

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-FINANCIERO PARA UN PILOTO DE
INYECCIÓN DE AGUA IN-FILL EN CAMPO MADURO DE LA CUENCA DEL
VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA MEDIANTE SIMULACIÓN DE
YACIMIENTOS**

RAUL ARTURO BUITRAGO TORRES

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2017**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-FINANCIERO PARA UN PILOTO DE
INYECCIÓN DE AGUA IN-FILL, EN CAMPO MADURO DE LA CUENCA DEL
VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA MEDIANTE SIMULACIÓN DE
YACIMIENTOS**

RAUL ARTURO BUITRAGO TORRES

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

Director

**RONALD MAURICIO ROA BELTRÁN
Ingeniero de Petróleos**

Asesor

**ALEJANDRO CONTRERAS
Ingeniero de Petróleos**

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

2017

Nota de aceptación

Ing. Alejandro Contreras
Firma del presidente del Jurado

Ing. Adriangela Romero
Firma del jurado

Ing. John Pinto
Firma del jurado

Bogotá, octubre de 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la universidad y Rector del Claustro:

Dr. JAIME POSADA DIAZ.

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos:

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA.

Vicerrectora Académica y de Posgrados:

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS.

Secretario General:

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCIA-PEÑA.

Decano Facultad de Ingeniería:

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI.

Director Facultad de Ingeniería de Petróleos:

Dr. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA.

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

DEDICATORIA

A mis padres, Arturo Buitrago Gómez y Nelcy Torres, que me dieron su mejor ejemplo como personas éticas, responsables y sobre todo humanas, por su acompañamiento y seguimiento, dedicado a encaminar mis pasos para formarme íntegramente.

A mis hermanos, motor e inspiración de mis actos.

A mis familiares, que me acompañaron con sus mejores deseos y apoyo en los momentos necesarios, para continuar pensando siempre en ser un orgullo para ellos, como una garantía de apoyo y fortaleza en el futuro.

A mis amigos, que no dudaron de mis capacidades y aun en momentos difíciles estuvieron presentes.

Raúl Arturo Buitrago Torres

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo de grado fue logrado gracias a la colaboración continua de diferentes personas, que estuvieron presentes y prestas a brindar ayuda con el fin de lograr el objetivo y meta trazada de culminar el pregrado de Ingeniería de Petróleos y convertirme así en un profesional ejemplo para mis hermanos, orgullo de mi familia y un mejor ser humano, capaz y consiente, con cualidades para adquirir la responsabilidad que este título trae consigo.

De esta manera doy gracias en primer lugar a mis Padres, a mis hermanos y familiares.

A Nexen Petroleum Colombia Ltd por permitirme desarrollar mi trabajo de grado, con la mejor disposición, por abrir las puertas de tan prestigiosa compañía y enseñarme a dar lo mejor de mí para obtener excelentes resultados, de manera especial al Doctor Juan Manuel Acosta Herrera, así como al Ingeniero Ronald Mauricio Roa Beltrán, por su apoyo cordial y siempre oportuno.

A la Fundación universidad de América, por los conocimientos que adquirí durante mi trayectoria como estudiante universitario, a los asesores de trabajo de grado, en especial al Ingeniero Alejandro Contreras, por brindarme su experiencia profesional para lograr un buen proyecto, de la misma manera a todos los compañeros de clases y amigos que dejaron en mi vida enseñanzas.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	31
OBJETIVOS	32
1. GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL CAMPO MADURO	33
1.1 HISTORIA	33
1.2 LOCALIZACIÓN	34
1.3 MARCO GEOLOGICO	37
1.3.1 Columna Estratigráfica	37
1.3.2 Estratigrafía	39
1.3.2.1 Formación Caballos	39
1.3.2.2 Grupo Villeta	39
1.3.2.3 Grupo Guadalupe	40
1.3.2.4 Formación San Francisco	40
1.3.2.5 Formación Teruel	40
1.3.2.6 Grupo Gualanday	40
1.3.2.7 Formación Barzalosa	41
1.3.2.8 Formación Honda	41
1.3.2.9 Formación Mesa	41
1.3.3 Geología Estructural	42
1.3.4 Geología del Petróleo	44
1.3.4.1 Roca Generadora	45
1.3.4.2 Roca Reservorio	45
1.3.4.3 Migración	45
1.3.4.4 Roca sello	45
1.3.4.5 Trampa	45
1.3.5 Descripción del yacimiento	46
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	48
1.4.1 Mecanismo de producción	48
1.4.2 Tiempo de producción	49
1.4.3 Número de pozos	49
1.4.4 Producción acumulada	49
2. DESCRIPCION DEL DESARROLLO DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN EN EL BLOQUE NORTE DEL CAMPO MADURO	51
2.1 GENERALIADES DE LA PRODUCCIÓN DEL BLOQUE NORTE	51
2.1.1 Mecanismos de Producción del Bloque Norte	52
2.1.1.1 Bombeo por Cavidades Progresivas BCP	52
2.1.1.2 Inyección de Agua	53
2.2 DESARROLLO DE LA PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL BLOQUE NORTE	62

2.2.1	Análisis de producción por pozo	64
2.2.1.1	BN-1	66
2.2.1.2	BN-2	67
2.2.1.3	BN-3	68
2.2.1.4	BN-4	69
2.2.1.5	BN-5	70
2.2.1.6	BN-6	71
2.2.1.7	BN-7	72
2.2.1.8	BN-8	73
2.2.1.9	BN-9st	74
2.2.1.10	BN-10	75
2.2.1.11	BN-11	76
2.3	DESARROLLO DE LA INYECCIÓN DE AGUA, BLOQUE NORTE	77
2.3.1	Análisis de inyección de agua por pozo	78
2.3.1.1	BN-12	79
2.3.1.2	BN-13	80
2.3.1.3	BN-14	82
2.4	INFLUENCIA ZONAL EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS POR LA INYECCIÓN DE AGUA	83
2.4.1	Zona Centro	86
2.4.1.1	Inyector BN-12 – Productor BN-2	87
2.4.1.2	Inyector BN-12 – Productor BN-3	88
2.4.1.3	Inyector BN-12 – Productor BN-4	89
2.4.1.4	Inyector BN-12 – Productor BN-5	90
2.4.1.5	Inyector BN-12 – Productor BN-6	91
2.4.1.6	Inyector BN-12 – Productor BN-11	93
2.4.2	Zona Oeste	94
2.4.2.1	Inyector BN-13 – Productor BN-1	95
2.4.2.2	Inyector BN-13 – Productor BN-2	96
2.4.2.3	Inyector BN-13 – Productor BN-8	97
2.4.2.4	Inyector BN-13 – Productor BN-10	98
2.4.2.5	Inyector BN-13 – Productor BN-11	99
2.4.3	Zona Este	100
2.4.3.1	Inyector BN-14 – Productor BN-2	101
2.4.3.2	Inyector BN-14 – Productor BN-3	102
2.4.3.3	Inyector BN-14 – Productor BN-6	103
2.4.3.4	Inyector BN-14 – Productor BN-7	104
2.4.3.5	Inyector BN-14 – Productor BN-9ST	105
3.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD MEDIANTE EL CÁLCULO DEL FACTOR VOIDAGE REPLACEMENT RATIO (VRR)	113
3.1	GENERALIDADES DEL FACTOR VOIDAGE REPLACEMENT RATIO (VRR)	113
3.2	ANÁLISIS DEL VRR PARA EL BLOQUE NORTE DEL CAMPO MADURO	115

3.2.1 Factor VRR general para el Bloque Norte	117
3.2.2 Factor VRR Zona Centro	118
3.2.3 Factor VRR Zona Oeste	120
3.2.4 Factor VRR Zona Este	122
4. DEFINICIÓN DE LOS ESCENARIOS DE INYECCIÓN-PRODUCCIÓN	125
4.1 GENERALIDADES DE LA CREACIÓN DE ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	125
4.1.1 Escenario de Datos	125
4.1.2 Escenario de Cálculo	125
4.1.3 Escenario de Inyección	125
4.1.4 Escenario de Pronóstico	126
4.2 PROBLEMAS Y SOLUCIONES ASOCIADOS AL CONTROL DEL AGUA EN CAMPOS MADUROS	126
4.2.1 Posibles causas de la producción excesiva de agua	126
4.2.2 Soluciones para el control del agua	127
4.3 ESCENARIOS BASE DE INYECCIÓN-PRODUCCIÓN	128
4.3.1 Perforación In-Fill	128
4.3.2 Inyección de agua por arreglos geométricos	129
4.4 DETERMINACIÓN DE ESCENARIOS	129
4.1.1.1 Inyección parcial	136
4.1.1.2 Inyección completa	136
4.1.1.3 Inyección conjunta	136
5. MODELO DE SIMULACION ANALITICA DE YACIMIENTOS DEL BLOQUE NORTE DEL CAMPO MADURO	137
5.1 GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	137
5.2 SIMULACIÓN ANALÍTICA DE YACIMIENTOS	138
5.2.1 SAHARA, Simulador Analítico	138
5.3 CREACION DE MODELO	139
5.4 COTEJO HISTORICO	143
5.5 ANALISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	144
5.5.1 Caso Base	145
5.5.2 Escenarios No Exitosos	147
5.5.3 Escenarios Exitosos	149
5.5.3.1 Escenario 1.3 Inyección Conjunta	149
5.5.3.2 Escenario 2.3 Inyección Conjunta	152
5.5.3.3 Escenario 3.3 Inyección Conjunta	155
6. EVALUACIÓN FINANCIERA	161
6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	162
6.1.1 Escenarios 1.3, 2.3, 3.3	162
6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	163
6.2.1 Escenario 1.3	163
6.2.2 Escenario 2.3	165

6.2.3 Escenario 3.3	167
6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	169
6.3.1 Escenario 1.3	172
6.3.2 Escenario 2.3	172
6.3.3 Escenario 3.3	173
6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	174
6.4.1 Valor Presente Neto (VPN)	174
6.4.2 Tasa de Interés y Oportunidad	175
6.4.3 Flujo de Caja	175
6.4.3.1 Escenario 1.3	175
6.4.3.2 Escenario 2.3	175
6.4.3.3 Escenario 3.3	177
6.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	179
7. CONCLUSIONES	180
8. RECOMENDACIONES	181
BIBLIOGRAFÍA	182
ANEXOS	186

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización geográfica del Campo Maduro de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena y vías de acceso	36
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena e información relevante de la geología del Campo Maduro	38
Figura 3. Configuración estructural del VSM	42
Figura 4. Configuración estructural del Campo Maduro (Modelo Sísmico)	44
Figura 5. Permeabilidades relativas Arenas Inferiores	48
Figura 6. Representación de un sistema de inyección de agua	54
Figura 7. Ciclo del proceso del agua de inyección	55
Figura 8. Inyección periférica de agua	57
Figura 9. Arreglos geométricos para inyección de agua	58
Figura 10. Esquema de un sistema simple de inyección selectiva	59
Figura 11. Estado mecánico característico de Pozo Productor	60
Figura 12. Estado mecánico característico de Pozo Inyector	61
Figura 13. Mapa tope Arena A Bloque Norte, Campo Maduro	63
Figura 14. Zonificación Bloque Norte	84
Figura 15. Delimitación Zona Centro	86
Figura 16. Relación BN-12 iny - BN-2 prod	87
Figura 17. Relación BN-12 iny - BN-3 prod	88
Figura 18. Relación BN-12 iny - BN-4 prod	90
Figura 19. Relación BN-12 iny - BN-5 prod	91
Figura 20. Relación BN-12 iny - BN-6 prod	92
Figura 21. Relación BN-12 iny - BN-11 prod	93
Figura 22. Delimitación Zona Oeste	94
Figura 23. Relación BN-13 iny - BN-1 prod	95
Figura 24. Relación BN-13 iny - BN-2 prod	96
Figura 25. Relación BN-13 iny - BN-8 prod	97
Figura 26. Relación BN-13 iny - BN-10 prod	98
Figura 27. Relación BN-13 iny - BN-11 prod	99
Figura 28. Delimitación Zona Este	100
Figura 29. Relación BN-14 iny - BN-2 prod	101
Figura 30. Relación BN-14 iny - BN-3 prod	103
Figura 31. Relación BN-14 iny - BN-6 prod	104
Figura 32. Relación BN-14 iny - BN-7 prod	105
Figura 33. Relación BN-14 iny - BN-9st prod	106
Figura 34. Pozos pertenecientes a la intersección entre zonas	107
Figura 35. Problemas de agua comunes en yacimientos maduros	127
Figura 36. Mapas de Distribución de Permeabilidad Campo Maduro	131
Figura 37. Escenario Inyección in-fill	133

Figura 38. Sub- Escenarios y líneas de flujo	135
Figura 39. Ubicación Bloque Norte, Mapa tope A-1	139
Figura 40. Importación de nuevo pozo inyector	140
Figura 41. Importación estados de capa	141
Figura 42. Creación líneas de flujo BN-15	142
Figura 43. Datos de Calculo	143
Figura 44. Escenario 1.3 Producción por pozo	151
Figura 45. Escenario 2.3 Producción por pozo	154
Figura 46. Escenario 3.3 Producción por pozo	157
Figura 47. IN-FILL BN-15	161

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Voidage Replacement Ratio	114
Ecuación 2. Regalías	170
Ecuación 3. Valor Presente Neto	174

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Grafica 1. Producción Histórica Campo Maduro	50
Grafica 2. Producción histórica de fluidos en el Bloque Norte, Campo Maduro	63
Gráfica 3. Producción acumulada desde 2002 a 2017	64
Grafica 4. Producción histórica por pozo del Bloque Norte	65
Grafica 5. Producción Acumulada por pozo del Bloque Norte	66
Grafica 6. Producción de fluidos BN-1	66
Grafica 7. Producción de fluidos BN-2	67
Grafica 8. Producción de fluidos BN-3	68
Grafica 9. Producción de fluidos BN-4	69
Grafica 10. Producción de fluidos BN-5	70
Grafica 11. Producción de fluidos BN-6	71
Grafica 12. Producción de fluidos BN-7	72
Grafica 13. Producción de fluidos BN-8	73
Grafica 14. Producción de fluidos BN-9ST	74
Grafica 15. Producción de fluidos BN-10	75
Grafica 16. Producción de fluidos BN-11	76
Grafica 17. Inyección Total de agua, Bloque Norte Campo Maduro	77
Grafica 18. Inyección de agua por pozo, Bloque Norte	78
Gráfica 19. Inyección acumulada desde 2005 a 2017*	79
Grafica 20. Inyección de pozo BN-12	79
Grafica 21. Inyección de pozo BN-12 Sarta Corta y Sarta Larga	80
Gráfica 22. Inyección de pozo BN-13	81
Grafica 23. Inyección de agua BN-13 Sarta Corta y Sarta Larga	81
Grafica 24. Inyección de agua BN-14	82
Grafica 25. Inyección de agua BN-14 Anular y Sarta Corta	83
Grafica 26. Producción Vs inyección general del Bloque Norte	85
Grafica 27. Producción acumulada por zona	85
Grafica 28. Producción e Inyección Zona Centro	87
Grafica 29. Comparación producción-inyección BN-2 vs BN-12	88
Grafica 30. Comparación producción-inyección BN-3 vs BN-12	89
Grafica 31. Comparación Producción-Inyección BN-4 vs BN-12	90
Grafica 32. Comparación Producción-Inyección BN-5 vs BN-12	91
Grafica 33. Comparación Producción-Inyección BN-6 vs BN-12	92
Grafica 34. Comparación Producción-Inyección BN-11 vs BN-12	93
Grafica 35. Producción e Inyección Zona Oeste	94
Grafica 36. Comparación Producción-Inyección BN-1 vs BN-13	96
Grafica 37. Comparación Producción-Inyección BN-2 vs BN-13	97
Grafica 38. Comparación Producción-Inyección BN-8 vs BN-13	98
Grafica 39. Comparación Producción-Inyección BN-10 vs BN-13	99
Grafica 40. Comparación Producción-Inyección BN-11 vs BN-13	100

Grafica 41. Producción-Inyección Zona Este	101
Grafica 42. Comparación Producción-Inyección BN-2 vs BN-14	102
Grafica 43. Comparación Producción-Inyección BN-2 vs BN-14	103
Grafica 44. Comparación Producción-Inyección BN-6 vs BN-14	104
Grafica 45. Comparación Producción-Inyección BN-6 vs BN-14	105
Grafica 46. Comparación Producción-Inyección BN-9st vs BN-14	106
Gráfica 47. Producción de BN-2 Vs inyección BN-12, BN-13 y BN-14	108
Gráfica 48. Producción de BN-3 Vs inyección BN-12 y BN-14	109
Gráfica 49. Producción de BN-7 Vs inyección BN-12 y BN-14	110
Gráfica 50. Producción de BN-11 Vs inyección BN-12 y BN-13	111
Grafica 51. VRR General Bloque Norte	117
Grafica 52. VRR Ajustado comparación fluidos Bloque Norte	118
Grafica 53. VRR General Zona Centro	119
Grafica 54. VRR Ajustado comparación fluidos Zona Centro	120
Grafica 55. VRR General Zona Oeste	121
Grafica 56. VRR Ajustado comparación fluidos Zona Oeste	122
Grafica 57. VRR General Zona Este	123
Grafica 58. VRR Ajustado comparación fluidos Zona Este	123
Gráfica 59. Cotejo Histórico, producción de fluidos Bloque Norte Campo Maduro	144
Gráfica 60. Cotejo Histórico, producción de fluidos Zona Centro	145
Grafica 61. Caso base de producción de petróleo, todos los pozos del Bloque Norte	146
Grafica 62. Escenario 1.1 Inyección Parcial	148
Grafica 63. Escenario 1.2 Inyección Completa	149
Gráfica 64. Producción Zona Centro Escenario 1.3	150
Gráfica 65. Producción Zona Centro Escenario 2.3	152
Gráfica 66. Producción Zona Centro Escenario 3.3	155
Gráfica 67. Comparación de Escenarios Agua y Aceite	159
Gráfica 68. Flujo de Caja Escenario 1.3	176
Gráfica 69. Flujo de Caja Neto Escenario 1.3	176
Gráfica 70. Flujo de Caja Escenario 2.3	176
Gráfica 71. Flujo de Caja Neto Escenario 2.3	176
Gráfica 72. Flujo de Caja Escenario 3.3	178
Gráfica 73. Flujo de Caja Neto Escenario 3.3	178

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Distribución porcentual de las litologías en las diferentes Formaciones	46
Tabla 2. Información yacimiento Bloque Norte Campo Maduro	51
Tabla 3. Intervalos productores BN-1	67
Tabla 4. Intervalos productores BN-2	68
Tabla 5. Intervalos productores BN-3	69
Tabla 6. Intervalos productores BN-4	70
Tabla 7. Intervalos productores BN-5	71
Tabla 8. Intervalos productores BN-6	72
Tabla 9. Intervalos productores BN-7	73
Tabla 10. Intervalos productores BN-8	74
Tabla 11. Intervalos productores BN-9st	75
Tabla 12. Intervalos productores BN-10	76
Tabla 13. Intervalos productores BN-11	77
Tabla 14. Intervalos de inyección BN-12	80
Tabla 15. Intervalos de inyección BN-13	81
Tabla 16. Intervalos de inyección BN-14	83
Tabla 17. Datos de fluidos del yacimiento para cálculo del factor VRR	116
Tabla 18. Inyección de agua por capa	130
Tabla 19. Escenario 1 Inyección por capa	133
Tabla 20. Sub-Escenarios	134
Tabla 21. Estados de capa	141
Tabla 22. Producción de crudo a condiciones normales de operación	147
Tabla 23. Relación producción y factor de recobro caso base	147
Tabla 24. Relación producción y factor de recobro escenario 1.3	150
Tabla 25. Incremental por pozo Escenario 1.3	152
Tabla 26. Relación producción y factor de recobro escenario 2.3	153
Tabla 27. Incremental por pozo Escenario 2.3	155
Tabla 28. Relación producción y factor de recobro escenario 3.3	156
Tabla 29. Incremental por pozo Escenario 3.3	158
Tabla 30. Resultados, EUR y FR	159
Tabla 31. Costo de inversión	163
Tabla 32. Producción Incremental en barriles de aceite Escenario 1.3	164
Tabla 33. Costos de Producción Escenario 1.3	164
Tabla 34. Inyección en barriles de agua Escenario 1.3	164
Tabla 35. Costo de Inyección Escenario 1.3	165
Tabla 36. Costos de Operación Escenario 1.3	165
Tabla 37. Producción Incremental en barriles de aceite Escenario 2.3	166
Tabla 38. Costos de Producción Escenario 2.3	166
Tabla 39. Inyección en barriles de agua Escenario 2.3	166

Tabla 40. Costo de Inyección Escenario 2.3	167
Tabla 41. Costos de Operación Escenario 2.3	167
Tabla 42. Producción Incremental en barriles de aceite Escenario 3.3	168
Tabla 43. Costos de Producción Escenario 3.3	168
Tabla 44. Inyección en barriles de agua Escenario 3.3	168
Tabla 45. Costo de Inyección Escenario 3.3	169
Tabla 46. Costos de Operación Escenario 3.3	169
Tabla 47. Precios de referencia del crudo marcador Brent por barril	171
Tabla 48. Precio de Venta	171
Tabla 49. Producción neta en Barriles Escenario 1.3	172
Tabla 50. Ingresos Escenario 1.3	172
Tabla 51. Producción neta en Barriles Escenario 2.3	173
Tabla 52. Ingresos Escenario 2.3	173
Tabla 53. Producción neta en Barriles Escenario 3.3	173
Tabla 54. Ingresos Escenario 3.3	174

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Estados Mecánicos Pozos Bloque Norte	187
Anexo B. Mapas de Distribución de Permeabilidad Campo Maduro	201
Anexo C. Sub Escenarios y Líneas de Flujo de pozos inyectoros BN-14 y BN-15 Bloque Norte, Campo Maduro	204

ABREVIATURAS

%	Por Ciento
°	Grados
°C	Grados Centígrados
°F	Grados Fahrenheit
A	Arenas Inferiores
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)
AR	Arenas superiores
Bbls	Barriles
BN	Bloque Norte
Bpd	Barriles por día
CAPEX	Capital Expenditure (Inversiones de Capital)
cp	Centipoise
EUR	Estimated Ultimate Recovery (Ultimo Recobro Estimado)
Ft	Foot (Pie)
H	Espesor
Lb	Libra
m	Metros
mD	Milidarcy
OPEX	Operating Expenditure (Gastos de Operación)
PCP	Progressive cavity pump (Bomba de cavidades progresivas)
ppm	Partes por millón
Psi	Pound Square Inch (Libra por Pulgada Cuadrada)
PVT	Presión-Volumen-Temperatura
Rs	Razón gas-petróleo en solución
SC	Sarta Corta
SCF	Stándard Cubic Foot (Pie Cúbico Estándar)
SL	Sarta Larga
So	Saturación de petróleo

Soi	Saturación inicial de petróleo
Sor	Saturación residual de petróleo
STB	Stock Tank Barrel (Tanque de Reserva)
TIO	Tasa Interna de Oportunidad
VPN	Valor Presente Neto
VRR	Voidage Replacement Ratio (Factor de Reemplazamiento)
VSM	Valle Superior del Magdalena
USD	United States Dollars (Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica)

GLOSARIO

ACTIVOS: bienes que están inmersos en el proceso de producción, los principales activos de una empresa son: instalaciones y maquinaria, existencias inventariadas de materias primas y productos semi-terminados, también lo son las deudas pendientes de cobro.

ACUÍFERO: es aquella formación rocosa o estrato de formación, que permite la circulación, así como el almacenamiento de agua subterránea en cantidades significativas por sus condiciones de porosidad y permeabilidad.

AGUAS SUBTERRÁNEAS: son aquellas que se encuentran bajo la superficie del suelo o del fondo marino, pueden brotar de forma natural como fuentes y manantiales, o requerir obras como pozos y galerías filtrantes para su aprovechamiento.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: zona donde se depositan los sedimentos bajo las condiciones físicas de un tiempo específico, bajo parámetros climáticos y un ambiente predominante en influencia de la temperatura, el viento, el agua o el hielo entre otros¹.

ANISOTROPIA: termino que describe la distribución homogénea de parámetros petrofísicos de una formación, al analizarla desde diferentes puntos o direcciones ortogonales.

ANTICLINAL: configuración estructural cóncava de un conjunto de formaciones rocosas, en donde por esfuerzos de compresión, dicho conjunto se pliega² de manera que se crean dos caídas en direcciones opuestas a partir de la cresta o parte más elevada.

ANTICLINAL TRUNCADO: estructura geológica anticlinal, fallada o erosionada.

API: (American Petroleum Institute). Entidad Norteamericana que emite especificaciones y recomendaciones para la industria petrolera.

ARCILLA: sedimento de grano fino, cuyo tamaño es menor que 0.0039 mm. Está compuesto principalmente por filosilicatos hidratados como (montmorillonita,

¹ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 29 de agosto de 2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/depositional_environment.aspx>

² Subsecretaría de Hidrocarburos. Glosario de Términos Petroleros. 2006 p. 3.[Citado 29 de agosto de 2017]

caolinita, halloysita, entre otros) o aluminosilicatos hidratados y cantidades menores de cuarzo, caliza y feldespatos³.

ARENA: sedimento detrítico que se origina por la meteorización de las rocas, caracterizada como partícula silíceo o calcárea de grano fino y suelto, cuyo tamaño oscila entre 0.1 mm a 2 mm, generalmente la arena es un material no consolidado formado por granos de cuarzo⁴.

ARENISCA: roca sedimentaria clástica originada tras la consolidación y diagénesis de la acumulación de arena, su textura es detrítica y su tamaño de grano varía de 1/16 mm a 2 mm. Está compuesta de un 85% por lo menos de granos de cuarzo. De acuerdo con contenido de sus elementos o de su cementante, las areniscas pueden denominarse: Arcosas (predominio de partículas de cuarzo), areniscas arcillosas (cementante arcilla), arcillas limosas (cementante limo), areniscas calcáreas (cementante carbonatos), etc⁵.

BARRIL: unidad de volumen para petróleo e hidrocarburos derivados; equivale a 42 gal (US) o 158,987 litros. Un metro cúbico equivale a 6,289 barriles.

BARRIL DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE: volumen de petróleo expresado en barriles de petróleo crudo a 60°F, este término es utilizado para comprar el gas natural en unidades de volumen de petróleo crudo para proveer una medida común para diferentes calidades energéticas de gas.

BASAMENTO: capas de roca por debajo de las cuales no se espera que existan yacimientos de hidrocarburos económicos. Los basamentos corresponden normalmente a rocas ígneas o metamórficas deformadas, que rara vez desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesarias para actuar como un yacimiento de hidrocarburos⁶.

BIOTURBACIÓN: destrucción de las características físicas originales de una roca por actividad de organismos.

BSW: Porcentaje de sedimento básico y agua no libres contenidos en los hidrocarburos líquidos.

³ PDVSA. Léxico museo minerales [en línea]. 2010. [Citado 29 de agosto 2017] Disponible en: <<http://www.pdv.com/lexico/museo/minerales/arcillas.htm>>

⁴ Ibid.

⁵ Diccionario Geológico geos. [en Línea]. 2016. [Citado 29 de agosto de 2017]. Disponible en: <<http://www.geoss.com.pe/docs/DICCIONARIO%20GEOLOGICO.pdf>>

⁶ RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 29 de agosto 2017] Disponible en: <http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html>

BUZAMIENTO: parámetro expresado en grados, que define, junto con la dirección, la disposición de un plano geológico. El buzamiento indica el ángulo formado por el plano geológico respecto a un plano horizontal.

CAMPO: área en la superficie terrestre que representa un grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. Un campo petrolero está compuesto por un yacimiento que posee una estructura especial para el entrapamiento del hidrocarburo⁷.

CANALIZACIÓN DE AGUA: efecto causado cuando el fluido toma un canal preferencial para la movilización del agua.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación de la secuencia de depositación de un conjunto de rocas para un área determinada, mediante la descripción de los espesores, la litología, la edad y ambiente de sedimentación de cada formación involucrada⁸.

CONCORDANTE: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas, en la que existe paralelismo entre los materiales infrayacentes y suprayacentes⁹.

COSTO DE INVERSIÓN: total de las asignaciones destinadas a la creación de bienes de capital y conservación de los ya existentes, adquisición de bienes inmuebles y valores por parte de la empresa, así como recursos transferidos a las subsidiarias para los mismos fines.

COSTO DE OPERACIÓN: importe de las erogaciones que se efectúan para el desarrollo de las funciones administrativas y de producción, como son: gastos en mano de obra adquisición de materiales, conservación, mantenimiento y servicios generales. Estas operaciones no incrementan los activos de la empresa.

CUENCA: depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos. La persistencia de la depositación produce un grado adicional de depresión o subsidencia. Las cuencas sedimentarias tienen forma de fosa alargada.

DAÑO DE FORMACIÓN: zona de permeabilidad reducida alrededor del borde de pozo, esto se produce durante la perforación y completamiento de pozos. El daño

⁷ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2016 [Citado 29 de agosto de 2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/field.aspx>

⁸ Institut Cartografic Geologic de Catalunya [en línea]. 2016. [citado 29 de agosto de 2017] Disponible en: http://www.igc.cat/web/es/mapageol_apren_columnes.html

⁹ RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 29 de agosto 2017] Disponible en: http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html

positivo indica la reducción de la permeabilidad y el daño negativo indica un incremento de la misma (Estimulación).

DISCORDANTE: una discordancia es una superficie de erosión o de no depositación que separa estratos jóvenes de estratos más antiguos, **los** contactos discordantes están presentes en secuencias de sedimentos que presentan interrupción en la depositación, generando un tiempo geológico sin sedimentación¹⁰.

ESTIMULACIÓN: trabajos que se realizan con el objeto de incrementar la productividad de los pozos o evitar la migración de finos.

ESTRATO: capa de roca o sedimento que en un principio se depositó horizontalmente donde el más antiguo es el que se encuentra a mayor profundidad, los estratos pueden ser plegados, basculados o fallados por efecto de fuerzas tectónicas.

FALLA: fractura o zona de fractura a lo largo de cuya superficie se produce un desplazamiento relativo de los dos bloques (labios) en que quedan divididas las rocas afectadas. En otras palabras, quiebre que se produce en un terreno a partir de un movimiento geológico. Se trata de una discontinuidad en las rocas superficiales, originada por las fuerzas tectónicas que logran superar la resistencia de las rocas¹¹.

FALLA INVERSA: falla que se forma cuando el bloque más alto, se desplaza en forma ascendente, a lo largo de una superficie de la falla, respecto del bloque bajo, este fenómeno se da por esfuerzos de compresión.

FLUJO DE EFECTIVO: balance financiero de los ingresos y los egresos efectuados por cada uno de los organismos de una compañía. Los ingresos se encuentran representados por ventas, exportaciones e ingresos varios; los egresos se representan por gastos de operación e inversión, compras, impuestos, pago de intereses y rendimientos.

FORMACIÓN: término utilizado para designar una serie de depósitos de distinta naturaleza cuyas facies son características del medio o ambiente de depositación. También conocida como un conjunto heterogéneo de capas sedimentarias, estructuradas o no, depositadas en un mismo lugar durante un periodo de tiempo¹².

¹⁰ Ibid.

¹¹ Ibid.

¹² Diccionario Geológico. Formación [en línea]. 2000. [citado 20 mayo 2017]. Disponible en: <<http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=1664>>

FRACTURAMIENTO HIDRAULICO: es el proceso de aplicar presión hidráulica a una roca hasta que se produce la fractura de la misma. Después de la ruptura de la roca se continúa aplicando presión para extender la fractura más allá de un punto dado. Con esta fractura se crea un canal de flujo de gran tamaño que no solo conecta fracturas naturales, sino que produce una gran área de drenaje de fluidos del yacimiento.

HETEROGENEIDAD: en un yacimiento de petróleo, se define como la variación de las propiedades petrofísicas en función de la distribución espacial del mismo.

INFRAYACENTE: estrato o formación de rocas que se aloja por debajo de otra una formación de referencia.

ICHNOFACIES: asociación de formas correspondientes a organismos.

ICHNOFÓSIL: estructura biogénica fósil, individual, perfectamente distinguible, relacionada con toda o parte de la morfología del organismo productor.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos, formada por la consolidación de partículas del tamaño arcilla (<0.002 mm) y el limo (0,005 mm - 0,02 mm) en capas relativamente impermeables de escaso espesor.

MARCO GEOLÓGICO: descripción de la geología de un área en estudio el cual incluye la estratigrafía, las rocas presentes en el área y todos los datos geológicos que ayuden al entendimiento de las características geológicas del área.

MONOCLINAL: estratos que presentan una disposición inclinada en una única dirección. Este buzamiento puede deberse a un basculamiento de origen tectónico o a uno de adaptación de los sedimentos de la pendiente del sustrato.

PETRÓLEO TOTAL INICIALMENTE IN SITU: cantidad de petróleo que se estima que existe originalmente en acumulaciones de ocurrencia natural. Esto incluye la cantidad de petróleo que se estima, a la fecha dada, que está contenida en acumulaciones conocidas antes de iniciar su producción además de aquellas cantidades estimadas en acumulaciones aún por descubrir¹³.

PETRÓLEO DESCUBIERTO INICIALMENTE IN SITU: es la cantidad de petróleo que se estima, a la fecha dada, que está contenida en acumulaciones conocidas antes de iniciar su producción¹⁴.

¹³ SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGIST, WORLD PETROLEUM COUNCIL, SOCIETY OF PETROLEUM EVALUATION ENGINEERS, Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos (Traducción del Texto Original en inglés), p. 6

¹⁴ Ibid.

PETRÓLEO NO DESCUBIERTO INICIALMENTE IN SITU: es aquella cantidad de petróleo estimada, a la fecha dada, de estar contenida dentro de acumulaciones aún por descubrir¹⁵.

POZO DE INYECCIÓN: pozo dispuesto para la inyección de agua, aire o gas a un estrato del subsuelo, con el fin de aumentar la presión del yacimiento.

POZO FLUYENTE: pozo en el cual el petróleo brota naturalmente a la superficie por la presión del estrato productor.

POZO PRODUCTOR: pozo que produce hidrocarburos de forma económica de una formación del subsuelo con potencial extractivo, la producción se lleva a cabo de una manera controlada por diferentes mecanismos establecidos por la industria hidrocarburífera.

POROSIDAD: la porosidad es la medida de los espacios vacíos o huecos que tiene una roca, esta medida permite identificar los espacios en los cuales se pueden almacenar fluidos dentro del cuerpo rocoso.

PRESIÓN DE FRACTURA: presión necesaria para mantener abierta y propagar la fractura creada.

PRODUCCIÓN: cantidad acumulada de petróleo que ha sido recuperada en cierta fecha. Mientras todos los recursos recuperables son estimados y la producción se mide en términos de las especificaciones del producto de ventas, las cantidades de producción bruta (ventas más no-ventas) también son medidas y son necesarias para brindar soporte a los análisis de ingeniería basados en vaciamiento del reservorio.

PROPIEDAD: (concesión o área bajo licencia) cada propiedad puede tener derechos y obligaciones contractuales asociados que son únicos incluyendo los términos fiscales. Dicha información permite definición de la participación de cada miembro en las cantidades producidas y la participación en inversiones, gastos, e ingresos para cada proyecto de recuperación.

RECUPERACIÓN PRIMARIA: extracción de petróleo en la cual los fluidos se mueven desde la formación hasta el pozo por la energía propia del yacimiento.

RECUPERACIÓN SECUNDARIA: extracción de petróleo que utiliza técnicas especiales para generar la energía suficiente con el fin de producir el crudo después de una recuperación primaria es decir cuando la energía natural del yacimiento no es suficiente.

¹⁵ Ibid.

REGALÍAS: las regalías son la contraprestación económica a favor del Estado por la explotación de recursos no renovables, como petróleo y gas, que se le otorgan a departamentos y municipios en cuyo territorio se adelantan explotaciones y a los puertos por donde se transportan dichos recursos¹⁶.

RESERVAS: son esas cantidades de petróleo que se anticipan como recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas desde cierta fecha en adelante bajo condiciones definidas. Las reservas deben cumplir además cuatro criterios: deben estar descubiertas, recuperables, comerciales, y remanentes. Las reservas pueden además ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificadas basado en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción¹⁷.

RESERVORIO: Uno o varios estratos bajo la superficie que estén produciendo o que sean capaces de producir hidrocarburos, con un sistema común de presión en toda su extensión, en los cuales los hidrocarburos estén completamente rodeados por roca impermeable o agua.

REVESTIMIENTO: tramo de tubería que se cementan dentro del pozo. Las tuberías de revestimiento varían su diámetro y número de acuerdo con las diferentes áreas perforadas, las profundidades y las características productoras del pozo. Normalmente se revisten tres tuberías en un pozo; a la de mayor diámetro se le llama tubería superficial de control, a la siguiente intermedia y a la de menor diámetro y mayor profundidad, de levantamiento o producción.

ROCA GENERADORA: roca rica en contenido de materia orgánica que, al ser sepultada y gracias a la elevada temperatura del subsuelo, se cuece generando hidrocarburos, las rocas generadoras típicas pueden ser lutitas o calizas¹⁸.

ROCA RESERVORIO: también llamada roca almacén, es una roca con óptimas condiciones de porosidad y permeabilidad, con el fin de permitir que el petróleo se almacene y fluya libremente a través de ella. Las mejores rocas reservorios son las areniscas y las calizas fracturadas¹⁹.

¹⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Las Regalías en el Sector de los Hidrocarburos: Cartilla Informativa, Bogotá, 2008

¹⁷ SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGIST, WORLD PETROLEUM COUNCIL, SOCIETY OF PETROLEUM EVALUATION ENGINEERS, op. cit, p.6

¹⁸ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2016 [Citado 29 de agosto de 2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/source_rock.aspx>

¹⁹ RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 20 de agosto 2017] Disponible en: <http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html>

ROCA SELLO: roca impermeable que evita que los hidrocarburos sigan desplazándose o se escape de la roca almacén, es decir, es aquel tipo de roca que actúa como barrera de escape de los fluidos del yacimiento, en ocasiones el sello lo constituye una anomalía estructural o estratigráfica (fallas o discordancias entre otras)²⁰.

SEDIMENTO: depósitos acumulados a lo largo del tiempo geológico que conforman las rocas sedimentarias posteriormente, es el material sólido que se acumula en la superficie terrestre y que surge por acción de diferentes fenómenos naturales²¹.

SISTEMA PETROLERO: combinación de elementos geológicos y procesos físicos que interactúan sincronizadamente en la naturaleza para la formación de hidrocarburos, es aquel que incluye la zona de maduración de la roca madre, la red de distribución natural y los acontecimientos de yacimientos descubiertos genéticamente relacionados²².

SUPRAYACENTE: estrato o formación rocosa que se aloja por encima de una formación de referencia.

TRAMPA: configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar, las trampas pueden ser generalmente estructurales o estratigráficas²³.

VISCOSIDAD: la viscosidad de un fluido es una medida de su resistencia a las deformaciones graduales producidas por tensiones cortantes o tensiones de tracción.

YACIMIENTO: cuerpo de roca que yace en el subsuelo, exhibe un rango aceptable de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes, porque poseen mejor porosidad que la mayoría de rocas ígneas o metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados²⁴.

²⁰ Ibid.

²¹ Instituto Geográfico Agustín Codazzi. Glosario [en línea] 2016 [citado 25 agosto 2017] Disponible en: <<http://www.igac.gov.co/wps/portal/igac/raiz/iniciohome/Glosario>>

²² La comunidad Petrolera. Sistema petrolero [en línea] 2016. [Citado 20 de agosto 2017] Disponible en: <<http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/sistema-petrolero.html>>

²³ Schlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2016 [Citado 20 de agosto de 2017]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/trap.aspx>>

²⁴ Ibid.

RESUMEN

Ante la caída en la demanda de hidrocarburos, los precios de venta han disminuido, dejando a países como Colombia en un oscuro panorama, por lo que es necesario realizar estudios que impliquen procesos y/o métodos sostenibles desde el punto de vista ambiental y económico para potencializar las reservas existentes.

El método de inyección de agua es utilizado mundialmente para extraer el crudo remanente en los yacimientos, después de que la etapa de producción primaria ha llegado a su fin. La inyección de agua de manera estratégica en la estructura del yacimiento, en simetría con los pozos existentes, mejora la eficiencia de barrido y reduce el corte de agua al mismo tiempo que logra una re-presurización del yacimiento induciendo a una mayor recuperación de crudo.

La producción en el Bloque Norte del Campo Maduro se ha caracterizado por ser complicada, debido a que, el yacimiento se ha despresurizado rápidamente conforme es explotado, sumado a que es catalogado como un yacimiento de presión subnormal con una pequeña capa inicial de gas y un acuífero de baja presión, que sirven como mecanismos primarios de producción; el Bloque está separado del resto del campo por un contacto no sellante de falla.

Los estudios de factibilidad técnico-financieros son comunes en la industria petrolera debido a que muchos de los proyectos requieren inversión de altos niveles de capital, estudios enfocados a la inyección de agua en campos maduros son interesantes ya que existen yacimientos con gran potencial de producción, pero por motivos técnico-operativos y económicos no se logra maximizar el mismo.

En este trabajo se estudia la factibilidad técnica y financiera de la implementación de un piloto de inyección de agua in-fill en un Campo Maduro de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena utilizando el simulador analítico SAHARA de la compañía INTERFACES S.A., mediante el cual se realizó el modelamiento de varios casos de inyección-producción con el propósito de lograr una producción incremental de aceite para los pozos del Bloque Norte del campo, optando por la perforación de un nuevo pozo inyector en la zona centro del bloque, dicha zona fue escogida después de estudiar el remplazamiento de fluidos que se lleva cabo en el yacimiento mediante la actual inyección de agua, en donde se identificó que dicho pozo inyector contribuiría al mejor desplazamiento de crudo en la zona escogida, posteriormente se realizó la evaluación financiera donde se identificó la mejor opción para la compañía.

PALABRAS CLAVE: Cuenca Valle Superior Magdalena, Piloto Inyección Agua, Campo Maduro, Simulación Analítica, Yacimientos.

INTRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos es un proceso que inicialmente se lleva a cabo por mecanismos naturales del yacimiento, pero este es un proceso relativamente ineficiente, la falta de energía natural en la mayoría de los reservorios demanda la implementación temprana de procesos que aumenten la misma, la inyección de agua es el método de recobro secundario usado con preferencia en todo el mundo, por distintos aspectos técnicos y económicos que hacen a este método uno de los más eficientes, que indudablemente mantiene el ritmo de producción de la mayoría de países petroleros como Estados Unidos, Venezuela, Canadá y Colombia entre otros. La producción de hidrocarburos por medio de la inyección de agua debe realizarse de acuerdo con las condiciones específicas de cada yacimiento y el área en superficie para el establecimiento de las facilidades de producción.

El Bloque Norte del Campo Maduro de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, es un yacimiento de presión subnormal (100 psi @ 1810 pies TVDss) donde se implementó inyección de agua con un patrón de siete puntos invertido tan solo tres años después de su descubrimiento, produce crudo intermedio de 29°API, donde a pesar de tener el empuje de un acuífero débil, la recuperación por métodos primarios es muy baja 1300 bopd atribuidos a 11 pozos productores los cuales son influenciados por tres pozos inyectores, actualmente se presenta la progresiva disminución en la producción de aceite, comportamiento inverso a la producción de agua, por lo que es necesario estudiar el sistema de recuperación secundaria, con el fin de mejorar el factor de recobro y la rentabilidad del proceso.

Este estudio se realiza con el fin de adquirir conocimiento detallado de las condiciones actuales del reservorio, el desarrollo de la producción e inyección y la determinación de comunicación zonal del yacimiento mediante el cálculo del factor Voidage Replacement Ratio (VRR), además del ajuste de un modelo de simulación analítica de inyección de agua, con el deseo de llevar al Bloque Norte del campo a mejorar el factor de recobro y hacer más rentable las operaciones de inyección de agua.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Estudiar la factibilidad técnico-financiera para un piloto de inyección de agua in-fill en Campo Maduro de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, mediante simulación de yacimientos.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Maduro de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.
2. Describir el desarrollo de la producción e inyección de fluidos en el Bloque Norte del Campo Maduro de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.
3. Hacer un análisis de sensibilidad para la determinación de la conectividad entre zonas del Bloque Norte, mediante el cálculo del factor Voidage Replacement Ratio (VRR).
4. Definir los escenarios de inyección de agua para el Bloque Norte del Campo Maduro de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.
5. Realizar la simulación de los escenarios propuestos mediante el software Sahara, para la comparación del caso base con cada uno de estos.
6. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto, utilizando el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL CAMPO MADURO

A continuación, se describen las generalidades geológicas del Campo Maduro, incluyendo la historia, localización geográfica, columna estratigráfica, geología estructural, geología del petróleo e historia de producción.

1.1 HISTORIA

La historia del Campo Maduro inicia con la suscripción del contrato de Asociación Boquerón, adjudicado bajo escritura pública No 2332 en la ciudad de Bogotá el 11 de agosto de 1995, el cual se hizo efectivo el primero de octubre del mismo año²⁵, otorgado a las compañías Ecopetrol, Lasmo Oil Colombia Ltd y Canadian Petroleum Company, siendo Lasmo la operadora del contrato. A partir del 16 de septiembre de 1998, la compañía Petrobras Colombia Ltd adquirió los intereses de Lasmo Oil sobre el área Boquerón. En el año 2000, se perforó el primer pozo P-001 con objetivo exploratorio en la parte alta de la estructura monoclinal, a una profundidad de 3881 ft, Encontrando con éxito hidrocarburos. Posteriormente se perforaron los pozos P-002 y P-003, ambos exitosos, de esta manera se declaró la comercialidad del campo el 6 de junio del año 2002 en un área de 36 Acres; el permiso de explotación, fue otorgado el 30 de julio del mismo año, mediante resolución 13138 del ministerio de minas y energía, en principio, la explotación incluyo las arenas inferiores del yacimiento, pero en el 2003, con la perforación de los pozos P-004, P-005 y P-006 se logró mayor conocimiento de las arenas superiores de la Formación Guadalupe, ampliándose de esta manera la columna de crudo probada en el yacimiento, por lo cual, Ecopetrol junto con el ministerio de minas y energía, aceptan la comercialidad de estas arenas el 12 de julio de 2003²⁶.

Ecopetrol, debido al conocimiento de nuevas zonas de alto potencial productor en el año 2008, aceptó la ampliación del área comercial del Campo Maduro a 1644 Acres, la cual sigue vigente en la actualidad; en conjunto, el área adjudicada al contrato de Asociación Boquerón se extiende en los departamentos de Tolima y Cundinamarca.

El seis de diciembre del año 2000 la compañía asociada Canadian Petroleum Company pasa a manos de la Compañía Nexen Petroleum Colombia Ltd, de la misma manera el primero de mayo del 2014, Perenco Oil & Gas Colombia Ltd, adquiere el control de todos los activos de producción de Petrobras Colombia Ltd y asume el control del campo como nuevo Operador del contrato de Asociación

²⁵ PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Informe Técnico Anual, Contrato de Asociación Boquerón, Bogotá 2017.

²⁶ Ibid., p.7.

Boquerón, estas dos grandes multinacionales conforman junto con la empresa estatal Ecopetrol, el equipo que administra el Campo Maduro²⁷.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Maduro, está localizado al suroccidente Colombiano, zona noreste de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, en el departamento del Tolima, área rural del municipio de Melgar, se encuentra ubicado 100 Km al sur-occidente de la ciudad de Bogotá D.C²⁸, como se puede apreciar en la **Figura 1**.

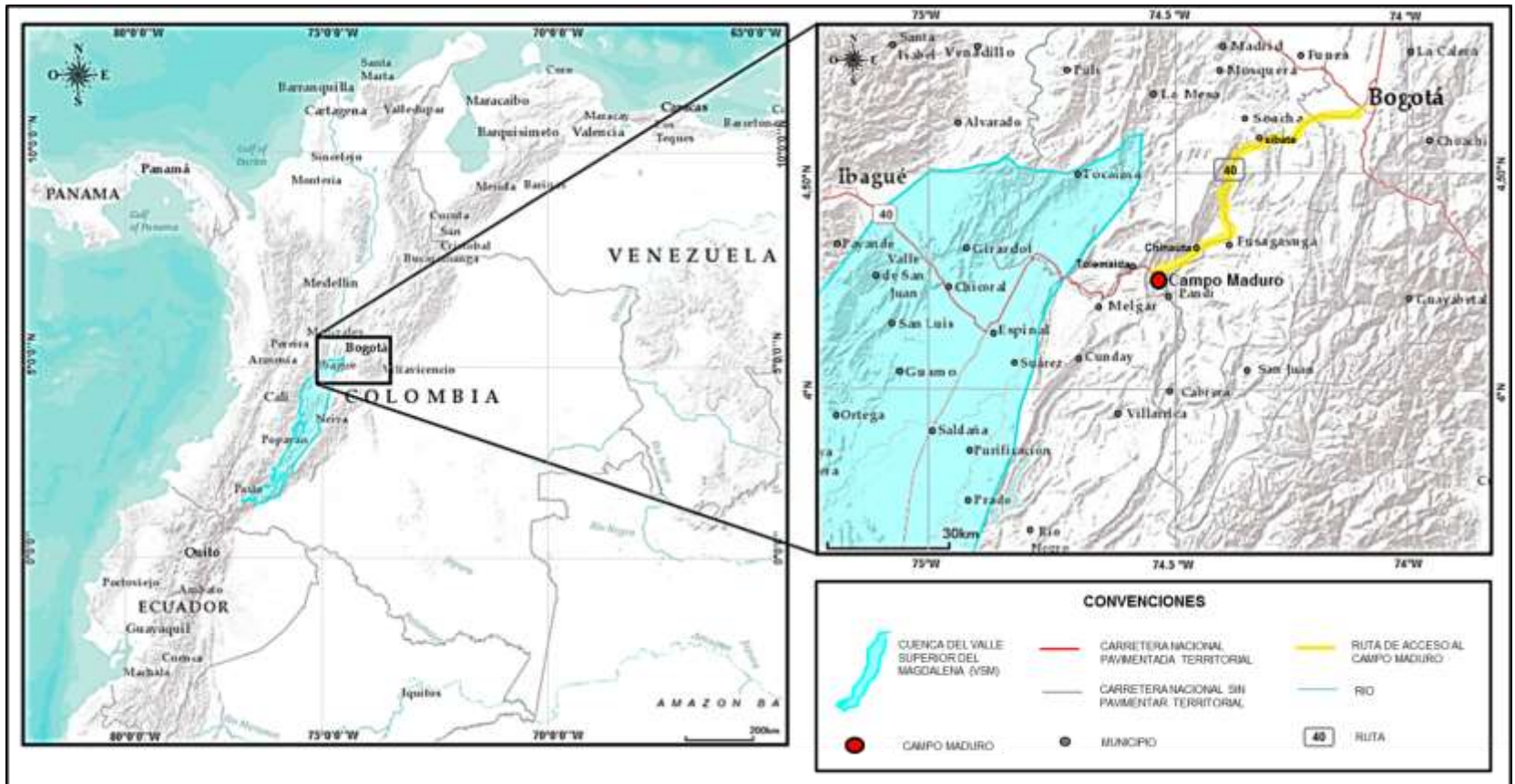
Al Campo Maduro se accede por vía terrestre, partiendo de la ciudad de Bogotá donde se encuentra el aeropuerto más cercano (Aeropuerto Internacional El Dorado), se toma la avenida NQS hacia el sur para comunicarse con la Autopista Sur que conduce al municipio de Soacha, tomar la carretera 40 pasando por los municipios Sibaté, Fusagasugá y Chinita hasta Melgar, departamento del Tolima, este recorrido es de 116 Km y toma alrededor de dos horas y media.

Teniendo como punto de referencia el municipio de Melgar se toma la carrera 15 hasta interceptar con carretera que conduce al municipio de Pandi, la duración estimada para llegar al campo es de 30 minutos, atribuidos a 13,6 km de distancia, al llegar al kilómetro 12, girar levemente a la derecha y continuar 1,6 Km por carretera secundaria hasta llegar a las instalaciones del Campo Maduro.

²⁷ Ibid.

²⁸ MONTOYA, J.M, SAMDOVAL, R VARGAS, CABRERA, F.C, ROMERO, Improving Sweep Efficiency in an Underpressured Naturally Fractured Reservoir, SPE-169091-MS, Oklahoma, USA, 2014

Figura 1. Localización geográfica del Campo Maduro de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena y vías de acceso



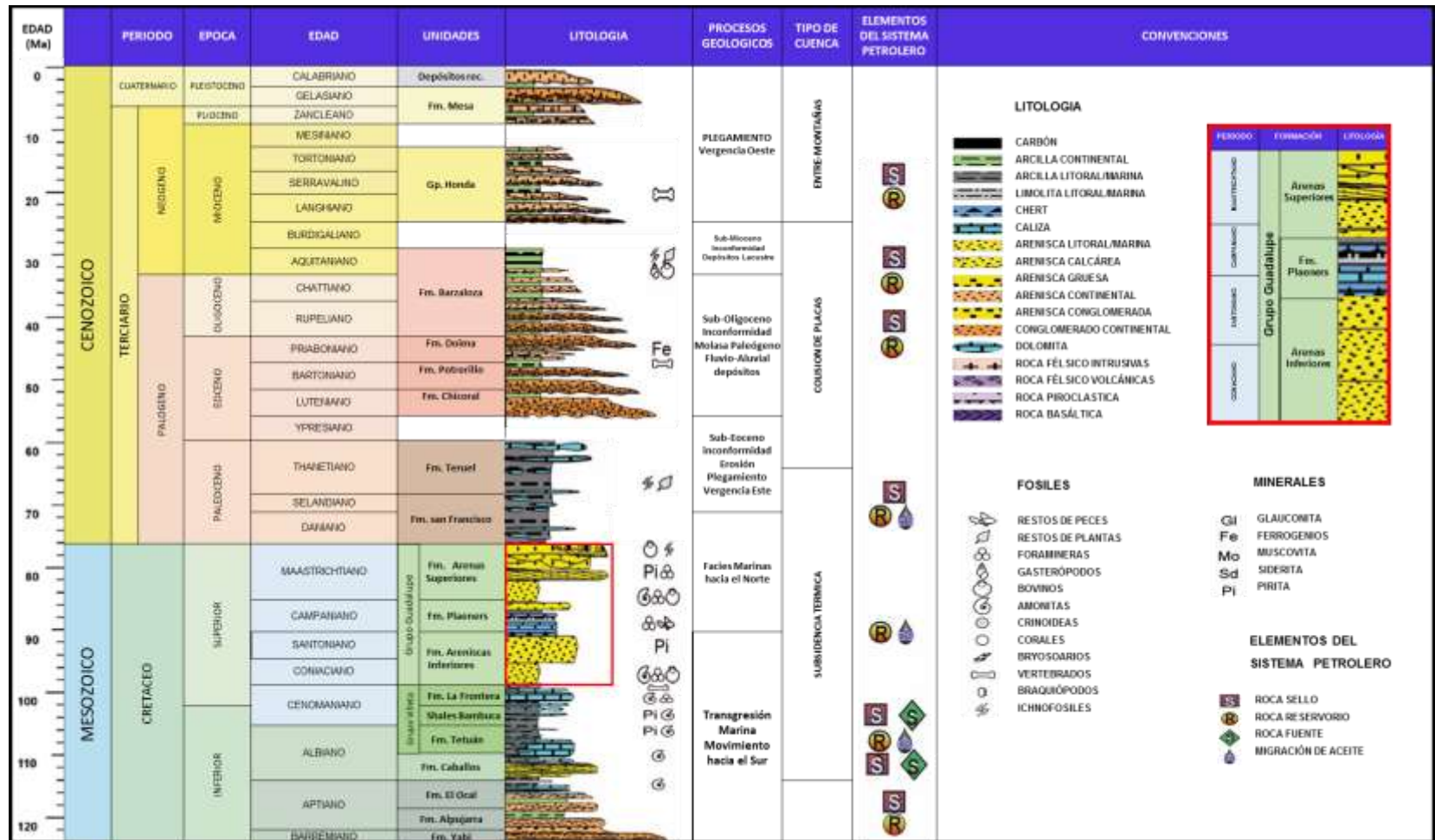
Fuente. SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO, BANCO DE INFORMACION PETROLERA, Mapa de Cuenas, Disponible en http://geoportal.sgc.gov.co/geoportalsgc/catalog/quicklink/quicklink/srvags.sgc.gov.co/JSViewer/Geovisor_BIP/. Consultado en agosto de 2017. Modificado por el Autor.

1.3 MARCO GEOLOGICO

A continuación, se explica la estratigrafía, geología estructural y del petróleo correspondiente a la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, con énfasis en el campo objeto de estudio.

1.3.1 Columna Estratigráfica. La Cuenca del Valle Superior del Magdalena está constituida por rocas del Basamento pre-Cretácico, Paleozoicas, Mesozoicas y Cenozoicas, las cuales están separadas por tres discordancias que se localizan en la base del Eoceno, Mioceno inferior y superior como se muestra en la **Figura 2**.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena e información relevante de la geología del Campo Maduro



Fuente. Petroleum Geology of Colombia, Upper Magdalena Basin, ANH Vol 14. Modificado por Autor

1.3.2 Estratigrafía. En esta sección se describen las unidades estratigráficas existentes en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, con énfasis en las unidades perforadas por los pozos del campo objeto de estudio, de la más antigua Cretácico Inferior a la más reciente Plioceno, teniendo en cuenta la edad, composición, espesor, ambiente de depositación y contactos.

1.3.2.1 Formación Caballos. Esta formación de edad Cretáceo Inferior (Albiano), está compuesta por dos areniscas separadas por un cuerpo margoso, calizas e interposiciones de lodolitas, tiene un espesor variable que oscila entre 150 y 1000 pies, la Arena Inferior se depositó en un ambiente continental y la superior en un ambiente marino transicional²⁹. Esta formación está en contacto concordante con la Formación El Ocal que la infrayace y con la Formación Tetuán que la suprayace.

1.3.2.2 Grupo Villeta. El Grupo Villeta de edad Cretáceo (Albiano-Coniaciano) es catalogado como la roca generadora del aceite entrampado en la Formación Guadalupe, contiene un TOC de 13%, con valores por encima del 4%, tiene un espesor de 230 pies³⁰, los cuales se dividen en tres Formaciones que se describen a continuación:

- **Formación Tetuán.** De edad Cretáceo Inferior (Albiano medio), se compone de sedimentos de grano fino con abundante contenido de materia orgánica, glauconita y carbonatos de espesor fueron depositados aparentemente afectados por tormentas. Según Sarmiento & Rangel, las calizas de esta formación tiene un contenido de materia orgánica TOC de 1- 4%. Se depositaron en condiciones marinas que regresaron progresivamente, logrando una inundación máxima en la superficie de costa.
- **Formación Bambucá.** De edad Cretáceo medio (Cenomaniano), consta de sedimentos de arcillolitas y arcillas calcáreas que se depositaron en un ambiente interior de plataforma continental. Durante el Cenomaniano tardío y comienzos del Turoniano en la parte alta de la Formación Bambuca se depositaron arcillolitas y cenizas volcánicas.
- **Formación La Frontera.** De edad Cretáceo Superior (Cenomaniano Tardío), está representada por una sucesión de sedimentos de grano fino, de colores negros a grises oscuros con concentraciones calcáreas y limolitas pelágicas.

El grupo suprayace concordante a la Formación Caballos e infrayace de la misma forma a la Formación Guadalupe.

²⁹ MARTINEZ & RONCANCIO, Petroleum Geology of Colombia: Upper Magdalena Basin Vol 14, Medellín: Editores, Fabio Cediel & Fabio Colmenares, 2011, p.42

³⁰ Ibid., p.48

1.3.2.3 Grupo Guadalupe. A este Grupo se le asigna una edad en el Cretáceo Superior (Campaniano-Mastrichtiano), se compone de intercalaciones de areniscas de grano variable y lutitas silíceas oscuras, posee un espesor que varía entre los 130 a 350 pies, con su valor máximo en el piedemonte llanero con 600 pies. Se identifica un ambiente de depositación transicional en forma de estuarios hacia la parte inferior del estrato y un ambiente deposicional de llanura costera³¹, en la parte superior de la formación, se encuentra en contacto concordante con la Formación Villeta que la infrayace y con la Formación Guaduas que la suprayace.

1.3.2.4 Formación San Francisco. Con edad Paleógeno (Daliano-Selandiano), esta formación se compone de arcillolitas y cuarzo-arenitas con un espesor de 544 ft, ésta unidad es producto de la regresión marina del Maastrichtiano tardío y durante el fenómeno natural de edad Paleoceno cuando el río inunda la llanura de inundación de la cuenca desde el norte, se encuentra en contacto concordante en la parte inferior con las Arenas Superiores de la Formación Guadalupe y en la parte superior con la Formación Teruel de la misma manera³².

1.3.2.5 Formación Teruel. Formación de edad Paleógeno (Thanetiano), está compuesta de areniscas, conglomerados zonificados y algunas arcillas, tiene un espesor de 400 ft. Estos sedimentos se cumularon aparentemente por la gran energía de durante los episodios de levantamiento de la Cordillera Central, lo cual no se extendió sobre toda la cuenca se encuentra en contacto concordante con la Formación San Francisco que la infrayace y en contacto discordante con la Formación Chicoral que la suprayace³³.

1.3.2.6 Grupo Gualanday. Este grupo de edad Eoceno (Luteniano-Prioboniano) se divide estratigráficamente en las siguientes formaciones:

- **Formación Chicoral.** La Formación Chicoral de edad Paleógeno (Eoceno), consta de areniscas y conglomerados con un espesor que oscila entre los 250 y 320 m. es un conglomerado de regresión que presenta fuertes variaciones laterales de facies y de espesor. La formación suprayace discordante a la Formación Teruel y está en límite concordante con la Formación Potrerillo a la que infrayace³⁴.
- **Formación potrerillo.** La Formación Potrerillo de edad Paleógeno (Eoceno), consta principalmente de arcillas rojas que, en la base de la formación alternan con areniscas gruesas. Ascendiendo en la sucesión estratigráfica las areniscas son cada vez de grano más fino y las arcillas aumentan su espesor. En la parte superior de la unidad existen solamente arcillas. El espesor de esta unidad

³¹ JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico. Capítulo Colombia. Volumen 5. Fascículo 4^a. 1968 p.265

³² MARTINEZ & RONCANCIO, op. cit, p. 58

³³ Ibid.

³⁴ JULIVERT, M. op. cit, p.159

varía entre 350 y 700 m³⁵. la formación está en contacto concordante sobre la Formación Chicoral y está limitada en la parte superior por los conglomerados de la Formación Doima que son discordantes.

- **Formación Doima.** De edad Paleógeno (Eoceno), está formada por areniscas conglomeráticas y conglomerados con un espesor que varía entre los 350 y los 700 m. CHEVEVART interpreta esta formación como un conglomerado transgresivo, con variaciones laterales de facies menos bruscas que las que presenta la Formación Chicoral. Se encuentra en contacto discordante sobre los depósitos infrayacentes, cuando descansa directamente sobre las arcillas de la Formación Potrerillo la discordancia se atenúa, en cuanto al límite superior está en contacto concordante con la Formación Barzalosa³⁶.

1.3.2.7 Formación Barzalosa. De edad Paleógeno (Oligoceno-Mioceno), según SHEIBE, esta unidad se divide en tres conjuntos: un conjunto inferior que consta de arcillas abigarradas con capas de conglomerados. Los cantos que componen este conglomerado constan casi exclusivamente de fragmentos rodeados de plaeners. El conjunto del medio está formado por arcillas con vetas de yeso³⁷. En el conjunto superior predominan las arcillas con intercalaciones de areniscas rojas. Tiene un espesor de 553 pies, descansa en contacto discordante sobre la Formación Doima y de igual manera infrayace a la Formación Honda.

