

**FACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE IMPLEMENTAR EL USO DE
POLÍMEROS COMO MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN
UN CAMPO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.**

ANA CRISTINA CERQUERA GIRALDO

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

2014

**FACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE IMPLEMENTAR EL USO DE
POLÍMEROS COMO MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN
UN CAMPO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.**

ANA CRISTINA CERQUERA GIRALDO

Tesis de grado presentada como requisito para optar al título de ingeniero de
Petróleos.

Director

M. Sc. Fernando E. Calvete G.

Ingeniero de Petróleos

Profesor asistente Escuela de ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

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

2014

DEDICATORIA

A Dios por darme la inteligencia, la fortaleza y la paciencia para poder terminar este proyecto, por cumplir todos los anhelos de mi corazón y nunca fallarme.

A mi Padre Abelardo Cerquera quien desde siempre ha guiado mi camino y me ha enseñado a cómo defenderme en la vida, le agradezco a Dios por darme un padre tan increíble.

A mi madre Aneida Giraldo por su amor incondicional, por su paciencia y por su comprensión, afortunada soy de tenerte mami.

A mi hermanito para que vea que si es posible todo lo que uno se propone, no importa cuando ni cuanto te demores desde que siempre se llegue a la meta.

A mis tíos padrinos Pedro y Gloria por que durante mi carrera profesional siempre me colaboraron incondicionalmente, dándome consejo, brindándome ayuda y apoyo.

A mi abuelita y mi tía yola por su amor y ayuda.

A mi novio Andrés Mauricio por estar siempre presente en mi vida, teniéndome paciencia, incentivándome a ser mejor, le doy gracias Dios por ponerte en mi camino.

A mis amigos inseparables e inolvidables, a Jaines, Champi y Sky porque nunca olvidare lo mucho que reímos, lloramos y gritamos durante el transcurso de la carrera, siempre tendrán un lugar en mi corazón y siempre serán de esas pocas personas a las que podre llamar amigos, a mi amiga Lilian Yulieth porque no importa si nos dejamos de ver 1 día o 1 año siempre estaremos ahí la una para la otra y por ultimo a mi amiga Hilary Romero a quien siempre llevare en mi corazón y con quien tengo muchos recuerdos hermosos de estudio, amistad y locura.

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecerle principalmente a Dios porque me respaldo en cada etapa de mi carrera y de mi proyecto, porque darne confianza e inteligencia

A la Universidad Industrial de Santander por haberme permitido formarme como una profesional integral.

Al profesor Fernando Calvete porque a pesar de siempre estar ocupado tuvo tiempo para ayudarme con este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA..	19
1.1 CAMPO LLANITO GALA	21
1.1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA	21
1.1.2 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y ESTRATIGRAFIA.....	22
1.2 MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA.	24
1.2.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	26
1.2.2. FACTORES QUE AFECTAN EL TRATAMIENTO CON MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA.	29
1.2.3. PROBLEMAS COMUNES CON MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA.	29
2. EVALUACIÓN DE LOS PILOTOS DE CAMPO REALIZADOS EN LOS POZOS GALA 1 NORTE, LLANITO 93 Y LLANITO 98.	31
2.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.	32
2.1.1 Funcionamiento.....	32
2.2 ANÁLISIS DEL HISTORIAL Y RESULTADOS DEL TRATAMIENTO EN EL POZO GALA 1 NORTE.....	34
2.3 ANÁLISIS DEL HISTORIAL Y RESULTADOS DEL TRATAMIENTO EN EL POZO LLANITO 93.....	38
2.4 ANÁLISIS DEL HISTORIAL Y RESULTADOS DEL TRATAMIENTO EN EL POZO LLANITO 98.....	42
2.5 LECCIONES APRENDIDAS ACERCA DE LOS TRATAMIENTOS REALIZADOS EN LOS POZOS GALA 1 NORTE, LLANITO 93 Y LLANITO 98....	45
3. SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODIFICADOR DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN EL CAMPO LLANITO- GALA.	49
3.1 PRESELECCIÓN DE POZOS: ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA.....	49
3.2 PRESELECCIÓN DE POZOS: POTENCIAL DE EXPLOTACIÓN DE RESERVAS.	50
3.3. PRESELECCIÓN DE POZOS: PETROFÍSICA, RAP EN EL LÍMITE ECONÓMICO, RESERVAS.....	52

3.4	ELECCIÓN DE POZOS INACTIVOS POR TENER LA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO (RAP) EN EL LÍMITE ECONÓMICO.	55
3.4.1	Preselección de pozos: Potencial de explotación de reservas.	56
3.4.2	Preselección de pozos: Reservas, propiedades petrofísicas, producción de agua acumulada.	56
3.4.3	Preselección de pozos: Estado del pozo.	57
3.4.4	Pozos Seleccionados.	57
4.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS INFLUYENTES EN EL TRATAMIENTO DEL MODIFICADOR DE PERMEABILIDAD RELATIVA.	59
4.1	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD POZOS SELECCIONADOS.	65
4.1.1	Análisis de sensibilidad Llanito 17.	65
4.1.2	Análisis de sensibilidad Llanito 55.	75
4.1.3	Análisis de sensibilidad Llanito 95.	85
4.1.4	Análisis de sensibilidad de pozo Llanito 99.	94
4.1.5	Análisis de sensibilización para el pozo Llanito 102.	106
4.2	ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS RESULTADOS EN LOS POZOS LLANITO 17, 55, 95, 99 Y 102.	117
5.	ANÁLISIS FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODIFICADOR DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN LOS ESCENARIOS SELECCIONADOS.	118
5.1	INVERSIÓN INICIAL.	118
5.2	FLUJOS DE EFECTIVO.	119
5.3	VIABILIDAD DEL PROYECTO.	120
5.3.1	Valor presente neto (VPN)	120
5.3.2	Tasa interna de retorno (TIR).	122
5.3.3	Tiempo de recuperación simple o Payback Simple.	123
5.4	VIABILIDAD FINANCIERA DE LOS POZOS EXITOSOS A NIVEL TÉCNICO CON LA IMPLEMENTACIÓN DEL TRATAMIENTO CON MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA.	123
5.4.1	Análisis Financiero Pozos Llanito 17, Llanito 55, Llanito 95, Llanito 99, Llanito 102.	125
6.	RESULTADOS TECNICO-FINANCIERO DE LOS POZOS LLANITO 55 Y LLANITO 102, LLANITO 17, LLANITO 95.	127

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	135
BIBLIOGRAFÍA.....	136
ANEXO A.....	138

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación de la cuenca del valle medio del magdalena.....	20
Figura 2. Ubicación del campo Llanito-Gala.	22
Figura 3. Presencia de una película de polímero en el medio poroso.	25
Figura 4. Esquema del proceso con Modificadores de Permeabilidad Relativa	27
Figura 5. Bombeo Mecánico	33
Figura 6. Funcionamiento de una bomba de subsuelo.	33
Figura 7. Tratamiento pozo Gala 1 Norte.....	34
Figura 8. Esquema de producción de aceite, gas y agua pozo Gala 1 Norte.	36
Figura 9. Esquema de producción de BSW%, Relación agua-aceite y GOR, pozo Gala 1 Norte.....	37
Figura 10. Condición previa al tratamiento pozo Llanito 93.	38
Figura 11. Esquema de producción de aceite, gas y agua pozo Llanito 93.....	40
Figura 12. Esquema de producción BSW%, Relación agua-aceite, GOR pozo Llanito 93	41
Figura 13. Historial del pozo Llanito 98.....	42
Figura 14. Esquema de producción de aceite, gas, agua pozo Llanito 98.....	43
Figura 15. Esquema de producción BSW%, Relación agua-aceite, GOR pozo Llanito 98	44
Figura 16. Diagrama de flujo pozo Llanito 93	47
Figura 17. Diagrama de flujo pozo Llanito 98	48
Figura 18. Índice de heterogeneidad del agua de producción acumulada vs índice de heterogeneidad de aceite producido acumulado	49
Figura 19. Distribución de la producción en el campo Llanito, por formación	60
Figura 20. Distribución de los pozos en el campo Llanito	60
Figura 21. Patrón de inyección del modelo	62
Figura 22. Curva de permeabilidades relativas agua-aceite para modelo de simulación.....	63
Figura 23. Curva de permeabilidades relativas gas-líquido para el modelo de simulación.....	64
Figura 24. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad post producción, Llanito 17.	66

Figura 25. Tasa de producción de aceite (bbl/mes), sensibilidad post-producción, Llanito 17.	67
Figura 26. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad tasa de inyección, Llanito 17.	69
Figura 27. Tasa de aceite producido (bbl/mes), sensibilidad concentración de polímero, Llanito 17	70
Figura 28. Tasa de aceite producido (bbl/mes), sensibilidad zonas cañoneadas, Llanito 17.	72
Figura 29. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad zonas cañoneadas, Llanito 17.	73
Figura 30. Escenario Final, Tasa de aceite producido (bbl/mes) Llanito 17.....	74
Figura 31. Escenario Final, Tasa de agua producida (bbl/mes) Llanito 17.	74
Figura 32. Tasa de aceite producido (bbl/mes, sensibilidad tasa post-tratamiento, Llanito 55.	76
Figura 33. Tasa de aceite producido (bbl/mes) sensibilidad volumen de tratamiento, Llanito 55.	78
Figura 34. Tasa de producción de aceite (bbl/mes), tasa de aceite producido (bbl/mes) sensibilidad volumen de tratamiento, Llanito 55.	79
Figura 35. Tasa de Agua Producida (bbl/mes), concentración de polímero, Llanito 55	80
Figura 36. Tasa de aceite (bbl/mes), concentración de polímero, Llanito 55.....	81
Figura 37. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad cañoneo , Llanito	82
Figura 38. Tasa de aceite producida (bbl/mes), sensibilidad cañoneo, Llanito 55	83
Figura 39. Escenario Final, Tasa de producción de agua (bbl/mes) Llanito 55	84
Figura 40. Escenario Final, Tasa de producción de aceite (bbl/mes) Llanito 55....	85
Figura 41. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad post-tratamiento, Llanito 95.	87
Figura 42. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad volumen de tratamiento, Llanito 95.	88
Figura 43. Tasa de aceite producido (bbl/mes), sensibilidad volumen de tratamiento, Llanito 95.	89
Figura 44. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad concentración, Llanito 95.	90
Figura 45. Tasa de aceite producido (bbl/mes), sensibilidad concentración de tratamiento, Llanito 95.	91
Figura 46. Tasa de agua producido bbls/mes, sensibilidad cañoneo, Llanito 95. ...	92
Figura 47. Tasa de aceite producido (bbl/mes), sensibilidad cañoneo, Llanito 95.	93

Figura 48. Escenario Final, Tasa de agua producida (bbl/mes) Llanito 95.	94
Figura 49. Escenario Final, Tasa de aceite producido (bbl/mes) Llanito 95.....	95
Figura 50. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad tasa post-tratamiento, Llanito 99.	96
Figura 51. Tasa de aceite producida (bbl/mes), sensibilidad tasa post-tratamiento, Llanito 99	97
Figura 52. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad volumen de tratamiento, Llanito 99.	99
Figura 53. Tasa de aceite producida (bbl/mes), sensibilidad volumen de tratamiento, Llanito 99	100
Figura 54. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad cañoneo, Llanito 99	101
Figura 55. Tasa de aceite producida (bbl/mes), sensibilidad cañoneo, Llanito 99.....	102
Figura 56. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad concentración, Llanito 99	103
Figura 57. Tasa de aceite producido (bbl/mes), sensibilidad concentración, Llanito 99	104
Figura 58. Escenario Final, Tasa de aceite producida (bbl/mes) Llanito 99.....	105
Figura 59. Escenario Final, Tasa de agua producida (bbl/mes) Llanito 99	106
Figura 60. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad post-tratamiento, Llanito 102	107
Figura 61. Tasa de aceite producida (bbl/mes), sensibilidad post-tratamiento, Llanito 102	108
Figura 62. Tasa de producción de aceite (bbl/mes), sensibilidad volumen de tratamiento, Llanito 102	109
Figura 63. Tasa de producción de agua (bbl/mes), sensibilidad concentración, Llanito 102	111
Figura 64 Tasa de producción de aceite (bbl/mes), sensibilidad concentración, Llanito 102	111
Figura 65. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad cañoneo, Llanito 102.....	113
Figura 66. Tasa de aceite producido (bbl/mes), sensibilidad cañoneo, Llanito 102...	114
Figura 67. Escenario final, Tasa de agua producida (bbl/mes) Llanito 102	115
Figura 68. Escenario final, Tasa de aceite producida (bbl/mes) Llanito 102.....	116
Figura 69. Representación del flujo de caja efectivo.....	119
Figura 70. Ilustración valor presente neto.....	121

Figura 71. Comportamiento del VPN en relación a la tasa de interés.....	122
Figura 72. Escenario final, Tasa de agua producida (bbl/mes) Llanito 102	127
Figura 73. Escenario final, Tasa de aceite producida (bbl/mes) Llanito 102.....	128
Figura 74 Escenario Final, Tasa de producción de agua (bbl/mes) Llanito 55	129
Figura 75. Escenario Final, Tasa de producción de aceite (bbl/mes) Llanito 55..	130
Figura 76. Escenario Final, tasa de producción de aceite, Llanito 17.....	131
Figura 77. Escenario Final, tasa de producción de agua, Llanito 17.....	132
Figura 78. Escenario Final, tasa de producción de aceite, Llanito 95.....	133
Figura 79. Escenario Final, tasa de producción de agua, Llanito 95.....	134

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características de los campos Llanito-Gala.....	24
Tabla 2. Pozos seleccionados por su alta producción de agua	50
Tabla 3. Potencial de explotación de reservas	51
Tabla 4. Pozo con mayor potencial de explotación de reservas.	52
Tabla 5. Pozos con reservas representativas.	52
Tabla 6. Criterio de Propiedades Petrofísicas: Capacidad de Almacenamiento. ...	53
Tabla 7. Pozos con buenas propiedades petrofísicas.....	53
Tabla 8. Estado de cada pozo	54
Tabla 9. Pozos seleccionados por estado operacional óptimo	54
Tabla 10. Mecanismo excesivo de producción de agua.	55
Tabla 11. Pozos seleccionados para el proceso de simulación	55
Tabla 12. Potencial de explotación de reservas.....	56
Tabla 13. Pozos preseleccionados por reservas, petrofísica y producción acumulada de agua.	56
Tabla 14. Estado mecánico del pozo.....	57
Tabla 15. Pozos candidatos al modelo de simulación.	58
Tabla 16. Propiedades del yacimiento.	64
Tabla 17. Sensibilidad presión de fondo, Llanito 17.....	66
Tabla 18. Tasa y presión de inyección para diferentes casos	68
Tabla 19. Parámetros de sensibilidad.....	76
Tabla 20. Sensibilización de parámetros.	77
Tabla 21. Cañoneos.....	82
Tabla 22. Variables a sensibilizar	86
Tabla 23. Volumen y presión de inyección	88
Tabla 24. Parámetros de sensibilización	92
Tabla 25. Parámetros para sensibilidad.....	96
Tabla 26. Presión y tasa de inyección	98
Tabla 27. Cañoneo	101
Tabla 28. Análisis de presión BHP.....	107
Tabla 29. Presión y tasa de inyección	109

Tabla 30. Cañoneo	112
Tabla 31. Escenarios	117
Tabla 32. Costos de un tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa	124
Tabla 33. Costos de operación de Campo Llanito	125
Tabla 34. Resultados financieros, pozos candidatos.	126
Tabla 35. Resultados Llanito 102.....	127
Tabla 36. Resultados para Llanito 55.	129
Tabla 37. Resultados financieros, Llanito 17.	131

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A	138
Tabla A1. Escenario económico Pozo Llanito 55 Sin tratamiento.....	139
Tabla A2. Escenario económico Pozo Llanito 55 Con tratamiento.	140
Tabla A3. Escenario económico Pozo Llanito 102 Sin tratamiento.....	141
Tabla A4. Escenario económico Pozo Llanito 102 Con tratamiento	142
Tabla A5. Escenario económico Pozo Llanito 17 Con tratamiento	143
Tabla A6. Escenario económico Pozo Llanito 17 Sin tratamiento.....	144
Tabla A7. Escenario económico Pozo Llanito 99 Con tratamiento	145
Tabla A8. Escenario económico Pozo Llanito 99 Sin tratamiento.....	146
Tabla A9. Escenario económico Pozo Llanito 95 Sin tratamiento.....	147
Tabla A10.. Escenario económico Pozo Llanito 95 Con tratamiento	148

RESUMEN

TITULO: FACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE IMPLEMENTAR EL USO DE POLÍMEROS COMO MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN UN CAMPO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA¹.

AUTOR: ANA CRISTINA CERQUERA GIRALDO².

PALABRAS CLAVES: Inyección de modificadores de permeabilidad relativa, reducción de corte de agua, sensibilidad de parámetros que afectan el tratamiento, selección e implementación del tratamiento en escenarios viables técnico y financieramente.

DESCRIPCION:

La inyección de polímeros modificadores de permeabilidad relativa es un método de optimización para pozos con alto corte de agua o con RAP en el límite económico, el objetivo del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa es incrementar la viscosidad del agua, así el pozo obtiene reducción de la carga hidrostática, reducción del costo energético de extracción y ahorro en el costo de procesamiento de agua de producción. Como la disposición y producción de agua excesiva en pozos petroleros genera pérdidas significativas en la industria, es necesario evaluar tecnologías y tratamientos que permitan mejorar y extender la vida productiva de un pozo.

Por este motivo, se hace necesario evaluar tratamientos que permitan recuperar pozos con altos cortes de agua o que han sido abandonados por RAP en el límite económico, tales como aislamiento con taponos o con cementación, tratamientos químicos, tratamientos con surfactantes o tratamientos con modificadores de permeabilidad relativa, en este proyecto se evaluó el uso de tratamientos con modificadores de permeabilidad relativa como alternativa para el control de exceso de agua de producción en un campo del Valle Medio del Magdalena.

El éxito de un tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa está basado en la selección adecuada del escenario, es decir: pozos con altas reservas y alto corte de agua e implementación óptima de parámetros (tasa de inyección de tratamiento, concentración de polímero etc.) que afectan el tratamiento.

La viabilidad técnica del escenario se evaluó reproduciendo el comportamiento del tratamiento en los pozos mediante el simulador STARS, CMG. El éxito de estos tratamientos no solo está basado en el incremento de producción de aceite, sino también en ahorro de costos de mantenimiento y levantamiento de agua, lo cual se evidencia en el análisis financiero realizado a los pozos seleccionados como escenarios atractivos para estos tipos de tratamiento.

¹ Trabajo de Grado.

² Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos.
Director: M. Sc., Fernando Enrique Calvete G.

ABSTRACT³

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL FEASIBILITY OF IMPLEMENTING THE USE OF POLYMERS AS MODIFIERS OF RELATIVE PERMEABILITY IN A FIELD OF VALLEY MIDDLE MAGDALENA.

AUTHOR: ANA CRISTINA CERQUERA GIRALDO⁴.

DESCRIPTION:

The injection of Relative Permeability Modifier polymer is a method of optimization for wells with high water cut or RAP in the economic limit , the treatment with Relative Permeability Modifiers aims to increase the viscosity of water , so the well gets hydrostatic load reduction , reduction of the energetic cost of extraction and saving in the cost of water production processing . Because the production and disposal of excess water in oil wells generated significant losses in the industry, it is necessary to evaluate and try treatments to improve and extend the productive life of wells.

For this reason, it is necessary to evaluate treatments to recover wells with high water cuts or have been left by RAP in the economic limit, such as insulation caps limit or cementation, chemical treatments, treatments with surfactants or treatments with Modifiers Treatments Relative permeability, this project was evaluated using treatments with Relative Permeability Modifiers as an alternative for the control of excess water production in a field of Middle Magdalena Valley.

The success of treatments with Relative Modifiers is based on the appropriate selection of the stage , wells with high reserves and high water cut among others, also optimal implementation of parameters that affect treatment for example: rate of injection treatment , polymer concentration etc, to determine the technical feasibility stage behavior treatment wells reproduced by STARS , CMG simulator success of these treatments is not only based on increasing oil production , also for saving maintenance costs and water lift , this is evident in the financial analysis conducted to selected scenarios as attractive treatment for these types of wells.

³ Graduate Project.

⁴ Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering.
Tutor: M. Sc., Fernando Enrique Calvete G.

INTRODUCCIÓN

La producción de agua es siempre causa de problemas en un pozo de petróleo, de hecho las compañías petroleras a nivel mundial producen un promedio de tres barriles de agua por cada barril de petróleo que extraen de los yacimientos en producción, el agua puede generar incrustaciones o estimular la formación de depósitos orgánicos que restringen la producción, migración de finos o directamente desencadenar un proceso de producción de arena de formación, incrementar el costo energético de la extracción de petróleo, tanto por el incremento de la carga hidrostática como por su empleo en la extracción de agua asociada. De igual modo se incrementan los costos posteriores de procesamiento, a los que hay que añadir el gasto energético de la propia reinyección de agua.

En muchos casos, las tecnologías innovadoras para el control de agua pueden significar una reducción de los costos y un aumento en la producción de hidrocarburos, lo mencionado anteriormente deja ver que el número de yacimientos maduros va en aumento y la necesidad de controlar la producción de agua cada vez se vuelve más urgente.

En este trabajo se presenta la evaluación de los tratamientos de agua, basados en polímeros reductores de permeabilidad relativa aplicados al campo Llanito-Gala, los cuales presentan historia de depositación que fue de tipo fluvial meandriforme, lo que ocasiono que las condiciones petrofísicas de yacimiento resultaran ser muy heterogéneas en diversos aspectos, pero uno de los principales factores que se tuvieron en cuenta para que estos campos fueran candidatos a este tipo de tratamiento fueron los altos costos de manejo de agua y que las facilidades de producción no son muy amplias para tal fin, para este estudio se escogieron los polímeros reductores de permeabilidad relativa debido a que los otros tratamientos (aislamiento con taponos, aislamiento con cementación y tratamiento químico de formaciones) implican riesgos de daño en los intervalos productivos y además afecta la producción de aceite.

1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA⁵

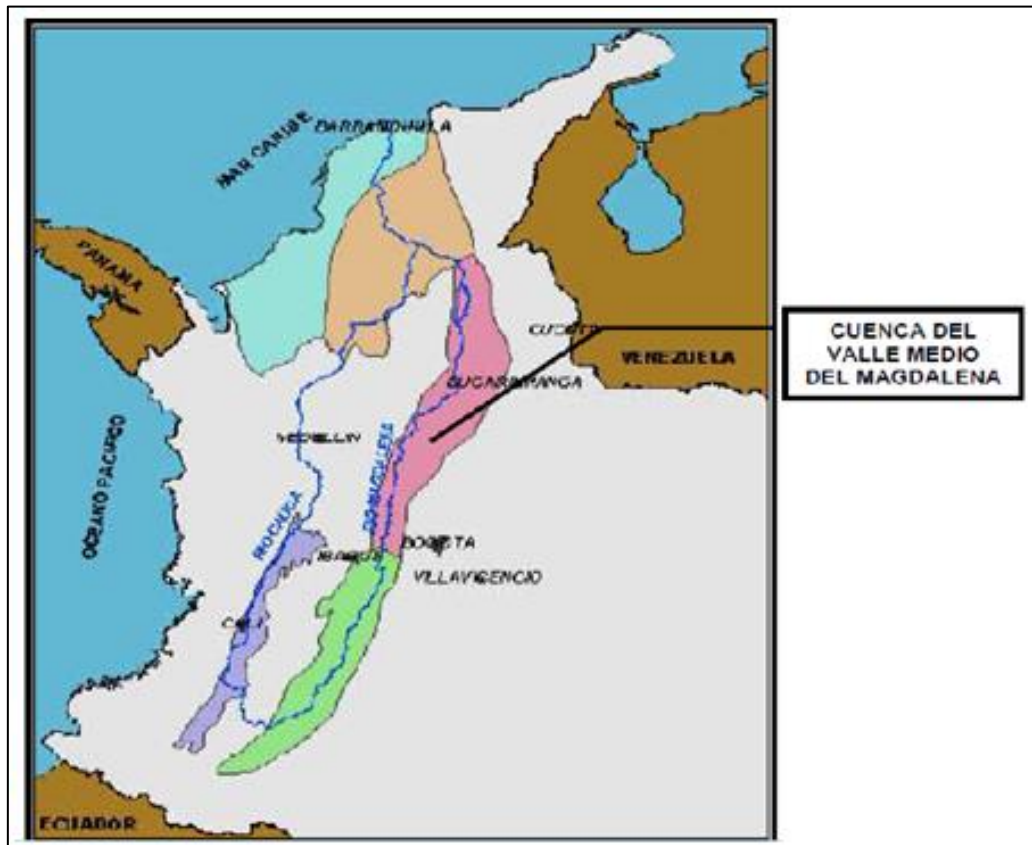
Hasta principios de los años ochenta, la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (CVMM) aportó la mayor parte del petróleo producido en Colombia. La explotación comercial de la CVMM comienza a principios del siglo XX con el yacimiento del campo la Cira Infantas, y desde entonces se han descubierto numerosos yacimientos, de menor proporción, pero que al igual que este poseen considerables reservas (Castro y Gordillo, 2005). Los mayores volúmenes de aceite original en-situ (OOIP) del país se encuentran en esta cuenca: 10.392 millones de barriles de petróleo (MMBO) que representan el 38% del OOIP del país (Castro y Gordillo, 2005). El balance del volumen de petróleo en el país reveló que del total del OOIP, el 66% (18.872 MMBO), se encuentra almacenado en rocas de edad Terciaria y el 34% restante en (9701 MMBO), en rocas Cretáceas (Castro y Gordillo, 2005). Esta cuenca contiene más de la mitad del OOIP almacenado en el terciario del país (10.771 MMBO), (Castro y Gordillo, 2005).

La cuenca del Valle medio del Magdalena es una región alargada en sentido Norte-Sur, que se localiza entre las cordilleras oriental y central de los Andes colombianos tal como se observa en la figura 1, las cuales constituyen sus límites oriental y occidental respectivamente (Castro y Gordillo, 2005). Cuenta con una extensión aproximada de 35000 KM².

La CVMM contiene 50 campos petrolíferos (ECOPETROL – ICP, 2006), y actualmente, aunque se han abandonado algunos yacimientos por su escasa viabilidad económica, en la cuenca quedan numerosos yacimientos en explotación (Castro y Gordillo, 2005). La industria en este momento se enfoca en la búsqueda de nuevas estrategias que conlleven a la recuperación de reservas, ya que hoy por hoy la CVMM no posee una alta producción, debido al agotamiento natural de sus campos.

⁵ ARAQUE GUEVARA, K. (2009). *Modelo geoestadístico basado en objetos para la caracterización de los cuerpos arenosos de la formación Colorado en el campo llanito cuenca del valle medio del Magdalena.*

Figura 1. Ubicación de la cuenca del valle medio del magdalena.



Fuente. Tomado y modificado de www.anh.gov.co

Con el antecedente de ser una zona petrolífera por excelencia, los potenciales petrolíferos residuales de la zona no se cuestionan, pues la cuenca posee aún muchas zonas y varios niveles sin explotar, que incluyen desde los reservorios de Areniscas del Terciario hasta los niveles naturalmente fracturados de Calizas del Cretácico.

1.1 CAMPO LLANITO GALA⁶

1.1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Los campos del activo Llanito de Ecopetrol S.A (Llanito, Gala, Galán) están ubicados en la parte norte de la concesión de mares, en el departamento de Santander, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al norte de la ciudad de Barrancabermeja; en la figura 2 se puede observar que el campo Llanito-Gala limita al norte con el Río Sogamoso, al sur con el campo Casabe, al este con la Ciénaga de San Silvestre y al oeste con la Ciénaga de Llanito.

Cartográficamente está comprendido dentro de las siguientes coordenadas geográficas (Gauss):

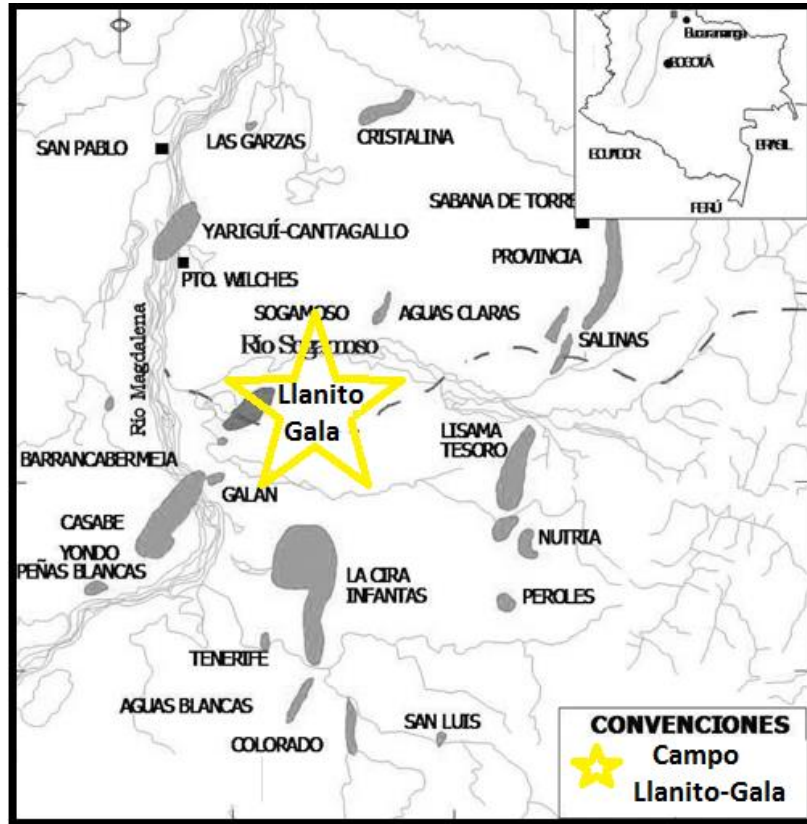
N: 1'288,000 a 1'277,000

E: 1'022,000 A 1'030,000

El activo tiene una extensión aproximada de 70 km² donde se han perforado alrededor de 270 pozos con áreas de drenaje para cada uno de ellos entre 15 y 20 acres. Su explotación ha sido hasta el momento de tipo primario y tiene como mecanismo de producción gas en solución y empuje parcial de agua. Los principales intervalos productivos lo constituyen areniscas de las Zonas B y C de la formación Mugrosa, como segundo objetivo las Zonas A y D de la formación Colorado y Esmeralda-La Paz, respectivamente y un intervalo arenoso del Toro Shale en todos los sectores del área. El aceite original reportado en la actualidad es de 552 Mbbls comprendidos en los tres campos Llanito, Gala y Galán, de los cuales a la fecha se cuenta con un acumulado de 78 Mbbls de petróleo extraídos, alcanzando de esta manera un factor de recobro del 14,1%.

⁶ SÁCHICA AVILA, J. (2010). *Factibilidad técnico económica para la recuperación del gas producido por los anulares de los pozos de los campos Llanito y Gala de Ecopetrol S.A.*

Figura 2. Ubicación del campo Llanito-Gala.



Fuente. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Geología, Grupo de investigación en Estratigrafía UIS-ICP, Bucaramanga.

1.1.2 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y ESTRATIGRAFIA.

Para poder realizar una descripción del yacimiento se observa a continuación en la tabla 1 las características generales del campo y a nivel estratigráfico un análisis general litológico de tope a base de las formaciones de interés:

- Terciario

La mayor parte de la secuencia Terciaria está presente en el área, los pozos comienzan la perforación en superficie sobre la formación Real, continuando la perforación de las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeralda- La Paz y terminando sobre las formaciones Cretáceas. Tanto sísmicamente como en la información de los pozos se observa esta secuencia. Los estratos del Terciario tienen buzamientos suaves, menores de 10 grados.

- **Formación Real**
Constituida por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerático, subangular a subredondeado con intercalaciones arcillosas de colores grises verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosas; existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso. En el campo los pozos comienzan la perforación en esta formación, que tiene 2660 pies de espesor aproximadamente.
- **Formación Colorado (Zona A)**
Su tope lo constituye el horizonte la Cira Shale, compuesto por lutita gris verdosa, sublamina, micromicácea, con inclusiones carbonáceas y de pirita. El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas. Los intervalos arenosos son de grano medio a fino, de composición silíceo color gris verdoso y regular selección. Su espesor aproximado es de 2500 pies.
- **Formación Mugrosa**
El tope de la formación lo marca un paquete de lutita de aproximadamente 200 pies de espesor, con abundantes fósiles conocidos como los Fósiles de Mugrosa. Esta formación se encuentra dividida en dos zonas: Zona B: Su espesor promedio es de unos 1400 pies, Zona C: Con un espesor promedio de 550 pies.
- **Formación Esmeraldas- La Paz (Zona D)**
Posee un espesor aproximado en el área de 500 pies, hacia la base de esta formación es muy característico en el área un paquete de 280 pies aproximadamente de espesor de lutita llamada el Toro Shale, de color crema, silíceo, dura, con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con matriz arcillosa, selección regular e inclusiones de materia orgánica, con importantes manifestaciones de Hidrocarburos.

Tabla 1. Características de los campos Llanito-Gala.

Horizonte Productor	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Espesor Petrolífero	26 pies gasíferos	50 pies	40 pies	18 pies
Porosidad Promedio	21%	17%	18%	15%
Permeabilidad	250md	150md	180md	160md
Saturación de agua	25%	40%	40%	47%
Salinidad de agua formación	18000ppm	23500ppm	29900ppm	32000ppm
Presión de Yacimiento	1880 Psi	2400 Psi	2800 Psi	3200 Psi
Presión actual	1600 Psi	900-1500 Psi	110 Psi	900 Psi
Temperatura de Yacimiento	130°F	135°F	140°F	140°F
Gravedad API	-	21°API	23°API	24°API
GOR (Inicial)	150 scf/stb	200 scf/stb	200 scf/stb	370 scf/stb
Factor Volumétrico de formación	-	1,094 Resbl/stb	1,105 Resbl/stb	1,206 Resbl/stb
BSW inicial	0	0-3%	0-3%	0-3%

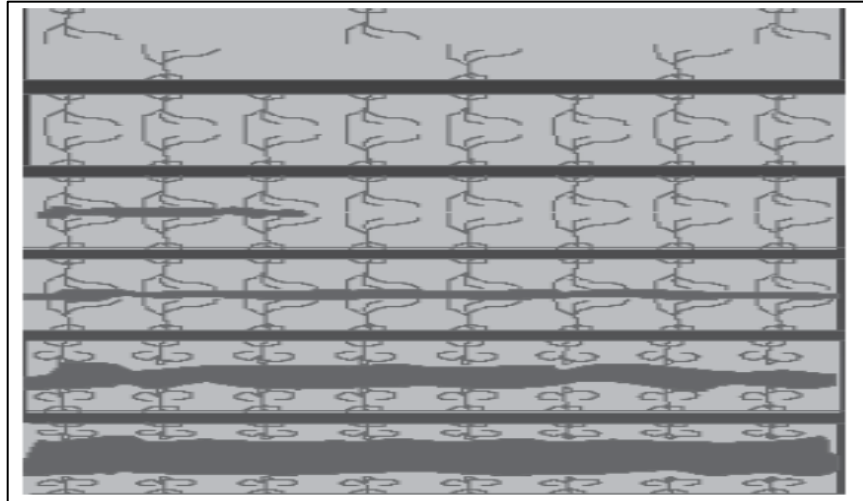
Fuente. SÁCHICA AVILA, J. (2010). *Factibilidad técnico económica para la recuperación del gas producido por los anulares de los pozos de los campos Llanito y Gala de Ecopetrol S.A*

1.2 MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA⁷.

Son sistemas de polímeros de carácter hidrofílico solubles en agua. Estos polímeros una vez hidratados, producen largas cadenas que se adhieren a la roca ocupando parte del volumen poroso disponible al flujo, y debido a su carácter hidrofílico, tienden a tener mayor preferencia hacia al agua que al aceite, por tanto ejercerán sobre el flujo de agua una resistencia adicional, sin afectar, significativamente el flujo de aceite. Como se puede observar en la figura 3, en un medio de preferencia humectante al agua, una película de aceite fluye por el medio de los canales sin tener ningún tipo de contacto con la superficie del mineral. Por otro lado, el agua fluye por las zonas cercanas a la pared del poro, estando en contacto permanente con el modificador de permeabilidad relativa (RPM) que fue anteriormente adsorbido por la roca, de esta forma se asegura que el tratamiento de carácter hidrofílico ejerza una fuerza de resistencia adicional al flujo de agua a través del medio poroso sin afectar de sobremanera el patrón de flujo que el aceite ejerce desde el yacimiento hasta el fondo del pozo desde las zonas no alcanzadas por el tratamiento.

⁷ PLAZAS REYES, S. (2010). *Viabilidad técnica y económica de la implementación de modificadores de permeabilidad para el campo Llanito.*

Figura 3. Presencia de una película de polímero en el medio poroso.



Fuente. ESCOBAR ACOSTA, V. (2004). Nueva metodología de laboratorio para la efectividad de tratamientos modificadores de permeabilidad relativa.

Se debe garantizar que el tratamiento con el Modificador de Permeabilidad Relativa (RPM) sea iniciado en una etapa temprana de la inyección de agua, debido a que en una etapa avanzada los polímeros pueden ser ineficientes por la baja saturación de petróleo móvil para recuperar, lo que genera un resultado desfavorable al implementar el tratamiento.

Para determinar la efectividad del tratamiento se define el factor de resistencia residual (RRF) a cada fase (ecuación 1). Este RRF es la razón que determina la eficiencia del tratamiento, comparando la permeabilidad efectiva a la fase que se esté evaluando (agua o aceite) antes de la inyección del RPM con la permeabilidad efectiva de dicha fase obtenida después de la inyección del tratamiento. Es necesario tener en cuenta que este valor de RRF debe ser calculado en un mismo punto de saturación con la ayuda de las curvas de permeabilidad relativa, con el fin de realizar estimativos reales acerca de la efectividad del tratamiento cuando iguales proporciones de fluidos se encuentran en el medio poroso antes y después de la adsorción del polímero por parte de la superficie del mineral.

Ecuación(1)

$$RRF = \frac{K_{i_{antes}}}{K_{i_{despues}}}$$

RRF: Factor de resistencia residual.

K_i: Permeabilidad efectiva antes del tratamiento.

K_i: Permeabilidad efectiva después del tratamiento.

Así, un valor de RRF>1 indica que la permeabilidad efectiva a la fase que se esté analizando (agua o aceite) disminuyó después de aplicar el tratamiento y un RRF<1 indicará lo contrario.

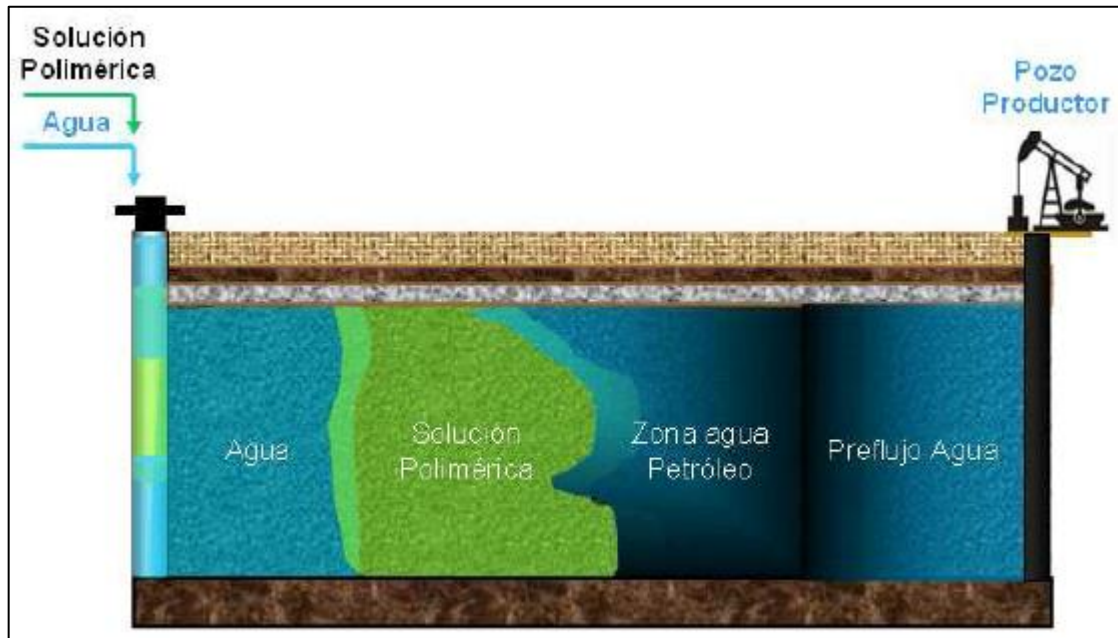
1.2.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO⁸.

Según Paris de Ferrer⁹, este proceso consiste en añadir al agua de inyección un tapón de polímero de 200 a 1000ppm, de un alto peso molecular que oscile entre 2-4 MMlb/lbmol, antes de que este sea inyectado en el yacimiento; lo cual da origen a una solución muy viscosa a pesar de estar altamente diluida. Este aumento en la viscosidad produce una reducción de la permeabilidad efectiva al agua, la cual crea un frente de fluido desplazante más estable, permitiendo un barrido más completo del yacimiento y un mayor desplazamiento de aceite, producto de la mejora de la relación de movilidad agua-petróleo, en comparación con una inyección de agua convencional. El proceso de inyección de la solución polimérica debe estar diseñado de tal forma que se reduzca gradualmente su concentración, ya que a su vez ocurre una disminución de su viscosidad, y así el agua que se inyecte posteriormente no se digitara debido a diferencias de viscosidad con el bache de polímero, es decir, que se requiere que en la interfase la diferencia de viscosidades no sea tan grande, adicionalmente se consigue una reducción de costos por disminución de químico requerido, en la figura 4 se esquematiza lo mencionado anteriormente para un caso particular, donde se puede apreciar que la concentración del polímero es reducida a medida que aumenta el volumen de solución polimérica inyectada, con el fin de disminuir la diferencia de movilidad entre la solución polimérica y el agua fresca inyectada más tarde.

⁸ JÍMENEZ MOLANO, A. (2009). *Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos mediante analogías.*

⁹ PARIS DE FERRER, M. (1984). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.*

Figura 4. Esquema del proceso con Modificadores de Permeabilidad Relativa.



Fuente. JIMÉNEZ MOLANO, A. (2009). Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos mediante analogías.

Estimación del volumen del tratamiento con el Modificador de Permeabilidad Relativa.

Teniendo en cuenta que la tasa de inyección es una variable crítica en el proceso con modificadores de permeabilidad relativa, se han desarrollado modelos que la rijan. A continuación se presenta un modelo para la predicción de las tasas de inyección, que fue planteado para las siguientes condiciones:

- Pozo con hueco abierto o con suficientes perforaciones como para despreciar la caída de presión a través de estas.
- Solución polimérica fluyendo radialmente fuera del pozo.
- Fluidos incompresibles.
- Flujo de una sola fase para simplificar el desarrollo.

Cuando la inyección comienza a una tasa constante, el frente de la zona de polímero se mueve radialmente alejándose de la cara del pozo y la presión cae continuamente con el tiempo. La localización del frente del polímero se puede determinar con un balance de masa si se omiten la dispersión y el volumen de poros inaccesibles. La ecuación es la siguiente:

$$\text{Ecuación (2)} \quad r_p = \sqrt{\frac{5,615 * \rho_p * W_p * C}{\pi * h [\phi * S_w * c * \rho_p + \hat{C} * (1 - \phi) \rho_r]}}$$

Dónde:

r_p = Radio del frente de polímero (ft).

ρ_p = Densidad de la solución polimérica (lb/ft³).

w_p = Volumen acumulativo de solución polimérica inyectada (bbl).

C = Concentración del polímero (lb/ft³).

\hat{C} = Retención del polímero (lb/ft³).

Los datos de radio del frente del polímero, densidad de la solución polimérica, concentración y retención del polímero, se tienen tanto del piloto como de la ficha técnica del polímero usado. El espesor de la formación y las demás propiedades petrofísicas presentes en la ecuación, serán específicos para cada pozo seleccionado como candidato y se encuentran en la base de datos de campo.

Volumen del tratamiento con el modificador de permeabilidad relativa a inyectar.

Se toma a partir del valor de radio de frente del polímero, la ecuación para este cálculo es la siguiente:

$$\text{Ecuación (3)} \quad V = 7.4805 * \phi * (R^2 - R_w^2) * H * \pi.$$

V = Volumen de polímero a inyectar (gal).

R = Radio deseado de tratamiento (ft) (radio del frente del polímero).

H = Altura del tratamiento (ft).

ϕ = Porosidad

1.2.2. FACTORES QUE AFECTAN EL TRATAMIENTO CON MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA.

- Salinidad o contenido de iones divalentes: Los yacimientos a menudo poseen agua de formación salubre que contiene altas concentraciones de cationes divalentes, en particular de Ca^{2+} y Mg^{2+} , que hacen que la viscosidad de la solución polimérica se vea afectada. Debido a que la salinidad causa degradación química en el polímero, la concentración de sales en la formación preferiblemente debe ser pequeña para evitar el fenómeno de floculación del polímero y las interacciones entre los minerales y el químico inyectado.
- Temperatura: Los polímeros exhiben alteración en su composición debido a la degradación causada por altas temperaturas. Hay dos factores que deben ser considerados (a) la temperatura a la que se somete el polímero, y (b) el periodo de tiempo que se mantenga esta condición. En general, las soluciones poliméricas pierden viscosidad con el aumento de la temperatura; por otro lado, cuando las soluciones poliméricas pasan por periodos de tiempo prolongados a elevadas temperaturas, ocurre degradación de las cadenas poliméricas, lo cual también afecta la viscosidad de la solución.
En general, la estabilidad de los polímeros a largo plazo dentro de yacimientos que poseen temperaturas por encima de 160°F , es necesario que sea estudiada para tiempos y ambientes representativos de los campos en estudio.
- Presencia de acuífero activo y capa de gas: Para el caso de yacimientos que poseen acuíferos activos, no se recomienda realizar inyección de químicos, debido a que el potencial del pozo es suficiente, lo cual no justifica que se realice una inversión en implementación de estos procesos. En yacimientos en presencia de capa de gas, la aplicación de una inyección de químicos traería consigo que el aceite movilizado pueda restaurar la capa de gas, presentándose un efecto de llenado, lo cual no sería favorable y no se justificarían los costos de inversión.

