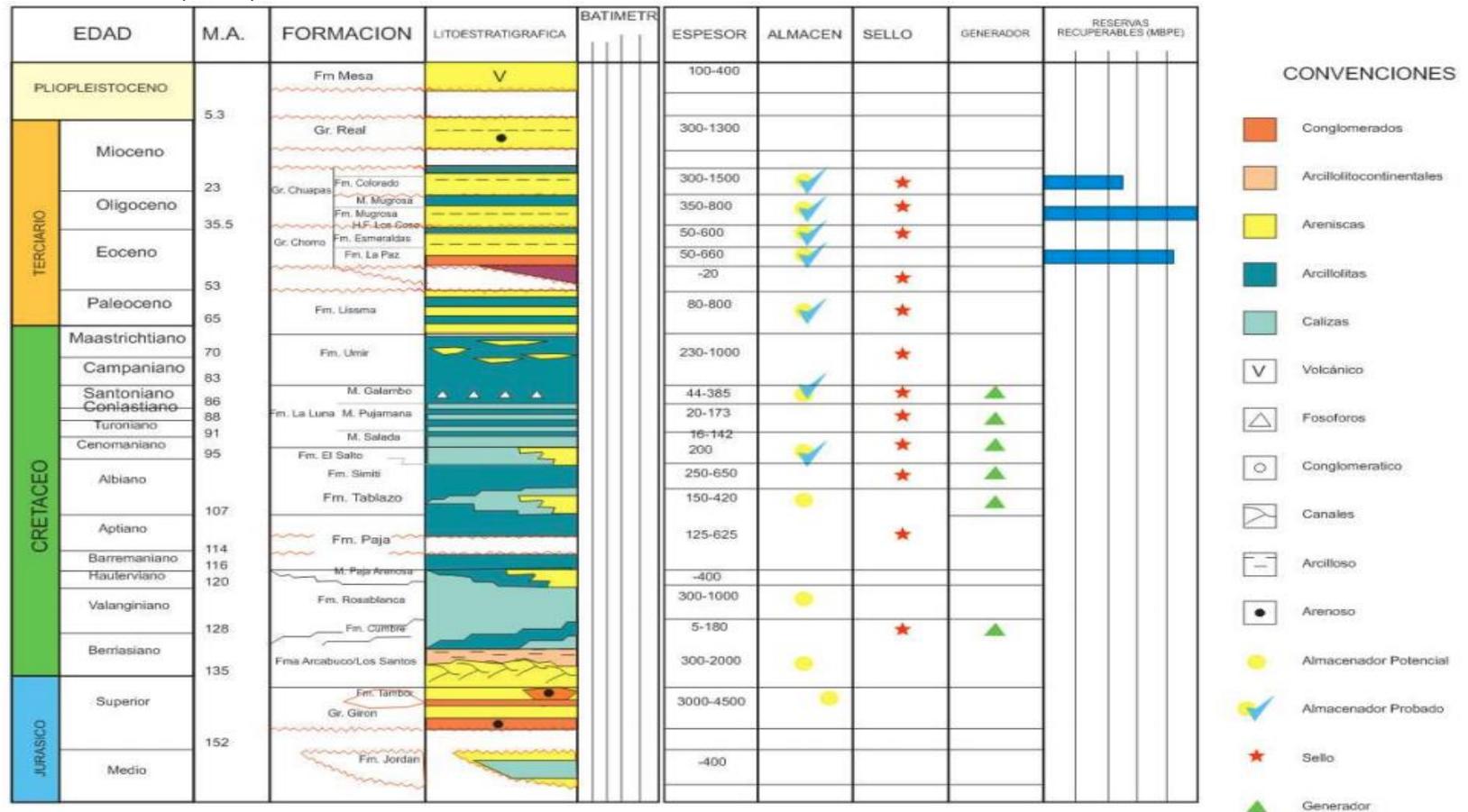
Se han interpretado tres secuencias de primer orden que se sedimentaron sobre rocas ígneas y metamórficas precretácicas, siendo la primera secuencia sedimentada en ambientes continentales a marginales desarrollado en un rift intracratónico durante el Triásico e inicios del Jurásico; la segunda secuencia se sedimentó en ambientes fluviales y litorales durante el Jurásico – Cretáceo en una fase de extensión como resultado de un rift de retro-arco; y una secuencia Cretáceo – Paleoceno, que es la tercera secuencia, se dio durante un proceso tectónico de subsidencia tectónica sedimentada en condiciones marinas.⁷

⁵ ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. Op. cit., p. 15.

⁶ CORDOBA Fabio, ROLON Luisa, BUCHELLI Fernando, SUAREZ Mario. Provincia petrolífera del valle medio del magdalena, colombia. .
. http://archives.datapages.com/data/meta/colombia_acggp/simp7/tomo1/040_firstpage.pdf.

⁷ Agencia Nacional de Hidrocarburos. Op cit., p. 28.

Figura 3. Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomada de ECOPEL (2000)



Fuente: GARCIA Mario, MIER Ricardo, CRUZ Luis Enrique, VASQUEZ Mauricio. Informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. FONADE, , Universidad Industrial de Santander, AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. 2009:219. p., 80.

1.3.2 Estratigrafía. La descripción de las unidades geológicas de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena de la Figura 3 se realiza de la formación más antigua a la formación más reciente en términos de depositación.

- **Grupo Girón.** Esta unidad sedimentaria es la más antigua de la cuenca, “su depositación se dio en el periodo de Jurásico Superior a Cretáceo Inferior”⁸ con un ambiente de depósito continental fluvial a lacustre-fluvial. Se caracteriza por estar conformada por areniscas, en las cuales el tamaño de grano varía de medio a grueso a ligeramente conglomeráticas y en su coloración predominan el rojo violáceo, rojo grisáceo y gris verdoso. Presenta interestratificaciones de limolitas y lodolitas y se caracteriza por ser cruzada en capas gruesas. Tiene 15000 pies de espesor promedio, el cual varía de manera considerable de un punto a otro, tiene contacto discordante en su base con el basamento y en su tope con la Formación Tambor.⁹
- **Formación Tambor.** El periodo de depositación de esta formación es Cretáceo, Hauteriviano-Valangiano¹⁰. Con 2130 pies de espesor promedio y un ambiente de depositación correspondiente a corrientes de meandros, esta formación está compuesta por shales, conglomerados rojos y areniscas con tamaño de grano de medio a grueso parecidos a los sedimentos de la formación anteriormente descrita.

En su tope presenta contacto concordante con la Formación Rosablanca, y se caracteriza por tener algunas capas de caliza; en su base tiene contacto discordante con la Formación Girón, caracterizándose por presentar areniscas principalmente arcósicas de color rojizo.¹¹

⁸ HETTNER, 1982, Citado por PORRAS Javier, SUAREZ Juan Felipe. *Evaluación técnico financiera de un sistema de levantamiento combinado bombeo mecánico e hidráulico para la obtención de información del yacimiento por medio de registros de producción en un pozo en campo provincia.* ; 2016. p. 33.

⁹ PORRAS Javier, SUAREZ Juan Felipe. *Evaluación técnico financiera de un sistema de levantamiento combinado bombeo mecánico e hidráulico para la obtención de información del yacimiento por medio de registros de producción en un pozo en campo provincia.* ; 2016. p., 33.

¹⁰ MORALES et al, 1958, Citado por PORRAS Javier, SUAREZ Juan Felipe. *Evaluación técnico financiera de un sistema de levantamiento combinado bombeo mecánico e hidráulico para la obtención de información del yacimiento por medio de registros de producción en un pozo en campo provincia.* ; 2016. p. 33.

¹¹ PORRAS. Op. cit., p. 33.

- **Formación Rosablanca.** “Del Hauteriviano-Barremiano”¹², está compuesta por sedimentos que están relacionados con un ambiente marino, variando de transicional a nerítico interno. Con un espesor promedio de 1250 pies, que varía de manera considerable, presenta niveles de caliza oolítica, que se caracterizan por ser negras duras y densas.

En su tope presenta contacto concordante con la Formación Paja, la calidad de las calizas en dicha zona de la formación evidencia una degradación por la presencia de coloraciones marrones a gris y rastros de minerales pesados; y en su base también presenta contacto concordante con la Formación Tambor.¹³

- **Formación Paja.** Cuenta con 2000 pies de espesor promedio que se considera variable, corresponde al “Barremiano Tardío – Aptiano Temprano”¹⁴. Está compuesta principalmente por shales de color negro que son ligeramente fosilíferos, lo cual se debe a las condiciones de profundización gradual del mar bajo las cuales se depositó la formación, y también están presentes las lutitas marrones oscuras a negras ligeramente calcáreas.

En su tope presenta contacto concordante con la Formación Tablazo, de igual manera, en su base, con la Formación Rosablanca.¹⁵

- **Formación Tablazo.** Esta formación, con 1070 pies de espesor promedio que de un punto a otro tiene variaciones considerables, “se ubica en el Cretáceo, Aptiano Superior y Albiano Inferior”¹⁶. Tiene un ambiente de depositación nerítico de poca profundidad a lo cual se le atribuye la presencia de las calizas de color gris a negro que presenta intercalaciones de arcillolitas de color gris a gris azulado, éstas se encuentran en capas de medianas a gruesas; y en capas muy delgadas se tienen intercalaciones de areniscas de grano fino grisáceas. Tanto en el tope como en la base de la formación

¹² WHEELER, 1929, Citado por PORRAS Javier, SUAREZ Juan Felipe. *Evaluación técnico financiera de un sistema de levantamiento combinado bombeo mecánico e hidráulico para la obtención de información del yacimiento por medio de registros de producción en un pozo en campo provincia.* ; 2016. p. 33.

¹³ PORRAS. Op. cit., p. 33.

¹⁴ ANDERSON, 1945, Citado por PORRAS Javier, SUAREZ Juan Felipe. *Evaluación técnico financiera de un sistema de levantamiento combinado bombeo mecánico e hidráulico para la obtención de información del yacimiento por medio de registros de producción en un pozo en campo provincia.* ; 2016. p. 33.

¹⁵ PORRAS. Op. cit., p. 34.

¹⁶ MORALES. Op. cit. P. 34.

presenta contactos concordantes con la Formación Simití y la Formación Paja, respectivamente.¹⁷

- **Formación Simití.** Tiene un espesor promedio de 2135 pies que varía de un lugar a otro de manera considerable, “del Cretáceo, Albiano”¹⁸. Se depositó en un ambiente nerítico de baja a media energía. Presenta lutitas de color marrón a gris, con características que varían de no calcáreas a moderadamente calcáreas, duras y compactas y presencia de venas de calcita.

Tiene contacto concordante en su tope y en su base con las Formaciones La Luna y Tablazo, respectivamente.¹⁹

- **Formación La Luna.** En el “Turoniano a Santoniano”²⁰ se depositó esta formación en paleobatimetrías de nerítico externo a batial. Tiene 1890 pies de espesor promedio con considerables variaciones.

Se subdivide en tres miembros los cuales son:
1. Salada, compuesto por calizas de color marrón a negro principalmente, presentando intercalaciones de lutitas calcáreas con trazas de piritas.

2. Pujamana, con las lutitas de color marrón a gris oscuro en su composición.

3. Galembo, con presencia de calizas de color marrón claro a oscuro con areniscas y cuerpos lutíticos como intercalaciones. Con la Formación Umir la formación presenta contacto concordante en su tope y en su base contacto discordante con la Formación Simití.²¹

- **Formación Umir.** Se ubica en el “Campaniano a Maastrichtiano”²² con 4600 pies de espesor promedio, depositada bajo un ambiente marino. Compuesta de láminas de lutitas principalmente de color grisáceo oscuro a grisáceo azul y que presenta intercalaciones de areniscas y limolitas. Con la Formación Lisama y con la Formación La Luna, la formación presenta contactos concordantes en su tope y base, respectivamente.²³

¹⁷ PORRAS. Op. cit., p. 34.

¹⁸ MORALES. Op. cit. P. 34.

¹⁹ PORRAS. Op. cit., p. 34.

²⁰ GARNER, 1926, Citado por PORRAS Javier, SUAREZ Juan Felipe. *Evaluación técnico financiera de un sistema de levantamiento combinado bombeo mecánico e hidráulico para la obtención de información del yacimiento por medio de registros de producción en un pozo en campo provincia.* ; 2016. p. 34.

²¹ PORRAS. Op. cit., p. 34.

²² MORALES. Op. cit. P. 35.

²³ PORRAS. Op. cit., p. 35.

- **Formación Lisama.** Entre el “Cretáceo Tardío y el Paleoceno”²⁴ se ubica esta formación que tiene 3800 pies de espesor promedio y ambiente de depositación transicional de marino a continental, a lo cual se le atribuye su composición por fragmentos líticos y areniscas principalmente, con intercalaciones de arcillolitas limosas claras. En su tope tiene contacto discordante con la Formación La Paz y en su base contacto concordante con la Formación Umir.²⁵
- **Formación La Paz.** “Se depositó en el Eoceno Tardío”²⁶ en un ambiente de corrientes trenzadas. Con un espesor promedio de 4000 pies, la formación está compuesta de areniscas caracterizadas por ser masivas, conglomeráticas, de color gris claro, de estratificación cruzada con limolitas y shales como intercalaciones.

En su tope está la Formación Esmeraldas con la cual presenta contacto concordante y en su base se encuentra la Formación Lisama con la cual tiene contacto discordante.²⁷
- **Formación Esmeraldas.** “Del Terciario – Eoceno”²⁸, se depositó bajo un ambiente fluvial meandriforme. Con 2100 pies de espesor promedio, sin variaciones considerables, esta formación está compuesta por areniscas de grano fino, limolitas y shales, con algunas capas de carbón.

En su tope presenta contacto discordante con la Formación Mugrosa y en su base contacto concordante con la Formación La Paz.²⁹
- **Formación Mugrosa.** El “Oligoceno Temprano”³⁰ es la edad en la cual se depositó esta formación en un ambiente fluvial trenzado. Tiene 2600 pies de espesor promedio con variaciones de un punto a otro, está compuesta por areniscas levemente calcáreas con tamaño de grano muy fino a fino, con lutitas y limolitas como intercalaciones parciales. Presenta contacto concordante en su tope con la Formación Colorado y contacto discordante en su base con la Formación Esmeraldas.³¹

²⁴ WHEELER. Op. cit., p. 35.

²⁵ PORRAS. Op. cit., p. 35.

²⁶ STUTZER, 1923, Citado por PORRAS Javier, SUAREZ Juan Felipe. *Evaluación técnico financiera de un sistema de levantamiento combinado bombeo mecánico e hidráulico para la obtención de información del yacimiento por medio de registros de producción en un pozo en campo provincia.* ; 2016. p. 35.

²⁷ PORRAS. Op. cit., p. 35.

²⁸ WHEELER. Op. cit., p. 35.

²⁹ PORRAS. Op. cit., p. 35.

³⁰ WHEELER. Op. cit., p. 36.

³¹ PORRAS. Op. cit., p. 36.

- **Formación Colorado.** Del “Mioceno Temprano”³², tiene 9500 pies de espesor promedio, con posibles variaciones considerables; se depositó en un ambiente fluvial de meandros. Está compuesta de areniscas de grano fino a muy fino, presenta abundantes intercalaciones de lutitas y limolitas.

En su tope presenta contacto discordante con el Grupo Real y en su base presenta contacto concordante con la Formación Mugrosa.³³

- **Grupo Real.** El “Mioceno Superior”³⁴ es la edad en la cual se deposita esta formación bajo un ambiente fluvial a aluvial. Tiene de espesor promedio 1100 pies sin variaciones. El levantamiento y la erosión de la Serranía de San Lucas y el Macizo de Santander son los responsables de proporcionar el material depositado en esta formación; está compuesto por lodolitas arenosas abigarradas y presenta intercalaciones de lutitas y limolitas. En su tope presenta contacto concordante con la Formación Mesa y en su base presenta contacto discordante con la Formación Colorado.³⁵

1.3.3 Geología del petróleo Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

- **Roca generadora.** “La principal roca generadora se considera que es la Formación La Luna ya que presenta valores promedio de TOC entre 2% y 6% y kerógeno tipo II”³⁶ adicional se han alcanzado valores medios a maduros para la generación de hidrocarburos líquidos en la parte norte de la cuenca, y se registran valores correspondientes a la ventana de gas en la parte sur.

Las Formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo presentan calizas y shales que también se pueden considerar como rocas generadoras de hidrocarburos pero con un límite en el potencial.³⁷

- **Roca reservorio.** Pueden considerarse como rocas reservorio o almacenadoras, con gran potencial, cuatro (4) formaciones del Cretáceo, las cuales son; Formación Los Santos, Formación Rosablanca, Formación

³² WHEELER. Op. cit., p. 36.

³³ PORRAS. Op. cit., p. 36.

³⁴ WHEELER. Op. cit., p. 36.

³⁵ PORRAS. Op. cit., p. 36.

³⁶ MONTES, 2009, Citado por 1. GARCIA Mario, MIER Ricardo, CRUZ Luis Enrique, VASQUEZ Mauricio. Informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. FONADE, , Universidad Industrial de Santander, AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. 2009:219. P. 79.

³⁷ GARCIA Mario, MIER Ricardo, CRUZ Luis Enrique, VASQUEZ Mauricio. Informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. FONADE, , Universidad Industrial de Santander, AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. 2009:219. P. 79.

Tablazo y Formación La Luna; la última, en calizas fracturadas. También en el Cenozoico se consideran como rocas reservorio los niveles de areniscas que están desde la Formación La Paz hasta la Formación Mugrosa – Colorado.³⁸ Además para el campo que es objeto de estudio se tiene la Formación Lisama como roca almacén, esto se puede apreciar en la Columna estratigráfica del área Bonanza de la **Figura 7**, en la cual se considera como almacenador probado.

- **Roca Sello.** Los niveles arcillosos intra-formacionales pertenecientes a las unidades terciarias y a las unidades arcillosas del Cretácico son roca sello. Se considera que las del Cretácico son las más efectivas por su espesor y extensión regional. También las fallas inversas y normales actúan como sello, ponen en contacto rocas almacén con rocas sello.

Los shales de las Formaciones Paja y Simití, que están dentro de la secuencia cretácea, pueden conformar el sello de los intervalos de calizas fracturadas.³⁹

- **Trampa.** Las estructuras anticlinales que se asocian a fallas inversas y normales fueron reactivadas por la tectónica andina, también hay presencia de pliegues extensos a los cuales se les asocia, junto con las fallas, grandes espesores de roca.

Los cambios laterales de facies o la presencia de fallas en la secuencia del Cenozoico pueden estar asociados con barreras de permeabilidad.⁴⁰

A nivel de campo, a continuación se realiza la descripción de las fallas inversas mayores:

- **Falla de Bonanza.** Es una falla de cabalgamiento cuyo plano tiene buzamiento hacia el Sureste (SE), es la encargada de generar y controlar la estructura anticlinal del Campo Bonanza, en su costado occidental. Esta falla aflora en superficie a la altura del pozo B-6, y presenta un fuerte cambio de orientación hacia el Noreste. Hacia el sur del campo, a esta falla se le ha interpretado una orientación hacia el Suroeste, la curvatura del plano de falla se puede generar por la diferencia en desplazamiento e inclinación del mismo, la falla desaparece parcialmente al Sur por el efecto de la discordancia del Mioceno, resultado de

³⁸ Ibid., p. 79.

³⁹ Ibid., p. 79.

⁴⁰ Ibid., p. 79.

algunas unidades terciarias, sin embargo hay un grado de incertidumbre que se asocia a la baja calidad de la sísmica 3D.⁴¹

- **Falla de Ordoñez.** “Es una falla de cabalgamiento con gran desplazamiento, pone en contacto sedimentos cretáceos de la Formación Umir con sedimentos del Mioceno de las formaciones terciarias, con base en los datos de los registros compuestos de los pozos B-1 y B-2”⁴², lo cual se validó con muestras obtenidas del pozo B-2.
El plano de falla tiene buzamiento hacia el Sureste y posee, posiblemente, su zona de despegue en los sedimentos arcillosos de la Formación Umir.⁴³
- **Discordancias.** La discordancia correspondiente al Mioceno es la más marcada e importante en el campo, y es la causante de que los sedimentos de la Formación Real estén depositados sobre los sedimentos de las Formaciones Esmeraldas y Mugrosa y erosionando gran parte de estas unidades, lo cual ha causado que haya partes muy erodadas de los miembros basales de la Formación Esmeraldas hacia el Suroccidente del campo, en los pozos B-42 y B-55, como se muestra en la **Figura 4**. También se encuentra presente la discordancia del Eoceno que pone en contacto sedimentos de la Formación Esmeraldas con la Formación Lisama. En la **Figura 5** se muestra la discordancia.⁴⁴
- **Roca de sobrecarga.** Se considera roca de sobrecarga a todos los sedimentos depositados posteriormente a la depositación de la Formación La Luna.⁴⁵
- **Sistemas petrolíferos.** Se tienen los siguientes sistemas petrolíferos: Formación La Luna – Formación La Luna, Formación La Luna – Formación La Paz/ Formación Esmeraldas/ Formación Mugrosa Colorado.⁴⁶
- **Migración.** En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena la migración se genera por la discordancia del Eoceno, que hace que se separe el reservorio

⁴¹ ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. Op. cit., p. 18.

⁴² SINCLAIR, 1963, Citado por ECOPETROL S.A. Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. . 2016. p.18.

⁴³ ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. Op. cit., p. 18.

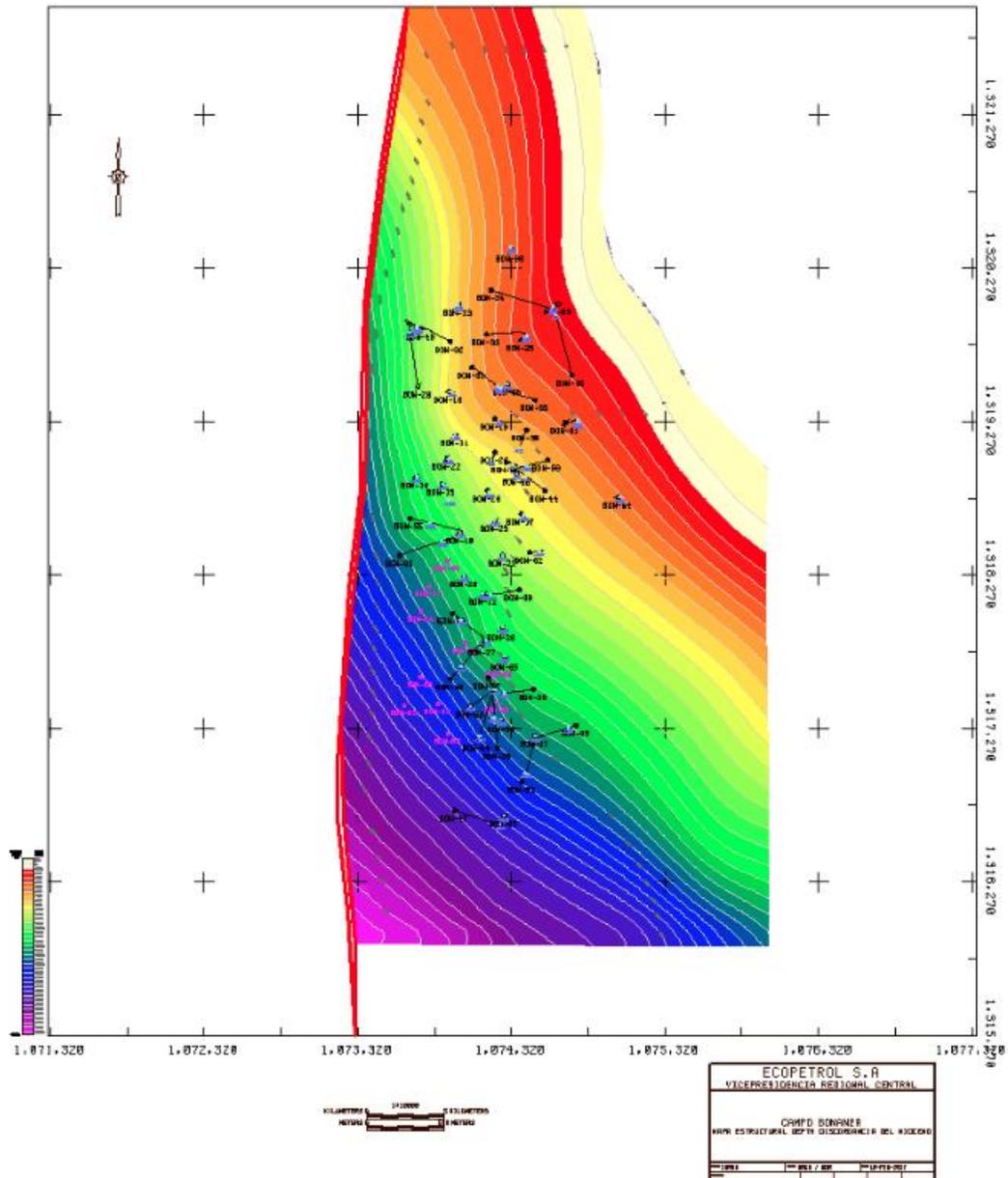
⁴⁴ Ibid., p. 18.

⁴⁵ GARCIA. Op. cit., p. 79.

⁴⁶ Ibid., p. 79.

principal de la cuenca de las rocas generadoras y se da la migración oportuna del petróleo.⁴⁷

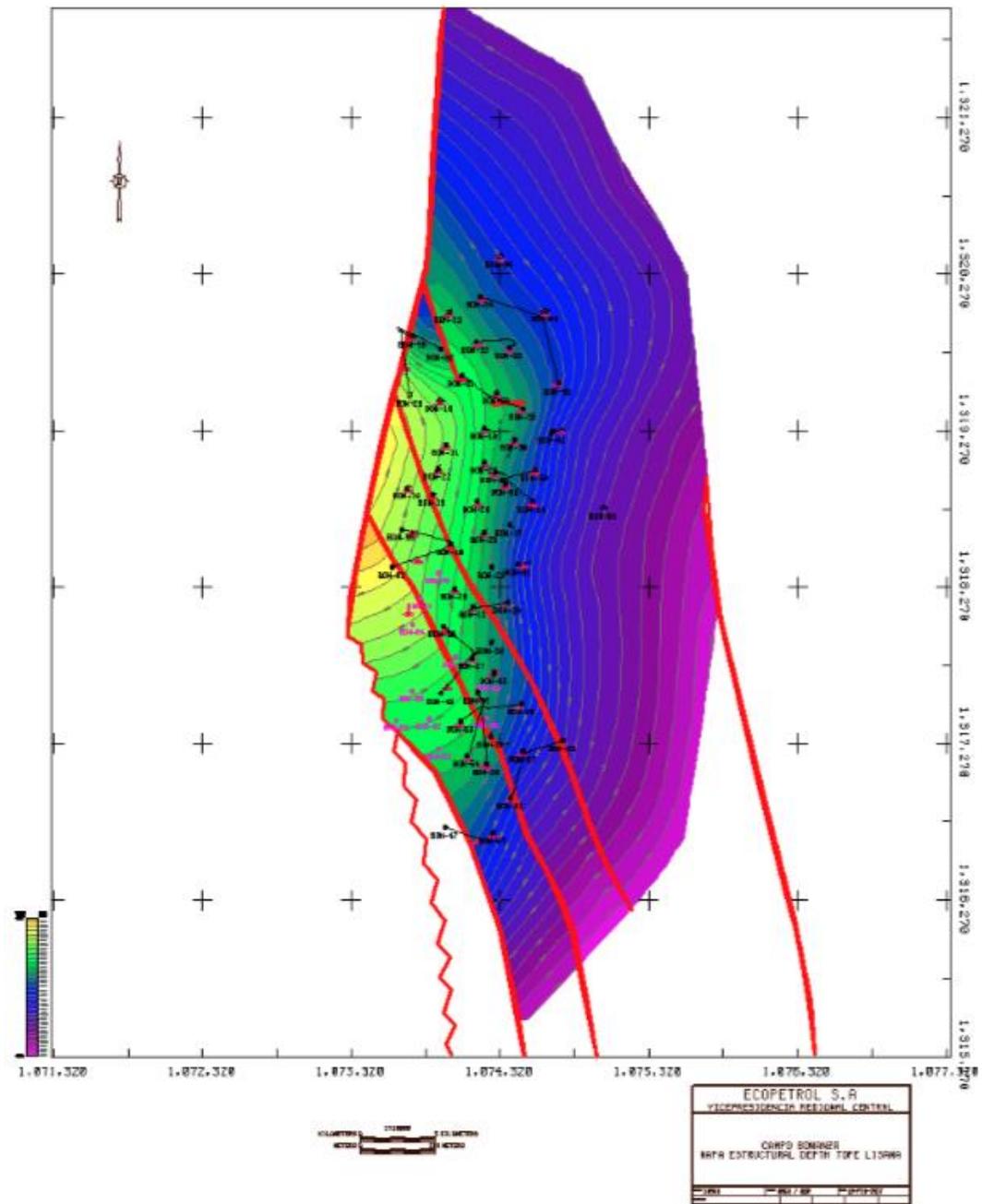
Figura 4. Mapa estructural de la Discordancia del Mioceno



Fuente: ECOPETROL S.A. Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. . 2016. p.,20.

⁴⁷ PORRAS. Op. cit., p. 38.

Figura 5. Mapa estructural de la Discordancia del Eoceno



Fuente: ECOPETROL S.A. Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. 2016. p.,19.

1.3.4 Geología estructural del Campo Bonanza. Iniciando, los procesos distensivos de bloques caracterizaron el período Jurásico Tardío a Cretáceo Temprano, que permitieron que los grabens se desarrollaran como respuesta a un proceso conocido como rifting, que es un fracturamiento o agrietamiento de la corteza terrestre, producto de la separación del margen noroeste del continente suramericano del norteamericano. El ingreso del mar cretácico ocurrió por el crecimiento de un gran aulacógeno, generado por dicha separación, dispuesto en sentido noroeste – sureste. Los depósitos calcáreos continentales de origen fluvial rellenaron la fase de sedimentación del sistema de grabens.⁴⁸

La sedimentación de eventos marinos someros en dos cuencas de rift, que estaban separadas por el alto del paleomacizo de Floresta – Santander, ocurrió a inicios del “Berriasiano – Valanginiano”⁴⁹ (COOPER et. al., 1995). En estas dos cuencas las tasas de subsidencia eran relativamente altas, pero a comienzos del Aptiano dichos eventos de subsidencia cesaron y las dos cuencas se unieron en una gran cuenca con depositación de sedimentos de plataforma media a externa, siendo alcanzada, en el Albiano medio, la máxima profundización de esta fase.⁵⁰

A partir del Turoniano – Coniaciano comienza la sedimentación posrift y se extiende hasta finales del Cretáceo luego de una tectónica de esfuerzos por el emplazamiento de la Cordillera Occidental. Como resultado de este evento tectónico estructural se desarrollaron ambientes de pantanos y llanuras de inundación a raíz de cambios en los patrones sedimentarios durante el Paleoceno Temprano.

Los pulsos tectónicos del levantamiento de la Cordillera Central controlaron la sedimentación en el Paleoceno Tardío hasta el Oligoceno que generaron espacio y aporte de materiales en ambientes fluviales en donde predominó el desarrollo de facies clásticas arenosas localizadas en el oeste de la cuenca. El levantamiento de la Cuenca Oriental de Colombia se está llevando a cabo desde el Oligoceno Medio hasta el presente.⁵¹

En resumen, las Formaciones Girón, Los Santos y Tambor se sedimentaron en el proceso expansivo de rift; mientras que las Formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití y La Luna se depositaron durante la fase de subsidencia termal.

Un periodo tectónico compresivo, del Paleoceno – Eoceno, fue la culminación del ciclo sedimentario, dando origen a elevaciones estructurales; posterior, grandes

⁴⁸ CORDOBA. Op. cit.

⁴⁹ COOPER et al., 1995, Citado por CORDOBA Fabio, ROLON Luisa, BUCHELLI Fernando, SUAREZ Mario. Provincia petrolífera del valle medio del magdalena, colombia. . http://archives.datapages.com/data/meta/colombia_acggp/simp7/tomo1/040_firstpage.pdf.

⁵⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op. cit., p. 27.

⁵¹ Ibid., p. 27.

procesos erosivos se originaron afectando de gran manera la secuencia cretácica en su parte superior.

Las Formaciones La Paz y Esmeraldas, del Paleógeno tardío, se depositaron de manera discordante coincidiendo con el inicio del cabalgamiento; por su parte las Formaciones Mugrosa, Colorado y la Unidad La Cira se depositaron en un episodio constante de crecimiento de las estructuras. En el Neógeno, al final del cabalgamiento, se depositó el Grupo Real. Y finalmente los sedimentos de la Formación Mesa se asentaron como relleno cuaternario.⁵²

El Campo Bonanza está constituido por el Anticlinal Bonanza, localizado en la Cordillera Oriental Colombiana, su estructura fue generada por la imbricación de bloques que contienen estructuras anticlinales, producto de múltiples fallas inversas de cabalgamiento que se dieron en un ambiente compresivo, en el desarrollo de una típica estructura Fault bend Fold a lo largo de la falla Ordoñez durante el levantamiento andino.

Los sedimentos arcillosos de las Formaciones Umir y Simití de edad Cretácea son el plano común de despegue de las fallas.

Se caracteriza dicho anticlinal por ser elongado y por tener una orientación NNE – SSW, sus capas presentan una inclinación de 60° aproximadamente sobre un flanco oriental en dirección SE.⁵³

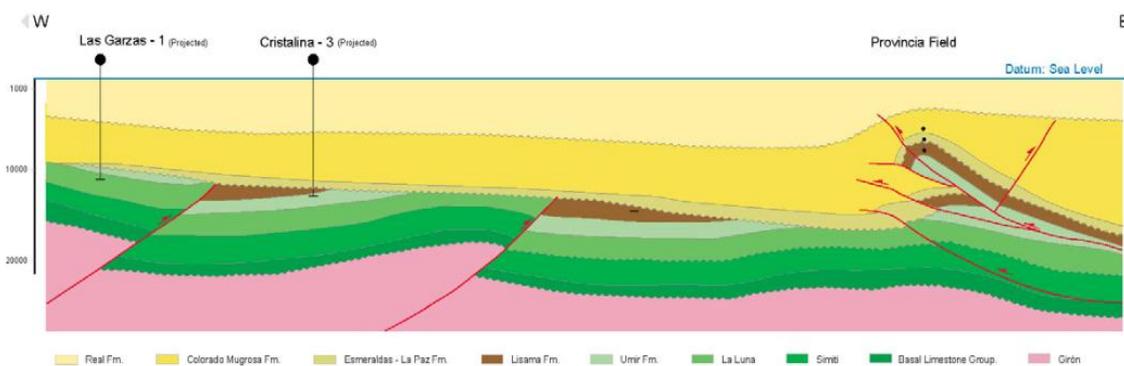
En la cresta de la estructura las unidades del reservorio son cortadas por una discordancia. La parte más alta de la estructura se encuentra localizada en el sector de los pozos B-14, B-11, B-22 y B-15 hacia el Norte, y hacia el Sur los pozos B-42 y B-45. Por su parte el costado Occidental está controlado por la Falla inversa de Bonanza.⁵⁴

⁵² Ibid., p. 30.

⁵³ ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. Op. cit., p. 16.

⁵⁴ Ibid., p. 16.

Figura 6. Perfil geosísmico - corte lateral de las formaciones de la Cuenca Valle Medio del Magdalena



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Middle Magdalena valley MMV BASIN. 2005. P., 3.

1.3.5 Descripción geológica de las unidades productoras del Campo Bonanza. La estratigrafía del Valle Medio del Magdalena corresponde principalmente a secuencias sedimentarias pertenecientes a la edad Terciaria, se considera que en algunos casos son rocas reservorios como lo son la Formación Lisama del Paleoceno, la Formación Esmeralda del Eoceno y la Formación Mugrosa del Oligoceno, y adicional una sección Cretácica dentro de la cual está la Formación Umir.⁵⁵

Cabe resaltar que las unidades sedimentarias terciarias se caracterizan por haber sido depositadas en un ambiente transicional y continental de aguas frescas; están compuestas por sedimentos detríticos de grano fino a grueso con intercalaciones de arcillas y limos, adicional presentan delgados mantos de carbón. Es posible que estos sedimentos hayan sido transportados por corrientes fluviales con energía variable, por lo cual el material grueso se depositó como un abanico en la desembocadura de los ríos, y los materiales de medios a finos en los espacios entre dicha desembocadura. La formación de lagos y pantanos se debe a esos deltas y en ellos se generaron depósitos de energía baja y de aguas frescas; es por esta razón que se pueden explicar los grandes cambios de tamaño de grano y litología característicos de los depósitos terciarios de la zona.⁵⁶

Los pozos del Campo Bonanza producen principalmente de las formaciones Esmeraldas y Mugrosa, y algunos de ellos están completados hasta la Formación Lisama, ya que fue una alternativa de producción que se incorporó a raíz de la

⁵⁵ ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. Op. cit., p. 21.

⁵⁶ Ibid., p. 22.

perforación del pozo B-50, y los subsecuentes pozos B-49, 53 y 55.⁵⁷ A continuación se realiza la descripción geológica de las mencionadas formaciones desde la formación más antigua a la formación más reciente en términos de depositación.