1.3.2.8 Formación Honda. Según ROYO & GÓMEZ, la formación de edad Mioceno se divide en Honda superior y Honda inferior. Honda superior se define como Pudingas poligenicas con andesitas, areniscas con apariencia de tobas volcánicas y de cineritas, arcillas. Del Honda inferior son Pudingas poligenicas sin cantos de andesitas, de cantos pequeños y medianos. Areniscas bastas, arcillas. Colores pardos con tonalidades rojizas y verdosas. En la base, colores más variados; con cristales de yeso, predominantemente arcilloso. La Honda inferior suele caracterizarse por la falta de materiales detríticos, y andesíticos. Tiene un espesor de 6561 ft, suprayace en contacto discordante a la Formación Barzalosa, en la parte superior está limitado en contacto discordante por la Formación La Mesa³⁸.

1.3.2.9 Formación Mesa. De edad Mioceno, según WEISKE, esta formación hace parte del Valle Medio del Magdalena, pero la ANH la introduce dentro de la sub-Cuenca Girardot, por lo cual hace parte de la columna estratigráfica de este estudio, según PORTA, se pueden distinguir tres miembros en la formación: la parte inferior de la Formación Mesa corresponde al Miembro Palmas (80 m), que se forma por una sucesión de gravas y arenas con algunas capas de arcillas

³⁵ Ibid., p.411

³⁶ Ibid., p.171

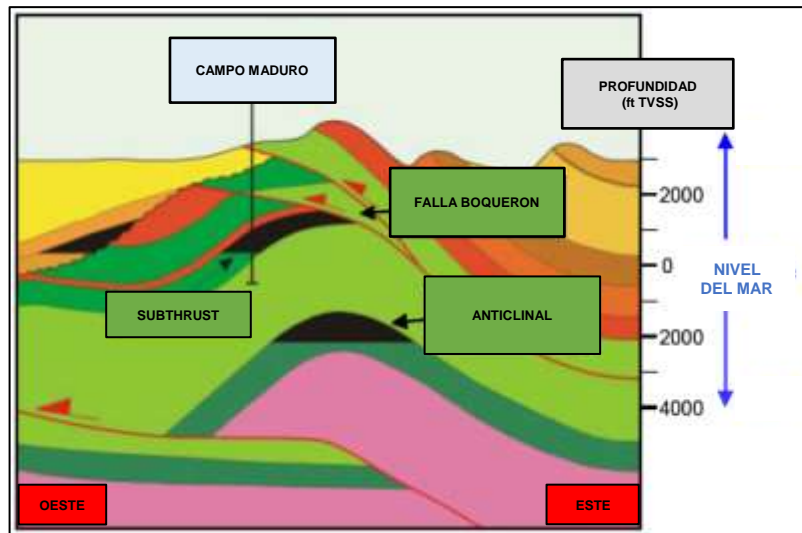
³⁷ Ibid., p.83

³⁸ Ibid., p.269

blancas caoliniticas. En la composición de las gravas predominan los cantos de andesita y dacita sobre el cuarzo, cherts y rocas metamórficas. La parte media de la Formación Mesa está representada por el Miembro Bernal, correspondiente a 290 m de gravas con predominio de las rocas volcánicas dispuestas en lentejones que alternan con bancos de arenas tobáceas. La parte superior de la formación está constituida por el Miembro Lumbi, 61m, consta de una alternancia de rocas efusivas con arenas y algunos bancos de arcillas blancas. Como límite superior e inferior están los depósitos de sedimentos lagunares rojos y la Formación Honda respectivamente, el límite inferior es discordante.

1.3.3 Geología Estructural. La Cuenca del Valle Superior del Magdalena, se caracteriza por tener estructuras sinclinales amplias en dirección NNE-SSW y anticlinales en la misma dirección³⁹, donde se presentan fallas de cabalgamiento con vergencia oeste y bajo ángulo como se puede observar en la **Figura 3**.

Figura 3. Configuración estructural del VSM



Fuente. Campo Maduro Field: Underpressured-Field Development. Society of Petroleum Engineers

Estas estructuras se formaron debido a que en el eoceno temprano se produjo la colisión de las placas de Nazca y del Caribe con la placa de Sur América, logrando el desarrollo de estructuras de cabalgamiento, que involucran el basamento en las márgenes occidental y oriental de la cordillera central; en la margen oriental de la cordillera central se formó una cuenca donde en la actualidad se encuentra el Valle del río Magdalena y se generaron cabalgamientos de vergencia este, además, entre el Mioceno Tardío y el Pleistoceno se presentó la segunda fase de la Orogenia Andina y la deformación se concentró en el área de la Cordillera Oriental, ocasionando el levantamiento de la misma, este fue otro periodo de

³⁹ PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Informe Técnico Anual, op. cit, p.10

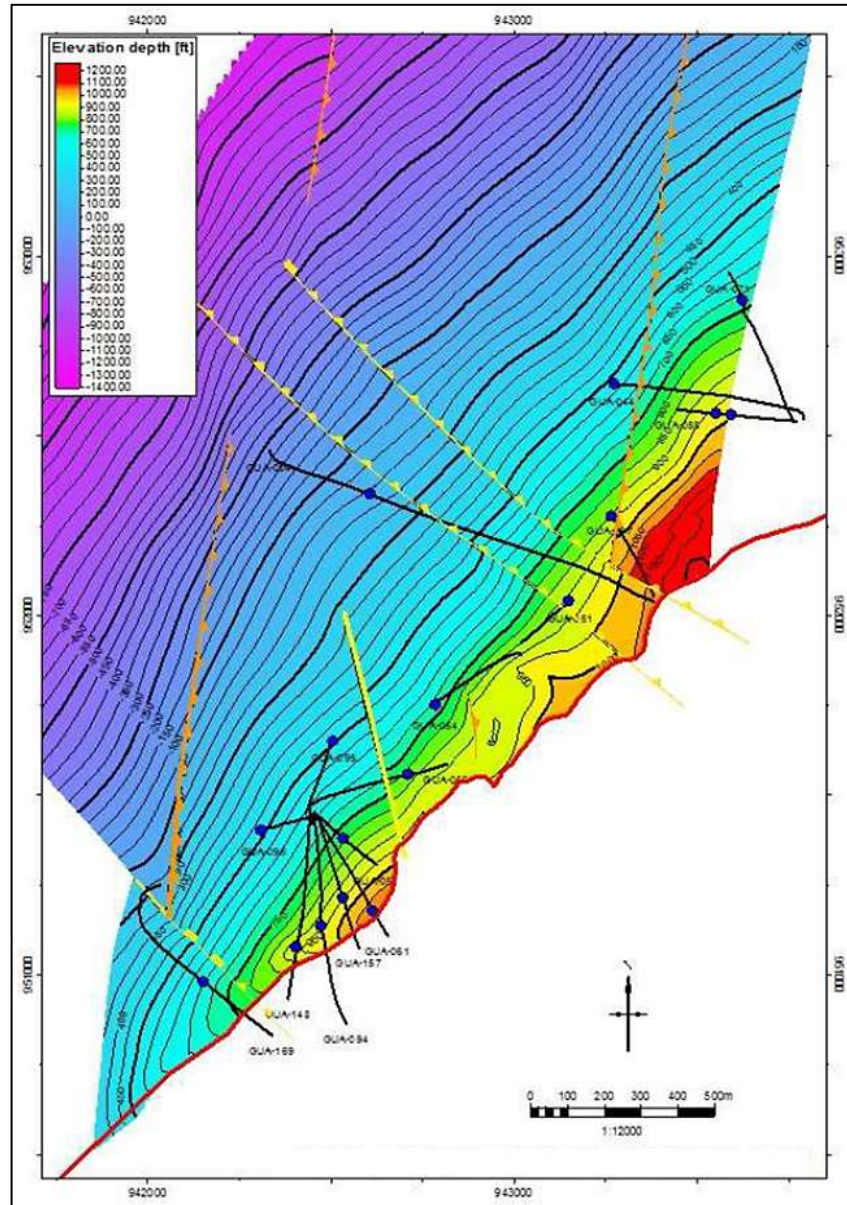
compresión en el cual se formaron nuevos cabalgamientos con vergencia oeste, los cuales corresponden al sistema de fallas del Boquerón, que geológicamente pertenece a la sub-Cuenca de Girardot.

El modelo estructural del Campo Maduro, es un anticlinal truncado que forma un monoclinal de vergencia noroeste, según un estudio realizado por la compañía Schlumberger titulado “Validación y mejoramiento del modelo estructural del Campo Maduro a partir de imágenes de pozo”, se define como una estructura de bajo corrimiento como se observa en la **Figura 4**, donde el sello vertical está representado por la falla Boquerón la cual pone en contacto rocas del Grupo Villeta sobre las rocas reservorio del Grupo Guadalupe, sus capas en subsuelo tiene una orientación predominante NWSW y N-S y un ángulo de inclinación entre 15-20°, adicionalmente se identificó la existencia de dos sistemas principales de fallas con presencia de fracturas conductivas. El sistema más antiguo corresponde a fallas inversas de alto ángulo de orientación norte-sur y vergencia occidental, estas fallas inversas son el producto de la reactivación de fallas normales relacionadas con el acomodamiento de las secuencias mesozoicas previas al Grupo Villeta, este sistema de fallas es cortado por un sistema de fallas inversas de alto ángulo de orientación NW-SE de vergencia variable. Estos conjuntos de fallas que separan los distintos compartimientos generan distintos contactos agua-aceite⁴⁰.

La geometría de estas fallas no es observable claramente por la sísmica disponible, adicionalmente algunas de estas fallas se consideran de carácter sub sísmico, por lo tanto la orientación interpretada para este campo se obtuvo a partir de la información de los registros FMI de algunos de los pozos del campo, sumado al conocimiento de la geología estructural de todo el bloque Boquerón, adicionalmente, como conclusiones de dicho estudio, se puede extraer que la densidad de fracturas naturales es mayor en las unidades reservorio A-3 y A-4 (areniscas inferiores) con direcciones preferenciales NW-SE, NNW-SSE y NE-SW; de igual manera la dirección preferencial de las fracturas conductivas NW-SE es observable en todo el campo.

⁴⁰ PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Informe Tecnico Anual Año 2015, Contrato de Asociacion Boqueron Campos Guando y Guando SW. Bogota, Febrero de 2016.

Figura 4. Configuración estructural del Campo Maduro (Modelo Sísmico)



Fuente. PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Informe Técnico Anual Año 2015, Contrato de Asociación Boquerón Campos Guando y Guando SW. Bogotá, febrero de 2016.

1.3.4 Geología del Petróleo. Para entender la geología del petróleo asociada al Campo Maduro de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, se debe entender el sistema petrolífero que lo compone, es decir, los elementos y procesos necesarios para el origen y desarrollo del yacimiento. A continuación, se describirán los procesos de generación, expulsión y entrapamiento de los hidrocarburos presentes en el campo objeto de estudio.

1.3.4.1 Roca Generadora. Se han identificado principalmente tres rocas generadoras en la zona norte del VSM asociadas a, Formación La Luna, Formación Bambucá y Formación Tetuán, según datos geoquímicos del Campo Maduro, se establece que, los hidrocarburos presentes en la Formación Guadalupe (27°- 31° API)⁴¹, fueron generados en el Grupo Villeta (Formación Bambucá y Formación Tetuán). Lo cual ocurrió a partir del Santoniano hasta el Mioceno Superior; estas rocas específicamente presentan todas las características geoquímicas favorables para la generación de hidrocarburos, por su alto contenido de shales ricos en materia orgánica, muestran un contenido orgánico total (TOC%) >5%, proveniente de un kerógeno tipo II.

1.3.4.2 Roca Reservorio. La Formación Guadalupe, es la formación productora de hidrocarburos en el Campo Maduro, la cual se compone por dos miembros arenosos principales, (Arenisca Superior y Arenisca Inferior), ubicadas a una profundidad media de 3500 pies con una presión media de 300 psi, toda la sección está ubicada aproximadamente 1800 pies por encima del nivel del mar, el reservorio neto petrolífero tiene un espesor medio de 1300 pies; Estas arenas tienen una porosidad que oscila entre 15 y 20 % y una permeabilidad con rangos que oscilan desde valores por debajo de 100 md, hasta 1000 md en zonas altamente fracturadas⁴². El yacimiento contiene seis arenas principales A1- A6, entre las cuales se encuentran A-3 y A-4 que son las que aportan la mayor producción del reservorio⁴³.

1.3.4.3 Migración. La migración de hidrocarburos comienza debido al fracturamiento de las rocas generadoras, producto del evento de compresión tectónica ocurrido durante el Cretáceo tardío, esta migración se da bajo el efecto de expansión roca-fluido de manera vertical. Este flujo ocurrió desde el Paleoceno hasta el Oligoceno⁴⁴.

1.3.4.4 Roca sello. La Formación Guaduas y la Formación Villeta son cuerpos arcillosos, los cuales sirven como sellos efectivos para el entrapamiento de los fluidos en la Formación Guadalupe, el sello vertical es la Falla Boquerón, siendo quien pone en contacto la Formación Villeta con la Formación Guadalupe, de igual manera el sello lateral se constituye por el contacto fallado de los shales del Grupo Villeta y las Areniscas del Grupo Guadalupe.

1.3.4.5 Trampa. Se cataloga como una trampa de tipo estructural, formada por un anticlinal fallado de bajo corrimiento, tipo sub-thrust, con un ángulo de inclinación leve, de 15° a 20° predominantemente, la forma de falla es rotacional. Esta trampa

⁴¹ SURI.A, SHARMA.M, MORENO.JMM, Inyectivity of Frac-Packed Wells: A Case of Study of the Guando Field, Society of Petroleum Engineers, Louisiana, USA, 2010.

⁴² AMARIS O.H.V, DE FREITAS L.C.S, GOMES.H. P, PEREIRA.J.R. B, Guando Field: Underpressured-Field Development SPE, Rio de Janeiro 2005

⁴³ Ibid., p.2

⁴⁴ MARTINEZ & RONCANCIO, op. cit, p. 137

fue formada durante el Cretáceo tardío y finales del Neógeno, caracterizada por tener como cierre el contacto con una superficie de falla, donde se pone en contacto la roca reservorio, Formación Guadalupe, con los shales impermeables de la formación Villeta, como se explicó anteriormente.

1.3.5 Descripción del yacimiento. En 1978 se efectuó un estudio por Pérez & Salazar quienes identificaron alrededor de la sabana de Bogotá un conjunto de rocas sedimentarias con características motivacionales para la industria petrolera denominado Grupo Guadalupe; identificaron que fueron acumuladas durante el cretáceo superior y la dividieron en cuatro unidades de formación: Formación Arenisca Dura, Formación Plaeners, Formación Arenisca de Labor y Formación Arenisca tierna, las cuales se distribuyen litológicamente como se muestra en la **Tabla 1.**

Tabla 1. Distribución porcentual de las litologías en las diferentes Formaciones

DISTRIBUCION PORCENTUAL DE LAS LITOLOGIAS EN LAS DIFERENTES FORMACIONES				
	ARENISCA DURA	PLAENERS	ARENISCA DE LABOR	ARENISCA TIERNA
ARENISCAS	63.8	4.6	62.16	86.3
LIMOLITAS	8.7	18.1	0.8	-
ARCILLOLITAS	3	41.6	4.69	0.8
LIDITAS	3.2	20.6	-	-
INTERESTRAT, FINAS	21.3	15.1	32.35	12.9

Fuente. Estratigrafía y facies del Grupo Guadalupe, Pérez & Salazar.
Modificado por autor

La Formación Guadalupe es la roca reservorio, de donde se extraen los hidrocarburos del Campo Maduro objeto de estudio, dicha formación es producto de la somerización de las facies marino someras posteriores a la depositación de la formación infrayacente Villeta; Se puede dividir en tres subformaciones y describir estratigráficamente de la siguiente manera: La formación, constituida por una sucesión de areniscas en bancos muy gruesos con intercalaciones de limolitas, lodolitas, liditas y arcillolitas de colores claros y en capas finas, hace referencia a la Arenisca Dura, En sucesión continua y concordante, una secuencia suprayacente de arcillolitas, arcillolitas silíceas y liditas con escasos y delgados bancos de arenisca la cual se conoce como Formación Plaeners, por último, culminando la secuencia estratigráfica se encuentran las Areniscas de Labor y Tierna, las cuales comienzan con bancos gruesos de arenisca, separados por capas delgadas de arcillas, que luego se intercalan con paquetes de lodolitas y

arcillolitas interestratificadas. Litológicamente son areniscas cuarzosas limpias, de grano fino a medio, de un ambiente de playa⁴⁵.

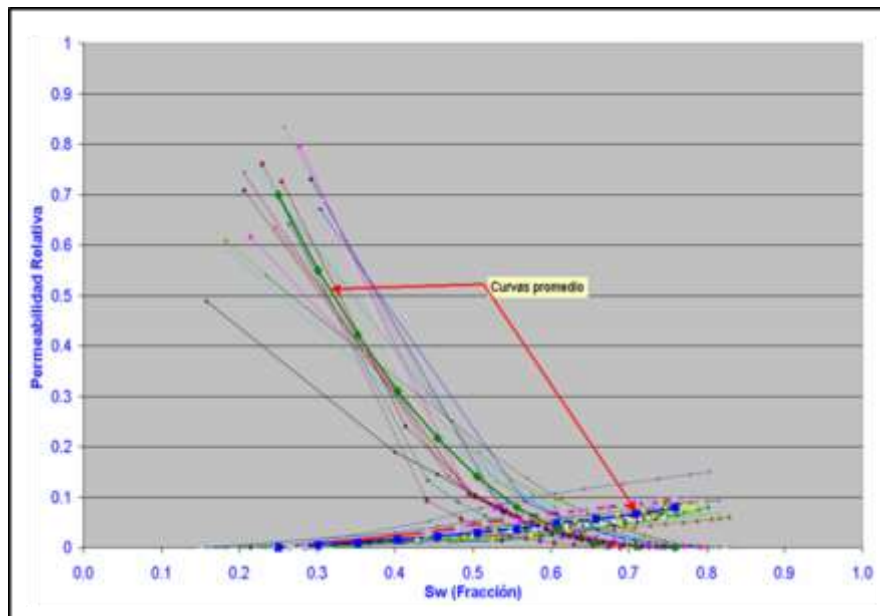
La información obtenida en el Campo Maduro ha permitido determinar que el Grupo Guadalupe en este sector se depositó de base a tope en ambientes sedimentarios marinos someros hasta continentales con influencia marina. Las areniscas inferiores se acumularon en la parte más distal de un frente de playa inferior a medio, conformando depósitos de isla barrera los cuales son cortados por canales de marea. Los Plaeners se formaron en ambientes someros restringidos de baja energía (pantanos). Por otra parte, las areniscas superiores representarían depósitos de frente de playa hacia la base pasando a ambientes continentales con influencia marina en los estratos superiores. Toda la secuencia del Grupo Guadalupe estuvo sometida a variaciones importantes del nivel del mar.

El yacimiento tiene un espesor medio de 750 pies, la porosidad media del campo es del orden de 16%, con valores que oscilan entre el 10% y el 25%, la permeabilidad varia con valores entre 1 y 1000 md. Para el yacimiento Guadalupe inferior, mientras que para el yacimiento Guadalupe superior la permeabilidad llega hasta 7000 md. Arealmente el yacimiento presenta zonas de fracturas naturales.

El yacimiento se cataloga de aceite negro con capa inicial de gas, el mecanismo primario de producción es el acuífero de baja presión, el cual se complementa por drenaje gravitacional. El petróleo se caracteriza como intermedio, con gravedad API de 27°- 31° (0,89 g/cc) y una viscosidad de siete a doce cp, la gravedad específica del gas varía entre 0,7 - 0,8 y el factor volumétrico del aceite esta entre 1,03 – 1,05RB/STB. Presenta una relación de solubilidad menor de 100 scf/bbl. La composición del fluido cambia con la profundidad, adicionalmente, la información de laboratorio indica que el yacimiento es preferencialmente humectado por agua, lo cual es soportado por medio de las curvas de permeabilidad relativa y sus puntos terminales **Figura 5**. Con base en lo anterior, se tiene que la relación de movilidad del yacimiento se encuentra entre 1 y 2.

⁴⁵ PEREZ & SALAZAR, Estratigrafía y Facies del Grupo Guadalupe, Bogotá, 1978, Universidad Nacional de Colombia. Departamento de Geociencias.

Figura 5. Permeabilidades relativas Arenas Inferiores



Fuente. Petrobras Colombia Limited

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

La historia de producción del Campo Maduro empieza en el año 2002 cuando se declara la comercialidad del mismo, con los pozos productores P-001, P-002, P-003 Y P-004, la producción en el campo ha sido particularmente compleja, al ser un yacimiento de presión subnormal (3100 psi a una profundidad de 1800 pies por encima del nivel del mar), y geológicamente un yacimiento naturalmente fracturado, por lo cual se ha presentado desde inicios de la campaña de inyección, la producción de altos cortes de agua (95%), debido a la canalización del agua inyectada por las fallas y fracturas asociadas a la condición de yacimiento somero y por característica propia del Bloque Boquerón.

1.4.1 Mecanismo de producción. El mecanismo primario de producción del Campo Maduro, es la combinación de un acuífero de baja presión y una capa de gas, que aportan energía al yacimiento, dicho sistema combinado no fue eficiente, por lo cual, se implementó el sistema de levantamiento artificial de Bombeo por cavidades progresivas (BCP), al mismo tiempo que la inyección de agua, como mecanismo secundario de producción, con el fin de mantener la presión y generar la redisolución del gas en el crudo, posteriormente se pensó en configurar el sistema de inyección de agua, planteando un patrón de siete puntos invertido con distancia entre pozos de 250 metros, el cual se desarrolló en el año 2003 en el Bloque Centro del campo, consiguiendo levantar el factor de recobro de un 11%

primario a un 30%⁴⁶; con la implementación de este método de recuperación secundaria, durante cuatro meses se evidenció que la relación gas-aceite GOR (Gas Oil Ratio por sus siglas en inglés) decreció de 400 scf/bbl a 100 scf/bbl y hubo un incremental de producción de 1500 BOPD sobre el valor base, con lo cual se confirmó la efectividad del sistema de inyección de agua. En el año 2007 de acuerdo con el plan de desarrollo para el campo, se redujo el espaciamiento entre pozos de 250m a 145m, manteniendo la estructura de siete puntos invertidos, lo cual mejoró la producción en algunos pozos, aunque también se evidenció la pronta irrupción de agua en algunas zonas del campo que estaban fracturadas naturalmente, algo característico de este yacimiento. En el año 2012 hubo un programa piloto de inyección de polímeros para mejorar la eficiencia de barrido areal, el cual no tuvo una respuesta significativa por lo que fue suspendido.

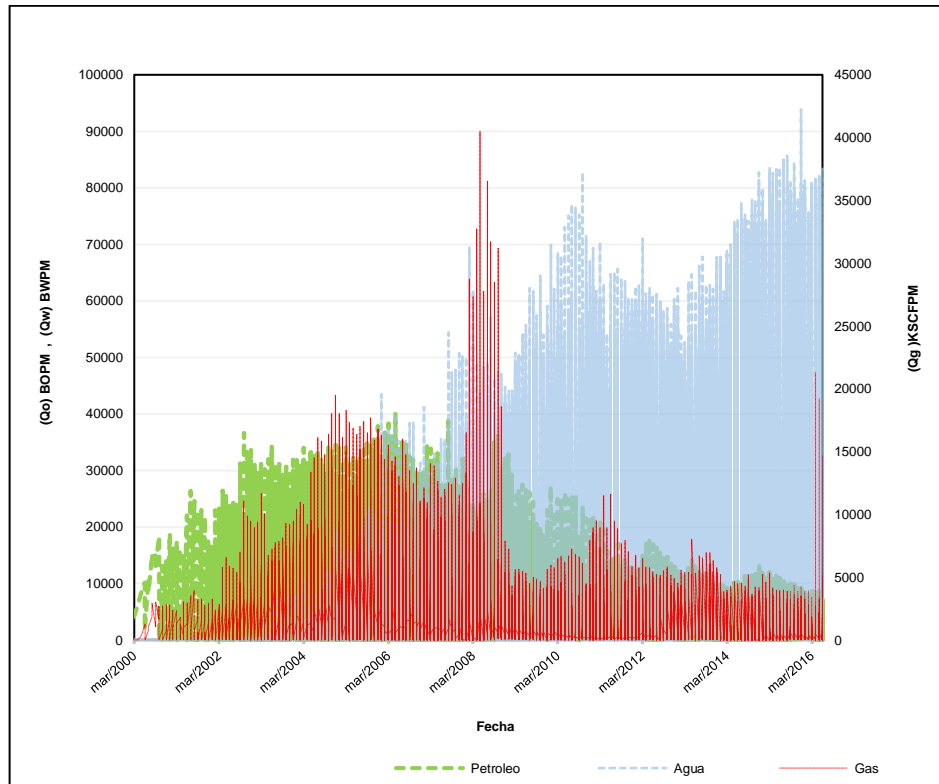
1.4.2 Tiempo de producción. El Campo Maduro ha estado en producción durante 15 años, desde el descubrimiento comercial en el 2002 hasta la actualidad; a la fecha el campo permanece activo y con intenciones de crecimiento.

1.4.3 Número de pozos. Desde el descubrimiento del campo en el año 2000, se han perforado hasta mayo de 2017, un total de 207 pozos, 169 son pozos productores, distribuidos a lo largo del yacimiento y 38 son pozos inyectoros de los cuales, algunos están ubicados en la periferia del yacimiento y otros inyectando selectivamente en las Arenas Superiores e Inferiores de la Formación Guadalupe.

1.4.4 Producción acumulada. La evolución de la producción en el Campo Maduro es característica de un yacimiento de baja presión inicial y naturalmente fracturado, en la actualidad los pozos producen un alto corte de agua...ver **Grafica 1**. La producción de crudo está en decadencia, típico de un yacimiento maduro, en total, el campo tiene un acumulado de producción de fluidos a febrero de 2017, de 102.090.992 Barriles de petróleo, 206.349.847 barriles de agua y 17.920.701 millones de pies cúbicos de gas, lo que representa un factor de recobro del 20.1%.

⁴⁶ SURI.A, SHARMA.M, MORENO.JMM, Inyectivity of Frac-Packed Wells, op. cit, p.2

Grafica 1. Producción Histórica Campo Maduro



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

El Campo Maduro se divide estructuralmente en tres bloques sucesivos, los cuales están demarcados por límites de falla, Bloque Sur, Bloque Centro y Bloque Norte, las propiedades en general de los yacimientos pertenecientes a cada bloque, se mantienen constantes.

Anteriormente se describió la geología del Campo Maduro en su totalidad, pero, el proyecto está enfocado específicamente en el Bloque Norte del campo, a su vez, el yacimiento de las Arenas Inferiores de la Formación Guadalupe.

2. DESCRIPCIÓN DEL DESARROLLO DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN EN EL BLOQUE NORTE DEL CAMPO MADURO

Este capítulo aborda el desarrollo del Bloque Norte del Campo Maduro, en especial lo concerniente a la descripción de la historia de producción e inyección que se ha llevado a cabo durante 15 años, así como el desenlace operativo general como para cada pozo perteneciente a dicho bloque, con el fin de identificar las causas de los problemas del sistema de inyección-producción, como eje principal. En la **Tabla 2**, se muestra la información principal del yacimiento.

Tabla 2. Información yacimiento Bloque Norte Campo Maduro

CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	
Formación	Guadalupe
Tipo de trampa	Estructural
Estructura	Anticlinal Truncado
Permeabilidad	10 a 100 mD
Porosidad	20%
Densidad del crudo	29°API
Viscosidad	2,6 cp a 60°F
Temperatura de fondo	105°F
Presión inicial	106 psi @ +1810 ft
Presión de Burbuja	106 psi @ +1810 ft TVDSS
Mecanismo Principal de Producción	Acuífero debil complementado por efectos gravitacionales de la columna de aceite y el gas en solución
OOIP	134.000.000 BO
Producción Acumulada de Petróleo	10.252.723 BO @ febrero de 2017
Producción Promedio	1.872 BOPD
Factor de Recobro Actual	7,5%

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

2.1 GENERALIADES DE LA PRODUCCIÓN DEL BLOQUE NORTE

El Bloque Norte del Campo Maduro, cuenta con la misma estratigrafía del campo en general, aunque está separado del Bloque Central (bloque principal del campo), mantiene la continuidad de las capas de la Formación Guadalupe, es decir, también se extrae hidrocarburos de los reservorios, Areniscas Superiores y Areniscas Inferiores (yacimiento principal de estudio).

El Bloque tuvo como primer pozo al BN-0, perforado con fines exploratorios el 21 de agosto de 2001, en la parte baja de la estructura anticlinal del yacimiento, con

una profundidad de 4072 ft MD, encontrando con éxito hidrocarburos, pero dada su proximidad al contacto agua-petróleo, presentó un 93% de corte de agua, por lo cual fue abandonado, pero sirvió de referencia para la perforación de los próximos pozos, BN-1 y BN-2, perforados en la parte central del bloque, con los cuales se ratificó la presencia de hidrocarburos y la potencialidad de la zona, de esta manera empezó el desarrollo del reservorio, teniendo en cuenta que desde los primeros años de explotación hubo problemas en la producción, porque aunque fue un descubrimiento de gran potencial, estaba limitado por la baja presión del yacimiento y el excesivo fracturamiento del bloque.

2.1.1 Mecanismos de Producción del Bloque Norte. Para el desarrollo del Bloque Norte del Campo Maduro, ha sido necesaria la implementación de dos sistemas o mecanismos de producción, levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas e inyección de agua.

2.1.1.1 Bombeo por Cavidades Progresivas B.C.P. La bomba de cavidades progresivas B.C.P, fue inventada por el Ingeniero Aeronáutico francés, René Moineau en 1932, este ingeniero fundo la empresa PCM POMPES S.A, en la cual se fabricaban las bombas, que inicialmente se utilizaron en diversas industrias para bombear mezclas viscosas en superficie; en 1979, se instalaron las primeras B.C.P en el subsuelo, para la extracción de hidrocarburos, en campos de Canadá, los cuales presentaban alto contenido de arena y crudos de baja gravedad API⁴⁷.

Aplicaciones

- Pozo de alta viscosidad
- Pozos de alto corte de arena
- Pozos de baja productividad
- Pozos gaseosos
- Aplicaciones de pozos direccionales y horizontales
- Condiciones de fluidos hostiles
- Pozos de carbón-metano y fuentes de agua
- Aplicaciones de temperatura elevada

El bombeo por cavidades progresivas, es catalogado como un sistema de levantamiento artificial, usado en diferentes partes del mundo, por su eficiencia, facilidad de instalación y mantenimiento, así como la capacidad de levantar altos cortes de arena, agua y gas; algunas limitaciones del método continúan siendo la dificultad de los elastómeros para operar a altas temperaturas, crudos livianos con bajo corte de agua y alto contenido de aromáticos, medianos a altos volúmenes de gas libre; por otra parte estas bombas son versátiles excepto en su compatibilidad entre modelos y marcas, ya que ni los estatores ni los rotores son intercambiables.

⁴⁷ ESP OIL INTERNACIONAL TRAINING GROUP, Bombeo de Cavidades Progresivas, 2003

A continuación, se presentan algunas ventajas o características favorables del sistema, así como algunas limitaciones:

Ventajas

- Alta eficiencia del sistema de energía
- Capacidad para producir altas concentraciones de arena u otros solidos
- Capacidad de tolerar altos porcentajes de gas libre
- No hay válvulas que obstruyan o bloqueen la producción en subsuelo
- Buena resistencia a la abrasión
- Bajas tasas de cizallamiento interno
- Costos de energía relativamente bajos
- Instalación y operación relativamente sencillas
- Equipo de superficie de bajo perfil
- Bajos niveles de ruido superficial

Limitaciones

- Tasas de producción limitadas, máximo 5040 Bbls/día
- Capacidad de elevación limitada, máximo 9840 pies
- Capacidad de temperatura limitada, 212 °F o 350 °F con elastómeros especiales
- Sensibilidad a algunos fluidos
- Las cuerdas de varilla de succión pueden ser susceptibles a fallas de fatiga
- El estator de la bomba puede sufrir daños permanentes si se bombea por periodos cortos de tiempo
- El desgaste de las varillas y tubería puede causar problemas en pozos direccionales y horizontales
- Puede producirse problemas asociados a la vibración en aplicaciones de alta velocidad
- El control de parafina en crudo ceroso produce pegas de tubería

2.1.1.2 Inyección de Agua. La producción de petróleo generada por mecanismos naturales del yacimiento, es un proceso relativamente ineficiente el cual es asociado a bajos factores de recobro, aunque también puede llegar a ser un proceso efectivo dependiendo de las condiciones iniciales de los yacimientos; la falta de energía natural en muchos yacimientos acelera la implementación temprana de procesos que aumenten la fuerza de estos, en muchos casos, el principal sistema de recobro secundario es la inyección de agua; la explotación de hidrocarburos por medio de este método secundario, debe realizarse de acuerdo a las condiciones específicas de cada campo o eventos ocurridos en el yacimiento.

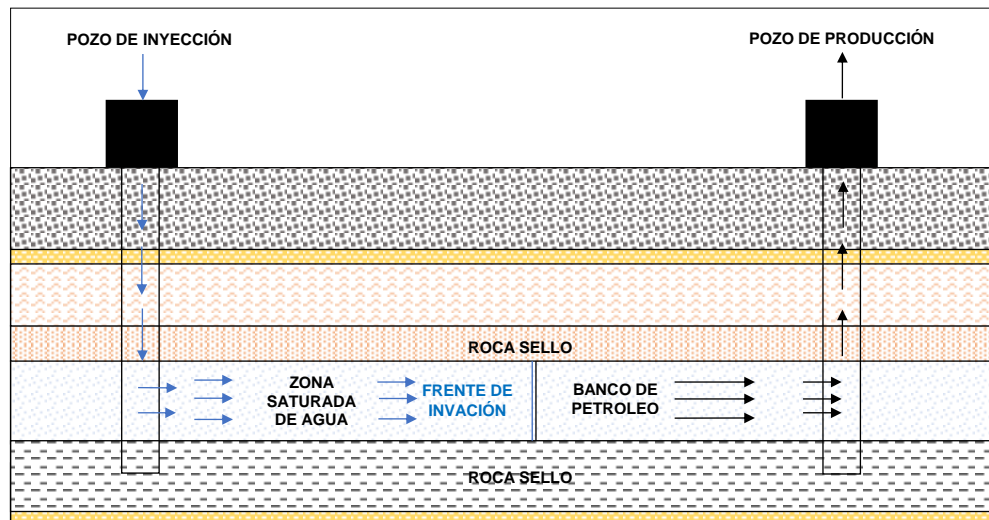
La inyección de agua es el método dominante de recuperación secundaria de petróleo entre los métodos de inyección de fluidos, indudablemente este método mantiene el ritmo de producción de la mayoría de países petroleros, entre ellos

Estados Unidos y Canadá. Algunos factores favorables por los cuales se utiliza este método son:

1. Disponibilidad del fluido
2. Relativa facilidad de inyección
3. Facilidad con que el agua se extiende a través de una formación petrolífera
4. Eficiencia del agua para desplazar el aceite

La inyección de agua en yacimientos de hidrocarburos es el proceso por el cual el petróleo es desplazado hacia los pozos productores por el empuje del agua suministrada por un pozo inyector, ver **Figura 6**, el cual genera un aumento de la presión del yacimiento, favoreciendo la producción de fluidos.

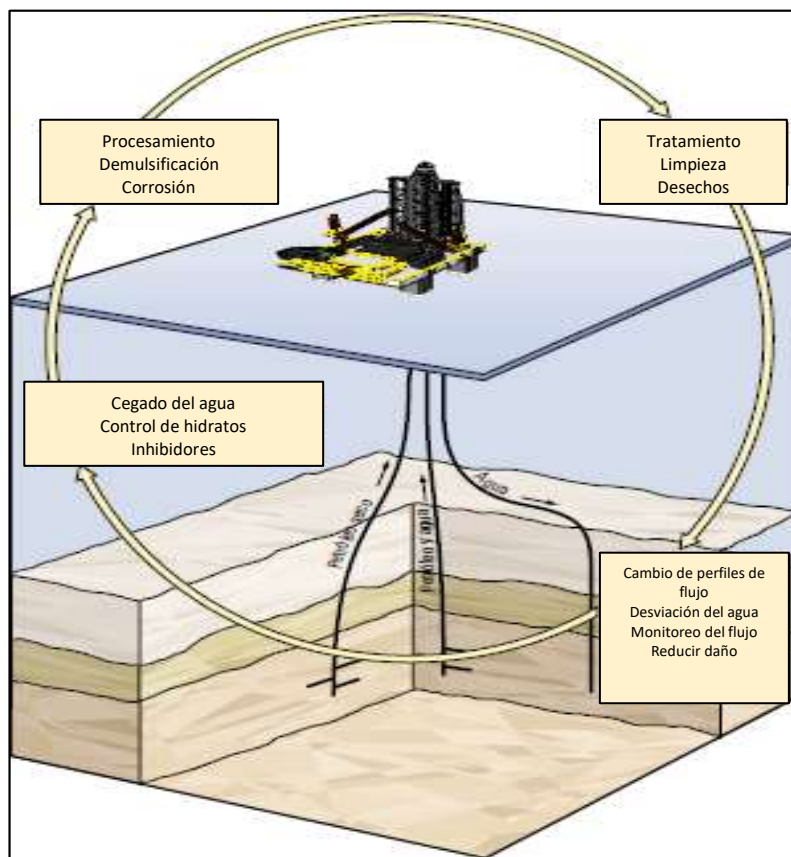
Figura 6. Representación de un sistema de inyección de agua



Fuente. Inyección de agua y gas, Magdalena Paris de Ferrer. Modificado por Autor.

El éxito de estos proyectos también depende de la aplicación oportuna del proceso, el buen uso del agua inyectada y producida garantiza un proceso eficiente, rentable para las compañías interesadas, un proceso sencillo y confiable encaminado a incrementar la producción con el desarrollo pertinente para cada campo en especial; la planificación temprana hará posible la toma de los datos básicos en el momento adecuado para el análisis de ingeniería requerido. **Figura 7.**

Figura 7. Ciclo del proceso del agua de inyección



Fuente. Control del agua, Oil Field Review, verano de 2000.

Los principales objetivos de la gestión del agua pueden resumirse a continuación:

- ✓ Mejorar los procesos para el manejo del agua, reduciendo los costos en cada etapa de inyección/producción.
- ✓ Reducir los impactos ambientales debido al uso de fuentes naturales, como ríos, lagos y mar.
- ✓ Incrementar la producción de crudo, revitalizando los campos maduros.

Para el análisis del mecanismo de desplazamiento en un proceso de inyección de agua, se tienen cuatro etapas principales, las cuales son:

1. **Llenado.** La duración de esta etapa es proporcional a la cantidad de gas libre en la formación y al volumen inyectado de agua, esto debido a que inicialmente el agua funciona presurizando el yacimiento, con lo cual contribuye a que el gas presente en solución sea liberado del petróleo, por lo cual no se manifestará el crecimiento en la tasa de producción de hidrocarburos.

2. **Desplazamiento.** La presión que aumenta de los pozos inyectoros a los productores es típica, así como la formación de los bancos de los fluidos desplazantes y desplazados, en esta etapa se obtiene la mayor parte de la producción de aceite y no se evidencia producción de agua.
3. **Ruptura.** En esta etapa el frente de agua alcanza los pozos productores, aun así, sigue la producción de aceite, pero con un corte de agua mayor al producir el agua inyectada.
4. **Etapa subordinada.** En esta etapa la ruptura sigue presentándose, se produce agua y aceite y la producción de este es proporcionalmente directa al volumen de agua que se inyecte.

A la hora de determinar un apropiado método de inyección para el mantenimiento de la presión, es necesario tener en cuenta los siguientes factores:

- ❖ Geometría del yacimiento.
- ❖ Litología.
- ❖ Profundidad del yacimiento.
- ❖ Porosidad.
- ❖ Permeabilidad.
- ❖ Continuidad de las propiedades de las rocas presentes en el yacimiento.
- ❖ Magnitud y distribución de la saturación de los fluidos.
- ❖ Propiedades de los fluidos y relación de las permeabilidades relativas.
- ❖ Tiempo óptimo de inyección.

La geometría y continuidad del yacimiento son importantes consideraciones en el diseño de una inyección de agua, si el yacimiento tiene buzamiento, una inyección periférica podría tener una mayor eficiencia de barrido que un patrón de inyección. Para yacimientos pequeños o medianos, la eficiencia de barrido puede ser definida como la fracción de la formación que está en contacto con el fluido inyectado. La continuidad desde el pozo de inyección hacia el productor es esencial para el éxito de la inyección, y yacimientos muy fallados son frecuentemente pobres candidatos para la inyección.

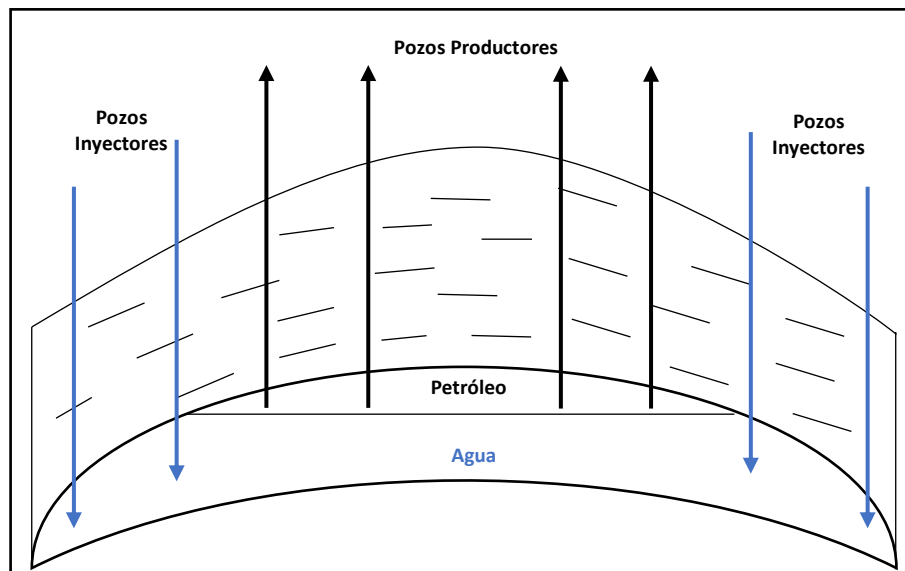
La profundidad del yacimiento es otro factor que debe ser considerado en el diseño de un sistema de inyección de agua. El agua debe ser inyectada a una presión de tal manera que no fracture la formación. Si la presión de fracturamiento se excede, el agua fluirá a través de la fractura hacia el pozo de producción.

Generalmente, la influencia de estos factores en el recobro final, tasa de rendimiento, y en última instancia el rendimiento económico, deben ser considerados para evaluar colectivamente la viabilidad económica de la realización de un proyecto de inyección, en un yacimiento en particular; otros

factores característicos que también tienen influencia son, el precio del crudo, condiciones de comercialización, gastos de operación y la disponibilidad del agua.

- **Tipos de Inyección.** La inyección de agua en un yacimiento de petróleo se puede llevar a cabo de varias maneras, dependiendo de la ubicación estructural en el yacimiento y la relación directa de los pozos productores e inyectores.
- **Inyección Periférica o Externa.** Se basa en inyectar agua fuera de la formación saturada de petróleo, es decir, en los extremos del yacimiento **Figura 8**. Este método es conocido como inyección tradicional, en donde el agua se inyecta en el acuífero, aproximadamente al nivel del contacto agua-petróleo. Es utilizado cuando no son conocidas las características del yacimiento. Los pozos de inyección son ubicados en el acuífero, alejados del lugar donde se encuentra el petróleo⁴⁸.

Figura 8. Inyección periférica de agua



Fuente. Inyección de agua y gas, Magdalena Paris de Ferrer. Modificado por el Autor

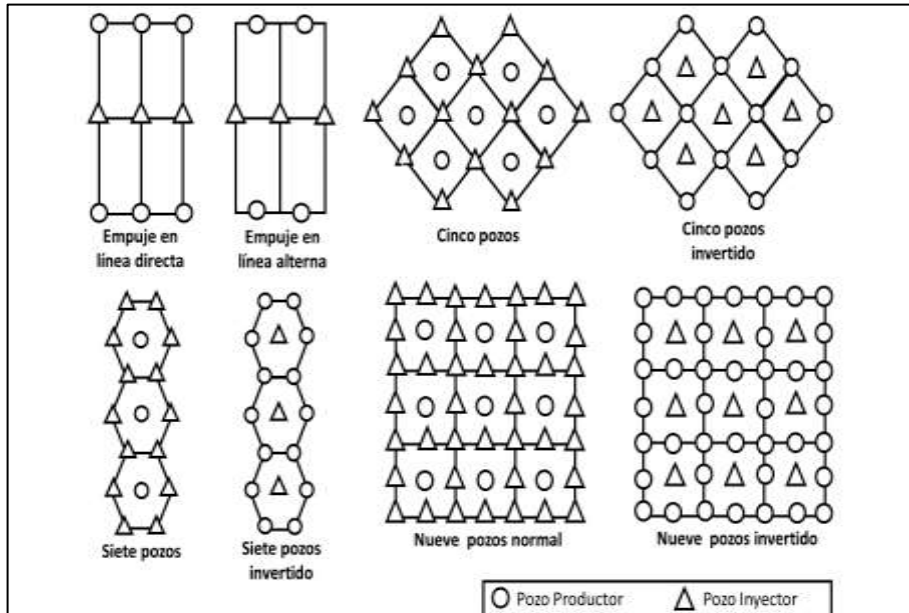
- **Inyección en Arreglos o Dispersa.** Este sistema, trata de inyectar agua en la formación donde se encuentra el crudo. Esto trae como consecuencia que los fluidos existentes en el yacimiento sean desplazados hasta el pozo productor, se le conoce con el nombre de inyección interna o in-fill. Para utilizar este método se debe tomar en cuenta la estructura y los límites del yacimiento, la continuidad de las arenas, la permeabilidad, la porosidad y el número y posición de los pozos existentes⁴⁹. Es usado en yacimientos con poca inclinación y con

⁴⁸ PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Maracaibo Venezuela, Ediciones Astro Dala S.A 2011, p. 12

⁴⁹ Ibid., p. 14

un área extensa. Se organizan los pozos productores e inyectores de tal manera que formen estratégicamente figuras estructuradas **Figura 9**.

Figura 9. Arreglos geométricos para inyección de agua



Fuente. Inyección de agua y gas, Magdalena Paris de Ferrer. Modificado por el Autor

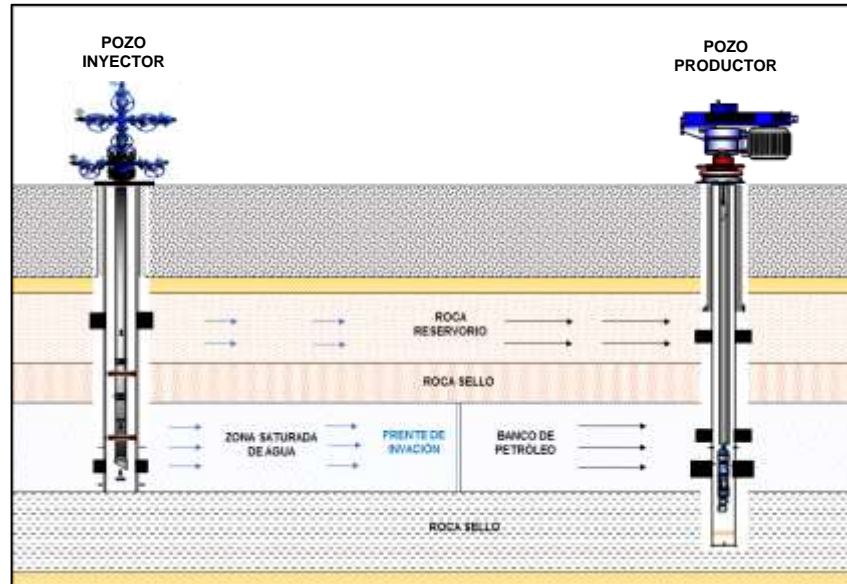
- **Inyección selectiva.** En algunos campos donde se tiene inyección de agua, se ha identificado la inyección preferencial en diferentes intervalos, lo que se presenta de manera natural, debido a las características heterogéneas de la formación; partiendo de lo anterior, la inyección de agua se puede hacer de manera selectiva, es decir, a una profundidad establecida, con el fin de llegar a una formación o zona de interés, este tipo de inyección se lleva a cabo con el propósito de inundar una capa específica del yacimiento, con precisión se logra barrer únicamente el petróleo que se encuentra atrapado en dicha capa, utilizando este método se consigue identificar de mejor manera, la influencia que tiene un pozo inyector sobre uno productor que este cañoneado en los mismos intervalos de formación.

En zonas donde la estratificación y diferencia de permeabilidades, crea canalización del agua de inyección y no permite que exista un barrido uniforme, es necesaria la implementación del sistema de inyección selectiva, en donde el objetivo principal es aislar cada zona y proveer a cada una por separado de una tasa de inyección óptima, permitiendo así que las zonas menos invadidas también sean contactadas y desplazadas por el agua de inyección⁵⁰.

⁵⁰ MORENO CRUZ, Andrés Mauricio, Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicado a la fase piloto en Campo Tibu, Ecopetrol, 2001

Se ha encontrado que la inyección selectiva permite un barrido de crudo completamente uniforme, permitiendo incrementar el recobro de reservas en los pozos productores del modelo, la instalación de inyección selectiva permite aprovechar la longitud total de intervalos perforados.

Figura 10. Esquema de un sistema simple de inyección selectiva



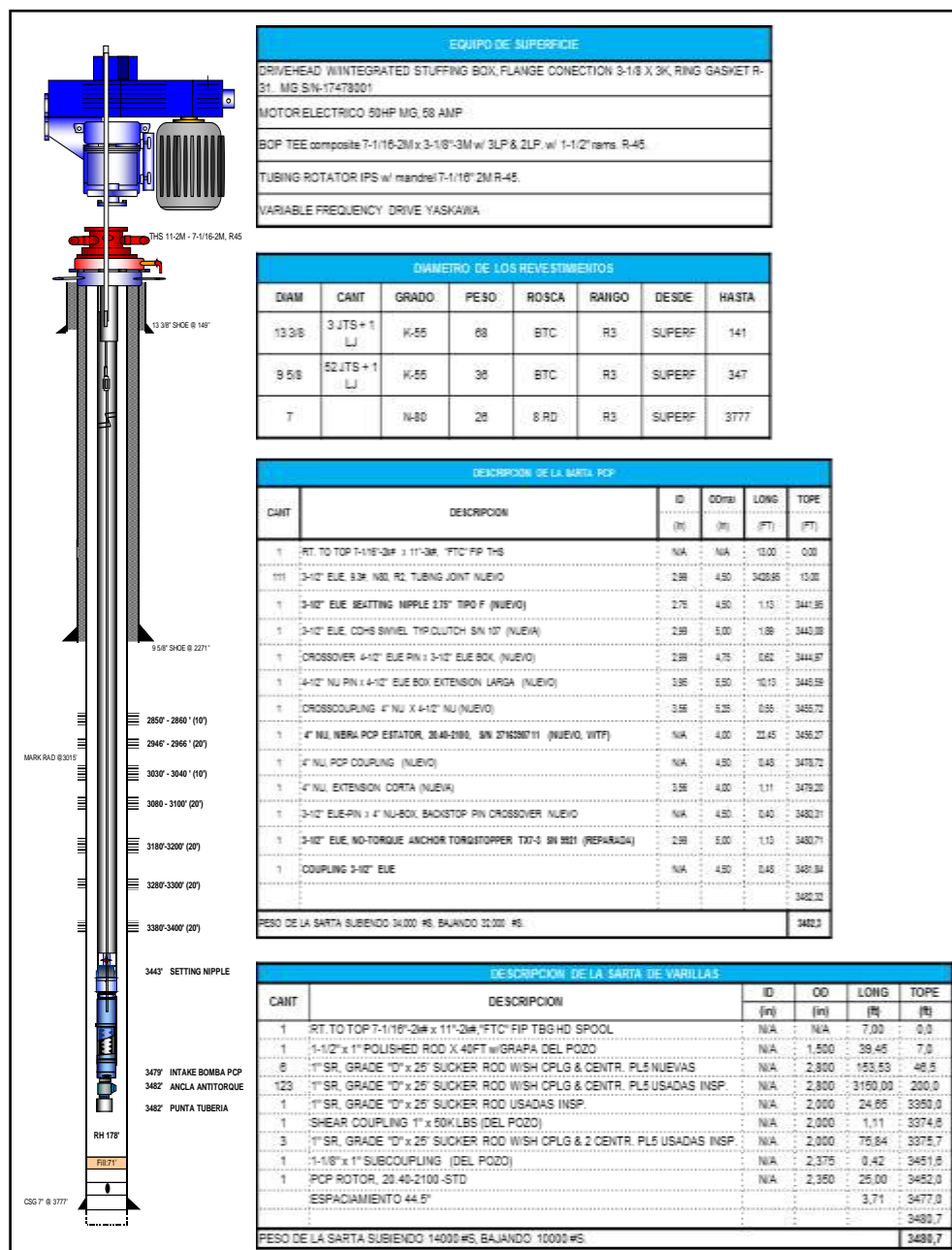
Como se observa en la **Figura 10**, tanto el pozo inyector como el productor están perforados en los mismos intervalos que son yacimientos independientes, los cuales tienen una buena continuidad horizontal, lo que permite un positivo desplazamiento del agua y un óptimo barrido del banco de petróleo.

A continuación, se muestran dos estados mecánicos característicos de los pozos del Bloque, un productor y un inyector respectivamente.

Los pozos están cañoneados de manera selectiva en arenas que varían su espesor con respecto a su ubicación en la estructura, en las tablas adjuntas al diseño, se exponen los componentes y la descripción del completamiento para cada uno, tanto para equipos de superficie, revestimientos, tubería, empaques, válvulas, entre otros.

En el bloque existen pozos inyectoros con completamiento dual e inyección por el anular simultáneamente, los productores tanto los inyectoros tienen de dos a tres tuberías de revestimiento, ya que no son lo suficientemente profundos para que sea necesario usar más.

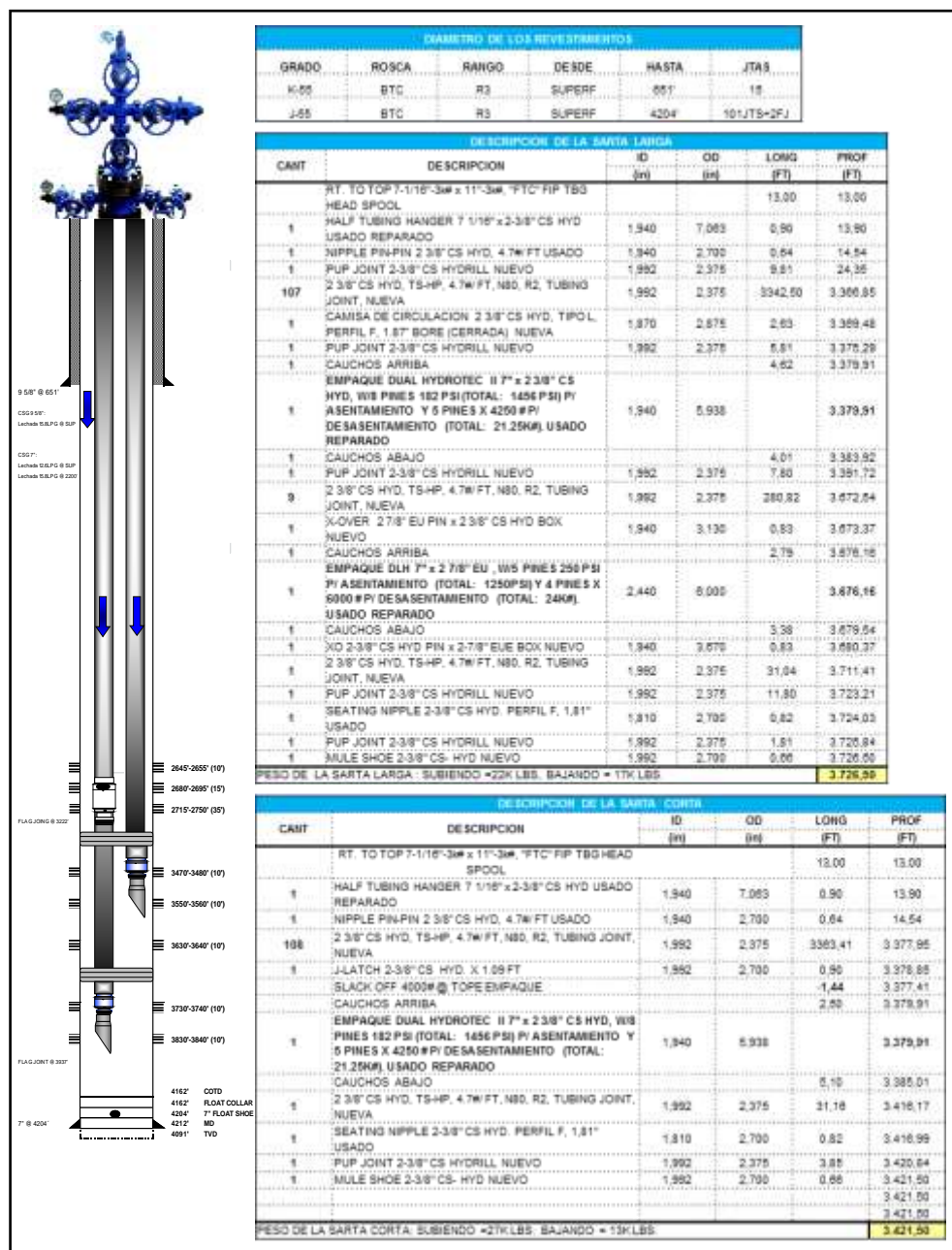
Figura 11. Estado mecánico característico de Pozo Productor



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Los pozos productores del bloque están completados en su totalidad con el sistema de bombeo por cavidades progresivas (**Figura 11**), como se ha explicado anteriormente en este capítulo, la bomba está ubicada por debajo de los perforados con el fin de garantizar el levantamiento de la mayor cantidad de crudo posible, al crear un mayor diferencial de presión de fondo de pozo con las cercanías de la formación.

Figura 12. Estado mecánico característico de Pozo Inyector



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

En la **Figura 12**, se presenta la descripción de las sartas de inyección, mencionando la profundidad a la que se encuentra cada herramienta, los intervalos pertenecientes a la influencia de cada sarta están aislados entre sí por empaques, ya que cada sarta opera condiciones diferentes de inyección, con este tipo de completamiento se logra realizar una inyección mucho más controlada, para tratar de identificar en el proceso, cuales arenas aportan más fluido, así como

aquellas arenas que son más susceptibles a los cambios en las tasas de inyección.

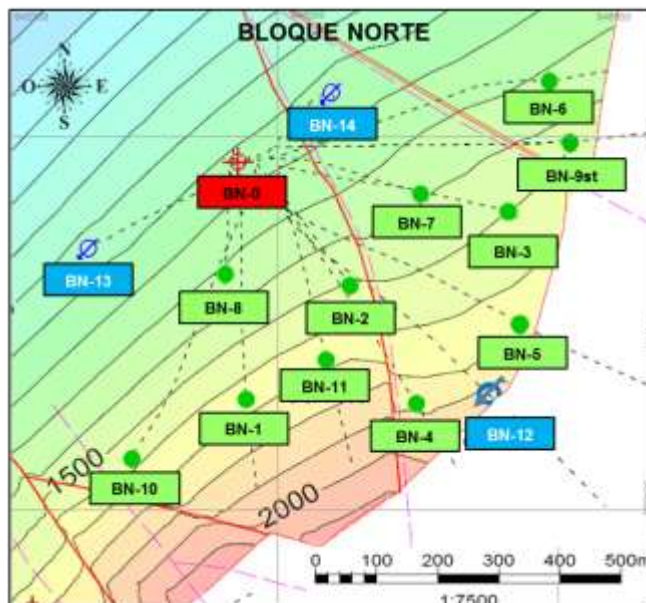
Para observar los estados mecánicos de cada uno de los 14 pozos del Bloque Norte del campo objeto de estudio, remítase a sección de Anexos A (estados mecánicos).

2.2 DESARROLLO DE LA PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL BLOQUE NORTE

El Bloque Norte del yacimiento, al igual que el Bloque Centro y el Bloque Sur, están siendo afectados por un acuífero de baja presión, aunque a profundidades diferentes, debido a que el Bloque Norte no tiene un contacto agua petróleo único; todo el yacimiento produce naturalmente por el empuje combinado del acuífero y una pequeña capa de gas; sin embargo, debido a la característica de presión subnormal que presenta la formación yacimiento, fue necesario implementar un proyecto inyección de agua, el cual inició en el año 2005. Los pozos son estimulados bajo el método de fracturamiento hidráulico, con el fin de sobrepasar el daño en la cara de la formación, lo cual fue positivo en un principio pero con el tiempo se detectaron problemas de canalización del agua tanto de inyección como de capas inferiores, producto de las fracturas asociadas a la condición de yacimiento somero, las cuales interconectan el acuífero con las grandes fallas geológicas características del Bloque Boquerón, por esto, y por la rápida despresurización en algunos pozos productores, se optó por incluir el sistema de bombeo por cavidades progresivas como sistema de levantamiento artificial, basados en las características tanto del yacimiento como de los pozos en particular.

En el Bloque Norte actualmente existen 11 pozos, distribuidos a lo largo de un área aproximada de 247 acres, de los cuales 11 son productores BN-1, BN-2, BN-3, BN-4, BN-5, BN-6, BN-7, BN-8, BN-9, BN-10 y BN-11, tres pozos inyectoras, BN-12 que inyecta selectivamente en la parte alta de la estructura, así como BN-13 y BN-14 que inyectan también selectivamente en la parte baja de la estructura como se observa en la **Figura 13**.

Figura 13. Mapa tope Arena A Bloque Norte, Campo Maduro

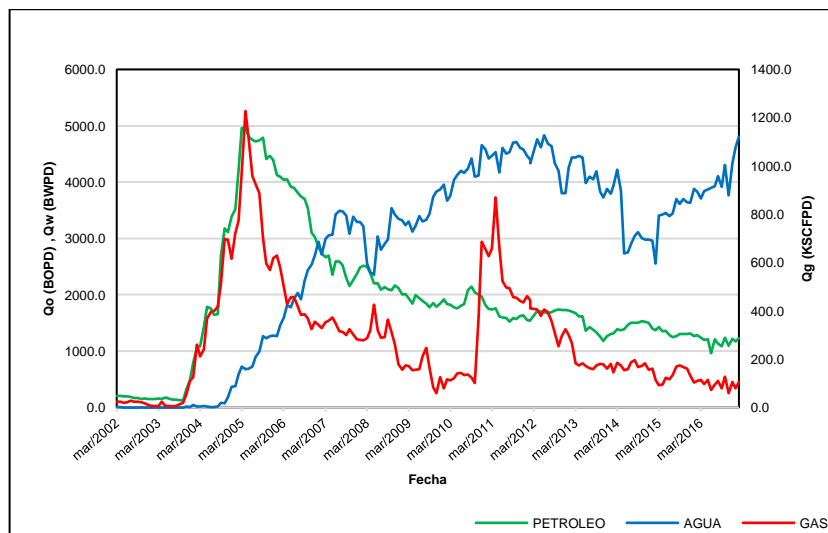


Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Los pozos no están distribuidos de una manera uniforme, es decir, no funcionan bajo ningún patrón o arreglo de inyección-producción.

A continuación, se presenta la producción histórica de fluidos del Bloque Norte del Campo Maduro (**Grafica 2**), desde marzo del 2002 hasta febrero de 2017.

