

EVALUACIÓN TÉCNICA DE PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA PARA
IDENTIFICAR CANALIZACIONES

ANDRES FELIPE BENAVIDES MAHECHA
JURLEY BRIGITTE FAJARDO RINCÓN

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019

EVALUACIÓN TÉCNICA DE PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA
PARA IDENTIFICAR CANALIZACIONES

ANDRÉS FELIPE BENAVIDES MAHECHA
JURLEY BRIGITTE FAJARDO RINCÓN

Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
RUBÉN CASTRO
Ingeniero de Petróleos

Codirector:
ANDRÉS FELIPE SUAREZ BARBOSA
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019

Nota de aceptación:

Docente Investigador
Ing. Andrés Felipe Suarez B.

Jurado 1
Ing.

Jurado 2
Ing.

Bogotá D.C., Marzo de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA - PEÑA

Vicerrectoría Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director General de Investigación y Proyección Social

Dr. MANUEL CANCELADO JIMENEZ

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI (E)

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

DEDICATORIA

Andres Felipe Benavides Mahecha

A Dios por darme siempre la fuerza, perseverancia y sabiduría para afrontar cada reto y obstáculo que se presenta, a mis padres por siempre estar conmigo apoyándome y aconsejándome, a mi familia por siempre estar pendiente de mí.

Jurley Brigitte Fajardo Rincón

A Dios porque me llena de creatividad y me inspira a dar lo mejor de mí, a mis padres por ser mi apoyo y motivación en todo lo que realizo, a mi hermana por acompañarme en cada uno de mis logros.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar sus agradecimientos a:

Ingeniero Andrés Felipe Suarez B, director del proyecto por parte de la Universidad de América por su tiempo, orientación, dedicación y conocimientos brindados durante el desarrollo del proyecto.

Ingeniero Rubén Castro, director del proyecto por parte de ECOPETROL S.A. por todo el apoyo en los experimentos realizados en el Instituto Colombiano del Petróleo, al igual que los documentos suministrados.

Al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) por tener la posibilidad de realizar las pruebas experimentales necesarias en sus laboratorios con el apoyo del Ing. Rubén Castro los cuales complementaron este trabajo de grado.

A Ecopetrol S.A. por darnos la oportunidad de poder apoyar las investigaciones realizadas en la compañía, llevando a practica nuestros conocimientos de la Universidad, además, de apoyarnos en el área técnica con ayuda de Ing. Ruben Castro y el Ing. Publio Sandoval quien son suministro la información necesaria del Software ASIA.

A todas las personas que fueron apoyo en el proceso y realización de este trabajo de grado

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	28
OBJETIVOS	29
1. GENERALIDADES DEL CAMPO GALAN	30
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO GALÁN	30
1.2 INFORMACIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO GALÁN	31
1.2.1 Modelo Estratigráfico.	32
1.2.2 Modelo Estructural.	37
1.2.3 Geología del Petróleo. En un siglo de exploración en	41
1.3 GENERALIDADES DE LOS POZOS	42
1.3.1 Reseña Histórica de la inyección en el Campo Galán.	44
2. PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA Y MÉTODO CGM	47
2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL LA INYECCIÓN DE AGUA	47
2.2 TIPOS DE INYECCIÓN DE AGUA	48
2.3 FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN	50
2.4 TIEMPO ÓPTIMO PARA UNA INYECCIÓN	54
2.5 EFICIENCIAS DE RECUPERACIÓN DE CRUDO IMPLEMENTANDO INYECCIÓN DE AGUA	55
2.5.1 Eficiencia de Desplazamiento.	56
2.5.2 Eficiencia de Barrido Areal (EA).	61
2.5.3 Eficiencia de Barrido Vertical.	62
2.6 CANALIZACION DE AGUA	63
2.7 MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA	67
2.8 METODO DE CRAIG, GEFFEN Y MORSE	69
2.9 SOFTWARE ASIA	70
3. PROPIEDADES DEL MODELO ESTÁTICO	73
3.1 DEFINICIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL MODELO	73

3.2 DEFINICIÓN DE LOS MODELOS DE INYECCION	75
3.3 CARACTERIZACION DE FLUIDOS DEL CAMPO	79
4. CANALIZACION DE AGUA	80
4.1 ANALISIS DE POZOS PRODUCTORES	80
4.1.1 Gráfico de diagnóstico K.S. Chan.	80
4.2.1 Pozo productor GALN0009.	83
4.2.2 Pozo productor GALN0026.	85
4.2.3 Pozo productor GALN0003.	86
4.2.4 Pozo productor GALN0044.	88
4.2.5 Pozo productor GALN0050.	90
4.2.6 Pozo productor GALN0053.	92
4.2.7 Pozo GALN0060.	93
4.2.8 Pozo SSIL0007.	95
4.2 ANALISIS DE POZOS INYECTORES	97
4.3.1 Índice de vaciamiento (VRR).	98
4.3.2 Gráfico de Hall.	99
4.3.3 Pozo GALN0019.	100
4.3.4 Pozo GALN0028.	101
4.3.5 Pozo GALN0091.	102
4.3.6 Pozo GALN0092.	103
4.3.7 Pozo GALN0093.	104
4.3.8 Pozo GALN0094.	105
4.3.9 Pozo GALN0099.	106
4.3.10 Pozo GALN0100.	107
4.3.11 Pozo GALN0101.	108
4.3.12 Pozo GALN0102.	109
4.3.13 Pozo GALN0109.	110
4.3.13 Pozo GALN0111.	111
4.3.14 Pozo GALN0110.	112
4.3.15 Pozo GALN0112.	113
4.3.16 Pozo GALN0113.	114
4.3.17 Pozo SSIL0040.	115
4.3 ANALISIS GEOLOGICO	117

4.4.1	Análisis de la eficiencia de barrido vertical de las arenas A1 y A2.	121
5.	ESTRATEGIA PARA CONTROL DE CANALIZACIONES CON GELES CONFORMANCE	127
5.1	GELES CONFORMANCE	127
5.1.1	Tipos de Geles.	128
5.2	METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACION DE GELES EN EL CONTROL DE AGUA	129
5.3	PRUEBA EXPERIMENTAL PARA CONTROL DE AGUA CON GEL BULK	131
5.3.1	Preparación de la solución madre.	131
5.3.2	Preparación de geles.	133
5.3.3	Análisis y resultados de la gelificación.	134
5.4	SIMULACION ANALÍTICA DE CIERRE DE ARENAS Y CONFORMANCE QUIMICO PARA CONTROL DE AGUA	140
5.5	PRODUCCION ACUMULADA DE FLUIDOS LUEGO DEL CIERRE DE ARENAS Y SU PREDICCION EN POZOS AFECTADOS POR CANALIZACION DE AGUA.	141
5.6.1	Predicción pozo productor GALN0026.	141
5.6.2	Predicción pozo productor GALN0044.	142
5.6.3	Predicción pozo productor GALN0003.	143
5.6.4	Predicción pozo productor GALN0053.	144
5.6.6	Predicción pozo productor GALN0060.	146
5.6.7	Predicción pozo productor SSIL0007.	147
6.	CONCLUSIONES	149
7.	RECOMENDACIONES	150
	BIBLIOGRAFIA	151
	ANEXOS	154

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Columna estratigráfica Cuenca Valle Medio del Magdalena.	32
Ilustración 2. Cronoestratigrafía de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	33
Ilustración 3. Ejemplo de un ambiente sedimentario deltaico tipo Formación Mugrosa.	35
Ilustración 4. Representación de un sistema meandriforme tipo Formación Colorado.	37
Ilustración 5. Corte estructural A´ - A´ Formación Colorado - Campo Galán	40
Ilustración 6. Corte estructural B´-B´ Formación Colorado - Campo Galán.	41
Ilustración 7. Curva típica de una inyección de agua	47
Ilustración 8 Patrón de Inyección Periférica	49
Ilustración 9. Tipos de arreglos de pozos	50
Ilustración 10. Estabilidad del Frente de desplazamiento	51
Ilustración 11. Correlación de estratos	52
Ilustración 12 Distribución de los fluidos en una inyección de agua	53
Ilustración 13. Tipos de Desplazamiento	56
Ilustración 14. Irrupción del agua	58
Ilustración 15. Ecuaciones Simplificadas del flujo fraccional de agua	59
Ilustración 16. Desplazamiento lineal en un sistema inclinado	60
Ilustración 17. Flujo fraccional en función de la saturación	60
Ilustración 18. Barrido areal a diferentes tiempos	61
Ilustración 19. Eficiencia de barrido vertical entre capas	62
Ilustración 20. Capa inundada sin flujo transversal	64
Ilustración 21. Fracturas o fallas entre inyector y productor	64
Ilustración 22. Fracturas o fallas en una capa de agua	65
Ilustración 23. Conificación	65
Ilustración 24. Barrido areal deficiente	66
Ilustración 25. Segregación gravitacional	66
Ilustración 26. Capa inundada con flujo transversal	67
Ilustración 27. Etapas Método CGM	69
Ilustración 28. Información básica petrofísica para las arenas A1 y A2.	73
Ilustración 29. Datos de propiedades del Pozo GALN00029.	76
Ilustración 30. Volumen de agua inyectado Vs Tiempo en el Pozo GALN0028	77
Ilustración 31. Patrones de Inyección arena A1	78
Ilustración 32. Patrones de inyección arena A2.	78
Ilustración 33 Gráficos de K.S. Chan	82
Ilustración 34. Representación areal formación Colorado (Arena A1) - distribución de permeabilidades e índices de conectividad	119
Ilustración 35. Representación areal formación Colorado (Arena A2) - distribución de permeabilidades e índices de conectividad,	120
Ilustración 36. Tendencia de permeabilidades Arena 1 formación Colorado	122

Ilustración 37. Tendencia de permeabilidades Arena 2 formación Colorado	122
Ilustración 38 Implementación de los geles conformance	127
Ilustración 39. EOR mediante CDG	129
Ilustración 40. Metodología de Diseño, Ejecución, Monitoreo y Control de Inyección de geles hacia Zonas Canalizadas en el Proceso de Inyección de Agua, ICP.	130
Ilustración 41. Filtración agua de formación Campo Casabe	132
Ilustración 42. Generación de vórtice y adición del polímero	132
Ilustración 43. Registro fotográfico de la formación de gel para el campo Casabe luego de 4 semanas a una temperatura de 46°C	139

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades petrofísicas de la roca Formación Colorado Zona A.	36
Tabla 2. Número de pozos en las Zonas de interés	44
Tabla 3. PVT representativo para el Campo Galán – San Silvestre	75
Tabla 4. Propiedades del crudo Galán – San silvestre	79
Tabla 5. Formato Excel de datos; producción acumulada de agua aceite y WOR en el tiempo para el POZO GALN0026	81
Tabla 6. Valores de WOR para cada una de las conexiones en los patrones del modelo producción/inyección en el software ASIA.	98
Tabla 7. Clasificación de la heterogeneidad del yacimiento	121
Tabla 8. Eficiencia de Barrido vertical a la ruptura para cada uno de los patrones de estudio	125
Tabla 9. Metodología del Campo Eunice para control de agua	129
Tabla 10. Concentración de componentes en el Gel Bulk	133
Tabla 11. Evaluación consistencia del gel (Sydansk).	134
Tabla 12. Evaluación elasticidad del gel (Sydansk).	134
Tabla 13. Evaluación observaciones del gel (Sydansk).	135
Tabla 14. Test para diseño de geles con agua de formación del Campo Casabe a temperatura de yacimiento (46°C)	136
Tabla 15. Test para diseño de geles con agua de captación PIA Casabe a temperatura de yacimiento (46°C)	138

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. Factor de Recobro Total	55
Ecuación 2. Petróleo Acumulado producido	55
Ecuación 3. Eficiencia de Desplazamiento	56
Ecuación 4. Flujo Fraccional	58
Ecuación 5. Avance Frontal	61
Ecuación 6. Razón de Movilidad	62
Ecuación 7. Variación de la permeabilidad Dysktra Parson	63
Ecuación 8. Recobro Final por inyeccion de agua	67
Ecuación 9. Índice de Vaciamiento (VRR)	98
Ecuación 10. Ecuación Radio de movilidad.	123
Ecuación 11. Correlación Y	124
Ecuación 12. Parámetro X	124
Ecuación 13. Correlación iterativa	124
Ecuación 14. Eficiencia de barrido vertical	124

LISTA DE MAPAS

Mapa 1. Ubicación geográfica del Campo Galán.	30
Mapa 2. Cuenca del Valle Medio del Magdalena y localización del campo Galán.	31
Mapa 3. Estructura del tope de la Formación Mugrosa.	38
Mapa 4. Distribución areal de los pozos del campo Galán.	39
Mapa 5. Conexión entre los pozos inyectores y productores en la Zona A1 cerrando arenas canalizadas	140
Mapa 6. Conexión entre los pozos inyectores y productores en la Zona A2 cerrando arenas canalizadas	141

LISTA DE GRAFICAS

Gráfica 1. Curva de Producción Histórica Campo Galán, 2007	43
Gráfica 2. Curvas de permeabilidad agua y aceite	74
Gráfica 3. Curva de flujo fraccional Campo Galán	74
Gráfica 4. Historia de producción acumulada aceite y agua vs tiempo.	83
Gráfica 5. Diagnóstico K.S. Chan Pozo SSIL0009	83
Gráfica 6. Diagnóstico Log WOR vs Np pozo GALN0009.	84
Gráfica 7. Curvas K.S. Chan para los 7 pozos de estudio.	85
Gráfica 8. Historia de producción acumulada aceite y agua vs tiempo.	85
Gráfica 9. Diagnóstico K.S. Chan Pozo GALN0026	86
Gráfica 10. Diagnóstico Log WOR vs Np pozo GALN0026.	86
Gráfica 11. Historia de producción acumulada aceite y agua vs tiempo.	87
Gráfica 12. Diagnóstico K.S. Chan Pozo GALN0003	88
Gráfica 13. Diagnóstico Log WOR vs Np pozo GALN0003.	88
Gráfica 14. Historia de producción acumulada aceite y agua vs tiempo.	89
Gráfica 15. Diagnóstico K.S. Chan Pozo GALN0044	90
Gráfica 16. Diagnóstico Log WOR vs Np pozo GALN0044.	90
Gráfica 17. Historia producción acumulada aceite y agua vs tiempo Pozo GALN0050.	91
Gráfica 18. Diagnóstico K.S. Chan Pozo GALN0050	91
Gráfica 19. Diagnóstico Log WOR vs Np Pozo GALN0050	92
Gráfica 20. Historia de producción acumulada aceite y agua vs tiempo Pozo GALN0053	92
Gráfica 21. Diagnóstico K.S. Chan Pozo GALN0053	93
Gráfica 22. Grafico diagnóstico Log WOR vs Np pozo GALN0053	93
Gráfica 23. Historia producción acumulada aceite y agua vs tiempo Pozo GALN0060	94
Gráfica 24. Diagnóstico K.S. Chan Pozo GALN0060	94
Gráfica 25. Diagnóstico Log WOR vs Np pozo GALN0060	95
Gráfica 26. Historia de producción acumulada aceite y agua vs tiempo Pozo SSIL0007	95
Gráfica 27. Diagnóstico K.S. Chan Pozo SSIL0007	96
Gráfica 28. Diagnóstico Log WOR vs Np pozo SSIL0007	96
Gráfica 29. Índice de vaciamiento (VRR) yacimiento Campo Galán	99
Gráfica 30. Curvas Hall a diferentes condiciones	99
Gráfica 31. Curva de agua inyectada vs tiempo Pozo GALN0019	100
Gráfica 32. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada GALN0019	101
Gráfica 33. Curva de agua inyectada vs tiempo Pozo GALN0028	101
Gráfica 34. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0028	102
Gráfica 35. Curva de agua inyectada vs tiempo GALN0091	102

Gráfica 36. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0091	103
Gráfica 37. Curva de agua inyectada vs tiempo GALN0092	103
Gráfica 38. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0092	104
Gráfica 39. Curva de agua inyectada vs tiempo GALN0093	104
Gráfica 40. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0093	105
Gráfica 41. Curva de agua inyectada vs tiempo GALN0094	105
Gráfica 42. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0094	106
Gráfica 43. Curva de agua inyectada vs tiempo GALN0099	106
Gráfica 44. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0099	107
Gráfica 45. Curva de agua inyectada vs tiempo GALN0100	107
Gráfica 46. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0100	108
Gráfica 47. Curva de agua inyectada vs tiempo Pozo GALN0101	108
Gráfica 48. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0101	109
Gráfica 49. Curva de agua inyectada vs tiempo Pozo GALN0102	109
Gráfica 50. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0102	110
Gráfica 51. Curva de agua inyectada vs tiempo Pozo GALN0109	110
Gráfica 52. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0109	111
Gráfica 53. Curva de agua inyectada vs tiempo Pozo GALN0111	111
Gráfica 54. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0111	112
Gráfica 55. Curva de agua inyectada vs tiempo GALN0110	112
Gráfica 56. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0110	113
Gráfica 57. Curva de agua inyectada vs tiempo Pozo GALN0112	113
Gráfica 58. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0112	114
Gráfica 59. Curva de agua inyectada vs tiempo Pozo GALN0113	114
Gráfica 60. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0113	115
Gráfica 61. Curva de agua inyectada vs tiempo Pozo SSIL0040	115
Gráfica 62. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo SSIL0040	116
Gráfica 63. Curva de agua inyectada vs tiempo SSIL0041	116
Gráfica 64. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo SSIL0041	117

Gráfica 65. Curvas de producción histórica y predicción para agua y petróleo acumulados al cerrar arenas canalizadas - Pozo GALN0026	142
Gráfica 66. Curvas de producción histórica y predicción para agua y petróleo acumulados al cerrar arenas canalizadas - Pozo GALN0044	143
Gráfica 67. Curvas de producción histórica y predicción para agua y petróleo acumulados al cerrar arenas canalizadas - GALN0003	144
Gráfica 68. Curvas de producción histórica y predicción para agua y petróleo acumulados al cerrar arenas canalizadas - GALN0053	145
Gráfica 69. Curvas de producción histórica y predicción para agua y petróleo acumulados al cerrar arenas canalizadas - GALN0050	146
Gráfica 70. Curvas de producción histórica y predicción para agua y petróleo acumulados al cerrar arenas canalizadas - GALN0060	147
Gráfica 71. Comparación entre producción acumulada de agua y petróleo a las cerras arenas para el pozo SSIL0007	148

LISTA DE DIAGRAMAS

Diagrama 1. Datos básicos para creación de modelo en el Software Asia	71
Diagrama 2. Metodología del Software ASIA	72

LISTA DE ABREVIATURAS

°F	Grados Fahrenheit
ANH	Asociación Nacional de Hidrocarburos
API	American Petroleum Institute
ASIA	Advanced System for Injection Analysis
BBLS	Barriles
BFPD	Barriles de Fluido por Día
BPD	Barriles de Petróleo por Día
BWPD	Barriles de Agua por Día
CGM	Craig Geffen y Morse
cm	centímetro(s)
cp	centipoise(s)
EA	Eficiencia Areal
EV	Eficiencia Vertical
Ft	Pies
HP	Caballos de fuerza
ICP	Instituto Colombiano de Petróleos
Km	Kilómetro
Lbs.	Libras
MBLS	Millones de Barriles
mD	Milidarcies
MD	Profundidad Medida
Min	Minutos
mm	milímetros

NP	Petróleo Producido
PC	Pies Cúbicos
Ppm	Partes por millón
PVT	Presión, Volumen y Temperatura
RPM	Revoluciones por minuto
SCF	pies cúbicos estándar
So	Saturación de Petróleo
STB	Barriles Estándar
Sw	Saturación de Agua
TVD	Profundidad vertical verdadera
VMM	Valle Medio del Magdalena
WOR	Relación Agua-Aceite
TOC	Contenido Orgánico Total
Ro	Reflectancia de vitrinita

GLOSARIO

ARCILLAS: sedimento compuesto por minerales de aluminio-silicatos hidratados. Formado por capas de silicio-oxígeno interestratificada con capas de hidróxido de aluminio. Las arcillas constituyen grupos estructurales muy diversos; entre las más frecuentes de encontrar en los yacimientos son los grupos de Caolinita (Caolinita-Dickita-Nacrita), Illita o Hidromuscovita y Smectita (Montmorillonita-Beidellyta-Nontronita, entre otras). El magnesio y el hierro también pueden sustituir al aluminio en los grupos de la Clorita (Leptoclorita) y la Chamosita.

ARENISCAS: arena (tamaño de grano entre 1/16 – 2 mm) litificada por procesos físico-químicos (diagénesis) durante el enterramiento ; puede estar cementado por cuarzo u otros minerales, este tipo de roca se clasifica según su tamaño de grano en “muy fina” (1/16 - 1/8), “fina” (1/8 - 1/4 mm), “media” (1/4 – 1/2 mm), “gruesa” (1/2 – 1 mm) y “muy gruesa” (1-2 mm).

ARREGLO DE PATRONES DE INYECCIÓN: son los arreglos (disposición espacial) de pozos inyectoros que se ubican en el campo de manera que se pueda hacer el máximo contacto con la acumulación remanente de petróleo y así drenar el aceite del yacimiento por medio de los pozos que se habiliten como productores.

CAMPO: área geográfica concreta en cuyo subsuelo existen uno o varios yacimientos con análogas características geológicas y estructurales.

CANALIZACIÓN: irrupción temprana del agua inyectada por diversas causas particulares, derivadas de características tanto del yacimiento como de los fluidos.

CHERT: derivado del término celta “*chirt*” el cual es un material hecho de sílice, utilizado para generar puntas de flechas, armas y utensilios¹. en la lengua inglesa, el término “*chert*” se ha implementado para denominar todo material microcristalino de cuarzo.

CONTINUIDAD DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA: esta es característica en cada yacimiento y generalmente está condicionada por la estratificación y cambios de facies o litológicos.

CUARZO: mineral compuesto únicamente de óxido de silicio, abundante en la corteza superior de La Tierra. A condiciones de superficie, la mayoría de la sílice libre, originalmente cristalizada a profundidades corticales mayores, ha sido invertida a su forma más típica del sub-sistema trigonal (Cuarzo-alfa); los otros polimorfos incluyen: Cuarzo-beta, Tridimita alfa y beta, Cristobalita alfa y beta, Coesita y Stishowita (ambas típicas en Impactos de Meteoritos).

¹ YORIS. Palache.2017

CUENCA: depresión a escala regional y hasta local, donde se depositan sedimentos, generando secuencias de rocas sedimentarias con características derivadas de su historia tectónica y regímenes de sedimentación e historias de enterramiento asociadas.

EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL: se define como la fracción del área horizontal barrida en un yacimiento por un sistema Inyección-Producción, es decir la influencia de los pozos inyectores a los pozos productores, donde es afectado por la movilidad, el arreglo de pozos, la heterogeneidad y el volumen total de agua inyectado.

EFICIENCIA DE BARRIDO VERTICAL: se define como la fracción vertical del yacimiento que es contactada por el fluido desplazante (agua), la cual está en función de la heterogeneidad vertical, el grado de segregación por gravedad, la movilidad de los fluidos y el volumen total de agua inyectado.

EOR (“ENHANCED OIL RECOVERY”): se refiere al conjunto de métodos que emplean fuentes externas de energía y o materiales para recuperar el aceite que no puede ser producido por medios convencionales.

ESTRATO: capa de origen sedimentario con un espesor igual o mayor a 1 cm.

LÁMINA: capa de origen sedimentario con un espesor menor a 1 cm.

FACIES: conjunto de sedimentos homogéneos clasificados por su geometría, litología, estructura sedimentaria, y demás características; puede llegar a ser característica particular de ciertos regímenes de sedimentación.

FACTOR DE RECOBRO: es el volumen relativo de crudo que ha sido extraído del yacimiento a través del tiempo con respecto a su valor inicial; en parte depende de la eficiencia de barrido en el desplazamiento, areal y vertical.

FALLA INVERSA: discontinuidad en un bloque por efectos compresionales, donde un bloque se desplaza sobre la superficie de la falla elevándose en contra de la fuerza gravitacional terrestre.

FALLA NORMAL: discontinuidad en un bloque por efectos extensionales, donde un bloque se desplaza sobre la superficie de la falla en respuesta a la fuerza gravitacional terrestre.

FALLA: son dislocaciones o rompimiento de la corteza terrestre, generando fractura y desplazamiento de diferentes capas conjuntas (bloques) en diferentes direcciones, clasificándose dependiendo si el desplazamiento es “hacia abajo” o

“hacia arriba” del buzamiento, o de movimientos ortogonales al buzamiento y hasta con movimientos de rotación de los bloques (transcurrencia).

FELDESPATO: constituye un grupo de minerales formados por aluminosilicatos de potasio, calcio y sodio, donde dependiendo de la cantidad de cada uno de sus componentes se generan los feldespatos alcalinos (ej.: Ortosa, Microclino, etc.) o las plagioclasas (Albita, Oligoclasa, Andesina, Labradorita, Bitownyta, Anortita). Hay una pequeña proporción de polimorfismo entre ambas estructuras (monoclínica de los alcalinos y triclínica la de las plagioclasas) que hace que los feldespatos alcalinos (K, Na o Na, K) de alta temperatura tiendan a tener una sola fase en equilibrio al momento de enfriarse. La serie de las plagioclasas es isomórfica (misma estructura cristalina).

FORMACIÓN: unidad Litoestatigráfica fundamental. Conjunto de rocas en un determinado espaciamiento identificadas por sus características litológicas y estratigráficas. En el lenguaje operacional, también se suele llamar “formación” a la roca-yacimiento o en general, a las diferentes litologías que atraviesa un pozo.

GEOMETRÍA DEL YACIMIENTO: la geometría de un yacimiento es determinada por su estructura y estratigrafía; controla la ubicación de los pozos y en gran medida el determinar los métodos prácticos de inyección de agua o de gas.

GEOMETRIA “Point Bar”: son depósitos formados por un ambiente fluvial meandriforme, caracterizados por una sedimentación lateral del meandro.

HETEROGENEIDAD: son las variaciones de las propiedades de la roca en un yacimiento, las cuales son el resultado de variaciones direccionales de la permeabilidad, debido a múltiples procesos geológicos incluidos en la sedimentación, diagénesis y erosión (incluida la historia de transporte) que contribuyen a producir características no uniformes en las formaciones rocosas.

HUMECTABILIDAD: se conoce como la tendencia de un fluido a adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles.

ILLITA: arcilla del grupo de micas que constituyen una de las variedades que se asemejan a la hidromuscovita o alteraciones de la mica muscovita por adición de agua a la estructura (véase F. Yoris, 2017, p 193). Es la forma mineral hacia la que recristaliza la smectita en la diagénesis (véase Hower *et al.*, 1976, p. 733).

IOR (IMPROVED OIL RECOVERY): abarca un amplio rango de actividades como implementación de técnicas mejoradas para un mejor recobro, incluyendo la caracterización de yacimientos, administración de yacimientos y perforación de pozos de relleno; como, por ejemplo: en la operación en los yacimientos no convencionales.

LIMOLITA: roca clástica de carácter granular, uno de sus medios de transporte y depositación es el viento. La litología limosa se puede encontrar en el fondo de los lagos o lagunas, o incluso en ambientes alejados de la costa. (Véase F. Yoris, 2017, p 184), las limolitas se caracterizan por su poca porosidad debido a su condición de roca bien litificada.

LITOLOGÍA: descripción detallada de las características físicas (color, textura, tamaño de grano, composición) de los tipos de rocas, sedimentos y formaciones rocosas presentes en afloramientos, muestras de núcleos y divisiones estratigráficas de la Tierra.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, de granos finos, formando por partículas del tamaño de la arcilla y el limo con capas relativamente impermeables con un espesor reducido.

MONOCLINAL: pliegue de estratos horizontales donde las diferentes capas se encuentran en dos niveles inclinados generado un doble escalonado en los estratos rocosos, son formados por movimientos verticales y fallas en la parte inferior del monoclinial.

PERMEABILIDAD RELATIVA: es la razón entre la permeabilidad efectiva del fluido a analizar, con una saturación específica, y la permeabilidad absoluta del fluido a una saturación total.

POROSIDAD: es el porcentaje de espacio poroso o poros presentes en la roca donde se almacena los fluidos. Se puede clasificar en porosidad primaria o intergranular la cual se genera durante el proceso de deposición de los sedimentos y porosidad secundaria o inducida que se desarrollan por procesos naturales o artificiales posterior al momento de deposición.

PRESIÓN CAPILAR: es la diferencia de presión a lo largo de la interfase entre dos fluidos inmiscibles.

PROFUNDIDAD MEDIDA (MD): distancia que hay entre un punto en la superficie y el punto final del pozo, determinado por la cantidad de equipos en la sarta de perforación que están dentro del pozo desde el punto de referencia en superficie.

PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (TVD): distancia vertical entre el punto final del pozo y un punto de referencia en la superficie, esta profundidad es necesaria para determinar la presión de fondo de pozo generado por la presión hidrostática del fluido en el pozo.

PRUEBAS PVT (PRESION-VOLUMEN-TEMPERATURA): pruebas de laboratorio realizadas al fluido producido para determinar características del yacimiento como lo son la presión, temperatura, volumen entre otros.

RAZÓN DE MOVILIDAD (M): es la relación entre la movilidad de la fase desplazante y la fase desplazada, donde la movilidad es la diferencia entre la permeabilidad y la viscosidad de un fluido.

SATURACIÓN DE LOS FLUIDOS: es la cantidad de fluido presentes en los poros entre rocas, esta puede variar dependiendo del porcentaje de crudo, agua o gas presentes en el poro.

TENSIÓN SUPERFICIAL: es la energía de superficie relacionada con la interfase de dos fluidos inmiscibles que coexisten en un medio poroso. La tensión genera que una barrera de energía impida la mezcla de dos líquidos.

VISCOSIDAD: es una propiedad de los fluidos que indica una resistencia al flujo, reflejada en una caída de presión que ocurre como resultado del flujo. Es una relación entre la fuerza cortante y su velocidad de corte, sus dimensiones equivalen a poise o Centipoises (Cp).

RESUMEN

La inyección de agua es un método de recuperación secundaria implementado en el Campo Galán en el año 1945, con el fin de incrementar la presión de yacimiento que brinda la energía necesaria para recuperar volúmenes de petróleo remanente, alargando así la vida útil del activo. Es necesario realizar un modelamiento adecuado involucrando todos los parámetros que afectan este proceso de recobro, de manera que se pueda simular el comportamiento a futuro del yacimiento.

Al desarrollar un proyecto como la inyección de agua se puede dar diferentes problemas tanto a nivel de yacimiento como de producción, el enfoque de estudio para este proyecto se basa en la evaluación de patrones de inyección de agua para identificar canalizaciones por medio del análisis de un modelo inyección/producción en el software ASIA.

Este proyecto consiste en analizar el comportamiento de inyección/producción para 7 patrones del campo, identificados con valores de WOR > 10 mediante el uso de la metodología de K.S. Chan, de manera que esta permite identificar las canalizaciones presentes en las arenas A1 Y A2 de la Formación Colorado, a su vez se analiza la geometría estratigráfica del reservorio, la cual depende del ambiente de deposición, siendo el Campo Galán un yacimiento de geometría point bar con conectividad irregular de las arenas.

A manera de determinar la variación areal de las propiedades del subsuelo. Se calcula la heterogeneidad del yacimiento a través de la metodología de Dyskra Parson, dato relevante para evaluar la eficiencia de barrido vertical en el modelo. Este es un parámetro importante que determina el flujo de agua a través de las arenas.

Luego de realizar un análisis exhaustivo de las características geológicas de yacimiento y su historia de producción, se propone una tecnología de Conformance Químico evaluada experimentalmente en el ICP “Instituto Colombiano del Petróleo” con el fin de taponar zonas canalizadas, teniendo en cuenta la eficiencia de barrido areal y vertical para controlar altos valores en relación agua/petróleo producido.

Palabras clave: Inyección de Agua, Software ASIA (Advanced System for Injection Analysis), Campo Galán, Formación Colorado, Canalizaciones, Conformance Químico.

INTRODUCCION

Al declinar la presión en el campo Galán, surgió la necesidad de implementar un método de recuperación secundario que permita presurizar el yacimiento, dicho esto en febrero de 1974 se dio inicio a un ensayo piloto de inyección de agua en la Zona A (Formación Colorado) del Campo, utilizando un arreglo normal de cinco puntos. Dado a los resultados del piloto y pruebas de laboratorio efectuadas en corazones de los pozos GALN0091 y GALN0092 en el año 1977 se decidió expandir el desarrollo secundario del campo mediante 12 modelos de 5 puntos normal y 1 modelo invertido, sin embargo, este fue suspendido el 8 de diciembre de 1986 debido a problemas mecánicos, arenamiento y canalizaciones.

Teniendo en cuenta la necesidad de disminuir la producción de agua en el Campo Galán, se inicia la evaluación técnica del modelo de inyección existente, mediante el análisis geológico, comportamiento de los pozos de inyección y producción, dando uso de gráficos de diagnóstico como K.S. Chan y Hall.

En este proyecto también se implementa la metodología de Dysktra Parson para determinar la heterogeneidad y eficiencia de barrido vertical en el yacimiento, con el objetivo de evaluar técnicamente patrones de inyección de agua para identificar canalizaciones evidenciadas en las altas tasas de producción de agua. Para su desarrollo, se describen las condiciones geológicas del campo, variables y parámetros que afectan una inyección de agua.

Debido a la importancia del tratamiento de agua, se decidió evaluar experimentalmente una tecnología de Conformance químico que permita controlar la producción de agua mediante el taponamiento de canales preferenciales para su flujo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnicamente patrones de inyección de agua para identificar canalizaciones

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las características geológicas y petrofísicas del caso de estudio.
2. Analizar la información histórica de producción, inyección, modelos de inyección y presiones del yacimiento.
3. Describir los parámetros y variables de operación del sistema de inyección de agua en el campo Galán.
4. Identificar las zonas con mayor tendencia a canalizaciones mediante el análisis geológico y comportamiento en la inyección/ producción de agua.
5. Proponer una estrategia que controle la producción de agua teniendo en cuenta los datos históricos de inyección en el campo Galán.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO GALAN

Este capítulo tiene como fin presentar las generalidades del Campo Galán mediante la descripción de la ubicación geográfica, información geológica, modelo estratigráfico y estructural, geología del petróleo, generalidades de los pozos y caracterización de los fluidos.

1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO GALÁN

El Campo Galán está ubicado en el departamento de Santander (Véase **Mapa 1**), a las afueras de la ciudad de Barrancabermeja, este pertenece a la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, limitando al oriente con el Rio Magdalena, al sur con el Campo la Cira Infantas, al occidente a unos 116 Km con la ciudad de Bucaramanga y al norte con el Campo Cantagallo. Los campos más cercanos son el Campo Casabe, Cira Infanta, Cantagallo, Opón y Payoa; además de encontrarse cerca de la Refinería de Barrancabermeja y la Estación de Bombeo Galán.

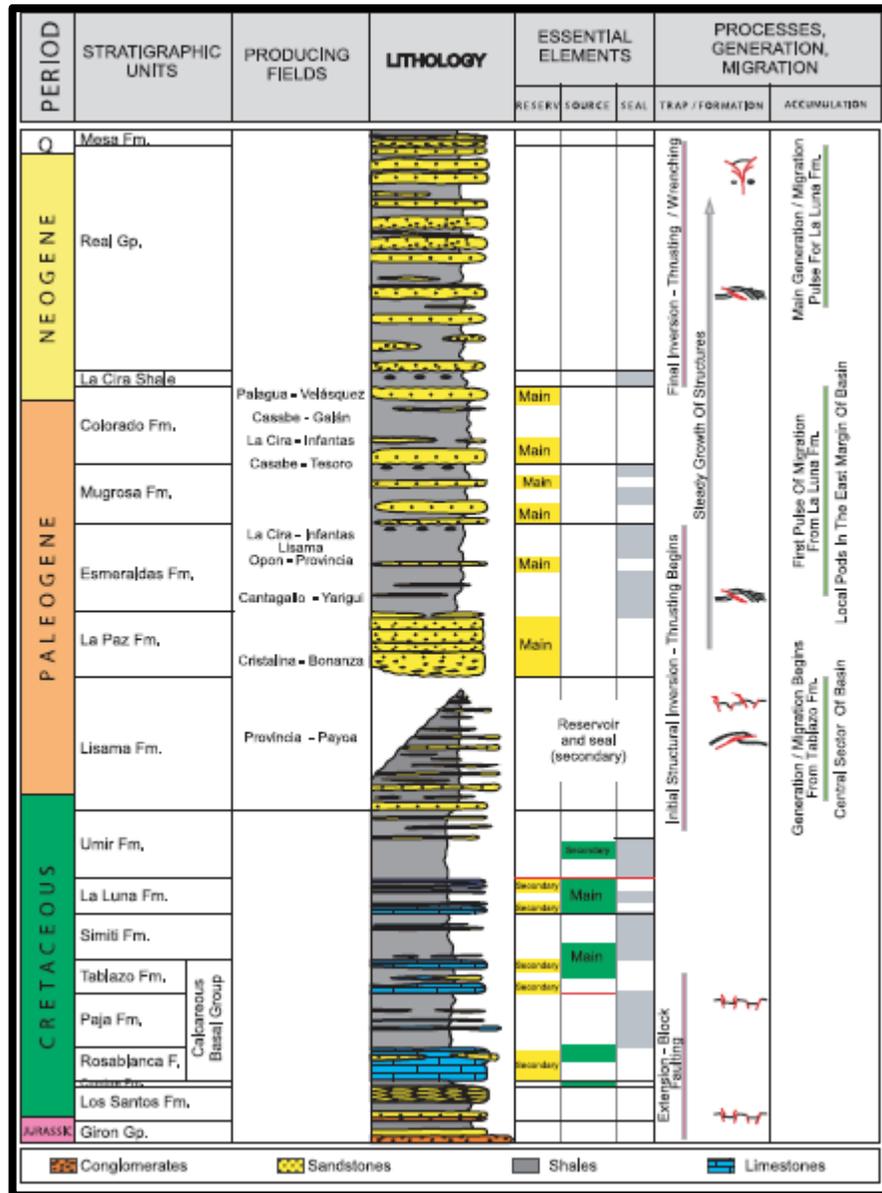
Mapa 1. Ubicación geográfica del Campo Galán.



Fuente. GOOGLE EARTH. "Ubicación Geográfica Campo Galán (7.07°N, 73.87°W)". 2018. Disponible en: <https://earth.google.com/web/>. Modificado por los autores.

1.2.1 Modelo Estratigráfico. La secuencia estratigráfica para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), comprende unidades depositadas desde el Cretácico hasta el Mioceno (véase **Ilustración 1**).

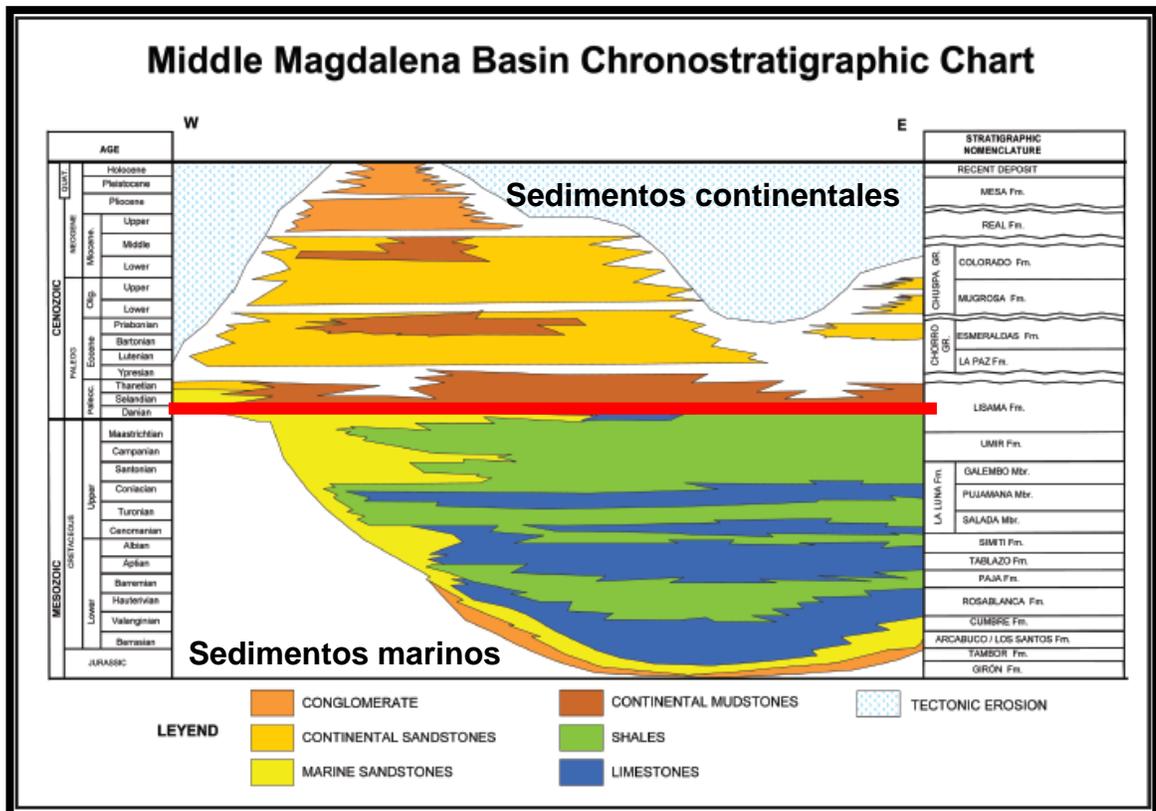
Ilustración 1. Columna estratigráfica Cuenca Valle Medio del Magdalena.



Fuente. BARRERO D., PARDO A., VARGAS C., MARTINEZ J. "Colombian Sedimentary Basins". ANH and B&M Exploration Ltda. 2007, p. 79.

Para el periodo terciario las unidades litológicas de la cuenca del VMM fueron área de deposición de sedimentos continentales y de agua salobre, los cuales descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del cretáceo y en algunas zonas de la cuenca sobre rocas del basamento Pre-Cretáceo (véase **Ilustración 2**).

Ilustración 2. Cronoestratigrafía de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). "MIDDLE MAGDALENA VALLEY BASIN". 2007, p.1. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/VMM%20\(PDF\)%20Oil%20and%20Gas%202007.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/VMM%20(PDF)%20Oil%20and%20Gas%202007.pdf)

La línea de color rojo señala la discontinuidad estratigráfica en la que sedimentos inferiores y superiores mantienen un paralelismo, pero la superficie de interrupción ha sido afectada por procesos erosivos (cambio de ambiente sedimentario) sin alterar la inclinación original de los estratos anteriores a la disconformidad.

Las siguientes formaciones son de interés para el Campo Galán, las cuales teniendo en cuenta la columna estratigráfica pertenecen al periodo terciario².

- Formación Mugrosa o Arena de Zona C: Su espesor es aproximadamente de 600 ft (netos: 34 ft). Muestra su mayor desarrollo hacia el norte y contra la falla de Casabe.
- Formación Mugrosa o Arena de Zona B: Su espesor es aproximadamente de 900 ft (netos: 75 ft). Su producción es hacia la falla de Casabe y se extiende un poco hacia el sur y sobre el río Magdalena.
- Formación Colorado o Arenas de Zona A: Su espesor es aproximadamente de 2700 ft (netos: 100 ft).
- Formación Real: Su espesor es aproximadamente de 2500 ft, desde la superficie hasta el tope de las arcillas fosilíferas de la Cira o marcador La Cira Shale.

1.2.1.1 Formación Mugrosa. La Formación Mugrosa se depositó en el periodo terciario, probablemente durante el Oligoceno Temprano, está definida como areniscas levemente calcáreas, en ella se contienen los yacimientos petrolíferos más importantes en la parte central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la unidad estratigráfica se manifestó como una alternativa de cuarzoarenitas muy arcillosas, micáceas, feldespáticas, con estratificación cruzada y con zonas de bioturbación. En general, La parte inferior de la formación consta de areniscas de grano fino medio, raramente grueso, los cuales están intercalados con shales de color azul a gris correspondiendo al grupo chupas. La parte media de la formación está formada por shales masivos moteados con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino. Para la parte superior se pueden encontrar areniscas con cantos que se intercalan con shales.

Se ha establecido el ambiente de depósito para esta unidad como continental deltaico de corrientes meandriformes (véase **Ilustración 3**), en el cual se depositaron facies gruesas en régimen de flujo, migrando transicionalmente a facies finas en un régimen de bajo flujo de depósitos de lagos y llanuras de inundación, finalizando con un proceso de máxima acomodación y de gran extensión lateral, representando un intervalo de shale rico en fósiles, el cual contiene moluscos de agua dulce, reptiles, restos de peces y de mamíferos, también se ha reportado la presencia de glauconita lo que indica una posible influencia marina. Para el sector Oeste de la cuenca, esta formación está

² Bustamante, D., & Moreno, E. (2009) "Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre" p. 39.

compuesta principalmente por areniscas de grano grueso, depositadas en sistemas de abanicos aluviales ³.

Ilustración 3. Ejemplo de un ambiente sedimentario deltaico tipo Formación Mugrosa.



Fuente. GOOGLE EARTH. “Ambiente sedimentario deltaico” 2018. Disponible en: <https://earth.google.com/web/>. Modificado por los autores.

La formación Mugrosa se encuentra dividida en dos Zonas:

- Zona C: Esta zona de la formación está constituida de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso, subangular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura, moteada y rojiza⁴.
- Zona B: Compuesta de una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa de grano fino. La cantidad de arena aumenta hacia la base. Su desarrollo fue en un ambiente fluvial dominante de corrientes meandriformes⁵.

³ CASTRO, R., (2005). Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Trabajo de Investigación. Fundación Universidad de América, Bogotá D.C p.39.

⁴ CASTRO, R., (2005). Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Trabajo de Investigación. Fundación Universidad de América, Bogotá D.C p.40.

⁵ Ibid. p. 40.

1.2.1.2 Formación Colorado (Zona A). Esta formación tiene yacimientos petrolíferos de gran importancia en la parte central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. La época en la que se depositó abarca desde el Oligoceno Superior al Mioceno Inferior.

Su litología se caracteriza principalmente por presentar shales de colores gris claro, púrpura y moteados de rojo, con intercalaciones de areniscas de grano fino depositadas en sistemas fluviales. Al tope de la formación se encuentra un shale gris oscuro y negro, carbonáceo, fosilífero, con areniscas de grano medio, en la **Tabla 1** se puede observar las propiedades de la roca para la zona A⁶.

Tabla 1. Propiedades petrofísicas de la roca Formación Colorado Zona A.

PROPIEDAD	ZONA A
Permeabilidad md	470
Porosidad (%)	23,5
Sor (%)	31,5

Fuente. Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). 2018.

Su desarrollo corresponde a un ambiente fluvial de corrientes meandriformes (véase **Ilustración 4**) que dan como resultado un cambio lateral de facies, determinando una lenticularidad (geometría Point Bar) de los cuerpos arenosos muy frecuentes en las diferentes subzonas en que se han dividido (Arenas A3, A2, A1 Y A0) los diferentes intervalos productores de hidrocarburos.

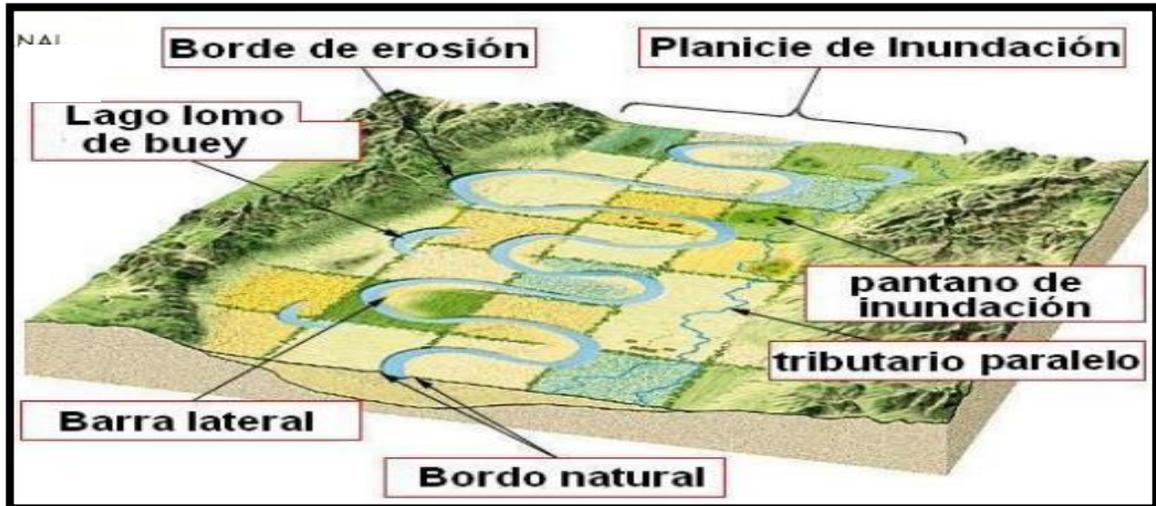
1.2.1.3 Formación Real. La Formación Real se desarrolló desde el Mioceno Inferior a Mioceno Superior, está subdividida en inferior, medio y superior; la sección inferior está formada por conglomerados y areniscas con menores intercalaciones de lodolitas, los conglomerados están compuestos por fragmentos de sílex, arcillolitas ferruginosas y carbón, las areniscas son conglomeráticas, masivas, con estratificación cruzada. Para la parte media de la Formación Real, se encuentran lodolitas con manchas de coloración púrpura, con menores interestratificaciones de areniscas blancas, friables, con estratificación cruzada y ondulitas. A su vez, en la parte superior de la formación se presentan conglomerados y arenisca de color gris azulado, con abundantes fragmentos leñosos carbonizados y hojas.

En cuanto al ambiente de deposición, la Formación Real se formó mediante una sedimentación continental de tipo fluvial de corrientes entrelazadas y abanicos

⁶ CASTRO, R., (2005). Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Universidad de América, Bogotá D.C p.42.

aluviales. Presenta un contacto discordante con la Formación Colorado, compuesto por conglomerados, areniscas y arcillolitas grises.

Ilustración 4. Representación de un sistema meandriforme tipo Formación Colorado.



Fuente. CABALLERO C. "Ambientes fluviales". Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).2018. Disponible en: <http://usuarios.geofisica.unam.mx/cecilia/cursos/AmbientesFluvioAluv.pdf>

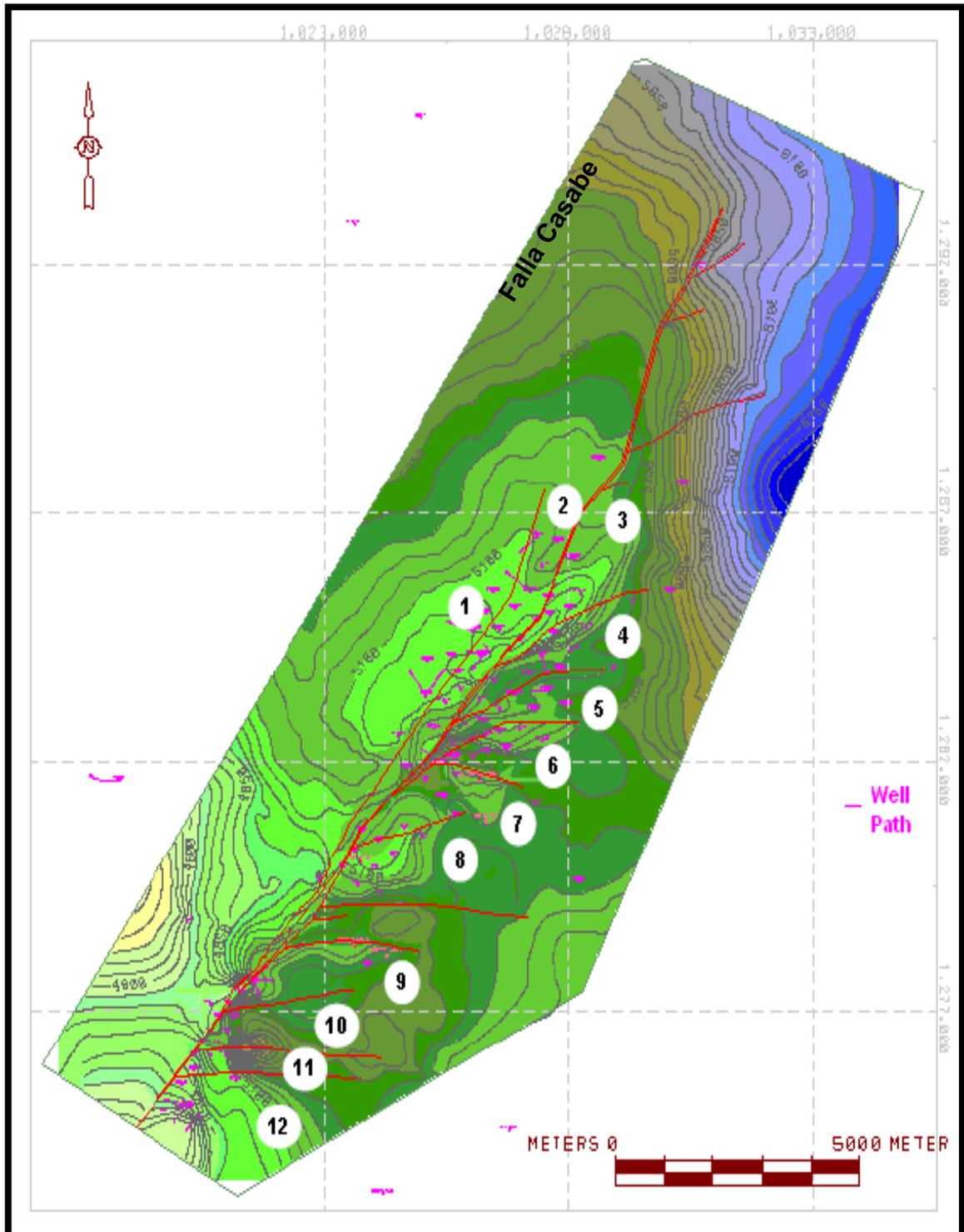
1.2.2 Modelo Estructural. La estructura del campo Galán es una continuación hacia el norte del bloque VIII del campo Casabe, haciendo parte de un monoclinal, buzando hacia el este con ángulos no mayores de 10° al oeste.

El monoclinal limita al oeste por la falla Casabe de tipo inverso que buza 75° al este, de la cual se desprenden varias fallas divergentes secundarias permitiendo la formación de bloques productores independientes unos de otros.

En el **Mapa 3** los números representan fallas pertenecientes a varios campos petroleros que Componen la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, los números 10, 11 y 12 corresponden a la forma estructural de la Formación Mugrosa del Campo Galán, a su vez en imágenes posteriores se presentan cortes estructurales para la Formación Colorado zona A, es importante tener en cuenta que estas formaciones cumplen con las condiciones adecuadas para el almacenamiento de hidrocarburos, sin embargo al observar los cortes estructurales es posible encontrar inconsistencias en las arenas que podrían estar influyendo en una baja recuperación de petróleo mediante la inyección de agua⁷.

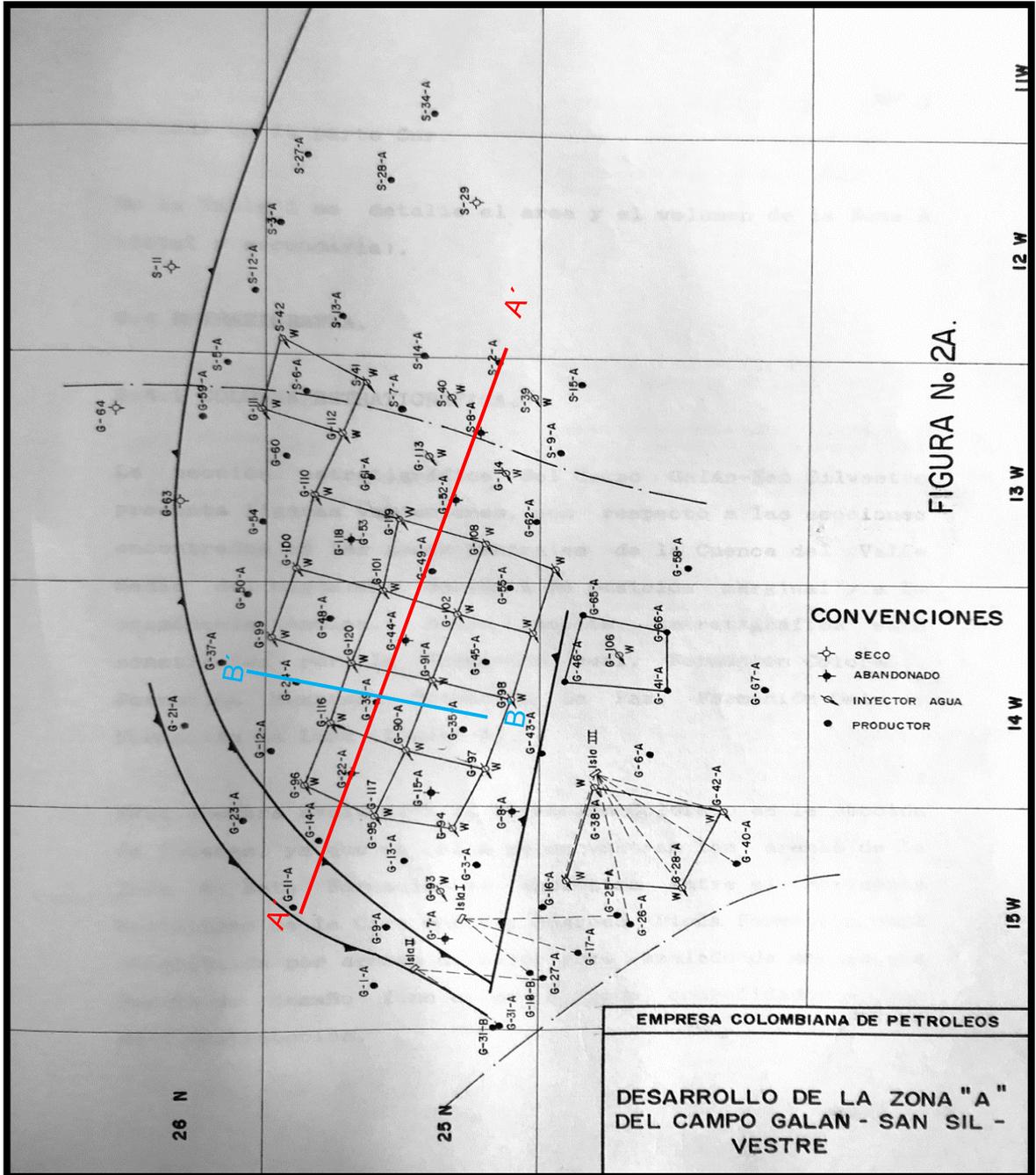
⁷ Bustamante, D., & Moreno, E. (2009) "Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre" Fundacion Universidad de America. p. 39.