- **Formación Lisama.** Esta formación del Paleoceno se depositó en un ambiente transicional, pasando de un medio marino somero a un medio continental. Está compuesta de shales y arcillas con diferentes tonalidades entre rojas, marrones, azules y moteadas, tiene intercalaciones de capas de arenas con tamaño de grano fino, grisáceas y marrón, entre estos cuerpos de arcillas y arenas el contacto es erosional, con estratificación cruzada. Tiene presencia de mantos de carbón delgados. Los estratos de arena están hacia la base de la unidad (pozos Bonanza 11, 14, 15 y 23).⁵⁸

El contacto entre estos cuerpos de arenas y las arcillas es erosional.⁵⁹

- **Formación Esmeraldas.** Esta formación del Eoceno Tardío es la parte superior del Grupo Chorro, en este grupo también se encuentra la Formación La Paz. Está compuesta principalmente por arcillolitas de color gris, gris oscuro, rojas y marrón moteadas, con intercalaciones de capas de arenas de tamaño de grano fino de color gris claro a gris verdoso y micáceas; hay presencia de delgadas capas de carbón dentro de la columna estratigráfica. Las arenas presentes en esta formación poseen un contenido menor de feldspatos que los de la Formación La Paz, pero un contenido mayor de mica moscovita que la hacen característica.⁶⁰

Cabe anotar que el pozo Bonanza 2 fue perforado hasta una profundidad de 9.073 pies MD (Measured Depth) alcanzando el Cretáceo y pasando nuevamente a las formaciones Terciarias antes de su profundidad final, en el flanco Sur-Este de la estructura, encontrando areniscas de las Formaciones Lisama y Esmeraldas conteniendo agua y resultando productor de aceite en la Formación Mugrosa.⁶¹

- **Formación Mugrosa.** Esta formación, que tiene por edad el Oligoceno, está compuesta por arcillolitas de color gris y púrpura, con intercalaciones de capas delgadas de arena con tamaño de grano fino a medio y con pocas intercalaciones de shales de color rojizo moteado, las cuales son más

⁵⁷ Ibid., p. 17.

⁵⁸ Ibid., p. 23.

⁵⁹ CANDELA. Op. cit., p.17.

⁶⁰ ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. Op. cit., p. 23.

⁶¹ Ibid., p. 9.

comunes en la base de la unidad. En el área del Campo Bonanza, esta formación presenta en su parte superior contacto discordante con el Grupo Real evidenciado por la desaparición de la Formación Colorado.⁶²

En la siguiente tabla se presentan los espesores para las unidades de las Formaciones Mugrosa, Esmeraldas y Lisama que se encontraron en el pozo Bonanza 1.

Tabla 1. Datos de espesores para las unidades productoras del Pozo Bonanza 1.

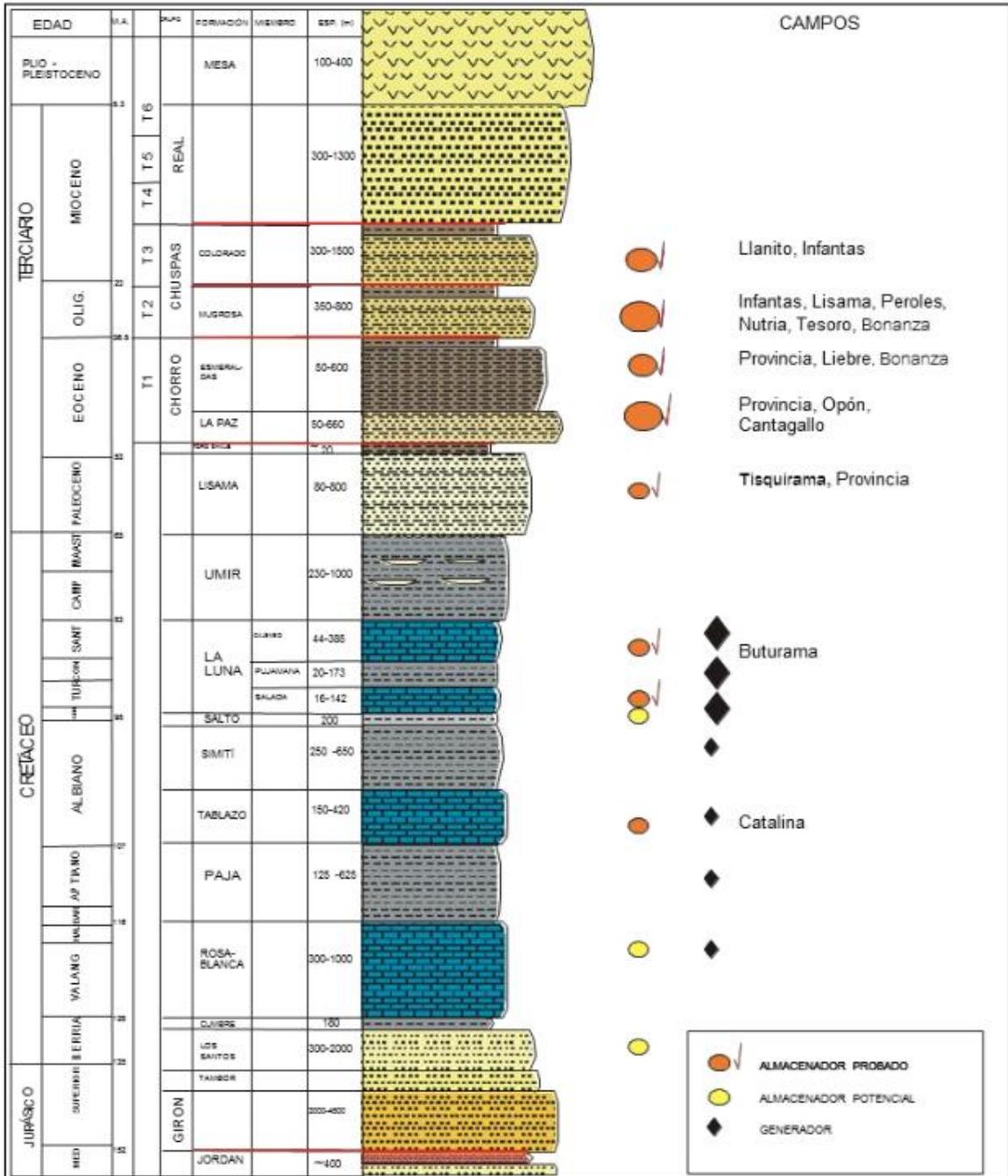
Formación Capa	Profundidad Tope (ft MD)	Profundidad Base (ft MD)	Espesor (ft)
Mugrosa			
M4	2487,74	2652,59	164,85
M3	2652,59	2879,17	226,58
M2	2879,17	3046,52	167,35
M1	3046,52	3209,59	163,07
Esmeraldas			
E7	3209,59	3447,95	238,36
E6	3447,95	3735,86	287,91
E5	3735,86	4045,01	309,15
E4	4045,01	4219,66	174,65
E3	4219,66	4344,79	125,13
E2	4344,79	4519,56	174,77
E1	4519,56	4677,87	158,31
Lisama	4677,87	5913,15	1235,28

Fuente: ECOPETROL S.A. Modelo sahara Campo Bonanza. . p., 12.

La secuencia sedimentaria atravesada por los pozos perforados en el área del Campo Bonanza, corresponde a sedimentos del Terciario e incluye las Formaciones Lisama del Paleoceno, Esmeraldas – La Paz del Eoceno, Mugrosa del Oligoceno y Real del Mioceno. En la **Figura 7**, se muestra la columna estratigráfica del área del Campo Bonanza.

⁶² Ibid., p. 23.

Figura 7. Columna estratigráfica del área Bonanza



Fuente: CANDELA Sol Angel, CIFUENTES Daniel, BOHORQUEZ Sonia. Actualización plan de desarrollo campo bonanza. *ECOPETROL S.A.* 2014:82. p., 15.

Las formaciones mencionadas anteriormente están relacionadas con las unidades productoras de petróleo del Campo Bonanza, pero debido a que el objetivo del

presente proyecto está asociado a fuentes hídricas vale la pena hablar acerca del potencial hidrogeológico de las posibles formaciones prospectivas y de la cuenca.

Los registros de los pozos Bonanza 1 hasta el Bonanza 39 se usaron para determinar los LKO (Lowest Known Occurrence), que se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 2. LKO utilizados para el cálculo de OOIP de las unidades operaciones del Campo Bonanza

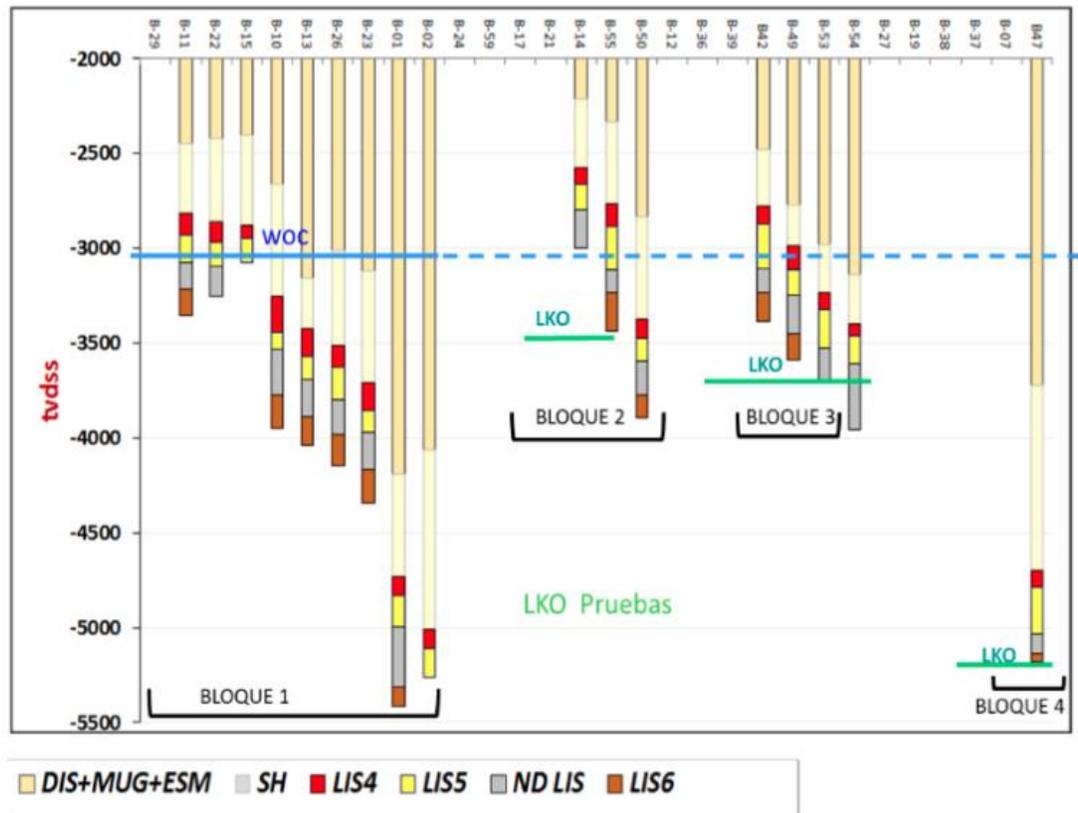
Unidad	LKO (TVDss)
M4	-2200
M3	-2200
M2	-2600
M1	-2300
E7	-2700
E6	-3000
E5	-2800
E4	-3700
E3	-3400
E2	-3400
E1	-3600

Fuente: ECOPETROL S.A.
Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia P. Norte-Campo Bonanza. 2016. p., 36.

Al considerar la información dinámica de los pozos se pudo confirmar la presencia del contacto agua – petróleo para la Formación Lisama, en el Bloque 1 del modelo estructural en – 3045 pies, por su parte en los Bloques 2 y 3 se identificaron los LKO y WOC (Contacto agua – petróleo) en – 3620 pies y -4890 pies respectivamente. En la **Figura 8** se resume la identificación de los LKO y WOC desde la ubicación de pozos.⁶³

⁶³ Ibid., p. 37.

Figura 8. WOC/LKO definidos para pozos productores Formación Lisama



Fuente: ECOPETROL S.A. Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia P. Norte-Campo Bonanza. 2016. p., 37.

Para los yacimientos que se asocian a las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas se determinó Gas en Solución como mecanismo de producción teniendo en cuenta la baja producción de agua, la rápida declinación de presión y el comportamiento de GOR (Relación Gas – Petróleo) en el campo. A partir de unas campañas de perforación que se realizaron se encontraron arenas con presiones originales en ambas formaciones lo que sugirió la presencia de zonas no conectadas hidráulicamente, esto como resultado de la heterogeneidad estratigráfica de los yacimientos productores.⁶⁴

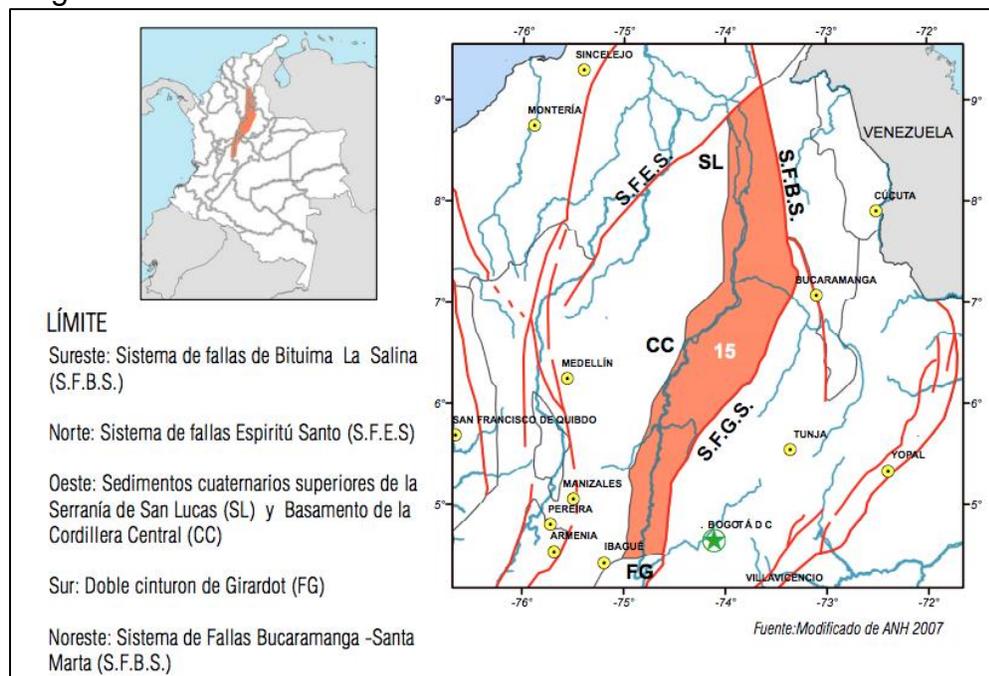
Para el yacimiento de la Formación Lisama, basándose en los resultados del PVT tomado en el pozo Bonanza 50, se determinó que existían dos modelos de fluido que eran posibles, entre los cuales se tenían Capa de gas inicial y Gas en Solución, lo que sí se pudo concluir fue que el yacimiento no tenía empuje de agua activo. Se

⁶⁴ Ibid., p. 50.

resaltó la segregación gravitacional de este yacimiento, que se asoció a los buzamientos presentes en la estructura entre 30° y 40°. ⁶⁵

A nivel de cuenca se tiene la provincia hidrogeológica del Valle Medio del Magdalena, la cual se extiende en la dirección Sur – Norte limitando con el cinturón plegado de Girardot al Sur, se encuentra al Nororiente limitando con el sistema de fallas Bucaramanga – Santa Marta, al Suroriente limita con el sistema de fallas Bituima – La Salina, al occidente con el piedemonte de la Cordillera Central y la Serranía de San Lucas, y al Norte con el sistema de fallas del Espíritu Santo. Lo anterior se muestra en la **Figura 9.**⁶⁶

Figura 9. Ubicación de la provincia hidrogeológica de Valle Medio del Magdalena



Fuente: RODRIGUEZ Cesar, VARGAS Nelson, JARAMILLO Omar, PIÑEROS Andrea, CAÑAS Hugo. Oferta y uso de agua subterránea en Colombia. 2010. p., 156.

⁶⁵ Ibid., p. 50.

⁶⁶ RODRIGUEZ Cesar, VARGAS Nelson, JARAMILLO Omar, PIÑEROS Andrea, CAÑAS Hugo. Oferta y uso de agua subterránea en Colombia. . 2010. p., 156.

La provincia hidrogeológica limita al occidente por el basamento ígneo metamórfico de la Cordillera Central, al Nororiente está delimitada por rocas volcánicas y sedimentarias del Jurásico.⁶⁷

Con respecto al ambiente geológico, esta provincia se comporta como una cuenca intracordillerana basculada hacia el Oriente, presenta tendencia homoclinal y disturbación por algunos pliegues y fallas. Ocupa una depresión estructural considerada como un semigraben, el cual bascula hacia el Este en fallas inversas como La Salina, y son sus límites.⁶⁸

Hacia el Este buzan las rocas, partiendo de la Cordillera Oriental. En la parte más Oriental del Valle el Cretácico está restringido; sobre éstas rocas y las del Grupo Girón reposan, de manera discordante, sedimentos terciarios del Eoceno hasta el Plioceno, acuñándose esta secuencia hacia el occidente.

La distribución de los sedimentos postpaleocenos se marca por rasgos estructurales que son los encargados de controlar sus límites como se muestra en las **Figuras 10 y 11**.⁶⁹ “La secuencia Terciaria puede alcanzar 762 metros de espesor, en este sector, hasta llegar al contacto con el basamento ígneo”⁷⁰, su sedimentación es continental mientras que los depósitos cuaternarios son depósitos lacustres, abanicos aluviales que se forman por ríos y quebradas al llegar al río principal, terrazas y aluviones recientes.⁷¹

⁶⁷ Ibid., p. 156.

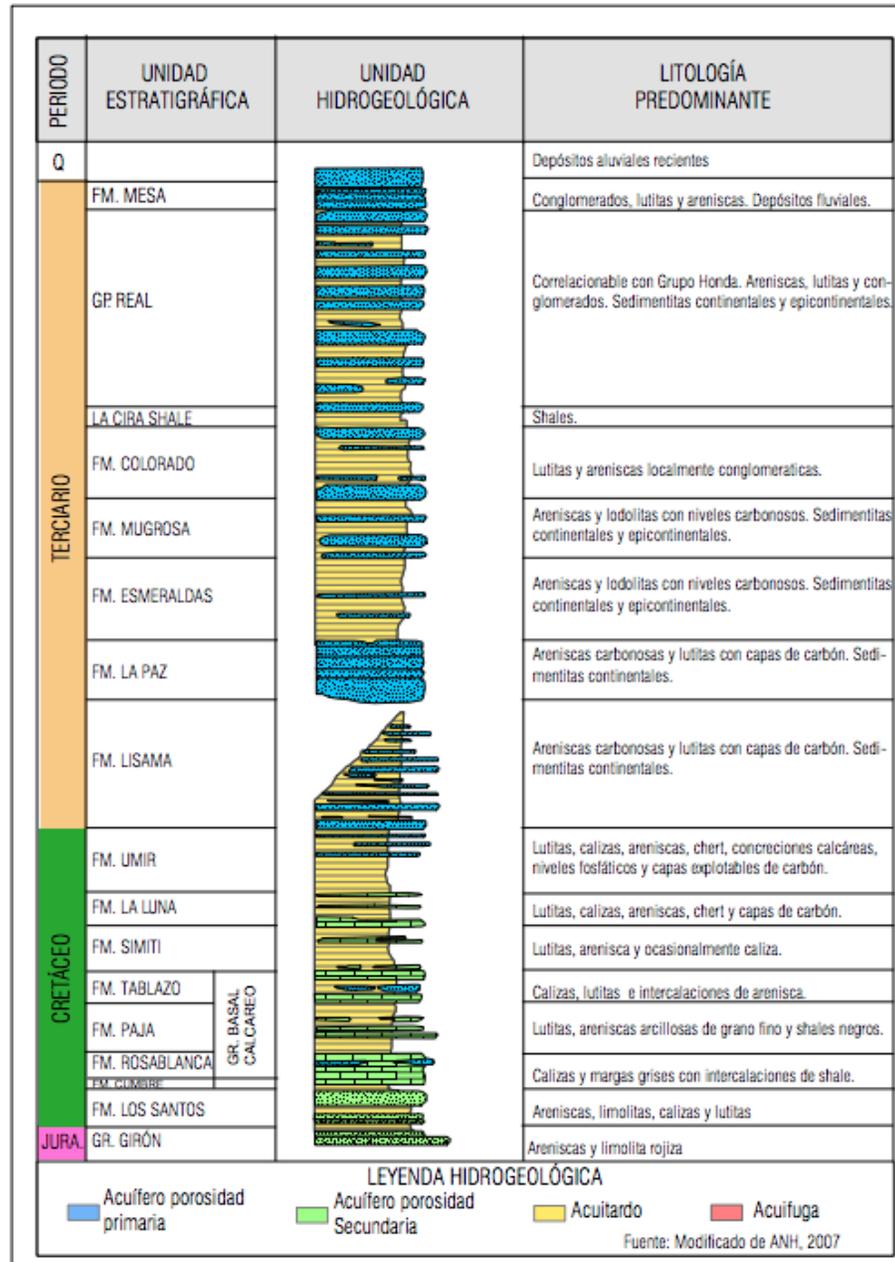
⁶⁸ Ibid., p. 156.

⁶⁹ Ibid., p. 156.

⁷⁰ VARGAS, 2001, Citado por RODRIGUEZ Cesar, VARGAS Nelson, JARAMILLO Omar, PIÑEROS Andrea, CAÑAS Hugo. Oferta y uso de agua subterránea en Colombia. . 2010. p. 157.

⁷¹ RODRIGUEZ. Op. cit., p.157.

Figura 10. Columna estratigráfica generalizada de las unidades Hidrogeológicas de la provincia Valle Medio del Magdalena



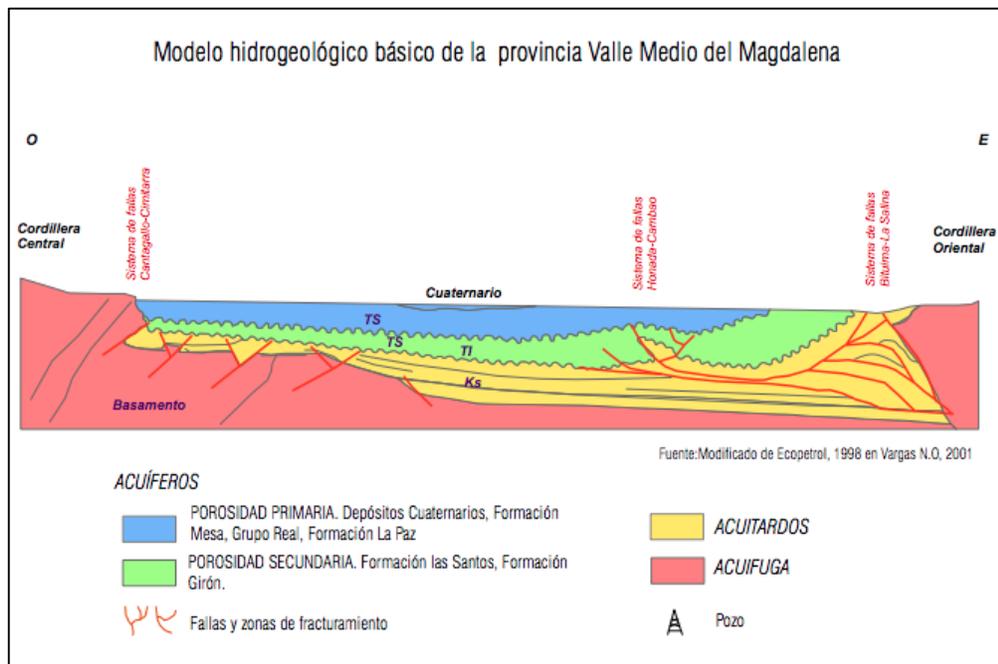
Fuente: RODRIGUEZ Cesar, VARGAS Nelson, JARAMILLO Omar, PIÑEROS Andrea, CAÑAS Hugo. Oferta y uso de agua subterránea en Colombia. . 2010. p., 157.

Como se puede observar en la columna estratigráfica de la **Figura 10** la Formación Mesa presenta acuífero con porosidad primaria, la litología que predomina son

conglomerados, lutitas y areniscas y se consideran depósitos fluviales. Sin embargo, en la actualización del Plan de Desarrollo del Campo Bonanza realizado en el 2014 por la Gerencia de Yacimientos de Ecopetrol S.A. se menciona que el agua que se utilizaría en el proyecto de inyección del campo se obtendría por captación de la Formación Real por medio de pozos abastecedores.⁷²

Desde el punto de vista de interés de este proyecto la Formación La Paz se presenta como una formación acuífera con porosidad primaria en la cual la litología que predomina es areniscas carbonosas, lutitas con capas de carbón y sedimentitas continentales.

Figura 11. Modelo hidrogeológico básico de la provincia Valle Medio del Magdalena



Fuente: RODRIGUEZ Cesar, VARGAS Nelson, JARAMILLO Omar, PIÑEROS Andrea, CAÑAS Hugo. Oferta y uso de agua subterránea en Colombia. . 2010. p., 158.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

Tras la exploración del Campo Bonanza en el año 1955, inició la historia de producción en el año 1963 con la perforación del primer pozo nombrado Bonanza 1 alcanzando una profundidad de 7.550 pies MD en las areniscas basales del Eoceno. Este pozo se probó el 6 de enero del año siguiente aportando 550 BOPD de 22°API

⁷² CANDELA. Op. cit., p.62.

con una relación Gas-Aceite de 175 PCN/BN de en las areniscas de la Formación Mugrosa.

Para ese mismo año se perforó el pozo Bonanza 2 alcanzando una profundidad de 9.073 pies MD en el Cretáceo encontrando de esta manera areniscas de las formaciones Lisama y Esmeraldas en agua y resultando productor de la Formación Mugrosa.⁷³

Para finales del año 2006 y 2007 se realizaron las perforaciones de los pozos Bonanza 24 hasta Bonanza 31 que junto a la ayuda de reacondicionamiento de pozos lograron llevar la producción a 1.042 BOPD en el año 2008. Posteriormente con los resultados obtenidos de la campaña de perforación realizada se observó una notoria declinación de presión que llegó a ser de 300-500 Psi; esto se tradujo en un bajo potencial de producción de 100 BOPD.

Del mismo modo para el año 2011 se realizó la perforación de los pozos Bonanza 32, 33, 35, 36, 37, 38, 39 y 9R, éste último era previsto para pozo inyector debido a la falta de energía que se estaba presentando, pero a causa de la falta de logística para realizar la inyección de agua a través de él, se decidió completarlo como pozo productor. De esta manera se obtuvo una producción promedio de 1470 BOPD.⁷⁴

Tiempo después la producción de los pozos del Campo Bonanza continuó disminuyendo como se mencionó anteriormente, por lo que en el año 2014 y 2015 se realizó una campaña de desarrollo infill a lo largo de todo el campo que permitió mostrar el agotamiento de los pozos de los yacimientos Mugrosa y Esmeraldas lo cual se demostró a partir del diferencial de presión entre los niveles de arenas. Los pozos ubicados en el flanco estructural tuvieron una producción promedio de 100 BOPD por lo que nuevamente se confirmó la notoria declinación.⁷⁵

Cabe resaltar que con las perforaciones realizadas y aún con la caída de producción presentada, el Campo Bonanza alcanzó su máxima producción en mayo de 1971, con 3413 BOPD de las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas, pero gracias a la producción conjunta de las Formaciones Mugrosa, Esmeraldas y Lisama, en agosto de 2016 se logró un nuevo pico de producción de 2708 BOPD. Esto es posible visualizarlo en la **Figura 12**.⁷⁶

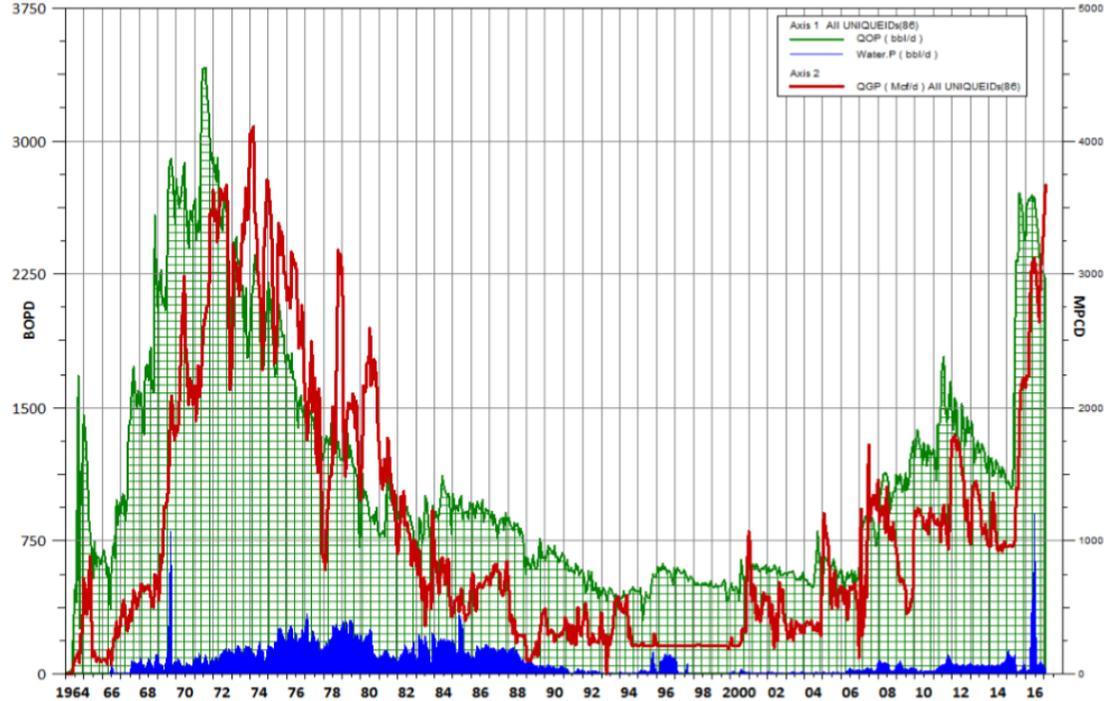
⁷³ ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia P. Norte-Campo Bonanza. Op. cit., p. 9.

⁷⁴ Ibid., p. 10.

⁷⁵ Ibid., p. 12.

⁷⁶ Ibid., p. 13.

Figura 12. Historia de producción Campo Bonanza



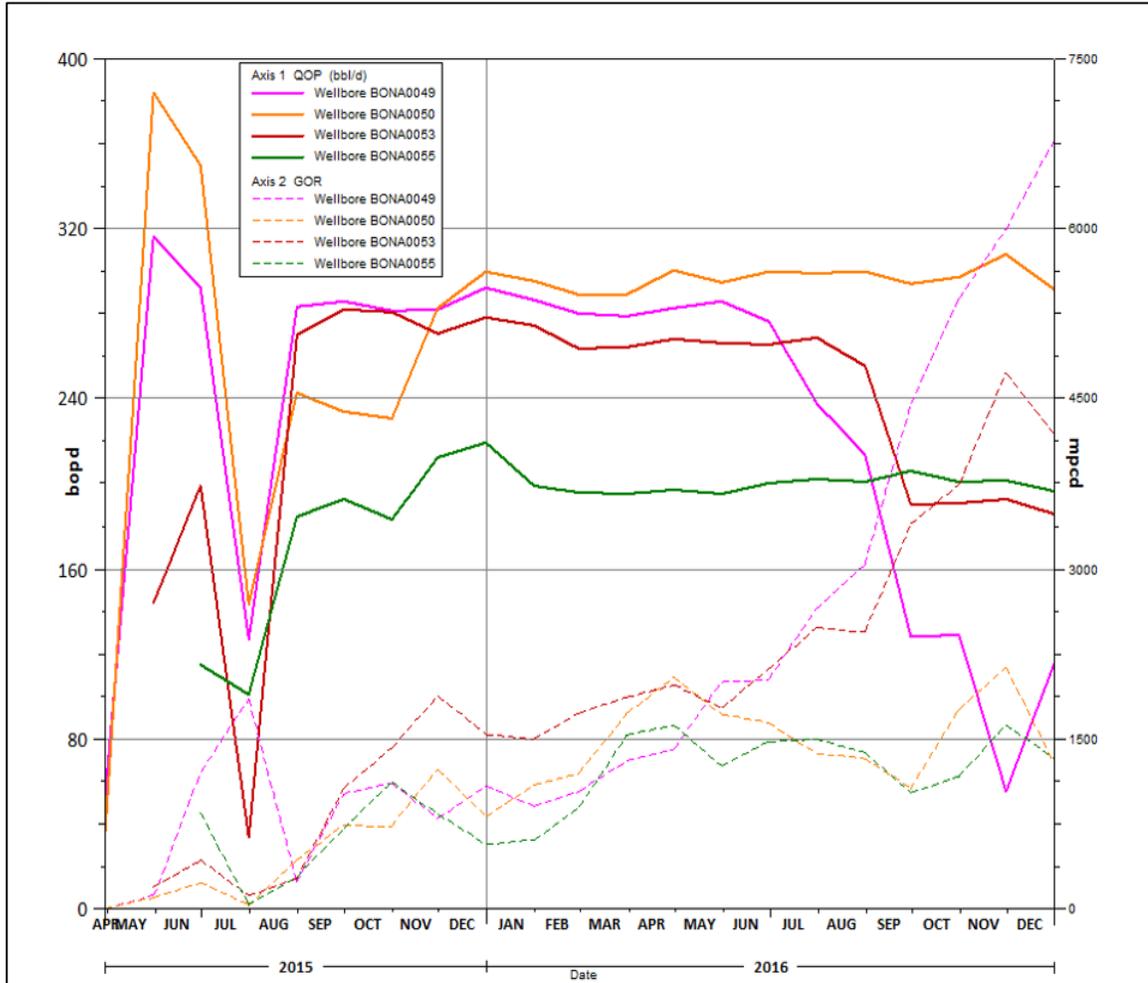
Fuente: ECOPETROL S.A. Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia P. Norte-Campo Bonanza. 2016. p., 14.

A diferencia de la caída de producción de petróleo que se presentó en el campo, el GOR tomó un papel muy importante ya que presentó un aumento considerable, por ejemplo, fue el caso de el pozo Bonanza 46 el cual pasó de 1000 STB/BBL en enero de 2016 a 6700 STB/BBL en el mes de diciembre del mismo año. Este y otros pozos han tenido una producción considerable de volúmenes de gas que han logrado que el GOR del campo sea significativo.⁷⁷

A continuación, en la **Figura 13** es posible observar el comportamiento del QOP y del GOR en pozos pertenecientes a la Formación Lisama para el año 2015-2016.

⁷⁷ Ibid., p. 13.

Figura 13. Comportamiento QOP y GOR Formación Lisama 2015 – 2016



Fuente: ECOPETROL S.A. Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. 2016. p., 13.

1.4.1 Tiempo de producción. Los yacimientos se pueden clasificar como marginales, que son aquellos que llevan produciendo menos de 25 años y han tenido más del 75% de recuperación; yacimientos Maduros Terminales, los cuales son los que llevan produciendo más de 25 años y han tenido más del 75% de recuperación, y finalmente yacimientos que se pueden clasificar como antiguos, que son aquellos que llevan en producción más de 25 años, pero han tenido menos del 75% de recuperación.⁷⁸

⁷⁸ CHEBLI Pablo. Un debate necesario: ¿yacimientos maduros para quién? *Revista Petroquímica, Petróleo, Gas, Química & Energía*. 2015. <https://revistapetroquimica.com/un-debate-necesario-yacimientos-maduros-para-quien/>. Accessed Apr 19, 2018.

Teniendo en cuenta lo anterior, el Campo Bonanza se denomina un campo antiguo, el cual lleva aportando fluidos desde el año 1964, es decir más de 50 años. Esto con la ayuda de los 54 pozos con los que cuenta el campo y que han venido produciendo a lo largo de los años.

Los pozos 1, 2, 3 y 5 iniciaron su producción en el año 1964 pero con el tiempo se fueron comportando de manera distinta. El pozo 1 tuvo interrupciones desde el año 2005 al 2008 y desde el año 2008 produjo hasta el 2011. El pozo 2 produjo continuamente hasta el 2014 pero a partir de esa fecha, hasta 2017 no registró data de producción. El pozo 3 produjo hasta el 2009 pero a partir de allí hasta 2011 no tuvo producción, pero en el 2012 volvió a registrar datos y nuevamente se detuvo en ese año. Por último, el pozo 5 aportó fluidos ininterrumpidamente hasta el 2012.

En cuanto a los pozos 4, 7 y 9 arrancaron a producir en el año 1967 pero en lo que define a los pozos 4 y 7 es que aportaron por muy poco tiempo fluido al campo. El pozo 4 solo produjo por un año, es decir hasta 1968 y el pozo 7 solo pocos meses durante 1967. Y el pozo 9, a diferencia de los anteriores, produjo sin interrupciones hasta el 2008. Para 1968 iniciaron producción los pozos 8 y 10, pero comparándolos con el grupo anterior de pozos, éstos han aportado fluido al campo hasta la actualidad.

En el caso de los pozos 11, 12 y 13, comenzaron a producir en el año 1969, los primeros 2 aportaron hasta el año 2016 y 2012 respectivamente, mientras que el pozo 13 solo mostró información de producción hasta 1970. En esta fecha, en la que el pozo 13 dejó de producir, el pozo 14 inició su producción que se mantuvo constante hasta 1983.

El siguiente grupo de pozos que está conformado por los pozos 15, 16, 17, 18 y 19 iniciaron su data de producción en 1971. Los pozos 15, 17, 18 y 19 se comportaron de manera muy similar ya que han producido hasta la fecha, exceptuando el pozo 18 que detuvo su producción en el 2014 durante un año. Y a diferencia de los demás, el pozo 16 solo aportó hasta el año 2010.

De igual manera, en el año 1984 comenzaron a producir los pozos 20 y 21 y en 1985 los pozos 22 y 23. El primer conjunto de pozos han producido hasta la actualidad sin ningún tipo de interrupción, pero el segundo conjunto de pozos no se ha comportado de la misma manera. El pozo 22 ha tenido un comportamiento extraño ya que aportó fluidos continuamente hasta 1995, pero a partir de esa fecha hasta el 2004 no se registró ningún tipo de información de producción. Un año después, es decir en el 2005 volvió a producir fluidos y nuevamente dejó de aportar hasta el 2009 donde nuevamente se registró datos hasta ese año. Y el pozo 23 si produjo constantemente hasta el año 2012.

Años más tarde, en el 2006 y 2007 exactamente, se realizaron las perforaciones de los pozos 24 al 31. Posteriormente, en esta última fecha iniciaron producción los

pozos 24, 25, 26, 27 y 29, los cuales han producido ininterrumpidamente hasta la actualidad, descartando el pozo 29 ya que éste sólo produjo hasta el año 2008. En cuanto a los pozos 28, 30 y 31 arrancaron producción en el año 2008 y han suministrado fluido al campo sin ningún tipo de interrupción hasta la fecha.