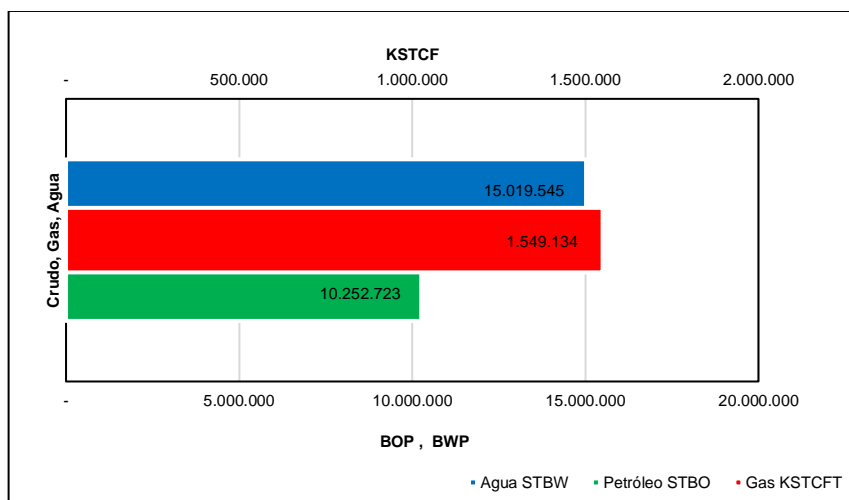
Grafica 2. Producción histórica de fluidos en el Bloque Norte, Campo Maduro



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

En la anterior gráfica, la intersección de las líneas de producción de petróleo y agua, indica con claridad que en el bloque existe un problema asociado al control de agua, porque de manera simultánea al disminuir la producción de crudo, incrementa la producción de agua, lo cual da una señal de invasión, esto no quiere decir que las reservas de petróleo de alguna manera se hayan terminado, o que el potencial hidrocarburífero de la zona, de un momento a otro, haya desmejorado, sino que, el yacimiento que es maduro, ha alcanzado un límite de producción idónea (bajo BSW). Este tipo de grafico de producción histórica de fluidos de un campo o sección de campo, es una gran herramienta para analizar si conviene o no aplicar un sistema de control de agua en algunos pozos.

Gráfica 3. Producción acumulada desde 2002 a 2017



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

El Bloque Norte del Campo Maduro, históricamente, tiene una producción de 683.514 barriles de crudo por año, obteniendo a la fecha un acumulado de 10.252.723 Bbls a lo largo de 15 años de producción... ver **Gráfica 3**.

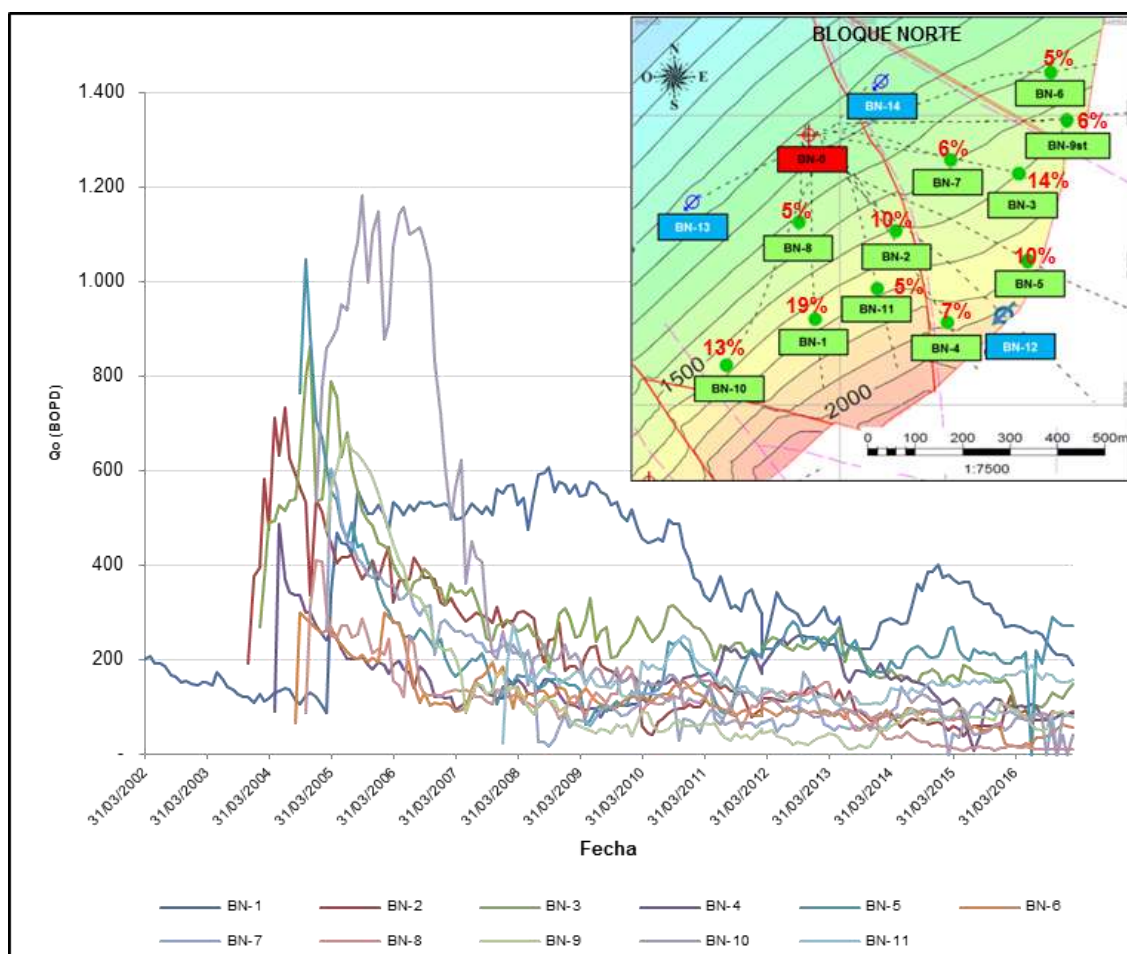
2.2.1 Análisis de producción por pozo. Los pozos del Bloque Norte, a lo largo de los años de explotación, han tenido variaciones en la producción de petróleo, es decir, no mantienen una tendencia única, al contrario, se presentan bajas y altas de producción, debido a los problemas de cada pozo, pero también por las iniciativas de mejorar la producción, todos estos factores deben ser analizados detalladamente para poder identificar las variables que afectan dicho comportamiento, como la tasa de inyección, el cierre temporal de pozos o zonas del yacimiento, así como el sistema de levantamiento artificial, que para todos los pozos productores de este bloque es el bombeo por cavidades progresivas.

De esta manera se hace un análisis de producción e inyección para cada pozo, desde su puesta en marcha, hasta la actualidad.

Como se puede observar en la **Gráfica 4**, de las 11 curvas de producción, hay dos que sobresalen, estas curvas son las de los pozos BN-1 y BN-10, el primero, es el mejor pozo que tiene el bloque, porque se ha sostenido su producción a lo largo del tiempo, el segundo, tuvo un crecimiento en sus primeros años de explotación llegando como ningún otro a casi 1.200 bopd, adicionalmente en la figura del bloque que contiene los porcentajes de producción de crudo acumulada de cada pozo, estos dos pozos están muy cerca, lo cual indica que es una zona prospectiva para la recuperación de crudo.

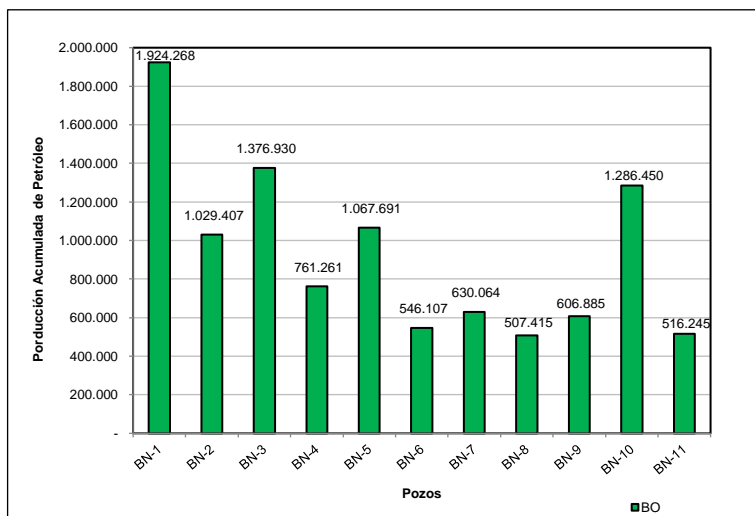
En la **Gráfica 5**, se presentan los volúmenes de crudo producido por pozo hasta la actualidad.

Gráfica 4. Producción histórica por pozo del Bloque Norte



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

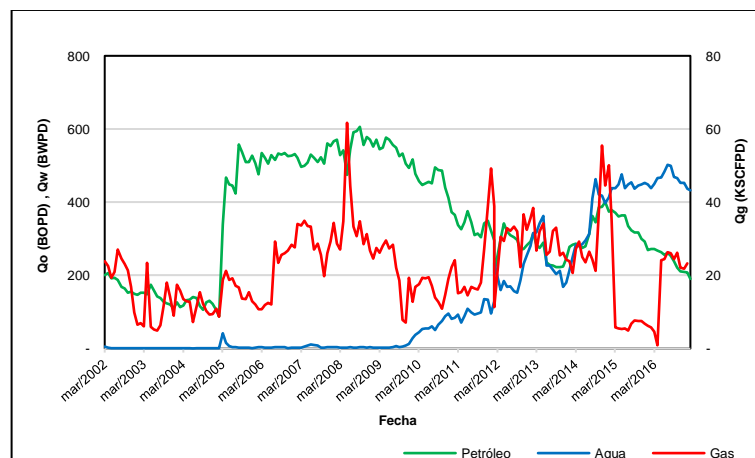
Grafica 5. Producción Acumulada por pozo del Bloque Norte



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

2.2.1.1 BN-1. El pozo BN-1, fue perforado como pozo de desarrollo el 9 de enero de 2002 a una profundidad total de 3781 ft MD, produciendo inicialmente 236 bfpd con un BSW del 1.7%, este pozo está abierto en las arenas A-2, A-3 y A-4, (**Tabla 3**), en el año 2008 llegó a su máxima producción con 600 bopd, casi instantáneamente al decrecer la producción de petróleo, creció continuamente la producción de agua, como se observa en la **Gráfica 6**, Llegando en el año 2016 al máximo de esta producción con 500 bwpd, la producción de gas también incremento en ese periodo. Según los intervalos cañoneados este pozo es influenciado por los tres pozos inyectores.

Grafica 6. Producción de fluidos BN-1



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La producción actual del pozo es de 190 bopd.

Tabla 3. Intervalos productores BN-1

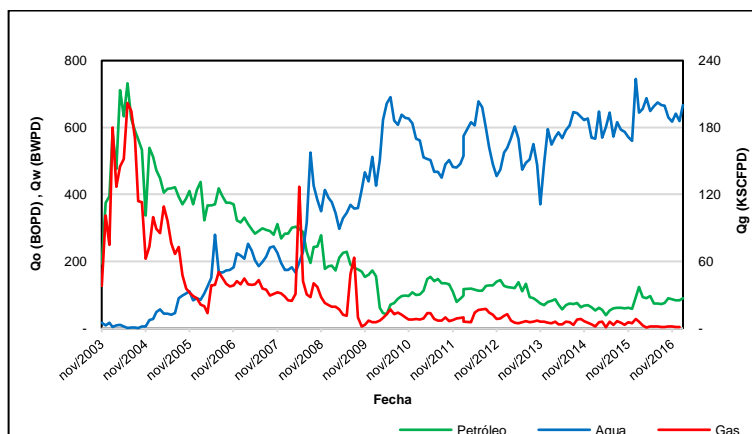
BN-1 TD 3781 ft	
ARENA	INTERVALO
A-2	2946-2966
A-3	3030-3040
A-3	3080-3100
A-3	3180-3200
A-4	3280-3300
A-4	3380-3400

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Como sucesos relevantes en el pozo, el año 2008 se presentó un problema en el sistema de bombeo pcp, producto de una falla del variador, por lo cual, hubo una desconexión de tubería en el pozo y una arremetida de producción de gas como se observa en la **Grafica 6**. El siguiente incremento en la producción de gas, fue en el año 2011, cuando se realizaron trabajos de apertura de nuevas zonas, A-3 (3030'-3040') y A-1 (3850'-3860'), estas zonas también fueron estimuladas con fracturamiento hidráulico.

2.2.1.2 BN-2. El pozo BN-2 fue perforado como pozo de desarrollo el 13 de octubre de 2003 a una profundidad total de 3725 ft MD, produciendo inicialmente 338 bfpd con un BSW del 1.3%, este pozo está cañoneado en las arenas A-3 y A-4, (**Tabla 4**), en el año 2004 llegó a su máxima producción de aceite con 732 bopd, posterior a esto, empezó a decrecer la producción de petróleo, simultáneamente creció de forma continua la producción de agua como se observa en la **Gráfica 7**. Llegando en el año 2016 a un máximo de producción con 745 bwpd, de esta manera continuo casi constante variando en rangos poco significativos. Según los intervalos cañoneados este pozo es influenciado por los tres pozos inyectores.

Grafica 7. Producción de fluidos BN-2



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La producción actual del pozo es de 90 bopd.

Tabla 4. Intervalos productores BN-2

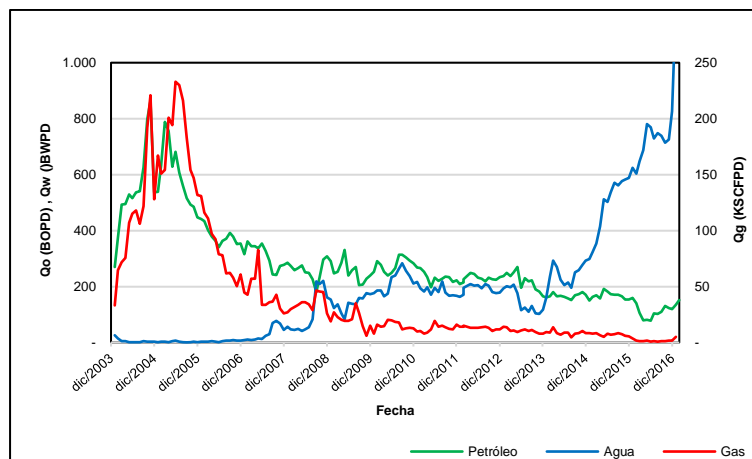
BN-2 TD 3725 ft	
ARENA	INTERVALO
A-3	3060-3080
A-3	3190-3210
A-4	3310-3330

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

En los años siguientes al 2004, el pozo presentó problemas con el sistema de bomba pcp, daños de diferente categoría, entre los cuales están ruptura y desconexión de centralizadores, fallas en el variador de la bomba, ruptura y desconexión de varillas, por lo cual fue necesario implementar trabajos de servicio a pozo, rediseñar e instalar nuevos equipos en superficie y en el año 2014 cambiar el cabezal del pozo por fallas continuas.

2.2.1.3 BN-3. El pozo BN-3 fue perforado como pozo de desarrollo el 9 de diciembre de 2003 a una profundidad total de 3855 ft MD, produciendo inicialmente 492 bfpd con un BSW del 2.5%, este pozo está abierto en las arenas A-1, A-3 y A-4, (**Tabla 5**), en el año 2004, llegó a su máxima producción de petróleo con 863 bopd, en el 2005 se evidencio la máxima producción de gas con 230 kscfcpd, en los años siguientes, estas dos producciones decrecieron simultáneamente; por otro lado, de manera inversa, la producción de agua comenzó su acenso en el 2007, llegando al 2017 a un máximo de 1308 bwpd, como se observa en la **Gráfica 8**. Según los intervalos cañoneados este pozo es influenciado por los tres pozos inyectoros.

Gráfica 8. Producción de fluidos BN-3



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La producción actual del pozo es de 151 bopd.

Tabla 5. Intervalos productores BN-3

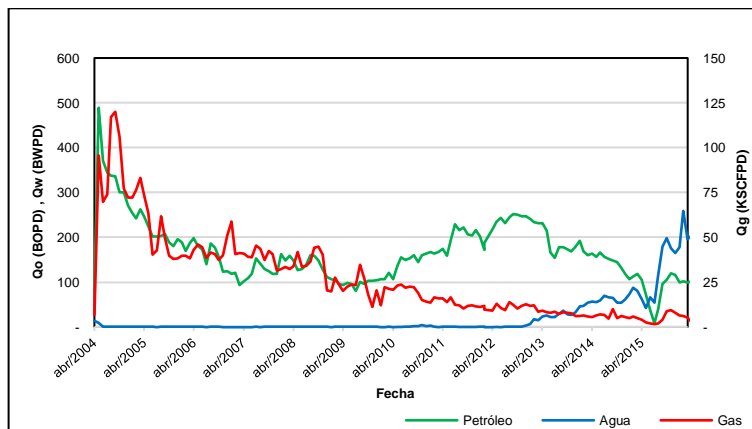
BN-3 TD 3855 ft	
ARENA	INTERVALO
A-1	3010-3030
A-3	3210-3230
A-3	3340-3360
A-4	3460-3480

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Aunque el pozo no produce en grandes cantidades, la producción de crudo se ha mantenido constante durante un largo periodo de tiempo, por lo cual está entre los tres pozos que más han producido crudo históricamente para el Bloque Norte del Campo Maduro. El sistema de bombeo pcp ha tenido que ser cambiado en diferentes ocasiones por problemas de pega de tubería y ruptura de varillas, este último problema está asociado a fallas del variador lo cual es un problema típico de este tipo de bombas.

2.2.1.4 BN-4. El pozo BN-4 fue perforado como pozo de desarrollo el 22 de marzo de 2003 a una profundidad total de 3685 ft MD, produciendo inicialmente 379 bfpd con un BSW del 0.2%, este pozo está abierto en las arenas A-1, A-3 y A-4, (**Tabla 6**) en el año 2004, llegó a su máxima producción con 489 bopd, también en ese año, se evidencio la máxima producción de gas con 120 kscfpd, esta producción fue decreciendo suavemente hasta la actualidad, gracias a la inyección de agua, en los años siguientes la producción de petróleo tuvo altibajos, pero en el 2013 mejoro la producción, posteriormente se presentó la irrupción de agua, como se observa en la **Gráfica 9**. Según los intervalos cañoneados este pozo es influenciado por los tres pozos inyectoros.

Grafica 9. Producción de fluidos BN-4



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La producción actual del pozo es de 88 bopd.

Tabla 6. Intervalos productores BN-4

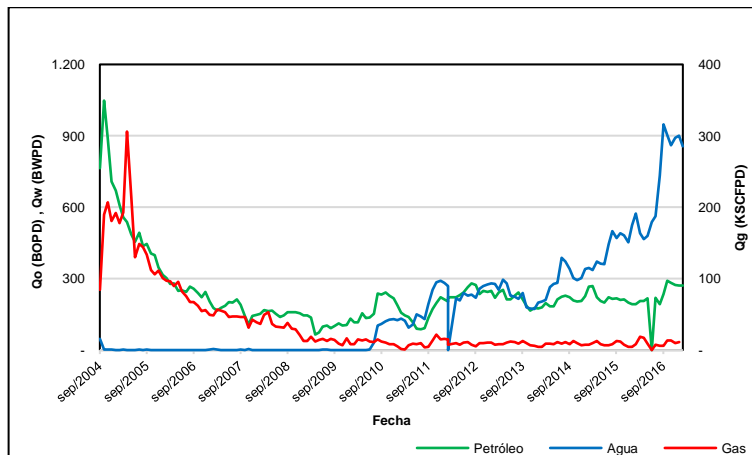
BN-4 TD 3685 ft	
ARENA	INTERVALO
A-1	2800-2820
A-3	3010-3030
A-3	3130-3150
A-4	3270-3290

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Este pozo mantuvo la producción de petróleo de una manera equilibrada y constante, sin presentar producción de agua, solo hasta el 2013 cuando se dio la ruptura, lo cual sugiere que solo cuando logro drenar el petróleo de la zona, el agua del acuífero se conificó alrededor del pozo, e invadió los cañones que al principio cubrían únicamente la zona de petróleo. Este pozo también ha presentado problemas con el sistema de levantamiento artificial generando trabajos de cambio de motores y mantenimiento en el variador y cabezal del pozo.

2.2.1.5 BN-5. El pozo BN-5 fue perforado como pozo de desarrollo el 10 de julio de 2004 a una profundidad total de 4200 ft MD, produciendo inicialmente 1114 bfpd, la cual fue su máxima producción histórica, con un BSW del 0.5%, este pozo está abierto en las arenas A-1, A-3 y A-4, (**Tabla 7**), en el 2005, se evidencio la máxima producción de gas 306 kscfpd; en los años siguientes, estas dos producciones decrecieron en simultaneo rápidamente, por otro lado, de manera inversa la producción de agua comenzó su acenso en el 2009, llegando al 2016 a un máximo de 948 bwpd, como se observa en la **Gráfica 10**. Según los intervalos cañoneados este pozo es influenciado por los tres pozos inyectoros.

Gráfica 10. Producción de fluidos BN-5



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La producción actual del pozo es de 271 bopd.

Tabla 7. Intervalos productores BN-5

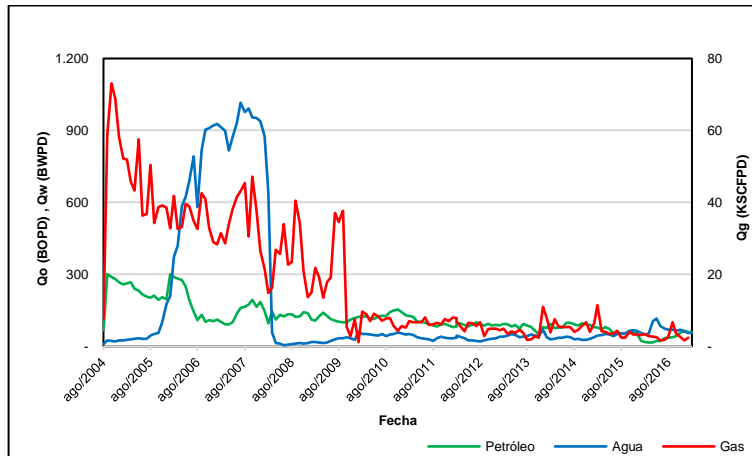
BN-5 TD 4200 ft	
ARENA	INTERVALO
A-1	3160-3180
A-3	3370-3390
A-3	3470-3490
A-4	3600-3620
A-4	3730-3750

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La despresurización debido al drene en el radio de influencia de este pozo, se dio de una manera muy abrupta, esto es característico de una zona aislada del acuífero, una porción de yacimiento que fue alcanzada por una fractura asociada a la estimulación del pozo.

2.2.1.6 BN-6. El pozo BN-6 fue perforado como pozo de desarrollo el 21 de julio de 2004 a una profundidad total de 4122 ft MD, produciendo inicialmente 341 bfpd con un BSW del 7.6%, este pozo está abierto en la arena A-3 (**Tabla 8**), en el año 2006 llegó a una máxima producción de 280 bopd, en el año 2005 hubo una arremetida abrupta de agua, esta producción paso de 23 a 976 bwpd, en los años siguientes estas dos producciones decrecieron simultáneamente, el petróleo de manera gradual y el agua cayo de la producción del 2008 a un mínimo de 38 bwpd gracias al cierre de la arena A-4, arena cercana al acuífero, en el 2009, en adelante tanto la producción de petróleo como la de agua se estabilizaron en valores de 100 bpd, como se observa en la **Gráfica 11**. Este pozo es influenciado por los pozos inyectores BN-12, BN-13 y BN-14.

Grafica 11. Producción de fluidos BN-6



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La producción actual del pozo es de 59 bopd.

Tabla 8. Intervalos productores BN-6

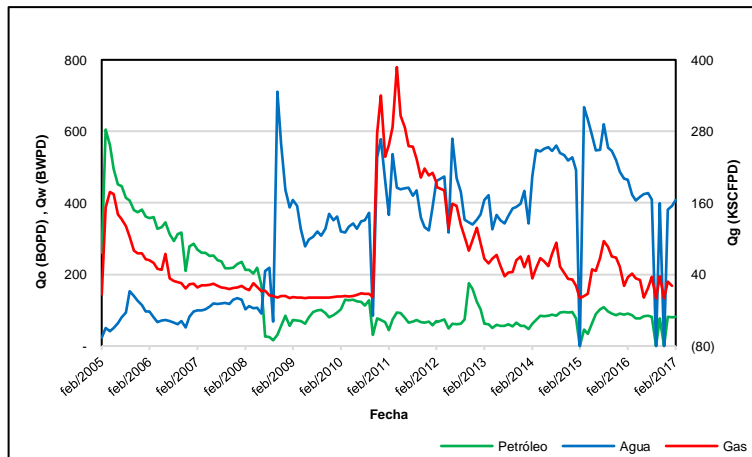
BN-6 TD 4122 ft	
ARENA	INTERVALO
A-3	3230-3250
A-3	3340-3360
A-3	3380-3440
A-3	3480-3500

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Actualmente el BN-6 es uno de los pozos que menos aporta fluidos en el bloque, sin embargo, la tendencia se mantiene uniforme, lo cual indica que los mecanismos naturales de producción del yacimiento son los que gobiernan el comportamiento de este pozo.

2.2.1.7 BN-7. El pozo BN-7 fue perforado como pozo de desarrollo el 14 de septiembre de 2004 a una profundidad total de 3823 ft MD, produciendo inicialmente 85 bfpd con un BSW del 11%, este pozo está abierto en las arenas A-1, A-3 y A-4, (**Tabla 9**). En el año 2005 llegó a su máxima producción de 605 bopd, posteriormente, la producción de crudo decreció continuamente hasta la actualidad, mientras que la producción de agua y gas lograron unos máximos de producción durante esos años, la producción máxima de gas fue en el 2011 y la producción máxima de agua fue en 2008, como se observa en la **Gráfica 12**. Según los intervalos cañoneados este pozo es influenciado por los tres pozos inyectoros.

Gráfica 12. Producción de fluidos BN-7



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La producción actual del pozo es de 81 bopd.

Tabla 9. Intervalos productores BN-7

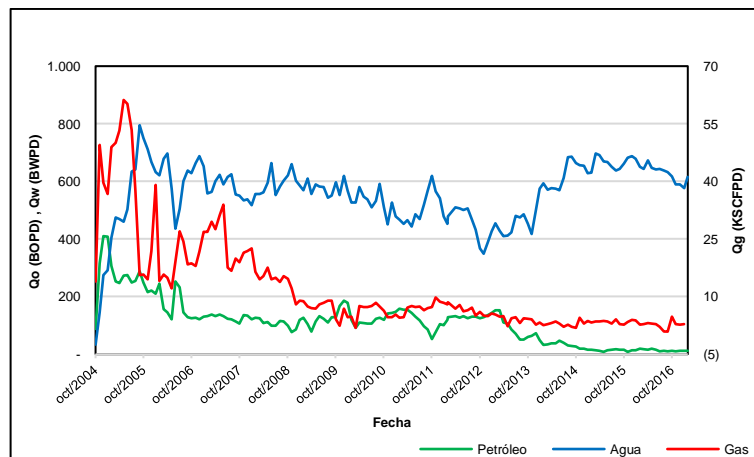
BN-7 TD 3823 ft	
ARENA	INTERVALO
A-1	2960-2980
A-3	3150-3170
A-3	3260-3280
A-4	3380-3400
A-4	3450-3460

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Es evidente que el pozo presenta problemas de control de agua, como se puede apreciar en la **Grafica 12**, que muestra el intercepto de la curva de producción de petróleo y la de agua, indicando que de alguna manera el canal de fluencia del crudo fue ocupado por el agua. Este pozo está ubicado en la parte baja del monoclinal cerca al contacto agua petróleo, lo cual insinúa que, el contacto es dinámico y que gracias al drene del crudo en la zona el agua llegó hasta los intervalos más bajos del completamiento del pozo. La producción anómala de gas, que se presentó a finales del 2010 fue producto del cañoneo de AR-2, arena que fue cerrada en los años posteriores.

2.2.1.8 BN-8. El pozo BN-8 fue perforado como pozo de desarrollo el 23 de septiembre de 2004 a una profundidad total de 3891 ft MD, produciendo inicialmente 409 bfpd la cual fue su máxima producción, con un BSW del 25%, este pozo está abierto en las arenas A-1, A-3 y A-4 (**Tabla 10**), así mismo fue el máximo de producción de gas y agua; la producción de agua duplica el valor de producción de petróleo como se observa en la **Gráfica 13**. Según los intervalos cañoneados este pozo es influenciado por los tres pozos inyectores.

Grafica 13. Producción de fluidos BN-8



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La producción actual del pozo es de 12 bopd.

Tabla 10. Intervalos productores BN-8

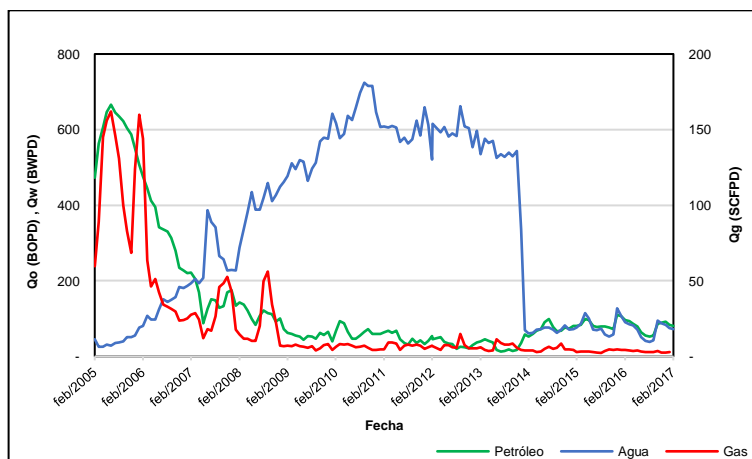
BN-8 TD 3891 ft	
ARENA	INTERVALO
A-1	2990-3010
A-3	3180-3200
A-3	3270-3290
A-4	3390-3410

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Este pozo presento la ruptura en un periodo muy temprano de su explotación, la principal causa, se presume es su posición en la estructura del yacimiento, el intervalo de A-4 está muy cerca del acuífero, zona naturalmente fracturada, aunque presenta producción de hidrocarburos, este pozo es un gran candidato para aislar en algunas zonas o ser convertido a inyector ya que actualmente su corte de agua es de más de 95%.

2.2.1.9 BN-9st. El pozo BN-9st fue perforado como pozo de desarrollo el 11 de octubre de 2004 a una profundidad total de 4100 ft MD, produciendo inicialmente 583 bfpd con un BSW del 5%, este pozo está abierto en las arenas A-1, A-3 y A-4 (**Tabla 11**); en el año 2005 llego a una máxima producción de 646 bopd, posteriormente la producción de hidrocarburos decreció rápidamente hasta el 2007, de ese punto en adelante decreció continuamente hasta la actualidad, mientras que la producción de agua logro uno máximo de producción después de ese año, como se observa en la **Gráfica 14**. Según los intervalos cañoneados este pozo es influenciado por los tres pozos inyectores.

Grafica 14. Producción de fluidos BN-9ST



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La producción actual del pozo es de 80 bopd.

Tabla 11. Intervalos productores BN-9st

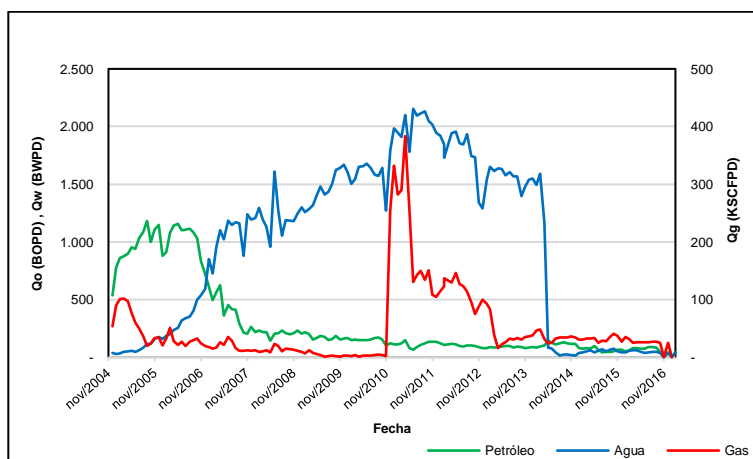
BN-9ST TD 4100 ft	
ARENA	INTERVALO
A-1	3210-3225
A-1	3240-3255
A-3	3360-3385
A-3	3410-3430
A-3	3455-3480
A-3	3505-3525
A-4	3620-3640

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La posición de este pozo en la estructura del yacimiento es cerca a la fractura más grande al noreste del Bloque, razón por la cual presenta problemas de control de agua, la ruptura ocurrió dos años después de su apertura como pozo productor; debido a la alta producción de agua, en el año 2013 se hizo un estudio que finalizó con el aislamiento en una zona de A-4, lo que efectivamente contribuyó con la disminución del corte de agua en el pozo.

2.2.1.10 BN-10. El pozo BN-10 fue perforado como pozo de desarrollo el 9 de noviembre de 2004 a una profundidad total de 4038 ft MD, produciendo inicialmente 813 bfpd con un BSW del 4%, este pozo está abierto en las arenas AR-1, AR-2, A-1, A-2 y A-3 (**Tabla 12**); En el año 2005 llegó a su máxima producción con 1.181 bopd, posteriormente la producción de crudo decreció continuamente hasta la actualidad, mientras que la producción de agua y gas lograron unos máximos de producción como se aprecia en la **Gráfica 15**. Según los intervalos cañoneados este pozo es influenciado por los tres pozos inyectores.

Grafica 15. Producción de fluidos BN-10



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La producción actual del pozo es de 42 bopd.

Tabla 12. Intervalos productores BN-10

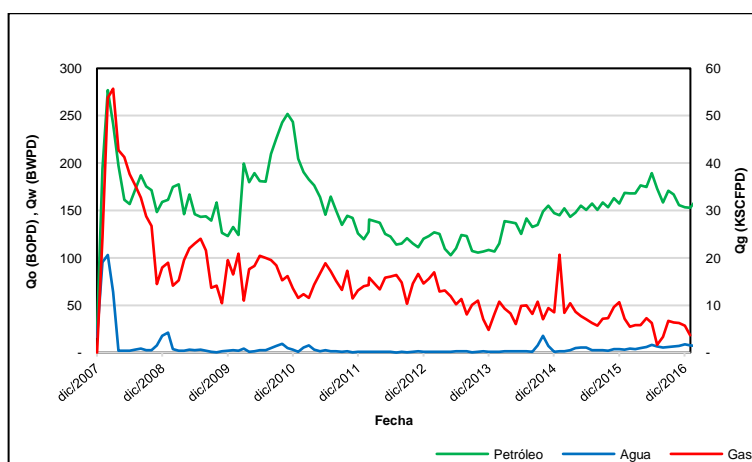
BN-10 TD 4038 ft	
ARENA	INTERVALO
AR-1	2240-2260
AR-2	2320-2340
A-1	3060-3130
A-2	3160-3210
A-3	3260-3320
A-3	3440-3460

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

En el año 2010 se presentó una alta producción de gas en el pozo, producto de la apertura de nuevas zonas (AR-1 y AR-2), estas arenas están en la parte alta de la columna estratigráfica, por lo que es normal que se haya encontrado la capa de gas que soporta la presión del yacimiento, como se observa en la **Grafica 15**, esta apertura no trajo consigo repercusiones con respecto a la producción de crudo.

2.2.1.11 BN-11. El pozo BN-11 fue perforado como pozo de desarrollo el 30 de octubre de 2007 a una profundidad total de 4100 ft MD, produciendo inicialmente 583 bfpd con un BSW del 5%, este pozo está abierto en las arenas A-1 y A-3 (**Tabla 13**); en el año 2008 llegó a su máxima producción con 275 bopd, este pozo es el único en el que la producción de crudo gobierna la producción de fluidos, además no ha presentado la ruptura, y la producción de fluidos es uniforme como se puede apreciar en la **Gráfica 16**. Según los intervalos cañoneados este pozo es influenciado por los tres pozos inyectores.

Grafica 16. Producción de fluidos BN-11



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La producción actual del pozo es de 159 bopd.

Tabla 13. Intervalos productores BN-11

BN-11 TD 3703 ft	
ARENA	INTERVALO
A-1	2815-2825
A-3	2990-3000
A-3	3070-3080
A-3	3140-3150
A-4	3250-3260
A-4	3340-3350

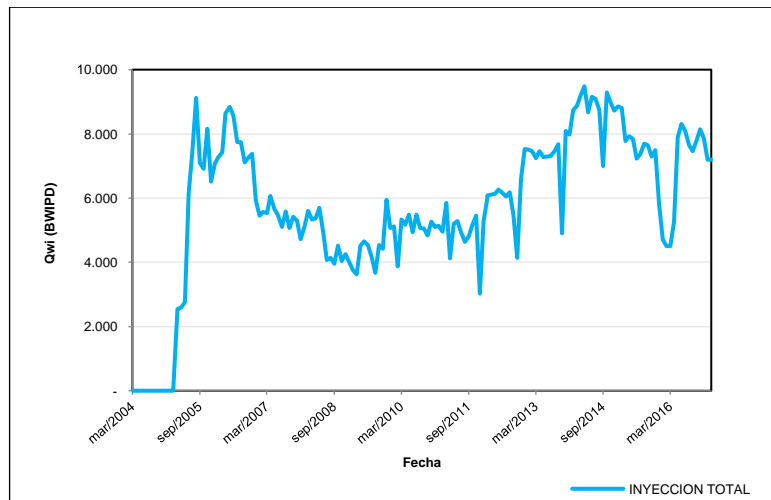
Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Este pozo ha presentado una producción importante y sostenida de petróleo, con un bajo BSW, siendo el último perforado en el Bloque Norte. El desarrollo de este pozo, indica que el petróleo que se había movido desde los inicios de la exploración en el bloque estaba acumulado en esta zona, donde se hallaba entrampado, este comportamiento justifica la idea de perforar nuevos pozos de producción en zonas no drenadas del yacimiento, esperando que se encuentren bancos de crudo residual.

2.3 DESARROLLO DE LA INYECCIÓN DE AGUA, BLOQUE NORTE

En el Bloque Norte del Campo Maduro, se implementó la inyección de agua como método de recobro mejorado, por ser económica y técnicamente el mejor sistema de producción, dicho método se usó en todo el campo desde los inicios de su explotación, logrando un incremento de producción de petróleo y una evidente disminución en la de producción de gas.

Grafica 17. Inyección Total de agua, Bloque Norte Campo Maduro



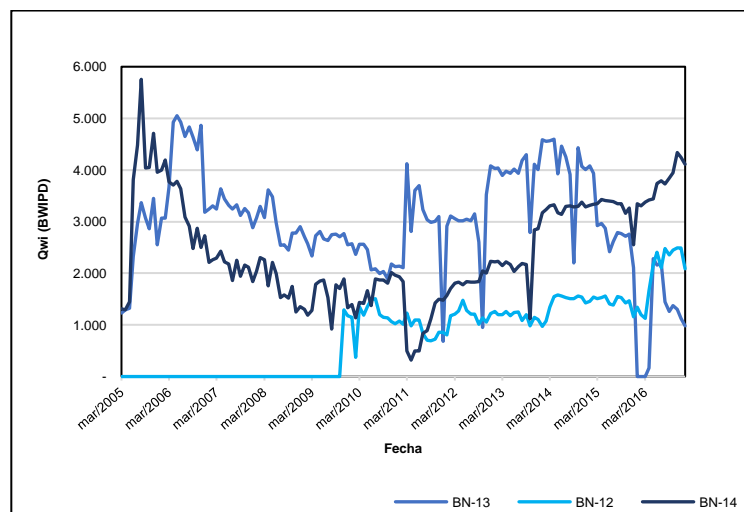
Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

En los primeros años de inyección (2005), se logró el aumento en la producción de aceite en algunos pozos, como también se evidenció la irrupción instantánea del agua inyectada en otros, por lo que en los próximos años (2006–2011) se trabajó en la búsqueda de los caudales de inyección convenientes para que se desplazara el banco de petróleo y no se canalizara el agua inyectada, como se observa en la **Gráfica 17**.

Del año 2012 en adelante, una solución fue aumentar los caudales de agua inyectada, con el fin de barrer el máximo petróleo posible, teniendo en cuenta el corte de agua para así mantener una apropiada distribución de los fluidos en el yacimiento, por lo cual es interesante dar con la ubicación del petróleo no contactado que probablemente está en zonas no drenadas, zonas aisladas por el mismo flujo del agua inyectada.

2.3.1 Análisis de inyección de agua por pozo. Son tres pozos de inyección los que en el Bloque Norte soportan la producción de 11 pozos; estos pozos inyectan selectivamente desde los extremos inferior y superior de la estructura monoclinial del yacimiento a diferentes caudales (**Grafica 18**). La ubicación espacial de los pozos inyectoros intenta hacer una distribución del fluido en todo el bloque, pero en la actualidad no hay continuidad lateral y se ha perdido eficiencia de barrido e influencia sobre la producción de crudo, dicho esto, a continuación, se hace un recuento de la historia operativa de cada pozo inyector.

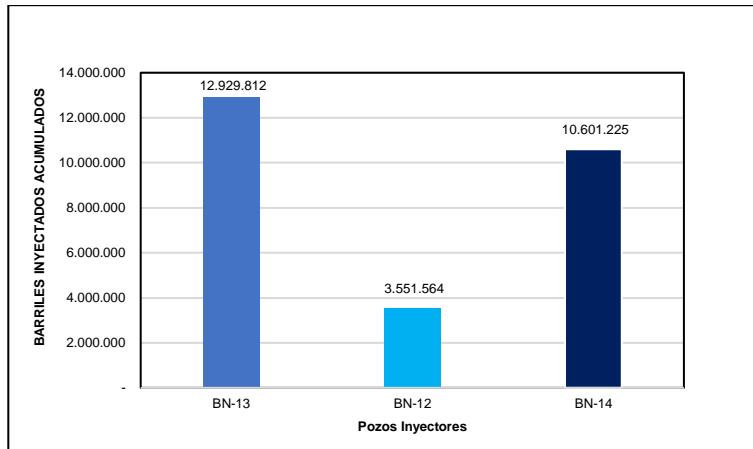
Grafica 18. Inyección de agua por pozo, Bloque Norte



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

En la **Grafica 19**, se puede observar la cantidad de agua inyectada por cada pozo, en donde se evidencia que el BN-13 tiene el mayor porcentaje de agua inyectada hasta la actualidad, seguido del BN-14 y el BN-12 respectivamente.

Gráfica 19. Inyección acumulada desde 2005 a 2017*



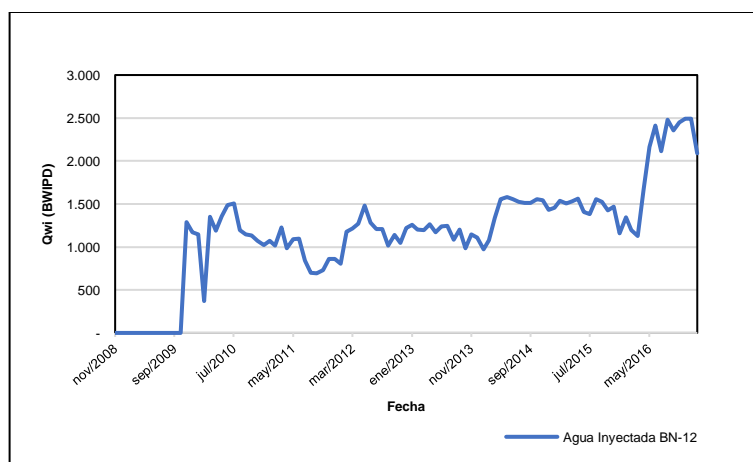
Fuente. Nexen Petroleum Colombia

El total de agua inyectada es de 27.082.601 barriles de agua, equivalente a 2.256.883 bwipy.

2.3.1.1 BN-12. El pozo inyector BN-12 fue perforado como pozo de desarrollo el 2 de octubre del año 2004 a una profundidad de 3890 ft (MD), inicialmente con el fin de producir selectivamente en las arenas A-3 y A-4 (**Tabla 14**); en el año 2009 se realizó la conversión a inyector, debido al elevado corte de agua que presentaba y por su ubicación en el yacimiento, desde la cual se podría influenciar a los pozos productores más cercanos para mejorar la producción de la zona.

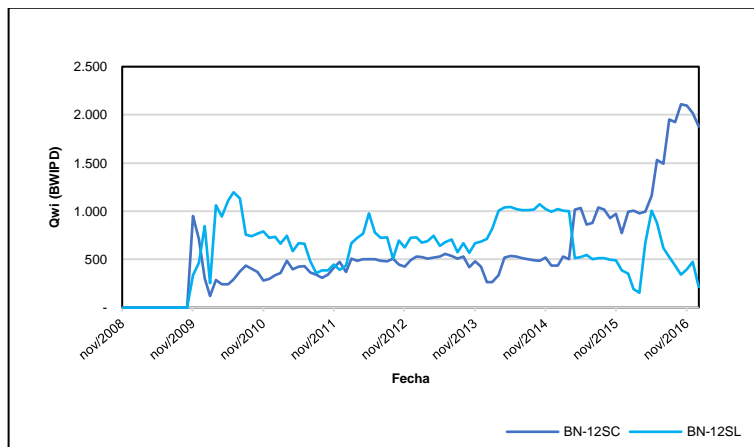
En la **Grafica 20** y **Grafica 21** se presenta el comportamiento de la inyección histórica del BN-12 de forma unificada y discriminada por sartas respectivamente.

Grafica 20. Inyección de pozo BN-12



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Grafica 21. Inyección de pozo BN-12 Sarta Corta y Sarta Larga



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La inyección actual del pozo es de 2.092 bwpd.

Tabla 14. Intervalos de inyección BN-12

BN-12 TD 3890 ft	
ARENA	INTERVALO
A-3 SC	3180-3200
A-3 SC	3270-3290
A-4 SL	3410-3430
A-4 SL	3500-3520

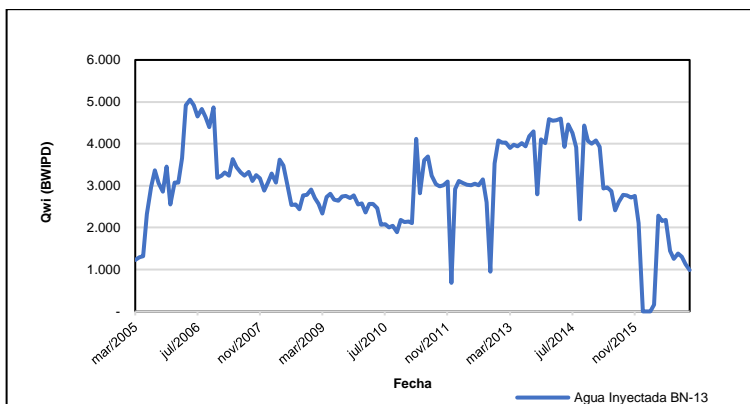
Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Este pozo, presenta la menor inyección de agua histórica en el Bloque Norte, con un valor de 3.551.564 Bbls lo cual representa el 13%, esto debido a que el comienzo de la misma se dio mucho tiempo después que la de los otros dos pozos inyectoros del Bloque.

2.3.1.2 BN-13. El pozo inyector BN-13 fue perforado como pozo de inyección el 7 de enero de 2005 a una profundidad de 4212 ft (MD) con el fin de inyectar selectivamente en A-4 (**Tabla 15**); en el año 2012 se realizó la conversión a inyección dual donde se sumó una sarta corta con el fin de llegar a la arena A-3.

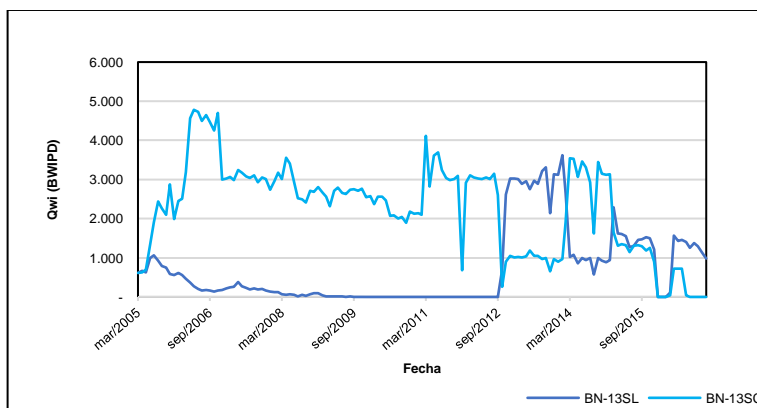
En la **Grafica 22** y **Grafica 23** se presenta el comportamiento de la inyección histórica del BN-13 de forma unificada y discriminada por sartas, respectivamente.

Gráfica 22. Inyección de pozo BN-13



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Gráfica 23. Inyección de agua BN-13 Sarta Corta y Sarta Larga



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La inyección actual del pozo es de 989 bwpd.

Tabla 15. Intervalos de inyección BN-13

BN-13 TD 4212 ft	
ARENA	INTERVALO
A-3 SC	3470-3480
A-3 SC	3550-3560
A-3 SC	3630-3640
A-4 SL	3730-3740
A-4 SL	3830-3840

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

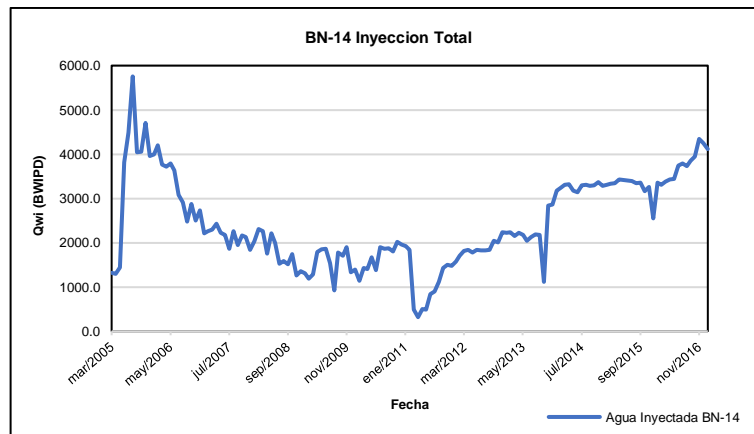
El pozo BN-13 ha inyectado a lo largo de su historia operacional 10.601.225 Bbls, lo que representa el 39% del agua inyectada en el bloque, con variación en las tasas de inyección con el fin de determinar el caudal óptimo para conseguir el

mejor barrido de crudo, en general, este pozo no ha tenido problemas en operacionales con respecto a su completamiento.

El pozo inyecta por tubería convencional de inyección mediante las sartas corta y larga como se explicó anteriormente. Este tipo de completamiento le permite al pozo abarcar más área transversal de la formación, en este pozo se han incluido trabajos de estimulación mecánica por medio de back flow y suaveo, para destaponar algunos poros en la cara de la formación y de esta manera mejorar la inyectividad del pozo, el fracturamiento hidráulico es también un mecanismo utilizado.

2.3.1.3 BN-14. El pozo inyector BN-14 fue perforado como pozo de inyección el 27 de diciembre de 2004 a una profundidad de 4005 ft (MD) con el fin de inyectar selectivamente en las arenas A-1, A-3 y A-4 (**Tabla 16**); la declinación de la curva en la mitad de la **Grafica 24**, es producto de la búsqueda de un caudal óptimo de inyección, un caudal que permita al agua fluir de una manera más uniforme, para que no tome canales preferenciales y por el contrario, barra todo el petróleo posible.

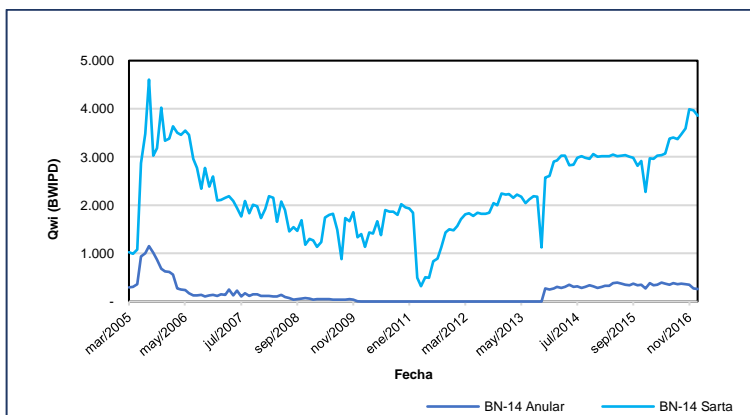
Grafica 24. Inyección de agua BN-14



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

En la **Grafica 25**, se presenta el comportamiento de la inyección histórica del BN-14, dividida por sarta y anular.

Grafica 25. Inyección de agua BN-14 Anular y Sarta Corta



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La inyección actual del pozo es de 4.109 bwpd.

Tabla 16. Intervalos de inyección BN-14

BN-14 TD 4005 ft	
ARENA	INTERVALO
A-1 Anular	3145-3155
A-3 Sarta	3420-3430
A-3 Sarta	3495-3505
A-4 Sarta	3565-3575
A-4 Sarta	3660-3670

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

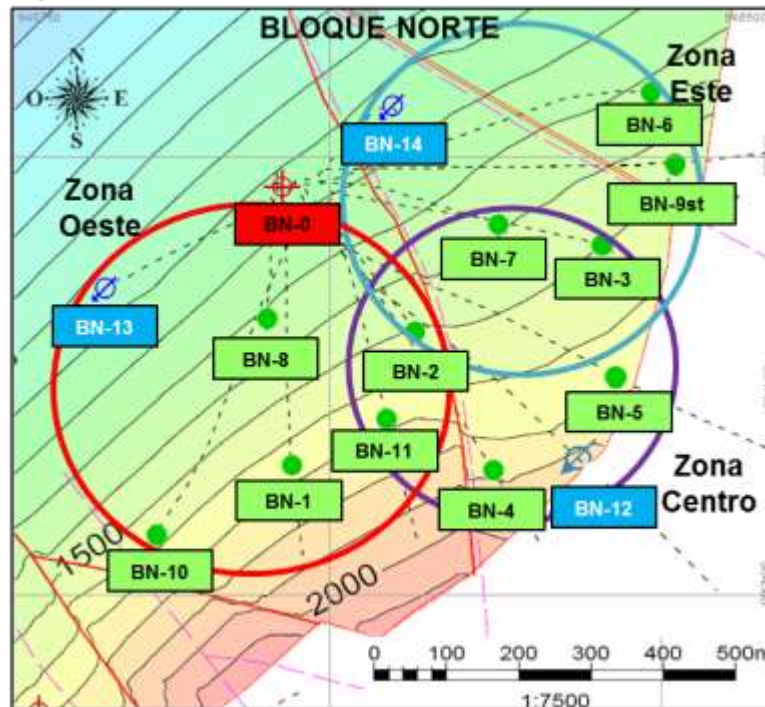
Este pozo ha inyectado 12.929.812 Bbls de agua, los cuales representan el 48% de la inyección histórica del Bloque Norte del campo, aunque históricamente este pozo es el que más agua ha inyectado, en la actualidad inyecta menos agua que el BN-13. Su completamiento es sencillo, es decir, un solo tubo cañoneado en los tres distintos estratos, está separado por empaques que controlan el aislamiento de cada uno de estos, este pozo está ubicado en medio de dos fallas en la parte baja de la estructura monoclinial, lo cual afecta su eficiencia de barrido.

2.4 INFLUENCIA ZONAL EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS POR LA INYECCIÓN DE AGUA

La relación entre la producción de fluidos y la inyección de agua en el Bloque Norte del Campo Maduro, está altamente influenciada por las condiciones estructurales del yacimiento, el Boque Norte está dividido en tres sub-bloques por las grandes fracturas que se generaron en la parte alta de la estructura monoclinial, producto de la compresión tectónica del subsuelo, lo cual genera que

el reservorio no sea continuo, haciendo necesaria la selección de áreas especiales con relación inyección-producción prospectivas, basados en la data histórica de cada pozo. Basados en lo anterior se presenta en la **Figura 14** la selección de las áreas de influencia radial convenientes para este proyecto.

Figura 14. Zonificación Bloque Norte



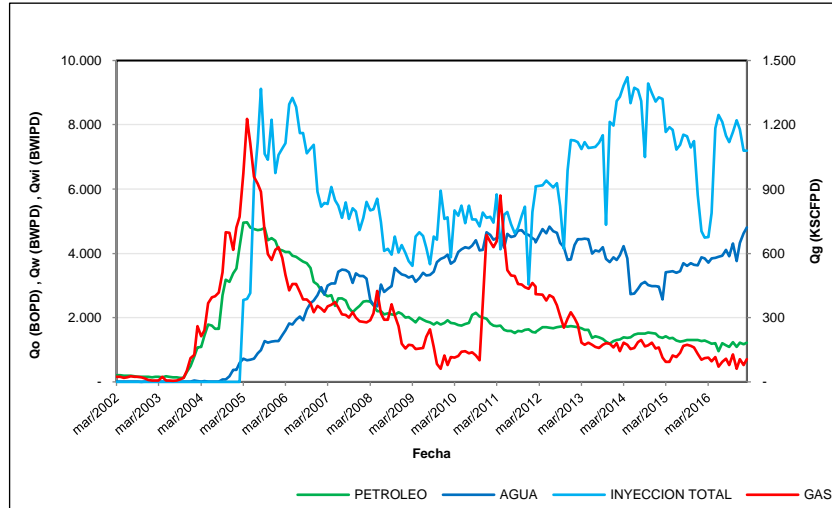
Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd. Modificado por el autor

Estos radios de influencia se toman convenientemente pensando en la posibilidad de generar un arreglo entre pozos que beneficie la producción incremental, pero que, bajo la condición de yacimiento naturalmente fracturado, se hace por la proximidad de los pozos productores a los inyectores, aunque teóricamente todos los pozos estarían influenciados entre sí por los intervalos cañoneados que comparten.

Actualmente se tiene una distribución irregular tanto en la producción de fluidos como en la inyección de agua, los puntos de mayor producción no están marcados con claridad dentro del bloque y como se ha explicado anteriormente, la distribución inicial de los fluidos en el yacimiento es totalmente diferente a la actual, por tanto, no es preciso determinar el alojamiento del petróleo entrampado y los canales preferenciales del agua de inyección, identificando varios problemas, como la conificación, fracturas o fallas que involucren una capa saturada de agua, capas inundadas con flujo transversal, entre otros. En la **Grafica 26**, es evidente que el Bloque presenta problemas de control de agua, algo que en la actualidad es muy común en los campos maduros donde se implementó la inyección de agua

como mecanismo de producción, por lo que es interesante desarrollar alternativas de tratamiento para estos yacimientos.

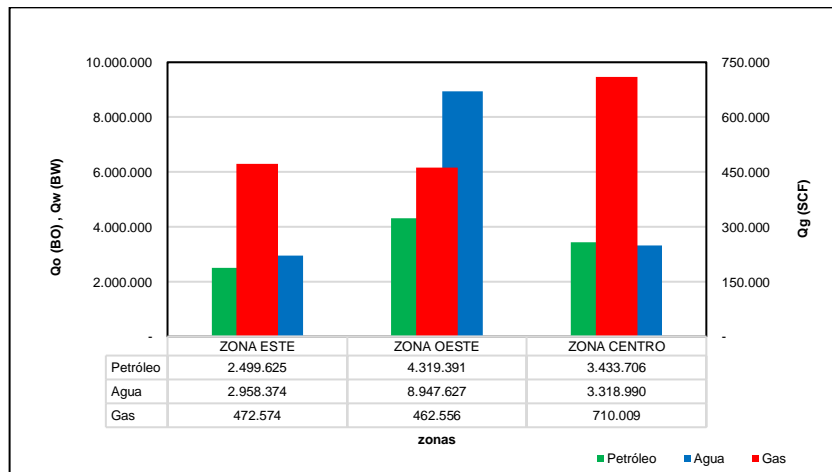
Grafica 26. Producción Vs inyección general del Bloque Norte



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Teniendo en cuenta la división espacial propuesta en la página anterior se tiene que, en la Zona Este (inyector BN-14) es donde actualmente se inyecta más agua, con un porcentaje del 57%, le sigue la Zona Centro (inyector BN-12) con 29% y por último la zona Oeste (inyector BN-13) correspondiente al 14%, en general el Bloque Norte inyecta 7.188 barriles de agua por día y tiene un acumulado a enero del año 2017 de 27.082.601 barriles inyectados de agua. En lo concerniente al petróleo se tiene que la Zona Este representa el 24% del acumulado, la Zona Centro el 34% y la Zona Oeste el 42%, como se observa en la **Grafica 27**.

Grafica 27. Producción acumulada por zona

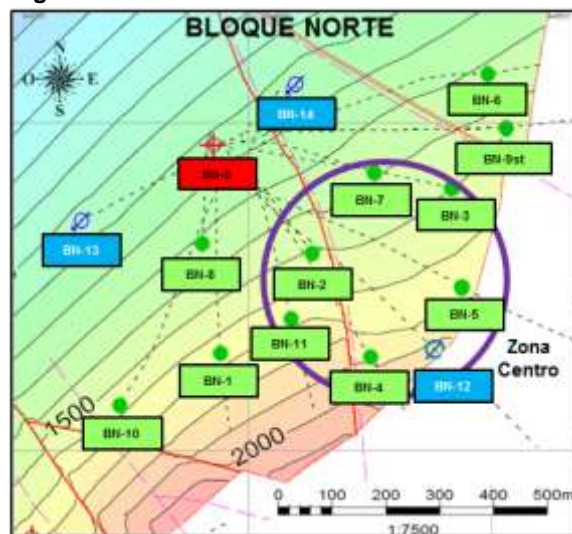


Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

De la anterior gráfica se puede establecer que, la Zona Oeste es la mayor productora tanto de petróleo como de agua, esta zona es la más grande del Bloque, los pozos están mucho más separados entre sí con respecto a las otras zonas, la Zona Centro y Este presentan más proximidad entre sus pozos.

2.4.1 Zona Centro. La Zona Centro tiene un radio aproximado de 225 m (**Figura 15**), se tiene al BN-12 como pozo inyector y a los siguientes como productores, BN-2, BN-3, BN-4, BN-5, BN-6 y BN-11. En esta zona está presente el pozo que en la actualidad es el mayor productor de petróleo del Bloque (BN-5), que al mismo tiempo es uno de los cuatro pozos con mayor producción de agua junto con el BN-3.

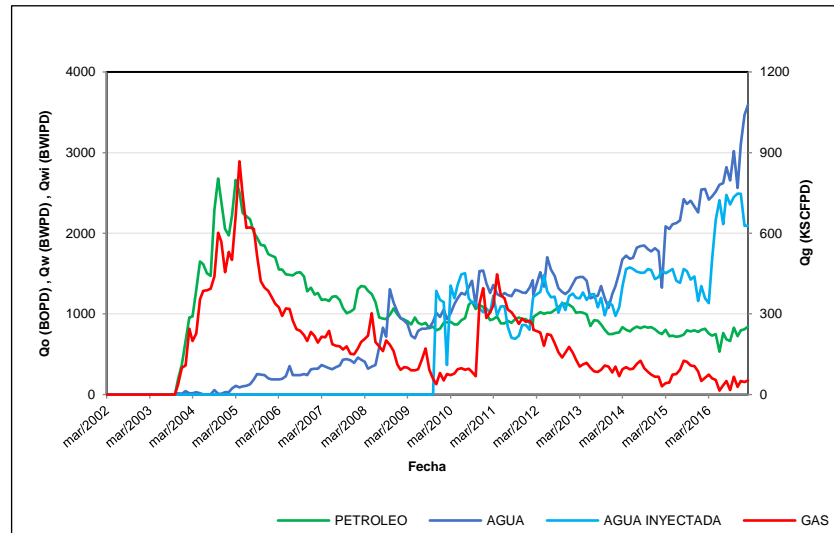
Figura 15. Delimitación Zona Centro



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

A la fecha se han producido en la Zona Centro 3.433.706 BO, 3.318.990 BW y 711.285 KCF, la producción elevada de gas se debe a que esta zona se encuentra en la parte alta del monoclinial, lugar donde se encuentra la capa de gas, aunque todos los pozos están perforados de manera selectiva intentando aislar esta capa, el fracturamiento de la roca crea canales por los cuales viaja el gas hasta inmiscuirse en la producción (**Grafica 28**), lo cual no conviene porque la producción de ese gas representa despresurización del bloque.