Mapa 3. Estructura del tope de la Formación Mugrosa.



Fuente. VANEGAS, G., LOZANO, E. A Multidisciplinary Approach Applied to a Mature Field Re-Development, Llanito-Gala Field. Colombia, 2008. P.19. Modificado por los autores.

Mapa 4. Distribución areal de los pozos del campo Galán.

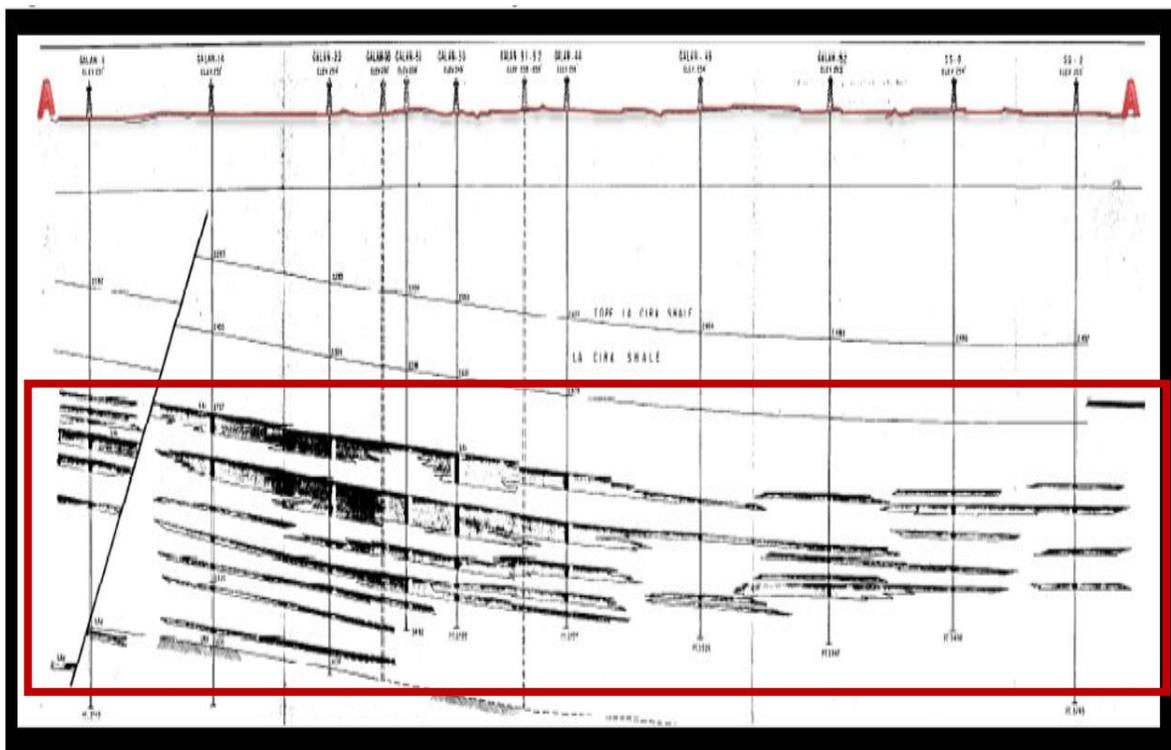


Fuente. HAAD, J., GÓMEZ, L. Evaluación para convertir pozos inyectoros a productores. Colombia, 1992. P.8. Modificado por los autores.

En el **Mapa 4** se puede observar la distribución areal de los pozos inyectoros de agua, productores, secos y en abandono que se encuentran en el Campo Galán, los cuales han sido ubicados en doce arreglos de cinco puntos con el objetivo de desarrollar la zona A de la Formación Colorado.

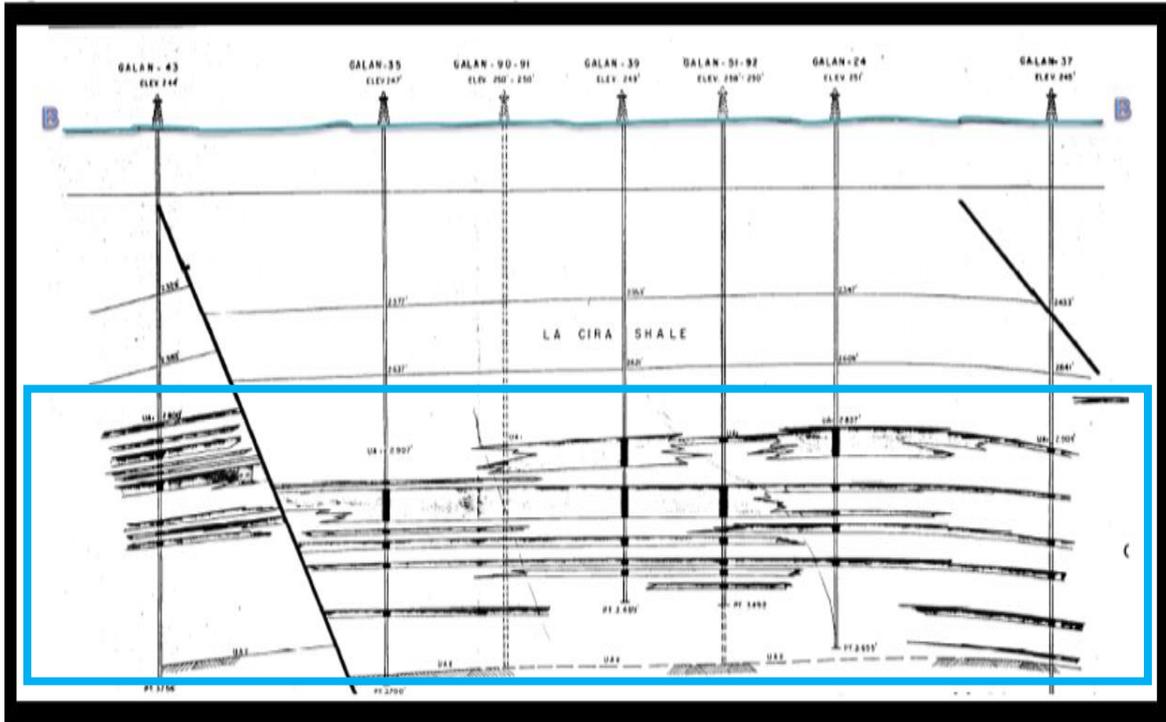
Para entender mejor las figuras se señalan líneas de colores con el fin de identificar los pozos a los cuales pertenecen los cortes estructurales que serán presentados a continuación, la línea de color rojo señala los pozos del Campo para los cuales se tiene el corte estructural A´A´ (véase **Ilustración 5**), la línea de color azul indica los pozos del corte estructural B´B´ (véase **Ilustración 6**), a través de estas figuras es posible evidenciar la falta de conectividad lateral en las arenas productoras al comparar los pozos vecinos, se puede detallar que las zonas más oscuras de la estructura presentan mejores condiciones geológicas (porosidad y permeabilidad) para almacenar hidrocarburos, así como también es posible visualizar una lenticularidad en las arenas del reservorio debido al sistema meandrónico en el que se depositaron los sedimentos de la Formación Colorado.

Ilustración 5. Corte estructural A´- A´ Formación Colorado - Campo Galán



Fuente. BUSTAMANTE, D., MORENO, E. Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre. Colombia, 2009. P.42.

Ilustración 6. Corte estructural B'-B' Formación Colorado - Campo Galán.



Fuente. Bustamante, D., & Moreno, E. Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre. Colombia, 2009. P.42.

1.2.3 Geología del Petróleo. En un siglo de exploración en la cuenca del VMM se ha descubierto alrededor de 1,900 MMBO⁸ y un total de 41 campos petroleros incluyendo a la Cira Infantas, a continuación, se describirá la geología que caracteriza el sistema petrolífero para esta cuenca:

1.2.3.1 Roca Generadora. Según el atlas geoquímico de Colombia⁹, Las rocas generadoras para la cuenca del VMM son; calizas y shale de la formación La Luna y Umir, depositadas en el periodo cretácico con un buen potencial de generación ($HI > 200$ mg HC/g TOC y $S2 > 5$ mg HC/g roca) y materia orgánica tipo II, valores de R_o entre 1.1-1.2%, lo cual indica una madurez adecuada en la materia orgánica para formar una ventana de aceite, cabe resaltar que los sedimentos de las rocas generadoras fueron depositados en ambientes axónicos; lo que hace posible su preservación. Las formaciones Simití y Lizama Cenozoico, La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado tienen bajo potencial de generación ($HI < 200$ mg HC/g TOC y $S2 < 5$ mg HC/ g roca).

⁸ ANH, (2007) "MIDDLE MAGDALENA VALLEY BASIN", p.2.

⁹ AGUILERA, Roberto. Organic Geochemistry Atlas of Colombia Second Edition. Colombia. 2010. Vol 14. p.113.

1.2.3.2 Migración de petróleo. La inconformidad ocasionada en el periodo Eoceno, separa la roca reservorio primario de la roca generadora que subyace por una discordancia angular, formando un sistema adecuado para la migración de petróleo. La migración de hidrocarburos se dio de tres maneras; 1) Migración vertical directa, donde la formación la luna se hundió por la inconformidad del Eoceno. 2) Migración lateral, que transporto las areniscas a lo largo del Eoceno. 3) Migración vertical, a través de fallas en áreas donde la formación La Luna no subyació por la inconformidad del Eoceno.

1.2.3.3 Reservorio. El 97% del aceite contenido en la cuenca se encuentra en las areniscas del periodo terciario (Paleoceno-Mioceno) sedimentadas en un ambiente continental. Las formaciones; Lisama, Esmeralda-La Paz, y Colorado Mugrosa, tienen un promedio de porosidad de 15 – 20% y un promedio de permeabilidad de 20 – 600 md. Pocos de los yacimientos explorados provienen del sistema fracturado de la formación La Luna y Calizas pertenecientes al cretácico.

1.2.3.4 Sello. El sello para el reservorio de areniscas terciarias consiste en una interestratificación de arcillas dúctiles no marinas, provenientes principalmente de las Formaciones Esmeraldas y Colorado. Para los reservorios de calizas, las rocas sellos son shales de ambiente continental de las Formación Simiti y Umir.

1.2.3.5 Trampa. Mediante los proyectos exploratorios ha sido posible determinar una buena acumulación de petróleo en trampas estructurales, como anticlinales asimétricos formados por: 1) Fallas de cabalgamiento, 2) estructuras dúplex con fallas independientes cerradas, 3) yacimiento entrampado con cierre de fallas dependiente y 4) trampas en la parte inferior de fallas sellantes. El sistema petrolero lo componen:

- Como roca fuente las formaciones Paja, Tablazo, La Luna y Rosa Blanca.
- Como roca Reservorio las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado, Umir y Lisama.
- Como roca sello las formaciones Paja, Simití, Umir, Lisama, Los shales de la Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado

1.3 GENERALIDADES DE LOS POZOS

La **Gráfica 1** representa la curva de producción para el Campo Galán desde su descubrimiento en el año 1945 hasta el 2005, además, se resaltan los eventos más importantes en el tiempo, que han influenciado la producción de crudo durante el periodo anteriormente mencionado, a su vez, se observa un aumento considerable de producción de hidrocarburos al momento en que se implementaron pilotos de inyección de agua y CO₂ al yacimiento; finalmente se evidencia una declinación de producción a causas de posibles problemas como: canalización de agua, fracturas, baja continuidad de las arenas, alta producción de arenas y retorno de fluidos en

algunos pozos inyectoros, generando una caída en la capacidad de inyección e incrementando costos operativos del campo.

Gráfica 1. Curva de Producción Histórica Campo Galán, 2007



Fuente. BUSTAMANTE, D., MORENO, E. Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre. Colombia, 2009. P.27.

A continuación, se describen los acontecimientos ocurridos en las fechas que estuvo activa la inyección de agua:

- **1945:** se descubre el Campo Galán por la Tropical Oil Company al perforar el pozo GALN0001 cerca al río Magdalena, el proyecto se contempló con la intención de encontrar la continuidad del monoclinial en el que está ubicado el Campo Casabe.
- **1945 - 1956:** tropical Oil Company continuó con las operaciones perforando cuatro pozos más, basándose en la producción del pozo GALN0001, pero, al generar un análisis de la producción para cinco pozos perforados, concluyeron que el potencial del campo no justificaba inversiones en nuevos pozos dado a su bajo factor de recobro.

- **1953:** Ecopetrol S.A. tomo el mando de las actividades en el Campo Galán, perforando nueve pozos donde solamente uno resulto seco.
- **1954 - 1964:** se perforaron 68 pozos, cada uno con un espaciamento de 26 acres.

Dicho lo anterior, en total se perforaron 80 pozos de los cuales cuatro resultaron secos y de los 76 restantes 17 fueron desviados con un espaciamento de 13 acres, con el fin de explorar arenas petrolíferas debajo del rio magdalena separados por islas.

Como lo explica la descripción sedimentaria; los pozos producen de formaciones divididas en zonas que se caracterizan por un tipo de roca con condiciones sedimentarias específicas, véase **Tabla 2** para saber el número de pozos productores de cada formación.

Tabla 2. Número de pozos en las Zonas de interés

Zonas productoras	A	B	A y B	A y C	A, B y C	B y C
Formación	colorado	mugrosa	mugrosa	Mugrosa y colorado	Mugrosa y Colorado	Mugrosa y Colorado
Núm. de Pozos	55	5	3	1	5	6

Fuente. BUSTAMANTE, D., MORENO, E. Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre. Colombia, 2009. p.27.

La mayoría de los pozos activos en el Campo Galán producían de la Zona A (Formación Colorado) por bombeo mecánico, a excepción de los pozos desviados, donde su mecanismo de levantamiento era el bombeo hidráulico, es necesario resaltar que de la Formación Colorado se tuvo 37 pozos activos, 7 inactivos y 7 abandonados por problemas de arenamiento al estar implementando métodos de recuperación secundaria¹⁰.

1.3.1 Reseña Histórica de la inyección en el Campo Galán. En 1981 se dio la necesidad implementar un método de recuperación secundaria como la inyección de agua carbonatada, este proyecto se desarrolló durante un año debido a que no se vieron resultados positivos en la producción del campo.

¹⁰ Bustamante, D., & Moreno, E. Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre. Colombia, 2009. p.34.

- **Piloto de inyección de agua:** en 1974 se inició un ensayo piloto de inyección para la Zona A (Formación Colorado) del Campo Galán con un arreglo de 5 puntos normal, en un área de 25 acres y un volumen de arena de 3250 acres-ft. Para desarrollar el piloto se requirió la perforación de tres pozos inyectoros (GALN0090, GALN0091 y GALN0092) y un cuarto pozo fue remplazado, paso de ser pozo productor a inyector (GALN0051), por último, se utilizó el pozo GALN0039 como pozo de prueba.

La inyección se inició en los pozos GALN0051 y GALN0092 y agua salada y agua dulce en los pozos GALN0090 y GALN0091, con el fin de determinar qué tipo de agua más compatible para inyectar en la Zona A del campo. El agua salada de 9000 ppm de cloruro, se extrajo del pozo GALN0023 y el agua dulce de las arenas cuaternarias del pozo Barranca 1. Después de realizar un análisis de los diferentes tipos de agua, se determinó que la más óptima es el agua dulce del pozo Barranca 1, la cual es compatible con la formación Colorado.

Con la intención de extender el proyecto, se generó un sistema de inyección que comprendía 11 modelos estructurales de 5 puntos normales y 1 modelo invertido, donde, la mayoría de los pozos inyectoros utilizados en las pruebas piloto fueron perforados, evitando cercanía a una falla estructural.

En total se obtuvieron 32 pozos inyectoros y 46 productores, de los cuales 23 fueron perforados para ser inyectoros y 9 pozos fueron convertidos de productores a inyectoros. El desarrollo del método de recuperación secundaria inició en julio de 1974 y parcialmente se fueron activando, a excepción del GALN0018, GALN0038 y GALN0012, los cuales iniciaron operaciones a principios de 1979.

Finalmente, la inyección de agua se suspende el día 8 de diciembre de 1986 por problemas de canalizaciones, arenamiento y fallas mecánicas en los pozos.

- **Comportamiento de la inyección:** Se determinó que el caudal de inyección correspondiente a 34 pozos inyectoros sería de 18000 BPD, con un promedio de 500 BPD por pozo, pero como se mencionó anteriormente, solo se realizaron 32 pozos inyectoros generando una reducción del caudal de inyección, pasando de 18000 BPD a 10100 BPD. La gran diferencia en el comportamiento de la inyección esperada y la inyección real en el campo se dio por factores como:
 - Baja inyectividad debido a taponamientos y bloqueos en los pozos.
 - Existencia de arenas de alta inyectividad generando canalizaciones y rupturas Tempranas.
 - Falta de pozos inyectoros.

Por otra parte, se determinó la distribución vertical por medio de trazadores radioactivos, la cual fue disminuyendo de un 50% inicial a un 30 – 35%, lo anterior es afectado por la distribución de la permeabilidad y los volúmenes de agua inyectada en la formación.

- Problemas operacionales en la inyección de agua: En el sistema de inyección de agua se contó con 32 pozos inyectoros donde 3 fueron abandonados, y de los otros restantes surgieron problemas como:
 - Arenamiento
 - Bloqueos parciales y totales de los intervalos de inyección
 - Daños de revestimiento
 - Retorno de fluidos en algunos pozos inyectoros
 - Alto contenido de Arcillas en las arenas de la Zona A
 - Composición y calidad del agua inyectada
 - Incompatibilidad del agua inyectada en la formación

Todos los problemas anteriormente enunciados generaron una disminución de la capacidad de inyección, así como; canalizaciones, fracturas y arenamiento generando un bajo factor de recobro en el campo.

- Trabajos de remediación: Dando solución a los problemas durante el proceso de la inyección se realizaron remediaciones como:
 - Limpieza de arenas y Recañoneo
 - Acidificación y reducción de permeabilidad
- Efectos a los pozos productores por la inyección en el campo: Debido a la baja consolidación en las arenas de la Zona A se generó arrastre de finos a los pozos productores haciendo que se taparan los cañones, lo cual se intentó solucionar mediante una limpieza de arena e instalando 21 empaques de grava y 16 mallas con liner ranurado en los pozos productores afectados. Sin embargo, otra forma para optimizar la producción en los pozos fue realizar una estimulación con Varsol, la cual ayudo a limpiar el área alrededor del pozo mejorando el caudal de producción¹¹.

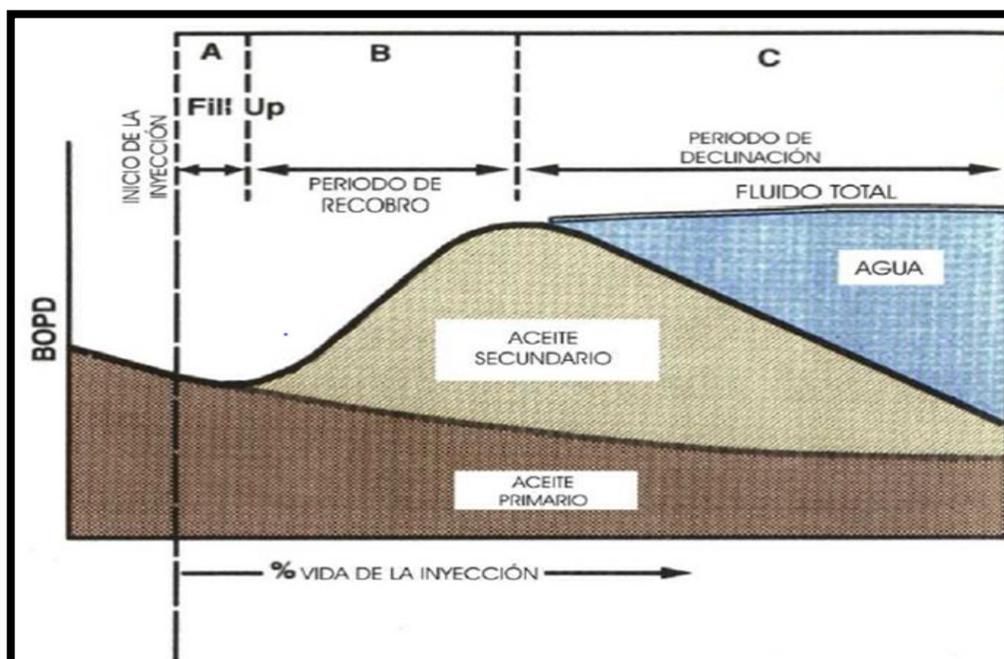
¹¹ Bustamante, D., & Moreno, E. (2009) "Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre" p. 27-35.

2. PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA Y MÉTODO CGM

2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL LA INYECCIÓN DE AGUA

A medida que pasa el tiempo la producción de aceite primario en un campo va declinando como consecuencia de la disminución de presión en un yacimiento, dejando así una cantidad significativa de hidrocarburos remanentes en fondo; por lo tanto, surge la necesidad de implementar un método de recobro secundario como lo es la inyección de agua que permita mejorar la energía del reservorio, logrando así producir mayores volúmenes de aceite (aceite secundario) aumentando el factor de recobro y la tasa de producción como se muestra en la **Ilustración 7**.

Ilustración 7. Curva típica de una inyección de agua



Fuente: GANESH T., SATTER A. Integrated Waterflood Asset Management. 1998.

La inyección de agua es un método de recobro secundario muy utilizado a nivel mundial, dado a la fácil disponibilidad del agua, la relativa simplicidad con la que se inyecta, la facilidad con la que el agua se transporta en la formación y la eficiencia del agua para desplazar el aceite; tuvo sus comienzos en la ciudad de Pithole al oeste de Pennsylvania en el año 1865, la cual, ocurrió accidentalmente y desde entonces se determinó que este método podía incrementar la presión en un yacimiento, logrando así, una producción adicional a la obtenida por el mecanismo

de producción primaria. Actualmente según la ANH¹² en Colombia se estima unos 537 campos petroleros a diciembre del 2017.

Al momento que se quiera determinar si un yacimiento es candidato para implementar una inyección de agua es importante considerar características como: geometría del yacimiento, propiedades de los fluidos, profundidad de yacimiento, propiedades de la roca, saturación de fluidos, uniformidad, continuidad del reservorio y el mecanismo de producción primaria; para prever las condiciones propias del yacimiento y realizar un proceso adecuado que minimice la producción excesiva de agua a causa de canalizaciones, a su vez de lograr minimizar skin a causa de hinchamiento de arcillas y migración de ripios.

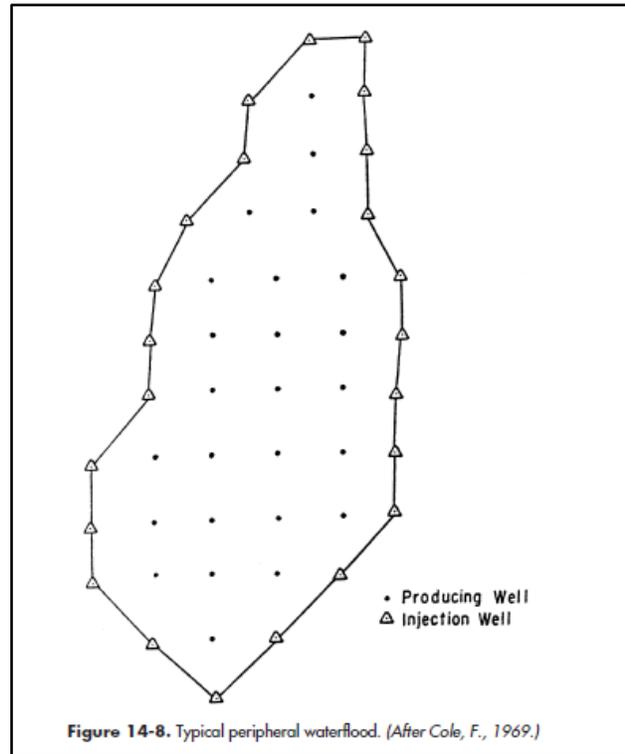
2.2 TIPOS DE INYECCIÓN DE AGUA

Según la ubicación entre los pozos inyectores y productores en el yacimiento, la inyección de agua se puede clasificar de diferentes formas:

- **Inyección Irregular:** según Willhite (1986), la topología superficial o subsuperficial al igual que las técnicas de perforación darán como resultado la elaboración de pozos inyectores y productores ubicados uniformemente en el yacimiento; este principio se dio a inicios de la implementación del método de recobro secundario. En esta época, la falta de conocimientos detallados de las características del subsuelo y reservorio hacían más complejo ubicar un pozo inyector en donde su eficiencia fuera óptima mejorando la producción de aceite, posteriormente, con los avances tecnológicos se da la posibilidad de utilizar con más frecuencia este tipo de patrón, teniendo en cuenta las características tanto de la roca como de los fluidos.
- **Inyección periférica o externa:** consiste en inyectar agua fuera de la zona de petróleo (**Ilustración 8**), es decir en el acuífero cerca del contacto agua-petróleo; generalmente en este método los pozos inyectores están en conjunto empujando una zona específica del campo, manteniendo así la energía del yacimiento, igualmente, este método es común utilizarlo cuando no existe un buen conocimiento de la geología estructural del campo, lo cual impide saber con certeza el proceso que ocurren en el frente de invasión y su desplazamiento dentro del reservorio.

¹² ANH. Producción Fiscalizada De Petróleo Por Campo En Superficie (Barriles Promedio Por Día Calendario - Bpdc), Año 2017. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

Ilustración 8 Patrón de Inyección Periférica

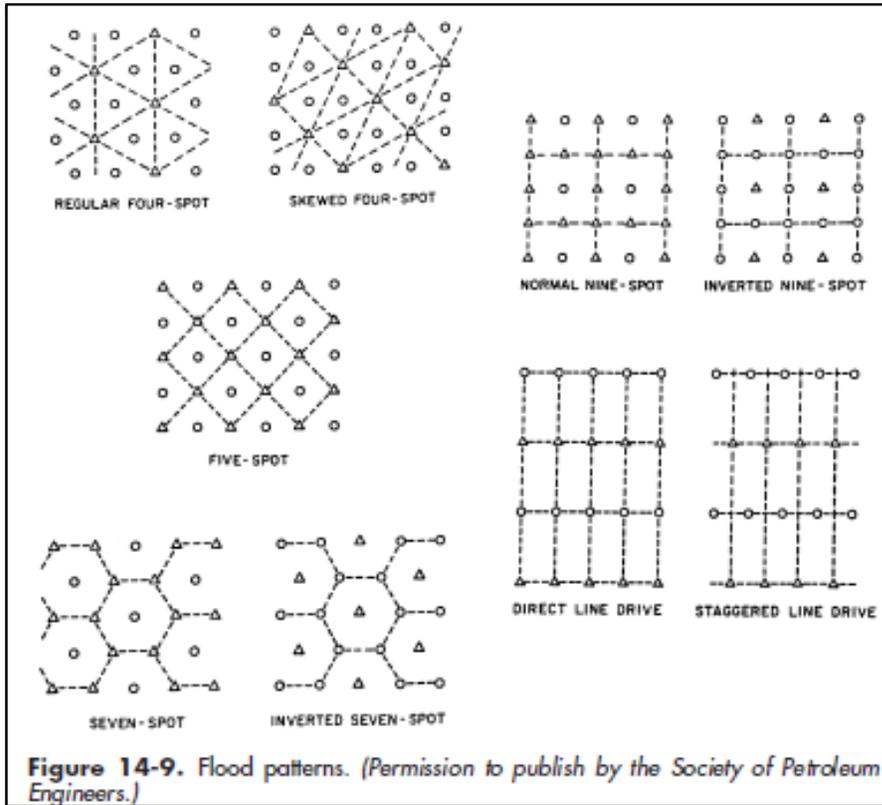


Fuente: Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook.,2010. Chapter 14. p.928.

- **Inyección en arreglos o dispersa:** conocida también como inyección de agua interna, es un arreglo donde los pozos inyectoros están dentro de la zona de petróleo, y se caracteriza principalmente por la forma geométrica entre los pozos inyectoros con los productores, “la forma como se ubican los pozos dependerá principalmente por la continuidad de las arenas, la permeabilidad, la porosidad, el número de pozos, la estructura y límites del yacimiento”¹³, este tipo de patrón es el más común en la industria por aportar un barrido más uniforme y una mejor distribución del agua que va ser inyectada, además, de tener distancias más cortas entre pozos inyectoros y productores. Los tipos de arreglos que comúnmente existen se encuentran en la **Ilustración 9**, donde se tiene dos parámetros, **a**: distancia entre pozos del mismo tipo y **d**: distancia entre líneas de inyectoros y productores.

¹³ Ferrer, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela, 2001. Capítulo 2. P. 14.

Ilustración 9. Tipos de arreglos de pozos



Fuente: AHMED T. Reservoir Engineering Handbook.,2010. Chapter 14. p.929

Por otra parte, los diferentes arreglos se separan en dos subcategorías, arreglos invertidos denominados de esta forma por tener un solo pozo inyector por patrón, y arreglos normales donde solo hay un pozo productor en el patrón.

2.3 FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN

Diferentes autores como Thomas, Mahoney e Winter (1989), determinaron que, para generar un excelente barrido y una buena inyección, se debe considerar diferentes factores característicos del yacimiento y de los fluidos como lo son:

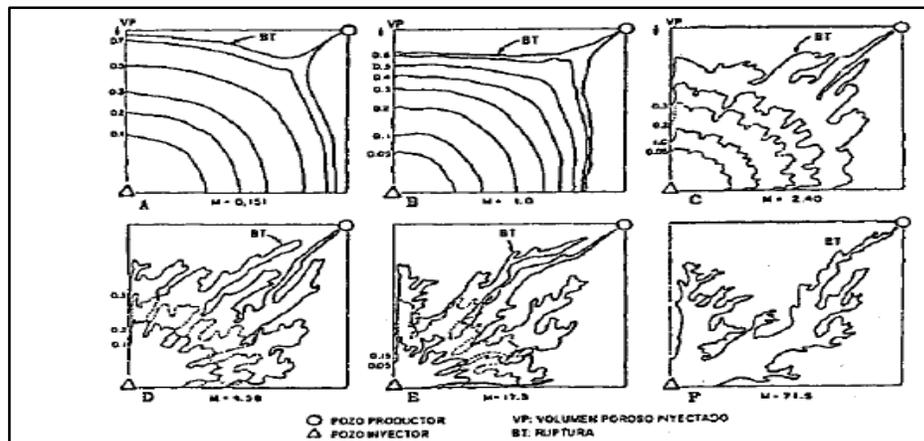
- **Geometría del Yacimiento:** la estructura y estratigrafía del reservorio nos va dar las pautas para posicionar los pozos inyectores y productores, los modelos de los patrones, y los métodos como se va producir gracias a la inyección, de igual manera, en costa afuera podrá determinar el número y ubicación de las plataformas. Por otra parte, se puede definir si es viable o no implementar un método de inyección, teniendo en cuenta que podría existir acuíferos u otro mecanismo de empuje que mantendría la energía del yacimiento.

- **Litología y propiedades de la roca:** es uno de los factores que afecta directamente la eficiencia de barrido en la inyección de agua, siendo parámetros como la porosidad, permeabilidad, contenido de arcillas y espesor neto de las arenas, responsables de la efectividad de este método.

Existen diferentes casos como los son yacimientos complejos en donde la porosidad es muy reducida siendo complicado la producción de aceite en ellos, otros escenarios son yacimientos con hinchamiento de arcillas, o con poca permeabilidad que afectan la tasa de inyección y el movimiento del fluido desplazante, generalmente, en estos tipos casos hay presencia de poros no interconectados y restricción del paso de los fluidos entre los canales generados por las rocas.

- **Profundidad del Yacimiento:** esta variable afecta la inyección en forma técnica y económica, según la profundidad del pozo los costos de levantamiento al implementar este método podrían ser no viables; otro factor es la presión con la que se puede inyectar a diferentes profundidades, dado que no se podrá exceder la presión de fractura y a su vez superar la contrapresión.
- **Propiedades de los Fluidos:** uno de los parámetros a tener en cuenta mayormente de las propiedades de los fluidos es la viscosidad del crudo siendo este una variable que afecta directamente la razón de movilidad entre el fluido desplazante y el fluido desplazado como se demuestra en la **Ilustración 10**, este fenómeno genera un mal barrido en el yacimiento llegado a tener una ruptura temprana en el pozo productor.

Ilustración 10. Estabilidad del Frente de desplazamiento

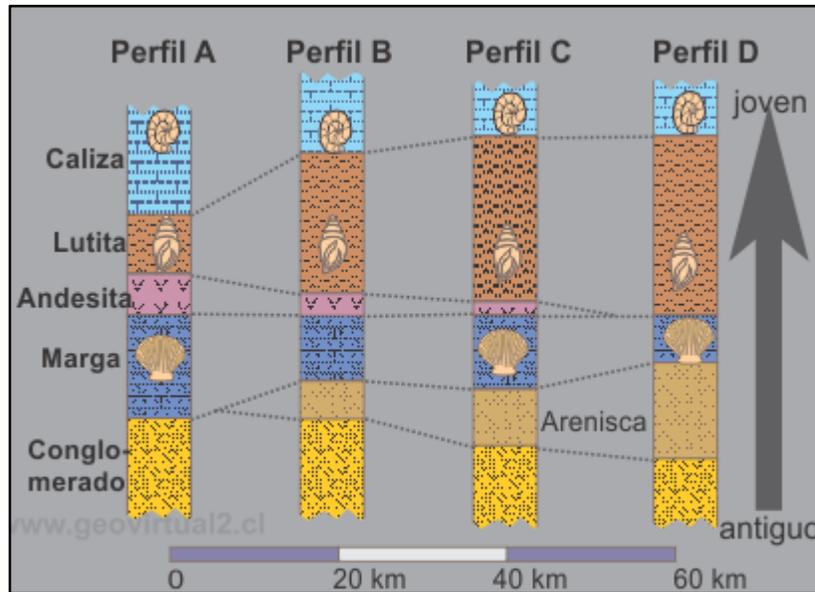


Fuente: FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela, 2001. Capítulo 2. P. 26.

- **Continuidad de las propiedades de la roca:** este factor afecta la inyectividad dado que se debe tener las mismas características de las rocas desde el pozo

inyector, hasta el pozo productor, como por ejemplo la continuidad de los espesores de arena como se muestra en la **Ilustración 11**; además se debe conocer los tipos de fallas en el yacimiento y si esta falla afecta el paso de los fluido que se encuentra en cada estrato, también es posible tener lentes de arenas no interconectados dando como resultado múltiples yacimientos en el campo.

Ilustración 11. Correlación de estratos



Fuente: GRIEM W. Museo Virtual, Geología. Tiempos, facies y dataciones. 2017. P.1. Disponible en: <http://www.geovirtual2.cl/geologiageneral/ggcap10b.htm>.

- **Saturación de los fluidos:** “para determinar la efectividad de implementar el método de inyección de agua en el reservorio, es importantes tener una alta saturación de aceite residual en fondo que proporcione cantidades considerables de petróleo recuperable; por otra parte se debe tener en cuenta que a una mayor saturación de aceite el comienzo de la inyección va a aumentar la movilidad del aceite que, a su vez, proporcionara una mayor eficiencia de recobro”¹⁴ (véase **Ilustración 12**).

¹⁴ Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook.,2010. Chapter 14. P 914

Ilustración 12 Distribución de los fluidos en una inyección de agua



Fuente: FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela, 2001. Capítulo 2. P. 24.

- **Mecanismo primario de producción:** según el tipo de empuje natural va existir mayor o menor petróleo residual en el yacimiento, el cual se podrá extraer por recobro secundario con el diseño del plan de IOR/EOR según el tipo de empuje primario del reservorio:
 - **Acuíferos:** el tener mecanismo de recuperación primaria normalmente no se necesita implementaría implementar un método de recobro secundario siendo el empuje natural del acuífero efectivo para mantener la energía.
 - **Capa de Gas:** en este caso el mecanismo primario va ser capa de gas y por lo general no se hace una inyección de agua sino una inyección de gas en la parte superior del reservorio.
 - **Gas en Solución:** “son los mejores candidatos para una inyección de agua debido a que la recuperación primaria generalmente será baja”¹⁵

¹⁵ Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook.,2010. Chapter 14. p.915

- **Expansión de la roca y los fluidos:** este mecanismo producirá una reducida cantidad de hidrocarburos, por ende, son óptimos para un mecanismo de inyección.
- **Drenaje gravitacional:** según la estructura e inclinación que se presente en el yacimiento se puede optimizar la producción al mantener la energía del yacimiento con un pozo inyector.

2.4 TIEMPO ÓPTIMO PARA UNA INYECCIÓN

Según Cole (1969) los factores importantes para determina el tiempo óptimo para empezar una inyección son:

- **Viscosidad del aceite:** se debe iniciar la inyección después del punto de burbuja, dado que la viscosidad alcanza su punto mínimo a esa determinada presión, aumentando la movilidad del aceite.
- **Saturación de gas libre:** se desea que la saturación de gas en el yacimiento sea mínima para no saturar los poros con gas al momento de la invasión.
- **Costos de equipos de inyección:** está relacionado con la presión del yacimiento y su presión de fractura, dependiendo de la presión los costos del equipo aumentan.
- **Producción de los pozos:** es importante dado que, si se tiene una alta presión del yacimiento, este es óptimo para una buena productividad, prolongando la vida de este.
- **Efectos del valor del dinero en el tiempo:** según el precio en el tiempo del mantenimiento y la depreciación de los equipos de inyección, al igual que los procesos que se realizan para operar un pozo inyector, va ser rentable o no implementar este tipo de recobro secundario.
- **Vida útil del reservorio:** se centra en los gastos operacionales para mantener la presión en el pozo, por cual la inyección debe ser proyectada e iniciada lo más temprano posible.

Por otra parte, cabe resaltar que estos factores no se realizarían si la saturación de crudo no es grande al terminar la recuperación primaria del crudo, y una alta permeabilidad relativa de aceite.

2.5 EFICIENCIAS DE RECUPERACIÓN DE CRUDO IMPLEMENTANDO INYECCIÓN DE AGUA

La eficiencia de recuperación de crudo se da gracias a tres eficiencias, la eficiencia de desplazamiento, la eficiencia vertical y la eficiencia areal como se muestra en la **Ecuación 1**, denotada en término de producción al conocer cuanto petróleo inicial había en el yacimiento como se muestra en la **Ecuación 2**.

Ecuación 1. Factor de Recobro Total

$$RF = E_D * E_A * E_V$$

Ecuación 2. Petróleo Acumulado producido

$$N_P = N_S * E_D * E_A * E_V$$

Donde:

RF= Factor de recobro total

N_S= Petróleo inicial en yacimiento

N_P= Petróleo acumulado producido

E_D= Eficiencia de desplazamiento

E_A= Eficiencia areal

E_V= Eficiencia vertical

Se debe tener en cuenta que el múltiplo entre la eficiencia areal y la eficiencia vertical se le denomina eficiencia de barrido volumétrico. Por otra parte, existen dos tipos de heterogeneidad que afectan tanto la eficiencia vertical como la areal, esta es:

- **Heterogeneidad Vertical:** este parámetro es importante para tener un buen barrido vertical, puede que existan múltiples capas en una sección vertical con propiedades similares y continuas entre ellas, lo cual sería ideal para generar un buen barrido vertical. Por otro lado, el fluido inyectado puede que se desplace más rápido en una capa que en otras por diferencia de permeabilidad entre capas.
- **Heterogeneidad Areal:** este parámetro es importante al determinar qué tan eficaz es el barrido areal cuando se implementa la inyección de agua, al ser un yacimiento heterogéneo, existirán canales preferentes donde el fluido desplazante pueda canalizarse y llegar a una ruptura temprana.

2.5.1 Eficiencia de Desplazamiento. “Es la fracción de aceite móvil que ha sido desplazado por otro fluido de la zona barrida en cualquier momento dado”¹⁶, en otros términos, se denomina como “el proceso mediante el cual un fluido pasa a ocupar el lugar de otro en un medio poroso, donde generalmente el fluido desplazante es agua o gas, el desplazado es el petróleo”¹⁷. (Véase **Ecuación 3**).

La eficiencia de desplazamiento se puede expresar como:

Ecuación 3. Eficiencia de Desplazamiento

$$E_D = \frac{\text{Volumen de petróleo al inicio de la inyección} - \text{Volumen de petróleo remanente}}{\text{Volumen de petróleo al inicio de la inyección}}$$

$$E_D = \frac{S_{OP} - S_{Oi}}{S_{Oi}} = \frac{S_{Wp} - S_{Wc} - S_g}{1 - S_{Wc} - S_g}$$

Donde:

E_D= Eficiencia de Desplazamiento

S_{Op}= Saturación de petróleo promedio

S_{Oi}= Saturación de petróleo inicial

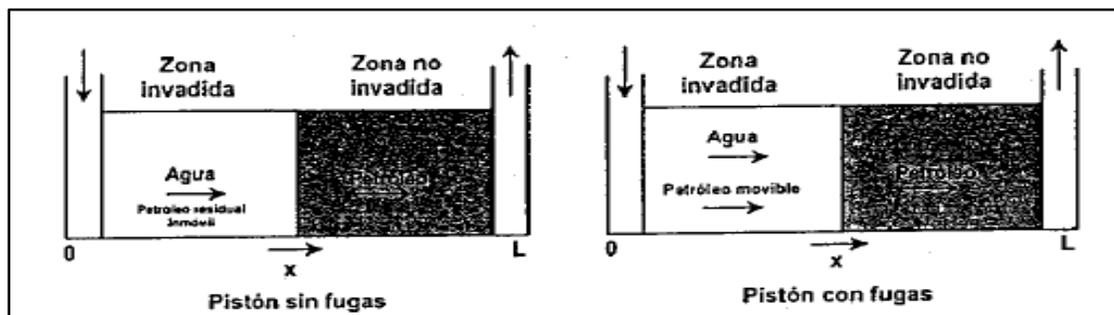
S_{Wp}= Saturación de agua promedio

S_{Wc}= Saturación de agua connata

S_g= Saturación de gas

2.5.1.1 Tipos de Desplazamientos. Se tiene dos tipos de desplazamientos como se muestra en la **Ilustración 13**:

Ilustración 13. Tipos de Desplazamiento



Fuente: FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela, 2001. Capítulo 4. P. 74.

¹⁶ Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook.,2010. Chapter 14. p.934

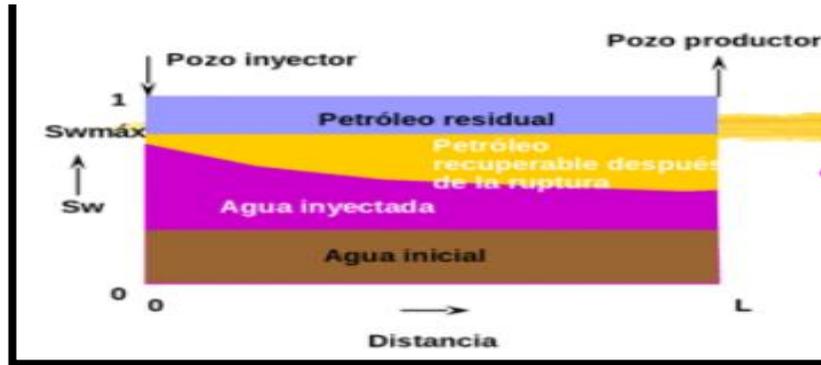
¹⁷ Ferrer, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela, 2001. Capítulo 4. P. 72.

- **Tipo pistón sin fuga:** ocurre cuando el petróleo remanente en el reservorio es desplazado de manera homogénea sin cabida a presencia de crudo dentro del agua inyectada, generando una barrera uniforme.
- **Tipo pistón con fuga:** en este caso ocurre lo contrario, parte del petróleo no se desplaza uniformemente dando lugar a una zona donde se esté moviendo dos fases a medida que pasa el tiempo.

2.5.1.2 Proceso de desplazamiento entre fluidos inmiscibles. Gracias al movimiento entre el fluido desplazante y el fluido desplazado a medida que se va inyectando, se generan diferentes etapas durante este proceso las cuales son:

- **Etapas 1. Condiciones Iniciales antes de la inyección:** se considera un yacimiento homogéneo donde las saturaciones son constantes, en el cual la presión de yacimiento está por debajo de la presión de burbuja y por ende existirá una fase de gas presente en el reservorio.
- **Etapas 2. Invasión a un tiempo determinado:** inicia el desplazamiento del petróleo generando un banco de aceite y a su vez una acumulación y desplazamiento del gas hacia los pozos productores, en esta etapa va a ver un aumento de la presión en las zonas cercanas al pozo inyector.
- **Etapas 3. Llame:** el gas remanente es extraído del yacimiento y otra parte disuelto en el crudo para posteriormente comenzar la producción de petróleo, en esta etapa la cantidad de agua inyectada debe ser igual al volumen que ocupaba el gas.
- **Etapas 4. Ruptura:** el agua inyectada llega a los pozos productores dando inicio a un aumento en el WOR, en esta etapa parte del aceite residual quedará en el yacimiento y otra parte se producirá, se debe tener en cuenta que por gravedad el agua irrumpirá más rápido en la parte inferior del yacimiento e igualmente la existencia de capas con diferencias de permeabilidad afectará que tan rápido el agua irrumpa en los pozos productores muestra en la **Ilustración 14.**

Ilustración 14. Irrupción del agua



Fuente: México Document. Inyección de Agua. México, 2014. P. 15.
 Disponible en: <https://vdocuments.mx/inyeccion-de-agua.html>.

- **Etap 5. Posterior a la Ruptura:** en esta etapa hay producción de agua y petróleo en los pozos productores y se finalizará cuando el proyecto de inyección llegue a su límite económico.

2.5.1.3 Ecuaciones de desplazamiento propuestas por Buckley y Leverett.

Una de las incógnitas evidenciadas respecto a la eficiencia de desplazamiento, fue un aumento continuo de la eficiencia a medida que aumentaba la saturación de agua con el tiempo, por ende, en 1942 los científicos Buckley y Leverett desarrollaron una teoría denominada teoría de desplazamiento frontal la cual básicamente relaciono estas dos variables en dos ecuaciones como lo son:

- **Ecuación de Flujo Fraccional:** “es propuesta en 1941 por Leverett y se define como el caudal de agua dividido por el caudal tota siendo el caudal total la sumatoria entre el caudal de los dos fluidos inmiscibles agua y petróleo”¹⁸, se asume una formación homogénea saturada con petróleo y con la presencia de agua connata, sometida a la inyección de fluidos a una tasa (qt). La ecuación general del flujo fraccional con datos de campo es representada como (véase **Ecuación 4**):

Ecuación 4. Flujo Fraccional

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} = \frac{1 + 1,127 \frac{k_o A}{\mu_o q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial X} - C \Delta \rho g \sin(\alpha) \right)}{1 + \frac{k_o \mu_o}{\dots}}$$

En la **Ilustración 15** se muestra los tres casos básicos para representar la ecuación de flujo fraccional donde siempre influye directamente la ecuación de Darcy, en

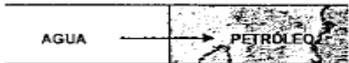
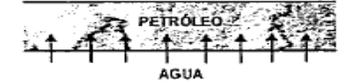
¹⁸ Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook.,2010. Chapter 14. p.936

ella, es considerando un estado estacionario entre el agua y el petróleo, y el volumen poroso debe estar en forma lineal como se muestra en la **Ilustración 16**, en cuanto a las arenas deben estar preferencialmente mojadas por agua.

Es importante la ecuación de flujo fraccional dado que esta puede determinar las tasas de flujo del petróleo y agua en cualquier punto dado, y su comportamiento está en función de la saturación de agua; la ecuación es posible representarla en forma gráfica como se muestra en la **Ilustración 17** y relacionarla con las curvas de permeabilidad efectiva y relativas en función de la saturación de agua.

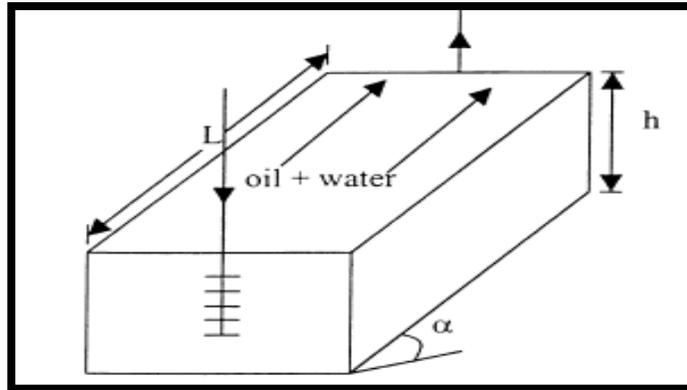
Por otra parte, la gráfica de flujo fraccional puede ser afectada por diferentes factores como lo son el buzamiento, la humectabilidad, la tasa de inyección y la viscosidad del agua y del petróleo; estos factores podrían afectar de forma positiva o negativa la eficiencia en cómo se va inyectar el agua y su desplazamiento

Ilustración 15. Ecuaciones Simplificadas del flujo fraccional de agua

Casos	Ecuación
<p>Avance horizontal del frente de invasión en yacimientos horizontales.</p> 	<p>En este caso $\alpha = 0$ y, además, se considera que los efectos capilares son muy pequeños, $\frac{\partial P_c}{\partial x} \rightarrow 0$</p> $f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad \text{ó} \quad f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad (4.14)$ <p>la cual se reconoce como Fórmula Simplificada del Flujo Fraccional</p>
<p>Avance del frente de invasión, buzamiento arriba.</p> 	<p>En este caso $\alpha > 0^\circ$ y $\frac{\partial P_c}{\partial x} \rightarrow 0$</p> $f_w = \frac{1 - 0,488 \frac{k_{ro} A}{\mu_o q_i} \Delta y \text{sen } \alpha}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad (4.15)$
<p>Avance vertical del frente de invasión.</p> 	<p>En este caso $\alpha = 90^\circ$, $\text{sen } \alpha = 1$ y $\frac{\partial P_c}{\partial x} \rightarrow 0$</p> $f_w = \frac{1 - 0,488 \frac{k_{ro} A}{\mu_o q_i} \Delta y}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad (4.16)$

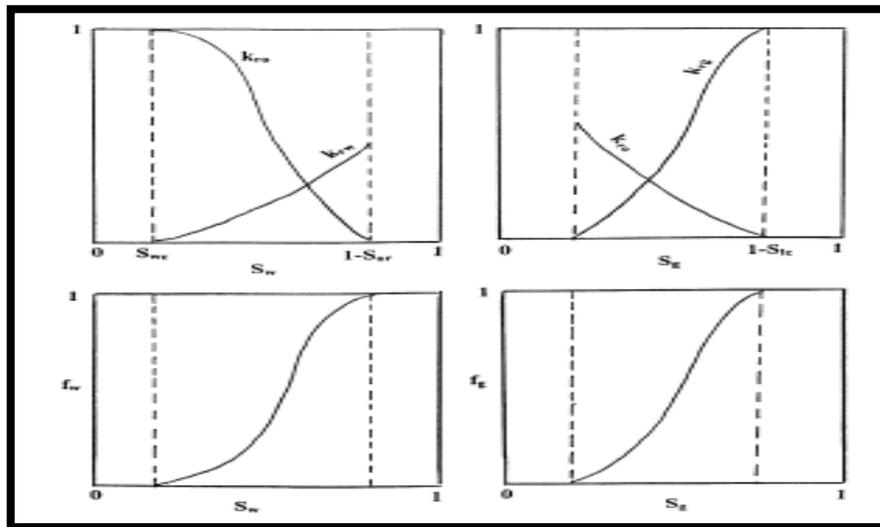
Fuente: FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela, 2001. Capítulo 4. P. 84.

Ilustración 16. Desplazamiento lineal en un sistema inclinado



Fuente: AHMED T. Reservoir Engineering Handbook.,2010. Chapter 14. p.937.

Ilustración 17. Flujo fraccional en función de la saturación



Fuente: AHMED T. Reservoir Engineering Handbook.,2010. Chapter 14. p.942.

- **Ecuación de Avance Frontal:** fue creada en 1942 por Buckley y Leverett la cual sirve para describir el desplazamiento inmisible en una sola dimensión¹⁹, en otras palabras, se utiliza para determinar la distancia del frente de agua desde el pozo inyector y la velocidad del frente de saturación constante, como se muestra en la **Ecuación 5** la cual esta derivada de la ecuación de balance de materiales para desplazamiento de fluidos.

¹⁹ BUCKLEY, S. E. y LEVERETT, M.S. Mechanisms of Fluid Displacement in Sand, Trans, AIME. 1942. P.107-116.

Ecuación 5. Avance Frontal

$$(X)_{S_w} = \frac{5.615 W_{inj}}{\phi A} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S} \right)_{S_w}$$

$$W_{inj} = t i_w$$

W_{inj} = Agua inyectada acumulada, bls

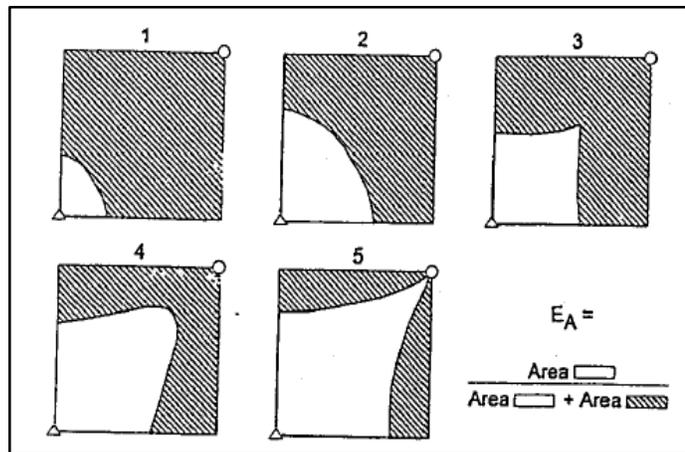
$(X)_{S_w}$ =Distancia desde la inyección a cualquier valor de saturación (S_w), dado, ft

t = Tiempo

i_w = Caudal de inyección de agua, bls/día

2.5.2 Eficiencia de Barrido Areal (EA). Es la fracción areal horizontal de petróleo que es desplazada en el yacimiento con respecto al área total horizontal del yacimiento como se muestra en la **Ilustración 18**.

Ilustración 18. Barrido areal a diferentes tiempos



Fuente: FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela, 2001. Capítulo 5. P. 142.

La eficiencia de barrido areal está afectada por diferentes factores, algunos son incontrolables como las propiedades de las rocas (porosidad, permeabilidad, conductividad) y las propiedades del sistema roca-fluido (permeabilidad relativa, presión capilar), y otros que pueden modificarse como lo son:

- **Razón de Movilidad (M):** es la relación entre la multiplicación de la permeabilidad relativa del agua con la viscosidad del petróleo y la multiplicación de la permeabilidad relativa del petróleo con la viscosidad del agua, como se muestra en la **Ecuación 6**.

Este parámetro afecta en gran medida el comportamiento del agua inyectada dentro del yacimiento; se debe tener en cuenta, que, al aumentar la razón de movilidad, la eficiencia de barrido areal disminuirá; este efecto es generado como consecuencia de una menor viscosidad del crudo que la del agua, y un fácil desplazamiento del agua entre las gargantas de poro. Según Craig y col. (1955) se puede determinar que a una mayor relación de movilidad mejor será la producción de crudo después de la ruptura.