Más adelante, en el año 2011 se decidió realizar las perforaciones de los pozos 32, 33, 35, 36, 37, 38, 39 y 9R, siendo este último proyectado como pozo inyector, pero debido a la falta de gestión para el proceso de inyección de agua en el campo, se decidió completarlo como pozo productor. Este conjunto de pozos inició su producción ese mismo año y en lo que respecta a los pozos 32, 33, 35, 37, 38 y 9R han mantenido su producción hasta la fecha sin ninguna interrupción. En el caso del pozo 33 se debe tener en cuenta que desde el año 2016 no ha aportado producción de agua y el pozo 39 solo mantuvo su producción en general hasta el 2016.

Finalmente, para el año 2015 se llevó a cabo la iniciación de producción que comprende a los pozos 34, 42, 43, 44, 45, 47, 48, 49, 50, 52, 53, 54, 55, 57 y 59. Algunos han producido sin suspensiones hasta la actualidad, otros solo produjeron un tiempo determinado y simplemente un solo año.

Los pozos 34, 43, 44, 45, 49, 50, 52, 53, 54, 55, 57 y 59 son el conjunto de pozos que han aportado fluidos al campo sin interrupciones. Los pozos 42 y 48 solo produjeron hasta el año 2016 y 2015 consecutivamente y en lo que respecta al pozo 47, éste produjo con una interrupción en el año 2016 y luego volvió a mostrar información de producción.⁷⁹

En pocas palabras, se puede observar que el comportamiento de los pozos del Campo Bonanza puede ser diferente y no positivo en algunas ocasiones, pero lo que si es cierto es que con el aporte de cada uno de ellos se ha logrado que, a pesar de los años, el campo siga produciendo y con la perspectiva de que así continúe con la implementación de nuevas tecnologías que ayuden a la empresa operadora del campo a aumentar su producción.

1.4.2 Número de pozos. Tras la exploración del Campo Bonanza, en el año 1963 Ecopetrol decidió llevar a cabo las perforaciones de los primeros pozos del campo, acumulando un total de 54 pozos para el año 2015, que alcanzaron las Formaciones Mugrosa, Esmeraldas y Lisama.

Del total de pozos pertenecientes al campo cabe aclarar que se tienen 5 pozos inyectores, pozo 1, 5, 12, 22, 23, lo que deja al restante de pozos como productores del campo ya sea de manera individual o bajo el patrón de los pozos inyectores. También se propuso y se perforó un pozo para que hiciera parte del grupo de pozos

⁷⁹ ECOPETROL S.A. Producción histórica del campo bonanza. . 2017.

inyectores, el cual fue nombrado 9R pero se completó como productor de petróleo debido a la falta de logística para ser completado como pozo inyector.⁸⁰

También el campo cuenta con 4 pozos abastecedores, nombrados ABA-1, ABA-2, ABA-3 Y ABA-4 de los cuales los últimos tres han suministrado la mayor parte del agua necesaria proveniente del Grupo Real para el proceso de inyección a partir del 2013, año en el que inició oficialmente el proceso de recobro mejorado en el campo.⁸¹

Para el año 2015, dos años después de haber iniciado con el proyecto de inyección, la auditoria de ese año realizó una propuesta para aumentar la producción del campo que consistía en la perforación de diez pozos en el año 2016 con objetivo primario en la Formación Lisama. Este proyecto de 10 pozos adicionales aún se encuentra en evaluación técnico – económica. A continuación, se puede visualizar la ubicación de los pozos propuestos en la siguiente figura.

Figura 14. Localización pozos propuestos

POZO	Tipo de Pozo (Prod, Iny u Otro)	COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS A TOPE DEL TARGET	
		Norte (m)	Este (m)	Norte (m)	Este (m)
BON-60	PRODUCTOR	1318275,06	1074018,08	1318360	1073904
BON-61	PRODUCTOR	1318268,10	1074025,26	1318196	1073783
BON-62	PRODUCTOR	1317463.74	1073849.53	1317430	1073841
BON-63	PRODUCTOR	1317453.97	1073851.63	1317235	1073907
BON-64	PRODUCTOR	1318158.25	1074124.10	1318031	1073731
BON-65	PRODUCTOR	1317473.52	1073847.42	1317419	1073623
BON-66	PRODUCTOR	1317483.28	1073845.31	1317604	1073728
BON-67	PRODUCTOR	1317861.71	1074127.01	1317824	1074020
BON-68	PRODUCTOR	1317230,31	1074489,90	1317436	1074230
BON-69	PRODUCTOR	1317486,38	1074192,99	1317672.94	1074239.46

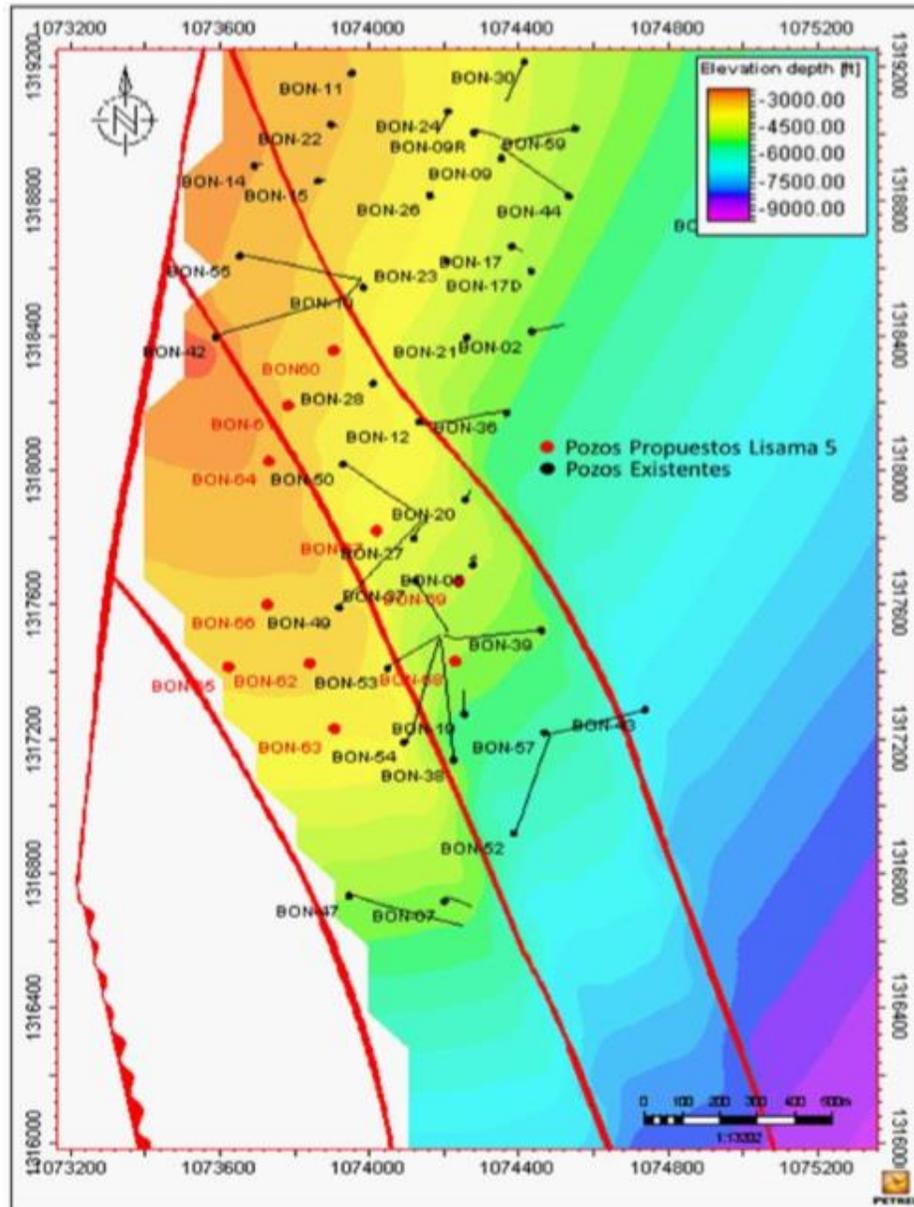
Fuente: ECOPETROL S.A. Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia P. Norte-Campo Bonanza. . 2016. p., 55.

Esta información se puede observar en el siguiente mapa estructural del Campo Bonanza.

⁸⁰ ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. Op. cit., p. 10.

⁸¹ ECOPETROL S.A. Seguimiento surveillance bonanza . 2013:22. p., 4.

Figura 15. Mapa localización pozos propuestos



Fuente: ECOPETROL S.A. Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia P. Norte-Campo Bonanza. 2016. p., 55.

1.4.3 Producción Acumulada. El Campo Bonanza ha sido considerado como activo estratégico para la compañía debido a los aportes representativos de producción de algunos pozos en determinados años. Por ejemplo, los pozos que han tenido una mayor producción acumulada de petróleo son los pozos 2,9, 10 y 17 con valores de 68005 BOP, 64735 BOP, 52350 BOP y 42348 BOP respectivamente. Con respecto a las mayores producciones de agua, los pozos más representativos han sido el pozo 2 con una producción acumulada de 3936 BWP, pozo 9 con 3041BWP, 1434 BWP, pozo 17 con 9527 BWP y finalmente el pozo 21 con 1255 BWP.⁸²

Del restante de pozos pertenecientes al campo también se han realizado las respectivas producciones acumuladas de petróleo y agua. Estos valores se pueden visualizar de una manera más sencilla y rápida en la siguiente tabla. Es importante resaltar que la producción acumulada de agua se denomina como Wp y la producción acumulada de petróleo se denomina Np.

Tabla 3. Producción acumulada Campo Bonanza

Pozo	Wp (bpd)	Np (bpd)
1	20873,32	64339,89
2	3936,86	68005,16
3	154,2	23623,3
4	0,59	385,65
5	262,91	42673,4
7	14,32	78,92
8	158,15	36510,78
9	3041,78	64735,54
10	123,27	52350,52
11	1434,48	26301,48
12	85,13	57336,11
13	16,12	232,52
14	22,06	2314,4
15	113,13	14710,71
16	168,71	6393,58
17	9527,74	42348,28
18	81,47	30790,92
19	867,25	24303,39

⁸² ECOPETROL S.A., Producción histórica del Campo Bonanza, Op. cit.

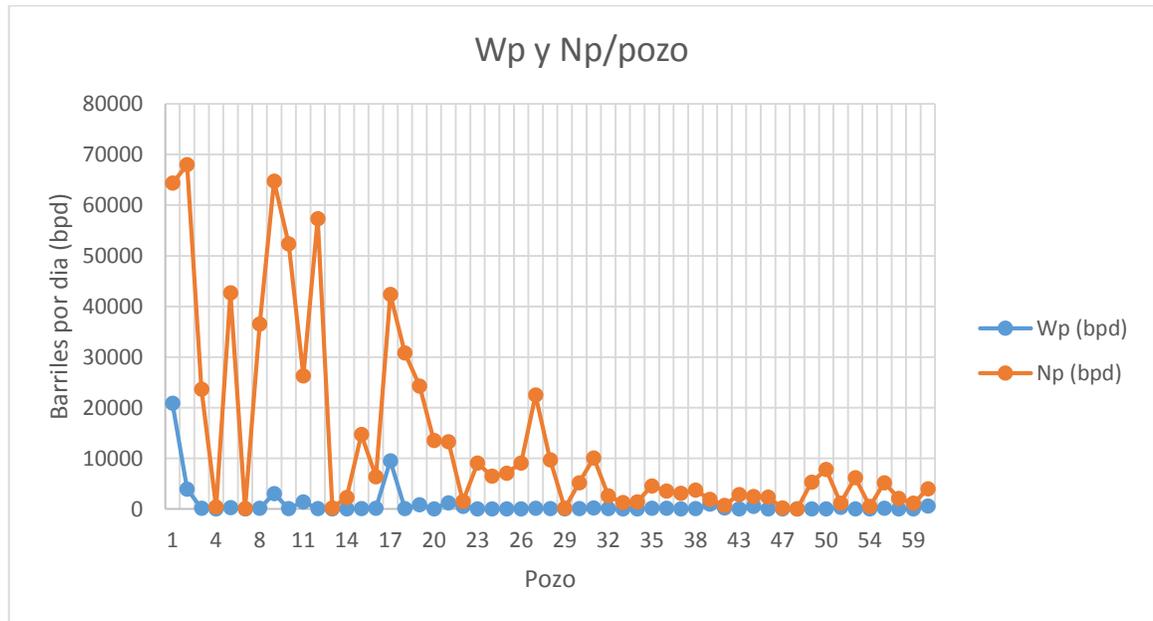
Tabla 3. (Continuación)

Pozo	Wp (bpd)	Np (bpd)
20	43,24	13517,5
21	1255,91	13271,76
22	522,85	1509,31
23	29,42	9077,45
24	34,31	6482,24
25	55,18	7074,7
26	44,74	9086,45
27	138,46	22511,63
28	116,52	9713,17
29	29,66	126,98
30	70,78	5197,61
31	244,42	10094,74
32	107,04	2597,14
33	8,23	1266,59
34	3,97	1423,66
35	160,18	4572,03
36	150,82	3534,73
37	27,01	3112,02
38	99,42	3739,07
39	960,48	1887,58
42	202,75	744,94
43	38,02	2841,23
44	516,95	2504,28
45	13,73	2349,18
47	1,24	203,11
48	11,92	57,21
49	3,53	5322,21
50	4,67	7805,35
52	358,14	1181,21
53	3,46	6206,21
54	26,62	532,13
55	144,05	5208,92
57	1,46	2123,16
59	2,14	1135,65
59R	588,07	3975,39

Fuente: Elaboración propia.

Del mismo modo en la siguiente gráfica se puede observar la producción acumulada de petróleo y agua con respecto a cada pozo. Para identificar el Np y el Wp se utilizaron los colores naranja y azul respectivamente.

Gráfica 1. Producción Acumulada Campo Bonanza



Fuente: ECOPETROL S.A. Producción histórica del Campo Bonanza. 2017. Modificado por autores.

1.5 MONITOREO DE LA INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua es uno de los métodos de recobro más importantes ya que a través de esta técnica se ha logrado producir billones de barriles de hidrocarburos alrededor del mundo, lo cual es un factor esencial para las empresas, es por eso que es fundamental mantener un seguimiento y monitoreo para este proceso.

Cabe aclarar que para tener buenos resultados en el seguimiento y monitoreo en un campo es fundamental el uso de herramientas de monitoreo, emplear técnicas de seguimiento y tener en cuenta factores como: características del yacimiento, condiciones de pozos inyectoros y productores, calidad de agua de inyección y las facilidades con que se cuenta en superficie, ya que cada campo tiene una historia, desarrollo, propiedades e información diferente.⁸³

⁸³ BLANCO Johanna, DELGADILLO Claudia. *Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero*. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER; 2006. p., 39.

1.5.1 Herramientas de monitoreo. Estas herramientas se utilizan en el plan de monitoreo con el fin de adquirir información confiable como: el estado de los pozos intervenidos con la inyección de agua, las formaciones entre pozos inyectoras y productoras, y datos de zonas invadidas por la inyección. De esta manera posteriormente, se pueden aplicar procesos de optimización en donde sea necesario.

Entre las herramientas utilizadas para el proceso de monitoreo existen: pruebas de presión, registros de producción, y perfiles de flujo.⁸⁴

1.5.1.1 Pruebas de presión. Obtener las características y propiedades del yacimiento es indispensable para la predicción de su comportamiento y de esta manera evaluar las condiciones de los pozos.⁸⁵

Para ello se utilizan las pruebas de presión, las cuales son herramientas estándar usadas para la caracterización del sistema pozo-yacimiento a través de respuestas de presión que son generadas por disturbios o perturbaciones realizadas en el yacimiento lo cual genera cambios en la tasa de flujo y esto a su vez ocasiona efectos en la presión.⁸⁶

Algunas de las características y propiedades determinadas por las pruebas de presión son:

- Permeabilidad.
- Presión estática del yacimiento.
- Límites del yacimiento.
- Daño de formación.
- Comunicación entre pozos.⁸⁷

Asimismo, para realizar este tipo de pruebas es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Estimar el tiempo de duración de la prueba.
- Estimar la respuesta de presión esperada.
- Contar con un buen equipo debidamente calibrado para medir presiones.

⁸⁴ Ibid., p. 110.

⁸⁵ VERGARA Anggela, SUAREZ Jesús. Pruebas de presión. *Scribd*. 2010. <https://es.scribd.com/doc/28626180/PRUEBAS-DE-PRESION>. Accessed May 26, 2018. p., 2

⁸⁶ Análisis de pruebas de presión. La Comunidad Petrolera Web site. <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/analisis-de-pruebas-de-presion-2.html>. Updated 2009. Accessed May 26, 2018.

⁸⁷ VERGARA. Op. cit., p. 2.

- Tipo de pozo (productor o inyector).
- Estado del pozo (activo o cerrado).
- Presencia o no de un sistema de levantamiento.
- Tener claras las condiciones del pozo. ⁸⁸

Con relación a la última consideración nombrada, en proyectos de inyección de agua algunas condiciones del yacimiento son generadas por distribuciones anormales del agua de inyección y por ende se traduce en operaciones de flujo ineficientes. ⁸⁹

Las causas de la variación del flujo de fluidos se pueden observar en la **Figura 16** presentada a continuación:

Figura 16. Causas de la variación del flujo de fluidos

CAUSAS NATURALES	CAUSAS ARTIFICIALES
Permeabilidad Direccional	Pobres Condiciones en los Pozos
Fallas	Tasas Inyección / Producción Desbalanceadas
Inconformidades	Pobre Calidad en el Agua de Inyección
Lentejones	
Fracturas	
Acuíferos Activos	

Fuente: BLANCO Johana, DELGADILLO Claudia. Metodología Integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua Desarrollado en un campo petrolero. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER; 2006. p.,11

Para concluir, las pruebas de presión arrojan información esencial para determinar el comportamiento de los pozos, además de diagnosticar problemas, desarrollar recomendaciones y ajustes en las operaciones, todo con el fin de lograr que los procesos en los pozos sean más eficientes. ⁹⁰

⁸⁸ Ibid., p. 3.

⁸⁹ BLANCO. Op. cit., p. 111.

⁹⁰ Ibid., p. 111.

1.5.1.2 Registros de Producción. Los registros de producción son aquellas mediciones que se realizan en el pozo para dar conocimiento de la naturaleza en el sitio y comportamiento de los fluidos durante periodos de producción o inyección. Estos registros pueden ser tomados en etapa de exploración, es decir hueco abierto, en etapa de explotación o proceso de inyección.⁹¹ Los registros más usados en la industria son los medidores de flujo en donde su aplicación más común es la medida de distribución del fluido dentro y fuera del pozo, y con ello determinar el potencial productor de las distintas zonas presentes en el yacimiento, medidores de densidad, medidores de corte de agua y finalmente medidores de temperatura.⁹² Adicional a los medidores nombrados, se utilizan otro tipo de registros que se encargan de medir la capacitancia, velocidad y gradiomanometría.

En algunos casos para correr los registros de producción es necesario el uso de otros registros auxiliares como, por ejemplo: caliper, gamma ray, localizador de collares de casing (Control de Profundidad), trazadores, entre otros.⁹³

En la **Figura 17**, a continuación, se puede observar algunos de los registros nombrados y los más usados para procesos de monitoreo.

Figura 17. Registros de producción

REGISTROS DE PRODUCCIÓN	
CUANTITATIVOS	CUALITATIVOS
Medidores de Flujo Trazadores Water Cut Meter	Temperatura Densidad Gradiomanómetro

Fuente: BLANCO Johanna, DELGADILLO Claudia. Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER; 2006. p., 129.

Cabe resaltar que mediante los registros de producción se pueden realizar las siguientes determinaciones: detección de cambios en el comportamiento de los fluidos, canalización en el cemento, perforaciones taponadas, evaluación de la eficiencia en el proceso de inyección, control sobre los procesos de producción, guía esencial para diseño de programas de reparación de pozos, contribución de cada

⁹¹ PINZON Genny, RODRIGUEZ Astrid, MUÑOZ Didier. Registros de producción. SCRIBD Web site. <https://es.scribd.com/doc/63444006/REGISTROS-DE-PRODUCCION>. Updated 2011. Accessed Apr 19, 2018. p., 5.

⁹² Ibid., p. 6.

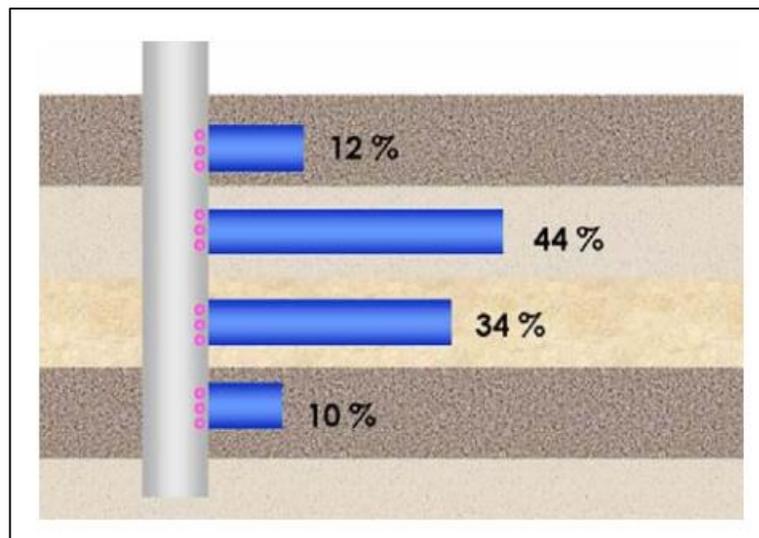
⁹³ Ibid., p. 9.

zona teniendo en cuenta el porcentaje y tipo de fluido, medidas de temperatura y presión, entre otras.⁹⁴

1.5.1.3 Perfiles de inyección. En un proceso de recobro mejorado como lo es la inyección de agua, es importante verificar su historia de inyección para controlar la canalización, para ello se deben calcular los volúmenes porosos inyectados de todas las capas para que sean inundadas independientemente de las permeabilidades que cada una posea.⁹⁵

Para conocer las zonas que han sido inundadas y las que no, además de los contrastes de inyectividad, es necesario el uso de perfiles de inyección,⁹⁶ los cuales se pueden observar con dos ejemplos en las figuras a continuación.

Figura 18. Perfiles de inyección



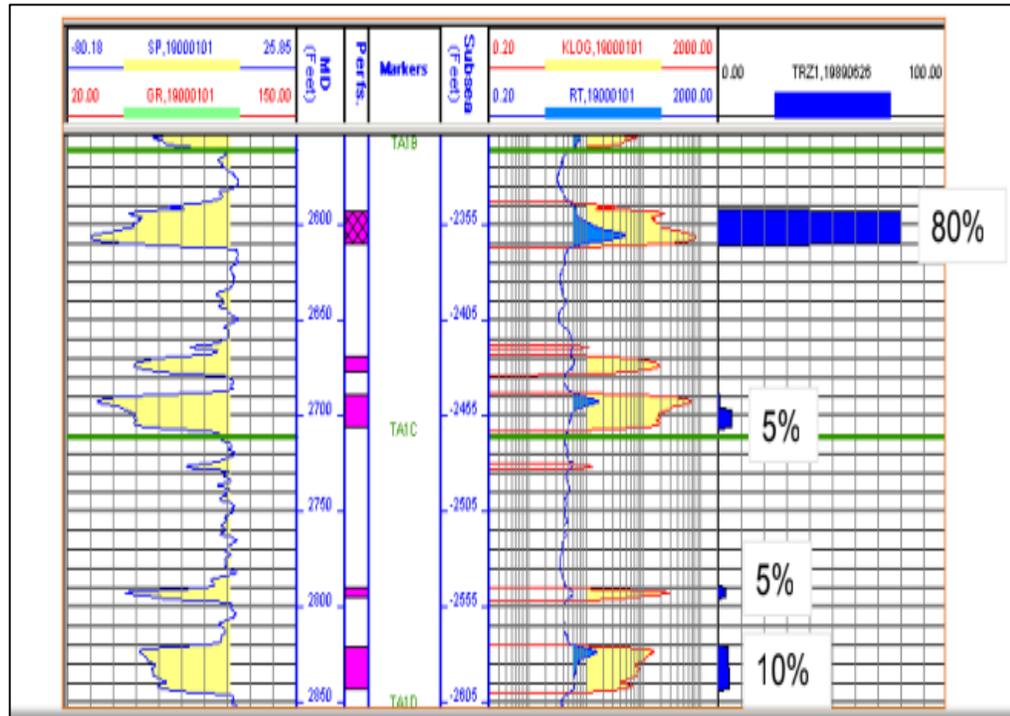
Fuente: BLANCO Johanna, DELGADILLO Claudia. Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER; 2006. p., 144.

⁹⁴ Ibid., p. 5.

⁹⁵ BLANCO. Op. cit., p. 143.

⁹⁶ Ibid., p. 143.

Figura 19. Perfiles de inyección en registros eléctricos



Fuente: ROMERO Adriangela. Presentación Métodos de predicción. 2018. P., 98.

Dichos perfiles son contruidos con trazadores radioactivos y son diseñados para definir los canales preferenciales de flujo y diagnosticar la variación del flujo de fluidos desde la cara del pozo hasta el yacimiento.

Por consiguiente, permiten evaluar la eficiencia de inyección por medio de los volúmenes porosos que han sido inyectados en cada zona y que han sido barridos eficientemente teniendo en cuenta la cantidad de agua acumulada de cada zona.⁹⁷

En caso de que la recuperación secundaria no esté siendo efectiva, existen posibles modificaciones que se pueden realizar a los perfiles de inyección para aumentar su eficacia. Los métodos más usados para cambiar o alterar los perfiles son:

- Aislar zonas ladronas por medio de la inyección de grano fino o polímeros.
- Acidificación.
- Squeeze a baja presión.
- Seleccionar intervalos nuevos para perforación.⁹⁸

⁹⁷ Ibid., p. 145.

⁹⁸ Ibid., p. 146.

1.5.2 Técnicas de seguimiento de inyección de agua. Las técnicas de seguimiento son un conjunto de sistemas matemáticos los cuales hacen un estudio detallado del desarrollo de la inyección de agua y arrojan resultados de algún punto específico del mismo.

Por medio de ellas se puede evaluar la eficiencia de inyección, establecer su avance y considerar los posibles cambios que se deben realizar para mejorar la eficacia del proceso. Algunas de estas técnicas son: curvas de declinación y mapas de burbuja.⁹⁹

1.5.2.1 Curvas de declinación. Este tipo de técnica es clave para el seguimiento de un proceso de recuperación secundaria y son las curvas que se obtienen al graficar tasas de aceite, petróleo y agua contra tiempo o producción acumulada en coordenadas semi-logarítmicas.

Proporcionan una estimación del rendimiento futuro de un yacimiento por medio de la extrapolación de tendencias de comportamiento pasado.¹⁰⁰

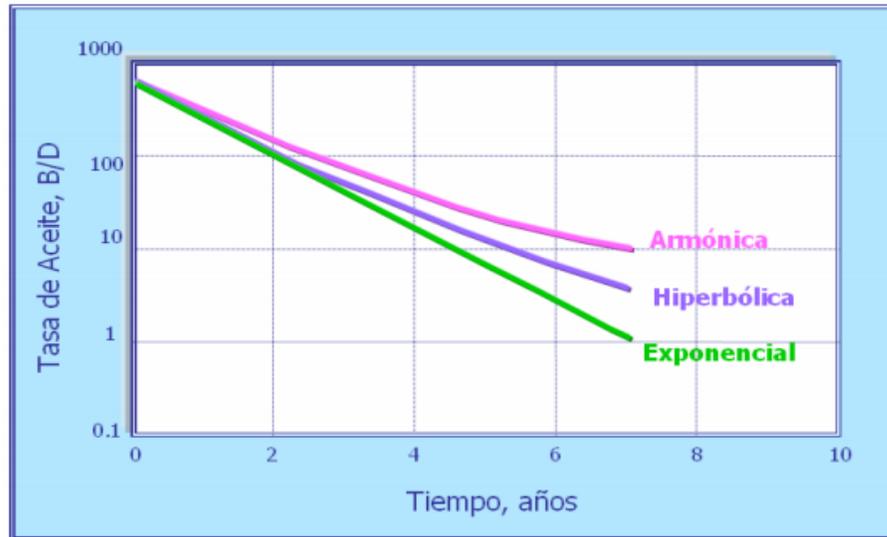
Existen tres tipos de curva de declinación denominadas: declinación hiperbólica, declinación armónica y declinación exponencial.¹⁰¹ Dichas curvas pueden observarse en la **Figura 20** presentada a continuación.

⁹⁹ Ibid., p. 151.

¹⁰⁰ Ibid., p. 152.

¹⁰¹ Curvas de declinación de producción. La Comunidad Petrolera Web site. <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/curvas-de-declinacion-de-la-produccion.html>. Updated 2009. Accessed May 26, 2018.

Figura 20. Tipos de curva de declinación



Fuente: BLANCO Johanna, DELGADILLO Claudia. Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER; 2006. p., 152.

- Declinación hiperbólica: Este tipo de declinación es el resultado de los mecanismos de empuje tanto naturales como inducidos al yacimiento que lleva a una disminución en la presión y esto a su vez genera cambios en la expansión del petróleo levemente compresible en el yacimiento.
- Declinación armónica: La declinación armónica es un tipo particular de la declinación hiperbólica resultado de la segregación gravitacional generalmente. Su velocidad de declinación es directamente proporcional a los gastos realizados en un pozo.
- Declinación exponencial: Consiste en la declinación de la producción a porcentaje constante y se refiere también a la relación que hay entre la producción y los gastos de producción en un período de tiempo específico.¹⁰²

Los resultados de las curvas de declinación generan estimaciones totales de recobro a futuro, pero cabe resaltar que al analizar los resultados de las curvas pueden no estar acorde a la realidad debido a cambios operacionales realizados al pozo o a cambios simplemente del yacimiento. Para el análisis de dichas curvas se deben tener en cuenta los siguientes factores:

¹⁰² Ibid.

- Energía del yacimiento.
- Mecanismo de empuje.
- Eficiencia del pozo.
- Aumento del daño de formación.
- Permeabilidades relativas.
- Saturación del fluido.¹⁰³

1.5.2.2 Mapas de burbuja. Los mapas de burbuja son utilizados con éxito en la industria petrolera para determinar zonas prospectivas con relación a la inyección de agua. Para la construcción de los mapas es necesario el uso de softwares como: OFM (Oilfield Manager Production Software) y Sahara, éste último fue el utilizado para el desarrollo del proyecto.¹⁰⁴

Los mapas mencionados incluyen gráficos que muestran la localización de los frentes de agua y aceite, a través de ellos se pueden diferenciar visualmente áreas del yacimiento que han sido barridas por el agua inyectada y las áreas que no han sido barridas.¹⁰⁵

Pueden realizarse con base a datos de producción diaria o acumulada, además de que permiten determinar radios de drenaje y ambos resultados con la ayuda de mapas isobáricos pueden establecer estrategias para mejorar el desempeño de la inyección de agua en el futuro.¹⁰⁶

Cabe resaltar que los mapas de burbuja deben realizarse cada 6 meses para los 2 primeros años de inyección de agua y después de este tiempo deben actualizarse cada año y de esta manera darán resultados cualitativos correctos de la calidad relativa del yacimiento.¹⁰⁷ A continuación, se presenta un ejemplo de mapa de burbujas en la **Figura 21** y la distribución típica de los bancos de petróleo y agua en un mapa de burbuja, **Figura 22**.

¹⁰³ BLANCO. Op. cit., p. 153.

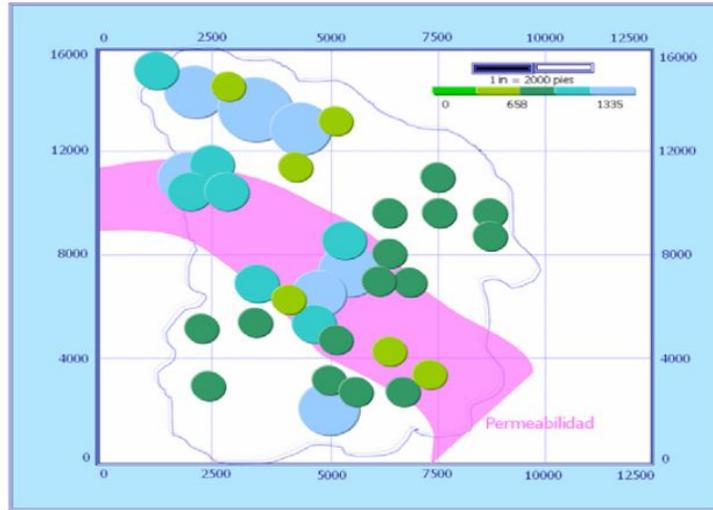
¹⁰⁴ Ibid., p. 171.

¹⁰⁵ ROMERO Adriangela. Métodos de predicción. 2018. P., 102.

¹⁰⁶ BLANCO. Op. cit., p. 168.

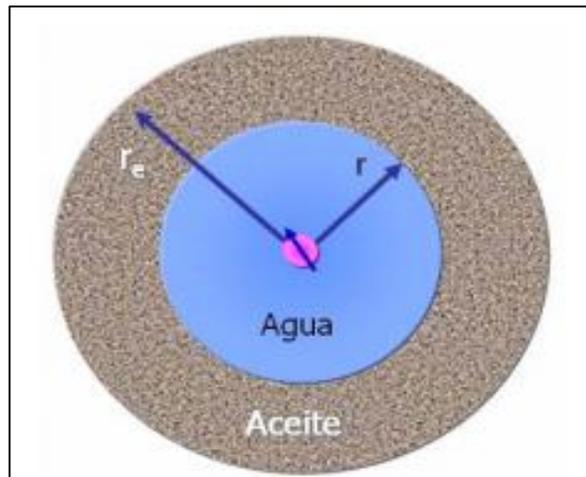
¹⁰⁷ BLANCO. Op. cit., p. 170.

Figura 21. Mapa de burbuja



Fuente: BLANCO Johanna, DELGADILLO Claudia. Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER; 2006. p., 170.

Figura 22. Distribución típica de los bancos de petróleo y agua en mapas de burbuja.



Fuente: BLANCO Johanna, DELGADILLO Claudia. Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER; 2006. p., 168.

Por otra parte, los mapas de burbuja tienen algunos beneficios con respecto al monitoreo de la inyección de agua, los cuales son:

- Permiten observar gráficamente que zonas del yacimiento necesitan una inyección adicional.
- Muestran las zonas donde se debe suspender la inyección.
- Identificar áreas prospectivas del yacimiento para ser re cañoneadas.¹⁰⁸

¹⁰⁸ Ibid., p. 169.

2. DESCRIPCIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Este capítulo está conformado por información correspondiente a la inyección de agua, se describirán los tipos de inyección de agua, características, tratamientos del agua y demás generalidades.

2.1 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE AGUA

2.1.1 Definición. La inyección de agua es un método de recobro secundario utilizado para aumentar la producción de petróleo a través del aumento y sostenimiento de la energía del yacimiento inyectando agua como su nombre lo indica. Este procedimiento es implementado cuando la energía del yacimiento ya no es suficiente para llevar los fluidos a la superficie por lo que se vuelve necesario el uso de la recuperación secundaria.¹⁰⁹

2.1.2 Tipos de inyección de agua. Para la implementación de la recuperación secundaria en los yacimientos petrolíferos es importante conocer la ubicación de los pozos inyectores y producción y de esta manera determinar el tipo de inyección de agua que se va a realizar. Existen dos tipos de inyección de agua denominados inyección periférica o externa e inyección en arreglos o dispersa.

- **Inyección periférica o externa:** Este tipo de inyección de agua se realiza directamente en el acuífero cerca al contacto agua-petróleo y fuera de la zona de petróleo. Generalmente se lleva a cabo inyección periférica cuando los pozos inyectores se encuentran ubicados en el acuífero y no se posee una buena descripción del yacimiento.¹¹⁰
- **Inyección por arreglos o dispersa:** Este tipo de inyección consiste en inyectar agua en la zona de petróleo a través de los pozos inyectores los cuales forman un arreglo geométrico con los pozos productores. En algunas ocasiones no se forman figuras geométricas perfectas pero si los pozos forman algún tipo de arreglo, de esta manera el agua invade la zona de petróleo y desplaza el fluido.¹¹¹

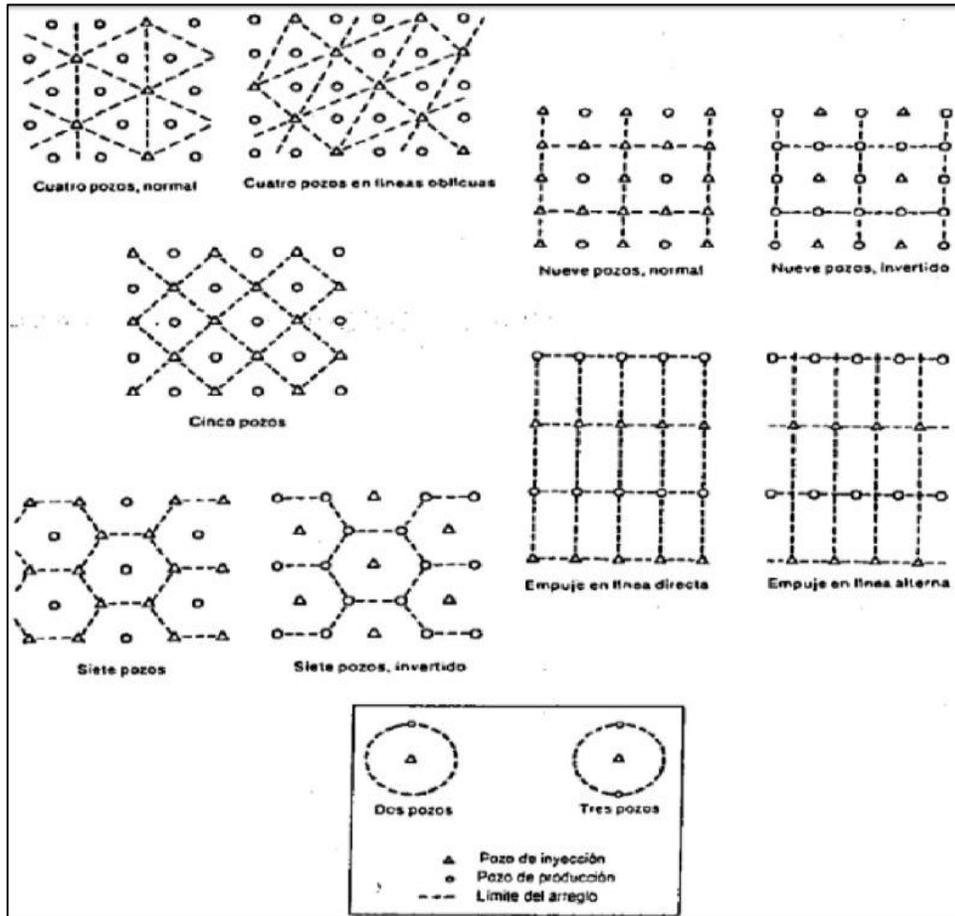
¹⁰⁹ GUATAVITA Omar, TRUJILLO Yeison. Generalidades de inyección de agua en campos petrolíferos. Issuu Web site. https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/generalidades_de_inyeccion_de_agua. Updated 2012. Accessed Apr 19, 2018. p., 15.