Grafica 28. Producción e Inyección Zona Centro

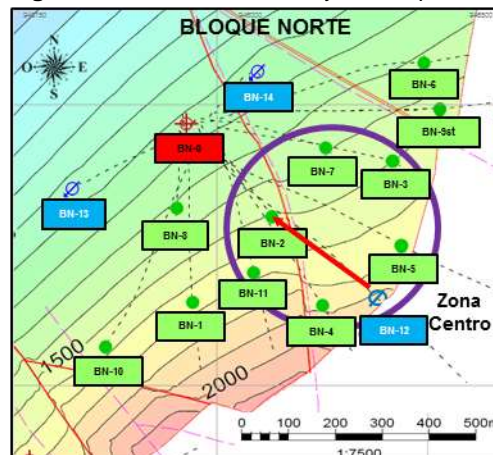


Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Como se observa en la **Grafica 28**, la producción de la zona se equilibró a un valor de 1.000 bopd en el momento en el que comenzó la inyección de agua, de ahí en adelante fue necesario incrementar la tasa de agua inyectada para mantener una buena producción de crudo, que en la actualidad es de 841 bopd, es decir en 8 años ha disminuido solo 159 barriles por día.

2.4.1.1 Inyector BN-12 – Productor BN-2. Se puede decir, que según lo observado en la **Gráfica 29**, existe comunicación entre estos dos pozos, la distancia que los separa es de 905.40 ft (**Figura 16**); la inyección de BN-12 no sirvió para que se lograra una producción incremental de hidrocarburos, pero si se dio una producción de agua incremental justo cuando inicio la inyección.

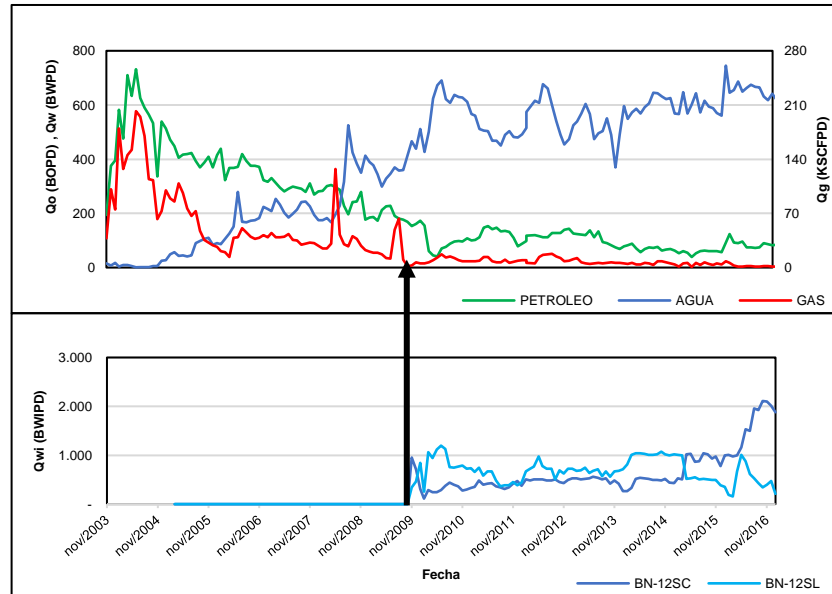
Figura 16. Relación BN-12 iny - BN-2 prod



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La ubicación cercana a la falla del BN-2 ratifica la hipótesis de que el agua de inyección viaja por la falla y llega directamente a ser producida, sin barrer petróleo durante su recorrido en el subsuelo.

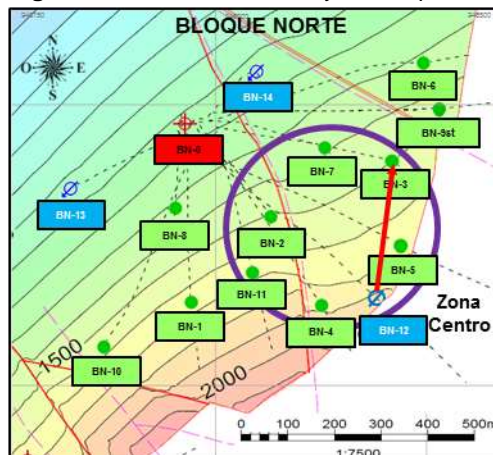
Grafica 29. Comparación producción-inyección (BN-2, BN-12)



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

2.4.1.2 Inyector BN-12 – Productor BN-3. Estos pozos están separados por una distancia de 892.36 ft (**Figura 17**). Se puede observar en la **Gráfica 30**, que la inyección de alguna manera soporta la producción de petróleo, no es evidente que esta incrementara con dicha inyección de agua, pero la disminución de la producción de gas y la producción sostenida en un rango de 200 bopd indican que hay comunicación.

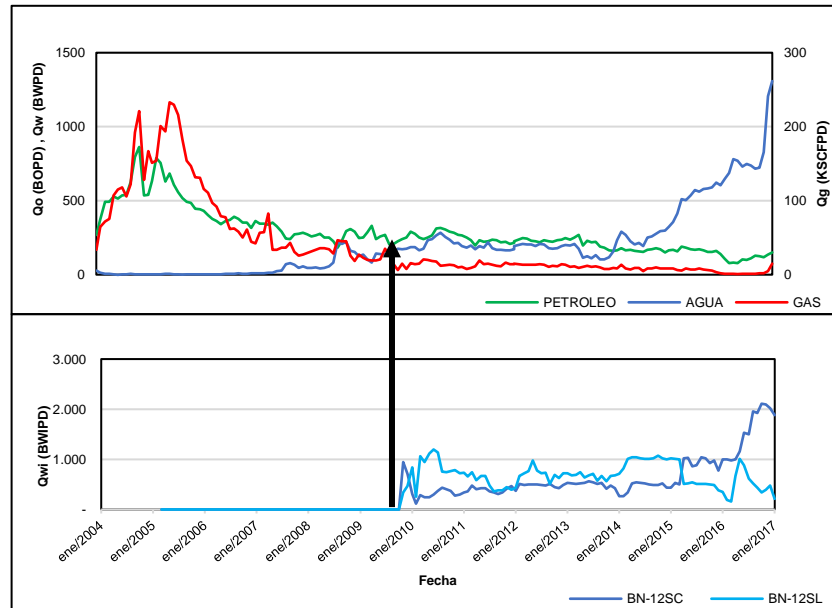
Figura 17. Relación BN-12 iny - BN-3 prod



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Se puede deducir de igual manera que, el agua que se produce en el 2009 se hace de una manera normal, no que en el momento de la inyección esta producción se haya acelerado, de hecho, la ruptura se da en el 2014, casi cinco años después del comienzo de la inyección por parte del BN-12.

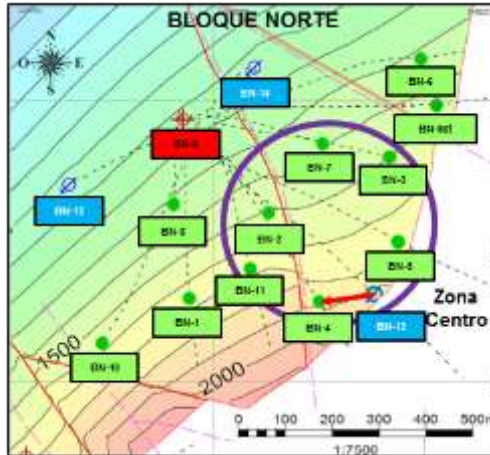
Grafica 30. Comparación producción-inyección BN-3 vs BN-12



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

2.4.1.3 Inyector BN-12 – Productor BN-4. Estos pozos están separados por una distancia de 428,23 ft (**Figura 18**), en el 2009 cuando comenzó la inyección de agua por parte del BN-12 se evidenció una respuesta positiva en la producción del BN-4, debido a su proximidad en la altura del monoclinial, el agua viaja directamente por los estratos del subsuelo, logrando mejorar la producción de hidrocarburos que hasta el momento tenía una tendencia declinatoria, al inyectar agua, la producción paso de 155 bopd a 250 bopd como se observa en la **Gráfica 31**.

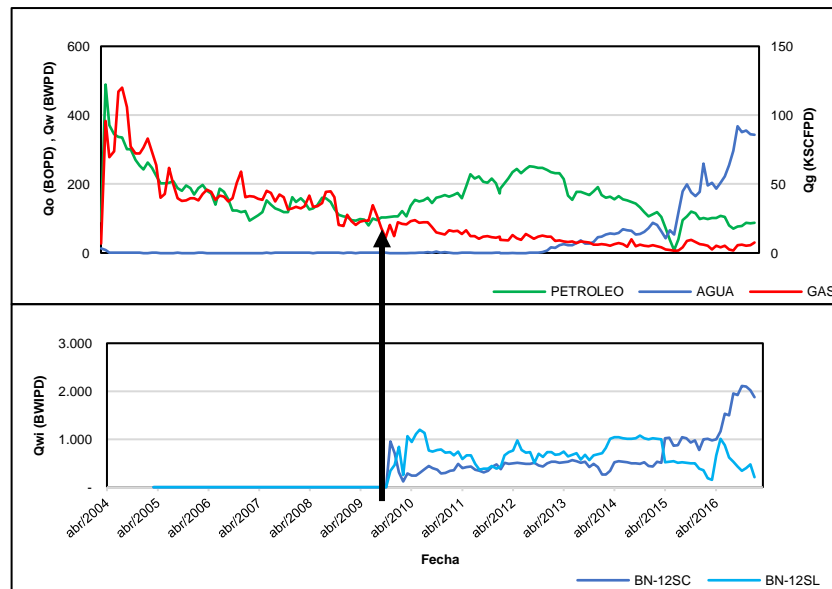
Figura 18. Relación BN-12 iny - BN-4 prod



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

En esta grafica si se puede observar de forma evidente que, en el momento inicial de la inyección, casi simultáneamente se atenúa la producción de gas y la producción de crudo crece, hasta el 2015 cuando se presenta la ruptura, ocasionando que la producción de petróleo decrezca aproximadamente 100 barriles por día.

Grafica 31. Comparación Producción-Inyección BN-4 vs BN-12

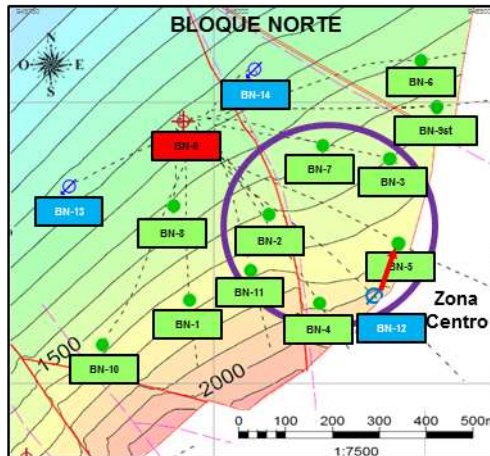


Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

2.4.1.4 Inyector BN-12 – Productor BN-5. Estos pozos están separados por una distancia de 430,71 ft (**Figura 19**), producto de la inyección se presenta una leve pero apreciable alza de la producción de hidrocarburo (**Gráfica 32**), también se puede observar que, la producción de agua de inyección se da a pocos días de la

implementación de la inyección del BN-12, lo anterior sugiere que sí existe comunicación entre los pozos, pero que el agua inyectada tomo por caminos distintos al banco de petróleo, haciendo que quede petróleo residual en el yacimiento y la ruptura se dé más temprano.

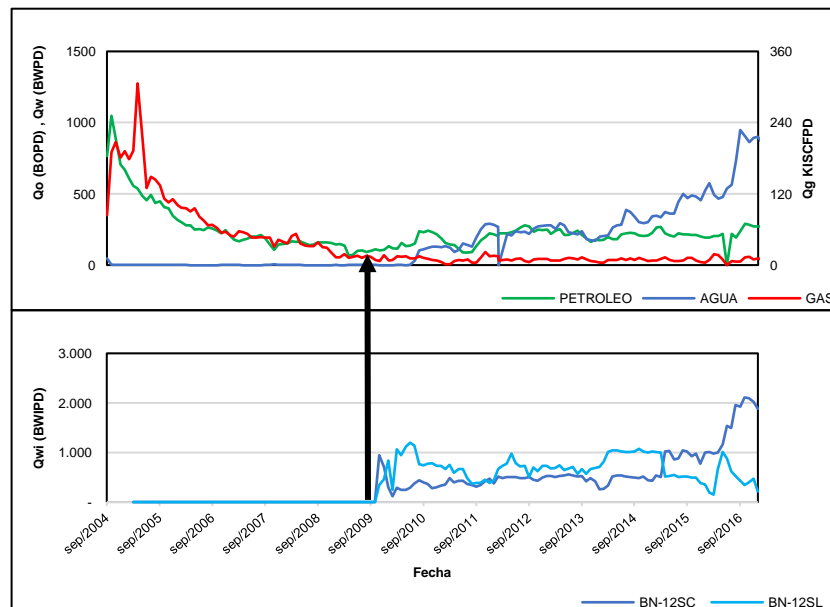
Figura 19. Relación BN-12 iny - BN-5 prod



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Aunque en el 2012 se producía la misma tasa de petróleo y agua, no hubo un detrimento de la producción de petróleo.

Grafica 32. Comparación Producción-Inyección BN-5, BN-12

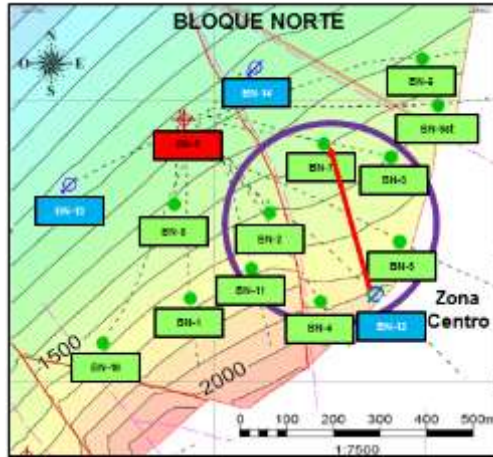


Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

2.4.1.5 Inyector BN-12 – Productor BN-6. Estos pozos están separados por una distancia de 1053,94 ft (Figura 20), como se sabe la continuidad del yacimiento no

es totalmente uniforme y aun así es evidente que en el momento que empieza la inyección del BN-12 mejora la producción de crudo.

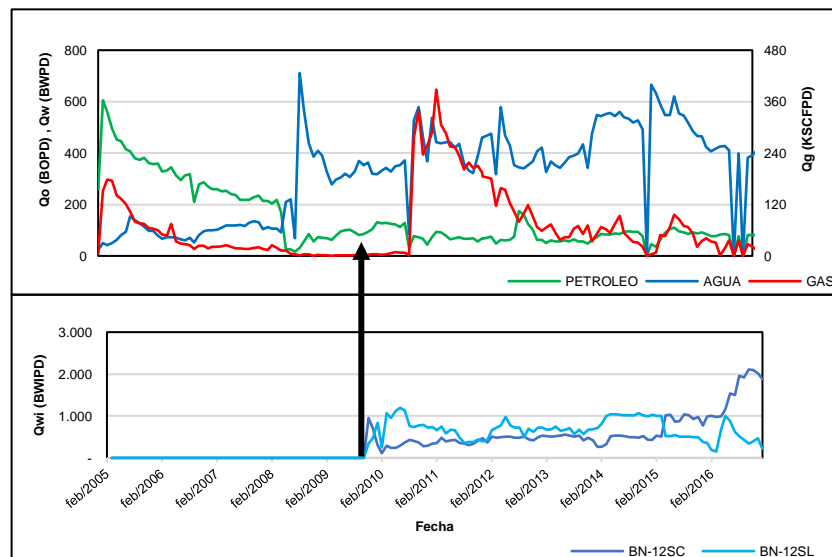
Figura 20. Relación BN-12 iny - BN-6 prod



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Cuando se entrecruzan las curvas de petróleo y agua en el 2008 (**Gráfica 33**), se debe al cierre del pozo, pocos meses después se presenta la producción más importante de agua, esto se produjo gracias a la reapertura del pozo, este fenómeno indica que mientras estuvo cerrado el agua invadió la zona de crudo, ya que la producción de aceite no volvió a ser la misma, mientras que la de agua creció de manera importante.

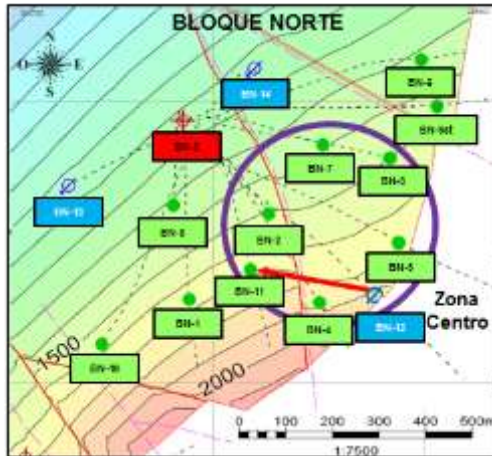
Gráfica 33. Comparación Producción-Inyección BN-6, BN-12



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

2.4.1.6 Inyector BN-12 – Productor BN-11. Estos pozos están separados por una distancia de 840,63 ft (**Figura 21**), se puede observar que a su vez están separados por una falla que atraviesa el Bloque de sur a norte.

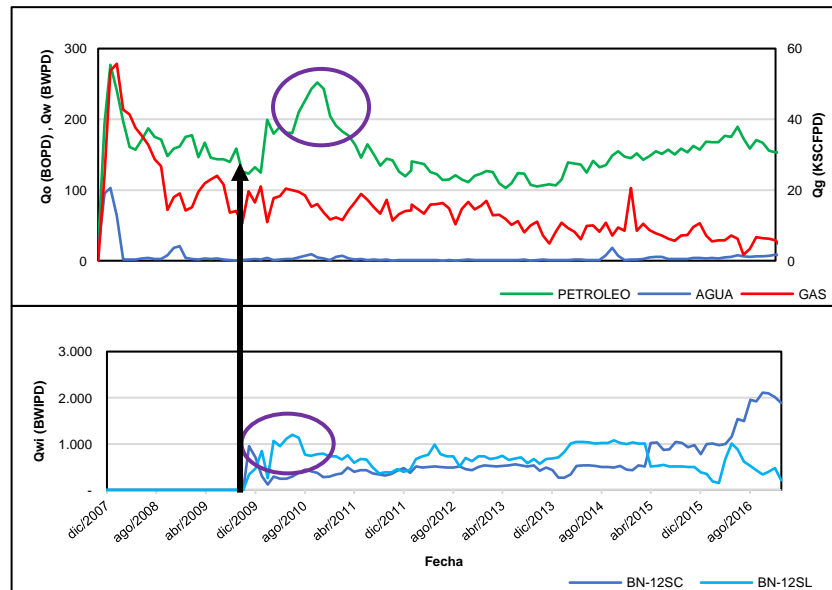
Figura 21. Relación BN-12 iny - BN-11 prod



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Se aprecia en la **Gráfica 34**, que, a finales del 2009 cuando incremento la tasa de inyección del BN-12, se presentó no en simultaneo, pero si al poco tiempo, un incremento en la producción del BN-11, pozo con bajo corte de agua, lo cual sugiere que la trampa estructural en la que se encuentra este pozo permite que el agua inyectada empuje el banco de hidrocarburos, pero no se canalice hacia la producción.

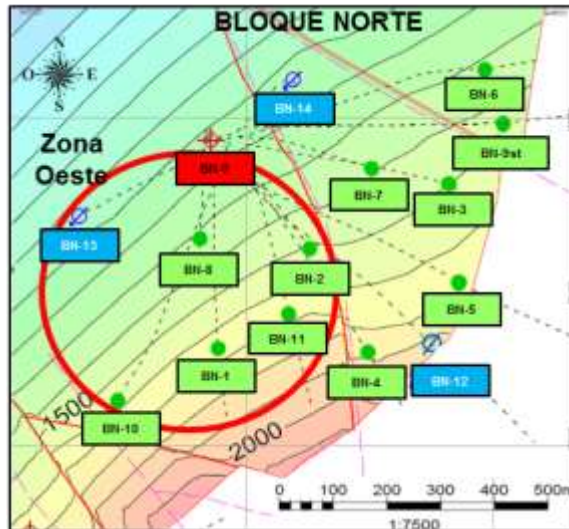
Gráfica 34. Comparación Producción-Inyección BN-11, BN-12



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

2.4.2 Zona Oeste. La Zona Oeste tiene un radio aproximado de 285 m (**Figura 22**), tiene al BN-13 como pozo inyector y a los siguientes como productores, BN-1, BN-2, BN-8, BN-10 y BN-11. En esta zona se encuentra también el pozo BN-0 el cual no será incluido en el estudio debido a que fue abandonado por problemas técnicos.

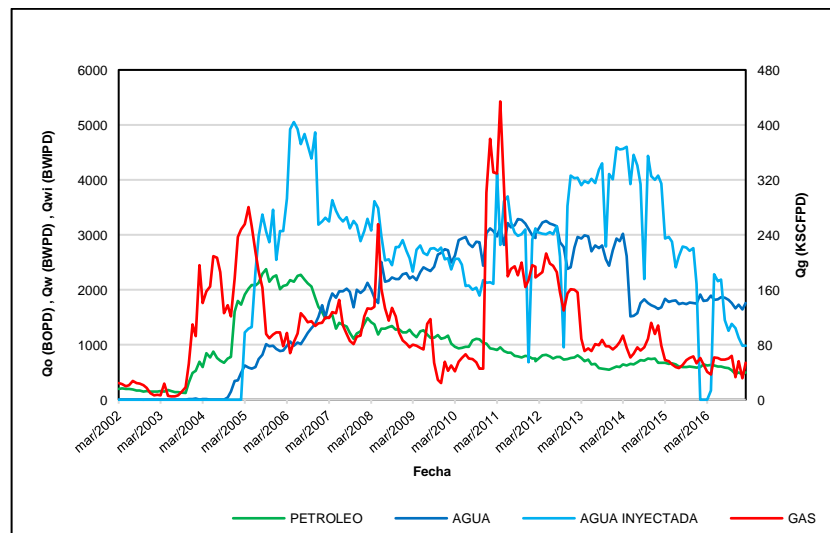
Figura 22. Delimitación Zona Oeste



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

A la fecha se ha producido en la Zona Oeste 4.319.391 BO, 8.947.627 BW y 464.095 KCF.

Grafica 35. Producción e Inyección Zona Oeste

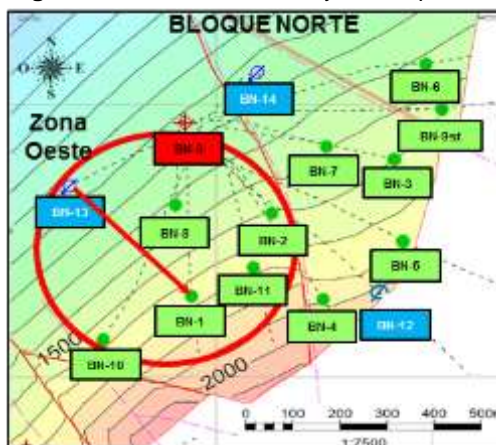


Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

En esta zona se evidencia la ruptura en el 2007 **Gráfica 35**, para mantener una producción de 1000 bopd ha sido necesario inyectar grandes tasas de agua (3000 bwipd).

2.4.2.1 Inyector BN-13 – Productor BN-1. Estos pozos están separados por una distancia de 951,15 ft (**Figura 23**), uno de los pozos en los que evidentemente existe influencia de la inyección es en el BN-1, el cual es influenciado por el pozo inyector (BN-13), se puede apreciar en la **Gráfica 36** que, en el momento que empieza la inyección, presenta una producción incremental de manera súbita y que se estabiliza alrededor de 550 bopd durante casi 7 años.

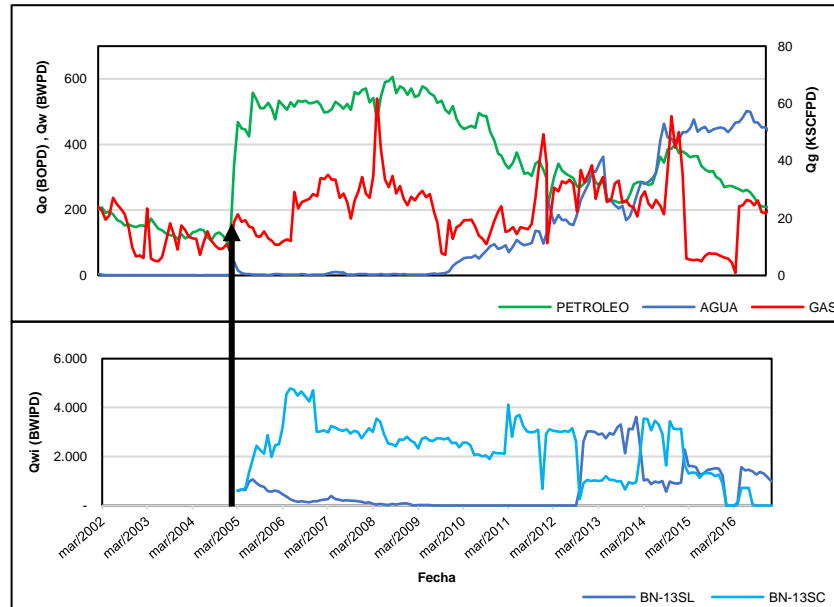
Figura 23. Relación BN-13 iny - BN-1 prod



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Cuando se aumenta el caudal de agua de inyección en la sarta corta, se vuelve a presentar un incremento en la producción de crudo, la producción de gas ha sido efecto de la apertura de nuevas zonas.

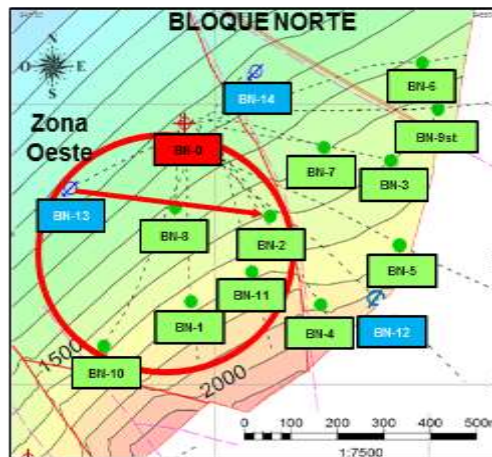
Grafica 36. Comparación Producción-Inyección BN-1, BN-13



Fuente Nexen Petroleum Colombia Ltd

2.4.2.2 Inyector BN-13 – Productor BN-2. Estos pozos están separados por una distancia de 1159,25 ft (**Figura 24**). La ubicación del pozo productor cercano a la falla puede ser el causante de su alto corte de agua, en la gráfica de producción-inyección se puede apreciar que sí existe comunicación, porque al comenzar la inyección la producción de agua aumentó inmediatamente.

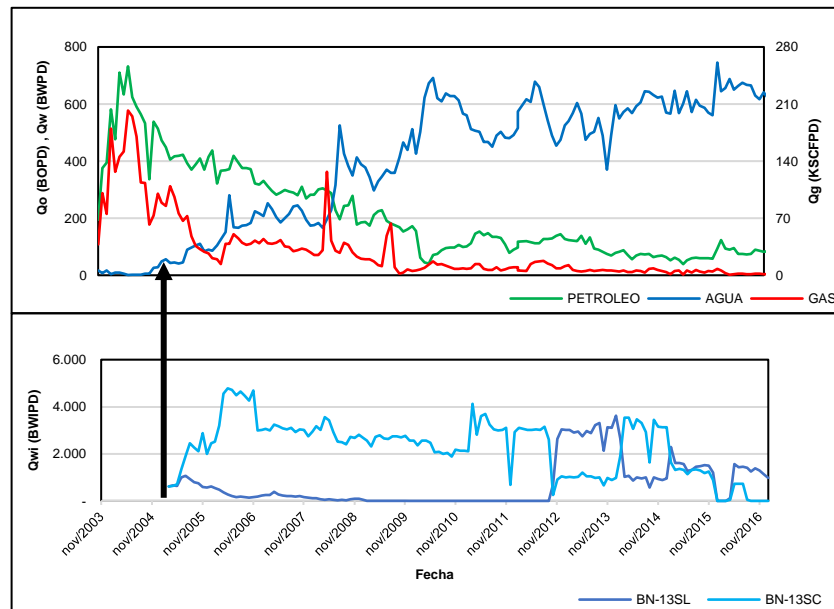
Figura 24. Relación BN-13 iny - BN-2 prod



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

En la **Gráfica 37** no se evidencia ningún tipo de influencia en la producción de petróleo, la distancia puede ser uno de los causantes de este comportamiento

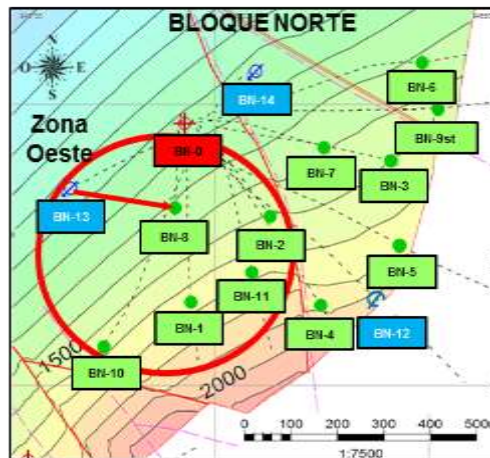
Grafica 37. Comparación Producción-Inyección BN-2, BN-13



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

2.4.2.3 Inyector BN-13 – Productor BN-8. Estos pozos están separados por una distancia de 613,74 ft (**Figura 25**). Cuando empezó la inyección del pozo del BN-13, inmediatamente incremento la producción de agua en el BN-8.

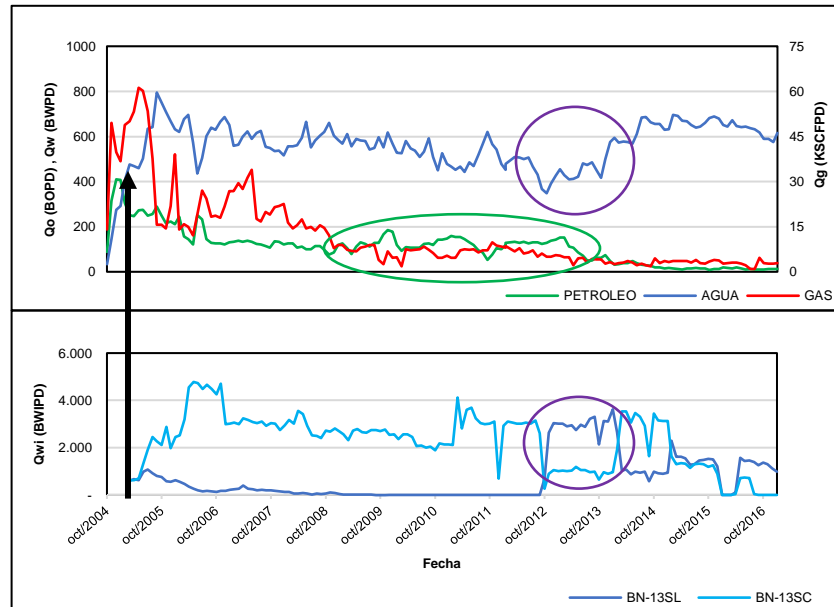
Figura 25. Relación BN-13 iny - BN-8 prod



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Aunque disminuyó la producción de gas, no es eficiente la producción del BN-8, analizándolo desde el punto de vista de la operación de inyección (**Gráfica 38**), este pozo es un serio candidato a la conversión o al abandono, ya que en la actualidad produce agua 10 veces más que petróleo. El aumento en la tasa de inyección de la sarta corta solo conlleva al aumento en la producción de la misma.

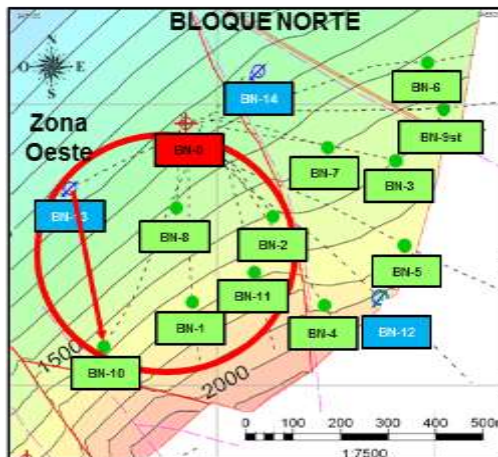
Grafica 38. Comparación Producción-Inyección BN-8, BN-13



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

2.4.2.4 Inyector BN-13 – Productor BN-10. Estos pozos están separados por una distancia de 948,75 ft (**Figura 26**). Tal como se observa en la **Gráfica 39**, el pozo BN-10 presento una de las mejores respuestas iniciales a la inyección de agua, opacada por la ruptura prematura, el soporte de energía no duro mucho tiempo, la ubicación cerca de la falla podría ser la causante.

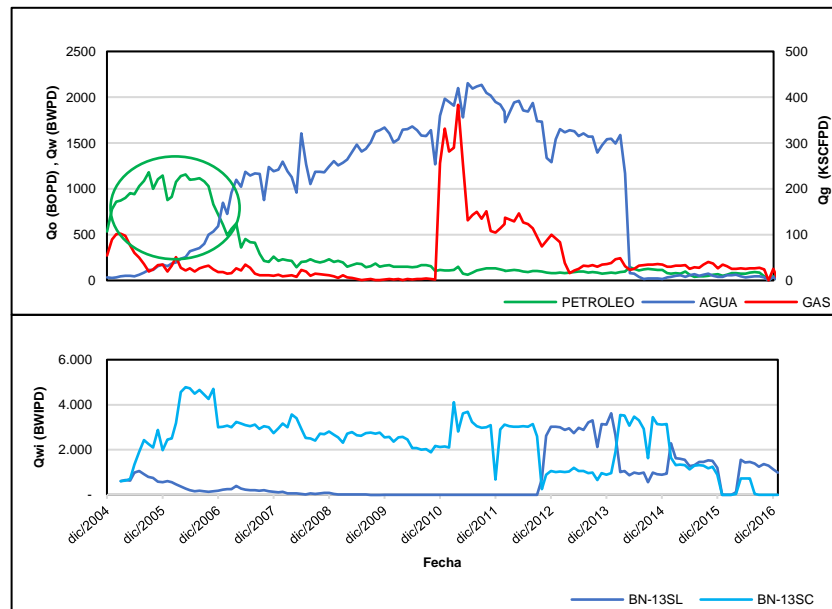
Figura 26. Relación BN-13 iny - BN-10 prod



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Como se ha sugerido anteriormente, el cruce de las líneas de producción de agua y crudo son puntualmente muestra de un problema de agua en el yacimiento, lo que se atribuye a su condición de fracturamiento.

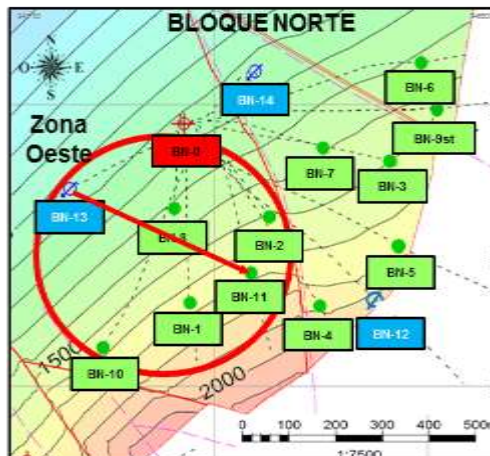
Grafica 39. Comparación Producción-Inyección BN-10, BN-13



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

2.4.2.5 Inyector BN-13 – Productor BN-11. Estos pozos están separados por una distancia de 1164,09 ft (**Figura 27**).

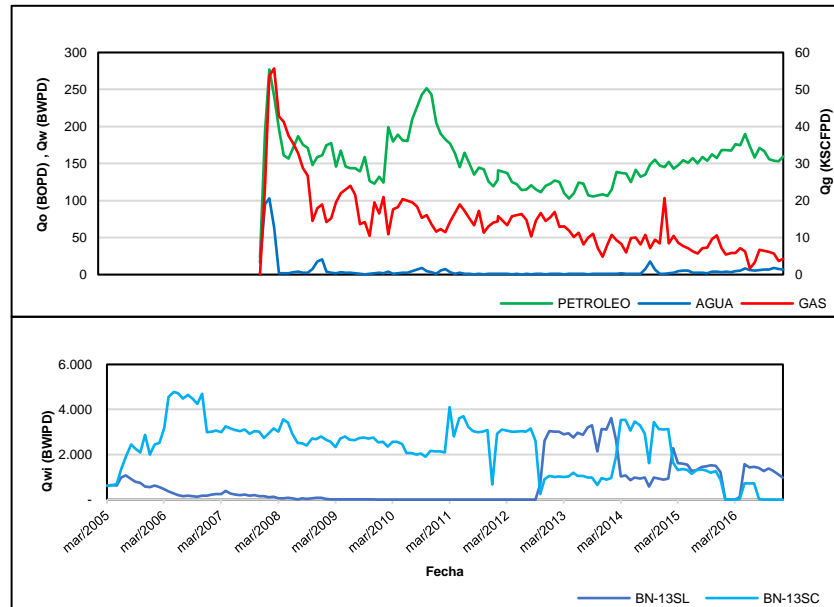
Figura 27. Relación BN-13 iny - BN-11 prod



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Observando la **Gráfica 40**, no es posible identificar una influencia directa, aunque su ubicación esté dentro del mismo bloque.

Grafica 40. Comparación Producción-Inyección BN-11, BN-13

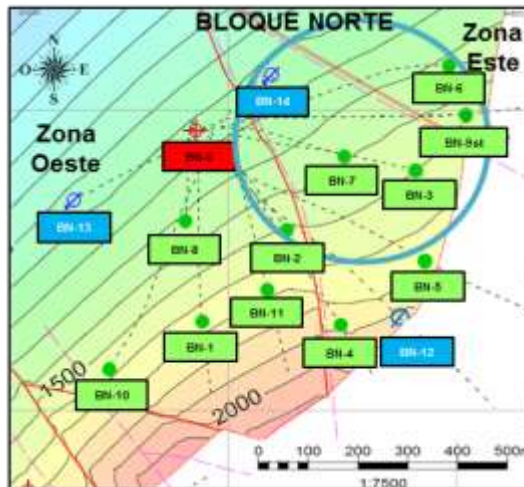


Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Este es uno de los pozos que se encuentra en la intersección de dos zonas, por lo que más adelante se analizara a que pozo inyector se le atribuyen los cambios de producción y se establecerá cuál de los dos ejerce más influencia.

2.4.3 Zona Este. La Zona Este tiene un radio aproximado de 260 m, tiene al BN-14 como pozo inyector y a los siguientes como productores, BN-2, BN-3, BN-6, BN-7 y BN-9st. La estructura de esta zona es compleja, ya que el pozo de inyección se encuentra en una cuña, formada por fallas, lo cual separa a los pozos BN-2, BN-6 y BN-9st del bloque donde se ubica el inyector **Figura 28**.

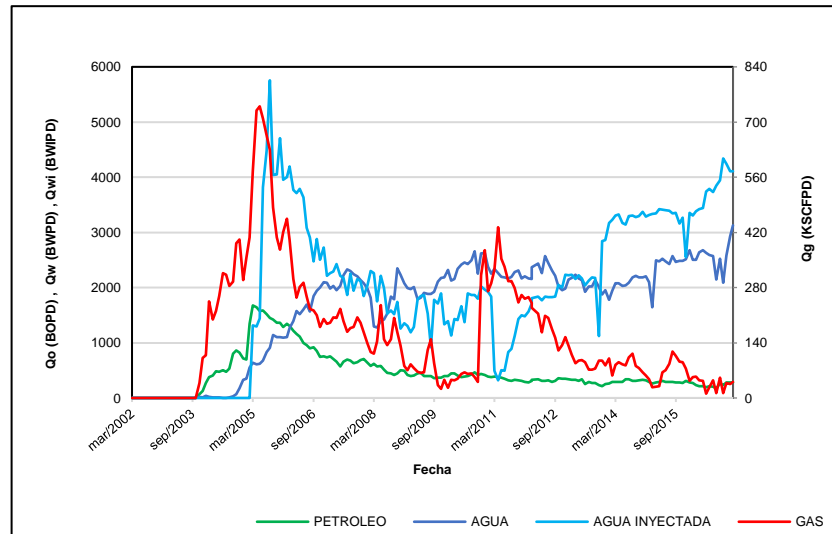
Figura 28. Delimitación Zona Este



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Esta zona ha producido a lo largo de la historia del bloque 2.499.625 BO, 2.958.374 BW y 473.221 KSTCF.

Grafica 41. Producción-Inyección Zona Este

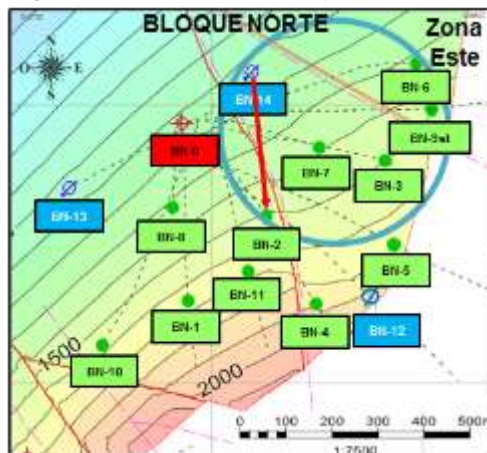


Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La inyección en la zona tuvo una respuesta positiva en los primeros años (**Gráfica 41**), al igual que las otras zonas se presentó la ruptura dejando petróleo residual en el yacimiento.

2.4.3.1 Inyector BN-14 – Productor BN-2. Estos pozos están separados por una distancia de 835,41 ft (**Figura 29**). Entre estos dos pozos existe una falla que los separa de norte a sur.

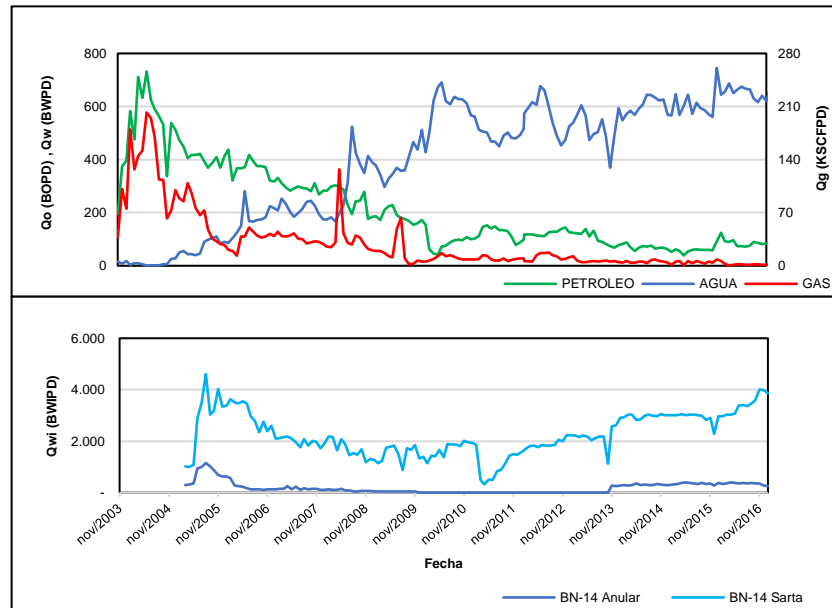
Figura 29. Relación BN-14 iny - BN-2 prod



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

En la **Gráfica 42** no es evidente que exista una comunicación directa, el pozo inyecta desde la parte baja de la estructura del yacimiento, por lo que probablemente la energía esté siendo entregada a los niveles inundados de agua y no se esté desplazando por las arenas que contienen hidrocarburos, esta hipótesis se sostiene por la ubicación (en medio de dos grandes fallas) y se piensa que el agua viaja por estos canales preferenciales directamente al acuífero.

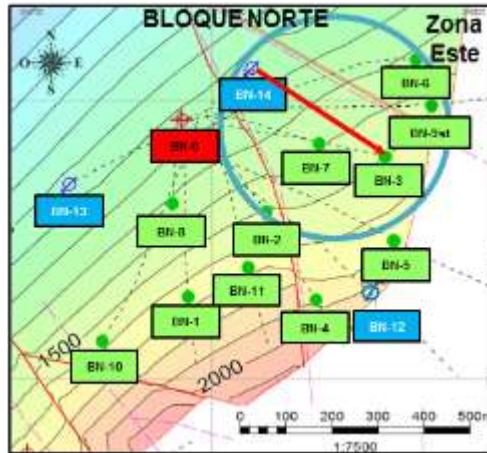
Gráfica 42. Comparación Producción-Inyección BN-2, BN-14



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

2.4.3.2 Inyector BN-14 – Productor BN-3. Estos pozos están separados por una distancia de 950,70 ft (**Figura 30**). Al inyectar altas tasas se esperaría presurizar el yacimiento, pero lo que se logra es canalizar más rápido el agua inyectada, por lo que una inyección a bajas tasas sería más efectiva, pero se demoraría mayor tiempo en lograr influencia.

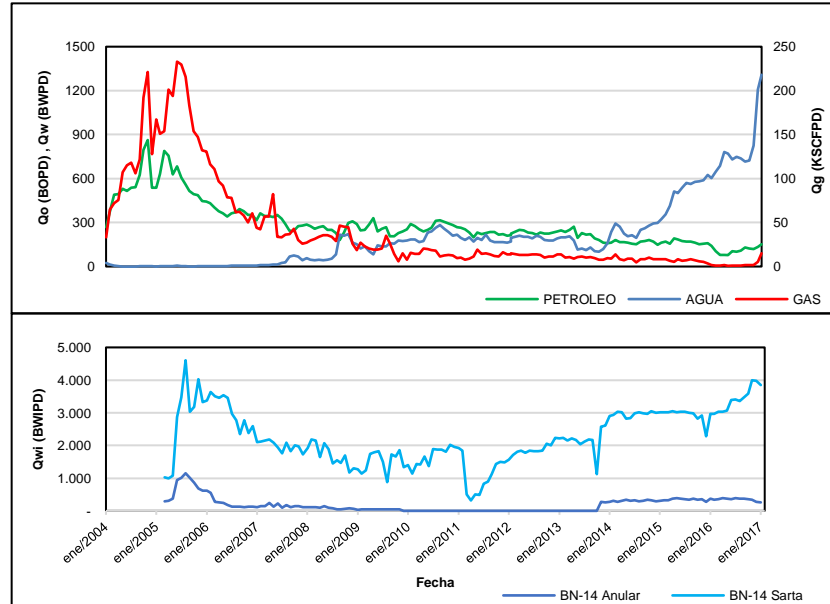
Figura 30. Relación BN-14 iny - BN-3 prod



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Entre estos dos pozos no se evidencia comunicación contundentemente (**Gráfica 43**), ya que las variaciones del caudal de agua inyectada no han tenido repercusiones en la producción de fluidos del BN-3, solo se podría apreciar que, después del 2014 se dio la ruptura, en el mismo periodo que se incrementó la inyección con 1.000 bw adicionales.

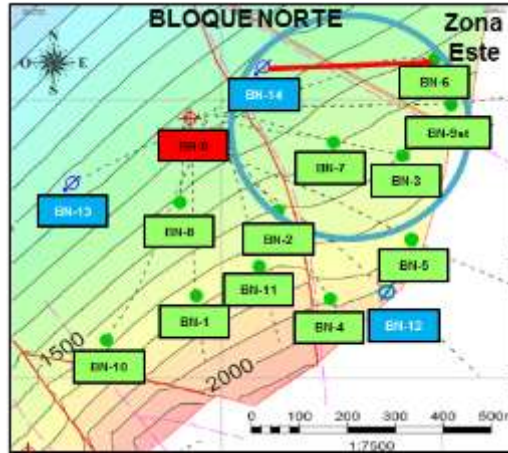
Gráfica 43. Comparación Producción-Inyección BN-2, BN-14



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

2.4.3.3 Inyector BN-14 – Productor BN-6. Estos pozos están separados por una distancia de 1038 ft (**Figura 31**).

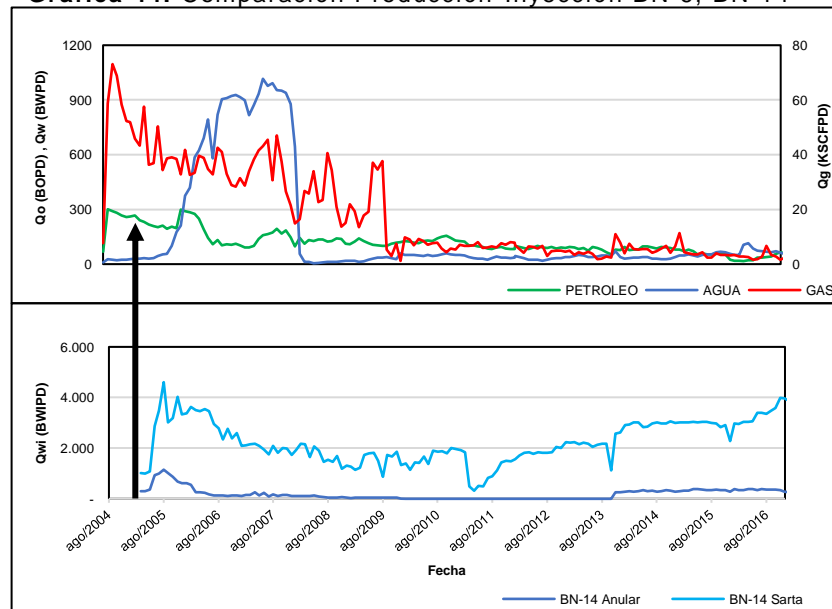
Figura 31. Relación BN-14 iny - BN-6 prod



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

La única influencia evidente en la **Gráfica 44**, es que la producción de gas decreció cuando empezó la inyección en el año 2005, sin embargo no es posible evidenciar que la producción de petróleo haya manifestado cambios; es común que el petróleo en este tipo de estructuras (cuñas) se encuentre almacenado en la parte alta y ya que la inyección se realiza desde la parte baja, probablemente se esté aislando el crudo y no se logre barrer el banco a menos de inyectar agua desde otra posición o perforar un pozo que permita drenar dicha zona.

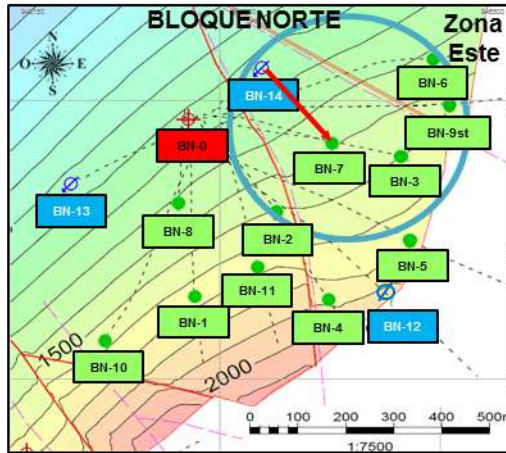
Gráfica 44. Comparación Producción-Inyección BN-6, BN-14



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

2.4.3.4 Inyector BN-14 – Productor BN-7. Estos pozos están separados por una distancia de 584,70 ft (**Figura 32**).

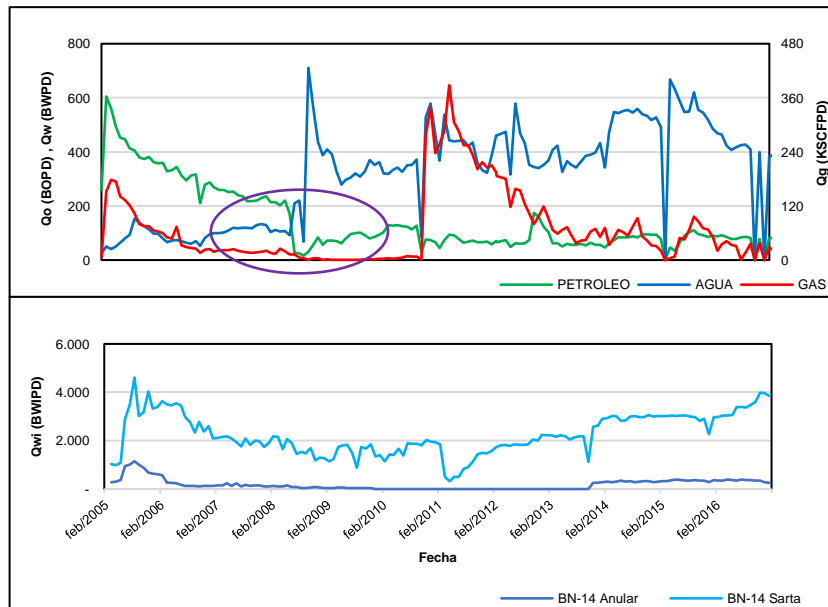
Figura 32. Relación BN-14 iny - BN-7 prod



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Es posible apreciar en la **Gráfica 45** que, cuando disminuyó la tasa de inyección por la sarta del BN-14, hubo un incremento en la producción de gas, lo cual sugiere que se despresurizó esta zona del yacimiento y que el gas alcanzó los canales de producción, por lo cual se puede afirmar que sí existe influencia o conexión entre esos pozos, la inyección no acarrea incremento en la producción de crudo, pero de alguna manera presuriza la zona.

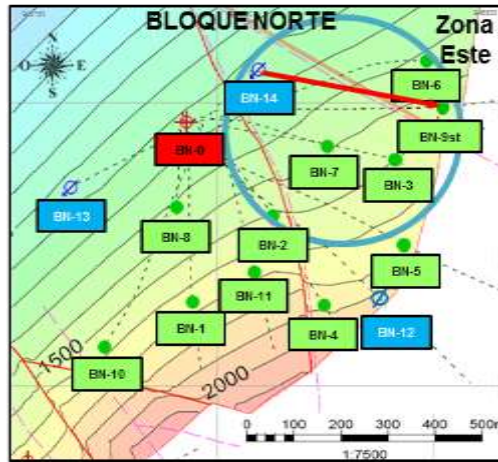
Gráfica 45. Comparación Producción-Inyección BN-6, BN-14



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

2.4.3.5 Inyector BN-14 – Productor BN-9ST. Estos pozos están separados por una distancia de 1083,06 ft (**Figura 33**).

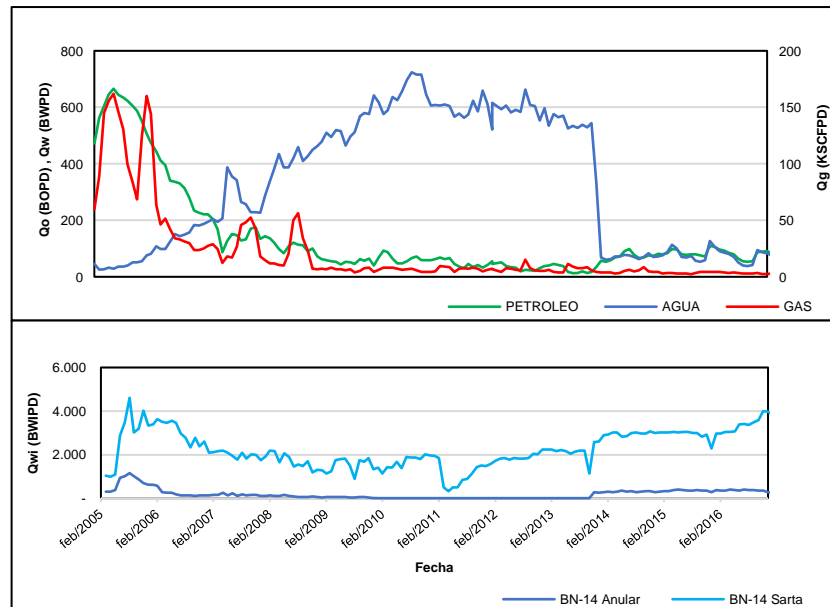
Figura 33. Relación BN-14 iny - BN-9st prod



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Este pozo productor está ubicado muy cerca de dos fallas, las cuales lo encierran por el noreste y el suroeste, esta tan cercano a estas que, como se observa en la **Gráfica 46** solo tuvo dos años de buena producción de aceite, después de esto su producción es de agua, a pesar de esto se puede identificar que en el periodo del 2014 cuando se aumentó la tasa de inyección se logró una leve alza de la producción de crudo.

Gráfica 46. Comparación Producción-Inyección BN-9st, BN-14

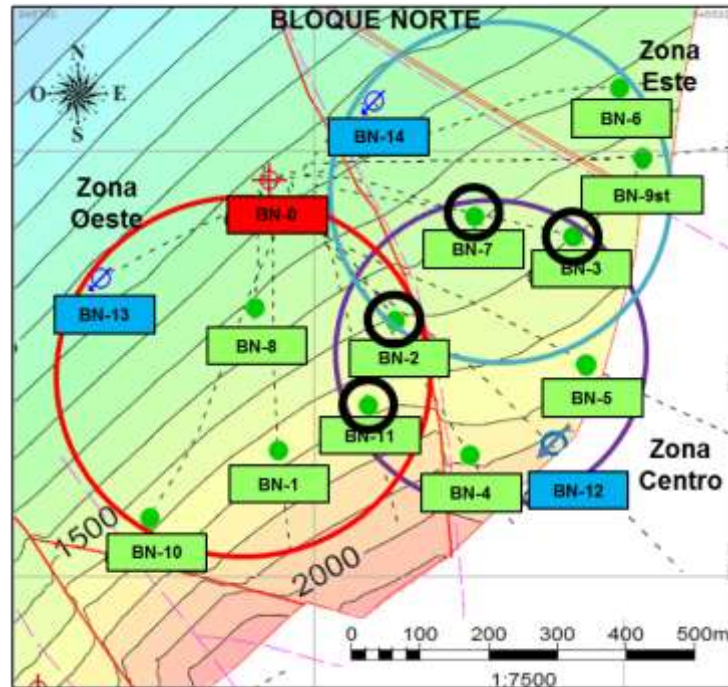


Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Algunos pozos pertenecen a más de una zona, como se observa en la **Figura 34**, es decir están influenciados parcialmente por uno, dos o todos los pozos

inyectores del bloque, como es el caso del BN-2, estos pozos se analizarán haciendo un emparejamiento de las curvas producción de cada pozo contra los inyectores de cada zona a la que pertenecen.

Figura 34. Pozos pertenecientes a la intersección entre zonas



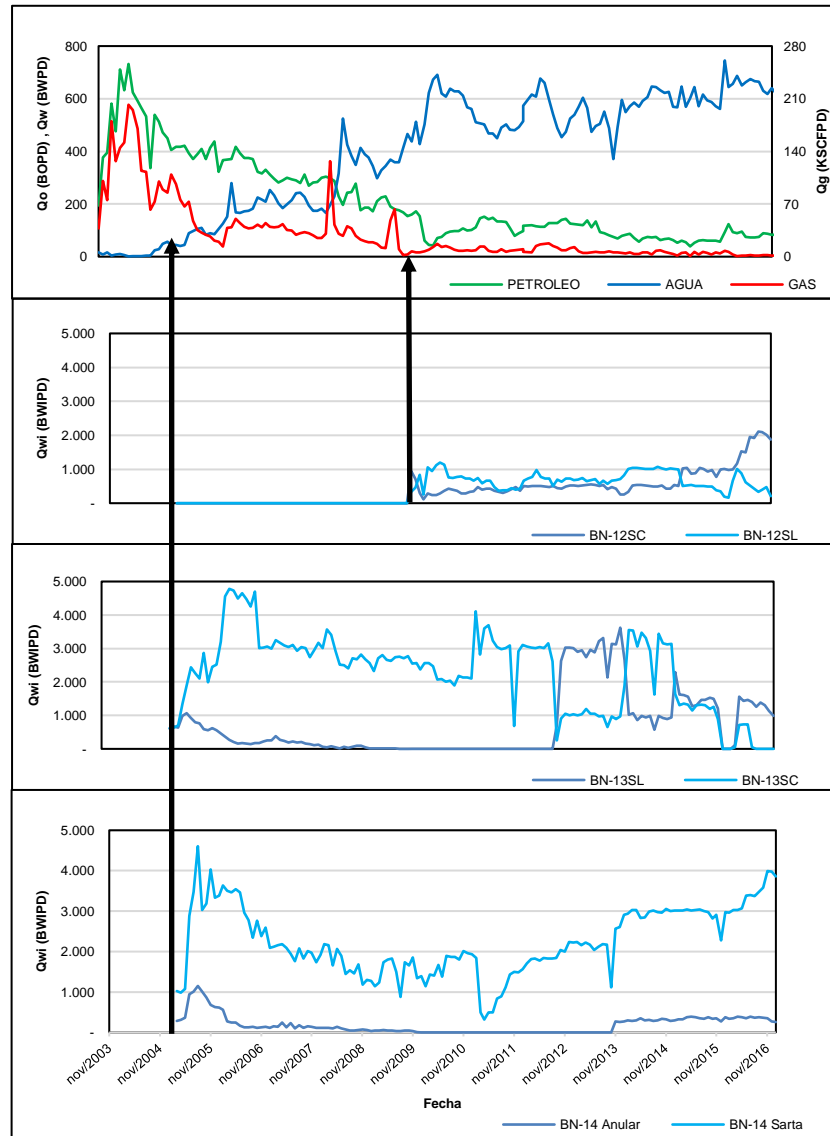
Fuente. Nexen Petroleum Ltd

El pozo productor BN-2 como se mencionó anteriormente, está influenciado por los tres pozos inyectores del bloque, este pozo representa una buena producción dentro del grupo de los productores, pero a su vez, a lo largo de su historia y en la actualidad, presenta un elevado corte de agua, seguramente por la misma condición posicional, estructuralmente se encuentra en la mitad del bloque y muy cercano a la falla, por lo que recibe el agua canalizada además de la que viaja por las arenas.

Como se puede observar en la **Gráfica 47**, la inyección de los pozos BN-13 y BN-14 no ocasiono ningún incremento en la producción de crudo, aunque se podría deducir que sirvió para sostener la presión ya que la producción de gas se vio atenuada por la inyección de agua en un periodo que comprende desde el año 2005 cuando empezó la inyección de esos dos pozos hasta la actualidad.

Con la inyección del pozo BN-12 sí se puede observar un crecimiento en la producción de crudo, en el orden de 50 barriles de incremento por día, además cuando empezó la inyección de este pozo en el año 2009 también se vio que la producción de gas decreció aún más, en la actualidad ésta producción es de 2000 pies cúbicos diarios.