1.2.3. PROBLEMAS COMUNES CON MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA.

Los procesos con modificadores de permeabilidad relativa exhiben diferentes problemas durante su desarrollo dependiendo en gran medida del tipo de polímero empleado. Tales problemas son: adsorción, precipitación, degradación, entre otros; la presencia de ellos trae como

resultado la pérdida de las propiedades del polímero, reflejándose en una disminución de la efectividad del proceso.

Muchos de ellos se pueden controlar inyectando ciertos aditivos a la solución polimérica o llevándose a cabo algún programa de monitoreo, pero cuando estos problemas no son detectados a tiempo para seguirse el programa de control puede llevarse al fracaso del proyecto.

- Retención: Es causada principalmente por la adherencia del polímero a las paredes de los poros, los cuales son pequeños en relación con el tamaño de la molécula del químico en solución.
- Adsorción: Es un proceso físico en el cual las partículas de un material se adhieren a la superficie de otro, ocurre por la adherencia del polímero a la superficie de la roca.
- Degradación mecánica: Los polímeros utilizados para inyección, continuamente se encuentran sometidos a esfuerzos de cizallamiento al atravesar cada poro de las rocas del yacimiento; este esfuerzo es mayor o menor de acuerdo a la tasa a la cual inyecten, y ocurre muchas veces consecutivamente; este mal tratamiento produce la ruptura de la cadena polimérica resultando en la degradación del polímero.
- Degradación oxidativa: El ataque oxidativo se manifiesta como el ataque del oxígeno disuelto en el agua inyectada, causando la pérdida de la viscosidad de la solución con el tiempo.
- Degradación térmica: La temperatura del yacimiento es una propiedad fundamental dentro del desarrollo del proceso de inyección de polímeros, de tal forma que no debe ser tan alta que cause su degradación, ni tan baja que provoque que la velocidad de reacción sea lenta.
- Baja afectación del tratamiento: Partiendo del hecho que las moléculas de los polímeros según su estructura son más grandes que las del agua y aún más grandes en relación con algunos poros de la roca; en algunas ocasiones los polímeros no fluyen a través de todos los espacios porosos en contacto con la salmuera.

2. EVALUACIÓN DE LOS PILOTOS DE CAMPO REALIZADOS EN LOS POZOS GALA 1 NORTE, LLANITO 93 Y LLANITO 98.

Los pilotos de campo, son estudios técnicos realizados a través de pruebas a menor escala, con el objetivo de determinar la viabilidad técnica y financiera de un proyecto que de ser desarrollado exitosamente procederá a implementarse a gran escala, las pruebas piloto realizadas en el campo Llanito-Gala permitieron obtener lecciones aprendidas que permitan la optimización en futuras intervenciones y determinar si el tratamiento fallo por el tipo de yacimiento o por una selección poco detallada en los pozos candidatos.

En el campo Llanito-Gala se realizó una selección de pozos basados en las propiedades petrofísicas, el potencial del pozo y el corte de agua, se desarrolló la prueba piloto en los pozos Gala 1 norte, Llanito 93 y Llanito 98 para evaluar el control de agua por modificadores de permeabilidad relativa (RPM), el producto utilizado en el proceso de inyección es un ter-polímero hidrofílico llamado AquaCon (RPM) de moderado peso molecular basado en poliacrilamida. También está compuesto por mioties sulfatados, compuestos que hacen que el polímero sea más tolerante a salmueras, especialmente aquellas que contienen cationes divalentes, estas características unidas a una estructura química única permite que el polímero se adhiera a la roca, generando la base para el desempeño del producto¹⁰. El tratamiento AquaCon (RPM) fue evaluado en el ICP con resultados óptimos como: reducción del 9% en la permeabilidad efectiva al aceite (K_o) y una reducción del 85.2% en la permeabilidad efectiva al agua (K_w)¹¹

Sin embargo, es necesario analizar el historial del campo junto con los resultados de las pruebas realizadas con el tratamiento del modificador de permeabilidad relativa para comprender el historial de los pozos utilizados en las pruebas en el campo Llanito-Gala, se hace necesario realizar una breve revisión bibliográfica acerca del sistema de levantamiento artificial que se implementó antes de intervenir los pozos para realizar la inyección del polímero, con el objetivo de comprender las diferentes intervenciones realizadas a través del historial del pozo para poder diferenciar si el incremento de la producción es debido a la implementación del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa o si

¹⁰ Plazas Reyes, S, Ramírez Vargas, J. (2010). *Viabilidad técnica y económica de la implementación de modificadores de permeabilidad para el campo Llanito.*

¹¹ Resumido de Campo, P. (2009). *Tratamiento para el control de agua Aquacon RPM, Gala 1 N formación mugrosa B.*

es debida a una optimización del sistema de levantamiento artificial que en este caso fue bombeo mecánico.

2.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

BOMBEO MECANICO¹²

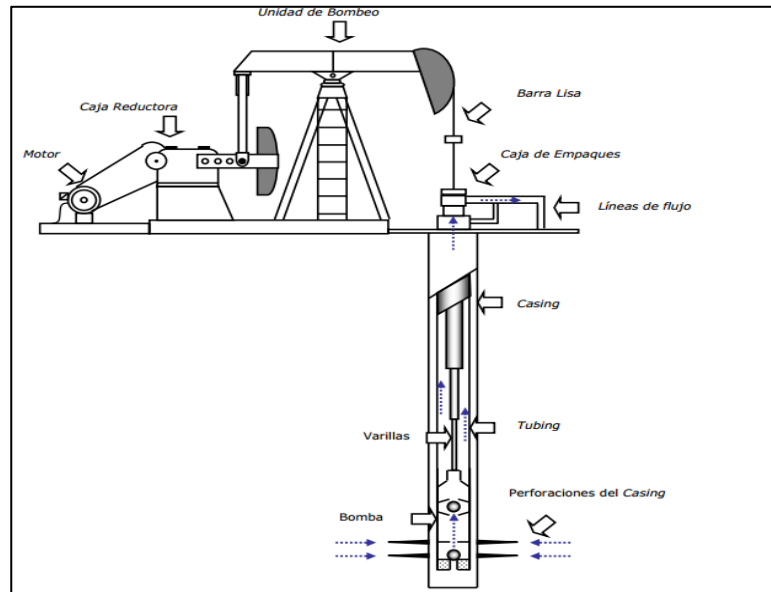
El bombeo mecánico es un sistema de levantamiento de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, el yacimiento que ha de producir por bombeo mecánico tiene cierta presión, suficiente para que el petróleo alcance un cierto nivel en el pozo. En la figura 5 se observa un esquema generalizado de este sistema de levantamiento, el bombeo mecánico es un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie. El balancín de producción, que en apariencia y principio básico de funcionamiento se asemeja al balancín de perforación a percusión, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción, a cierta profundidad del fondo del pozo.

2.1.1 Funcionamiento⁹

En la figura 6, se observa el funcionamiento de una bomba de subsuelo, para que ocurra la acción del bombeo, el pistón realiza un movimiento recíprocante dentro del barril, la tubería confina la sarta de cabilla de succión que acciona a su vez la bomba en el subsuelo; posee válvula fija y viajera, son válvulas de no retorno, de bola y asiento de modo que solo permite el flujo en una sola dirección hacia el cabezal. El volumen encerrado entre estas dos válvulas constituye la cámara de bombeo. Cuando el balancín está en el punto muerto inferior, las válvulas fijas y viajeras se hallan cerradas. Al comenzar la carrera ascendente, la presión de fondo y el efecto de succión del pistón permiten la apertura de la válvula fija; el fluido pasa del pozo hacia la parte inferior de la bomba.

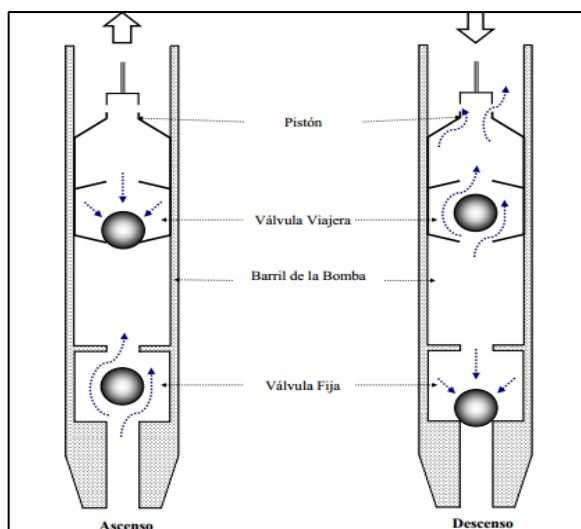
¹² AMAZO RAMIREZ, D. (2011). *“Cálculo y análisis de la eficiencia del sistema de bombeo mecánico en el campo llanito de la gerencia regional”*.

Figura 5. Bombeo Mecánico



Fuente. Flórez Dulcey, P. (2009). “Evaluación del desempeño del sistema de bombeo mecánico en los pozos del campo yarigüí-cantagallo a partir de registros twm e información de producción”

Figura 6. Funcionamiento de una bomba de subsuelo.



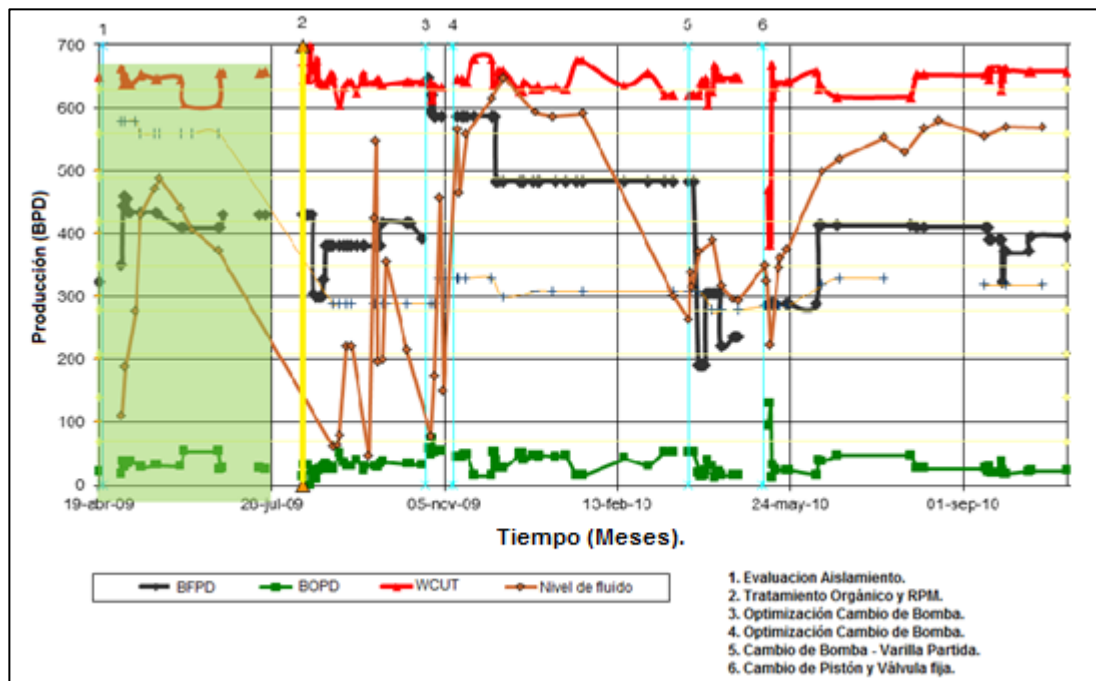
Fuente. Flórez Dulcey, P. (2009). “Evaluación del desempeño del sistema de bombeo mecánico en los pozos del campo yarigüí-cantagallo a partir de registros twm e información de producción”.

Al mismo tiempo, la columna de fluido ejerce una presión sobre la válvula viajera y permanece cerrada, durante la carrera ascendente fluido continúa liberando la válvula hasta que el pistón llega al punto muerto del pistón. La válvula fija y cierra y comienza la carrera descendente. El pistón se mueve hacia abajo y produce un punto de compresión cuando la presión interna es superior a la que existe en la válvula viajera, esta se abre y el fluido es transferido al pistón hasta llegar al punto muerto inferior, donde se repite el ciclo de bombeo. No obstante hay que tener presente que la tubería debe ser capaz de soportar la presión debido a la columna de flujo sobre la bomba.

2.2 ANÁLISIS DEL HISTORIAL Y RESULTADOS DEL TRATAMIENTO EN EL POZO GALA 1 NORTE.

La figura 7, representa el historial de producción del pozo Gala 1 Norte, se analizará cada etapa con el fin de determinar la eficiencia del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa.

Figura 7. Tratamiento pozo Gala 1 Norte.



Fuente. Tomado y modificado: Informe final Curvas de producción de pilotos de campo con modificadores de permeabilidad relativa. Jorge Andrés Sachica.

- **Condición previa al tratamiento.**

En la figura 7, la etapa previa al tratamiento está comprendida entre los tramos 1 y 2, se realizó un aislamiento mecánico para evaluar el comportamiento del pozo, se observa que a mitad del lapso de tiempo entre abril y julio hubo un decremento en el corte de agua de 50 barriles y un aumento de 20 barriles de aceite, lo que indica que el aislamiento si fue efectivo a nivel técnico, de acuerdo con estos resultados se estimó que el problema de la baja producción de aceite del pozo es generado por el alto corte de agua, por esta razón se decidió implementar una alternativa más invasiva en la formación para disminuir el agua producida e incrementar la producción de petróleo.

- **Condición posterior al tratamiento.**

El 15 de agosto del año 2009 se llevó a cabo la implementación del tratamiento con el modificador de permeabilidad relativa, se evaluó en diferentes etapas de tiempo el comportamiento posterior del pozo para determinar si la inyección del polímero fue efectiva o no.

En la figura 7, se observa que entre la etapa 2 y 3 la producción de aceite tuvo un comportamiento constante y el corte de agua disminuyo en 50 barriles, sin embargo este comportamiento no se mantuvo y volvió a reestablecerse a los barriles de agua producidos antes del tratamiento, manteniéndose constante en el periodo de tiempo entre la etapa 2 y 3, por otro lado el comportamiento del nivel del fluido oscila muy abruptamente lo que indica una posible falla en la bomba de subsuelo.

- **Condición pos tratamiento 2.**

Es necesario evaluar las etapas posteriores al tratamiento para determinar con certeza si fue o no efectivo técnicamente, en la figura 7, en la etapa 4 y 5 se observa que en la mitad del lapso de tiempo entre noviembre del 2009 y febrero del 2010, hizo efecto el tratamiento debido a que el corte de agua disminuye y la producción de petróleo se incrementa, sin embargo la respuesta del yacimiento frente al tratamiento no es muy prolongada y no se puede asegurar con certeza si las etapas 5-6 tuvo disminución del corte de agua e incremento en la producción de petróleo debida al efecto del tratamiento o a la optimización del sistema de levantamiento artificial con el cambio de bomba, de pistón y de válvula fija.

- **Resultados de las pruebas.**

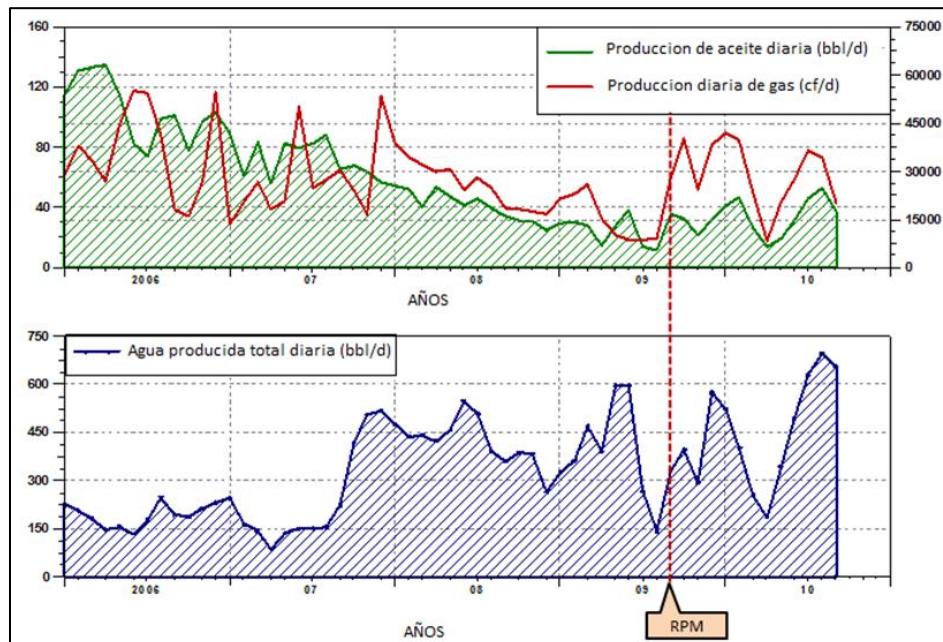
El tratamiento en este pozo fue iniciado el día 15 de agosto del 2009, se realizó un cambio de bomba de una 25-225-THC-20-3-2-2 a una 30-225-RHAC-20-4-2-2 con el objetivo de optimizar el tratamiento, la punta de la tubería estuvo ubicada a 5761 pies y la profundidad de la bomba a 5603 pies. A continuación se observaran

las gráficas de los resultados del tratamiento, y a su vez se podrá observar el historial del pozo antes de optimizarlo.

El pozo Gala 1 Norte inicio producción en junio de 2004 con 148 barriles de aceite con un corte de agua de 60%, posteriormente oscilo entre el 60% y el 70% hasta mediados del 2007, cuando experimento un incremento hasta el 90% en promedio. A principios de 2009 el pozo producía alrededor de 38 barriles de aceite por día con un corte de agua del 92%, en conjunto desde los 7 intervalos abiertos de producción, lo que genera costos adicionales en facilidades de superficie para el tratamiento del agua, ya sea para reinyectarla o para verterla en ríos. Por esta razón, se hizo necesaria la implementación de un método de optimización con el objetivo de disminuir el corte de agua e incrementar la producción de aceite.

En las figuras 8 y 9, las siglas RPM son la representación de la aplicación del modificador de permeabilidad relativa en el historial.

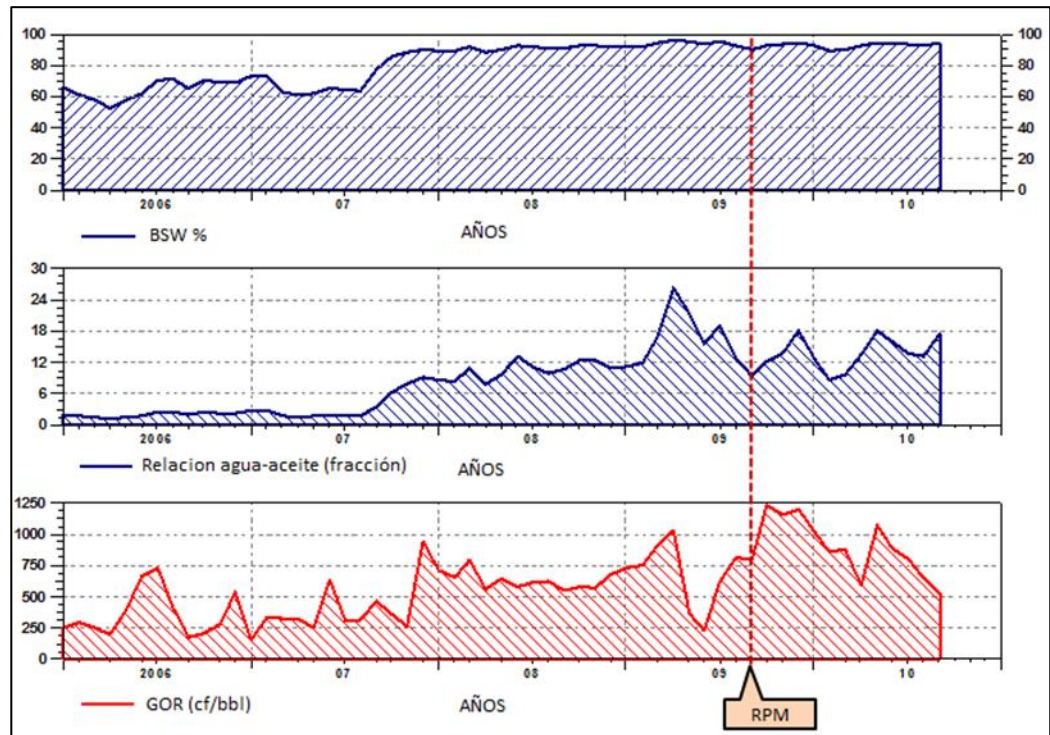
Figura 8. Esquema de producción de aceite, gas y agua pozo Gala 1 Norte.



Fuente. Tomado y modificado: Informe final Curvas de producción de pilotos de campo con modificadores de permeabilidad relativa. Jorge Andrés Sachica.

En la figura 8 se observa que luego de realizarse el tratamiento con el modificador de permeabilidad relativa (RPM) la producción de aceite incrementa y que el agua producida a mitad del 2009 se reduce.

Figura 9. Esquema de producción de BSW%, Relación agua-aceite y GOR, pozo Gala 1 Norte



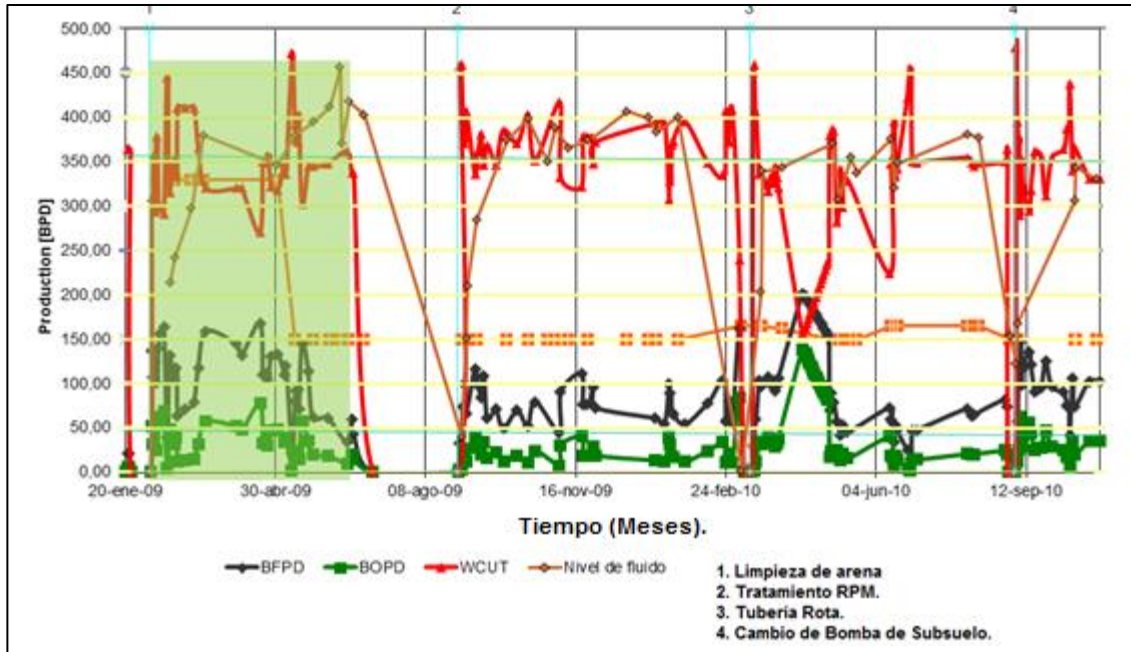
Fuente. Tomado y modificado: Informe final Curvas de producción de pilotos de campo con modificadores de permeabilidad relativa. Jorge Andrés Sachica.

La respuesta inicial del pozo no genero cambio significativo, sin embargo en la figura 9, el GOR a finales del 2009 disminuye lo que indica que se está produciendo un incremento en la producción de aceite, esto se corrobora observando que la relación agua-aceite disminuye y finalmente en la figura 8 el agua producida disminuye, lo que indica que el tratamiento si fue exitoso a nivel técnico.

Sin embargo, el efecto no fue duradero puesto que en el mes de noviembre del 2009, es decir 3 meses después de efectuado el tratamiento se recolectaron muestras de cabeza de pozo con BSW del 94-95% asociados a tasas de producción entre 400-500 BPD. Finalmente se evidenciaron cambios en la permeabilidad efectiva al agua no duraderos y difícilmente medibles debido al rango de BSW en el que se encuentra el pozo (90-99%).

2.3 ANÁLISIS DEL HISTORIAL Y RESULTADOS DEL TRATAMIENTO EN EL POZO LLANITO 93.

Figura 10. Condición previa al tratamiento pozo Llanito 93.



Fuente. Tomado y modificado: Informe final Curvas de producción de pilotos de campo con modificadores de permeabilidad relativa. Jorge Andrés Sachica.

- Condición previa al tratamiento.

En la figura 10, la condición previa al tratamiento se encuentra entre los tramos 1 y 2, se observa que el pozo tiene un alto corte de agua, la producción tanto de agua como de aceite antes de la segunda etapa cae drásticamente a valores muy bajos, lo que indica un posible daño en el sistema de levantamiento artificial, antes de la implementación del tratamiento el corte de agua era de 68%, la producción de aceite 23 barriles de aceite por día.

- Condición posterior al tratamiento.

La etapa posterior al tratamiento en la figura 10 se encuentra entre la etapa 2 y 3, se observa que la reacción del pozo frente al tratamiento en tiempos tempranos no genera un incremento significativo en la producción de petróleo, ni una disminución importante en el corte de agua, en esta etapa el efecto se empezó a evidenciar el día 16 de noviembre del 2009 donde la mayor producción que se

logro fue de 50 barriles de aceite por día y 320 barriles de agua por día, sin embargo la producción no se mantuvo ni se incrementó, disminuyo a un valor promedio de 20 barriles de aceite por día y los barriles de agua producidos a un valor promedio de 370 barriles de aceite por día. En la parte final de la etapa 2 se observa como la producción de aceite, agua, barriles de fluido y el nivel de fluido disminuyen a cero, esto indica que la tubería se rompió y que el fluido se está saliendo de la tubería hacia el revestimiento.

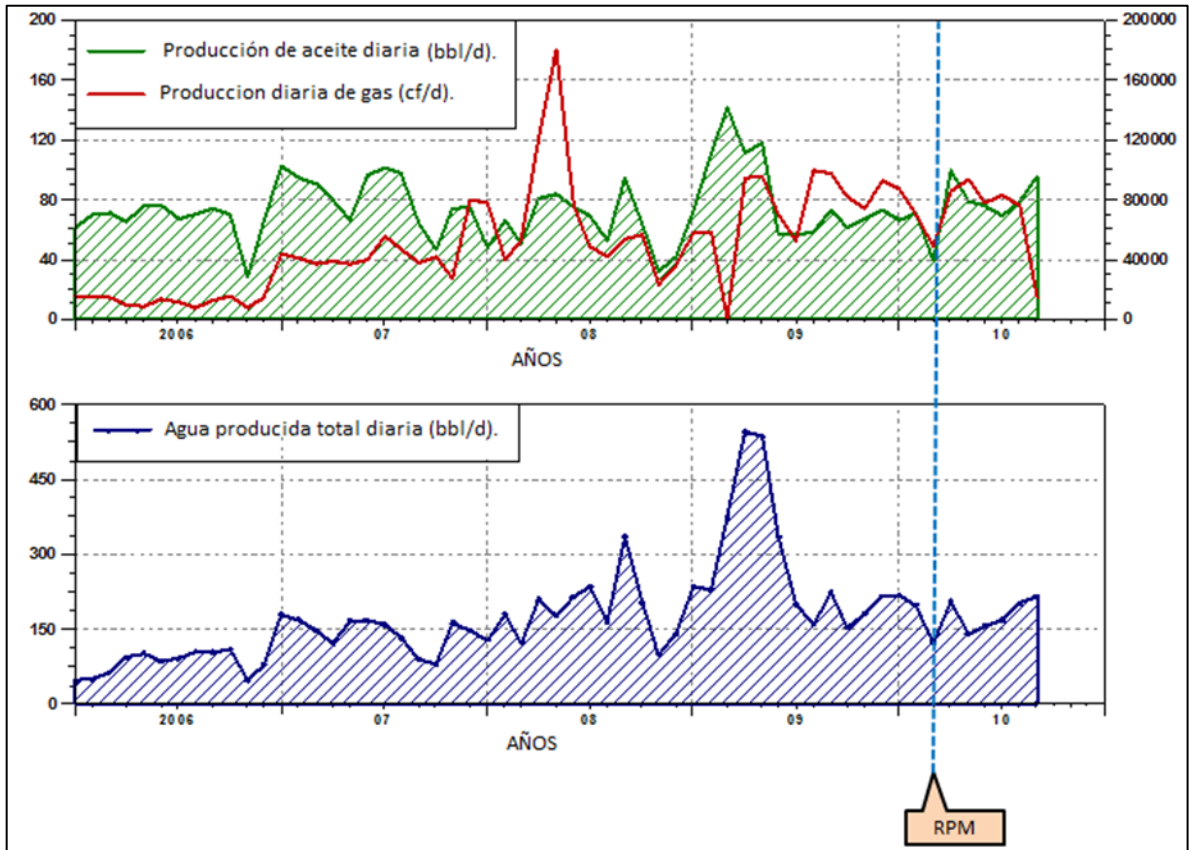
- **Condición pos tratamiento 2**

El análisis de los tiempos tardíos en la figura 10, está ubicado en la etapa 3, se puede evidenciar el efecto del tratamiento, la producción de aceite se incrementa, junto con los barriles de fluido y el corte de agua disminuye entre el mes de febrero y junio del año 2010, sin embargo el tratamiento comienza a perder fuerza debido a que a pesar de que el corte de agua tiene una tendencia decreciente en comparación con el de la etapa 2, los barriles de aceite disminuyen drásticamente volviendo a valores de 20 barriles de aceite por día. Al final de la etapa 3, la producción de fluidos del pozo disminuye lo que indica que la bomba de subsuelo está fallando por cual es necesario realizar un cambio (etapa 4), luego de intervenir el pozo para cambio de bomba de subsuelo se observa una mejoría en la producción de aceite, sin embargo no se puede diferenciar si el incremento de producción es debido al tratamiento con el modificador de permeabilidad o si es debido a la optimización del sistema de levantamiento artificial.

- **Resultados de las pruebas.**

El tratamiento de inyección de polímeros se llevó a cabo el 29 de agosto del 2009, se realizó un cambio de bomba, antes del proceso se utilizaba una bomba 25-225-THC—20-3-2-2 y al comenzar el tratamiento se cambió por una bomba 30-225-RHAC-20-3-2-2, con el fin de optimizar el proceso de inyección. La punta de la tubería está ubicada a 6046,52 pies y la profundidad de la bomba a 5981 pies.

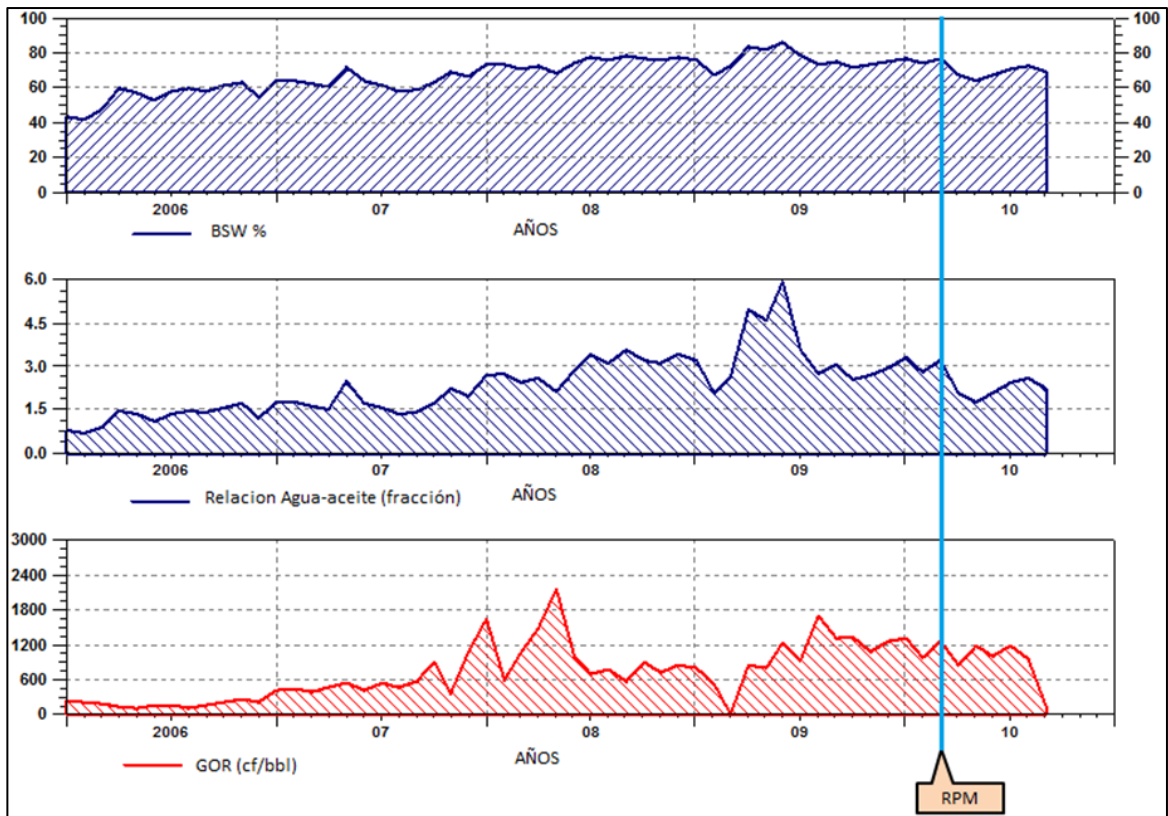
Figura 11. Esquema de producción de aceite, gas y agua pozo Llanito 93.



Fuente. Tomado y modificado: Informe final Curvas de producción de pilotos de campo con modificadores de permeabilidad relativa. Jorge Andrés Sachica.

En esta figura 11 se puede observar el comportamiento previo y posterior al tratamiento del modificador de permeabilidad relativa (RPM), a finales del 2008 y principios del 2009 el corte de agua se incrementó considerablemente hasta llegar a un 67,37% de corte de agua con una producción de petróleo de 40 barriles de aceite diario. El 29 de agosto se inició el tratamiento con el modificador de permeabilidad relativa, se observa que la producción de aceite se incrementó en un promedio de 78 barriles de aceite diarios sin embargo el agua producida no presenta una reducción significativa y el corte de agua incrementa en un promedio de 72%.

Figura 12. Esquema de producción BSW%, Relación agua-aceite, GOR pozo llanito 93.



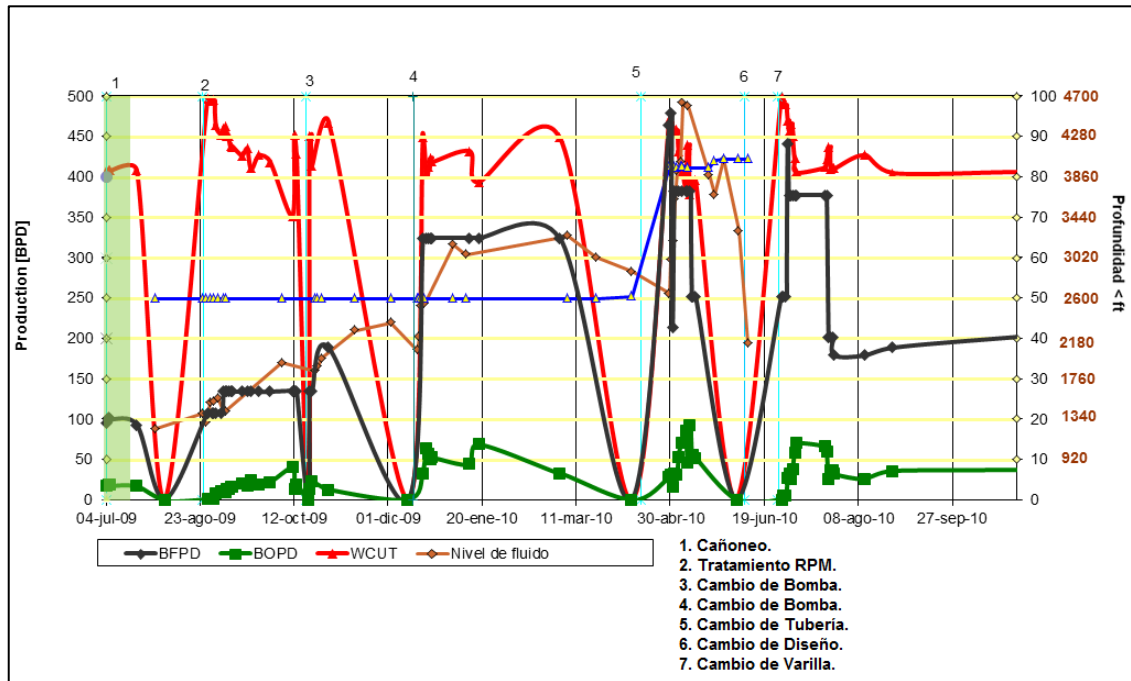
Fuente. Tomado y modificado: Informe final Curvas de producción de pilotos de campo con modificadores de permeabilidad relativa. Jorge Andrés Sachica.

En la figura 12 se puede corroborar que el tratamiento no funciono efectivamente ya que el porcentaje de BSW disminuye indicando una posible pérdida de productividad, es por esto que no se puede confiar de la disminución de la relación agua-aceite.

En conclusión y después de analizar las figuras 11 y 12, de los resultados del tratamiento realizado al pozo llanito 93, se puede concluir que el tratamiento no es técnicamente viable debido a que a pesar de que la producción de aceite incrementa, el corte de agua también se incrementó, manteniendo el problema inicial del pozo.

2.4 ANÁLISIS DEL HISTORIAL Y RESULTADOS DEL TRATAMIENTO EN EL POZO LLANITO 98.

Figura 13. Historial del pozo Llanito 98.



Fuente. Tomado y modificado: Informe final Curvas de producción de pilotos de campo con modificadores de permeabilidad relativa. Jorge Andrés Sachica.

- Condición previa al tratamiento.

En la figura 13, la condición previa al tratamiento se encuentra en la etapa 1-2, en la primera intervención de este pozo (Llanito 98) se realizó un cañoneo con el objetivo de mejorar la capacidad de flujo del pozo, pero al observar el comportamiento entre el mes de julio y agosto la producción de aceite, agua y fluidos cae drásticamente indicando que el cañoneo pudo haber causado daño al pozo por bloqueo de gas.

- Condición pos tratamiento.

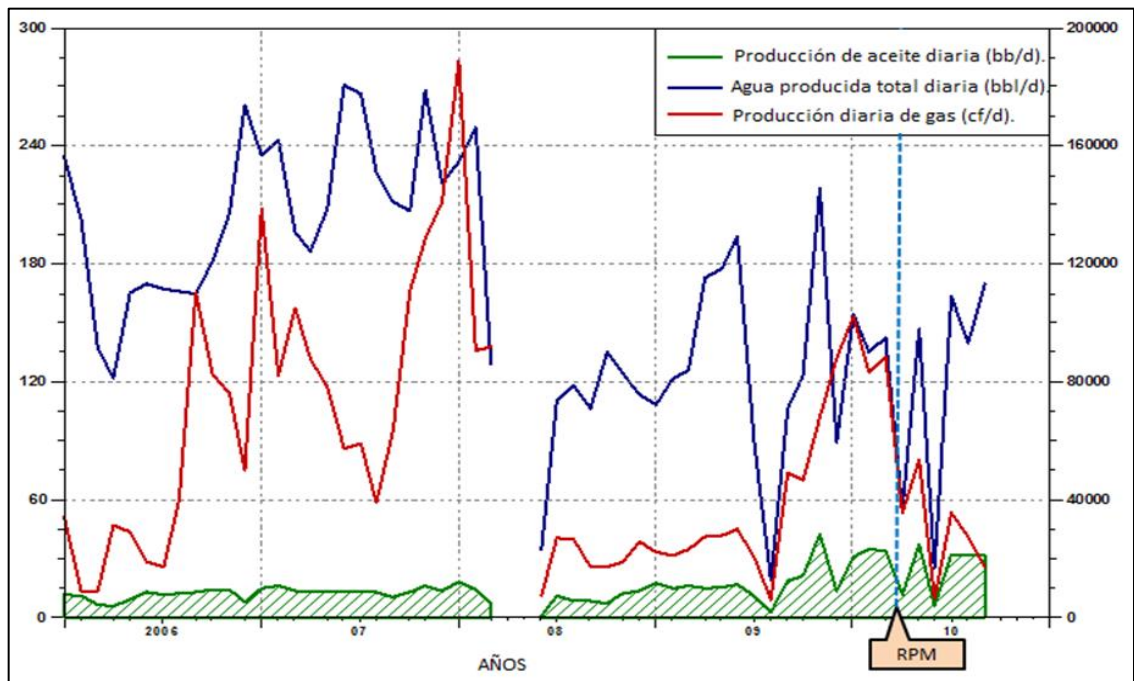
En la figura 13 y etapa 2 se observa que el comportamiento en tiempos tempranos del tratamiento es efectivo debido a que la producción se incrementó, el corte de agua disminuyó y la producción de fluidos aumentó, al finalizar la etapa 2 se observa una caída en la producción de fluidos, aceite y corte de agua debida a una intervención del pozo cambio de bomba (etapa 3), con el objetivo de extraer un mayor volumen de crudo del pozo.

- Condición pos tratamiento 2.

En esta fase se analizó la reacción del pozo en tiempos tardíos del tratamiento, al finalizar la etapa 3 (figura 13), la producción de aceite, agua y fluidos decrece bruscamente debido al daño en la bomba de subsuelo, por lo cual en la etapa 4 se intervino el pozo para cambiar la bomba.

En la etapa 4 (figura 13), se observa que el efecto en el cambio de bomba al comienzo es muy positivo porque a pesar de que el corte de agua se incrementa también la producción de aceite, evidenciando que la mejoría en la producción del pozo es debida a la optimización del sistema de levantamiento artificial y no al tratamiento con el polímero modificador de permeabilidad relativa.

Figura14. Esquema de producción de aceite, gas, agua pozo Llanito 98.



Fuente. Tomado y modificado: Informe final Curvas de producción de pilotos de campo con modificadores de permeabilidad relativa. Jorge Andrés Sachica.

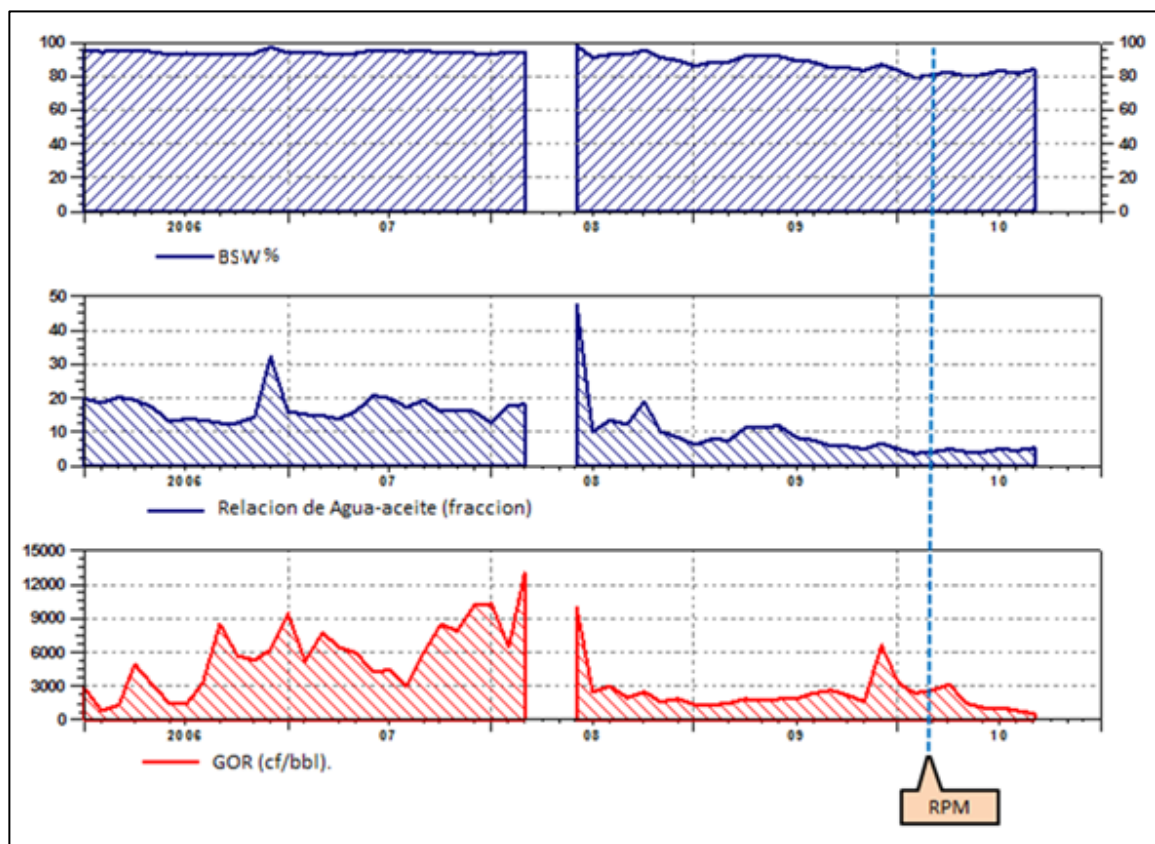
- Resultados de las pruebas.

El tratamiento de inyección de polímeros se inició el 24 de agosto del 2009, al comienzo del proceso se cambió la bomba de una 25-125-RHAC-16-4-2-2 por una 25-150-RHAC-20-2-1-1 con el objetivo de optimizar el proceso de inyección. La

punta de la tubería está ubicada a 546 pies y la profundidad de la bomba a 5341 pies.

