

DISTRIBUCIÓN DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE AGUA EN LA
FORMACIÓN CABALLOS PARA AUMENTAR LOS FACTORES DE RECOBRO
MEDIANTE LA VISUALIZACIÓN DE OPORTUNIDADES DE WORKOVER EN EL
CAMPO SAN FRANCISCO

JESSICA PINZÓN RUIZ
JOSE LUIS ROBAYO NIÑO

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

DISTRIBUCIÓN DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE AGUA EN LA
FORMACIÓN CABALLOS PARA AUMENTAR LOS FACTORES DE RECOBRO
MEDIANTE LA VISUALIZACIÓN DE OPORTUNIDADES DE WORKOVER EN EL
CAMPO SAN FRANCISCO

JESSICA PINZÓN RUIZ
JOSE LUIS ROBAYO NIÑO

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

Director
OMAR HERNÁN HUERTAS MORENO
Ingeniero de Petróleos

Asesor Técnico
LUIS GUILLERMO VILLA ORREGO
Ingeniero de Petróleos

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

Nota de Aceptación

Orientador

Jurado 1

Jurado 2

Bogotá D.C., Febrero de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano General de Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería Petróleos

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

Quiero agradecer a mis padres por su formación y apoyo durante toda mi vida, por ser la base de una familia llena de cariño. A mis hermanas, por ser incondicionales, por sus consejos durante momentos difíciles. A mi compañero Jose Robayo por su apoyo académico y amistad. A quienes me acompañaron en el camino para conseguir este logro.

Jessica Pinzón Ruiz

Quiero agradecer a mis padres por ser mi apoyo, por alentarme a seguir adelante en los momentos más difíciles; a mi hermana que con su confianza en mí me permitió seguir construyendo este camino. En especial a mi compañera Jessica por su compromiso y responsabilidad con el proyecto de grado. A quienes me acompañaron en el camino para conseguir este logro.

Jose Luis Robayo Niño

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo de grado expresan sus más sinceros agradecimientos a todas las personas y compañías que brindaron su apoyo para la realización de este trabajo de grado.

A la empresa ECOPETROL S.A, por abrirnos sus puertas, facilitar instalaciones, equipo y personal de apoyo, en especial al Ing. Omar Hernán Huertas Moreno, a la Ing. Paola Andrea Lopez Villamizar y al Ing. Jonatthan León Navarro por su gran conocimiento, ayuda, tiempo y amistad brindada durante la realización del trabajo de grado.

Al Ing. Alex José Cuadrado por su conocimiento, confianza, guía y ayuda académica, en la realización de este proyecto.

A nuestro orientador, Ing. Luis Guillermo Villa Orrego por brindarnos su gran conocimiento y orientarnos hacia la excelencia del presente trabajo de grado y de la vida profesional.

A todas aquellas personas que colaboraron de una u otra manera en el desarrollo de este proyecto.

A la Fundación Universidad de América por brindar toda la orientación geológica, técnica y financiera para la correcta realización del presente trabajo de grado. También, por brindar a través de sus maestros, todo el conocimiento adquirido durante nuestra preparación como Ingenieros de Petróleos.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	25
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1. GENERALIDADES DEL CAMPO SAN FRANCISCO	28
1.1 HISTORIA	28
1.2 LOCALIZACIÓN	28
1.3 MARCO GEOLÓGICO	31
1.3.1 Columna Estratigráfica	31
1.3.2 Estratigrafía	32
1.3.3 Geología Estructural	34
1.3.4 Geología del Petróleo	35
1.3.4.1 Roca Generadora	35
1.3.4.2 Migración	35
1.3.4.3 Roca Reservorio	35
1.3.4.4 Roca Sello	36
1.3.4.5 Trampas	36
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	36
1.4.1 Método de Producción	36
1.4.2 Tiempo de Producción	36
1.4.3 Número de Pozos	36
1.4.4 Características del Yacimiento	38
1.4.4.1 Características de los Fluidos	38
2. EVALUACIÓN DE EVENTOS Y ESTADOS DE CAPA A NIVEL DE UNIDAD A PARTIR DE LA RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN Y GENERACIÓN DE BASES DE DATOS	40
2.1 INFORMACIÓN BASE	40
2.2 RECOPIACIÓN, CLASIFICACIÓN Y ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN	41
2.3 COMPARACIÓN DE ESTADOS DE CAPA A NIVEL DE UNIDAD	42
2.4 MODIFICACIÓN DE LA BASE DE DATOS DE OFM	45
2.5 GENERACIÓN DE BASE DE DATOS DE REGISTROS ILT-PLT	50
2.6 AMARRE DE MODELO PETROFÍSICO A INFORMACIÓN DINÁMICA: REGISTROS DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE AGUA	58
3. DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE AGUA PARA LAS UNIDADES CABALLOS SUPERIOR Y CABALLOS INFERIOR	66

3.1 MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE AGUA	66
3.1.1 Distribución usando registros de producción e inyección de agua	67
3.1.2 Distribución usando petrofísica	68
3.1.3 Distribución por análisis de eventos	68
3.1.4 Combinación de los métodos de distribución	69
3.2 FACTORES DE DISTRIBUCIÓN Y VALORES ACUMULADOS DE PRODUCCION E INYECCION	71
3.2.1 Descripción a nivel de bloque	71
3.2.2 Descripción a nivel de Unidad	74
3.3 MAPAS DE RADIO DE DRENAJE	76
3.4 MAPAS DE BURBUJAS	78
3.5 CONDICIONES ACTUALES DE FLUJO	81
3.6 ANÁLISIS DEL MODELO DE DISTRIBUCIÓN CON SUS ANTECESORES	85
4. CALCULO DE FACTORES DE RECOBRO E IDENTIFICACIÓN DEL ÁREA CRÍTICA	87
4.1 VARIABLES DE ANÁLISIS	87
4.1.1 Factor de Recobro	87
4.1.2 Volúmenes Porosos de Hidrocarburo Inyectados	87
4.1.3 Índice de Vaciamiento Acumulado	88
4.1.4 Índice de Vaciamiento Instantáneo	88
4.2 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA	88
4.3 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO SAN FRANCISCO	90
4.4 DIAGNÓSTICO DE FACTORES DE RECOBRO	92
4.3.1 Factores de Recobro a Nivel de Campo	93
4.3.2 Factores de Recobro a Nivel de Campo – Unidad	93
4.3.2.1 Eficiencia Volumétrica de Barrido	96
4.3.3 Factores De Recobro a Nivel de Bloque	99
5. VALIDACIÓN DE OPORTUNIDADES DE WORKOVER PARA EL BLOQUE OCHO	107
5.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE MENOR FACTOR DE RECOBRO: BLOQUE 8	107
5.1.1 Mapas de Radio de Drenaje del Bloque 8	109
5.1.2 Mapa Burbujas para el Bloque 8	109
5.2 DAÑO DE FORMACIÓN	111
5.3 ANÁLISIS NODAL	112
5.3.1 Método de Vogel Modificado	114
5.4 PRONÓSTICO DE INYECCIÓN DE AGUA	116
5.4.1 Inyección de Agua	117
5.4.1.1 Inyección Periférica	117
5.4.1.2 Inyección en Arreglos	117