Gráfica 47. Producción de BN-2 Vs inyección BN-12, BN-13 y BN-14

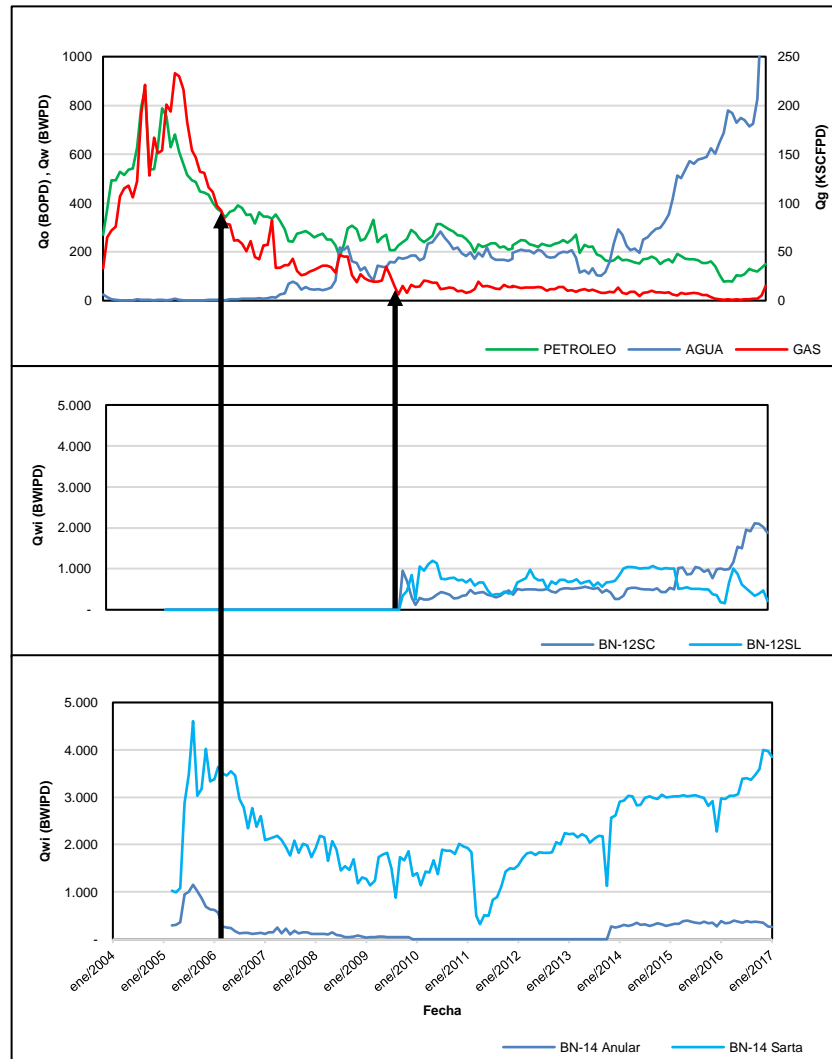


Fuente. Nexen Petroleum Ltd

Por estudios realizados anteriormente en el campo, se estableció que la influencia en la producción por la inyección de agua es notable, es decir, apreciable, después de dos o tres meses aproximadamente, por ejemplo, si se comienza a inyectar en noviembre del 2009, se espera que en los pozos productores más cercanos se empiece a producir más fluidos alrededor de enero o febrero del 2010, este es el caso de la inyección del BN-12 y su relación con la producción del BN-3, lo cual se observa en la **Gráfica 48**, donde se percibe la comunicación de estos dos pozos, la producción de crudo se ha sostenido desde el 2009 hasta la actualidad, con un decrecimiento relativamente leve, esta relación se sustenta al observar el comportamiento de la producción de gas. Este tipo de conclusiones

son fundamentales para decidir la aplicación de trabajos de optimización en esta zona, es decir con la participación del BN-12, donde se observa buena comunicación entre las arenas.

Gráfica 48. Producción de BN-3 Vs inyección BN-12 y BN-14



Fuente. Nexen Petroleum Ltd

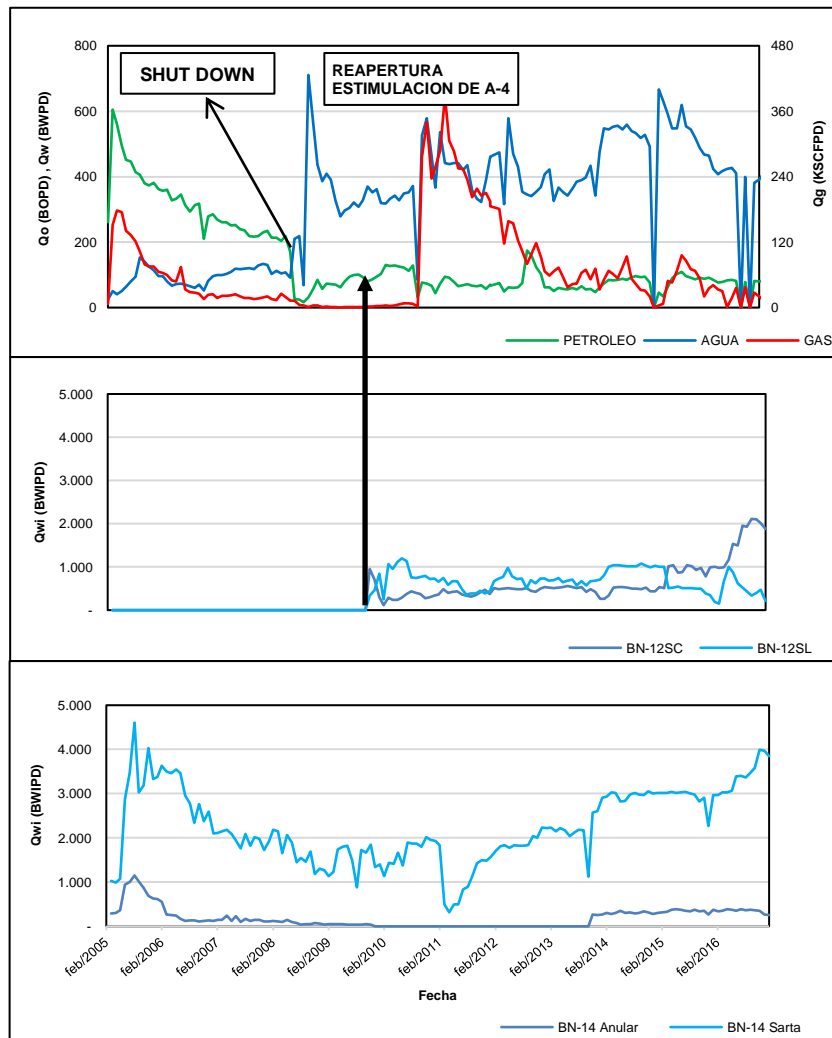
De la gráfica anterior se deduce que, en el periodo del 2005 al 2009 la presión y la producción de petróleo del BN-3 se mantuvieron por la inyección del BN-14 y del 2009 en adelante, el BN-12 contribuyo con energía para el sostén de la producción.

Con respecto al BN-7, se puede apreciar en la **Gráfica 49**, que por parte del BN-14 no hay un soporte claro de energía, puesto que la producción de crudo siempre tuvo una tendencia declinatoria, y no se logró ningún aumento en la producción de crudo por la acción de este pozo, al contrario, en el 2009 gracias al BN-12, es

claro el incremento en la curva de producción de crudo, por el cual se asume en la actualidad, se sostiene una producción de 80 bopd.

Nuevamente el BN-12 es el pozo que genera un incremento en la producción del pozo productor ubicado en la intersección de las zonas, claramente es producto del objetivo de su inyección, ya que se implementó cuatro años después de los otros pozos inyectoros, lo cual ayuda a identificar de una manera gráfica la comunicación zonal, en algunos pozos no se puede hacer este análisis tan claro, porque, casi en el mismo momento en que se puso a producir un pozo nuevo se estaba realizando la inyección por primera vez en otro, de esta manera no es claro identificar si la producción es por acción natural o por el agua inyectada.

Gráfica 49. Producción de BN-7 Vs inyección BN-12 y BN-14

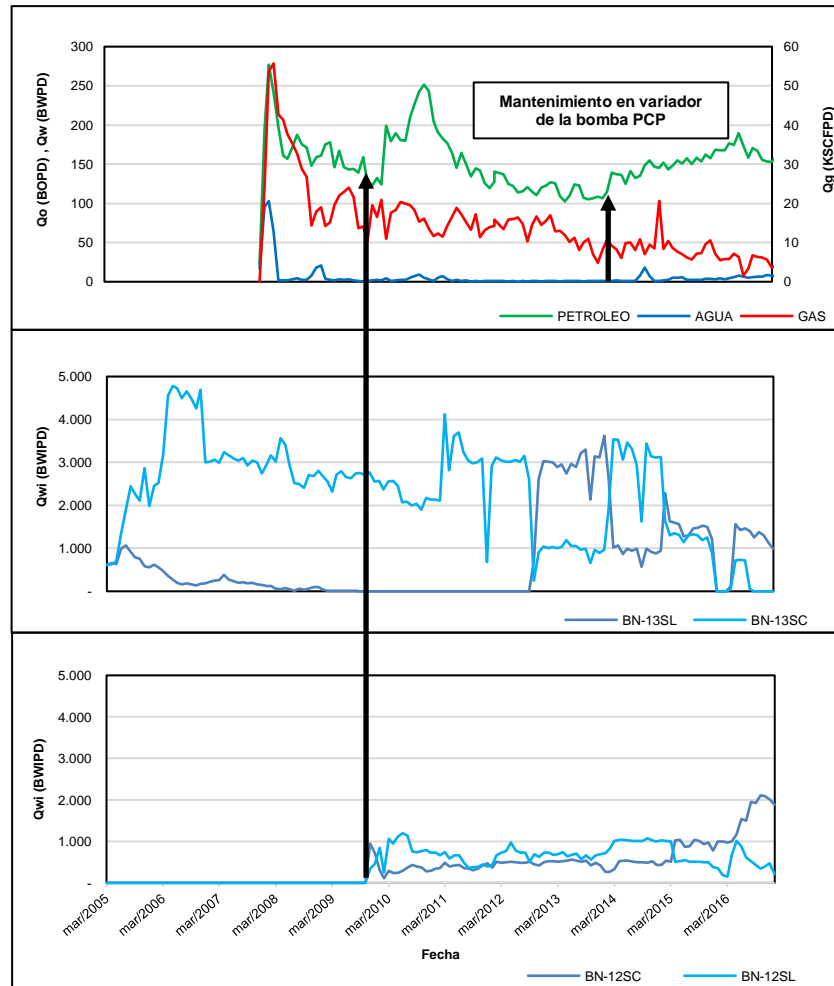


Fuente. Nexen Petroleum Ltd

En la **Gráfica 50** es evidente el pico incremental de producción de aceite que se dio por la inyección del BN-12, la gráfica muestra que la influencia fue directa, es decir la respuesta casi en simultaneo del BN-11 representa una excelente continuidad de las arenas, hipótesis que evidencia que la falla que separa estos dos pozos no es un límite sellante, sino que deja fluir sin dificultad el agua inyectada.

Como se observa en la **Gráfica 50** en el 2014 hay un incremento en la producción de crudo, lo cual es producto de una intervención que se le hizo al pozo por fallas en el variador de la bomba de levantamiento artificial PCP, este pozo es uno de los que mejor produce hidrocarburos en el bloque, un cambio en las rpm de la bomba genero este incremento, lo cual sugiere que en esta zona existe petróleo con gran movilidad y que se podría extraer a mayor caudal con una mejora en el sistema de inyección de agua.

Gráfica 50. Producción de BN-11 Vs inyección BN-12 y BN-13



Fuente. Nexen Petroleum Ltd

Todos los pozos analizados anteriormente por estar ubicados en la intersección de las zonas establecidas son claramente influenciados en mayor medida por el inyector BN-12, esta consideración se tendrá en cuenta para la escogencia del escenario de inyección in-fill que será simulado.

3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD MEDIANTE EL CÁLCULO DEL FACTOR VOIDAGE REPLACEMENT RATIO (VRR)

La inyección de agua es el proceso más importante en el Bloque Norte del campo para el recobro de petróleo, históricamente se usa para mantener o incrementar la energía del reservorio. Para operar correctamente este proceso, se efectuará el estudio del VRR, ya que es uno de los factores más importantes para tener en cuenta en sistemas de inyección de agua.

3.1 GENERALIDADES DEL FACTOR VOIDAGE REPLACEMENT RATIO (VRR)

El factor de reemplazamiento de fluidos o Voidage Replacement ratio (VRR), es la relación matemática de la inyección de agua y el vaciamiento de fluidos por los pozos productores, en otras palabras, es la cantidad de fluidos producidos en función de los inyectados, usando los factores volumétricos de los fluidos del yacimiento, este balance está sujeto a la distribución de la presión en el reservorio, esta presión impacta la rata de producción de cada uno de los pozos, debido a que tiene repercusión sobre la precipitación de asfáltenos y parafinas, condensación de líquidos en los espacios porosos, así como formación de una capa secundaria de gas etc.

Es una herramienta predictiva muy utilizada en proyectos de inyección de agua en campos petroleros, debido a que, calculando este factor se pueden identificar qué pozos productores están siendo afectados directamente por los pozos inyectores y de qué manera responden a los cambios en variables como, tasa de inyección de fluidos, inyección de viscosificantes, presurización o despresurización de las arenas de interés, entre otras. El objetivo del cálculo de este factor es principalmente realizar un análisis detallado del comportamiento de los yacimientos sometidos a inyección de agua, con el fin de extraer más petróleo del subsuelo y hacer los procesos económicamente promisorios para las compañías interesadas.

Cuando el $VRR=0$, representa un proceso de recuperación primaria, cuando $V.R.R>0$ y <1 indica una combinación de procesos de inyección de agua y empuje por gas en solución, en sistemas de gas condensado y retrogrado se presentan dificultades para el cálculo del V.R.R por el constante cambio del factor de expansión de los fluidos.

Valores del voidage replacement ratio menores a la unidad, son típicos de procesos maduros de inyección de agua, en esos casos es normal observar el decrecimiento de las tasas de producción de aceite, incremento en los cortes de agua, crecimiento del GOR y al mismo tiempo despresurización del yacimiento.

La curva del VRR vs tiempo, puede indicar teóricamente si la presión se ha mantenido por la inyección de agua, también es importante comparar las curvas de presión vs tiempo con las de VRR vs tiempo, por ejemplo, si $VRR > 1$ y no incrementa la presión del reservorio, indica pérdida o salida de fluidos del área de control. Si $VRR < 1$ y no decrece la presión del reservorio, indica entrada de fluidos dentro del área de control⁵¹.

El cálculo de este factor es una excelente manera de entender la conectividad que hay dentro de un yacimiento, esencialmente evaluado para arreglos o zonas específicas con un número determinado de pozos; matemáticamente se expresa de la siguiente manera con la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Voidage Replacement Ratio

$$VRR = \frac{\text{Volumenes inyectados al reservorio}}{\text{Volumenes producidos del reservorio}}$$

$$VRR = \frac{B_{wi} * q_i}{B_o * q_o + B_w * q_w + q_o * (GOR - R_s) * B_g}$$

Fuente. Reservoir Management for Waterfloods-Part II

Este factor, tiene el valor de uno (1) como punto de equilibrio, es decir, cuando el balance de materia es perfecto, los volúmenes inyectados de agua cumplen con un efecto de reemplazamiento adecuado, haciendo que se produzca el mismo volumen, pero de una combinación de fluidos, lo que se espera es que dicha producción sea en su mayoría hidrocarburos, esta condición es ideal y se presenta en yacimientos jóvenes, pero en caso de yacimientos maduros la mayoría de la producción es agua y si se logra llegar al equilibrio ($VRR=1$), es lógico pensar que parte del agua inyectada se pierde, otra parte se produce y otra empuja el banco de petróleo.

Si el $VRR > 1$, quiere decir que se está sobre-inyectando, la manera de analizar este fenómeno es variando las tasas de inyección, si la producción de petróleo no se ve afectada es porque el agua se está desperdiciando, la energía, las facilidades etc; solo generan mayor costo de operación a cambio de la misma producción de hidrocarburos.

Si el $VRR < 1$ quiere decir que se está produciendo más de lo que se inyecta, lo cual lleva a pensar que el acuífero es activo, es decir, tiene zonas de cargue de agua, la inyección de pozos en otras partes del campo puede estar arribando por

⁵¹ BAKER, Richard. Reservoir Management for Waterfloods. En: The Journal of Canadian Petroleum Technology. Calgary: 1997, p.16.

canales de fracturas o fallas o que la producción de hidrocarburos sea bastante alta.

Algunos parámetros para definir correctamente el factor VRR, con respecto a un yacimiento homogéneo, se presentan a continuación⁵².

- Si el VRR es igual o mayor a 1, la presión del yacimiento se mantiene o crece en ese periodo de tiempo.
- Si el VRR es menor a 1 la presión del reservorio decrece en ese periodo de tiempo.
- Al calcular el VRR no se debe asumir que el gas libre es insignificante, eso puede hacer erróneo el cálculo.
- Tanto las fallas, la mala cementación del casing, el depletamiento de arenas por la inyección de agua, una capa de gas, o un acuífero inactivo, son los principales agentes secuestrantes del agua de inyección.
- **El volumen de agua perdida varía según el reservorio, pero por experiencia, del 10 al 50 % del agua inyectada se pierde. Según lo anterior, es correcto retirar del 20 al 30 % del caudal de inyección y asumir que se pierde, para hacer un cálculo más ajustado del reemplazamiento dentro del reservorio.**
- La mayoría de las veces el VRR acumulado es igual o mayor a 1, después de tener en cuenta el agua que se pierde.
- La presión del yacimiento desde que se inicia la inyección debería mantenerse o incrementarse.
- El VRR acumulado debe ser calculado desde el inicio de la inyección y no desde el inicio de la producción.
- Cuando el VRR acumulado se acerca al 1, la presión del yacimiento debe crecer y volver a valores próximos de la presión original del yacimiento.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriormente descritas, el cálculo del factor se hará sobre el 70% de la inyección, tanto para el Bloque en general, como para cada pozo inyector.

3.2 ANALISIS DEL VRR PARA EL BLOQUE NORTE DEL CAMPO MADURO

El reservorio de las Arenas Inferiores asociado al Bloque Norte del Campo es denominado maduro, con implementación de recobro secundario por inyección de

⁵² COBB William, SMITH James, Waterflooding, USA, 1990

agua desde el principio de su desarrollo, actualmente la mayoría de sus pozos presentan un BSW bastante elevado (>80%), y los pozos inyectoros tienen que bombear grandes volúmenes de agua, para lograr barrer un petróleo residual que cada vez se hace mayor, generando un proceso menos rentable con el paso del tiempo.

Con el fin de estudiar el comportamiento de este sistema (producción e inyección de fluidos), es necesario comparar la producción de cada pozo con respecto a las tasas de agua inyectada, por lo cual se decide utilizar el factor Voidage Replacement Ratio, como una herramienta que tanto cualitativa como cuantitativamente, permite evaluar el funcionamiento del sistema de inyección de agua implementado en el campo.

Este factor será utilizado con el fin de medir la comunicación entre pozos pertenecientes a una misma zona. Dichas zonas se determinaron en el capítulo anterior y su escogencia derivó de factores como, proximidad entre pozos e intervalos cañoneados en común.

De manera análoga al capítulo anterior, se analizará el VRR para cada zona del Bloque Norte, se presentará la gráfica representativa y se explicará el comportamiento de cada una. Los valores utilizados para el cálculo de este factor fueron tomados para una presión promedio de 300 psi como se muestra en la **Tabla 17**.

Tabla 17. Datos de fluidos del yacimiento para cálculo del factor VRR

Presión promedio Psi	Rsi (scf/Bbl)	Bo (rb/stb)	Bgi (Bbl/scf)	Bw (rb/sbl)
300	48	1.040	0,00909	1,01

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

El cálculo de este factor es clave, de suma importancia para conocer el balance de materia que se está llevando a cabo en el yacimiento, es decir el reemplazamiento de fluidos que se da por la inyección de agua, como se observa en la **Grafica 40**, donde se ha trazado una línea en el valor de uno para el VRR, a fin de identificar los puntos en el tiempo en donde el reemplazamiento de fluidos ha sido óptimo y de esta manera poder determinar un caudal de inyección adecuado.

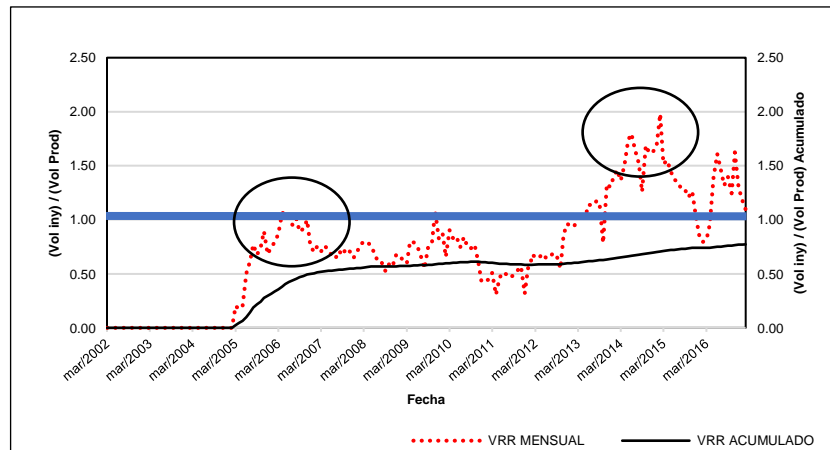
Hay que considerar que este factor no tiene en cuenta parámetros como la porosidad o permeabilidad en su cálculo, por lo que son casi predecibles los resultados del reemplazamiento, sin embargo, cuando se hace la comparación con las curvas de producción, se pueden hacer varias conclusiones, entre ellas, si con el cambio en la tasa de inyección no se afecta la producción de crudo, pero si la

de agua, esto supondría que el banco de petróleo no está directamente relacionado con el frente de invasión.

Se expondrán las gráficas sin la corrección por pérdidas de agua al principio del análisis del VRR general del Bloque, así como para cada zona, con el fin de apreciar de manera clara la diferencia que existe cuando se retira el 30% del agua inyectada (VRR ajustado).

3.2.1 Factor VRR general para el Bloque Norte. Observando el comportamiento de la curva del VRR (**Grafica 51**), se puede corroborar que, zonas o estratos de alta permeabilidad son desfavorables para proyectos de inyección de agua, ya que para recuperar el petróleo es necesario inyectar y producir grandes cantidades de ese fluido.

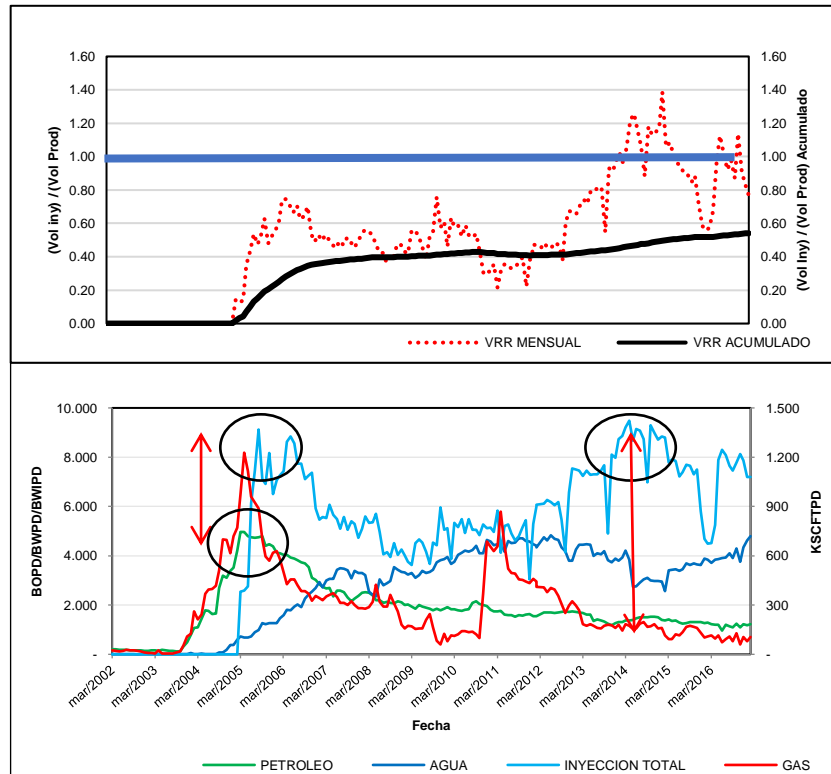
Grafica 51. VRR General Bloque Norte



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

En la **Grafica 52** se presenta la comparación del VRR ajustado con el comportamiento de producción e inyección de fluidos del Bloque Norte en general.

Grafica 52. VRR Ajustado comparación fluidos Bloque Norte

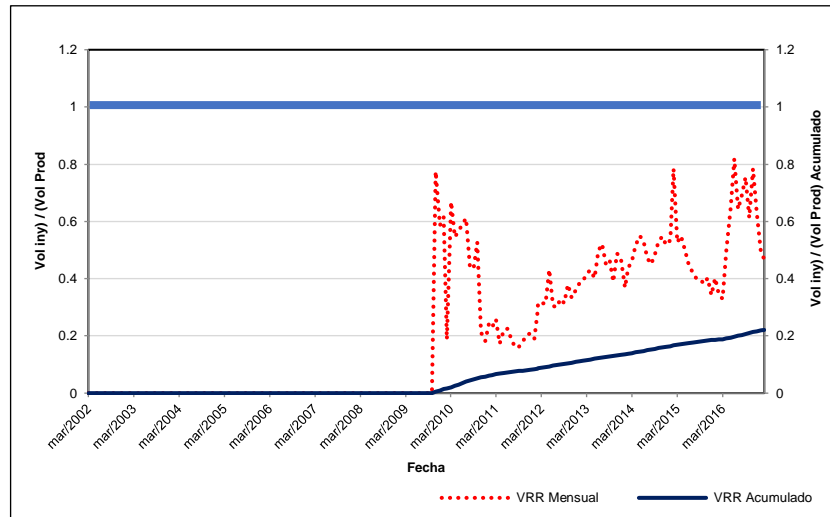


Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Al comienzo las altas tasas de agua inyectada (**Grafica 52**), fueron compensadas por el aumento en la producción de crudo, por lo cual el factor VRR no sobrepasa el valor de uno. Mantener una tasa de inyección moderada (7.000Bls/día), mantiene el VRR cerca del equilibrio, tasas superiores solo harán que se desperdicie el agua. También se puede apreciar que, por supuesto, sí existe una alta inyección de agua y no hay una notable recuperación de crudo, la tendencia de la curva será estar por encima del equilibrio, lo cual indica que se está inyectando más de lo que se produce, también se puede observar, que la distancia entre las curvas de producción e inyección son proporcionales al comportamiento del VRR.

3.2.2 Factor VRR Zona Centro. La **Gráfica 53** se calculó con el 100% de la inyección del pozo, con el fin de hacer una comparación del comportamiento de las curvas con la gráfica teniendo en cuenta el 30% de pérdidas del agua de inyección, la cual se presentará más adelante.

Grafica 53. VRR General Zona Centro

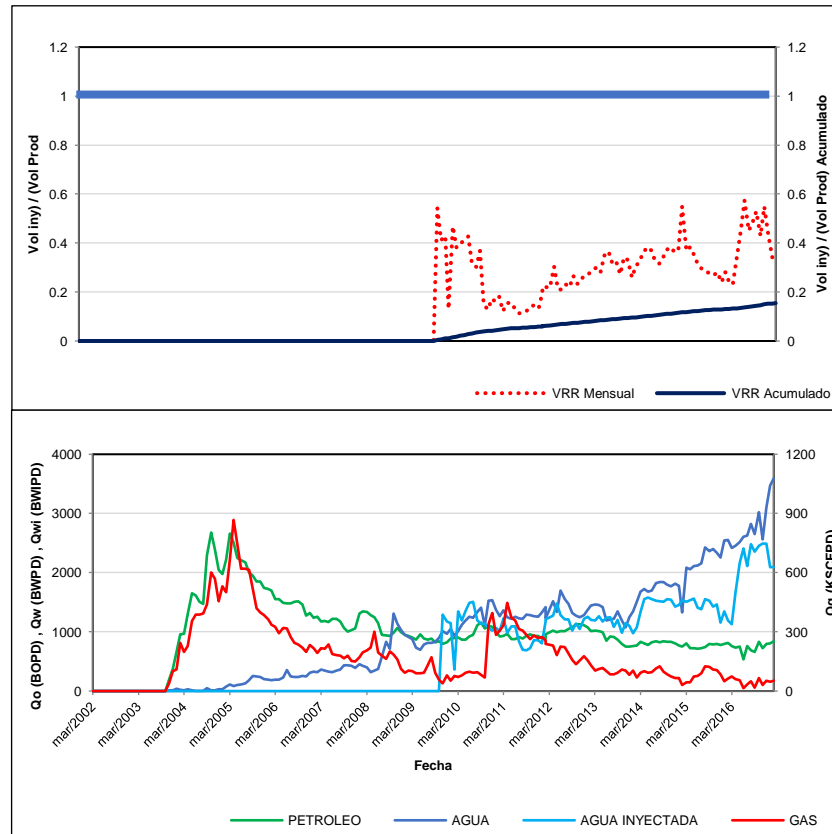


Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

En la siguiente gráfica, muestra el comportamiento de los fluidos producidos en la Zona Centro, bajo la inyección del pozo BN-12, se puede identificar que gran parte del agua inyectada se produce, pero el agua producida es superior a la inyectada, lo cual sugiere que el agua restante proviene de otras partes (inyección de otros pozos, acuífero).

Esta zona del yacimiento contiene al BN-3 y al BN-5, que son dos de los pozos que más producen agua en el bloque, según el comportamiento de la gráfica de producción de fluidos vs inyección, el agua no barre el banco de petróleo, sino que se canaliza a la producción inmediatamente, lo cual es normal, por la posición del pozo inyector y las tasas que maneja; el BN-5 a su vez, es uno de los mejores productores de crudo del bloque, por lo cual se puede concluir, que en esta parte del yacimiento probablemente exista petróleo no barrido, petróleo que se encuentra aislado por los mismos canales de flujo del agua de inyección, la curva del VRR también sugiere que esta zona está totalmente despresurizada, lo cual se sustenta con la producción de gas, la cual llegó a un máximo en el inicio de la producción, pero en la actualidad se produce muy poco, se descarta que sea por la presurización producto de la inyección de agua ya que como se observa en la gráfica, el $VRR < 1$.

Grafica 54. VRR Ajustado comparación fluidos Zona Centro



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

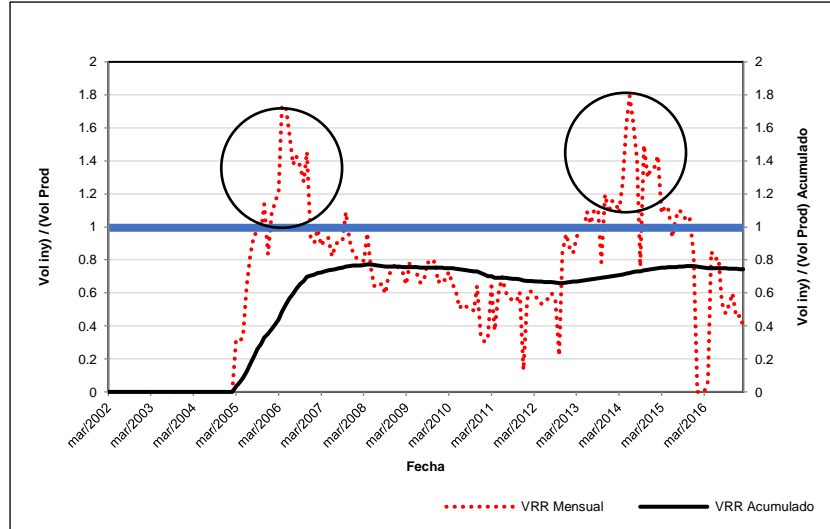
Aunque la inyección de agua tiene repercusiones positivas en cuanto a la producción de crudo (**Gráfica 54**), no ha sido lo suficientemente alta, el factor $VRR \ll 1$, lo cual indica que se producen más fluidos de los que se inyectan, es decir, el agua inyectada no se pierde completamente, sino que se produce junto con los hidrocarburos, indicando comunicación zonal. También se puede deducir que se produce agua del acuífero y que la inyección de agua de todos los pozos inyectoros se distribuye desproporcionalmente a los pozos productores, además, que, al ser un yacimiento maduro, la ruptura de agua se dio hace mucho tiempo, generando canales preferenciales de flujo, dejando atrás petróleo entrampado en estratos aislados por las fallas y múltiples fracturas.

De acuerdo con lo anterior, la Zona Centro necesita la implementación de una estrategia de inyección-producción, que mejore el remplazamiento de fluidos en el yacimiento.

3.2.3 Factor VRR Zona Oeste. En el caso de la inyección del pozo BN-13, es casi normal que el reemplazamiento no sea perfecto la mayoría del tiempo (**Gráfica 55**) porque como se ha mencionado, el yacimiento es naturalmente fracturado y la

comunicación se ve afectada, por lo que en grandes distancias se pierde el fluido hacia otras zonas.

Grafica 55. VRR General Zona Oeste



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

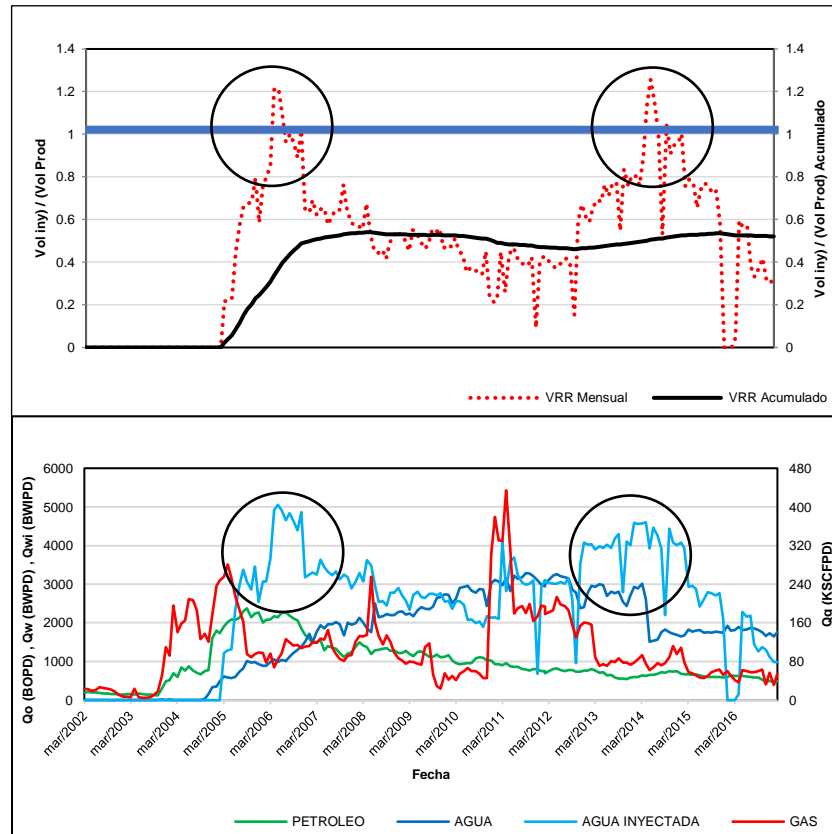
El factor VRR de esta zona es el más equilibrado del bloque, el reemplazamiento es aceptable, variaciones en la tasa de inyección de un orden de 1000 bls son necesarias para llevar el factor al equilibrio.

En algunos periodos se ha sobre inyectado, pero en general, esta zona presenta una buena respuesta a la energía suministrada por el inyector y los mecanismos primarios de producción. La ruptura se presentó en el 2007 generando que se produzca más de lo que se inyecta.

En la **Grafica 56**, se observan dos periodos de sobre-inyección, es evidente que las altas tasas de agua inyectada solo representaron incremento en la producción de hidrocarburos del 2005 al 2006, el pico del año 2014 deja en evidencia que esa agua inyectada se perdió, ya que no se produjo en los pozos productores de la zona, y como se puede observar en la curva del VRR, probablemente se perdió en el yacimiento, porque no se evidencia incremento en la producción de petróleo, se puede también concluir que si existe comunicación zonal, porque la producción de gas disminuyo considerablemente conforme se incrementó la inyección de agua, lo cual indica que en esta zona se logró presurizar el yacimiento.

Una tasa de 3000 bls fue necesaria para que se lograra un reemplazamiento optimo $VRR=1$.

Grafica 56. VRR Ajustado comparación fluidos Zona Oeste

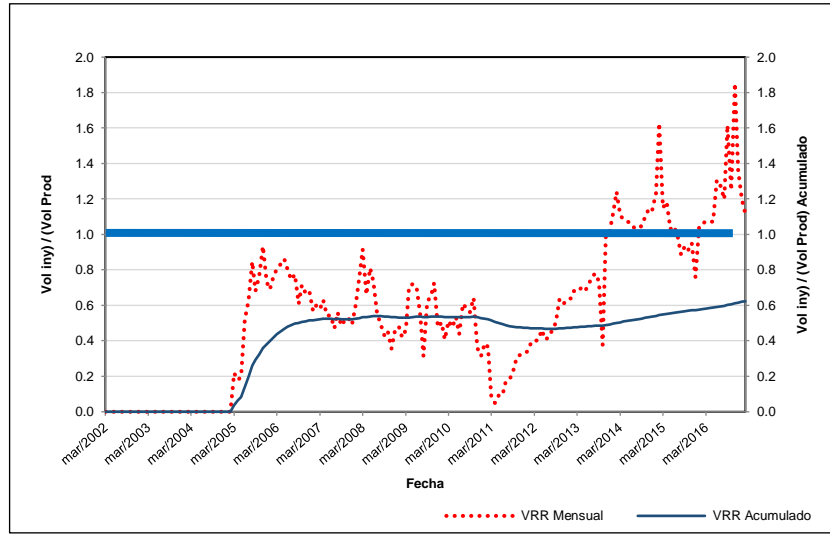


Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

3.2.4 Factor VRR Zona Este. El factor VRR es menor que uno (1), la mayoría del tiempo, lo cual indica que se producen más fluidos de los que se inyecta, se produce agua del acuífero, la inyección de agua de todos los pozos inyectoros se distribuye desproporcionalmente a los pozos productores, sin embargo, en la **Gráfica 58** se puede observar que, cuando se aumentó la rata de inyección en el 2014 el $VRR > 1$ (Si el VRR es igual o mayor a 1, la presión del yacimiento se mantiene o crece en ese periodo).

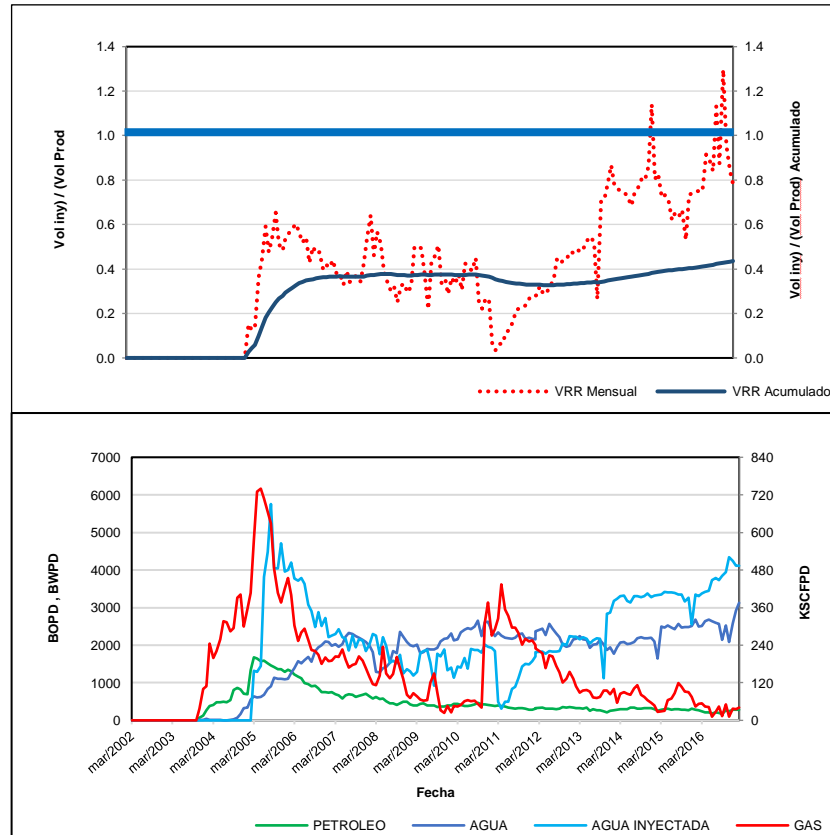
La producción de los pozos actualmente es gobernada por el agua, el yacimiento presenta canales preferenciales de flujo, la razón por la cual se produzca más de lo que se inyecta en algunas zonas, es porque el agua proviene además de la inyección de los tres pozos, del acuífero o de la zona centro del campo, donde se inyectan grandes volúmenes de agua.

Grafica 57. VRR General Zona Este



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Grafica 58. VRR Ajustado comparación fluidos Zona Este



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Con una tasa de 3500 bls se logró un VRR=1

El factor VRR de la zona Este (Pozo Inyector BN-14) es inferior a 1 la mayoría del tiempo, lo cual indica que se producen más fluidos de lo que se inyecta, pero solo cuando disminuye la producción de petróleo de una forma sustancial, la inyección se hace más grande que la producción, lo cual indica que el frente de invasión dejó atrás el banco de petróleo haciendo más grande la cantidad de petróleo residual de la zona.

La baja producción de gas que comienza en el 2013, es producto de la presurización de la zona, lo cual se puede concluir al analizar la gráfica del VRR, ya que en esos momentos la curva alcanza el equilibrio y como se puede observar en la **Gráfica 58**, en ese tiempo es cuando incrementa la inyección de agua, esa agua inyectada no se está perdiendo (no se está sobre inyectando), por lo cual no supera considerablemente al equilibrio ($VRR=1$), de alguna manera el agua está soportando con energía al yacimiento, hipótesis que se ratifica con el análisis de la producción de agua, la cual en estos periodos de alta inyección, no incrementa, sino que se mantiene constante en un valor de 2571 bwpd.

4. DEFINICIÓN DE LOS ESCENARIOS DE INYECCIÓN-PRODUCCIÓN

A continuación, se definen los escenarios generados para el Bloque Norte del Campo Maduro, por medio del software de simulación analítica de yacimientos SAHARA, aportado por la compañía Nexen Petroleum Colombia Ltd, con el fin de lograr simular la producción incremental de petróleo, empezando por explicar las generalidades de la creación de un caso o escenario de producción bajo una campaña de inyección de agua IN-FILL, problemas y soluciones asociados al control de agua y escenarios básicos de inyección-producción, concluyendo con el diseño de nueve escenarios prospectivos.

4.1 GENERALIDADES DE LA CREACIÓN DE ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

La creación de un escenario de producción consiste en el diseño de un plan de explotación, de los hidrocarburos presentes en un yacimiento. Varias metodologías y estrategias de producción se pueden idear para conseguir la combinación perfecta, aquella que genere el mejor desarrollo posible del campo.

Para el Bloque Norte del Campo Maduro, se plantearon escenarios enfocados en dos temas principales, el crecimiento del factor de recobro de crudo y la optimización de la eficiencia del sistema de inyección de agua.

El simulador analítico SAHARA, permite definir varios escenarios, con el fin de generar pronósticos de producción de hidrocarburos. Estos escenarios permiten generar diferentes alternativas de cálculos con el simulador de mallas y eventualmente con diferentes escenarios de las inyecciones de pronóstico. El simulador contiene cuatro modelos de escenarios los cuales son:

4.1.1 Escenario de Datos. Se crea junto al proyecto y recibe el nombre de Historia; se puede crear varios escenarios de datos.

4.1.2 Escenario de Cálculo. Cada vez que se realizan corridas con el simulador de mallas de inyección, los resultados obtenidos se guardan en el escenario de cálculo seleccionado. Esto es especialmente útil para poder comparar diferentes corridas.

4.1.3 Escenario de Inyección. Cada vez que se realiza una corrida con el simulador de mallas de inyección, puede seleccionarse el escenario de inyección que se utilizara, de este modo, si además se guardan resultados de cada alternativa como diferentes escenarios de cálculo, podrá efectuarse la comparación de los pronósticos obtenidos para cada uno.

4.1.4 Escenario de Pronóstico. Es posible importar archivos con pronósticos de producción a nivel de pozo o de grupo de pozos. Para efectuar esta importación es necesario definir previamente el escenario correspondiente.

4.2 PROBLEMAS Y SOLUCIONES ASOCIADOS AL CONTROL DEL AGUA EN CAMPOS MADUROS

Como el tema principal es la inyección de agua en el campo, se explicarán algunos problemas presentes en los campos maduros, en donde los cortes de agua exceden el 80%, en la actualidad se podría decir que algunas compañías se han convertido en empresas productoras de agua y no de hidrocarburos.

El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde la exploración, el contacto agua-petróleo (CAP) es un factor fundamental para determinar el petróleo en sitio, hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo, cuando se extrae petróleo de un yacimiento, tarde o temprano el agua proveniente de un acuífero subyacente o de los pozos inyectoros se mezcla y es producida junto con el petróleo.

El agua está presente en todos los campos de petróleo y es el fluido más abundante en el campo, ésta es producida junto a los hidrocarburos en tasas que varían de acuerdo a diferentes circunstancias o condiciones del flujo de fluidos en el yacimiento, no se puede generalizar la procedencia del agua que se produce, ya que existen diferentes opciones, el agua de barrido es aquella que sirve de empuje directo del banco de petróleo y puede provenir de un pozo inyector o de un acuífero activo, el manejo de esta agua es fundamental para el manejo del yacimiento, el agua que se produce junto con el petróleo pero que no afecta de manera negativa la relación agua-petróleo (RAP), esta es consecuencia del flujo inevitable del agua a través del yacimiento por canales preferenciales, por último el agua que se produce en exceso, la producción es netamente de agua o con un porcentaje de crudo que no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir, es agua producida por encima del límite económico de la RAP⁵³.

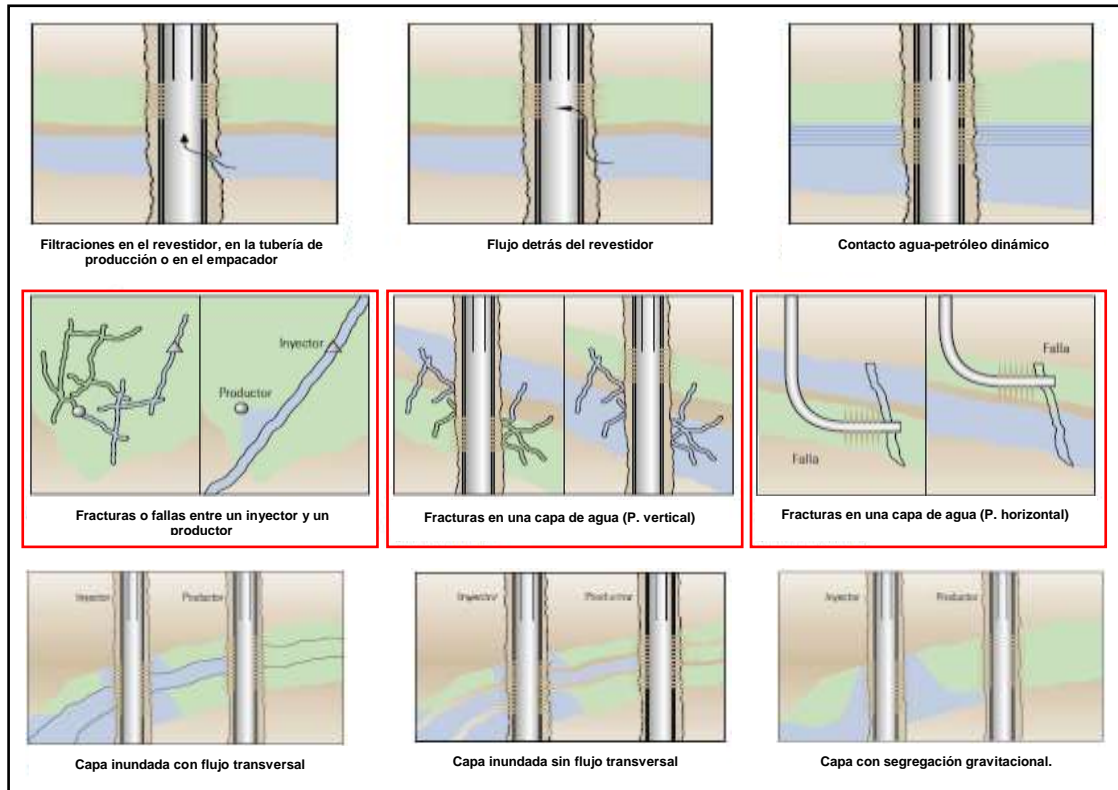
4.2.1 Posibles causas de la producción excesiva de agua. Según un estudio publicado en el año 2000 por la Oilfield Review, se presentan a continuación las 10 causas principales por las cuales se presentan problemas de control de agua (**Figura 35**).

1. Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empaques.
2. Flujo canalizado detrás del revestidor
3. Contacto agua petróleo dinámico
4. Capa inundada sin flujo transversal

⁵³ OIL FIELD REVIEW, Control del agua, USA, 2000

5. Fracturas o fallas entre inyector y productor
6. Fracturas o fallas de una capa de agua
7. Conificación o formación de cúspide
8. Barrido areal deficiente
9. Segregación gravitacional
10. Capa inundada con flujo transversal

Figura 35. Problemas de agua comunes en yacimientos maduros⁵⁴



Fuente. Control del Agua. Oilfield Review, verano del 2000, modificado por Autor

La justificación de un tratamiento en cualquier pozo depende del valor del incremento esperado en la producción de hidrocarburos.

4.2.2 Soluciones para el control del agua. Cada tipo de problema tiene distintas opciones de solución, que varían desde mecánicas y químicas, que son relativamente de bajo costo, hasta las más complejas y costosas soluciones de completamientos o retrabajados.

Es habitual la existencia de diversos problemas de control del agua y a menudo, se hace necesario adoptar una combinación de varias soluciones, algunas de ellas se mencionan a continuación.

⁵⁴ Ibid., p. 36-38

- Soluciones mecánicas: tapones mecánicos o inflables.
- Soluciones químicas: tapones de cemento, geles rígidos, polímeros reticulados, polímeros y surfactantes.
- Soluciones de completamiento: pozos multilaterales, desviación de trayectoria de pozos, aislamiento con tubería flexible, completamientos dobles.

4.3 ESCENARIOS BASE DE INYECCIÓN-PRODUCCIÓN

La industria petrolera tiene amplia trayectoria así como influencia alrededor del mundo, este negocio se ha desarrollado logrando mantenerse como uno de los principales generadores de energía durante más de siglo y medio, por lo que muchas de las operaciones en campos maduros, ya están establecidas y fueron probadas como pilotos en algún instante de dicha historia, esta trayectoria ha logrado identificar qué tipos de trabajos son necesarios para la mejora de sistemas de recobro secundario como inyección de agua, y las estrategias a seguir para optimizar la recuperación de petróleo en un amplio espectro de yacimientos petroleros.

La experiencia que se ha generado en la industria encamina este proyecto a la generación de dos modelos principales, que fueron evaluados y llevados a consideración, con lo que se espera optimizar el proceso de extracción en el Bloque Norte del Campo Maduro, dichos modelos son: perforación in-fill e inyección de agua por arreglos geométricos, los cuales se agrupan para generar un proceso más eficiente.

4.3.1 Perforación In-Fill. La perforación in-fill es una técnica utilizada desde los años 70s, la cual consiste en perforar nuevos pozos, después de una producción primaria o un desarrollo secundario del campo, estos pozos pueden ser de inyección de agua, con lo que se obtiene una mejora en la eficiencia de barrido área y vertical, mejora la continuidad y disminuye el límite económico del proyecto, como también pueden ser de producción, con lo que se logra drenar zonas aisladas por el flujo de fluidos en el yacimiento⁵⁵.

Algunos factores que contribuyen al incremento del recobro después de la perforación de pozos in-fill son los siguientes.

- Mejora del barrido areal.
- Mejora la eficiencia de inyección debido a la heterogeneidad areal.
- Mejora del barrido vertical.

⁵⁵ RODRIGUEZ MONJE, Darío. BERNAL GONZÁLEZ, José. Metodología para la Perforación de pozo In-Fill en un Campo Maduro con Ambiente de depositación fluvial. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2009. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico- Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

- Mejora en la continuidad lateral entre zonas.
- Reducción del límite económico.
- Drene de zonas vírgenes
- Drenaje de zonas por pozos inter-espaciados.

4.3.2 Inyección de agua por arreglos geométricos. La forma original en la que ha sido producido un yacimiento, la permeabilidad del yacimiento, la viscosidad de los fluidos, la razón de movilidad, la razón pozos inyectores a pozos productores, la estructura del yacimiento y las características geológicas del mismo, son los factores más determinantes a la hora de evaluar el diseño y planificación de un modelo de producción-inyección por arreglos geométricos.

Con este tipo de arreglos geométricos se pretende desarrollar el yacimiento abarcando el mayor espacio posible, es decir aprovechando cada espacio en el cual pueden estar atrapados los hidrocarburos, al mismo tiempo se logra soportar la presión de una manera más eficiente.

4.4 DETERMINACIÓN DE ESCENARIOS

Para la determinación de los escenarios que se evaluarán en el proyecto, se tuvieron en cuenta factores como, condiciones actuales de producción e inyección, tanto por zona, como para cada pozo, ubicación en el yacimiento, espacio en superficie, soporte de presión, ubicación estructural de los pozos, condiciones de los completamientos y arenas involucradas, pero el más importante, fue el Factor VRR, por el cual se determinó que, la Zona Centro, es la zona donde se realizara el diseño de un sistema de inyección in-fill que logre aumentar la recuperación de petróleo, logrando una estructura o patrón de inyección, que permita un desarrollo acorde con lo requerido por la compañía Nexen Petroleum Colombia Limited.

En la **Tabla 18**, se muestra la inyección histórica de agua por pozo y por capa, así como las tasas de inyección actual, con la que se determinarán las tasas de inyección del nuevo pozo y las arenas que serán intervenidas, para no establecer caudales fuera del rango de inyección y proponer una tasa real, acomodada a las características propias de inyectividad del bloque.

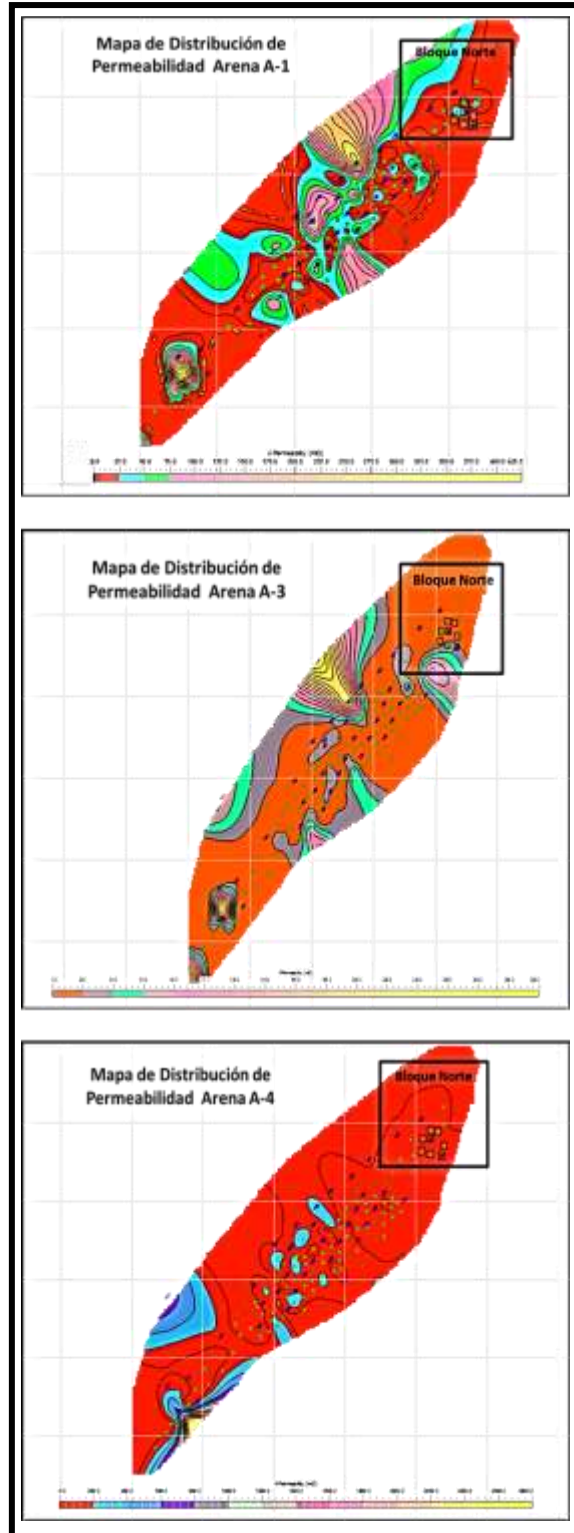
Tabla 18. Inyección de agua por capa

Arenas	Pozos Inyectores		
	BN-12	BN-13	BN-14
	Barriles de agua acumulados		
A-1	-	-	774.098
A-3	1.166.607	9.621.846	5.251.496
A-4	2.183.487	3.507.000	4.221.505
	Barriles de agua por año		
A-1	-	-	64.508
A-3	166.658	801.821	437.625
A-4	311.927	292.250	351.792
	Barriles de agua por día		
A-1	-	-	177
A-3	457	2.197	1.199
A-4	855	801	964
Total (bwipd)	1.311	2.997	2.340
	Barriles de agua por día (Inyección Actual)		
A-1	-	-	247
A-3	1.880	-	1.931
A-4	212	986	1.931
Total (bwipd)	2.092	986	4.109

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Para la determinación de los escenarios y las tasas de agua a inyectar, es importante tener en cuenta la distribución de permeabilidad en el campo discriminada para cada arena, lo cual se observa en la **Figura 36**, con base en estos mapas de distribución se puede identificar que, en general la permeabilidad en el Bloque Norte del campo se mantiene homogénea, con excepción en la arena A-1 en donde se distinguen dos porciones con permeabilidades diferentes donde se ubican los pozos BN-2 Y BN-3.

Figura 36. Mapas de Distribución de Permeabilidad Campo Maduro



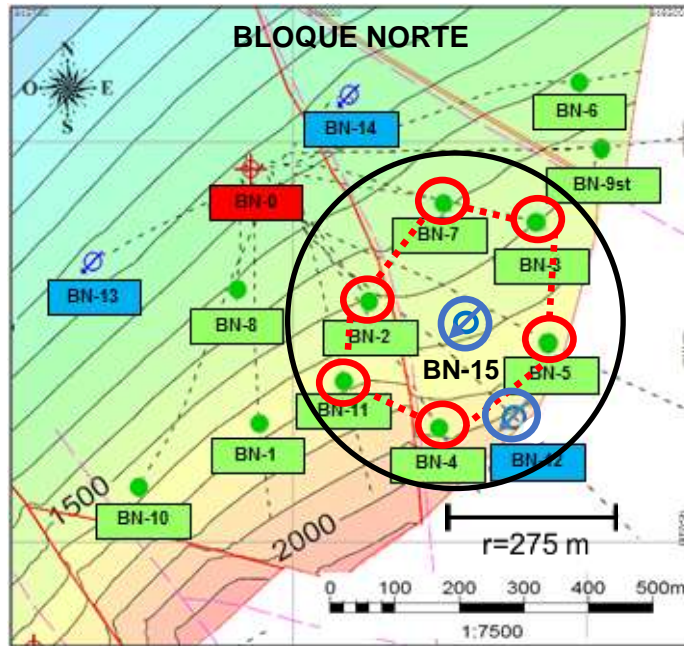
Fuente. Sahara

Para apreciar de manera individual las figuras anteriormente recopiladas en la **Figura 36**, remítase a lista de Anexos B.

4.4.1 Escenario 1: Este escenario propone perforar un pozo de inyección In-fill (**BN-15**), en las coordenadas X=946215, Y=954801 (**Figura 37**), completado en las Arenas Inferiores A-1, A-3 y A-4. Este nuevo pozo inyector logra establecer un patrón geométrico de siete puntos invertido de 237.583 m^2 de área, con un radio de 275 m, este tipo de arreglo permite mejorar la presión de la zona, la cual, según los cálculos del VRR necesita la implementación de un sistema que mejore el remplazamiento de fluidos en el yacimiento, por lo que se decide establecer un arreglo geométrico que mejore la producción de los pozos BN-2, BN-3, BN-4, BN-5, BN-6, todos estos pozos representan un buen potencial productor por su historia y ubicación en la estructura, el arreglo propuesto es soportado por las siguientes hipótesis.

- Usar una inyección en arreglos de 5, 7 y 9 pozos en un yacimiento con poco buzamiento y cierto grado de heterogeneidad, es más beneficioso que arreglos en línea.
- Se usa arreglos invertidos, si la movilidad del agua es mayor que la del petróleo.
- El número óptimo de los pozos para desarrollar un yacimiento es proporcional a la cantidad de petróleo in situ y la productividad de cada pozo.
- En yacimientos fallados es recomendable colocar los pozos inyectores retirados de la falla y los productores cerca de la misma, para reducir el riesgo de perder la zona productiva.

Figura 37. Escenario Inyección in-fill



Con este escenario se pretende complementar la inyección del BN-12, pensando en el desarrollo a futuro del bloque, al mismo tiempo se pretende determinar de manera clara la continuidad de las arenas en esa área y la influencia de la inyección actual.

Se proponen además el **Escenario 2** y el **Escenario 3**, en los cuales, solo varía la tasa de inyección como se observa en la **Tabla 19**, estas tasas se calculan teniendo en el histórico de inyección por pozo y por capa, estableciendo un promedio ponderado para los tres pozos inyectoras, así mismo para las tres arenas, con lo cual se establece un rango de inyección de 900 a 2400 bwipd, las demás características permanecen constantes.

Tabla 19. Escenario 1, Inyección por capa

Arenas	Escenarios		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
A-1	300	500	800
A-3	300	500	800
A-4	300	500	800
TOTAL	900 bwipd	1500 bwipd	2400 bwipd

Para la selección apropiada del escenario de inyección, se realizó la discriminación de diferentes modelos diseñados en el software, dichos modelos contemplan la inyección por líneas de flujo establecidas para cada inyector, las alternativas arrojadas por el programa sugieren que la nueva inyección (Pozo BN-

15) se lleve a cabo de tres maneras diferentes, teniendo en cuenta la intersección de las líneas de flujo de los dos inyectores.

Los dos pozos inyectores de la Zona Centro, comparten entre si seis pozos productores, el recorrido del agua inyectada se da por líneas de flujo establecidas de acuerdo con la estructura del yacimiento y posición de cada pozo, estas líneas de flujo son diferentes en cada arena del yacimiento, por lo que, para evaluar la inyección conjunta es necesario establecer dichas rutas del agua inyectada y realizar la simulación para evaluar los resultados más claros y ajustados a la realidad.

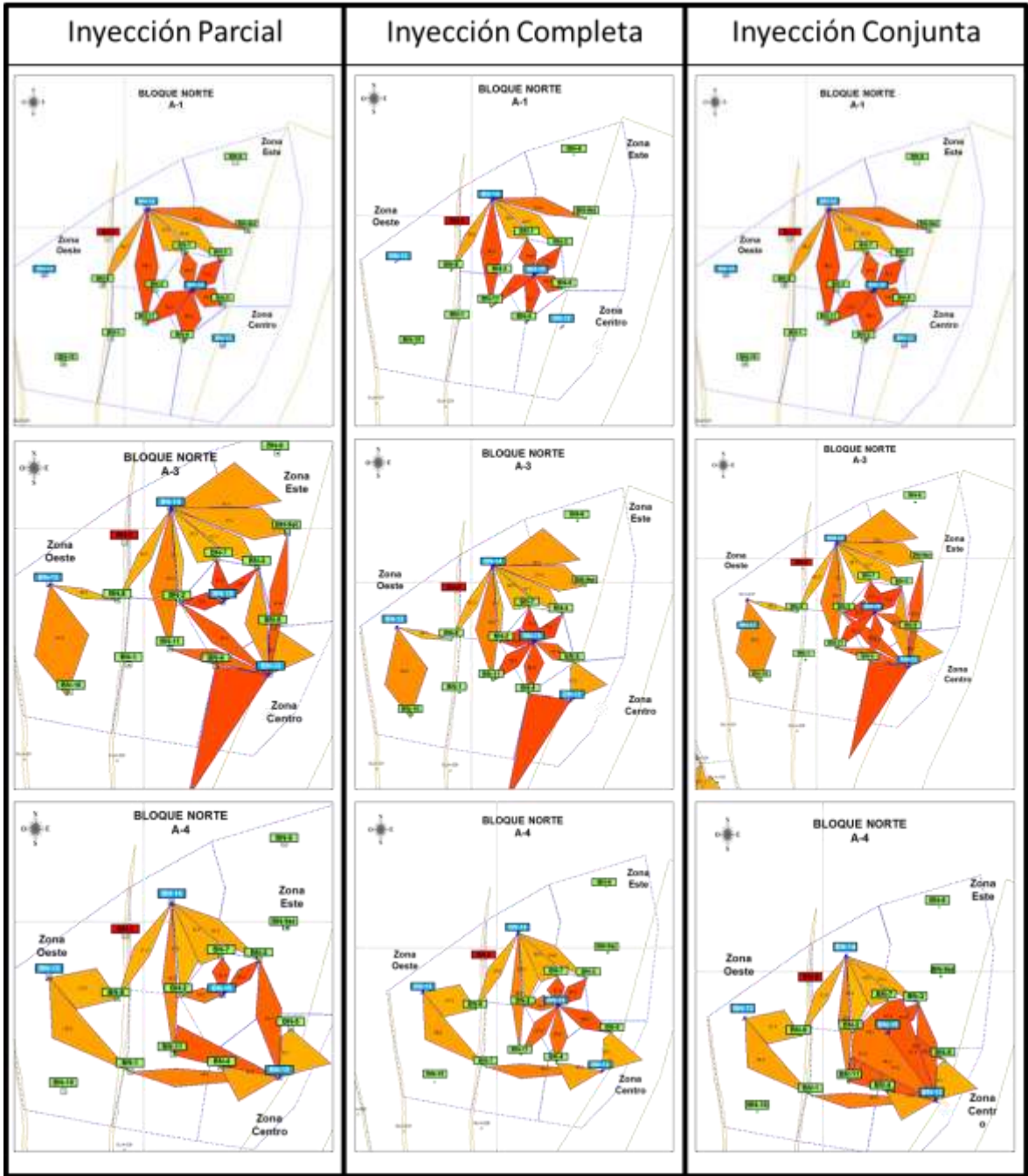
De acuerdo con lo anteriormente descrito, en la **Tabla 20** se establecen los sub-escenarios correspondientes, todos los escenarios se diseñaron alrededor de la inyección del nuevo pozo inyector (BN-15), por lo que solo se analizará el cambio en los caudales de este, aunque en la zona ya existe un inyector (BN-12) sus características, en especial su caudal de inyección no será objeto de estudio ni sometido a cambio alguno.