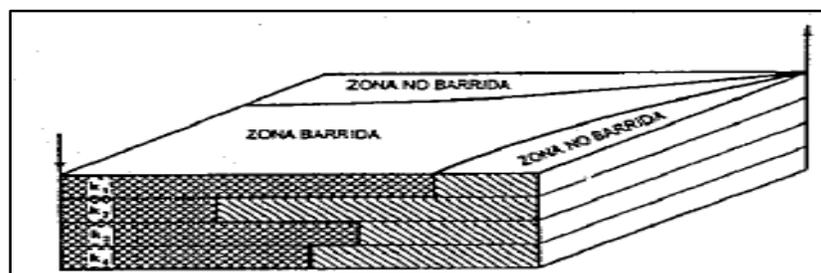
Ecuación 6. Razón de Movilidad

$$M = \frac{K_{rw}\mu_o}{K_{ro}\mu_w}$$

- **Patrones de Inyección:** según la ubicación entre los pozos productores e inyectores, y dependiendo del tipo de inyección que se va a implementar, se podrá generar una mayor producción de petróleo en el campo.
- **Agua acumulada inyectada:** gracias a la generación de un banco de agua después de la ruptura se va generar un mejor barrido en el yacimiento aportando así una mayor recuperación de petróleo remanente en el campo.
- **Distribución de la presión entre los pozos inyectores y productores:** se debe controlar la presión dentro del yacimiento al implementar el método de inyección de agua, evitando sobrepasar la presión de fractura la cual generaría nuevos canales óptimos para canalizaciones de agua.

2.5.3 Eficiencia de Barrido Vertical. “Se define como la relación entre la fracción de área vertical invadida y el área total vertical que puede invadirse”²⁰ como se muestra en la **Ilustración 19**.

Ilustración 19. Eficiencia de barrido vertical entre capas



Fuente: FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela, 2001. Capítulo 5. P. 152.

²⁰ Ferrer, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela, 2001. Capítulo 6. P. 151.

Los factores que afectan esta eficiencia principalmente son:

- **Heterogeneidad del yacimiento:** se determina por medio de parámetros estadísticos como lo son los de Dykstra y Parsons como se muestra en **Ecuación 7** donde entre menor sea la variación más heterogénea es el yacimiento y viceversa.

Ecuación 7. Variación de la permeabilidad Dykstra Parson

$$V = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}}$$

Fuente. AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. USA, 2006.p. 263.

- **Razón de Movilidad:** al aumentar la razón de movilidad disminuirá la eficiencia de barrido vertical, esto como consecuencia de las permeabilidades no uniformes, cualquier fluido inyectado tenderá a moverse a través del reservorio con un frente irregular, en las partes más permeables, el agua inyectada viajará más rápidamente que en la zona menos permeable.
- **Volumen de fluido Inyectado:** a medida que pasa el tiempo la eficiencia de barrido vertical aumentara al incrementar el volumen de fluido inyectado.

2.6 CANALIZACION DE AGUA

Denominada irrupción temprana de agua debido a una permeabilidad no uniforme en el yacimiento, provocando una ineficiente recuperación de petróleo. Las canalizaciones se pueden generar por diferentes variables, una de ellas es la estructura geológica del yacimiento, donde pueden existir wormholes los cuales son “canales de alta permeabilidad y alta porosidad que se desarrollan cuando se produce petróleo pesado de manera simultánea con arena”²¹. También puede existir fracturas naturales de alta permeabilidad que conecten con el pozo productor canalizando el agua por esta zona, igualmente estas fracturas pueden comunicar una capa de menor permeabilidad con una capa de mayor permeabilidad facilitando el flujo del agua hacia los pozos productores.

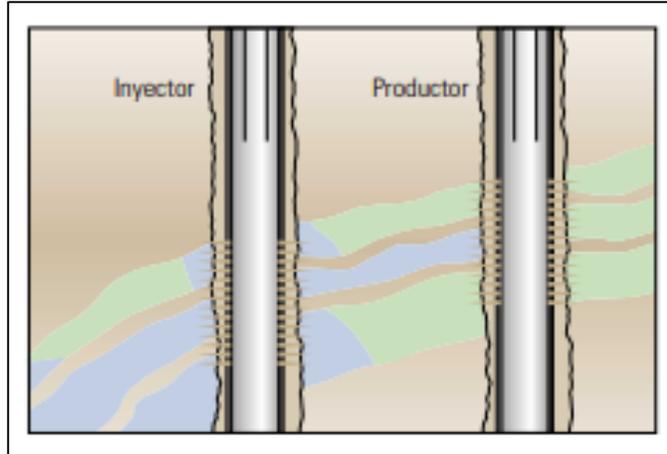
A continuación, se describen diferentes problemas de canalizaciones:

- **Capa inundada sin flujo transversal:** no hay flujo cruzado entre las capas por la presencia de una barrera de arcilla, solamente una de estas capas va estar

²¹ Schlumberger. Agujeros de gusano. Oilfield Glossary.2018 Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/wormhole.aspx>

inundación con agua por presentar el nivel más alto de permeabilidad. (Ver **Ilustración 20**).

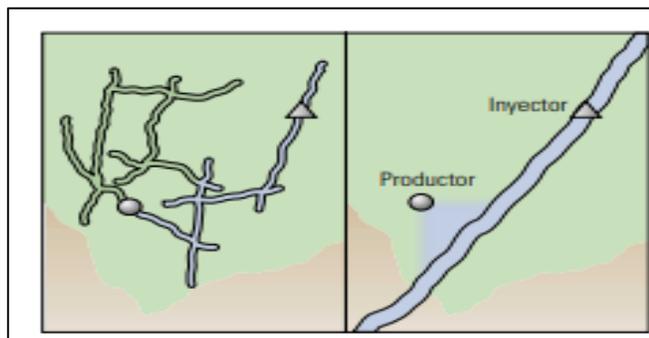
Ilustración 20. Capa inundada sin flujo transversal



Fuente: BAILEY B., CRABTREE M., TYRIE J., ELPHICK J., KUCHUK F., ROMANO C., ROOHART L., Control de Agua. Oilfield Review. 2000.

- **Fracturas o fallas entre inyector y productor:** “en formaciones naturalmente fracturadas bajo el proceso de inyección el agua puede llegar rápidamente a los pozos productores y darse ruptura temprana, este fenómeno se produce en forma habitual cuando el sistema de fracturas es extenso fisurado.”²² (Ver **Ilustración 21**).

Ilustración 21. Fracturas o fallas entre inyector y productor

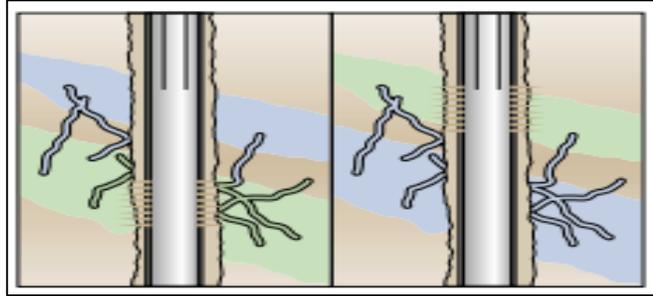


Fuente: BAILEY B., CRABTREE M., TYRIE J., ELPHICK J., KUCHUK F., ROMANO C., ROOHART L., Control de Agua. Oilfield Review. 2000.

²² Bailey B., Crabtree M., Tyrie J., Elphick J., Kuchuk F., Romano C., Roohart L., Control de Agua. Oilfield Review. 2000.p 36.

- **Fracturas o fallas en una capa de agua:** como se puede ver en la **Ilustración 22**, gracias a fracturas o fallas se generó una conexión entre la capa que contiene volúmenes de agua y la capa que contiene el petróleo, formando así canales de alta permeabilidad por donde el agua le queda más fácil pasar, en yacimientos de carbonatos normalmente las fracturas suelen ser casi verticales.

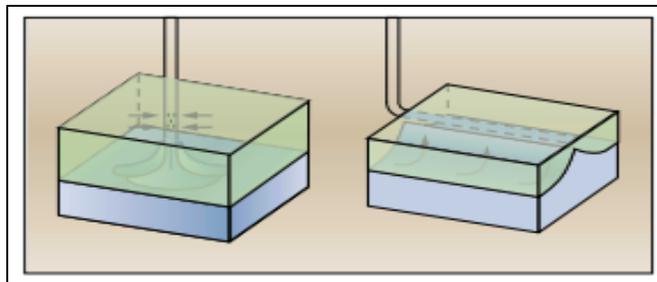
Ilustración 22. Fracturas o fallas en una capa de agua



Fuente: BAILEY B., CRABTREE M., TYRIE J., ELPHICK J., KUCHUK F., ROMANO C., ROOHART L., Control de Agua. Oilfield Review. 2000.

- **Conificación:** este fenómeno es un cambio producido en el contacto agua petróleo como se muestra en la **Ilustración 23** se forma una especie de cono como resultado de las caídas de presión durante la producción, este problema es común cuando se realizan los cañoneos de los pozos cerca a los contactos agua petróleo y se tiene una formación con una alta permeabilidad vertical.

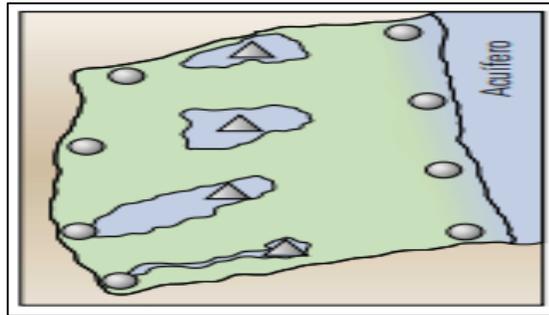
Ilustración 23. Conificación



Fuente: BAILEY B., CRABTREE M., TYRIE J., ELPHICK J., KUCHUK F., ROMANO C., ROOHART L., Control de Agua. Oilfield Review. 2000.

- **Barrido areal deficiente:** este fenómeno se da principalmente por la anisotropía del yacimiento la cual dependiendo del ángulo en que fluya el agua dentro de las gargantas de poros, va cambiar su permeabilidad, como se muestra en la **Ilustración 24** en algunos casos la dispersión del agua inyectada no va ser uniforme respecto al área que se desea barrer.

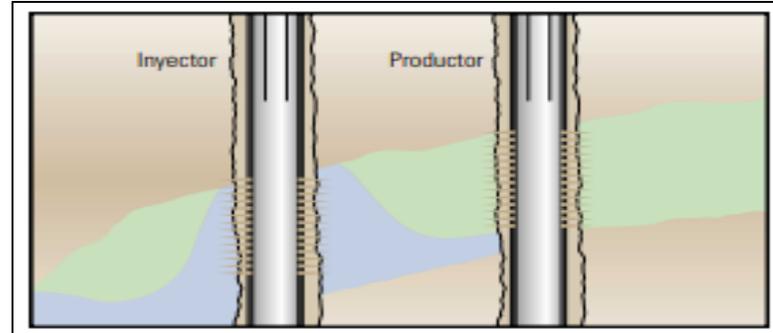
Ilustración 24. Barrido areal deficiente



Fuente: BAILEY B., CRABTREE M., TYRIE J., ELPHICK J., KUCHUK F., ROMANO C., ROOHART L., Control de Agua. Oilfield Review. 2000.

- **Segregación gravitacional:** Dado a la diferencia de densidades entre el agua y el crudo, gran parte del agua tenderá a posicionarse en el fondo del yacimiento generando una ruptura temprana en los intervalos cañoneados más profundos del pozo productor, ese efecto es pronunciado en reservorios con un gran espesor y buena permeabilidad vertical. (Ver **Ilustración 25**)

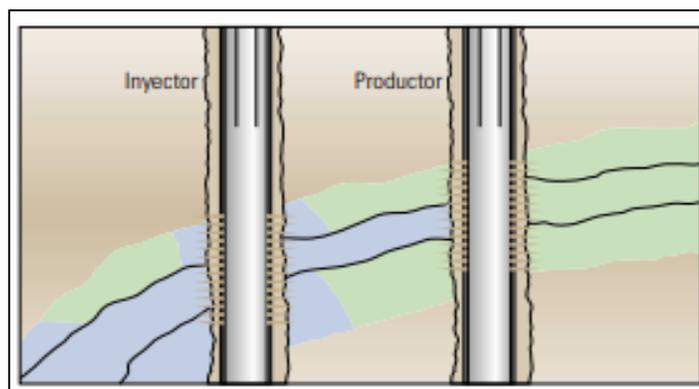
Ilustración 25. Segregación gravitacional



Fuente: BAILEY B., CRABTREE M., TYRIE J., ELPHICK J., KUCHUK F., ROMANO C., ROOHART L., Control de Agua. Oilfield Review. 2000.

- **Capa inundada con flujo transversal:** como se muestra en la **Ilustración 26** cuando existen capas sin flujo transversal entre ellas y dado a una barrera impermeable, se va generar un canal preferencial para el agua en donde se va llegar a una ruptura más temprana al pozo productor.

Ilustración 26. Capa inundada con flujo transversal



Fuente: BAILEY B., CRABTREE M., TYRIE J., ELPHICK J., KUCHUK F., ROMANO C., ROOHART L., Control de Agua. Oilfield Review. 2000.

2.7 MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA

“Los métodos de predicción son un conjunto de ecuaciones que se aplican para simular el comportamiento esperado en un yacimiento al pasar el tiempo y pronosticar su futuro como lo es: tiempo de ruptura, petróleo recuperado, caudales, esquemas de inyección y producción antes y después de la ruptura.”²³. Entre el gran número de técnicas se pueden destacar:

- **Métodos volumétricos:** es un método que estima el recobro esperado por la Inyección de agua y se representa en la **Ecuación 8**.

Ecuación 8. Recobro Final por inyeccion de agua

$$\text{Recobro Final por inyeccion de agua} = N (BN) * ER$$

Este método utiliza corazones para determinar la porosidad y la saturación, al igual que mapas isopacos para determinar el volumen del yacimiento, gracias a estos datos se determina el aceite original in situ y el recobro final; este método no predice el comportamiento en el tiempo de la producción de aceite.

²³ Ferrer, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela, 2001. Capítulo 7. P. 201.

- **Métodos empíricos:** “se basan en correlaciones entre propiedades de las roca y los flujos y ajustes del comportamiento historio de producción e inyección de otros yacimientos cercanos.”²⁴
- **Simuladores de yacimiento:** son los más usados actualmente por su rapidez y eficiencia, principalmente estos simuladores están decodificados con diferentes métodos tanto analíticos como numéricos, con la intención de tener un buen manejo de la inyección, monitoreo del comportamiento del yacimiento y entrega de un estimado del recobro final, utilizando los diferentes tipos de recobro secundario o terciario.
- **Métodos analíticos:** son métodos postulados por diferentes autores los cuales consideran parámetros como son tipo de desplazamiento, heterogeneidad del yacimiento tipos de eficiencia de barrido.
 - **Según su tipo de desplazamiento:**
 - ✓ Buckley-Leverett
 - ✓ Craig-Geffen-Morse
 - ✓ Roberts
 - ✓ Higgins y Leighton
 - ✓ Rapport, Carpenter y Leas
 - **Según la heterogeneidad del yacimiento:**
 - ✓ Jhonson
 - ✓ Stiles
 - ✓ Dykstra y Parson
 - ✓ Yuster y Calhoun
 - **Según su la eficiencia de barrido areal:**
 - ✓ Muskat
 - ✓ Hurst
 - ✓ Caudle y Witte
 - ✓ Aronofsky

Para el cumplimiento de los objetivos de este trabajo de investigación, se utilizará el método analítico de Craig Geffen y Morse, pues este es utilizado por el software ASIA.

²⁴ Castro, R. Gordillo, M. Historia y Criterios Empíricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Colombia. 2005. P.60-61.

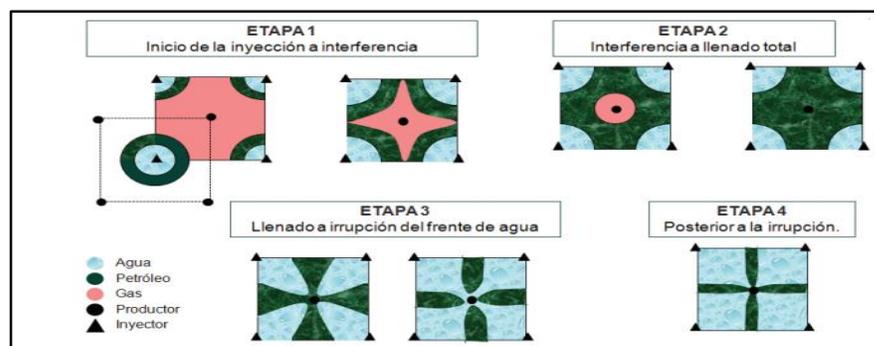
2.8 METODO DE CRAIG, GEFFEN Y MORSE

“Este método asume los efectos de la eficiencia areal, mecanismos de desplazamiento, una eficiencia vertical del 100%, estratigrafía e inyectividad variable, para predecir el comportamiento de yacimientos sometidos a inyección de agua en un arreglo de cinco pozos.”²⁵, el método es posible utilizarlo si hay presencia o no de gas en el reservorio. Para determinar la eficiencia del barrido areal antes y después de la ruptura se determinaron cuatro etapas (véase **Ilustración 27**):

- **Etapa I.** Se da a inicio de la inyección de agua, y finaliza comenzando la interferencia, momento en el cual los bancos de petróleo están formados alrededor de los pozos inyectores.
- **Etapa II.** Va desde la interferencia hasta que todo el espacio poroso ocupado por el gas se llene de agua inyectada, esta parte de la etapa es denominada llene.
- **Etapa III.** Va desde el llene hasta la irrupción del agua a los pozos productores denominada ruptura, la producción de petróleo se inicia al comenzar esta etapa.
- **Etapa IV.** La última etapa va desde la ruptura hasta el límite económico del proyecto de recobro secundario.

Estas cuatro etapas se pueden evidenciar en la **Ilustración 27** expresados en una sola capa.

Ilustración 27. Etapas Método CGM



Fuente: MAYORGA, C. MORA, C. CASTRO, R. ORDOÑEZ, R. PAREDES, E. Predicción Del Proceso De Inyección De Agua Mediante Simulación Analítica: Sector Norte Del Campo Lisama, Formación Mugrosa, Método Craig Geffen Y Morse. Colombia. 2010. P. 65.

²⁵ Ferrer, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela, 2001. Capítulo 7. P. 241.

Para iniciar con el método analítico de Craig, Geffen y Morse, se debe tener los siguientes datos:

- Volumen poroso
- Aceite in-situ al inicio de la inyección
- Relación de Movilidad
- Determinación de la eficiencia de barrido a la ruptura de agua usando la razón de movilidad y las correlaciones
- Determinación de la máxima saturación de gas
- Agua acumulada al momento de la interferencia
- Agua acumulada al momento del llene
- Agua acumulada al momento de la ruptura

2.9 SOFTWARE ASIA

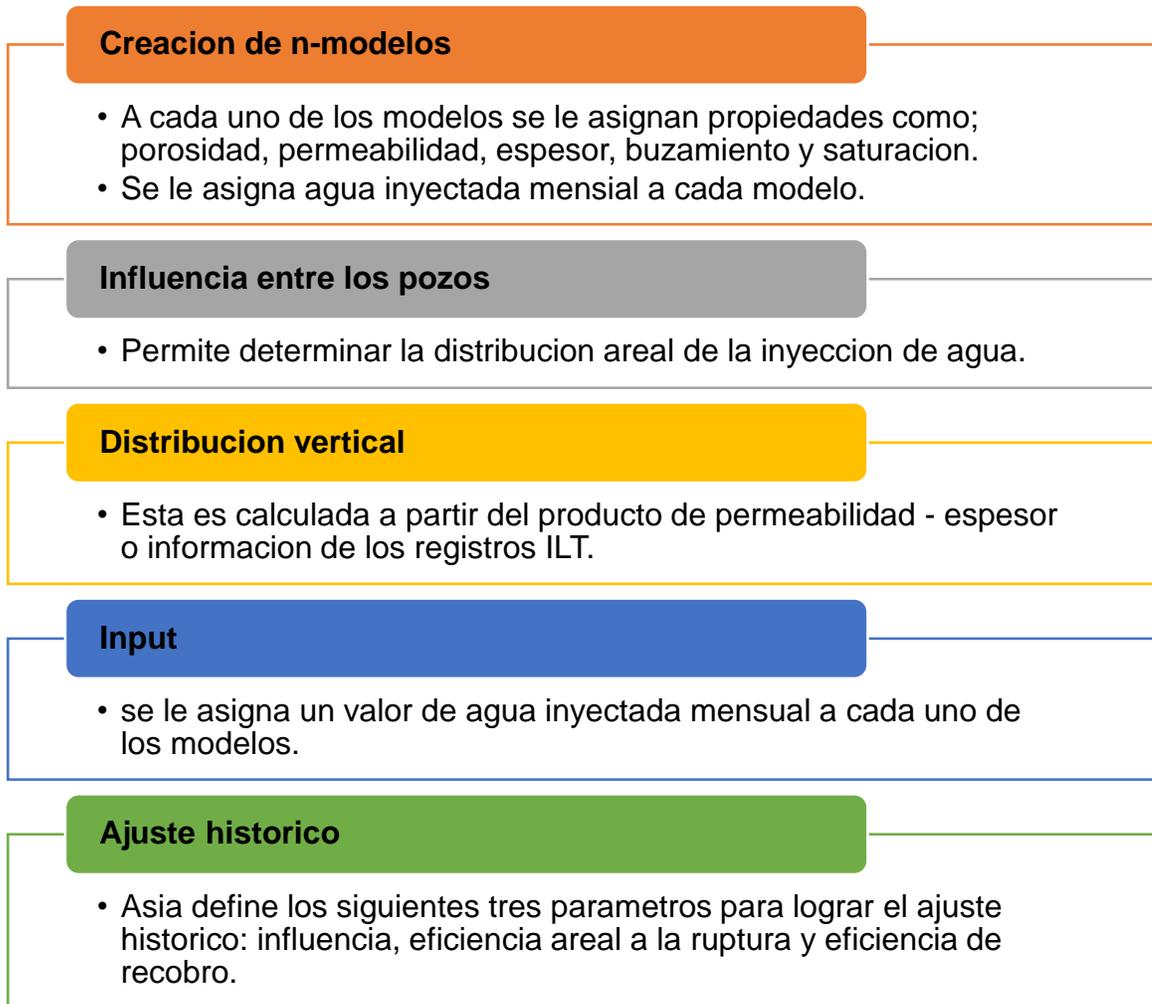
El software ASIA se basa en el método CGM (Craig, Geffen y Morse) que tiene como fin evaluar el comportamiento de un proceso de inyección de agua, mediante el modelamiento de la producción agua-aceite y compararla con el histórico de producción del campo²⁶.

A continuación, se hace una descripción de la información que requiere simulador ASIA, la cual es importante al momento de asignar y modificar diferentes parámetros de los modelos, con el objetivo de evaluar diferentes esquemas de inyección de agua en un Campo²⁷.(véase **Diagrama 1**).

²⁶ Mayorga, E., & Mora, C. (2008) “Predicción analítica de la inyección de agua en el área norte del campo Lisama- formación Mugrosa usando el Método de Craig Geffen y Morse”. Revista de investigación, 68.P.

²⁷ Instituto Colombiano del Petróleo (2005). Manual Técnico Asia 2005. Piedecuesta Colombia.

Diagrama 1. Datos básicos para creación de modelo en el Software Asia

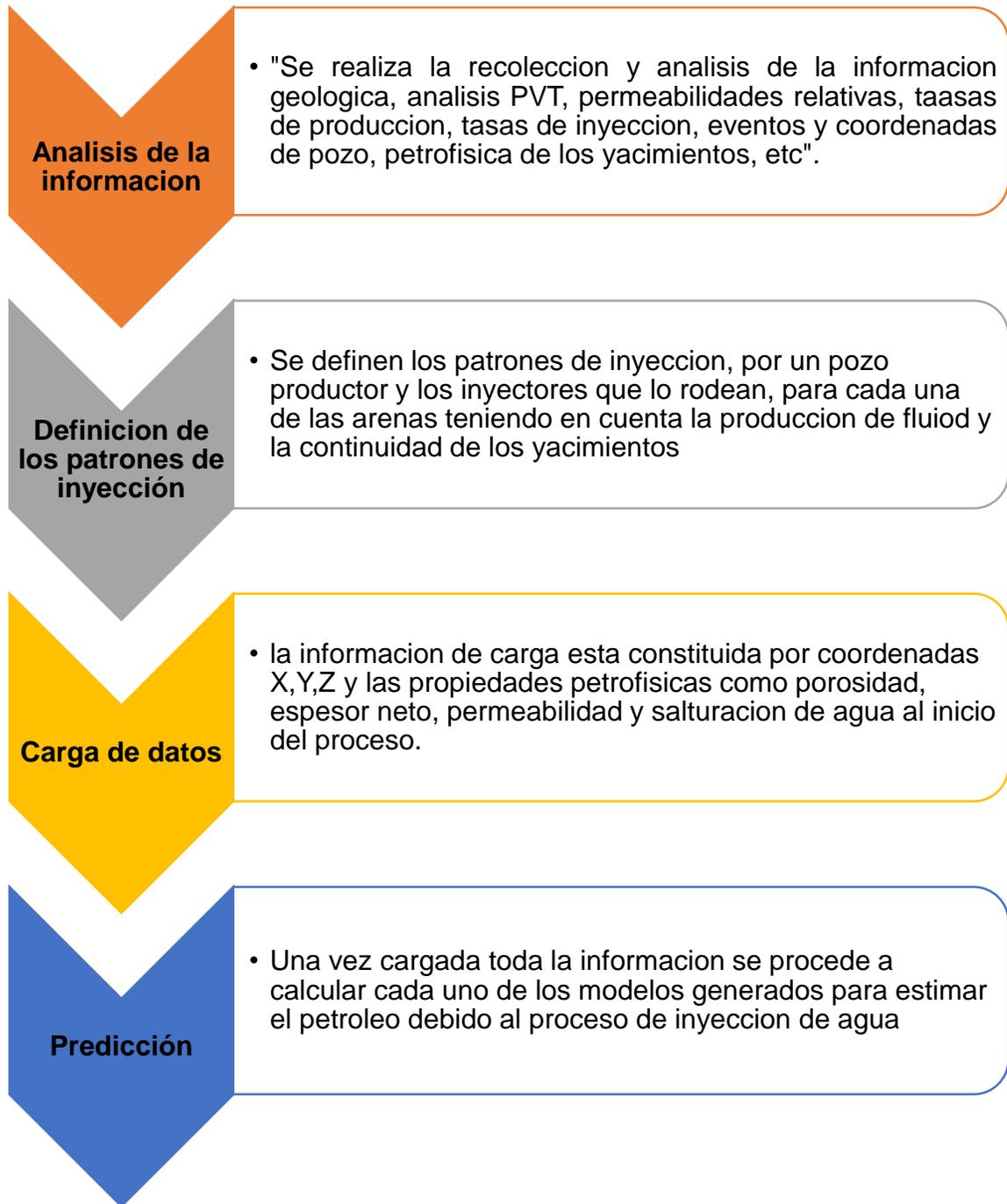


Fuente: Elaboración Propia.

El **Diagrama 2** a continuación describe la metodología utilizada para lograr predecir el comportamiento de producción al implementar un sistema de inyección de agua en un campo²⁸.

²⁸ MAYORGA, E., MORA, C. (2008) "Predicción analítica de la inyección de agua en el área norte del campo Lisama- formación Mugrosa usando el Método de Craig Geffen y Morse". Revista de investigación, 66-68. P.

Diagrama 2. Metodología del Software ASIA



Fuente: Elaboración Propia.

3. PROPIEDADES DEL MODELO ESTÁTICO

3.1 DEFINICIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL MODELO

Se definen las propiedades estáticas basándose en el modelo de inyección de agua suministrado por el Instituto Colombiano del petróleo. La siguiente información fue recolectada en la base de datos (OFM) para el Campo Galán:

- Coordenadas de pozos (X, Y, Z)
- Porosidad
- Permeabilidad
- Saturación de agua
- Espesor

La clasificación de los pozos se realizó de la siguiente manera:

- 0 - Pozo activo
- 1 – Pozo inactivo
- 2 – Pozo abandonado
- 3 – Pozo seco

Los datos de propiedades estáticas de la formación Colorado (Zona A), fueron organizados en tablas como se observa en la **Ilustración 28**, las cuales están contenidas en el modelo ASIA.

Ilustración 28. Información básica petrofísica para las arenas A1 y A2.

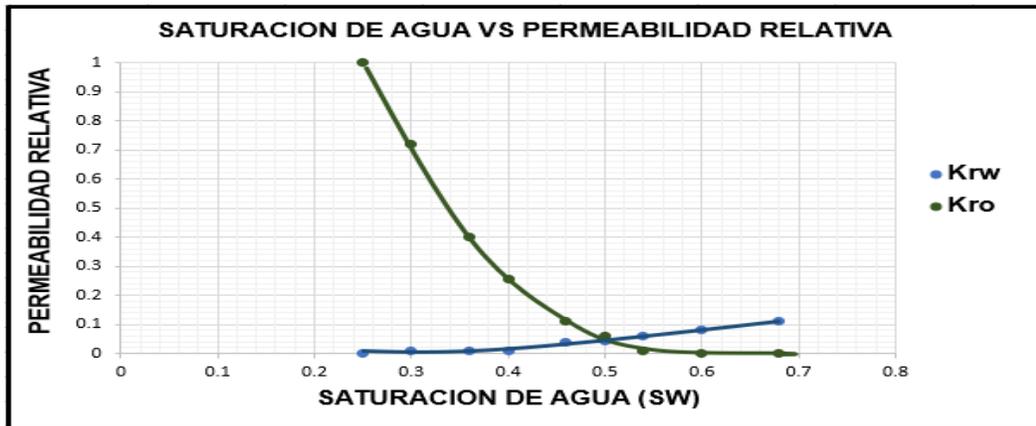
ARENA	POZO	CoordenadaX	CoordenadaY	CoordenadaZ	POROSIDAD	ESPESOR	PERMEABILIDAD	SATURACION DE AGUA INICIAL
A1	GALN0001	1020115	1275197	2528	0.2393	78	254	0.3017
A2	GALN0001	1020115	1275197	3177	0.2305	50	255	0.2830
A3	GALN0001	1020115	1275197	3621	0.2328	20	232	0.2832
A1	GALN0002	1020067	1275787	2911	0.2393	37	254	0.3017
A1	GALN0003	1020655	1274829	2722	0.2393	127	254	0.3017

Fuente. BUSTAMANTE, D., MORENO, E. Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre. Colombia, 2009. P.74.

Las curvas de permeabilidades relativas y flujo fraccional del modelo inyección/producción para el Campo Galán, son representativas de las pruebas de

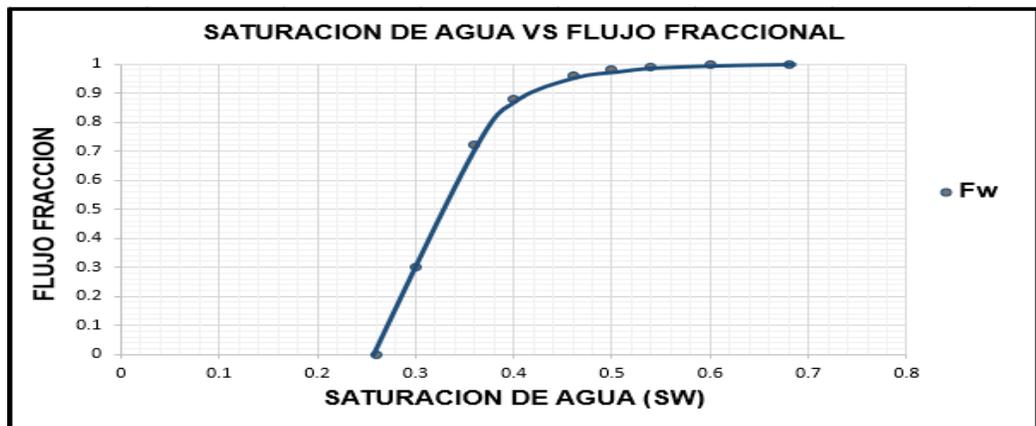
laboratorio de muestra de núcleo del pozo GAL0001N ²⁹ como se muestra en la **Gráfica 2** y **Gráfica 3**

Gráfica 2. Curvas de permeabilidad agua y aceite



Fuente. BUSTAMANTE, D., MORENO, E. Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre. Colombia, 2009. P.74. Modificado por los autores

Gráfica 3. Curva de flujo fraccional Campo Galán



Fuente. BUSTAMANTE, D., MORENO, E. Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre. Colombia, 2009. P.74. Modificado por los autores

Las curvas de permeabilidades relativas muestran el comportamiento de un yacimiento con mojabilidad mixta, en donde unos granos son humedecidos por

²⁹ Bustamante, D., & Moreno, E. Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre. Colombia, 2009. p.75.

agua y otros por petróleo, los cual representa una saturación de 50% en donde se cortan las dos curvas Kro y Krw, además, según el comportamiento en la curva de flujo fraccional se puede ver baja eficiencia de barrido debido a la forma lineal de pendiente entre los rangos 0 – 0.9 para los valores fw en un corto rango de saturación de agua, lo cual indica rápida ruptura en los pozos productores.

Las propiedades PVT descritas en la **Tabla 3** se calcularon teóricamente, a su vez se tomaron datos de pozos análogos (LLAN0010 – Campo Llanito) que han sido probados y muestran similares propiedades a las del Campo Galán puesto que están ubicados en la misma cuenca y producen de las formaciones Mugrosa y Colorado, las densidades y composiciones del agua también son implementadas en el proceso de inyección.

Se presentan datos de viscosidades para el agua y petróleo, importantes en todos los procesos de producción, transporte, refinación y petroquímica. También se tienen datos de factor volumétrico para agua, gas y crudo, los cuales se dimensionan como el volumen en barriles que cada uno de los fluidos a condiciones estándar ocupa en el yacimiento, asimismo saturaciones de petróleo residual y su permeabilidad relativa; siendo estos indicadores representativos del comportamiento que podría tener el fluido en el yacimiento.

Tabla 3. PVT representativo para el Campo Galán – San Silvestre

Kro@Swirr	1	Krel GALAN0001N 6465 ft
μ_w	0.579552 cp	Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías, CRANE, pág. A-3 @ 120 °F
ρ_w	61.7132 lb/cp	Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías, CRANE, pág. A-11 @ 120 °F
Bw	1 RB/STB	Dato ideal
Sor	32%	Krel GAL0001N 6465 ft
Krw@Sor	0.109	Krel GALN0001N 6465 ft
μ_o	52.75 cp	PVT LLAN0010 6465 @ Pb
ρ_o	0.907 lb/pc	PVT LLAN0010 6465 @ Pb
Bo	1.0614 rb/stb	PVT LLAN0010 6465 @ Pb
Sg	0.15	Metodología Dr. Ganesh Thakur

Fuente. BUSTAMANTE, D., MORENO, E. Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre. Colombia, 2009. p.42.

3.2 DEFINICIÓN DE LOS MODELOS DE INYECCION

Los datos de volúmenes de inyección de agua para el Campo Galán se extrajeron de las tablas de propiedades para los pozos del modelo, en la **Ilustración 29** se puede observar un ejemplo del Pozo GALN00029, su información está organizada

por fechas, volúmenes de agua inyectada, presiones de inyección, y graficas de caudal de agua mensual inyectada vs tiempo, para cada uno de los pozos como se muestra en la **Ilustración 30**.

La información se recopila hasta el año 1986, visto que los datos de producción hasta esa fecha son reales y representativos para realizar el análisis de zonas canalizadas.

Ilustración 29. Datos de propiedades del Pozo GALN00029.

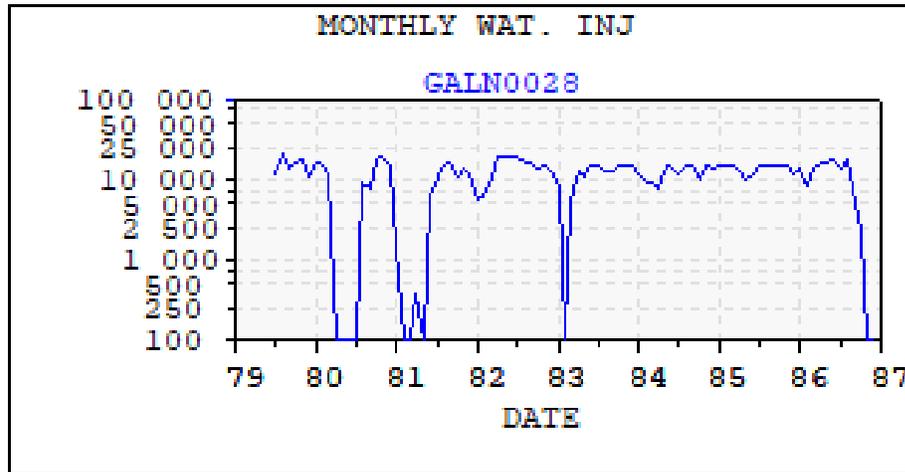
The screenshot shows a software window titled "Properties of GALN0028" with tabs for "General", "Layers", "Models", "Vert. Distribution", and "HICI". The "General" tab is active, showing "WELL NAME" as GALN0028 and "WELL TYPE" as WATER INJECTOR. Below this is a "WELL HISTORY" table with the following data:

DATE	WATER	DAYS	PRESSURE
19790601	12240	30	-999,25
19790701	20325	30	-999,25
19790801	13750	30	-999,25
19790901	16927	30	-999,25
19791001	18104	30	-999,25
19791101	10512	30	-999,25
19791201	16709	30	-999,25
19800101	15500	30	-999,25
19800201	11687	30	-999,25
19800301	0	30	-999,25
19800401	0	30	-999,25
19800501	0	30	-999,25
19800601	0	30	-999,25
19800701	9440	30	-999,25
19800801	7930	30	-999,25
19800901	18000	30	-999,25

At the bottom of the dialog are "OK" and "Cancel" buttons.

Fuente. Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). 2018.

Ilustración 30. Volumen de agua inyectado Vs Tiempo en el Pozo GALN0028



Fuente. Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). 2018.

Para saber la tasa de agua que debe ser inyectada por pozo es importante conocer la distribución vertical de los fluidos en el yacimiento, la cual en algunos pozos se asignó mediante registros de inyectividad y en otros se calcularon como el espesor por la permeabilidad ($K \cdot H$), de modo que fue posible predecir el comportamiento del agua por el método Craig Geffen Morse (CGM), sin embargo, algunos volúmenes están influenciados por diferentes eventos como aislamiento de zonas, recompletamiento, recañoneo, entre otros, siendo estos, trabajos que afectan el proyecto de inyección de agua en general.

Los pozos inyectoros en el Campo Galán fueron cañoneados en las arenas A1 Y A2 de la formación Colorado, dicho lo anterior, los análisis del modelo serán enfocados en estas arenas del yacimiento.

En la **Ilustración 31** e **Ilustración 32**, se puede observar los pozos inyectoros en las Arenas A1 y A2 que afectan a los pozos productores, a partir de esta distribución y los datos del modelo en el software ASIA se analizan los diferentes patrones que pueden estar produciendo altas cantidades de agua.

Ilustración 31. Patrones de Inyección arena A1

POZO PRODUCTO	POZOS INYECTORES						POZO PRODUCTOR	POZOS INYECTORES						
GALN0003	GALN0019	GALN0093	GALN0094				GALN0050	GALN0099	GALN0100					
GALN0006	GALN0038	GALN0041	GALN0042				GALN0052	GALN0108	GALN0109	GALN0113	GALN0114	GALN0119		
GALN0007	GALN0093						GALN0053	GALN0101	GALN0102	GALN0109	GALN0110			
GALN0008	GALN0019	GALN0038	GALN0094	GALN0097			GALN0054	GALN0100	GALN0110					
GALN0009	GALN0093						GALN0055	GALN0102	GALN0103	GALN0107	GALN0108			
GALN0012	GALN0051	GALN0096	GALN0116				GALN0060	GALN0110	GALN0111	GALN0112				
GALN0013	GALN0093	GALN0094	GALN0095	GALN0117			GALN0061	GALN0109	GALN0110	GALN0112	GALN0113			
GALN0014	GALN0117						GALN0062	GALN0107	GALN0108	GALN0114				
GALN0016	GALN0019	GALN0093					GALN0065	GALN0103	GALN0106	GALN0107				
GALN0022	GALN0051	GALN0090	GALN0095	GALN0096	GALN00116		GALN0066	GALN0041	GALN0106					
GALN0024	GALN0051	GALN0092	GALN0099	GALN00116	GALN00120		GALN0067	GALN0041	GALN0042					
GALN0025	GALN0019	GALN0028					GALN0115	GALN0019	GALN0028	GALN0038	GALN0042			
GALN0026	GALN0028						GALN0118	GALN0101	GALN0109					
GALN0035	GALN0090	GALN0091	GALN0097	GALN0098			SSIL0002	SSIL0040						
GALN0037	GALN0099						SSIL0005	GALN0111	SSIL0042					
GALN0039	GALN0051	GALN0090	GALN0091	GALN0092	GALN0116	GALN0120	SSIL0007	GALN0112	GALN0115	SSIL0040	SSIL0041			
GALN0040	GALN0028	GALN0042					SSIL0008	GALN0113	GALN0114	SSIL0040				
GALN0043	GALN0038	GALN0097	GALN0098				SSIL0009	GALN0114						
GALN0044	GALN0091	GALN0092	GALN0101	GALN0102			SSIL0012	SSIL0042						
GALN0045	GALN0091	GALN0098	GALN0102	GALN0103			SSIL0013	SSIL0041	SSIL0042					
GALN0046	GALN0092	GALN0099	GALN0120				SSIL0014	SSIL0040	SSIL0041					
GALN0048	GALN0099	GALN0100	GALN0101	GALN0120										

Fuente. BUSTAMANTE, D., MORENO, E. Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre. Colombia, 2009. P.82.

Ilustración 32. Patrones de inyección arena A2.

POZO PRODUCTO	POZOS INYECTORES						POZO PRODUCTOR	POZOS INYECTORES						
GALN0003	GALN0019	GALN0093	GALN0094				GALN0039	GALN0051	GALN0090	GALN0091	GALN0092	GALN0116	GALN0120	
GALN0006	GALN0038	GALN0042					GALN0043	GALN0038	GALN0097	GALN0098				
GALN0007	GALN0093						GALN0044	GALN0091	GALN0092	GALN0101	GALN0102			
GALN0008	GALN0019	GALN0038	GALN0094	GALN0097			GALN0045	GALN0091	GALN0098	GALN0102	GALN0103			
GALN0009	GALN0093						GALN0046	GALN0092	GALN0099	GALN0120				
GALN0012	GALN0051	GALN0096	GALN0116				GALN0048	GALN0099	GALN0100	GALN0101	GALN0120			
GALN0013	GALN0093	GALN0094	GALN0095	GALN0117			GALN0050	GALN0099	GALN0100					
GALN0014	GALN0096	GALN0117					GALN0053	GALN0101	GALN0102	GALN0109	GALN0110			
GALN0015	GALN0090	GALN0094	GALN0095	GALN0097			GALN0054	GALN0100	GALN0110					
GALN0016	GALN0019						GALN0055	GALN0102	GALN0103	GALN0107	GALN0108			
GALN0022	GALN0051	GALN0090	GALN0095	GALN0096	GALN00116		GALN0060	GALN0110	GALN0111	GALN0112				
GALN0024	GALN0051	GALN0092	GALN0099	GALN00116	GALN00120		GALN0061	GALN0109	GALN0110	GALN0112				
GALN0025	GALN0019	GALN0028					GALN0062	GALN0107	GALN0108	GALN0114				
GALN0026	GALN0028						GALN0065	GALN0103	GALN0106	GALN0107				
GALN0035	GALN0090	GALN0091	GALN0097	GALN0098			GALN0066	GALN0106						
GALN0037	GALN0099						GALN0115	GALN0019	GALN0028	GALN0038	GALN0042			

Fuente. BUSTAMANTE, D., MORENO, E. Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre. Colombia, 2009. P.82.

“Los patrones raramente se pueden usar de manera perfecta por razones técnicas o legales, muchos campos que utilizan patrones de flujo irregulares, tienen dificultades al momento de monitorear y evaluar la eficiencia de recobro.

Los patrones de flujo se pueden clasificar en patrones de 4, 5, 7 y 9 puntos. El patrón de inyección a escoger depende del yacimiento y de restricciones técnicas, legales, de procesos y económicas”³⁰.

Para el campo galán se escogen 11 arreglos de 5 puntos normal y 1 invertido, pero los pozos productores están siendo afectados por más o menos de 4 pozos inyectores como se observa en las ilustraciones anteriores, lo cual demuestra que los patrones no aplican de manera perfecta como se evaluó en la teoría.

3.3 CARACTERIZACION DE FLUIDOS DEL CAMPO

se definen las propiedades del fluido del Campo Galán, las cuales indican el potencial del activo.

Teniendo en cuenta la información de la **Tabla 4**, el hidrocarburo presente en el yacimiento cuenta con una gravedad API de 19° lo cual según el American Petroleum Institute lo cataloga como crudo pesado, adicionalmente su contenido de sal es de 40 lbs/bbl valor característico del ambiente continental de corrientes meandriformes en el que fue depositado el reservorio, su cantidad de asfáltenos es baja de 1.03%, sin embargo al precipitarse puede interrumpir la producción de fluidos, finalmente se tiene una concentración de azufre de 0.99% también es baja, dado que esta suele ser mayor en crudos más pesados.

Tabla 4. Propiedades del crudo Galán – San silvestre

PROPIEDAD	VALOR
Temperatura	125 °F
Gravedad API	19.2
GOR inicial	188 PC/BBL
Presión de saturación	1496 PSIA
Compresibilidad @Psat	7.87 E – 06 ¹ /PSIA
Punto de inflamación	85 °F
Punto de fluidez	25 °F
Contenido de sal	40 lbs.
Asfáltenos	1.03 % Peso
Azufre total	0.99 % Peso

Fuente. BUSTAMANTE, D., MORENO, E. Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre. Colombia, 2009. P.42.

³⁰ . Bustamante, D., & Moreno, E. Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre. Colombia, 2009.p.57.

4. CANALIZACION DE AGUA

En este capítulo se identifican los pozos con problemas de canalizaciones en el Campo Galán mediante análisis de los históricos de producción, inyección y propiedades geológicas del campo, data contenida en un modelo de Inyección de agua suministrado por el Instituto Colombiano del Petróleo.

Para comenzar con los respectivos análisis se seleccionan 7 de los 38 pozos productores del Campo Galán, con arreglos de 11 patrones de inyección de agua de 5 puntos normal y 1 de 5 puntos invertido. cada patrón fue observado directamente en la graficas del software ASIA para cada uno de los pozos productores. En el **ANEXO A** se pueden observar los gráficos representativos del Software ASIA para cada uno de los arreglos en el Campo Galán.

Los pozos de estudio se escogieron mediante la visualización de gráficas de producción vs tiempo para cada uno de los patrones del modelo, en 7 se evidenciaron mayores producciones de agua con respecto a la de aceite y una tendencia a incrementar para los últimos periodos de la inyección, las arenas (A1, A2) de estos pozos se identifican por tener valores de WOR mayores a 10, por eso este valor se escoge como un cutoff

A continuación, se presentan los respectivos análisis de la información, la cual es interpretada mediante la creación de diferentes gráficos, que permiten evaluar y dar un diagnóstico para el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, partiendo de la data de producción-inyección extraída del modelo de simulación analítica hasta el año 1986, en el cual se cierra la producción de la Formación Colorado.

4.1 ANALISIS DE POZOS PRODUCTORES

Se adquiere la información de producción de agua, aceite, y WOR a través del tiempo, para cada uno de los 7 pozos productores, la data es extraída del modelo del Campo Galán y organizada en un archivo de Excel como se observa en la

. Teniendo en cuenta estos valores se realizan los gráficos de diagnóstico K.S. Chan, Log WOR vs N_p y producción acumulada de agua y aceite vs tiempo con el fin de evaluar el comportamiento de agua en el yacimiento.

4.1.1 Gráfico de diagnóstico K.S. Chan. “Técnica para determinar la producción excesiva de agua y gas, basada en estudios de simulación numérica de yacimientos conificados o canalizados, determinando así en los gráficos log-log de WOR y GOR un comportamiento distinto para cada mecanismo, a su vez al derivar

el WOR es posible predecir si la canalización es por irrupción en una capa o canalizaciones cerca a la cara del pozo³¹.

La **Tabla 5** e **Ilustración 33** representa el formato en el que se organizaron datos de producción acumulada de agua/petróleo y valores de WOR, estos son organizados en Excel hasta el año 1986 y tenidos en cuenta para realizar los análisis pertinentes a los 7 pozos con altos valores de relación agua petróleo, según Bustamante Daniel³², estos fueron tomados de formas ministeriales para ser cargados en el simulador ASIA.

Tabla 5. Formato Excel de datos; producción acumulada de agua aceite y WOR en el tiempo para el POZO GALN0026

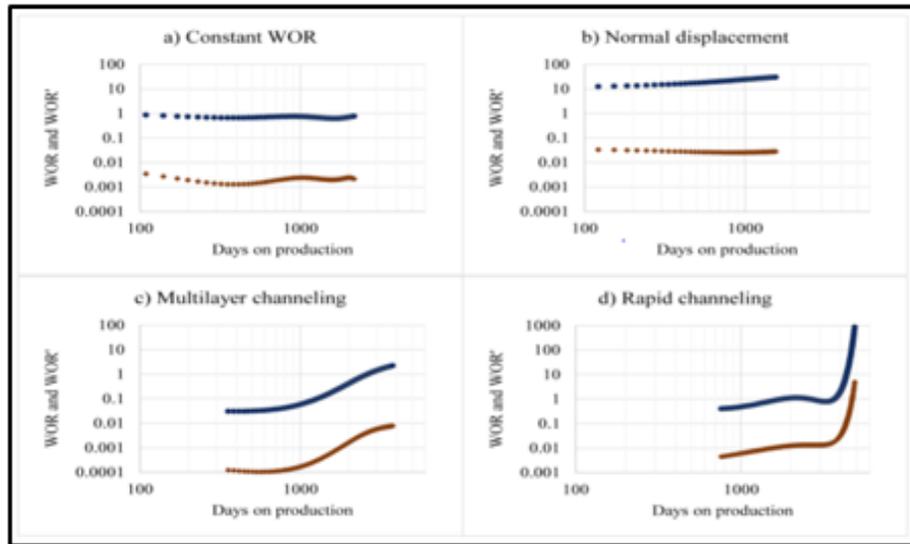
GALN0026			
Fecha (día/mes/año)	Agua acumulada producida (Bbl/mes)	Aceite acumulado producido (bbl/mes)	Water Oil Ratio (bbl/bbl)
1/10/1955	1	556	0.0018
1/11/1955	3	2474	0.001
1/12/1955	5	4539	0.001
1/01/1956	8	6655	0.0014
1/02/1956	18	10611	0.0025
1/03/1956	26	16717	0.0013
1/04/1956	35	20393	0.0024
1/05/1956	37	22082	0.0012
1/06/1956	40	22426	0.0087
1/07/1956	41	22504	0.0128
1/08/1956	48	25487	0.0023
1/09/1956	52	28911	0.0012
1/10/1956	59	31742	0.0025
1/11/1956	65	33919	0.0028
1/12/1956	68	36423	0.0012
1/01/1957	75	39038	0.0027
1/02/1957	80	40893	0.0027
1/03/1957	84	42303	0.0028
1/04/1957	89	44189	0.0027
1/05/1957	94	45926	0.0029
1/06/1957	97	47738	0.0017

Fuente. Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). 2018. Modificado por los autores

³¹ K.S. CHAN. Water Control Diagnostic Plots. Schlumberger. SPE30775. p. 756.

³² Fuente. Bustamante, D., & Moreno, E. Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre. Colombia, 2009. P.42.

Ilustración 33 Gráficos de K.S. Chan



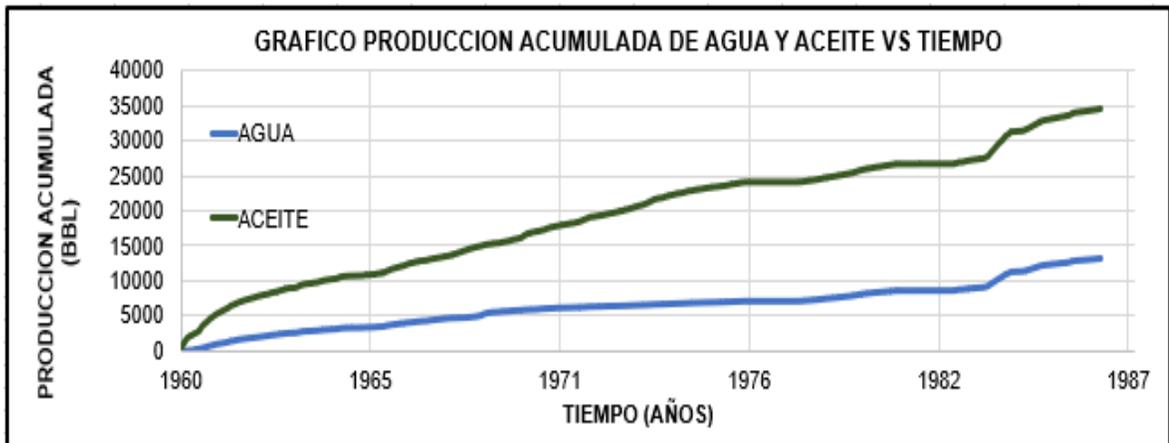
Fuente: MUKHANOV, A., GARCIA C., TORRES, H. Water control diagnostic plot pattern recognition using support vectorial machine, SPE: Moscow, Russia;2918. P.3. SPE-191600-18RPTC-MS.

Como se muestra en la **Ilustración 33** se puede determinar mediante los gráficos de Chan cuatro efectos, los cuales son:

- Relación agua/petróleo constante: Cuando esto sucede se tienen pendientes en la curva, menores a 1 y se asume que el agua está ejerciendo buena eficiencia de barrido en el yacimiento, a su vez los pozos con este comportamiento no son candidatos para trabajos de workover.
- Desplazamiento normal: Los valores de WOR incrementan gradualmente en el tiempo, es decir, se tienen valores lineales positivos en la pendiente de la curva y un incremento en el contacto agua petróleo, este comportamiento es normal y no se requiere de intervención en el pozo.
- Canalizaciones en múltiples capas: Se evidencia un cambio en la pendiente de un WOR constante, se observan mayores valores de WOR para los últimos tiempos, esto puede ser por la irrupción de agua en una de las capas más conductivas, la relación WOR incrementa proporcionalmente a la irrupción en varias capas.
- Canalización rápida: Se generan rápidos incrementos con la producción de agua, puede ser por un patrón abierto en una falla o fractura ó un canal detrás del casing por mala cementación en el anular, en este parámetro el WOR cambia en magnitudes de 1 a 100 y se disparan exponencialmente los valores en las curvas WOR Y WOR derivada para el último periodo.

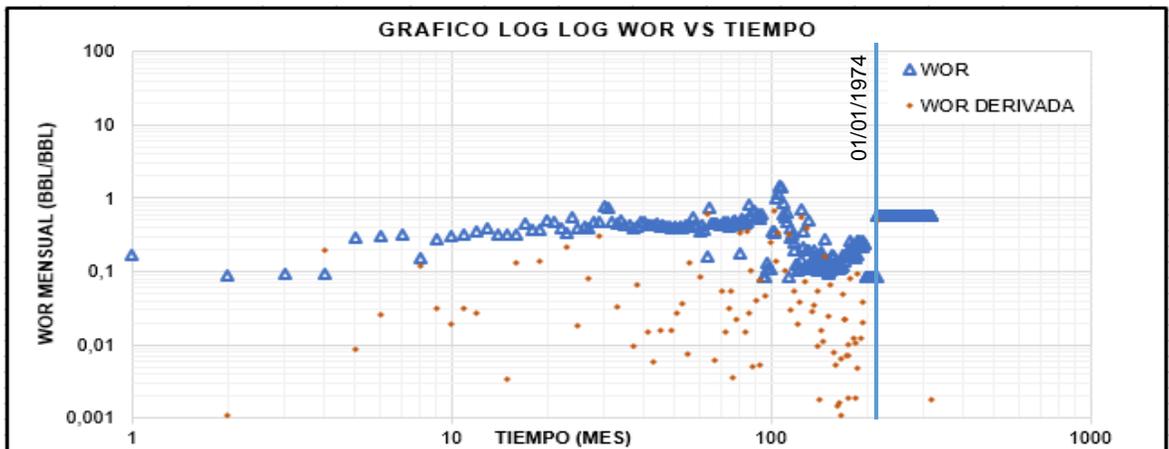
4.2.1 Pozo productor GALN0009. Las **Gráfica 4** y **Gráfica 5** presentan el análisis de producción del pozo SSIL0009 con valores de WOR menores a 10 con el fin de realizar comparaciones en el comportamiento de producción para los 7 pozos de estudio canalizados seleccionados anteriormente.

Gráfica 4. Historia de producción acumulada aceite y agua vs tiempo.



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 5. Diagnóstico K.S. Chan Pozo SSIL0009



Fuente. Elaboración propia.