5.5 PLANTEAMIENTO DE LAS OPORTUNIDADES DE WORKOVER	118
5.5.1 Trabajos de Workover Propuestos a Pozos Productores	118
5.5.2 Trabajo de Workover Propuesto a Pozo Inyector	126
5.5.2.1 Pronostico de Inyección Unidad Caballos Superior	127
5.5.2.2 Pronostico de Inyección Unidad Caballos Inferior	129
6. ANÁLISIS FINANCIERO	132
6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	133
6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	135
6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	138
6.4 EVALUCIÓN FINANCIERA	143
6.4.1 Valor Presente Neto (VPN)	143
6.4.2 Tasa de Interés De Oportunidad (TIO)	144
6.4.3 Flujo de Caja	144
6.4.4 Conclusión de la Evaluación Financiera	150
7. CONCLUSIONES	151
8. RECOMENDACIONES	153
BIBLIOGRAFÍA	154
ANEXOS	157

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades del yacimiento del Campo San Francisco	38
Tabla 2. Propiedades PVT del Campo San Francisco	39
Tabla 3. Asignación de Nombre capas Formación Caballos	41
Tabla 4. Ejemplo de la nueva base de datos de OFM	49
Tabla 5. Sistemas de levantamiento artificial actuales del Campo San Francisco	90
Tabla 6. Rangos evaluados en la ecuación de JJ Arps para los Factores	95
Tabla 7. Rangos Evaluados para la Eficiencia Volumétrica	97
Tabla 8. Resultados de los Volúmenes Remanentes por Bloque - Unidad	103
Tabla 9. Descripción y justificación de los cinco trabajos propuestos	119
Tabla 10. Resumen de los resultados del Análisis Nodal	126
Tabla 11. Datos de regiones para la Unidad Caballos Superior	128
Tabla 12. Volúmenes de Petróleo Producido Estimado por capa en KCU	129
Tabla 13. Datos de regiones para la Unidad Caballos Superior	130
Tabla 14. Volúmenes de Petróleo Producido Estimado por capa en KCL	131
Tabla 15. Costos de workover para el Escenario 1 y 4	133
Tabla 16. Costos de inversión del Escenario 1 y 4	133
Tabla 17. Costos de workover para el Escenario 2	133
Tabla 18. Costos de inversión del Escenario 2	134
Tabla 19. Costos de workover para el Escenario 3	134
Tabla 20. Costos de inversión del Escenario 3	134
Tabla 21. Costos de workover para el Escenario 5	134
Tabla 22. Costos de inversión del Escenario 5	135
Tabla 23. Costos operacionales del Escenario 1	135
Tabla 24. Costos operacionales del Escenario 2	136
Tabla 25. Costos operacionales del Escenario 3	136
Tabla 26. Costos operacionales del Escenario 4	137
Tabla 27. Costos operacionales del Escenario 5	138
Tabla 28. Precio de venta de crudo para el Campo	138
Tabla 29. Producción Neta del Escenario 1	139
Tabla 30. Ingresos para el Escenario 1	139
Tabla 31. Producción Neta del Escenario 2	140
Tabla 32. Ingresos para el Escenario 2	140
Tabla 33. Producción Neta del Escenario 3	141
Tabla 34. Ingresos para el Escenario 3.	141
Tabla 35. Producción Neta del Escenario 4	141
Tabla 36. Ingresos para el Escenario 4.	142
Tabla 37. Producción Neta del Escenario 5	142
Tabla 38. Ingresos para el Escenario 5	143
Tabla 39. Resumen del Valor Presente Neto (VPN)	149

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo San Francisco	30
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Valle Superior del Magdalena	31
Figura 3. Corte Geológico del Campo San Francisco	35
Figura 4. Matriz de eventos y modelo de estados de capa	42
Figura 5. Interfaz gráfica de comparación de modelos de estados de capa	43
Figura 6. Comparación del antiguo modelo SAHARA y nuevo modelo generado	44
Figura 7. Sarta Dual	47
Figura 8. Sarta Sencilla Completamiento sencillo	47
Figura 9. Sarta sencilla (Completamiento Múltiple)	47
Figura 10. Sarta sencilla selectiva	47
Figura 11. Corrección de completamientos	48
Figura 12. Error OFM del año 2012	49
Figura 13. Interfaz Gráfico de la bases de datos PLT's	53
Figura 14. Interfaz Gráfico de la bases de datos ILT's	54
Figura 15. Consolidado Registros de Producción	56
Figura 16. Consolidado registros de inyección de agua	57
Figura 17. Archivos .LAS	58
Figura 18. Mapa de bloques del Campo San Francisco	72
Figura 19. Radio de drenaje de la Unidad Caballos Superior	77
Figura 20. Radio de drenaje de la Unidad Caballos Inferior	77
Figura 21. Burbujas de petróleo y agua producida acumulada de la Unidad Caballos Superior	79
Figura 22. Burbujas de agua inyectada acumulada de la Unidad Caballos Superior	79
Figura 23. Burbujas de agua inyectada acumulada de la Unidad Caballos Inferior	80
Figura 24. Burbujas de petróleo y agua producida acumulada de la Unidad Caballos Inferior	80
Figura 25. Caudal de producción de líquidos Unidad Caballos Superior	82
Figura 26. Caudal de producción de líquidos Unidad Caballos Inferior	82
Figura 27. Caudal de inyección de agua Unidad Caballos Superior	83
Figura 28. Caudal de inyección de agua Unidad Caballos Inferior	83
Figura 29. Corte de agua en la producción de la Unidad Caballos Superior	84
Figura 30. Corte de agua en la producción de la Unidad Caballos Inferior	84
Figura 31. (a) Radio de drenaje de la Unidad Caballos Superior, Bloque 8 (b) Radio de drenaje de la Unidad Caballos Inferior, Bloque 8	110
Figura 32. (a) Burbujas de petróleo y agua producida acumulada de KCU, Bloque 8 (b) Burbujas de agua inyectada acumulada KCU, Bloque 8	111
Figura 33. (a) Burbujas de petróleo y agua producida acumulada de KCL, Bloque 8 (b) Burbujas de agua inyectada acumulada de KCL, Bloque 8	111