¹¹⁰ Ibid., p. 15.

¹¹¹ Inyección de agua. La Comunidad Petrolera Web site. <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/inyeccion-de-agua.html>. Updated 2009. Accessed Apr 19, 2018.

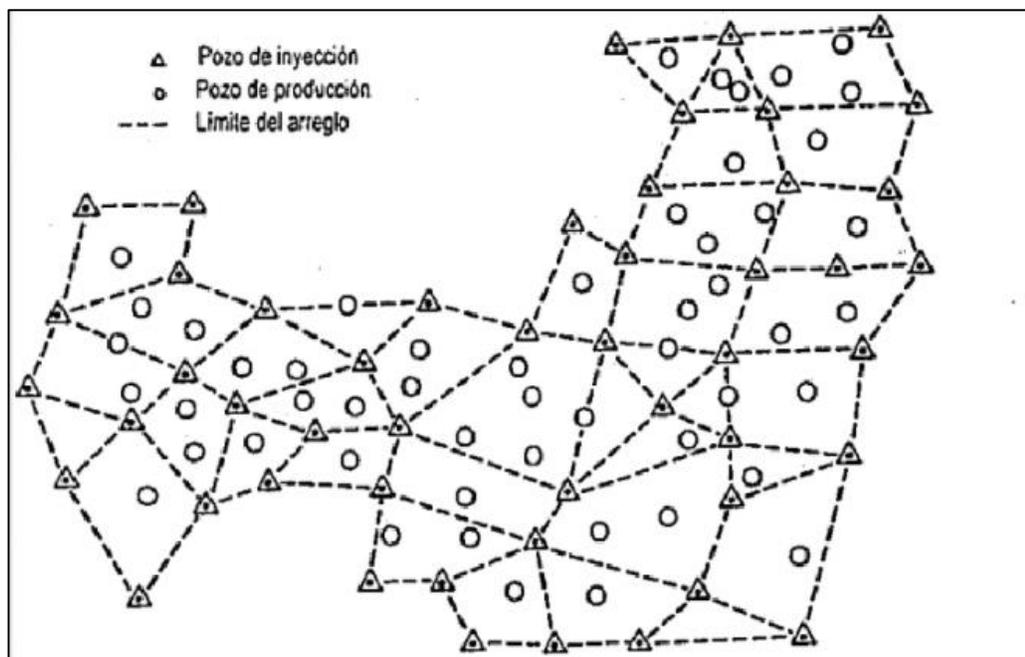
A continuación en las siguientes figuras se puede visualizar los arreglos que se forman a partir de figuras geométricas y los arreglos que no forman ninguna figura geométrica exacta respectivamente.

Figura 23. Arreglos geométricos de pozos



Fuente: BARRERA Cristian, BUENDIA Tatiana, CABEZAS Luis Miguel, et al. Arreglo de pozos y eficiencia de barrido. [http:// www.Academia.edu/8970496/Arreglo_de_pozos_y_eficiencia_de_barrido](http://www.Academia.edu/8970496/Arreglo_de_pozos_y_eficiencia_de_barrido). CONTENIDO. Updated 2014. Accessed Apr 19, 2018.

Figura 24. Arreglos irregulares de pozos



Fuente: BARRERA Cristian, BUENDIA Tatiana, CABEZAS Luis Miguel, et al. Arreglo de pozos y eficiencia de barrido. http://www.academia.edu/8970496/Arreglo_de_pozos_y_eficiencia_de_barrido._CONTENIDO. Updated 2014. Accessed Apr 19, 2018.

2.1.3 Características del agua de inyección. Para la inyección de agua es indispensable tener en cuenta las características del agua con la que se va a llevar a cabo el procedimiento de recobro secundario ya que de no ser así pueden provocar daños en el yacimiento y por ende en las formaciones que se traduciría en disminución de la producción probablemente por taponamientos debido a la reacción de los minerales con el agua de inyección.

Las características para el agua de inyección son las siguientes:

- El agua no debe ser corrosiva, es decir que no tenga presencia de sulfuro de hidrogeno y oxigeno debido a que son dos fuentes comunes de corrosión.
- El agua no debe depositar minerales en condiciones de operación ya que produce scale (encroscamiento), problema asociado a la corrosión por presencia de los siguientes compuestos: $BaSO_4$, $SrSO_4$, $CaSO_4 \cdot 2H_2O$, $CaCO_3$, $MgCO_3$, FeS y Fe_2S_3 .¹¹²

¹¹² AQUACLUB. Características del agua de inyección. . <https://acuclub.wikispaces.com/page/pdf/CARACTERISTICAS+QUE+DEBE+TENER+EL+AGUA+DE+INYECCI%C3%93N>.

- Las formaciones tienen minerales arcillosos presentes que no deben reaccionar con el agua de inyección ya que causarían hinchamiento.
- El agua no debe poseer gran cantidad de sólidos suspendidos y líquidos ya que pueden provocar taponamiento en los pozos.
- La salinidad del agua inyectada debe ser compatible con el agua presente inicialmente en la formación.¹¹³

2.1.4 Normatividad para el agua de inyección. Para llevar a cabo el proceso de recuperación secundaria, tal como lo es la inyección de agua en pozos petrolíferos, existen una serie de parámetros que se deben tener en cuenta para cumplir con la normatividad realizada por la norma NACE.

En Colombia para poder llevar a cabo esta norma, es necesaria la intervención de ACICOR que hace referencia a la Asociación Colombiana de Ingenieros de Corrosión la cual es una entidad sin ánimo de lucro encargada de llevar a cabo el control de normas estipuladas para el agua de inyección teniendo en cuenta la NACE internacional que es quien desarrolla específicamente las normas y estándares para el control de corrosión.¹¹⁴

Algunos de los parámetros que se deben considerar para el agua de inyección son: el contenido de sólidos suspendidos, cantidad de gases disueltos, densidad, entre otros. Esta información puede ser visualizada en la siguiente figura que tiene en cuenta rangos o límites de referencia y observaciones.

¹¹³ TARQUI Víctor. Características que debe tener el agua para la inyección.
<https://es.scribd.com/document/334673494/Caracteristicas-Que-Debe-Tener-El-Agua-Para-La-Inyeccion>.

¹¹⁴ ACICOR, AGENCIA COLOMBIANA DE INGENIEROS DE CORROSIÓN.
<http://www.nacecolombia.com/quienes-somos/asociacion-colombiana-de-ingenieros-de-corrosion-.html>

Figura 25. Normatividad de agua de inyección

NORMA	TIPO DE ANÁLISIS	PARÁMETRO	LÍMITE DE REFERENCIA	OBJETIVO/OBSERVACIONES *
Referencia NACE	Análisis Físicoquímicos "in situ"	Conductividad	-	Debe tener 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 corrosión. Prevención "agriamiento" de la formación
		CO ₂	<10 ppm	Prevención corrosión
		O ₂	<1 ppb	Prevención corrosión
-	Análisis Físicoquímicos en el laboratorio	Turbidez	< 2 NTU	Indica la presencia de sólidos suspendidos
		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 la 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: ECOPETROL S.A, AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Taller de pozos de inyección generalidades recobro.

2.1.5 Tratamiento de agua de inyección. El tratamiento de agua para la inyección es un paso esencial que debe realizarse si se desea éxito en las operaciones. Es cierto que para realizar un proceso de recuperación secundaria es necesario un volumen considerable de agua, pero es más importante aún que el agua de inyección cumpla con los requerimientos necesarios para no ocasionar daño a la formación.

Los factores que se deben tener en cuenta para la inyección de agua son:

- Evitar sólidos suspendidos.
- Prevención de gases disueltos.
- Manejar la presencia de O₂.
- Tratar de impedir la existencia de bacterias.
- Prevenir la formación de escamas. ¹¹⁵

Teniendo en cuenta que es complicado encontrar agua en la naturaleza que cumpla con los factores anteriormente nombrados, se requiere el empleo de tratamientos

¹¹⁵ BLANCO. Op. cit., p. 197.

químicos, físicos y equipos que ayuden a aumentar la calidad del agua para la inyección.¹¹⁶

Asimismo, cada sistema de inyección requiere de un programa de monitoreo el cual evalúe y mantenga la calidad del agua, para ello es importante conocer las características del agua, del yacimiento, y por supuesto considerar con que facilidades de inyección se cuenta en superficie ya sea a través de equipos o una planta de tratamiento de agua.¹¹⁷

A continuación, se describen los procedimientos para el tratamiento de agua para la inyección:

- **Remoción de oxígeno:** Por lo general las fuentes de agua están saturadas con oxígeno debido a su naturaleza inicial, por eso es importante remover la mayor parte de oxígeno posible para evitar problemas posteriormente.¹¹⁸

Para este procedimiento se utiliza inicialmente procesos físicos mediante un despojador a contracorriente de gas natural o gas inerte que consiste en el balance de la tasa de flujo del gas que se mueve hacia arriba en la columna de la torre despojadora en contra el flujo de agua que se mueve hacia abajo.¹¹⁹

En la **Figura 26** presentada a continuación se observa la torre despojadora de oxígeno mencionada.

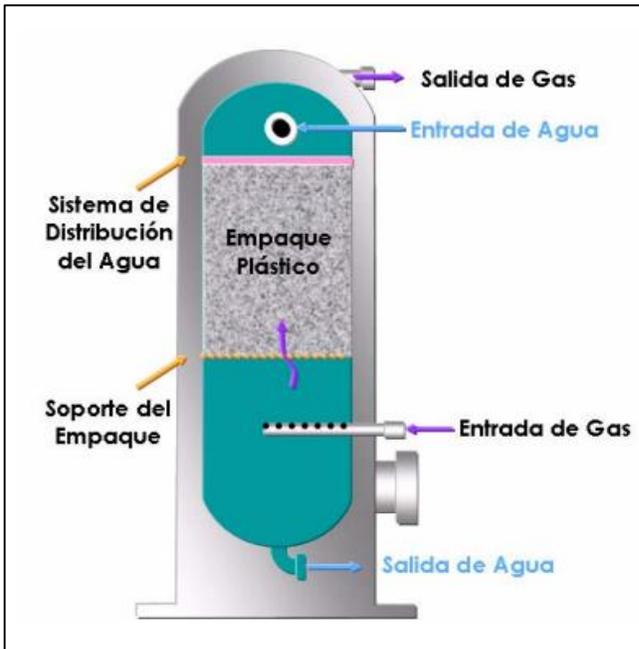
¹¹⁶ Ibid., p. 197.

¹¹⁷ Ibid., p. 201.

¹¹⁸ Ibid., p. 201.

¹¹⁹ Ibid., p. 203.

Figura 26. Torre despojadora de oxígeno por el contrario corriente gas natural o inerte.

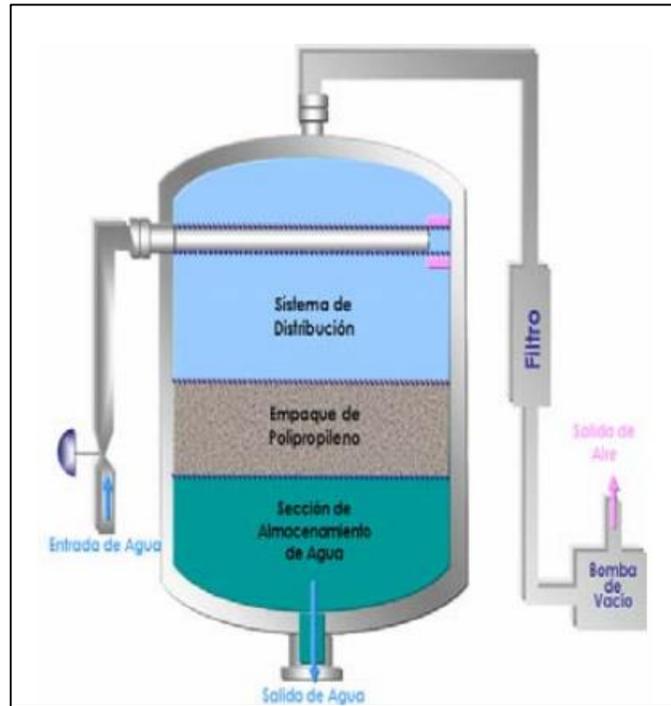


Fuente: BLANCO Johanna, DELGADILLO Claudia. Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER; 2006. p., 204.

También como proceso físico para eliminar el oxígeno presente en el agua se utiliza una torre desaireadora al vacío (**Figura 27**) que por lo general para tratamientos de agua de inyección se utiliza una torre de tres etapas ya que la solubilidad de un gas es directamente proporcional a la presión del sistema, y al reducir la presión se reduce la cantidad de gas disuelto por lo que las tres etapas de la torre proporcionan una alta área superficial para llevar a cabo el procedimiento.¹²⁰

¹²⁰ Ibid., p. 202.

Figura 27. Torre desaireadora al vacío.



Fuente: BLANCO Johanna, DELGADILLO Claudia. Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER; 2006. p., 203.

Para remover el oxígeno que no se eliminó a través de los procesos físicos, se utilizan tratamientos químicos por medio de productos químicos de fácil oxidación, por lo general el producto utilizado para el tratamiento de agua para inyección es sulfito de sodio.¹²¹

- **Remoción de CO₂ y H₂S:** Para la remoción de gases ácidos como el CO₂ y H₂S no existe un tratamiento químico específico, aunque la acroleína ha sido utilizada como químico intermedio de producción de ácido acrílico y ha sido exitosa.

Por ello la industria petrolera ha encontrado una solución y es la incorporación de equipos que minimicen el efecto de este tipo de gases disueltos, teniendo en

¹²¹ Ibid., p. 202.

cuenta que esta opción es más económica que la remoción de los gases por medio de aireación de agua.¹²²

Los tipos de aireadores más comunes en la inyección de agua son: platos-coke (Coke-Tray), platos-vigas de madera (Wood-Slat-Tray) y finalmente el aireador forzado (Forced-Draft-Aerators). El principio de cada uno de los aireadores nombrados es asegurar el contacto entre el agua y aire.¹²³

- **Remoción de sólidos suspendidos:** Por lo general existen sólidos suspendidos en el agua los cuales deben ser removidos a mínimo 5 mg/ L debido a que pueden ocasionar varios tipos de daños como: taponamiento de líneas, facilidades de superficie, erosión en válvulas o bombas y además taponamiento en las paredes del pozo y la formación.¹²⁴

Para ello se utilizan técnicas mecánicas y en algunas ocasiones químicas para remover estas partículas del agua. La técnica mecánica más simple es la sedimentación, que consiste en llevar el agua a tratar a un tanque de capacidad suficiente para que el tiempo de retención sea mayor y de esta manera conseguir que vaya hacia el fondo el mayor número de partículas para ser retiradas.¹²⁵

En la inyección de agua el método más utilizado son los filtros bajo presión, ya que tienen la ventaja de poder tratar el agua cuando existen incrementos en la tasas, manejan altos volúmenes de agua y además pueden utilizarse en sistemas cerrados. El rango de presión para estos filtros es de 2- 40 psia y existen varios tipos de filtros de presión utilizados en la industria: filtros de cartucho, filtros de Diatomita de la tierra de diatomeas y filtros de lecho empacado.¹²⁶

Los factores para la selección del tipo de filtro dependen de: la calidad del agua a tratar y la calidad de agua que se requiere, ubicación de los pozos inyectoros, costos de mantenimiento, entre otros.¹²⁷

Para lograr una mayor efectividad en el proceso de tratamiento mecánico, se adicionan químicos que provean la floculación de las partículas más pequeñas.

¹²² Ibid., p. 205.

¹²³ Ibid., p. 206.

¹²⁴ Ibid., p. 206.

¹²⁵ Ibid., p. 207.

¹²⁶ Ibid., p. 208.

¹²⁷ Ibid., p. 211.

Estos floculantes incluyen: sulfato de aluminio, alumbre de potasio, sulfato férrico y ferroso, y algunos polímeros.¹²⁸

- **Control de escamas:** Las escamas son componentes formados por reacciones de sustancias insolubles en agua como: carbonato de calcio, carbonato de magnesio, sulfato de calcio, sulfato de bario, sulfato de estroncio, óxido férrico y sulfuro, las cuales producen taponamiento en las líneas de flujo de agua debido a la reducción del diámetro interno de las mismas.¹²⁹

Para prevenir las escamas o incrustaciones formadas en las tuberías es necesario el uso un de tratamiento químico, pero para ello es importante conocer el componente que está ocasionando la formación de escamas para poder aplicar el tratamiento adecuado. Por ejemplo para el caso de escama formada a partir de carbonato de calcio se utiliza ácido clorhídrico.¹³⁰

Una vez se conoce el componente problema se realizan pruebas piloto para conocer cuál es el mejor químico para aplicar y de esta manera ser seleccionado correctamente.¹³¹

- **Control de bacterias:** Las poblaciones bacterianas se encuentran presentes en salmueras y agua fresca y por esto es necesario tener un control sobre ellas ya que ocasionen problemas como: taponamiento de pozos inyectores y líneas de distribución de agua y daño de equipos debido al aumento de corrosión.¹³²

Siguiendo esto es necesario realizar pruebas de laboratorio para determinar el tipo de bacterias existentes y así mismo buscar el tratamiento adecuado para prevenir el crecimiento de las poblaciones bacterianas ya que no existe ningún método que las elimine por completo.¹³³

Los procesos utilizados para llevar un control de las bacterias son: acidificación y humectación, en los cuales se inyecta químicos al agua a tratar y de esta manera eliminar el mayor número de bacterias posibles.¹³⁴

¹²⁸ Ibid., p. 207.

¹²⁹ Ibid., p. 212.

¹³⁰ 1. CRABTREE Mike, ESLINGER David, FLETCHER Phil, MILLER Matt, JOHNSON Ashley, KING George. La lucha contra las incrustaciones - remoción y prevención. 1999. p., 37.

¹³¹ BLANCO. Op. cit., p. 212.

¹³² Ibid., p. 213.

¹³³ Ibid., p. 213.

¹³⁴ Ibid., p. 214.

Para el caso del Campo Bonanza por ejemplo, se eliminan las bacterias a través de un proceso de inyección de Biocida con una dosificación de 25 galones y con una frecuencia de cada 15 días.¹³⁵

2.2 INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO BONANZA

En el año 2010 el Campo Bonanza inició la visión de incorporar la inyección de agua debido al alto grado de agotamiento que tuvo la presión de los yacimientos productores, pasando de una presión original de 1200 Psi para la Formación Mugrosa y 1500 Psi para la Formación Esmeraldas a 300 y 500 Psi, respectivamente. Por consiguiente dicho campo tuvo la necesidad de aplicar alguna técnica que permitiera re-presurizar los yacimientos y mejorar el barrido de los mismos como alternativa para incrementar el Factor de Recobro de manera significativa. Es por ello que Ecopetrol, empresa a cargo del Campo Bonanza decidió llevar a cabo la implementación de recobro secundario en él.¹³⁶

2.2.1 Inyección de agua fase uno del Campo Bonanza. La inyección de agua actual del Campo Bonanza se denomina como fase 1 para el plan de desarrollo de Ecopetrol, que consiste en usar los pozos existentes para una aplicación rápida de la tecnología permitiendo re-presurizar el yacimiento y obtener un barrido inicial mediante los patrones irregulares, aprovechando los pozos ya perforados. Es decir el proyecto consistió en llevar a cabo la conversión de 5 pozos productores a pozos inyectores (Bonanza-1, 5, 12, 22 y 23).

Para la fase 1 se realizó una hoja de ruta con el fin de organizar la información y los parámetros a tener en cuenta para ejecutar la inyección de agua en el campo.¹³⁷ En el desarrollo de la hoja de ruta se introdujeron 2 etapas: visión proyecto de la tecnología y línea de tiempo.

En la primera etapa del proyecto se pretendía tener una primera idea de cómo se iba a realizar la inyección de agua en el campo. Es decir que formaciones se iban a ver afectadas, inicialmente cuantos pozos inyectores se pretendían tener con su respectiva ubicación y patrones de inyección de acuerdo a la producción de los pozos y por supuesto a que recuperación de petróleo se tendría pensado llegar que en este caso era de 5,1 Mbls.¹³⁸

En cuanto a la segunda etapa, Ecopetrol llevó a cabo una línea de tiempo para conocer las actividades que se debían realizar y de esta manera cumplir con lo planificado. En la figura de línea de tiempo presentada a continuación se adjuntaron

¹³⁵ ECOPETROL S.A. Análisis wi con daño campo bonanza. p., 4.

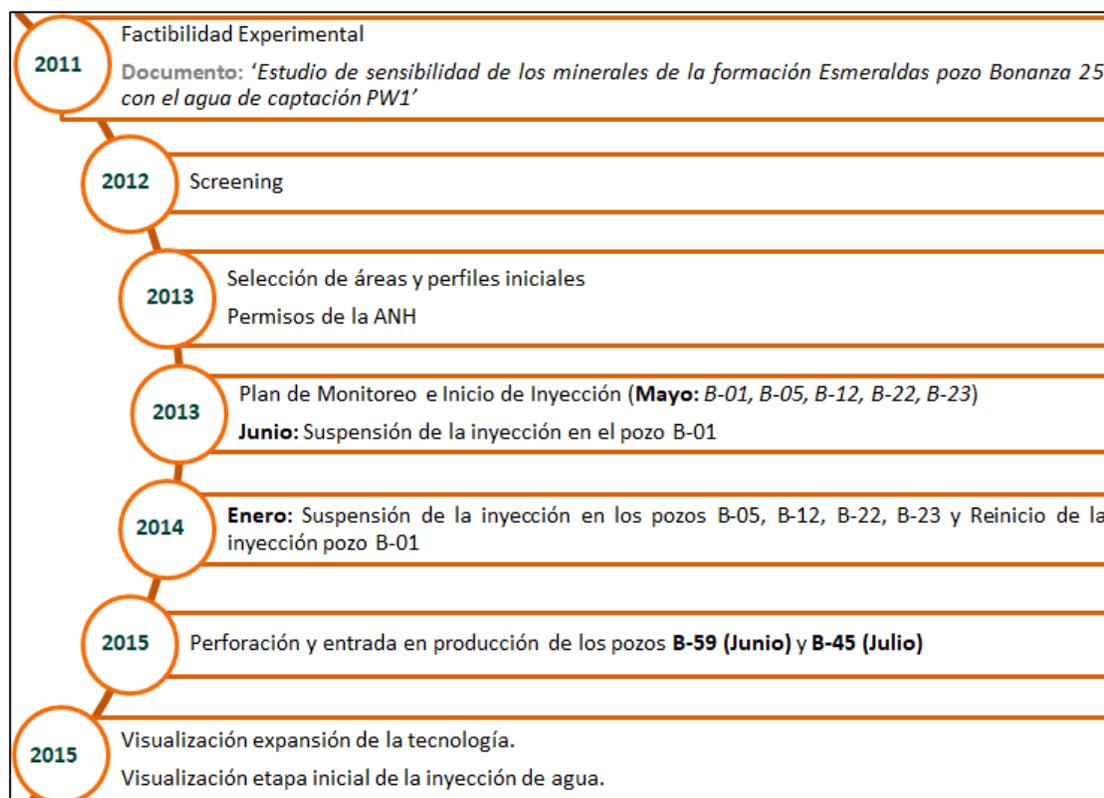
¹³⁶ CANDELA. Op. cit., p.62.

¹³⁷ Ibid., p. 62.

¹³⁸ ECOPETROL S.A. Inyección de agua campo bonanza. . p., 3.

labores convenientes que tuvieron que realizarse en el año correspondiente. La línea de tiempo se organizó de la siguiente manera:

Figura 28. Línea de tiempo de la inyección de agua en el Campo Bonanza



Fuente: ECOPETROL S.A. Inyección de agua Campo Bonanza. p., 4.

Con respecto a la factibilidad experimental que se realizó en el Campo Bonanza, se tomó una muestra de arena de la Formación Esmeraldas mediante un plug a 3366,5 ft. A esta muestra se le realizó un estudio de sensibilidad de los minerales de la Formación Esmeraldas Pozo Bonanza 25 con el agua de captación PW1, con el fin de Evaluar a nivel experimental, la existencia o no de factores adversos en la interacción roca-fluido, prevenir precipitación de componentes, o daño en la formación.¹³⁹

Cabe aclarar que para el estudio de sensibilidad se utilizó una salmuera sintética ya que teniendo en cuenta la presencia de cantidades importantes de cationes pesados (Ba+2, Sr+2) y el contenido de aniones como bicarbonato (HCO3-2) dificultan el trabajo con este tipo de agua de formación, por ello se decidió trabajar con dicha

¹³⁹ ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. Op. cit., p. 10.

salmuera sintética, en la cual se reemplazan los iones bicarbonato y silicato por cloruros y los iones bario, hierro y estroncio por magnesio, de manera tal que la salinidad equivalente de esta salmuera es similar al agua de formación.¹⁴⁰

Con este estudio de sensibilidad se encontró que el agua de formación es poco sensible al agua de captación PW1 ya que la reducción en permeabilidad no es superior al 20% desplazando 520 volúmenes porosos, además de presentar una buena tasa de inyectividad de 32 cm³/min.¹⁴¹

Del mismo modo se realizó el screening correspondiente al campo a partir de las propiedades de roca y fluido, parámetros operacionales del campo; y a su vez, usando una herramienta especializada o criterios reportados. A partir de esto se estableció el método o los métodos con más favorabilidad para aplicarse en campo. Para este caso, la inyección de agua se perfiló como el método más favorable para su aplicación.¹⁴² Lo dicho anteriormente puede ser observado en la **Figura 29** y **Figura 30** presentadas a continuación:

¹⁴⁰ NARANJO Carlos Eduardo. Water disposal Campo Bonanza - agua pozo de captacion pw1 en formación esmeraldas pozo bonanza 25. . 2009. p., 8.

¹⁴¹ Ibid., p. 7.

¹⁴² ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. Op. cit., p. 11.

Figura 29. Resultados Screening Campo Bonanza para Formación Esmeraldas

Campo - Fm: BONANZA Esmeraldas	Resultado
Inyección de Agua	CUMPLE
Iny. Polimero	CUMPLE
Iny. Surfactante Polimero	CUMPLE
Iny. CO2 Miscible	NO CUMPLE
Iny. CO2 Inmiscible	CUMPLE
Iny. Gas Pobre	NO CUMPLE
Iny. Gas Rico	NO CUMPLE
Iny. de Nitrogeno	NO CUMPLE
WAG	ANALOGO EXITOSO

Fuente: ECOPETROL S.A. Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia P. Norte-Campo Bonanza. 2016. p., 11.

Figura 30. Resultados Screening Campo Bonanza para Formación Mugrosa

Campo - Fm: BONANZA Mugrosa	Resultado
Inyección de Agua	CUMPLE
Iny. Polimero	NO CUMPLE
Iny. Surfactante Polimero	CUMPLE
Iny. CO2 Miscible	NO CUMPLE
Iny. CO2 Inmiscible	CUMPLE
Iny. Gas Pobre	NO CUMPLE
Iny. Gas Rico	NO CUMPLE
Iny. de Nitrogeno	NO CUMPLE
WAG	ANALOGO EXITOSO

Fuente: ECOPETROL S.A. Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia P. Norte-Campo Bonanza. 2016. p., 11.

Para perfilar la inyección de agua como el método más favorable, se realizó una comparación de propiedades del fluido, yacimiento y parámetros adicionales del Campo Bonanza con otros Campos análogos.

A continuación la respectiva información puede visualizarse en la siguiente figura:

Figura 31. Resultados Screening Campo Bonanza – Campos análogos

SCREENING - ANALOGÍAS						
Campo de estudio			Campos Análogos (Iny. Agua - Esmeraldas)		Campos Análogos (Iny. Agua - Mugrosa)	
BONANZA			CASABE - 88,93	FOSTERTON - 79,7	CASABE - 88,21	Inglewood - 79,57
Formación / Yacimiento	Esmeraldas	Mugrosa				
Parámetros del fluido						
Viscosidad del crudo, cp	35	35	21 - 43	14	21 - 43	65
Gravedad API del crudo, °API	21	21	14,8 - 24,8	23	14,8 - 24,8	18,7
Parámetros de Yacimiento						
Saturación de aceite, %	48	36				
Espesor neto, ft	106	63	220 - 350	15,4 - 25,5	220 - 350	360 - 720
Permeabilidad, mD	40 - 225	40 - 225	225 - 385	958	225 - 385	500
Porosidad, %	23 - 26	23 - 28	20 - 21	28,8	20 - 21	32
Profundidad, ft	2400	2000	2500 - 3500	725	2500 - 3500	900 - 1100
Temperatura de yacimiento, °F	109	100	120 - 132	125	120 - 132	100
Presión de yacimiento, Psia	400	300	350 - 800	388 - 600	350 - 800	20 - 100
Litología	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca
Parámetros adicionales			Puntaje		Puntaje	
OIP	103.2	41.1				
Presión inicial del yacimiento	1400	1200				
Ambiente deposicional	Fluvial	Fluvial				
Saturación inicial de agua	44	58				
Saturación actual de agua	44	58				
Saturación de agua irreducible	44	58				
Ártico?	NO	NO				
Costa afuera?	NO	NO				
Razón de movilidad agua aceite	11.655	11.655				
Acuífero?	No	No				
Capa de Gas?	Si	Si				
<i>Inyección de agua: CUMPLE</i>						

Puntaje de los campos más análogos

Campo	Puntaje
Casabe	88,93
Fosterton	79,7

Puntaje de los campos más análogos

Campo	Puntaje
Casabe	88,21
Inglewood	79,57

Fuente: ECOPETROL S.A. Inyección de agua Campo Bonanza. p., 6.

Una vez realizada la factibilidad experimental y el screening en el Campo Bonanza, en el año 2013 se llevó a cabo el inicio de la inyección de agua. Para ello ese mismo año se realizó la selección de áreas y perfiles iniciales con el propósito de identificar las zonas favorables para la aplicación del proceso de inyección de agua, también se realizaron los respectivos trámites de permisos de la ANH.¹⁴³

Para la selección de áreas se tuvieron en cuenta los siguientes criterios:

- Propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad).
- Posición estructural favorable para un adecuado barrido.
- Continuidad de las arenas de la Formación Mugrosa.

¹⁴³ ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. Op. cit., p. 11.

- Aprovechamiento de la infraestructura existente.¹⁴⁴

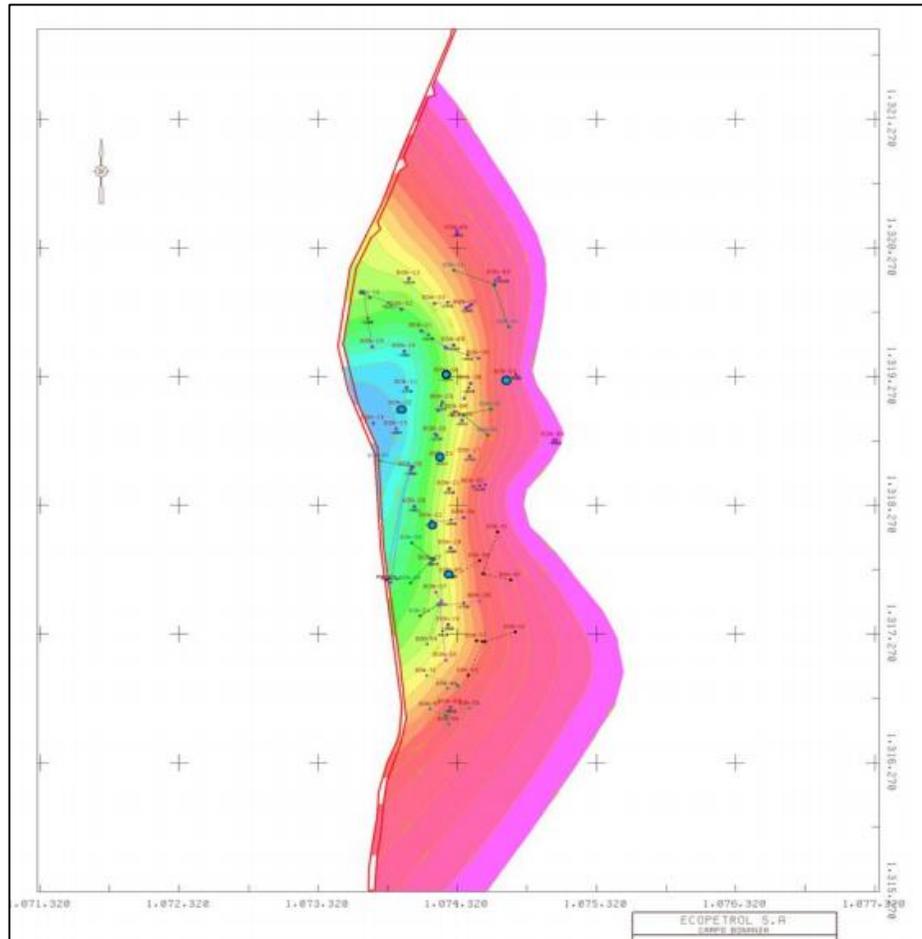
2.2.2 Pozos inyectores. Teniendo en cuenta el resultado positivo en los resultados de la factibilidad experimental y screening realizados, se decidió realizar la conversión de 5 pozos productores a inyectores, los cuales fueron el pozo 1, pozo 5, pozo 12, pozo 22 y finalmente el pozo 23. Dentro de esta Fase I también se pretendía llevar a cabo la conversión de los pozos 18 y 9R pero aún se encuentra en espera dicha conversión.¹⁴⁵

La ubicación y coordenadas de los pozos inyectores será presentada a continuación través de un mapa estructural en donde los puntos azules señalados corresponden a los pozos inyectores y por un tabla con coordenadas, respectivamente.

¹⁴⁴ ECOPETROL S.A. Inyección de agua campo bonanza. Op. cit., p. 7.

¹⁴⁵ CANDELA. Op. cit., p.62.

Figura 32. Ubicación pozos inyectores Fase I Campo Bonanza



Fuente: CANDELA Sol Angel, CIFUENTES Daniel, BOHORQUEZ Sonia. Actualización plan de desarrollo Campo Bonanza. ECOPETROL S.A. 2014:82.p., 64.

Figura 33. Coordenadas pozos inyectores Fase I Campo Bonanza

POZO	COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE FONDO		Trabajo a ejecutar
	X	Y	X	Y	
BONANZA-1	1319272.40	1074748.80	1319261.20	1074678.34	
BONANZA-5	1317737.60	1074269.40	1317721.53	1074277.98	
BONANZA-12	1318148.20	1074133.40	1318148.20	1074133.40	
BONANZA-18	1319266.00	1074246.10	1319266.00	1074246.10	Conversión a inyección selectiva
BONANZA-22	1319022.20	1073913.30	1319022.20	1073913.30	
BONANZA-23	1318625.10	1074208.80	1318625.10	1074208.80	
BONANZA-9R	1318974.97	1074361.47	1319000.00	1074300.00	Conversión a inyección selectiva

Fuente: CANDELA Sol Angel, CIFUENTES Daniel, BOHORQUEZ Sonia. Actualización plan de desarrollo campo bonanza. *ECOPETROL S.A.* 2014:82.p., 63.

Una vez ejecutada la conversión de los pozos inyectores, el proceso de recobro secundario inició en mayo de 2013, con los pozos 1, 5, 12, 22 y 23.¹⁴⁶ Pero para junio de este mismo año se detuvo la inyección en el pozo 1 debido a los caudales bajos e intermitentes mostrados. Meses después en el año 2014 se suspendió la inyección de los pozos 5, 12, 22 y 23 y por lo contrario se reinició la inyección en el pozo 1. Finalmente para junio del año 2016 se reinició la inyección de los pozos 5 y 12 y para el mes de julio se reinició la inyección en el pozo 22 y 23.¹⁴⁷ Lo que indica que actualmente se está inyectando en todos los pozos inyectores.

En lo que respecta a los patrones de inyección que se realizan en el Campo Bonanza, en este momento se está trabajando con 5 patrones de inyección que están conformados de la siguiente manera:

Patrón B-01, Pozos Productores : B-30, B-35, B-45, B-59.
 Patrón B-05 , Pozos Productores: B-20, B-27,B-37, B-39.
 Patrón B-12 , Pozos Productores: B-20, B-21 B-28, B-36.
 Patrón B-22 , Pozos Productores: B-11, B-15, B-24, B-26.
 Patrón B-23 , Pozos Productores: B-02, B-10, B-17, B-21, B-26.¹⁴⁸

Se debe tener cuenta que los pozos B-49 y B-50 no se encuentran dentro de los patrones nombrados pero si se ven afectados por el recobro secundario. Adicional,

¹⁴⁶ *ECOPETROL S.A.* Seguimiento surveillance bonanza Op. cit. p. 1.