En el gráfico de K.S. Chan es posible observar un comportamiento de desplazamiento normal, se puede observar una declinación en el WOR justo antes de iniciar el proceso de inyección de agua en el año 1974, generando declive en la producción de fluidos en el tercer periodo, causado por el agotamiento de la energía en el yacimiento, sin embargo, al implementar la inyección se percibe un incremento en la producción de agua/petróleo por ende aumenta de nuevo el WOR, sin embargo este se mantiene constante en el final de la curva; según

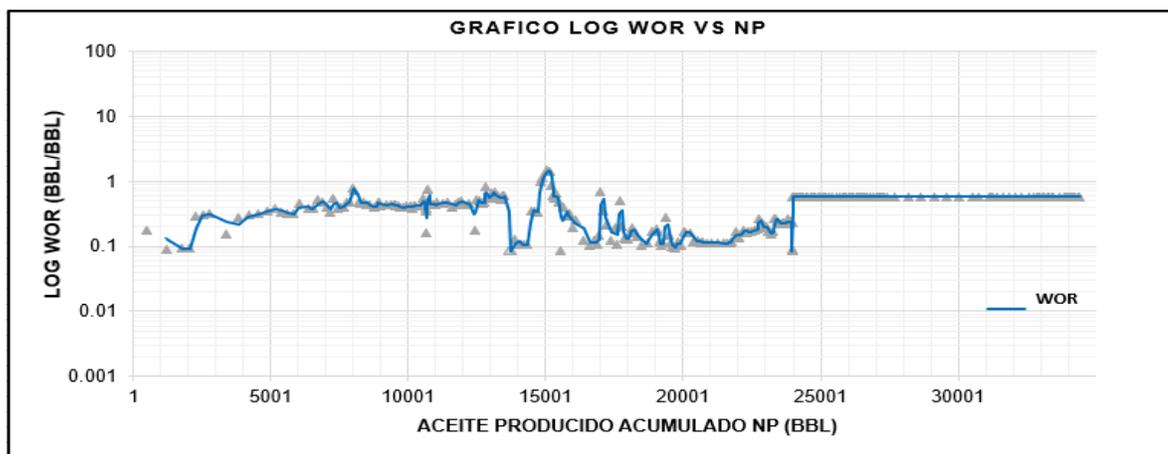
Mukhanov³³, esto se debe a una buena eficiencia de barrido de aceite por parte del agua en el yacimiento.

El gráfico LOG WOR vs Np (véase **Gráfica 6**), evidencia el comportamiento constante de WOR en los gráficos de Chan para los últimos tiempos de producción del pozo en las arenas A1 y A2, con una producción acumulada de fluidos 44,8 KBO y un corte de agua de 28%.

En la **Gráfica 7** se pueden visualizar valores WOR de 10 en adelante para los 7 pozos seleccionados del modelo, 2 de los pozos no pasan el valor de 10, sin embargo, la pendiente de la curva al ser tan alta muestra una tendencia a incrementar aceleradamente en el tiempo.

A continuación, se presentan los análisis de producción pertinentes para cada uno de los pozos, a su vez se calcula la derivada en términos de la pendiente de la curva de WOR, dato que permite corroborar el comportamiento del agua y evaluar de mejor manera los datos extraídos del software ASIA.

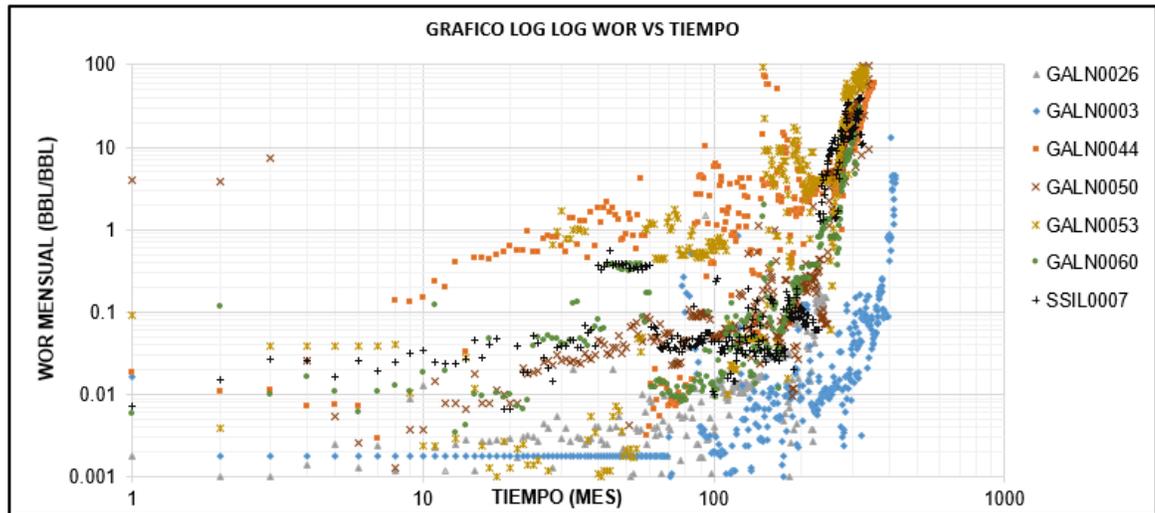
Gráfica 6. Diagnóstico Log WOR vs Np pozo GALN0009.



Fuente. Elaboración propia.

³³ MUKHANOV, A., GARCIA C., TORRES, H. Water control diagnostic plot pattern recognition using support vectorial machine, SPE: Moscow, Russia;2918. P.4. SPE-191600-18RPTC-MS.

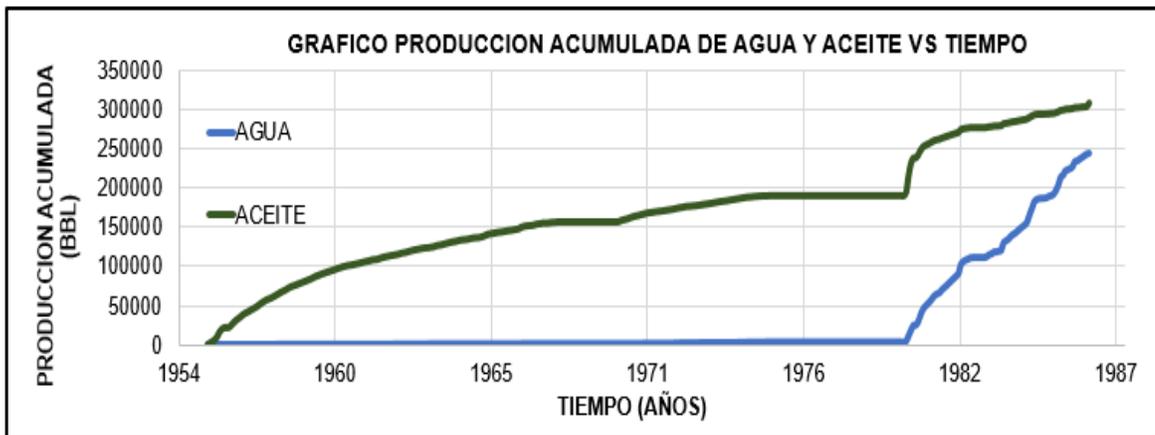
Gráfica 7. Curvas K.S. Chan para los 7 pozos de estudio.



Fuente. Elaboración propia.

4.2.2 Pozo productor GALN0026. El histórico de producción acumulada para este pozo en el último periodo es de 313 KBO y 243 KBW (véase **Gráfica 8**), para el momento en que se empezó a implementar la inyección se tenía un corte de agua de 2%, alcanzando un corte de agua final de 46,66%, es decir, hubo un incremento del 44% aproximadamente, lo que indica una gran capacidad de flujo en estas arenas, permitiendo una fácil movilidad del agua hasta los pozos productores, en comparación con el pozo SSIL0009 el corte de agua es 20% más alto en el último periodo.

Gráfica 8. Historia de producción acumulada aceite y agua vs tiempo.

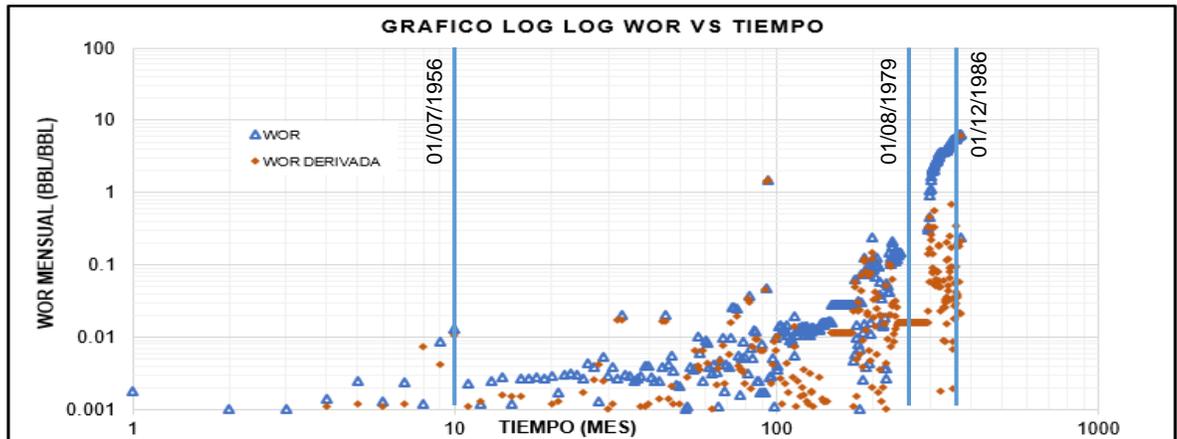


Fuente. Elaboración propia.

Al graficar los valores de WOR con el método de K.S. Chan (véase **Gráfica 9**) se puede ver que al iniciar con la inyección de agua en el año 1979, la relación de WOR cambia de 0,1 a 9 y muestra tendencia a incrementar con una gran pendiente

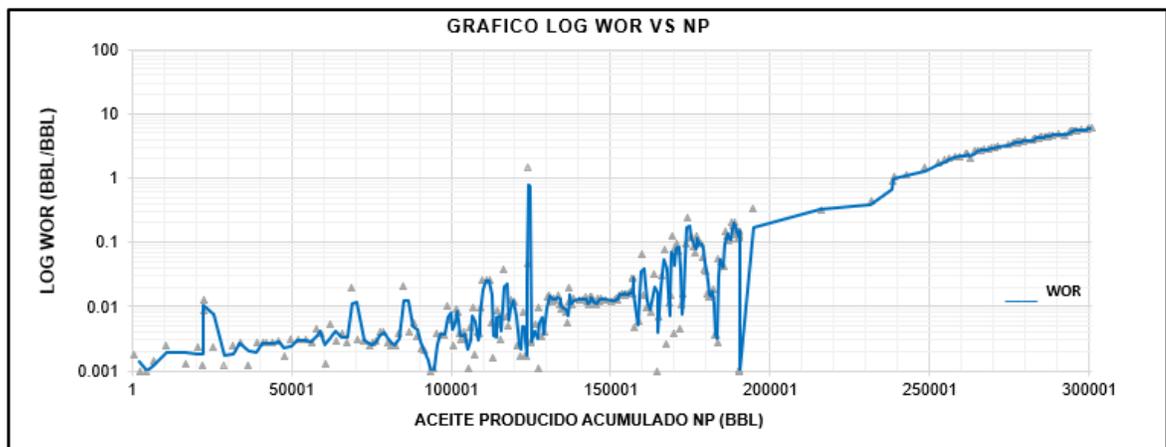
positiva de la curva hasta el año 1986, según Mukhanov ³⁴ se indica una rápida canalización de agua en el yacimiento, cambio que también es evidenciado en la **Gráfica 10** al ver la tendencia en la pendiente de la curva.

Gráfica 9. Diagnóstico K.S. Chan Pozo GALN0026



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 10. Diagnóstico Log WOR vs Np pozo GALN0026.



Fuente. Elaboración propia.

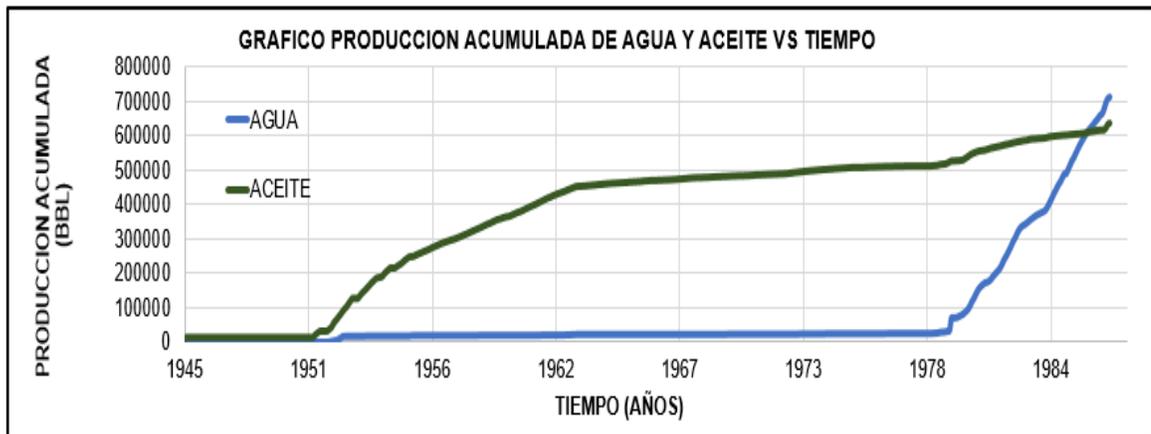
4.2.3 Pozo productor GALN0003. Este pozo tiene una producción acumulada hasta el año 1986 de 638 KBO y 713 KBW, con un corte de agua de 53%, ha producido el doble de fluidos que el pozo anterior, lo cual indica una buena conductividad lateral de las arenas, debido a una alta capacidad del flujo, según los datos extraídos del software empieza la inyección en el año 1978 con un corte de agua de 5% finalizando en 53% para el año 1986, momento en el que para la

³⁴ MUKHANOV, A., GARCIA C., TORRES, H. Water control diagnostic plot pattern recognition using support vectorial machine, SPE: Moscow, Russia;2918. P.4. SPE-191600-18RPTC-MS.

inyección en el campo, sin embargo al observar los gráficos de producción y WOR hay un ligero aumento en la producción de aceite en este periodo casi continuo.

En la **Gráfica 11** se observa como incrementa la producción de agua respecto a la de aceite a partir del año 1978, se calculan eficiencias de barrido de 0,706 y 0.849, para las arenas A1 A2 conectadas al pozo inyector GALN0093, al que se le atribuyen los altos caudales de agua producidos.

Gráfica 11. Historia de producción acumulada aceite y agua vs tiempo.

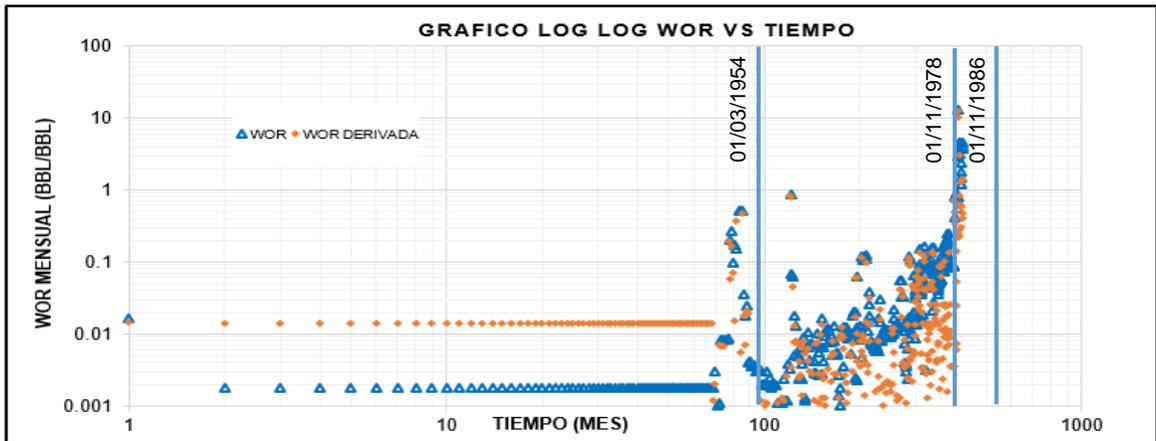


Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 12** se puede observar un WOR constante antes del año 1954 y un incremento de 1 a 12 entre los años 1978 y 1986, estos son grandes cambios para ese lapso de tiempo, al igual la derivada de WOR adopta la misma tendencia de WOR, comportamiento que según K.S. Chan ³⁵, se presenta cuando se tiene una rápida canalizaciones debido a una heterogeneidad en las arenas del yacimiento; condición de la formación de presentar canales porosos de alta permeabilidad que favorecen el flujo de agua, la **Gráfica 13** también representa un crecimiento en la relación agua petróleo favoreciendo a la producción de agua.

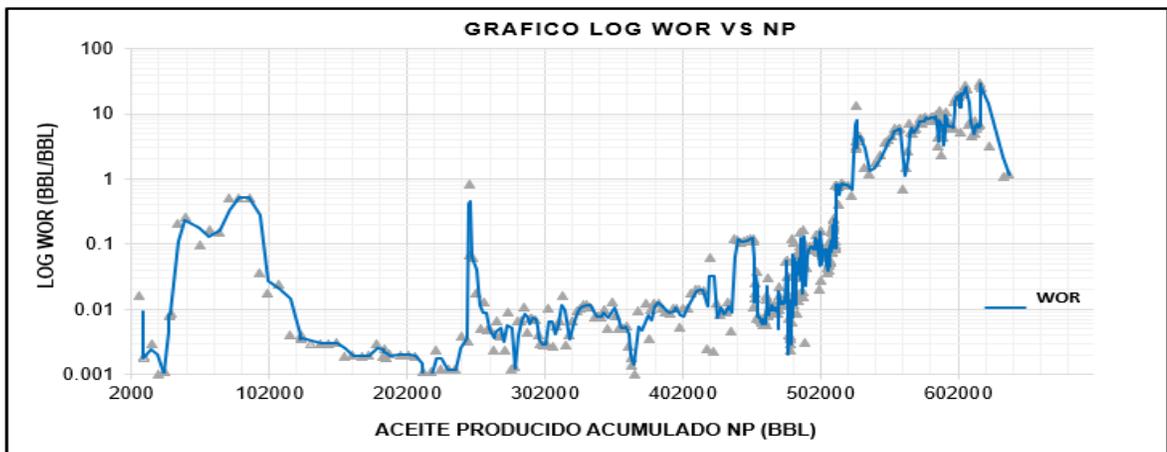
³⁵ CHAN. K.S. Water control diagnostic Plots, SPE: Dallas; 1995. P.2. SPE30775.

Gráfica 12. Diagnóstico K.S. Chan Pozo GALN0003



Fuente. Elaboración propia.

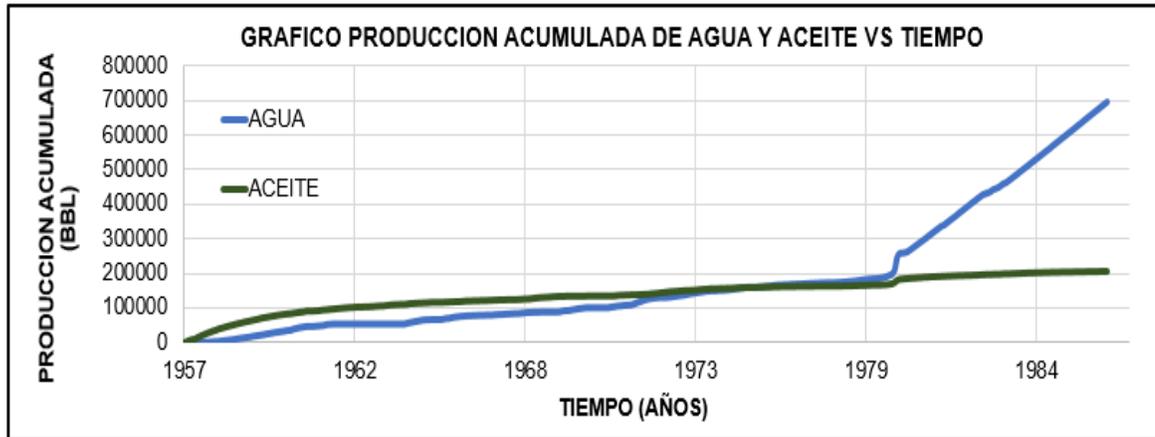
Gráfica 13. Diagnóstico Log WOR vs Np pozo GALN0003.



Fuente. Elaboración propia.

4.2.4 Pozo productor GALN0044. La inyección de agua para este pozo inició en el año 1974, antes de esta fecha se tenía un corte de agua promedio de 49%, para el año en 1980 se alcanza un corte de agua de 60% y se observa un cambio en la **Gráfica 14** que muestra mayor producción de agua que de petróleo, las curvas finalizan con una producción acumulada de 203 KBO y 697 KBW.

Gráfica 14. Historia de producción acumulada aceite y agua vs tiempo.



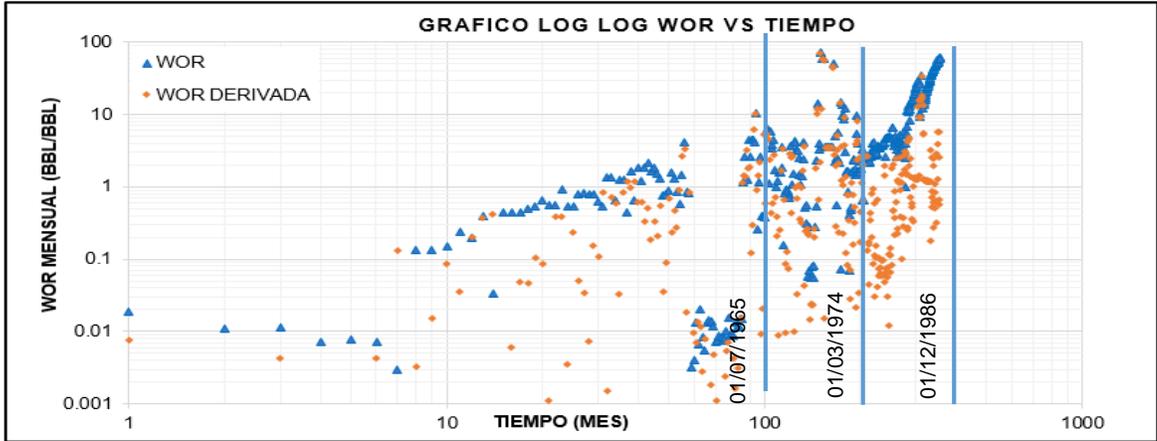
Fuente. Elaboración propia.

Se puede observar que seis años después del inicio de la inyección los valores de agua empiezan a incrementar y la producción de petróleo se mantiene casi constante, se calculan eficiencias de barrido vertical de 0,83 promedio para las arenas A1 y A2 conectadas con el Pozo inyector GALN0101 y de 0.80 para las arenas drenadas por el GALN0091, valores que indican una buena eficiencia de barrido, pero en un corto tiempo, dejando alta cantidad de aceite en el yacimiento.

Al analizar la **Gráfica 15**, se observa que los valores de WOR han incrementado en cada uno de los 3 periodos, sin embargo finalizando el segundo periodo para el año 1965 se evidencia una caída de WOR esto puede darse por diferentes razones; un trabajo de workover, problemas en el bombeo mecánico de los pozos, etc., entre los años 1974 y 1986 se ven cambios en las relaciones de WOR de 1 a 100 lo que indica una canalización en el yacimiento, dejando el agua gran cantidad de petróleo sin desplazar, este comportamiento es dado a la heterogeneidad del yacimiento por el ambiente sedimentario en el que se depositó.

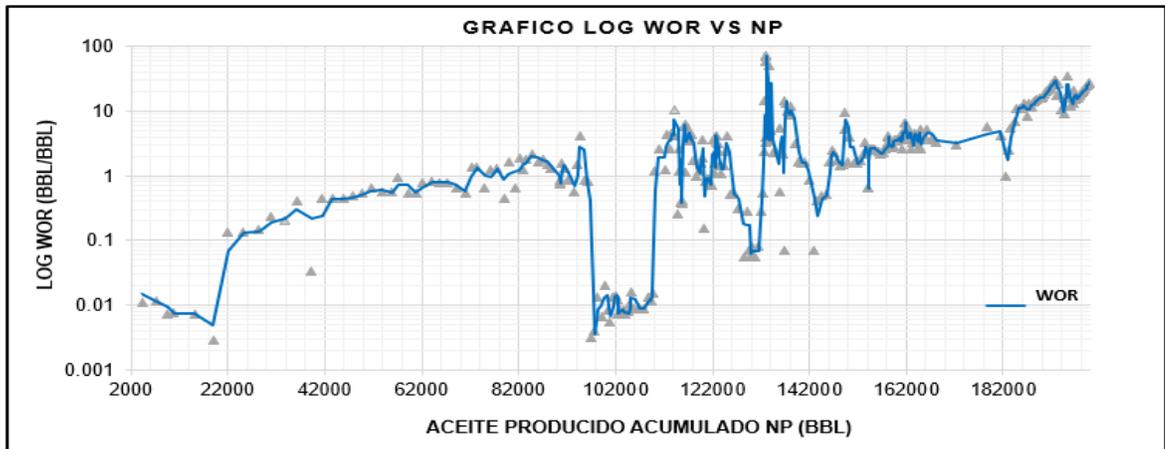
La **Gráfica 16** corrobora el grafico de K.S. Chan (grafica 14) mostrando un incremento de pendiente en la curva y una tendencia al aumento, se debe analizar por cuál de las dos capas se está produciendo más agua, para tomar decisiones posteriores en el cierre de las arenas productoras.

Gráfica 15. Diagnóstico K.S. Chan Pozo GALN0044



Fuente. Los autores, 2018.

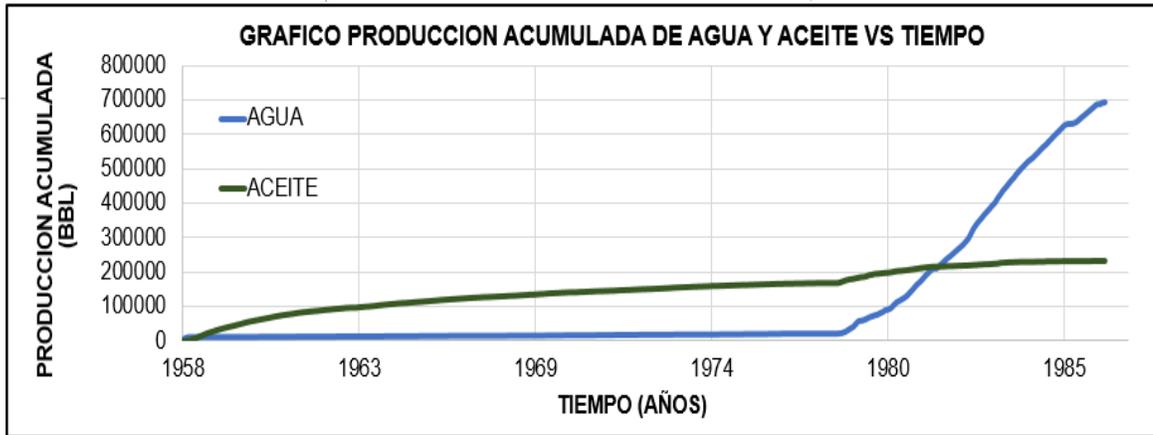
Gráfica 16. Diagnóstico Log WOR vs Np pozo GALN0044.



Fuente. Elaboración propia.

4.2.5 Pozo productor GALN0050. En la **Gráfica 17** se presenta el histórico de producción del pozo, en la cual se puede observar los incrementos de agua para el año 1980, a su vez se observa el comienzo de una irrupción de agua para el año 1982, finalmente para el año 1986 el pozo pasa de un corte de agua de 14% a 75%, con un acumulado de 231 KBO y 691 KBW , también se puede ver el poco crecimiento en la curva de aceite manteniendo una pendiente lineal a pesar de estar afectado por un mecanismo de inyección de agua.

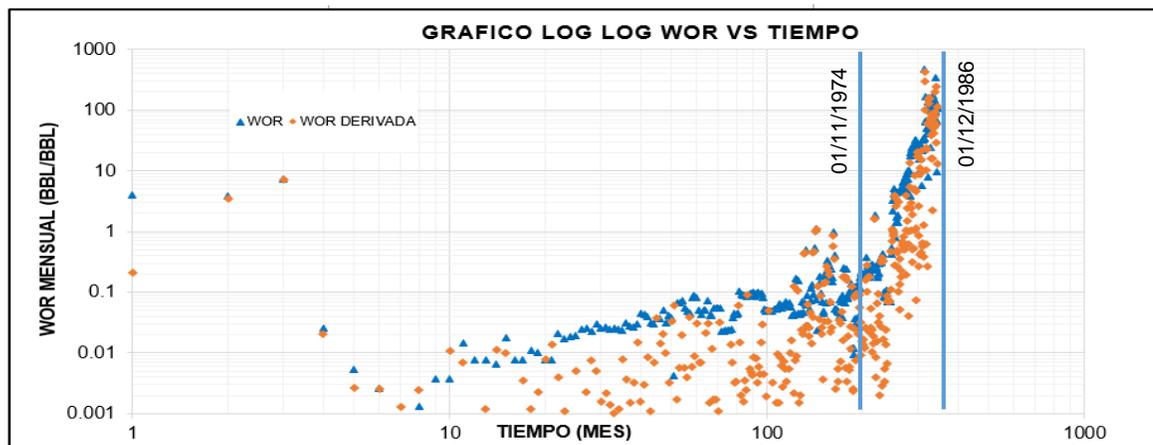
Gráfica 17. Historia producción acumulada aceite y agua vs tiempo Pozo GALN0050.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 18** se observan valores casi constantes para los dos primeros periodos antes del año 1974, desde este año hasta el 1986 se observa un cambio de relación agua petróleo (WOR) llegando a producir 100 veces más agua, simultáneamente la derivada de WOR se une a la curva indicando una rápida canalización en este pozo, la mayor eficiencia de barrido vertical es de 0.80 aproximadamente para la arena A1 conectada al GALN0099, por lo tanto se deduce que la mayor cantidad del agua producida se debe al desplazamiento en esta arena.

Gráfica 18. Diagnóstico K.S. Chan Pozo GALN0050

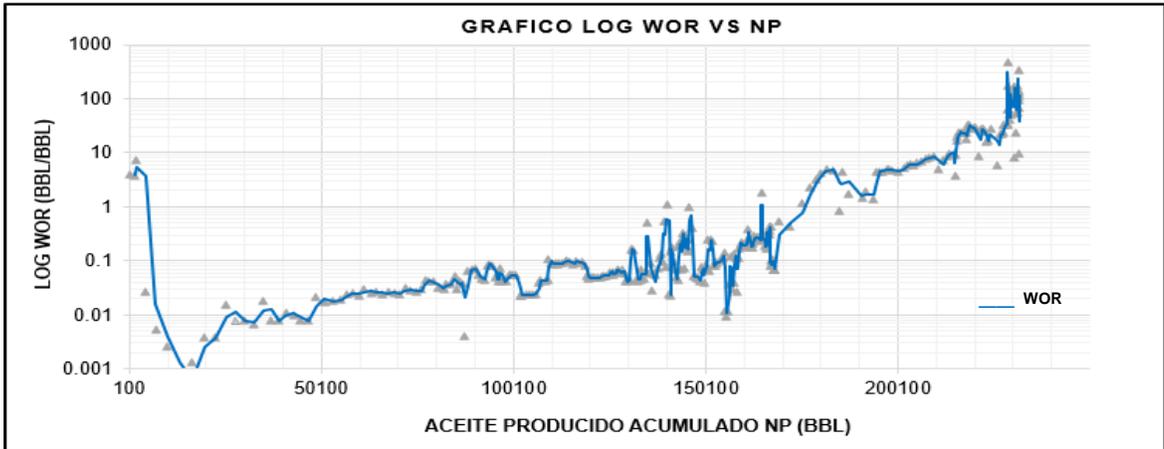


Fuente. Elaboración propia.

La producción de agua para este pozo es 50% mayor con respecto a la de petróleo, como se puede ver en la **Gráfica 19** el crecimiento de la curva es muy alto en

comparación a un pozo como el GALN009 que no presenta canalizaciones, esto puede suceder por cambios en las saturaciones de agua iniciales, su distribución en las capas y heterogeneidad del yacimiento.

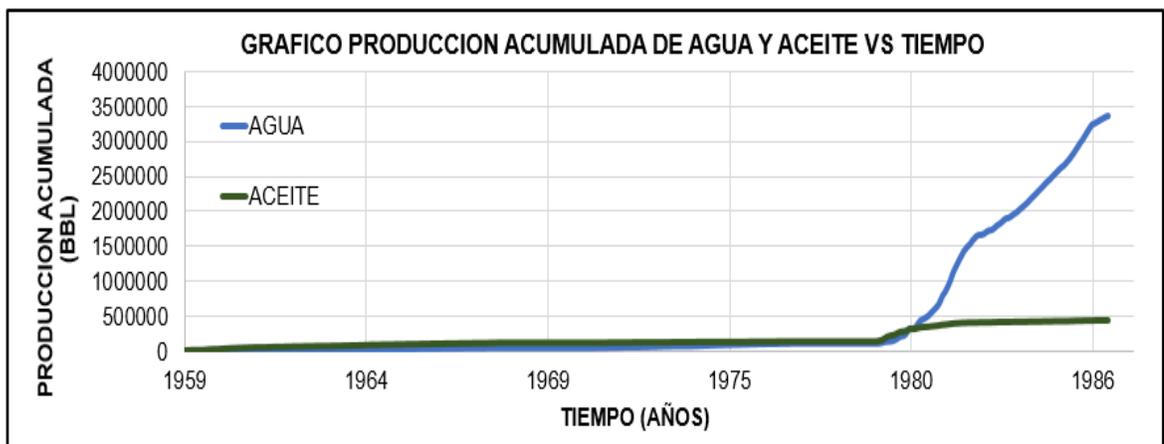
Gráfica 19. Diagnóstico Log WOR vs Np Pozo GALN0050



Fuente. Elaboración propia.

4.2.6 Pozo productor GALN0053. El corte de agua de este pozo corresponde a un promedio de 23%, desde sus inicios hasta el momento en que comienza la inyección, comportamiento normal en un corte de agua para un pozo no canalizado, sin embargo, finalizando el periodo de inyección para el año 1986 la producción acumulada es de 3,36 MMBW y 431KBO, llegando a producir 89% más de agua como se observa en **Gráfica 20**.

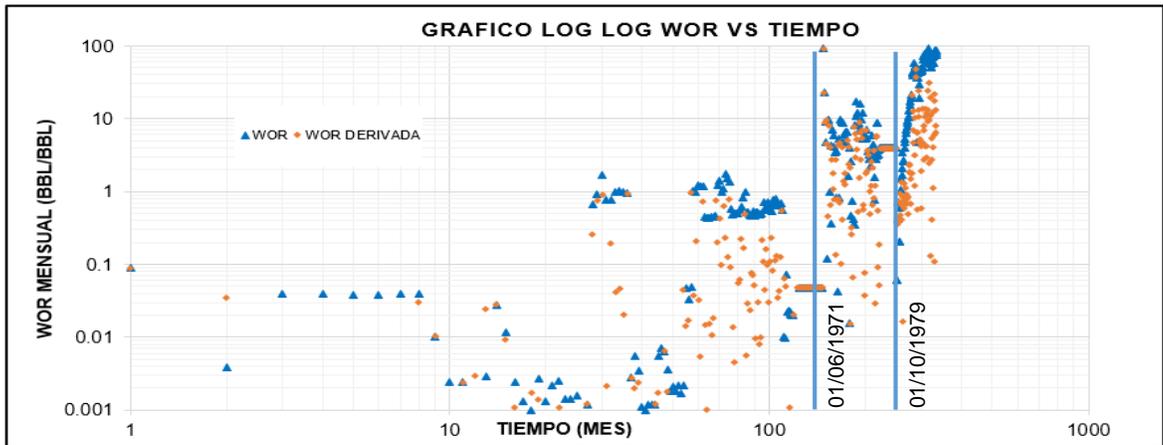
Gráfica 20. Historia de producción acumulada aceite y agua vs tiempo Pozo GALN0053



Fuente. Elaboración propia.

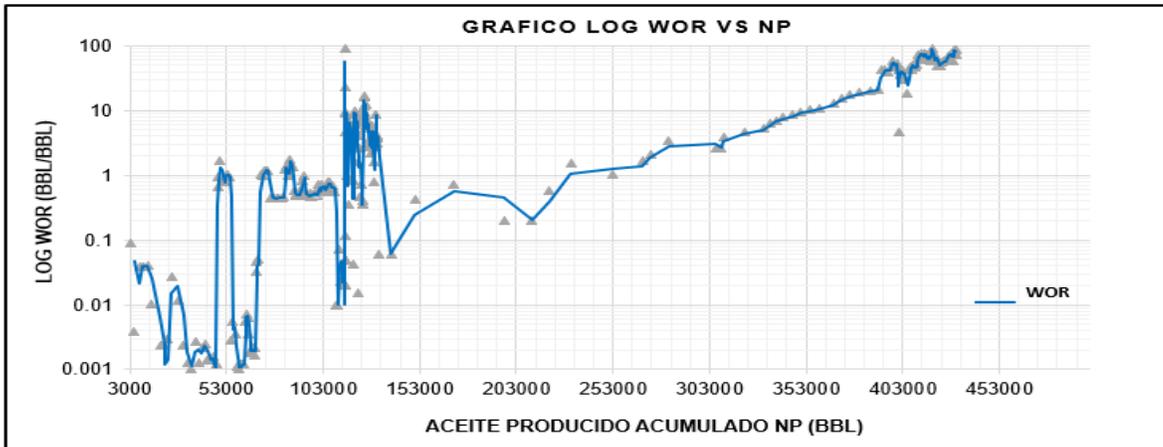
En la **Gráfica 21** y **Gráfica 22**, se observa incremento de pendiente en las curvas desde el año 1979, en la gráfica de K.S. Chan se ve como la relación pasa de 1 a 100 para el WOR después del año 1979 hasta el 1986, se está dejando gran cantidad de petróleo sin barrer, dado que la permeabilidad favorece la movilidad del agua, por lo tanto hay una alta heterogeneidad en el yacimiento. El agua a través de las arenas A1 y A2 conectadas al pozo GALN0101 tienen eficiencias de barrido vertical de 0,28 y 0,417, en la A2 del GALN0110 Y A1 del GALN0100 su eficiencia de barrido vertical de 0,679 y 0,454 respectivamente, se deciden cerrar con el fin de controlar la producción de agua para este pozo.

Gráfica 21. Diagnóstico K.S. Chan Pozo GALN0053



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 22. Gráfico diagnóstico Log WOR vs Np pozo GALN0053

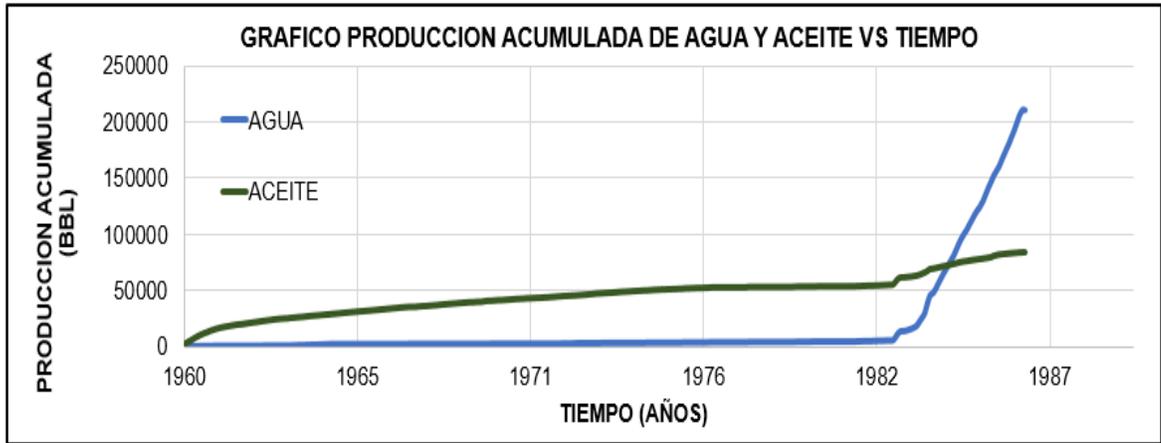


Fuente. Elaboración propia.

4.2.7 Pozo GALN0060. Este pozo cuenta con una producción acumulada de fluidos de 84 KBO y 210 KBW en las arenas A1 y A2 con un corte de agua que inicio en 5% y culmino con un 71%, los incrementos de producción de agua antes del año

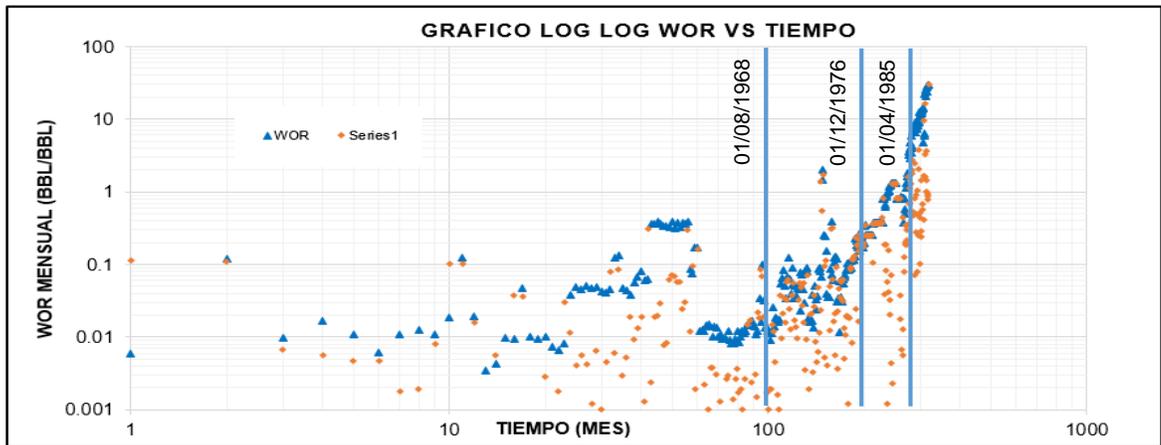
1980 fueron pocos, lo mismo que ha sucedido en los pozos anteriores, pero al momento de la inyección en el año 1978 incrementa la producción de agua irrumpiendo rápidamente en los pozos, generando baja recuperación de aceite (véase **Gráfica 23**).

Gráfica 23. Historia producción acumulada aceite y agua vs tiempo PozoGALN0060



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 24. Diagnóstico K.S. Chan Pozo GALN0060

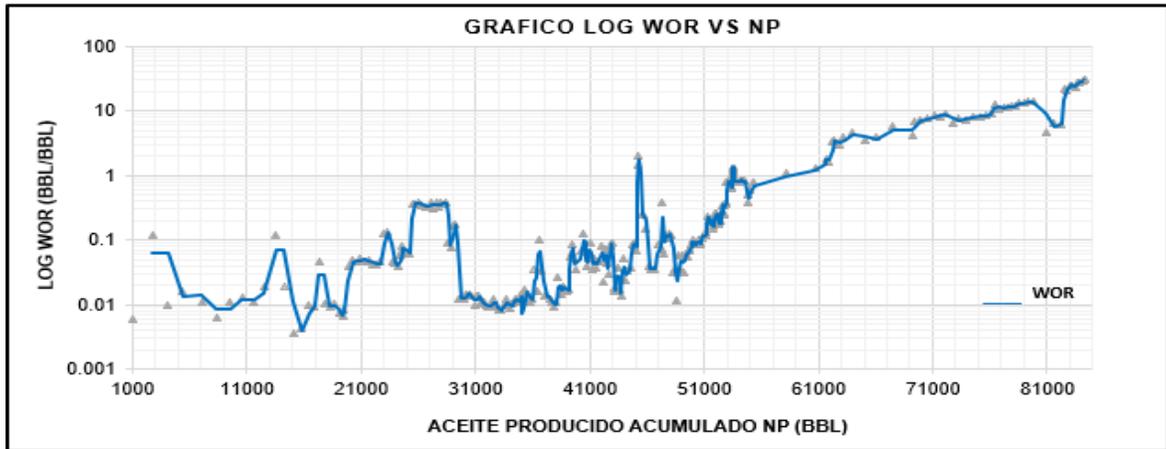


Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 24** evidencia una rápida canalización en el pozo, a partir del año 1985 la relación agua / petróleo toma valores WOR de 1 a 30, con un comportamiento a incrementar que se puede ver desde el año 1976.

La **Gráfica 25** comprueba el comportamiento de WOR, dado que en la curva se puede ver más producción de agua que de petróleo.

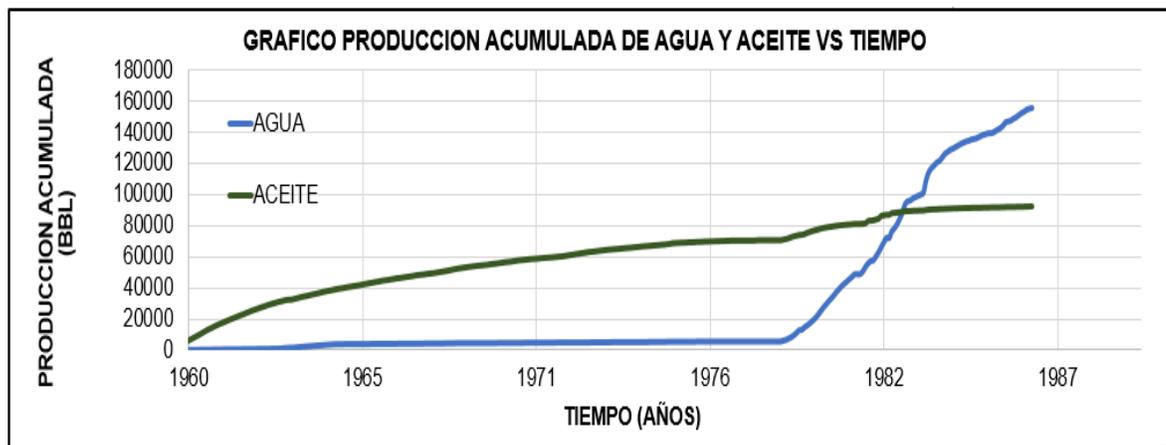
Gráfica 25. Diagnóstico Log WOR vs Np pozo GALN0060



Fuente. Los autores, 2018.

4.2.8 Pozo SSIL0007. Las curvas de la **Gráfica 26**, exhiben un comportamiento de canales de agua preferenciales en las arenas A1 Y A2 lo que lleva a ocasionar una alta producción de agua, al finalizar el proceso de inyección los acumulados quedaron de 95 KBO y 155 KBW con corte de agua del 63%.

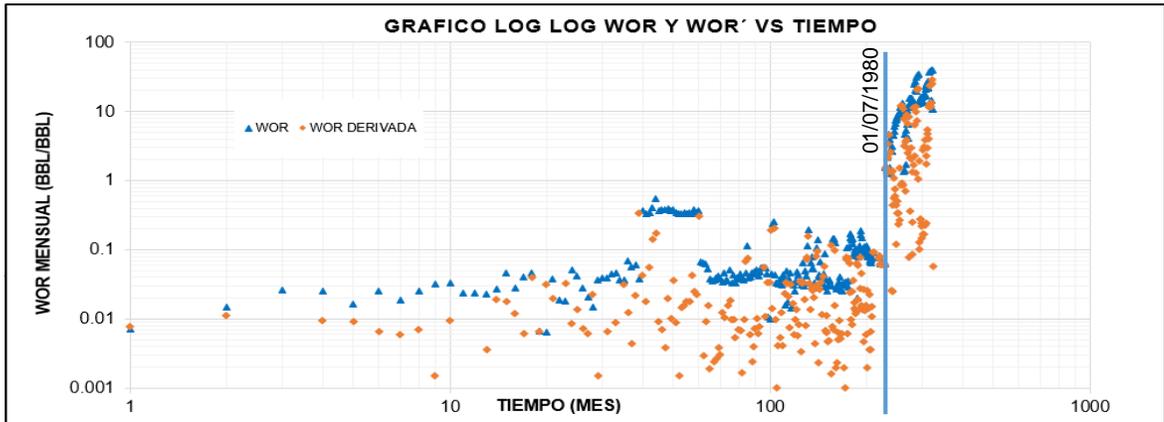
Gráfica 26. Historia de producción acumulada aceite y agua vs tiempo Pozo SSIL0007



Fuente. Elaboración propia.

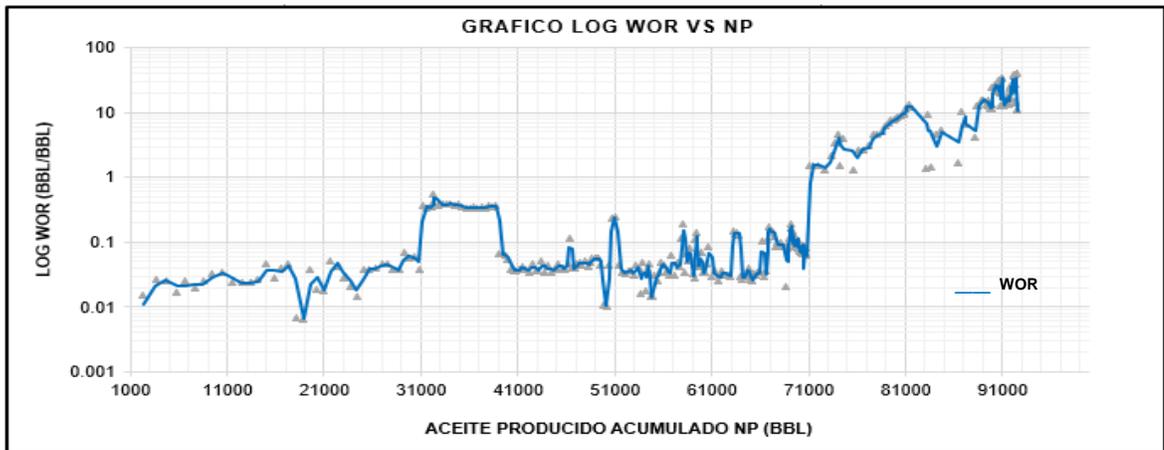
Al realizar los gráficos de K.S. Chan (Véase, **Gráfica 27**), se ve el rápido crecimiento de valores WOR mayores a 10 desde el año 1980, al igual que el comportamiento de los valores de la derivada, lo cual indica una ruptura del agua en el pozo, se decide cerrar la arena A1 conectada al pozo SSIL0041 con una eficiencia de barrido vertical de 0,762, de modo que se controle la producción de agua.

Gráfica 27. Diagnóstico K.S. Chan Pozo SSIL0007



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 28. Diagnóstico Log WOR vs Np pozo SSIL0007



Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 28** permite corroborar los valores de WOR mayores a 10, dado que los volúmenes de petróleo producido son pocos en relación con el agua, comportamiento de pendiente diferente al del Pozo GALN0009 que no presenta canalizaciones.

Para concluir el análisis de producción, se determinan cortes de agua en los pozos productores entre un 50% y 70% aproximadamente, altos y rápidos incrementos en los valores de WOR para el año 1980, mitad del proceso de inyección que tuvo una duración de 12 años (1974-1986). Se identifican canalizaciones plasmadas en los gráficos de diagnóstico, Log WOR vs Np y de producción acumulada.

Según K.S. Chan³⁶, este problema depende de varios factores como; espaciamiento entre pozos, caudales de inyección, el drawdown generado en el pozo, saturación inicial de agua y su distribución a través de las capas.

4.2 ANALISIS DE POZOS INYECTORES

En un proceso de inyección de agua un parámetro importante es la tasa de inyección, la cual ayuda a determinar el contacto máximo con el petróleo residual, sin embargo, una de las limitaciones es la presión de inyección debido a que esta no debe sobrepasar la presión de fractura, esto con el fin de evitar la creación de canales de agua preferenciales que puedan generar una irrupción temprana en los pozos productores.

Como parámetros a resaltar se tiene que la presión de saturación del yacimiento es de 1496 psi la cual es menor a presiones de inyección promedio, además, se infiere que el método de inyección de agua ha sido implementado con el objetivo tener un mejor barrido del petróleo con el gas en solución, esto mantiene baja la viscosidad del crudo haciendo que se mueva mejor en el reservorio, por otra parte se debe conocer que “la inyectividad depende de las distancias entre un pozo inyector y uno productor, así como la presión de fondo, espesor de la formación, viscosidad y permeabilidad efectiva al fluido desplazado, entre otros”³⁷.

Se utilizo la data del modelo suministrado por el ICP (véase **ANEXO B**) de inyección de agua entre los años 1977-1980 para realizar las gráficas de inyección de agua mensual y presión de inyección vs tiempo en cada uno de los pozos de inyección conformando los patrones que afectan los 7 pozos canalizados, con el fin de evaluar los caudales de inyección con su respectivo WOR organizándolos en un Excel como se observa en la **Tabla 6**. La información analizada en cada gráfica será de apoyo para relacionar los pozos inyectores que pueden aportar mayores cantidades de agua, de manera que, se pueda tomar acciones posteriores de cierre de arenas y así controlar las zonas canalizadas en el Campo Galán.

³⁶ CHAN. K.S. Water control diagnostic Plots, SPE: Dallas; 1995. P.2. SPE30775.

³⁷ SATTER, A. Practical enhanced reservoir engineering. 1 ed. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation, 2008.

Tabla 6. Valores de WOR para cada una de las conexiones en los patrones del modelo producción/inyección en el software ASIA.

POZO	INYECTOR	ARENAS	WOR
GALN0044	GALN0031	A1	37,15
	GALN0031	A2	37,15
	GALN0032	A1	6,08
	GALN0032	A2	12,33
	GALN0102	A1	18,43
	GALN0102	A2	16,8
	GALN0101	A1	53,11
	GALN0101	A2	46,72
GALN0003	GALN0093	A1	28,13
	GALN0093	A2	41,16
	GALN0019	A1	0,83
	GALN0019	A2	1,45
	GALN0034	A1	7,26
	GALN0034	A2	11,41
	GALN0110	A2	13,09
GALN0053	GALN0100	A1	7,4
	GALN0100	A2	0
	GALN0101	A1	3,06
	GALN0101	A2	3,31
	GALN0109	A1	3,38
	GALN0109	A2	0
	GALN0026	GALN0028	A1
GALN0028		A2	0,02
GAL0050	GALN0099	A1	51,5
	GALN0099	A2	2,51
	GALN0100	A1	9,52
	GALN0101	A2	0
GALN0060	GALN0112	A1	10,11
	GALN0112	A2	0
	GALN0110	A1	46,55
	GALN0110	A2	6,4
	GALN0111	A1	8,07
	GALN0111	A2	26,54
SSIL0007	SSIL041	A1	4,0
	SSIL040	A1	8,14
	GALN0112	A1	18,83
	GALN0113	A1	1,42

Fuente. Elaboración propia.

4.3.1 Índice de vaciamiento (VRR). Según Rasak Mayowa³⁸, el índice de vaciamiento indica la relación entre el agua que se está inyectando en el yacimiento respecto a lo que se está produciendo, esto permite tener una idea sobre si la cantidad de agua inyectada es suficiente; cuando el VRR es mayor a 1 y la presión del yacimiento no está incrementando, se pueden estar generando pérdidas por zonas ladronas ejerciendo un mal barrido en el yacimiento, por el contrario cuando VRR es menor a 1 y la presión del yacimiento no está declinando se podrían tener influjos de fluidos como un acuífero.

La ecuación utilizada para hallar el VRR se observa en la **Ecuación 9**; la **Gráfica 29** representa el comportamiento del VRR para el Campo Galán, se observan valores mayores a 1 para los años de 1978 a 1981, de lo que se infiere que una parte de la cantidad de agua inyectada se puede estar moviendo por zonas ladronas de mayor permeabilidad; el balance ideal es mantener esta relación en 1.

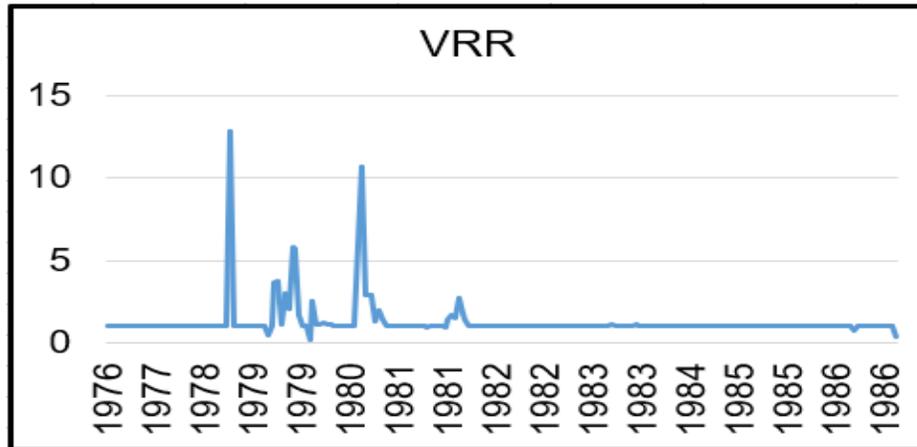
Ecuación 9. Índice de Vaciamiento (VRR)

$$VRR_n = \frac{B_{w,n}Q_n^{w,inj}}{B_{w,n}Q_n^{w,pro} + B_{o,n}Q_n^{o,pro} + B_{g,n}Q_n^{g,pro}(GOR_n - R_{so,n})}$$

Fuente: Abee A. Consideration of Voidage-Replacement ratio in well placement optimization., University of petroleum and minerals, society of petroleum engineers, 2013. P.3.