Figura 34. Ubicación más usual de los nodos	113
Figura 35. Capacidad de Flujo	114
Figura 36. Ejemplo de la curva IPR por el Método Vogel Modificado	116
Figura 37. a) Curva de permeabilidades relativas en función de Sw b) Curva típica de flujo fraccional	118
Figura 38. Análisis nodal pozo SF-010	121
Figura 39. Análisis nodal pozo SF-061	122
Figura 40. Análisis nodal pozo SF-100	123
Figura 41. Análisis nodal pozo SF-129	124
Figura 42. Análisis nodal pozo SF-149 (a) Cañoneo en KCU (b) KCL estimulado	125
Figura 43. Polígonos de inyección en SF-169	126
Figura 44. a) Curva de Permeabilidades relativas en función de la saturación de agua KCU b) Curva de Flujo fraccional KCU	127
Figura 45. a) Curva de Permeabilidades relativas en función de la saturación de agua KCL b) Curva de Flujo fraccional KCL	130
Figura 46. Completamiento de un pozo productor	132
Figura 47. Flujo de caja para el Escenario 1	145
Figura 48. Flujo de caja neto para el Escenario 1	145
Figura 49. Flujo de caja para el Escenario 2	146
Figura 50. Flujo de caja neto para el Escenario 2	146
Figura 51. Flujo de caja para el Escenario 3	147
Figura 52. Flujo de caja neto para el Escenario 3	147
Figura 53. Flujo de caja para el Escenario 4	148
Figura 54. Flujo de caja neto para el Escenario 4	148
Figura 55. Flujo de caja para el Escenario 5	149
Figura 56. Flujo de caja neto para el Escenario 5	149

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción Acumulada del Campo San Francisco	37
Gráfica 2. Resultados de la comparación de modelos	45
Gráfica 3. Distribución de la información de registros de inyección de agua	50
Gráfica 4. Distribución de la información de registros de producción	50
Gráfica 5. Histórico de registros de producción e inyección	51
Gráfica 6. Cantidad de registros de producción e inyección por pozo	52
Gráfica 7. Registro PLT de un pozo productor commingled vs Modelos Petrofísicos disponibles	60
Gráfica 8. Registro PLT de un pozo productor de KCU vs Modelos Petrofísicos disponibles	60
Gráfica 9. Registro ILT de un pozo inyector commingled vs Modelos Petrofísicos disponibles	61
Gráfica 10. Registro ILT de pozo inyector de KCU vs Modelos Petrofísicos disponibles	61
Gráfica 11. Comparativo del ajuste petrofísico entre Modelo Ecopetrol Vs	62
Gráfica 12. Comparativo del ajuste petrofísico entre Modelo Ecopetrol	62
Gráfica 13. Comparativo entre el modelo petrofísico Hocol, Hocol/Ecopetrol, PLT y Petro_scaled	64
Gráfica 14. Comparativo entre el modelo petrofísico Hocol, Hocol/Ecopetrol, ILT y Petro_scaled	65
Gráfica 15. Procedimiento de decisión para asignar método de distribución.	67
Gráfica 16 (a.) Modelo de Distribución combinada de un pozo productor (b.) Modelo de Distribución tradicional de un pozo productor.	70
Gráfica 17 (a.) Modelo de Distribución por Eventos de un pozo inyector (b.) Modelo de Distribución Fija de un pozo inyector	71
Gráfica 18. Volúmenes acumulados producidos por bloque	73
Gráfica 19. Volúmenes acumulados inyectados por bloque	74
Gráfica 20. Resumen de volúmenes inyectados y producidos	74
Gráfica 21. Volúmenes acumulados producidos por Unidad	75
Gráfica 22. Volúmenes acumulados inyectados por Unidad	76
Gráfica 23. (a) Distribución petróleo acumulado producido Nuevo Modelo (b) Distribución agua acumulada inyectada Nuevo Modelo.	85
Gráfica 24. (a) Distribución petróleo acumulado producido Modelo Petrofísico (b) Distribución agua acumulada inyectada Modelo Petrofísico	86
Gráfica 25. (a) Distribución petróleo acumulado producido Modelo Antiguo (b) Distribución agua acumulada inyectada Modelo Antiguo	86
Gráfica 26. Mecanismos de Producción del Campo San Francisco	89
Gráfica 27. Gráfica de producción del Campo San Francisco	91
Gráfica 28. Pronóstico de declinación del Campo San Francisco	91
Gráfica 29. a) Factor de recobro a Nivel de Campo - Unidad. b) Volúmenes porosos inyectados a Nivel de Campo - Unidad	93

Gráfica 30. FR vs VPi a Nivel de Campo - Unidad	93
Gráfica 31. Factor de Recobro de KCU	95
Gráfica 32. Factor de Recobro de KCL	96
Gráfica 33. Eficiencia Volumétrica para KCU	98
Gráfica 34. Eficiencia Volumétrica para KCL	98
Gráfica 35. Factor de recobro vs volúmenes porosos inyectados a nivel de bloque	100
Gráfica 36. Factor de recobro vs volúmenes porosos inyectados a nivel de bloque - unidad	101
Gráfica 37. Volúmenes remanentes por bloque - unidad	104
Gráfica 38. Grafica de producción del Bloque 8 del Campo San Francisco	108
Gráfica 39. Producción Incremental Unidad Caballos Superior	128
Gráfica 40. Producción Incremental Unidad Caballos Inferior	131