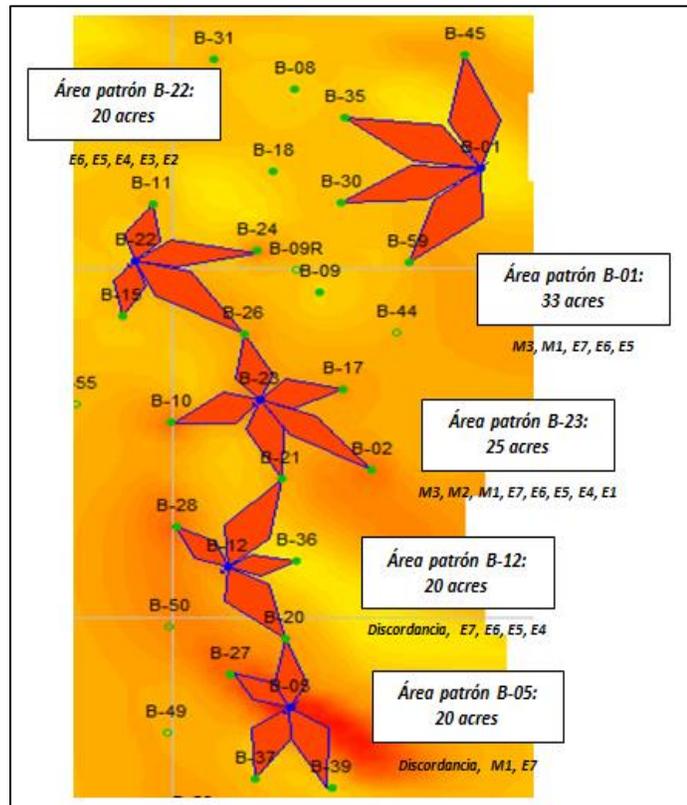
¹⁴⁷ *ECOPETROL S.A.* Inyección de agua campo bonanza. Op. cit., p. 4.

¹⁴⁸ *Ibid.*, p. 9.

el área de cada patrón es entre 20 y 33 acres, por ejemplo el área para el patrón B-01 es 33 acres, para el patrón B-05 es 20 acres, en el patrón B-12 es 20 acres, en el patrón B-22 es 20 acres y finalmente para el patrón B-23 es de 25 acres.¹⁴⁹

Esta información puede ser observada en la siguiente figura:

Figura 34. Patrones de inyección actuales Campo Bonanza



Fuente: ECOPETROL S.A. Inyección de agua Campo Bonanza. p., 9.

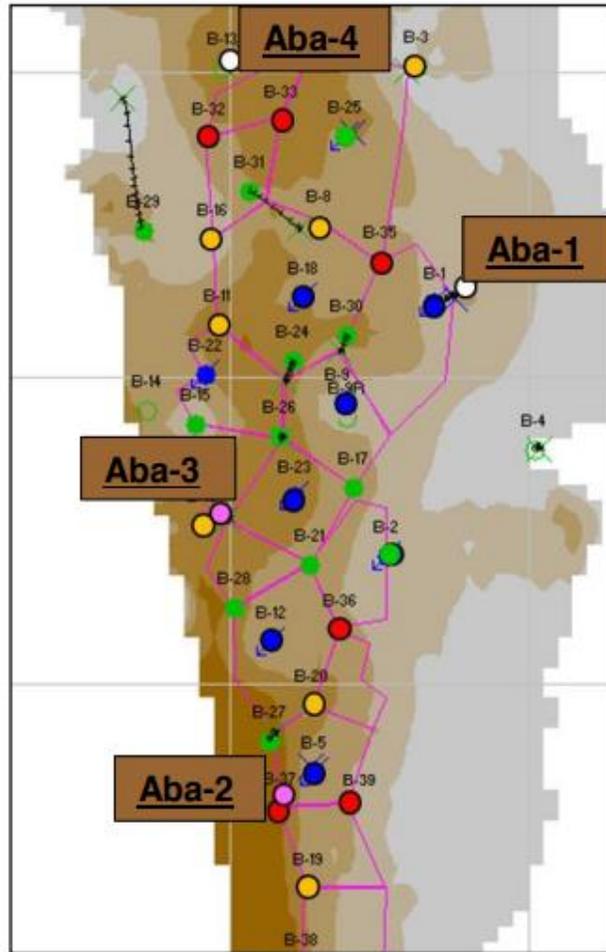
2.2.3 Agua de inyección. Para el cumplimiento del proceso de recobro secundario se ha empleado como fluido de inyección, agua de captación superficial por medio de pozos abastecedores y agua de producción, pero se debe resaltar que esta producción de agua es mínima.

Los pozos abastecedores que se mencionan son específicamente 3, nombrados ABA-2, ABA-3 Y ABA 4 los cuales han aportado fluido del Grupo Real al campo. El Grupo Real se encontró como Formación potencial para la obtención de agua

¹⁴⁹ Ibid., p. 9.

de los mismos, se cuenta con un mapa estructural obtenido de un estudio hidrogeológico (**Figura 36**) señalando a los pozos abastecedores con círculos blancos. Esta información puede visualizarse a continuación:

Figura 36. Ubicación pozos abastecedores



Fuente: CANDELA Sol Angel, CIFUENTES Daniel, BOHORQUEZ Sonia. Actualización plan de desarrollo campo bonanza. ECOPEPETROL S.A. 2014:82. p., 77.

Tabla 4. Coordenadas pozos abastecedores
Campo Bonanza

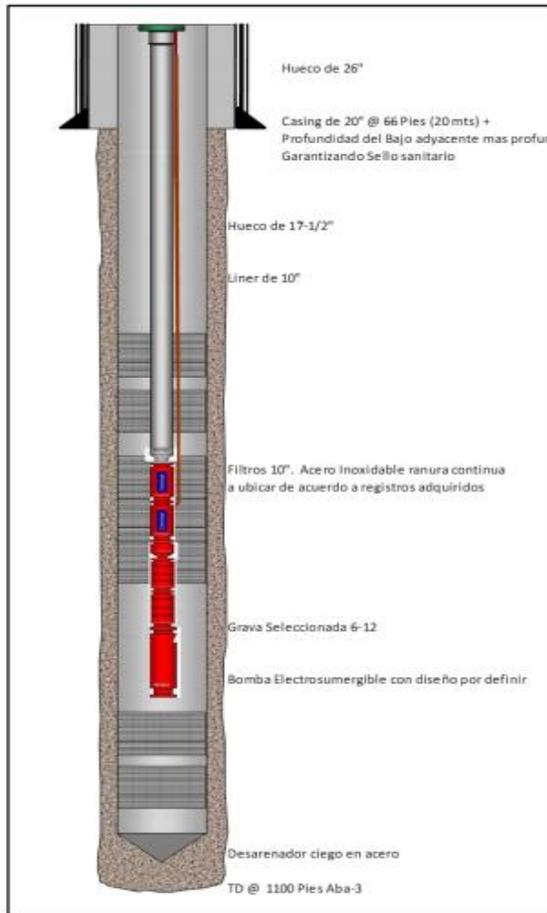
POZO	COORDENADA X	COORDENADA Y
ABA-1	1.074.753	1.319.261
ABA-2	1.074.220	1.317.525
ABA-3	1.073.970	1.318.523
ABA-4	1.073.976	1.320.020

Fuente: CANDELA Sol Angel, CIFUENTES Daniel, BOHORQUEZ Sonia. Actualización plan de desarrollo campo bonanza. *ECOPETROL* S.A. 2014:82. p., 77.

Cabe resaltar que los pozos abastecedores han sido perforados y completados con un diseño genérico mostrado a continuación:¹⁵²

¹⁵² CANDELA. Op. cit., p.75.

Figura 37. Estado mecánico tipo pozos abastecedores Campo Bonanza



Fuente: CANDELA Sol Angel, CIFUENTES Daniel, BOHORQUEZ Sonia. Actualización plan de desarrollo campo bonanza. *ECOPETROL S.A.* 2014:82. p., 76

2.2.4 Inyección de agua Fase II del Campo Bonanza. Para la segunda fase se tiene estimado mejorar el barrido de petróleo, mediante la implementación de patrones de recuperación secundaria que se obtendrán con la perforación de hasta 11 pozos inyectoros. Se debe tener en cuenta que esta Fase II compete a un proyecto que aún no ha sido ejecutado.¹⁵³

A continuación se pueden observar las coordenadas pertenecientes a los 11 pozos inyectoros propuestos y los patrones iniciales de inyección junto con la totalidad de ubicación de los pozos de inyección.

¹⁵³ Ibid., p. 62.

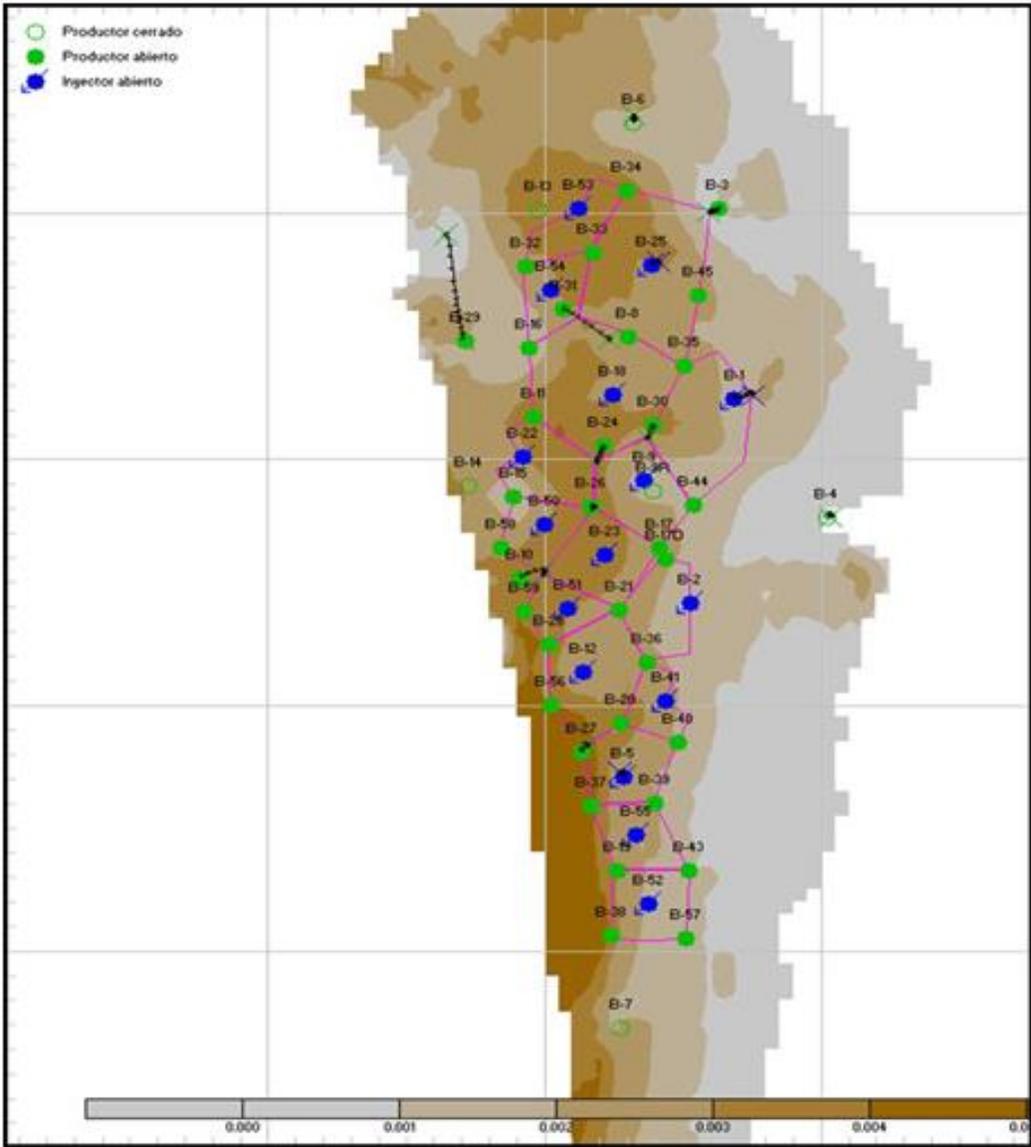
Figura 38. Coordenadas de pozos propuestos de inyección Fase II

Pozo	Coordenadas Fondo		Coordenadas Superficie		Tipo
	Norte	Este	Norte	Este	
BON-60	1319507.00	1074234.00	1319686.00	1074231.00	Iny
BON-61	1319827.00	1074409.00	1319952.00	1074357.00	Iny
BON-62	1319793.00	1074420.00	1319599.00	1074476.00	Iny
BON-63	1319471.00	1074218.00	1319399.00	1074112.00	Iny
BON-64	1319474.00	1074236.00	1319338.00	1074368.00	Iny
BON-65	1318983.00	1074352.00	1319166.00	1074194.00	Iny
BON-66	1318523.00	1074000.00	1318456.00	1074060.00	Iny
BON-67	1318162.00	1074143.00	1318246.00	1074212.00	Iny
BON-68	1318120.00	1074142.00	1317996.00	1074163.00	Iny
BON-69	1318124.00	1074154.00	1318019.00	1074435.00	Iny
BON-70	1318571.00	1074009.00	1318731.74	1073940.11	Iny

Fuente: CANDELA Sol Angel, CIFUENTES Daniel, BOHORQUEZ Sonia.
 Actualización plan de desarrollo campo bonanza. ECOPETROL S.A. 2014:82.
 p., 70.

Además de las coordenadas de los pozos inyectoros propuestos también se cuenta con un mapa estructural al tope de las formaciones a las cuales se inyecta agua, el cual muestra los pozos inyectoros ya perforados y los que aún se encuentran en planeación señalados en azul. En la figura a continuación también pueden visualizarse los patrones de inyección que se desean realizar.

Figura 39. Patrones de inyección Fase II Campo Bonanza



Fuente: ECOPETROL S.A. Inyección de agua campo bonanza. p., 3

3. ANÁLISIS DE DATOS DEL YACIMIENTO

En el siguiente capítulo se hace una descripción de las principales características de los yacimientos de las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas que siempre han sido las unidades productoras del campo, pero adicional de la Formación Lisama la cual se incorporó como alternativa de producción luego de la perforación del pozo B-50, y los subsecuentes pozos B-49, B-53 y B-55.

3.1 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

3.1.1 Mecanismo de producción. La producción del Campo Bonanza está relacionada principalmente a los yacimientos de las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas, para las cuales se ha identificado como mecanismo de producción Gas en Solución. Los aspectos que se tuvieron en cuenta para llegar a esa conclusión fueron los siguientes:

- La baja producción de agua, lo cual permite concluir la presencia de un acuífero de baja actividad.
- La rápida declinación en la presión, teniendo como presión inicial para la Formación Esmeraldas 1400 Psi y para la Formación Mugrosa 1200 Psi. Las presiones promedio actuales son 500 Psi y 300 Psi para las formaciones mencionadas anteriormente de manera respectiva.
- Y por último el comportamiento de la Relación Gas – Petróleo (GOR) del campo.

En los flancos de la estructura no se ha evidenciado la presencia de un acuífero de alta actividad, ni un efecto significativo de segregación gravitacional teniendo en cuenta los altos buzamientos de los yacimientos hacia el flanco de la estructura; adicional a esto, tampoco hay presencia de una capa de gas significativa aun con la alta declinación de la presión que se ha presentado en los dos yacimientos.¹⁵⁴

3.1.2 Factor de Recobro. Con base en un informe proporcionado por Ecopetrol S.A. y presentado a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en el año 2016, se tienen datos a Diciembre del mismo año para el Campo Bonanza en las Formaciones Mugrosa, Esmeraldas y Lisama una acumulación de producción de 21,76 Millones de Barriles de Petróleo (MBO) y 20,94 Gigapies cúbicos estándar de Gas (GPC), según formas 9.¹⁵⁵

¹⁵⁴ CANDELA. Op. cit., p.22.

¹⁵⁵ ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. Op. cit., p. 68.

Teniendo en cuenta estos valores el campo presentaba un factor de recobro de 10,75% que lo ubica en la franja baja para yacimientos de gas en solución, en este mecanismo de producción el factor de recobro oscila entre 12 y 25%. Es posible que este bajo recobro se explique por la rápida depleción de los yacimientos que se ve evidenciado en la pérdida de presión desde un valor original entre 1200 y 1500 Psi hasta un valor reciente entre 300 y 500 Psi, resultado de la rápida liberación del gas en solución.¹⁵⁶

En la siguiente tabla se muestran los factores de recobro acumulados teniendo en cuenta la producción acumulada a Diciembre 31 de 2016 y las Reservas 1P, 2P y 3P gross auditadas.¹⁵⁷

Tabla 5. Factor de recobro acumulado de petróleo del Campo Bonanza a Dic/2016

OOIP (Mbls)	Np (MBls)	Acumulado (Mbls)	FR (%)
Np @ Diciembre 31/16	21.76	21.76	10.75
1P	2.965	24.73	12.27
2P	4.554	26.31	13.06
3P	6.973	28.73	14.26

Fuente: ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. 2016.p., 69.

Actualmente se tiene un factor de recobro de 11.6%. Debido a este bajo factor de recobro se justifica un Plan de Desarrollo que se ha venido ejecutando desde 2010/2011 cuyo principal objetivo es el de adicionar volúmenes y reservas, buscando tener un factor de recobro último de 14.8%, mediante varios frentes que son perforación, workover y recuperación secundaria, y con el fin de mejorar de manera significativa el recobro de los volúmenes que están contenidos en los yacimientos del campo.¹⁵⁸

El proyecto llamado “Incremental por Perforación Adicional Campo Bonanza 2014 – 2015” contempla los siguientes proyectos en firme:

- Módulo 2 (Firme): Perforación, completamiento y puesta en producción de 21 pozos convencionales.

¹⁵⁶ Ibid., p. 68.

¹⁵⁷ Ibid., p. 68.

¹⁵⁸ CANDELA. Op. cit., p.33.

- Perforación horizontal (Firme): Perforación, completamiento y puesta en producción de 4 pozos horizontales.

Por su lado el recobro secundario y de inyección de agua contempla lo siguiente:

- Fase I de inyección de agua (Firme).
- Fase II de inyección de agua (Contingente).
- Inyección de agua mejorada (Contingente).

En la tabla a continuación se especifica el detalle del volumen de petróleo estimado para cada una de las actividades que conforman el Plan de Desarrollo Actual del campo y su correspondiente incremento en el factor de recobro.¹⁵⁹

Tabla 6. Volumen de petróleo estimado y FR para cada una de las actividades del Plan de Desarrollo del Campo Bonanza

ACTIVIDAD	VOLUMEN (MBPE)	FACTOR DE RECOBRO POR ACTIVIDAD (%)
Curva Básica	4.8	3.1
Pozos B-49 y B-50	0.5	0.3
Módulo 2, Etapa 1 Perf. 4 pozos	0.9	0.6
Módulo 2, Etapa 2 Perf. 12 pozos	2.8	1.8
Módulo Perforación Horizontal, 4 pozos	1.0	0.7
Fase I Inyección de agua	5.1	3.3
Fase II Inyección de agua	6.4	4.2
Agua mejorada	5.8	3.8

Fuente: CANDELA Sol Angel, CIFUENTES Daniel, BOHORQUEZ Sonia. Actualización plan de desarrollo campo bonanza. ECOPETROL S.A. 2014:82. p., 82.

3.1.3 Volumen de yacimiento. Los cálculos volumétricos de OOIP fueron realizados utilizando los LKO estimados del campo que se presentaron en la Tabla 7.¹⁶⁰ Los datos de volumen de roca, volumen poral y HPV que se presentan a continuación se obtuvieron a partir de los mapas de propiedades (Porosidad, Espesor Pay, Saturación de petróleo) que se elaboraron con base en información petrofísica estimada pozo a pozo y unidad por unidad.¹⁶¹

¹⁵⁹ Ibid., p. 82.

¹⁶⁰ ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. Op. cit., p. 66.

¹⁶¹ Ibid., p. 66.

Tabla 7. Cálculo de Volumen Poroso Saturado de Hidrocarburos (HPV) de las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas

UNIDAD	HPV (MBIs)	Volumen Poral (MBIs)	Volumen de Roca (MBIs)
M4	20.24	32.99	823.43
M3	7.68	13.12	182.50
M2	3.27	5.97	136.28
M1	3.24	5.65	103.32
E7	19.43	33.25	472.52
E6	22.60	35.28	363.29
E5	36.67	57.27	439.95
E4	33.49	55.43	635.04
E3	7.85	12.58	171.44
E2	4.72	8.52	112.47
E1	8.33	13.69	177.15
TOTAL	167.58	273.79	3617.45

Fuente: ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia P. Norte-Campo Bonanza. 2016. p., 66.

Tabla 8. Cálculo de Volumen Poroso Saturado de Hidrocarburos (HPV) de la Formación Lisama.

UNIDAD	HPV (MBIs)	Volumen Poral (MBIs)	Volumen de Roca (MBIs)
LIS4_B-II	2.17	4.23	6.76
LIS4_B-III	8.30	15.02	23.13
LIS4_Total	10.47	19.25	29.89
LIS5_B-I	0.61	1.03	1.55
LIS5_B-II	6.76	11.86	18.02
LIS5_B-III	15.02	20.46	28.96
LIS5_Total	22.39	33.35	48.53
OOIP (MBIs)	32.85	52.60	78.42

Fuente: ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia P. Norte-Campo Bonanza. 2016. p., 67.

3.2 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

La producción del Campo Bonanza está asociado a los yacimientos de las Formaciones Mugrosa, Esmeraldas y Lisama. En esta sección se hace una descripción de las principales propiedades de las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas que desde un comienzo han sido las formaciones interés, como se mencionó en la sección 1.3.5 se adicionó la Formación Lisama como alternativa de producción.

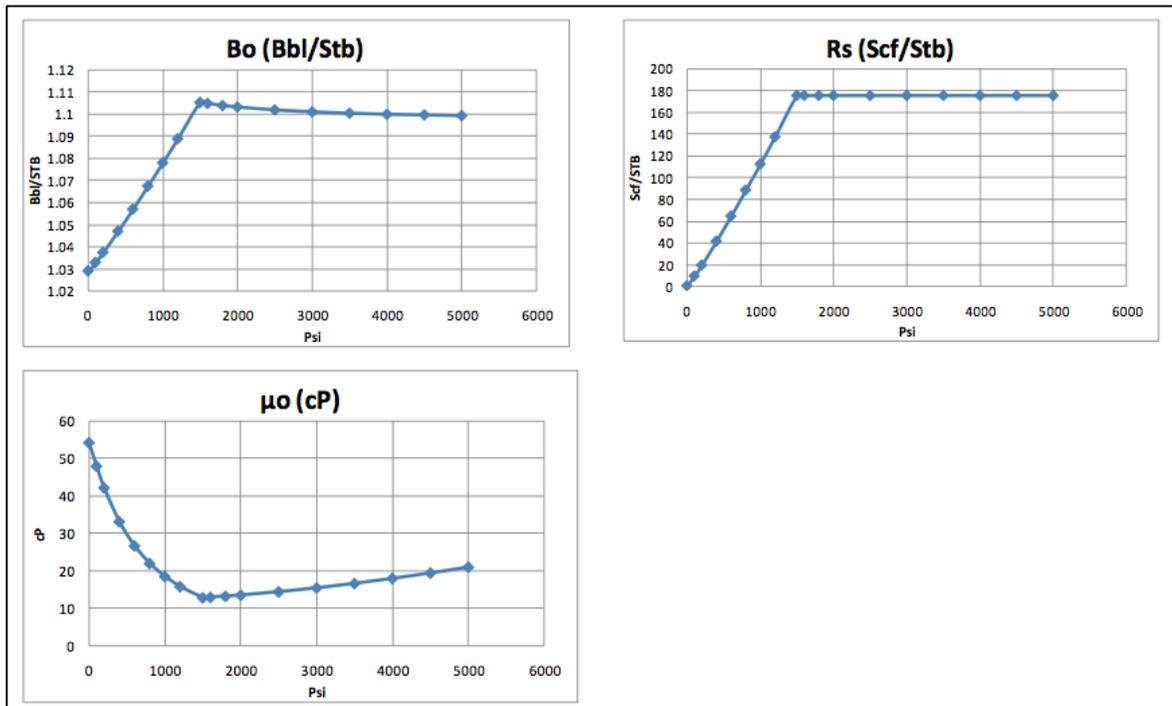
Tabla 9. Propiedades de los yacimientos asociados a las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas del Campo Bonanza

Propiedad	Campo Bonanza	
	Formación Mugrosa	Formación Esmeraldas
Viscosidad actual de petróleo en yacimiento, cP	33	41
Gravedad API, °API	20	21
Saturación Actual de Petróleo, fracción	0,36	0,48
Factor Volumétrico al inicio de la inyección de agua, Bo (BY/BN)	1,06	1,07
Factor Volumétrico inicial, Boi (BY/BN)	1,087	1,089
Saturación Actual de Agua, fracción	0,58	0,44
Saturación Actual de Gas, fracción	0,06	0,08
Saturación de Agua Irreducible, fracción	0,58	0,44
Saturación de Petróleo Residual, fracción	0,3	0,3
Espesor productor, ft	74	106
Permeabilidad promedio Yacimiento, MD	110	110
Tempertura promedio Yacimiento, °F	100	109
Presión Inicial Yacimiento, Psia	1200	1400
Datum (ft TVDss)	1750	2550
Presión Actual de Yacimiento, Psia	300	500
Presión de Burbuja, Psia	1500	1600
Profundidad de Formación, ft	1800	2650
Porosidad, %	26	25
Tipo de litología	Arenisca	Arenisca

Fuente: ECOPETROL S.A. Propiedades de los yacimientos del Campo Bonanza.

El modelo de fluidos de las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas se realizó con base en la información de dos (2) estudios PVT disponibles uno para cada formación (B-1 en 1964 y B-12 en 1969); con estos resultados se construyeron las siguientes figuras en las que se muestra el factor volumétrico del petróleo (B_o), la relación gas – petróleo (R_s) y la viscosidad del petróleo (μ_o) en función de la presión.¹⁶²

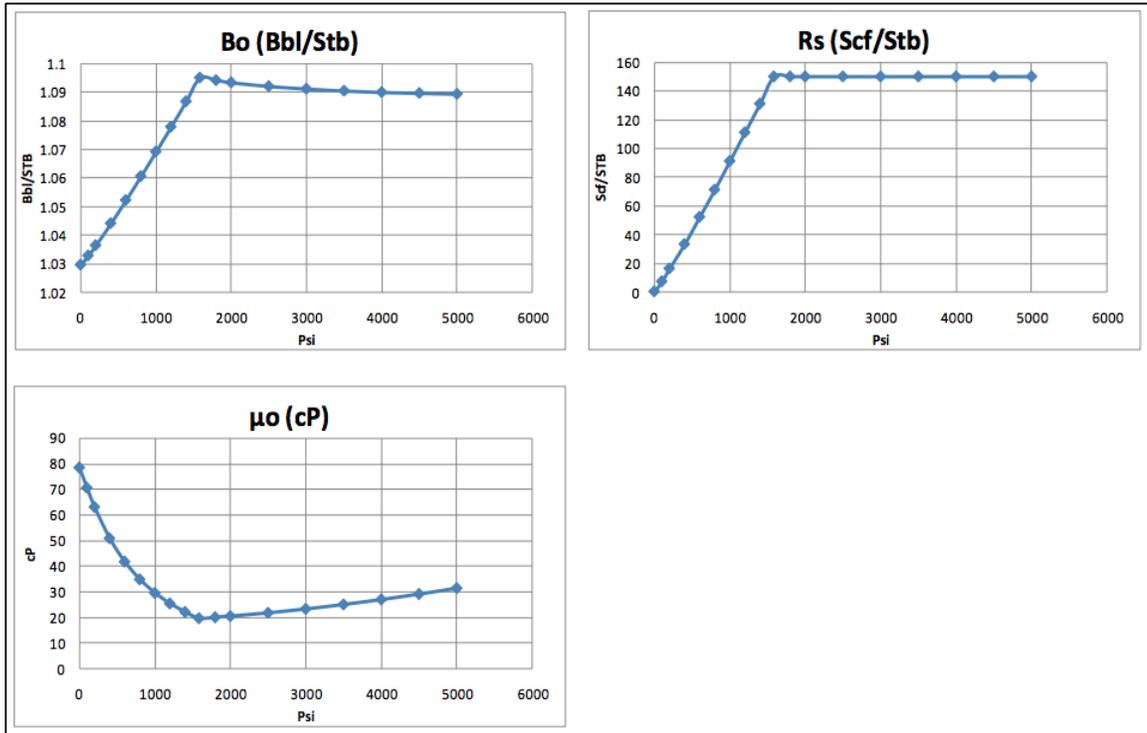
Figura 40. Propiedades PVT Petróleo de la Formación Mugrosa en el Campo Bonanza



Fuente: CANDELA Sol Angel, CIFUENTES Daniel, BOHORQUEZ Sonia. Actualización plan de desarrollo campo bonanza. *ECOPETROL S.A.* 2014:82. p., 29.

¹⁶² *ECOPETROL S.A.*, Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. Op. cit., p. 63.

Figura 41. Propiedades PVT Petróleo de la Formación Esmeraldas en el Campo Bonanza



Fuente: CANDELA Sol Angel, CIFUENTES Daniel, BOHORQUEZ Sonia. Actualización plan de desarrollo campo bonanza. *ECOPETROL S.A.* 2014:82. p., 29.

Para la Formación Mugrosa se estima una presión inicial de yacimiento de 1161 Psi a una profundidad de 1750 pies TVDss y una presión de burbuja de 1499 Psi. Posee un crudo con gravedad API de 20°API y una relación de gas en solución de 178 SCF/STB. Los datos de este PVT requieren una validación de representatividad.¹⁶³

Por su parte para la Formación Esmeraldas se estima una presión inicial de yacimiento de 1450 Psi a una profundidad de 2550 pies TVDss y una presión de burbuja de 1585 Psi. Posee un crudo con gravedad API de 21°API y una relación de gas en solución de 150 SCF/STB.¹⁶⁴

En la tabla a continuación se muestran las propiedades de roca y fluido que se utilizaron para el cálculo de OOIP y OGIP del Campo Bonanza.

¹⁶³ CANDELA. Op. cit., p. 28.

¹⁶⁴ Ibid., p. 28.

Tabla 10. Propiedades de Roca y Fluido utilizados para el cálculo de OOIP de las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas en el Campo Bonanza

FORMACIÓN	\emptyset	S_w	Net Pay	K
	(%)	(%)	(ft)	(MD)
MUGROSA	20	48	60	110
ESMERALDAS	21	48	174	110

Fuente: CANDELA Sol Angel, CIFUENTES Daniel, BOHORQUEZ Sonia. Actualización plan de desarrollo campo bonanza. *ECOPETROL S.A.* 2014:82. p., 32.

Para el caso de la Formación Lisama se registraron presiones entre 1000 y 1500 Psi.¹⁶⁵ Además la presión inicial que se tiene identificada para la Formación Lisama es 1850 Psi.¹⁶⁶

Para esta formación el Modelo PVT se basa en el muestreo de fondo del B-50 tomada con el pozo fluyendo y bajo condiciones estáticas y las muestras de separador de los pozos B-50 y B-53 que se tomaron en Julio del 2015.¹⁶⁷

En la siguiente tabla se pueden observar las propiedades de la Formación Lisama:

¹⁶⁵ *ECOPETROL S.A.*, Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. Op. cit., p. 49.

¹⁶⁶ *Ibid.*, p. 61.

¹⁶⁷ *Ibid.*, p. 64.

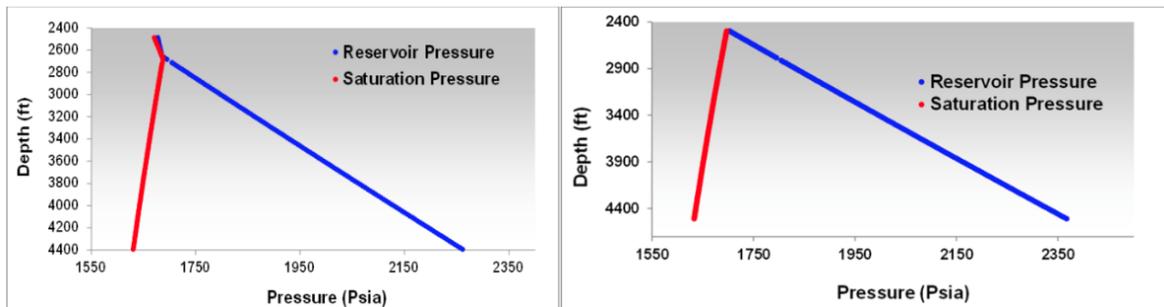
Tabla 11. Propiedades PVT petróleo Formación Lisama del Campo Bonanza

MUESTRA DE FONDO	PROFUNDIDAD MEDIA MUESTRAS	P YACIMIENTO	P BURBUJA	GOR (PVT)	DENSIDAD (PVT)	DENSIDAD PVT GRADIENTE PRESIÓN	GRADIENTE PRESIÓN DENSIDAD FLUIDO
	TVDss	Psia	Psia	SCF/BN	gr/cc	Psia/pie	
ESTÁTICA	3462	1920 - 1960	1807	550	0.77	0.333	0.31 a 0.33
DINÁMICA	3462	1920 - 1960	2140	660	0.75	0.325	0.31 a 0.33

Fuente: ECOPELROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia P. Norte-Campo Bonanza. 2016. p., 65.

A partir de la información extrapolada del PVT del pozo B-50 se pudo establecer, por su alto grado de saturación, que existen dos escenarios probables para el sistema de hidrocarburos presentes. En el primer modelo se tiene un yacimiento con capa de gas libre y en el otro escenario se tiene una capa de gas secundaria. En la **Figura 42** se muestra según la presión registrada estas dos alternativas. Conforme a esto, en el escenario más probable de GOC inicial este podría estar entre 2570 y 2800 pies TVDss.¹⁶⁸

Figura 42. Modelo de fluidos Formación Lisama del Campo Bonanza



Fuente: ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Provincia p. norte-campo bonanza. 2016. p., 65.

¹⁶⁸ Ibid., p. 65.

4. GENERALIDADES DE ACUÍFEROS

En este capítulo se presentan las características de un acuífero como lo son, condición de límite, grado de mantenimiento de presión, régimen y geometría de flujo del acuífero, así mismo se llevará a cabo la descripción y caracterización de las zonas hídricas posibles para la obtención de agua y continuar con el proceso de inyección en el campo.

Para poder realizar la descripción de las características de un acuífero es necesario definir acuífero y explicar los tipos de acuíferos que existen.

Un acuífero es una capa de agua que se almacena bajo la superficie de la tierra. Para que esto ocurra debe tener ciertas características. La fundamental es que la capa inferior sea impermeable y partir de allí el agua se acumula. La altura que alcanza el agua se llama nivel freático. El nivel freático puede encontrarse a diferentes profundidades, incluso en un mismo lugar, dependiendo de las características geológicas, la presión atmosférica y la meteorología.¹⁶⁹

4.1 TIPOS DE ACUÍFEROS

Los acuíferos se pueden clasificar:

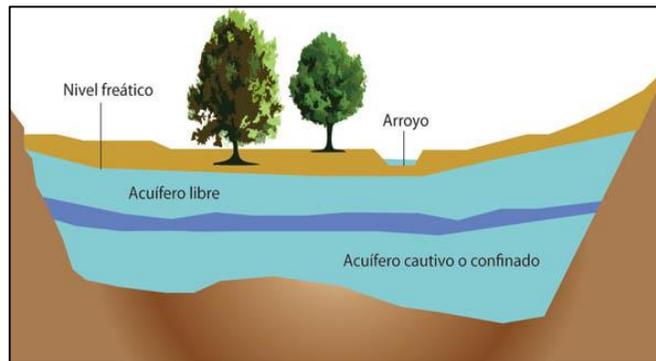
- Acuífero libre: Este es aquel que no está limitado por la presencia física de una barrera impermeable.¹⁷⁰ Además liberan agua por desaturación, es decir, el agua que ceden es la procedente del drenaje de sus poros.¹⁷¹ Esto puede visualizarse en la **Figura 43** a continuación:

¹⁶⁹ Acuíferos. <https://geografia.laguia2000.com/hidrografia/acuiferos>. Updated 2008. Accessed May 26, 2018.

¹⁷⁰ HERNANDEZ Anastacio. *Identificación del origen y control del agua producida*. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO; 2010. p.,7.

¹⁷¹ Sociedad geográfica de Lima, Global Water Partnership. *Aguas subterráneas - acuíferos*. Lima-Perú; ; 2011. https://www.gwp.org/globalassets/global/gwp-sam_files/publicaciones/varios/aguas_subterranas.pdf. Accessed May 26, 2018. p., 10.

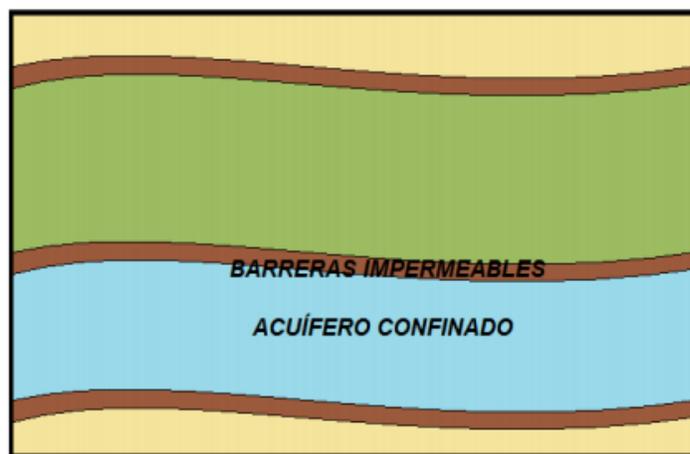
Figura 43. Acuífero libre



Fuente: Acuífero libre. <http://www.diccionario-medioambiente.org/DiccionarioMedioAmbiente/es/definicionVer.asp?id=35>. Accessed May 26, 2018.