³⁸ SUNMONU. M, SHOKOYA, Y, OKWDIAFOR. P., Use of water injection surveillance as an effective reservoir management tool. Society of petroleum engineers, 2015. P. 5.

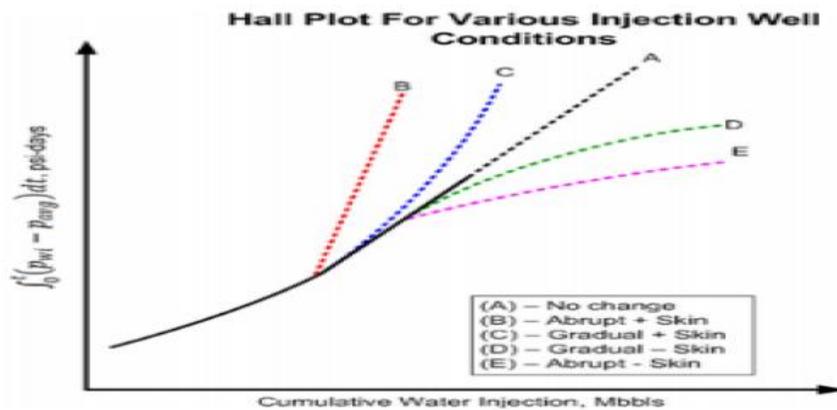
Gráfica 29. Índice de vaciamiento (VRR) yacimiento Campo Galán



Fuente. Elaboración propia.

4.3.2 Gráfico de Hall. Según Sunmonu³⁹, los gráficos de Hall son una buena herramienta analítica para los pozos inyectoras, una gráfica de presión acumulada en el tiempo vs agua inyectada permite monitorear el comportamiento en un proceso de inyección de agua e indicar la capacidad de inyectividad en el pozo.

Gráfica 30. Curvas Hall a diferentes condiciones



Fuente. SUNMONU. M, SHOKOYA, Y, OKWDIAFOR. P., Use of water injection surveillance as an effective reservoir management tool. Society of petroleum engineers, 2015. p. 20.

La **Gráfica 30** muestra el comportamiento de las curvas de Hall para varios pozos inyectoras a diferentes condiciones, por una parte la curva A no muestra cambios para las condiciones de inyección, mientras que las curvas B y C presentan un

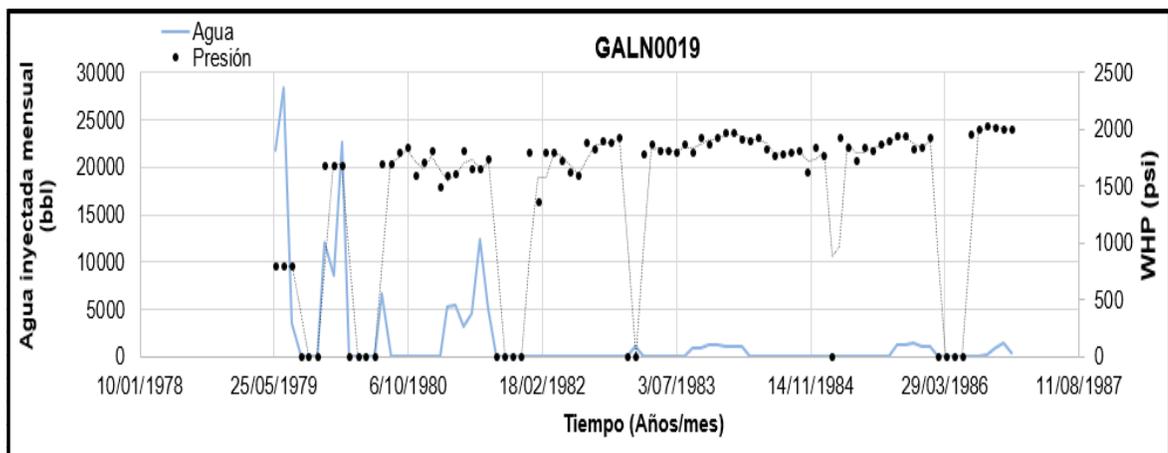
³⁹ SUNMONU. M, SHOKOYA, Y, OKWDIAFOR. P., Use of water injection surveillance as an effective reservoir management tool. Society of petroleum engineers, 2015. P. 19.

aumento de la pendiente indicando un daño positivo o una mala calidad del agua inyectada, seguido de la curva D, que presenta una disminución en la pendiente lo que indica un daño negativo o una presión de inyección debajo de la requerida, terminando con la pendiente de la línea E que representa un daño negativo abrupto. Cuando no se tienen variaciones en la pendiente de la curva es debido a que el caudal y la presión varían proporcionalmente una de la otra.

4.3.3 Pozo GALN0019. Al observar la **Gráfica 31**, se infiere un caudal de inyección promedio de 1800 barriles por día a una presión promedio de 1419 psi, la inyección de este pozo según lo visto en el modelo del campo influye en la producción del GALN0003 y el GALN009, con unos índices de conectividad de 0,9822 y 0,9125 respectivamente, este último corresponde al pozo no canalizado, permitiendo ver que este parámetro es importante para identificar las arenas con mayor capacidad de flujo que estén generando los problemas de canalizaciones.

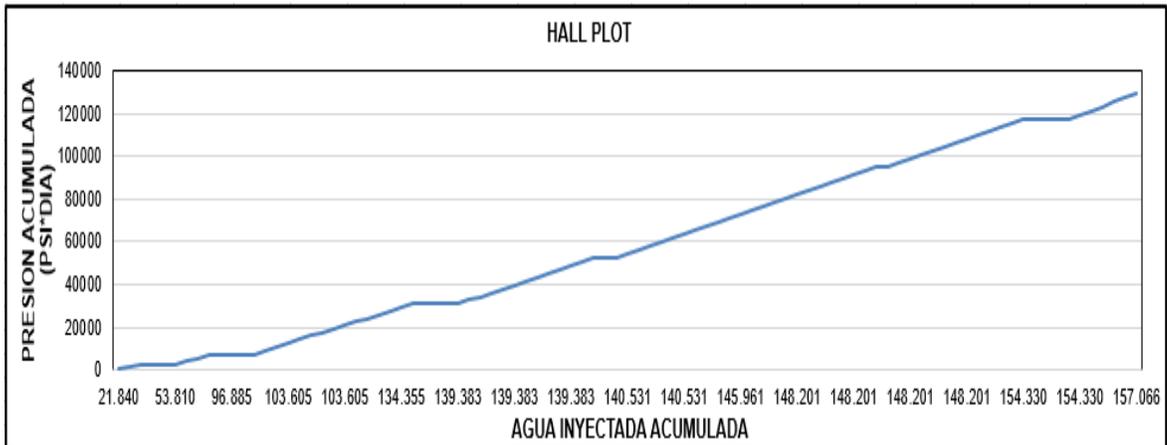
La presión para este pozo tiene bajas variaciones en el tiempo, y la pendiente en el gráfico de Hall crece de manera lineal (véase **Gráfica 32**) por lo tanto, se infieren unas buenas conexiones de inyección.

Gráfica 31. Curva de agua inyectada vs tiempo Pozo GALN0019



Fuente. Los Autores, 2018

Gráfica 32. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada GALN0019

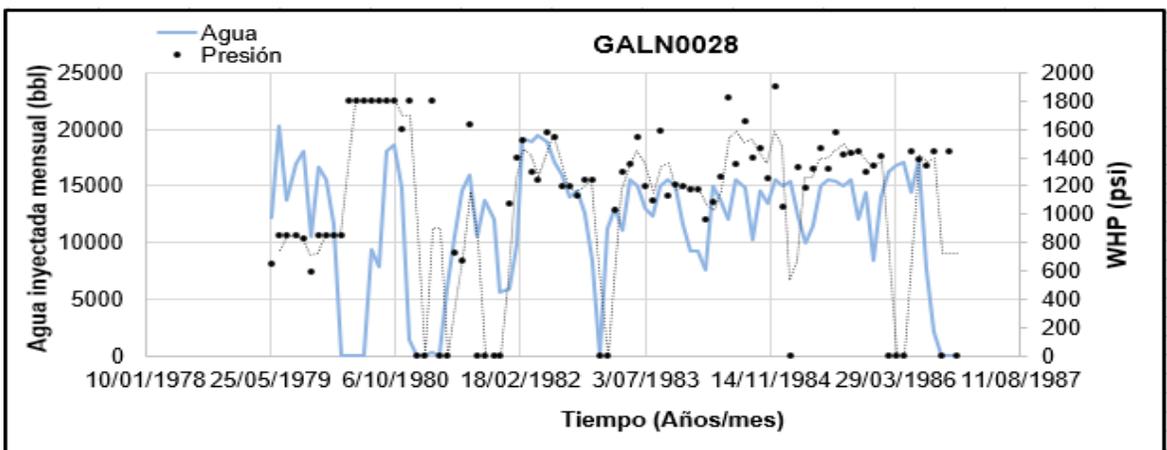


Fuente. Elaboración propia.

4.3.4 Pozo GALN0028. En la **Gráfica 33** se observa un caudal de inyección promedio de 12000 barriles por día a una presión promedio de 1100 psi, la inyección de este pozo según lo visto en el modelo del campo influye en la producción del GALN0026 y GALN003 con un índice de conectividad de 0,827 y 0,8007 respectivamente, lo cual indica una alta capacidad de flujo en las arenas.

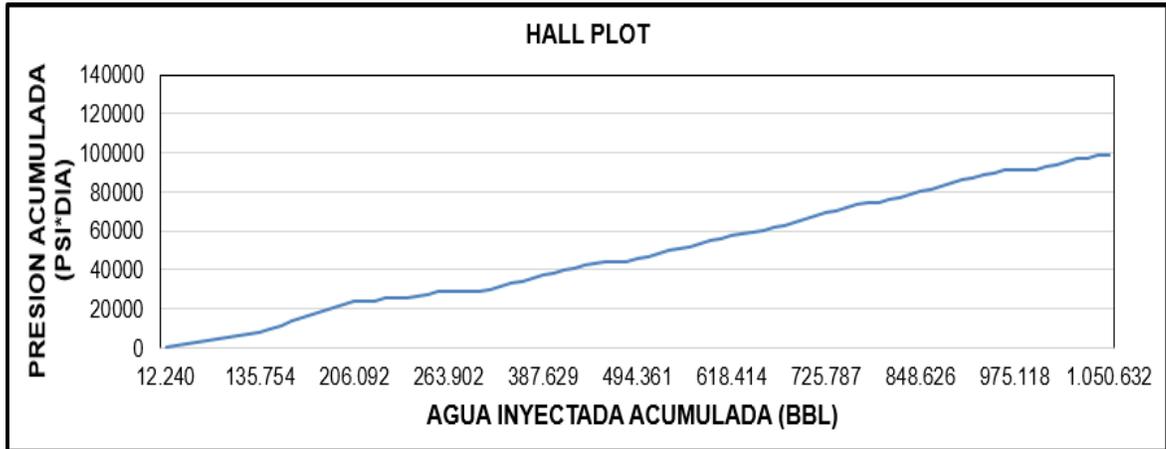
Dado a que la tasa inyectada es muy alta a una baja presión se observa una menor pendiente en la curva de Hall (véase **Gráfica 34**), a su vez en esta imagen no se ven daños abruptos en la inyección por algún daño de formación.

Gráfica 33. Curva de agua inyectada vs tiempo Pozo GALN0028



Fuente. Elaboración propia.

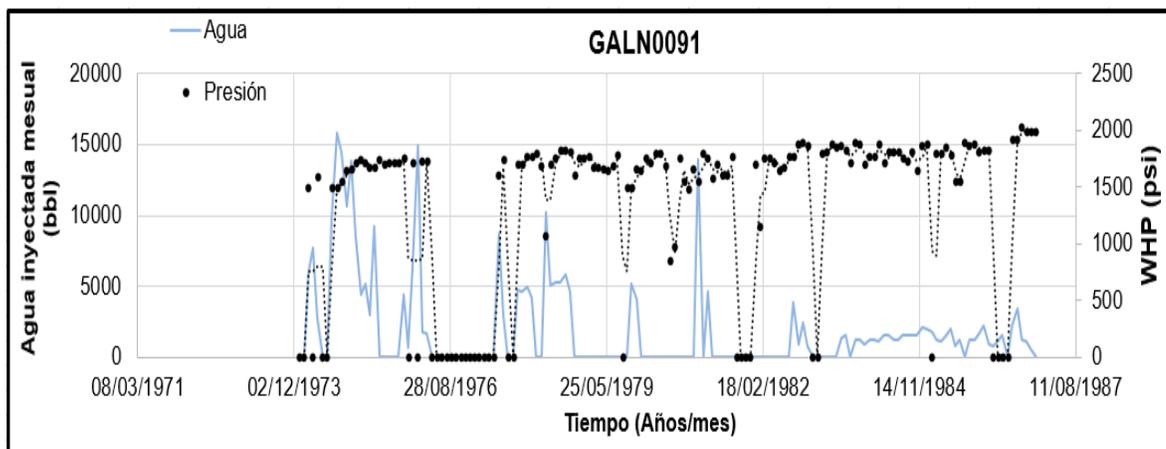
Gráfica 34. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0028



Fuente. Elaboración propia.

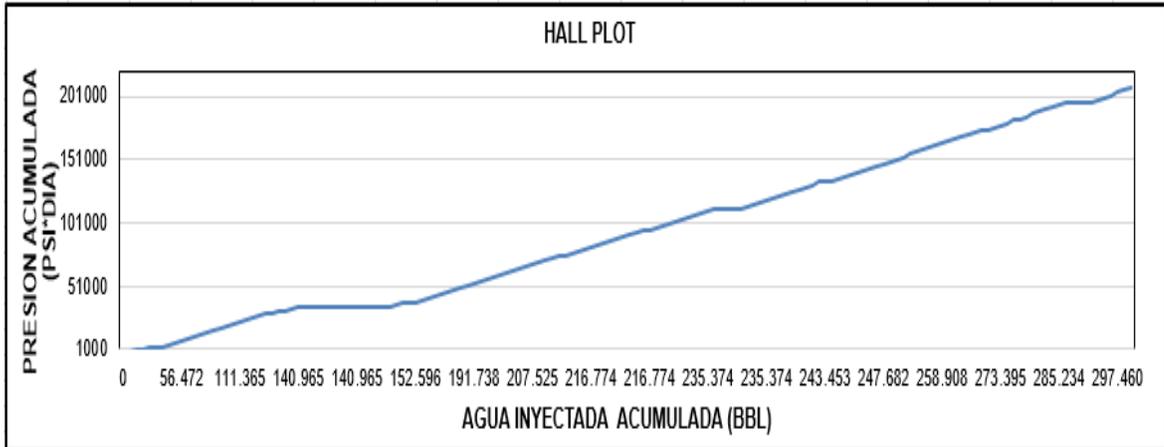
4.3.5 Pozo GALN0091. El pozo GALN0091 inicio con altos caudales de inyección, en la **Gráfica 35** se observa que para el año 1976 se detuvo la inyección y se reinicia en el año 1979 con menores caudales, a su vez finaliza en el año 1986 con menos de 2500 bls promedio inyectados al mes, este pozo conecta con el GALN0044 generando así un modelo con un WOR promedio de 49, el gráfico de Hall (véase **Gráfica 36**) en la zona seleccionada con dos líneas azules muestra una caída en la pendiente, lo cual indica una inyección a una presión menor a la debida.

Gráfica 35. Curva de agua inyectada vs tiempo GALN0091



Fuente. Elaboración propia.

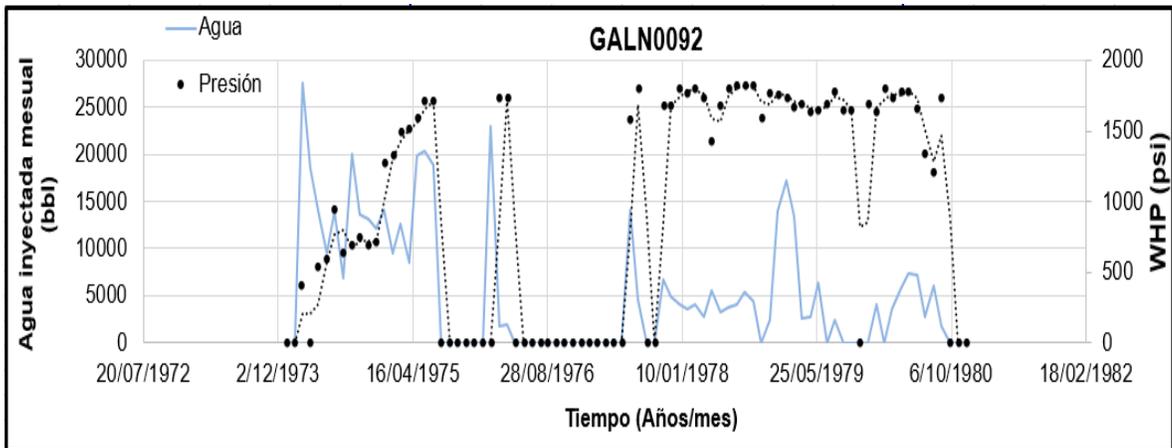
Gráfica 36. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0091



Fuente. Elaboración propia.

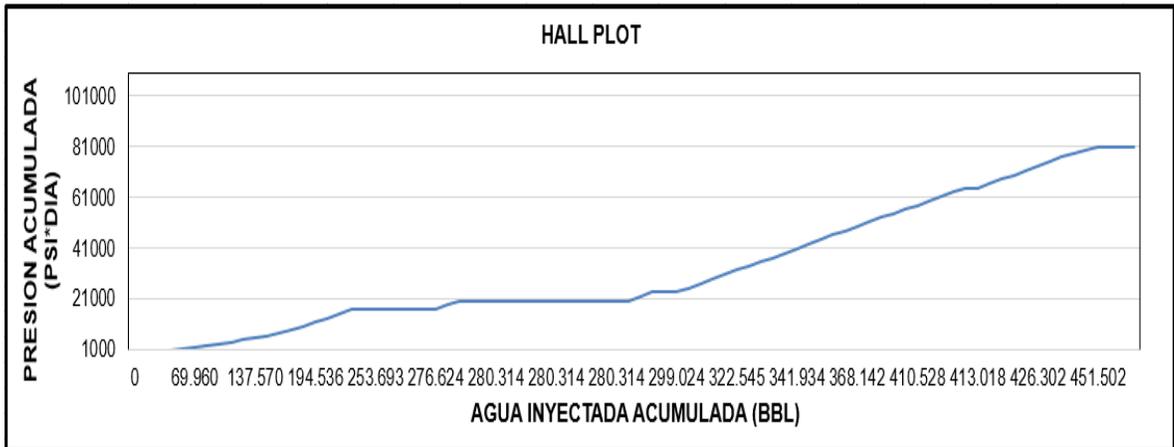
4.3.6 Pozo GALN0092. A los inicios de la inyección se observa un desbalance en la presión de inyección, desde el año 1978 al año 1980 se observa que estas se estabilizan (véase **Gráfica 37**), a su vez se ve un comportamiento lineal en el gráfico de Hall para los últimos años de producción (véase **Gráfica 38**).

Gráfica 37. Curva de agua inyectada vs tiempo GALN0092



Fuente. Elaboración propia.

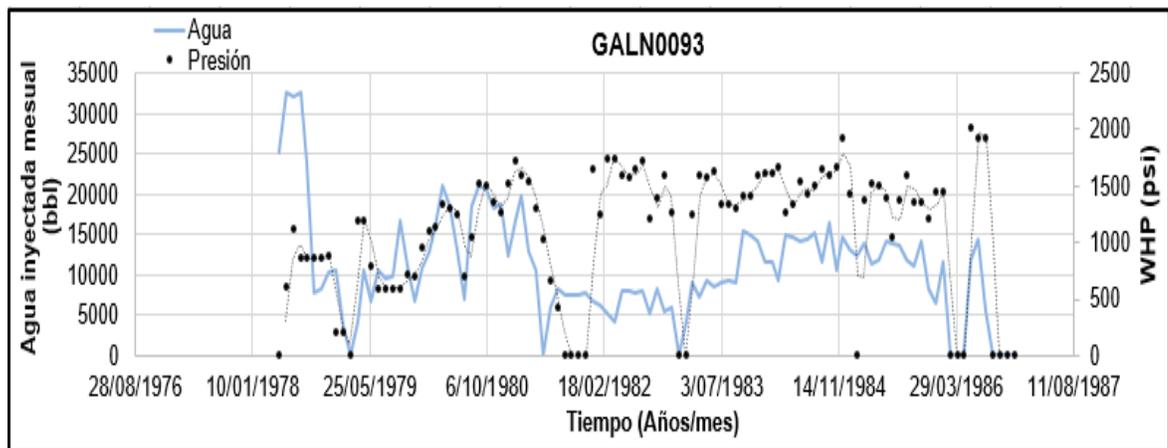
Gráfica 38. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0092



Fuente. Elaboración propia.

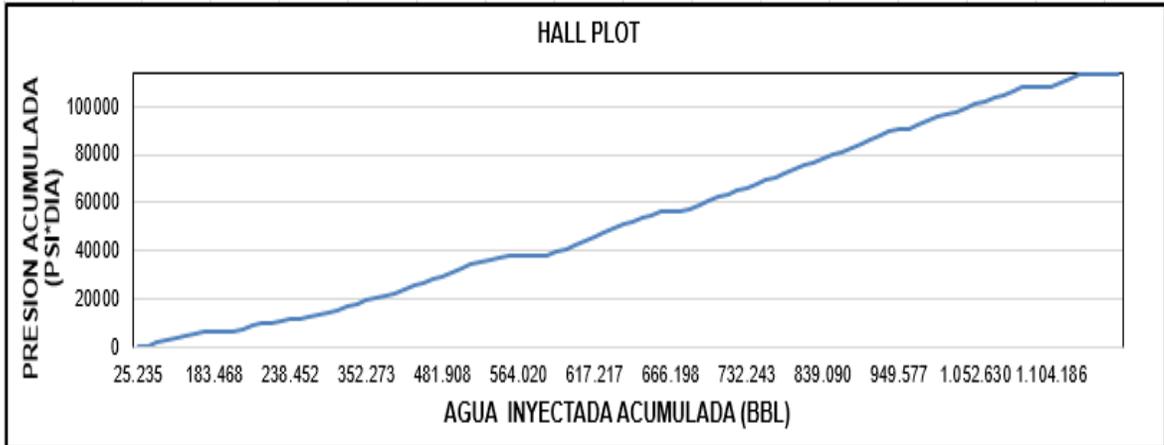
4.3.7 Pozo GALN0093. A los comienzos de la inyección de agua se obtuvieron altos caudales a bajas presiones, lo cual genera la curvatura de baja pendiente señalada a los inicios de la curva de Hall, para el año del 79 al 80 se tratan de estabilizar las presiones, sin embargo se puede observar mucha variación en la **Gráfica 39**, por ende no se ve una curva de pendiente lineal en la **Gráfica 40**.

Gráfica 39. Curva de agua inyectada vs tiempo GALN0093



Fuente. Los autores, 2018.

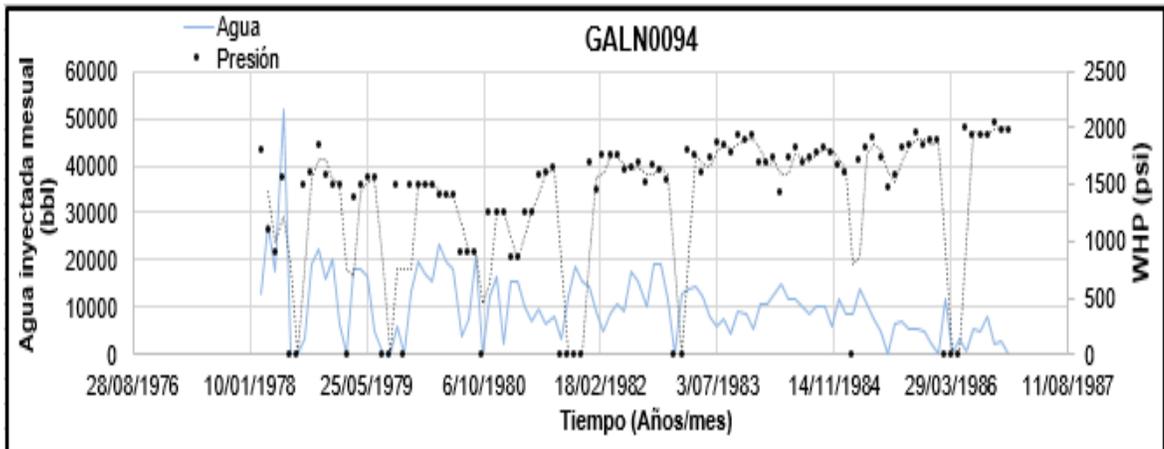
Gráfica 40. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0093



Fuente. Elaboración propia.

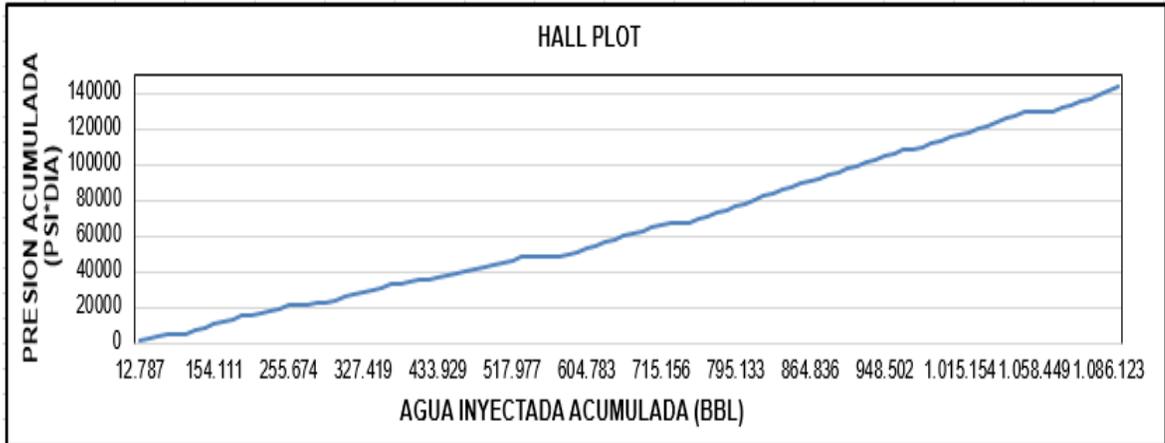
4.3.8 Pozo GALN0094. En la **Gráfica 41** Se observan caudales de inyección menores a 20000 bls promedio día para la mayoría de los años de vida útil en este pozo, sin embargo finaliza en un caudal de inyección menor a 10000 bls, tampoco se ven grandes variaciones de presión en el tiempo, por lo tanto no se dan grandes cambios de pendiente en el gráfico de Hall (véase **Gráfica 42**) pero tampoco se tiene una tendencia recta en esta curva como se puede observar en pozos anteriores.

Gráfica 41. Curva de agua inyectada vs tiempo GALN0094



Fuente. Elaboración propia.

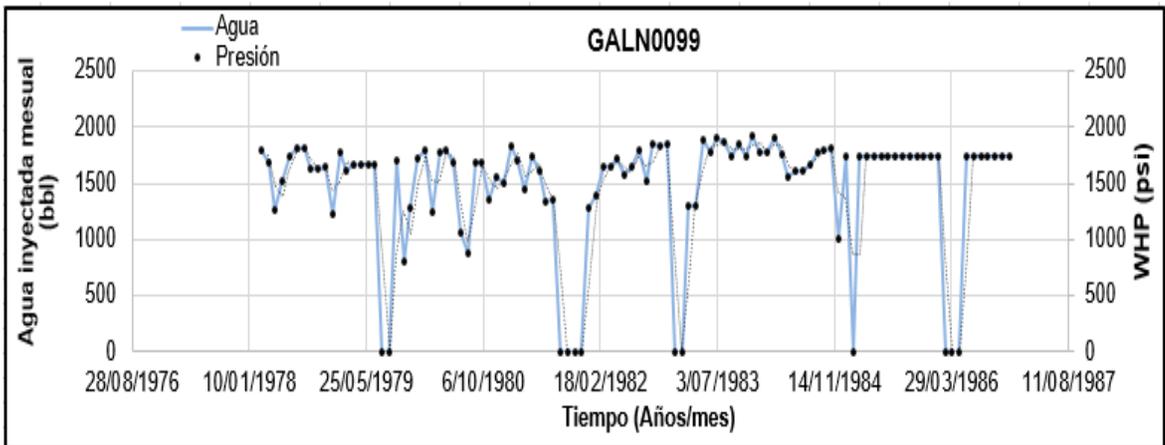
Gráfica 42. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0094



Fuente. Elaboración propia.

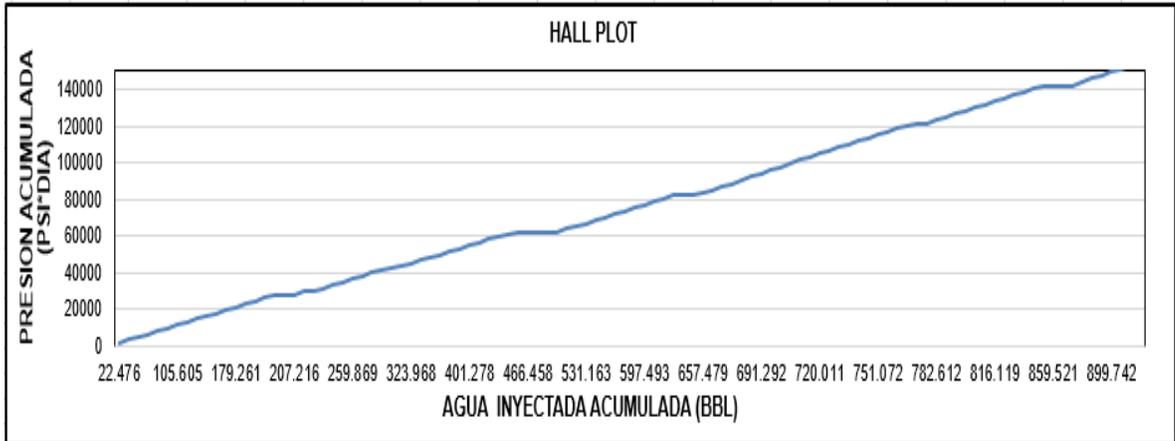
4.3.9 Pozo GALN0099. En las curvas de la **Gráfica 43** se observan caudales de agua inyectada muy parecidos a la presión de inyección, así como meses de inyección parados, estos cambios se ven reflejados en algunas curvaturas en el gráfico de Hall (véase **Gráfica 44**) por cambios de pendiente, sin embargo por la forma de las dos curvas se podría concluir un buen balance en la inyección.

Gráfica 43. Curva de agua inyectada vs tiempo GALN0099



Fuente. Elaboración propia.

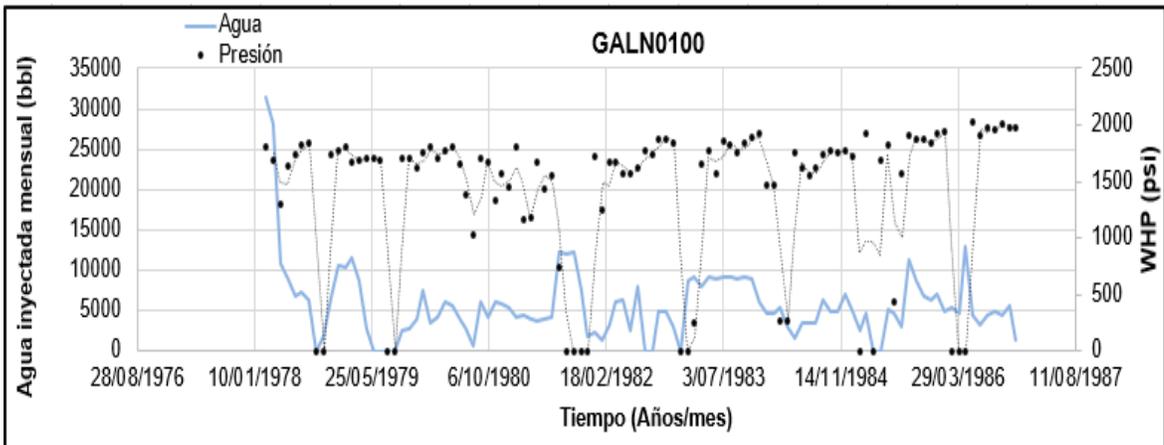
Gráfica 44. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0099



Fuente. Elaboración propia.

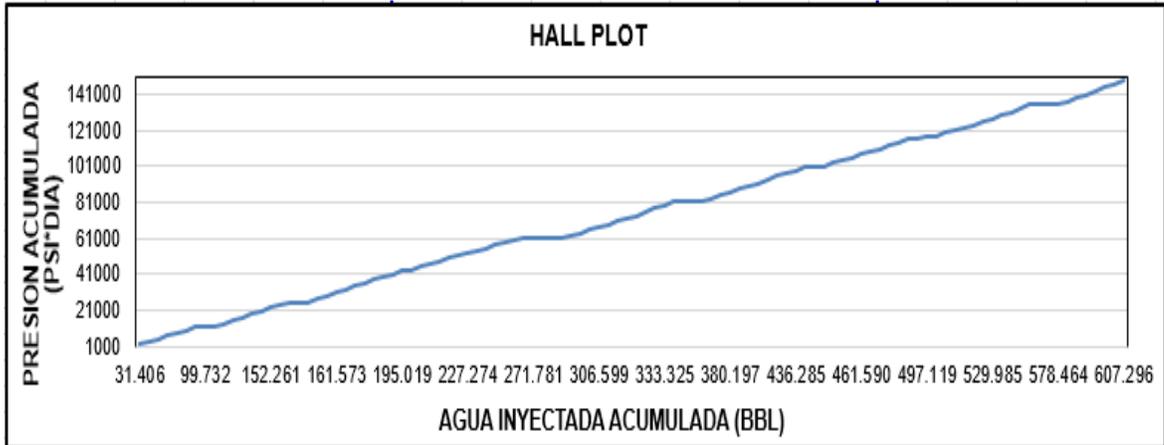
4.3.10 Pozo GALN0100. Se tiene un índice de conectividad de 0,988 con el pozo GALN0050, el agua inyectada promedio es de 5730 bls por mes a una presión de 1403 psi (véase **Gráfica 45**), esto es un caudal de inyección alto en comparación a otros pozos, lo cual demuestra una gran capacidad de flujo en la formación para esta zona del yacimiento, a su vez la **Gráfica 46** no muestra un comportamiento brusco en la inyección que pueda generar fracturas en el reservorio.

Gráfica 45. Curva de agua inyectada vs tiempo GALN0100



Fuente. Elaboración propia.

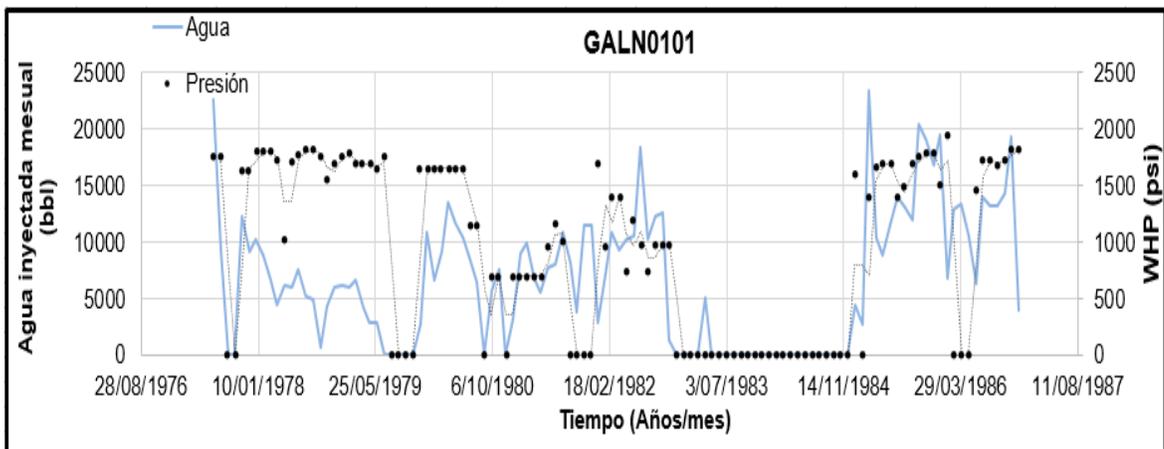
Gráfica 46. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada PozoGALN0100



Fuente. Elaboración propia.

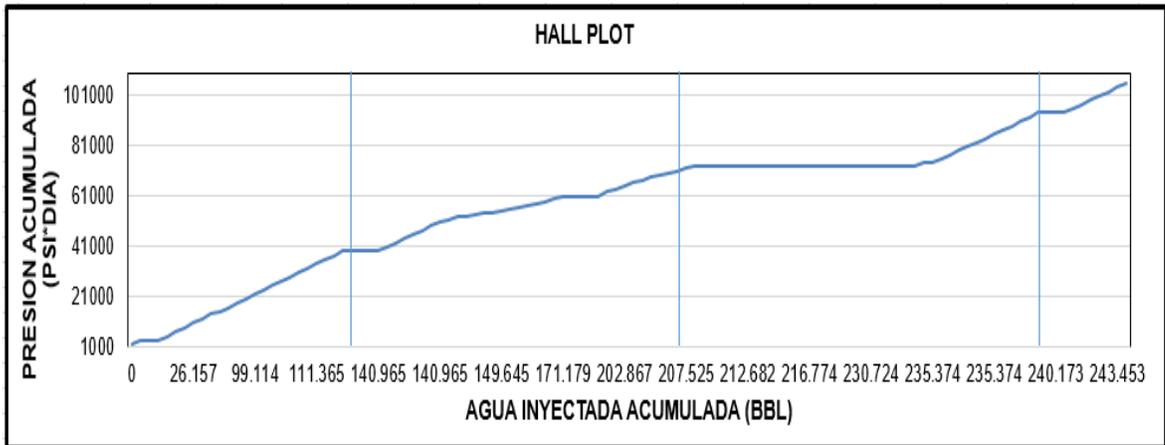
4.3.11 Pozo GALN0101. Se observan variaciones en las presiones de inyección en la vida del pozo, así como una parada de la inyección desde el año 1983 hasta 1984, estos cambios se pueden observar en la forma del gráfico de Hall que toma ciertas curvaturas seleccionadas con líneas azules en la curva. (véase **Gráfica 47y Gráfica 48**).

Gráfica 47. Curva de agua inyectada vs tiempo Pozo GALN0101



Fuente. Elaboración propia.

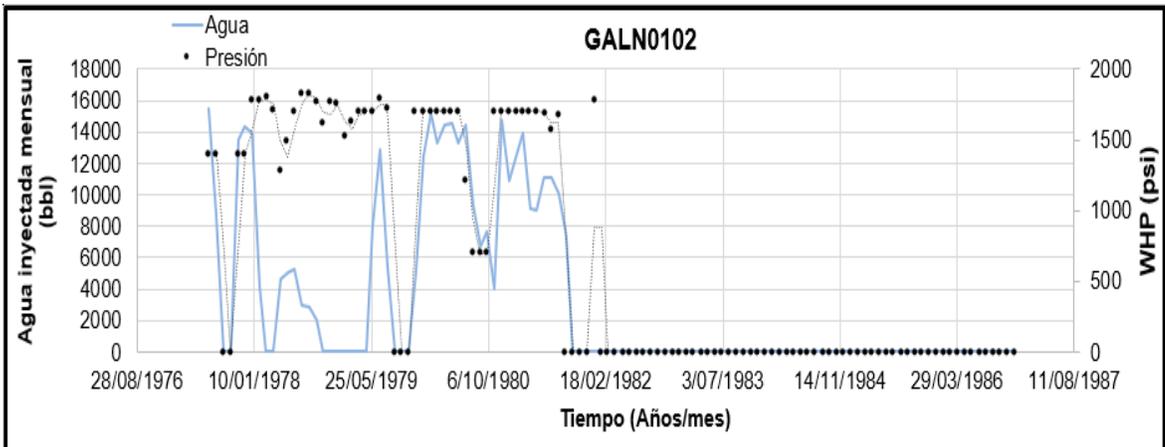
Gráfica 48. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0101



Fuente. Elaboración propia.

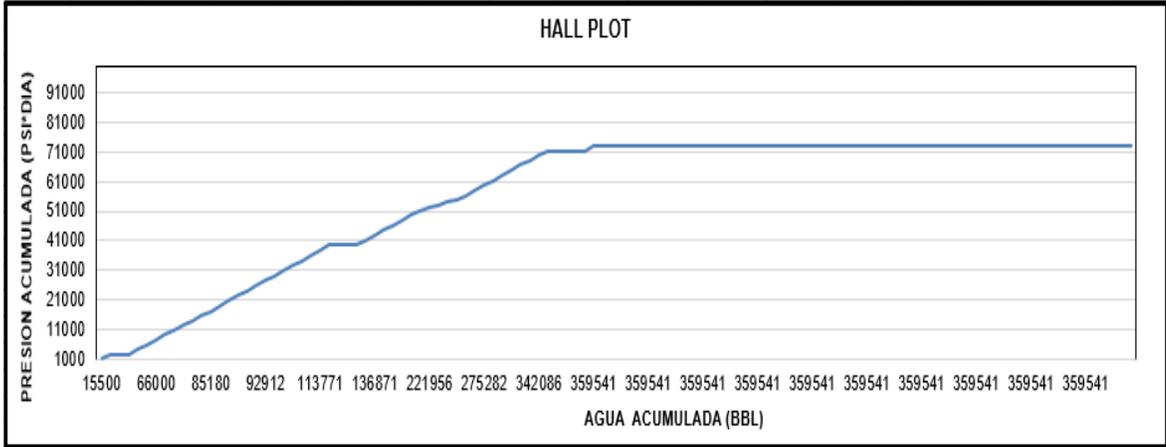
4.3.12 Pozo GALN0102. Al igual que el pozo anterior, este inyector solo barre hacia el pozo GALN0050, con un índice de conectividad de 0,99, al observar la **Gráfica 49** se evidencia que para febrero del año 1982 se para la inyección de agua, eso es dado a los grandes incrementos en la producción de agua con valores mayores a 100 para WOR, por lo tanto, este es uno de los pozos que está aportando a las canalizaciones en el productor.

Gráfica 49. Curva de agua inyectada vs tiempo Pozo GALN0102



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 50. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0102

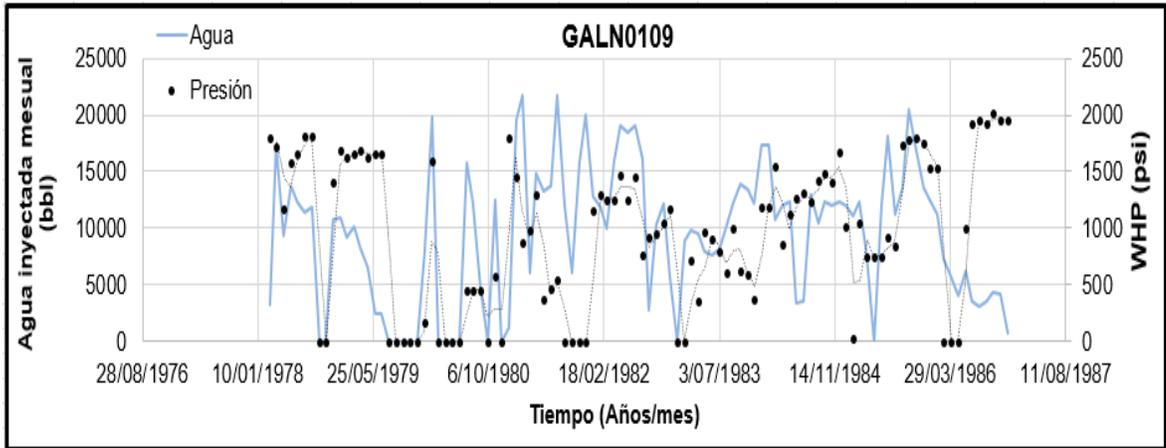


Fuente. Elaboración propia.

A pesar de tener un comportamiento normal en la inyección (véase **Gráfica 50**) puede haber problemas en las arenas que conectan el pozo productor debido a que desde los inicios se tienen incrementos altos en la producción de agua, quiere decir que por esta zona no se ha ejercido un buen barrido de petróleo y el agua se está moviendo preferencialmente por los poros grandes de la formación.

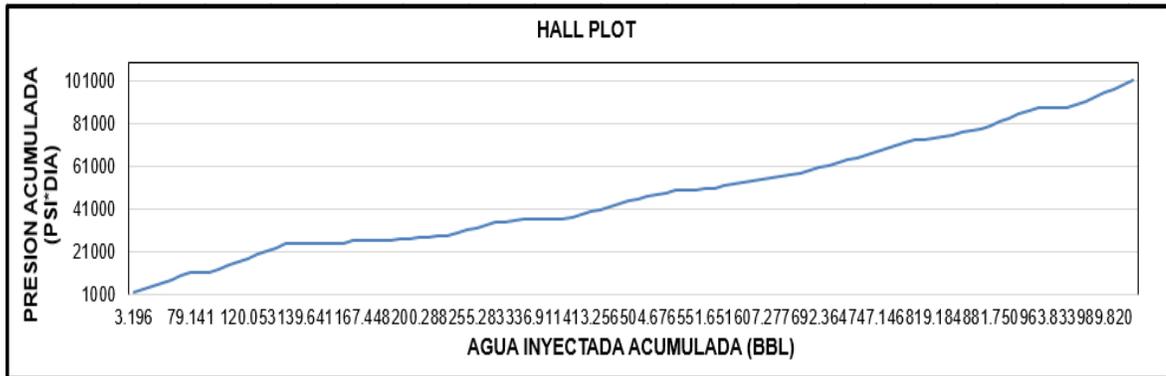
4.3.13 Pozo GALN0109. Se ven muchas variaciones en los caudales de inyección (véase **Gráfica 51**) para este pozo lo cual se ve reflejado en un cambio de pendiente en el gráfico de Hall (véase **Gráfica 52**) que está señalado con dos líneas azules y por la forma de esta curva se puede concluir que la inyección para los años desde 1978 hasta el año 1986 se ha realizado con mayor frecuencia a presiones de inyección menores a las debidas.

Gráfica 51. Curva de agua inyectada vs tiempo Pozo GALN0109



Fuente. Elaboración propia.

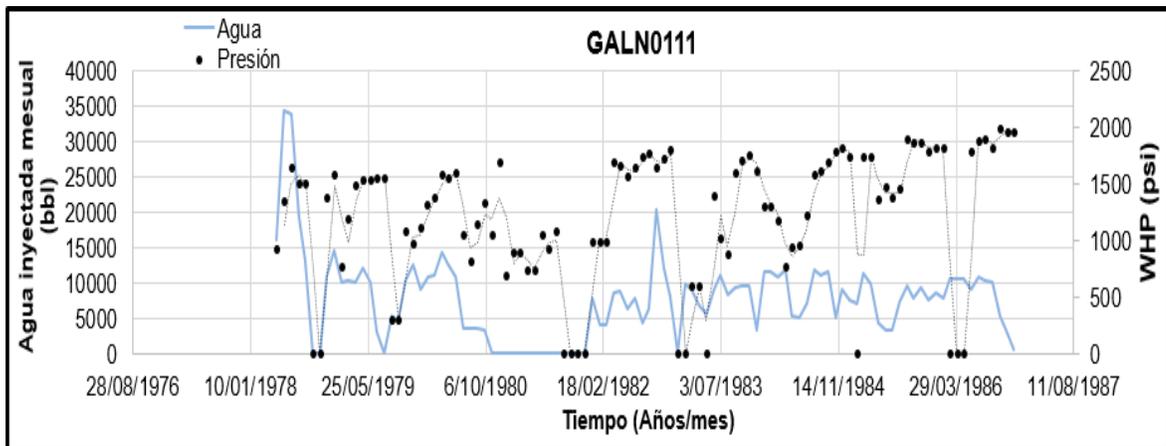
Gráfica 52. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0109



Fuente. Elaboración propia.

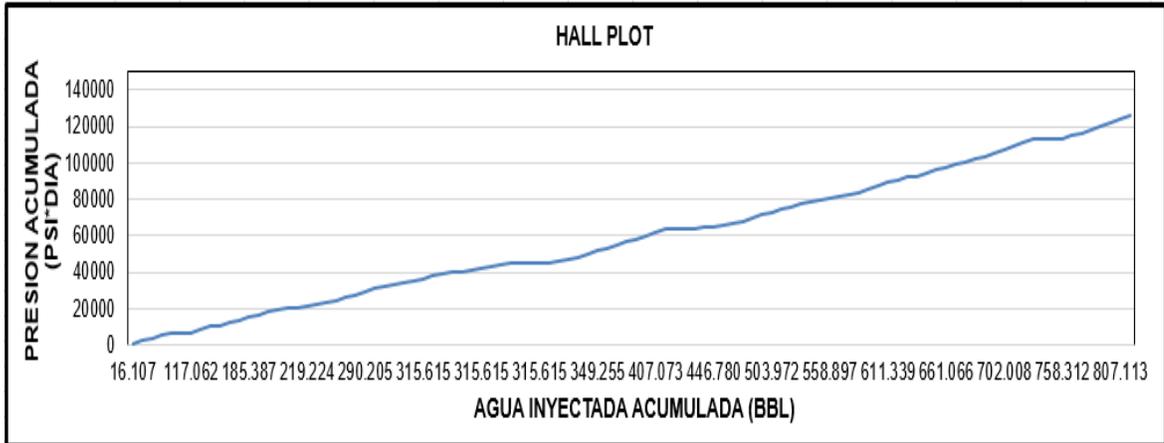
4.3.13 Pozo GALN0111. La **Gráfica 53** se observan los caudales de inyección y las presiones, estas incrementan a medida que el caudal incrementa para complementar el comportamiento de la inyección en la **Gráfica 54** se puede observar un comportamiento normal en la inyección debido a la poca variación en la pendiente.

Gráfica 53. Curva de agua inyectada vs tiempo Pozo GALN0111



Fuente. Elaboración propia.

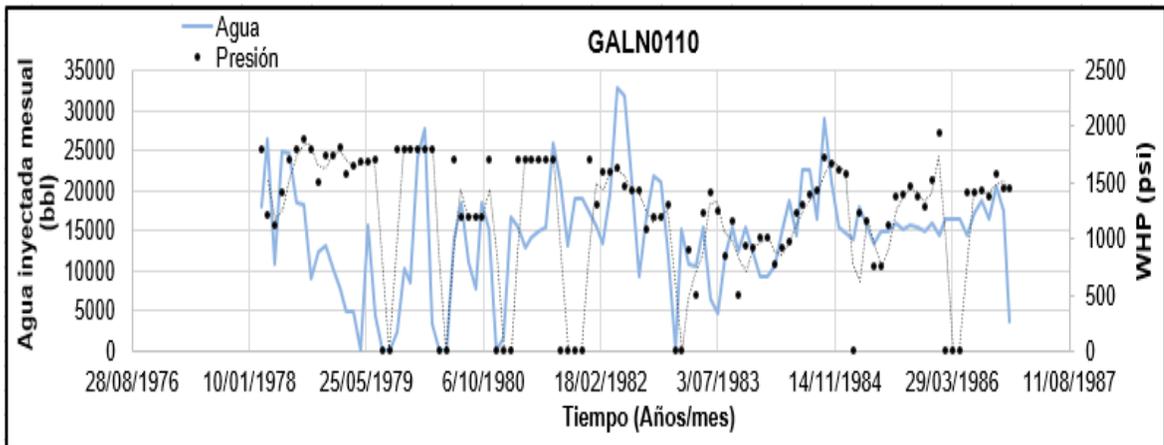
Gráfica 54. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0111



Fuente. Elaboración propia.

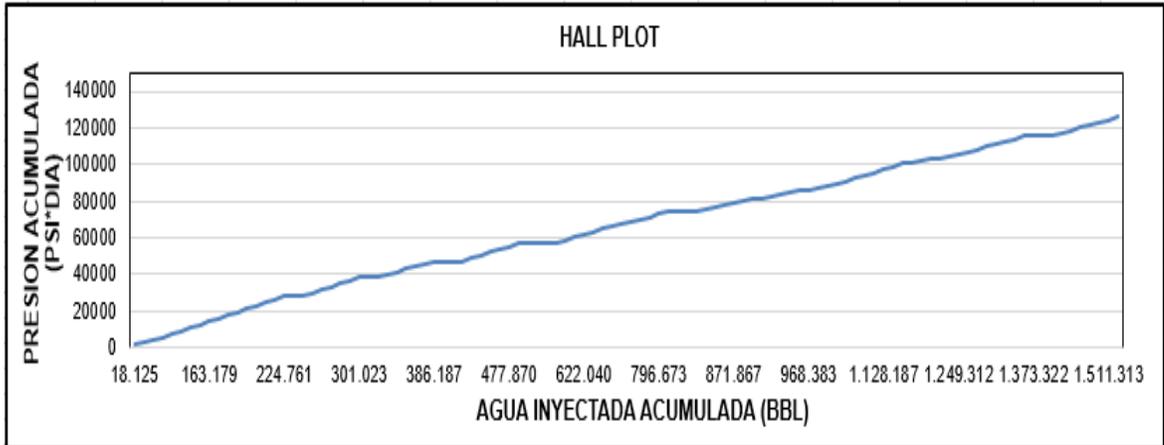
4.3.14 Pozo GALN0110. En la **Gráfica 55** se observan cambios de presión y caudales de inyección buena tendencia en el comportamiento según el gráfico de Hall (véase **Gráfica 56**), sin embargo este pozo aporta alta producción de agua que genera relaciones de WOR de 47 en el productor GALN0053, dicho esto, el problema de canalizaciones podría estar más asociado a las características petrofísicas y estructurales del yacimiento.

Gráfica 55. Curva de agua inyectada vs tiempo GALN0110



Fuente. Elaboración propia.

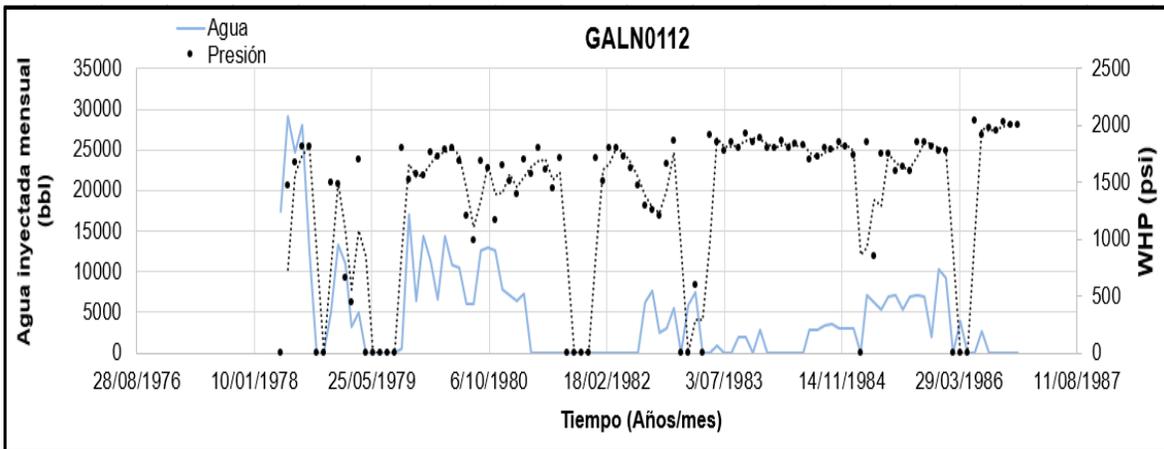
Gráfica 56. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0110



Fuente. Elaboración propia.

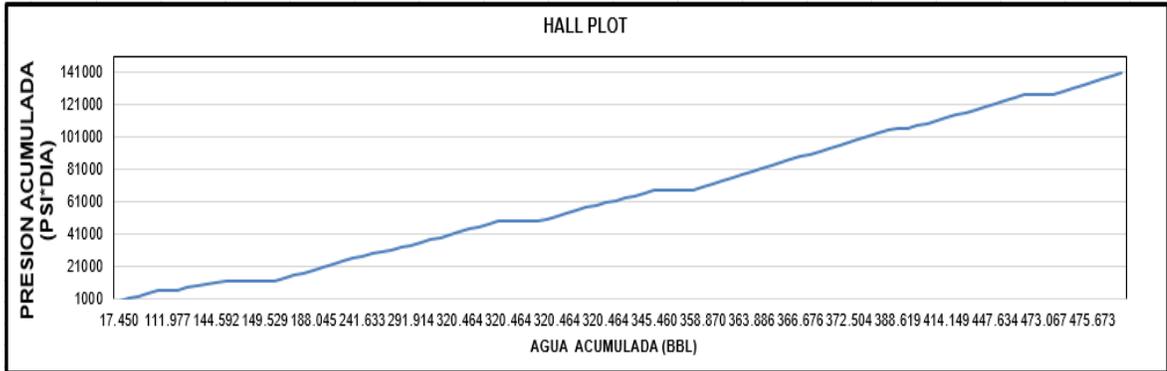
4.3.15 Pozo GALN0112. Este pozo inyecta agua (véase **Gráfica 57**) influyendo en EL Pozo GALN0060, para las arenas A1 y A2 con una conectividad hidráulica de 0,996. Por otra parte, en la **Gráfica 58** se pueden ver declines en el gráfico de Hall (curvas de baja pendiente), que indican una inyección de agua a baja presión.