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Capacidad de Flujo.	68
Ecuación 2. Factor de Escalamiento	69
Ecuación 3. Radio de drenaje	76
Ecuación 4. Factor de Recobro	87
Ecuación 5. Volúmenes Porosos de Hidrocarburo Inyectados	88
Ecuación 6. Índice de Reemplazamiento Acumulado	88
Ecuación 7. Índice de Reemplazamiento Instantáneo	88
Ecuación 8. Correlación API. JJ Arps	94
Ecuación 9. Eficiencia volumétrica	96
Ecuación 10. Eficiencia volumétrica después del llene	97
Ecuación 11. Tasa de producción futura	102
Ecuación 12. Recobro Último Estimado	102
Ecuación 13. Volúmenes Remanentes	102
Ecuación 14. Índice de productividad	114
Ecuación 15. Eficiencia de Flujo	115
Ecuación 16. Ecuación de Vogel para Caudal de Petróleo	115
Ecuación 17. Ecuación de Vogel para presiones de fondo fluyente	115
Ecuación 18. Ecuación de flujo fraccional de agua	117
Ecuación 19. Producción Neta	139
Ecuación 20. Cálculo de ingresos	139
Ecuación 21. Cálculo del Valor Presente Neto (VPN)	143
Ecuación 22. Equivalencia de tasas	144
Ecuación 23. Cálculo de la TIO trimestral	144
Ecuación 24. Flujo de Caja Neto	144

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Elaboración Del Formato De Excel Empleado Para Realizar la Distribución De Producción E Inyección De Agua	158
Anexo B. Datos Campo San Francisco	160
Anexo C. Administración de Eventos	162
Anexo D. Ejemplo de Distribución para un Pozo Productor	164
Anexo E. Ejemplo de Distribución para un Pozo Inyector	169
Anexo F. Consolidado de Datos	174
Anexo G. Uso Software Sahara para Asignar Volúmenes Producidos o Inyectados a Capas por Pozo	175

LISTA DE ABREVIATURAS

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos
API: American Petroleum Institute
ASP: Álcali-Surfactante-Polímero
Bbl: Barril
BFPD: Barriles de Fluido por día
BN: barriles normales
Bo: Factor volumétrico del petróleo
BOPD: barriles de petróleo por día
BPD: Barriles por día
BSW: contenido básico de sedimentos y agua
BWPD: barriles de agua por día
CAPEX: Capital Expenditures
Cm: centímetros
cP: centipoise
D: Tasa de Declinación
EUR: Recobro ultimo estimado
Fr: Factor de recobro de petróleo
ft: pies
ft³: pies cúbicos
GOR: Relación gas-petróleo
H: Espesor
ILT: Registro de inyección de agua
IP: Índice de Producción
K: Permeabilidad
KCU: Unidad Caballos Superior
KCM: Unidad Caballos Medio
KCL: Unidad Caballos Inferior
Km: kilometro
Lb: libras
m: metro
mD: milidarcy.
MMBbls: Millones de barriles
N_P: Petróleo producido acumulado
OFM: oilfield manager
OOIP: Petróleo original en sitio
PCN/BN: pies cúbicos normales/barriles normales
Pa: presión de abandono
Pi: Presión inicial del yacimiento
PLT: Registro de producción
PSI: libra por pulgada cuadrada
Pwf: Presión de Fondo Fluyente
Ro: Reflectancia de vitrinita
Q,q: Caudal

Qo: Caudal de aceite
QL: Caudal de liquido
Qw: Caudal de agua
Qwi: Caudal de agua inyectado
S: Skin
S_{gi}: Saturación de gas inicial
S_{or}: Saturación de petróleo residual
S_{wi}: Saturación de agua inicial
S_w: Saturación de agua
TIO: tasa interna de oportunidad, (%)
TOC: contenido de carbón orgánico total
Uo: Viscosidad del petróleo
USD: Dólar estadounidense
VP: Volumen Poroso
VPHi: Volumen poroso de hidrocarburo inyectado
VPI: Volumen Poroso Inyectado
VPN: Valor Presente Neto
VRRc: Índice de reemplazamiento acumulado
VRRi: Índice de reemplazamiento instantáneo
VSM: Valle Superior del Magdalena
WAG: Inyección alterna de agua y gas
Wi: Agua inyectada acumulada
°API: gravedad API
°C: grados Celsius
°F: grado Fahrenheit

GLOSARIO

AMBIENTE: área con las condiciones físicas bajo las cuales se depositan sedimentos por la acción del viento o del agua, con una localización y clima determinado.

ANTICLINAL: pliegue en forma de arco, producido en las rocas, en el que las capas de roca son convexas hacia arriba. Las capas de roca más antiguas forman el núcleo del pliegue, y, a partir del núcleo, se disponen rocas cada vez más modernas. Los anticlinales forman muchas trampas de hidrocarburos excelentes.

ARCILLOLITA: es una roca sedimentaria de textura detrítica, con tamaño de grano fino menor a 1/256 mm. Contienen cantidades importantes de arcilla compuesta de minerales de hidróxidos de hierro silicatos de aluminio hidratados.

ARENISCA: es una roca sedimentaria de textura detrítica, con tamaño de grano entre 1/16 a 2 mm. Su matriz es silícea y se compone de minerales como cuarzo, feldespato, mica, entre otros.

BASAMENTO: la capa de roca por debajo de la cual no se espera que existan yacimientos de hidrocarburos económicos, a veces aludida como basamento económico. El basamento corresponde normalmente a rocas ígneas o metamórficas deformadas, más antiguas, que rara vez desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesarias para actuar como un yacimiento de hidrocarburos

CALIZA: es una roca sedimentaria carbonatada cuyo origen puede ser químico, biológico o mixto. Su textura puede ser clástica o no clástica, está compuesta por calcita y minerales como cuarzo, silicatos, dolomitas y siderita, óxido de hierro, entre otros.

CAMPO: un área de suelo debajo de la cual existen uno o más reservorios de hidrocarburos en una o más formaciones en la misma estructura o entidad geológica.

CHERT: es una roca sedimentaria de origen marino producto de la precipitación química, su textura es coloidal, tiene un tamaño de grano fino entre 1/16 a 1/256 mm, y está compuesta de bióxido de silicio.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es la representación gráfica de las unidades aflorantes en algún sector, usada para describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica, desde la roca más antigua a la más reciente.

CONCORDANTE: estratos paralelos que han experimentado una historia geológica similar y que fueron depositados en sucesión sin ninguna interrupción.

CUARZOARENITA: es una roca sedimentaria consolidada de materiales fragmentados de rocas pobres en minerales que no permiten la meteorización química, es de textura clástica. El tamaño de grano es fino (de 1/16 a 2 mm). Constituidas por más del 90-95% de granos de cuarzo y cementadas por compuestos de sílice o calcita, e incluso hierro.

CUENCA SEDIMENTARIA: es una depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos, donde las rocas ricas generadoras de hidrocarburos se combinan con condiciones adecuadas de profundidad y duración de sepultamiento, para generar hidrocarburos.