Tabla 20. Sub-Escenarios

Escenario 1	Escenario 1.1	Inyección parcial
	Escenario 1.2	Inyección completa
	Escenario 1.3	Inyección conjunta
Escenario 2	Escenario 2.1	Inyección parcial
	Escenario 2.2	Inyección completa
	Escenario 2.3	Inyección conjunta
Escenario 3	Escenario 3.1	Inyección parcial
	Escenario 3.2	Inyección completa
	Escenario 3.3	Inyección conjunta

En la **Figura 36** se pueden apreciar los modelos correspondientes a las líneas de flujo por cada arena según lo establecido en el simulador analítico para cada Sub-escenario planteado anteriormente, en donde se puede observar la separación de los flujos con inyección parcial, inyección completa e inyección conjunta.

Figura 38. Sub- Escenarios y líneas de flujo.



Fuente. Sahara. Modificado por Autor

Para apreciar de manera individual las figuras anteriormente recopiladas en la **Figura 38**, remítase a lista de Anexos C.

4.1.1.1 Inyección parcial. Este caso omite las líneas de flujo del BN-15 que se cruzan con las del BN-12, por lo que, la inyección en la zona es llevada hacia la parte baja de la estructura para las arenas A-3 y A-4; como en la arena A-1 no inyecta el BN-12, no existe cruce de líneas de flujo por lo que el BN-15 inyecta en todas las direcciones.

4.1.1.2 Inyección completa. Este caso omite las líneas de flujo del BN-12 que se cruzan con las del BN-15, por lo cual, la inyección de este nuevo pozo se realiza en todas direcciones, influyendo a los seis productores de la zona, en este caso el BN-12 solo logra influenciar a dos de los seis pozos de la zona en las arenas 3 y 4.

4.1.1.3 Inyección conjunta. En este caso los dos pozos (BN-15 y BN-12) inyectan simultáneamente por todas las líneas de flujo establecidas para cada uno, es decir no hay omisión de ninguna línea y la inyección es completamente en conjunto, este caso pretende que la inyección sea un trabajo mutuo y se logre barrer más volumen poroso del área objeto de estudio del bloque, así como aumentar la presión de la zona. Con este modelo la inyección del BN-15 se realiza en todas las direcciones influyendo a los pozos que se encuentran en la parte alta de la estructura, lo cuales han demostrado tener gran potencial de reservas, por otro lado, la inyección hacia la parte alta aporta un soporte de presión ayudada por la pequeña capa de gas que allí existe.

El orden para realizar la simulación de los escenarios se presenta a continuación.

1. Inyección de BN-15 Escenario 1.1
2. Inyección de BN-15 Escenario 1.2
3. Inyección de BN-15 Escenario 1.3
4. Inyección de BN-15 Escenario 2.1
5. Inyección de BN-15 Escenario 2.2
6. Inyección de BN-15 Escenario 2.3
7. Inyección de BN-15 Escenario 3.1
8. Inyección de BN-15 Escenario 3.2
9. Inyección de BN-15 Escenario 3.3

5. MODELO DE SIMULACION ANALITICA DE YACIMIENTOS DEL BLOQUE NORTE DEL CAMPO MADURO

A continuación, se describe la simulación analítica de yacimientos aplicada en el Bloque Norte del Campo Maduro, partiendo de las generalidades de la simulación analítica del simulador SAHARA de la compañía Interfaces S.A usada en el proyecto. Posteriormente se describe el procedimiento tomado para la simulación, la malla de simulación usada, la creación de un sector de estudio y algunas propiedades del yacimiento serán nombradas a fin de aclarar el caso en estudio. También se enuncian las condiciones operacionales y el procedimiento de la simulación de la inyección de agua.

5.1 GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La simulación de yacimientos es una rama de la ingeniería de yacimientos muy valiosa en los tiempos modernos, cuya aplicación es utilizar software o programas de computador especializados para resolver los problemas de flujo de fluidos en el reservorio, bajo el contexto de una óptima administración del mismo⁵⁶.

El propósito de la simulación es generar predicciones del comportamiento del reservorio bajo uno o más esquemas de explotación. La simulación de los distintos escenarios sobre el modelo de yacimiento genera resultados que permiten determinar el modo óptimo de producción, a un costo relativamente bajo. Los simuladores también se utilizan para monitorear y evaluar el comportamiento del yacimiento.

Esta especialidad que hace parte del estudio integrado de reservorios, es útil para el ingeniero de petróleos como una poderosa y moderna herramienta que logra simplificar y hacer más exacta la cuantificación y cualificación de parámetros, características y eventos presentes en el yacimiento, además de realizar un cotejo y prospección del comportamiento a futuro de un yacimiento petrolífero, utilizando información y características detalladas del mismo, para lograr representar las propiedades dinámicas como un conjunto entre las formaciones y los fluidos que interactúan en el yacimiento.

En pro de tomar decisiones encaminadas al mejor plan de desarrollo de un campo de producción de hidrocarburos, es clave realizar una simulación del yacimiento para resolver preguntas como las siguientes⁵⁷:

⁵⁶ FANCHI. John. Principles of Applied Reservoir Simulation, Third Edition, 2006.

⁵⁷ AZIZ, Khalid. SETTARI, Antonín. Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers Ltd, London, 1979, p. 3

- ¿Cómo se debe desarrollar y producir un campo, en orden de recuperar económicamente los hidrocarburos?
- ¿Cuál es el mejor método de recuperación para el campo? ¿Cómo y cuándo se debe implementar?
- ¿Porque el reservorio no se comporta según las predicciones hechas por el ingeniero del reservorio o los estudios de simulación?
- ¿Cuál es el límite económico de recuperación del campo?
- ¿Cuáles son los parámetros críticos que deben ser medidos en el campo para un escenario de recobro?
- ¿Cuál es el mejor completamiento para los pozos del reservorio?

Para estudios específicos estas preguntas a resolver serán cuidadosamente delimitadas, definiendo los objetivos que conducen con claridad y precisión a resolver los complejos retos a los que se enfrenta un ingeniero de reservorio.

5.2 SIMULACIÓN ANALÍTICA DE YACIMIENTOS

La simulación analítica de yacimientos es una herramienta que proporciona los medios para el estudio de datos y construcción de modelos predictivos que ayudan a la toma de decisiones y la optimización de la extracción de hidrocarburos, genera un acercamiento al comportamiento real del yacimiento, permitiendo a las compañías de petróleo y gas, caracterizar el reservorio y gestionar de manera eficaz los recursos del yacimiento.

5.2.1 SAHARA, Simulador Analítico. Sahara ha sido concebido para el manejo en forma integrada del gran volumen de información necesario para lograr la comprensión de los mecanismos físicos que rigen el comportamiento del reservorio. A través de un modelo de datos diseñado específicamente para lograr una muy alta performance y de una interfaz gráfica esencialmente interactiva, se obtiene una herramienta de consulta y análisis adecuada a las modernas exigencias del ambiente de exploración y producción de hidrocarburos⁵⁸.

Sahara ofrece la posibilidad de trabajar con múltiples escenarios de producción, lo cual facilita la importación de datos de diferentes ubicaciones, así como la generación de diferentes pronósticos de producción. Esta característica es de gran ayuda en el control de gestión de la operación.

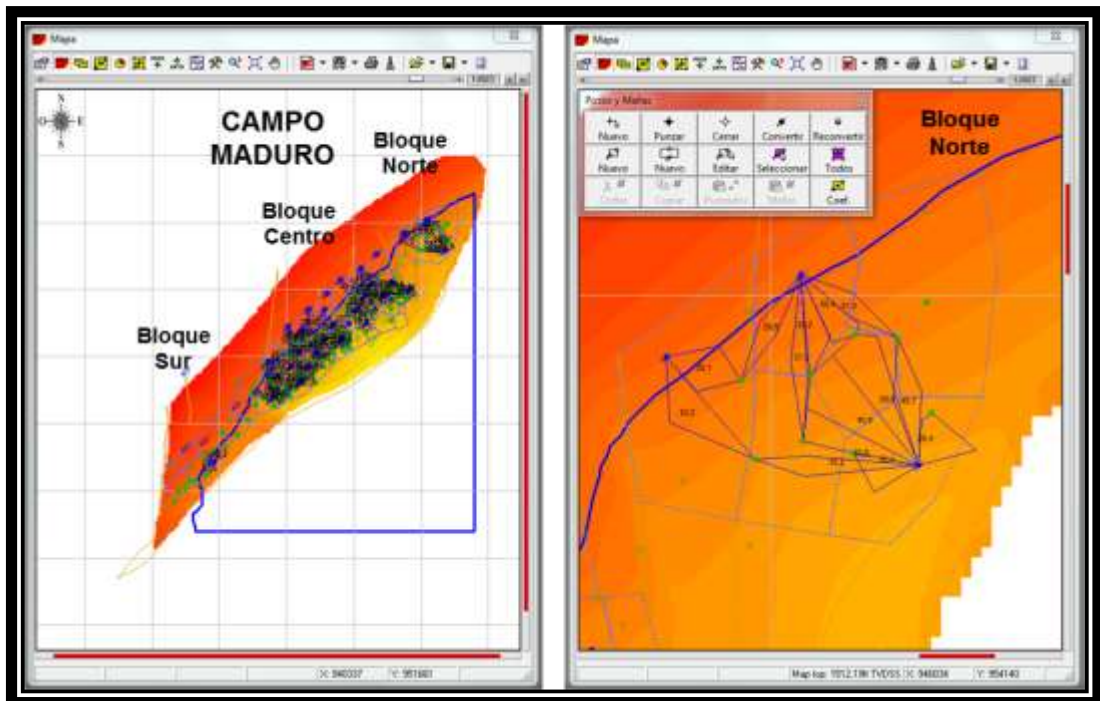
⁵⁸ INTERFASES S.A. Sahara 3.2 Manual de Usuario

5.3 CREACION DE MODELO

Los datos del yacimiento corridos en el simulador no se modificaron, datos correspondientes a las propiedades del yacimiento y los fluidos, ya que estos están actualizados y supervisados por la compañía operadora del Campo Maduro, a continuación, se enseñarán los pasos que se siguieron para lograr la simulación de los casos o escenarios propuestos en el capítulo anterior.

Se seleccionó la zona de interés, en este caso el Bloque Norte del campo, en donde ya están establecidas las líneas o patrones de flujo o influencia de fluidos para cada pozo como se observa en la **Figura 39**.

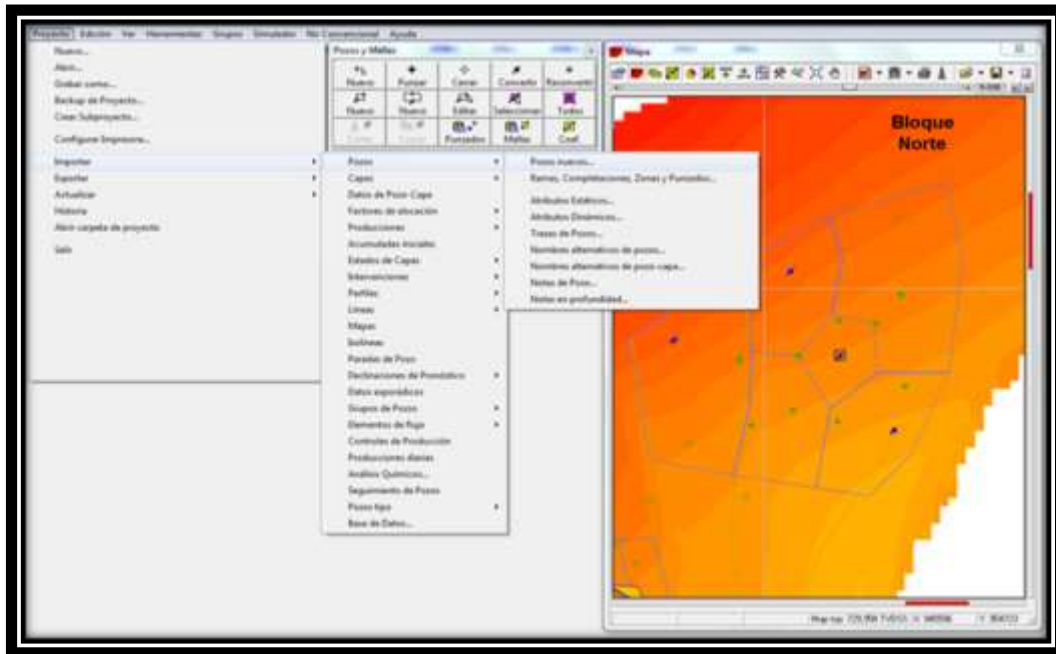
Figura 39. Ubicación Bloque Norte, Mapa tope A-1



Fuente. SAHARA.

La creación del nuevo pozo de inyección in- fill se puede hacer manualmente con la barra de herramientas, o mediante la importación de los datos recopilados en una plantilla de Excel, de esta forma se llevó a cabo la apertura del nuevo pozo como se observa en la **Figura 40**.

Figura 40. Importación de nuevo pozo inyector

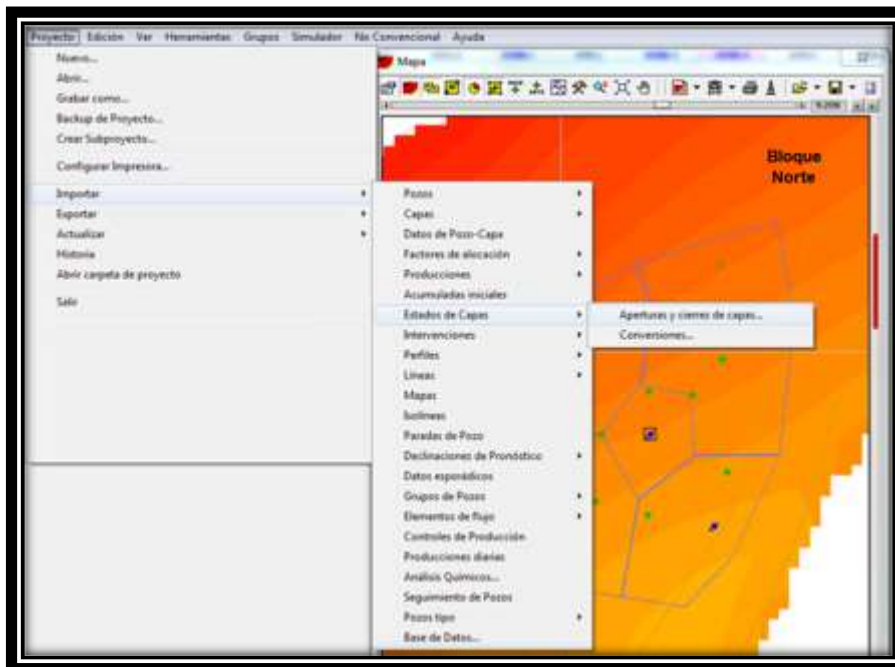


Fuente. SAHARA.

De esta manera es más eficiente el proceso de creación del pozo, ya que permite introducir datos que más adelante serán necesarios, datos a los cuales se podrán hacer modificaciones, de esta manera el proceso es más completo y quedarán las plantillas registradas en el programa, aportando soporte y solidez al proyecto.

El siguiente paso es la importación de los datos de estados de capa (**Figura 41**), con lo que se le estipula al software en que arenas se quiere realizar el completamiento del pozo, estas arenas fueron determinadas con la revisión de los completamientos de los pozos inyectoros y productores de la zona a intervenir.

Figura 41. Importación estados de capa



Fuente. SAHARA.

Como se observa en la **Tabla 21**, Todos los pozos están completados en las mismas arenas, este paso es muy importante ya que sin introducir los estados de capa, no es posible establecer las líneas de flujo que pertenecerán al nuevo pozo y las saturaciones de fluidos de las zonas influenciadas, de igual manera, se eliminan todas aquellas capas que no son de interés, además con la plantilla creada es posible hacer la modificación manual en caso de requerir el cierre o la apertura de alguna arena en particular.

Tabla 21. Estados de capa

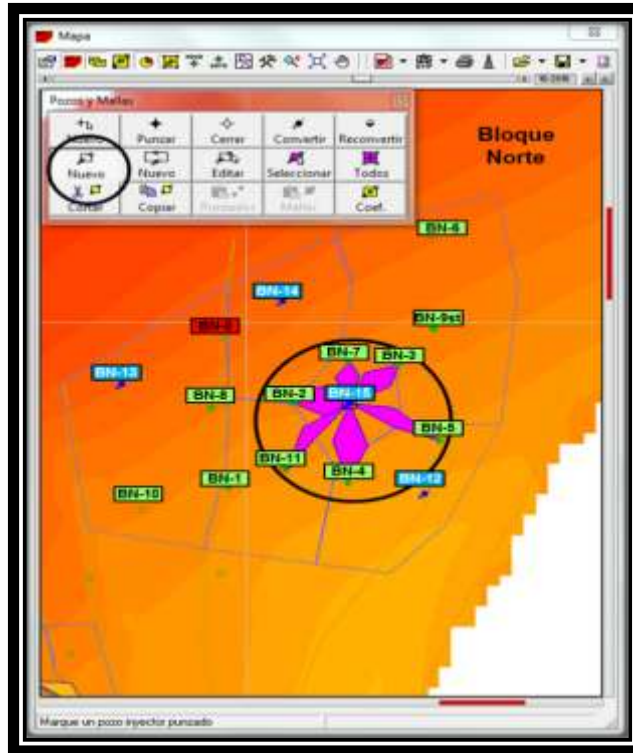
POZO	BN-1	BN-1	BN-1	BN-2	BN-2	BN-3	BN-3	BN-3	BN-4	BN-4	BN-4	BN-4	BN-5	BN-5	BN-5	BN-7	BN-7	BN-7	BN-7	BN-7	BN-8	BN-8	BN-8	BN-12	BN-12	BN-13	BN-13	BN-14	BN-14	BN-14	BN-14	BN-11	BN-11	BN-11	BN-15	BN-15	BN-15	
CAPA	A-2	A-3	A-4	A-3	A-4	A-1	A-3	A-4	A-1	A-3	A-4	A-4	A-1	A-3	A-4	A-1	A-3	A-4	A-4	A-4	A-1	A-3	A-4	A-3	A-4	A-3	A-4	A-4	A-1	A-3	A-4	A-1	A-3	A-4	A-1	A-3	A-4	
FECHA	febr02	febr02	febr02	oct03	oct03	dic03	dic03	dic03	abr04	abr04	abr04	abr04	ago04	ago04	ago04	febr05	febr05	febr05	febr05	jun08	nov08	oct04	oct04	oct04	ene05	ene05	mar05	mar05	mar05	mar05	mar05	dic07	dic07	dic07	oct16	oct16	oct16	
ESTADO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd.

Posteriormente se realiza la creación de las líneas o patrones de flujo del nuevo pozo inyector (**Figura 42**), estos patrones son determinados cuidadosamente de acuerdo a la influencia que se cree existe en la zona, esta influencia fue determinada en el estudio de inyección producción del segundo capítulo, en donde se determinó que la saturación de fluidos hacia la parte alta de la estructura es

buena y sostenidos en la hipótesis de una buena comunicación de arenas de forma vertical.

Figura 42. Creación líneas de flujo BN-15



Fuente. SAHARA.

La asignación de las propiedades como la saturación de fluidos de la zona en estudio se realiza mediante la corrida del escenario en el simulador, estas propiedades son sugeridas por el modelo cargado en el programa, de acuerdo a la relación estructural y posición dentro de la malla, este toma valores de propiedades de pozos cercanos al nuevo inyector como datos de cálculo (Figura 43), para ajustar y dar resultados reales y convenientes para cada caso.

Figura 43. Datos de Calculo

Fuente. SAHARA

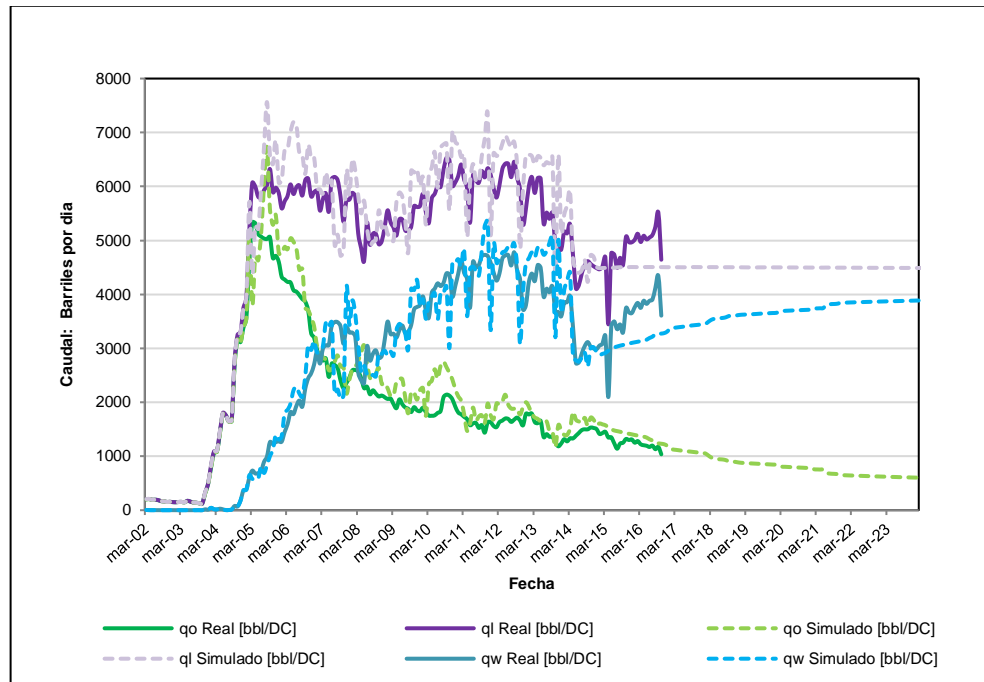
La información petrofísica ha sido brindada por la compañía, entre ella se incluye la porosidad, permeabilidad y Net To Gross presentes en el sector de estudio del Bloque Norte del campo.

5.4 COTEJO HISTORICO

El cotejo histórico es el proceso mediante el cual se ajustan los datos clave del modelo para reproducir el comportamiento del yacimiento, se refiere a la corrida de los datos reales de producción del reservorio, los cuales deben ser probados para determinar si se puede duplicar el comportamiento del campo, el modelo se valida mediante la ejecución del simulador con datos históricos de producción e inyección, estas producciones son extrapoladas a una fecha determinada, además, la producción simulada se establece con las condiciones de producción actual del campo y dan como resultado un pronóstico de producción sin ningún cambio en la operación.

Los parámetros de entrada del modelo se ajustan hasta un emparejamiento aceptable obtenido entre el modelo y el campo, la intención de esto es describir el yacimiento real lo mejor posible con los datos disponibles. La productividad de cada pozo se ajusta dentro de los límites razonables hasta reproducir las tasas actuales de producción de los pozos activos.

Gráfica 59. Cotejo Histórico, producción de fluidos Bloque Norte Campo Maduro



Fuente. SAHARA

En la **Gráfica 59**, se observa el cotejo histórico para todo el Bloque Norte, en donde se puede apreciar que el modelo del programa está totalmente ajustado a la producción real de fluidos, y establece la curva base de producción de petróleo con las características actuales de proceso, adicionalmente la curva de producción de agua, estas curvas arrojan un valor de 614,8 bopd y 3.878 bwpd respectivamente para el final del pronóstico.

En este caso no es determinante la producción de gas, debido a que en el modelo del software no se tuvo en cuenta, ya que el programa no reproduce completamente el comportamiento del gas.

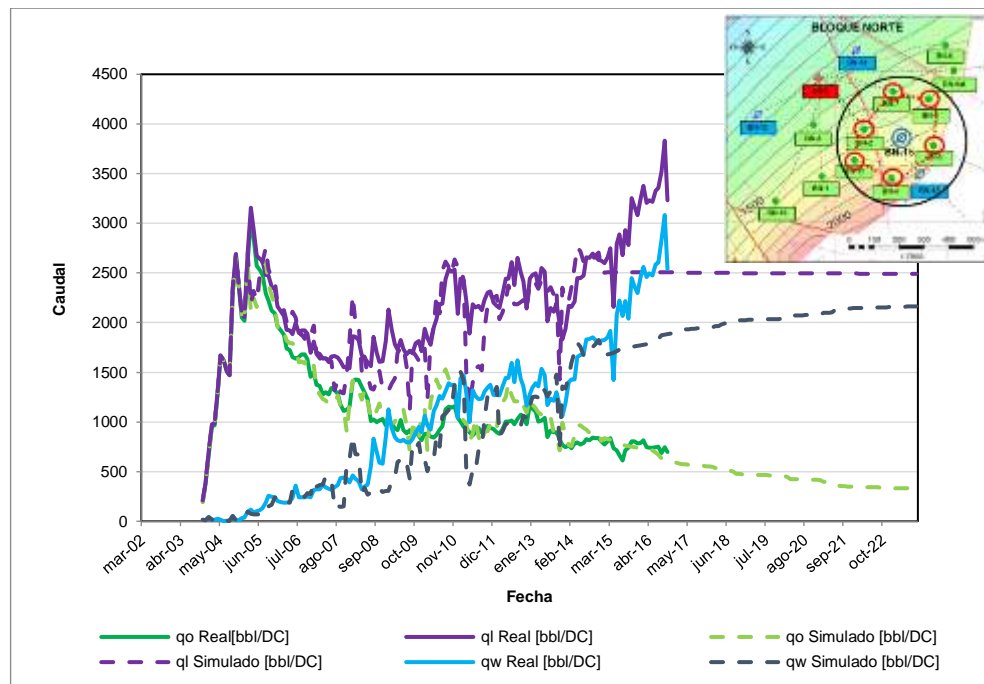
5.5 ANALISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Se analizó la influencia de la inyección a diferentes caudales, en los diferentes escenarios realizados para el modelo de producción establecido con la inyección in-fill del pozo BN-15, el principal factor de comparación fue el EUR a nivel de todo el Bloque Norte y la tasa de producción de aceite a nivel de pozo en cada escenario. Para observar detalladamente el aumento obtenido tanto para el bloque como para cada pozo que lo compone, los valores del EUR y la tasa de producción de aceite se compararon paralelamente con los valores del caso base;

entonces la ganancia obtenida es la diferencia entre los datos derivados del caso base y los escenarios propuestos.

5.5.1 Caso Base. En la **Gráfica 60** se muestra el cotejo histórico establecido para la Zona Centro, zona que fue escogida como caso de estudio por su potencial y problemática actual de reemplazamiento de fluidos, en la gráfica se puede observar que el modelo realizó una reproducción exacta del comportamiento real y que la producción de petróleo y agua pronosticadas para el final del contrato son 330 bopd y 2.160 bwpd respectivamente.

Gráfica 60. Cotejo Histórico, producción de fluidos Zona Centro



Fuente. SAHARA, Modificado por Autor

El modelo está actualizado hasta octubre del 2016, fecha a partir de la cual se hará el pronóstico de la producción de petróleo y agua, con las condiciones operacionales del campo.

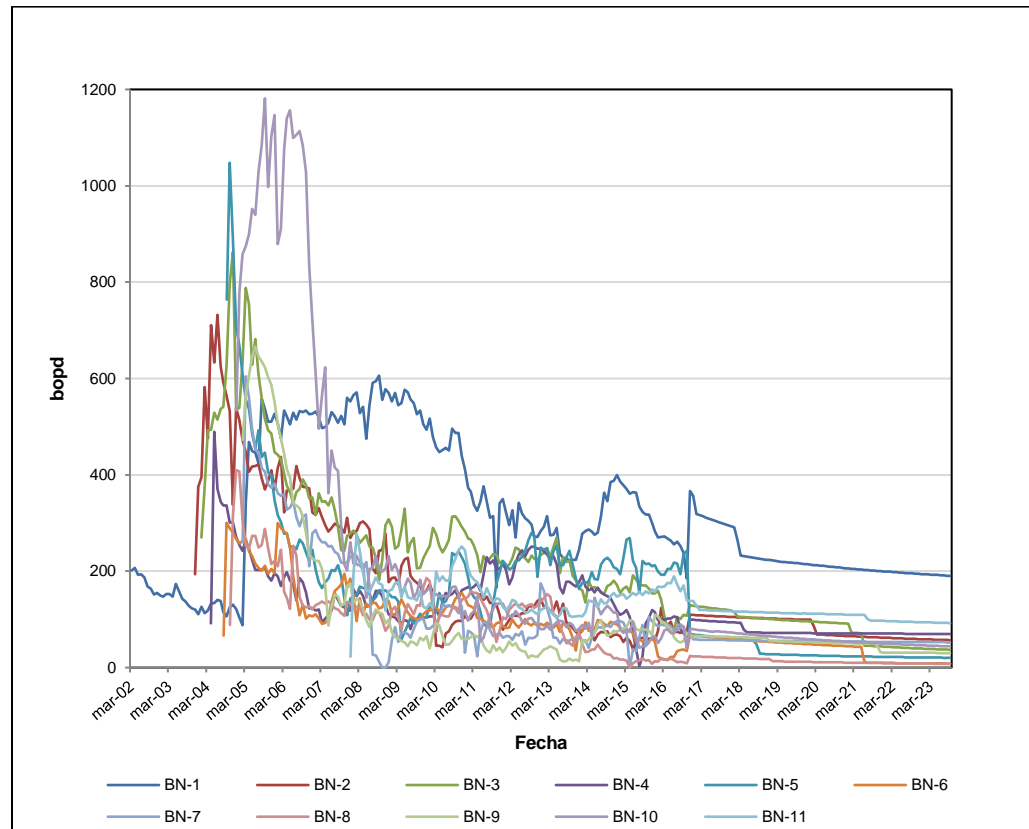
El análisis del comportamiento de cada uno de los pozos se hizo en los capítulos anteriores, en este capítulo se establecerá el cotejo histórico, fijando un pronóstico hasta el fin del contrato de asociación de la Compañía con el Campo, septiembre de 2023.

En la **Gráfica 61** se observa una línea simulada de producción de crudo desde octubre de 2016 hasta septiembre de 2023, la cual indica el comportamiento de la producción de aceite si no se realizase modificaciones en la operación actual del

bloque, esta línea se tomó como referencia para la comparación de los escenarios.

Los resultados del caso base indican que, en el periodo de tiempo simulado, se recuperan 2.085.200 BO, generando un EUR de 12.176.545 BO.

Grafica 61. Caso base de producción de petróleo, todos los pozos del Bloque Norte



Fuente. SAHARA

Como se puede observar en la gráfica anterior, con las condiciones operativas actuales del campo, en siete años de producción, los pozos se despresurizan parcialmente, produciendo con una tendencia declinatoria hasta que la mayoría llega a producir menos de 100 barriles por día con excepción del BN-1, esta grafica es determinante para identificar que, el bloque requiere de un sistema de inyección-producción que no deje caer la energía del yacimiento a tal limite, pues sería más complicado remediar la caída de producción conforme pase el tiempo.

En la **Tabla 22** se muestran los valores de producción de petróleo del último dato real cargado en el simulador (octubre 2016) y los valores de la predicción de producción de crudo al fin del contrato.

Tabla 22. Producción de crudo a condiciones normales de operación

POZO	Octubre 2016 BOPD	Septiembre 2023 BOPD
BN-1	238	190
BN-2	75	57
BN-3	109	37
BN-4	71	70
BN-5	236	20
BN-6	38	8
BN-7	85	53
BN-8	11	8
BN-9	55	30
BN-10	84	44
BN-11	170	92

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Con los valores correspondientes al petróleo acumulado a cada una de las fechas estipuladas anteriormente y el OOIP, con lo cual se calcula el factor de recobro, el cual se relaciona en la **Tabla 23**.

Tabla 23. Relación producción y factor de recobro caso base

OOIP MMBO	134
Producción acumulada a octubre de 2016. MMBO	10,1
Factor de recobro	7,5%
Producción acumulada a septiembre de 2023. MMBO	12,2
Factor de recobro	9,1%

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

A partir de las curvas de declinación arrojadas por el conjunto de pozos, se analizará el comportamiento de cada uno de ellos, después de simular los escenarios propuestos, a fin de determinar el petróleo incremental que genere el proyecto de inyección in-fill.

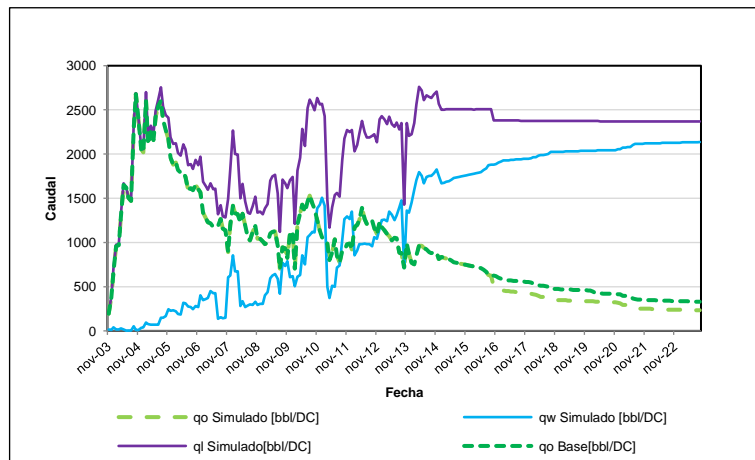
5.5.2 Escenarios No Exitosos. Los sub-escenarios planteados en los que solo existía flujo desde uno de los dos pozos inyectores de la Zona Centro, arrojaron resultados negativos en cuanto a la recuperación de petróleo, esto es evidencia que los pozos productores están siendo parcialmente afectados por todos los pozos inyectores, este resultado sirve para ratificar que el nuevo pozo inyector

propuesto (BN-15), sirve como soporte del BN-12, y no es posible realizar el cierre de este último, por lo que se perdería producción en los pozos más cercanos.

De acuerdo a lo anteriormente explicado los sub-escenarios con resultados negativos no se tendrán en cuenta para la evaluación financiera, por ende, los resultados obtenidos para cada pozo serán omitidos. Con el fin de hacer más claro y fluido el análisis de este capítulo.

Se muestran primero los casos negativos que los resultados de los escenarios exitosos ya que para ellos se ira más a fondo analizando los resultados para cada pozo.

Grafica 62. Escenario 1.1 Inyección Parcial

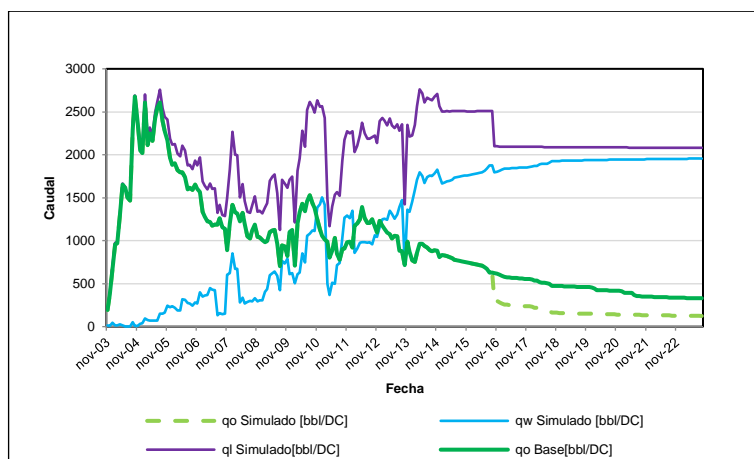


Fuente. SAHARA

Los escenarios 2.1 y 3.1 arrojan los mismos resultados que el escenario 1.1 (negativos) ... ver **Gráfica 62**... lo que indica que la omisión de cualquiera de las líneas de flujo sin importar el pozo inyector, ocasiona que el software no reproduzca de manera clara la producción y la aparente influencia de la nueva inyección, por esta razón los escenarios que omiten alguna línea de flujo no serán tomados en cuenta, aunque la simulación de estos, ayudó a determinar la manera de manejar las líneas de flujo para el modelo de estudio y escenarios candidatos al análisis de factibilidad financiera.

Análogo a lo anteriormente descrito, se encuentran los casos 1.2, 2.2 y 3.2 los cuales no tienen en cuenta la inyección del BN-12 (**Gráfica 63**).

Grafica 63. Escenario 1.2 Inyección Completa



Fuente. SAHARA

Las líneas de flujo en el programa determinan las características de saturación de fluidos en las zonas por donde pasan, en consecuencia, cuando existe la supresión u omisión de una de ellas, la malla no tiene valores de las propiedades fundamentales para el flujo de fluidos ni saturaciones de la roca.

5.5.3 Escenarios Exitosos. Los Sub-escenarios donde se propuso la inyección simultanea del BN-12 y el BN-15, son escenarios exitosos, es decir, se logra la recuperación adicional de petróleo desde la puesta en marcha del inyector sugerido (BN15), estos escenarios son mucho más realistas, teniendo en cuenta que en el subsuelo, los fluidos inyectados de cada pozo no tienen líneas de flujo exclusivas, sino que en el yacimiento estas líneas son compartidas, en conclusión, los escenarios más prospectivos son aquellos en los que se contempla la inyección por todas las líneas de flujo, independientemente del caudal.

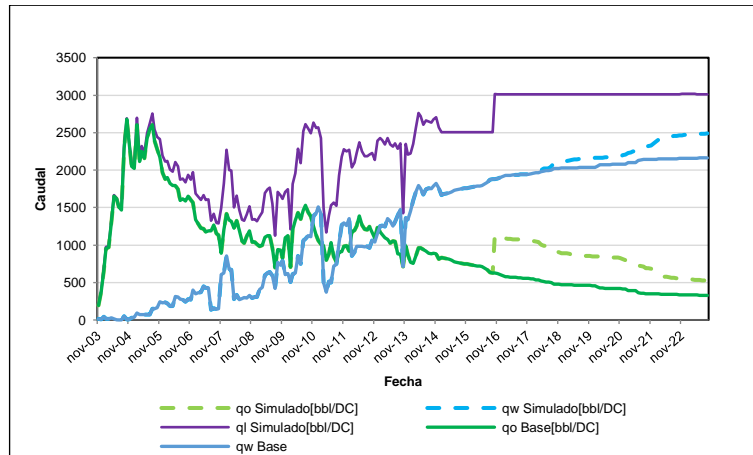
A continuación se muestran los resultados tras la simulación de los Sub-escenarios (1.3 , 2,3 y 3.3).

5.5.3.1 Escenario 1.3 Inyección Conjunta. Este escenario contempla la inyección de 300 bwppd, a cada una de las arenas A-1, A-3 y A-4, por parte del inyector BN-15, es decir, en total se inyectan 900 bwppd, es el caudal más pequeño de los tres escenarios propuestos, por lo que sugiere menos costos asociados a la inyección de agua, y como se ha discutido en capítulos anteriores, un caudal moderado implica un manejo más delicado del yacimiento, la intrusión de agua en los medios porosos en ocasiones puede afectar negativamente el yacimiento y causar daños irreparables.

Cuando se pone en marcha la inyección de agua, la producción de petróleo pasa de 619 a 1047 bopd, como se puede observar en la **Grafica 64**, donde además se puede apreciar que, con una tasa de inyección moderada, el caudal de agua de

producción se mantiene sobre la base alrededor de un año, y posteriormente incremental 100 bwpd es decir, el agua no se canaliza masivamente, como se ha explicado en capítulos anteriores, la inyección de tasas moderadas implica que el barrido del petróleo sea más uniforme.

Gráfica 64. Producción Zona Centro Escenario 1.3



Fuente. SAHARA

Con este escenario se generan 954.437 BO sobre el caso base, es decir, que en siete años se recuperan 3.039.636 BO. La producción de petróleo se mantiene uniforme, lo cual sugiere un buen soporte de energía por parte del agua inyectada.

Tabla 24. Relación producción y factor de recobro escenario 1.3

OOIP MMBO	134
Producción acumulada a octubre de 2016 MMBO	10,1
Factor de recobro	7,5%
Producción acumulada a septiembre de 2023 MMBO	13,1
Factor de recobro	9,799%

Con la inyección de 900 bwpd se logra un factor de recobro de 9.8% para todo el bloque norte del campo, incrementando 2,3 puntos porcentuales con respecto a la curva base de producción de aceite, (**Tabla 24**)

Adicionalmente en la **Figura 44**, se muestran las curvas de producción de fluidos para cada pozo perteneciente a la zona de estudio y en la **Tabla 25** los incrementales de aceite para cada uno. Con estas curvas se puede identificar que

pozos reciben mejor la inyección de agua y en cuales se presenta la producción más rápida de la misma.

Figura 44. Escenario 1.3 Producción por pozo



Fuente. SAHARA

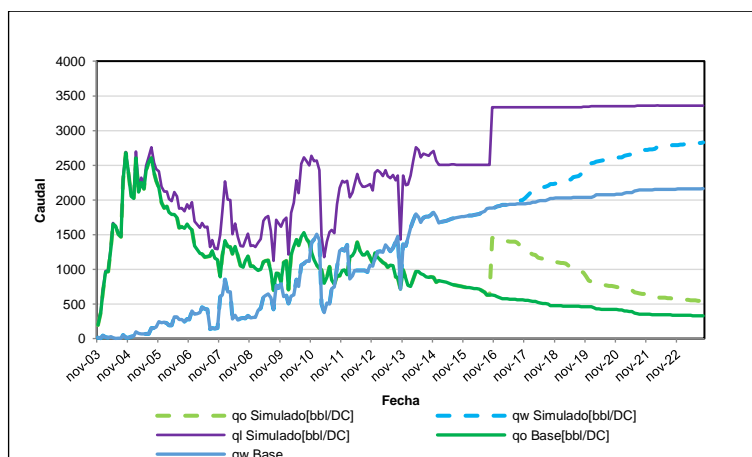
Tabla 25. Incremental por pozo
Escenario 1.3

Pozo	Incremento (BO)
BN-2	131.512
BN-3	193.042
BN-4	151.732
BN-5	169.303
BN-7	179.548
BN-11	129.300
Total	954.437

Fuente. SAHARA

5.5.3.2 Escenario 2.3 Inyección Conjunta. El escenario contempla la inyección de 500 bwpd, a cada una de las arenas A-1, A-3 y A-4, por parte del inyector BN-15, es decir, en total se inyectan 1500 bwpd. Cuando se pone en marcha la inyección de agua, la producción de petróleo pasa de 619 a 1399 bopd como se observa en la **Gráfica 65**.

Gráfica 65. Producción Zona Centro Escenario 2.3



Fuente. SAHARA

En este caso la producción de crudo tiene un incremento súbito al inicio de la inyección, pero el agua inyectada se canaliza rápidamente y la producción de crudo declina más rápido que el escenario anterior, la curva de producción de agua ratifica la hipótesis, ya que en el momento en que decrece la producción de aceite, la producción de agua incrementa simultáneamente.

Con este escenario se generan 1.162.744 BO sobre el caso base, es decir que, en siete años se recuperan 3.246.410 BO.

Tabla 26. Relación producción y factor de recobro
escenario 2.3

OOIP MMBO	134
Producción acumulada a octubre de 2016 MMBO	10,1
Factor de recobro	7,5%
Producción acumulada a septiembre de 2023 MMBO	13,3
Factor de recobro	9,954%

Con la inyección de 1500 bwpd se logra generar un factor de recobro de 9,9% para todo el bloque norte del campo, incrementando 2,45 puntos porcentuales con respecto a la curva base de producción de aceite (**Tabla 26**).

Adicionalmente en la **Figura 45**, se muestran las curvas de producción de fluidos para cada pozo perteneciente a la zona de estudio y en la **Tabla 27** los incrementales de aceite para cada uno. Con estas curvas se puede identificar que pozos reciben mejor la inyección de agua y en cuales se presenta la producción más rápida de la misma.

Figura 45. Escenario 2.3 Producción por pozo



Fuente. SAHARA

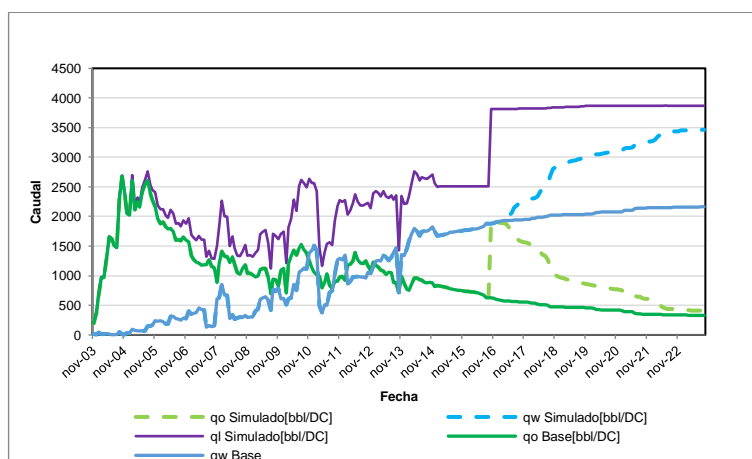
Tabla 27. Incremental por pozo
Escenario 2.3

Pozo	Incremento (BO)
BN-2	165.865
BN-3	232.935
BN-4	193.593
BN-5	201.134
BN-7	206.120
BN-11	163.097
Total	1.162.744

Fuente. SAHARA

5.5.3.3 Escenario 3.3 Inyección Conjunta. El escenario contempla la inyección de 800 bwpd, a cada una de las arenas A-1, A-3 y A-4, por parte del inyector BN-15, es decir, en total se inyectan 2400 bwpd. Cuando se pone en marcha la inyección de agua, la producción de petróleo pasa de 619 a 1935 bopd.

Gráfica 66. Producción Zona Centro Escenario 3.3



Fuente. SAHARA

Con este escenario se generan 1.267.607 BO sobre el caso base, es decir que en siete años se recuperan 3.352.807 BO. Como se observa en la **Gráfica 66**, la canalización del agua inyectada es inmediata, en menos de seis meses empieza el decrecimiento inminente de la producción de crudo.

Tabla 28. Relación producción y factor de recobro
escenario 3.3

OOIP MMBO	134
Producción acumulada a octubre de 2016 MMBO	10,1
Factor de recobro	7,5%
Producción acumulada a septiembre de 2023 MMBO	13,4
Factor de recobro	10,033%

Con la inyección de 2400 bwpd se logra generar un factor de recobro de 10% para todo el bloque norte del campo, incrementando 2,5 puntos porcentuales con respecto a la curva base de producción de aceite (**Tabla 28**)

Adicionalmente en la **Figura 46**, se muestran las curvas de producción de fluidos para cada pozo perteneciente a la zona de estudio y en la **Tabla 29** los incrementales de aceite para cada uno. Con estas curvas se puede identificar que pozos reciben mejor la inyección de agua y en cuales se presenta la producción más rápida de la misma.

Figura 46. Escenario 3.3 Producción por pozo



Fuente. SAHARA

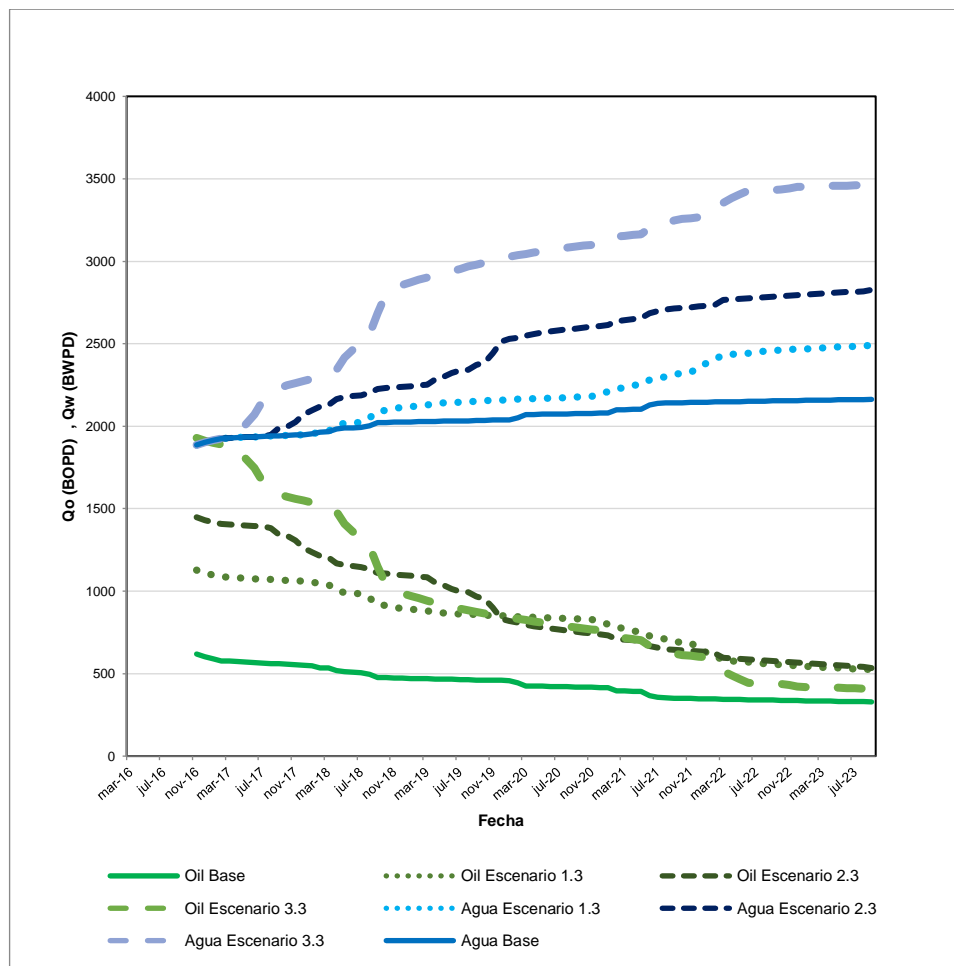
Tabla 29. Incremental por pozo
Escenario 3.3

Pozo	Incremento (BO)
BN-2	182.377
BN-3	257.469
BN-4	212.216
BN-5	214.753
BN-7	220.119
BN-11	180.674
Total	1.267.607

Fuente. SAHARA

En la **Grafica 67**, se muestra la comparación de las curvas de producción de agua y aceite de los escenarios exitosos, con lo que se evidencio que con el escenario 3.3 la producción de agua es muy elevada, lo cual no beneficia el proceso, pues lo que se quiere es aprovechar el agua inyectada disminuyendo el corte de la misma en los pozos productores, por lo cual el caudal de 900 bwipd se mantiene más ceñido a la curva base de producción de agua.

Gráfica 67. Comparación de Escenarios Agua y Aceite



Fuente. SAHARA

Tabla 30. Resultados, EUR y FR

Escenarios	EUR (BO)	Factor de recobro
Caso Base	12.176.545	9,09%
Escenario 1.3	13.130.982	9,80%
Escenario 2.3	13.337.755	9,95%
Escenario 3.3	13.444.152	10,03%

Teniendo en cuenta la **Gráfica 67**, observando el comportamiento de las curvas de producción de aceite y de agua, se concluye que el mejor escenario es el 2.3 asociado a un FR de 9,95% por la manera en que la producción de aceite se mantiene más equilibrada en comparación con los otros escenarios, en donde el 1.3 no logra la recuperación de grandes cantidades de crudo al comienzo de la implementación de la inyección, por otro lado el escenario 3.3 podría no ser lo que

realmente se espera, debido a que la reproducción del simulador identifica que el caudal de agua es el mayor por lo tanto existe un gran incremento en la producción de crudo al inicio, pero se sabe que en la realidad en el yacimiento se podría canalizar el agua de inyección y generar una ruptura prematura, adicionalmente se observa que en marzo del 2022 ésta curva cae incluso hasta casi alcanzar la producción base, por lo cual no es recomendable.

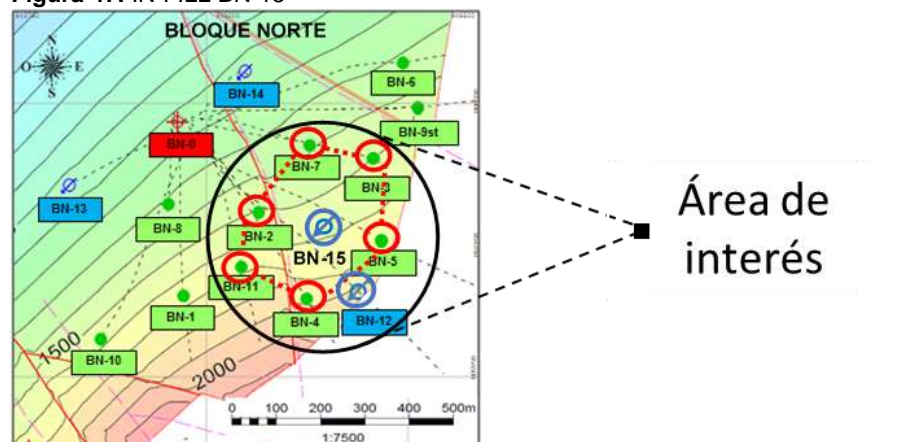
6. EVALUACIÓN FINANCIERA

El Campo Maduro es un campo del cual se extraen hidrocarburos hace aproximadamente 15 años, como es conocido, los campos petroleros tienen una energía propia que al pasar los años va decayendo progresivamente conforme se extraen los hidrocarburos que almacena, estos campos que han perdido su energía, requieren actividades planeadas por ingenieros expertos para su optimización, cada campo de acuerdo a sus características puede ser tratado con diferentes metodologías o sistemas que le permitan mejores niveles de producción. En el caso de Campo Maduro la inyección de agua ha sido el método de recuperación secundaria utilizado desde el año a 2003 y se ha comprobado que es el adecuado por distintos factores técnicos, en la actualidad el Campo está dividido en tres Bloques principales Bloque Sur, Centro y Norte.

El Bloque Norte actualmente presenta problemas de productividad, asociados a la carencia de planes de desarrollo y optimización del sistema de recuperación secundaria, por tal razón, es interesante efectuar un nuevo proceso que involucra principalmente la simulación de escenarios de producción de crudo bajo la inyección de agua, con el fin de proponer un mejor desarrollo del bloque.

En el presente proyecto se evaluó financieramente el comportamiento de la producción de la Zona Centro del Bloque Norte del Campo Maduro, en tres escenarios principales, estos escenarios fueron seleccionados dentro del grupo de nueve simulados, por representar valores de producción incremental exitosos para el proyecto; el escenario 1.3 consiste en la producción de seis pozos bajo la influencia directa de un nuevo pozo de inyección inter espaciado (BN-15) como se puede observar en la **Figura 47**, que inyecta un caudal de 900 bwpd, el cual se distribuye uniformemente en tres arenas del yacimiento A-1, A-3 y A-4.

Figura 47. IN-FILL BN-15



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd Modificado por Autor

Los escenarios 2.3 y 3.3 involucran la misma configuración de inyección-producción del escenario anteriormente descrito, pero con caudales de 1500 bwpd y 2400 bwpd respectivamente. El programa de inyección de agua mencionado fue seleccionado por presentar mayor producción de petróleo incremental tras realizar una serie de análisis y predicciones en el software de simulación analítica de yacimientos SAHARA, donde se realizaron varias corridas alterando parámetros como líneas de flujo de inyección, caudales de agua inyectada y capas influenciadas.

La evaluación financiera del proyecto se hace con un enfoque de compañía de servicios, con un horizonte de tiempo de siete años con periodos anuales, mediante los cuales se realizara el flujo de caja, para este proyecto que se clasifica netamente en el área de estudios integrados de yacimientos, especialmente recuperación secundaria mediante inyección de agua, se tomó una tasa de interés y oportunidad (TIO) establecida por la compañía Nexen Petroleum del 12% anual, como unidad monetaria de valor constante se utiliza el dólar estadounidense (USD), además se utilizó el Valor Presente Neto (VPN) como indicador financiero y se realizó un análisis de costos de inversión, costos de operación e ingresos.

6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los costos de inversión, también definido como Capex del inglés “Capital expenditures” también pueden ser llamados costos preoperativos, son aquellos que incurren en la adquisición de activos para poner en marcha, es decir, en funcionamiento un proyecto; dicho de otra manera, son todos aquellos costos que nacen desde la concepción del proyecto hasta la primera producción o prestación de servicio. En el sector petrolero los costos de inversión corresponden a los costos de perforación de pozos para la extracción de crudo, así como las facilidades de producción entre otros.

El costo inicial de inversión se ha tomado principalmente como el asociado a la perforación del nuevo pozo inyector in-fill, estimado por la compañía Nexen Petroleum Colombia Limited con un valor de US\$ 2.070.000, donde están incluidos todos los costos de operaciones de *Workover* incluyendo cañoneos, empaques y tuberías, así como las facilidades necesarias para dejar al pozo en completo funcionamiento.

Los tres escenarios involucran la perforación de un único pozo de inyección, por lo cual el costo de inversión es el mismo para los tres casos.

6.1.1 Escenarios 1.3, 2.3, 3.3 perforación de pozo de inyección in-fill. Representa los costos requeridos para la perforación de un pozo inyector y las facilidades de inyección de agua necesarias.

Tabla 31. Costo de inversión

Periodo (Anual)	Costo de perforación de pozo Inyector	Numero de pozos	USD
0	2.070.000	1	2.070.000

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos de operación Opex del inglés “Operating expenditure”, son los costos asociados al mantenimiento de equipos, consumibles y otros costos para el funcionamiento de la operación, necesarios para la producción y el correcto desenlace del sistema. Los costos relacionados con el presente proyecto corresponden a los costos de producción, inyección y los asociados al mantenimiento de pozos, equipos e instalaciones para la producción de un barril de petróleo equivalente.

El Costo del levantamiento de un barril de petróleo (Lifting Cost), se expresa como todos los costos del proceso relacionados a la extracción, recolección y tratamiento de los hidrocarburos sobre la producción del campo.

Para Nexen Petroleum Colombia Ltd, el lifting cost de un barril de crudo considerado para la evaluación financiera del proyecto es 9,9 US\$/barril. Además, se considera el costo de la inyección de agua con un valor de 0,15 US\$/barril.

La producción para la cual se hará el análisis financiero es a la producción incremental, producto de la inyección de agua planteada para cada escenario.

6.2.1 Escenario 1.3: los costos de operación están directamente relacionados con la producción e inyección de fluidos en el modelo diseñado, en las **Tablas 32 y 33**, se muestra la producción incremental y los costos de producción respectivamente, obtenidos tras la simulación.

Tabla 32. Producción Incremental en barriles de aceite Escenario 1.3

Periodo (Anual)	CASO BASE		ESCENARIO 1.3		PRODUCCIÓN INCREMENTAL	
	BOPD	BOPY	BOPD	BOPY	BOPD	BOPY
1	576	210.336	1.085	395.998	509	185.662
2	518	189.103	1.002	365.737	484	176.634
3	467	170.571	874	319.185	407	148.614
4	433	158.172	842	307.209	408	149.037
5	383	139.938	754	275.344	371	135.406
6	344	125.513	593	216.311	249	90.798
7	333	121.421	536	195.655	203	74.234

Fuente. Simulador Sahara de Interfaces S.A.

Tabla 33. Costos de Producción Escenario 1.3

Periodo (Anual)	BOPY	Lifting Cost	USD
1	185.662	9,9	1.838.054
2	176.634	9,9	1.748.677
3	148.614	9,9	1.471.279
4	149.037	9,9	1.475.466
5	135.406	9,9	1.340.519
6	90.798	9,9	898.900
7	74.234	9,9	734.917

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Limited

En las **Tablas 34 y 35** se muestra el caudal inyectado por año para cada periodo y los costos asociados a dicha inyección respectivamente.

Tabla 34. Inyección en barriles de agua Escenario 1.3

Periodo (Anual)	BWIPD	BWIPY
1	900	328.500
2	900	328.500
3	900	328.500
4	900	328.500
5	900	328.500
6	900	328.500
7	900	328.500

Tabla 35. Costo de Inyección Escenario 1.3

Periodo (Anual)	Inyección Anual	Costo de Inyección	USD
1	328.500	0,15	49.275
2	328.500	0,15	49.275
3	328.500	0,15	49.275
4	328.500	0,15	49.275
5	328.500	0,15	49.275
6	328.500	0,15	49.275
7	328.500	0,15	49.275

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Limited

Para este escenario donde se perforó un pozo inyector, los costos de operación corresponden al lifting cost de los barriles adicionales, el costo de la inyección de agua y el de mantenimiento de pozos, los costos relacionados al mantenimiento de pozos se presupuestan en 12.958 dólares anuales. El total de los costos de operación se presentan en la **Tabla 36**.

Tabla 36. Costos de Operación Escenario 1.3

Periodo (Anual)	Costos de Producción	Costo de Mantenimiento	Costos de Inyección	USD
1	1.838.054	12.958	49.275	1.900.287
2	1.748.677	12.958	49.275	1.810.910
3	1.471.279	12.958	49.275	1.533.512
4	1.475.466	12.958	49.275	1.537.699
5	1.340.519	12.958	49.275	1.402.752
6	898.900	12.958	49.275	961.133
7	734.917	12.958	45.275	797.150

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Limited

6.2.2 Escenario 2.3: Los costos de operación están directamente relacionados con la producción e inyección de fluidos en el modelo diseñado, en las **Tablas 37** y **38**, se muestra la producción incremental y los costos de producción respectivamente, obtenidos tras la simulación.

Tabla 37. Producción Incremental en barriles de aceite Escenario 2.3

Periodo (Anual)	CASO BASE		ESCENARIO 2.3		PRODUCCIÓN INCREMENTAL	
	BOPD	BOPY	BOPD	BOPY	BOPD	BOPY
1	576	210.336	1.397	509.897	821	299.561
2	518	189.103	1.184	432.101	666	242.998
3	467	170.571	1.040	379.541	573	208.970
4	433	158.172	794	289.921	361	131.749
5	383	139.938	691	252.173	308	112.235
6	344	125.513	600	219.015	256	93.502
7	333	121.421	552	201.396	219	79.975

Fuente. Simulador Sahara de Interfaces S.A.

Tabla 38. Costos de Producción Escenario 2.3

Periodo (Anual)	BOPY	Lifting Cost	USD
1	299.561	9,9	2.965.654
2	242.998	9,9	2.405.680
3	208.970	9,9	2.068.803
4	131.749	9,9	1.304.315
5	112.235	9,9	1.111.127
6	93.502	9,9	925.670
7	79.975	9,9	791.753

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Limited

En las **Tablas 39** y **40** se muestra el caudal inyectado por año para cada periodo y los costos asociados a dicha inyección respectivamente.