Gráfica 57. Curva de agua inyectada vs tiempo Pozo GALN0112



Fuente. Elaboración propia.

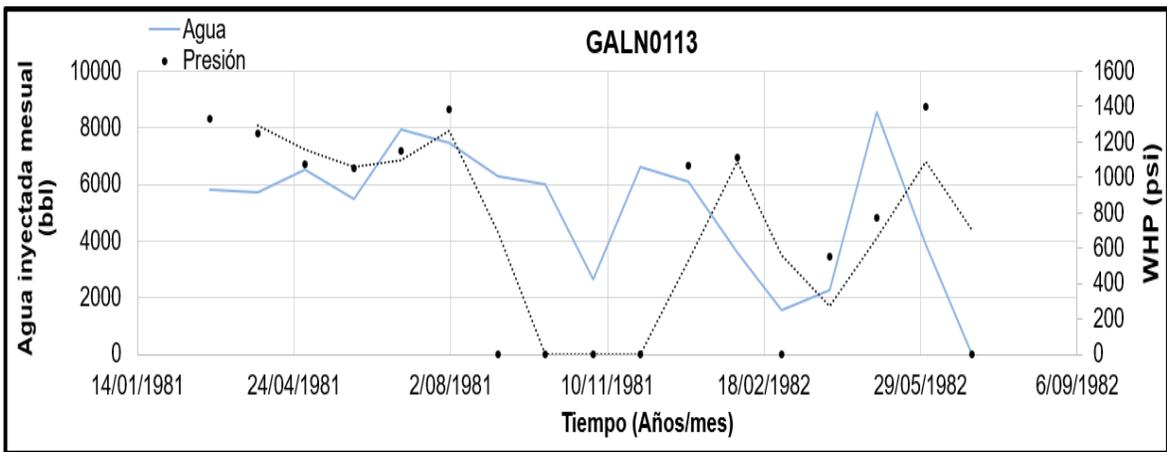
Gráfica 58. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0112



Fuente. Elaboración propia.

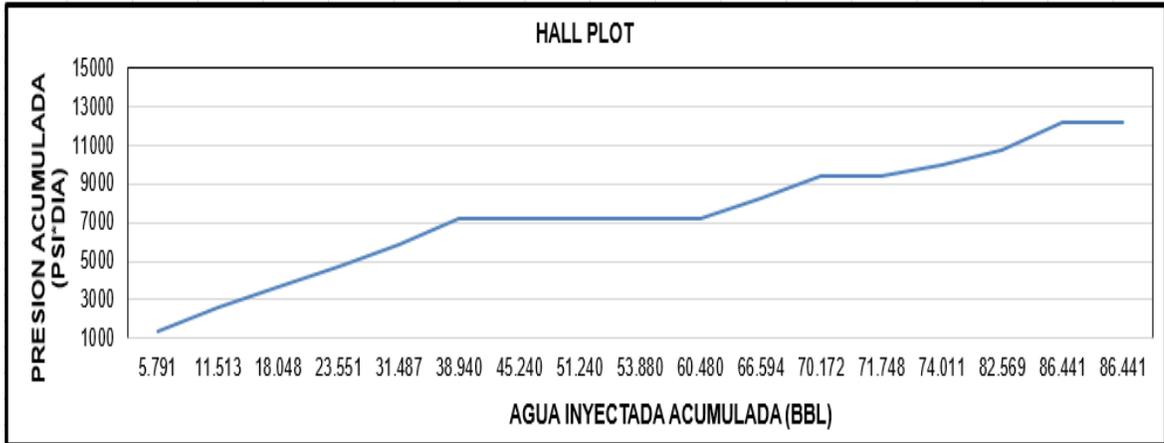
4.3.16 Pozo GALN0113. El agua inyectada en este pozo es solo para la arena A1 de la Formación Colorado, conectado con el Pozo GALN0050 y un índice de conectividad de 0,995, en la **Gráfica 59** se pueden observar caudales de inyección y presión muy variables.

Gráfica 59. Curva de agua inyectada vs tiempo Pozo GALN0113



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 60. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo GALN0113



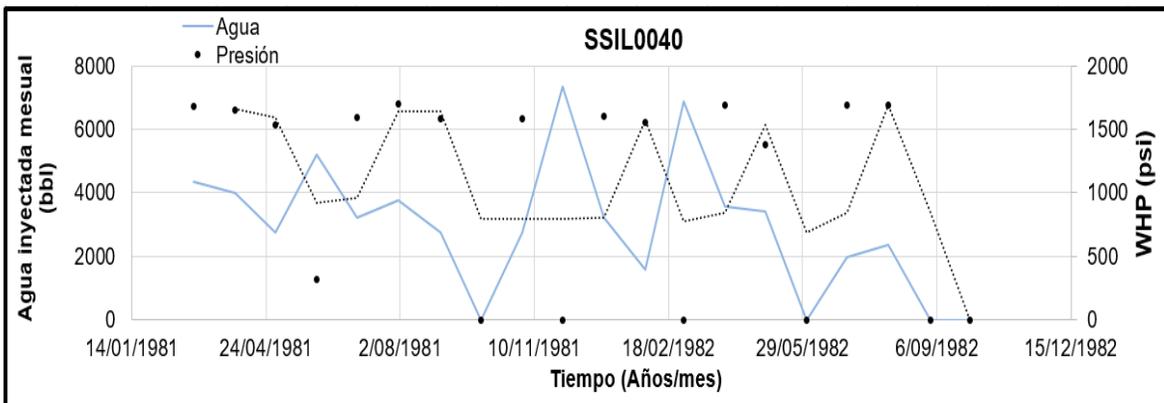
Fuente. Elaboración propia.

Al analizar la

Gráfica 60 se ve una curvatura positiva en el último periodo de la inyección lo que indica según Hall⁴⁰ un daño de formación positivo o una mala calidad del agua.

4.3.17 Pozo SSIL0040. La inyección en este pozo se comporta de manera lineal, la presión cambia conforme al caudal inyectado (véase **Gráfica 61**), esto también se ve reflejado en la tendencia del gráfico de Hall (véase **Gráfica 62**).

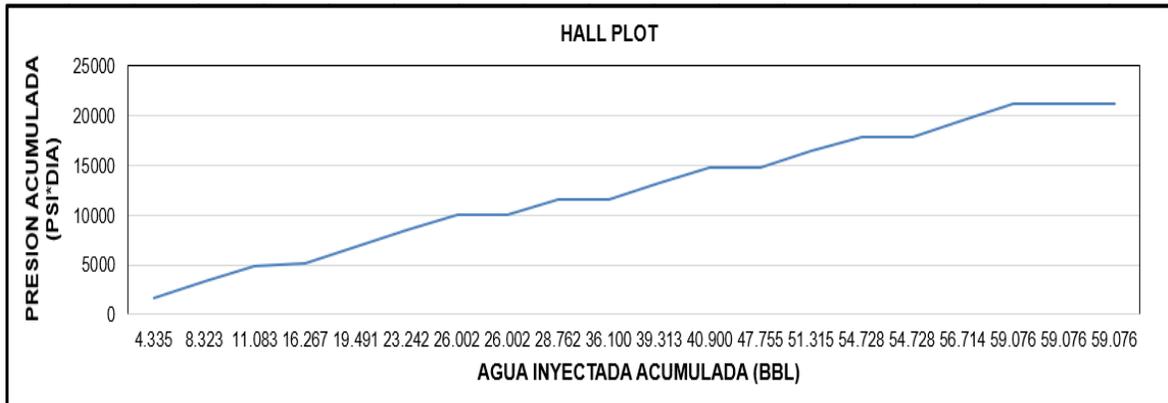
Gráfica 61. Curva de agua inyectada vs tiempo Pozo SSIL0040



Fuente. Elaboración propia.

⁴⁰ SUNMONU. M, SHOKOYA, Y, OKWDIAFOR. P., Use of water injection surveillance as an effective reservoir management tool. Society of petroleum engineers, 2015. P. 19.

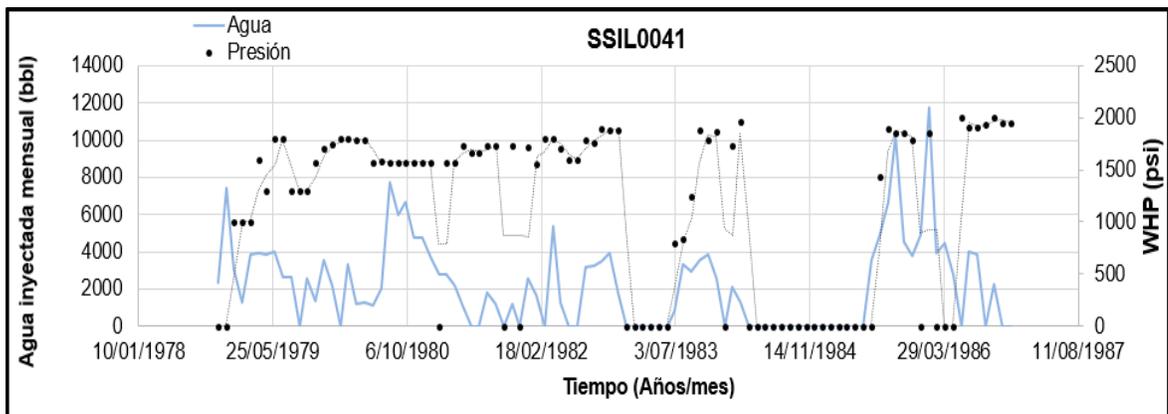
Gráfica 62. Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada Pozo SSIL0040



Fuente. Elaboración propia.

4.3.18 Pozo SSIL0041. Este pozo tiene una influencia en el productor GALN0060, GALN0053 y SSIL0007 con índice de conexión de 0,9978, 0,9986 y 0,9283 respectivamente, al observar la **Gráfica 63** se nota la gran variación en las tasas de inyección.

Gráfica 63. Curva de agua inyectada vs tiempo SSIL0041

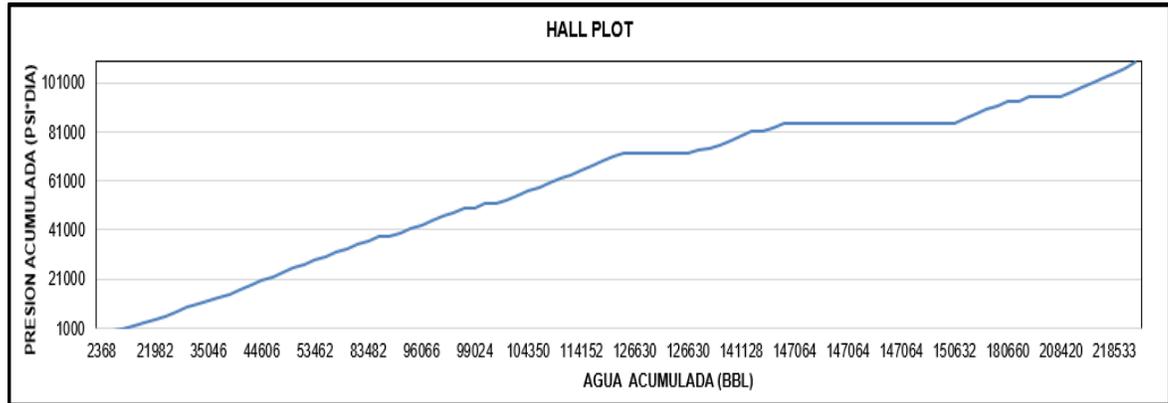


Fuente. Elaboración propia.

Al relacionar esta información con los gráficos de Hall (véase **Gráfica 64**), se observan dos curvaturas la primera para los años 1983-1984 que indica un daño de formación positivo o una mala calidad del agua inyectada en donde se inyectan bajos caudales a alta presión y la segunda después del año 1984 indica que se está inyectando a menores presiones a la presión de inyección.

Esta información es importante para realizar un balance en el patrón de inyección de los últimos dos pozos inyectores mencionados anteriormente.

Gráfica 64 Curva de presión acumulada vs agua inyectada acumulada PozoSSIL0041



Fuente. Elaboración propia.

Finalmente, se evidenciaron mayores cambios de pendiente en los gráficos de Hall por curvaturas en la forma, para los pozos seleccionados del modelo con valores de WOR mayores a 10, lo cual es indicador de problemas en los caudales y presiones de inyección, así como la presencia de un daño de formación positivo para los pozos.

Teniendo en cuenta el análisis de cada pozo inyector, se escogen los pozos inyectores; GALN0091, GALN0093, GALN0094, GALN0099, GALN0100, GALN0101, GALN0110, GALN0112 Y SSIL0041 para simular cierre de las arenas A1 y A2 mediante un conformante químico hidrofílico (Gel Bulk) por medio del software ASIA, esto con el fin de evaluar el comportamiento de la producción y WOR en los 7 pozos afectados.

El conformante químico anteriormente enunciado tiene como objetivo gelificarse en los canales preferenciales donde se desplaza rápidamente el agua, ejerciendo así la función de sello en la formación ayudando a que el agua inyectada se mueva por las zonas en donde el aceite no está siendo barrido.

4.3 ANALISIS GEOLOGICO

“la arquitectura de una cuenca y la fuente de los sedimentos inciden en la estrategia de exploración. Una vez iniciado el desarrollo de un campo, es posible describir la sedimentología de los yacimientos en diferentes escalas a partir de una diversidad de fuentes como; imágenes sísmicas de superficie, datos de pozo y de núcleos, estos resultan útiles en la definición de una estratigrafía de yacimiento más aplicada a la planificación de pozos vecinos y trayectorias de pozos”⁴¹.

⁴¹ CONTRERAS, C., Investigación de la sedimentología de los yacimientos clásticos, Oilfield review, Schulumberger, verano 2005. p.1.

Para complementar los análisis de los siete patrones canalizados se toma la información de permeabilidades e índices de conectividad del modelo suministrados por el ICP, estos datos son representados en la **Ilustración 34** e **Ilustración 35** observando los diagramas es posible notar una gran variación en los valores de conectividad de las arenas pertenecientes a la Formación Colorado que según Carmen Contreras ⁴², estos están determinados por la sedimentología, la cual depende del ambiente de deposición de la formación y las distancias de transporte de los sedimentos, que al ser largas afecta el tamaño y propiedades del reservorio, estos factores son importantes para predecir el comportamiento de producción así como para evaluar el desarrollo de un campo mediante la aplicación de un método de recuperación secundaria.

La formación Colorado fue depositada en un ambiente continental deltaico de corrientes meandriformes, siendo este un factor determinante en la generación de lentes estratigráficas que conforman el yacimiento del Campo Galán, los cuales se caracterizan por una desconexión o discontinuidad lateral en las arenas, siendo esta una cualidad observada en los cortes estructurales.

Según Efraín Casadiego⁴³ los yacimientos de petróleo de esta naturaleza tienen una complejidad geológica que incrementa la incertidumbre de propiedades petrofísicas debido a la variación litológica lateral y vertical, estas son de interés en la exploración de hidrocarburos.

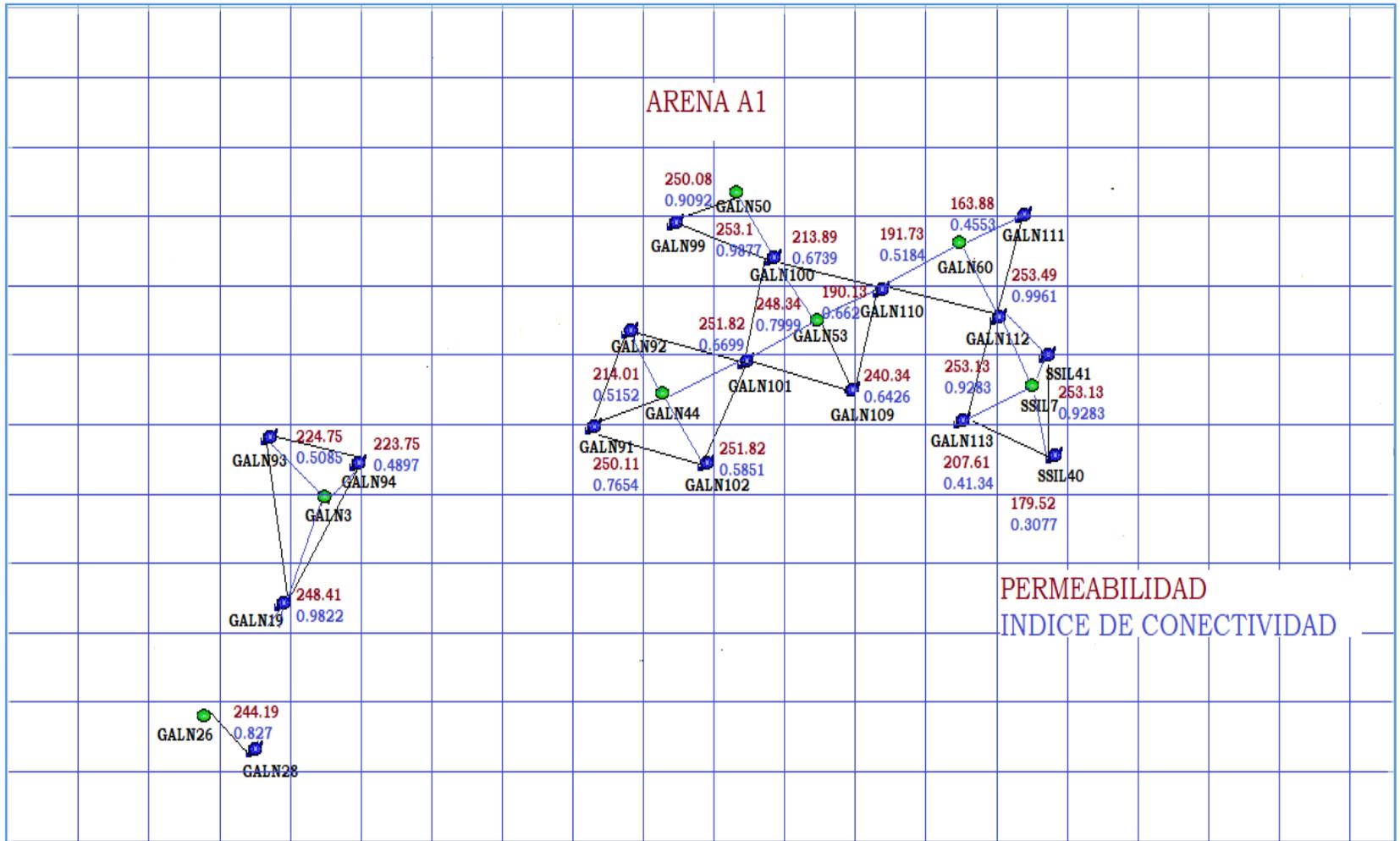
“Los reservorios lenticulares también conocidos como de geometría Point bar generalmente presentan dificultades en la producción, con un promedio en factor de recobro del 30%, sin embargo, es característico en estas trampas estratigráficas dejar un 50% de petróleo remanente”⁴⁴, dato relevante al momento de evaluar un proyecto de recobro mejorado en el campo.

⁴² Ibid.

⁴³ CASADIEGO, E., Caracterización de la continuidad lateral y vertical de las areniscas continentales: el caso de la Formación Mugrosa en el campo LLanito y Casabe, Universidad industrial de Santander, Escuela de Geología, http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0120-02832010000200001

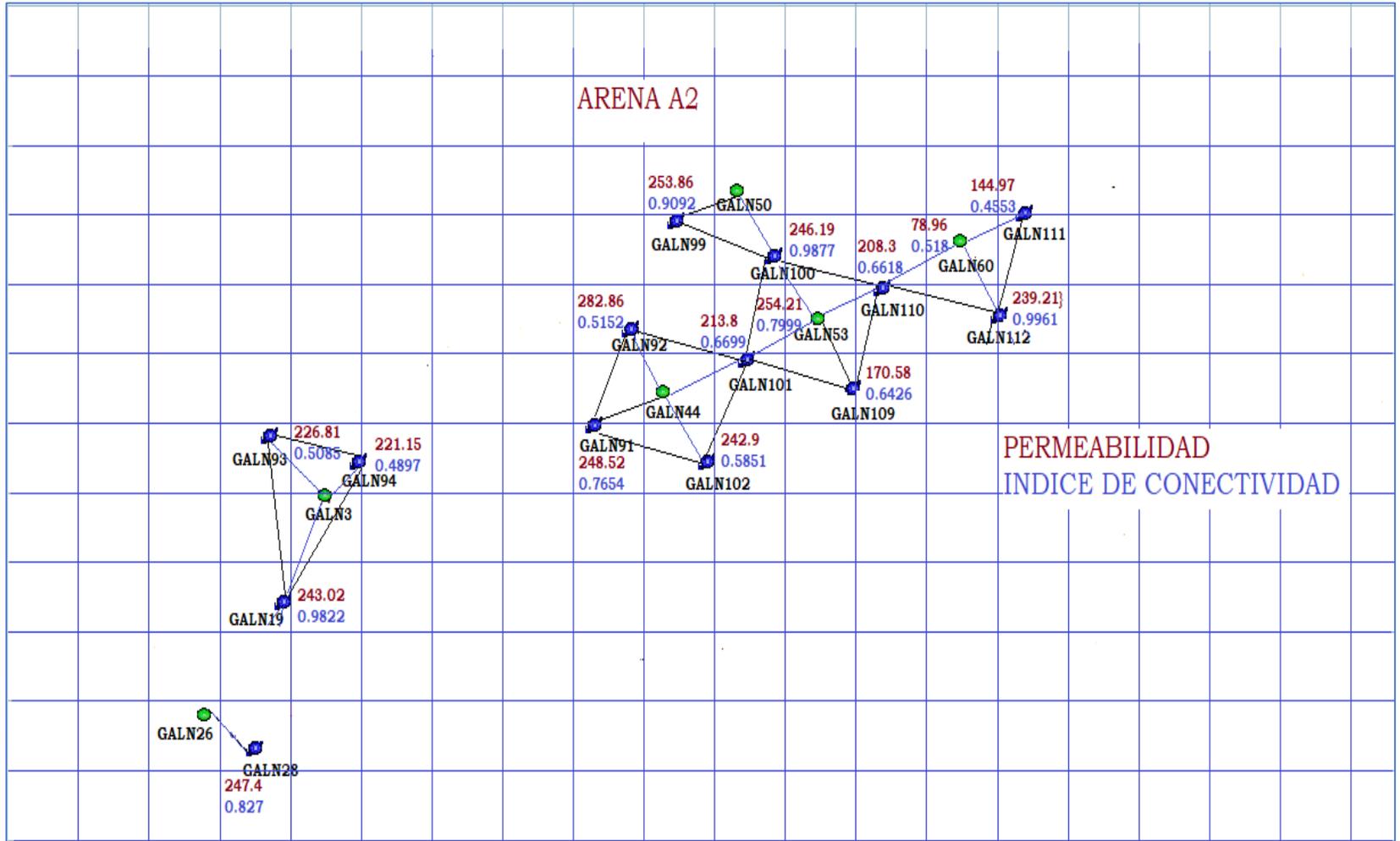
⁴⁴ PEIHUA, X., A point bar facies reservoir model semi-communicated sandbody, SPE14837. 103.P.

Ilustración 34. Representación areal formación Colorado (Arena A1) - distribución de permeabilidades e índices de conectividad



Fuente. Elaboración propia.

Ilustración 35. Representación areal formación Colorado (Arena A2) - distribución de permeabilidades e índices de conectividad,



Fuente. Elaboración propia.

Según Xue Peihua ⁴⁵, las características heterogéneas de una arena discontinua son:

- El ambiente sedimentario controla las características básicas de la heterogeneidad en arenas de ríos meandriformes y el crecimiento lateral tiene un comportamiento semi-conductivo con características macro heterogéneas.
- Las características litológicas verticales en una formación lenticular tienen una gran variación y un crecimiento lateral dado a la sedimentación de láminas arcillosas en las capas, esto indica una heterogeneidad.
- En cuerpos arenosos de deposición lateral, la heterogeneidad es mayor verticalmente acorde a unas estadísticas de Dingxing point bar, el factor de heterogeneidad vertical (V_o) en geometrías point bar puede tener valores de 0.7167 y la heterogeneidad lateral de 0.5324.
- Las arenas están constituidas mediante intercalaciones de estratos finos que también inciden en la heterogeneidad

4.4.1 Análisis de la eficiencia de barrido vertical de las arenas A1 y A2. Teniendo en cuenta la información descrita anteriormente se decide calcular el coeficiente de heterogeneidad mediante el método de Dysktra Parson para establecer la heterogeneidad de las arenas pertenecientes a la formación Colorado, este consiste en recopilar diferentes permeabilidades para cada una de las arenas, las cuales son organizadas en orden descendiente con sus respectivos espesores, seguidamente se calcula el porcentaje de espesores mediante sumatoria de los espesores superiores sobre el total para cada permeabilidad, se grafica porcentaje de espesor vs permeabilidad y finalmente se toma el valor de permeabilidad para el porcentaje mayor que de 50% y el porcentaje mayor que de 84.1%.

Esta metodología clasifica la heterogeneidad del yacimiento como se muestra en la **Tabla 7**.

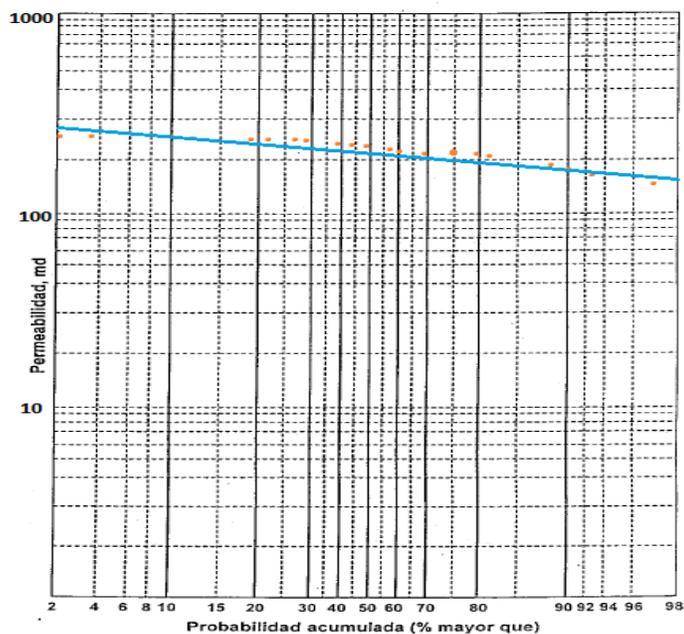
Tabla 7. Clasificación de la heterogeneidad del yacimiento

Coeficiente de Heterogeneidad (V)	Tipo de Yacimiento
0	Homogéneo (ideal)
0-0,25	Ligeramente Heterogéneo
0,25-0,50	Heterogéneo
0,50-0,75	Muy Heterogéneo
0,75-1	Extremadamente Heterogéneo
1	Totalmente Heterogéneo

Fuente. Elaboración propia.

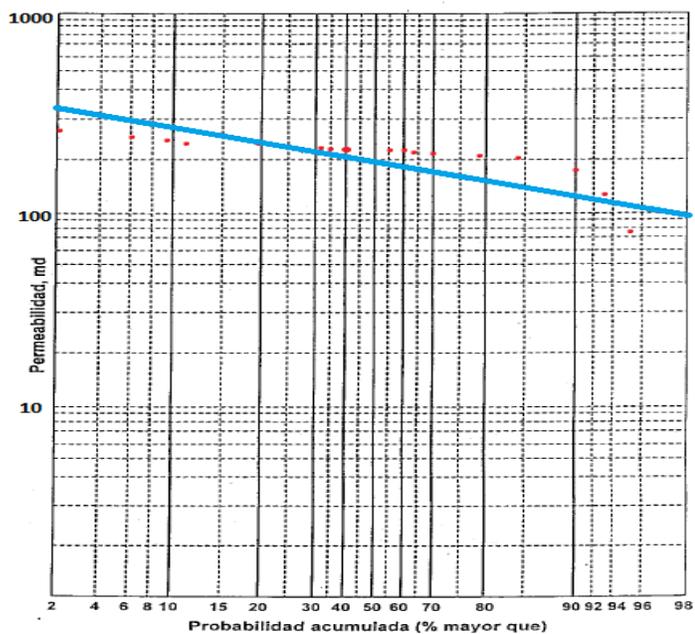
⁴⁵ PEIHUA, X., A point bar facies reservoir model semi-communicated sandbody, SPE14837. 105.P.

Ilustración 36. Tendencia de permeabilidades Arena 1 formación Colorado



Fuente. Elaboración propia.

Ilustración 37. Tendencia de permeabilidades Arena 2 formación Colorado



Fuente. Elaboración propia.

El coeficiente de Dysktra Parson calculado para la Arena 1 fue de 0,136, que la clasifica en una arena ligeramente heterogénea y de 0,3 para la Arena 2, indicando una mayor heterogeneidad en esta, sin embargo, este valor no es muy alto si se tiene en cuenta los altos valores de heterogeneidad teóricos comunes en este tipo de yacimiento que se mencionaron anteriormente. en la **Ilustración 36** e

Ilustración 37, se puede observar la poca dispersión de los puntos graficados. Al tener el coeficiente de Dysktra parson se realiza una metodología descrita en Ahmed, Tarek ⁴⁶ que consiste en calcular la eficiencia de barrido vertical para cada uno de los pozos teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Coeficiente de Dysktra Parson (V)
- Radio de movilidad (M)
- Relación agua petróleo (WOR)

La movilidad se calcula con la **Ecuación 10**

- **Ecuación 10** teniendo en cuenta las características de los fluidos del campo

Ecuación 10. Ecuación Radio de movilidad.

$$M = \frac{k_{rw} @ \bar{S}_{wIT} \mu_o}{k_{rw} @ S_{wr} \mu_w}$$

Fuente. AHMED, T. Principles of Waterflooding. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. USA, 2006.p. 1000.

La razón de movilidad para los fluidos del yacimientos es de 9,92, dato que al ser mayor a uno indica de una mejor flujo del agua en el yacimiento, dicho esto se puede inferir que por procesos naturales geológicos en el tiempo hay cambios en las curvas de permeabilidades relativas actuales en comparación con las cargadas inicialmente en modelo ASIA, los valores de WOR, fueron organizados para cada uno de los patrones del modelo y los valores de Y e X son hallados haciendo uso de la **Ecuación 11** y **Ecuación 12**.

⁴⁶ Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook.,2010. Chapter 14. p.1056.

Ecuación 11. Correlación Y

$$Y = \frac{(WOR + 0.4)(18.948 - 2.499V)}{(M - 0.8094V + 1.137)10^4}$$

Fuente. AHMED, T. Principles of Waterflooding. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. USA, 2006.p. 1056.

Ecuación 12. Parámetro X

$$x = 1.6453V^2 + 0.935V - 0.6891$$

Fuente. AHMED, T. Principles of Waterflooding. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. USA, 2006.p. 1056.

Ecuación 13. Correlación iterativa

$$a_1 E_V^3 (1 - E_V)^{a_2} - Y = 0$$

where $a_1 = 3.334088568$
 $a_2 = 0.7737348199$
 $a_3 = 1.225859406$

Fuente. AHMED, T. Principles of Waterflooding. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. USA, 2006.p. 1056.

La correlación para Y involucra el coeficiente de heterogeneidad, movilidad y relación agua petróleo, calculo necesario para hallar eficiencia de barrido vertical mediante la **Ecuación 13** haciendo uso de los valores a1, a2, y a3 descritos en la ecuación anterior.

Ecuación 14. Eficiencia de barrido vertical

$$E_V = a_1 + a_2 \ln(Y) + a_3 [\ln(Y)]^2 + a_4 [\ln(Y)]^3 + a_5 / \ln(Y) + a_6 Y$$

Fuente. AHMED, T. Principles of Waterflooding. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. USA, 2006.p. 1056.

Finalmente con la **Ecuación 14** se calculan datos de eficiencias de barrido vertical, estos son organizados como aparece en la **Tabla 8** para cada uno de los siete patrones de pozos canalizados.

Tabla 8. Eficiencia de Barrido vertical a la ruptura para cada uno de los patrones de estudio

ARREGLOS	POZO	INYECTOR	ARENAS	V	VOR	X	Y	EV	ESTADO DE ARENAS	HETEROGENEIDAD
A	GALN0044	GALN0091	A1	0,136	37,15	-0,531	18,611	0,751	CERRADA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0091	A2	0,3	37,15	-0,261	34,348	0,837	CERRADA	HETEROGENEO
		GALN0092	A1	0,136	6,08	-0,531	3,063	0,415	ABIERTA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0092	A2	0,3	12,33	-0,261	11,425	0,669	ABIERTA	HETEROGENEO
		GALN0102	A1	0,136	18,49	-0,531	3,273	0,631	ABIERTA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0102	A2	0,3	16,8	-0,261	15,553	0,722	ABIERTA	HETEROGENEO
B	GALN0003	GALN0101	A1	0,136	53,11	-0,531	26,539	0,804	CERRADA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0101	A2	0,3	46,72	-0,261	43,186	0,863	CERRADA	HETEROGENEO
		GALN0093	A1	0,136	28,13	-0,531	14,097	0,706	CERRADA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0093	A2	0,3	41,16	-0,261	38,051	0,849	CERRADA	HETEROGENEO
		GALN0019	A1	0,136	0,89	-0,531	0,465	0,072	ABIERTA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0019	A2	0,3	1,45	-0,261	1,376	0,257	ABIERTA	HETEROGENEO
C	GALN0053	GALN0094	A1	0,136	7,26	-0,531	3,653	0,450	ABIERTA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0094	A2	0,3	11,41	-0,261	10,575	0,655	CERRADA	HETEROGENEO
		GALN0110	A1	0,136	47,05	-0,531	23,566	0,787	ABIERTA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0110	A2	0,3	13,09	-0,261	12,127	0,680	CERRADA	HETEROGENEO
		GALN0100	A1	0,136	7,4	-0,531	3,723	0,454	CERRADA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0100	A2	0,3	0	-0,261	0,037	-0,059	ABIERTA	HETEROGENEO
D	GALN0026	GALN0101	A1	0,136	3,06	-0,531	1,551	0,280	CERRADA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0101	A2	0,3	3,31	-0,261	3,094	0,417	CERRADA	HETEROGENEO
		GALN0109	A1	0,136	3,38	-0,531	1,712	0,299	ABIERTA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0109	A2	0,3	0	-0,261	0,037	-0,059	ABIERTA	HETEROGENEO
		GALN0028	A1	0,136	7,43	-0,531	3,738	0,455	ABIERTA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0028	A2	0,3	0,02	-0,261	0,055	-0,080	ABIERTA	HETEROGENEO
E	GAL0050	GALN0099	A1	0,136	51,5	-0,531	25,793	0,800	CERRADA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0099	A2	0,3	2,51	-0,261	2,355	0,362	ABIERTA	HETEROGENEO
		GALN0100	A1	0,136	9,52	-0,531	4,784	0,504	CERRADA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0101	A2	0,3	0	-0,261	0,037	-0,059	ABIERTA	HETEROGENEO
F	GALN0060	GALN0112	A1	0,136	10,11	-0,531	5,080	0,516	ABIERTA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0112	A2	0,3	0	-0,261	0,037	-0,059	CERRADA	HETEROGENEO
		GALN0110	A1	0,136	46,55	-0,531	23,316	0,785	CERRADA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0110	A2	0,3	6,4	-0,261	5,948	0,547	CERRADA	HETEROGENEO
		GALN0111	A1	0,136	8,07	-0,531	4,059	0,471	ABIERTA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0111	A2	0,3	25,54	-0,261	24,549	0,793	ABIERTA	HETEROGENEO
G	SSIL0007	SSIL041	A1	0,136	40	-0,531	20,038	0,763	CERRADA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		SSIL040	A1	0,136	8,14	-0,531	4,094	0,473	ABIERTA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0112	A1	0,136	18,89	-0,531	9,473	0,635	ABIERTA	LIGERAMENTE HETEROGENEO
		GALN0113	A1	0,136	1,42	-0,531	0,731	0,145	ABIERTA	LIGERAMENTE HETEROGENEO

Fuente. Elaboración propia.

Los datos de la tabla anterior son calculados para probar la metodología descrita de Dysktra Parson con el propósito de incorporar una eficiencia de barrido vertical en el simulador ASIA, dado que el método de Craig, Geffen y Morse asume un valor del 100%, asunción que no es cierta por la heterogeneidad de un yacimiento.

La eficiencia de barrido vertical según Magdalena, F.⁴⁷, me permite conocer la fracción referida al área vertical del yacimiento que es barrida por el fluido desplazante como el agua, a su vez con los datos de eficiencia vertical y teniendo en cuenta que los geles de Conformance son hidrofílicos, es posible calcular la fracción de volumen poroso que es afectado por estos químicos al gelificarse en fondo.

Según lo evaluado por Sukarlo, H.⁴⁸, en un campo en el reino unido, la implementación de Conformance químico en un reservorio afecta las eficiencias tanto areal como vertical, dicho esto la última es de gran importancia para evaluar la implementación de la tecnología conformance como recobro mejorado en

⁴⁷ Ferrer, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela, 2001. Capítulo 5. P. 144.

⁴⁸ Sukarlo, H. Polyacrylamide vertical conformance process improved sweep efficiency and oil recovery in the OK field.

yacimientos formados por geometrías estratigráficamente complejas como lentes de arena. Los geles son implementados para taponar fracciones de roca con alta permeabilidad que generan canales preferenciales para el agua, los cuales son generadores de una irrupción temprana en los pozos productores y de una mala eficiencia de barrido, dejando así gran cantidad de petróleo in situ en el sistema rocoso, a su vez al evaluar el comportamiento vertical se consideran volúmenes de inyección y efecto de flujo cruzado entre las capas, datos importantes que influyen en el comportamiento de un proceso de recuperación secundaria.

Se seleccionan arenas con altos valores de WOR y buena eficiencia de barrido vertical, como parámetros para identificar zonas con rápida irrupción de agua en los pozos productores, de manera que se puedan crear eventos de cierre en el modelo Galán y observar los efectos que tendría el reservorio al aplicar un gel Conformance; estos bloquean canales preferenciales al flujo de agua, permitiendo que se genere un mejor barrido de aceite al inyectar el polímero. Más adelante se presentan los resultados de una simulación en el software ASIA que tiene en cuenta los eventos pertinentes para controlar la producción de agua en los 7 pozos analizados anteriormente.

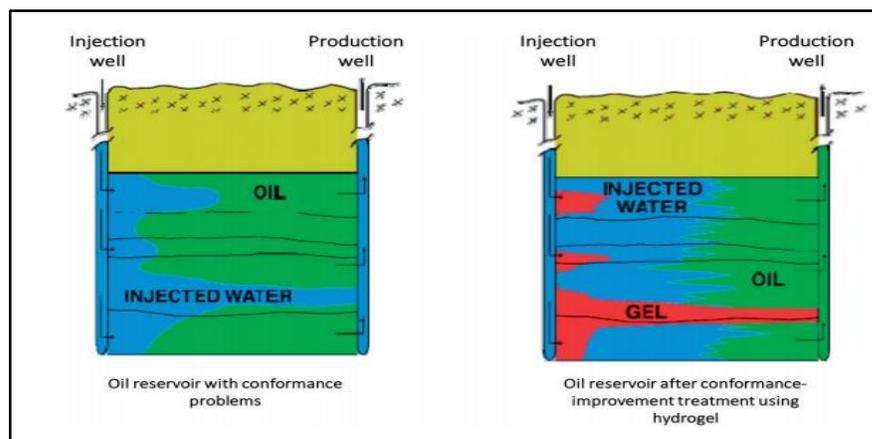
5. ESTRATEGIA PARA CONTROL DE CANALIZACIONES CON GELES CONFORMANCE

Dado a la complejidad de controlar la efectividad del barrido y desplazamiento de crudo en un proceso de inyección de agua durante el tiempo en el que el pozo inyector este activo, se pueden generar diferentes problemas dentro del yacimiento, ya sea por la misma geología del reservorio, como diferentes variables que afectan el proceso de la inyección de agua. Como solución de este inconveniente se han desarrollado diferentes métodos en Enhanced Oil Recovery (EOR) para contrarrestar este efecto, uno de estos es la creación de geles de conformidad, los cuales mejoran la eficiencia de barrido volumétrico durante la inyección y evitan la producción excesiva de agua generados por diferentes factores como los son canalizaciones.

5.1 GELES CONFORMANCE

Los geles conformance son un fluido de bases acuosas conformadas por un tipo de polímero de acrilamida de alto peso molecular, generalmente unidos a un estructurador como lo es el Cr (III)-carboxilato-complejo o triacetato de cromo⁴⁹. Estos tipos de geles actúan como tapón para reducir la permeabilidad dentro del reservorio, se comportan en forma sólida al llegar al yacimiento, cerrando las zonas de interés, en este caso las arenas con mayor canalización de agua como se muestra en la **Ilustración 38**.

Ilustración 38 Implementación de los geles conformance



Fuente: Tessarolli, F. Gomes, A. Mansur, C. Hydrogels Applied for Conformance-Improvement Treatment of Oil Reservoirs.2018. p. 71.

⁴⁹ SYDANSK, R. D. and SOUTHWELL, G. P. More Than 12 Years of Experience with a Successful Conformance-Control Polymer Gel Technology.2000. p.1

5.1.1 Tipos de Geles.

- Bulk Gels: Es gel conformado por una poliacrilamida, un agente entrecruzador y agua, principalmente se encarga de corregir la ineficiencia de barrido generada por la heterogeneidad y taponar las zonas con mayor permeabilidad con la intención de generar una uniformidad en la inyección de agua, mejorando el factor de recobro de crudo. Se da gracias al flujo del gel dentro de los canales con mayor permeabilidad que generalmente son los de mayor saturación de agua, en otras palabras, zonas canalizadas.

La gelificación y el efecto bulk gel está en función del tiempo y temperatura, por ello estos tipos de geles son ideales para las condiciones en el reservorio, no obstante, se debe tener cuenta un factor importante que afecta el proceso de gelificación como lo es la degradación mecánica, esta generada por esfuerzos mecánicos tanto en pozos inyectoros (proceso de inyección y presión de inyección) como en los pozos productores (tipos de levantamiento artificial). Para tener una buena eficiencia de los Geles Bulk, Ecopetrol S.A. diseñó una metodología donde se resume el proceso para crear y obtener un gel con características precisas y de alta calidad⁵⁰.

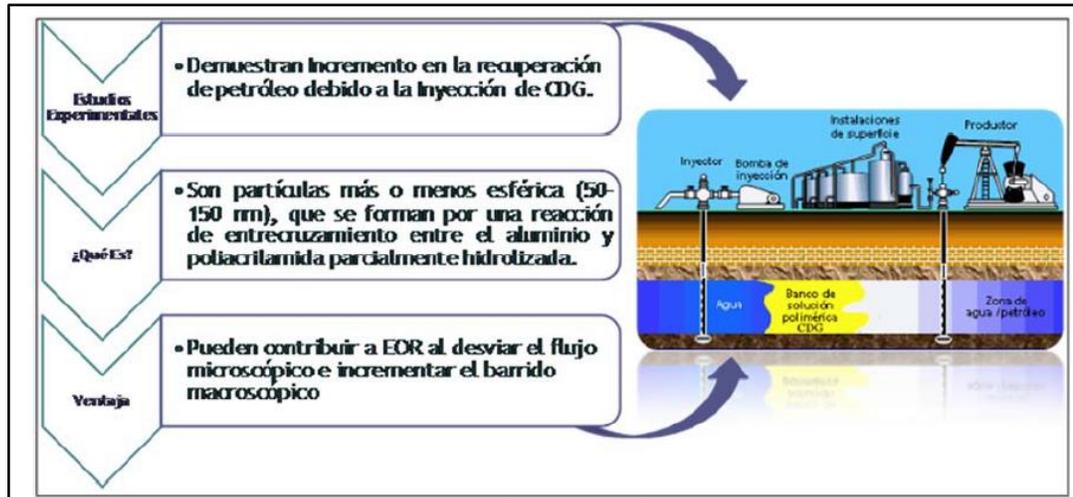
- Geles de dispersión Coloidal (CDG): Geles preparados con bajas concentraciones de poliacrilamida parcialmente hidrolizada entre 100-1000 ppm y citrato de aluminio como agente entrecruzador⁵¹, son aproximadamente esféricas con tamaño nanométrico (50-150 ppm)⁵², estos tipos de geles trabajan de forma microscópica, generando un barrido eficiente a gran escala como se muestra en la **Ilustración 39**, Cuando el gel es inyectado se caracteriza por alcanzar mayores viscosidades con bajas concentraciones de polímeros incrementado la eficiencia de barrido volumétrica.

⁵⁰ CASTRO, R. SANDOVAL, J. GUSTAVO M. COLMENARES K., SANDOVAL R. Metodología de Diseño, Ejecución, Monitoreo y Control de Inyección de geles hacia Zonas Canalizadas en el Proceso de Inyección de Agua. Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). 2011.

⁵¹ SPILDO, K. Et. Al., "Propagation of Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Laboratory Corefloods", SPE-129927.

⁵² SKAUGE, T., Et Al., "Nano-Sized Particles for EOR", SPE-129933.

Ilustración 39. EOR mediante CDG



Fuente: CASTRO, R. Análisis de un proceso de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) usando Ensayos de Laboratorio y simulación numérica. 2011. p. 47.

5.2 METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACION DE GELES EN EL CONTROL DE AGUA

Para el procedimiento en la implementación de geles al yacimiento, diferentes empresas fueron diseñando metodologías con los geles conformance dando resultados confiables en la inyección, control y confiabilidad de estos. La empresa Chevron por su parte generó una metodología para el campo Eunice en Nuevo México donde se tiene la opción de implementar datos disponibles para proceso de recobro mejorado como los son geles⁵³, esta metodología la separan en seis etapas como se muestra en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Metodología del Campo Eunice para control de agua

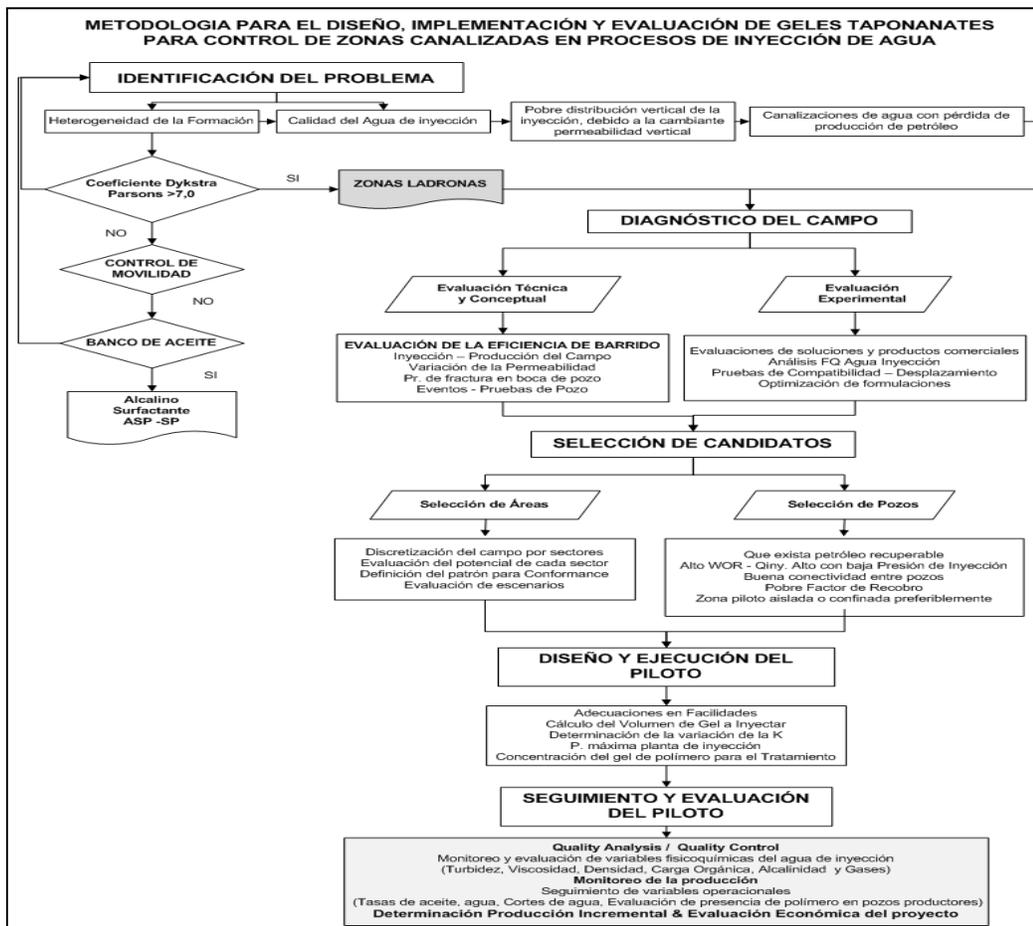
Etapa	Paso a seguir
1	Identificar problemas de conformidad
2	Establecer criterios cuantitativos en el Screening
3	Determinación de pozos con problemas
4	Establecer la tecnología para la solución del problema
5	Análisis de resultados
6	Optimización en los criterios en el Screening

Fuente: CHOU, S. I., et al. Development of Optimal Water Control Strategies. Society of Petroleum Engineers, 1994. Modificado por los Autores.

⁵³ CHOU, S. I., et al. Development of Optimal Water Control Strategies. Society of Petroleum Engineers, 1994.

Por otra parte Ecopetrol S.A. desarrollo otra metodología para la implementación de geles, donde se implemente un gel CDG para el campo Dina, el cual el primer proyecto piloto de recobro químico en Colombia realizado por la empresa, los resultados fueron efectivos dado que se incrementó la eficiencia barrido volumétrico del campo de estudio, se mejoró la relación de la razón de movilidad aumentando la producción de crudo y disminuyendo la producción de agua⁵⁴, esta metodología se puede evidenciar en forma general en la **Ilustración 40**.

Ilustración 40. Metodología de Diseño, Ejecución, Monitoreo y Control de Inyección de geles hacia Zonas Canalizadas en el Proceso de Inyección de Agua, ICP.



Fuente: CASTRO, R. SANDOVAL, J. GUSTAVO M. COLMENARES K., SANDOVAL R. Metodología de Diseño, Ejecución, Monitoreo y Control de Inyección de geles hacia Zonas Canalizadas en el Proceso de Inyección de Agua. Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). 2011.

⁵⁴ CASTRO, Ruben Hernan, et al. Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Dina Cretaceous Field: From Pilot Design to Field Implementation and Performance. Society of Petroleum Engineers, 2013.

En general separa esta metodología se separa en cinco partes: **1.** Identificación del problema, **2.** Diagnóstico del campo, **3.** Selección de candidatos, **4.** Diseño y ejecución del piloto y finalmente, **5.** Seguimiento y evaluación del piloto.

5.3 PRUEBA EXPERIMENTAL PARA CONTROL DE AGUA CON GEL BULK

Como estrategia para controlar las canalizaciones de las arenas en los pozos determinados anteriormente, se realizaron diferentes pruebas experimentales teniendo en cuenta la metodología del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) de Ecopetrol S.A. y el protocolo desarrollado por Syndansk; donde se utilizó agua del Campo Casabe, el cual es análogo al Campo Galán por su continuación estructural en el bloque VIII del Campo Casabe.

La creación del Gel Bulk está basado en la preparación básica de un polímero para luego formar el gel utilizando entrecruzadores en diferentes proporciones, como se mencionó en el capítulo, los geles bulk son compuestos de poli(acrilamida de alto peso moléculas parcialmente hidrolizada (agua de formación Campo Casabe a 46°C) con entrecruzadores, además se utilizó un secuestrante de oxígeno para evitar su degradación.

El experimento con geles bulk se realizó en el Instituto Colombiano de Petróleos (ICP) donde fueron aportados los materiales y equipos necesarios para su realización; inicialmente, se prepara una solución madre de 1200 ppm implementando agua de formación del Campo Casabe, posterior a la creación de esta, se procede a la preparación de los geles con la solución madre implementando polímero a diferentes concentraciones ente 2000 a 8000 ppm con entrecruzador y secuestrante de oxígeno, cada concentración se vertió en 12 frascos y se dejaron reposar a 46 °C durante 1 mes para determinar la calidad de la gelificación y elasticidad del polímero (gel bulk). A continuación, se explicará con más detalle el experimento realizado.

5.3.1 Preparación de la solución madre. En primer lugar, se prepara la solución madre de 12000 ppm para el experimento empleando agua de formación del Campo Casabe y polímero seco ya con las especificaciones de humedad.

El proceso empieza filtrando el agua de captación con la intención de retirar los precipitados y sólidos para evitar errores en la interpretación del experimento como se muestra en la **Ilustración 41**.

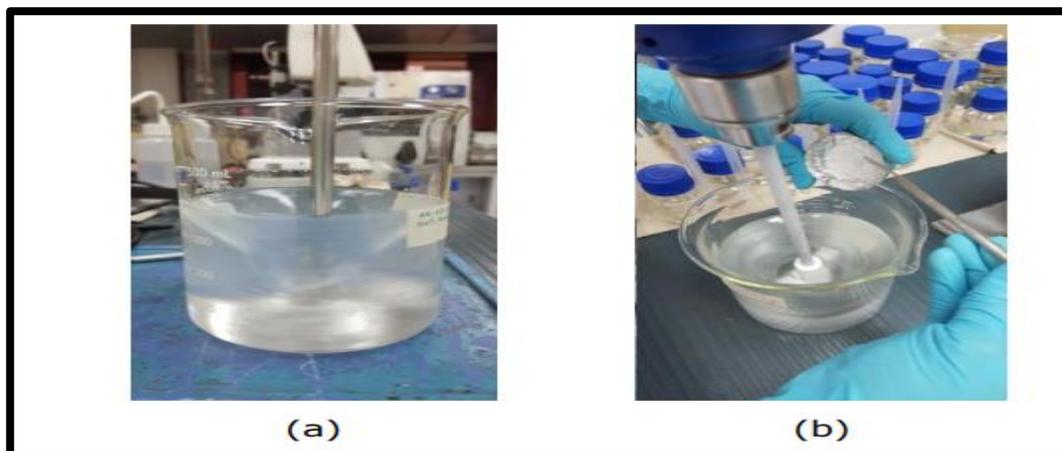
Ilustración 41. Filtración agua de formación Campo Casabe



Fuente: Elaboración propia.

Posteriormente se contiene el agua en un beaker y se coloca en el sistema de agitación, se empieza a agitar creando un vórtice dentro del agua ocupando un 70-75% del espacio del recipiente con unas revoluciones de 400 RPM, después se va adicionando el polímero de forma lenta y seguida como se muestra en la **Ilustración 42**, al terminar el proceso se deja hidratar la solución durante 1 día dado que es un polímero de alto peso molecular y con la intención de tener una solución sin aglomerados.

Ilustración 42. Generación de vórtice y adición del polímero



Fuente: GARCÍA, A. Evaluación Experimental De Geles Base Poliacrilamida, De Estructura Entrecruzada, Como Mecanismo Para Optimizar Perfiles De Inyección De Agua Y Agua Mejorada En Campos De La VRC (Campo Casabe). ICP. 2018. p. 13.

5.3.2 Preparación de geles. Se prepara una solución madre de agente entrecruzador a 5000 ppm, posteriormente, se mezclan la solución madre de polímero y entrecruzador a diferentes concentraciones entre 2000-8000 ppm y 20-400 ppm respectivamente, al igual que secuestrante de oxígeno entre 200-400 ppm agrupándolos en 12 tubos marcados con sus concentraciones como se muestra en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Concentración de componentes en el Gel Bulk

Test Número del tubo	Concentración polímero (ppm)	Concentración entrecruzador (ppm)	Concentración secuestrante O ₂ (ppm)
Casabe-1	2000	100 (20:1)	200
Casabe-2	2000	50 (40:1)	200
Casabe-3	2000	25 (80:1)	200
Casabe-4	4000	200 (20:1)	400
Casabe-5	4000	100 (40:1)	400
Casabe-6	4000	50 (80:1)	400
Casabe-7	6000	300 (20:1)	600
Casabe-8	6000	150 (40:1)	600
Casabe-9	6000	75 (80:1)	600
Casabe-10	8000	400 (20:1)	800
Casabe-11	8000	200 (40:1)	800
Casabe-12	8000	100 (80:1)	800

Fuente: GARCÍA, A. Evaluación Experimental De Geles Base Poliacrilamida, De Estructura Entrecruzada, Como Mecanismo Para Optimizar Perfiles De Inyección De Agua Y Agua Mejorada En Campos De La VRC (Campo Casabe). Modificado por los autores. ICP. 2018. p.20

Finalmente, los geles en los 12 tubos son analizados a una temperatura de 46°C, tomando lectura del proceso durante 2 horas, 24 horas, 1 semana, 2 semanas y un mes, con la intención de determinar el tiempo que tarda en gelificarse a diferentes concentraciones.