En la figura 14 se observa el comportamiento de los tres fluidos producidos por el pozo (aceite, gas y agua), el pozo antes del proceso llegó a tener cortes de agua del 90% en el transcurso del año 2007 pero en junio del 2009 el corte de agua se encontraba en 43%, luego de la implementación del tratamiento el corte de agua se incrementó a un 44% y a principios del 2010 volvió a aumentarse a 60%. La producción de aceite no tuvo un incremento representativo.

Figura 15. Esquema de producción BSW%, Relación agua-aceite, GOR pozo Llanito 98.



Fuente. Tomado y modificado: Informe final Curvas de producción de pilotos de campo con modificadores de permeabilidad relativa. Jorge Andrés Sachica.

En la figura 15 se observa que la relación agua-aceite se mantiene constante, lo que indica que el tratamiento no actuó de una manera efectiva a pesar de que el GOR disminuyó, en este caso no es un indicativo de que el volumen de aceite aumentó, es debida a pérdida de fluido por daño en la formación.

2.5 LECCIONES APRENDIDAS ACERCA DE LOS TRATAMIENTOS REALIZADOS EN LOS POZOS GALA 1 NORTE, LLANITO 93 Y LLANITO 98.

El objetivo del análisis de los resultados de las pruebas realizadas en estos pozos, es determinar las fallas relacionadas con la implementación del tratamiento, para poder generar un modelo generalizado en el cual se puedan escoger con mayor efectividad a futuro pozos candidatos, que de ser seleccionados primero se deberá en cuenta las fallas, para evitar pérdidas económicas por tener poco conocimiento del mejor escenario óptimo para la implementación de un tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa.

Pozo Gala 1 Norte.

Primeramente se debe tener en cuenta que para observar de manera detallada la respuesta del pozo frente al tratamiento, se aislaron 6 zonas productoras de las 7 existentes para observar la respuesta del intervalo estimulado.

A nivel de laboratorio el tratamiento tuvo un resultado favorable debido a que alcanzo una reducción de la permeabilidad efectiva al agua de 85.2%, y asumiendo estos valores se esperaba un promedio de producción de petróleo de 28 BPD; pero después de efectuado el tratamiento, el efecto en la reducción de la permeabilidad efectiva al agua no fue duradero llegando a recolectar muestras de cabeza de pozo con BSW del 94-95%.

Se evidencio que a mayor tasa de extracción, mayor producción de agua, lo cual se atribuye a problemas de conificación en el pozo, por lo tanto, para pozos con alto grado de conificación no es conveniente implementar un tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa puesto que el radio del cono de agua es grande y realizar un trabajo de remediación con modificadores de permeabilidad relativa puede no llegar a ser rentable ya que se necesitaría un gran volumen de tratamiento para provocar una reducción significativa en la relación agua-petróleo.

Las figuras 16 y 17, representan diagramas de flujo de los parámetros necesarios para seleccionar un pozo candidato a la implementación del tratamiento, el pozo que presente todas las condiciones favorables para el diagrama de flujo tendrá una certeza mayor en cuanto a la efectividad del tratamiento.

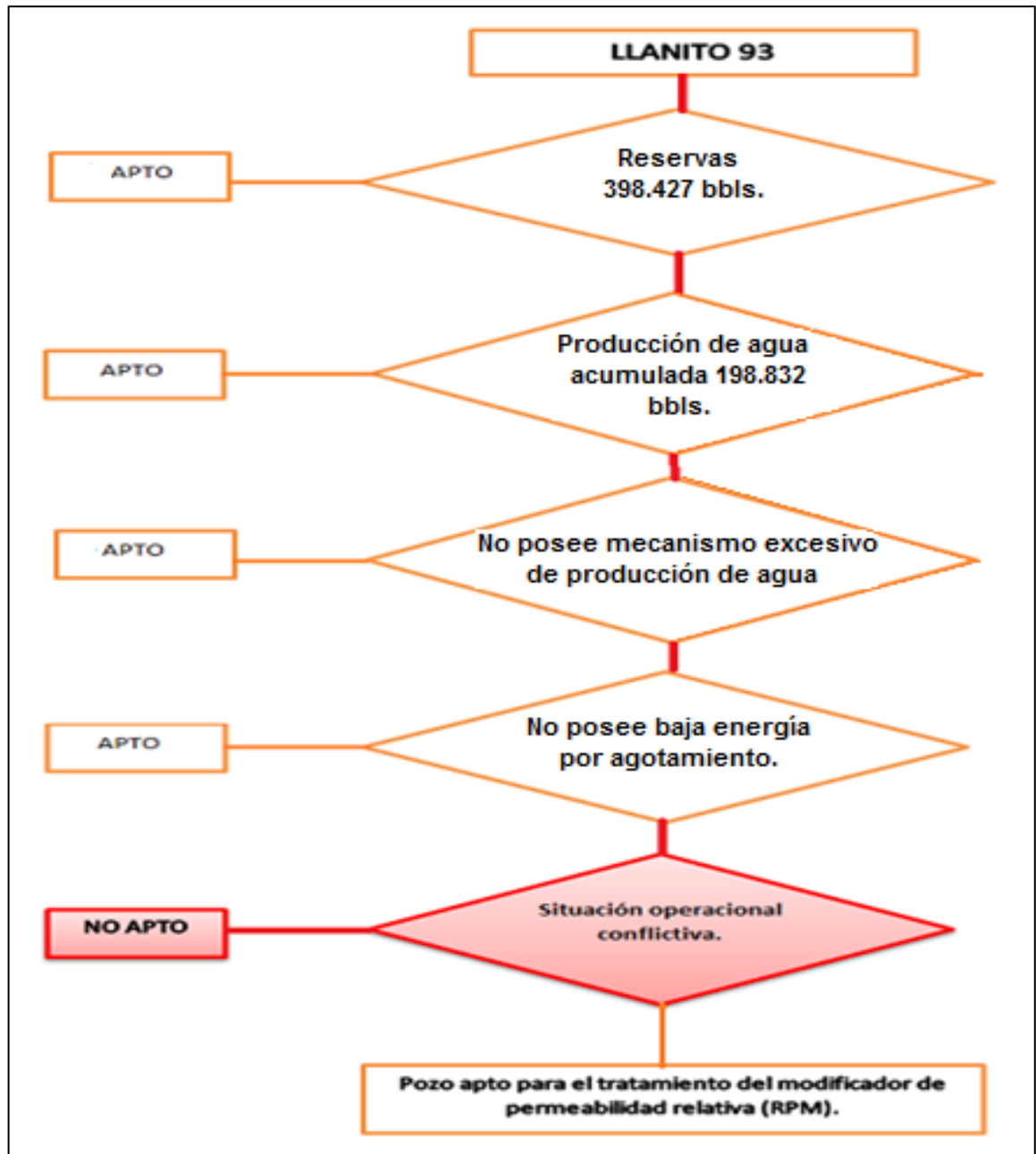
Pozo Llanito 93.

Este pozo presenta condiciones favorables para la implementación del tratamiento, ya que no posee una producción excesiva de agua y las reservas son considerables, sin embargo tiene un alto grado de conificación, lo que clasifica como una situación operacional conflictiva, esto genero la poca efectividad del tratamiento, lo que indica que el pozo Llanito 93 no fue seleccionado correctamente, es por esto que para selecciones futuras de pozos se deberá tener cuenta el alto grado de conificación como factor determinante para la implementación de un tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa.

Pozo Llanito 98.

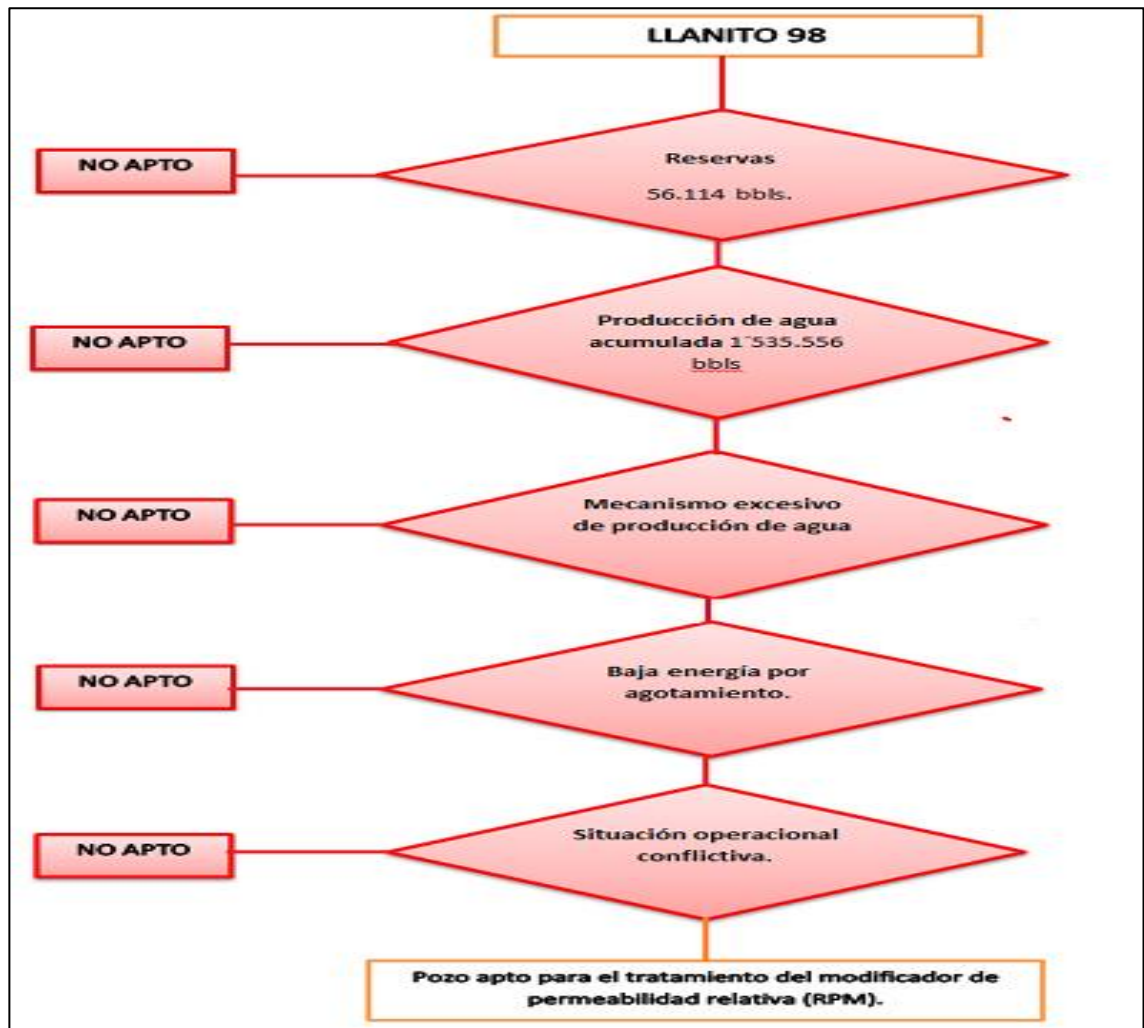
La causa de que el tratamiento no haya funcionado a nivel técnico ni económico, fue la mala selección del pozo, como se observa en el siguiente diagrama de flujo, las reservas son bajas y la producción de agua es considerablemente alta lo que hace poco rentable intervenir el pozo para este tipo de tratamientos ya que son costosos, es por esto que para intervenciones futuras es necesario que los pozos cumplan con todos los parámetros en el diagrama de flujo para tener un escenario rentable para el tratamiento, sin embargo esto no asegura el éxito de la estimulación puesto que cada pozo tiene variantes que pueden afectar la efectividad del proceso.

Figura 16. Diagrama de flujo pozo Llanito 93.



Fuente. Tomado y resumido de Plazas Reyes, S, Ramírez Vargas, J. (2010). Viabilidad técnica y económica de la implementación de modificadores de permeabilidad para el campo Llanito.

Figura 17. Diagrama de flujo pozo Llanito 98.



Fuente. Tomado y resumido de Plazas Reyes, S, Ramírez Vargas, J. (2010). Viabilidad técnica y económica de la implementación de modificadores de permeabilidad para el campo Llanito.

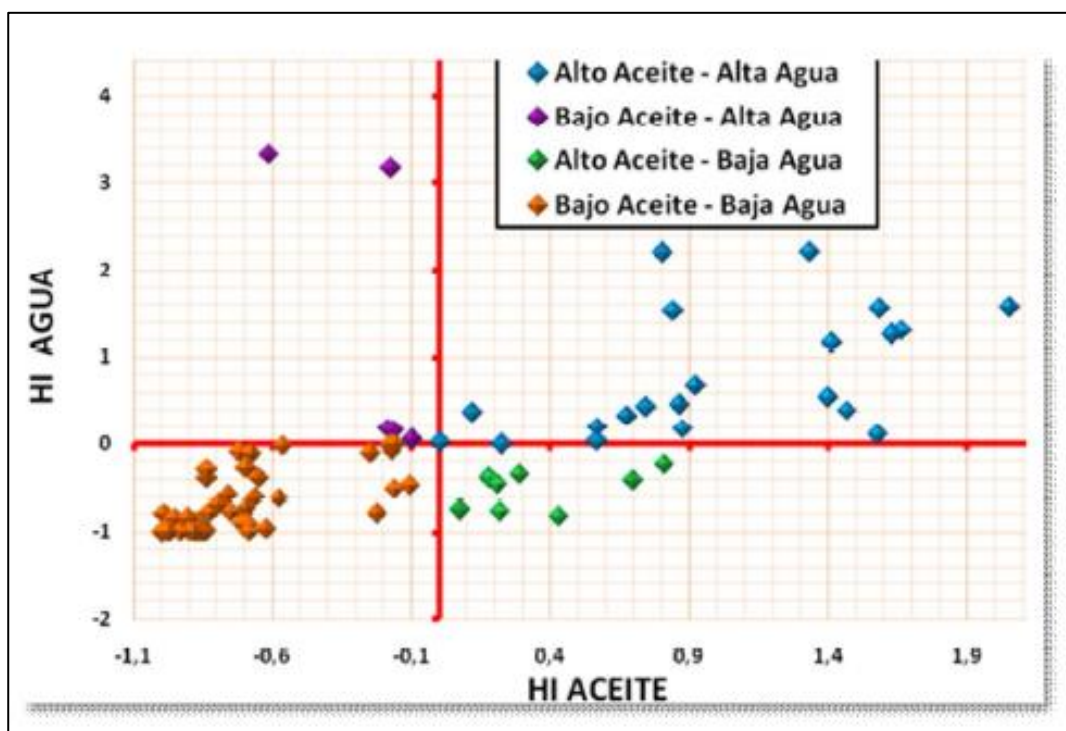
3. SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODIFICADOR DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN EL CAMPO LLANITO-GALA.

3.1 PRESELECCIÓN DE POZOS: ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA.

Díaz y Martínez estimaron los índices de heterogeneidad del acumulado de aceite producido y del acumulado de agua producida, índices que permiten evaluar el comportamiento de un pozo individual con respecto al promedio de los pozos estudiados para una propiedad en especial, y los expusieron mediante un gráfico de dispersión mostrado en la figura 18.

Mediante esta representación gráfica y según el cuadrante en el que se ubicó cada pozo, estos se clasificaron en cuatro categorías según su producción de agua y aceite: Alta producción de aceite y agua; Baja producción de aceite y alta producción de agua; Baja producción de aceite y agua; alta producción de aceite y baja producción de agua (los que ostentan el mejor comportamiento).

Figura 18. Índice de heterogeneidad del agua de producción acumulada vs índice de heterogeneidad de aceite producido acumulado.



Fuente. PLAZAS REYES, S. (2010). *Viabilidad técnica y económica de la implementación de modificadores de permeabilidad para el campo llanito.*

El primer filtro de selección son los pozos con alta producción de agua es por esto que de los 124 pozos productores perforados, quedan descartados 94 pozos con baja producción de agua, los 30 pozos preseleccionados con aquellos con baja producción de aceite y alta producción de aceite.

En la Tabla 2 se señalan los 30 pozos seleccionados por su alta producción de agua:

Tabla 2. Pozos seleccionados por su alta producción de agua.

Llanito 9	Llanito 20	Llanito 35	Llanito 69	Llanito 90	Llanito 60
Llanito 11	Llanito 21	Llanito 36	Llanito 71	Llanito 95	Llanito 72
Llanito 17	Llanito 26	Llanito 41	Llanito 80	Llanito 102	Llanito 91
Llanito 18	Llanito 31	Llanito 55	Llanito 84	Llanito 104	Llanito 98



Pozos con alta producción de agua y baja producción de aceite.



Pozos con alta producción de agua y alta producción de aceite.

Fuente. Autora

3.2 PRESELECCIÓN DE POZOS: POTENCIAL DE EXPLOTACIÓN DE RESERVAS.

En la siguiente tabla se observan los resultados del índice de declinación y caudal inicial por pozo, la relación que existe entre estos dos criterios se define como potencial de explotación de reservas, para lo cual pozos con altas declinaciones y bajos caudales se definen como bajo potencial, y pozos con bajas declinaciones y altos caudales iniciales se definen con alto potencial, para poder visualizar fácilmente los mejores potenciales por pozo, se añadió una columna de potencial donde:

QI/DI: Potencial del pozo.

QI: Caudal inicial.

DI: Índice de disminución.

En la Tabla 3 los pozos con mayor potencial serán preseleccionados, teniendo en cuenta que el criterio de potencial por pozo (QI/DI) es solo un valor guía que permite seleccionar los mejores potenciales.

Tabla 3. Potencial de explotación de reservas.

POZO	QI (BPD)	DI (M.n)	POTENCIAL
Lla 9	25,09	0,0026	9650
Lla11	5,42	0,0063	860,31746
Lla12	44,11	0,0034	12973,5294
Lla17	5,78	0,0058	996,551724
Lla18	31,89	0,0029	10996,5517
Lla20	24,52	0,0031	7909,67742
Lla21	31,34	0,0025	12536
Lla23	27,7	0,0016	17312,5
LL26	35,82	0,0083	4315,66265
Lla 31	12,26	0,0025	4904
Lla 35	14,98	0,004	3745
Lla 36	29,89	0,048	622,708333
Lla 38	7,51	0,0055	1365,45455
Lla 41	11,19	0,0029	3858,62069
Lla 55	37,51	0,0013	28853,8462
Lla 69	14,45	0,0047	3074,46809
Lla 71	25,75	0,0024	10729,1667
Lla 75	2,74	0,0056	489,285714
Lla 80	2,98	0,0095	313,684211
Lla 84	30,09	0,0045	6686,66667
Lla 90	50,25	0,0021	23928,5714
Lla 95	100,011	0,0055	18183,8182
Lla 99	108,002	0,0006	180003,333
Lla 102	53,68	0,002	26840
Lla 104	51,41	0,0031	16583,871
Lla 60	1,73	0,0066	262,121212
Lla 72	1,75	0,0138	126,811594
Lla 86	14,32	0,0039	3671,79487
Lla 91	104,033	0,0029	35873,4483
Lla 98	11,36	0,0054	2103,7037

Fuente. Autora

En la Tabla 4, se resumen los pozos preseleccionados bajo el criterio de mayor potencial de explotación de reservas:

Tabla 4. Pozo con mayor potencial de explotación de reservas.

Llanito 9	Llanito 12	Llanito 18	Llanito 20	Llanito 21	Llanito 23	Llanito 55
Llanito 71	Llanito 90	Llanito 91	Llanito 95	Llanito 99	Llanito 102	Llanito 104

Fuente. Autora

3.3. PRESELECCIÓN DE POZOS: PETROFÍSICA, RAP EN EL LÍMITE ECONÓMICO, RESERVAS.

- Reservas por pozo: Para la selección de este filtro, el valor mínimo de la reserva por pozo debía ser de 270.000 barriles de aceite, tomando en cuenta este criterio los pozos escogidos se señalan en la Tabla 5:

Tabla 5. Pozos con reservas representativas.

Llanito 12	Llanito 55	Llanito 90	Llanito 95	Llanito 99	Llanito 102	Llanito 104	Llanito 91
------------	------------	------------	------------	------------	-------------	-------------	------------

Fuente. Autora

- Propiedades Petrofísicas: Para poder clasificar los pozos con buena, regular o mala propiedades petrofísicas basados en la información, se tuvo en cuenta la porosidad por cada capa en cada pozo y el espesor neto, el criterio de buena petrofísica se basó en la capacidad de almacenamiento, la cual se genera a partir de multiplicar la porosidad por el espesor neto, a continuación en la Tabla 6, se señalan los valores representativos a nivel petrofísico.
- En la selección anterior se filtró hasta un valor de 9 pozos, en esta preselección se tuvo en cuenta los valores altos de reservas por pozos, es decir, califica como preseleccionado el pozo con alta reserva y que tenga una petrofísica regular, tomando en cuenta este criterio los pozos escogidos fueron los mostrados en la tabla 7.

Tabla 6. Criterio de Propiedades Petrofísicas: Capacidad de Almacenamiento.

POZO	POROSIDAD PROMEDIO	ESPESOR NETO (ft)	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO
LLA 12	1,5	17,54	26,31
LLA 90	1,95	20,47	39,9165
LLA 95	3,84	23,6	90,624
LLA 99	2,97	14,242	42,29874
LLA 102	2,42	14,142	34,22364
LLA 104	2,88	16,14	46,4832
LLA 55	1,53	9,39	14,3667
LLA 91	2,47	19,54	48,2638
LLA 17	2,82	15,82	44,6124

Fuente: Autora.

Tabla 7. Pozos con buenas propiedades petrofísicas.

Llanito 12	Llanito 90	Llanito 95	Llanito 99	Llanito 102	Llanito 104	Llanito 91
------------	------------	------------	------------	-------------	-------------	------------

Fuente. Autora

- Estado de cada pozo: En la Tabla 8 se observa el estado de cada pozo preseleccionado hasta el momento.

El pozo llanito 12 es descartado por tener problemas operacionales, que causaron la inactividad del pozo.

Los pozos preseleccionados por el criterio del estado operacional del pozo se observan en la Tabla 9.

Tabla 8. Estado de cada pozo.

Pozo	Diagnostico	Estado	Nota
Llanito 12	Grado bajo de canalización.	Inactivo	Su inactividad es debida a problemas operacionales (pesca no exitosa).
Llanito 90	Grado bajo de canalización.	Activo	Posiblemente algún tipo de trabajo de remediación ayude la recuperación de las reservas estimadas.
Llanito 95	Desplazamiento normal.	Activo	Su producción de agua se encuentra en una tasa aceptable.
Llanito 99	Desplazamiento normal.	Activo	Su producción de agua se encuentra en una tasa aceptable.
Llanito 102	Grado alto de canalización.	Activo	Posiblemente algún tipo de trabajo de remediación ayude la recuperación de las reservas estimadas.
Llanito 104	Desplazamiento normal.	Activo	Su producción de agua se encuentra en una tasa aceptable.
Llanito 91	Grado alto de canalización.	Activo	Posiblemente algún tipo de trabajo de remediación ayude la recuperación de las reservas estimadas.

Fuente. Autora

Tabla 9. Pozos seleccionados por estado operacional óptimo.

Llanito 90	Llanito 95	Llanito 99	Llanito 102	Llanito 104	Llanito 91
------------	------------	------------	-------------	-------------	------------

Fuente. Autora

- Mecanismo excesivo de producción de agua: Bajo este criterio se tuvo en cuenta el historial de cada pozo, es decir, primeramente se observa la producción acumulada de agua, luego se compara con las reservas que tiene cada pozo y por último la petrofísica, con el objetivo de determinar si es rentable intervenir un pozo para un tratamiento de inyección de polímeros con alta producción acumulada de agua. En la siguiente tabla se observan los datos para cada pozo, así como los pozos que fueron seleccionados.

Tabla 10. Mecanismo excesivo de producción de agua.

Pozo	Reservas	Petrofísica	Producción acumulada de agua
Lla 90	413072	Regular	529657
Lla 95	538233	Bueno	433350
Lla 99	1158950	Bueno	1535556
Lla 102	447936	Regular	380822
Lla 104	356886	Bueno	1182692
Lla 91	751196	Regular	1592207

Fuente. Autora

El pozo llanito 99 tiene una producción acumulada de agua de 1´535.556 barriles de agua y reservas de 1´158.950 barriles de aceite, a pesar de que tiene una producción excesiva de agua, tiene reservas bastante representativas y las propiedades petrofísicas son favorables, por esta razón se tiene como seleccionado para un proceso posterior de simulación de un tratamiento de inyección de polímeros.

El pozo llanito 102 es un pozo óptimo para el tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa debido a que tiene reservas favorables y una producción acumulada de agua aceptable.

El pozo llanito 95 es el que cumple completamente con el criterio de esta preselección de pozos debido a que tiene una producción acumulada de agua moderada, buenas propiedades petrofísicas y reservas rentables para un tratamiento de inyección de polímeros. Los pozos seleccionados para realizar el proceso de simulación del modificador de permeabilidad relativa son:

Tabla 11. Pozos seleccionados para el proceso de simulación

Llanito 95	Llanito 99	Llanito 102
------------	------------	-------------

Fuente. Autora

3.4 ELECCIÓN DE POZOS INACTIVOS POR TENER LA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO (RAP) EN EL LÍMITE ECONÓMICO.

En el proceso de selección anterior, se escogieron los pozos con mayores reservas y mejores condiciones para la implementación del tratamiento, es por

esto que pozos con menores reservas pero inactivos por tener el RAP en el límite económico, fueron descartados en el proceso anterior, sin embargo como el tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa reduce la producción de agua puede llegar a generar una disminución en el RAP, volviendo rentable el pozo que una vez fue inactivo debido a este mismo problema.

3.4.1 Preselección de pozos: Potencial de explotación de reservas.

Bajo este criterio se preseleccionaron los pozos llanito 17, llanito 55 y llanito 86 por tener un potencial considerablemente alto.

Tabla 12. Potencial de explotación de reservas.

Pozo	QI [BPD]	DI [M.η]	Potencial
Lla 17	5,78	0,0058	996,5517
Lla 55	37,51	0,0013	28853,8462
Lla 72	1,75	0,0138	126,8116
Lla 80	2,98	0,0095	313,6842
Lla 86	14,32	0,0039	3671,7945

Fuente. Autora.

3.4.2 Preselección de pozos: Reservas, propiedades petrofísicas, producción de agua acumulada.

En la siguiente tabla se observan los datos de cada criterio (reservas, propiedades petrofísicas, producción de agua acumulada) y la selección de los pozos.

Tabla 13. Pozos preseleccionados por reservas, petrofísica y producción acumulada de agua.

POZO	RESERVAS	PETROFISICA	Producción de agua acumulada
Lla 17	27271	Bueno	16413
Lla 55	359175	Regular	666092
Lla 86	88356	Regular	427086

Fuente. Autora

Los tres pozos preseleccionados en el criterio anterior, se mantienen debido a que a pesar de que los pozos llanito 55 y llanito 86 tengan propiedades petrofísicas regulares, las reservas por pozo son representativas.

3.4.3 Preselección de pozos: Estado del pozo.

Tabla 14. Estado mecánico del pozo.

Pozo	Diagnostico	Estado	Nota
Llanito 17	Grado bajo de canalización.	Inactivo	RAP en el límite económico.
Llanito 55	Grado bajo de canalización.	Inactivo	Grave problema de arenamiento, RAP en el límite económico.
Llanito 86	Grado alto de canalización.	Inactivo	Grave problema de arenamiento, RAP en el límite económico, posiblemente daño en el casing.

Fuente. Autora



Los pozos seleccionados bajo último criterio fueron Llanito 17 y Llanito 55, ya que tienen bajo grado de canalización y están inactivos debido a que la relación agua petróleo está en el límite económico, para el pozo Llanito 55 tiene también un problema de arenamiento sin embargo para la implementación del tratamiento con el modificador de permeabilidad relativa se podrá manejar con mayor facilidad este problema, a diferencia del pozo Llanito 86 que posee problema de arenamiento, un posible daño en el casing y un grado alto de canalización, generando un agravante operativo que hace poco rentable la viabilidad de implementar un proceso de inyección de polímeros, debido a que primeramente se deberá intervenir el pozo para remediar el daño en el casing, tratar el problema de arenamiento y una vez se implemente la inyección del polímero será necesario utilizar un mayor volumen de polímero para poder sellar la zona con el grado alto de canalización.

3.4.4 Pozos Seleccionados.

Los pozos seleccionados en este capítulo se observan en la Tabla 15:

Tabla 2. Pozos candidatos al modelo de simulación.

Llanito 17	Llanito 55	Llanito 95	Llanito 99	Llanito 102
------------	------------	------------	------------	-------------

-  Pozos con el RAP en el límite económico.
-  Pozos seleccionados por buenas condiciones.

Los pozos Llanito 95, Llanito 99 y Llanito 102, fueron seleccionados por tener escenarios posiblemente rentables para la implementación del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa, ya que cumplen criterios como poseer potencial de explotación, reservas representativas, propiedades petrofísicas buenas, sin problemas operacionales y sin exceso de producción de agua.

Por otro lado los pozos Llanito 17 y Llanito 55, son pozos que se encuentran con la relación agua-petróleo (RAP) en el límite económico y debido a esto fueron puestos como inactivos, sin embargo, como el tratamiento con el modificador de permeabilidad relativa disminuye el corte de agua, los pozos pueden volver a ser rentables.

4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS INFLUYENTES EN EL TRATAMIENTO DEL MODIFICADOR DE PERMEABILIDAD RELATIVA.

CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

El objetivo principal de este proyecto es realizar un análisis mediante simulación numérica, del efecto que el tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa pueda tener sobre pozos que han sido previamente seleccionados por tener altos cortes de agua y buenas reservas. Con el fin de establecer cuál de los pozos a analizar es un escenario apropiado, los pozos seleccionados están ubicados en el Campo Llanito-Gala, por lo que fue necesario utilizar como punto de partida las características geológicas y propiedades de los fluidos.

La información utilizada para efectuar el modelo de simulación, como datos de topes de formación del campo, pozos totales en el campo, coordenadas, porosidades, permeabilidades, propiedades petrofísicas, datos de curvas de permeabilidad relativa, historial de pozos etc, fueron suministrados por el departamento de yacimientos de la empresa Ecopetrol S.A, por colaboración del ingeniero Jorge Andrés Sachica.

Teniendo en cuenta que la simulación numérica en yacimientos es una herramienta indispensable, porque analiza el comportamiento de los fluidos en el subsuelo permitiendo el estudio bajo diferentes parámetros y esquemas de explotación, buscando siempre mejorar la producción de aceite y optimizar los diferentes parámetros operacionales.

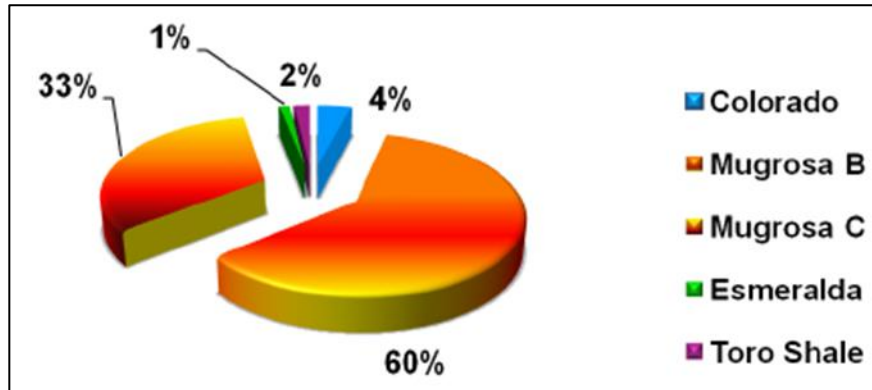
METODOLOGÍA DE CONSTRUCCIÓN DEL MODELO

- SELECCIÓN DE LOS DATOS DEL MODELO.

En el proceso de preparación de los datos del modelo base de simulación, se utilizó la información suministrada por el departamento de yacimientos de la empresa Ecopetrol S.A, también se extrajo información de otros proyectos de grado que fueron aplicados al mismo campo con el objetivo de generar el modelo más representativo y veras del campo Llanito-Gala.

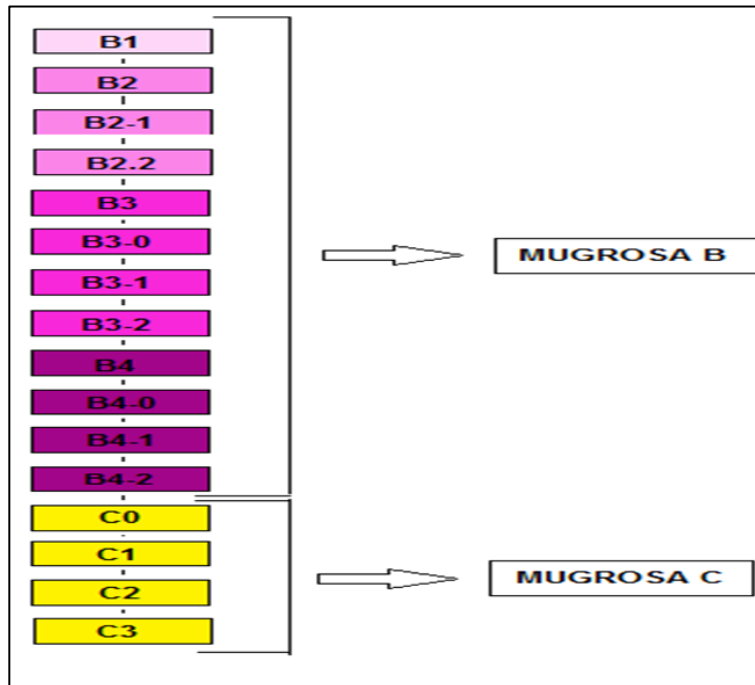
En el modelo de simulación se introdujo la información estratigráfica, petrofísica etc, de la formación mugrosa junto con sus 16 subcapas, sin embargo, tal como se observa en la figura 19, la formación con mayor influencia dentro del campo Llanito es la formación Mugrosa; las formaciones Esmeralda, Toro Shale y Colorado tienen una influencia que no es representativa con el campo por lo que el modelo de simulación no llevara representado estas formaciones.

Figura 19. Distribución de la producción en el campo Llanito, por formación.



Fuente: MARTINEZ FONTECHA, M. DIAZ CARRASCAL J, "Evaluación de los principales problemas de producción del campo Llanito de Ecopetrol S.A" Tesis de grado de Universidad Industrial de Santander P 9.

Figura 20. Distribución de los pozos en el campo Llanito



Fuente. MARTINEZ FONTECHA, M. DIAZ CARRASCAL J, "Evaluación de los principales problemas de producción del campo Llanito de Ecopetrol S.A" Tesis de grado de Universidad Industrial de Santander P 9.

- SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN

El software seleccionado para analizar el proceso de inyección de polímeros y realizar la comparación de este mediante la simulación numérica, fue el software STARS de la compañía Computer Modelling Group, CMG, STARS es un simulador trifásico de múltiples componentes de aplicación térmica e inyección de vapor, los sistemas de enmallado pueden ser cartesianos, cilíndricos o de profundidad variable/espesor variable. Con cualquiera de estos sistemas de enmallado son posibles las configuraciones bidimensionales y tridimensionales, sin embargo es posible modelar procesos de inyección de agua, manejado como un proceso de inyección de vapor con calidad cero. A pesar de que el software STARS tiene capacidad para utilizar funciones de componentes dispersos, es decir, dispersiones estabilizadas (góticas, burbujas y laminillas) de una fase en otra, que pueden ser tratadas como componentes de la fase transportadora a una escala de simulación del yacimiento por lo que provee un punto de vista unificador en el modelado de polímeros, geles, finos, emulsiones y espuma, estudios realizados utilizando esta función, llegan a la conclusión de que los resultados obtenidos no son representativos al comportamiento real de la interacción de la formación, por lo que no es implementada en la formación de este modelo.

Entre las aplicaciones de simulador STARS, se encuentra:

- Producción primaria y predicciones del recobro inicial de yacimientos saturados y subsaturados.
- Estudios de cualificación.
- Recobro secundario: desplazamiento por inyección de agua y gas.
- Recobro mejorado: inyección miscible, inyección pseudo miscible y procesos térmicos.

CONSTRUCCIÓN DEL GRID

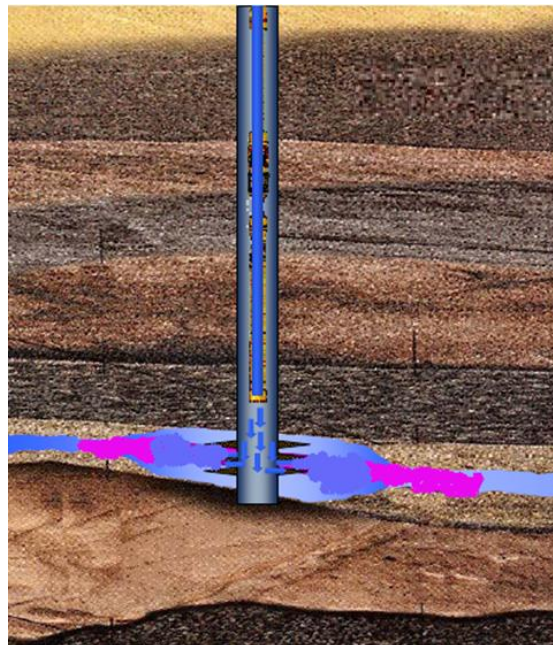
Contando con la información existente en cuanto a los valores de porosidad, permeabilidad y espesor neto, obtenidos mediante pruebas de presión y toma de registros, realizados a diferentes pozos durante los años de producción del campo, es posible obtener un estimativo de estas propiedades para cada uno de los pozos, con los datos de porosidad, permeabilidad, saturación de agua, topes por capa para cada pozo en el campo Llanito-Gala, esto permitió generar en el simulador mapas con estimativos veraces sobre las propiedades del campo.

Después de analizar varios tamaños del grid, el modelo quedo con un tamaño de X:10; Y:10; Z:16, debido a que con valores superiores los tiempos de computo eran demasiado prolongados, del orden de 30 minutos por lo que hacía demorado el proceso.

- Patrón de inyección del modelo.

El patrón del modelo se desarrolla en un mismo pozo, es decir un pozo inyector-productor, debido a que las pruebas pilotos realizadas en el campo Llanito- Gala fueron efectuadas en un mismo pozo, se quiere reproducir este comportamiento en los pozos seleccionados previamente con el objetivo de determinar si la implementación de este patrón es efectiva o no para este tipo de tratamiento. El procedimiento del tratamiento, en un mismo pozo, se lleva a cabo parando la producción para poder inyectar el tratamiento, previo al tratamiento se inyecta un bache de agua, que tiene la función de limpiar tubería y reducir la salinidad de la formación, generando un ambiente propicio para la implementación del polímero, posterior a esto se inyecta el tratamiento a la mayor presión posible para evitar problemas de degradación del polímero, luego se inyecta un bache de salmuera que empujara el frente del polímero dentro de la formación.

Figura 21. Patrón de inyección del modelo

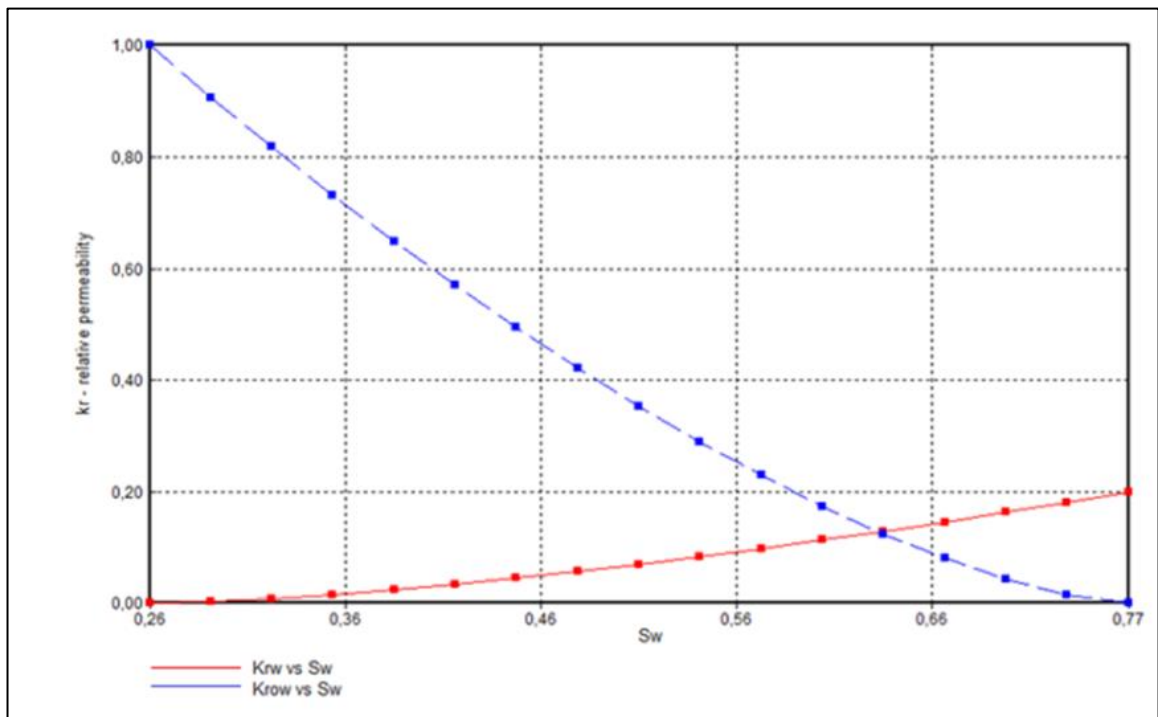


Fuente. Extraído y modificado de Tecnologías para la recuperación mejorada de petróleo & control de agua, Tiorco.

- **Generación de curvas de permeabilidad relativa.**

Las curvas de permeabilidad relativa, se generaron a partir de las correlaciones que nos permite el software, ingresando los end points en las curvas de permeabilidad relativa del campo, esta información fue suministrada por Ecopetrol y utilizada para el modelo, dando confiabilidad a los resultados observados en las figura 22 y 23

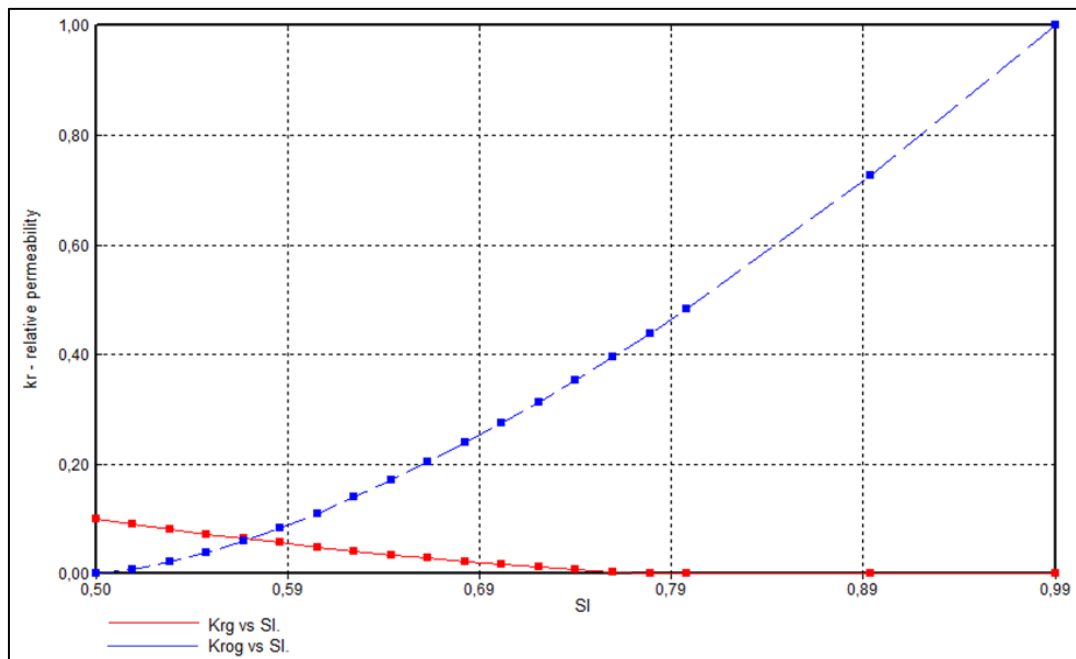
Figura 22. Curva de permeabilidades relativas agua-aceite para modelo de simulación.



Fuente. Simulador STARS.

De igual forma, para definir los modelos de simulación se tomaron los datos del campo para ajustar las propiedades de los fluidos y características del yacimiento, estas se muestran en la Tabla 16.

Figura 23. Curva de permeabilidades relativas gas-líquido para el modelo de simulación.



Fuente. Simulador STARS, Results graph, Versión 2009. Computer Modelling Group.

Tabla 3. Propiedades del yacimiento.

HORIZONTE PRODUCTOR	ZONA A	ZONA B	ZONA C	ZONA D
Esesor Petrolífero	26 - gas	50 pies	40 pies	18 pies
Porosidad Promedio	21%	17%	18%	15%
Permeabilidad	250md	150md	180md	160md
Saturación de Agua	25%	40%	40%	47%
Salinidad de Agua Formación	18000 ppm	23500 ppm	29900 ppm	32000 ppm
Presión Yacimiento	1880psi	2400 psi	2800 psi	3200 psi
Presión Actual	1600psi	900-1500psi	1100psi	900psi
Temperatura Yacimiento		135 °F	140 °F	140 °F
Gravedad API	18.4 - gas	21 °API	23°API	24 °API
GOR (inicial)	150	200	200	370
F.V.F.		1,094	1,105	1,206
BSW inicial	0	0-3%	0-3%	0-3%

Fuente. Tomado del simulador

4.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD POZOS SELECCIONADOS.

La sensibilización de parámetros fue seleccionada por etapas y filtrada para poder determinar fase a fase cual es la condición óptima por parámetro, el tratamiento fue inyectado en el mismo pozo, es decir, se detuvo la producción de cada pozo y se inyectó el tratamiento en el mismo, luego se inyectó salmuera para desplazar el tratamiento dentro de la formación, se dejó un tiempo de remojo de 12 horas y cuando se abre el pozo, la tasa de extracción debe ser baja para que el tratamiento no retorne a superficie.