EMPAQUETAMIENTO: función del porcentaje de matriz frente al de clastos, observando si la roca presenta una textura grano-sostenida o matriz-sostenida.

ESPESOR: es la medida de una capa o de un estrato de roca, en forma perpendicular a su extensión lateral, presumiendo la existencia de depositación sobre una superficie horizontal.

ESTRATIGRAFÍA: el estudio de la historia, la composición, las edades relativas y la distribución de los estratos, y la interpretación de los estratos para elucidar la historia de la Tierra. La comparación, o correlación, de estratos separados puede incluir el estudio de su litología, contenido fósil, y edades relativas y absolutas, o litoestratigrafía, bioestratigrafía y cronoestratigrafía.

FORMACIÓN: cuerpo de estratos de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos; las formaciones múltiples forman grupos, y las subdivisiones de las formaciones son los miembros. La unidad fundamental de la litoestratigrafía.

FOSFORITA: es una roca sedimentaria que se origina en ambientes marinos y continentales por precipitación química, es de textura no detrítica, tiene un tamaño de grano menor a 0.001mm. Esta roca contiene al menos un 20% de pentóxido de fósforo, carbonato de apatita y apatita.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: aplicación especializada de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos y su prospección. Entre sus objetivos están la localización de posibles yacimientos, caracterizar su geometría espacial y la estimación de sus reservas potenciales.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: es la disciplina científica que se ocupa del estudio de la deformación de la corteza tanto a escala pequeña como a gran escala. Su alcance es vasto, cubriendo desde el estudio de los defectos en los arreglos atómicos de los cristales hasta la estructura de las fallas y sistemas de pliegues en la corteza de La Tierra.

LIMOLITA: es una roca sedimentaria de textura detrítica, formada por la consolidación de sedimentos de arcilla y limo en ambientes lacustres o de transición, cuyo tamaño de grano es fino (1/16 a 1/256 mm). Tiene una composición muy variada, pero generalmente contienen óxido de hierro, calcita, feldespatos, entre otros.

LUTITA: es una roca sedimentaria de textura clástica producto de la diagénesis de la arcilla, tiene un tamaño de grano fino menor a 1/256 mm. La lutita está compuesta por minerales de otras arcillas como feldespatos y calcitas, además pueden contener materia orgánica en comparación con otros tipos de roca.

MARCO GEOLÓGICO: corresponde a la descripción de las principales características geológicas de la zona donde se vaya a realizar el estudio, que permite establecer el escenario geológico de la zona dentro en un contexto geológico global.

MIGRACIÓN: es el movimiento de los hidrocarburos desde la roca generadora hasta la roca reservorio.

PERMEABILIDAD: la capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies.

POROSIDAD: el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos.

ROCA GENERADORA: es una roca madura rica en contenido de materia orgánica que a condiciones anóxicas es capaz de generar petróleo o gas. La roca generadora típica es lutita o caliza, que contiene aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0.5% de carbono orgánico total.

ROCA RESERVORIO: es una roca porosa y permeable que tiene la capacidad de almacenar hidrocarburos y permitir su paso a través de ella.

ROCA SELLO: es una roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca reservorio, de manera que los fluidos no pueden migrar más allá del yacimiento.

SHALE: es una roca sedimentaria de textura detrítica, tiene un tamaño de grano muy fino (menor a 1/256mm). Principalmente se compone de minerales arcillosos y de algunos componentes adicionales como la hematita, limonita, calcita, dolomita, yeso y los sulfuros.

SISTEMA PETROLÍFERO: es el conjunto de elementos geológicos y procesos físicos necesarios para generar, migrar, y acumular hidrocarburos; esto incluye una roca generadora madura, un trayecto de migración, una roca reservorio, una trampa

y una roca sello. La secuencia cronológica correcta de estos elementos y procesos son necesarios para el almacenamiento y la preservación de los hidrocarburos.

TEXTURA: es el conjunto de relaciones intergranulares de tamaño y forma de los granos que forman una roca.

TRAMPA: es una estructura geológica con condiciones favorables para contener hidrocarburos, sellada por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar.

RESUMEN

Con el presente trabajo de grado se realizó una distribución de producción e inyección de agua en el Campo San Francisco, localizado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, mediante la evaluación de eventos y estados de capa a nivel de unidad, recopilando información y generando bases de datos, empleando tres métodos de distribución: registros de producción e inyección, petrofísica y eventos, para cada pozo.

Posteriormente, se calculó los factores de recobro a nivel de campo, bloque y bloque unidad, para las dos Unidades Caballos Superior y Caballos Inferior, con base en los resultados, se seleccionó el área con menor factor de recobro, siendo el bloque ocho, zona a la que se le propuso oportunidades de trabajos de workover en cinco pozos, con el fin de incrementar la producción de petróleo.

Finalmente, se realizó un análisis financiero mediante el uso del indicador Valor Presente Neto (VPN), basado en los cinco escenarios de las intervenciones propuestas, con el propósito evaluar cuales de estos trabajos son atractivos para la compañía y así optimizar la producción del Campo San Francisco.

Palabras Clave:

- Campo San Francisco
- Cuenca Valle Superior Magdalena
- Formación Caballos
- Distribución producción
- Distribución inyección agua
- Factor Recobro
- Oportunidades workover

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de grado se realizó en el Campo San Francisco donde se realizó una distribución de producción e inyección de agua para el aumento de los factores de recobro por áreas. En el campo se han implementado campañas de recobro secundario para aumentar las tasas de producción y mantener la presión del yacimiento, se han previsto facilidades para el tratamiento del agua producida y posteriormente inyectada, a su vez se recurren a cierres oportunos de pozo inyectoros o productores, con una revisión especial a la recirculación del agua generada por la inyección. Los anteriores representan costos de operación y la finalidad del proyecto es reducir la inversión.

Para la resolución de este problema se planteó organizar los datos e información de los pozos del campo, a nivel de las dos unidades Caballos Superior y Caballos Inferior, donde se analizaron los eventos y los estados de capa para determinar la distribución de producción e inyección de agua con base en los registros de producción e inyección principalmente, para determinar los factores de recobro por áreas.