- Acuífero confinado: Son aquellos acuíferos que se encuentran limitados por formaciones impermeables en la parte superior e inferior. Este tipo de acuífero puede ser observado en la siguiente figura.¹⁷²

Figura 44. Acuífero confinado

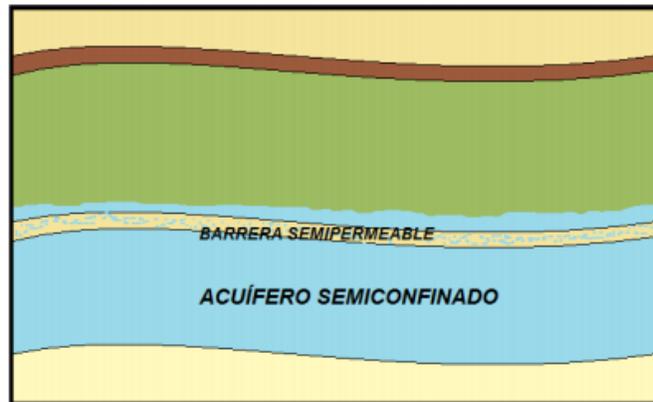


Fuente: HERNANDEZ Anastacio. Identificación del origen y control del agua producida. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO; 2010. p.,6.

¹⁷² HERNÁNDEZ. Op. cit., p.5.

- Acuífero semi confinado: Éste se puede considerar un caso particular de los acuíferos confinados, en los que las capas superiores e inferiores no son totalmente impermeables.¹⁷³ Dicha información puede observarse en la figura a continuación:

Figura 45. Acuífero Semiconfinado



Fuente: HERNANDEZ Anastacio. Identificación del origen y control del agua producida. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO; 2010. p.,7.

4.2 CARACTERÍSTICAS DE UN ACUÍFERO

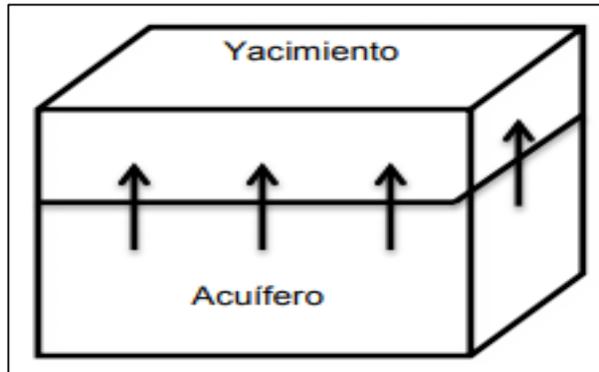
4.2.1 Geometría de flujo. Dentro de esta característica, se pueden clasificar los acuíferos en: subyacentes, lineales y radiales.

- Acuíferos subyacentes: Son aquellos que alimentan al yacimiento desde la parte inferior y dependen en gran medida de la permeabilidad vertical.¹⁷⁴ La geometría de flujo de este tipo de acuífero puede observarse a continuación en la **Figura 46.**

¹⁷³ SOCIEDAD GEOGRÁFICA DE LIMA. Op. cit., p. 10.

¹⁷⁴ PARRA José. *Interferencia entre yacimientos localizados en un acuífero común.* UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO; 2014. p., 10.

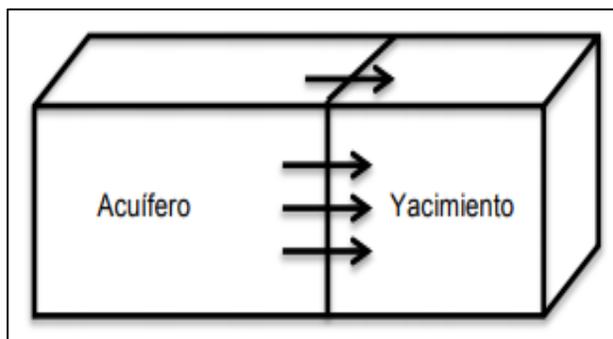
Figura 46. Acuífero subyacente



Fuente: PARRA José. Interferencia entre yacimientos localizados en un acuífero común. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO; 2014. p., 10.

- Acuíferos Lineales: Como su nombre lo indica el comportamiento de la geometría de flujo es lineal, es decir que el acuífero se comunica con un solo lado o flanco del yacimiento de manera lateral. ¹⁷⁵Este comportamiento puede observarse en la siguiente figura.

Figura 47. Acuífero lineal

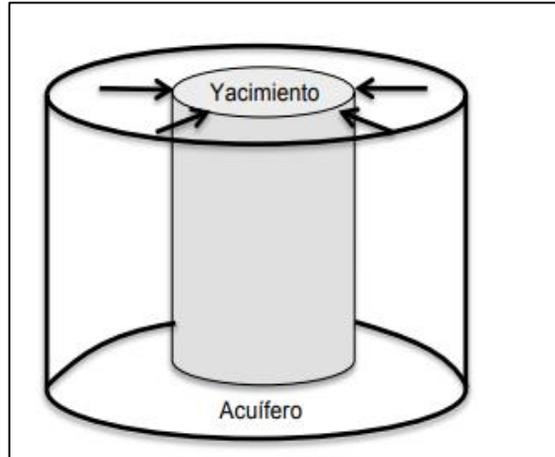


Fuente: PARRA José. Interferencia entre yacimientos localizados en un acuífero común. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO; 2014. p., 10.

¹⁷⁵ Ibid., p. 10.

- Acuíferos radiales: Este tipo de geometría encierra al yacimiento de forma parcial o total y es similar a una figura cilíndrica. ¹⁷⁶ Esto se puede apreciar en la **Figura 48** presentada a continuación.

Figura 48. Acuíferos radiales



Fuente: PARRA José. Interferencia entre yacimientos localizados en un acuífero común. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO; 2014. p., 10.

4.2.2 Condiciones de límite. Para la clasificación de acuíferos con respecto al límite que tienen, se pueden considerar dos tipos:

- Acuífero infinito: Por lo general las formaciones en cuanto a geología son finitas pero los cambios de presión pueden considerarse infinitos.

Un acuífero infinito es aquel en donde los cambios de la presión en el límite petróleo-acuífero nunca pueden ser sentidos en los límites externos. Este límite es para todas las intenciones y propósitos en una presión constante igual a la presión inicial del yacimiento. ¹⁷⁷

¹⁷⁶ Ibid., p. 10.

¹⁷⁷ Clasificación de los acuíferos. La Comunidad Petrolera Web site. <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/clasificacion-de-los-acuniferos-parte-2.html>. Updated 2009. Accessed May 27, 2018.

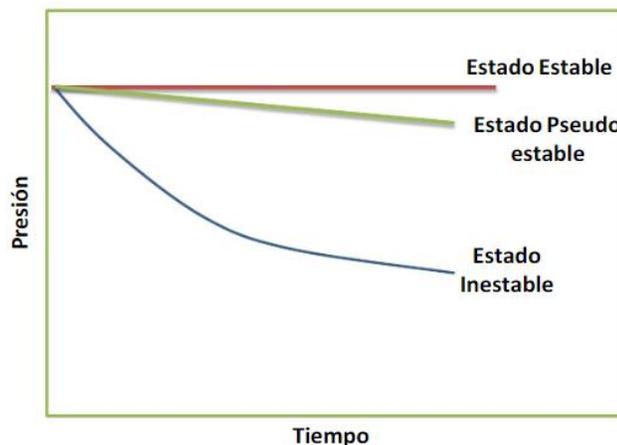
- Acuífero finito: Este tipo de acuífero siente el efecto de la declinación de la presión en el límite externo. La presión en el borde extremo cambia en función del tiempo.¹⁷⁸

4.2.3 Régimen de flujo. En el yacimiento existen tres tipos de tasa de influjo de agua, los cuales son:

- Estado estable: Es definido régimen estable si la presión en cualquier punto del yacimiento es constante y no cambia con el tiempo. ¹⁷⁹
- Estado pseudo estable: En este tipo de régimen la presión del yacimiento declina linealmente en función del tiempo.¹⁸⁰
- Estado inestable: Se refiere al flujo de fluidos en el cual el cambio de presión con respecto al tiempo en cualquier punto del yacimiento no es cero ni constante. ¹⁸¹Además cuando el cambio de presión se transmite a todo el yacimiento este reacciona de manera gradual.¹⁸²

Los tipos de régimen de flujo explicados anteriormente pueden ser observados en la **Figura 49** presentada a continuación:

Figura 49. Tipos de régimen de flujo en acuíferos



Fuente: RIBÓN Helena. ACUÍFEROS ingeniería de yacimientos. p., 18

¹⁷⁸ RIBÓN Helena. ACUÍFEROS ingeniería de yacimientos. p., 16.

¹⁷⁹ CLASIFICACIÓN DE LOS ACUÍFEROS. Op. cit.

¹⁸⁰ Ibid.

¹⁸¹ Ibid.

¹⁸² RIBÓN. Op. cit., p. 17.

4.2.4 Mantenimiento de grado de presión. Los acuíferos se pueden clasificar en tres tipos con respecto a su mantenimiento de grado de presión. Los tres tipos son:

- Acuífero activo: El influjo de agua es igual a la tasa total de producción. Los yacimientos con este tipo de acuíferos tienen una declinación de presión lenta y gradual. Por lo general su radio es diez veces mayor que el radio del yacimiento.¹⁸³
- Acuífero Parcial: Este acuífero tiene una calidad menor en términos de poros o al bajo valor de volumen con respecto a un acuífero activo. En él se produce una expansión limitada del agua.¹⁸⁴
- Acuífero limitado: En este tipo de acuífero la caída de presión durante el tiempo de producción es notoria, debido a que el acuífero no da una respuesta a la caída de presión para ser compensada.¹⁸⁵

4.3 CARACTERIZACIÓN DE ACUÍFEROS DE LA ZONA

En esta sección se llevará a cabo la caracterización de los acuíferos prospectivos para la continuación del proyecto de inyección de agua en el Campo Bonanza ya que sin dicha caracterización no es posible la selección correcta de la fuente hídrica debido a que se tendrán en cuenta factores como: ubicación de los acuíferos en el campo, tipo de acuífero, condición de límite, similitud de características de los acuíferos con respecto a las formaciones que serán inyectadas, cálculo de potencial volumétrico, entre otros conceptos que son indispensables para la caracterización de un acuífero.

4.3.1 Identificación de fuentes hídricas prospectivas. Al principio, con base en la Figura 10 se pensó en la Formación La Paz como un posible acuífero a ser evaluado para la captación del agua; ya que, como se mencionó anteriormente es una formación acuífera con porosidad primaria de areniscas carbonosas, lutitas con capas de carbón y sedimentitas continentales. Sin embargo, luego de hablarlo con el geólogo del Campo Bonanza, se descartó porque dicha formación no se encuentra en el campo, es decir se depositó pero luego se erosionó.

Luego se realizó una línea base para identificar con lo que se contaba en términos de agua, de lo cual se mapeó el Grupo Real debido a que los pozos abastecedores (ABA-2, ABA-3 Y ABA-4) producen de dicha formación. Para poder producir dichos

¹⁸³ Acuíferos en yacimientos de petróleo. <https://acuifers-20112.wikispaces.com/Acuiferos+en+Yacimientos+de+Petroleo>. Accessed May 27, 2018.

¹⁸⁴ GARCÉS Mauricio. Empuje por agua. prezi.com Web site. <https://prezi.com/p14lnos6truh/empuje-por-agua/>. Updated 2013. Accessed May 27, 2018. p., 8.

¹⁸⁵ Acuíferos en yacimientos de petróleo. Op. cit.

pozos se tienen las siguientes resoluciones otorgadas por la Corporación Autónoma Regional para la defensa de la Meseta de Bucaramanga, presentadas en la **Tabla 12**:

Tabla 12. Resoluciones para producir los pozos abastecedores

Pozo	Resolución/ Fecha terminación	Caudal autorizado
ABA – 2	Resolución 001164 – 2015 / 25	2174 BWPD
ABA – 3	Noviembre 2025	4348 BWPD
ABA – 4	Resolución 0981 – 2012 / 14 Agosto 2022	8152 BWPD
TOTAL OFERTA	14.674 BWPD	

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la **Tabla 12** por resolución se cuentan con 14.674 BWPD con los pozos abastecedores ABA-2, ABA-3 y ABA-4. El volumen que se autorizó para cada pozo abastecedor se otorgó con base en un estudio hidrogeológico realizado por Ecopetrol. (Evaluación Hidrogeológica en los Campos de la GRM y GCO: Provincia, Bonanza, Tisquirama, San Roque y Sardinata). El pozo ABA-1 dejó de abastecer la inyección por problemas con su mala calidad.

Mediante un balance hídrico presentado en la **Figura 50** se puede evidenciar el total de la demanda y de la oferta de agua para el Campo Bonanza.

Como ya se había observado en la **Tabla 12**, la Resolución 001164 de 2015, que aplica para los pozos ABA-2 y ABA-3, tiene fecha de terminación el 25 noviembre 2025, ¹⁸⁶y la Resolución 000981 de 2012 del pozo ABA-4 el 14 agosto 2022 ¹⁸⁷; ambas resoluciones fueron otorgadas por 10 años razón por la cual en la **Figura 50** a partir del año 2023 el déficit de cantidad de agua aumentará considerablemente por la terminación de la Resolución 000981 de 2012, ya que se dejaría de contar con 8152 BWPD. Y de igual manera a partir del año 2026, se presenta una disminución de la oferta de agua de aproximadamente 6334 BWPD que se asocian

¹⁸⁶ Corporación Autónoma Regional para la defensa de la Meseta de Bucaramanga. Resolución 001164. 2015. p., 11.

¹⁸⁷ Corporación Autónoma Regional para la defensa de la Meseta de Bucaramanga. Resolución 000981. 2012. p., 9.

a la terminación de la Resolución 001164 de 2015 de los pozos ABA-2 y ABA-3. Sin embargo, estas resoluciones son prorrogables según la siguiente información:

Resolución 001164 – 2015 - ARTÍCULO OCTAVO: La presente concesión se otorga por el término de diez (10) años, contados a partir de la ejecutoria de la presente resolución, prorrogables a solicitud del interesado dentro del último año de su vigencia.¹⁸⁸

Resolución 000981 – 2012 - ARTÍCULO OCTAVO: La presente concesión se otorga por el término de diez (10) años, contados a partir de la ejecutoria de la presente resolución, prorrogables a solicitud del interesado dentro del último año de su vigencia.¹⁸⁹

A pesar de que se contara con la prorrogación de las resoluciones mencionadas anteriormente, se sigue presentando la necesidad de buscar otra fuente de donde tomar el recurso hídrico, lo cual es el objetivo de este proyecto, ya que, como se observa en la **Figura 51**, aun contando con los volúmenes de agua producidos por los abastecedores, el balance de BWPD disminuye, pero sigue con valores negativos.

En este punto se podría obtener el volumen faltante de agua perforando nuevos pozos abastecedores provenientes del Grupo Real, lo cual se haría con nuevas concesiones, pero entra un factor importante a tener en cuenta, y es el daño que se le ocasiona a las formaciones Mugrosa y Esmeraldas al inyectarles el agua proveniente del Grupo Real, esto se puede entender mejor con la **Tabla 13**.

¹⁸⁸ RESOLUCIÓN 001164. Op. cit. p., 11.

¹⁸⁹ RESOLUCIÓN 000981. Op. cit. p., 9.

Figura 50. Balance hídrico para el Campo Bonanza

BONANZA		<i>Cifras en BWPD</i>													
CAMPO	TIPO DE RECOBRO	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
TOTAL DEMANDA		4,557	4,200	16,809	30,438	32,730	32,722	32,722	32,722	32,722	32,722	32,722	32,434	28,847	25,155
Inyección		4,557	4,200	16,809	30,438	32,730	32,722	32,722	32,722	32,722	32,722	32,722	32,434	28,847	25,155
BONANZA	BASICA	4557	4,200	8,404	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	9,856	8,062	6,217
BONANZA	INY AGUA		-	8,404	20,438	22,730	22,722	22,722	22,722	22,722	22,722	22,722	22,578	20,785	18,939
Otros usos				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL OFERTA		4,596	14,783	15,338	17,299	24,182	27,595	19,811	20,114	20,358	14,024	14,175	13,812	12,450	11,355
Concesión		4,557	14,673	14,673	14,673	14,673	14,673	6,521	6,521	6,521	-	-	-	-	-
Resolución 001164-2015	15/12/2025 Pz.ABA 2 y 3	2741	6,521	6,521	6,521	6,521	6,521	6,521	6,521	6,521					
Resolucion 0981-2012	14/08/2022 Pz. ABA4	1,816	8,152	8,152	8,152	8,152	8,152								
Agua de producción		39	110	666	2,626	9,510	12,922	13,290	13,593	13,837	14,024	14,175	13,812	12,450	11,355
BONANZA	BASICA	39	103	137	127	128	128	126	123	119	116	112	108	106	104
BONANZA	INY AGUA		-	520	2,493	9,377	12,791	13,161	13,468	13,716	13,907	14,062	13,703	12,343	11,251
BONANZA	WORKOVER		8	8	6	5	4	3	2	2	1	1	1	1	0
Balance BWPD		39	10,583	-1,470	-13,139	-8,548	-5,127	-12,911	-12,608	-12,364	-18,698	-18,547	-18,623	-16,397	-13,801
Balance Lt/sg		0.07	19	-3	-24	-16	-9	-24	-23	-23	-34	-34	-34	-30	-25

Fuente: ECOPETROL S.A. Balance hídrico Campo Bonanza.

Figura 51. Balance hídrico para el Campo Bonanza con prorrogación de resoluciones.

BONANZA		<i>Cifras en BWPD</i>													
CAMPO	TIPO DE RECOBRO	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
TOTAL DEMANDA		4,557	4,200	16,809	30,438	32,730	32,722	32,722	32,722	32,722	32,722	32,722	32,434	28,847	25,155
Inyección		4,557	4,200	16,809	30,438	32,730	32,722	32,722	32,722	32,722	32,722	32,722	32,434	28,847	25,155
BONANZA	BASICA	4557	4,200	8,404	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	9,856	8,062	6,217
BONANZA	INY AGUA		-	8,404	20,438	22,730	22,722	22,722	22,722	22,722	22,722	22,722	22,578	20,785	18,939
Otros usos				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL OFERTA		4,596	14,783	15,338	17,299	24,182	27,595	19,811	20,114	20,358	14,024	14,175	13,812	12,450	11,355
Concesión		4,557	14,673	14,673	14,673	14,673	14,673	14,673	14,673	14,673	14,673	14,673	14,673	14,673	14,673
Resolución 001164-2015	15/12/2025 Pz.ABA 2 y 3	2741	6,521	6,521	6,521	6,521	6,521	6,521	6,521	6,521	6,521	6,521	6,521	6,521	6,521
Resolucion 0981-2012	14/08/2022 Pz. ABA4	1,816	8,152	8,152	8,152	8,152	8,152	8,152	8,152	8,152	8,152	8,152	8,152	8,152	8,152
Agua de producción		39	110	666	2,626	9,510	12,922	13,290	13,593	13,837	14,024	14,175	13,812	12,450	11,355
BONANZA	BASICA	39	103	137	127	128	128	126	123	119	116	112	108	106	104
BONANZA	INY AGUA		-	520	2,493	9,377	12,791	13,161	13,468	13,716	13,907	14,062	13,703	12,343	11,251
BONANZA	WORKOVER		8	8	6	5	4	3	2	2	1	1	1	1	0
Balance BWPD		39	10,583	-1,470	-13,139	-8,548	-5,127	-4,759	-4,456	-4,213	-4,025	-3,874	-3,950	-1,724	872
Balance Lt/sg		0.07	19	-3	-24	-16	-9	-9	-8	-8	-7	-7	-7	-3	2

Fuente: ECOPETROL S.A. Balance hídrico Campo Bonanza. Modificado por autores.

Tabla 13. Datos de salinidad

Unidad	Salinidad (ppm)
Pozos ABA -1 y ABA-2 (PW-1 y PW-2)	< 100 ¹
Formación Esmeraldas	3700 ²
Formación Mugrosa	2700 ²
Agua de producción Campo (Tomada de un Gun Barrel)	7600 ¹

Fuente: ¹ PACHÓN Zarith, NARANJO Carlos, ROJAS Jorge, VILLAR Alvaro, PEDRAZA Yolanda. Factibilidad experimental de inyección de agua campo bonanza-informe final. *ECOPETROL S.A.* 2009:110. p., 16. *ECOPETROL S.A.* Bonanza fisicoquímicos. 2016. p., 4.

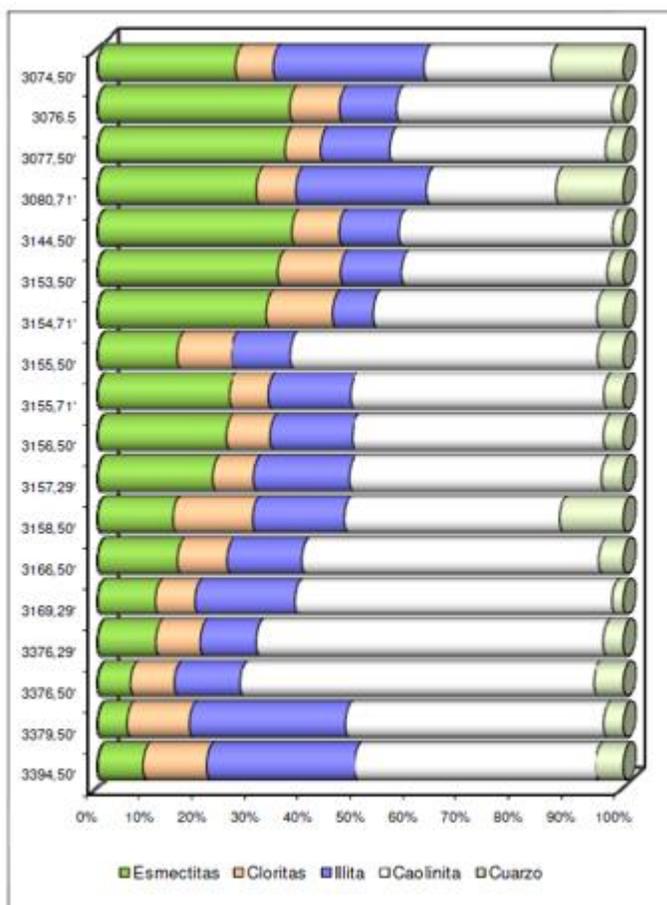
Como se puede concluir de la **Tabla 13** el agua que se obtiene de los pozos ABA-1 y ABA-2 es de poca salinidad considerándose agua dulce, aquí es importante tener en cuenta la naturaleza litológica de las formaciones Mugrosa y Esmeraldas, los minerales arcillosos que predominan en estas formaciones corresponden a Esmectitas, Kaolinitas e Ilitas. En la siguiente figura se observa el área superficial y los principales problemas que estos minerales arcillosos causan al yacimiento.

Figura 52. Minerales arcillosos presentes en el Yacimiento

Mineral	Area superficial (m ² /gm)	Principales problemas al yacimiento
Kaolinita	20	Finos que migran y se concentran en las gargantas de poros causando severo taponamiento y por ende perdida de permeabilidad
Clorita	100	Son extremadamente sensible al ácido y a aguas oxigenadas. Precipitarán elementos gelatinosos Fe(OH) ₃ los cuales no traspasarán las gargantas de poros
Ilita	100	Taponara las gargantas de poro mientras otros finos migraran a través del medio poroso. Los finos de iones de potasio cambiarán a una arcilla expandible
Esmectita	700	Sensibles al agua, 100% expandibles. Causa perdida de microporosidad y permeabilidad.
Mezclado	100-700	Finos que hacen grumos y puentean a lo largo de los poros reduciendo la permeabilidad.

Fuente: *ECOPETROL S.A. ANÁLISIS AFECTACIÓN RECOBRO DE PETRÓLEO POR DAÑO EN LA FORMACIÓN POR LA INYECCIÓN DE AGUA.* p., 6.

Figura 53. Composición Fracción menor de 2 Micras.



Fuente: ECOPETROL S.A. ANÁLISIS AFECTACIÓN RECOBRO DE PETRÓLEO POR DAÑO EN LA FORMACIÓN POR LA INYECCIÓN DE AGUA. p., 6.

Para resaltar de la **Figura 52** se tiene que la Esmeclita es un mineral arcilloso sensible al agua que se expande cuando entra en contacto con agua dulce, causando tanto la pérdida de microporosidad como de permeabilidad, y de la **Figura 53**, se evidencia que dicho mineral arcilloso, junto con la Kaolinita y, en menor proporción, la Illita, están presentes en el yacimiento. El eje vertical corresponde a la profundidad en la cual se tomó la muestra y el eje horizontal el % de presencia del mineral en el log tomado como muestra.

Continuando con la identificación de acuíferos prospectivos, se tiene que luego de haber realizado una revisión exhaustiva de la información relacionada con la producción histórica de los 54 pozos del Campo Bonanza, entre los cuales hay productores e inyectores, declarada mediante Formas 9, se pudo realizar una

selección de los pozos que han tenido durante su vida productiva puntos altos de producción de agua.

Este análisis comenzó con el cálculo de la Relación Gas – Petróleo (GOR por sus siglas en inglés), el porcentaje de BSW y la tasa de líquido producido, todo esto para cada pozo. Con estos datos se realizaron las gráficas que relacionaban la tasa de petróleo, la tasa de líquido, en barriles, y el porcentaje de BSW con el tiempo de producción para cada pozo (**Ver ANEXO A**). Todo esto con el fin de identificar los pozos que habían tenido un alto porcentaje de BSW, claro está teniendo en cuenta la tasa de líquido. El motivo de este análisis fue la identificación de una zona prospecto del campo al ubicar dichos pozos en el mapa estructural y visualizar dicha zona objetivo.

Posteriormente esta selección se completó con el cálculo del Petróleo Producido (N_p) y Agua Producida (W_p), con este último se validaron pozos seleccionados anteriormente, se tomó como criterio de selección datos de W_p mayor a 1000 BWPD, cabe resaltar que no es mucho comparado con lo que se requería para el proyecto, pero era un valor que permitiría reducir la población objetivo de estudio. Adicional a esto se reunieron comentarios de la persona encargada de cargar y actualizar la información del campo en Sahara, software que contiene información del campo, quien nos mencionó eventos relevantes que ocurrieron en algunos pozos lo cual amplió de manera integral la selección; siguiendo esto se tuvieron en cuenta tres criterios para seleccionar pozos objetivos.

Como resultado de este análisis se obtuvieron 14 pozos que representaban una gran parte de los pozos del campo.

Tabla 14. Selección preliminar pozos objetivo de estudio.

Pozo	Fecha	Días	Petróleo (bpd)	Gas (kpcd)	Agua (bpd)	BSW%	Wp (bpd)	Np (bpd)	Datos Históricos De Producción De Agua Alta
1	31/11/2011	30	22.53	0.52	10.63	32.06	20873	64339.9	*1968 Producción agua 103 BI - 1971 Producción agua 100 BI - 1986 Producción agua 130 BI - 1972 Producción 140 BI agua
2	31/08/2017	31	43.35	31.3	2.64	5.74	3936.9	68005.2	*1966 Producción agua 53 BI
3	30/06/2009	4.25	1.64	0.07	0.02	1.2	154.2	23623.3	
4	30/06/1968	21	29.4	25.2	0.27	0.91	0.59	385.65	
5	29/02/2012	29	61.42	96.56	0.04	0.07	262.91	42673.4	
7	31/07/1967	10	24.45	10.26	12.32	33.51	14.32	78.92	
8	31/08/2017	30.9	44.64	78.56	0.01	0.02	158.15	36510.8	
9	31/07/2008	24.8	84.15	8.21	40.92	32.72	3041.8	64735.5	*1996 Producción promedio 60 BI de agua - 2008 Producción promedio 50 BI agua
10	30/06/2017	0	0.33	0	0	0	123.27	52350.5	*30-09-16 anterior dato
11	30/09/2016	27	0	0.75	4.18	100	1434.5	26301.5	*1969 Producción agua por 30 días 739 BI agua - 2016 Producción 83 BI agua - A partir 2015 produce sólo agua y gas. Desde 1969 se coloca tapón en Lisama
12	29/02/2012	8.8	15.49	43.16	0.01	0.06	85.13	57336.1	
13	31/08/1970	4	11.74	1.94	1.29	9.9	16.12	232.52	
14	31/07/1983	1	0.58	1.29	0	0	22.06	2314.4	
15	30/04/2017	13	11.61	3.64	0.01	0.09	113.13	14710.7	Alta producción de gas

Tabla 15. (Continuación)

Pozo	Fecha	Días	Petróleo (bpd)	Gas (kpcd)	Agua (bpd)	BSW%	Wp (bpd)	Np (bpd)	Datos Históricos De Producción De Agua Alta
16	31/05/2010	10	4.02	17.93	0	0	168.71	6393.58	*2009 - 41 BI agua
17	31/08/2017	31	50.69	64.92	0.42	0.82	9527.7	42348.3	*1975-1980 Producción promedio de 120 BI agua
18	31/08/2017	17.7	8.34	6.93	0	0	81.47	30790.9	
19	31/08/2017	31	22.45	22.1	0	0	867.25	24303.4	
20	31/08/2017	31	6.65	11.18	0	0	43.24	13517.5	
21	31/08/2017	30.9	51.64	58.15	0	0	1255.9	13271.8	
22	31/10/2009	16	0.23	0.18	0.37	62.67	522.85	1509.31	*1985 Producción promedio de 170 BI agua
23	31/01/2012	25	80.59	190.62	0.09	0.11	29.42	9077.45	
24	31/08/2017	31	25.78	76.67	0	0	34.31	6482.24	
25	31/08/2017	31	28.2	40.17	0.09	0.32	55.18	7074.7	
26	31/08/2017	31	55.74	107.16	0	0	44.74	9086.45	Alta producción de gas
27	31/08/2017	31	153.76	25.97	0.12	0.08	138.46	22511.6	
28	31/08/2017	30.8	92.09	59.91	0	0	116.52	9713.17	
29	31/12/2008	2	0.74	2.58	0.09	10.84	29.66	126.98	
30	31/08/2017	31	108.99	83.68	0.13	0.12	70.78	5197.61	
31	31/08/2017	30.9	22.74	76.69	0.34	1.47	244.42	10094.7	
32	31/08/2017	30.4	21.97	103.53	0.03	0.14	107.04	2597.14	
33	31/08/2017	31	8.72	40.43	0	0	8.23	1266.59	
34	31/08/2017	31	55.84	24.31	0	0	3.97	1423.66	
35	31/08/2017	30.9	72.24	57.39	0.18	0.25	160.18	4572.03	
36	28/02/2017	14	4.83	24.67	23.22	82.05	150.82	3534.73	
37	31/08/2017	31	21.78	19.13	0	0	27.01	3112.02	
38	31/08/2017	31	29.54	20.38	0.02	0.07	99.42	3739.07	

Tabla 16. (Continuación)

Pozo	Fecha	Días	Petróleo (bpd)	Gas (kpcd)	Agua (bpd)	BSW%	Wp (bpd)	Np (bpd)	Datos Históricos De Producción De Agua Alta
39	30/09/2016	27	0	0.75	6.46	100	960.48	1887.58	*2016 Producción 128 BI agua
42	31/10/2016	31	13.79	40.13	6.37	31.6	202.75	744.94	*2016 Producción 112 BI agua
43	31/08/2017	31	125.34	50.89	0.4	0.32	38.02	2841.23	
44	31/08/2017	31	74.57	24.87	4.95	6.22	516.95	2504.28	*2016 Producción 178 BI agua
45	31/08/2017	31	80.14	25.07	1.74	2.13	13.73	2349.18	
47	31/08/2017	31	18.99	15.93	0.42	2.16	1.24	203.11	
48	30/11/2015	10	2.52	0.95	0.35	12.2	11.92	57.21	
49	31/08/2017	1.92	1.97	52.65	0	0	3.53	5322.21	
50	31/08/2017	31	333.72	657.1	0.02	0.01	4.67	7805.35	
52	31/08/2017	31	32.41	21.6	2.95	8.34	358.14	1181.21	*2016 Producción 156 BI agua
53	31/08/2017	31	192.32	985.58	0.01	0.01	3.46	6206.21	
54	31/08/2017	31	5.61	19.84	0	0	26.62	532.13	
55	31/08/2017	31	191.94	802.04	3.89	1.99	144.05	5208.92	
57	31/08/2017	31	91.32	79.5	0.01	0.01	1.46	2123.16	
59	31/08/2017	31	54.24	22.72	0.03	0.06	2.14	1135.65	
9R	31/08/2017	31	41.46	23.17	1.69	3.92	588.07	3975.39	*2016 Producción 84 BI agua

Fuente: Elaboración propia.

Convenciones 1ra selección: según historial de producción

Convenciones 2da selección: según Wp > 1000 BI

 Pozos inyectoros

 Selección de pozos con historial de producción de agua alta

Convenciones 3ra selección: revisión estados mecánicas y pruebas



Como se puede observar en la anterior tabla se tienen seleccionados 14 pozos, sin tener en cuenta los pozos B-1, B-5, B-12, B-22 y B.23 que son los pozos inyectoros. Dentro de los pozos seleccionados se encuentran los pozos B-2, B-4, B-9, B-11, B-17, B-21, B-25, B-28, B-30, B-39, B-42, B-44, B-52, B-9R.

El pozo B-2 fue seleccionado luego de identificar que durante su vida productiva ha presentado producción de agua principalmente en los años 1966 con 53 Barriles de agua por día (BWPD) por alrededor de 26 días, adicional entre 1983 y 1986 mostró producciones cercanas a las 30 BWPD por aproximadamente 25 días. Luego este pozo se validó mediante el segundo criterio al presentar un $W_p > 1000$ BWPD ya que tiene 3936.86 BWPD.

Los pozos B-4, B-25, B-28 y B-30 fueron tenidos en cuenta luego de una reunión dada entre las tesis y la persona encargada de cargar y actualizar la información del campo en Sahara. Es importante aclarar que estos pozos no habían sido tenidos en cuenta ya que mediante la información de producción histórica del campo no se podía observar por ejemplo que el pozo B-4 cuando fue perforado se vino en agua.

En el caso del pozo B-9 fue seleccionado ya que cumplía dos criterios los cuales son datos de producción alta en 1996 con 66 BWPD por 27 días y en 2008 60 BWPD promedio por 31 días, y con un W_p de 3041.78 BWPD.

Se destaca la selección del pozo B-11 por su alta producción de agua el 31-07-1969 con 130.26 BWPD por 30 días y el 31-08-1969 de 739.45 BWPD por 27 días, en este dato se tiene un BSW de 75%, siendo este el motivo de considerar este pozo como objetivo primordial de estudio. Más adelante se mencionarán otros aspectos que han llevado a considerar este pozo como candidato para realizársele pruebas y establecer las características y potencial de la Formación Lisama. Bajo el criterio de $W_p > 1000$ BWPD se confirmó el pozo al tener un dato de 1434.48 BWPD.

El pozo B-17 fue seleccionado por presentar entre 1975 y 1980 una producción promedio de 121 BWPD por aproximadamente 30 días destacando como pico más alto la producción del 31-01-1977 que fue de 200.26 BWPD, validándose esta selección al tener un W_p de 9527.74 BWPD.

Continuando con el pozo B-21 presenta un W_p mayor a 1000 BWPD con un valor de 1255.91 BWPD.

Tomando el pozo B-39, seleccionado por presentar un dato alto de producción en el año 2016 de 128.88 BWPD por 30 días, el cual más adelante se descartará por asociarse su producción de agua al patrón de inyección del pozo B-5.

Para el grupo de pozos B-42, B-44, B-52, B-9R se encontró que para el año 2016 todos presentaron picos de producción de 112 BWPD por 30 días, 178 BWPD por

30 días aproximadamente, 156.69 BWPD por 29 días y 84.81 BWPD por 30 días, respectivamente.

Era necesario realizar una nueva revisión de la selección por lo que se tuvo en cuenta la información actualizada del campo contenida en Sahara, como datos de producción, estados mecánicos de los pozos junto con las intervenciones realizadas, mapa estructural del campo, y demás información relevante del mismo. Se evidenció que al comparar los datos de producción contenidos en las Formas 9 con los datos cargados en Sahara se encontraron inconsistencias las cuales se deben a que en el campo no se medía correctamente la producción de agua, razón por la cual se decidió confiar en la información de las pruebas de producción cargadas en el software, este nuevo parámetro obligó a validar la veracidad de los criterios de selección que se habían tenido en cuenta anteriormente, llevando a que se tomara pozo por pozo y se revisara caudal de agua (Qw), intervenciones, perfiles y, debido a lo observado en el pozo B-11, los pozos completados hasta la Formación Lisama por su posible potencial acuífero. De esta segunda fase de análisis se obtuvo la **Tabla 15**.

Se puede observar que se tienen pozos que han sido confirmados, como también hay pozos que se descartaron y pozos que se agregaron con esta nueva selección.

Iniciando con los pozos que se confirmaron se tiene el pozo B-2, el cual permanece por presentar producción de agua de las formaciones Esmeraldas y Lisama cuando fue perforado en el año 1964, según información de Sahara para el caso de la Formación Esmeraldas la producción se asoció a las unidades E5 y E1 reportando salinidades de 3300 ppm y 13800 ppm, respectivamente; y para la Formación Lisama se asoció a las unidades L9 y tope de L10 con salinidades de 13800 ppm y 16800 ppm, respectivamente. El pozo B-11, como se mencionó anteriormente está dentro de la selección por la alta producción que presentó en 1969 de 739 BWPD según Formas 9, sin embargo, Sahara reporta 780BWPD, esto llevó a que se aislara la zona lo que ocasionó la disminución de la producción de agua. Adicional este pozo está completado, desde su perforación en el año 1969 hasta la Formación Lisama y lo más importante es que está en ruta a ser intervenido.

El pozo B-17 se confirma tras validar con Sahara la alta producción de agua que presentó entre junio de 1975 y Julio de 1980 de 120 BWPD en promedio. Es importante resaltar que esta producción no se asocia al patrón de inyección del cual hace parte el pozo.

En Sahara se pudo validar que el pozo B-21 presentó en el año 1995 una producción de 68.58 BWPD durante 18 días, pero también reportó entre 2008 y 2009 producciones de agua de 111 BWPD, 93 BWPD y 67 BWPD asociadas a la unidad E5 de la Formación Esmeraldas.