Tabla 39. Inyección en barriles de agua Escenario 2.3

Periodo (Anual)	BWIPD	BWIPY
1	1.500	547.500
2	1.500	547.500
3	1.500	547.500
4	1.500	547.500
5	1.500	547.500
6	1.500	547.500
7	1.500	547.500

Tabla 40. Costo de Inyección Escenario 2.3

Periodo (Anual)	inyección Anual	Costo de Inyección	USD
1	547.500	0,15	82.125
2	547.500	0,15	82.125
3	547.500	0,15	82.125
4	547.500	0,15	82.125
5	547.500	0,15	82.125
6	547.500	0,15	82.125
7	547.500	0,15	82.125

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Limited

Para este escenario donde se perforó un pozo inyector, los costos de operación corresponden al lifting cost de los barriles adicionales, el costo de la inyección de agua y el de mantenimiento de pozos, los costos relacionados al mantenimiento de pozos se presupuestan en 12.958 dólares anuales. El total de los costos de operación se presentan en la **Tabla 41**.

Tabla 41. Costos de Operación Escenario 2.3

Periodo (Anual)	Costos de Producción	Costo de Mantenimiento	Costos de Inyección	USD
1	2.965.654	12.958	82.125	3.060.737
2	2.405.680	12.958	82.125	2.500.763
3	2.068.803	12.958	82.125	2.163.886
4	1.304.315	12.958	82.125	1.399.398
5	1.111.127	12.958	82.125	1.206.210
6	925.670	12.958	82.125	1.020.753
7	791.753	12.958	82.125	886.836

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Limited

6.2.3 Escenario 3.3: Los costos de operación están directamente relacionados con la producción e inyección de fluidos en el modelo diseñado, en las **Tablas 42** y **43**, se muestra la producción incremental y los costos de producción respectivamente, obtenidos tras la simulación.

Tabla 42. Producción Incremental en barriles de aceite Escenario 3.3

Periodo (Anual)	CASO BASE		ESCENARIO 3.3		PRODUCCIÓN INCREMENTAL	
	BOPD	BOPY	BOPD	BOPY	BOPD	BOPY
1	576	210.336	1.783	650.732	1.207	440.396
2	518	189.103	1.394	508.887	876	319.784
3	467	170.571	929	339.143	462	168.572
4	433	158.172	815	297.404	382	139.232
5	383	139.938	694	253.240	311	113.302
6	344	125.513	504	184.004	160	58.491
7	333	121.421	416	151.662	83	30.241

Fuente. Simulador Sahara de Interfaces S.A.

Tabla 43. Costos de Producción Escenario 3.3

Periodo (Anual)	BOPY	Lifting Cost	USD
1	440.396	9,9	4.359.920
2	319.784	9,9	3.165.862
3	168.572	9,9	1.668.863
4	139.232	9,9	1.378.397
5	113.302	9,9	1.121.690
6	58.491	9,9	579.061
7	30.241	9,9	299.386

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Limited

En las **Tablas 44** y **45** se muestra el caudal inyectado por año para cada periodo y los costos asociados a dicha inyección respectivamente.

Tabla 44. Inyección en barriles de agua Escenario 3.3

Periodo (Anual)	BWIPD	BWIPY
1	2.400	876.000
2	2.400	876.000
3	2.400	876.000
4	2.400	876.000
5	2.400	876.000
6	2.400	876.000
7	2.400	876.000

Tabla 45. Costo de Inyección Escenario 3.3

Periodo (Anual)	Inyección Anual	Costo de Inyección	USD
1	876.000	0,15	131.400
2	876.000	0,15	131.400
3	876.000	0,15	131.400
4	876.000	0,15	131.400
5	876.000	0,15	131.400
6	876.000	0,15	131.400
7	876.000	0,15	131.400

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Limited

Para este escenario donde se perforó un pozo inyector, los costos de operación corresponden al lifting cost de los barriles adicionales, el costo de la inyección de agua y el de mantenimiento de pozos, los costos relacionados al mantenimiento de pozos se presupuestan en 12.958 dólares anuales. El total de los costos de operación se presentan en la **Tabla 46**.

Tabla 46. Costos de Operación Escenario 3.3

Periodo (Anual)	Costos de Producción	Costo de Mantenimiento	Costos de Inyección	USD
1	4.359.925	12.958	131.400	4.504.278
2	3.165.863	12.958	131.400	3.310.220
3	1.668.867	12.958	131.400	1.813.221
4	1.378.400	12.958	131.400	1.522.755
5	1.121.693	12.958	131.400	1.266.048
6	579.067	12.958	131.400	723.419
7	299.385	12.958	131.400	443.744

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Limited

6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Los ingresos corresponden a las entradas de dinero recibidas por prestación de servicios o por la venta de un producto. En el caso del mercado petrolero, los ingresos se obtienen de la venta de los diferentes hidrocarburos. El cálculo de los ingresos del presente proyecto se hace de acuerdo a la producción incremental de crudo, las regalías y los precios de referencia del petróleo BRENT proyectados al año 2023.

Las regalías corresponden a la contraprestación económica de la propiedad del estado Colombiano, otorgada por la explotación de un recurso natural no renovable. La constituyente de 1991 elevó a rango constitucional el tema de las regalías al consagrarlas en los Artículos 360 y 361.

Artículo 360: “La ley determinara las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables, así como los derechos de las entidades territoriales sobre los mismos.

La explotación de un recurso natural no renovable causara a favor del estado una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte.

Los departamentos y municipios en cuyo territorio se adelanten explotaciones de recursos naturales no renovables, así como los puertos marítimos y fluviales por donde se transporten dichos recursos o productos derivados de los mismos, tendrán derecho a participar en las regalías y compensaciones”.

Artículo 361: “Con los ingresos provenientes de las regalías que no sean asignados a los departamentos y municipios, se creara un Fondo Nacional de Regalías, cuyos recursos se destinaran a las entidades territoriales en los términos que señale la ley. Estos fonos se aplicarán a la promoción de la minería, a la preservación del ambiente y a financiar proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo de las respectivas entidades territoriales”.

En Colombia, el valor de las regalías está determinado por el volumen producido de petróleo en barriles por día, para los nuevos descubrimientos aplica lo establecido en la ley 756 de 2002, de la siguiente forma: Hasta 5.000 barriles diarios el 8%, de 125.000 a 400.000 barriles diarios el 20%, y más de 600.000 barriles diarios el 25%. Este valor esta propuesto por la Agencia Natural de Hidrocarburos. **Ecuación 2**⁵⁹.

Ecuación 2. Regalías

$$\%Regalias = 8 + \left(\frac{Produccion (BPD)}{1000} - 5 \right) * 0,1$$

En el caso de la compañía Nexen Petroleum Colombia Limited, el porcentaje de regalías es del 5%, por condiciones establecidas en el Contrato de Asociación Boquerón, en el cual se especifica el cambio de porcentaje de regalías de 8 a 5% con base en la producción de hidrocarburos y el tipo de convenio con las compañías asociadas a la explotación del campo, Ecopetrol y Perenco Oil & Gas Colombia Limited.

⁵⁹ Ley 756 de 2002, Artículo 16.

Para calcular el precio de venta del barril de petróleo durante los siete años de evaluación, se utilizaron las proyecciones de los precios establecidas por el Departamento de Energía y Cambio Climático de Reino Unido⁶⁰, donde se presentan valores altos, medios y bajos como se observa en la **Tabla 47**, de los cuales se tomaron los medios, ya que se aproximan más a la realidad del mercado.

Tabla 47. Precios de referencia del crudo marcador Brent por barril

Año	Precio Bajo (USD)	Precio Medio (USD)	Precio Alto (USD)
2016	30	38	52
2017	23	45	62
2018	25	48	67
2019	28	50	71
2020	30	53	75
2021	33	56	80
2022	35	58	84
2023	38	61	89

Fuente. Departamento de Energía y Cambio Climático de Reino Unido. DECC. [Citado 31 de julio de 2017]

Luego de tener el precio de referencia del crudo Brent para los años futuros, se debe hacer un ajuste debido a las condiciones de gravedad API y el contenido de azufre, de acuerdo a las propiedades del crudo del Campo Maduro, se genera un descuento asociado a la calidad del crudo y a costos de transporte principalmente, por lo que se hace un ajuste de US\$ 10 por barril, teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, el precio de venta del crudo para el campo durante el periodo de evaluación del proyecto se muestra en la **Tabla 48**.

Tabla 48. Precio de Venta

Periodo (Anual)	Precio del barril de petróleo (USD)	Castigo (USD)	USD
1	45	10	35
2	48	10	38
3	50	10	40
4	53	10	43
5	56	10	46
6	58	10	48
7	61	10	51

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Limited

⁶⁰ DECC 2015 Fossil Fuel Price Assumptions

6.3.1 Escenario 1.3: Para calcular los ingresos es necesario el porcentaje de regalías correspondiente a cada periodo de la evaluación del proyecto, para conocer la producción de petróleo neta, la cual se presenta en la **Tabla 49**.

Tabla 49. Producción neta en Barriles Escenario 1.3

Periodo (Anual)	Producción	%	Regalías	Producción neta
1	185.662	5	9.283	176.379
2	176.634	5	8.832	167.802
3	148.614	5	7.431	141.183
4	149.037	5	7.452	141.585
5	135.406	5	6.770	128.636
6	90.798	5	4.540	86.258
7	74.234	5	3.712	70.522

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Limited

NOTA: La producción neta no tiene el % de participación de las empresas asociadas al contrato de asociación del Campo Maduro, por lo cual, ésta producción neta hace referencia a la producción gross de todo el contrato después de regalías.

Conociendo la producción neta y el precio de venta se calculan los ingresos que se ven reflejados en la **Tabla 50**.

Tabla 50. Ingresos Escenario 1.3

Periodo (Anual)	Producción neta Bbl	Precio de Venta (USD)	USD
1	176.379	35	6.173.265
2	167.802	38	6.376.476
3	141.183	40	5.647.320
4	141.585	43	6.088.155
5	128.636	46	5.917.256
6	86.258	48	4.140.384
7	70.522	51	3.596.622

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Limited

6.3.2 Escenario 2.3: Para calcular los ingresos es necesario el porcentaje de regalías correspondiente a cada periodo de la evaluación del proyecto, para conocer la producción de petróleo neta, la cual se presenta en la **Tabla 51**.

Tabla 51. Producción neta en Barriles Escenario 2.3

Periodo (Anual)	Producción	%	Regalías	Producción neta
1	299.561	5	14.978	284.583
2	242.998	5	12.150	230.848
3	208.970	5	10.449	198.522
4	131.749	5	6.587	125.162
5	112.235	5	5.612	106.623
6	93.502	5	4.675	88.827
7	79.975	5	3.999	75.976

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Limited

Conociendo la producción neta y el precio de venta se calculan los ingresos que se ven reflejados en la **Tabla 52.**

Tabla 52. Ingresos Escenario 2.3

Periodo (Anual)	Producción neta Bbl	Precio de Venta (USD)	USD
1	284.583	35	9.960.405
2	230.848	38	8.772.224
3	198.522	40	7.940.880
4	125.162	43	5.381.966
5	106.623	46	4.904.658
6	88.827	48	4.263.696
7	75.976	51	3.874.776

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Limited

6.3.3 Escenario 3.3: Para calcular los ingresos es necesario el porcentaje de regalías correspondiente a cada periodo de la evaluación del proyecto, para conocer la producción de petróleo neta, la cual se presenta en la **Tabla 53.**

Tabla 53. Producción neta en Barriles Escenario 3.3

Periodo (Anual)	Producción	%	Regalías	Producción neta
1	440.396	5	22.020	418.376
2	319.784	5	15.989	303.795
3	168.572	5	8.429	160.143
4	139.232	5	6.962	132.270
5	113.302	5	5.665	107.637
6	58.492	5	2.925	55.566
7	30.241	5	1.512	28.729

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Limited

Conociendo la producción neta y el precio de venta se calculan los ingresos que se ven reflejados en la **Tabla 54.**

Tabla 54. Ingresos Escenario 3.3

Periodo (Anual)	Producción neta Bbl	Precio de Venta (USD)	USD
1	418.376	35	14.643.195
2	303.795	38	11.544.210
3	160.143	40	6.405.720
4	132.270	43	5.687.610
5	107.637	46	4.951.302
6	55.566	48	2.667.168
7	28.729	51	1.465.179

Fuente. Nexen Petroleum Colombia Limited

6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para la evaluación financiera de todo tipo de proyectos es necesario tener como referencia indicadores financieros específicos, con los que se logra establecer la viabilidad financiera del caso en estudio, mediante la comprensión y análisis global de ingresos y egresos del proceso involucrado, para este proyecto se utilizó el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

6.4.1 Valor Presente Neto (VPN). El Valor Presente Neto (VPN), es el indicador que pone en valores monetarios del presente, tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, lo cual facilita la decisión de implementar o no un proyecto, desde el punto de vista financiero, se expresa matemáticamente mediante la **Ecuación 3.**

Ecuación 3. Valor Presente Neto

$$\text{VPN} (i) = \sum \text{Fn} (1 + i)^{-n} = 0$$

Donde,

VPN= Valor Presente Neto.

Fn= Flujo de efectivo para cada periodo.

N= Periodo de tiempo.

i= Tasa de interés de oportunidad (TIO)

Para determinar la factibilidad del proyecto se debe obtener el Valor Presente Neto, si este es positivo o mayor que cero indica que el proyecto será atractivo para la compañía, porque le genera una ganancia extraordinaria adicional a la TIO, por el contrario, si es negativo o menor que cero significa que el proyecto no cumple con las expectativas de la empresa, finalmente, si el VPN es cero, el proyecto será indiferente financieramente para la compañía.

6.4.2 Tasa de Interés y Oportunidad. La tasa de interés y oportunidad (TIO), es aquella catalogada como la tasa más alta que un inversionista sacrifica con el fin de realizar un proyecto, es decir aquella inversión que le genere mayor rentabilidad en el futuro, por ejemplo la compra de maquinaria especializada que optimice su producción y por ende su ganancia como compañía, en otras palabras, es la rentabilidad mínima que exige una empresa al momento de evaluar financieramente un proyecto; debe satisfacer las expectativas de los inversionistas y es establecido directamente por la empresa, para la compañía Nexen Petroleum Colombia Limited es del 12% anual.

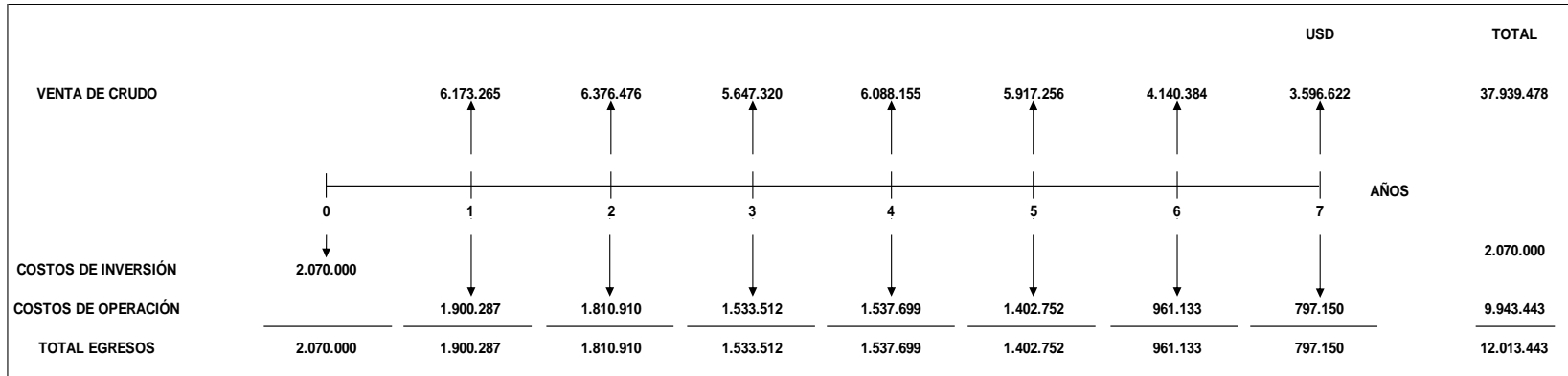
6.4.3 Flujo de Caja. El flujo de caja de un proyecto petrolero y en general es el resultado de la diferencia entre la cantidad de ingresos y egresos de dinero que fluyen en las arcas de la compañía para un periodo específico de tiempo el cual puede ser semanas, meses, años, etc. Para este proyecto en particular los intervalos de tiempo serán por años para considerar mejor los efectos de la evaluación financiera sobre el mismo. Las líneas verticales positivas, representan los ingresos por venta de crudo, las líneas verticales negativas, representan los costos de inversión y de operación.

Con base en los costos y considerando los parámetros de evaluación mencionados, se construyó el flujo de caja del proyecto, para determinar la viabilidad financiera del mismo.

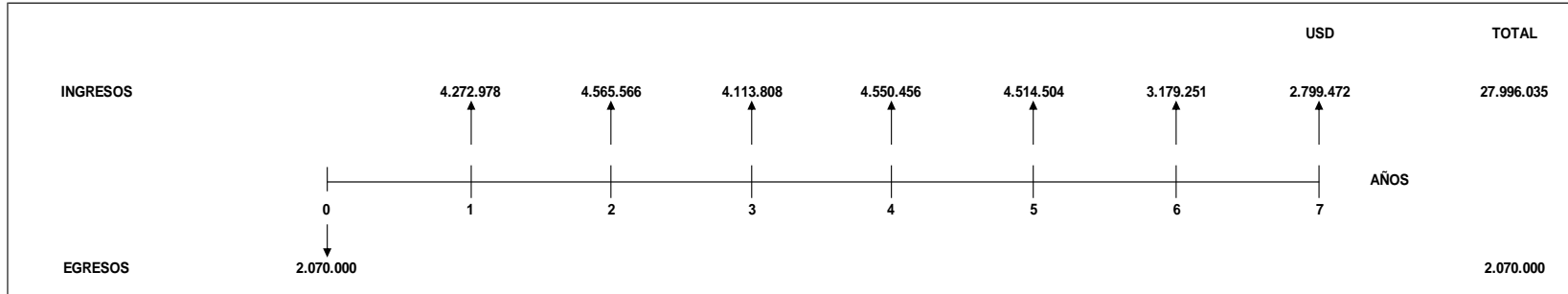
Para el proyecto fueron desarrollados tres flujos de caja, correspondientes a los mejores tres escenarios simulados para la optimización de reobro de crudo del Bloque Norte del Campo Maduro, los cuales se presentan a continuación.

6.4.3.1 Escenario 1.3. El flujo de caja se puede apreciar en la **Gráfica 68** y el flujo de caja neto en la **Gráfica 69**.

Gráfica 68. Flujo de Caja Escenario 1.3



Gráfica 69. Flujo de Caja Neto Escenario 1.3



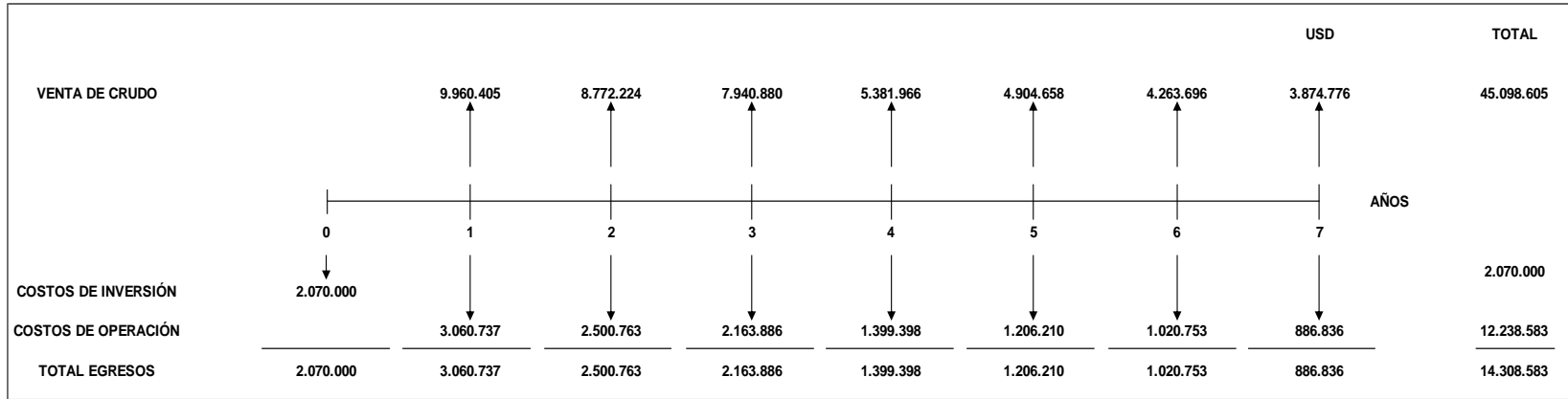
Después de realizar el flujo de caja correspondiente a los siete años de evaluación del proyecto, se procede a realizar el cálculo del VPN mediante la ecuación.

$$VPN(0,12) = -2.070.000 + \frac{4.272.978}{(1+0,12)^1} + \frac{4.565.566}{(1+0,12)^2} + \frac{4.113.808}{(1+0,12)^3} + \frac{4.550.456}{(1+0,12)^4} \\ + \frac{4.514.504}{(1+0,12)^5} + \frac{3.179.251}{(1+0,12)^6} + \frac{2.799.472}{(1+0,12)^7}$$

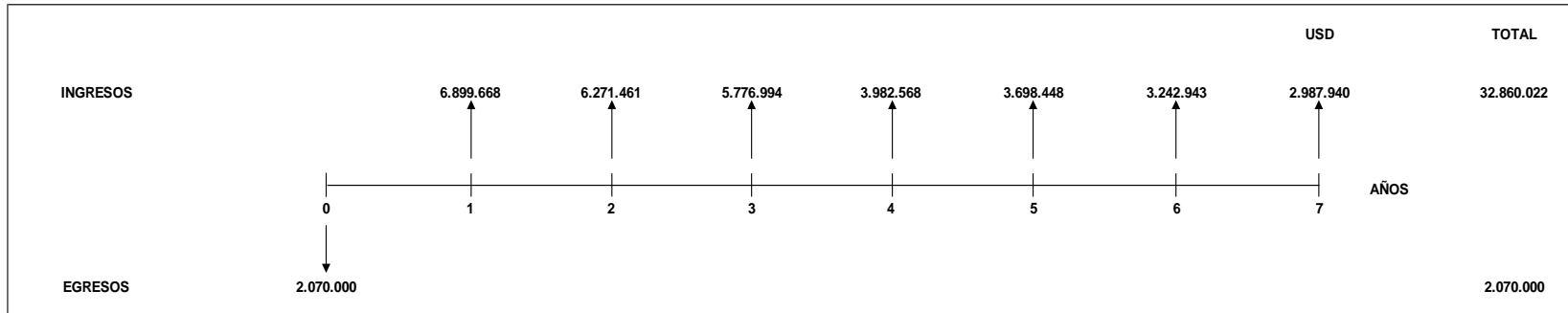
$$VPN(0,12) = 16.643.522$$

6.4.3.2 Escenario 2.3. El flujo de caja se puede apreciar en la **Gráfica 70** y el flujo de caja neto en la **Gráfica 71**.

Gráfica 70. Flujo de Caja Escenario 2.3



Gráfica 71. Flujo de Caja Neto Escenario 2.3

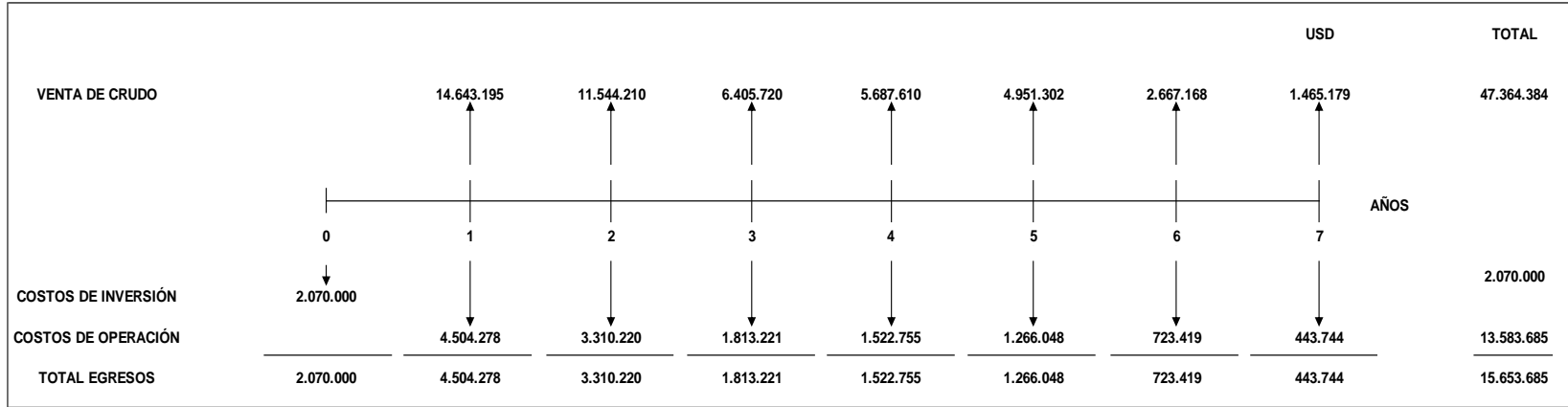


$$\begin{aligned}
 VPN(0,12) = & -2.070.000 + \frac{6.899.668}{(1+0,12)^1} + \frac{6.271.461}{(1+0,12)^2} + \frac{5.776.994}{(1+0,12)^3} + \frac{3.982.568}{(1+0,12)^4} \\
 & + \frac{3.698.448}{(1+0,12)^5} + \frac{3.242.943}{(1+0,12)^6} + \frac{2.687.940}{(1+0,12)^7}
 \end{aligned}$$

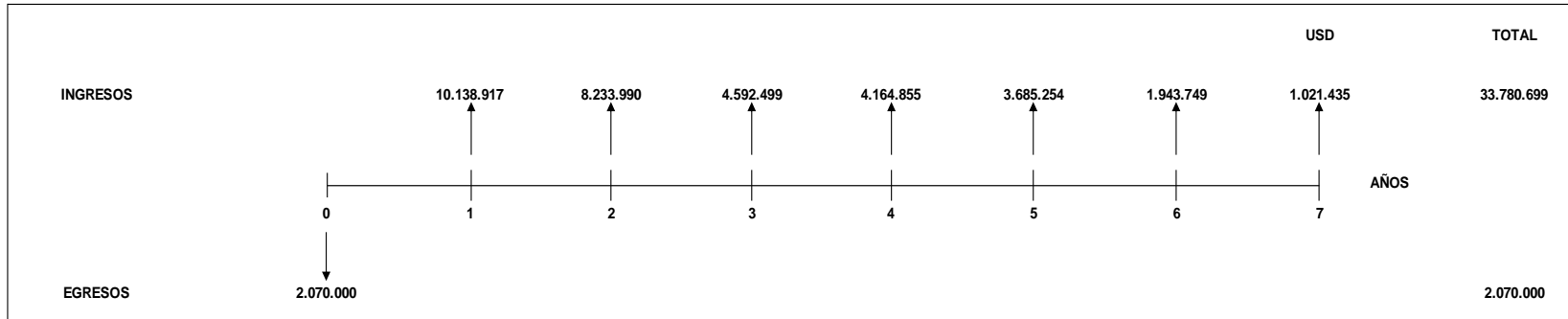
$$VPN(0,12) = 20.826.099$$

6.4.3.3 Escenario 3.3. El flujo de caja se puede apreciar en la **Gráfica 72** y el flujo de caja neto en la **Gráfica 73**.

Gráfica 72. Flujo de Caja Escenario 3.3



Gráfica 73. Flujo de Caja Neto Escenario 3.3



$$\begin{aligned}
 VPN(0,12) = & -2.070.000 + \frac{10.138.917}{(1+0,12)^1} + \frac{8.233.990}{(1+0,12)^2} + \frac{4.592.499}{(1+0,12)^3} + \frac{4.164.855}{(1+0,12)^4} \\
 & + \frac{3.685.254}{(1+0,12)^5} + \frac{1.943.749}{(1+0,12)^6} + \frac{1.021.435}{(1+0,12)^7}
 \end{aligned}$$

$$VPN(0,12) = 23.000.303$$

6.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero las tres alternativas son atractivas para la compañía, porque le representan una ganancia extraordinaria adicional a la TIO, siendo la mejor opción para el Campo Maduro durante los próximos siete años, la perforación de un pozo inyector con una tasa constante de 2400 bwipd (escenario 3.3), debido a que genera una mayor ganancia extraordinaria frente a los escenarios 1.3 y 2.3, originada por los mayores niveles de producción incremental de crudo.

7. CONCLUSIONES

- La inyección de agua en el Bloque Norte no ha conseguido mejorar de manera apropiada la producción de crudo en los últimos 10 años, por la distribución de los pozos y los problemas de control de agua.
- Pozos productores cercanos a fallas presentan alto corte de agua desde los inicios de la inyección.
- Actualmente se inyectan 7.188 Bls de agua y se producen 4805 Bls de agua en un día, es decir, se produce el 66% del agua que se inyecta. El 34% restante barre el crudo y/o se pierde en el subsuelo.
- Los pozos perforados en el Bloque Norte no están distribuidos de una manera simétrica, para lograr una figura homogénea, necesariamente se debe realizar la perforación de nuevos pozos de inyección y producción, así como conversiones de productor a inyector o viceversa.
- El análisis del Factor VRR demostró que la Zona Centro del Bloque Norte del Campo Maduro, es donde se requiere la implementación de un sistema que mejore el proceso de inyección-producción actual, originado en los elevados cortes de agua que se producen y la pobre eficiencia de barrido del agua inyectada en la zona, en comparación con las Zonas Este y Oeste.
- Por la manera en la que están distribuidos los pozos actualmente, organizar un arreglo o patrón de inyección geométrico sería posible solo para algunas zonas del bloque, por lo cual una **perforación in-fill para drene de zonas** es la opción más sencilla.
- Para el Bloque Norte del Campo Maduro es mejor un arreglo o patrón de inyección por ser un yacimiento naturalmente fracturado y observando que actualmente la inyección periférica no es eficiente.
- La inyección IN-FILL de 1500 bwpd por parte del pozo BN-15 (Escenario 2.3) logra los mejores resultados técnicos, teniendo en cuenta la recuperación incremental de crudo, así como la producción de agua por parte de los pozos que conforman la Zona Centro, la cual no aumenta desproporcionalmente, sino que se mantiene en un rango aceptable de operación.

8. RECOMENDACIONES

- Perforar nuevos pozos para lograr un arreglo simétrico de producción-inyección pensando en el desarrollo futuro del bloque.
- Aislar las arenas más cercanas al acuífero para los pozos cercanos a fallas, donde se evidencia alto corte de agua.
- Es necesario hacer un estudio de presiones estáticas en todos los pozos, para analizar el comportamiento de la inyección de agua en el Bloque Norte, haciendo una comparación con el Factor Voidage Replacement Ratio, lo cual indicaría más asertivamente la eficiencia de la inyección.
- Convertir el pozo BN-8 a inyector para subir la línea de inyección o cerrarlo para presurizar el yacimiento.
- Realizar la inyección de trazadores para identificar la dirección que toma el agua inyectada.
- Hacer un estudio de saturación y distribución de fluidos en el medio poroso correspondiente al Bloque Norte del Campo Maduro.
- Hacer pruebas de restauración de presión para determinar el radio de drenaje de cada pozo y los límites de no flujo.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Las Regalías en el Sector de los Hidrocarburos: Cartilla Informativa, Bogotá, 2008.

AMARIS O.H.V, DE FREITAS L.C.S, GOMES.H. P, PEREIRA.J.R.B, Guando Field: Underpressured-Field Development SPE, Rio de Janeiro 2005.

ANH. (2010). Cuencas Catatumbo, Cesar-Rancheria, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. Bogota: ANH.

ARIZA, Hernando, et al. Decreasing Well Downtime in Guando Oil Field by Using Continuous Sucker Rod. Sep 24, 2006.

AZIZ, Khalid. SETTARI, Antonín. Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers Ltd, London, 1979, p. 3.

BAKER, Richard. Reservoir Management for Waterfloods. En: The Journal of Canadian Petroleum Technology. Calgary: 1997, p.16.

BEIS 2016 FOSSIL FUEL and PRICE ASSUMPTIONS. Beis 2016 fossil fuel price assumptions.

CAMPO MADURO FIELD: Underpressured-Field Development. Society of Petroleum Engineers.

COBB William, SMITH James, Waterflooding, USA, 1990.

CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE COLOMBIA. Ley 756 de 2002, Artículo 16.

CRUZ, A. M. Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicado a la fase piloto en Campo Tibu (ÉCOPETROL). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander 2011.

DICCIONARIO GEOLÓGICO GEOS. [en Línea]. 2016. [Citado 29 de agosto de 2017]. Disponible en: <<http://www.geoss.com.pe/docs/DICCIONARIO%20GEOLOGICO.pdf>>

ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING GROUP. Bombeo de Cavidad Progresiva. El Tigre, Venezuela: Technical assistances 2003.

FANCHI. John. Principles of Applied Reservoir Simulation, Third Edition, 2006.

GUANDO FIELD: Underpressured-Field Development and PART,I. I. SPE 121510. 2009.

INFORME TECNICO ANUAL, año 2016. PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED.

INSTITUT CARTOGRAFIC GEOLOGIC DE CATALUNYA [en línea]. 2016. [citado 29 de agosto de 2017] Disponible en: <http://www.igc.cat/web/es/mapageol_apren_columnnes.html>.

INSTITUTO GEOGRÁFICO AGUSTÍN CODAZZI. Glosario [en línea] 2016 [citado 25 agosto 2017] Disponible en: <<http://www.igac.gov.co/wps/portal/igac/raiz/iniciohome/Glosario>>.

INSTITUTO COLOBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grados, trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá D.C.: El Instituto, 2008. P.110.

_____. Referencias Bibliografías. Contenido, forma y estructura. NTC 5613 [En línea] [Consultado 14 de abril del 2017]. Disponible en internet: <http://www.politecnicojic.edu.co/Imágenes/stories/politecnico/biblioteca/NTC5613>.

_____. Referencias Documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490. Bogotá: 2008.p.2

INTERFASES S.A. Sahara 3.2 Manual de Usuario.

JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico. Capítulo Colombia. Volumen 5. Fascículo 4^a. 1968 p.265

LA COMUNIDAD PETROLERA. SISTEMA PETROLERO [en línea] 2016. [Citado 20 de agosto 2017] Disponible en: <<http://industriapetrolera.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/sistema-petrolero.html>>.

MARTINEZ & RONCANCIO, Petroleum Geology of Colombia: Upper Magdalena Basin Vol 14, Medellín: Editores, Fabio Cediél & Fabio Colmenares, 2011, p.42.

MONTOYA, J.M, SAMDOVAL, R VARGAS, CABRERA, F.C, ROMERO, Improving Sweep Efficiency in an Underpressured Naturally Fractured Reservoir, SPE-169091-MS, Oklahoma, USA, 2014.

MORENO CRUZ, Andrés Mauricio, Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicado a la fase piloto en Campo Tibu, Ecopetrol, 2001.

NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA, (NIIF) incluyendo las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) emitidas por el IASB. Glosario de términos.

OIL FIELD REVIEW, Control del agua, USA, 2000.

PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Maracaibo Venezuela, Ediciones Astro Dala S.A 2011, p. 12.

PDVSA. Léxico museo minerales [en línea]. 2010. [Citado 29 de agosto 2017] Disponible en: <<http://www.pdv.com/lexico/museo/minerales/arcillas.htm>>.

PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Informe Técnico Anual Año 2015, Contrato de Asociación Boquerón Campos Guando y Guando SW. Bogotá, febrero de 2016.

PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Informe Técnico Anual, Contrato de Asociación Boquerón, Bogotá 2017.

PEREZ & SALAZAR, Estratigrafía y Facies del Grupo Guadalupe, Bogotá, 1978, Universidad Nacional de Colombia. Departamento de Geociencias.

PETROLEUM GEOLOGY OF COLOMBIA Editor; Fabio Cediel Coeditor and Fabio Colmenares.

PETROLEUM GEOLOGY OF COLOMBIA, Upper Magdalena Basin, ANH Vol 14.

RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 29 de agosto 2017] Disponible en: <http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html>.

ROA BELTRÁN, Ronald Mauricio, REYES PERDOMO Miguel Ángel. Factibilidad técnica y económica de la inyección de agua en el contacto gas-aceite y producción simultánea de la capa de gas en Campo Guando. Universidad Surcolombiana, Facultad de Ingenierías, Ingeniería de Petróleos. Neiva 2009.

SALAZAR, G. P. (1973). Estratigrafía y Facies del Grupo Guadalupe. (U. N. Colombia, Ed.) Bogota D.c, Colombia.

SAND-SELECTIVE OPTIMIZATION METHODOLOGY REDUCES WATER CUT; Improves Production in Mature Fields: San Francisco and Colombia. SPE WVS 017.2011.

SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO, BANCO DE INFORMACION PETROLERA, Mapa de Cuencas, Disponible en http://geoportal.sgc.gov.co/geoportalsgc/catalog/quicklink/quicklink/srvags.sgc.gov.co/JSViewer/Geovisor_BIP/. Consultado en agosto de 2017.

SHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY [en línea]. 2017 [Citado 29 de agosto de 2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/depositional_environment.aspx>.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGIST, WORLD PETROLEUM COUNCIL, SOCIETY OF PETROLEUM EVALUATION ENGINEERS, Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos (Traducción del Texto Original en inglés), p. 6.

SUAREZ, Andres, et al. Massive Optimization Technique Improves Production of Mature Fields: San Francisco, Colombia. Dec 1, 2010.

SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS. Glosario de Términos Petroleros. 2006 p. 3. [Citado 29 de agosto de 2017.

SURI.A, SHARMA.M, MORENO.JMM, Injectivity of Frac-Packed Wells: A Case of Study of the Guando Field, Society of Petroleum Engineers, Louisiana, USA, 2010.

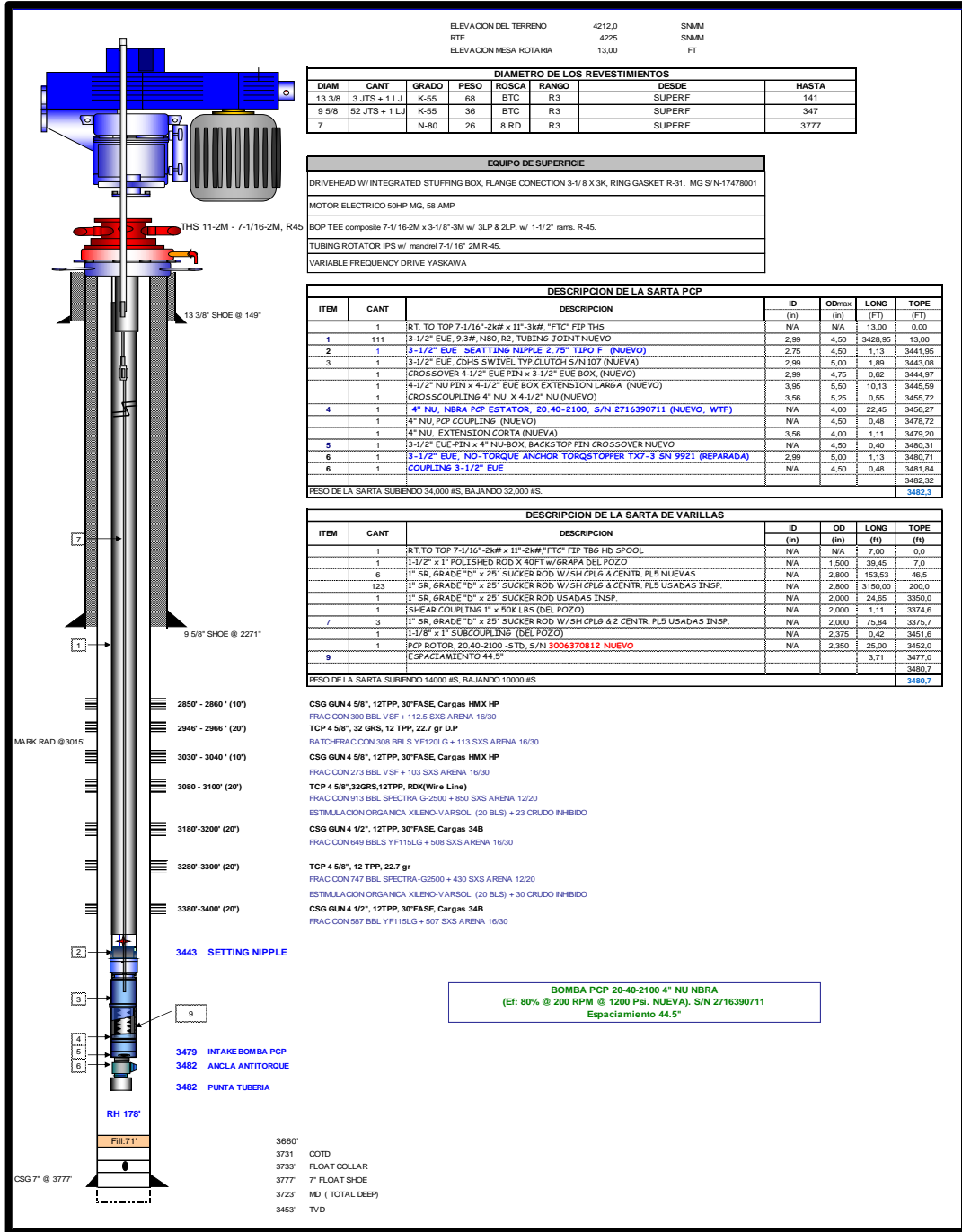
VALBUENA, Oscar, Guando Field: Underpressured-Field Development. Jun 20, 2005.

ANEXOS

ANEXO A

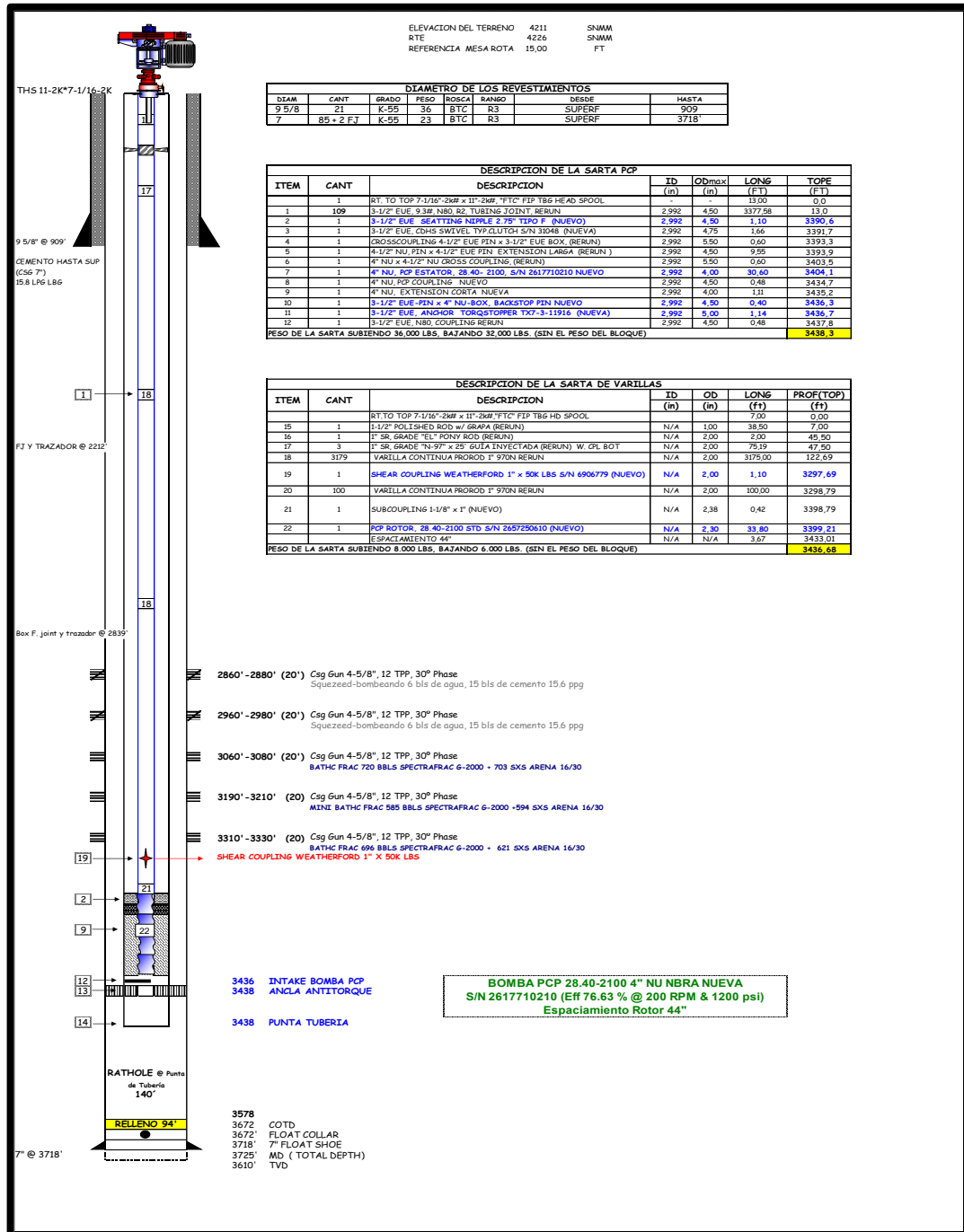
ESTADOS MECÁNICOS POZOS BLOQUE NORTE

Estado mecánico pozo productor BN-1



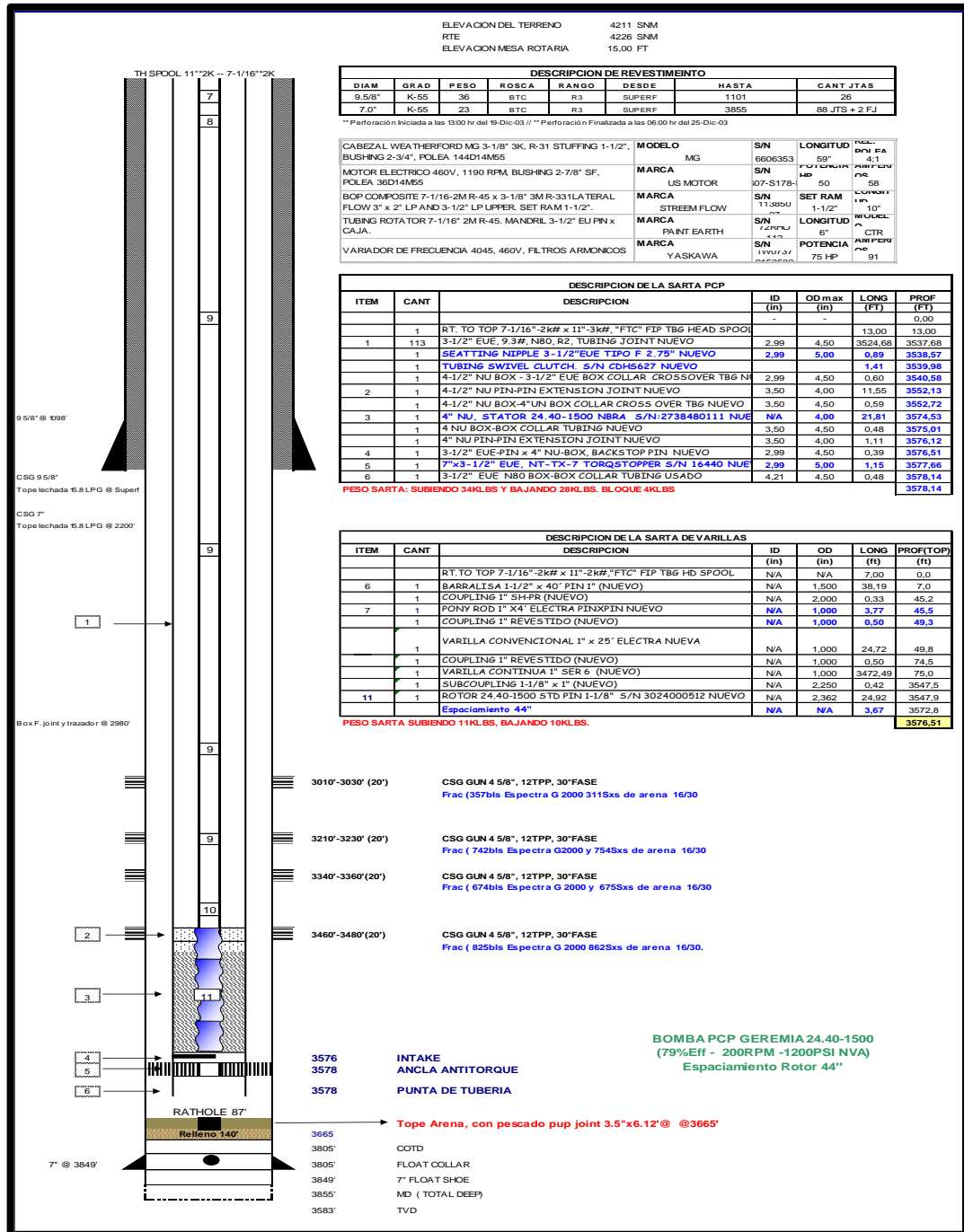
Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Estado mecánico pozo productor BN-2



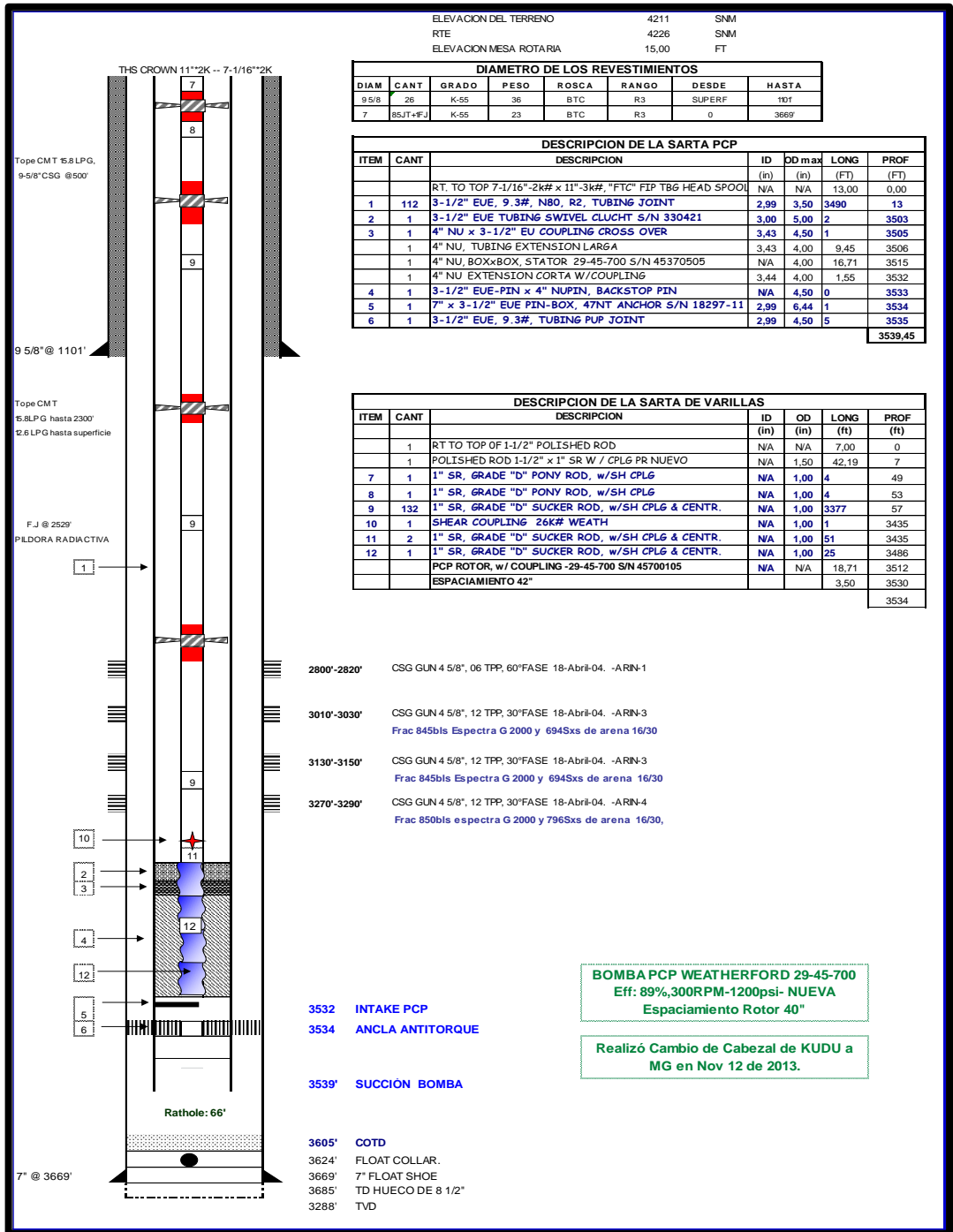
Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Estado mecánico pozo productor BN-3



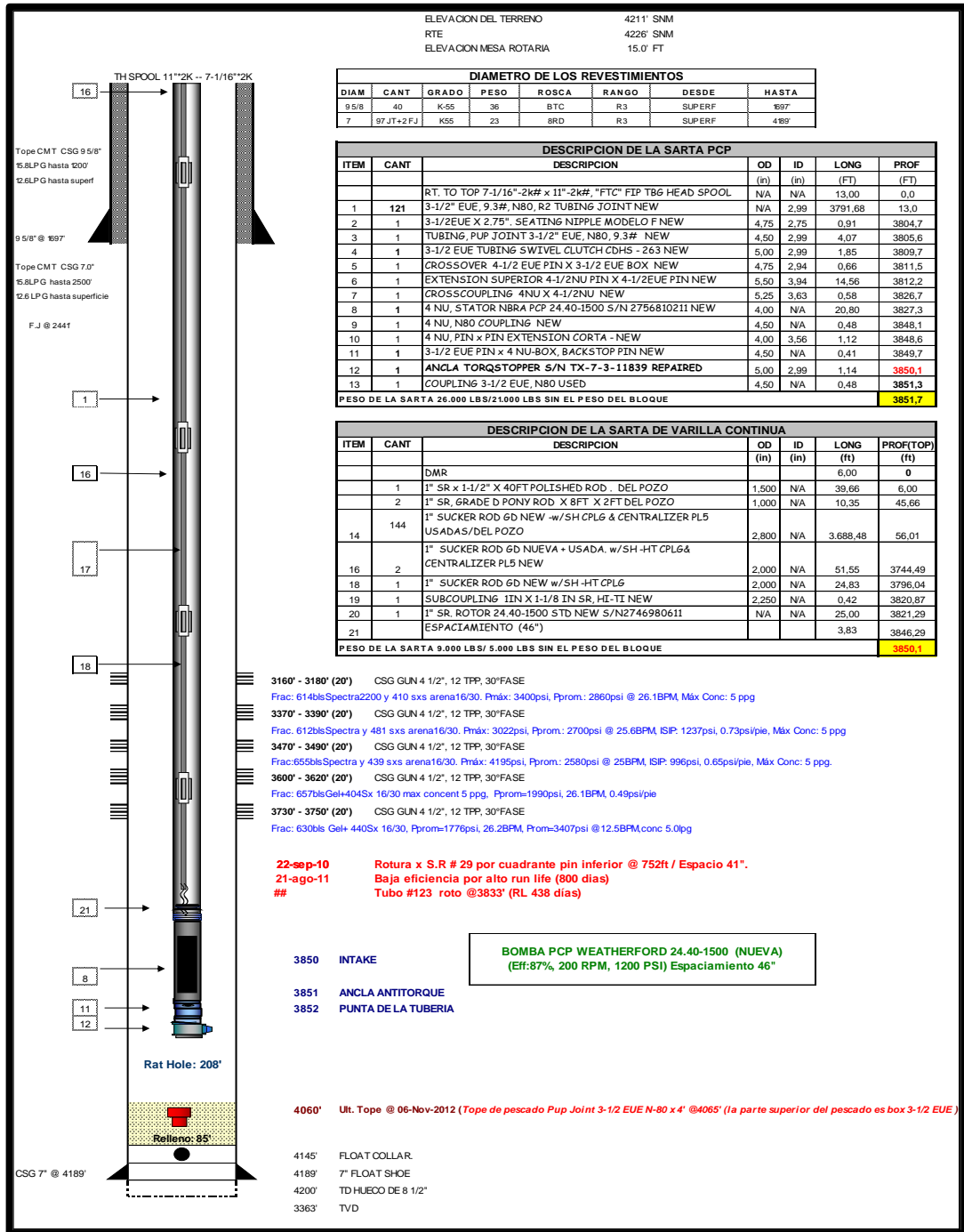
Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Estado mecánico pozo productor BN-4



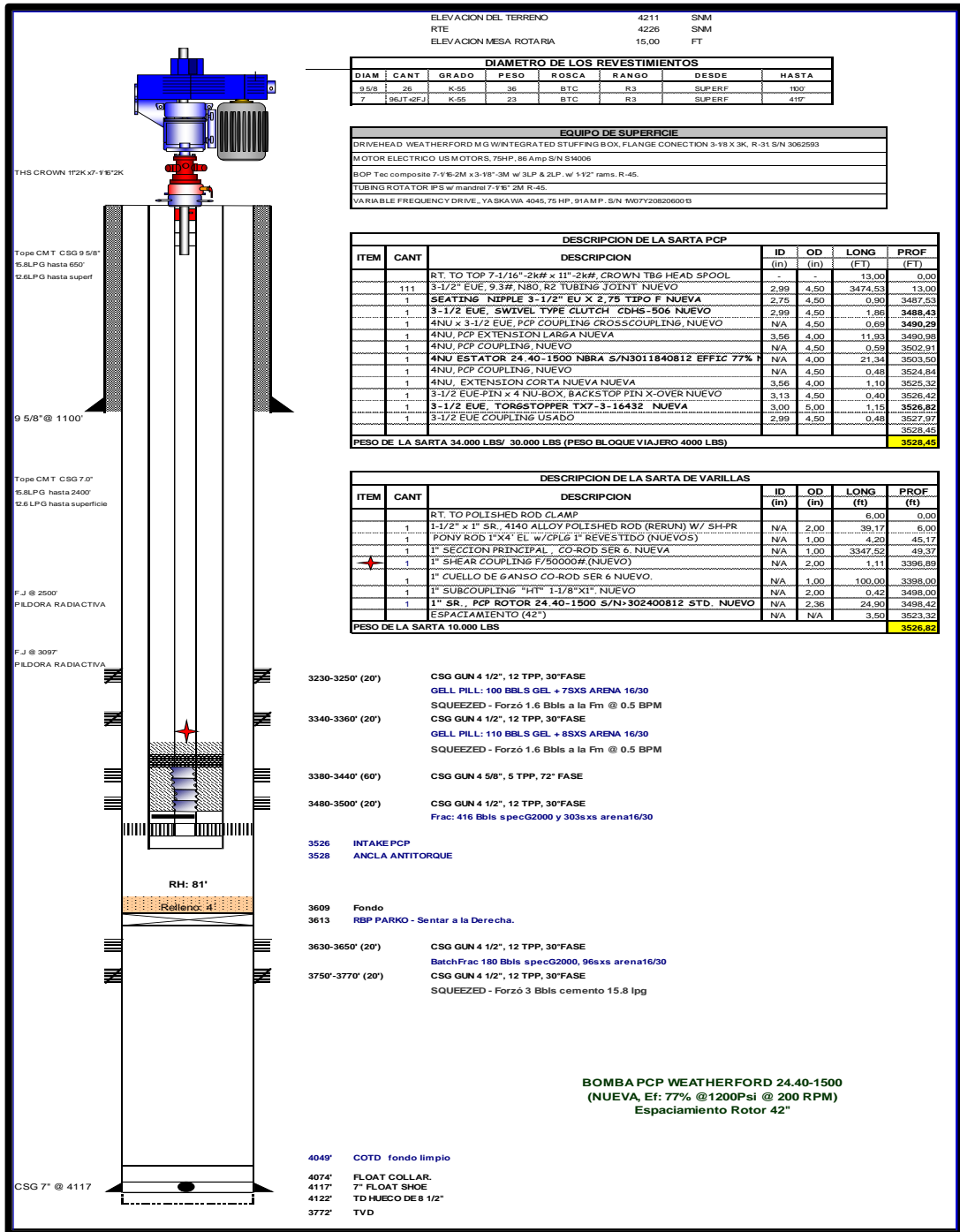
Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Estado mecánico pozo productor BN-5



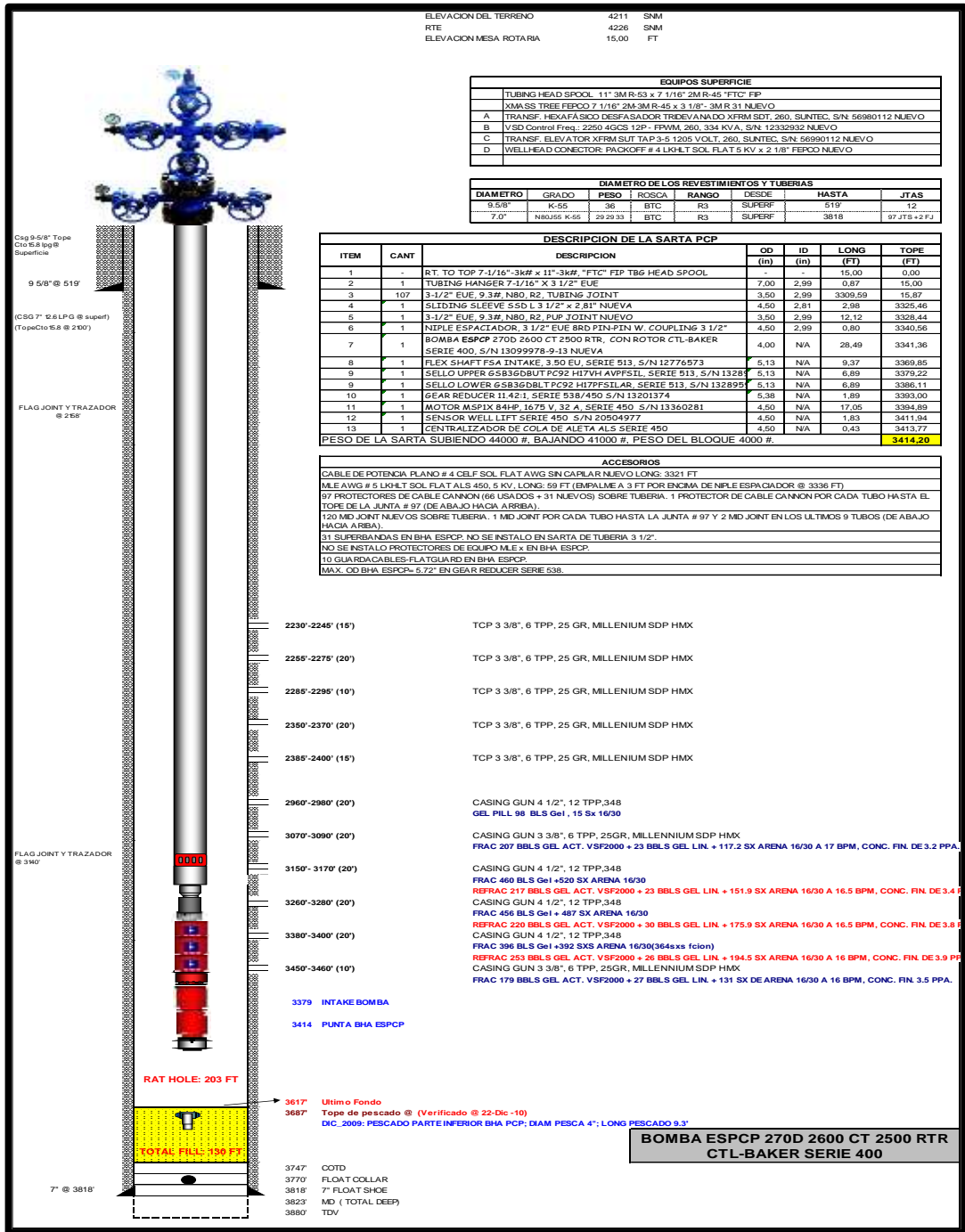
Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Estado mecánico pozo productor BN-6