Esta investigación buscar diagnosticar de manera analítica las oportunidades en pozos candidatos para realizar trabajos de workover que incrementen el recobro de petróleo en áreas críticas, aumentando las tasas de producción y optimizando los patrones de inyección de agua.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Distribuir la producción e inyección de agua en la Formación Caballos para el aumento de los factores de recobro mediante la visualización de oportunidades de workover en el Campo San Francisco.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo San Francisco.
2. Evaluar la historia de eventos y estados de capa a nivel unidad para la Formación Caballos Superior e Inferior en los pozos del Campo San Francisco.
3. Realizar la distribución de producción e inyección a nivel de las unidades Caballos Superior y Caballos Inferior del Campo San Francisco mediante el análisis de registros de producción e inyección.
4. Calcular los factores de recobro de las unidades Caballos Superior y Caballos Inferior, con base en la distribución de producción e inyección de agua.
5. Identificar el área con menor factor de recobro a nivel de las unidades Caballos Superior y Caballos Inferior en el Campo San Francisco.
6. Proponer cinco trabajos de workover en el área seleccionada con menor factor de recobro para el mejoramiento de la producción.
7. Validar los cinco trabajos de workover del área seleccionada mediante análisis nodal.
8. Determinar la viabilidad financiera de las cinco oportunidades de trabajos de workover visualizados en el área seleccionada mediante el indicador Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO SAN FRANCISCO

En este capítulo, se mencionan las características del Campo San Francisco asociadas con la historia del campo, localización, marco geológico e historia de producción.

1.1 HISTORIA

El Campo San Francisco hacia parte del Contrato de Asociación Palermo, el cual fue firmado entre las compañías ECOPETROL S.A. y HOCOL S.A. en Mayo 4 de 1984, año en el que se inició la fase exploratoria de dicho contrato, con una duración de 6 años. La fase de explotación o desarrollo comenzó en Mayo 1 de 1990 con una duración de 22 años, la cual expiró el 30 de Abril del 2012.¹

El campo en mención fue descubierto en Febrero de 1985, con el pozo Exploratorio SF-001, el cual alcanzó una profundidad total de aproximadamente 3000 pies, perforado para probar las arenas del cretáceo inferior de la Formación Caballos , encontrando hidrocarburos: Crudo de 26.7 °API con gas en solución, posteriormente se perforaron tres pozos más SF-002, SF-003 y SF-006, con el fin de confirmar la presencia del yacimiento en todo el campo obteniéndose la comercialidad del campo por parte de ECOPETROL S.A. en Julio de 1985. Dando paso a la perforación de 28 pozos adicionales.

En 1990 la explotación del campo alcanzó su pico de producción primaria dando paso al desarrollo e inicio del proyecto de inyección de agua por medio de un patrón periférico de inyección el cual empezó en el sector norte del campo y luego fue extendido hacia las zonas centro y sur del mismo. En 1997 por problemas de presurización, fallamiento y petrofísica, se implementó un patrón de inyección de nueve puntos invertido al tope de la estructura.

En el año 2012 ECOPETROL S.A. recibe la operación del Campo San Francisco, fecha en la cual finalizó el contrato de asociación mantenido con la compañía HOCOL S.A. En el año 2013 inició el piloto de inyección de Álcali- Surfactante- Polímero ASP, el cual se encuentra en desarrollo². A Julio del 2017 el campo cuya área es de 36 Km² se encuentra activo y en producción, siendo ECOPETROL S.A el operador.

1.2 LOCALIZACIÓN

El campo San Francisco se encuentra ubicado en Colombia en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), Departamento del Huila, Municipio Neiva.

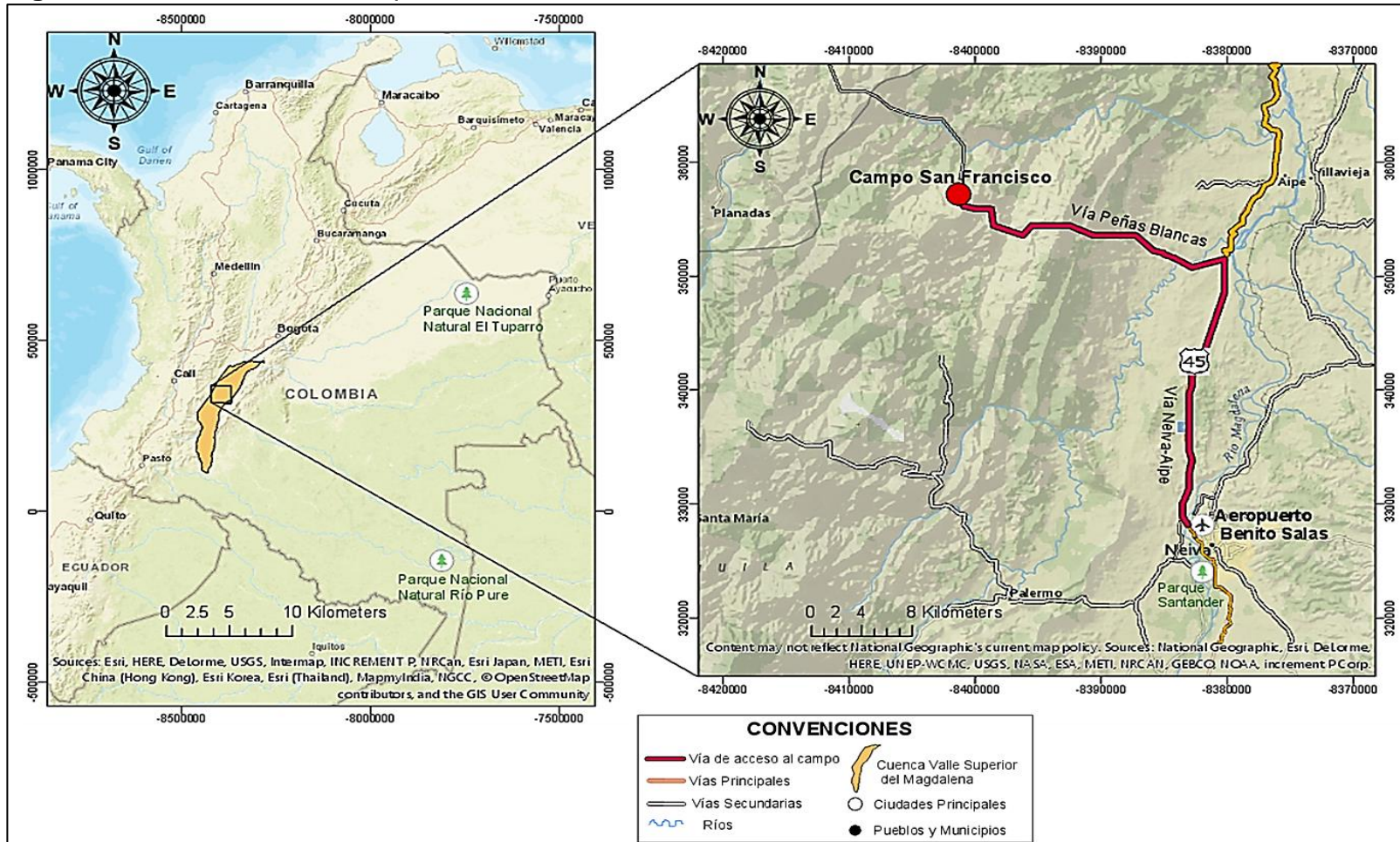
¹ HOCOL S.A. Plan de desarrollo del Campo San Francisco – FDP 2004, p. 1