La simulación del modelo de los pozos fue realizada por un tiempo de 15 años, a partir del 2007 y hasta 2022 con el objetivo de visualizar con mayor claridad los efectos del tratamiento en el tiempo, y determinar hasta qué fecha tuvo el tratamiento un efecto en la formación.

4.1.1 Análisis de sensibilidad Ilanito 17

Este pozo fue cerrado en el año 1981 debido a su RAP en el límite económico generando que la producción del pozo no fuese rentable, con la información de su ubicación del campo Llanito, junto con su historial de producción, petrofísica y estado mecánico del pozo se reprodujo su comportamiento en el simulador Stars y se realizó un análisis de sensibilidad con la presión de fondo fluyente de abandono.

Para la fecha de cierre el pozo producía 453 bbl/mes de aceite y 3426 bbl/mes de agua con una presión de fondo de 843,7 psi.

-Análisis de sensibilidad para la tasa post producción de aceite y de agua.

Este parámetro es de gran importancia debido a que el polímero tiene tendencia a degradarse por cambios bruscos en la tasa de fluidos después del tratamiento, también como valor agregado se debe tener en cuenta, que el modelo del tratamiento es desarrollado en un mismo pozo, por lo que la tasa baja es necesaria para evitar un retorno a superficie del polímero.

Parámetros de sensibilidad:

CASO SOLO PRODUCTOR
PRESIÓN DE FONDO (BHP): 843.7 Psi

Tabla 17. Sensibilidad presión de fondo, Llanito 17.

CASO	STO (bbl/día)	STW (bbl/día)
CASO 1	30	100
CASO 2	60	100
CASO 3	100	100

Fuente. Autora

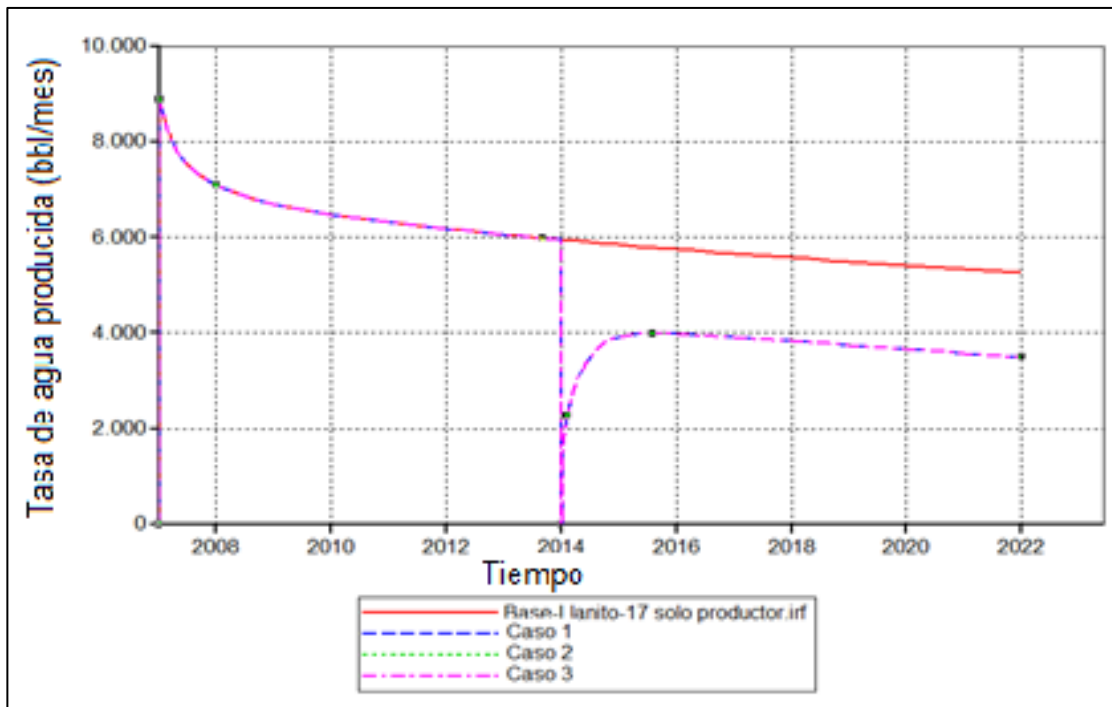
Presión de fondo: BHP; Tasa de producción de aceite: STO; Tasa de producción de agua: STW.

Parámetros fijos: Concentración: 10%

Presión de inyección de tratamiento y salmuera: 2000 psi.

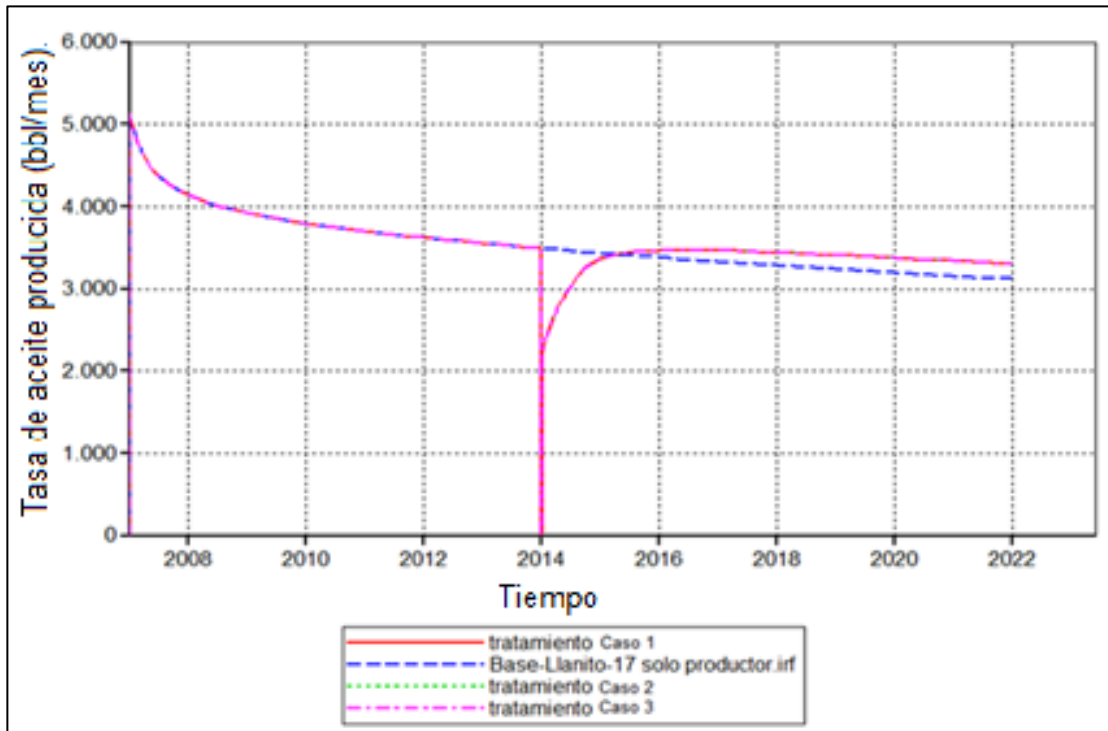
Volumen de tratamiento: 90 bbls; Volumen de salmuera: 30 bbls.

Figura 24. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad post producción, Llanito 17.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Figura 25. Tasa de producción de aceite (bbl/mes), sensibilidad post-producción, Llanito 17.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Como se observa en las figuras 24 y 25, en la sensibilización de la tasa post tratamiento, se obtiene una disminución en la producción de agua y un aumento en la producción de aceite, sin embargo al variar los valores de las tasas de fluidos no hay un cambio entre ellas, es decir, mantienen una disminución de agua constante y un aumento constante en la producción de aceite, por lo tanto, para no sacrificar drásticamente la producción se toma el valor de 100 bbl/día de aceite post tratamiento y 100 bbl/día de agua post tratamiento durante dos días, con el objetivo de proteger al tratamiento de no retornar a superficie y permitir que este actué con mayor facilidad sobre el agua de formación.

- **Análisis de sensibilidad de la tasa de inyección.**

El tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa debe ser inyectado a la mayor presión permitida por la formación, en este caso es de 2000 psi, debido a que la presión de fractura de la formación es de 2200 psi, sin embargo se realizó variación en la presión para observar la respuesta del yacimiento a las distintas presiones permitidas.

Parámetros fijos: Concentración: 10%

Tasa post tratamiento aceite: 100 bbl/día.

Presión de inyección de salmuera: 2000 psi.

Volumen de tratamiento: 90 bbls.

Volumen de salmuera: 30 bbls.

Parámetros de sensibilidad:

- Presión de inyección tratamiento.

- Tasa de inyección tratamiento.

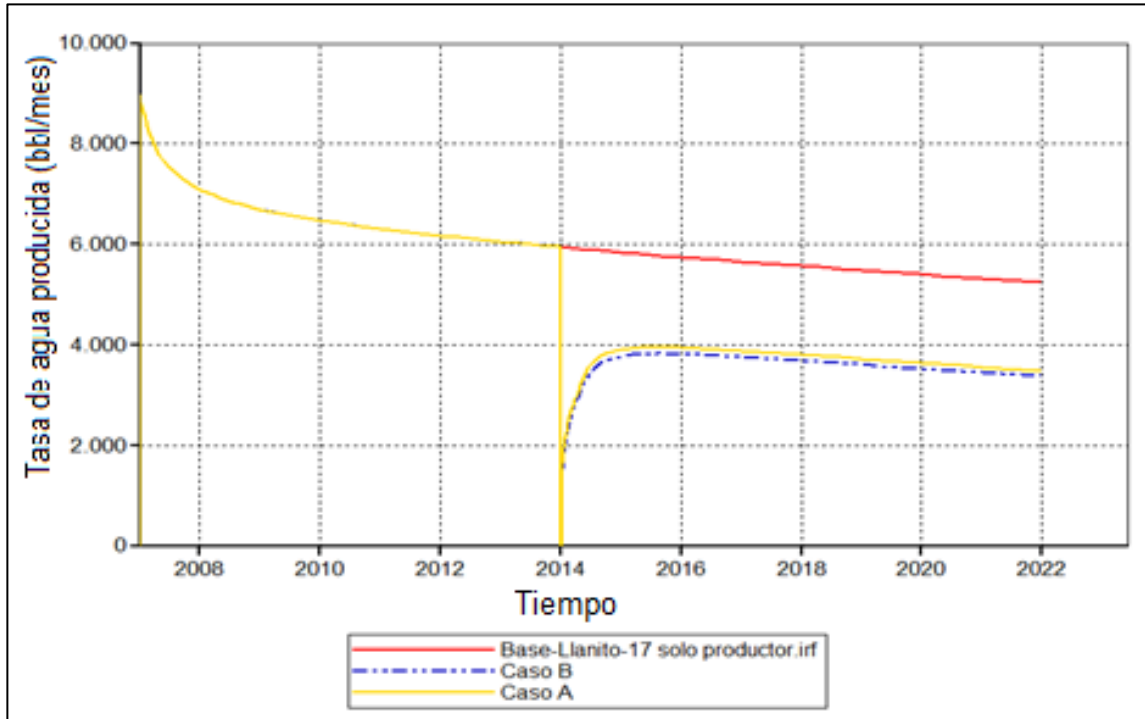
Las figuras ilustradas de los casos de sensibilización son las que han presentado cambios significativos, y debido a que al evaluar la gráfica de producción de aceite no existe cambio entre los diferentes valores, no se incluyó dentro de este proceso para estos parámetros.

Tabla 4. Tasa y presión de inyección para diferentes casos

CASO	TASA DE INYECCIÓN	PRESION DE INYECCIÓN
CASO A	1-A	2000
	2-A	1500
	3-A	1000
	4-A	500
	5-A	2000
	6-A	1500
	7-A	1000
	8-A	500
CASO B	9-A	2000
	10-A	1500
	11-A	1000
	12-A	500
	13-A	2000
	14-A	1500
	15-A	1000
	16-A	500
	Con tratamiento base	2000
	18-A	1500

Fuente. Autora.

Figura 26. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad tasa de inyección, Llanito 17.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

El comportamiento de la presión y el volumen de tratamiento a inyectar no tiene diferencias entre las distintas sensibilizaciones, por conveniencia económica se toma el menor volumen de tratamiento que son 90 barriles y la mayor presión para evitar problemas de degradación del polímero.

-Análisis de la concentración del polímero.

La ficha técnica del polímero implementado en el tratamiento señala que la concentración del polímero oscila entre valores de 1% y 10% del mismo.

Parámetros de sensibilización:

Caso 1B	7%
Caso 2B	3%
Caso 3B	10%

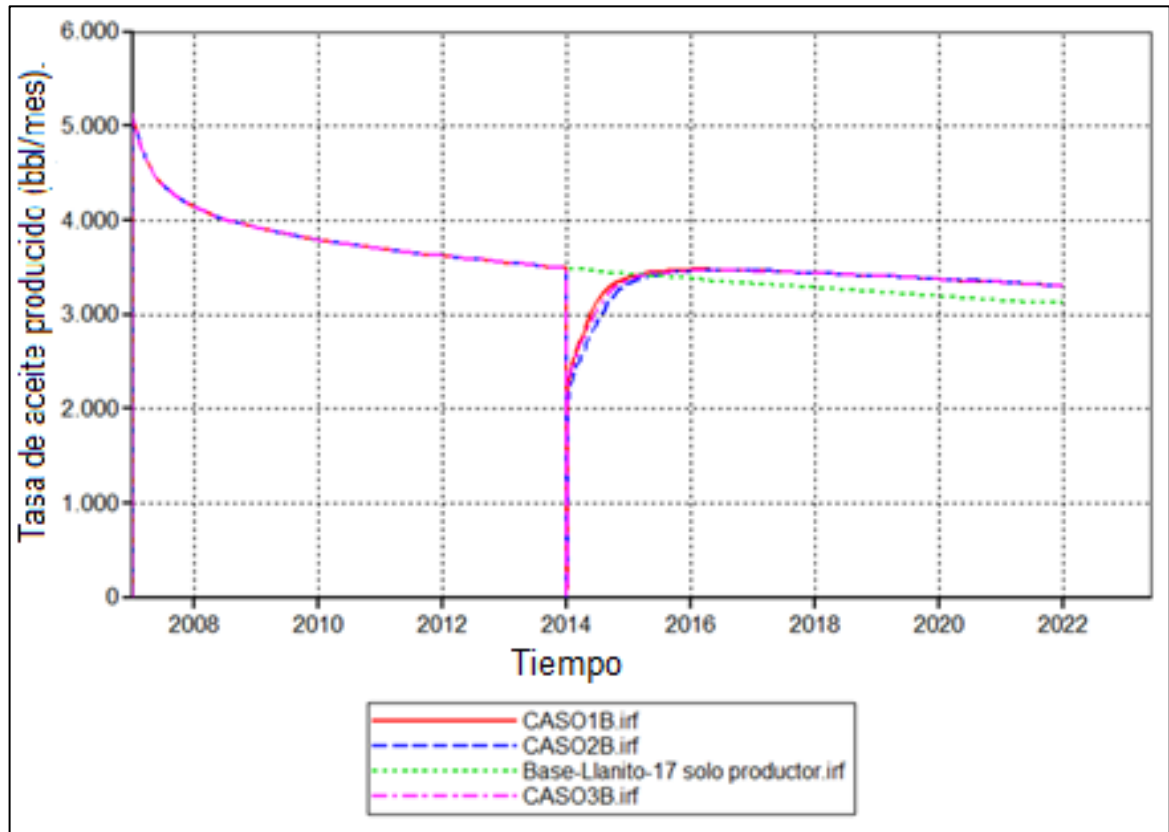
Parámetros fijos: Tasa post tratamiento aceite: 100 bbl/día.

Presión de inyección de tratamiento y salmuera: 2000 psi.

Volumen de tratamiento: 90 bbls; Volumen de salmuera: 30 bbls.

Para los distintos valores de concentración se observó un comportamiento constante en la figura de agua producida acumulada, por lo tanto, a continuación se representa solo la figura 27 de la tasa de aceite porque fue la que tuvo un comportamiento variable entre los parámetros a analizar.

Figura 27. Tasa de aceite producido (bbl/mes), sensibilidad concentración de polímero, Llanito 17.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

En la figura 27 para el caso 2B donde la concentración es de 3% se observa que en los años 2014 hasta el 2016 los valores de la tasa de producción son un poco menores que los del caso 1B y 3B, para los dos casos restantes, el comportamiento es igual, sin embargo, se tomara el valor de 10% de concentración para asegurar el efecto del tratamiento, debido a que dentro de la formación, el polímero está expuesto a degradarse por cambios bruscos en tasas de producción e inyección, por salinidad o temperatura, por esto es necesario

sobreestimar el valor de la concentración para que a pesar de que el tratamiento pueda perder concentración, aun así se mantenga dentro de los parámetros exitosos.

- **Análisis de zonas cañoneadas.**

Parámetros fijos: Concentración: 10%

Tasa post tratamiento aceite: 100 bbl/día.

Presión de inyección de salmuera y tratamiento: 2000 psi.

Volumen de tratamiento: 90 bbls; Volumen de salmuera: 30 bbls.

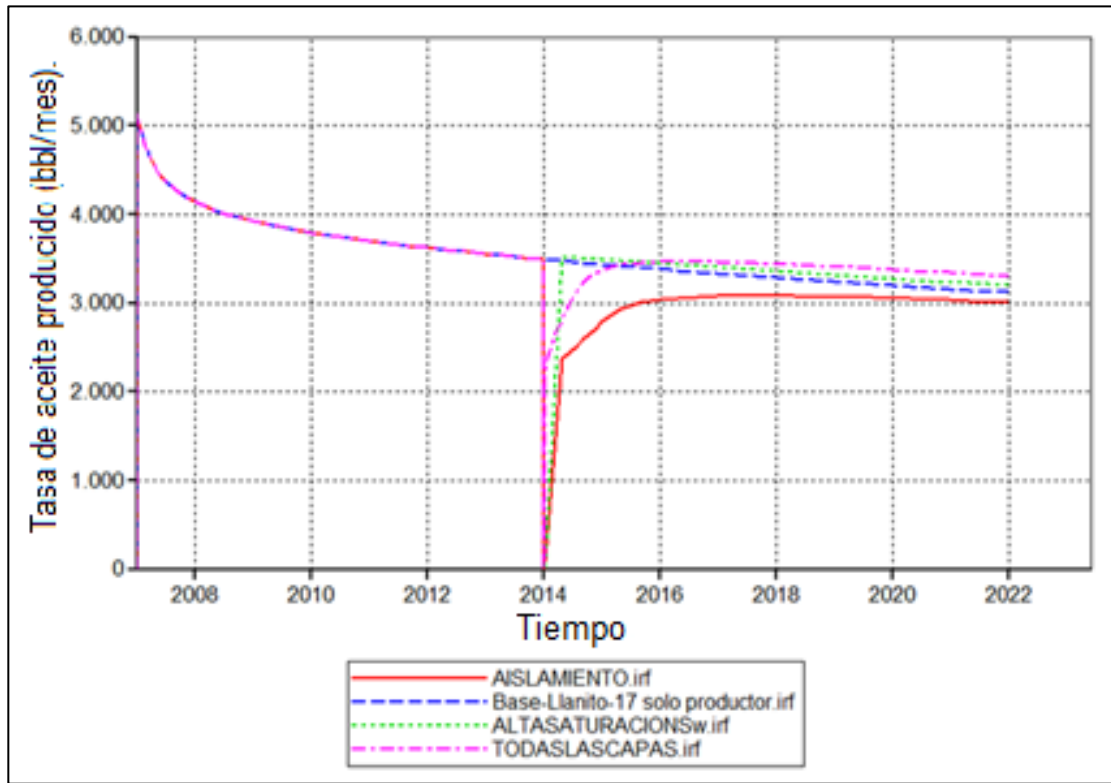
- Parámetros de sensibilidad:

Los casos presentados en la siguiente tabla, fueron escogidos en base al modelo 3D, en donde se pudo observar las zonas con mayor saturación de agua y posibles zonas ladronas, en el caso de las zonas aisladas, lo que se plantea, es aislar estas capas e inyectar el tratamiento en las capas restantes.

CASO	CAPAS
ZONAS AISLADAS	3, 4, 5
ZONAS DE ALTA Sw	1, 3, 4, 6
TODAS LAS CAPAS	1 HASTA LA 16

En las figuras 28 y 29, se evidencia que el caso del aislamiento de las capas 3, 4 y 5 es el menos rentable, a que genera una disminución en la producción de aceite, a pesar de que en la gráfica del agua producida sea el caso con mayor reducción de producción de agua acumulada, por lo tanto el caso seleccionado como escenario optimo es el de todas las capas, debido a que en la gráfica de producción de aceite tiene mayor aumento a pesar de que en la figura de agua producida acumulada no genere la mayor reducción de agua, sin embargo no sacrifica producción de aceite y lo importante de este tratamiento no es solo que disminuya el corte agua si no que vuelva rentable los pozos con producciones iguales o mayores a las que tenía antes de intervenir el pozo.

Figura 28. Tasa de aceite producido (bbl/mes), sensibilidad zonas cañoneadas, Llanito 17.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

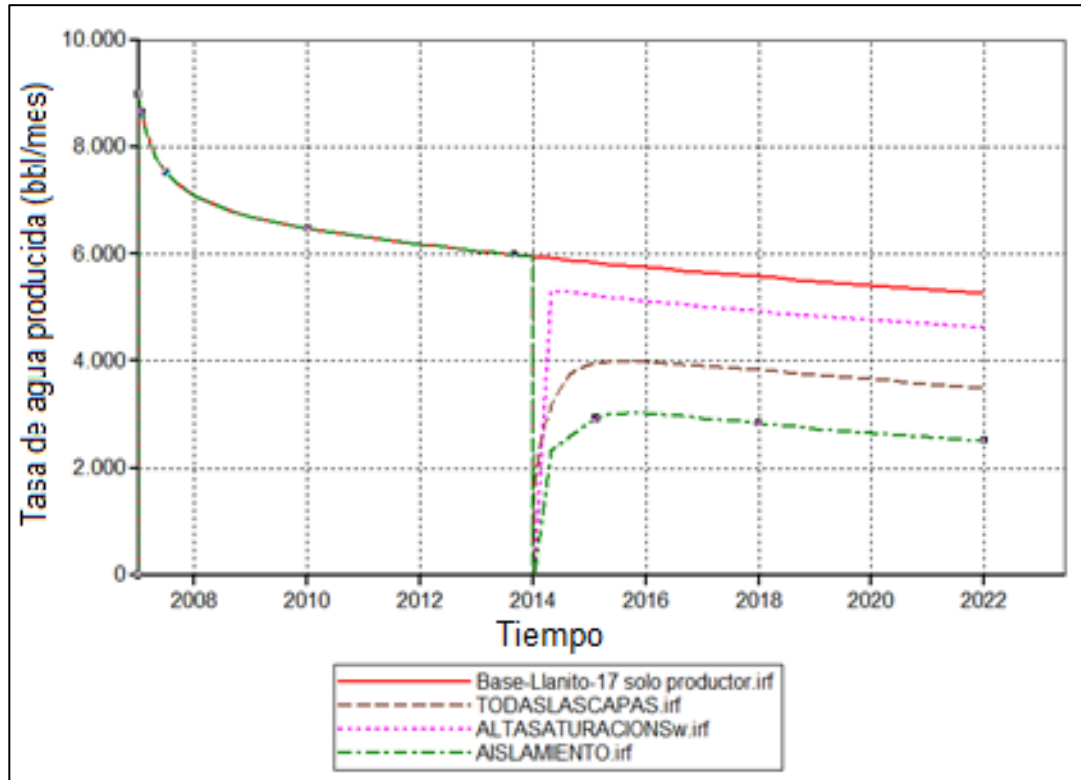
- **Escenario final del pozo Llanito 17.**

Los siguientes datos, representan el resultado del mejor escenario de la sensibilización de los parámetros evaluados en el modelo del pozo Llanito 17, al observar los diferentes resultados se concluye que el tratamiento es exitoso a nivel técnico debido a que cumple con los objetivos de disminuir la producción de agua y aumentar la producción de petróleo.

Concentración: 10%; Tasa post tratamiento aceite: 100 bbl/día; Presión de inyección de salmuera y tratamiento: 2000 psi.

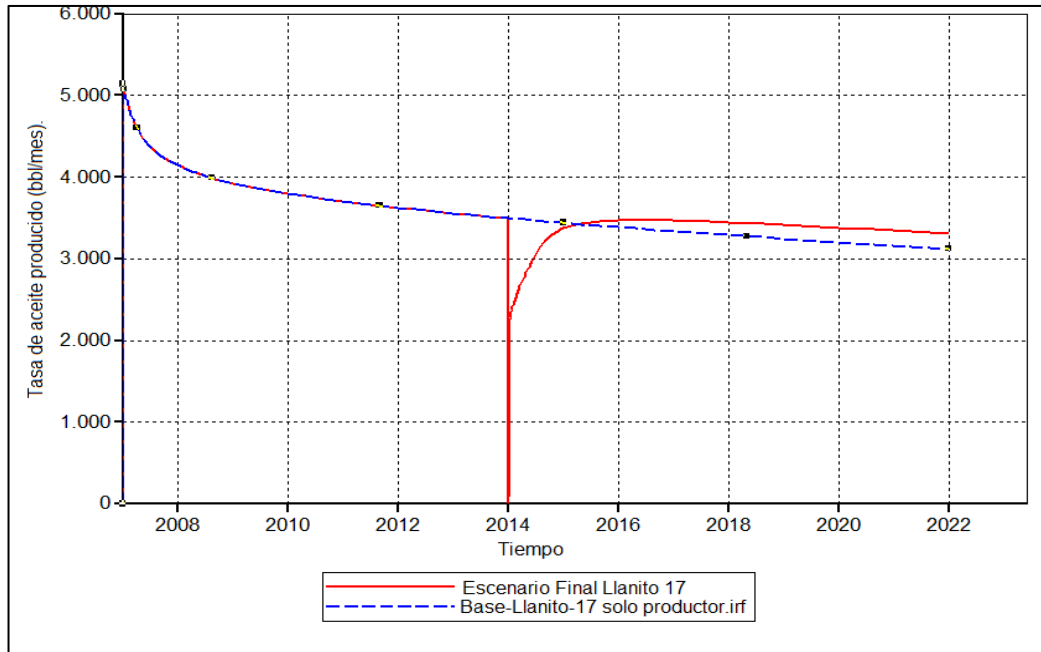
Volumen de tratamiento: 90 bbls; Volumen de salmuera: 30 bbls; Capas cañoneadas: Todas las capas.

Figura 29. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad zonas cañoneadas, Llanito 17.



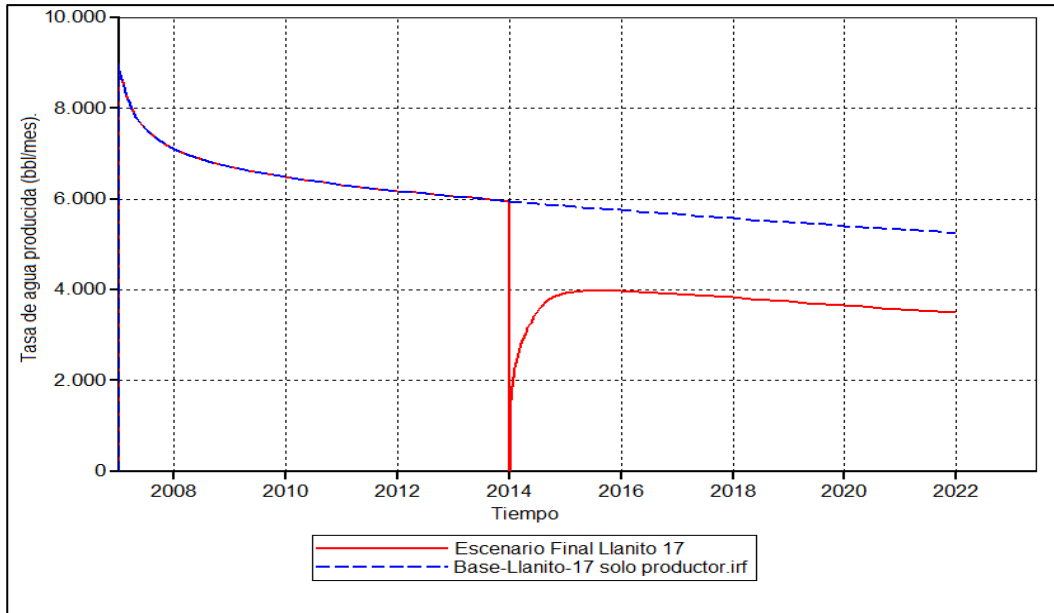
Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Figura 30. Escenario Final, Tasa de aceite producido (bbl/mes) Llanito 17.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG).

Figura 31. Escenario Final, Tasa de agua producida (bbl/mes) Llanito 17.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG).

4.1.2 Análisis de sensibilidad Llanito 55.

El pozo Llanito 55 fue abandonado, por lo tanto se utilizó el dato de producción de agua y producción de aceite final que se obtuvo al momento del cierre. El objetivo de analizar este pozo, es evaluar si la implementación del tratamiento permite que los pozos que han sido abandonados por tener el RAP en el límite económico puedan llegar a ser reactivados al disminuir su corte de agua. Este pozo fue abandonado en enero del año 2001 con una producción de aceite por mes de 114,84 bbl/mes y la producción de agua por mes fue de 2706,85 bbl/mes.

- Análisis de sensibilidad de presión y producción post tratamiento.

A causa de que el tratamiento fue inyectado en el mismo pozo productor, es necesario que la presión de fondo inmediatamente después del tratamiento sea mínima para evitar que lo que se inyectó no retorne a superficie y se pierda todo el trabajo y tiempo invertido. Debido a que el tratamiento fue implementado desde el mismo pozo productor, después de la inyección del polímero tanto la presión de fondo como la tasa de agua y aceite tuvo que ser disminuida de manera drástica para evitar tanto el retorno del tratamiento a superficie como la degradación del polímero, el cual por su característica elástica tiende a ser afectado fuertemente por la degradación de tasa de inyección.

Realizando una sensibilización de bajas tasas de extracción de fluidos post tratamiento, se analizaron 3 casos, cada uno con una variación en presión y tasa de producción, sin embargo y como se observa en las figuras 31 y 32 de tasa de aceite producido y tasa de agua producida respectivamente, no se obtuvo un cambio significativo entre cada parámetro, por lo tanto se toma como parámetros para el escenario ideal para el tratamiento el caso 2, debido a que maneja una tasa baja durante un periodo corto de tiempo, esto permite que el tratamiento no retorne a superficie y a su vez que no se sacrifique producción por mucho tiempo.

CASO SOLO PRODUCTOR	
PRESION DE FONDO (BHP)	1476 Psi

Parámetros de sensibilidad:

Post tratamiento: Presión de fondo (BHP).

Tasa de producción de aceite (STO).

Tasa de producción de agua (STW).

Parámetros fijos: Concentración: 10%

Presión de inyección del tratamiento y salmuera: 2000 psi.

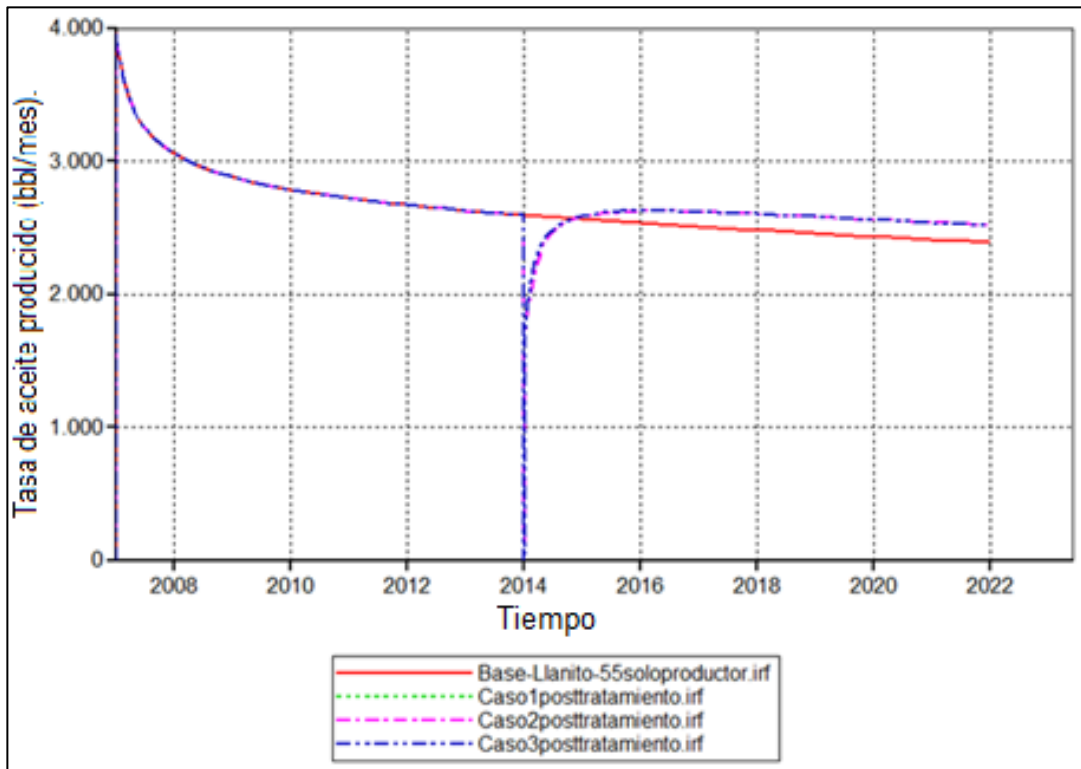
Volumen de tratamiento: 90 bbls; Volumen de salmuera: 30 bbls.

Tabla 5. Parámetros de sensibilidad

CASO	FECHA	BHP (Psi)	STO (bbl/día)	STW (bbl/día)
CASO 1	2014-01-04	1476	100	1000
CASO 2	2014-01-04	800	100	1000
	2014-01-08	1476	10	1000
CASO 3	2014-01-04	100	50	1000
	2014-01-08	700	100	1000
	2014-01-12	1476		

Fuente. Autora

Figura 32. Tasa de aceite producido (bbl/mes, sensibilidad tasa post-tratamiento, Llanito 55.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

- **Análisis del volumen de tratamiento a inyectar.**

Se hizo una sensibilidad de la presión de inyección y el volumen de tratamiento a inyectar, en la tabla 20 se observa la variabilidad de parámetros.

Parámetros fijos: Concentración: 10%;

Volumen de Salmuera: 30 bbls

Presión de inyección de tratamiento y salmuera: 2000 psi.

Tasa de producción post tratamiento:

- 2014-01-04 P: 800 Psi; STO: 100 bbl/día; STW: 1000 bbl/día.

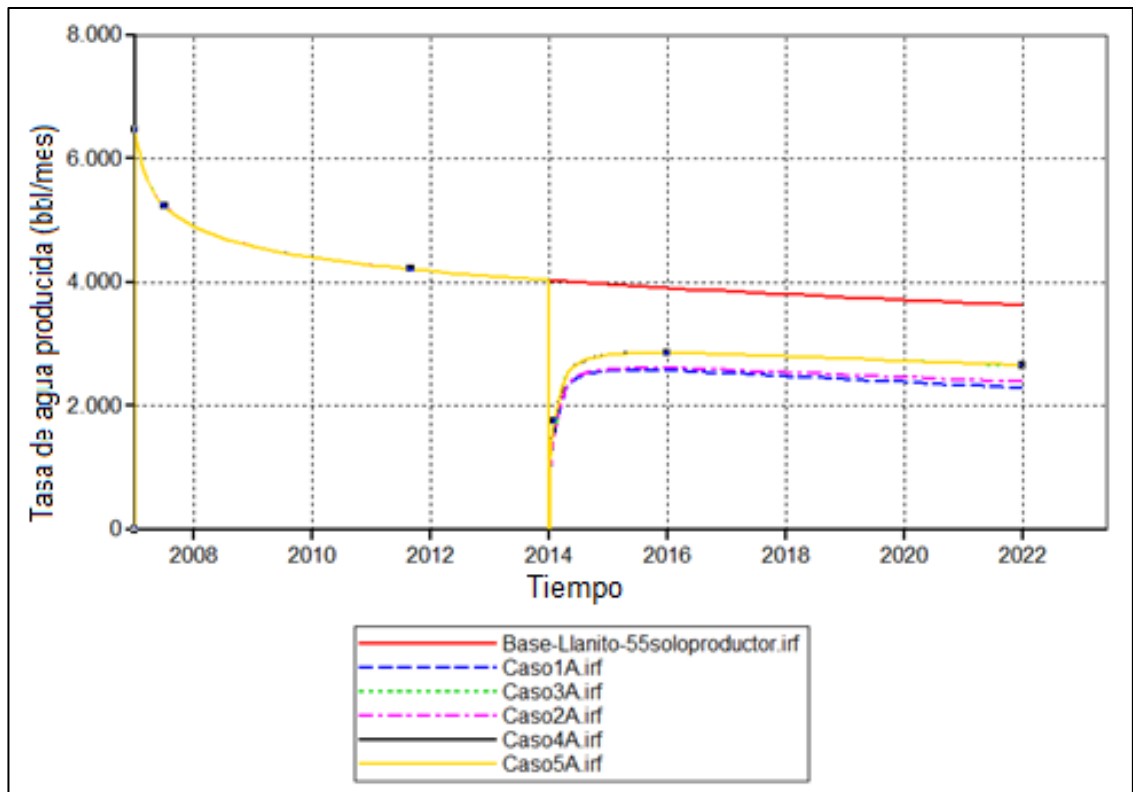
- 2014-01-08 P: 1476 Psi.

Tabla 6. Sensibilización de parámetros.

CASO	PRESIÓN INYECCIÓN (Psi)	TASA DE INYECCIÓN (bbl/día)
Caso 1-A	2000	2000
Caso 2-A	2000	1000
Caso 3-A	2000	500
Caso 4-A	2000	200
Caso 5-A	2000	90

Fuente. Autora

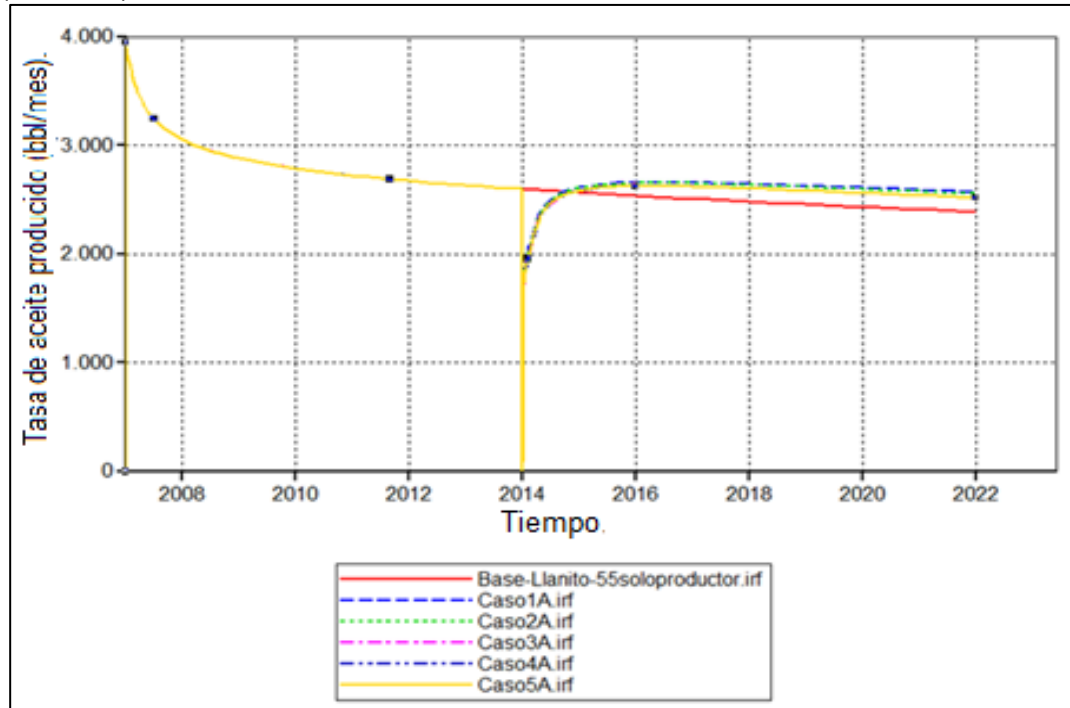
Figura 33. Tasa de aceite producido (bbl/mes) sensibilidad volumen de tratamiento, Llanito 55.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

El tratamiento debe ser inyectado a la mayor presión permitida en el yacimiento que en este caso es de 2000 psi, por lo que todas las variaciones en las tasas de inyección mantuvieron constante la presión de inyección, las figuras 33 y 34, exponen que el caso 1 y 2 son los que mejor respuesta tienen a la sensibilización, cada caso tiene una tasa de inyección de 2000 bbl/día y 1000 bbl/día, sin embargo el caso 4, aunque en la gráfica de producción de agua acumulada no tenga la mayor reducción ni el mayor incremento en la producción de aceite, si tiene un valor promedio que es rentable, debido a que con 200 bbl/día de tratamiento se logra una mejoría que no se diferencia en gran manera a los resultados obtenidos en una tasa de inyección de 2000 bbl/día, por lo que se define que la mejor tasa de inyección para el tratamiento es de 200 bbl/día y una presión de inyección de 2000 psi.

Figura 34. Tasa de producción de aceite (bbl/mes), tasa de aceite producido (bbl/mes) sensibilidad volumen de tratamiento, Llanito 55.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

- **Análisis de la concentración del polímero.**

En las especificaciones del tratamiento con el modificador de permeabilidad relativa Aquacon, está determinado que la concentración máxima del polímero en solución es de 10%, por esta razón se analizó el comportamiento del pozo con 3%, 7% y 10% de concentración del polímero.

Parámetros fijos: Tasa de inyección del tratamiento: 200 bbl/día.

Presión de inyección y de salmuera: 2000 psi.

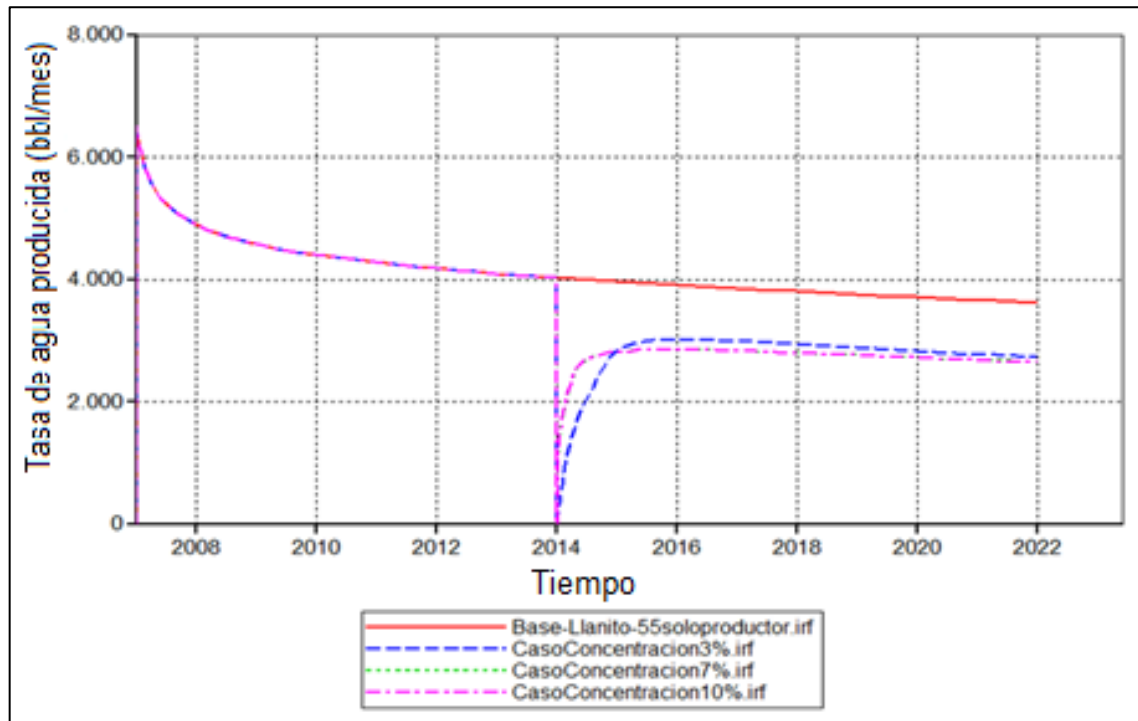
Volumen de Salmuera: 30 bbls

Tasa de producción post tratamiento:

- 2014-01-04 P: 800 Psi; STO: 100 bbl/día; STW: 1000 bbl/día.

-2014-01-08 P: 1476 Psi.

Figura 35. Tasa de Agua Producida (bbl/mes), concentración de polímero, Llanito 55.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Al observar los resultados en las figuras 35 y 36 de concentración de 3%, se observa el comportamiento menos efectivo, esto puede atribuirse a degradación y retención del polímero dentro de la formación, por esta razón aunque en el caso de 7% y 10% de concentración se observa un mismo comportamiento, es necesario tomar el valor más alto en concentración para prevenir que si el polímero sufre de retención o degradación aun tenga un efecto positivo dentro de la formación, es decir el valor tomado para la concentración del tratamiento es de 10%.

- **Análisis del cañoneo selectivo por zonas productoras.**

Parámetros fijos: Concentración: 10%

Tasa de inyección del tratamiento: 200 bbls/día.

Presión de inyección: 2000 psi.