5.3.3 Análisis y resultados de la gelificación. Para determinar el porcentaje de gelificación en cada gel de los 12 tubos en función del tiempo, se utilizó la tabla de Robert D. Sydansk, donde se determina la consistencia del gel enumerando del código 1 al 10, los números indican la velocidad de flujo del gel donde 1 el gel fluye más rápido, mientras que el 10 es completamente rígido como se muestra en la **Tabla 11**, por otra parte, también se evalúa la elasticidad por medio de letras como se muestra en la **Tabla 12** y se determina algunos efectos visualizados en el gel como se muestra en la **Tabla 13**.

Tabla 11. Evaluación consistencia del gel (Sydansk).

Código	Descripción
1	El gel fluye a través del tubo como el polímero.
2	El gel fluye a través del tubo un poco más lento que el polímero
3	El gel fluye muy lentamente y no deja totalmente el tubo
4	Cuando el tubo es invertido, la burbuja que se forma apenas llega a la cima del tubo.
5	Cuando el tubo es invertido, la burbuja se mueve muy lentamente y apenas llega a la cima del tubo.
6	Cuando el tubo es invertido, la burbuja no llega a la cima del tubo.
7	Cuando el tubo es invertido, la burbuja se forma y llega a menos de la mitad del camino hacia la cima del tubo.
8	Cuando el tubo es invertido, la burbuja apenas se aleja del fondo del tubo.
9	Cuando el tubo es invertido, la superficie del gel apenas ha cambiado algo.
10	Cuando el tubo es invertido, la superficie del tubo permanece plana.

Fuente: GARCÍA, A. Evaluación Experimental De Geles Base Poliacrilamida, De Estructura Entrecruzada, Como Mecanismo Para Optimizar Perfiles De Inyección De Agua Y Agua Mejorada En Campos De La VRC (Campo Casabe). ICP. 2018. p. 14.

Tabla 12. Evaluación elasticidad del gel (Sydansk).

Código	Descripción
n	No hay señal de gelificación, solución aguada
s	Poca tendencia de gelificación.
g	Buena elasticidad del gel. El gel cuelga fuera del tubo y cuando se endereza el tubo se regresa al tubo sin derramarse.
e	Excelente elasticidad del gel. El gel apenas cuelga del tubo de prueba o no se mueve cuando el tubo es invertido.

Fuente: GARCÍA, A. Evaluación Experimental De Geles Base Poliacrilamida, De Estructura Entrecruzada, Como Mecanismo Para Optimizar Perfiles De Inyección De Agua Y Agua Mejorada En Campos De La VRC (Campo Casabe). ICP. 2018. p. 15.

Tabla 13. Evaluación observaciones del gel (Sydansk).

Observaciones	Descripción
ppt	Se ha formado algún precipitado
20%	Se ha formado algún precipitado y se ha depositado en el fondo del tubo de prueba. En este caso el precipitado corresponde al 20% más del total del fluido en el tubo de prueba.
Lt.S	El gel está mostrando signos de entrar en estado de sinéresis o reacción exagerada pero aún está formándose el gel.
S	El gel ha entrado en estado de sinéresis.
Lmpy	Lumpy (grumoso): Se refiere a una solución no gelificada con grumos.
Inc	Se evidencia incompatibilidad entre los químicos.
Cldy	Cludy (Nuboso). Nubosidades
TA	Este gel se ha descartado a este punto porque no forma un gel útil para ser aplicado en campo
DAG	Se ha formado el gel pero no se adhiere a las paredes del tubo de vidrio. Estos geles tienden a sufrir sinéresis en algún momento.

Fuente: GARCÍA, A. Evaluación Experimental De Geles Base Poliacrilamida, De Estructura Entrecruzada, Como Mecanismo Para Optimizar Perfiles De Inyección De Agua Y Agua Mejorada En Campos De La VRC (Campo Casabe). ICP. 2018. p. 15.

Como resultado del experimento y teniendo en cuenta el Test de Sydansk, se resume en la **Tabla 14**, la evaluación del polímero con entrecruzador y secuestrante de oxígeno a diferentes concentraciones, del experimento se obtuvieron datos a las 2 horas, 12 horas, 24 horas, 1 semana, 2 semanas y un mes, donde se determinó la gelificación y elasticidad en este lapso de tiempo.

En la **Tabla 14** se puede ver que el gel con 2000 ppm de polímero no se generó una buena gelificación con entrecruzador de 50 ppm y 25 ppm llegando a un rango máximo de “3” y estado “g”, y con entrecruzador de 100 se generó una gelificación óptima llegando a un rango de “8” y estado “g”.

En el conjunto de geles con concentración de 4000 ppm de polímero, hay una similitud entre la concentración de 200 ppm (20:1) y 100 (40:1) ppm de entrecruzador llegando a tener una buena gelificación y elasticidad, con un rango de “8” y un estado “g” en la escala de Sydansk en ambos casos, por otra parte para una concentración de entrecruzador de 50 (80:1), llega a tener una buena elasticidad con un estado “g” pero no gelifico llegando a un rango de “3”.

Para los geles con concentración de 6000 ppm de polímero, la gelificación fue mejorando considerablemente respecto al tiempo teniendo una consistencia con un rango máximo de “10” y un estado “e”, para una concentración de entrecruzador de 300 ppm (20:1) en la escala de Sydansk, un rango máximo de “9” y estado “e” para una concentración de entrecruzador de 150 ppm (40:1) la cual se mantuvo en los cinco periodos, por ultimo con una concentración de entrecruzador de 75 ppm (80:1) se tiene un rango máximo de “7” y un estado “g”.

Finalmente, para los geles con concentración de 8000 ppm de polímeros, la gelificación fue excelente desde las 2 horas del experimento, llegando a tener un

máximo rango de “10” y estado “e” para concentraciones de 400 ppm (20:1) y 200 ppm (40:1) de entrecruzador, por otra parte, para entrecruzador con concentración de 100 ppm (80:1) se máximo rango es de “9” y su estado “e”. Para este caso se observó que en concentraciones de entrecruzador de 100 ppm y 200 ppm aparecen el efecto “Cludy”, donde se crean nubosidades en el gel o Cludy (Nuboso).

Tabla 14. Test para diseño de geles con agua de formación del Campo Casabe a temperatura de yacimiento (46°C)

Test Número del tubo	Concentración polímero (ppm)	Concentración entrecruzador (ppm)	Concentración secuestrante O ₂ (ppm)	EVALUACIÓN DEL GEL CON EL TIEMPO (Agua de Captación Casabe, T = 46 °C)					
				2 Horas	24 Horas	48 Horas	1 Semana	2 Semana	1 Mes
Casabe-1	2000	100 (20:1)	200	n 1	g 3	g 5	g 5	g 5	g 8
Casabe-2	2000	50 (40:1)	200	n 1	g 3	g 3	g 3	g 3	g 3
Casabe-3	2000	25 (80:1)	200	n 1	s 2	s 2	s 2	s 2	s 2
Casabe-4	4000	200 (20:1)	400	s 2	g 8	g 8	g 8	e 9	g 8
Casabe-5	4000	100 (40:1)	400	s 2	g 8	g 8	g 8	e 9	g 8
Casabe-6	4000	50 (80:1)	400	s 2	g 3	g 3	g 3	g 7	g 3
Casabe-7	6000	300 (20:1)	600	g 3	e 9	e 9	e 10	e 10	e 10
Casabe-8	6000	150 (40:1)	600	g 4	e 9	e 9	e 9	e 9	e 9
Casabe-9	6000	75 (80:1)	600	g 7	g 7	g 7	g 7	g 7	g 7
Casabe-10	8000	400 (20:1)	800	g 5	e 10	e 10	e 10	e 10	e 10
Casabe-11	8000	200 (40:1)	800	e 9	e 10	e 10	e 10	e 10	e 10
Casabe-12	8000	100 (80:1)	800	e 9	e 9	e 9	e 9	e 9	e 9

Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). 2018.

Por otra parte, el ICP ya había generado un experimento en marzo del 2018 con las mismas concentraciones y condiciones, pero con agua de captación de la planta de inyección de agua (PIA) Casabe, con los resultados que se resumen la **Tabla 15**, también, se puede visualizar los efectos de cada concentración al final del experimento en la **Ilustración 43**. Como se ve en la **Tabla 13** el gel con 2000 ppm

de polímero no género ninguna gelificación llegando a un rango “2” y estado “s”, se esperaban mejores resultados de formación de gel.

En el conjunto de geles con concentración de 4000 ppm de polímero, se determinó que a mayor concentración de entrecruzador su gelificación era mucho mejor llegando a tener una consistencia máxima de rango “8” y elasticidad de estado “g” a una concentración de 200 ppm (20:1) en la escala de Sydansk, rango de “5” y estado “g” a una concentración de 100 ppm (40:1) el cual se mantuvo en los cuatro últimos periodos, rango de “3” y estado “g” a una concentración de 50 (80:1).

Para geles de concentración de 6000 ppm de polímero, la gelificación fue mejorando considerablemente respecto al tiempo teniendo una consistencia máxima de rango “10” y elasticidad con estado “e” para una concentración de entrecruzador de 300 ppm (20:1) en la escala de Sydansk, rango de “9” y estado “g” a una concentración de entrecruzador de 150 ppm (40:1) la cual se mantuvo en los cuatro últimos periodos, rango de “8” y estado “g” con concentración de entrecruzador de 75 ppm (80:1).

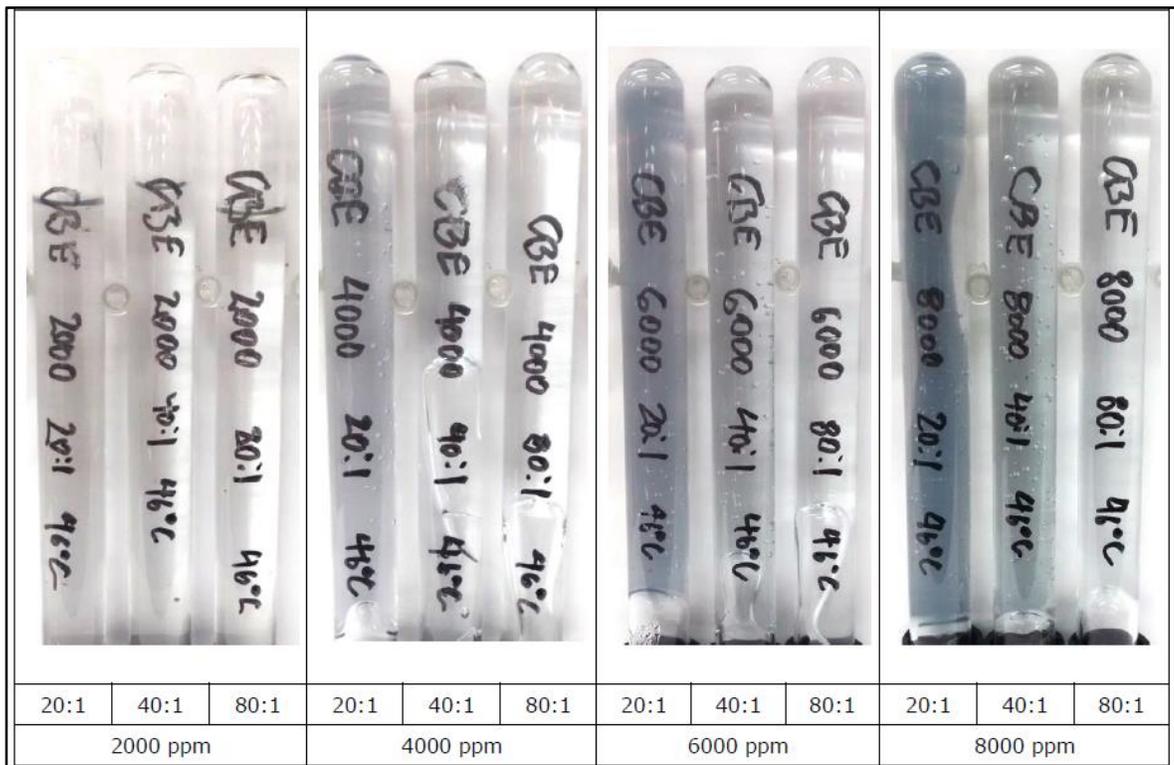
Finalmente, para los geles con concentración de 8000 ppm de polímeros, la gelificación fue excelente teniendo una máximo de consistencia de rango “10” y una elasticidad con estado “e” a una concentración de entrecruzador de 400 (20:1), aunque se pueden observar un efecto en el gel el cual según el Test de Sydansk se denomina “Lt.S”, donde nos indica signos de sinéresis o reacción exagerada, para una concentración de entrecruzador de 200 (40:1) se mantuvo los mismos índices pero sin efecto “Lt.S”, y para concentración de entrecruzador de 100 (80:1) sus índices fueron con rango “9” y estado “g” según la escala de Sydansk.

Tabla 15. Test para diseño de geles con agua de captación PIA Casabe a temperatura de yacimiento (46°C)

Test Número del tubo	Concentración polímero (ppm)	Concentración entrecruzador (ppm)	Concentración secuestrante O ₂ (ppm)	EVALUACIÓN DEL GEL CON EL TIEMPO (Agua de Captación PIA Casabe, T = 46 °C)					
				2 Horas	24 Horas	48 Horas	1 Semana	2 Semana	1 Mes
Casabe-1	2000	100 (20:1)	200	n	n	n	s	s	s
				1	1	1	2	2	2
Casabe-2	2000	50 (40:1)	200	n	n	n	s	s	s
				1	1	1	2	2	2
Casabe-3	2000	25 (80:1)	200	n	n	n	s	s	s
				1	1	1	2	2	2
Casabe-4	4000	200 (20:1)	400	s	g	g	g	g	g
				2	7	8	9	9	8
Casabe-5	4000	100 (40:1)	400	s	g	g	g	g	g
				2	4	5	5	5	5
Casabe-6	4000	50 (80:1)	400	n	s	s	s	s	g
				1	2	2	2	2	3
Casabe-7	6000	300 (20:1)	600	g	g	g	g	e	e
				6	9	9	10	10	10
Casabe-8	6000	150 (40:1)	600	s	g	g	g	g	g
				3	8	9	9	9	9
Casabe-9	6000	75 (80:1)	600	s	g	g	g	g	g
				2	6	7	7	7	8
Casabe-10	8000	400 (20:1)	800	g	e	e	e	e	e
				8	10	10	10	10	10
Casabe-11	8000	200 (40:1)	800	g	g	g	e	e	e
				7	9	10	10	10	10
Casabe-12	8000	100 (80:1)	800	s	g	g	g	g	g
				3	9	9	9	9	9

Fuente: GARCÍA, A. Evaluación Experimental De Geles Base Poliacrilamida, De Estructura Entrecruzada, Como Mecanismo Para Optimizar Perfiles De Inyección De Agua Y Agua Mejorada En Campos De La VRC (Campo Casabe). ICP. 2018. p. 20.

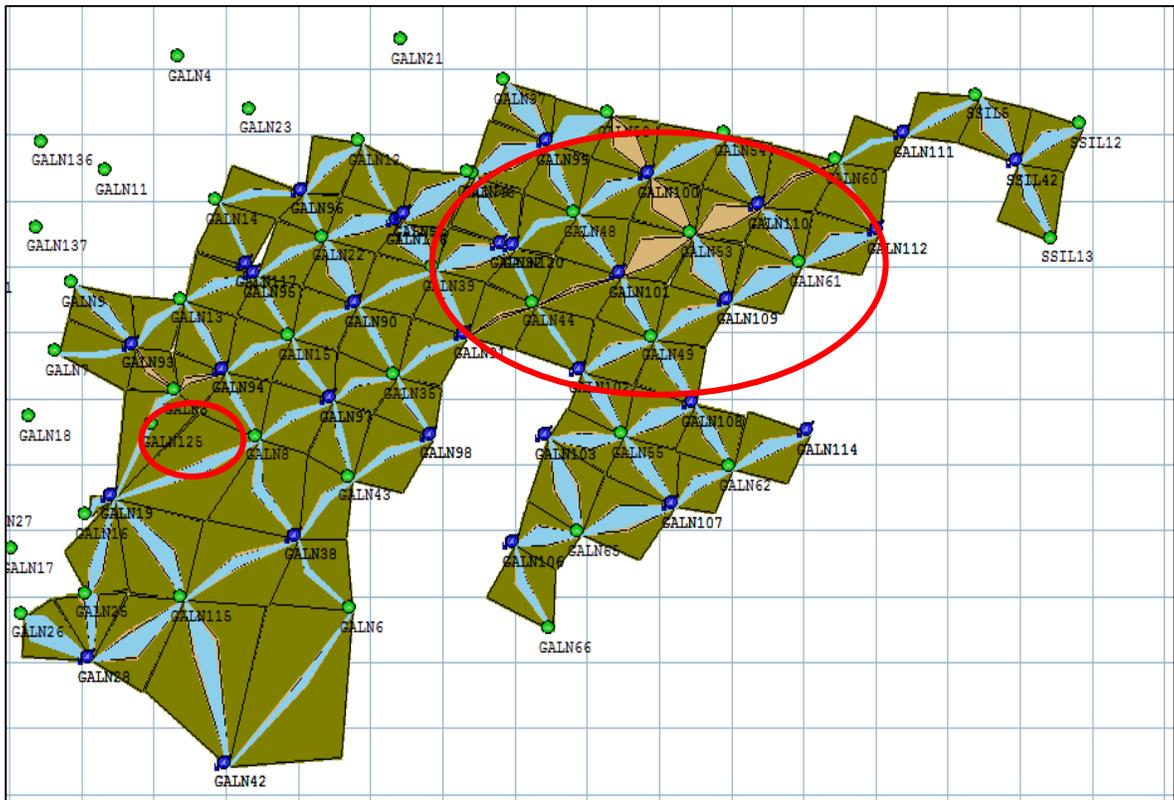
Ilustración 43. Registro fotográfico de la formación de gel para el campo Casabe luego de 4 semanas a una temperatura de 46°C



Fuente: GARCÍA, A. Evaluación Experimental De Geles Base Poliacrilamida, De Estructura Entrecruzada, Como Mecanismo Para Optimizar Perfiles De Inyección De Agua Y Agua Mejorada En Campos De La VRC (Campo Casabe). ICP. 2018. p. 22.

Concluido el experimento se pudo determinar que para los dos casos tanto con agua de inyección PIA Casabe y agua de formación del Campo Casabe el proceso de gelificación es relativamente lento, sin embargo el agua de formación gelifica relativamente más temprano que con agua de inyección PIA Casabe, por otra parte, los geles son estables a la semana 4, y se recomienda una concentración mayor a 4000 ppm de polímero a una relación de entrecruzador 20:1, dado que los geles con 2000 ppm obtuvieron una ligera gelificación.

Mapa 6. Conexión entre los pozos inyectoros y productores en la Zona A2 cerrando arenas canalizadas

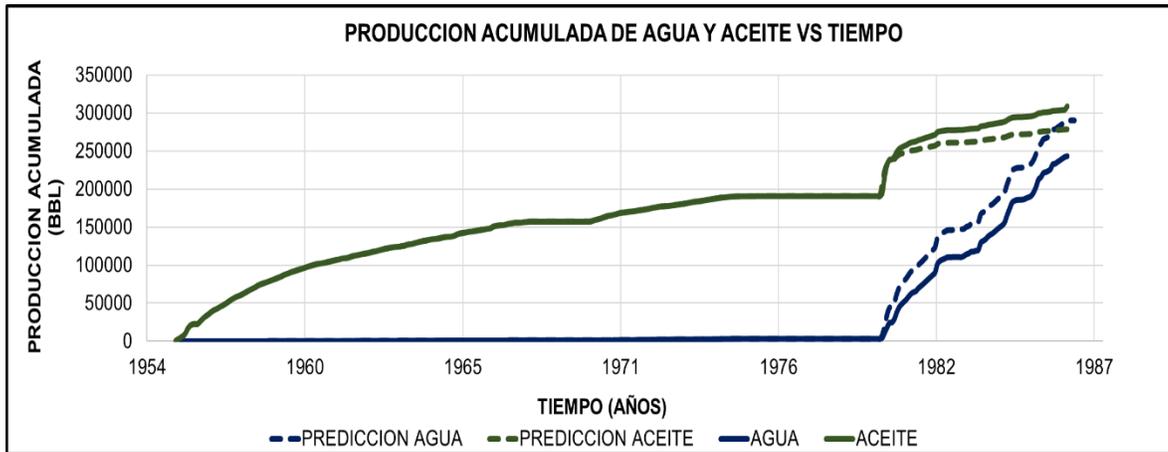


Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Software Asia, 2009.

5.5 PRODUCCION ACUMULADA DE FLUIDOS LUEGO DEL CIERRE DE ARENAS Y SU PREDICCIÓN EN POZOS AFECTADOS POR CANALIZACION DE AGUA.

5.6.1 Predicción pozo productor GALN0026. Este pozo tiene un caso en particular, el único pozo inyector conectado a las dos arenas (A1 y A2) en el modelo es el GALN0028, se cerró la arena A1 por tener un WOR de 7.43 y una eficiencia de barrido vertical de 0,46, la cual no es muy alta dejando petróleo in situ sin desplazar. Al realizar la corrida se generó un efecto negativo en la producción (véase, **Gráfica 65**), aumentando la producción de agua en un 19%, y disminuyendo la de aceite en un 11%, el WOR en la arena A2 paso de ser 0,00226 a 10, dado que incrementa excesivamente la producción de agua debido a una heterogeneidad calculada en 0,3 para esta arena.

Gráfica 65. Curvas de producción histórica y predicción para agua y petróleo acumulados al cerrar arenas canalizadas - Pozo GALN0026



Fuente: Elaboración propia basado en: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2018.

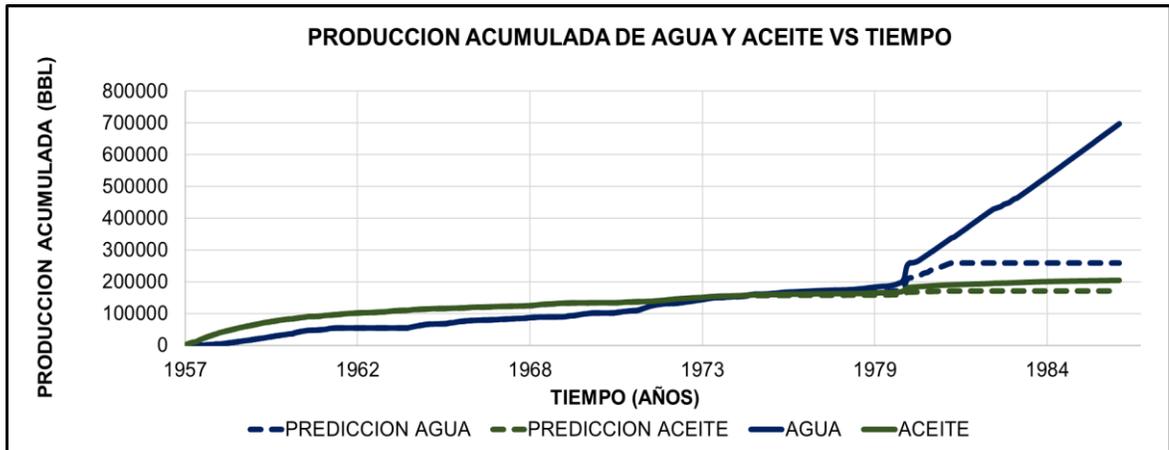
5.6.2 Predicción pozo productor GALN0044. El patrón de pozos de inyección es un arreglo de 5 puntos normal, conformado por los siguientes pozos inyectoras; GALN0091, GALN0092, GALN0101 y GALN0102, según los datos calculados en el análisis geológico se toman las siguientes asunciones para predecir el comportamiento en la producción de agua al cerrar arenas:

- Cierre de arenas A1 y A2 del pozo GALN0091 dado a una producción de agua 37 veces mayor respecto a la de aceite, eficiencias de barrido vertical de 0,75 y 0.84 respectivamente, también se calcula un coeficiente de heterogeneidad de 0,3 para la arena 2.
- Cierre de arenas A1 y A2 del pozo GALN0101, con relaciones WOR de 53.11 y 46,72 respectivamente, eficiencia de barrido de 0.833 aproximadamente en las dos arenas.
- Eficiencia areal de 0,865 para todas las arenas.

Estos datos indican buenas eficiencias de barrido, pero con esas altas relaciones de WOR, se deduce que el agua se desplaza dejando aceite remanente en el yacimiento debido a la heterogeneidad de la formación.

Al aplicar el evento en ASIA se genera una disminución del WOR en un 70%; además, la producción acumulada de agua disminuye un 63%, según la predicción en el año 1986 se tendría 259 KBW acumulados, la producción acumulada de petróleo se ve afectada un 16% con una predicción de 171 KBO para el año 1986 y la disminución en corte de agua es de un 17%, estos resultados son muy buenos dado que el tratamiento de agua en superficie es costoso (véase, **Gráfica 66**).

Gráfica 66. Curvas de producción histórica y predicción para agua y petróleo acumulados al cerrar arenas canalizadas - Pozo GALN0044



Fuente: Elaboración propia basado en: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2018.

5.6.3 Predicción pozo productor GALN0003. El patrón de pozos de inyección está conformado por GALN0019, GALN0093 y GALN0094 y con valores de WOR en las arenas A1 y A2 de 17 y 29 para el pozo de GALN0093, 17 y 32 para el pozo GALN0094, 0,68 y 0,43 para el pozo GALN0019 respectivamente.

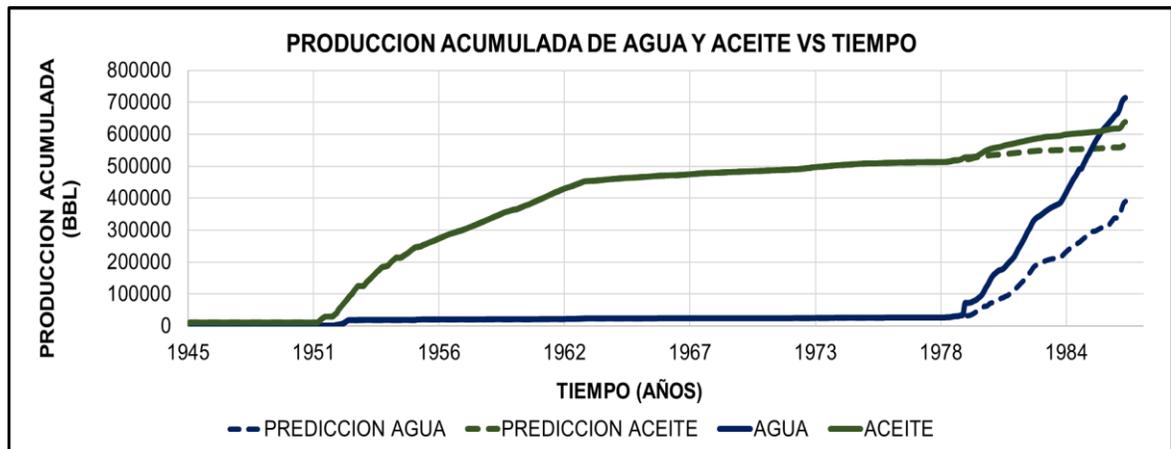
Se decide aplicar los siguientes eventos en el simulador ASIA:

- Cierre de arenas A1 y A2 conectadas al GALN0093, Eficiencias de barrido vertical de 0,71 y 0,85 aproximadamente, valores WOR de 28,13 y 41,16, respectivamente.
- Cierre de arena A2 del pozo GALN0094 con un valor WOR de 11,41 y eficiencia de barrido vertical de 0,65.

La mayor producción de agua proviene de la arena A2 debido a su coeficiente de heterogeneidad de 0,3.

Al aplicar este evento en el simulador, se disminuye el agua acumulada al final de la inyección en un 45%, el aceite en un 11% y el corte de agua en un 12%. (Véase, **Gráfica 67**).

Gráfica 67. Curvas de producción histórica y predicción para agua y petróleo acumulados al cerrar arenas canalizadas - GALN0003



Fuente: Elaboración propia basado en: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2018.

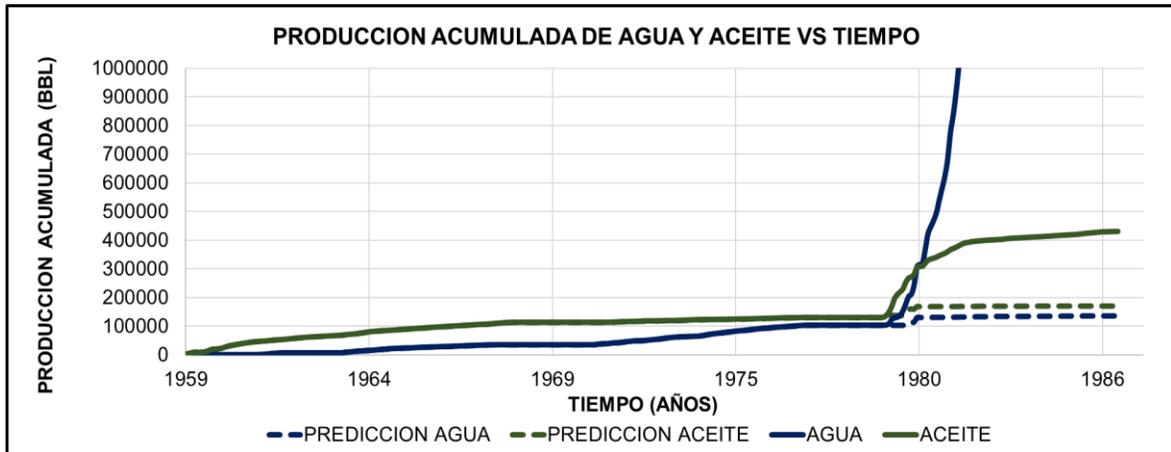
5.6.4 Predicción pozo productor GALN0053. El patrón de pozos de inyección es un arreglo de 5 puntos normal, conformado por los siguientes pozos inyectoras; GALN0100, GALN0101, GALN0109 y GALN0110, según los datos calculados en el análisis geológico se toman las siguientes asunciones para predecir el comportamiento en la producción de agua al cerrar arenas:

- Cierre de la arena A1 del pozo GALN0100 con un WOR de 7,4, una eficiencia de barrido vertical de 0,45 y un índice de conectividad de 0.66.
- Cierre de las arenas A1 y A2 del pozo GALN0101 con eficiencia de barrido vertical de 0,28 y 0,42 respectivamente, pero índice de conectividad de 0.80 aproximadamente.
- Cierre de la arena A2 del GALN0110 con un WOR de 13,09 y eficiencia de barrido vertical de 0.68.

En los pozos anteriores no se tienen grandes eficiencias de barrido vertical pero los índices de conectividad de las arenas son altos generando una mayor capacidad de flujo que al tener en cuenta la heterogeneidad del yacimiento favorece la producción de agua.

Al aplicar los eventos de cierre se genera una disminución de WOR del 97%; el acumulado de agua disminuye un 96% cambiando de 3 MMBW a 134KBW, se afecta la producción de crudo en un 60% y disminuye el BSW en un 44% (véase, **Gráfica 68**).

Gráfica 68. Curvas de producción histórica y predicción para agua y petróleo acumulados al cerrar arenas canalizadas - GALN0053



Fuente: Elaboración propia basado en: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2018.

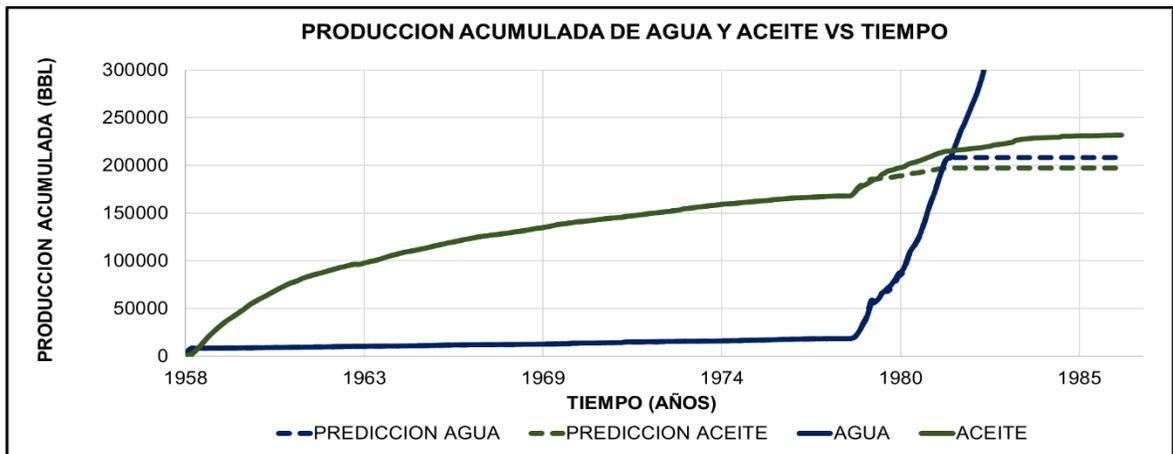
5.6.5 Predicción pozo productor GALN0050. El pozo GALN0050 es afectado por los pozos inyectores; GALN0099, GALN0100 y GALN0101 se realizan los siguientes eventos en ASIA:

- Cierre de arena A1 conectada al pozo GALN0099, en esta arena se produce 50 veces más agua que petróleo, se calculó una eficiencia de barrido vertical de 0,80 y el índice de conectividad es de 0,91, es ligeramente heterogénea sin embargo las altas relaciones WOR pueden ser por el índice de conectividad que según la movilidad de 9,9 calculada para el yacimiento favorece el flujo de agua.
- Cierre arena A1 del pozo GALN0100 con valor WOR de 9,52 y eficiencia de barrido vertical de 0,50, el índice de conectividad es de 0,99, haciendo que la capacidad de flujo favorezca la movilidad del agua.

Las arenas mencionadas, se identifican por tener altos índices de conectividad, estos dependen netamente de la sedimentación de la formación y el tipo de geometría Point Bar puede favorecer la permeabilidad relativa al agua dada su viscosidad.

Al realizar los eventos de cierre en ASIA se disminuye el corte de agua en 24%, el WOR un 72%, la producción acumulada de agua baja un 70% pasando de 600KBOW a 200KBW, los y la de petróleo un 15%, esto podría favorecer los gastos en el tratamiento de agua, (véase **Gráfica 69**).

Gráfica 69. Curvas de producción histórica y predicción para agua y petróleo acumulados al cerrar arenas canalizadas - GALN0050



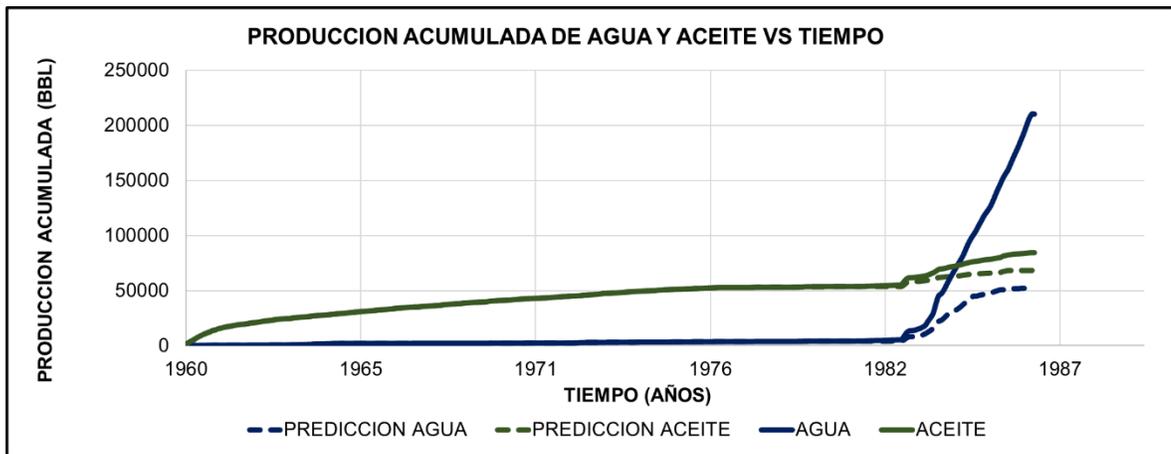
Fuente: Elaboración propia basado en: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2018.

5.6.6 Predicción pozo productor GALN0060. El pozo GALN0060 está conectado con los pozos inyectoros GALN0110, GALN0111 y GALN0112, se determinan las siguientes asunciones para cerrar las arenas en ASIA:

- Cierre de las arenas A1 y A2 del GALN0110, con valores WOR 46,55 y 6,4 respectivamente y eficiencias de desplazamiento vertical 0,78 y 0,55, el índice de conectividad para las arenas es de 0,52, según esta información el parámetro que más aporta a la producción de agua es la arena A1, por su mayor eficiencia de barrido vertical generando alta relación agua petróleo.

Al cerrar las arenas se logró una disminución del WOR en un 66% en el pozo productor, la producción acumulada de agua disminuye un 72%, el crudo un 19% y el corte de agua el 28% para finales del año de 1986. Los efectos del cierre de las arenas se muestran en la **Gráfica 70**.

Gráfica 70. Curvas de producción histórica y predicción para agua y petróleo acumulados al cerrar arenas canalizadas - GALN0060



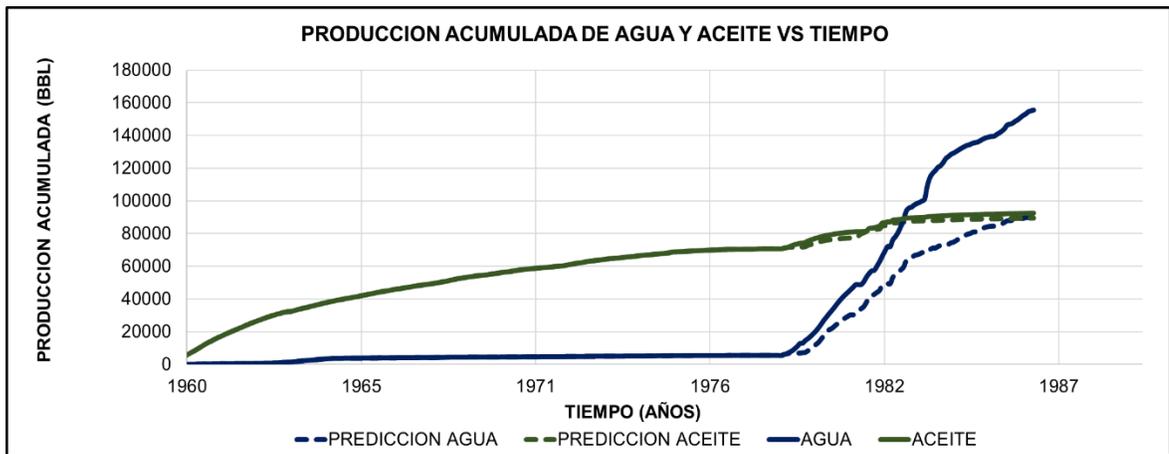
Fuente: Elaboración propia basado en: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2018.

5.6.7 Predicción pozo productor SSIL0007. El patrón de pozos de inyección es un arreglo de 5 puntos normal, conformado por los siguientes pozos inyectoras; SSIL0040, GALN0113, SSIL0041 y GALN0112. Se decide cerrar la arena A1 del GALN0041 por su valor WOR de 40, eficiencia de barrido de 0,76 e índice de conectividad de 0,93, esta tiene un coeficiente de heterogeneidad de 0,14, valor que indica una ligera heterogeneidad, pero su conectividad es grande creando mayor capacidad de flujo para el agua dado a la relación de movilidad de 9,9.

Al cerrar la arena, el WOR disminuyó su relación un 17%, la producción de petróleo bajo un 3,3%, la de agua un 42% y el corte de agua un 13% para el año 1986, estos datos confirman que la mayor producción de agua se debe a esa arena y un cerrarla es un evento exitoso para controlar el agua producida en el pozo. (véase **Gráfica 71**).

En todos los pozos excepto el GALN0026, el cierre de arena es exitoso dado que disminuye en gran proporción la producción de agua, es importante tener en cuenta que el cierre de arena en el software ASIA es del 100% y esto no se cumple al aplicar un conformance químico dado que el gel es hidrofílico gelificándose en los canales de agua, dicho esto, aplicar esta tecnología no hará que disminuya la producción de aceite, entonces el área de yacimiento que realmente se gelifica depende de la eficiencia de barrido vertical en el yacimiento.

Gráfica 71. Comparación entre producción acumulada de agua y petróleo a las cerrras arenas para el pozo SSIL0007



Fuente: Elaboración propia basado en: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2018.

6. CONCLUSIONES

- El software Asia utiliza el método de Craig, Geffen y Morse, el cual asume una eficiencia de barrido vertical del 100%, por lo tanto, este no tiene en cuenta cómo se comporta el desplazamiento de agua en la sección vertical.
- Al cerrar selectivamente arenas conectadas a los pozos productores con altos valores de WOR, se logró disminuir la producción de agua en un 63% en el Pozo GALN0044, 45% en el Pozo GALN0003, 96% en el Pozo GALN0053, 70% en el Pozo GALN0050, 72% en el Pozo GALN0060 y 42% en el Pozo SSIL0007, esto demuestra el impacto que podría generar un conformance químico en el yacimiento del Campo Galán.
- En los arreglos de inyección A, B, C, E, F y G se debe implementar el uso de geles conformance como forma de control de producción excesiva de agua al tener valores WOR promedio mayores de 10, de esta forma se amplía el horizonte económico del Campo Galán.
- Se concluye que en el arreglo D no se debe utilizar la tecnología de gel conformance pues según la predicción, la producción de aceite se vería afectada y disminuiría en un 11%.
- El diagnóstico con la metodología de K.S. Chan para evaluar el comportamiento de producción agua/petróleo, permitió identificar canalizaciones rápidas en los 7 patrones de inyección, debido al comportamiento creciente de la pendiente en las curvas de WOR y WOR derivada.
- Mediante la evaluación experimental en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), fue posible determinar que la mejor concentración química de Gel Bulk para controlar las canalizaciones, son 4000 ppm de polímero con entrecruzador de 200 ppm, dado a que se observó un equilibrio entre fijación, fuerza y cinética respecto al tiempo.

7. RECOMENDACIONES

- Se recomienda la continuación del estudio utilizando como base los resultados en este proyecto para mejorar el programa de conformance químico en el Software ASIA.
- Se recomienda actualizar las curvas de permeabilidades relativas a los fluidos presentes en el yacimiento, dado que los valores de movilidad actuales indican un mejor flujo para el agua.
- Incluir un módulo en el software ASIA, para interpretar zonas canalizadas mediante gráficos de diagnóstico.
- Se recomienda implementar una metodología de simulación analítica en ASIA que asuma una eficiencia de barrido vertical diferente de 100%.
- Se recomienda inyectar agua de formación Casabe ya que presenta más compatibilidad con el Gel Bulk.

BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Estadísticas de producción, Bogotá, Colombia: ANH (<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>). 2018.

AGUILERA, R. Organic Geochemistry Atlas of Colombia Second Edition. Colombia. 2010.

AHMED T. Reservoir Engineering Handbook.,2010. Chapter 14.

BAILEY, B., CRABTREE, M., Y TYRIE, J. Control de agua. Oilfield Review: Verano de 2000., 36-38.

BUSTAMANTE, D., & MORENO, E. "Ajuste histórico y predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la Formación Colorado, Campo Galán - san silvestre". 2009.

CASADIEGO, E., Caracterización de la continuidad lateral y vertical de las areniscas continentales: el caso de la Formación Mugrosa en el campo LLanito y Casabe, Universidad industrial de Santander, Escuela de Geología. Disponible en: http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0120-02832010000200001-.

CASTRO R., GORDILLO G. Historia y criterios empiricos en la aplicacion de inyección de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bogotá D.D.: Universidad de America. Facultad de ingenierias, 2005, 36-40 P.

CASTRO, R. Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyeccion de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Universidad de America, Bogota D.C. 2005.

CASTRO, R., MAYA, G., MANTILLA, J., DIAZ, V., AMAYA, R., LOBO, A., ORDOÑEZ, A., Y VILLAR, A. Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future. SPE. (SPE- 169459- SP). 02-06. 2014.

CHAN KS. Water Control Diagnostic Plots. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition [Internet]. Society of Petroleum Engineers; 1995 [cited 2017 Aug 2]. Available from: <http://www.onepetro.org/doi/10.2118/30775-MS>.

CHAN, K.S. Water Control Diagnostic Plots. Spe: Dallas, 1995. SPE 30775.

CONTRERAS, C., Investigación de la sedimentología de los yacimientos clásticos, Oilfield review, Schulumberger, verano 2005. p.1.

ECOPETROL S.A. Metodología de diseño, ejecución, monitoreo y control de inyección de geles hacia zonas canalizadas en procesos de inyección de agua [diapositivas]. 2011.

FAROUC Alís, S.M. y THOMAS, S. The Promise and Problems of Enhanced Oil Recovery Methods. JCPT. Vol. (35), 07. 1996.

FERRER, J., PARRA, N., Y MAGGIOLO, R. Factibilidad de la Recuperación Mejorada de Crudos en Venezuela, II Simposio Internacional sobre Recuperación Mejorada de Crudo, Maracaibo- Venezuela. 1987.

FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela, 2001. Capítulo 5.

GREEN, D Y WILLHITE. Enhanced Oil Recovery, Richardson, TX, Textbook Series, SPE. 1998.

HANSEN, L. H. Produced Water Management in Mature Field Operation. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/124688-MS. 2009.

HIDROCARBUROS, A. N. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018. ISBN 9789588585673. 153 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. Manual técnico y de usuario software Asia. Version 2009. Piedecuesta, Santander. Ecopetrol S.A. 2009. Interstate Oil Compact Commission, (1959- 1987). The Interstate Oil Compact Commission committee bulletin. Publicación periódica. Oklahoma.

LOZANO, E. Y ZAMORA, N. "Anexo N, compilación de la cuenca del Valle Medio del Magdalena". Servicio Geológico Colombiano, 6-10. 2014.

MAYORGA, E., & MORA, C. "Predicción analítica de la inyección de agua en el área norte del campo Lisama- formación Mugrosa usando el Método de Craig Geffen y Morse". Revista de investigación. 2008.

MUKHANOV, A., GARCIA C., TORRES, H. Water control diagnostic plot pattern recognition using support vectorial machine, SPE: Moscow, Russia;2918. SPE-191600-18RPTC-MS.

PEIHUA, X., A point bar facies reservoir model semi-communicated sandbody, SPE14837. 103 p.

PORTAFOLIO. Ecopetrol desarrolla con éxito 19 proyectos de recobro de petróleo. 2017. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/ecopetrol-desarrolla-19-proyectos-de-recobro-petrolero-503794>.

POVEDA P. Y SANABRIA J.” Modelamiento Estadístico para la Predicción Analógica de Reservas en los Bloques Sometidos al Proceso de Inyección de Agua en las Cuencas Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Llanos”. 2012.

SATTER, A. Practical enhanced reservoir engineering. 1 ed. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation, 2008.

VANEGAS, G. “A multidisciplinary Approach Applied to a Mature Field Re-Development, Llanito-Gala Field, Colombia”. SPE. (SPE 113309). 2012.

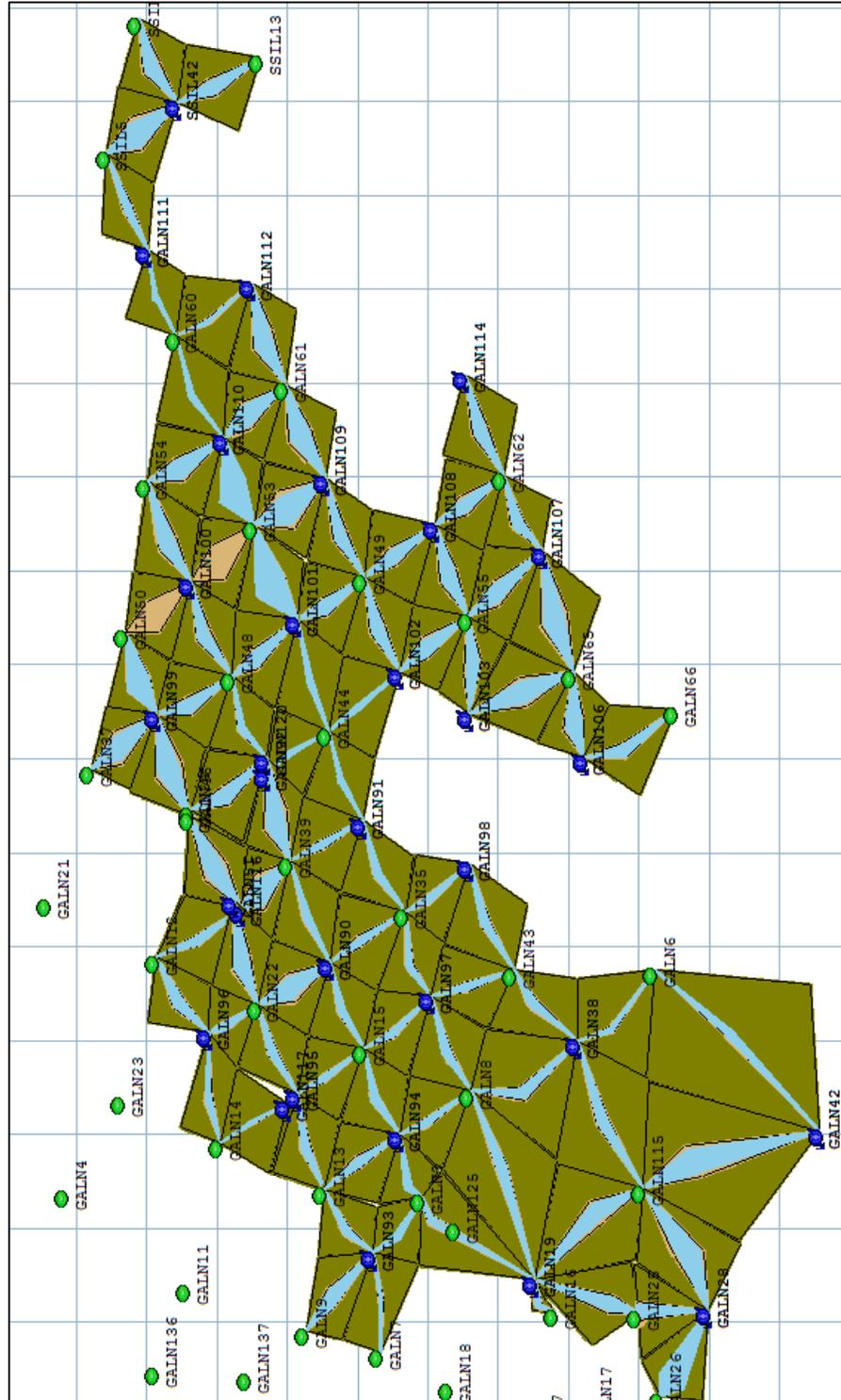
ZABALA, R. Un Modelo de Diagnostico del Impacto de la Producción de Agua en Pozos Productores de Petróleo. Acipet: Bogota D.C, 2017.