² ECOPETROL S.A. LOPEZ, Paola, HUERTAS Omar, Documento de soporte para plan de Optimización de Inyección y producción ETAPA 1 Campo San Francisco, 2016, p. 3-5

Para acceder al campo puede hacerse por vía aérea, desde el Aeropuerto El Dorado de Bogotá, en un vuelo directo hasta el aeropuerto Benito Salas de la ciudad de Neiva y allí realizar un trayecto de 34 Km por vía terrestre así: Tomar la calle 33, luego girar hacia la carrera 6, hasta la carrera 26 vía Neiva-Tello, luego se gira a la derecha con dirección a la carrera 45, se continua hasta llegar a la vía Peñas Blancas hasta llegar al destino.

El acceso por vía terrestre desde la ciudad de Bogotá tiene un trayecto de 311 Km, se realiza saliendo por la Autopista Sur, pasando por los Municipios de Soacha, y Sibaté, se continúa por la ruta 40 pasando por los Municipios de Granada, Sylvania, Fusagasugá, Arbeláez y Melgar; se continúa por la vía Bogotá-Girardot, hasta llegar al puente que conduce a la ruta Espinal-Girardot, al llegar al Espinal, salir por la vía Neiva-Espinal por la carrera 45, cruzar los Municipios de Guamo, Saldaña, Purificación, Coyaima, Natagaima y Aipe hasta encontrar la entrada a la vía Peñas Blancas, donde se continua un trayecto de 14 Km hasta llegar al campo. En la **Figura 1** se muestra la localización el Campo San Francisco.

Figura 1. Localización del Campo San Francisco



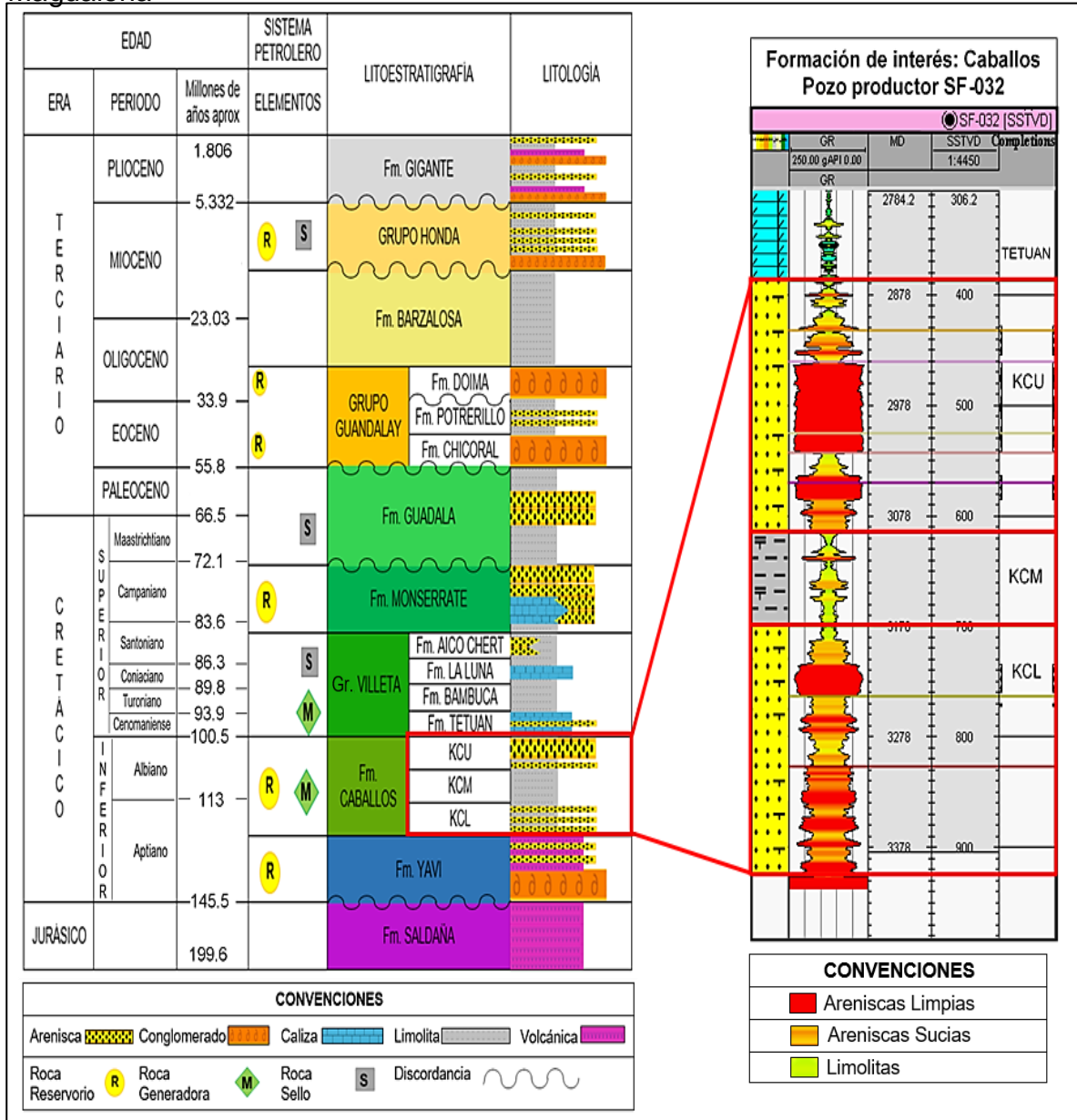
Fuente: ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: <http://www.esri.co>.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

Se presenta la descripción de la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo asociada al Campo San Francisco.