Volumen de Salmuera: 30 bbls

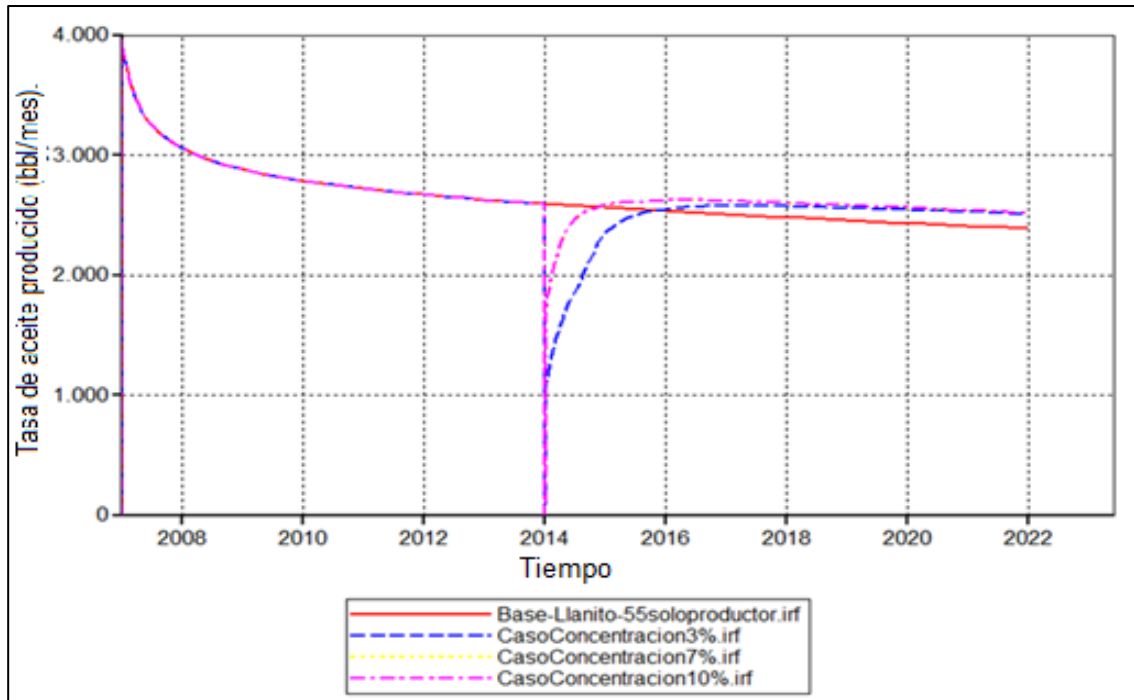
Presión de inyección de salmuera: 2000 psi.

Tasa de producción post tratamiento:

- 2014-01-04 P: 800 Psi; STO: 100 bbl/día; STW: 1000 bbl/día.

- 2014-01-08 P: 1476 Psi.

Figura 36. Tasa de aceite (bbl/mes), concentración de polímero, Llanito 55.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

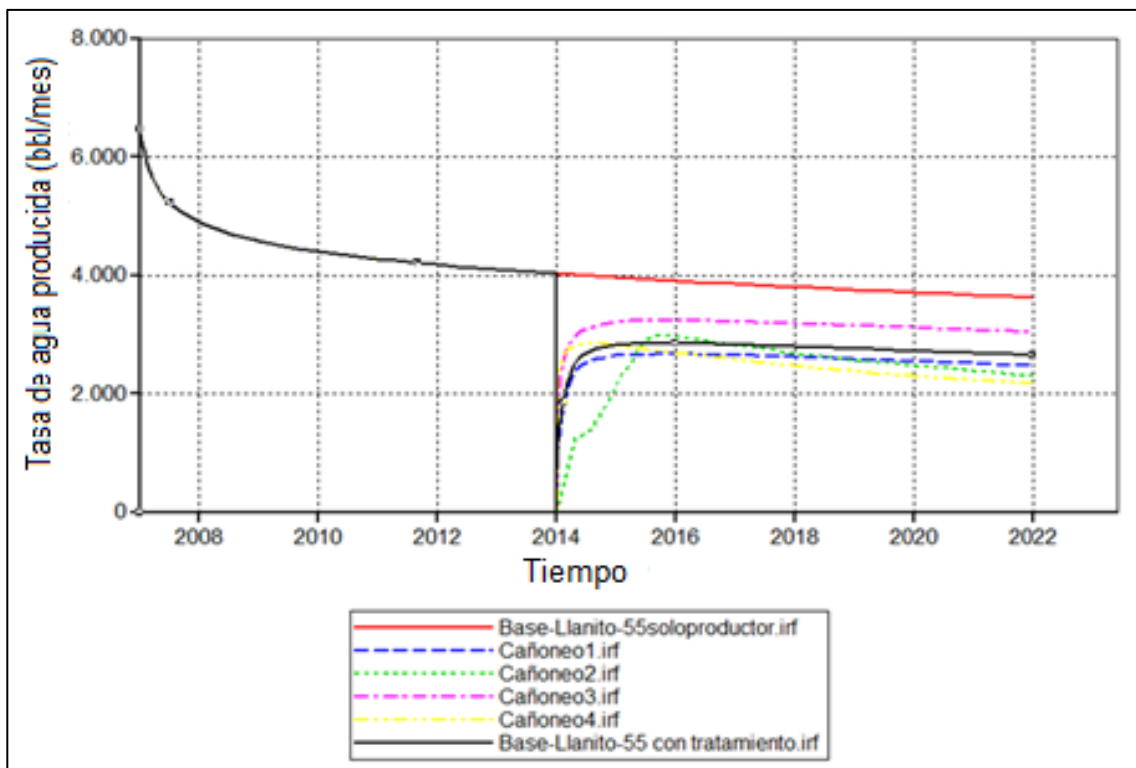
Se realizó un análisis de las capas con altas saturaciones de agua, con altas permeabilidades en la dirección K y con altas saturaciones de aceite para determinar zonas ladronas, de esta manera se realizó la sensibilización de parámetros, que en este caso se seleccionaron por grupo de capas, a las cuales se les implemento el tratamiento y otras que se aislaron.

Tabla 21. Cañoneos

CASO	CAÑONEO
Cañoneo-1	Aislamiento capas 10 y 11, inyección en las capas restantes.
Cañoneo-2	Inyección del tratamiento en las capas 1,3,5,6,10,11 y 14
Cañoneo-3	Inyección del tratamiento en las capas 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 y 16.
Cañoneo-4	Inyección del tratamiento en las capas 2, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 y 14.
Con tratamiento	Inyección del tratamiento por todas las 16 capas.

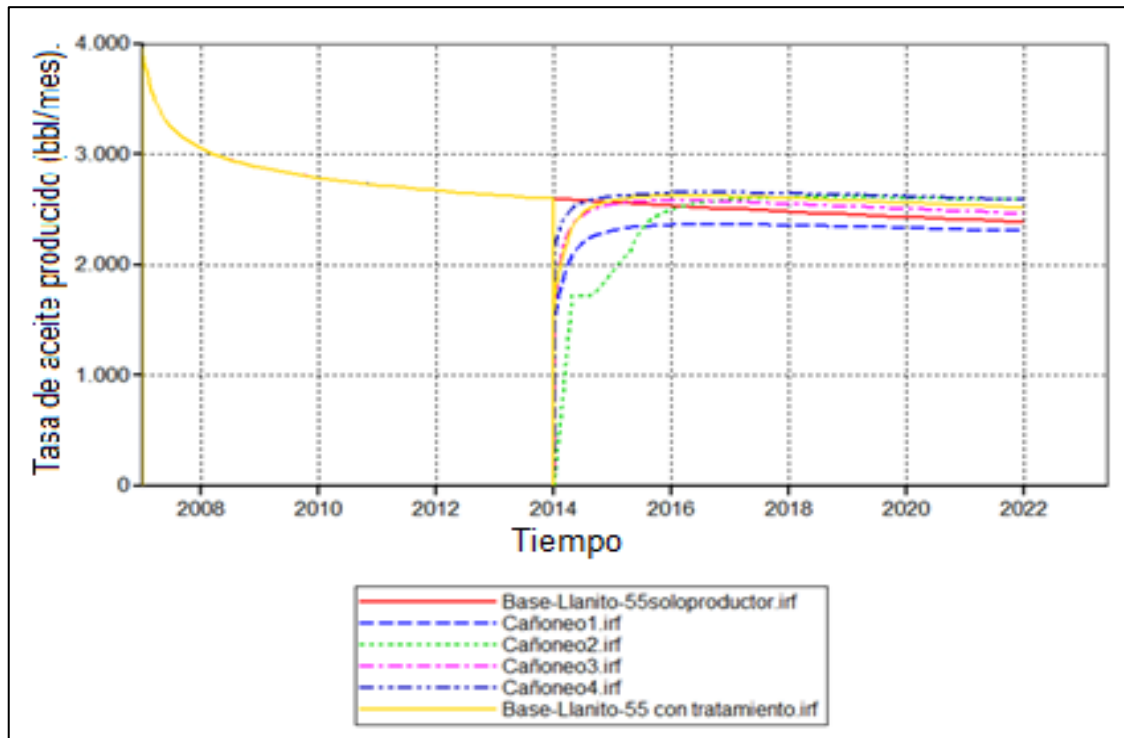
Fuente. Autora

Figura 37. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad cañoneo , Llanito 55.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG)

Figura 38. Tasa de aceite producida (bbl/mes), sensibilidad cañoneo, Llanito 55.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Al estudiar las diferentes propiedades por capa de este pozo y teniendo en cuenta los resultados en las figuras 37 y 38, se evidencia que las capas con mayor volumen acumulado de hidrocarburos eran las capas 1, 3, 6, 15 y 16 por lo que se cerraron estas capas al momento de inyectar el tratamiento permitiendo que el polímero afectara las otras zonas con mayor concentración, ingresando en contacto directo con el agua y gelificándola, por esta razón es que se considera útil este tipo de tratamientos, ya que optimiza el desplazamiento relativo de aceite con respecto al agua, la tasa de aceite aumento y disminuyo la producción de agua, logrando la mejor respuesta del yacimiento, por lo que el caso cañoneo 4 representa el mejor escenario para el tratamiento.

Escenario final pozo Llanito 55.

A través de la sensibilización de parámetros en el pozo, se pudo observar las distintas respuestas frente al tratamiento, el agua producida tuvo una disminución representativa y también estímulo la producción petróleo, por lo tanto, se concluye que el tratamiento con el modificador de permeabilidad relativa fue técnicamente efectivo para este pozo.

Escenario ideal para el tratamiento:

Concentración: 10%

Tasa de inyección del tratamiento: 200 bbls/día.

Presión de inyección: 2000 psi.

Volumen de Salmuera: 30 bbls.

Presión de inyección de salmuera: 2000 psi.

Tasa de producción post tratamiento:

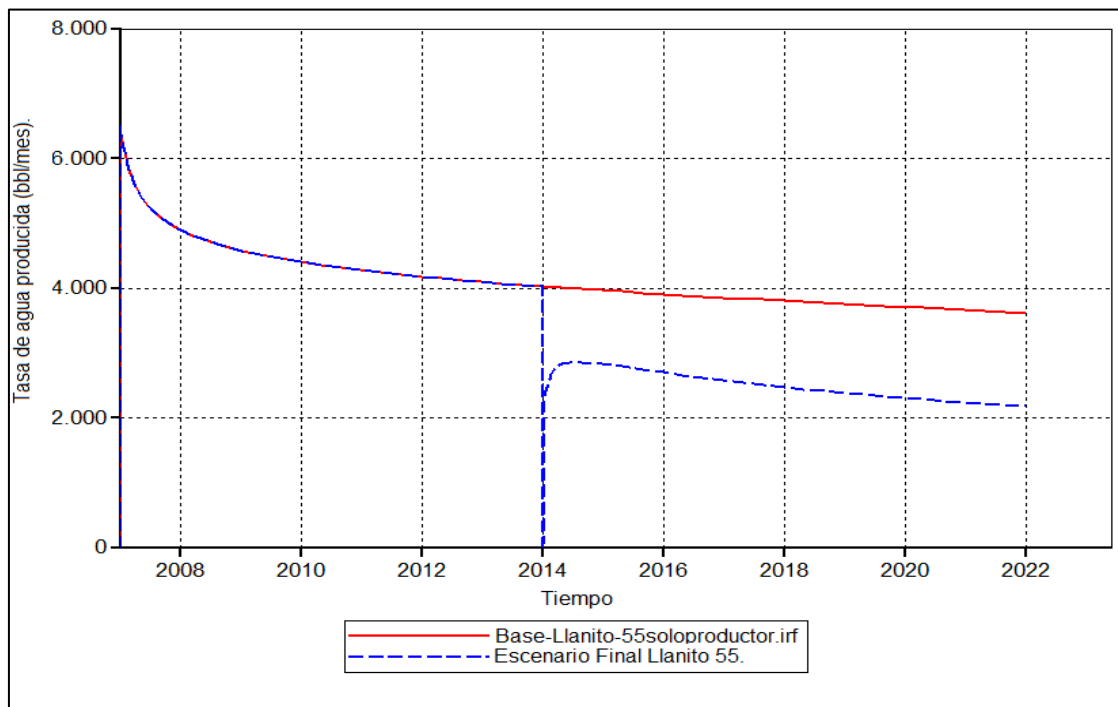
- 2014-01-04 P: 800 Psi; STO: 100 bbl/día; STW: 1000 bbl/día.

- 2014-01-08 P: 1476 Psi.

Completamiento: inyección del tratamiento en las capas:

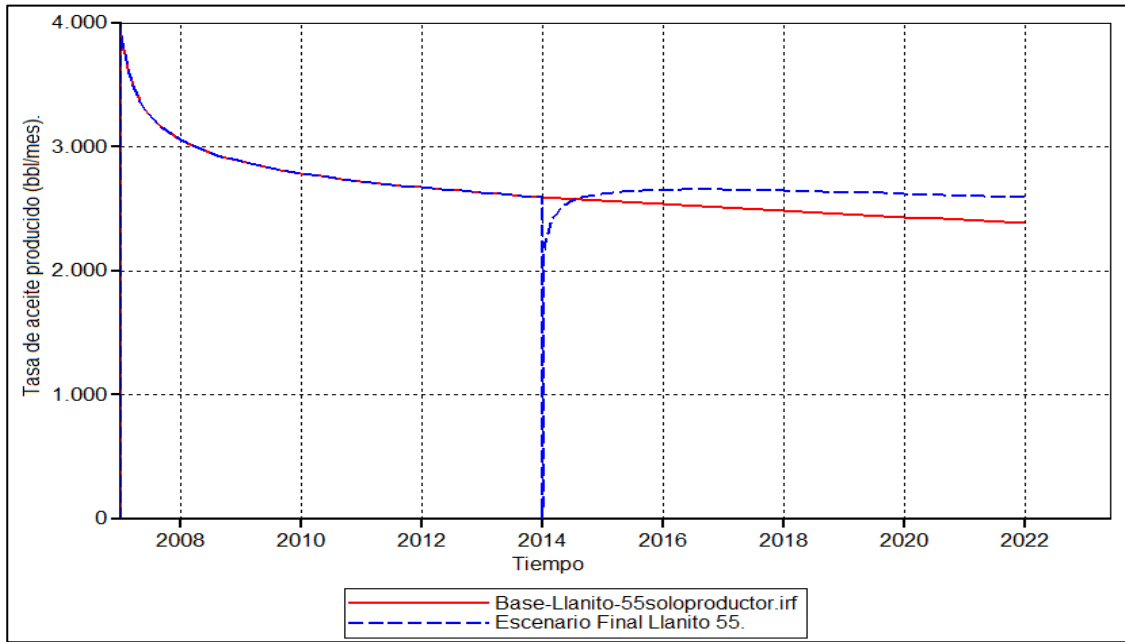
- 2, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 y 14

Figura 39. Escenario Final, Tasa de producción de agua (bbl/mes) Llanito 55.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG).

Figura 40. Escenario Final, Tasa de producción de aceite (bbl/mes) Llanito 55.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG).

4.1.3 Análisis de sensibilidad Llanito 95

El pozo Llanito 95 fue abandonado en el año 2011 por alto corte de agua y baja producción de aceite, se realizaron análisis de sensibilización de parámetros como: presión y tasa de producción post tratamiento, concentración del polímero, aislamiento de zonas ladronas e implementación del tratamiento en capas seleccionadas por su alto corte de agua, para poder determinar el mejor escenario para el tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa para este pozo y a su vez para determinar si el tratamiento es rentable.

CASO SOLO PRODUCTOR
PRESIÓN DE FONDO (BHP): 673 Psi.

- **Análisis de la presión de fondo y la tasa de producción post tratamiento.**

Parámetros fijos: Concentración: 10%

Volumen de tratamiento: 90 bbl/día; Presión inyección: 2000 psi.

Volumen de salmuera: 30 bbl/ día; Presión de inyección: 2000psi.

Post tratamiento: Presión de fondo (BHP), Tasa de producción de aceite (STO); Tasa de producción de agua (STW).

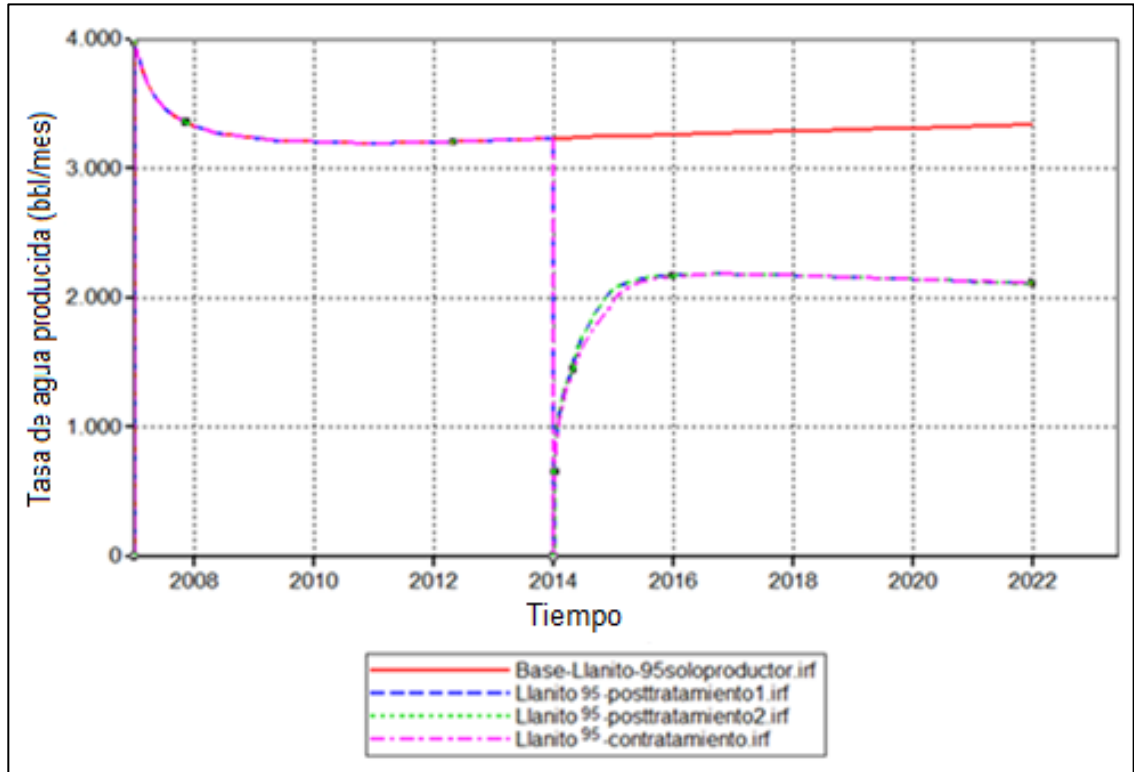
Tabla 22. Variables a sensibilizar

CASO	FECHA	BHP (Psi)	STO (bbl/día)	STW (bbl/día)
CASO 1	2014-01-04	673	31	108
	2014-01-08	673		
CASO 2	2014-01-04	100	31	108
	2014-01-08	673		
CASO 3	2014-01-04	673		

Fuente: Autora

En la figura 41 se observa que el caso con tratamiento, no tiene sensibilización de tasa de fluidos es decir, que la post producción después del tratamiento no tuvo una reducción en la tasa de fluidos, por lo que entre el 2014 y 2016 presenta un incremento en el agua producida que aunque no es representativo si hace que se descarte este caso como escenario ideal, sin embargo los dos casos restantes caso 1 y 2 presentan una misma reducción en la tasa de agua producida y una misma tendencia en la tasa de producción de aceite, por lo tanto, el caso elegido como un escenario propicio para el tratamiento es el caso 2, debido a que la presión y la tasa de producción de fluidos se estabiliza en un tiempo corto, lo que permite que el pozo se estabilice.

Figura 41. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad post-tratamiento, Llanito 95.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

- **Análisis del volumen de tratamiento a inyectar y presión de inyección.**

El tratamiento debe ser inyectado a la mayor presión, y en el caso del campo Llanito la presión de fractura esta en 2200 psi, por lo que la mayor presión permitida sin dañar la formación es de 2000 psi.

Parámetros fijos: Concentración: 10%

Volumen de tratamiento: 90 bbl/día; Presión inyección: 2000 psi.

Volumen de salmuera: 30 bbl/ día; Presión de inyección: 2000 psi.

Tasa de producción post tratamiento:

-2014-01-04: BHP: 100 Psi; STO: 31 bbl/día; STW: 108bbl/día.

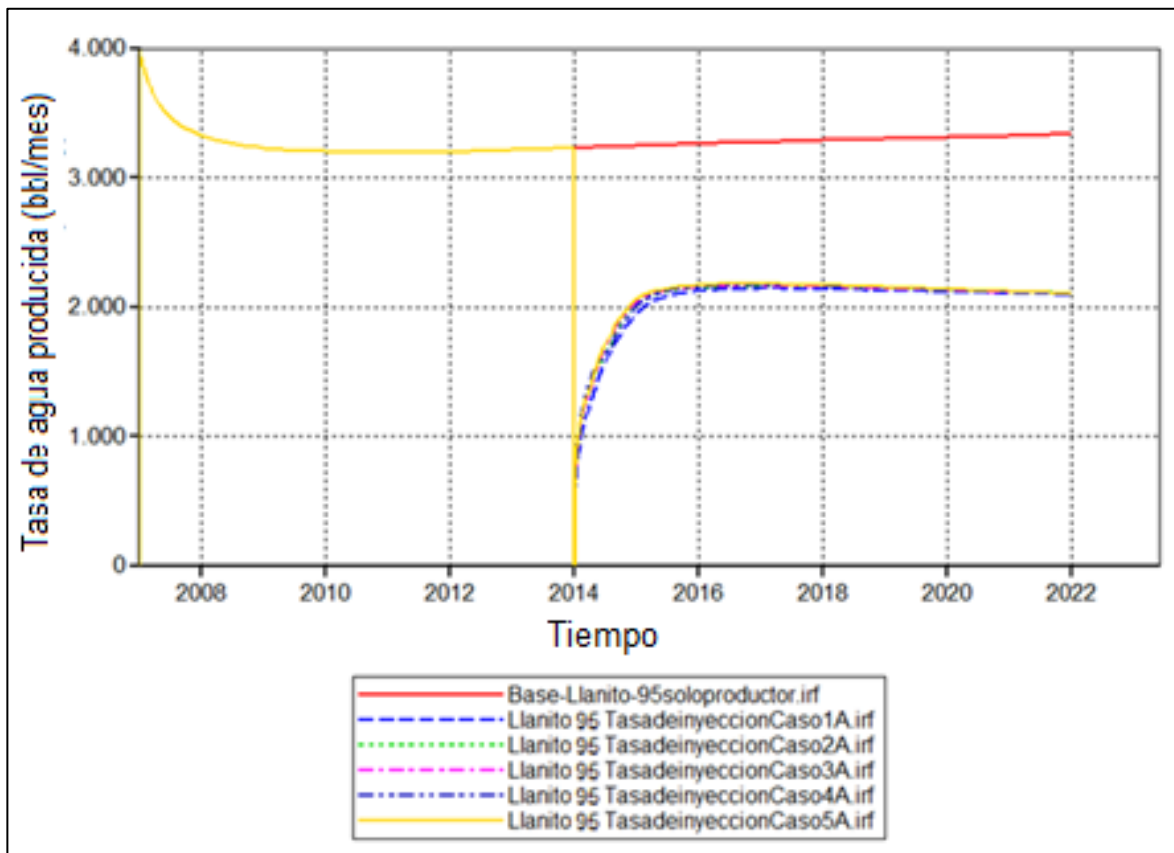
-2014-01-08: BHP: 673 Psi.

Tabla 23. Volumen y presión de inyección

CASO	Presión de inyección.	Volumen del tratamiento.
Caso 1-A	2000	100
Caso 2-A	1500	100
Caso 3-A	1000	100
Caso 4-A	500	100
Caso 5-A	2000	500

Fuente. Autora

Figura 42. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad volumen de tratamiento, Llanito 95.

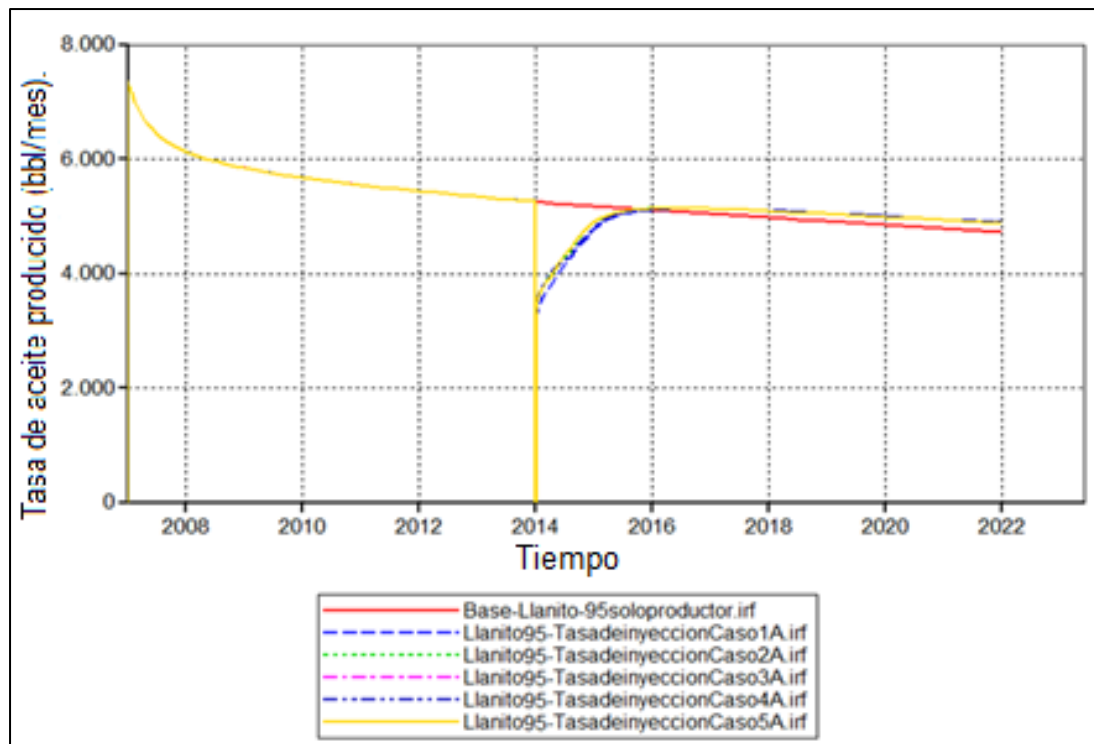


Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

En la figura 42, de tasa de agua producida, la mayor reducción se generó en el caso 1, con un volumen de 2000 barriles de tratamiento, sin embargo, todos los casos tienen valores, que no se diferencian por volúmenes representativos de

agua entre sí, también al observar la figura 43 de tasa de aceite, el caso 5 tiene el mejor resultado, sin ser un valor muy diferente de los otros casos, por este motivo el caso 5 con 90 barriles de tratamiento es el ideal para la implementación en este pozo, por que maneja un menor volumen y una efectividad rentable.

Figura 43. Tasa de aceite producido (bbl/mes), sensibilidad volumen de tratamiento, Llanito 95.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

- **Análisis de la concentración de polímero.**

Caso 1B	7%
Caso 2B	3%
Caso 3B	10%

Parámetros fijos: Volumen de tratamiento: 90 bbl/día

Presión inyección y salmuera: 2000 psi.

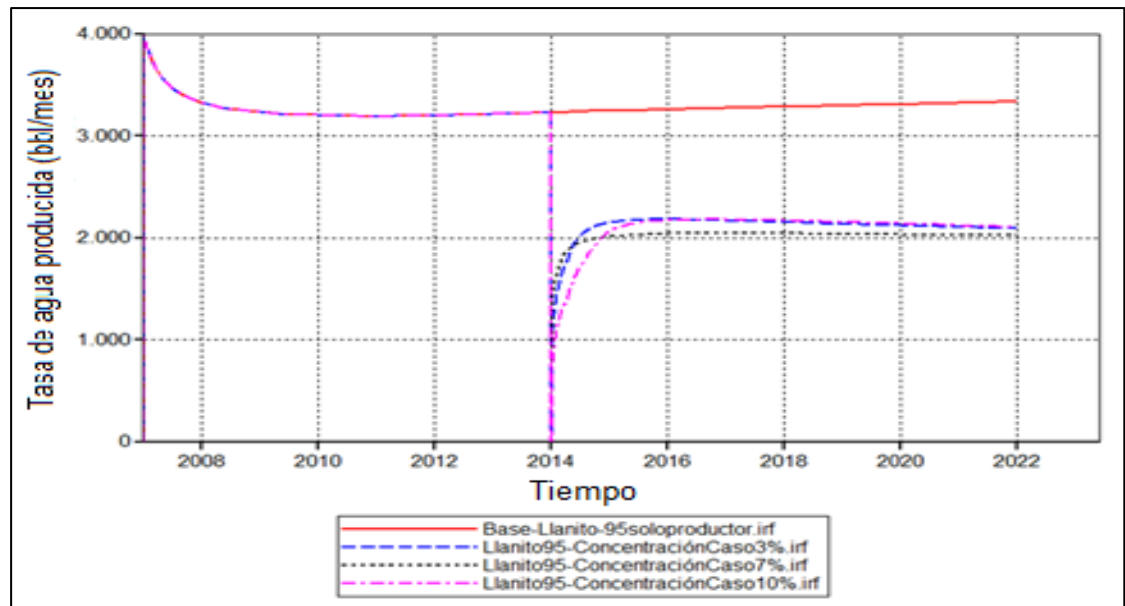
Volumen de salmuera: 30 bbl/ día

Tasa de producción post tratamiento:

-2014-01-04: BHP: 100 Psi; STO: 31 bbl/día; STW: 108bbl/día.

-2014-01-08: BHP: 673 Psi.

Figura 44. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad concentración, Llanito 95.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG)

En la figura 44 de tasa de agua producida, la concentración de 7% y 10% presentan el mejor resultado, sin embargo el caso con concentración de 7% al estabilizarse mantiene una reducción mayor, también se debe tener en cuenta que en la figura 45 de la tasa de aceite producida, entre los años 2014 y 2016, el caso con 7% tiene un incremento con respecto a los demás, sin embargo en la gráfica del factor de recobro el tratamiento no aumento este parámetro en ninguno de los casos propuestos.

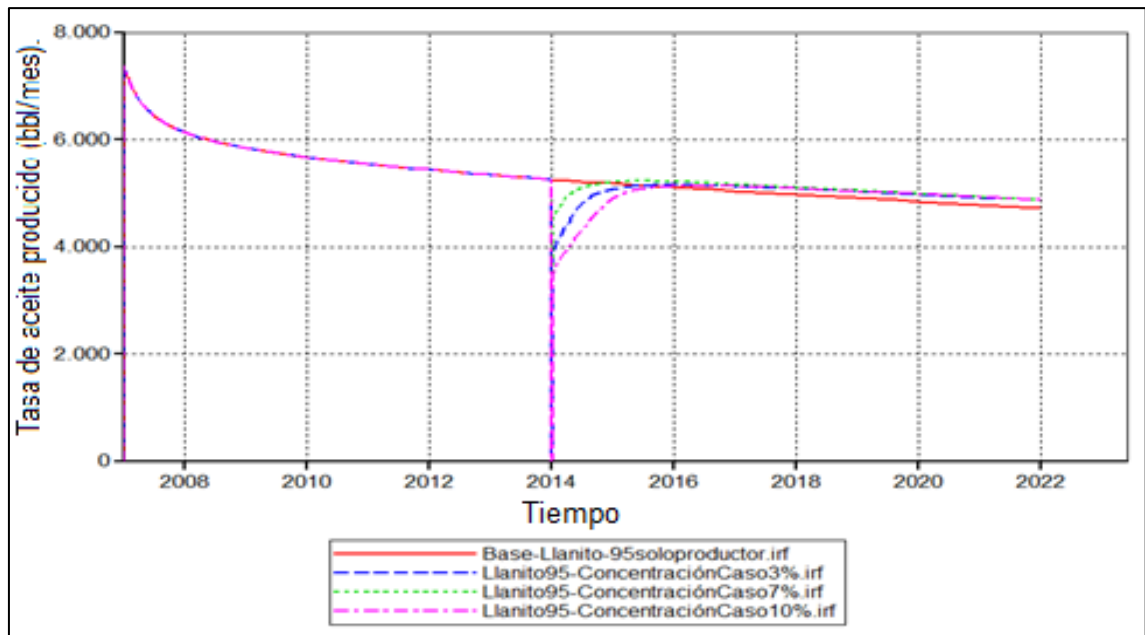
Seleccionando la mejor respuesta del yacimiento frente a cada caso, se escoge como parámetro para el escenario ideal, el caso con la concentración de 7%.

- **Análisis del cañoneo selectivo por zonas productoras.**

Parámetros fijos: Concentración: 7 %

Volumen de tratamiento: 90 bbl/día
 Presión inyección: 2000 psi.
 Volumen de salmuera: 30 bbl/ día
 Presión de inyección de salmuera: 2000 psi.
 Tasa de producción post tratamiento:
 -2014-01-04: BHP: 100 Psi; STO: 31 bbl/día; STW: 108bbl/día.
 -2014-01-08: BHP: 673 Psi.

Figura 45. Tasa de aceite producido (bbl/mes), sensibilidad concentración de tratamiento, Llanito 95.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Parámetros de sensibilización:

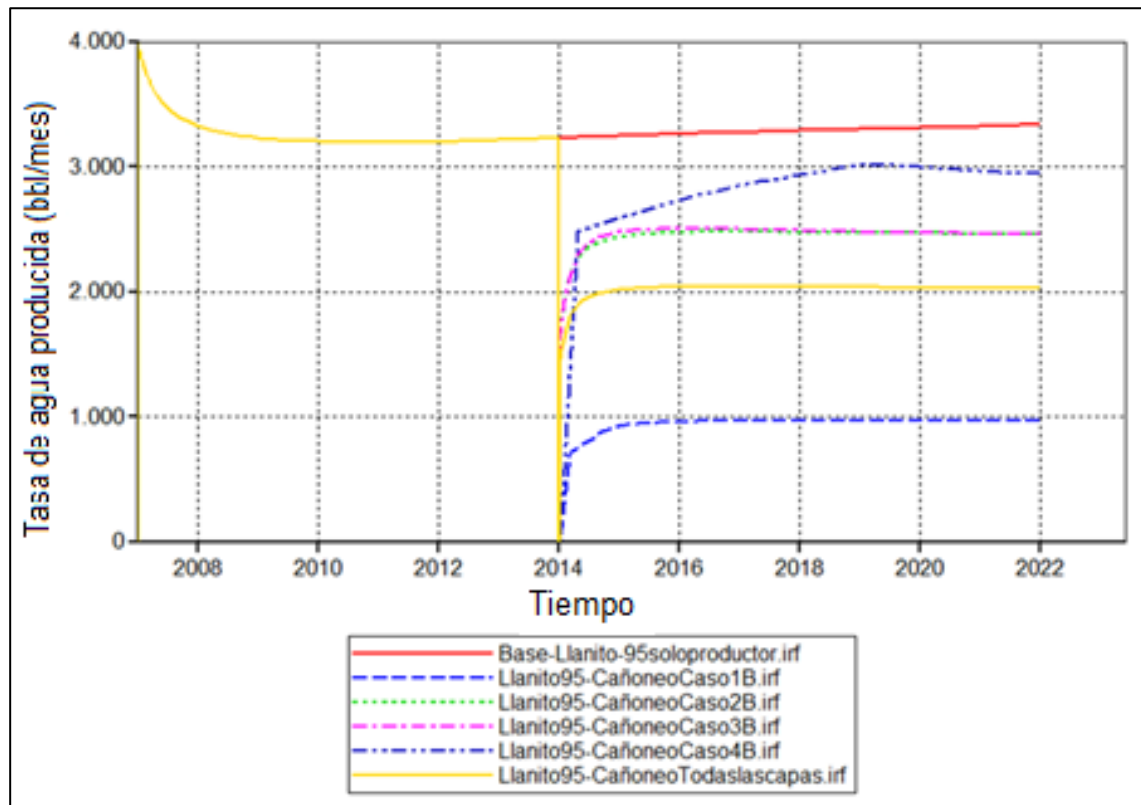
Los siguientes casos propuestos como modelos de sensibilización se crearon a partir de observar el comportamiento de flujo de fluidos en el simulador Results 3D Win 32, allí se determinó las capas con mayor saturación de agua y aceite.

Tabla 7. Parámetros de sensibilización

Caso	Cañoneo
Todas las capas	
Caso 1B	Aislamiento capas: 3, 4, 5, 15, 15; Inyección tratamiento en las demás capas.
Caso 2B	Inyección del tratamiento en las capas: 1, 2, 3, 5, 6, 7, 15 y 16.
Caso 3B	Inyección del tratamiento en las capas: 1, 2, 3, 5, 6, 11, 15 y 16.
Caso 4B	Inyección del tratamiento en las capas: 2, 4, 5, 7, 8, 9, 11 y 13.

Fuente. **Autora.**

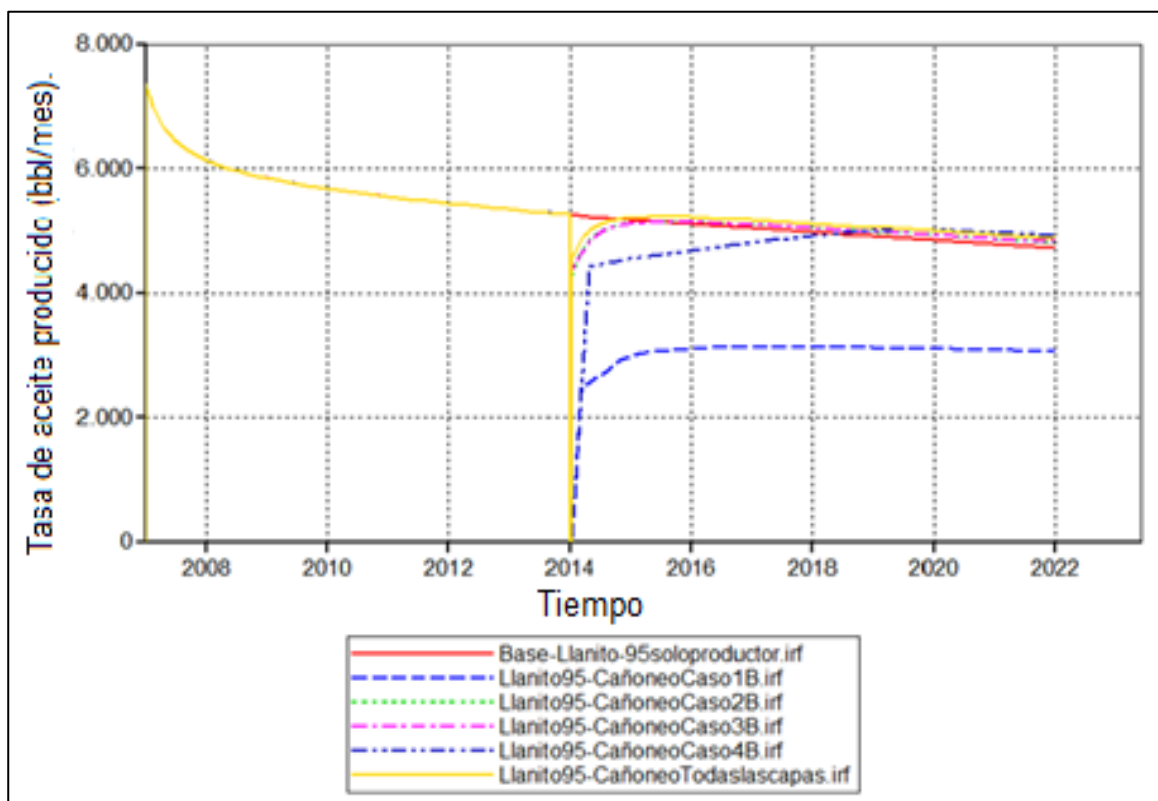
Figura 46. Tasa de agua producido bbls/mes, sensibilidad cañoneo, Llanito 95.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

En las figuras 46 y 47, se evidencia que el caso donde se inyecta el tratamiento en todas las capas es la mejor opción para la implementación del tratamiento, a pesar de que en la figura 46 la tasa de agua producida no genera la mayor reducción, si disminuye significativamente la producción de agua sin sacrificar la producción de aceite como se observa en los otros casos propuestos, todo esto pudo deberse a que las condiciones estáticas del área de drenaje eran uniformes y el bache de polímero tiende a precipitarse hacia el fondo del yacimiento, zona donde por diferencia de densidades entre fluidos tiende a recargarse con preferencia al agua, generando un retardo en el desplazamiento de este fluido.

Figura 47. Tasa de aceite producido (bbl/mes), sensibilidad cañoneo, Llanito 95.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

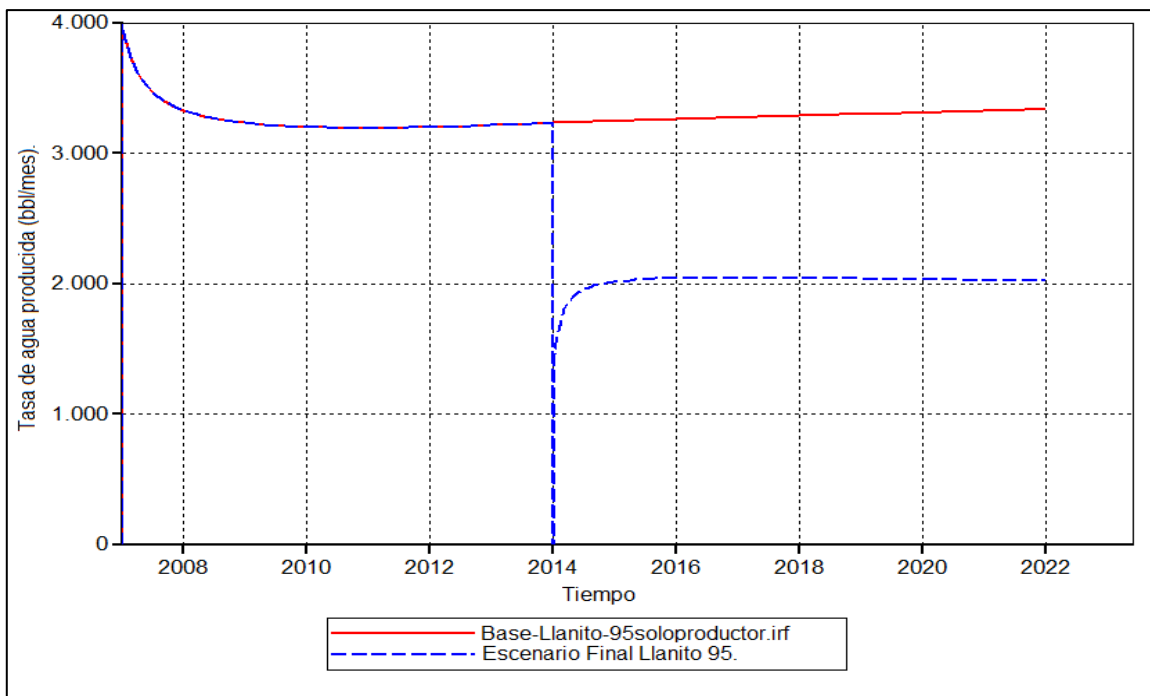
Escenario final pozo Llanito 95.

A través de la sensibilización de parámetros, se determinó cual es el mejor escenario para la implementación del tratamiento, sin embargo, la intervención no

fue exitosa para este pozo a nivel técnico, puesto que no incremento la producción de aceite a pesar de que la reducción en la tasa de agua producida fuese significativa, debido a que no existe un mecanismo que le aporte energía a la formación, como un pozo inyector que estimule el barrido hacia el área de drenaje de los pozos productores.

Escenario final: Concentración: 7 %
 Volumen de tratamiento: 90 bbl/día
 Presión inyección tratamiento y salmuera: 2000 psi.
 Volumen de salmuera: 30 bbl/ día.
 Tasa de producción post tratamiento:
 -2014-01-04: BHP: 100Psi; STO: 31 bbl/día; STW: 108bbl/día.
 -2014-01-08: BHP: 673 Psi Cañoneo: En todas las capas.

Figura 48. Escenario Final, Tasa de agua producida (bbl/mes) Llanito 95.