ANEXOS

ANEXO A

MAPA DE CONEXIONES Y ÁREA DE BARRIDO AREAL ENTRE LOS POZOS INYECTORES Y PRODUCTORES DE LAS CAPAS CAÑONEADAS EN LA FORMACIÓN COLORADO (ZONA A1 Y ZONA A2)

Mapa de conexión entre los pozos productores e inyectores en la Zona A2

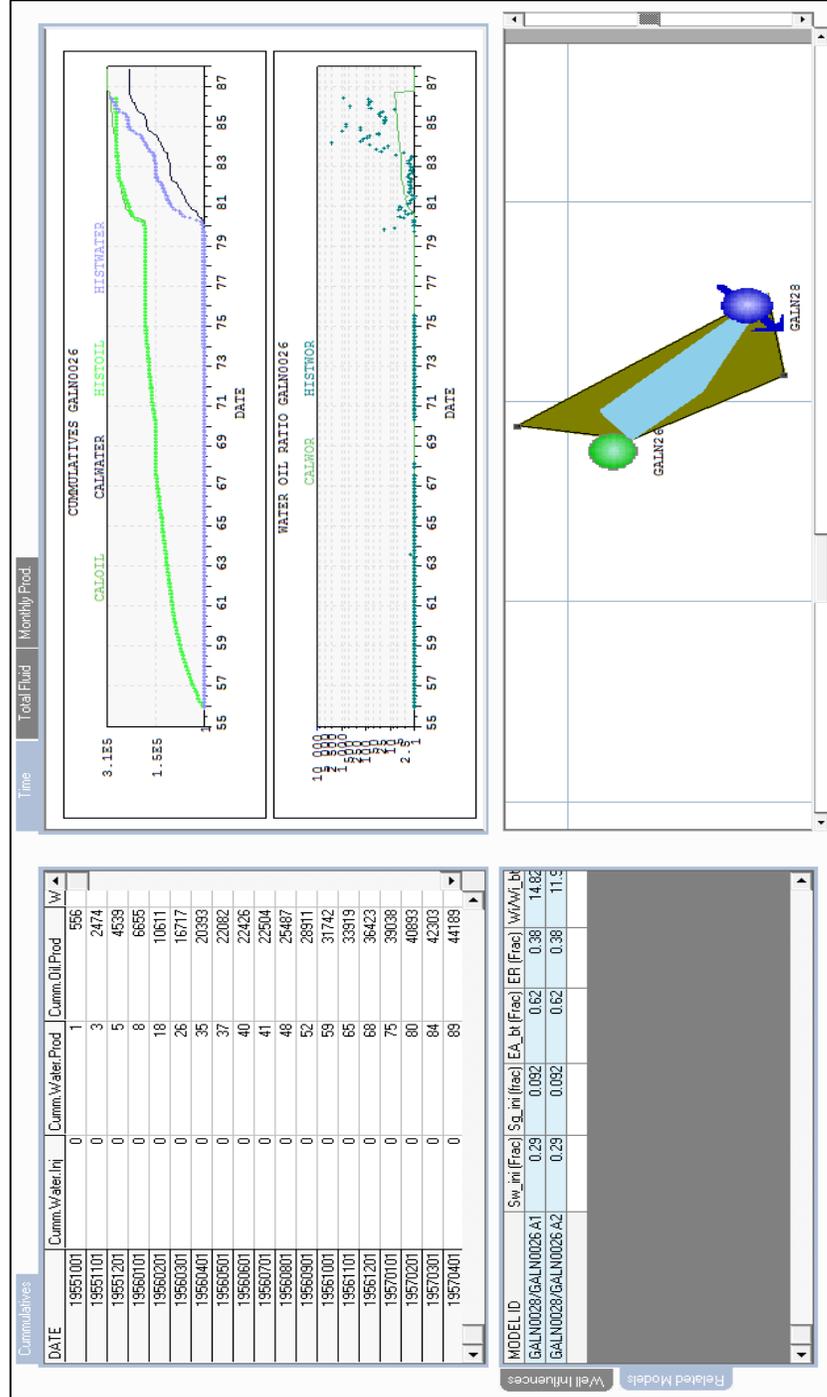


Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

ANEXO B

PARÁMETROS Y PROPIEDADES DE LOS POZOS CANALIZADOS EN LAS ZONAS A1 Y A2

Propiedades pozo GALN0026



Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Histórico de Producción Pozo GALN0026

WELL NAME		WELL TYPE		
GALN0026		OIL PRODUCER		

WELL HISTORY				
DATE	OIL	GAS	WATER	DAYS
19551001	556	-999,25	1	30
19551101	1918	-999,25	2	30
19551201	2065	-999,25	2	30
19560101	2116	-999,25	3	30
19560201	3956	-999,25	10	30
19560301	6106	-999,25	8	30
19560401	3676	-999,25	9	30
19560501	1689	-999,25	2	30
19560601	344	-999,25	3	30
19560701	78	-999,25	1	30
19560801	2983	-999,25	7	30
19560901	3424	-999,25	4	30
19561001	2831	-999,25	7	30
19561101	2177	-999,25	6	30
19561201	2504	-999,25	3	30
19570101	2615	-999,25	7	30

Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP).
Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

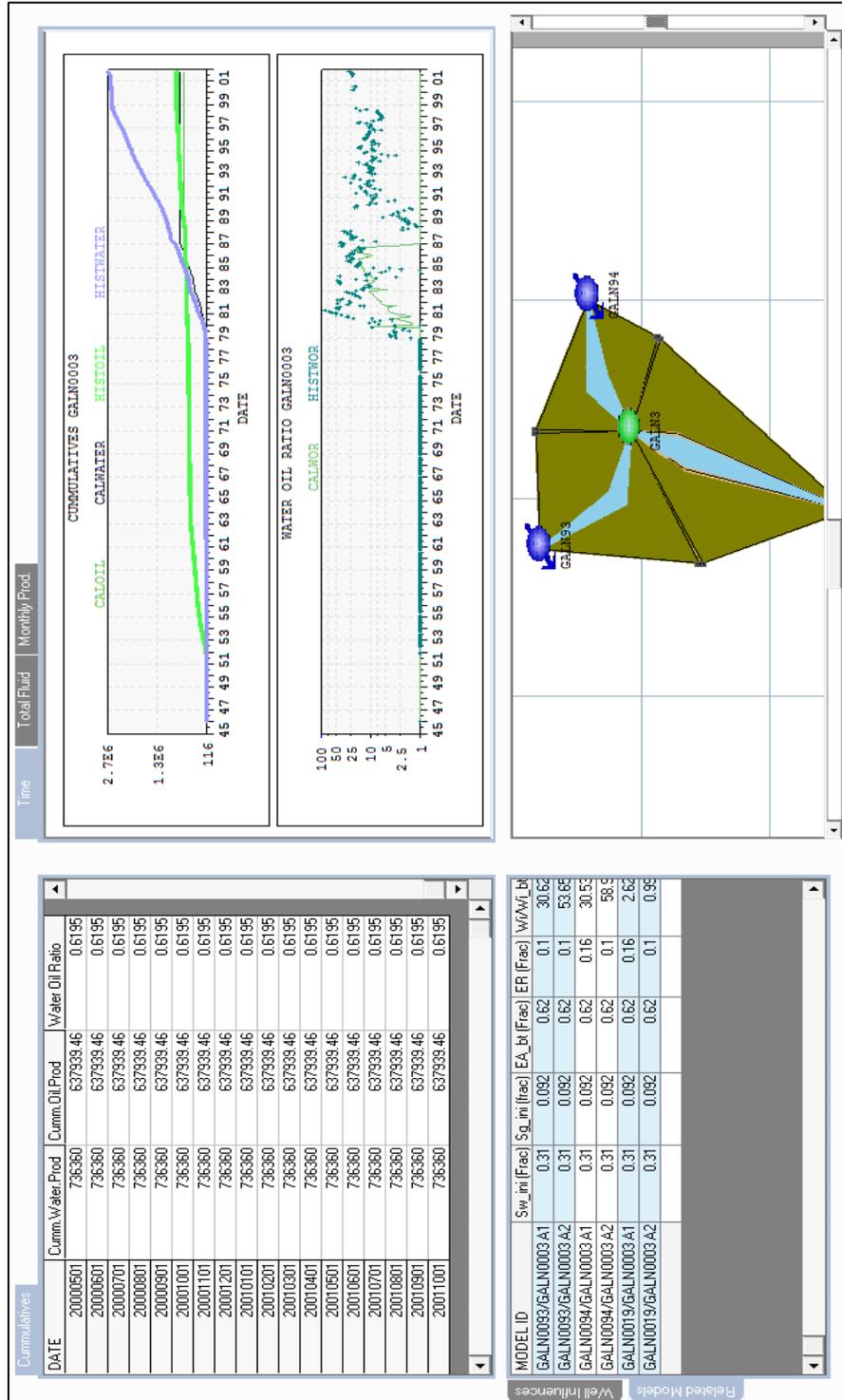
Características de las conexiones entre el pozo GALN0026 y los pozos inyectores

SELECT MODEL	
GALN0028/GALN0026 A1	
PROPERTY	VALUE
RELATIVE PERMEABILITY MODEL	RELATIVE_PERM_1
FLUIDS PROPERTIES	PVT1
DIP	4,78
THICKNESS (ft)	96,5
POROSITY (Frac)	0,24
PERMEABILITY (mD)	244,19
INITIAL WATER SATURATION	0,29
INITIAL GAS SATURATION	0,092
EA_bt	0,62
MODEL SHAPE	Diamond

Connectivity Index	
WELL	HICI
GALN0028	0.827

Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP).
Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Propiedades del pozo GALN0003



Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Histórico de producción pozo GALN0003

WELL NAME		WELL TYPE		
GALN0003		OIL PRODUCER		

WELL HISTORY				
DATE	OIL	GAS	WATER	DAYS
19451201	7079	-999,25	116	30
19460101	3395	-999,25	6	30
19460201	0	-999,25	0	30
19460301	0	-999,25	0	30
19460401	0	-999,25	0	30
19460501	0	-999,25	0	30
19460601	0	-999,25	0	30
19460701	0	-999,25	0	30
19460801	0	-999,25	0	30
19460901	0	-999,25	0	30
19461001	0	-999,25	0	30
19461101	0	-999,25	0	30
19461201	0	-999,25	0	30
19470101	0	-999,25	0	30
19470201	0	-999,25	0	30
19470301	0	-999,25	0	30

Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP).
Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

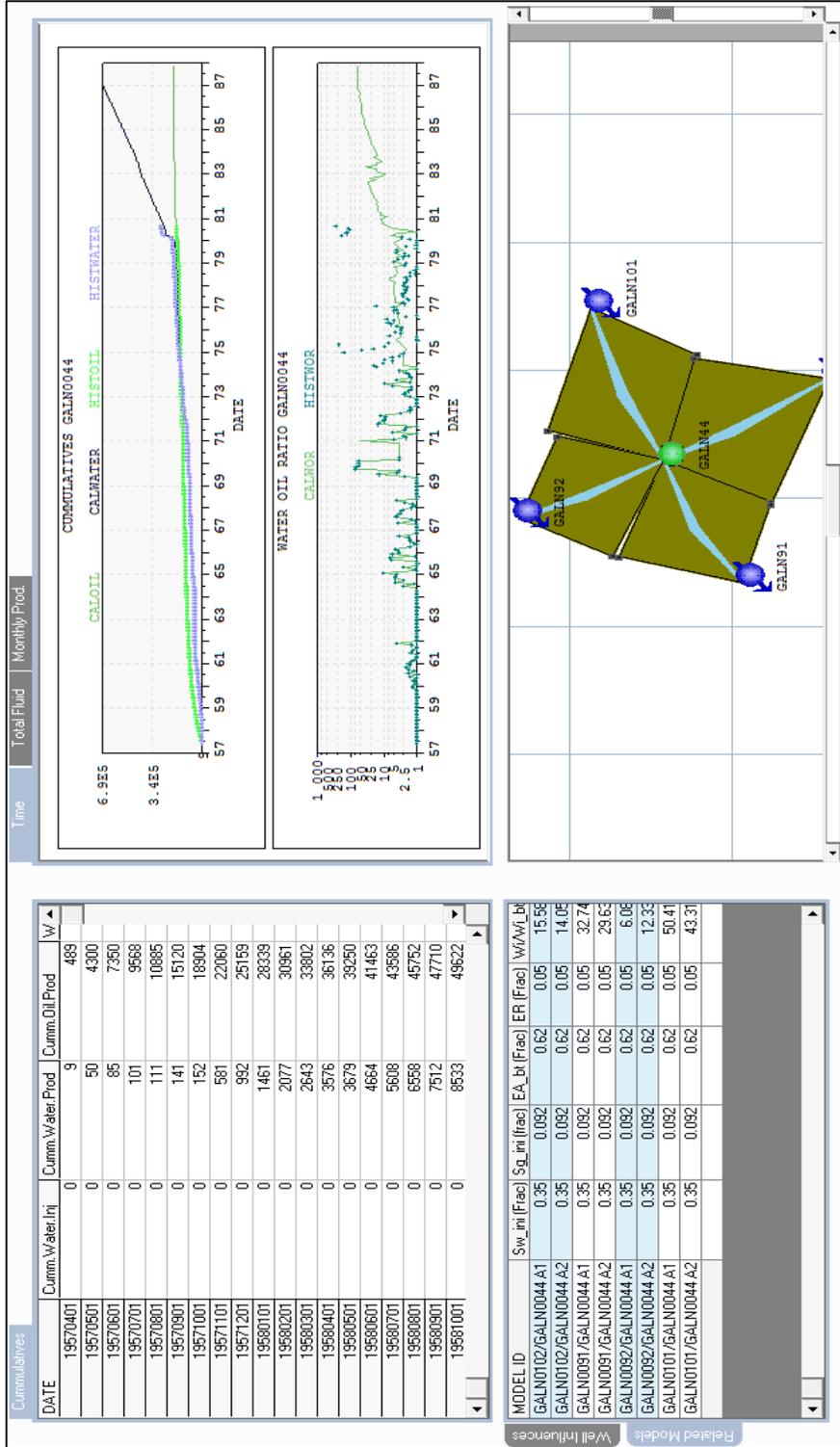
Características de las conexiones entre el pozo GALN0003 y los pozos inyectores

SELECT MODEL	
GALN0093/GALN0003.A1	
PROPERTY	VALUE
RELATIVE PERMEABILITY MODEL	RELATIVE_PERM_1
FLUIDS PROPERTIES	PVT1
DIP	-25,41
THICKNESS (ft)	95
POROSITY (Frac)	0,24
PERMEABILITY (mD)	224,75
INITIAL WATER SATURATION	0,31
INITIAL GAS SATURATION	0,092
EA_bt	0,62
MODEL SHAPE	Diamond

Connectivity Index	
WELL	HICI
GALN0093	0.5085
GALN0094	0.4897
GALN0019	0.9822

Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP).
Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Propiedades del pozo GALN0044



Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Histórico de producción pozo GALN0044

WELL NAME		WELL TYPE		
GALN0044		OIL PRODUCER		
WELL HISTORY				
DATE	OIL	GAS	WATER	DAYS
19570401	489	-999,25	9	30
19570501	3811	-999,25	41	30
19570601	3050	-999,25	35	30
19570701	2218	-999,25	16	30
19570801	1317	-999,25	10	30
19570901	4235	-999,25	30	30
19571001	3784	-999,25	11	30
19571101	3156	-999,25	429	30
19571201	3099	-999,25	411	30
19580101	3180	-999,25	469	30
19580201	2622	-999,25	616	30
19580301	2841	-999,25	566	30
19580401	2334	-999,25	933	30
19580501	3114	-999,25	103	30
19580601	2213	-999,25	985	30
19580701	2123	-999,25	944	30

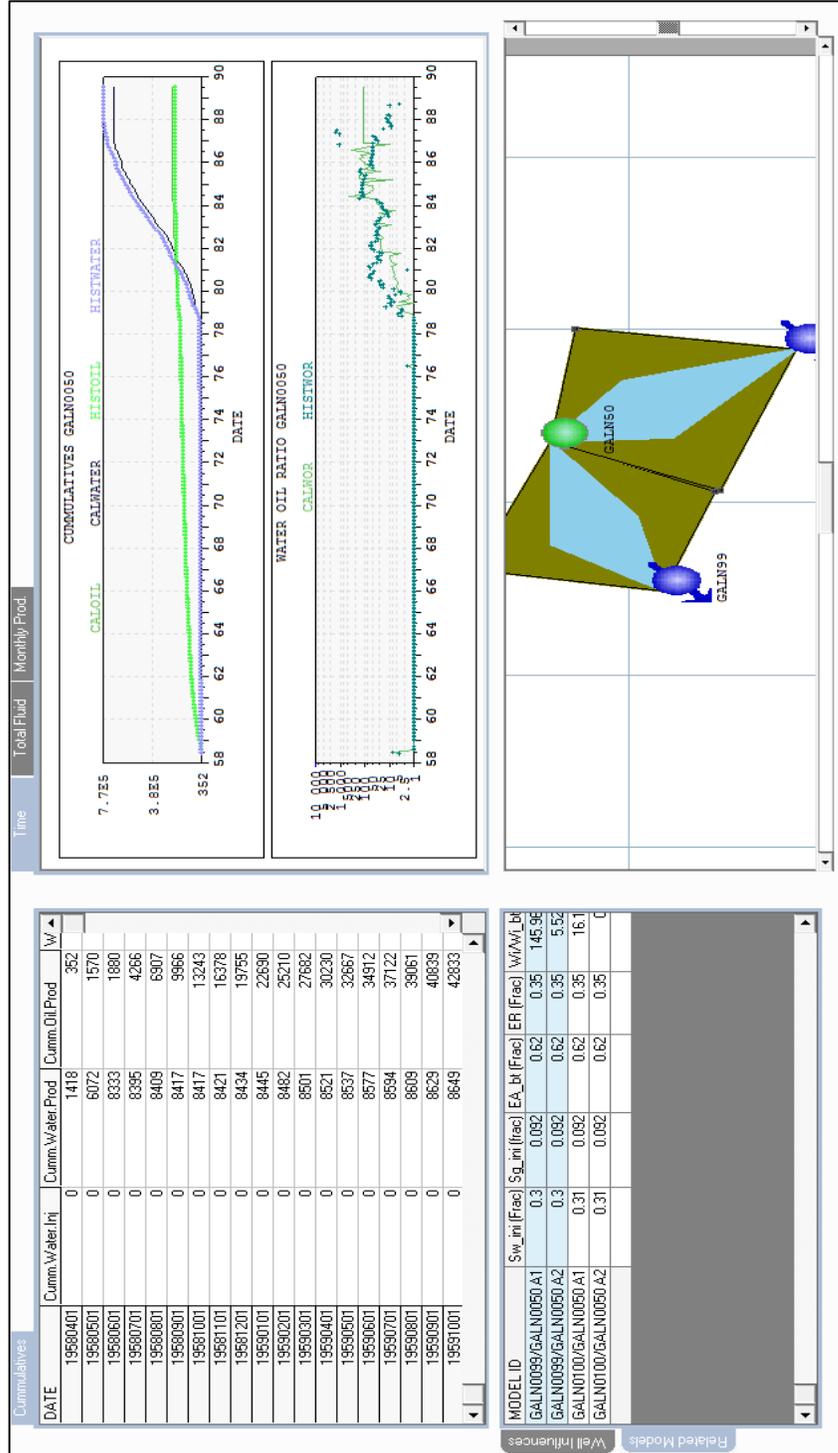
Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP).
Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Características de las conexiones entre el pozo GALN0044 y los pozos inyectores

SELECT MODEL	
GALN0101/GALN0044 A1	
PROPERTY	VALUE
RELATIVE PERMEABILITY MODEL	RELATIVE_PERM_1
FLUIDS PROPERTIES	PVT1
DIP	0,23
THICKNESS (ft)	49
POROSITY (Frac)	0,24
PERMEABILITY (mD)	251,82
INITIAL WATER SATURATION	0,35
INITIAL GAS SATURATION	0,092
EA_bt	0,62
MODEL SHAPE	Diamond

Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP).
Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Propiedades del pozo GALN0050



Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Histórico de producción pozo GALN0050

WELL NAME		WELL TYPE	
GALN0050		OIL PRODUCER	

WELL HISTORY					
DATE	OIL	GAS	WATER	DAYS	
19580401	352	-999,25	1418	30	
19580501	1218	-999,25	4654	30	
19580601	310	-999,25	2261	30	
19580701	2386	-999,25	62	30	
19580801	2641	-999,25	14	30	
19580901	3059	-999,25	8	30	
19581001	3277	-999,25	0	30	
19581101	3135	-999,25	4	30	
19581201	3377	-999,25	13	30	
19590101	2935	-999,25	11	30	
19590201	2520	-999,25	37	30	
19590301	2472	-999,25	19	30	
19590401	2548	-999,25	20	30	
19590501	2437	-999,25	16	30	
19590601	2245	-999,25	40	30	
19590701	2210	-999,25	17	30	

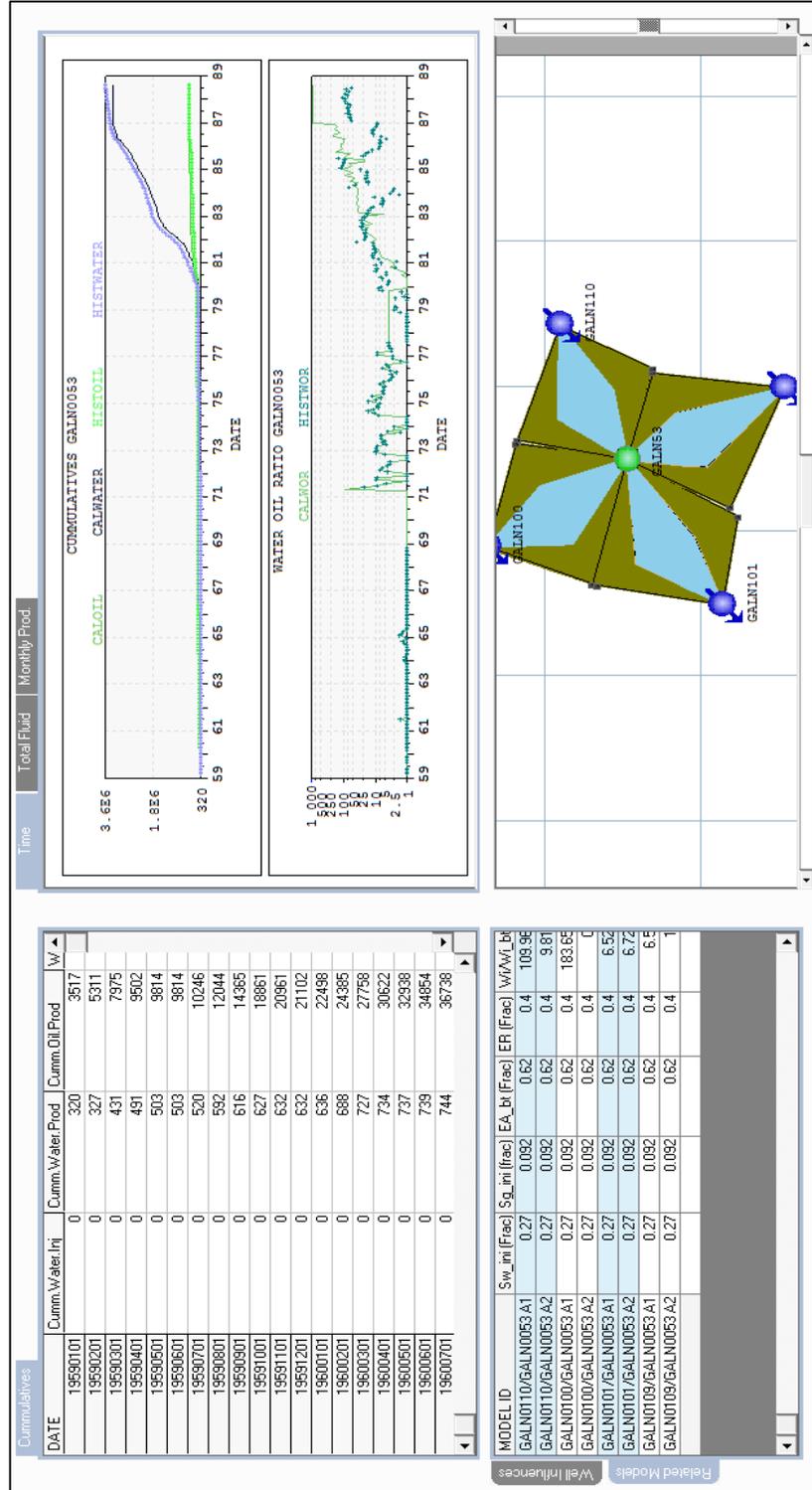
Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP).
Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Características de las conexiones entre el pozo GALN0050 y los pozos inyectoros

SELECT MODEL	
GALN0099/GALN0050 A1	
PROPERTY	VALUE
RELATIVE PERMEABILITY MODEL	RELATIVE_PERM_1
FLUIDS PROPERTIES	PVT1
DIP	-2,27
THICKNESS (ft)	21,5
POROSITY (Frac)	0,24
PERMEABILITY (mD)	250,08
INITIAL WATER SATURATION	0,3
INITIAL GAS SATURATION	0,092
EA_bt	0,62
MODEL SHAPE	Diamond

Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP).
Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Propiedades del pozo GALN0053



Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Histórico de producción pozo GALN0053

WELL NAME		WELL TYPE	
GALN0053		OIL PRODUCER	

WELL HISTORY				
DATE	OIL	GAS	WATER	DAYS
19590101	3517	-999,25	320	30
19590201	1794	-999,25	7	30
19590301	2664	-999,25	104	30
19590401	1527	-999,25	60	30
19590501	312	-999,25	12	30
19590601	0	-999,25	0	30
19590701	432	-999,25	17	30
19590801	1798	-999,25	72	30
19590901	2321	-999,25	24	30
19591001	4496	-999,25	11	30
19591101	2100	-999,25	5	30
19591201	141	-999,25	0	30
19600101	1396	-999,25	4	30
19600201	1887	-999,25	52	30
19600301	3373	-999,25	39	30
19600401	2864	-999,25	7	30

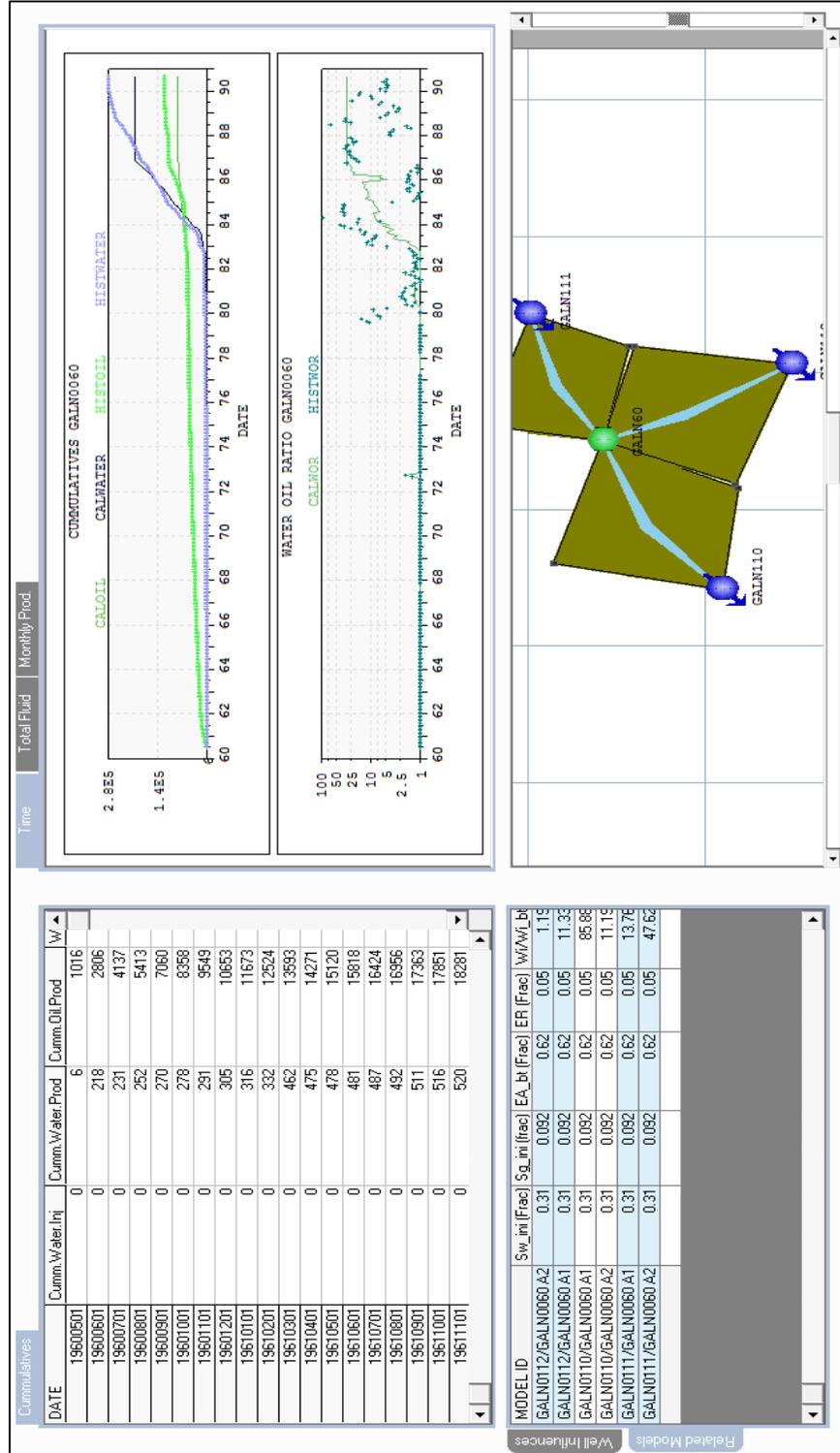
Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP).
Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Características de las conexiones entre el pozo GALN0053 y los pozos inyectores

SELECT MODEL	
GALN0100/GALN0053 A1	
PROPERTY	VALUE
RELATIVE PERMEABILITY MODEL	RELATIVE_PERM_1
FLUIDS PROPERTIES	PVT1
DIP	-1,9
THICKNESS (ft)	43
POROSITY (Frac)	0,24
PERMEABILITY (mD)	213,89
INITIAL WATER SATURATION	0,27
INITIAL GAS SATURATION	0,092
EA_bt	0,62
MODEL SHAPE	Diamond

Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP).
Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Propiedades del pozo GALN0060



Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Histórico de producción pozo GALN0060

WELL NAME		WELL TYPE		
GALN0060		OIL PRODUCER		
WELL HISTORY				
DATE	OIL	GAS	WATER	DAYS
19600501	1016	-999,25	6	30
19600601	1790	-999,25	212	30
19600701	1331	-999,25	13	30
19600801	1276	-999,25	21	30
19600901	1647	-999,25	18	30
19601001	1298	-999,25	8	30
19601101	1191	-999,25	13	30
19601201	1104	-999,25	14	30
19610101	1020	-999,25	11	30
19610201	851	-999,25	16	30
19610301	1069	-999,25	130	30
19610401	678	-999,25	13	30
19610501	849	-999,25	3	30
19610601	698	-999,25	3	30
19610701	606	-999,25	6	30
19610801	532	-999,25	5	30

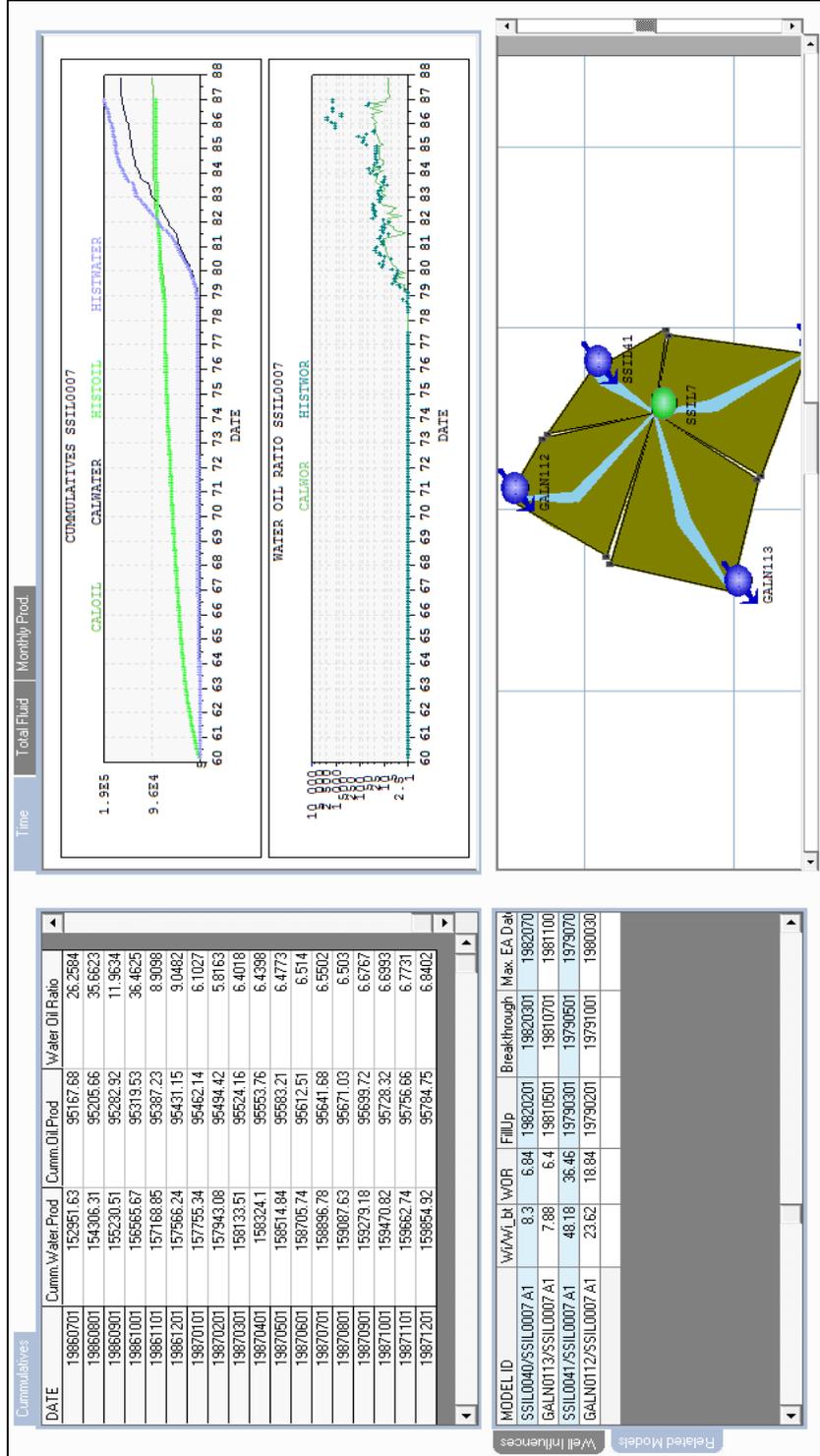
Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP).
Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Características de las conexiones entre el pozo GALN0060 y los pozos inyectores

SELECT MODEL	
GALN0112/GALN0060 A2	
PROPERTY	VALUE
RELATIVE PERMEABILITY MODEL	RELATIVE_PERM_1
FLUIDS PROPERTIES	PVT1
DIP	5,87
THICKNESS (ft)	8
POROSITY (Frac)	0,23
PERMEABILITY (mD)	239,21
INITIAL WATER SATURATION	0,31
INITIAL GAS SATURATION	0,092
EA_bt	0,62
MODEL SHAPE	Diamond

Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP).
Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Propiedades del pozo SSIL0007



Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Histórico de producción pozo SSIL0007

WELL NAME		WELL TYPE		
SSIL0007		OIL PRODUCER		
WELL HISTORY				
DATE	OIL	GAS	WATER	DAYS
19600101	698	-999,25	5	30
19600201	1588	-999,25	24	30
19600301	1332	-999,25	35	30
19600401	1087	-999,25	28	30
19600501	1098	-999,25	18	30
19600601	896	-999,25	23	30
19600701	944	-999,25	18	30
19600801	876	-999,25	22	30
19600901	967	-999,25	31	30
19601001	981	-999,25	33	30
19601101	1034	-999,25	25	30
19601201	1012	-999,25	24	30
19610101	897	-999,25	21	30
19610201	740	-999,25	20	30
19610301	890	-999,25	41	30
19610401	815	-999,25	23	30

Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Características de las conexiones entre el pozo SSIL0007 y los pozos inyectoros

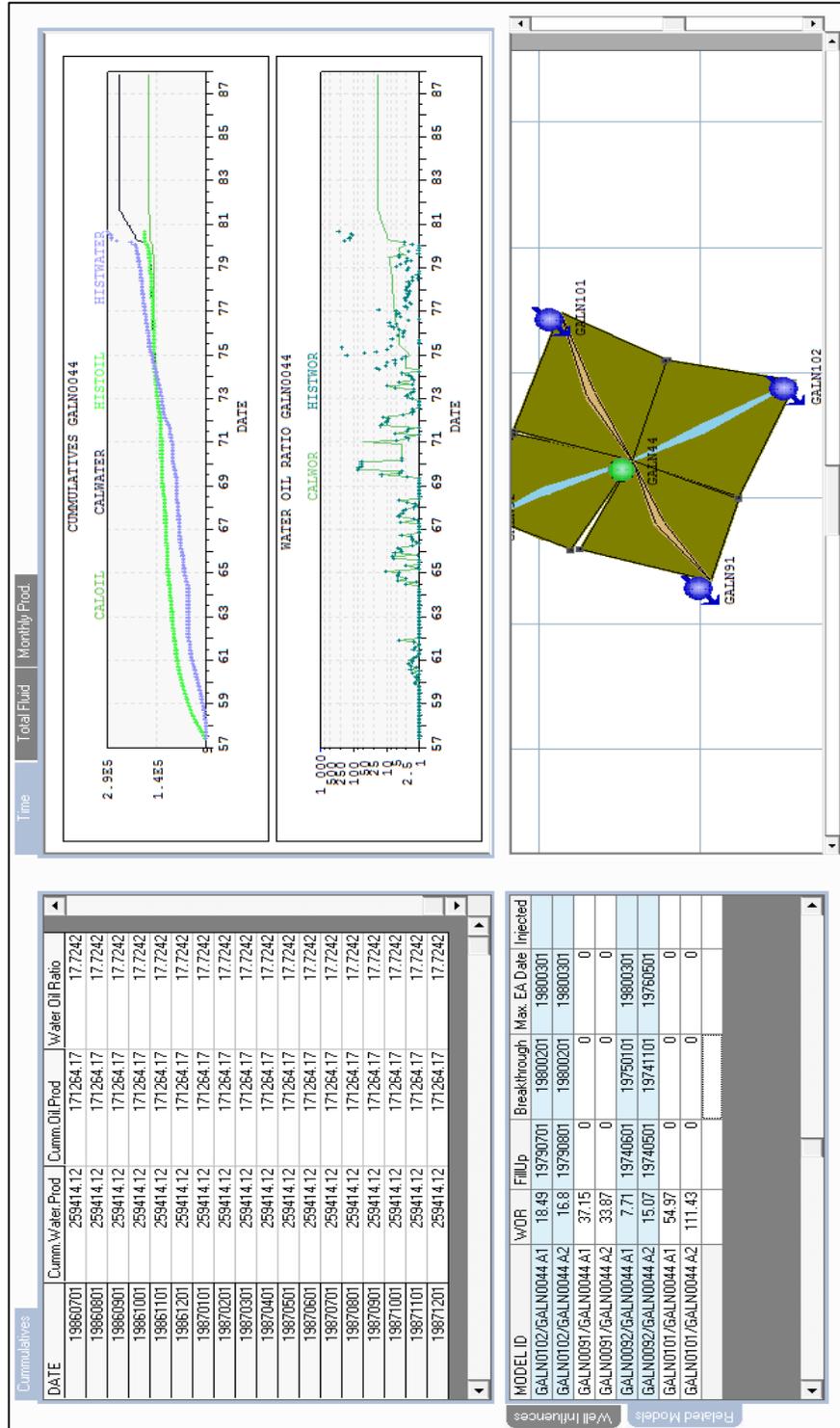
SELECT MODEL	
GALN0113/SSIL0007 A1	
PROPERTY	VALUE
RELATIVE PERMEABILITY MODEL	RELATIVE_PERM_1
FLUIDS PROPERTIES	PVT1
DIP	-1,14
THICKNESS (ft)	47
POROSITY (Frac)	0,24
PERMEABILITY (mD)	207,61
INITIAL WATER SATURATION	0,33
INITIAL GAS SATURATION	0,092
EA_bt	0,62
MODEL SHAPE	Diamond

Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

ANEXO C

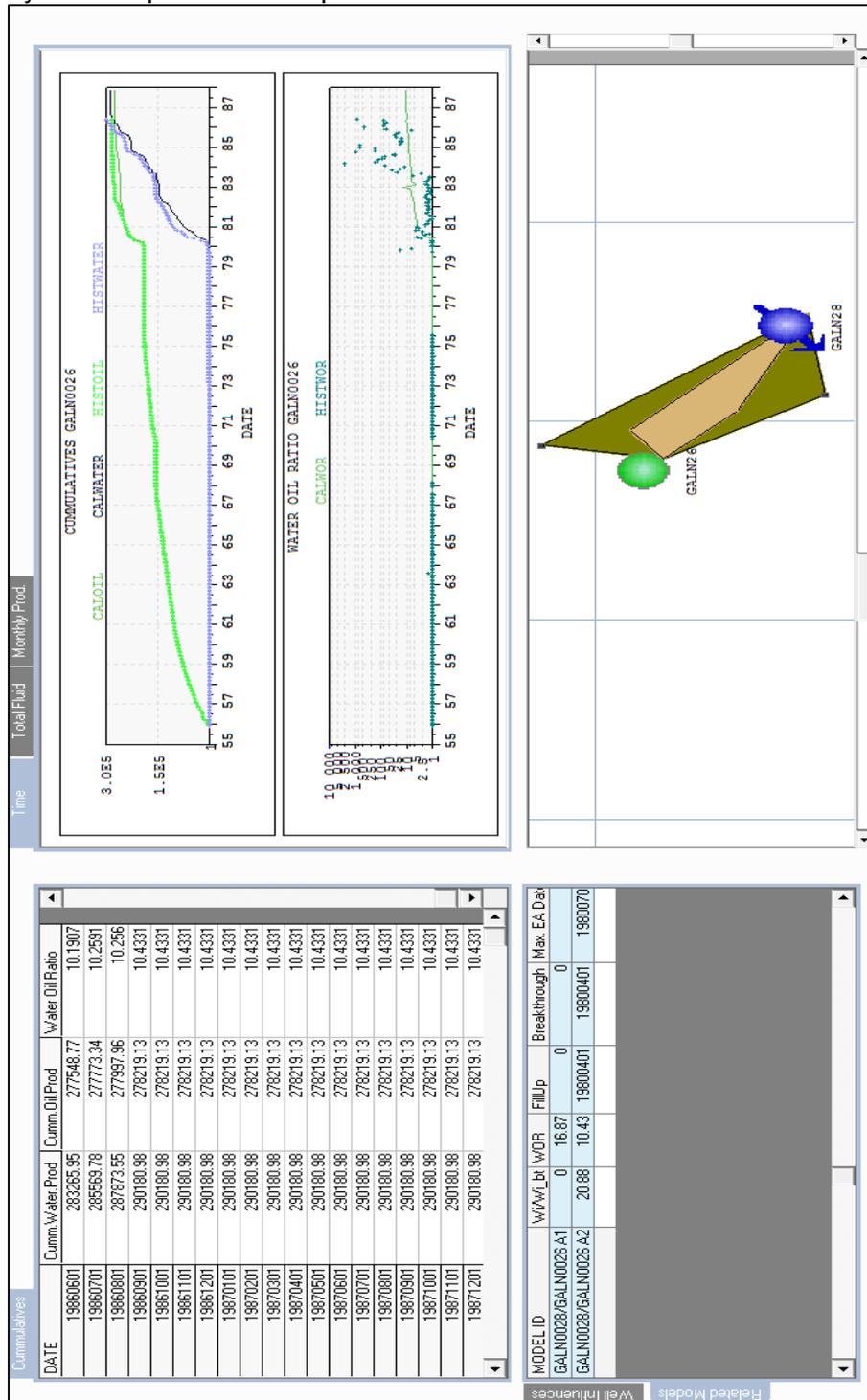
PARÁMETROS Y PROPIEDADES DE LOS POZOS CANALIZADOS AL SIMULAR CIERRE DE ARENAS A1 Y A2

Propiedades del pozo GALN0044 al simular cerrando arenas y pozos inyectores que afectan al productor.



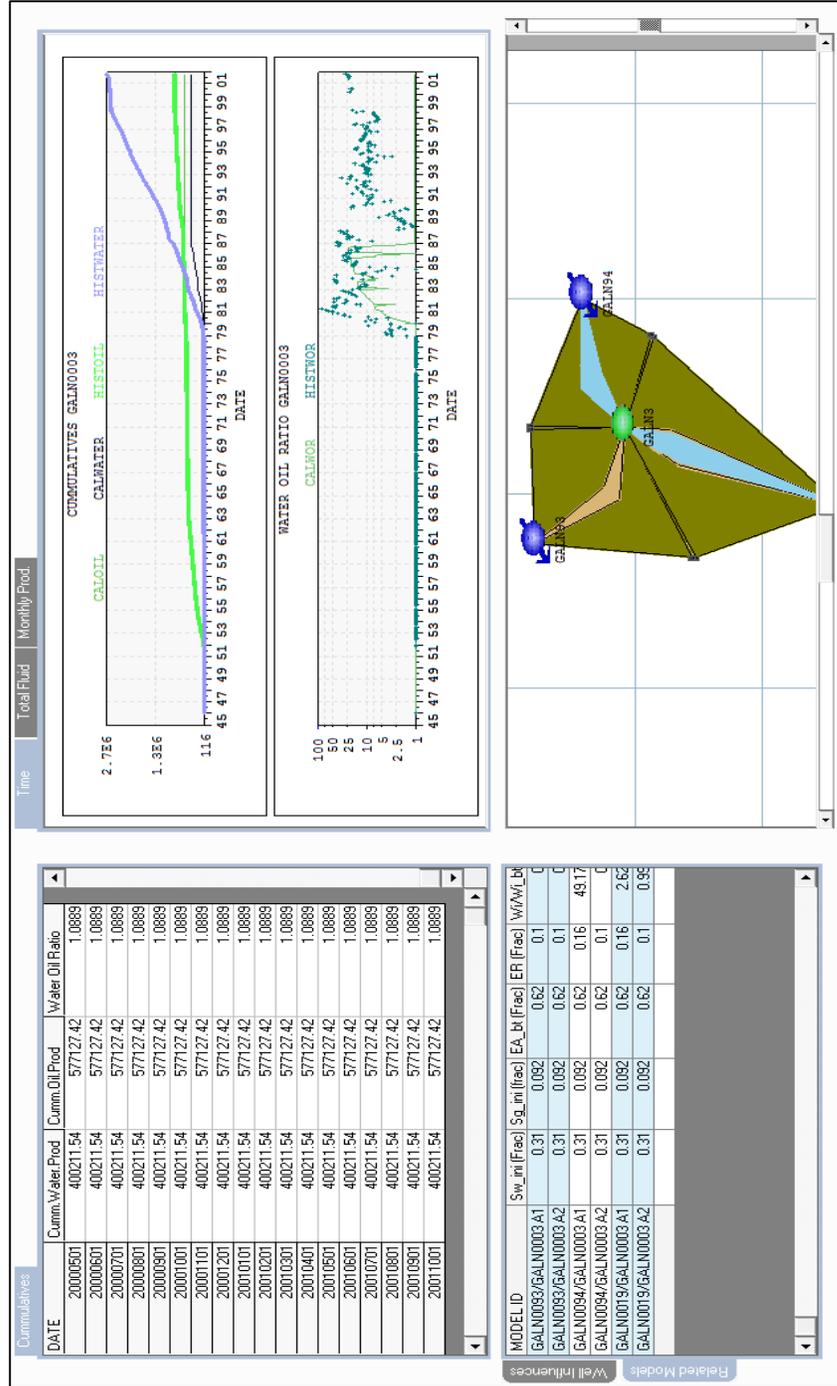
Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009.

Propiedades del pozo GALN0026 al simular cerrando arenas y pozos inyectores que afectan al productor.



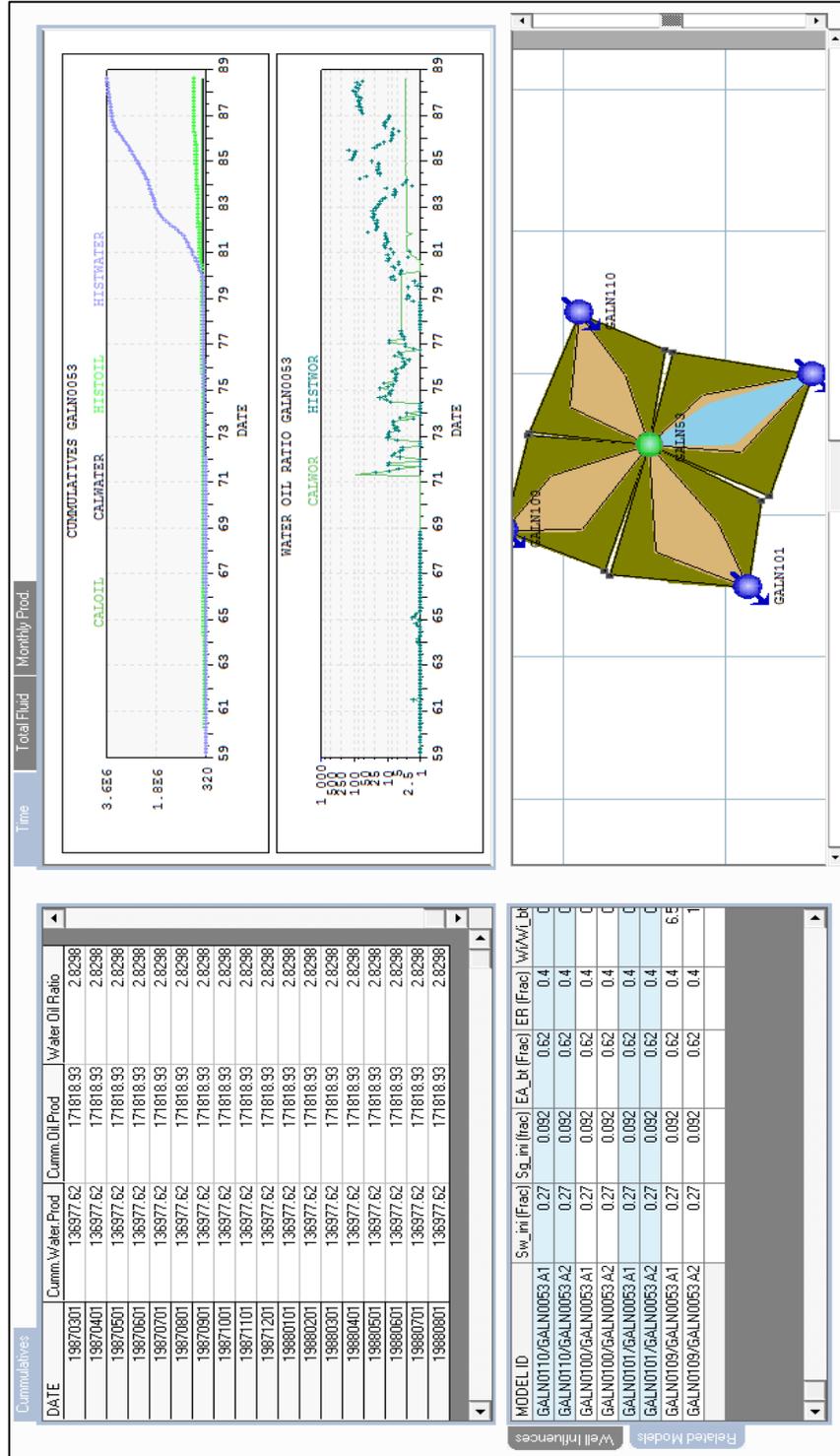
Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009

Propiedades del pozo GALN0003 al simular cerrando arenas y pozos inyectores que afectan al productor.



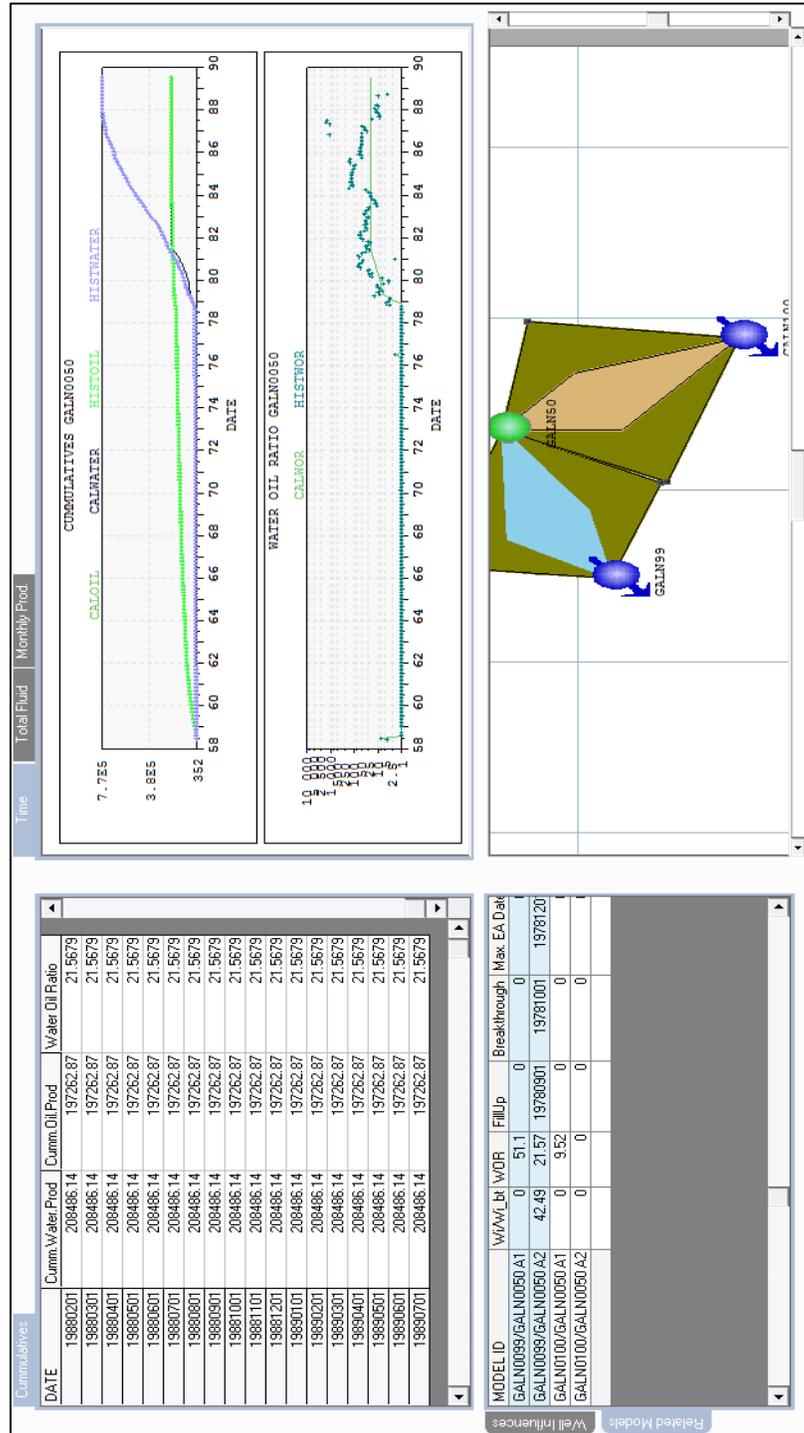
Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009

simular cerrando arenas y pozos inyectoros que afectan al productor.



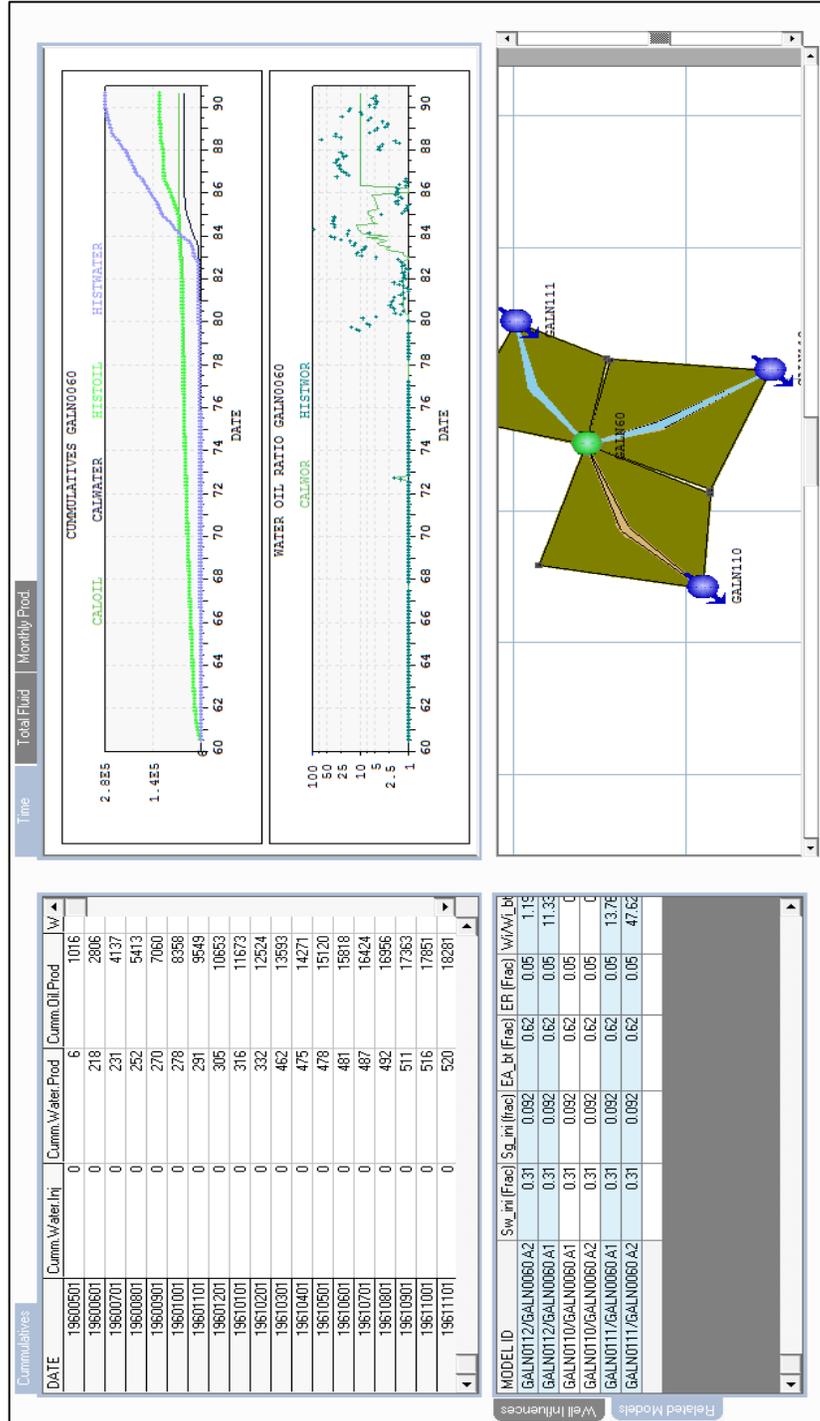
Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009 Propiedades del pozo GALN0050 al

simular cerrando arenas y pozos inyectores que afectan al productor.



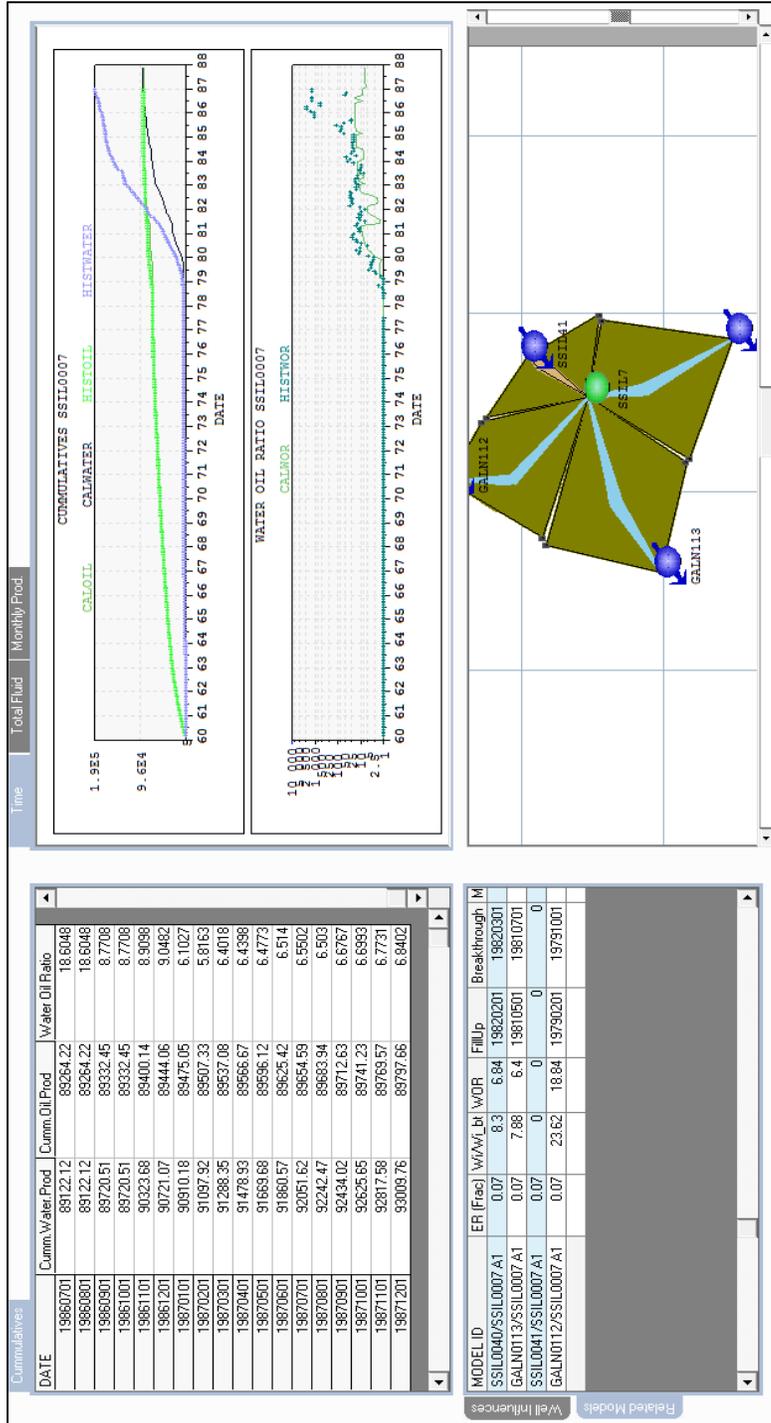
Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009Propiedades del pozo

GALN0060 al simular cerrando arenas y pozos inyectores que afectan al productor.



Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009 Propiedades del pozo

SSILN0007 al simular cerrando arenas y pozos inyectores que afectan al productor.



Fuente: Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP). Modelo Campo Galán. Software Asia, 2009