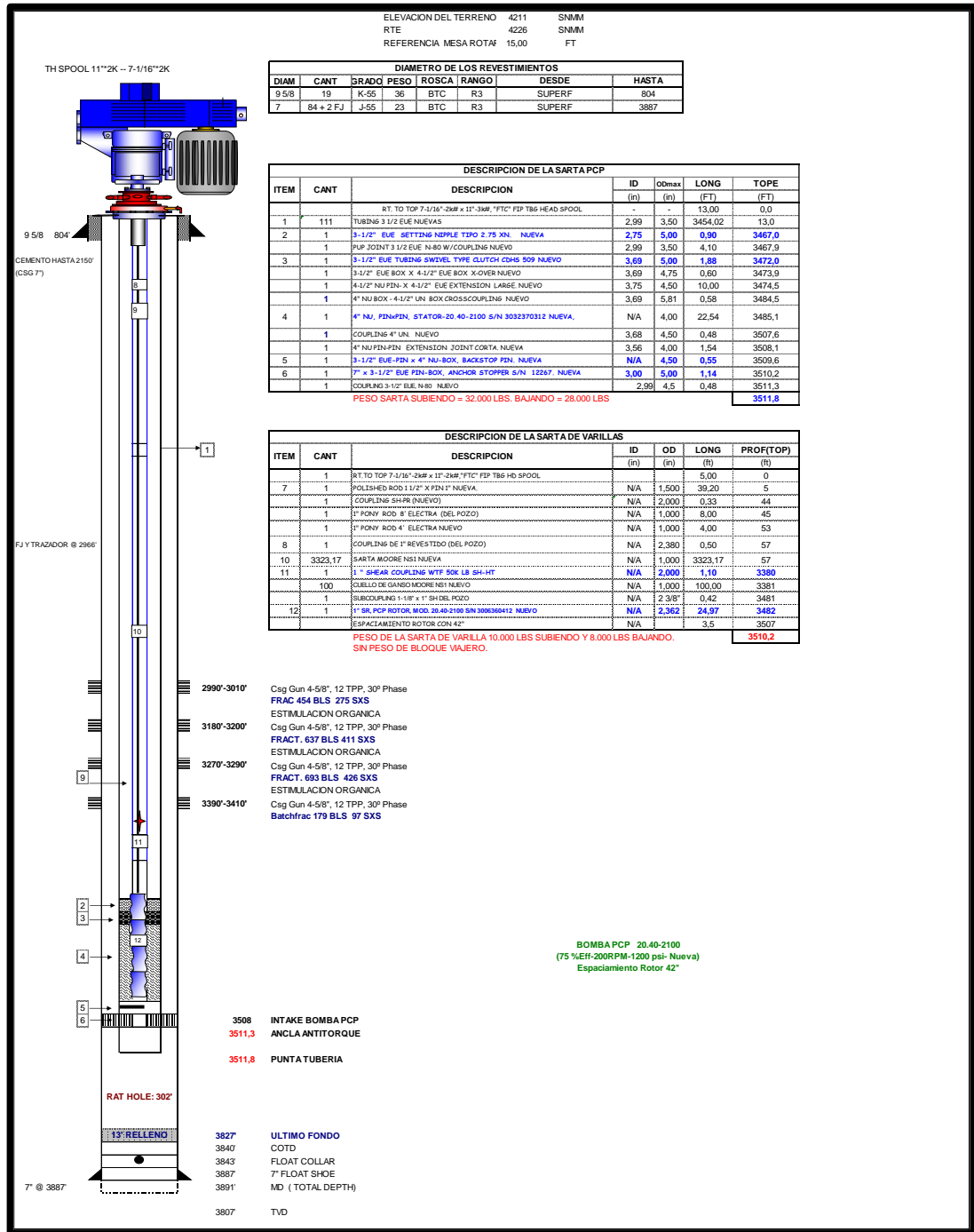
Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Estado mecánico pozo productor BN-7



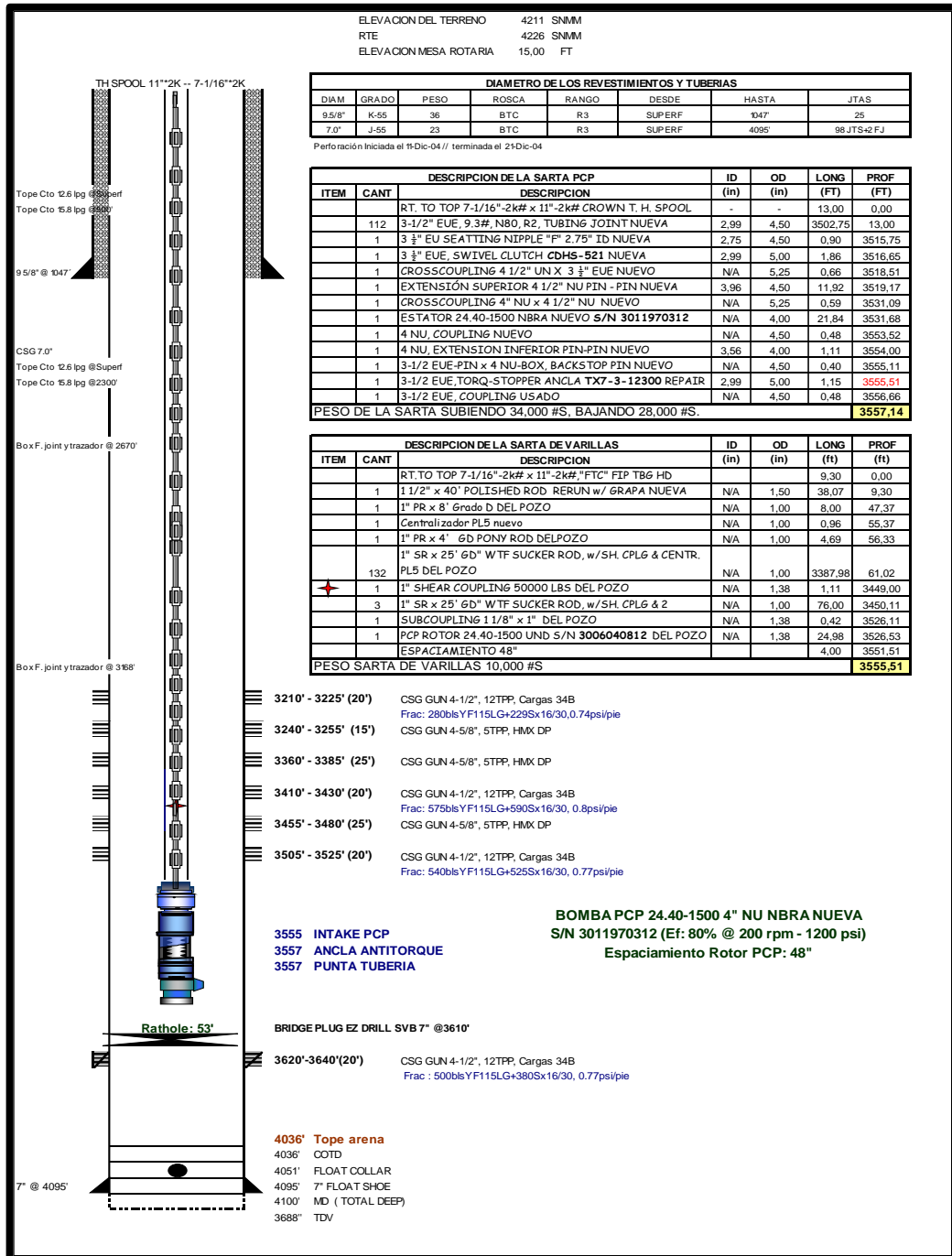
Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Estado mecánico pozo productor BN-8

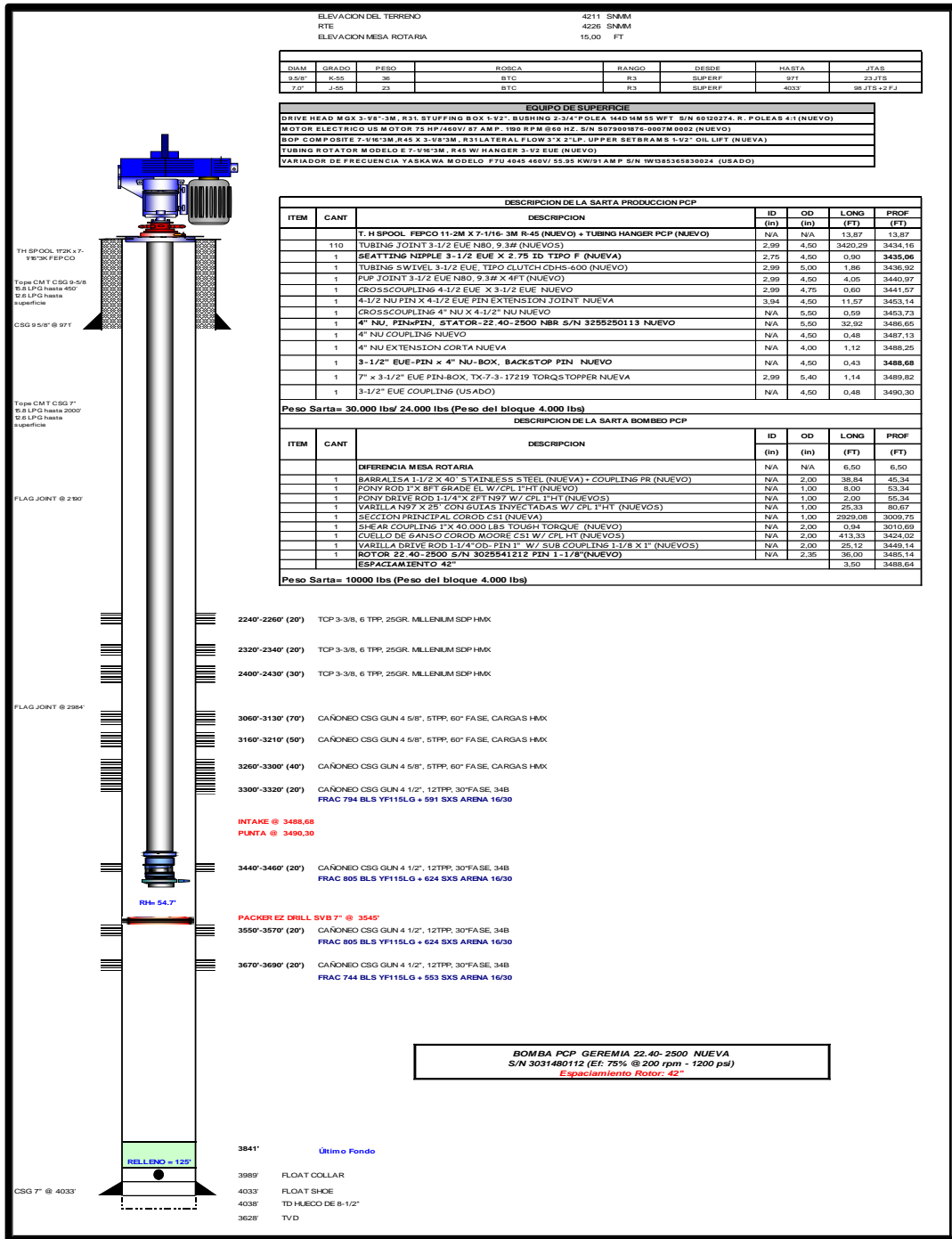


Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Estado mecánico pozo productor BN-9

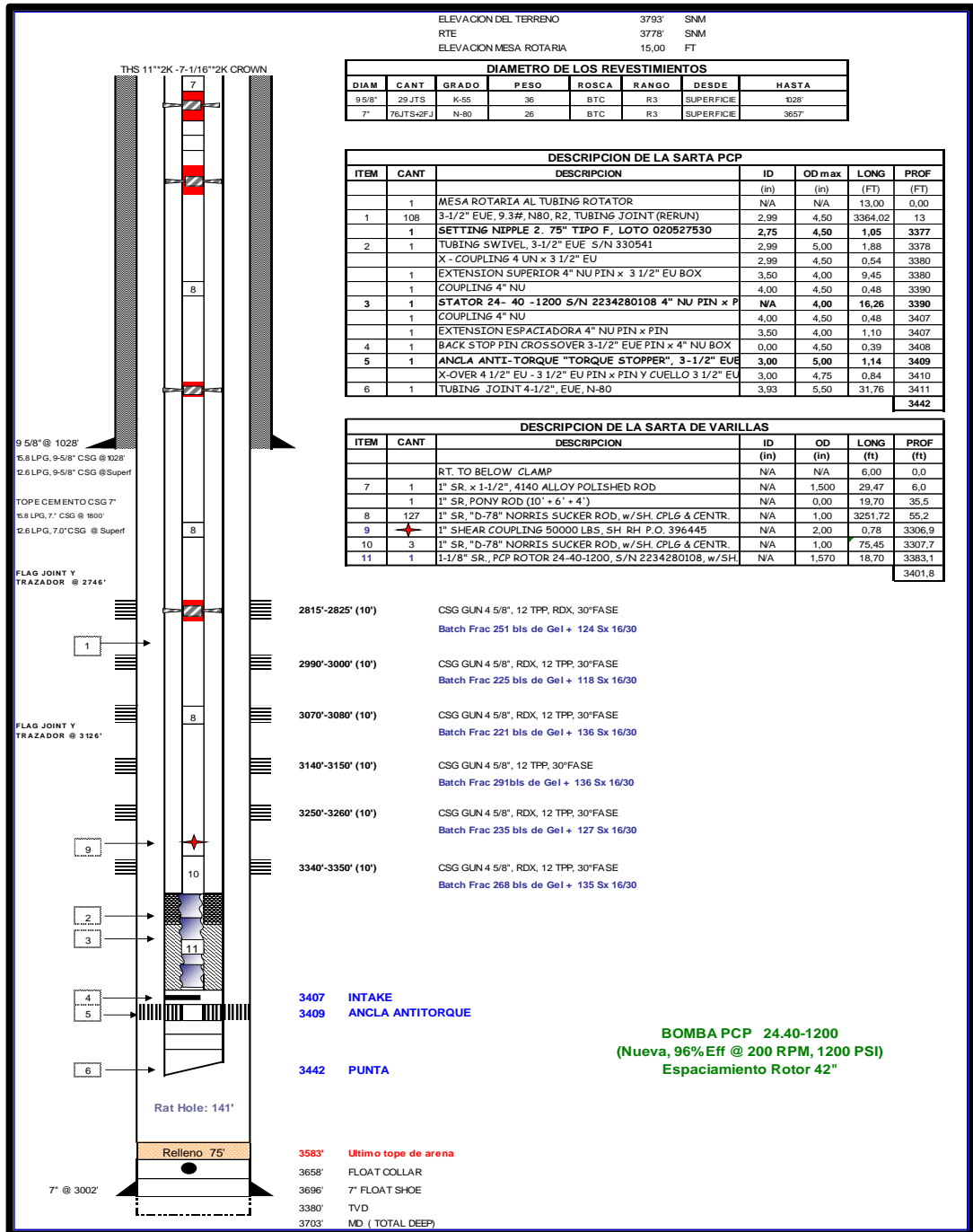


Estado mecánico pozo productor BN-10



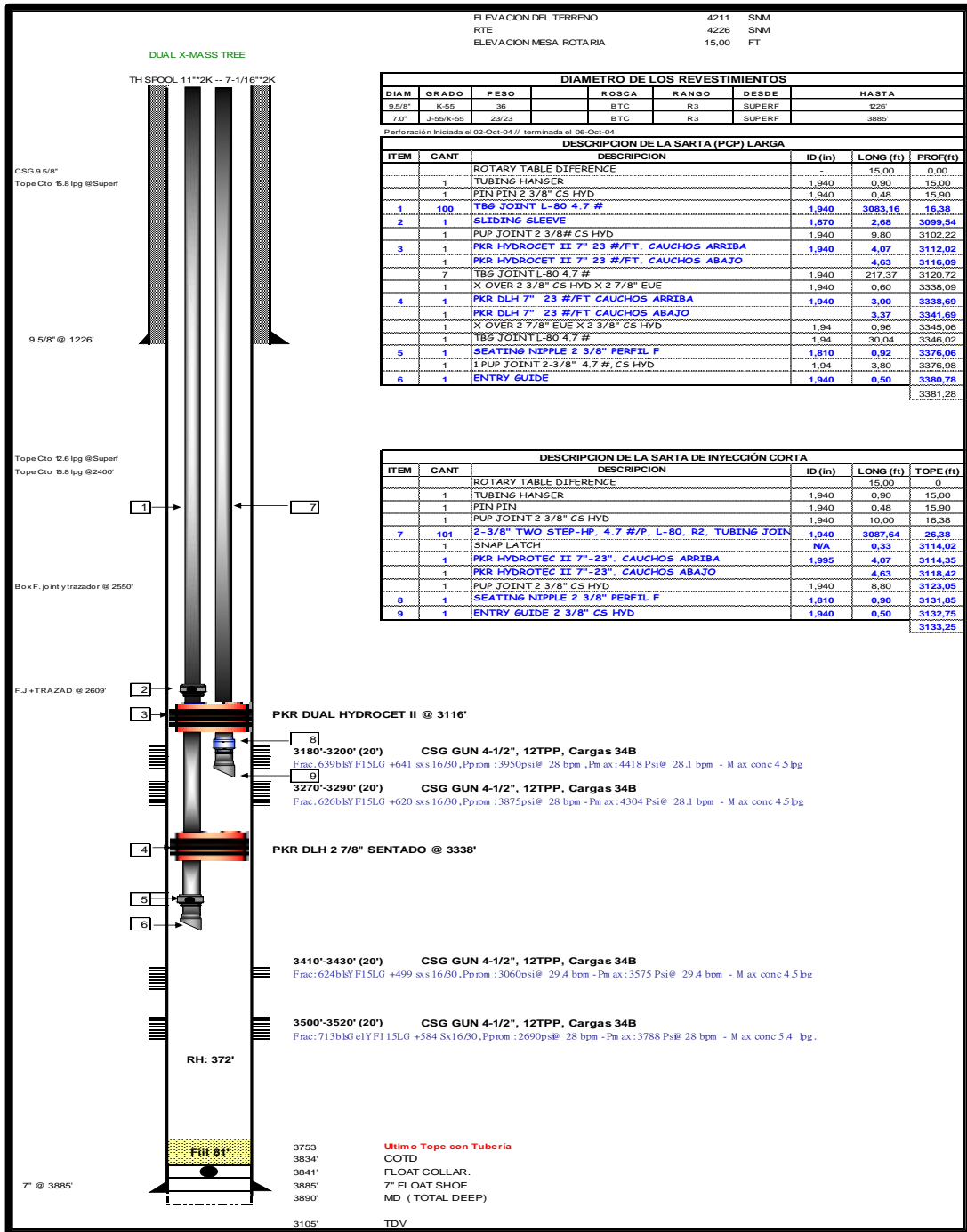
Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Estado mecánico pozo productor BN-11



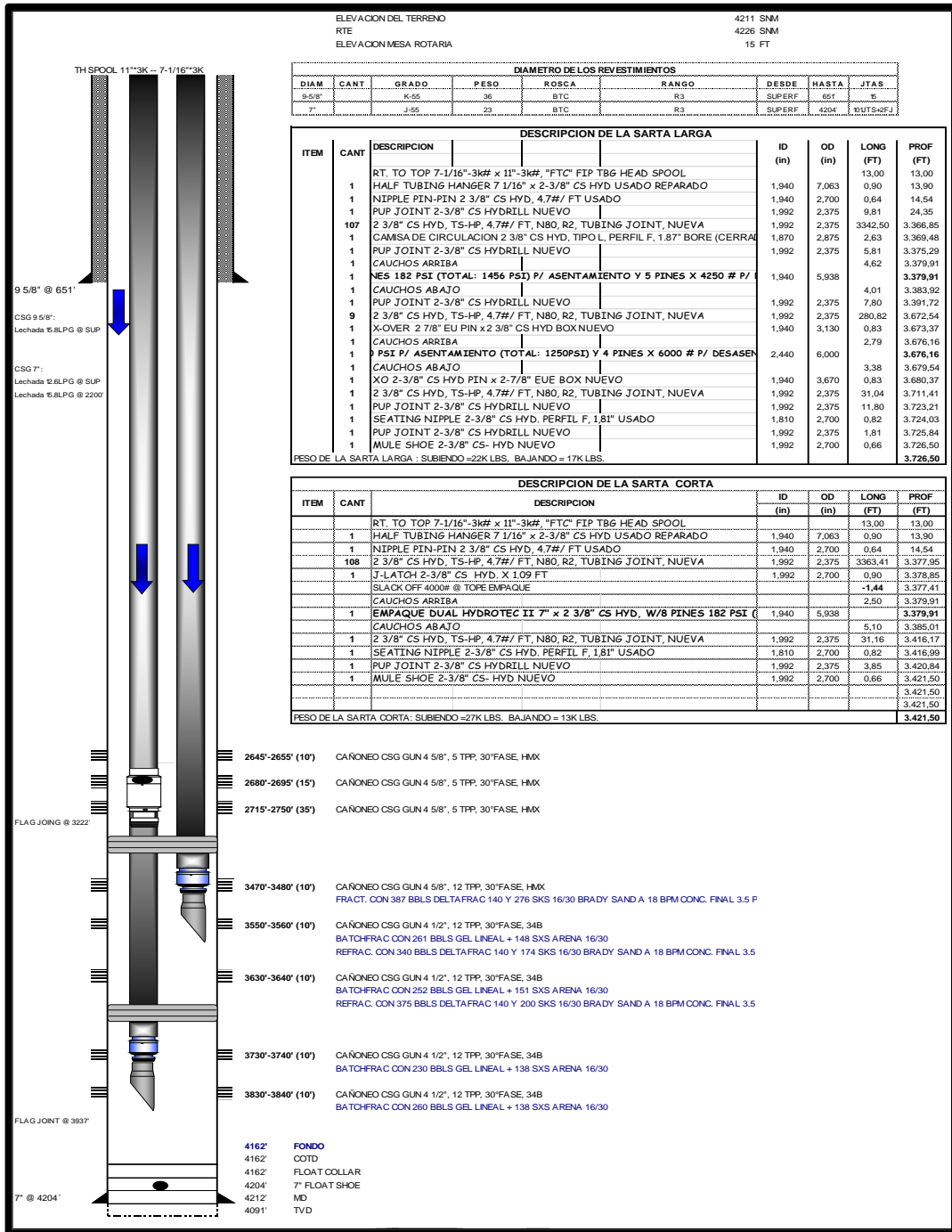
Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Estado mecánico pozo inyector BN-12



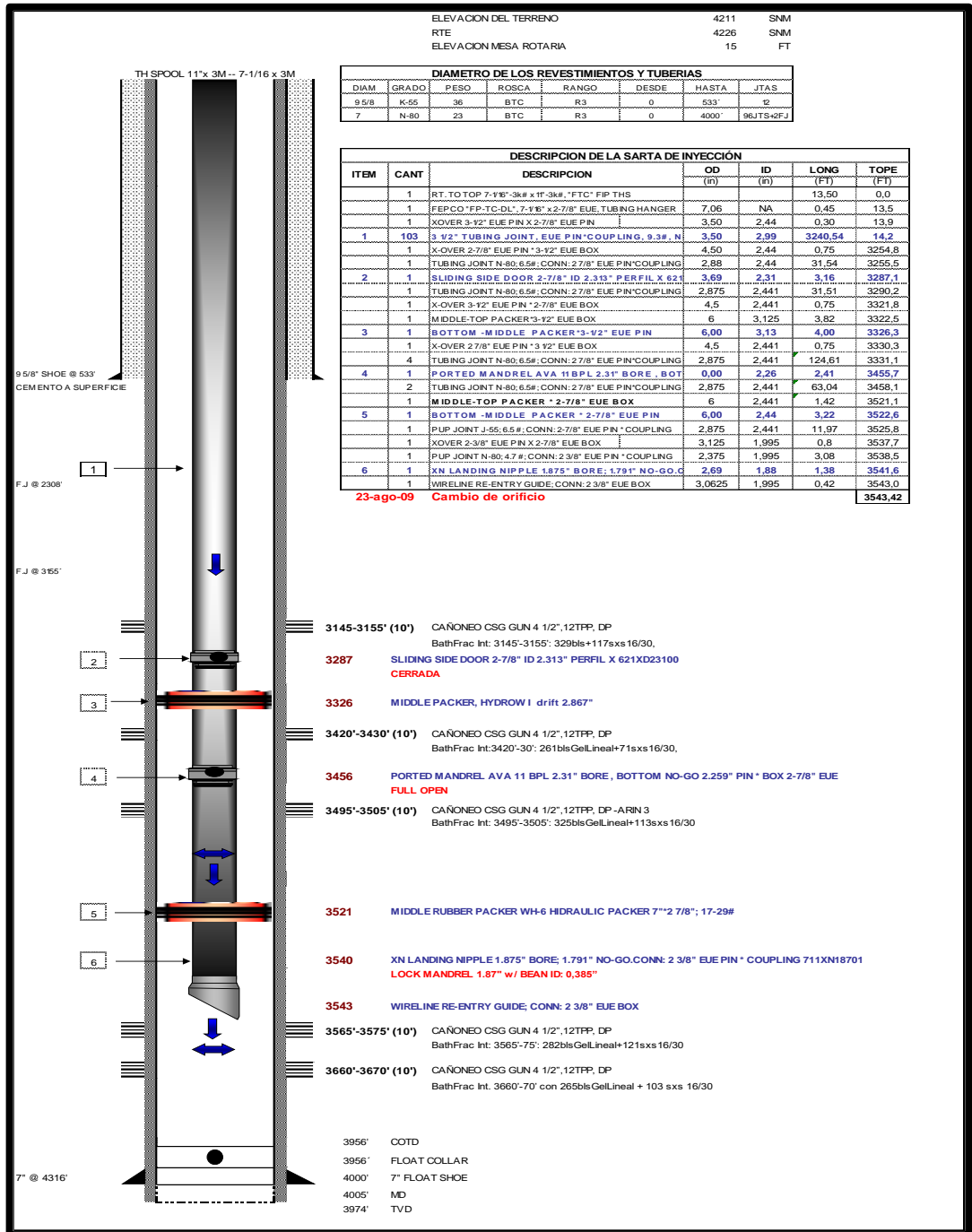
Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

Estado mecánico pozo inyector BN-13



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

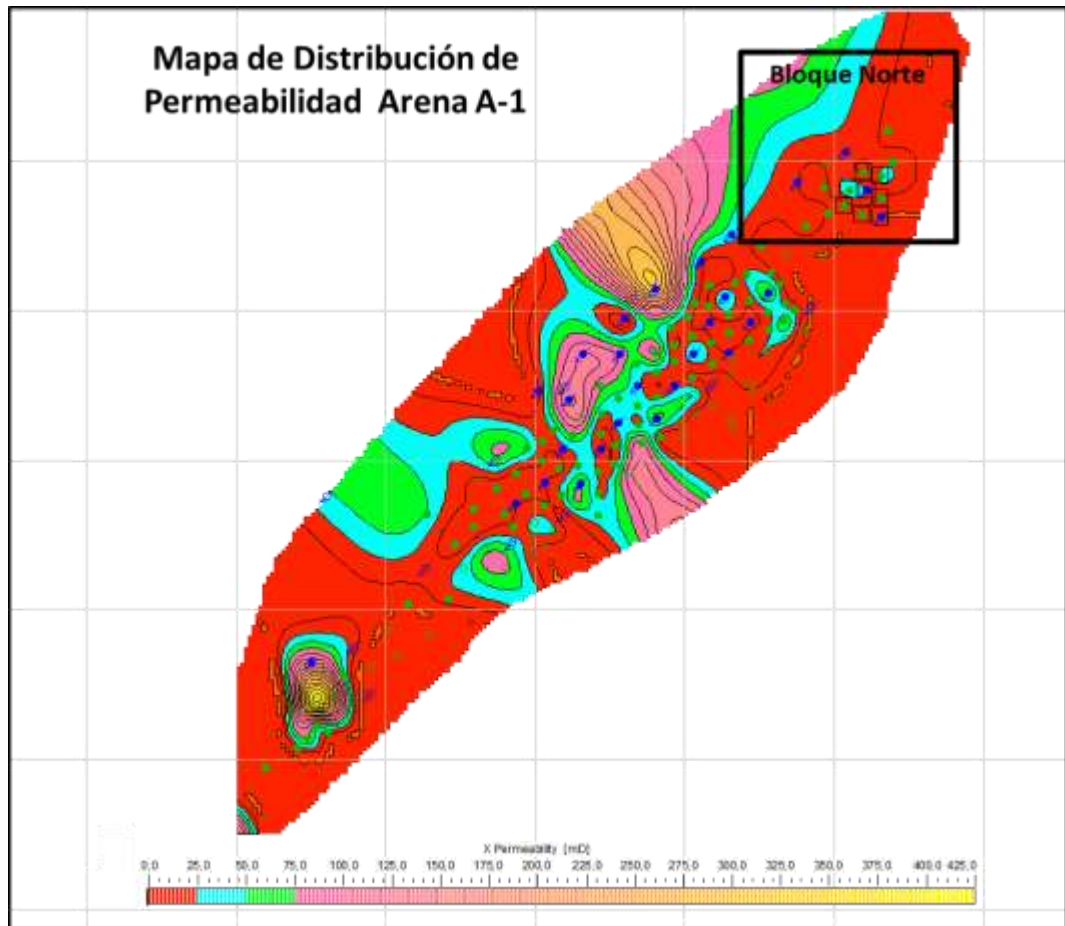
Estado mecánico pozo inyector BN-14



Fuente. Nexen Petroleum Colombia Ltd

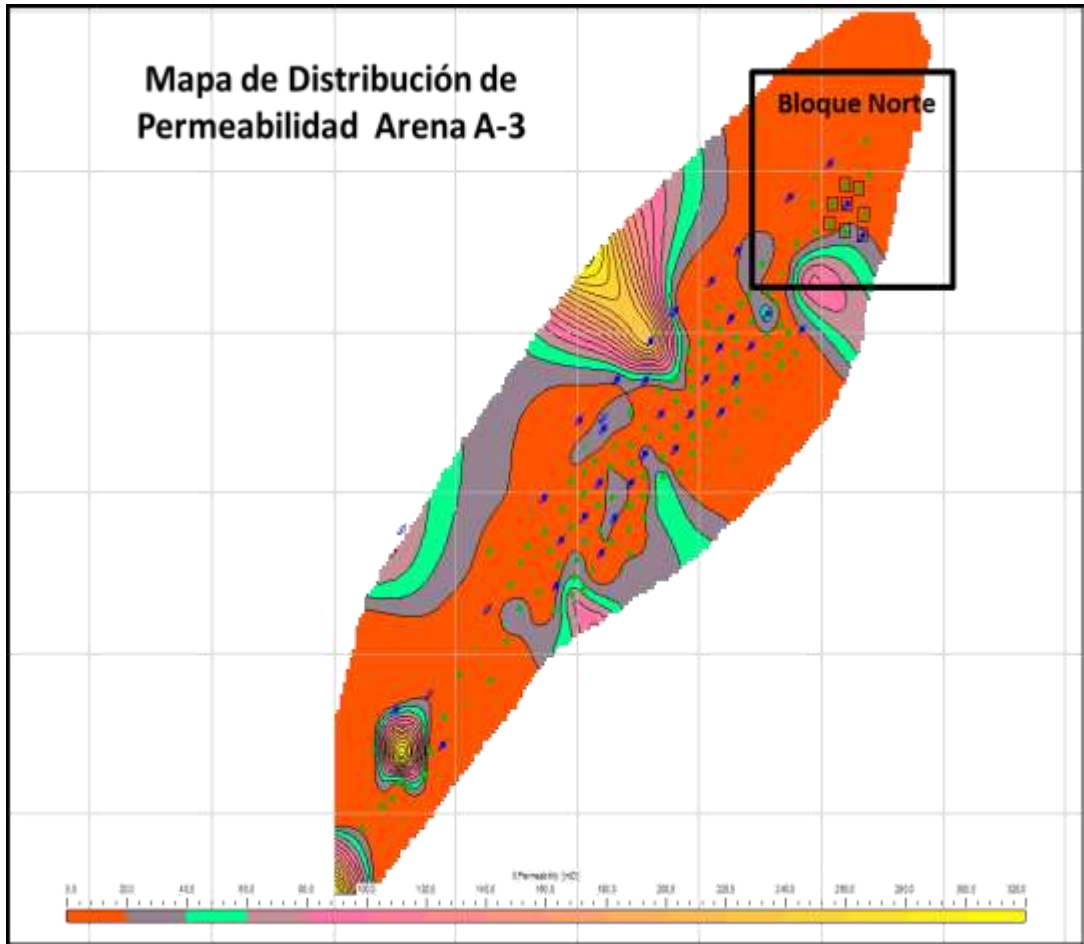
ANEXO B MAPAS DE DISTRIBUCIÓN DE PERMEABILIDAD CAMPO MADURO

Mapas de Distribución de Permeabilidad Campo Maduro Arena A-1



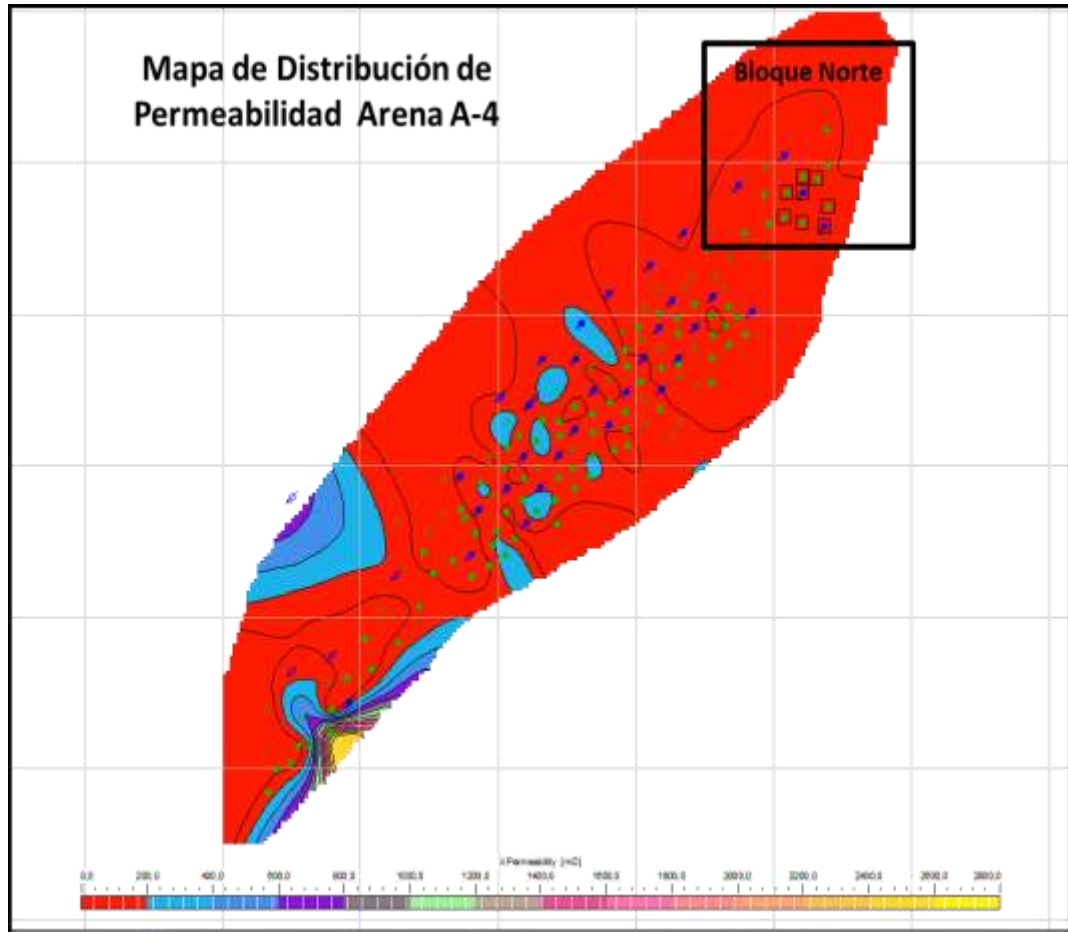
Fuente. SAHARA

Mapas de Distribución de Permeabilidad Campo Maduro Arena A-3



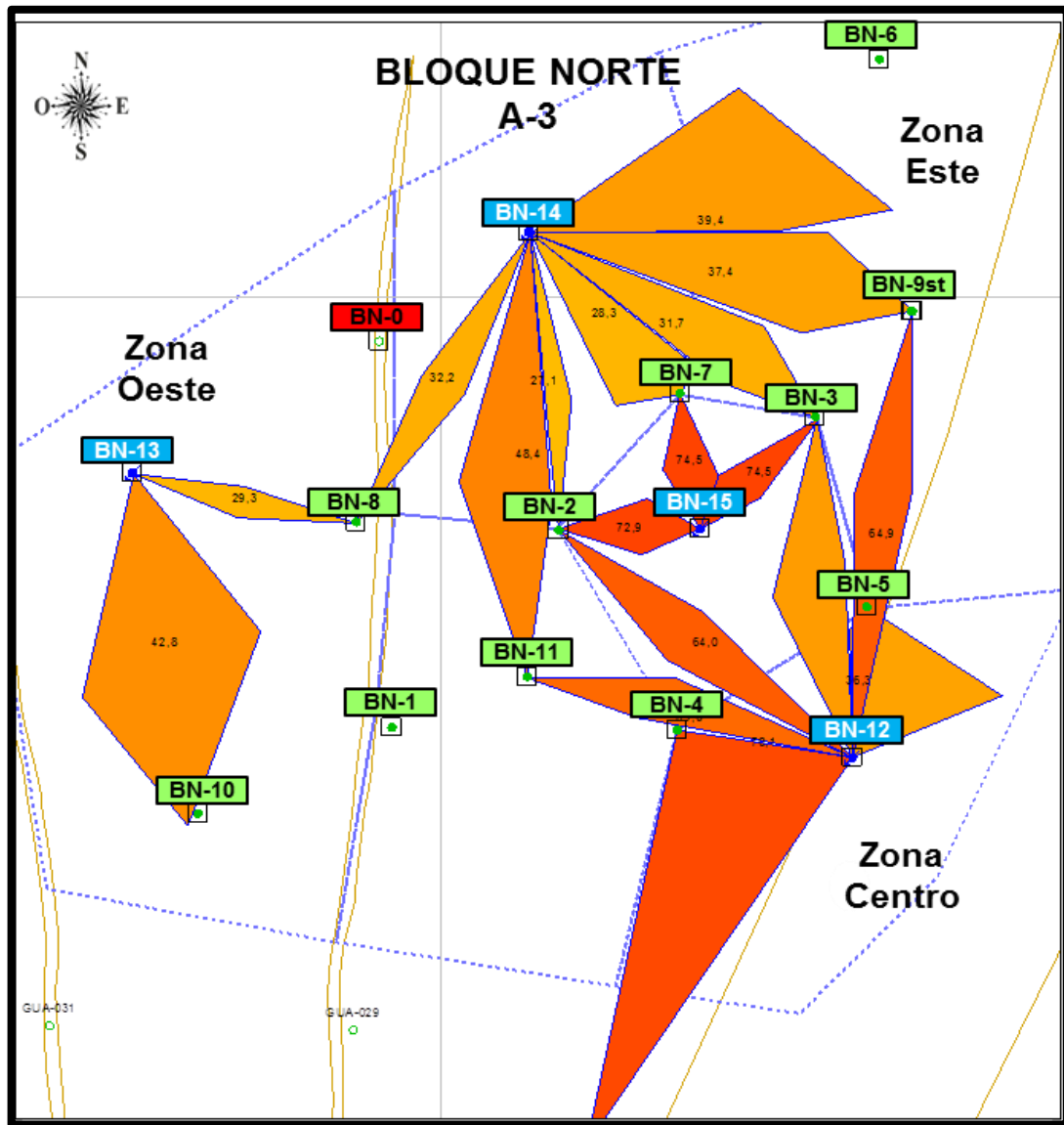
Fuente. SAHARA

Mapas de Distribución de Permeabilidad Campo Maduro Arena A-4



Fuente. SAHARA

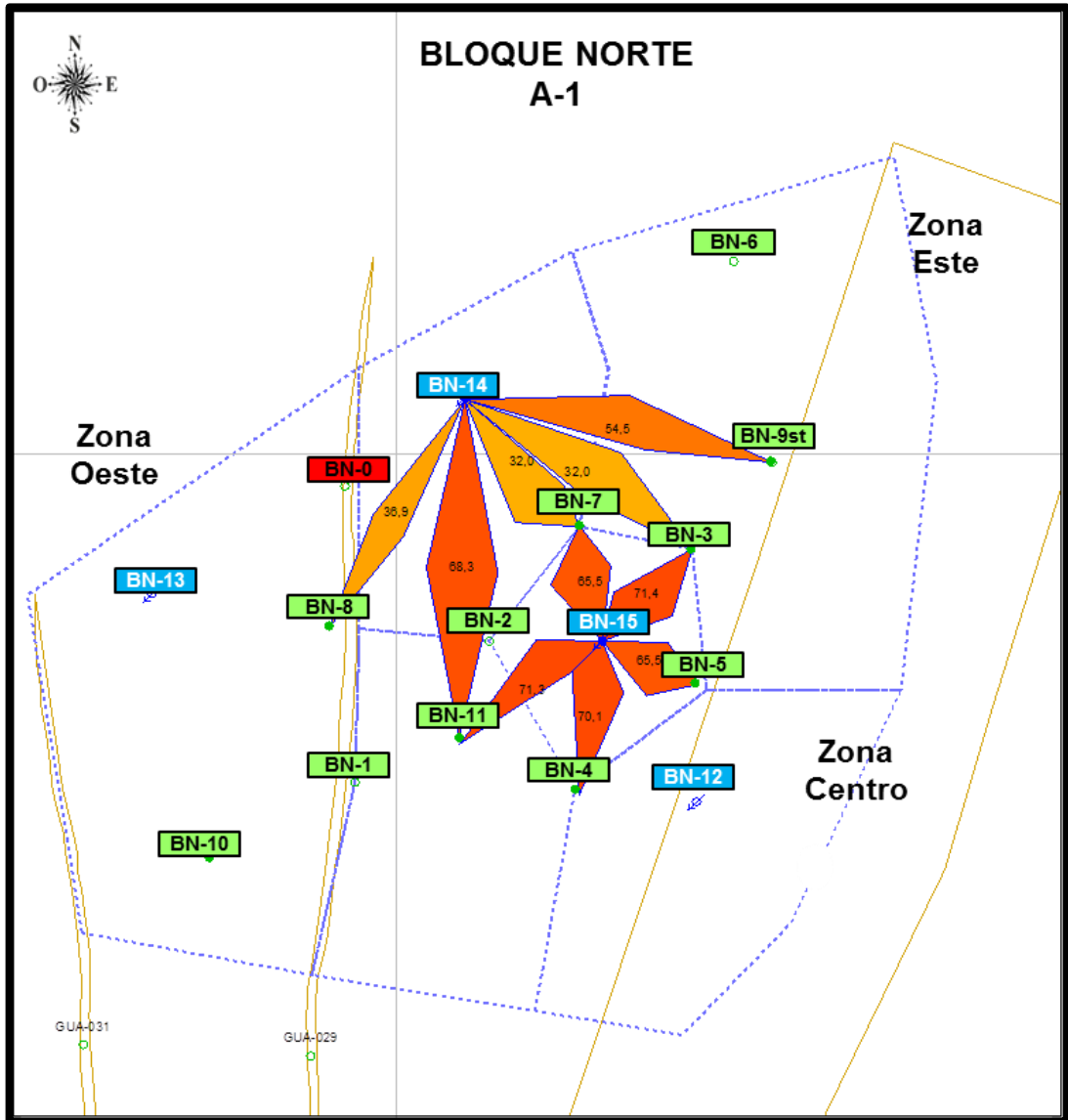
Inyección Parcial Arena A-3



Fuente. SAHARA

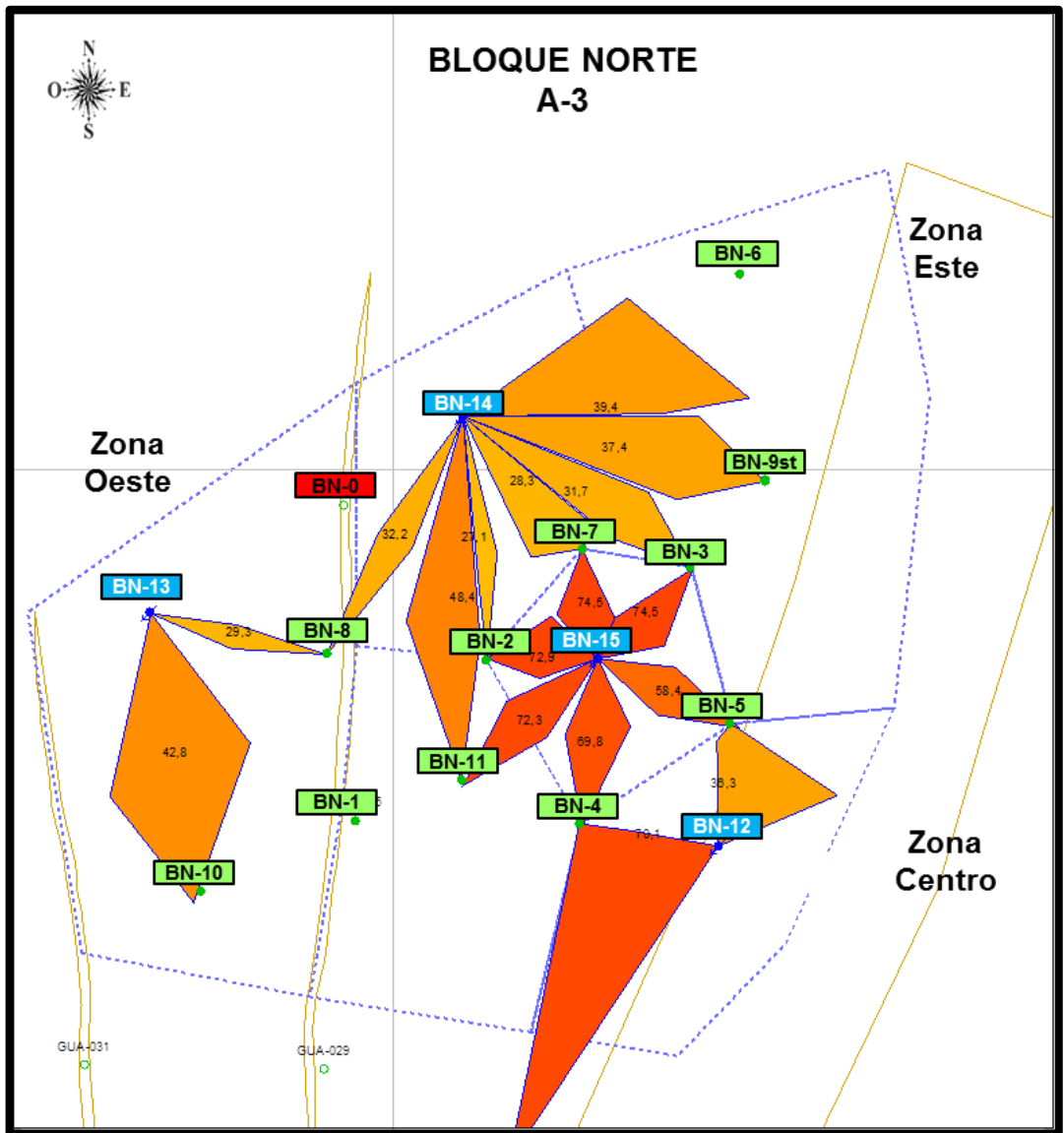
Inyección Completa

Inyección Completa Arena A-1



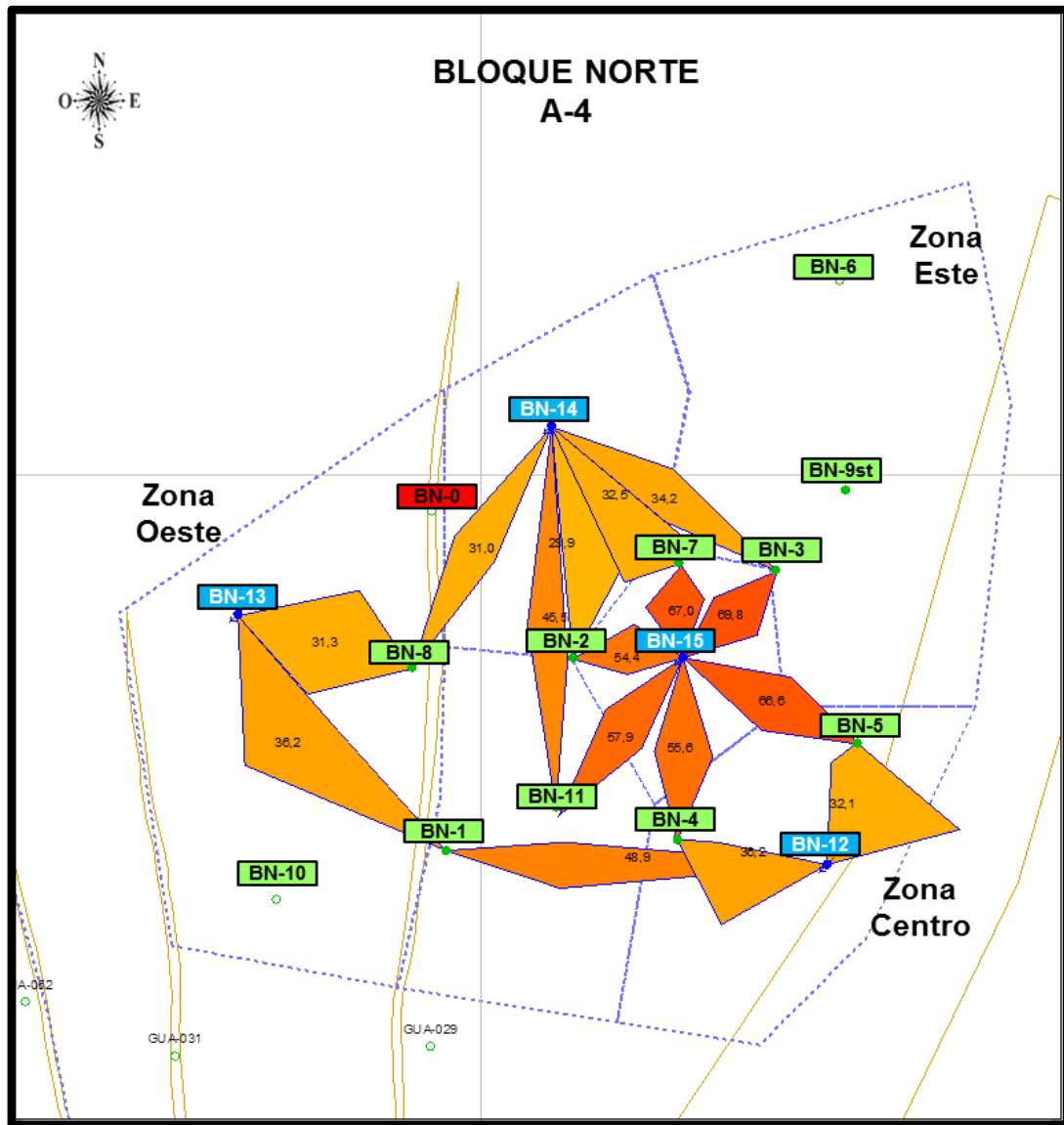
Fuente. SAHARA

Inyección Completa Arena A-3



Fuente. SAHARA

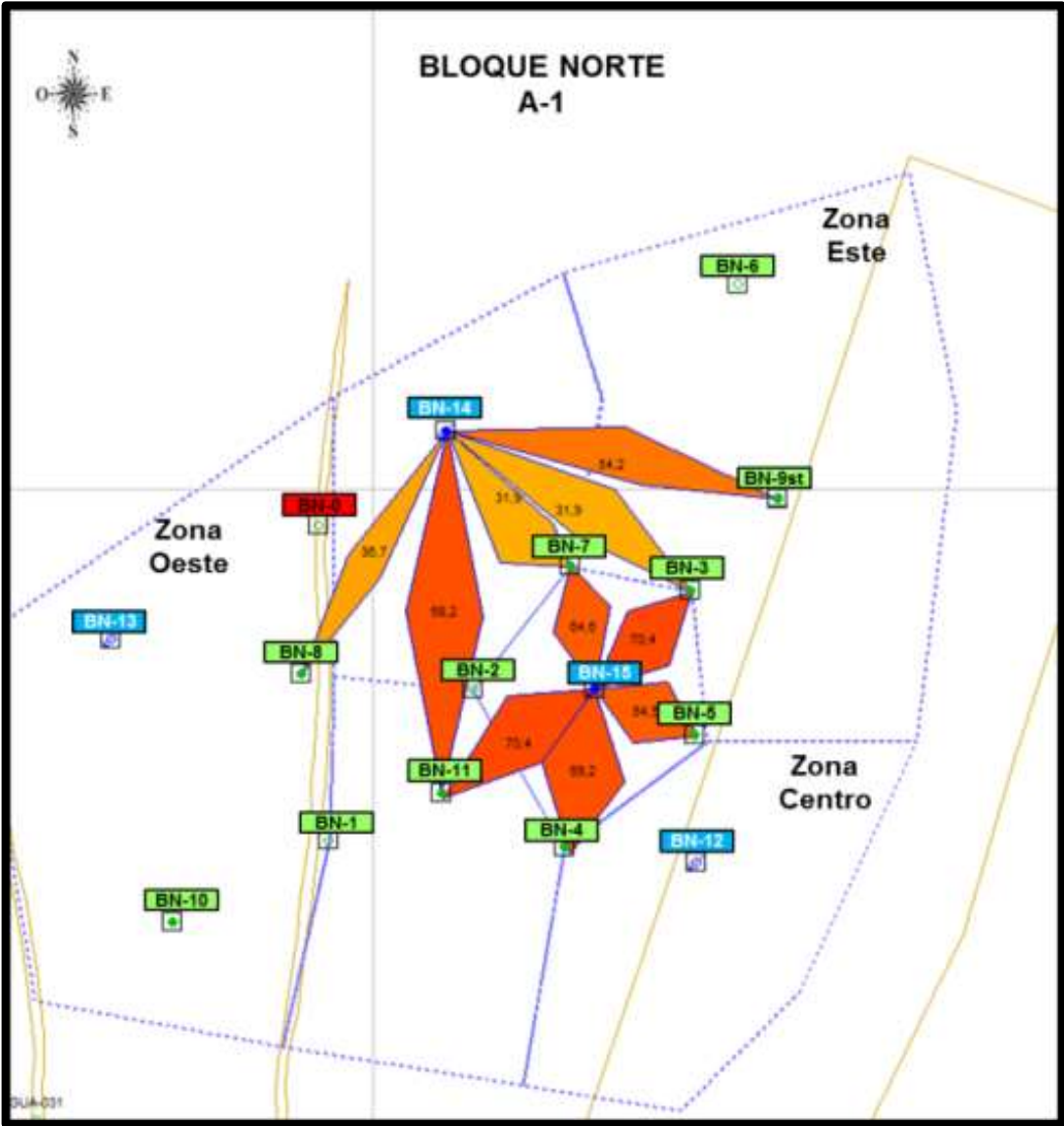
Inyección Completa Arena A-4



Fuente. SAHARA

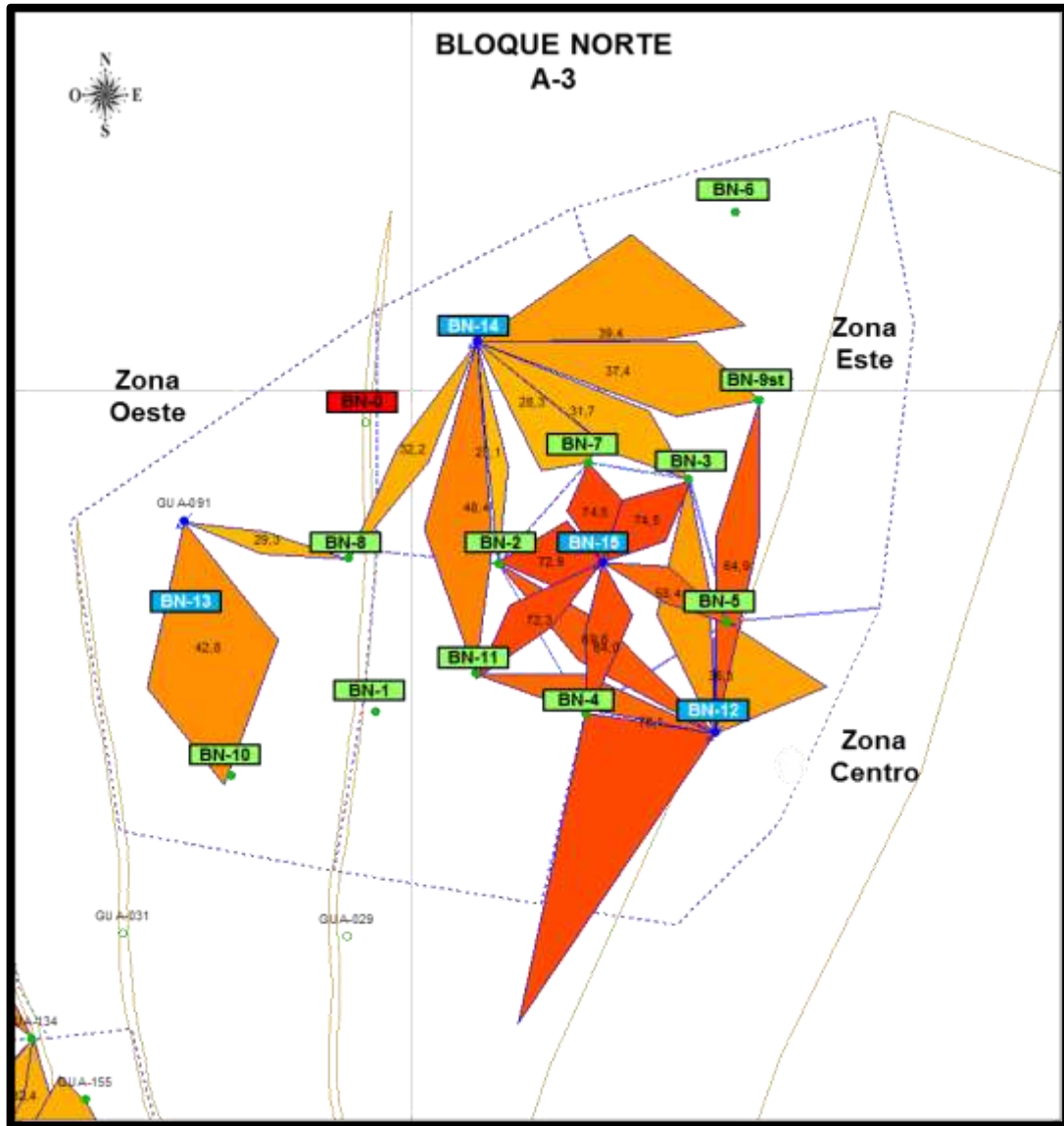
Inyección Conjunta

Inyección Conjunta Arena A-1

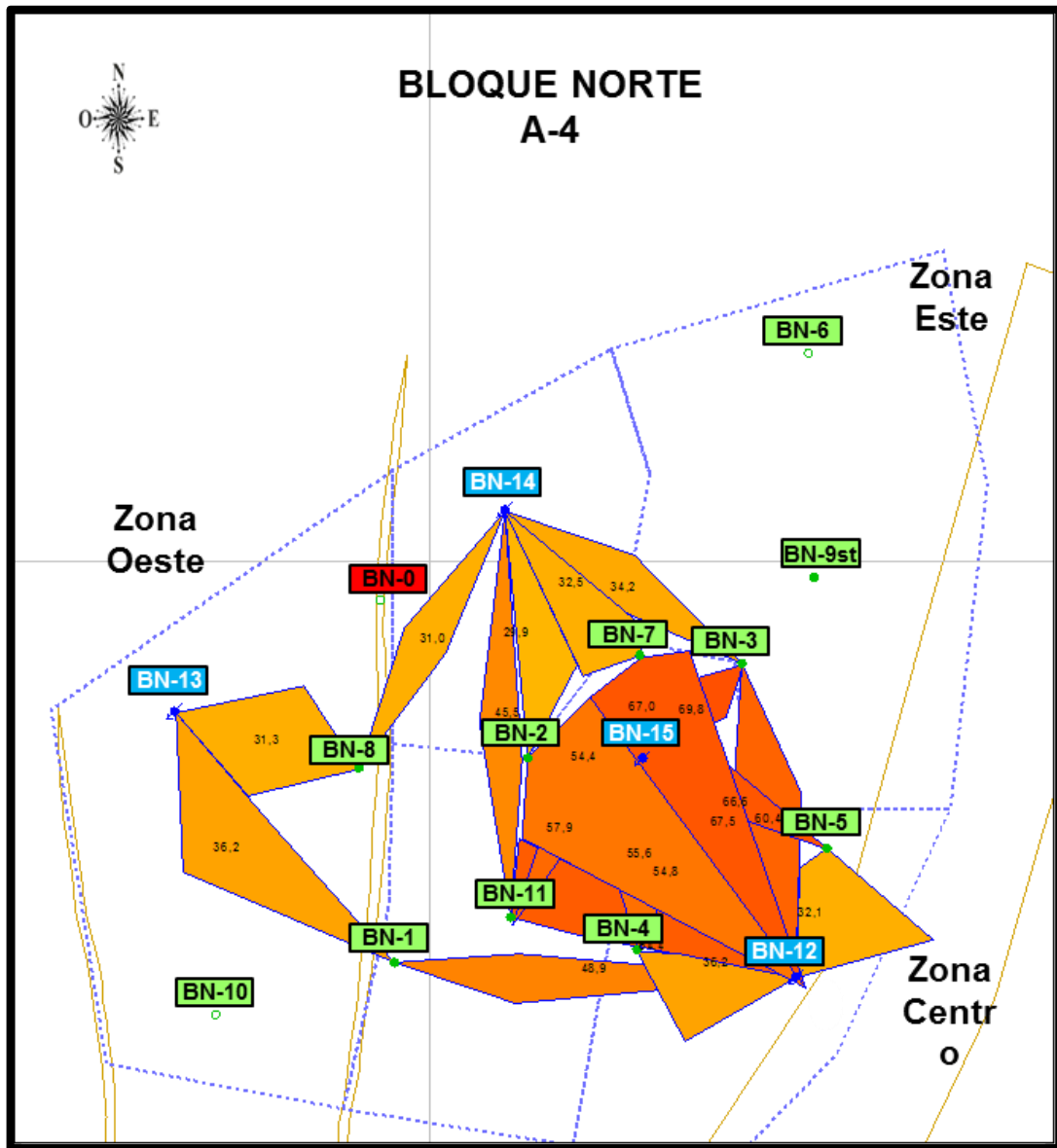


Fuente. SAHARA


Inyección Conjunta Arena A-3



Fuente. SAHARA



Fuente. SAHARA


 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Yo, **Raúl Arturo Buitrago Torres** en calidad de titular de la obra **Estudio de factibilidad técnico-financiero para un piloto de inyección de agua in-fill en Campo Maduro de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena mediante simulación de yacimientos**, elaborada en el año 2016, autorizo al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que me corresponde y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autor manifiesto conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autor establezco las siguientes condiciones de uso de mi obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a su autor.

De igual forma como autor autorizo la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZO	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaré, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C, a los 25 días del mes de octubre del año 2017.

EL AUTOR:

Autor	
Nombres	Apellidos
Raúl Arturo	Buitrago Torres
Documento de identificación No	Firma
1072660841	