El pozo B-42 reportó en Sahara una producción de 112 BWPD en el año 2016, dato que no se ve afectado por la inyección de agua ya que no hace parte de ningún patrón de inyección, además está completado hasta la Formación Lisama.

El pozo B-44, como el anterior pozo, son pozos nuevos que pertenecen a la campaña de perforación del año 2015. Con Sahara se pudo validar el dato de producción de agua de 178 BWPD durante 30 días en el año 2016, los cuales no se asocian a un patrón de inyección. Y finalmente para el pozo B-52 se validó con Sahara las producciones del año 2016 de 70.66 BWPD por 30 días y 156.59 BWPD 29 días, y no hace parte de ningún patrón de inyección.

Tabla 17. Selección pozos objetivo de estudio con base en Sahara.

Pozo	Estado	Patrón de inyección	Inyector	Completado hasta Lisama	Evento histórico
1				Inyector (E6, E5, E4, E3, E2) - B-30, B-35, B-45, B-59	
2	Abierto	Si	B-23	Si	Wp de 3936 BW > 1000 BI (Formas 9) Tapón a 3500 ft (MD) (E5), aisla Lisama
3	Abierto	No	N/A	No	
4	Cerrado	No	N/A	No	Se perforó hasta E5, presentó producción de agua se colocó tapón (Estado mecánico), no hay registro de producción de agua según datos de producción.
5				Inyector (Discordancia, M1, M7) - B-20, B-27, B-37, B-39	
6	Cerrado	No	N/A	No	No registra datos de producción
7	Cerrado	No	N/A	No	
8	Abierto	No	N/A	No	Está al lado del B-35 que está dentro de patrón de inyección, no tiene tapón, completado hasta E1
9	Cerrado	No	N/A	No	Completado hasta E1, tiene tapón de cemento en 3785 ft (MD)
10	Cerrado	Si	B-23	No	Tiene pescado a 2800 ft (MD) y a 3200 ft (MD), casing llega al tope de Lisama
11	Cerrado	Si	B-22	Si	Tiene tapón a 3636 ft (MD), tiene packer a 3200 ft (MD). Producción de agua de 739 BI (1969), llega a L9 (4000 ft MD)
12				Inyector (Discordancia, E7, E6, E5, E4) - B-20, B-21, B-28, B-36	
13	Cerrado	No	N/A	No	Completado hasta Esmeralda
14	Cerrado	No	N/A	Si	Se abandonó pozo por encontrar colapsado el pozo, tiene tapones y pescado
15	Cerrado	Si	B-22	Si	Llega hasta L6 (3500 ft MD), tapón en 3152 ft (MD), no aisla toda Lisama, 1971 producción 63BWPD por 13 días

Tabla 15. (Continuación)

Pozo	Estado	Patrón de inyección	Inyector	Completado hasta Lisama	Evento histórico
16	Cerrado	No	N/A	No	Completado hasta E1, tiene tapón en 2000 ft y encima relleno
17	Abierto	Si	B-23	No	Se colocó tapón en E5 ya que se estaba produciendo agua. Su producción de agua promedio 1975-1980 de 120 BI agua. Completado hasta E4, tiene tapones que aislan Esmeraldas.
18	Abierto	No	N/A	No	Completado hasta E6, tiene relleno a 3000 ft MD
19	Cerrado	No	N/A	No	Completado hasta E3, no tiene tapones
20	Cerrado	Si	B-5, B-12	No	Completado hasta 3500 ft MD, tiene relleno, grava y tapón que ailan Esmeralda. Produce de Mugrosa
21	Cerrado	Si	B-12, B-23	No	Completado hasta E2, se colocó tapón en E5 ya que se estaba produciendo agua. 1995 Producción agua 68 BI
22	Inyector (E6, E5, E4, E3, E2) -B-11, B-15, B-24, B-26				
23	Inyector (M3 ,M2 ,M1 ,E7, E6, E5, E4, E1) -B-2, B-10, B-17, B-21, B-26				
24	Abierto	Si	B-22	No	Completado hasta E1, no se evidencian tapones
25	Cerrado	No	N/A	No	Completado hasta E1, tiene tapón a 3180 ft (MD)
26	Abierto	Si	B-22, B-23	Si	Completado hasta L9, no tiene tapones, está en producción
27	Cerrado	Si	B-5	No	Completado hasta el tope de Lisama, no tiene tapones
28	Cerrado	Si	B-12	Si	Completado hasta "Lisama" a 3735 ft (MD), relleno a 3547 ft (MD)
29	Cerrado	No	N/A	Si	En principio aislaron Lisama y parte de Esmeraldas (2008), en 2012 colocaron tapones de cemento aislando completamente todas las zonas

Tabla 15. (Continuación)

Pozo	Estado	Patrón de inyección	Inyector	Completado hasta Lisama	Evento histórico
30	Abierto	Si	B-1	No	Tiene tapón a 3260 ft (MD) en el tope de E3, completado hasta E1
31	Cerrado	No	N/A	No	Completado hasta E1, no tiene tapones
32	Cerrado	No	N/A	No	Tiene tapón de cemento a 3475 ft (MD), completado hasta E2
33	Cerrado	No	N/A	No	Tiene tapón a 3973 ft (MD), completado hasta E1
34	Cerrado	No	N/A	No	Completado hasta E1 y con tapón de cemento en fondo
35	Cerrado	Si	B-1	No	Completado hasta E1 y con tapón de cemento en fondo
36	Cerrado	Si	B-12	No	Completado hasta E1 con tapón de cemento en fondo y tapón de aba a 3100 ft (MD)
37	Cerrado	Si	B-5	No	Completado hasta E1 y con tapón de aba en fondo
38	Cerrado	No	N/A	No	Completado hasta E1, no tiene tapones
39	Cerrado	Si	B-5	No	Completado hasta E1 con tapón de cemento en fondo, en 2016 Producción de 128 Bl agua (Formas 9)
42	Cerrado	No	N/A	Si	Completado hasta L9 con tapón en fondo y packer a 3117 ft (MD), producción de 112 Bl agua en 2016
43	Abierto	No	N/A	No	Completado hasta E1 y con tapón de cemento en fondo
44	Abierto	No	N/A	No	Completado hasta E1 con tapón en fondo, en 2016 producción de 178 bl (Formas 9)
45	Cerrado	Si	B-1	No	Completatado hasta E1 con tapón en fondo de cemento, producción de 55b l aproximadamente en 2017
47	Cerrado	No	N/A	No	Completado hasta L10
48	Cerrado	No	N/A	No	Completadado hasta E1 con tapón de cemento en fondo
49	Cerrado	No	N/A	No	Completado hasta E1 con tapón de cemento en fondo
50	Cerrado	No	N/A	Si	completado hasta L6 con packer a 3771 ft (MD)

Tabla 15. (Continuación)

Pozo	Estado	Patrón de inyección	Inyector	Completado hasta Lisama	Evento histórico
52	Cerrado	No	N/A	No	Completado hasta E1, en 2016 producciones de 70 BI agua en a Abril y 156 BI agua en Junio.
53	Cerrado	No	N/A	Si	Packer a 3598 ft(MD) y completado hasta L8
54	Cerrado	No	N/A	Si	Completado hasta L8, no se evidencian tapones
55	Cerrado	No	N/A	Si	Completado hasta L9, se tiene packer a 3272 ft (MD) en el tope de L4, presenta una producción de 70 bl de agua en 2017 (Sahara)
57	Cerrado	No	N/A	No	Competado hasta E1, no evidencia tapones
59	Cerrado	Si	B-1	No	No se evidencian tapones, completada hasta E1
9R	Abierto	Si	B-22	No	Completado hasta E1, no tiene tapones, se evidencia aproximadamente 100 BI de agua en 2016

Fuente: Elaboración propia

Dentro de los pozos que se descartaron se encuentra el pozo B-4 ya que no está completado hasta la Formación Lisama y porque no presenta producción de agua. También está el pozo B-9 que se descartó de la selección por no estar completado hasta la Formación Lisama y a pesar de tener un Wp de 3041.78 BWPD no tiene eventos histórico-relevantes de producción de agua.

Siguiendo con los pozos B-25, B-28 y B-30 los cuales se descartaron por no cumplir el criterio de un $W_p > 1000$ BWPD y porque tanto el pozo B-28 como el pozo B-30 se puede asociar la producción de agua con el patrón de inyección al cual pertenecen cada uno. Para el caso de los pozos B-39 y B-9R se tiene que su producción de agua en 2016 de 128 BWPD y 100 BWPD, respectivamente, puede estar asociada a la inyección de agua del pozo B-5 y del pozo B-22.

Teniendo en cuenta que la revisión que se hizo con la información de Sahara permitió tener un criterio más amplio para la selección de pozos objetivo se agregaron los siguientes pozos: el pozo B-15, según el Ingeniero de Yacimientos del campo, ha presentado un buen desarrollo y en Sahara se validó el incremento de 63 BWPD que tuvo en el año 1971, adicional está completado hasta la Formación Lisama en la unidad L6.

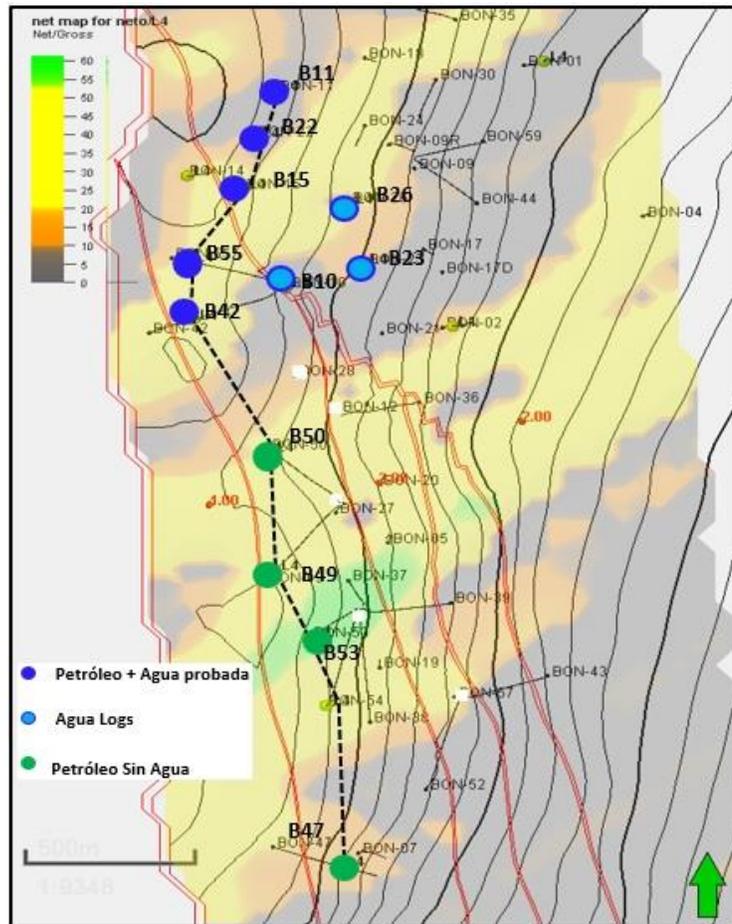
El pozo B-47, se adicionó debido a que está completado hasta la unidad L10 de la Formación Lisama, siendo uno de los pozos más profundos llegando a 5800 pies de profundidad (MD), adicional a esto se tiene que en el año 2015 se reportó una producción de 57 BWPD. Y finalmente el pozo B-55 entró a la selección por estar completado hasta la unidad L9 de la Formación Lisama con una profundidad de alrededor de 4500 pies (MD) y también porque en el año 2016 mostró, según Sahara, 70 BWPD que no se asocian a la inyección de agua.

Luego de una revisión con el geólogo del campo en torno a registros eléctricos, depositación de la arena de Lisama y producción asociada de algunos pozos que se muestran en la **Figura 54**, se puede soportar la hipótesis de presencia de agua en la Formación Lisama en la parte Norte del campo.

Los pozos B-50, B-49, B-53 que se encuentran al Sur en color verde son los que producen petróleo puro con alto gas sin producción de agua, esto se puede observar en **Figura 54** y en la **Figura 55** los registros correspondientes a dichos pozos, validándose que el mecanismo de producción es Gas en solución.

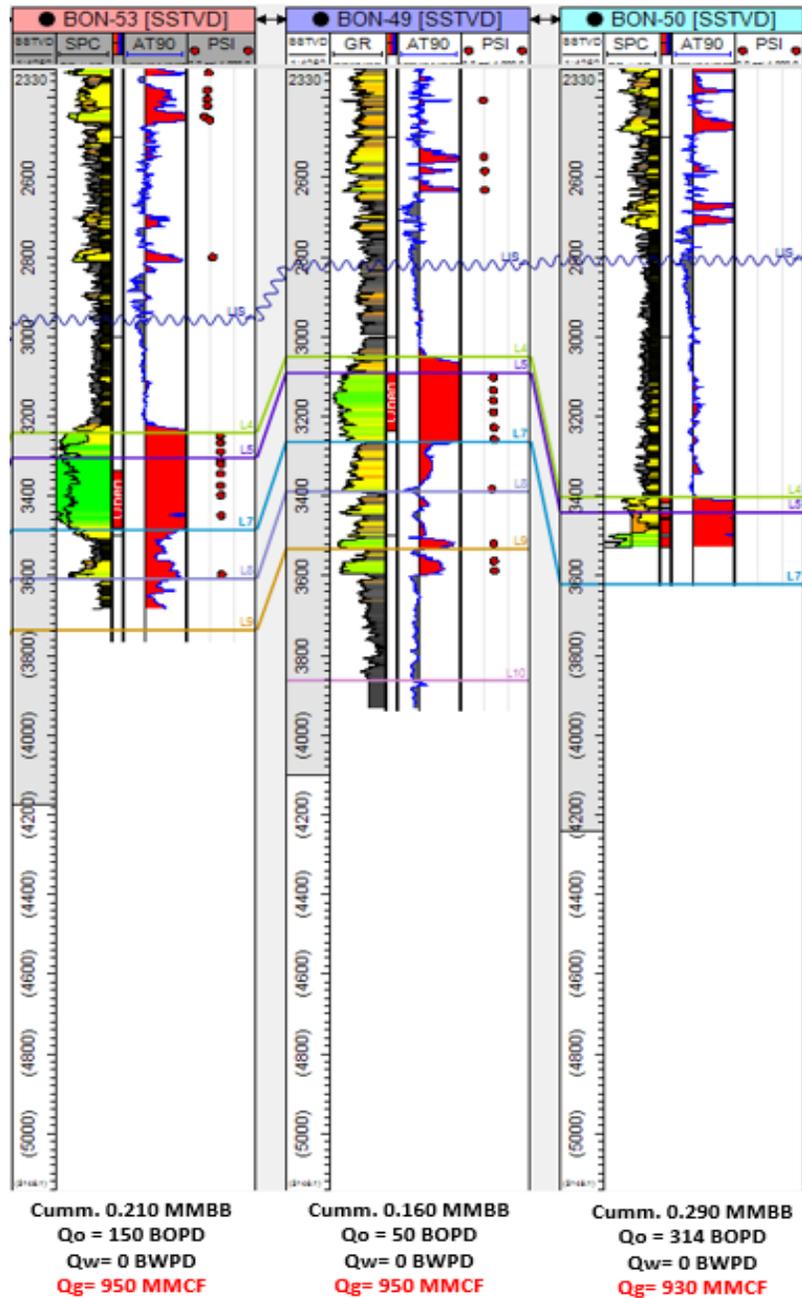
Para el caso de los pozos B-42, B-55, B-15 y B-11 señalados de color azul oscuro, se encuentran más altos estructuralmente, tienen una arena diferente lo cual se concluye por el espesor ya que los pozos anteriores presentan una arena de 220 pies a 250 pies de espesor, mientras que estos pozos tienen una arena con 70 pies de espesor. Estos pozos presentan producción de petróleo y agua, y el pozo B-55 también de gas, lo cual se observa en la **Figura 56**.

Figura 54. Correlación estructural Lisama con producción al tope de la formación



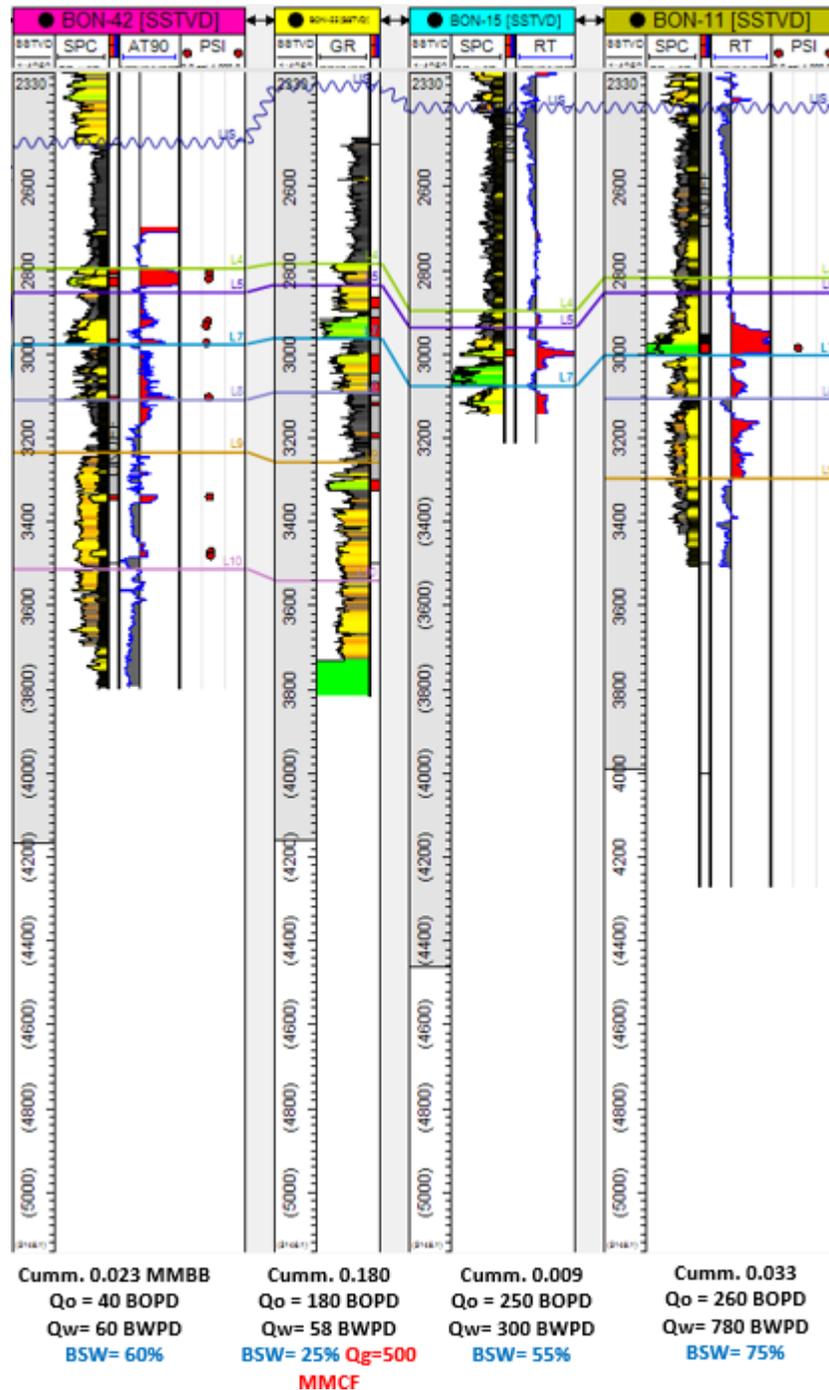
Fuente: ECOPETROL S.A. Modelo estático Campo Bonanza Mugrosa / Esmeraldas / Lisama 2017. p., 32.

Figura 55. Registros pozos con producción de petróleo y gas sin agua.



Fuente: ECOPETROL S.A. Modelo estático Campo Bonanza Mugrosa / Esmeraldas / Lisama 2017. p., 32.

Figura 56. Registros pozos con producción de petróleo, agua y gas.



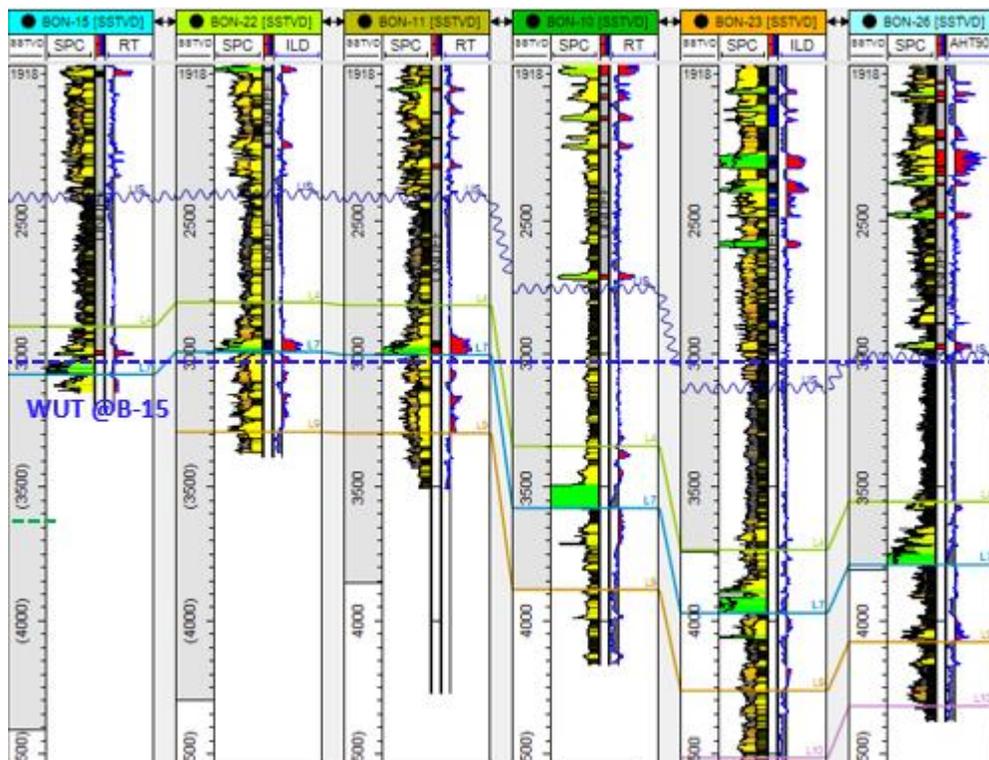
Fuente: ECOPETROL S.A. Modelo estático Campo Bonanza Mugrosa / Esmeraldas / Lisama 2017. p., 32.

El pozo B-11 presenta el %BSW más alto cerrando con un dato de 75% y una producción de 780 BWPD. Estos son los principales motivos por los cuales se propone intervenir este pozo ya que esta completado hasta la Formación Lisama lo cual permitiría tomar pruebas para caracterizar la formación. Afortunadamente este pozo se encuentra en ruta para ser intervenido a finales de mayo – principios de junio, lo cual permitiría tomar las pruebas necesarias. Los resultados de dichas pruebas no alcanzan a estar dentro del tiempo de realización de éste proyecto.

Vale la pena resaltar que los pozos anteriormente mencionados están dentro de la selección realizada mediante Sahara que se muestra en la **Tabla 15**.

En la **Figura 57** se muestran los registros de los pozos B-15, B-22, B-11, B-10, B-23 y B-26 que están a la misma altura, de los cuales los primeros tres (3) pozos tienen la particularidad de que entre las unidades L7 y L4 presentaron producción de petróleo y agua pero se observa que estos pozos están cerca del contacto, en cambio los pozos B-10, B-23 y B-26 entre las mismas unidades presentan sólo producción de agua sin estar cerca del contacto. En la **Figura 54** se puede observar estos últimos tres pozos resaltados de color azul claro como pozos agua logs.

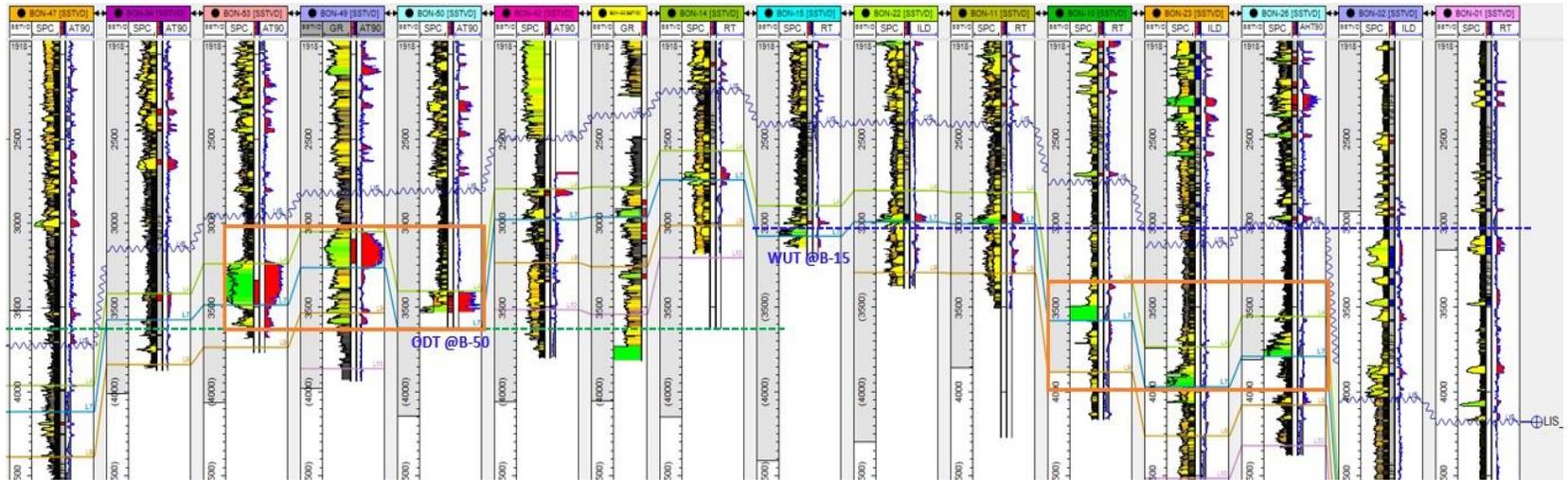
Figura 57. Registros pozos agua logs.



Fuente: ECOPETROL S.A. Modelo estático Campo Bonanza Mugrosa / Esmeraldas / Lisama 2017. p., 33.

En la **Figura 58** están resaltados en recuadro de color naranja los pozos B-53, B-49 y B-50, que presentan sólo producción de petróleo, lo cual se verifica por las resistividades que hay en esa zona, aproximadamente 30 Ohmios por metro.

Figura 58. Comparación resistividades pozos productores de petróleo y pozos agua logs.

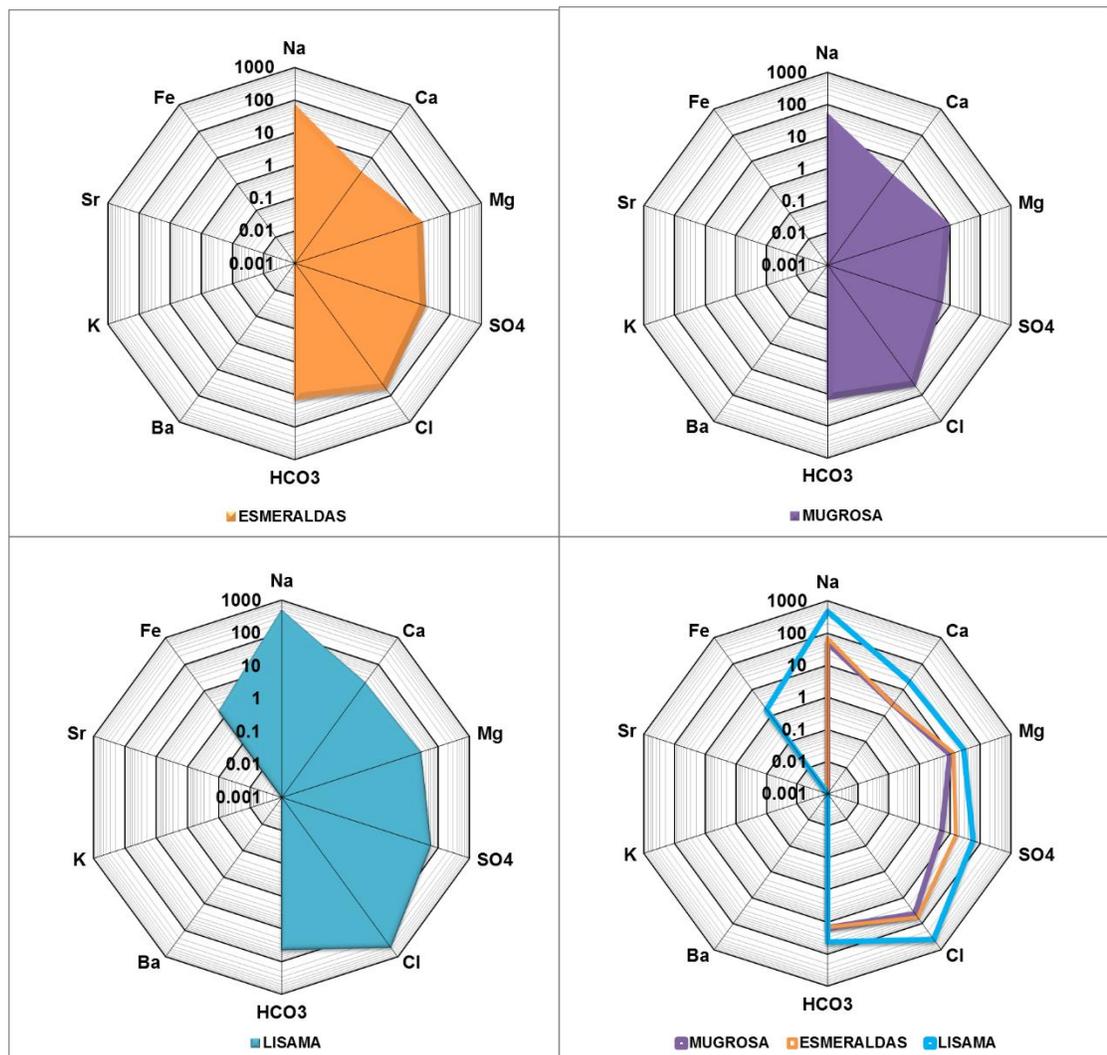


Fuente: ECOPEPETROL S.A. Modelo estático Campo Bonanza Mugrosa / Esmeraldas / Lisama 2017. p., 33.

También están los pozos B-10, B-23 y B-26 que son los que no tienen trazas de aceite sino sólo agua, evidenciándose esto con las resistividades bajas que están entre 3 y 5 Ohmios por metro.

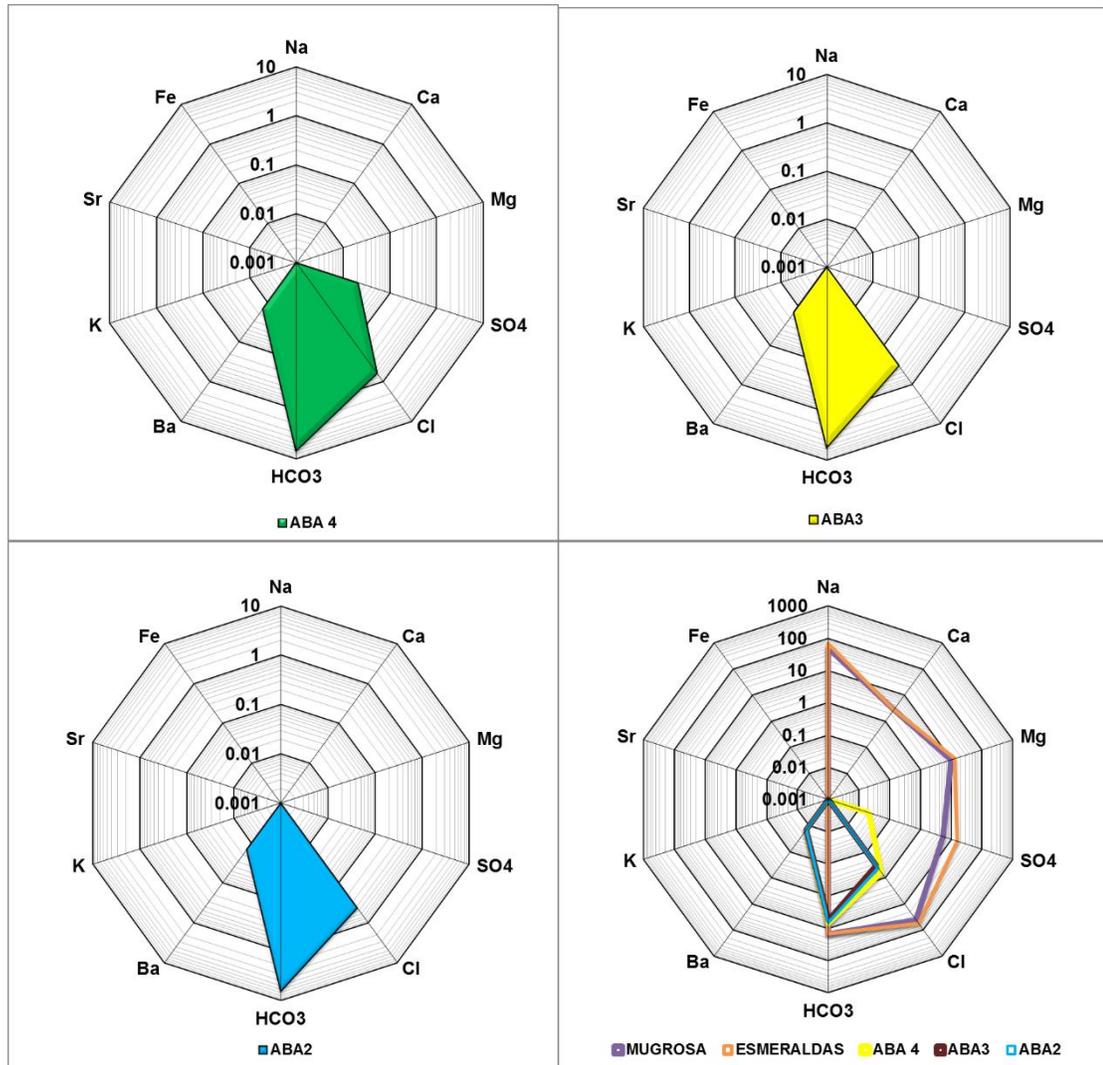
Todo esto permite potencializar la idea de que la Formación Lisama es prospectiva para tomar el recurso hídrico, adicional se tiene la siguiente información con la que se evidencia que el agua de la Formación Lisama es salina por su composición de Sodio (Na) y Cloro (Cl).

Figura 59. Diagramas de Stiff para Formaciones Mugrosa, Esmeraldas, Lisama



Fuente: ECOPETROL S.A. Bonanza fisicoquímicos. 2016. Modificado por autores.

Figura 60. Diagramas de Stiff para Abastecedores vs Formaciones Mugrosa, Esmeraldas.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Bonanza fisicoquímicos. 2016. Modificado por Autores.

Teniendo en cuenta las **Figuras 59 y 60** se puede observar que la composición fisicoquímica de la Formación Lisama es más similar a las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas, que son las de interés en cuanto a inyección, con respecto a la composición de los abastecedores (Grupo Real).

4.3.2 Cálculo de volúmenes para acuíferos prospectivos. Para poder seleccionar la fuente hídrica es necesario calcular el potencial volumétrico de los acuíferos identificados en la sección 4.3.1. Siguiendo esto, para realizar dicho cálculo se utiliza la Ecuación 1, la cual es una adaptación de la ecuación para el cálculo de Original Oil in Place (OOIP), para efectos de este proyecto será Original Water in Place (OWIP) en donde A corresponde al área, h el espesor, ϕ la porosidad, S_w la saturación de agua, el N/G (Net to Gross) el porcentaje de arena neta, B_w el factor volumétrico del agua, que para estos cálculos se asume un valor de 1 BY/BN.

Ecuación 1. Original Water in Place

$$OWIP = \frac{7758 * A * h * \phi * S_w * N/G}{B_w}$$

Fuente: Original Oil in Place.
http://ingenieraenpetroleo.blogspot.com/2013/10/calculo-del-petroleo-producido-np-y-del_12.html Accessed Jun 02, 2018.
 Modificado por Autores.

Para el caso del Grupo Real, que es la formación de la cual producen los abastecedores, se tienen los siguientes datos:

Tabla 18. Datos Grupo Real.

GRUPO REAL	
Área (acres)	1427.97
Espesor (ft)	1750
Porosidad (fracción)	0.3
Saturación (fracción)	1
Net to Gross (fracción)	0.11

Fuente: Elaboración propia

Para el cálculo del potencial volumétrico del Grupo Real, se utilizan los datos de la **Tabla 16**, éstos fueron proporcionados por el geólogo del campo quien los tomó del Software Petrel.

Cálculo 1:

$$OWIP = \frac{7758 * A * h * \phi * S_w * \frac{N}{G}}{B_w} = \frac{7758 * 1427.97 * 1750 * 0.3 * 1 * 0.11}{1}$$

$$OWIP = 639' .545.265 \text{ Barriles}$$

Del cálculo anterior se obtuvo un volumen de 639'765.545 Barriles de Agua (BW) para el Grupo Real.

Para la Formación Lisama, se tienen los siguientes datos:

Tabla 19. Datos Formación Lisama.

FORMACIÓN LISAMA	
Área (acres)	307.4
Espesor (ft)	60
Porosidad (fracción)	0.25
Saturación (fracción)	1
Net to Gross (fracción)	0.95
Fuente: Elaboración propia	

Para el cálculo del potencial volumétrico de la Formación Lisama, se utilizan los datos de la **Tabla 17**, éstos fueron proporcionados por el geólogo del campo quien los tomó del Software Petrel.

Cálculo 2:

$$OWIP = \frac{7758 * A * h * \emptyset * Sw * \frac{N}{G}}{Bw} = \frac{7758 * 307.4 * 60 * 0.25 * 1 * 0.95}{1}$$

$$OWIP = 33983531.1 \text{ Barriles}$$

Del cálculo anterior se obtuvo un volumen de 33'983.531 Barriles de Agua (BW) para la Formación Lisama.