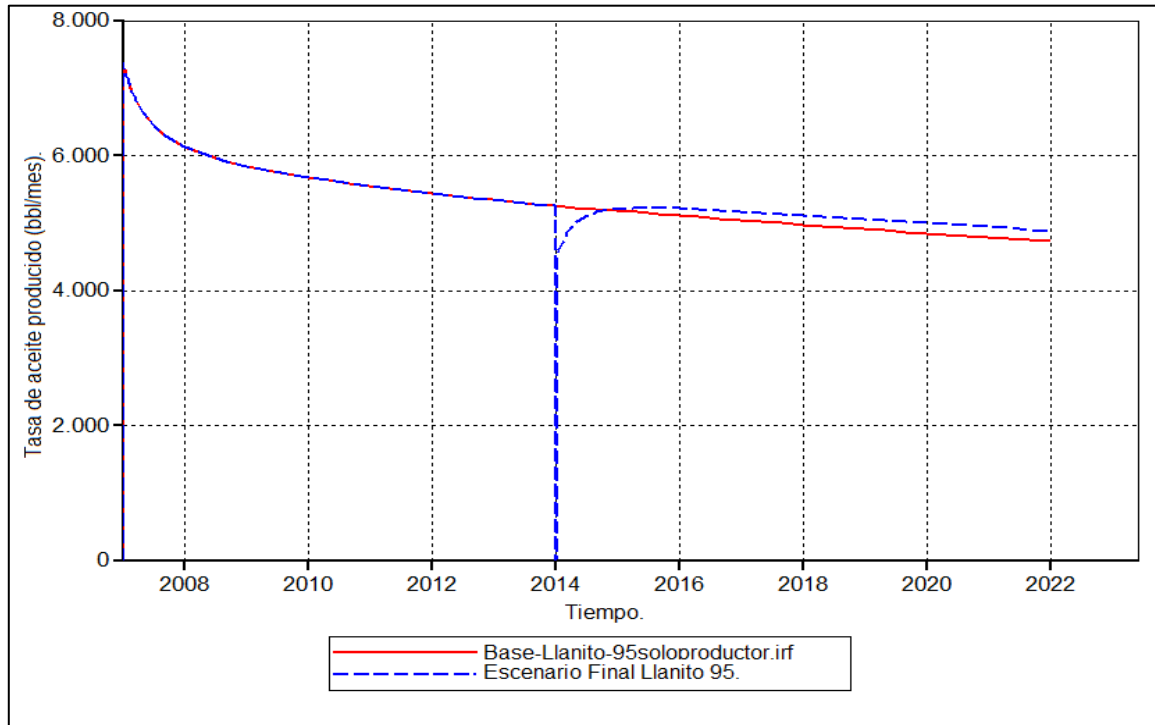
Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

4.1.4 Análisis sensibilidad de pozo Llanito 99

Actualmente el pozo llanito 99 está suspendido debido a la alta producción de agua, el último registro de este pozo fue en el año 2011 con una producción de

aceite de 2283 bbl/mes y una producción de agua de 14000 barriles/mes, en el capítulo anterior se concluyó que este pozo tiene características ideales para la implementación del tratamiento, debido a que posee buena petrofísica, reservas considerables y alto corte de agua.

Figura 49. Escenario Final, Tasa de aceite producido (bbl/mes) Llanito 95.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

- **Análisis de tasa post tratamiento.**

Se evaluó la tasa de fluidos después del tratamiento con el objetivo de proteger al polímero de no retornar a superficie y de no degradarse por cambios bruscos en las tasas de extracción.

Parámetros fijos: Concentración: 10%
Volumen de tratamiento: 90 bbl/día;
Presión inyección tratamiento y salmuera: 2000 psi.
Volumen de salmuera: 30 bbl/ día;

Parámetros de sensibilización:

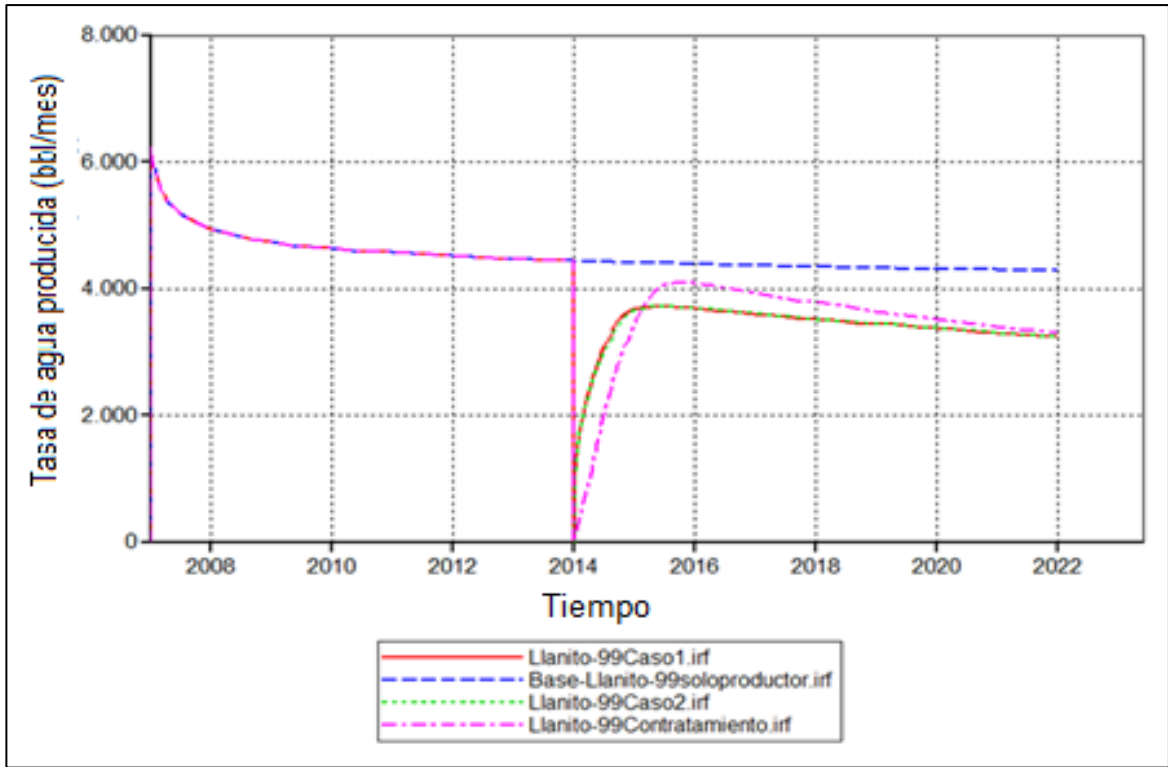
BHP: Presión de fondo; STO: Tasa producción aceite; STW: Tasa producción de agua.

Tabla 8. Parámetros para sensibilidad

Caso	FECHA	BHP (Psi)	STO (bbl/día)	STW(bbl/día)
Caso 1	2014-01-04	50	50	80
	2014-01-08	630.7		
Caso 2	2014-01-04	50	50	80
	2014-01-08	100	80	100
	2014-01-10	630.7		
Con tratamiento	2014-01-04	630.7		

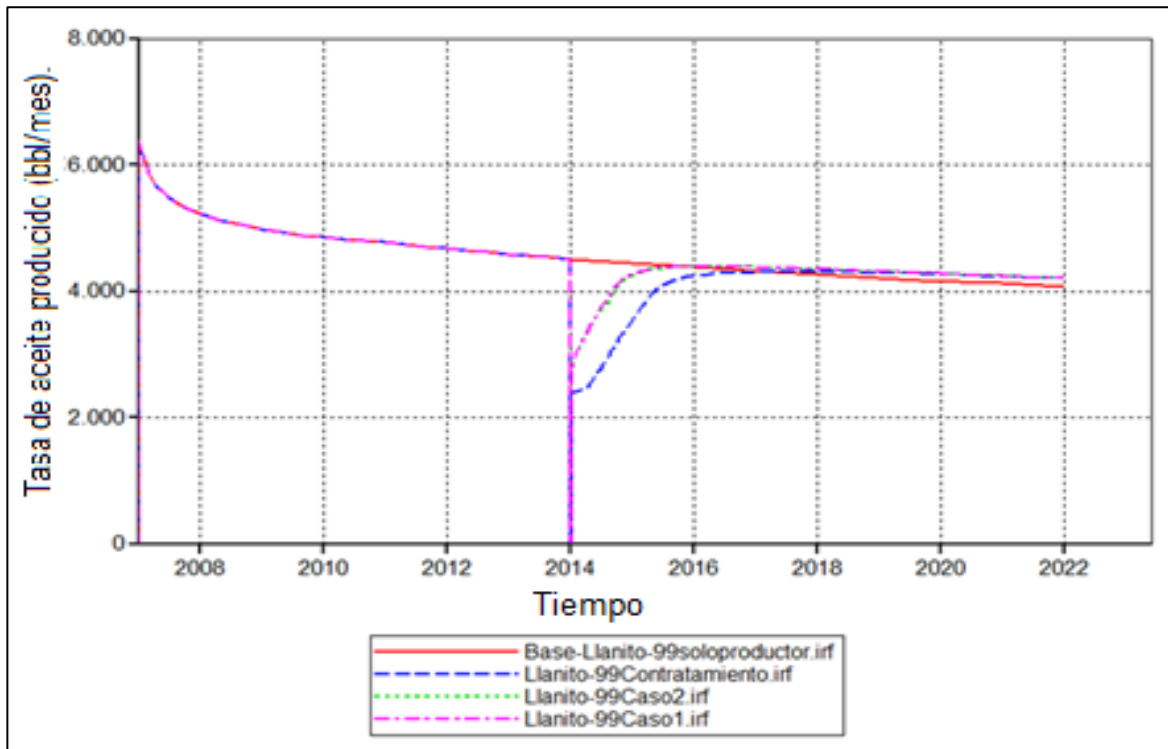
Fuente. Autora.

Figura 50. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad tasa post-tratamiento, Llanito 99.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Figura 51. Tasa de aceite producida (bbl/mes), sensibilidad tasa post-tratamiento, Llanito 99.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

En las figuras 50 y 51, se observa la importancia de mantener una tasa tanto de producción de fluidos como de presión baja después del tratamiento, en el caso “con tratamiento” el cual tenía una presión de fondo de 630.7 psi después del tratamiento y sin restricción de fluidos, no fue exitoso debido a que el polímero pudo haberse degradado o incluso pudo retornar a superficie, por el lado contrario, en los otros dos casos analizados, caso 1 y 2 hubo un mismo comportamiento similar, ambos disminuyeron la producción de agua e incrementaron levemente la producción de aceite, sin embargo el caso seleccionado como parámetro ideal para el tratamiento es el caso 1 debido a que emplea menos tiempo en estabilizar el pozo.

- **Análisis del volumen de tratamiento a inyectar.**

Es necesario inyectar el tratamiento a la mayor presión permitida por la formación para evitar problemas de degradación y retención del polímero dentro de la formación, por esta razón el valor de presión de inyección no se sensibilizará y será de 2000 psi.

Parámetros fijos: Concentración: 10%

Volumen de salmuera: 30 bbl/ día; Presión de inyección salmuera: 2000 psi.

Tasa post tratamiento:

- 2014-01-04: BHP: 100 Psi; STO: 50 bbl/día; STW: 80 bbl/día.
- 2014-01-08: BHP: 630.7.

Parámetros de sensibilización:

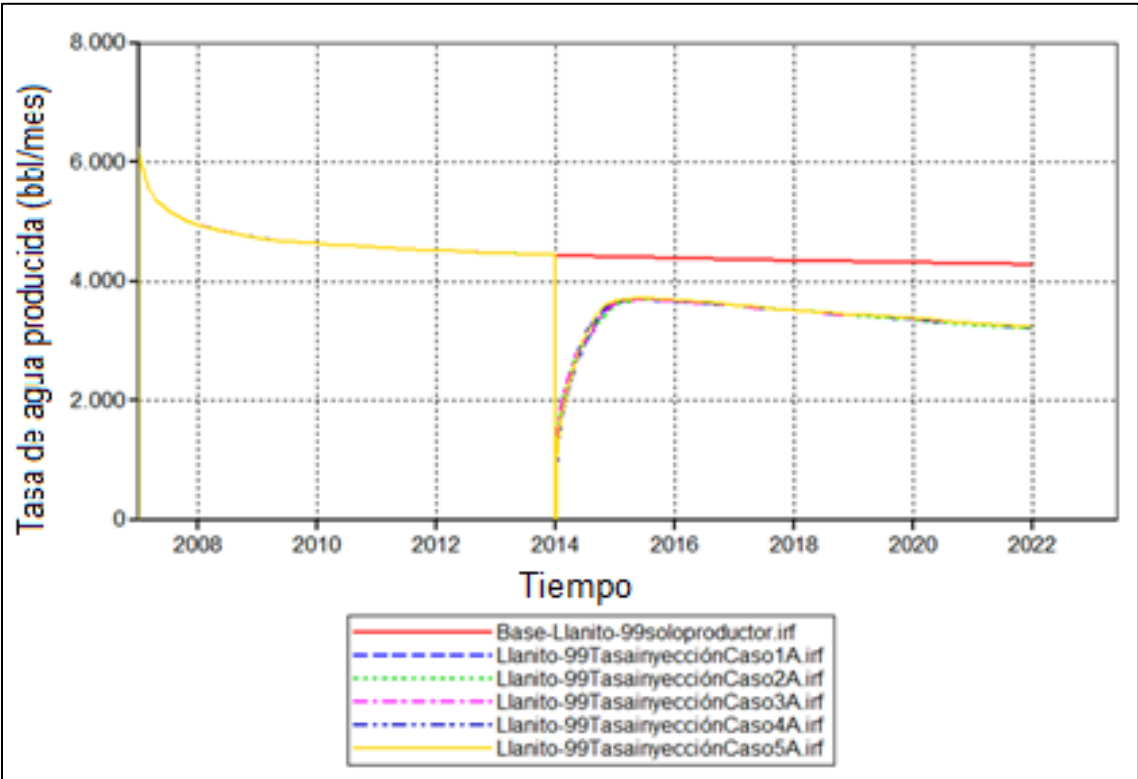
Tabla 9. Presión y tasa de inyección

Caso	Presión de inyección (Psi)	Tasa de inyección bbl/día
Caso 1-A	2000	2000
Caso 2-A	2000	1000
Caso 3-A	2000	500
Caso 4-A	2000	200
Caso 5-A	2000	90

En las figuras 52 y 53, se analizan diferentes volúmenes de tratamiento para observar cual caso es el que mejor resultado obtiene dentro de la formación, sin embargo ninguna de las sensibilizaciones genera cambio significativo entre ellas, si reduce la producción de agua pero no incrementa significativamente la producción de aceite, lo que lleva a suponer que existe una posible zona ladrona donde se pierde gran parte del tratamiento, todo esto se podrá confirmar en el análisis de zona de cañoneo.

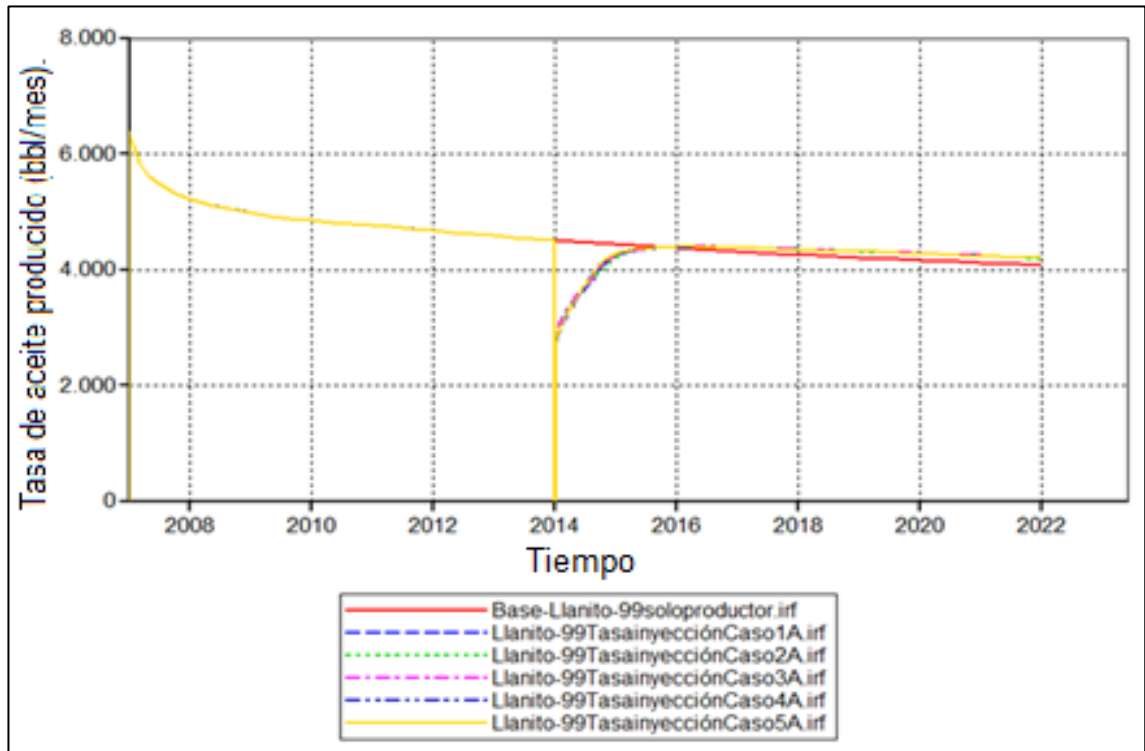
Sin embargo, se necesita seleccionar un parámetro ideal para poder crear un escenario técnico eficiente para el tratamiento, en este caso se escoge el que menor volumen necesite para evitar gastos mayores en polímero, por lo tanto el caso 5-A que tiene un volumen de tratamiento de 90 barriles es la mejor opción.

Figura 52. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad volumen de tratamiento, Llanito 99.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Figura 53. Tasa de aceite producida (bbl/mes), sensibilidad volumen de tratamiento, Llanito 99.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

- **Análisis de cañoneo selectivo por zonas productoras.**

Parámetros fijos: Concentración: 10%

Volumen de tratamiento: 90 bbl/día;

Presión inyección tratamiento y salmuera: 2000 psi.

Volumen de salmuera: 30 bbl/ día;

Tasa post tratamiento:

•2014-01-04: BHP: 100 Psi; STO: 50 bbl/día; STW: 80 bbl/día.

•2014-01-08: BHP: 630.7.

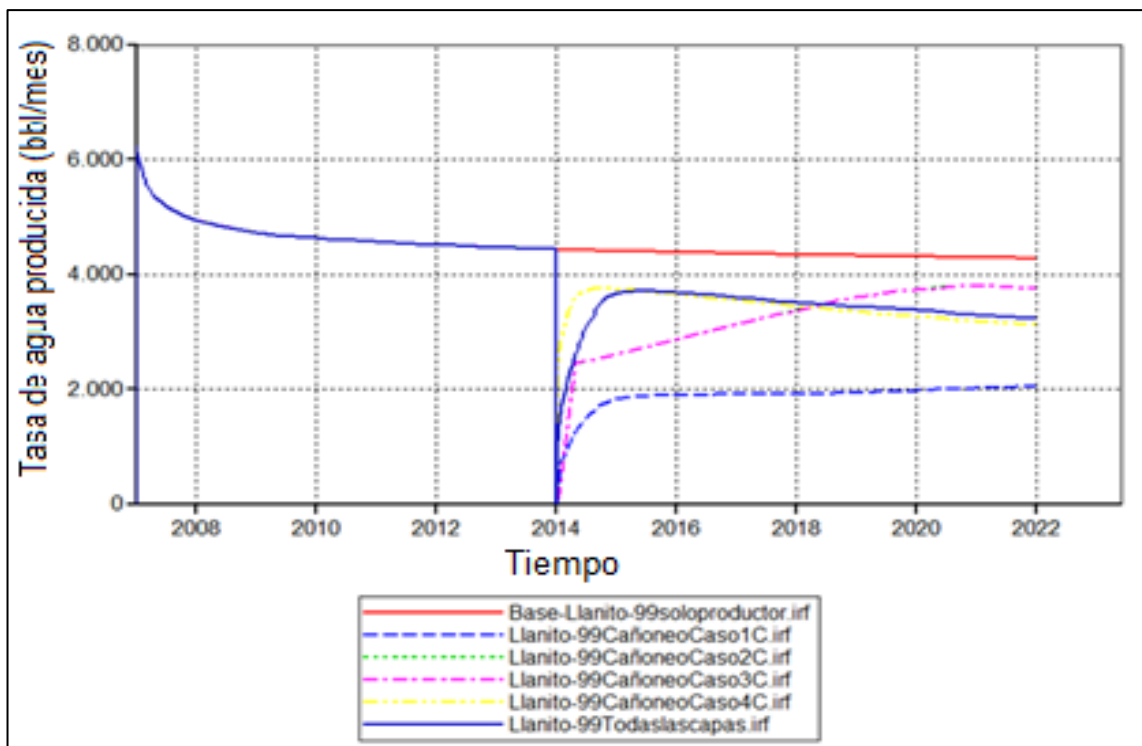
Parámetros de sensibilización:

Tabla 10. Cañoneo

Caso	Cañoneo
Todas las capas	
Caso 1C	Aislamiento de capas: 3, 4, 5 y 7; Inyección tratamiento en las demás capas.
Caso 2C	Inyección del tratamiento en capas: 3, 4, 5 y 11.
Caso 3C	Inyección de tratamiento en capas: 1, 2, 3, 4, 5 y 10
Caso 4C	Inyección del tratamiento en capas: 2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12,

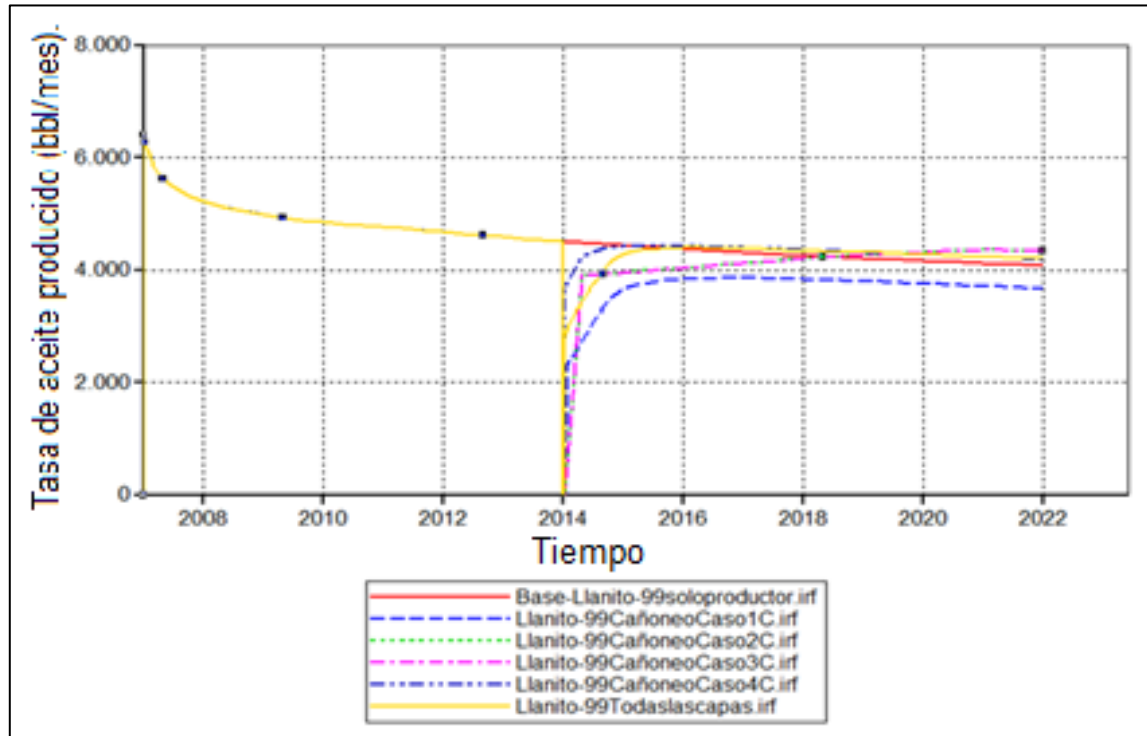
Fuente. Autora.

Figura 54. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad cañoneo, Llanito 99.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Figura 55. Tasa de aceite producida (bbl/mes), sensibilidad cañoneo, Llanito 99.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Los casos 4C (donde el tratamiento se inyecta en las capas: 2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 y 12) y el caso de todas las capas son los que presentan mejor resultado, sin embargo, el caso 4C en la figura 55 de tasa de aceite producido, tiende a estabilizar más rápido que el caso de todas las capas y en la figura 54 de tasa de agua producida, tiene un mejor comportamiento. Por lo tanto el caso 4C es el que se escoge como parámetro para un escenario ideal del tratamiento.

- **Análisis de concentración de polímero.**

Parámetro de sensibilización:

Caso 1B	7%
Caso 2B	3%
Caso 3B	10%

Parámetros fijos:

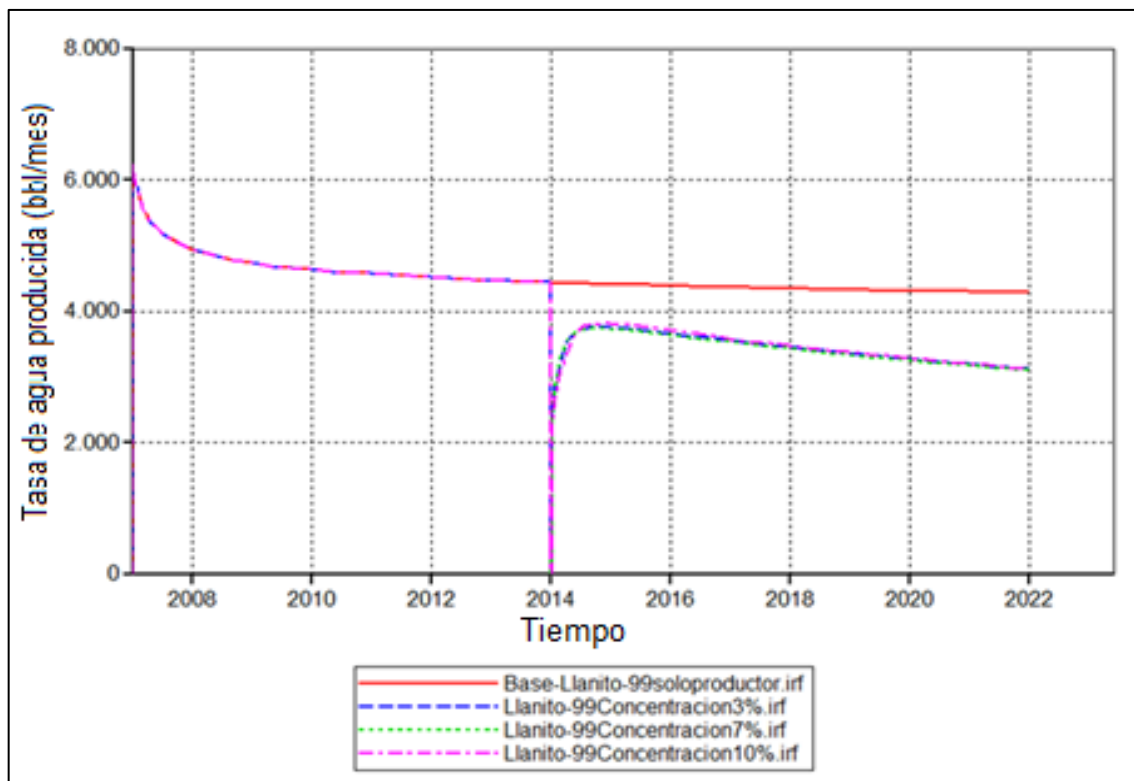
Volumen de tratamiento: 90 bbl/día;

Presión inyección tratamiento y tratamiento: 2000 psi.
Volumen de salmuera: 30 bbl/ día;
Tasa post tratamiento:

-2014-01-04: BHP: 100 Psi; STO: 50 bbl/día; STW: 80 bbl/día.

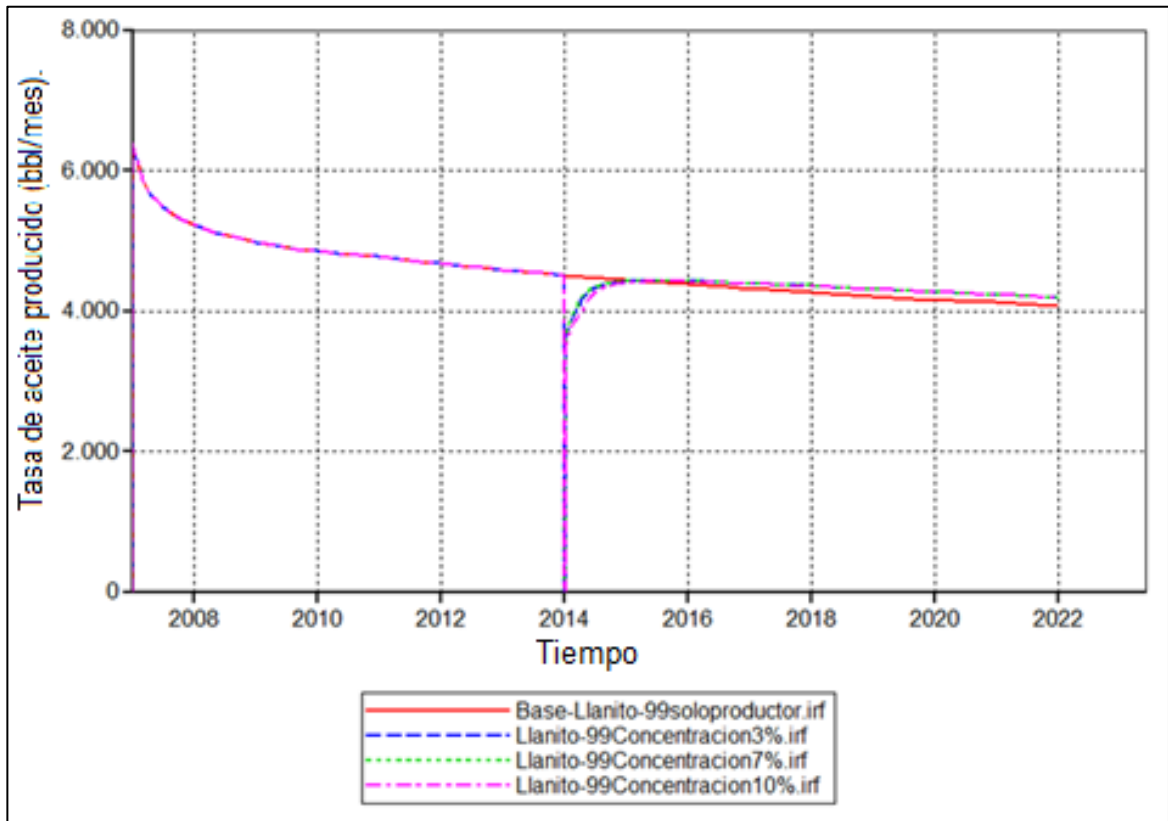
-2014-01-08: BHP: 630.7.

Figura 56. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad concentración, Llanito 99.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Figura 57. Tasa de aceite producido (bbl/mes), sensibilidad concentración, Llanito 99.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Los casos propuestos presentan gran similitud en los resultados de las figuras 56 y 57, sin embargo el caso de 3% difiere mínimamente de los demás, teniendo en la figura 55 de aceite producido, una estabilización rápida entre los años 2014 y 2016, a su vez en la figura 56 de agua producida es el caso que más reducción de agua obtuvo, por esta razón el caso con 3% de concentración es el parámetro ideal para este pozo.

Escenario final pozo Llanito 99.

Teniendo en cuenta que un tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa se considera técnicamente exitoso si reduce la producción de agua e incrementa la producción de aceite, sin embargo el incremento de la producción de aceite no es lo suficientemente representativo como para considerarse ideal para la intervención con el tratamiento.

Sin embargo como escenario final, después de toda la sensibilización previa, el tratamiento debería tener los siguientes parámetros para intervenirse:

Parámetros fijos: Concentración: 3%

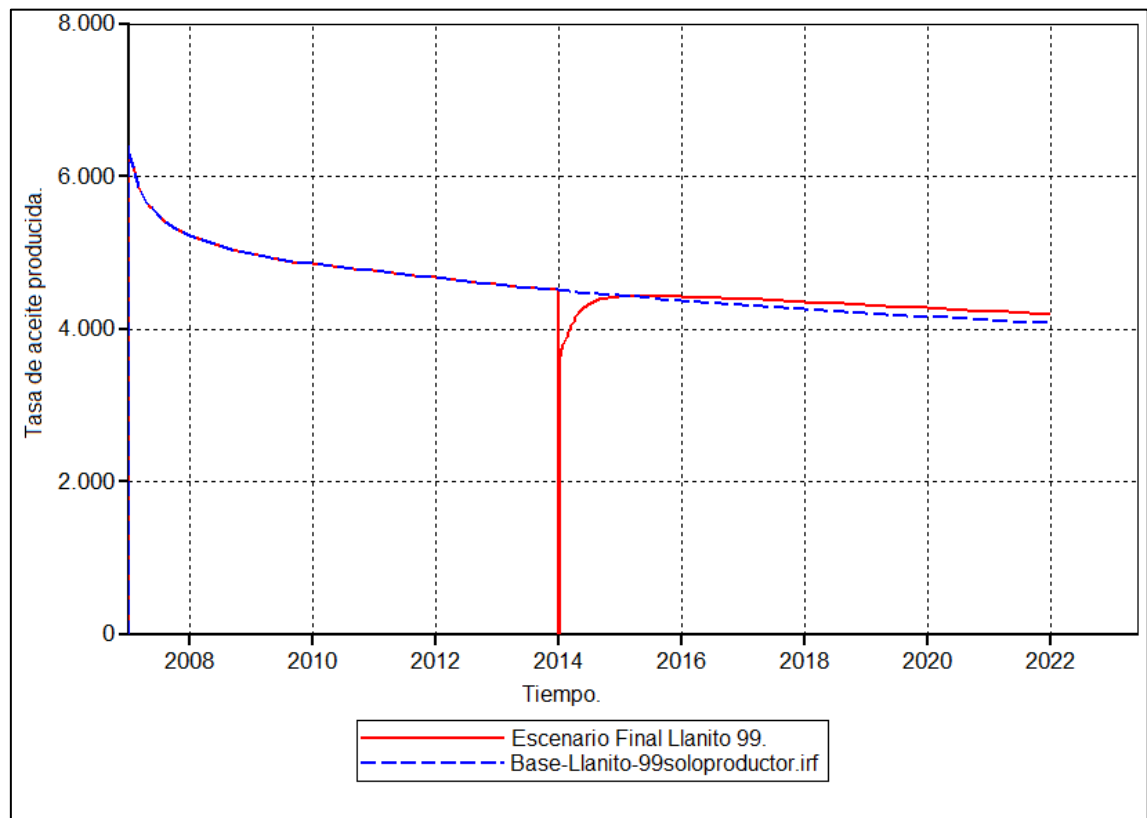
Volumen de tratamiento: 90 bbl/día;
Presión inyección tratamiento y salmuera: 2000 psi.
Volumen de salmuera: 30 bbl/ día;

Tasa post tratamiento:

-2014-01-04: BHP: 100 Psi; STO: 50 bbl/día; STW: 80 bbl/día.

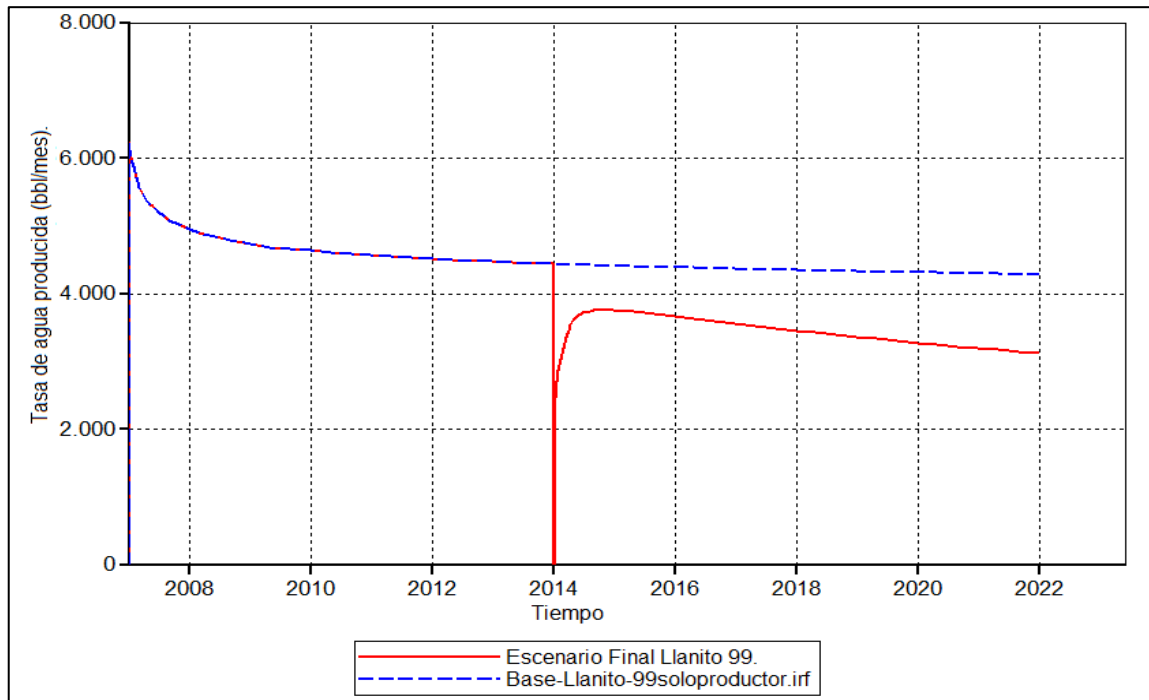
-2014-01-08: BHP: 630.7.

Figura 58. Escenario Final, Tasa de aceite producida (bbl/mes) Llanito 99.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Figura 59. Escenario Final, Tasa de agua producida (bbl/mes) Llanito 99.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

4.1.5 Análisis de sensibilización para el pozo Llanito 102

El pozo Llanito 102 se encuentra actualmente activo con una producción de 1600 barriles de aceite y una producción de 1800 barriles de agua dato registrado a finales de 2011, sin embargo la producción de aceite ha decaído de manera drástica y la producción de agua cada vez es mayor, por lo que se hace necesario buscar métodos de estimulación y recobro que permitan disminuir la producción de agua y permitir la recuperación de petróleo.

- **Análisis de la presión de fondo post tratamiento.**

Parámetros fijos: Concentración: 10%

Volumen de tratamiento: 90 bbl/día; Presión inyección: 2000 psi.

Volumen de salmuera: 30 bbl/ día; Presión de inyección: 2000 psi.

Post tratamiento: Presión de fondo (BHP).

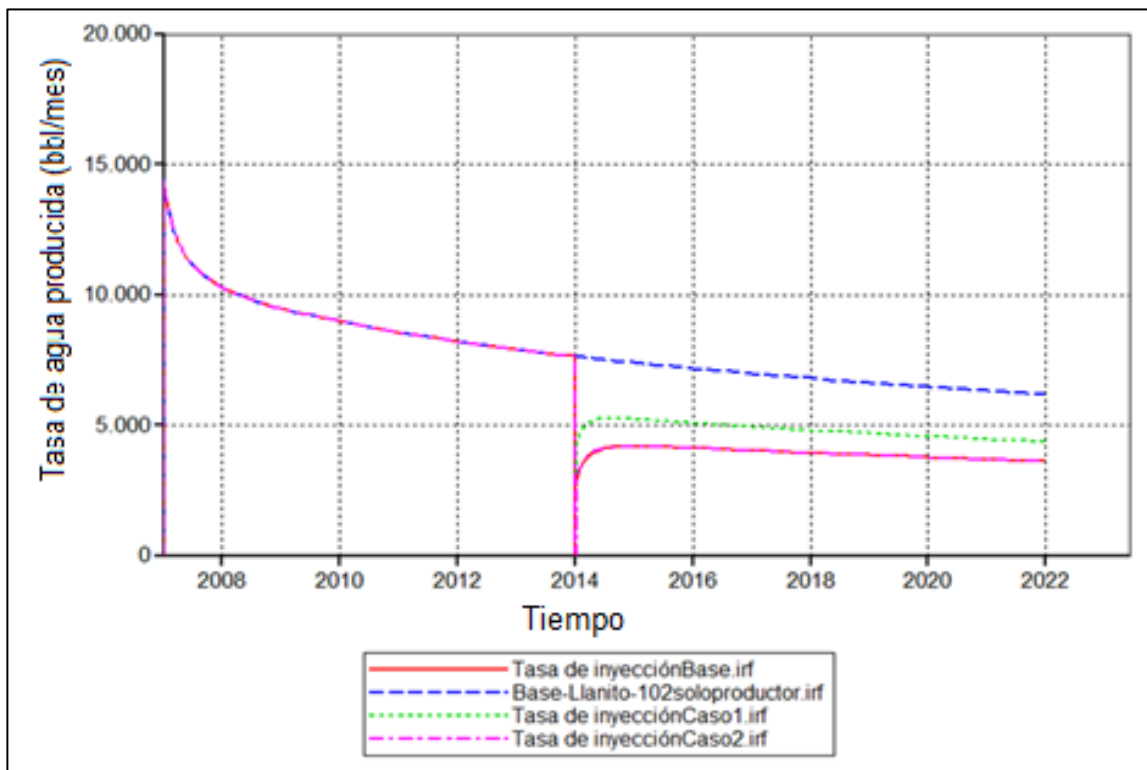
Tasa producción aceite (STO); Tasa producción agua (STW).

Tabla 28. Análisis de presión BHP

CASO	FECHA	BHP (Psi)	STO (bbl/día)	STW (bbl/día)
Base	2014-01-04	733.6		
CASO 2	2014-01-04	100	50	80
	2014-01-08	733.6		
CASO 3	2014-01-04	50	50	80
	2014-01-06	80	80	100
	2014-01-08	733.6		

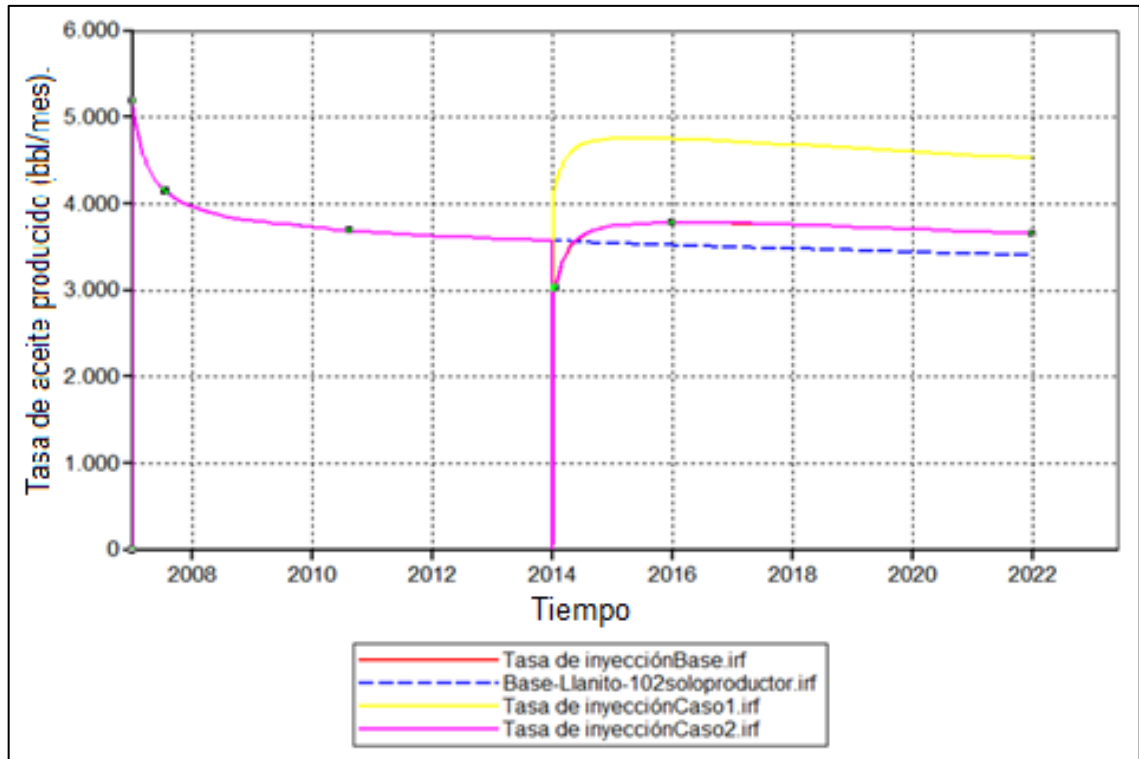
Fuente: Autora

Figura 60. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad post-tratamiento, Llanito 102.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Figura 61. Tasa de aceite producida (bbl/mes), sensibilidad post-tratamiento, Llanito 102.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG)

Al observar las figuras 60 y 61, se hace evidente el éxito del tratamiento para este pozo, sobre todo en el caso 1, en la figura 58 de tasa de agua producida no genera la mayor reducción sin embargo comparado con el valor del caso productor original reduce 2000 barriles de agua, en la figura 59 de producción de aceite tiene un incremento notorio de 1200 barriles, por esta razón el caso 1 se toma como parámetro ideal para este pozo.

- **Análisis de volumen de tratamiento a inyectar.**

El tratamiento debe ser inyectado a la mayor presión, y en el caso del campo llanito la presión de fractura es de 2200 psi, por lo que la mayor presión permitida sin dañar la formación es de 2000 psi.

Parámetros fijos: Concentración: 10%

Presión inyección tratamiento y salmuera: 2000 Psi.

Volumen de salmuera: 30 bbl/ día;

Tasa de producción post tratamiento:

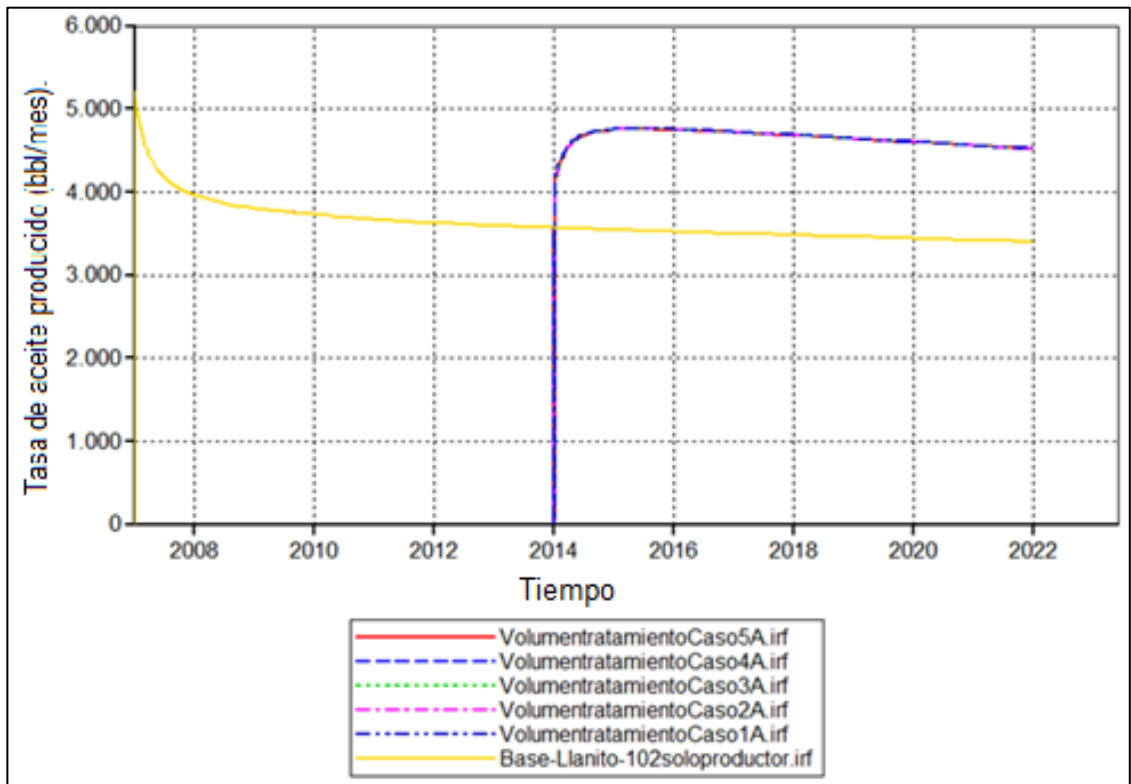
-2014-01-04: BHP: 100 Psi; STO: 50 bbl/día; STW: 80 bbl/día.
 -2014-01-08: BHP: 733.6 Psi.

Tabla 11. Presión y tasa de inyección

Caso	Presión de inyección (Psi)	Tasa de inyección (bbl/día)
Caso 1-A	2000	2000
Caso 2-A	2000	1000
Caso 3-A	2000	500
Caso 4-A	2000	200
Caso 5-A	2000	90

Fuente. Autora

Figura 62. Tasa de producción de aceite (bbl/mes), sensibilidad volumen de tratamiento, Llanito 102.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Los resultados de los diferentes volúmenes de tratamiento fueron los mismos, es decir no hubo ninguna alteración entre caso y caso, por esta razón se toma como valor ideal el caso 5-A puesto que tiene el menor volumen de tratamiento y causa el mismo efecto en el pozo, tal como se observa en la figura 60.

- **Análisis de la concentración de polímero.**

Parámetros fijos:

Volumen de tratamiento: 90 bbl/día;

Presión inyección tratamiento y salmuera: 2000 psi.

Volumen de salmuera: 30 bbl/ día

Tasa de producción post tratamiento:

-2014-01-04: BHP:100Psi;STO:50 bbl/día; STW: 80 bbl/día.

-2014-01-08: BHP: 733.6 Psi.

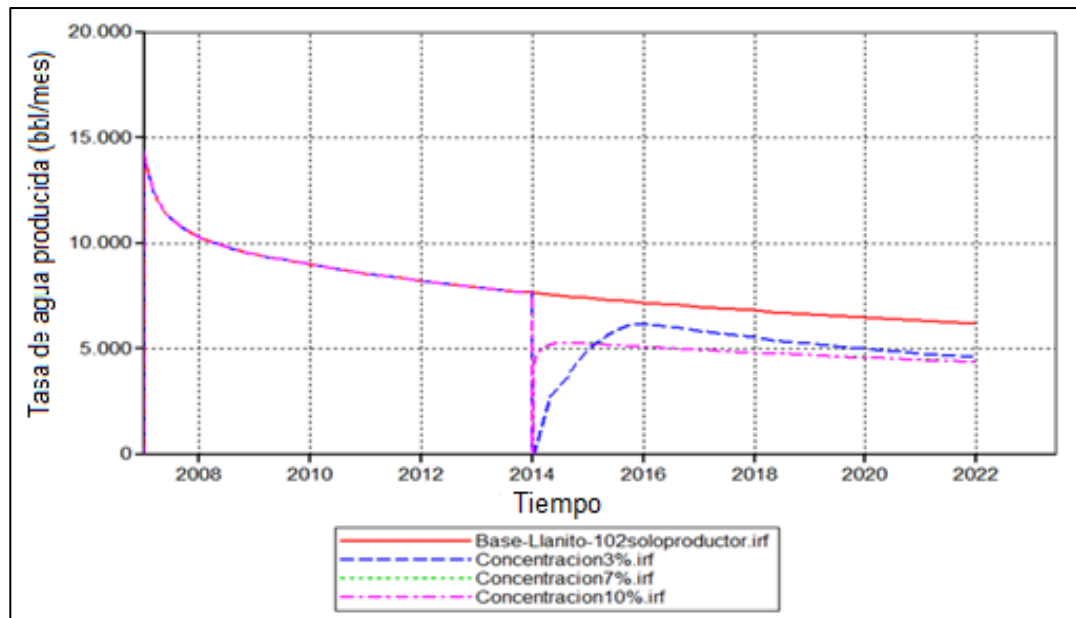
Parámetros de sensibilización:

Caso 1B	7%
Caso 2B	3%
Caso 3B	10%

El comportamiento del yacimiento frente a los diferentes tipos de concentraciones en general es efectivo, sin embargo para el caso de concentración de 3% en la figura 64 de tasa de producción de aceite entre los años 2014 y 2016 la producción es menor que para los casos de concentración de 7% y 10%, esto también se corrobora tanto en la figura 63 de tasa de producción de agua, puesto que genera resultados menores a los otros casos planteados.

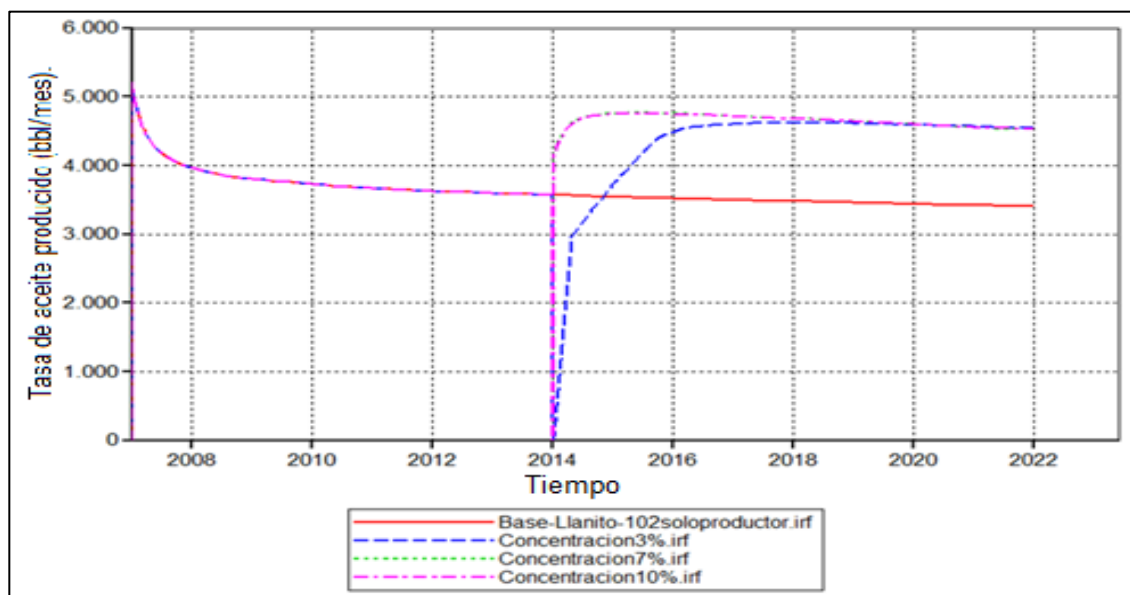
Por otra parte, los casos 7% y 10% presentan un comportamiento igual entre sí, pero es más rentable intervenir el pozo a partir de una concentración de 7% puesto que genera el mismo efecto y se invierte menos en la cantidad de polímero a utilizar.

Figura 63. Tasa de producción de agua (bbl/mes), sensibilidad concentración, Llanito 102.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Figura 64 Tasa de producción de aceite (bbl/mes), sensibilidad concentración, Llanito 102.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

- **Análisis del cañoneo selectivo por zonas productoras.**

Parámetros fijos:

Concentración: 7%

Volumen de tratamiento: 90 bbl/día;

Presión inyección de tratamiento y salmuera: 2000 psi.

Volumen de salmuera: 30 bbl/ día;

Tasa de producción post tratamiento:

-2014-01-04:BHP:100Psi;STO: 50 bbl/día; STW: 80 bbl/día.

-2014-01-08: BHP: 733.6 Psi.

Parámetros de sensibilización:

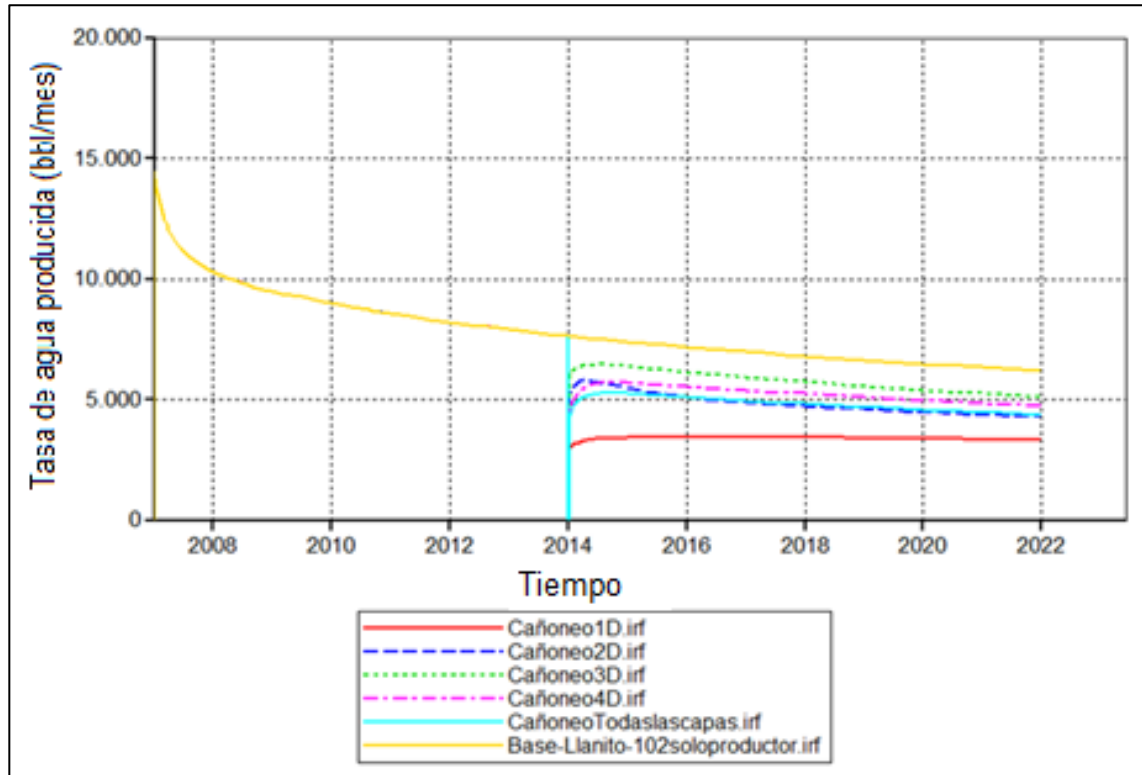
Tabla 12. Cañoneo

Caso	Cañoneo
Todas las capas	
Caso 1D	Aislamiento capas: 5, 7, 8, 9, 10, 11; Inyección tratamiento en las demás capas.
Caso 2D	Inyección del tratamiento en las capas: 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14 y 15.
Caso 3D	Inyección del tratamiento en las capas: 5, 12, 13, 14, 15, 16.
Caso 4D	Inyección del tratamiento en las capas: 2, 4, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 y 16.

Fuente. Autora.

El caso donde todas las capas son inyectadas con el tratamiento presenta el mejor resultado como se observa en las figuras 65 y 66, mayor tasa de producción de aceite y la mayor reducción de tasa de agua producida, todo esto es debido a que cada capa de la formación tiene una saturación alta de agua y al aislar o cerrar capas para que no reciban tratamiento por su alta saturación de aceite se evita que el polímero afecte la zona agua dentro de esa capa atrapando al petróleo.

Figura 65. Tasa de agua producida (bbl/mes), sensibilidad cañoneo, Llanito 102.

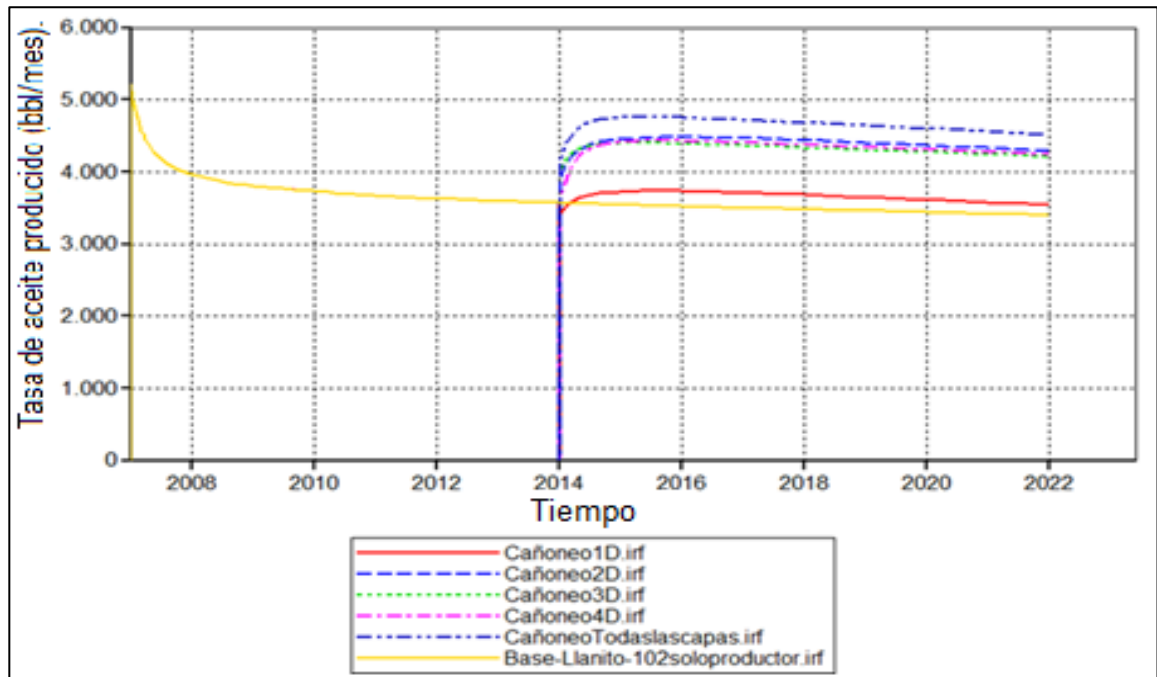


Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Escenario final pozo Llanito 102.

A diferencia de los anteriores pozos evaluados, el pozo Llanito 102 presento un éxito a nivel técnico del tratamiento por que tuvo un incremento en la tasa de aceite y en la reducción de agua producida significativo, por lo que, un tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa para este pozo sería muy rentable y presuntamente exitoso.

Figura 66. Tasa de aceite producido (bbl/mes), sensibilidad cañoneo, Llanito 102.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

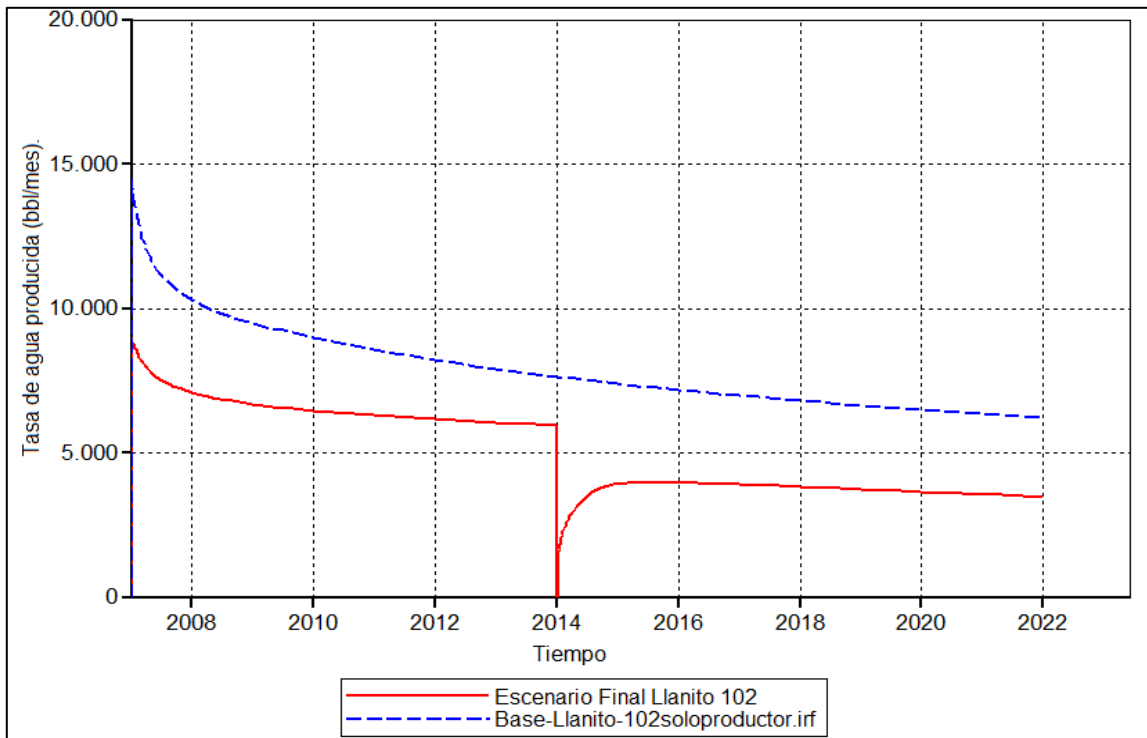
Escenario final:

Concentración: 7%; Volumen de tratamiento: 90 bbl/día;
 Presión inyección tratamiento y salmuera: 2000 psi Volumen de salmuera: 30 bbl/ día;

Tasa de producción post tratamiento:

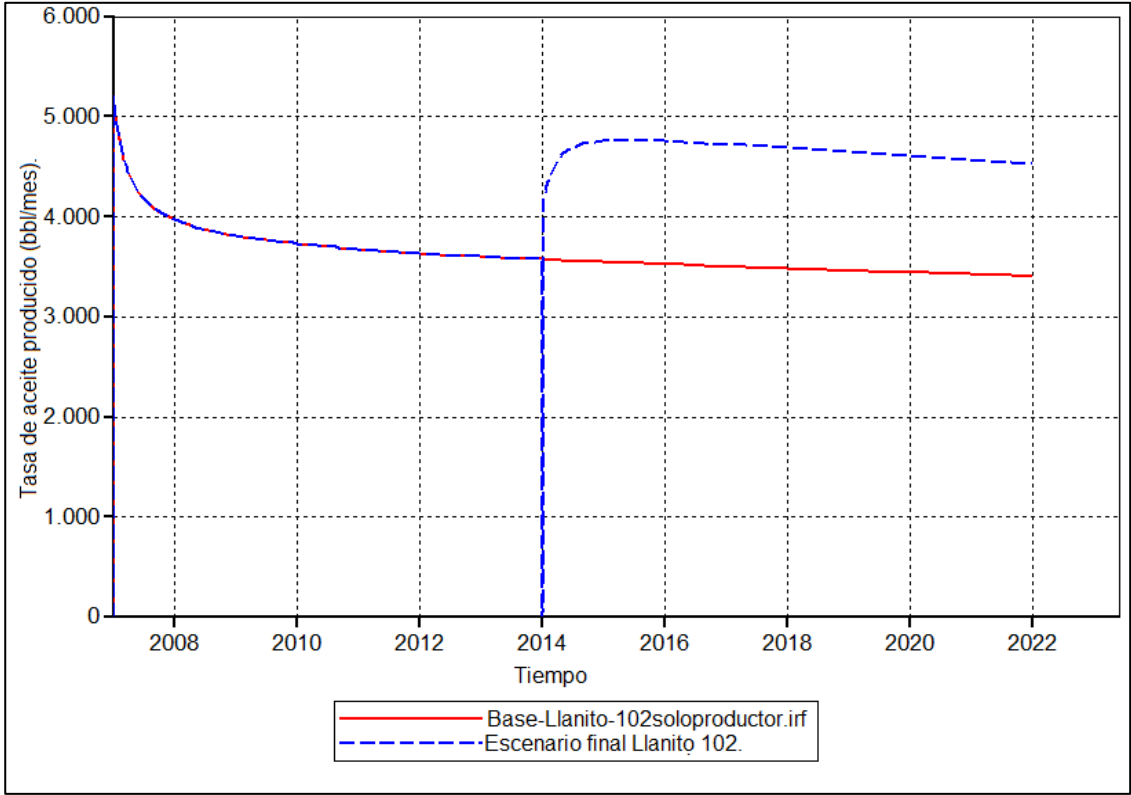
-2014-01-04: BHP: 100Psi; STO:50 bbl/día; STW: 80 bbl/día; -2014-01-08:
 BHP: 733.6 Psi; Cañoneo en todas las capa

Figura 67. Escenario final, Tasa de agua producida (bbl/mes) Llanito 102.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Figura 68. Escenario final, Tasa de aceite producida (bbl/mes) Llanito 102.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

4.2 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS RESULTADOS EN LOS POZOS LLANITO 17, 55, 95, 99 Y 102.

Tabla 13. Escenarios.

POZO	ESCENARIO	INCREMENTO EN LA Tasa de Aceite.	Reducción en la producción de agua.
Llanito 17	-Concentración: 10%. -Post-tratamiento aceite: 100 bbl/día. -Presión de inyección de salmuera y tratamiento: 2000 psi. - Volumen de tratamiento: 90 bbls. - Volumen de salmuera: 30 bbls -Capas cañoneadas: Todas las capas.	Incremento 100 barriles.	Reducción en 1000 barriles.
Llanito 55	-Concentración: 10% -Tasa de inyección del tratamiento: 200 bbls/día. -Presión de inyección: 2000 psi. -Volumen de Salmuera: 30 bbls. -Presión de inyección de salmuera: 2000 psi. Tasa de producción post tratamiento: - 2014-01-04 P: 800 Psi; STO: 100 bbl/día; STW: 1000 bbl/día. - 2014-01-08 P: 1476 Psi. Completamiento: inyección del tratamiento en las capas: 2, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 y 14	Incremento 127 bbls.	Reducción en 1176 barriles.
Llanito 95	-Concentración: 7 % -Volumen de tratamiento: 90 bbl/día. -Presión inyección: 2000 psi. -Volumen de salmuera: 30 bbl/ día. - Presión de inyección de salmuera: 2000 psi. -Tasa de producción post tratamiento: 2014-01-04: BHP: 100 Psi; STO: 31 bbl/día; STW: 108bbl/día. 2014-01-08: BHP: 673 Psi. -Cañoneo: En todas las capas.	Incremento 100 barriles.	Reducción 1000 barriles.
Llanito 99	-Concentración: 3%. - Volumen de tratamiento: 90 bbl/día -Presión inyección tratamiento: 2000 psi. -Volumen de salmuera: 30 bbl/ día -Presión de inyección salmuera: 2000 psi. -Tasa post tratamiento: 2014-01-04: BHP: 100 Psi; STO: 50 bbl/día; STW: 80 bbl/día. 2014-01-08: BHP: 630.7. - Inyección del tratamiento en capas: 2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12,	Incremento 100 barriles.	Reducción 695 barriles.
Llanito 102	-Concentración: 7% -Volumen de tratamiento: 90 bbl/día -Presión inyección: 2000 psi. -Volumen de salmuera: 30 bbl/ día -Presión de inyección: 2000 psi. Tasa de producción post tratamiento: -2014-01-04: BHP: 100 Psi; STO: 50 bbl/día; STW: 80 bbl/día. -2014-01-08: BHP: 733.6 Psi.	Incremento 1180 barriles.	Reducción 2130 barriles.

Fuente. Autor.

5. ANÁLISIS FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODIFICADOR DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN LOS ESCENARIOS SELECCIONADOS¹³.

El análisis financiero se realiza para determinar qué tan rentable es la implementación del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa en los pozos que fueron técnicamente exitosos (Llanito 55 y Llanito 102). El análisis financiero se basa principalmente, en el análisis de inversiones, ingresos, egresos y la evaluación del proyecto para determinar si es viable o no, en este caso la intervención del pozo.

Para realizar el análisis financiero se debe iniciar con la estimación de la inversión neta o inicial representada por la integración de los costos de desarrollo del proyecto, seguida de la estimación de los flujos de caja generados durante la vida del mismo y la evaluación de la viabilidad de este mediante los diferentes métodos de evaluación de proyectos.

5.1 INVERSIÓN INICIAL.

La inversión neta o inicial, está definida como la suma total de los costos de desarrollo físico del proyecto y construcción del proyecto. Existen dos escenarios distintos en los cuales la inversión inicial puede ser calculada: El primero es cuando el desarrollo físico del proyecto no existe y el segundo es aquel que existiendo va a ser modificado.

Para el cálculo de la inversión inicial se suman los costos que van a incurrir en el desarrollo del proyecto. Se pueden considerar los siguientes puntos asociados con el proyecto como: El valor de la infraestructura, los costos de instalación, los gastos de entrenamiento entre otros y el beneficio o pérdida fiscal ocasionado por la venta de bienes que ya han estado en uso.

La ecuación que representa la inversión inicial es la siguiente:

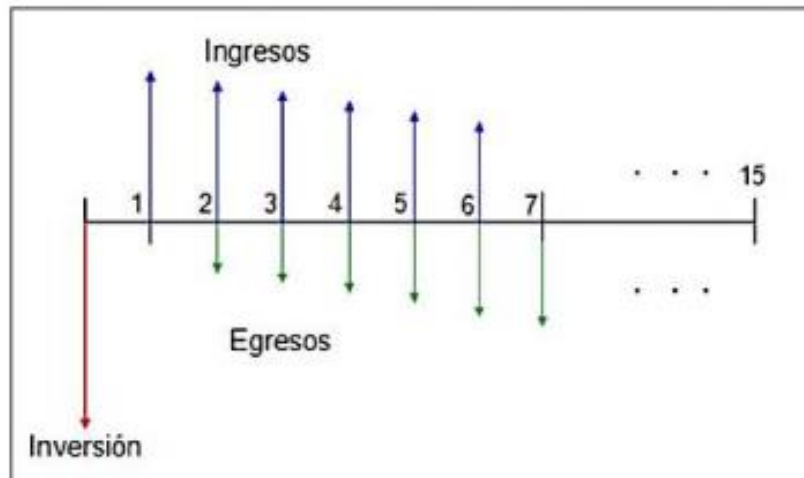
Inversión inicial o neta: Costos de desarrollo
+ Costos de Construcción
+ Costos de instalación
+ Costos de entrenamiento
+ Ganancia neta por la venta del bien usado.

¹³ RODRIGUEZ, DANIEL. Estudio de factibilidad técnica y financiera para la aplicación del sistema de levantamiento artificial chamber lift en el campo escuela colorado. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2013.

5.2 FLUJOS DE EFECTIVO.

Los flujos de efectivos representan las entradas menos las salidas de dinero que genera el proyecto, durante el tiempo de vida de este.

Figura 69. Representación del flujo de caja efectivo.



Fuente. RODRÍGUEZ, DANIEL. Estudio de factibilidad técnica y financiera para la aplicación del sistema de levantamiento artificial chamber lift en el campo escuela colorado. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2013.

Flujo de efectivo o Flujo de caja total: $\text{Ingresos} - \text{Inversión} - \text{Regalías} - \text{Mantenimiento}$.

De la anterior formula, el flujo de efectivo para este proyecto en el cual la inversión inicial está dada por el costo de la implementación del tratamiento con el modificador de permeabilidad relativa, los ingresos están asociados a la venta del crudo producido, el cual va asociado al precio de este, como producción incremental que se logra con el tratamiento, también la evaluación de los escenarios dependerá del ahorro en costos de levantamiento de fluido posterior al tratamiento enfatizando en que no necesariamente los pozos donde la producción de petróleo no incrementó, son considerados malos escenarios, debido a que la principal función del modificador de permeabilidad relativa es reducir el corte de agua, a su vez el proyecto está sujeto a impuestos, que son las regalías y a un costo de mantenimiento que para este caso se tomará anualmente.

5.3 VIABILIDAD DEL PROYECTO.

Una vez determinadas la inversión neta o inicial y los flujos de efectivo periódicos esperados por el proyecto, se evalúa la viabilidad de este para lo cual se cuenta con diferentes criterios que determinan si el proyecto es conveniente o se debe rechazar desde el punto de vista financiero.

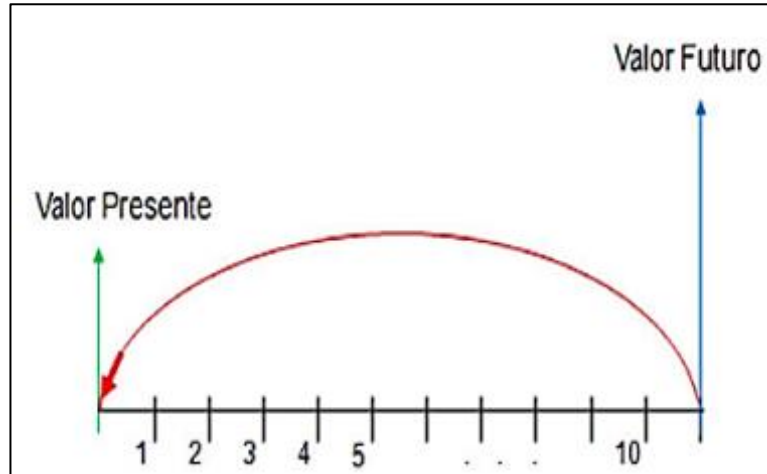
El análisis financiero del proyecto puede ser realizado mediante diferentes métodos entre los cuales por su efectividad y facilidad de aplicación sobresalen: Valor presente neto (VPN), las tasas de rendimiento económico (Tasa interna de retorno "TIR" y la tasa promedio de retorno "TPR") y el tiempo de recuperación de la inversión o payback time. Para este caso se usará el VPN para determinar la viabilidad del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa.

5.3.1 Valor presente neto (VPN)

El valor presente neto (VPN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (figura 91). El método consiste en calcular el valor presente (VP) del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo asociado de llevarlo a cabo y que se asume se paga al inicio del proyecto. Este método, además descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el período considerado. Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativa de inversión, se define el valor presente (VP) del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo asociado de llevarlo a cabo y que se asume se paga al inicio del proyecto. Este método, además descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el periodo considerado.

Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativa de inversión, se define el valor presente (VP) como la forma de valorar todos los recursos económicos gastados y generados a lo largo de la vida útil de un proyecto, de comparar los costos y beneficios actuales con los futuros. Los factores que deben tenerse en cuenta al calcular el valor presente de un proyecto son: La vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa está presente de alguna manera, el factor riesgo y el de liquidez.

Figura 70. Ilustración valor presente neto.



Fuente. RODRÍGUEZ, DANIEL. Estudio de factibilidad técnica y financiera para la aplicación del sistema de levantamiento artificial chamber lift en el campo escuela colorado.

La ecuación general para halla el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+i)^n} - \text{Inversión inicial}$$

Flujo de caja = Ingresos - Egresos

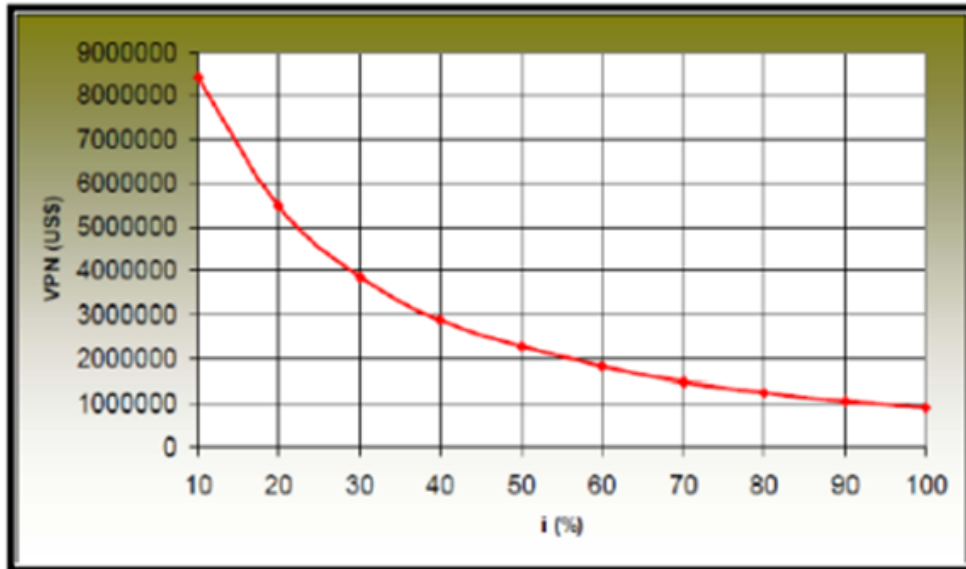
Los egresos se toman como valor negativo ya que representan los desembolsos de dinero.

N, es el número de periodos considerados (El primer período lleva el número 0)

El interés está representado por i , que es igual a la tasa a la que está invertido un capital en unidad de tiempo. Entre menor es la tasa de interés mayor es el valor presente neto y así, más conveniente será el proyecto para la inversión (figura 92). La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice.

Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales. Cuando el valor presente neto es negativo, el proyecto debe rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es igual a cero es indiferente aceptar o no el proyecto.

Figura 71. Comportamiento del VPN en relación a la tasa de interés.



Fuente. RODRÍGUEZ, DANIEL. Estudio de factibilidad técnica y financiera para la aplicación del sistema de levantamiento artificial chamber lift en el campo escuela colorado.

5.3.2 Tasa interna de retorno (TIR).

El TIR es un método que considera el valor del dinero, en la cual el valor presente neto de un proyecto es igual a cero, es decir, la tasa que equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos.

El cálculo de TIR se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que lo representa es:

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+i)^n} - \text{Inversión inicial}$$

Donde C = Inversión inicial.

La tasa interna de retorno es utilizada con frecuencia en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de alternativas es: si el TIR es mayor que i_0 , el proyecto se acepta, si el TIR es menor que i_0 el proyecto se rechaza y si el TIR es igual a i_0 el proyecto es indiferente, siendo i_0 la tasa de oportunidad del inversionista, que es una tasa

netamente personal o individual, que depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión.

5.3.3 Tiempo de recuperación simple o Payback Simple.

Es el tiempo que se necesita para recuperar el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto. Este método, considera los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo; por lo tanto, considera erróneamente, el hecho de que un dólar hoy vale igual que un dólar el día de mañana.

La metodología de cálculo del tiempo de recuperación simple, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo operativos netos generados por el negocio o proyecto, con la inversión neta, para determinar el período (número de años, meses, semana o días) que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este.

Si el empresario se encuentra analizando un negocio o proyecto en forma aislada o independiente, es decir, sin considerar otros posibles simultáneamente, el criterio de decisión que debe seguirse es el siguiente: se acepta, si el tiempo de recuperación simple es menor que la vida económica del proyecto, esto significa que termine la vida económica del mismo. La ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación simple o payback simple es la siguiente:

Payback simple = Inversión inicial / Flujo de efectivo anual.

El criterio de tiempo de recuperación simple, presenta ventajas como, el hecho de que es un método fácil de calcular, y da una medida (en tiempo) del riesgo del negocio o proyecto; pero presenta una gran desventaja, que es el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo.

5.4 VIABILIDAD FINANCIERA DE LOS POZOS EXITOSOS A NIVEL TÉCNICO CON LA IMPLEMENTACIÓN DEL TRATAMIENTO CON MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA.

Para evaluar financieramente los pozos seleccionados, se implementó un balance de caja teniendo en cuenta los ingresos, egresos y la inversión inicial.

- Inversión Inicial.

Como cualquier intervención de pozo, la inyección de los modificadores de permeabilidad relativa tiene determinados costos que se dividen en varios segmentos. Estos segmentos son: Movilización, cargo básico equipos, servicios de operación, materiales y fluidos tal como se muestra en la tabla 31.

Tabla 32. Costos de un tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa.

MOVILIZACIÓN
Movilización inicial y desmovilización final de los equipos y personal.
CARGO BASICO DE EQUIPOS
Set de equipos para bombeo de fluidos.
Set de equipos para estimulación química.
Bombeo de fluidos.
Cargo por bombeo de solventes (incluye unidad de bombeo y personal durante 4 días).
Cargo básico por estimulación química.
Cargo por limpieza de tubería.
MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD
Fluido para Reducción de permeabilidad relativa o control de agua. Sistema: Salmuera al 2% KCL + Surfactante + Solvente mutual + 10% Aquacon o Similar.
Aquacon o similar concentrado.
Cargo base para bombeo matricial de tratamiento de control de agua (incluye equipo y personal).
Cargo por camión cisterna.

Fuente. PLAZAS, Sonia y RAMÍREZ, Miguel. Viabilidad técnica y económica de la implementación de modificadores de permeabilidad para el campo llanito.

En general para evaluar costos del tratamiento se tendrán dos valores generales que dependerán del tipo de bombeo, el bombeo bull heading que es utilizado en pozos donde se inyecta el tratamiento en todas las capas y bombeo coiled tubing donde se inyecta el tratamiento en capas determinadas.

Costo tratamiento con bombeo Bull Heading: \$250.000 USD.

Costo tratamiento con bombeo Coiled Tubing: \$300.000 USD.

- INGRESOS.

En el caso de estudio, los ingresos son valores generados por la venta del crudo, también se tiene como ingreso los barriles de agua que se dejan de producir por efecto del tratamiento ya que hacen que el costo por levantamiento del fluido se reduzca considerablemente.

- EGRESOS

En el caso de estudio, son los valores generados fijos y variables por producción de fluido.

En la tabla 32 se describen los costos generados en el campo debido a la operación:

Tabla 14. Costos de operación de Campo Llanito.

EGRESOS	VALOR (USD/stb)
Costo de levantamiento de fluido	4,00
Costo de tratamiento crudo	4,00
Costo de tratamiento y disposición agua	1,00
Costo de mantenimiento	8,00
Personal	1,00
Otros servicios	0,03

Fuente. PLAZAS, Sonia y RAMÍREZ, Miguel. Viabilidad técnica y económica de la implementación de modificadores de permeabilidad para el campo Llanito.

A continuación se mostrarán los resultados obtenidos del análisis financiero y su correspondiente interpretación, los escenarios de evaluación se muestran completos en el anexo A, donde se incluye toda la información concerniente a las variables que se tuvieron en cuenta para el análisis como VPN, TIR, RBC y PAYBACK.

5.4.1 Análisis Financiero Pozos Llanito 17, Llanito 55, Llanito 95, Llanito 99, Llanito 102.

Los resultados de los análisis financieros de todos los pozos seleccionados, se pueden observar en la tabla 34, como se mencionó anteriormente, el criterio para la selección de los pozos viables económicamente se fundamenta en el VPN, es decir los pozos con mayor valor de VPN, serán los seleccionados como escenarios ideales para la implementación de un tratamiento con modificador de permeabilidad relativa. Los tratamientos con modificadores de permeabilidad relativa son utilizados mayormente en pozos con grandes reservas de hidrocarburos, pero con grandes producciones de agua que generan costos adicionales en cuanto a levantamiento, manejo y disposición de la misma, es por esto que todos los pozos han sido evaluados a nivel financiero, sin tener como

prioridad el incremento de la producción de hidrocarburo si no el ahorro en los costos de levantamiento de fluido por efecto del tratamiento.

Tabla 34. Resultados financieros, pozos candidatos.

Pozo	Sin Tratamiento	Con Tratamiento	Viabilidad
Llanito 17	VPN: 169.070	VPN: 48.895 TIR: 73% RBC: 3.1 PAYBACK: 42 Dias.	Positivo
Llanito 55	VPN: 149.311	VPN: 109.974 TIR: 34% RBC: 3.18% PAYBACK: 30 Dias	Positivo
Llanito 95	VPN: 305.248	VPN: 29.618 TIR: 224% RBC: 3.68 PAYBACK: 15 Dias.	Positivo
Llanito 99	VPN:249.077	VPN: 8.961 TIR: 129 % RBC: 3.33 PAYBACK: 21 Dias.	Negativo
Llanito 102	VPN: 177.579	VPN: 17.400 TIR: 114% RBC: 3.1 PAYBACK: 30 Dias.	Positivo

Fuente. Autor.

Los pozos seleccionados como escenarios ideales para la implementación del tratamiento son: Llanito 55, Llanito 17, Llanito 95 y Llanito 102, puesto que los valores de Valor Presente Neto (VPN) son altos, lo que demuestra que los pozos que posterior al tratamiento no presentan un incremento significativo de la tasa de petróleo, pero si una reducción en el corte de agua, hacen viables la implantación del modificador de permeabilidad relativa por el ahorro por costo de levantamiento del fluido que no se produce (agua).

6. RESULTADOS TECNICO-FINANCIERO DE LOS POZOS LLANITO 55 Y LLANITO 102, LLANITO 17, LLANITO 95

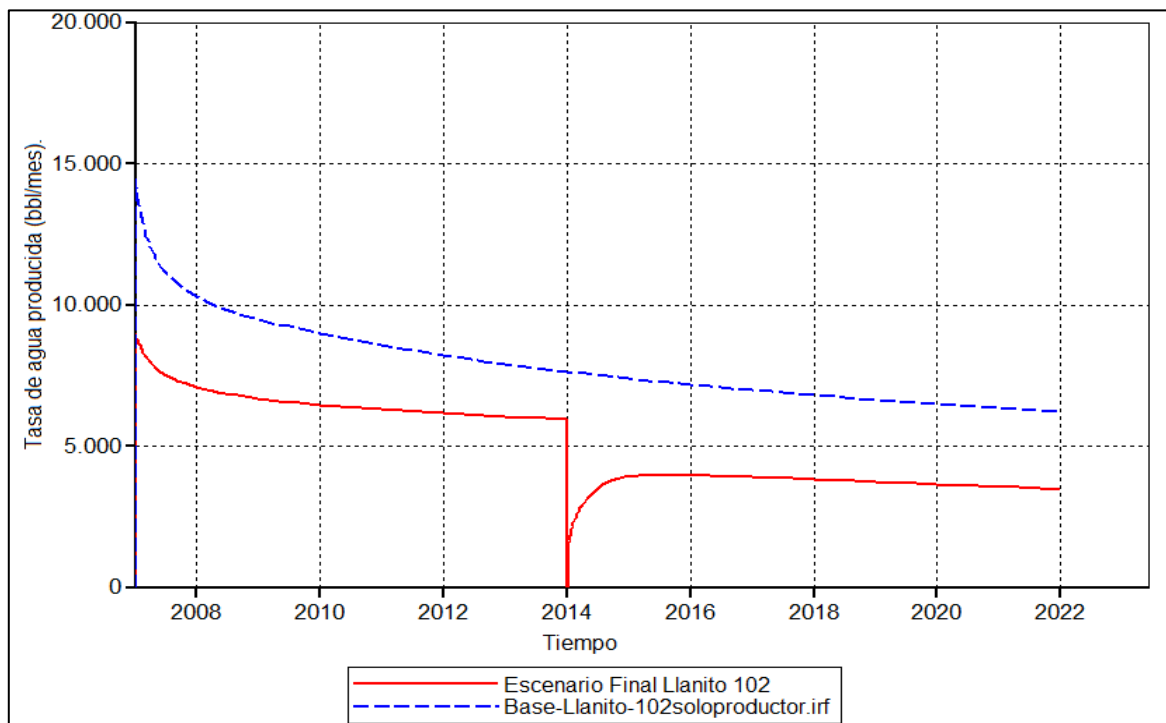
-Pozo Llanito 102.

Tabla 35. Resultados Llanito 102.

INDICADOR	SIN TRATAMIENTO	CON TRATAMIENTO
VPN	\$ 177.579,45	\$ 17.399,91
TIR	---	114%
RBC	---	3
PAYBACK	---	1 MES

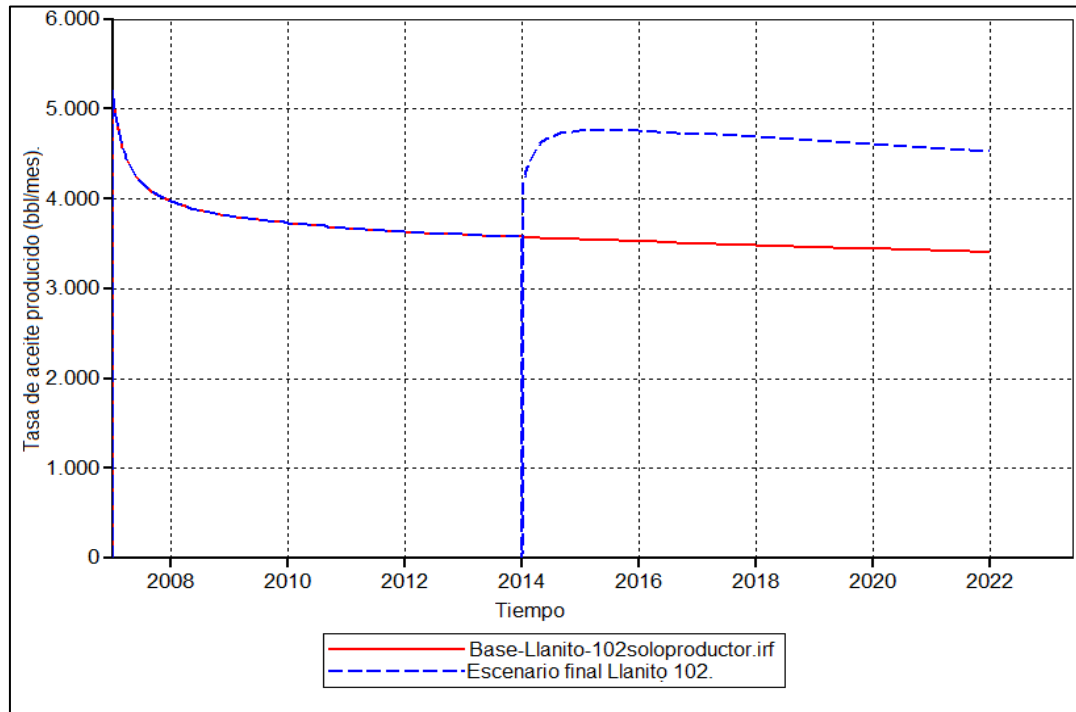
Fuente. Autora.