4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta sección se llevará a cabo el análisis de los dos acuíferos prospectivos teniendo en cuenta los factores de salinidad y potencial volumétrico para la selección de la fuente hídrica salina.

En términos de potencial volumétrico los dos acuíferos permitirían obtener el recurso, el Grupo Real con 639'765.545 Barriles de Agua (BW) y la Formación Lisama con 33'983.531 Barriles de Agua (BW). Claro está que el potencial volumétrico del Grupo Real es casi 19 veces mayor al de la Formación Lisama, si se toma un valor de agua requerido de 10.000 BWPD, el Grupo Real aportaría agua por aproximadamente 175 años, mientras que la Formación Lisama tan sólo por 9

años, lo cual hace más atractivo el Grupo Real, pero en este punto no se considera, para la selección, sólo potencial sino también la salinidad de los acuíferos ya que se busca, en lo posible, no afectar las formaciones a las cuales se inyecta (Mugrosa y Esmeraldas) por los minerales arcillosos presentes en ellas. Con respecto a este parámetro, los diagramas de Stiff permiten tener un acercamiento a la mejor alternativa a ser escogida como formación solución de este proyecto, para lo cual la Formación Lisama, por su composición salina de 10000 a 20000 ppm, es más conveniente que el Grupo Real que presenta valores inferiores a 100 ppm, lo cual es una baja salinidad y por ello se descarta como solución de este proyecto porque ocasionaría daño de formación a las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas por los minerales arcillosos presentes en ellas.

4.4.1 Selección de la fuente hídrica potencial. La Formación Lisama se selecciona como fuente hídrica salina para la continuación del proyecto de inyección de agua del Campo Bonanza como sustituto a la captación de agua superficial, porque permitiría contar con el recurso hídrico por 9 años aproximadamente, con la ventaja de tener una composición fisicoquímica un poco más similar a la de las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas.

5. EVALUACIÓN FINANCIERA

Este trabajo se elaboró con ECOPETROL S.A con el fin de seleccionar la fuente hídrica para la continuación del proyecto de inyección de agua como sustituto a la captación de agua superficial. Para lo anteriormente mencionado se encontró la Formación Lisama como solución ya que cumple con los requerimientos planteados en este proyecto. Para ello se proponen dos escenarios que consisten en la conversión de 10 pozos productores de petróleo a productores de agua o la perforación de un pozo nuevo, que permitan la obtención de la fuente hídrica.

Para la evaluación financiera del proyecto se tendrá como unidad monetaria el Dólar Estadounidense (USD). La tasa de interés de oportunidad (TIO) será equivalente al 11% efectiva anual ya que es la tasa utilizada por ECOPETROL S.A.

Para la presente evaluación financiera se emplearon costos de inversión y costos de operación y mantenimiento en donde la proyección se realizó tomando periodos anuales constantes con una vida útil de 5 años.

La evaluación financiera se realizó aplicando la metodología del Costo Anual Uniforme equivalente (CAUE) con el fin de comparar los costos actuales sin la implementación del proyecto y los costos con el proyecto a implementar teniendo en cuenta la inversión inicial y los gastos de operación traídos al valor presente, para identificar si el escenario planteado es viable financieramente.

5.1 ANÁLISIS COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos de inversión, también son llamados costos pre-operativos, y “corresponden a aquellos que se incurren en la adquisición de los activos necesarios para poner un proyecto en funcionamiento”¹⁹⁰. Es decir “son todos aquellos costos que se dan desde la concepción de la idea que da origen al proyecto hasta poco antes de la producción del primer producto o servicio”.¹⁹¹

Para este proyecto, los datos de inversión, descripción y período se muestran a continuación en la siguiente tabla.

¹⁹⁰ LANDAURE Juan. Costos de inversión y de operación en la formulación de un proyecto. ESAN Graduate School of Business Web site. <http://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2016/06/costos-de-inversion-y-de-operacion-en-la-formulacion-de-un-proyecto/>. Updated 2016. Accessed May 30, 2018.

¹⁹¹ Ibid. LANDAURE Juan. Costos de inversión y de operación en la formulación de un proyecto.

Tabla 20. Costos de Inversión (CAPEX) para los tres escenarios.

AÑO	DESCRIPCIÓN	COSTO (USD)	COSTO (USD/DÍA)	COSTO (USD/POZO)
0	Equipo de Workover	-	9,000.00	-
0	Cañoneo de zonas prospectivas	-	-	58,300.00
0	Equipo de perforación	-	43,000.00	-
0	Movilización del equipo de perforación	46,428.00	-	-
0	Fluido de perforación	27,747.00	-	-
0	Completamiento	775,410.00	-	-
0	Tubería	12,895.00	-	-
0	Licencia ambiental	3,640.00	-	-
0	Obras civiles y localización	141,190.00	-	-
0	Bomba Electrosumergible	180,000.00	-	-
5	Estimulación	-	-	250,000.00

Fuente: Elaboración propia

5.2 ANÁLISIS COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación también son llamados costos de producción ya que son los gastos necesarios para mantener un proyecto.¹⁹² Asimismo, “los costos operativos son todos aquellos que se dan desde la puesta en marcha del proyecto hasta el final de su vida útil”.¹⁹³

Cabe resaltar que la diferencia entre los costos de inversión y los costos de operación, es que los costos de inversión se dan una sola vez y los operativos son periódicos. Por consiguiente, algunos de los costos operativos suelen ser: gastos administrativos, gastos generales, gastos financieros, costos de mantenimiento, entre otros.¹⁹⁴

Para este proyecto como costo de operación se tendrá en cuenta sólo la inyección de Biocida como tratamiento químico.

¹⁹² Costos de producción. FAO Web

site. <http://www.fao.org/docrep/003/v8490s/v8490s06.htm>. Accessed May 30, 2018.

¹⁹³ Ibid. LANDAURE Juan. Costos de inversión y de operación en la formulación de un proyecto.

¹⁹⁴ Ibid. LANDAURE Juan. Costos de inversión y de operación en la formulación de un proyecto.

Tabla 21. Costo de Operación y mantenimiento (OPEX) para los tres escenarios

PERÍODO (Años)	DESCRIPCIÓN	COSTO (USD/AÑO)
1 - 5	Inyección de Biocida	2,386.35
01-may	Tratamiento remoción de arcillas	200,000.00

Fuente: Elaboración propia

5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

Teniendo claros los términos de costos de inversión, costos de operación y los costos de cada concepto para este proyecto se requiere determinar si es viable financieramente su realización. Para establecer la viabilidad se utilizó la metodología de Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) a través del análisis de costos de inversión, operación y mantenimiento obtenidos. Para facilitar dicho análisis se utilizaron los flujos de caja respectivos para los escenarios, teniendo en cuenta el actual y con la implementación de este proyecto.

La metodología de CAUE consiste en reducir todos los egresos a una serie uniforme equivalente de pagos, de esta manera los costos durante un año de una alternativa se comparan con los costos durante un año de la otra alternativa. Cabe aclarar que normalmente el período de comparación es un año, sin embargo puede darse el caso de realizar el análisis con otro tipo de período.¹⁹⁵

Para realizar el cálculo de esta metodología se requiere determinar el valor presente de egresos que viene dado por la siguiente ecuación:

Ecuación 2. Valor Presente de Egresos.

$$VP_{egresos} = \left[\frac{-I_0}{(1+i)^0} + \frac{VF_1}{(1+i)^1} + \frac{VF_2}{(1+i)^2} + \frac{VF_n}{(1+i)^n} \right]$$

Fuente: BACA Guillermo. *Ingeniería económica*. Octava Edición ed. Bogotá D.C: FONDO EDUCATIVO PANAMERICANO:413. Accessed May 31, 2018.

En donde I es la inversión inicial, VF es total de egresos por año, i la Tasa Interna de Oportunidad y n el número de periodos a estudiar.

Una vez obtenido el valor presente de egresos, es necesario calcular el Costo Anual Uniforme Equivalente. Esto se puede obtener mediante la siguiente ecuación:

¹⁹⁵ BACA Guillermo. *Ingeniería económica*. Octava Edición ed. Bogotá D.C: FONDO EDUCATIVO PANAMERICANO:413. Accessed May 31, 2018.

Ecuación 3. Costo Anual Uniforme Equivalente.

$$CAUE = VP_{egresos} \left[\frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Fuente: BACA Guillermo. Ingeniería económica. Octava Edición ed. Bogotá D.C: FONDO EDUCATIVO PANAMERICANO:413. Accessed May 31, 2018.

En donde $VP_{egresos}$ es el valor presente de los egresos calculado mediante la **Ecuación 2**, i Tasa Interna de Oportunidad y n el número de periodos a estudiar.

Considerando lo anterior, para el análisis de este proyecto se plantean tres escenarios: el escenario actual y dos escenarios para la implementación del proyecto, uno haciendo una conversión de 10 pozos y otro con la perforación de un pozo, los cuales tienen en cuenta Costos de inversión (CAPEX) y Costos de operación y mantenimiento (OPEX).

ESCENARIO ACTUAL: En el escenario actual no se considera en el flujo de caja una inversión en el año cero (0) pero si se va a tener un gasto considerable en el año cinco (5) por la estimulación que se tendría que hacer en caso de continuar con la inyección de agua como se viene realizando, que en este caso es con agua dulce. Por esto en este escenario se consideran costos de mantenimiento y operación por año y un gasto adicional en el año cinco (5).

La inyección de Biocida y el tratamiento de remoción de arcilla son valores constantes por año, mientras que el valor de la estimulación se presenta por pozo y es necesario hacerlo para cinco pozos que son los inyectores y a los cuales se les realizaría esta operación.

Tabla 22. Costos de inversión, operación y mantenimiento para escenario actual.

TIPO DE COSTO	PERIODO (AÑOS)	DESCRIPCIÓN	COSTO (USD/AÑO)	COSTO (USD/POZO)
OPEX	1 – 5	Inyección de Biocida	2,386.35	-
	1 – 5	Tratamiento remoción de arcillas	200,000.00	
CAPEX	5	Estimulación	-	250,000.00

Fuente: Elaboración propia

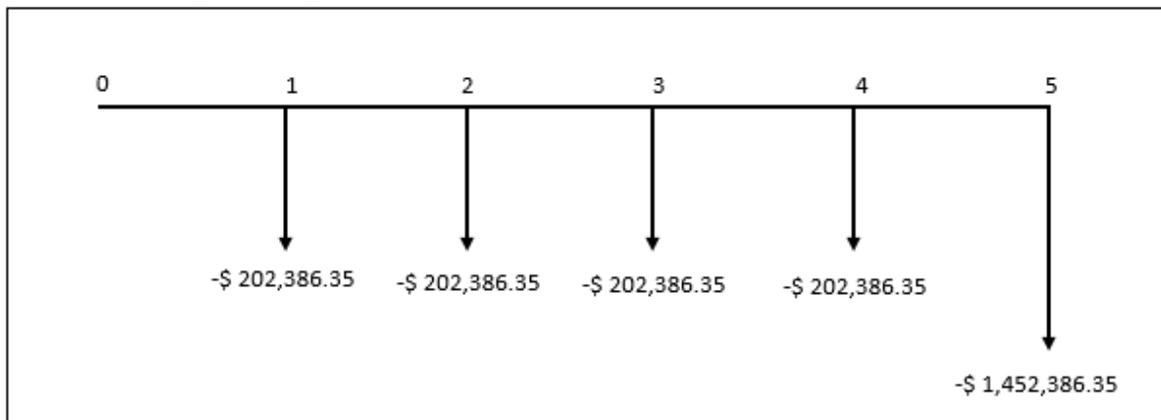
A continuación se presenta el Flujo de Caja para este escenario:

Tabla 23. Flujo de caja escenario actual

TIPO DE COSTO	AÑO/COSTO	0	1	2	3	4	5
OPEX	Inyección de Biocida		-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35
	Tratamiento remoción de arcillas		-\$ 200,000.00	-\$ 200,000.00	-\$ 200,000.00	-\$ 200,000.00	-\$ 200,000.00
CAPEX	Estimulación	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	-\$ 1,250,000.00
	TOTAL OPEX		-\$ 202,386.35	-\$ 202,386.35	-\$ 202,386.35	-\$ 202,386.35	-\$ 202,386.35
	TOTAL CAPEX		\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	-\$ 1,250,000.00
	TOTAL CAPEX Y OPEX		-\$ 202,386.35	-\$ 202,386.35	-\$ 202,386.35	-\$ 202,386.35	-\$ 1,452,386.35

Fuente: Elaboración propia

Gráfica 2. Flujo de caja escenario actual



Fuente: Elaboración propia

Cálculo 1:

$$VPegresos = \frac{-\$ 202,386.35}{(1 + 0.11)^1} + \frac{-\$ 202,386.35}{(1 + 0.11)^2} + \frac{-\$ 202,386.35}{(1 + 0.11)^3} + \frac{-\$ 202,386.35}{(1 + 0.11)^4} + \frac{-\$ 1,452,386.35}{(1 + 0.11)^5}$$

$$VPegresos = -\$ 182,330.04 - \$ 164,261.30 - \$ 147,983.15 - \$ 133,318.15 - \$ 861,920.61$$

$$VPegresos = -\$ 1,489,813.25$$

$$CAUE = -\$ 1,489,813.25 * \left[\frac{(1 + 0.11)^5 * 0.11}{(1 + 0.11)^5 - 1} \right]$$

$$CAUE = -\$ 1,489,813.25 * 0.270570310$$

$$CAUE = -\$ 403,099.23$$

ESCENARIO 1 IMPLEMENTACIÓN PROYECTO: En el escenario 1 en que se implementa este proyecto se tiene la conversión de diez (10) pozos productores de petróleo que se encuentran cerrados y que están perforados hasta la Formación Lisama, lo que favorece el flujo de caja del proyecto ya que no se tendrían que perforar nuevos pozos. Por esto, en este escenario se incluyen tanto costos de inversión como de mantenimiento y operación.

El valor del equipo de Workover está en USD/día, por lo que el cálculo se hace para 15 días que son los que se requeriría dicho servicio; el cañoneo de zonas prospectivas es por pozo por lo que es necesario tenerlo en cuenta para los 10 pozos que se van a convertir; y la inyección de Biocida es un valor constante por año.

Tabla 24. Costos de inversión y operación y mantenimiento para escenario 1 propuesto

TIPO DE COSTO	PERIODO	DESCRIPCIÓN	COSTO (USD/AÑO)	COSTO (USD/DÍA)	COSTO (USD/POZO)
CAPEX	0	Equipo de Workover	-	9,000.00	-
	0	Cañoneo de zonas prospectivas	-	-	58,300.00
OPEX	1 – 5	Inyección de Biocida	2,386.35	-	-

Fuente: Elaboración propia

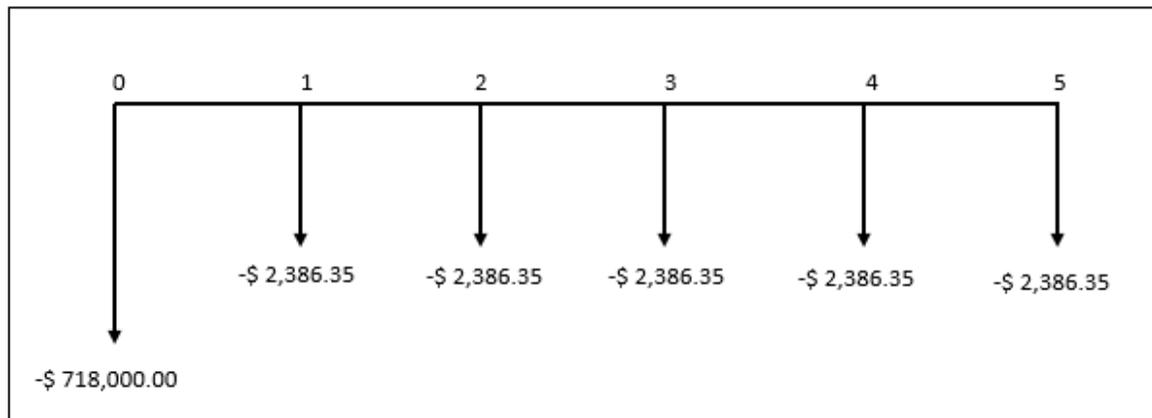
A continuación se presenta el Flujo de Caja para este escenario:

Tabla 25. Flujo de caja escenario 1 de implementación

TIPO DE COSTO	AÑO/COSTO	0	1	2	3	4	5
	Equipo de Workower	-\$ 135,000.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
CAPEX							
	Cañoneo de zonas prospectivas	-\$ 583,000.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
OPEX							
	Inyección de Biocida	\$ 0.00	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35
	TOTAL OPEX	\$ 0.00	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35
	TOTAL CAPEX	-\$ 718,000.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
	TOTAL CAPEX Y OPEX	-\$ 718,000.00	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35

Fuente: Elaboración propia

Gráfica 3. Flujo de caja escenario 1 de implementación



Fuente: Elaboración propia

Cálculo 2:

$$VPegresos = \frac{-\$ 718,000.00}{(1 + 0.11)^0} + \frac{-\$ 2,386.35}{(1 + 0.11)^1} + \frac{-\$ 2,386.35}{(1 + 0.11)^2} + \frac{-\$ 2,386.35}{(1 + 0.11)^3} + \frac{-\$ 2,386.35}{(1 + 0.11)^4} + \frac{-\$ 2,386.35}{(1 + 0.11)^5}$$

$$VPegresos = -\$ 718,000.00 - \$ 2,149.86 - \$ 1,936.81 - \$ 1,744.88 - \$ 1,571.96 - \$ 1,416.18$$

$$VPegresos = -\$ 726,819.69$$

$$CAUE = -\$ 726,819.69 * \left[\frac{(1 + 0.11)^5 * 0.11}{(1 + 0.11)^5 - 1} \right]$$

$$CAUE = -\$ 726,819.69 * 0.270570310$$

$$CAUE = -\$ 196,655.83$$

ESCENARIO 2 IMPLEMENTACIÓN PROYECTO: En el escenario 2 en que se implementa este proyecto se tiene perforación de un pozo hasta la Formación Lisama que permita la producción de la cantidad de agua requerida. Por esto, en este escenario se incluyen tanto costos de inversión como de mantenimiento y operación.

El equipo de perforación se tiene en USD/día por lo que el cálculo se hace para dos días; la movilización del equipo de perforación, el fluido de perforación, el completamiento, la tubería, la gestión de licencia ambiental, las obras civiles y localización y la Bomba Electrosumergible son valores que se consideran en el año cero como inversión; y finalmente la inyección de Biocida que es un valor constante por año.

Tabla 26. Costos de inversión y operación y mantenimiento para escenario 2 propuesto

TIPO DE COSTO	AÑO	DESCRIPCIÓN	COSTO (USD/AÑO)	COSTO (USD)	COSTO (USD/DÍA)	COSTO (USD/POZO)
CAPEX	0	Equipo de perforación	-	-	43,000.00	-
	0	Movilización del equipo de perforación	-	46,428.00	-	-
	0	Fluido de perforación	-	27,747.00	-	-
	0	Completamiento	-	775,410.00	-	-
	0	Tubería	-	12,895.00	-	-
	0	Licencia ambiental	-	3,640.00	-	-
	0	Obras civiles y localización	-	141,190.00	-	-
	0	Bomba Electrosumergible	-	180,000.00	-	-
OPEX	1 – 5	Inyección de Biocida	2,386.35	-	-	-

Fuente: Elaboración propia

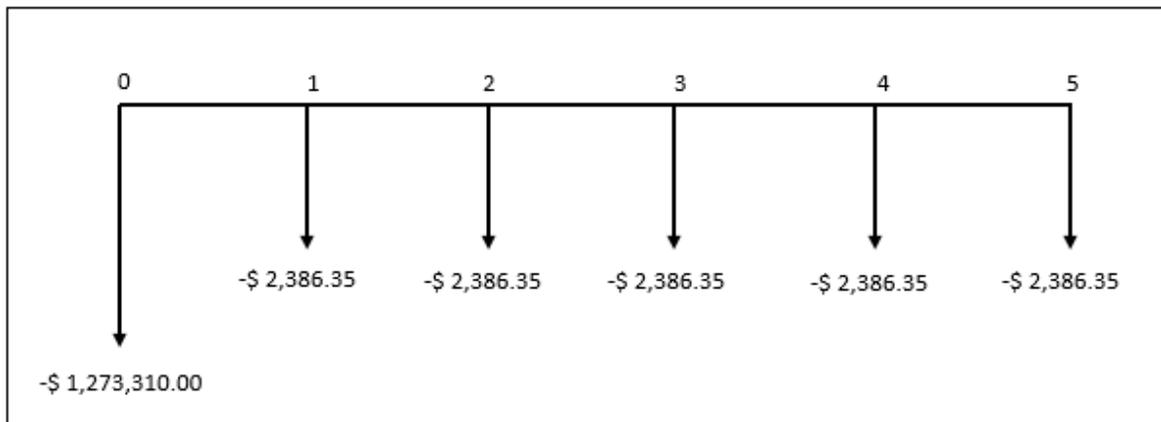
A continuación se presenta el Flujo de Caja para este escenario:

Tabla 27. Flujo de caja escenario 2 de implementación

TIPO DE COSTO	AÑO/COSTO	0	1	2	3	4	5	
CAPEX	Equipo de perforación	-\$ 86,000.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	
	Movilización del equipo de perforación	-\$ 46,428.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	
	Fluido de perforación	-\$ 27,747.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	
	Completamiento	-\$ 775,410.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	
	Tubería	-\$ 12,895.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	
	Licencia ambiental	-\$ 3,640.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	
	Obras civiles y localización	-\$ 141,190.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	
	Bomba electrosumergible	-\$ 180,000.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	
	OPEX	Inyección de Biocida	\$ 0.00	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35
		TOTAL OPEX	\$ 0.00	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35
	TOTAL CAPEX	-\$ 1,273,310.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	
	TOTAL CAPEX Y OPEX	-\$ 1,273,310.00	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	-\$ 2,386.35	

Fuente: Elaboración propia

Gráfica 4. Flujo de caja escenario 2 implementación



Fuente: Elaboración propia

Cálculo 3:

$$VPegresos = \frac{-\$ 1,273,310.00}{(1 + 0.11)^0} + \frac{-\$ 2,386.35}{(1 + 0.11)^1} + \frac{-\$ 2,386.35}{(1 + 0.11)^2} + \frac{-\$ 2,386.35}{(1 + 0.11)^3} + \frac{-\$ 2,386.35}{(1 + 0.11)^4} + \frac{-\$ 2,386.35}{(1 + 0.11)^5}$$

$$VPegresos = -\$ 1,273,310.00 - \$ 2,149.86 - \$ 1,936.81 - \$ 1,744.88 - \$ 1,571.96 - \$ 1,416.18$$

$$VPegresos = -\$ 1,282,129.69$$

$$CAUE = -\$ 1,282,129.69 * \left[\frac{(1 + 0.11)^5 * 0.11}{(1 + 0.11)^5 - 1} \right]$$

$$CAUE = -\$ 1,282,129.69 * 0.270570310$$

$$CAUE = -\$ 346,906.23$$

Luego de hacer los cálculos financieros de Valor Presente de Egresos (VPegresos) y el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) para los tres escenarios en los cuales se incluye el actual, una conversión de 10 pozos y la perforación de 1 pozo nuevo, se tiene que el escenario que presenta menor CAUE es el escenario 1 de implementación el cual consiste en realizar la conversión de 10 pozos productores de petróleo a productores de agua, lo cual implica una inversión en el año cero por trabajos de Workover y demás, y un flujo constante de egresos por operación y mantenimiento; este escenario tiene un CAUE de -\$ 196,655.83 USD, mientras que los escenarios actual y el escenario 2 de implementación presentan un CAUE de -\$ 403,099.23 USD y -\$ 346,906.23 USD, respectivamente. Se reitera que para Ecopetrol S.A es más conveniente la implementación del escenario 1 por economía de escala, el cual consiste en la conversión de 10 pozos.

6. CONCLUSIONES

- La composición mineralógica de las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas está conformada principalmente por minerales arcillosos altamente sensibles al agua dulce los cuales son la Esmeclita, Caolinita e Illita.
- La captación de agua dulce en el Campo Bonanza se realiza actualmente del Grupo Real, de tres pozos abastecedores (ABA-2, ABA-3, ABA-4) que proporcionan el agua al proyecto para cinco pozos inyectores.
- Con respecto al balance hídrico del Campo Bonanza, a partir del año 2019 se tendrá un déficit de 1470 BWPD para el proceso de inyección de acuerdo con el volumen permitido de captación de agua dulce de las actuales resoluciones ambientales.
- Se analizó la posibilidad de utilizar la Formación La Paz como abastecedora de agua salina, pero dicha Formación según un estudio del IDEAM se encuentra hacia el sur en campos aledaños como Provincia y llevar el recurso hasta el Campo Bonanza no es rentable.
- El Grupo Real es un acuífero de tipo infinito y semi confinado que cuenta con un volumen aproximado de 639'765'545.265 barriles de agua dulce. Teniendo en cuenta que si se requiere una tasa de 10000 BWPD, este acuífero podría abastecer el Campo durante 175 años.
- La Formación Lisama es un acuífero de tipo finito y semi confinado que tiene un volumen aproximado de 33'983'531.1 barriles de agua salina. Teniendo en cuenta que si se requiere una tasa de 10000 BWPD, este acuífero podría abastecer el Campo durante 9 años. Si se consideran condiciones de ciclo cerrado y no vertimiento se podría contar con el recurso por un periodo de tiempo mayor y en un momento determinado requerir menor cantidad de captación de este recurso de la Formación Lisama.
- Teniendo en cuenta los Diagramas de Stiff realizados para las Formaciones Mugrosa, Esmeraldas, Lisama y pozos abastecedores, cuando se compararon los resultados de los diagramas, se observó que la composición fisicoquímica del agua de la Formación Lisama es similar con la composición del agua de las formaciones donde se desea inyectar (Mugrosa y Esmeraldas), mientras que el análisis de los resultados de los Diagramas de Stiff de los pozos abastecedores

no presentan un comportamiento similar al de las aguas anteriormente mencionadas.

- Teniendo en cuenta que el Campo Bonanza ya cuenta con tres pozos abastecedores y un volumen hídrico considerable del Grupo Real que proporciona el agua dulce a los pozos mencionados, se sugiere que se descarte esta formación como solución a este proyecto debido a que tiene salinidades inferiores a 100 ppm que podrían causar hinchamiento de minerales arcillosos y Daño de Formación.
- Se selecciona la Formación Lisama como solución a este proyecto ya que podría utilizarse como sustituto a la captación de agua superficial debido a que cumple con la salinidad necesaria y tiene un potencial de más de 33'000'000 de barriles de agua, con un espesor de formación de 60 pies para proporcionar agua salina al campo.
- Se evaluaron mediante la metodología de Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) tres escenarios en los que se encuentran el actual y dos implementaciones de este proyecto; con esta evaluación financiera se encontró que el escenario más rentable financieramente es el escenario 1 de implementación el cual consiste en la conversión de 10 pozos productores de petróleo que se encuentran cerrados a productores de agua, ya que presenta un CAUE de -\$ 196,655.83 USD, mientras que los escenarios actual y el escenario 2 de implementación presentan un CAUE de -\$ 403,099.23 USD y -\$ 346,906.23 USD, respectivamente.

7. RECOMENDACIONES

- Se sugiere que se descarte la captación de agua dulce de los pozos abastecedores (ABA-2, ABA-3, ABA-4) del Grupo Real debido a que por sus bajos valores de salinidad, inferiores a 100 ppm, podrían estar causando hinchamiento de los minerales arcillosos presentes en las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas lo cual se traduce en un posible Daño de Formación.
- Se recomienda utilizar el agua de la Formación Lisama como sustituto a la captación de agua dulce de los pozos abastecedores debido a que posee una composición fisicoquímica similar a la de las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas, y adicionalmente tiene un potencial de más de 33 Millones de barriles de agua salina.
- Conocido el volumen limitado de la Formación Lisama se recomienda agilizar la construcción de la Planta de Inyección de Agua (PIA) para poder implementar un proceso cíclico cerrado y tratar el agua de producción para su aprovechamiento, como resultado de esto se podría contar con el recurso hídrico proveniente de la Formación Lisama por más tiempo y posiblemente el requerimiento del mismo sea menor.
- Para la utilización del agua que se encuentra en la Formación Lisama, se recomienda realizar pruebas de abatimiento para determinar la tasa que puede ser obtenida de esta fuente hídrica salina.
- Debido a que el agua requerida por el proyecto de recobro secundario en el Campo Bonanza no es suficiente obtenerla a través de un solo pozo existente, es necesario la conversión de pozos productores de petróleo a productores de agua salina a partir de pozos que ya existen en el campo pero que actualmente se encuentran cerrados, éstos serían: B-11, B-14, B-15, B-28, B-29, B-42, B-50, B-53, B-54 y B-55 que tienen arenas de la Formación Lisama.
- Para el caso que no sea posible la conversión de pozos productores a abastecedores en la Formación Lisama, se recomienda la perforación de un nuevo pozo completado hasta dicha formación, que suministre el volumen de agua salina necesaria para el proyecto lo cual saldría aproximadamente el doble de costoso comparado con la conversión de pozos.

- Si se decide no utilizar el agua salina de la Formación Lisama y continuar con el agua proveniente del Grupo Real, es necesario construir la Planta de Inyección de Agua (PIA) para poder realizar una mezcla entre el agua de producción y el agua de los pozos abastecedores (Grupo Real) y de esta manera intentar conseguir una salinidad que no afecte el medio poroso de las formaciones en las que se inyecta el agua resultante de la mezcla.
- Se sugiere calcular el porcentaje de sedimentos, sólidos y agua (%BS&W) para conocer el corte de agua que se tendría con la implementación de este proyecto en el Campo Bonanza teniendo en cuenta las normas legales ambientales que rigen la inyección de agua en Colombia en éstos parámetros.
- Si se decide implementar este proyecto es necesario evaluar tanto la cantidad como la ubicación ideal de los nuevos pozos inyectoros y su impacto en el factor de recobro esperado del proyecto de inyección de agua en el campo.
- Es importante realizar pruebas de compatibilidad entre las aguas de las formaciones productoras del Campo Bonanza (Mugrosa y Esmeraldas) y la Formación Lisama con fluidos representativos de dichas formaciones.

BIBLIOGRAFÍA

DICCIONARIO ENCICLOPÉDICO DOMINICANO DE MEDIO AMBIENTE. Acuíferolibre. <http://www.diccionariomedioambiente.org/DiccionarioMedioAmbiente/es/definicionVer.asp?id=35>. Accessed May 26, 2018.

Acuíferos en yacimientos de petróleo. <https://acuifers-20112.wikispaces.com/Acuiferos+en+Yacimientos+de+Petroleo>. Accessed May 27, 2018.

Acuíferos. <https://geografia.laguia2000.com/hidrografia/acuiferos>. Updated 2008. Accessed May 26, 2018.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, INGRAIN Digital Rock Physics Lab. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. . 2012.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Middle magdalena valley MMV BASIN. . 2005.

Análisis de pruebas de presión. La Comunidad Petrolera Web site. <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/analisis-de-pruebas-de-presion-2.html>. Updated 2009. Accessed May 26, 2018.

AQUACLUB. Características del agua de inyección.

BACA Guillermo. *Ingeniería económica*. Octava Edición ed. Bogotá D.C: FONDO EDUCATIVO PANAMERICANO:413. Accessed May 31, 2018.

BARRERA Cristian, BUENDIA Tatiana, CABEZAS Luis Miguel, et al. Arreglo de pozos y eficiencia de barrido. http://www.academia.edu/8970496/Arreglo_de_pozos_y_eficiencia_de_barrido._CONTENIDO. Updated 2014. Accessed Apr 19, 2018.

BLANCO Johanna, DELGADILLO Claudia. *Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero*. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER; 2006.

Callao RPV. Cálculo del petróleo producido, np y del factor de recobro. Ingeniería Petrolera Web site. http://ingenieraenpetroleo.blogspot.com/2013/10/calculo-del-petroleo-producido-np-y-del_12.html. Updated 2013. Accessed Jun 6, 2018.

CHEBLI Pablo. Un debate necesario: ¿yacimientos maduros para quién? *Revista Petroquímica, Petróleo, Gas, Química & Energía*. 2015. <https://revistapetroquimica.com/un-debate-necesario-yacimientos-maduros-para-quien/>. Accessed Apr 19, 2018.

Clasificación de los acuíferos. La Comunidad Petrolera Web site. <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/clasificacion-de-los-acuniferos-parte-2.html>. Updated 2009. Accessed May 27, 2018.

CORDOBA Fabio, ROLON Luisa, BUCHELLI Fernando, SUAREZ Mario. Provincia petrolifera del valle medio del magdalena, colombia. . http://archives.datapages.com/data/meta/colombia_acggp/simp7/tomo1/040_firstpage.pdf.

Corporación Autónoma Regional para la defensa de la Meseta de Bucaramanga. Resolución 001164. . 2015.

Corporación Autónoma Regional para la defensa de la Meseta de Bucaramanga. Resolución 000981. . 2012.

Costos de producción. FAO Web site. <http://www.fao.org/docrep/003/v8490s/v8490s06.htm>. Accessed May 30, 2018.

CRABTREE Mike, ESLINGER David, FLETCHER Phil, MILLER Matt, JOHNSON Ashley, KING George. La lucha contra las incrustaciones - remoción y prevención. .1999.

Curvas de declinación de producción. La Comunidad Petrolera Web site. <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/curvas-de-declinacion-de-la-produccion.html>. Updated 2009. Accessed May 26, 2018.

ECOPETROL S.A, AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Taller de pozos de inyección generalidades recobro. .

ECOPETROL S.A, PUENTES Daniela, RODRIGUEZ Luisa. Selección pozos. . 2018.

ECOPETROL S.A. Abastecedores bonanza. .

ECOPETROL S.A. ANÁLISIS AFECTACIÓN RECOBRO DE PETRÓLEO POR DAÑO EN LA FORMACIÓN POR LA INYECCIÓN DE AGUA .

ECOPETROL S.A. Análisis wi con daño campo bonanza. . . Accessed May 28, 2018.

ECOPETROL S.A. Balance hídrico campo bonanza. .

ECOPETROL S.A. Bonanza fisicoquímicos. . 2016.

ECOPETROL S.A. Inyección de agua campo bonanza. .

ECOPETROL S.A. Modelo estático campo bonanza mugrosa / esmeraldas / lisama 2017. .

ECOPETROL S.A. Modelo sahara campo bonanza. .

ECOPETROL S.A. Producción histórica del campo bonanza. . 2017.

ECOPETROL S.A. Seguimiento surveillance bonanza . 2013:22.

Evaluación hidrogeológica en los campos de la grm y gco: Provincia, bonanza, tisquirama, san roque y sardinata. *SIAM S.A.* :164.

GARCÉS Mauricio. Empuje por agua. prezi.com Web site. <https://prezi.com/p14lnos6truh/empuje-por-agua/>. Updated 2013. Accessed May 27, 2018.

GARCIA Mario, MIER Ricardo, CRUZ Luis Enrique, VASQUEZ Mauricio. Informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. *FONADE, , Universidad Industrial de Santander, AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS*. 2009:219.

GUATAVITA Omar, TRUJILLO Yeison. Generalidades de inyección de agua en campos petrolíferos. Issuu Web site. https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/generalidades_de_inyeccion_de_agua_. Updated 2012. Accessed Apr 19, 2018.

HERNANDEZ Anastacio. *Identificación del origen y control del agua producida*. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO; 2010.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.

_____ Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.

_____ Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C El instituto, 1998.23p.

Inyección de agua. La Comunidad Petrolera Web site. <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/inyeccion-de-agua.html>. Updated 2009. Accessed Apr 19, 2018.

LANDAURE Juan. Costos de inversión y de operación en la formulación de un proyecto. ESAN Graduate School of Business Web site. <http://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2016/06/costos-de-inversion-y-de-operacion-en-la-formulacion-de-un-proyecto/>. Updated 2016. Accessed May 30, 2018.

NARANJO Carlos Eduardo. Water disposal campo bonanza - agua pozo de captacion pw1 en formación esmeraldas pozo bonanza 25. . 2009.

PACHÓN Zarith, NARANJO Carlos, ROJAS Jorge, VILLAR Alvaro, PEDRAZA Yolanda. Factibilidad experimental de inyección de agua campo bonanza-informe final. *ECOPETROL S.A.* 2009:110.

PARRA José. *Interferencia entre yacimientos localizados en un acuífero común.* UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO; 2014.

PINZON Genny, RODRIGUEZ Astrid, MUÑOZ Didier. Registros de producción. SCRIBD Web site. <https://es.scribd.com/doc/63444006/REGISTROS-DE-PRODUCCION>. Updated 2011. Accessed Apr 19, 2018.

PORRAS Javier, SUAREZ Juan Felipe. *Evaluación técnico financiera de un sistema de levantamiento combinado bombeo mecánico e hidráulico para la obtención de información del yacimiento por medio de registros de producción en un pozo en campo provincia.* ; 2016.

RIBÓN Helena. ACUÍFEROS ingeniería de yacimientos. .

RODRIGUEZ Cesar, VARGAS Nelson, JARAMILLO Omar, PIÑEROS Andrea, CAÑAS Hugo. Oferta y uso de agua subterránea en Colombia. . 2010.

ROMERO Adriangela. Métodos de predicción. . 2018.

Sociedad geográfica de Lima, Global Water Partnership. *Aguas subterráneas - acuíferos.* Lima-Perú: ; 2011. https://www.gwp.org/globalassets/global/gwp-sam_files/publicaciones/varios/aguas_subterraneeas.pdf. Accessed May 26, 2018.

TARQUI Victor. Características que debe tener el agua para la inyección. .

VERGARA Anggela, SUAREZ Jesús. Pruebas de presión. *Scribd.* 2010. <https://es.scribd.com/doc/28626180/PRUEBAS-DE-PRESION>. Accessed May 26, 2018.

ANEXOS

ANEXO A

GRÁFICAS DE BSW%, LIQUID RATE Y TASA DE PETRÓLEO PARA POZOS CON ALTOS PORCENTAJES DE BSW(%) TENIENDO EN CUENTA EL LIQUID RATE (SEGÚN FORMAS 9)