Figura 72. Escenario final, Tasa de agua producida (bbl/mes) Llanito 102.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Figura 73. Escenario final, Tasa de aceite producida (bbl/mes) Llanito 102.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

Al observar las figuras 72 y 73 se evidencia el éxito a nivel técnico del tratamiento y al analizar la tabla 36 se confirma la efectividad a nivel financiero, con un payback de un mes, con un incremento representativo del volumen de aceite y con una disminución del agua producida, lo que genera un ahorro en el manejo y disposición de aguas de producción. Los modificadores de permeabilidad relativa, cuando son aplicados en un mismo pozo, logran disminuir la producción de agua, sin embargo, intervenir un pozo para este tipo de tratamiento es muy costoso y no solo se busca el ahorro por el agua que ya no se genera, también se debe conseguir un incremento en la producción de aceite, por esto la selección del pozo candidato para estos tipos de tratamiento, tiene que ser detallada para que el éxito de la intervención esté asegurada.

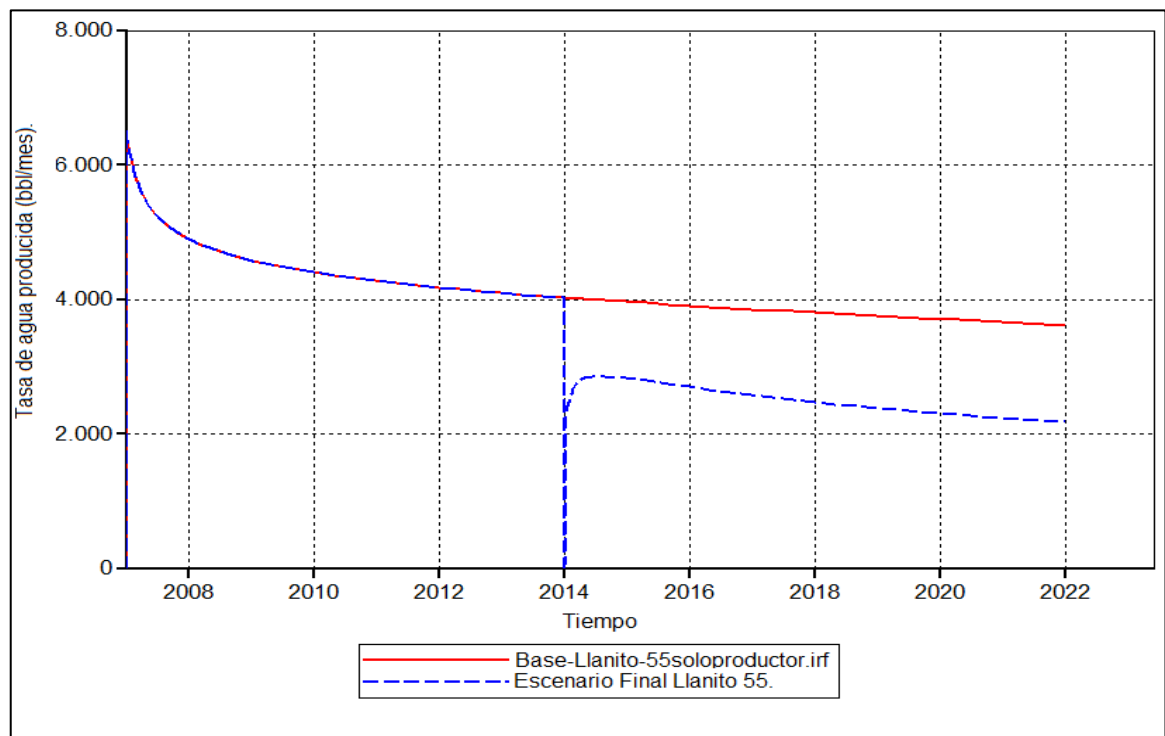
-Pozo Llanito 55.

Tabla 36. Resultados para Llanito 55.

INDICADOR	SIN TRATAMIENTO	CON TRATAMIENTO
VPN (USD)	\$ 177.579,45	\$ 109.974
TIR	----	34%
RBC	----	3.18
PAYBACK	----	3 MESES.

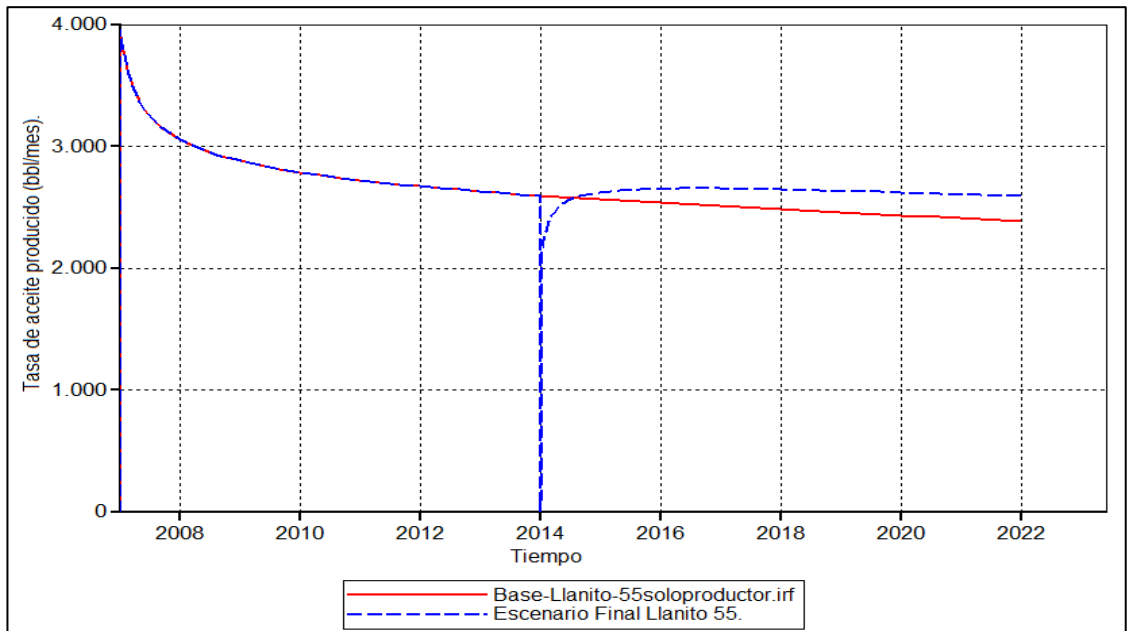
Fuente. Autora.

Figura 74 Escenario Final, Tasa de producción de agua (bbl/mes) Llanito 55.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG).

Figura 75. Escenario Final, Tasa de producción de aceite (bbl/mes) Llanito 55.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG).

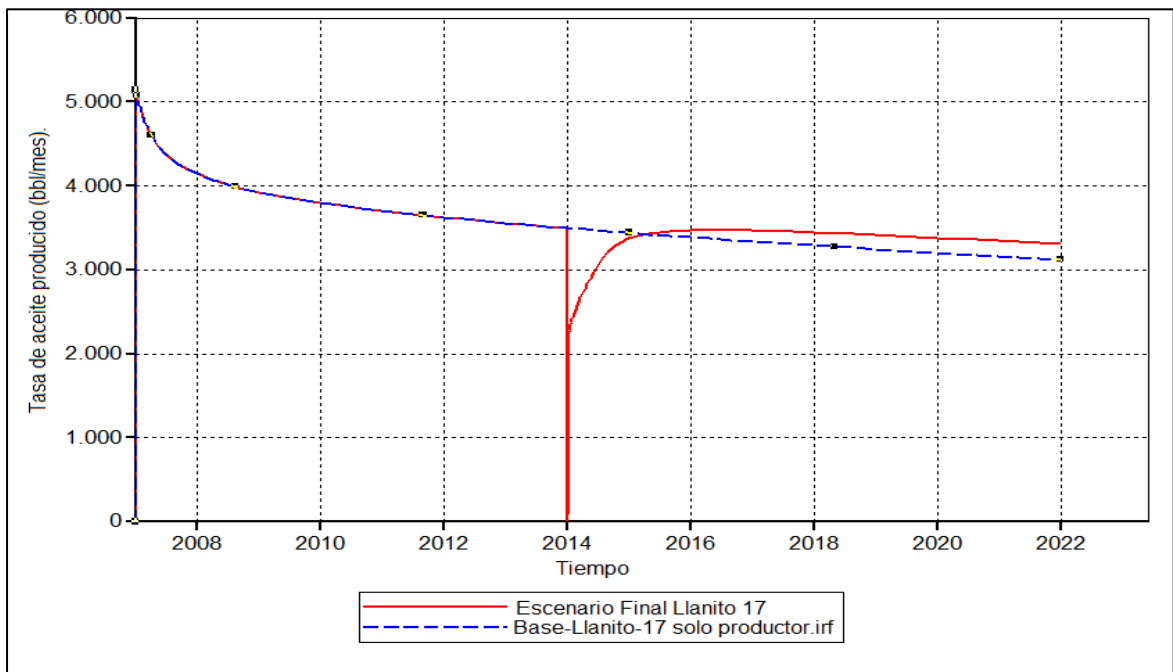
El segundo escenario ideal para la implementación del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa fue el pozo Llanito 55, principalmente por la reducción del corte de agua, debido a que en la actualidad se encuentra inactivo por presentar un RAP en el límite económico, esto crea la alternativa de volver rentables pozos con reservas y potenciales buenos pero que en anteriormente se abandonaron por no tener la tecnología que permitiera reducir la producción de agua, aunque tampoco se debe desestimar el hecho de que la producción de aceite se incrementó y que el payback del proyecto es de tres meses.

- **Pozo Llanito 17.**

Tabla 37. Resultados financieros, Llanito 17.

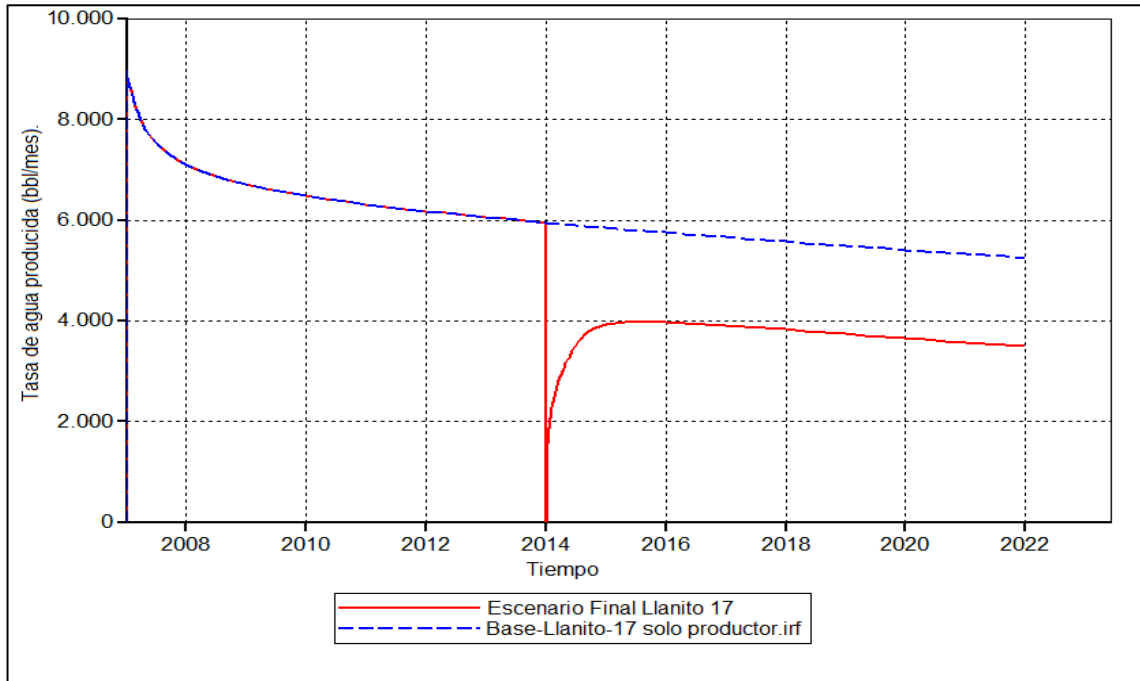
INDICADOR	SIN TRATAMIENTO	CON TRATAMIENTO
VPN	\$ 179.070	\$ 48.895
TIR	---	73%
RBC	---	3.1
PAYBACK	---	42 Dias

Figura 76. Escenario Final, tasa de producción de aceite, Llanito 17.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG).

Figura 77. Escenario Final, tasa de producción de agua, Llanito 17.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

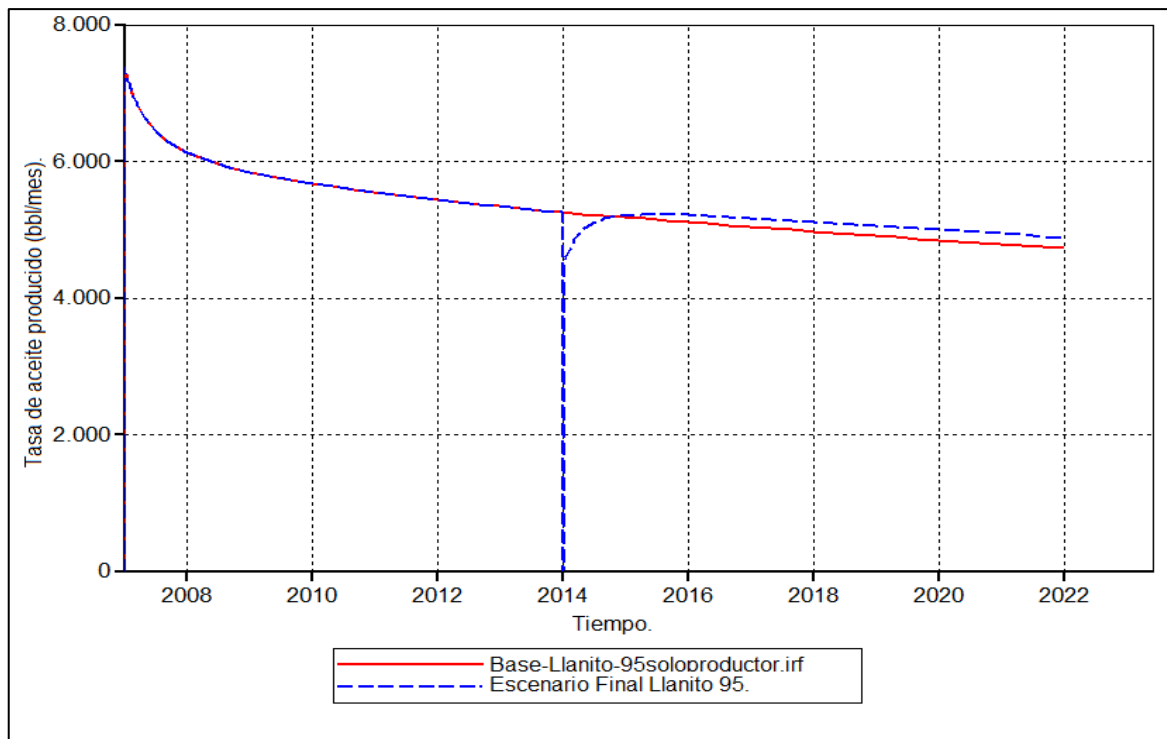
Los resultados de la tabla 37 y de las figuras 76 y 77 evidencian el éxito a nivel técnico y financiero de la implementación del tratamiento, el pozo Llanito 17 se encuentra actualmente inactivo debido a su RAP en el límite económico, esto demuestra que los tratamientos con modificadores de permeabilidad relativa, son una opción viable para la reactivación de pozos con altos cortes de agua.

- **Pozo Llanito 95.**

Tabla 38. Resultados financieros, Llanito 95.

INDICADOR	SIN TRATAMIENTO	CON TRATAMIENTO
VPN	\$ 305.248	\$ 29.618
TIR	---	224%
RBC	---	3.68
PAYBACK	---	15 Dias

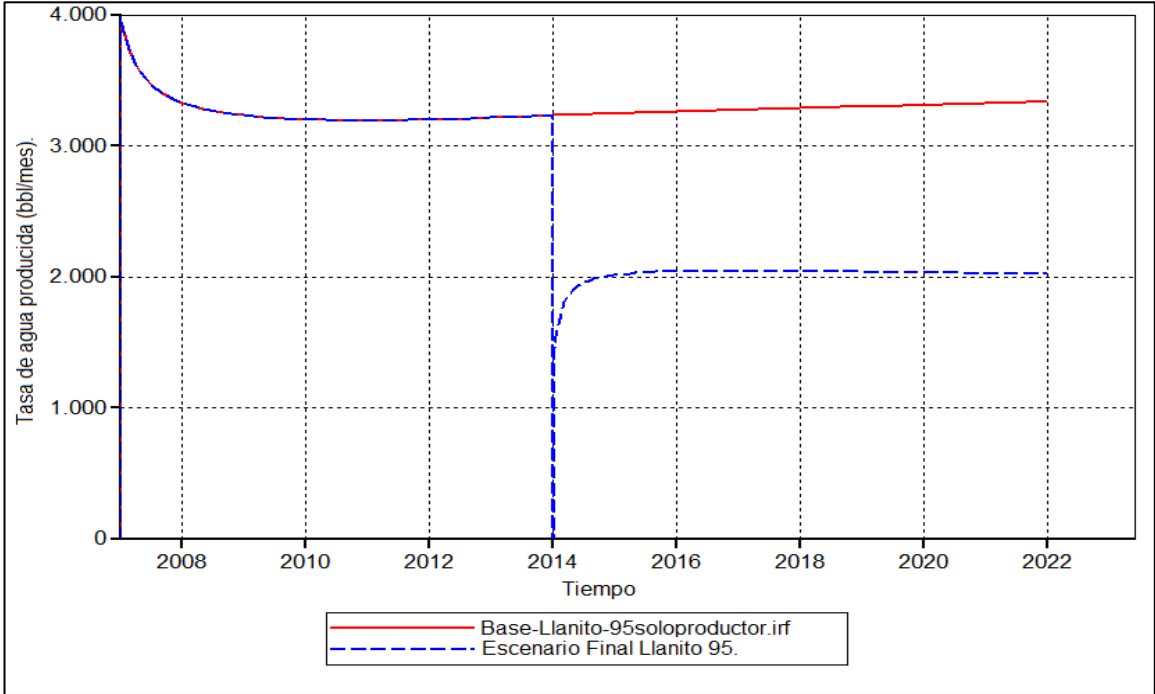
Figura 78. Escenario Final, tasa de producción de aceite, Llanito 95.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG).

El pozo Llanito 95 como se observa en la figura 78, no tuvo un incremento significativo en la tasa de aceite, sin embargo en la figura 79, la reducción de agua producida es bastante representativa, esto significa que la viabilidad financiera es debida al ahorro en el costo de producción de agua que por efecto del tratamiento no se esta produciendo

Figura 79. Escenario Final, tasa de producción de agua, Llanito 95.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG).

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Las pruebas a menor escala o también llamadas pruebas pilotos, permiten obtener parámetros de referencia sobre los cuales el ingeniero puede tener un patrón sobre el cual desarrollar un escenario rentable para el tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa.
- Para seleccionar un pozo como escenario ideal para la implementación de tratamientos con modificadores de permeabilidad relativa se recomienda tener en cuenta parámetros como: Reservas representativas, pozo con altos cortes de agua pero sin mecanismo excesivo de producción de la misma, yacimiento sin baja energía por agotamiento, preferiblemente pozos sin alto grado de conificación y sin problemas operacionales que puedan generar costos adicionales al tratamiento.
- Mediante la reproducción y sensibilización del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa en el simulador, se determinó que las principales variables para el manejo de estos tipos de tratamientos son: Concentración de polímero, volumen de tratamiento, volumen de salmuera pre-flujo y post-flujo, presión de inyección, presión de extracción post-tratamiento y selección de zonas cañoneadas, un manejo adecuado de cada variable permite el éxito del tratamiento.
- El principal efecto de los modificadores de permeabilidad relativa es la reducción del corte de agua, lo que hace una alternativa viable para la recuperación de pozos abandonados por RAP en el límite económico, puesto que los resultados financieros positivos no son solo el resultado del incremento de aceite, también son por el ahorro en costos, manejo y disposición del agua que no se produce debido al efecto del tratamiento.
- Se recomienda la implementación del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa en los pozos Llanito 17, Llanito 55, Llanito 95 y Llanito 102, debido a que mediante la sensibilización y análisis financiero fueron exitosos por lo que se puede tener certeza de un resultado óptimo en un escenario real.

BIBLIOGRAFÍA

- DÍAZ, Jennifer y MARTÍNEZ, Miguel. Evaluación de los principales problemas de producción del Campo Llanito de ECOPETROL S.A. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de ingeniería de Petróleos 2009.
- SÁCHICA AVILA, J. (2010). Factibilidad técnico económica para la recuperación del gas producido por los anulares de los pozos de los campos Llanito y Gala de Ecopetrol S.A. Trabajo de grado Especialista en ingeniería del gas. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos 2010.
- PLAZAS, Sonia y RAMÍREZ, Miguel. Viabilidad técnica y económica de la implementación de modificadores de permeabilidad para el campo llanito. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de ingeniería de Petróleos 2010.
- GREEN, Don y WILLHITE, G. Paul. Enhanced Oil Recovery. Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial Fundo of AIME, Society of Petroleum Engineers.
- JÍMENEZ MOLANO, A. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos mediante analogías. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos 2009.
- PARIS DE FERRER, M. (1984). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.
- Campo, P. (2009). Tratamiento para el control de agua Aquacon RPM, Gala 1 N formación mugrosa B

- AMAZO RAMIREZ, D. Cálculo y análisis de la eficiencia del sistema de bombeo mecánico en el campo llanito de la gerencia regional. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos 2011.
- RODRIGUEZ, Daniel. Estudio de factibilidad técnica y financiera para la aplicación del sistema de levantamiento artificial chamber lift en el Campo Escuela Colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos 2013.

ANEXO A

Tabla A1. Escenario económico Pozo Llanito 55 Sin tratamiento.

MES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CRUDO		2599	2595	2590	2582	2581	2575	2571	2563	2560	2540	2537	2530
AGUA		4034	4029	4020	4017	4012	4011	4005	4000	3999	3995	3990	3989
FLUIDO		2599	6624	6610	6599	6593	5150	6576	6563	6559	6535	6527	6519
PRECIO CRUDO	70												
INGRESOS													
Ingresos por ventas		181930	181650	181300	180740	180670	180250	179970	179410	179200	177800	177590	177100
EGRESOS	USD												
Coste levantamiento fluido	4	10396	26496	26440	26396	26372	20600	26304	26252	26236	26140	26108	26076
Costo tratamiento crudo	4	10396	10380	10360	10328	10324	10300	10284	10252	10240	10160	10148	10120
Costo tratamiento y disposición	1	4034	4034	4020	4020	4012	4012	4005	4005	3999	3999	3990	3990
Costo mantenimiento	8	20792	20760	20720	20656	20648	20600	20568	20504	20480	20320	20296	20240
Personal	1	2599	2595	2590	2582	2581	2575	2571	2563	2560	2540	2537	2530
Otros Servicios	0,03	77,97	77,85	77,7	77,46	77,43	77,25	77,13	76,89	76,8	76,2	76,11	75,9
Egresos totales		48294,97	64342,85	64207,7	64059,46	64014,43	58164,25	63809,13	63652,89	63591,8	63235,2	63155,11	63031,9
Utilidad antes de impuesto		133635,03	117307,15	117092,3	116680,54	116655,57	122085,75	116160,87	115757,11	115608,2	114564,8	114434,89	114068,1
Impuesto de renta	35%	46772,2605	41057,5025	40982,305	40838,189	40829,4495	42730,0125	40656,3045	40514,9885	40462,87	40097,68	40052,2115	39923,835
Inversion	0												
Flujo de caja neto		133635,03	117307,15	117092,3	116680,54	116655,57	122085,75	116160,87	115757,11	115608,2	114564,8	114434,89	114068,1
Flujo de caja acumulado		133635,03	250942,18	368034,48	484715,02	601370,59	723456,34	839617,21	955374,32	1070982,52	1185547,32	1299982,21	1414050,31
Tasa MENSUAL	1,44												
								VPN	\$ 149.311,46				

Tabla A2. Escenario económico Pozo Llanito 55 Con tratamiento.

MES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CRUDO		2650	2652	2655	2660	2663	2668	2669	2671	2664	2665	2670	2530
AGUA		2375	2373	2340	2338	2320	2318	2300	2290	2287	2285	3990	3989
FLUIDO		5025	5025	4995	4998	4983	5336	4969	4961	4951	4950	6660	6519
PRECIO CRUDO	70												
INGRESOS													
Ingresos por ventas		185500	185640	185850	186200	186410	186760	186830	186970	186480	186550	186900	177100
EGRESOS	USD												
Coste levantamiento fluido	4	20100	20100	19980	19992	19932	21344	19876	19844	19804	19800	26640	26076
Costo tratamiento crudo	4	10600	10608	10620	10640	10652	10672	10676	10684	10656	10660	10680	10120
Costo tratamiento y dispos	1	2375	2375	2340	2340	2320	2320	2300	2300	2287	2287	3990	3990
Costo mantenimiento	8	21200	21216	21240	21280	21304	21344	21352	21368	21312	21320	21360	20240
Personal	1	2650	2652	2655	2660	2663	2668	2669	2671	2664	2665	2670	2530
Otros Servicios	0,03	79,5	79,56	79,65	79,8	79,89	80,04	80,07	80,13	79,92	79,95	80,1	75,9
Egresos totales		57004,5	57030,56	56914,65	56991,8	56950,89	58428,04	56953,07	56947,13	56802,92	56811,95	65420,1	63031,9
Utilidad antes de impuesto		128495,5	128609,44	128935,35	129208,2	129459,11	128331,96	129876,93	130022,87	129677,08	129738,05	121479,9	114068,1
Impuesto de renta	35%	44973,425	45013,304	45127,3725	45222,87	45310,6885	44916,186	45456,9255	45508,0045	45386,978	45408,3175	42517,965	39923,835
Inversion	-300000												
Flujo de caja neto		83522,075	83596,136	83807,9775	83985,33	84148,4215	83415,774	84420,0045	84514,8655	84290,102	84329,7325	78961,935	74144,265
Flujo de caja acumulado	-300000	-216477,925	-132881,789	-49073,8115	34911,5185	119059,94	202475,714	286895,719	371410,584	455700,686	540030,419	618992,354	693136,619
Tasa MENSUAL	1,44												
								VPN	(\$ 109.974,02)				
								TIR	34%				
								RBC	3,18%				
								PAYBACK	2,960613377		0,337		

Tabla A3. Escenario económico Pozo Llanito 102 Sin tratamiento.

MES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CRUDO		3574	3570	3568	3567	3560	3558	3554	3553	3551	3551	3550	3550
AGUA		7654	7650	7647	7640	7634	7600	7590	7510	7480	7430	7422	7415
FLUIDO		11228	11220	11215	11207	11194	11158	11144	11063	11031	10981	10972	10965
PRECIO CRUDO	70												
INGRESOS													
Ingresos por ventas		250180	249900	249760	249690	249200	249060	248780	248710	248570	248570	248500	248500
EGRESOS	USD												
Coste levantamiento fluido	4	44912	44880	44860	44828	44776	44632	44576	44252	44124	43924	43888	43860
Costo tratamiento crudo	4	14296	14280	14272	14268	14240	14232	14216	14212	14204	14204	14200	14200
Costo tratamiento y disposición	1	7654	7650	7647	7640	7634	7600	7590	7510	7480	7430	7422	7415
Costo mantenimiento	8	28592	28560	28544	28536	28480	28464	28432	28424	28408	28408	28400	28400
Personal	1	3574	3570	3568	3567	3560	3558	3554	3553	3551	3551	3550	3550
Otros Servicios	0,03	107,22	107,1	107,04	107,01	106,8	106,74	106,62	106,59	106,53	106,53	106,5	106,5
Egresos totales		99135,22	99047,1	98998,04	98946,01	98796,8	98592,74	98474,62	98057,59	97873,53	97623,53	97566,5	97531,5
Utilidad antes de impuesto		151044,78	150852,9	150761,96	150743,99	150403,2	150467,26	150305,38	150652,41	150696,47	150946,47	150933,5	150968,5
Impuesto de renta	35%	52865,673	52798,515	52766,686	52760,3965	52641,12	52663,541	52606,883	52728,3435	52743,7645	52831,2645	52826,725	52838,975
Inversion	0												
Flujo de caja neto		151044,78	150852,9	150761,96	150743,99	150403,2	150467,26	150305,38	150652,41	150696,47	150946,47	150933,5	150968,5
Flujo de caja acumulado		151044,78	301897,68	452659,64	603403,63	753806,83	904274,09	1054579,47	1205231,88	1355928,35	1506874,82	1657808,32	1808776,82
Tasa MENSUAL	1,44												
						VPN	\$177.579,45						

Tabla A4. Escenario económico Pozo Llanito 102 Con tratamiento.

MES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CRUDO		4225	4300	4370	4410	4490	4540	4601	4650	4690	4700	4732	4759
AGUA		4344	4400	4490	5000	5050	5090	5120	5170	5230	5260	5273	5279
FLUIDO		8569	8700	8860	9410	9540	9630	9721	9820	9920	9960	10005	10038
PRECIO CRUDO	70												
INGRESOS													
Ingresos por ventas		295750	301000	305900	308700	314300	317800	322070	325500	328300	329000	331240	333130
EGRESOS	USD												
Coste levantamiento fluido	4	34276	34800	35440	37640	38160	38520	38884	39280	39680	39840	40020	40152
Costo tratamiento crudo	4	16900	17200	17480	17640	17960	18160	18404	18600	18760	18800	18928	19036
Costo tratamiento y disposición de a	1	4344	4400	4490	5000	5050	5090	5120	5170	5230	5260	5273	5279
Costo mantenimiento	8	33800	34400	34960	35280	35920	36320	36808	37200	37520	37600	37856	38072
Personal	1	4225	4300	4370	4410	4490	4540	4601	4650	4690	4700	4732	4759
Otros Servicios	0,03	126,75	129	131,1	132,3	134,7	136,2	138,03	139,5	140,7	141	141,96	142,77
Egresos totales		93671,75	95229	96871,1	100102,3	101714,7	102766,2	103955,03	105039,5	106020,7	106341	106950,96	107440,77
Utilidad antes de impuesto		202078,25	205771	209028,9	208597,7	212585,3	215033,8	218114,97	220460,5	222279,3	222659	224289,04	225689,23
Impuesto de renta	35%	70727,3875	72019,85	73160,115	73009,195	74404,855	75261,83	76340,2395	77161,175	77797,755	77930,65	78501,164	78991,2305
Inversion	-25000												
Flujo de caja neto		131350,863	133751,15	135868,785	135588,505	138180,445	139771,97	141774,731	143299,325	144481,545	144728,35	145787,876	146698
Flujo de caja acumulado	-250000	-118649,138	15102,0125	150970,798	286559,303	424739,748	564511,718	706286,448	849585,773	994067,318	1138795,67	1284583,54	1431281,54
Tasa MENSUAL	1,44												
								VPN	(\$ 17.399,91)				
								TIR	114%				
								RBC	3,098834248				
								PAYBACK	1 MES				

Tabla A5. Escenario económico Pozo Llanito 17 Con tratamiento.

LLANITO 17- CON TRATAMIENTO													
MES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CRUDO		3432	3438	3442	3451	3458	3461	3465	3468	3470	3472	3476	3480
AGUA		3756	3790	3850	3892	3930	3955	3962	3976	3987	3985	3970	3979
FLUIDO		7188	7228	7292	7343	7388	7416	7427	7444	7457	7457	7446	7459
PRECIO CRUDO	70												
INGRESOS													
Ingresos por ventas		240240	240660	240940	241570	242060	242270	242550	242760	242900	243040	243320	243600
EGRESOS	USD												
Coste levantamiento fluido	4	28752	28912	29168	29372	29552	29664	29708	29776	29828	29828	29784	29836
Costo tratamiento crudo	4	13728	13752	13768	13804	13832	13844	13860	13872	13880	13888	13904	13920
Costo tratamiento y disposición de agua	1	3756	3790	3850	3892	3930	3955	3962	3976	3987	3985	3970	3979
Costo mantenimiento	8	27456	27504	27536	27608	27664	27688	27720	27744	27760	27776	27808	27840
Personal	1	3432	3438	3442	3451	3458	3461	3465	3468	3470	3472	3476	3480
Otros Servicios	0,03	102,96	103,14	103,26	103,53	103,74	103,83	103,95	104,04	104,1	104,16	104,28	104,4
Egresos totales		77226,96	77499,14	77867,26	78230,53	78539,74	78715,83	78818,95	78940,04	79029,1	79053,16	79046,28	79159,4
Utilidad antes de impuesto		163013,04	163160,86	163072,74	163339,47	163520,26	163554,17	163731,05	163819,96	163870,9	163986,84	164273,72	164440,6
Impuesto de renta	35%	57054,564	57106,301	57075,459	57168,8145	57232,091	57243,9595	57305,8675	57336,986	57354,815	57395,394	57495,802	57554,21
Inversion	-25000												
Flujo de caja neto		105958,476	106054,559	105997,281	106170,656	106288,169	106310,211	106425,183	106482,974	106516,085	106591,446	106777,918	106886,39
Flujo de caja acumulado	-250000	-144041,524	-37986,965	68010,316	174180,972	280469,141	386779,351	493204,534	599687,5075	706203,593	812795,039	919572,957	1026459,35
Tasa MENSUAL	1,44												
N	0,0144												
N+1	1,0144							VPN	(\$ 48.894,74)				
								TIR	73%				
								RBC	3,075245465				
								PAYBACK	1,374444824				

Tabla A6. Escenario económico Pozo Llanito 17 Sin tratamiento.

LLANITO 17 SIN TRATAMIENTO													
MES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CRUDO		3432	3429	3420	3410	3405	3397	3392	3389	3388	3385	3381	3379
AGUA		5883	5876	5870	5864	5849	5835	5822	5800	5784	5777	5762	5753
FLUIDO		9315	9305	9290	9274	9254	9232	9214	9189	9172	9162	9143	9132
PRECIO CRUDO	70												
INGRESOS													
Ingresos por ventas		240240	240030	239400	238700	238350	237790	237440	237230	237160	236950	236670	236530
EGRESOS	USD												
Coste levantamiento fluido	4	37260	37220	37160	37096	37016	36928	36856	36756	36688	36648	36572	36528
Costo tratamiento crudo	4	13728	13716	13680	13640	13620	13588	13568	13556	13552	13540	13524	13516
Costo tratamiento y disposición	1	5883	5876	5870	5864	5849	5835	5822	5800	5784	5777	5762	5753
Costo mantenimiento	8	27456	27432	27360	27280	27240	27176	27136	27112	27104	27080	27048	27032
Personal	1	3432	3429	3420	3410	3405	3397	3392	3389	3388	3385	3381	3379
Otros Servicios	0,03	102,96	102,87	102,6	102,3	102,15	101,91	101,76	101,67	101,64	101,55	101,43	101,37
Egresos totales		87861,96	87775,87	87592,6	87392,3	87232,15	87025,91	86875,76	86714,67	86617,64	86531,55	86388,43	86309,37
Utilidad antes de impuesto		152378,04	152254,13	151807,4	151307,7	151117,85	150764,09	150564,24	150515,33	150542,36	150418,45	150281,57	150220,63
Impuesto de renta	35%	53332,314	53288,9455	53132,59	52957,695	52891,2475	52767,4315	52697,484	52680,3655	52689,826	52646,4575	52598,5495	52577,2205
Inversion	0												
Flujo de caja neto		152378,04	152254,13	151807,4	151307,7	151117,85	150764,09	150564,24	150515,33	150542,36	150418,45	150281,57	150220,63
Flujo de caja acumulado		152378,04	304632,17	456439,57	607747,27	758865,12	909629,21	1060193,45	1210708,78	1361251,14	1511669,59	1661951,16	1812171,79
Tasa MENSUAL	1,44												
N	0,0144					VPN	\$ 179.069,72						
N+1	1,0144												

Tabla A7. Escenario económico Pozo Llanito 99 Con tratamiento.

LLANITO 99- CON TRATAMIENTO													
MES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CRUDO		4422	4416	4401	4396	4389	4385	4376	4364	4351	4337	4330	4326
AGUA		3759	3700	3680	3619	3602	3593	3512	3456	3400	3390	3365	3336
FLUIDO		8181	8116	8081	8015	7991	7978	7888	7820	7751	7727	7695	7662
PRECIO CRUDO	70												
INGRESOS													
Ingresos por ventas		309540	309120	308070	307720	307230	306950	306320	305480	304570	303590	303100	302820
EGRESOS		USD											
Coste levantamiento fluido	4	32724	32464	32324	32060	31964	31912	31552	31280	31004	30908	30780	30648
Costo tratamiento crudo	4	17688	17664	17604	17584	17556	17540	17504	17456	17404	17348	17320	17304
Costo tratamiento y disposición de agua	1	3759	3700	3680	3619	3602	3593	3512	3456	3400	3390	3365	3336
Costo mantenimiento	8	35376	35328	35208	35168	35112	35080	35008	34912	34808	34696	34640	34608
Personal	1	4422	4416	4401	4396	4389	4385	4376	4364	4351	4337	4330	4326
Otros Servicios	0,03	132,66	132,48	132,03	131,88	131,67	131,55	131,28	130,92	130,53	130,11	129,9	129,78
Egresos totales		94101,66	93704,48	93349,03	92958,88	92754,67	92641,55	92083,28	91598,92	91097,53	90809,11	90564,9	90351,78
Utilidad antes de impuesto		215438,34	215415,52	214720,97	214761,12	214475,33	214308,45	214236,72	213881,08	213472,47	212780,89	212535,1	212468,22
Impuesto de renta	35%	75403,419	75395,432	75152,3395	75166,392	75066,3655	75007,9575	74982,852	74858,378	74715,3645	74473,3115	74387,285	74363,877
Inversion	-25000												
Flujo de caja neto		140034,921	140020,088	139568,631	139594,728	139408,965	139300,493	139253,868	139022,702	138757,106	138307,579	138147,815	138104,343
Flujo de caja acumulado	-250000	-109965,079	30055,009	169623,64	309218,368	448627,332	587927,825	727181,693	866204,3945	1004961,5	1143269,08	1281416,89	1419521,24
Tasa MENSUAL	1,44												
N	0,0144												
N+1	1,0144							VPN	(\$ 8.961,30)				
								TIR	127%				
								RBC	3,334973818				
								PAYBACK	0,787211416				

Tabla A8. Escenario económico Pozo Llanito 99 Sin tratamiento.

LLANITO 99 SIN TRATAMIENTO													
MES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CRUDO		4422	4414	4399	4372	4355	4320	4301	4297	4289	4273	4268	4265
AGUA		4424	4400	4395	4389	4381	4378	4362	4357	4349	4339	4330	4326
FLUIDO		8846	8814	8794	8761	8736	8698	8663	8654	8638	8612	8598	8591
PRECIO CRUDO	70												
INGRESOS													
Ingresos por ventas		309540	308980	307930	306040	304850	302400	301070	300790	300230	299110	298760	298550
EGRESOS													
	USD												
Coste levantamiento fluido	4	35384	35256	35176	35044	34944	34792	34652	34616	34552	34448	34392	34364
Costo tratamiento crudo	4	17688	17656	17596	17488	17420	17280	17204	17188	17156	17092	17072	17060
Costo tratamiento y disposición	1	4424	4400	4395	4389	4381	4378	4362	4357	4349	4339	4330	4326
Costo mantenimiento	8	35376	35312	35192	34976	34840	34560	34408	34376	34312	34184	34144	34120
Personal	1	4422	4414	4399	4372	4355	4320	4301	4297	4289	4273	4268	4265
Otros Servicios	0,03	132,66	132,42	131,97	131,16	130,65	129,6	129,03	128,91	128,67	128,19	128,04	127,95
Egresos totales		97426,66	97170,42	96889,97	96400,16	96070,65	95459,6	95056,03	94962,91	94786,67	94464,19	94334,04	94262,95
Utilidad antes de impuesto		212113,34	211809,58	211040,03	209639,84	208779,35	206940,4	206013,97	205827,09	205443,33	204645,81	204425,96	204287,05
Impuesto de renta	35%	74239,669	74133,353	73864,0105	73373,944	73072,7725	72429,14	72104,8895	72039,4815	71905,1655	71626,0335	71549,086	71500,4675
Inversion	0												
Flujo de caja neto		212113,34	211809,58	211040,03	209639,84	208779,35	206940,4	206013,97	205827,09	205443,33	204645,81	204425,96	204287,05
Flujo de caja acumulado		212113,34	423922,92	634962,95	844602,79	1053382,14	1260322,54	1466336,51	1672163,6	1877606,93	2082252,74	2286678,7	2490965,75
Tasa MENSUAL	1,44												
N	0,0144					VPN	\$ 249.077,11						
N+1	1,0144												

Tabla A9. Escenario económico Pozo Llanito 95 Sin tratamiento.

LLANITO 95 SIN TRATAMIENTO													
MES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CRUDO		5215	5201	5187	5169	5132	5116	5110	5099	5067	5043	5031	5023
AGUA		3238	3246	3251	3265	3278	3280	3300	3307	3315	3317	3319	3320
FLUIDO		8453	8447	8438	8434	8410	8396	8410	8406	8382	8360	8350	8343
PRECIO CRUDO	70												
INGRESOS													
Ingresos por ventas		365050	364070	363090	361830	359240	358120	357700	356930	354690	353010	352170	351610
EGRESOS	USD												
Coste levantamiento fluido	4	33812	33788	33752	33736	33640	33584	33640	33624	33528	33440	33400	33372
Costo tratamiento crudo	4	20860	20804	20748	20676	20528	20464	20440	20396	20268	20172	20124	20092
Costo tratamiento y disposición	1	3238	3246	3251	3265	3278	3280	3300	3307	3315	3317	3319	3320
Costo mantenimiento	8	41720	41608	41496	41352	41056	40928	40880	40792	40536	40344	40248	40184
Personal	1	5215	5201	5187	5169	5132	5116	5110	5099	5067	5043	5031	5023
Otros Servicios	0,03	156,45	156,03	155,61	155,07	153,96	153,48	153,3	152,97	152,01	151,29	150,93	150,69
Egresos totales		105001,45	104803,03	104589,61	104353,07	103787,96	103525,48	103523,3	103370,97	102866,01	102467,29	102272,93	102141,69
Utilidad antes de impuesto		260048,55	259266,97	258500,39	257476,93	255452,04	254594,52	254176,7	253559,03	251823,99	250542,71	249897,07	249468,31
Impuesto de renta	35%	91016,9925	90743,4395	90475,1365	90116,9255	89408,214	89108,082	88961,845	88745,6605	88138,3965	87689,9485	87463,9745	87313,9085
Inversion	0												
Flujo de caja neto		260048,55	259266,97	258500,39	257476,93	255452,04	254594,52	254176,7	253559,03	251823,99	250542,71	249897,07	249468,31
Flujo de caja acumulado		260048,55	519315,52	777815,91	1035292,84	1290744,88	1545339,4	1799516,1	2053075,13	2304899,12	2555441,83	2805338,9	3054807,21
Tasa MENSUAL	1,44												
N	0,0144					VPN	\$ 305.248,05						
N+1	1,0144												

Tabla A10.. Escenario económico Pozo Llanito 95 Con tratamiento.

LLANITO 95- CON TRATAMIENTO													
MES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CRUDO		5215	5206	5189	5169	5135	5220	5213	5209	5192	5185	5167	5140
AGUA		2009	2012	2020	2037	2041	2045	2043	2040	2038	2035	2031	2030
FLUIDO		7224	7218	7209	7206	7176	7265	7256	7249	7230	7220	7198	7170
PRECIO CRUDO	70												
INGRESOS													
Ingresos por ventas		365050	364420	363230	361830	359450	365400	364910	364630	363440	362950	361690	359800
EGRESOS		USD											
Coste levantamiento fluido	4	28896	28872	28836	28824	28704	29060	29024	28996	28920	28880	28792	28680
Costo tratamiento crudo	4	20860	20824	20756	20676	20540	20880	20852	20836	20768	20740	20668	20560
Costo tratamiento y disposición de agua	1	2009	2012	2020	2037	2041	2045	2043	2040	2038	2035	2031	2030
Costo mantenimiento	8	41720	41648	41512	41352	41080	41760	41704	41672	41536	41480	41336	41120
Personal	1	5215	5206	5189	5169	5135	5220	5213	5209	5192	5185	5167	5140
Otros Servicios	0,03	156,45	156,18	155,67	155,07	154,05	156,6	156,39	156,27	155,76	155,55	155,01	154,2
Egresos totales		98856,45	98718,18	98468,67	98213,07	97654,05	99121,6	98992,39	98909,27	98609,76	98475,55	98149,01	97684,2
Utilidad antes de impuesto		266193,55	265701,82	264761,33	263616,93	261795,95	266278,4	265917,61	265720,73	264830,24	264474,45	263540,99	262115,8
Impuesto de renta	35%	93167,7425	92995,637	92666,4655	92265,9255	91628,5825	93197,44	93071,1635	93002,2555	92690,584	92566,0575	92239,3465	91740,53
Inversion	-25000												
Flujo de caja neto		173025,808	172706,183	172094,865	171351,005	170167,368	173080,96	172846,447	172718,4745	172139,656	171908,393	171301,644	170375,27
Flujo de caja acumulado	-250000	-76974,1925	95731,9905	267826,855	439177,86	609345,227	782426,187	955272,634	1127991,108	1300130,76	1472039,16	1643340,8	1813716,07
Tasa MENSUAL	1,44												
N	0,0144												
N+1	1,0144							VPN	\$ 29.617,89				
								TIR	224%				
								RBC	3,686509869				
								PAYBACK	0,446398286				