1.3.1 Columna Estratigráfica. La columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Valle Superior del Magdalena se muestra en la **Figura 2**.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Valle Superior del Magdalena



Fuente: Lamilla J. ICP – 2000. Informe etapa 1 Optimización de inyección producción Campo San Francisco 2016. Modificada por los autores

1.3.2 Estratigrafía. A continuación se describe cada una de las formaciones que atraviesan los pozos del Campo San Francisco, desde la más antigua hasta la más reciente.

- **Formación Saldaña:** comúnmente llamada "basamento", la edad a la que pertenece esta formación es el Jurásico³. Está compuesta por rocas cristalinas Paleozoicas y por una secuencia compleja de capas rojas, Vulcanitas y Vulcanoclastitas Jura-Triásicas que cubren parcialmente las Paleozoicas, tiene un ambiente de depositación continental. El espesor promedio de la formación es de 8000 ft. La suprayace el contacto discordante de la Formación Yavi.
- **Formación Yavi:** la edad de la formación es Cretáceo Medio Albiano⁴. Está conformada principalmente por cuarzo arenitas y subarcosas, de grano fino a grano conglomerático depositado en un ambiente continental. El espesor promedio es del orden de 800 ft. Se encuentra en contacto discordante con la Formación Saldaña que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Caballos que la suprayace.⁵
- **Formación Caballos:** la edad de la formación es el Cretáceo Medio⁶. La producción del Campo San Francisco proviene de dos unidades de areniscas fluviodeltáica conformada por cuarzo arenitas y subarcosas, de grano fino a grano conglomerático de la Formación Caballos de un espesor total promedio de 1100 ft, separado por una unidad sellante de shale marino, de espesor de 75 – 100 ft llamado Caballos Medio KCM. Por esta razón, la formación se dividió en dos unidades: Caballos Superior KCU y Caballos Inferior KCL. La unidad inferior, está constituida por unas limolitas con bajas porosidades. El ambiente de depositación es transicional. La infrayace el contacto concordante de la Formación Yavi, y la suprayace el contacto concordante de la Formación Villeta.
- **Grupo Villeta:** pertenece a la edad del Cretáceo Superior Santoniano⁷. Está compuesta principalmente de shales transgresivos ricos en materia orgánica, la cual contiene también intervalos de areniscas, limolitas, chert, caliza y fosforita. Tiene un espesor promedio de 1700 ft, el ambiente de depositación es marino. La Formación Villeta tiene contacto concordante tanto con la Formación Caballos que la infrayace como la Formación Monserrate que la suprayace. Esta

³ MORALES (L.G.) et al., 1958 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 448

⁴ BERNAL (L.G.) et al., 1976 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 506

⁵ ECOPETROL S.A. Informe de Evaluación de Reservas ANH 2011. Informe de Geología. Asociación Palermo-Campo San Francisco, p. 5

⁶ RENZONI (L.G.) et al., 1994 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 267

⁷ HETTNER (A.), 1894 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 498

formación es la roca fuente regional de hidrocarburos y esta subdividida de la base en las unidades Tetuán, Bambuca, La Luna y Aico.⁸

- **Formación Monserrate:** se le asigna una edad del Cretáceo Superior Campaniano⁹. Está conformada por cuarzo-arenitas marinas de grano fino con un espesor de 600 ft. Durante el Campaniano ocurrió una regresión marina de gran importancia en la parte Norte de los Andes, dejando como testimonio la depositación de areniscas en un ambiente costero dominado por mareas. El contacto concordante de la Formación Villeta la infrayace, y el contacto discordante de la Formación Guadala la suprayace.
- **Formación Guadala:** la edad de esta formación es el Terciario Paleoceno¹⁰ Las areniscas que la conforman son principalmente cuarzoarenitas y arenitas de grano fino algunas de naturaleza calcárea. Su espesor promedio es de 560 ft y el ambiente deposicional es continental. La infrayace el contacto discordante de la Formación Monserrate y lo suprayace el del Grupo Gualanday.
- **Grupo Guandalay:** la edad de este grupo la definen como del Eoceno superior - Oligoceno Inferior¹¹ compuesta por sedimentos clásticos fluviales gruesos depositados en abanicos aluviales entremezclados con arcillolitas y en llanuras de inundación trenzadas. Estos depósitos reposan sobre las capas rojas de Guadala, siendo más gruesos al occidente y adelgazando rápidamente hacia el oriente con un espesor promedio de 3500 ft. Tiene como contacto discordante la Formación Guadala que la infrayace y el contacto concordante de la Formación Barzalosa que la suprayace.
- **Formación Barzalosa:** la edad a la que pertenece esta formación es a la del Terciario Oligoceno¹². Está compuesta por arcillas con intercalaciones de areniscas. Tiene un espesor promedio de 800 ft, un ambiente de depositación de tipo continental. El contacto concordante de la Formación Guandalay la infrayace y el contacto discordante del Grupo Honda que la suprayace.
- **Grupo Honda:** pertenece a la edad Terciaria Mioceno¹³, está compuesta por arcillolitas rojas, cafés rojizos y grises verdosos, interestratificadas con areniscas

⁸ ECOPEL S.A. LOPEZ, Paola, HUERTAS Omar, Op. cit., p 7

⁹ 5 MORALES (L.G.) et al., 1968 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 346

¹⁰ MORALES (L.G.) et al., 1958 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 299

¹¹ HETTNER (A.), 1892 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 297

¹² RENZONI (A.), 1994 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 248

¹³ HETTNER (A.), 1892 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 312

algunas veces conglomeráticas grises a gris verdosas. El espesor promedio es de 4750 ft. El Grupo Honda se depositó en un ambiente de abanicos aluviales entremezclados y sistemas de ríos trenzados, La formación está en contacto discordante con la Formación Barzalosa que la infrayace y el de la Formación Gigante que la suprayace¹⁴.

- **Formación Gigante:** pertenece a la edad del Terciario Plioceno. Los depósitos constan de conglomerados y lodolitas conglomeráticas en matriz arenosa con un espesor promedio de 3000 ft de un ambiente continental. Por la dinámica fluvial y la acción de la gravedad, se conforman depósitos aluviales, vulcanoclásticos y fluviolacustres. La infrayace el contacto discordante del Grupo Honda.

1.3.3 Geología estructural. El Campo San Francisco está localizado en la Subcuenca de Neiva en el Valle Superior del Magdalena, una depresión amplia orientada en sentido Noreste, de aproximadamente 400 Km de longitud, ubicada entre las cordilleras central y occidental en un marco de placa continental de intramontaña.

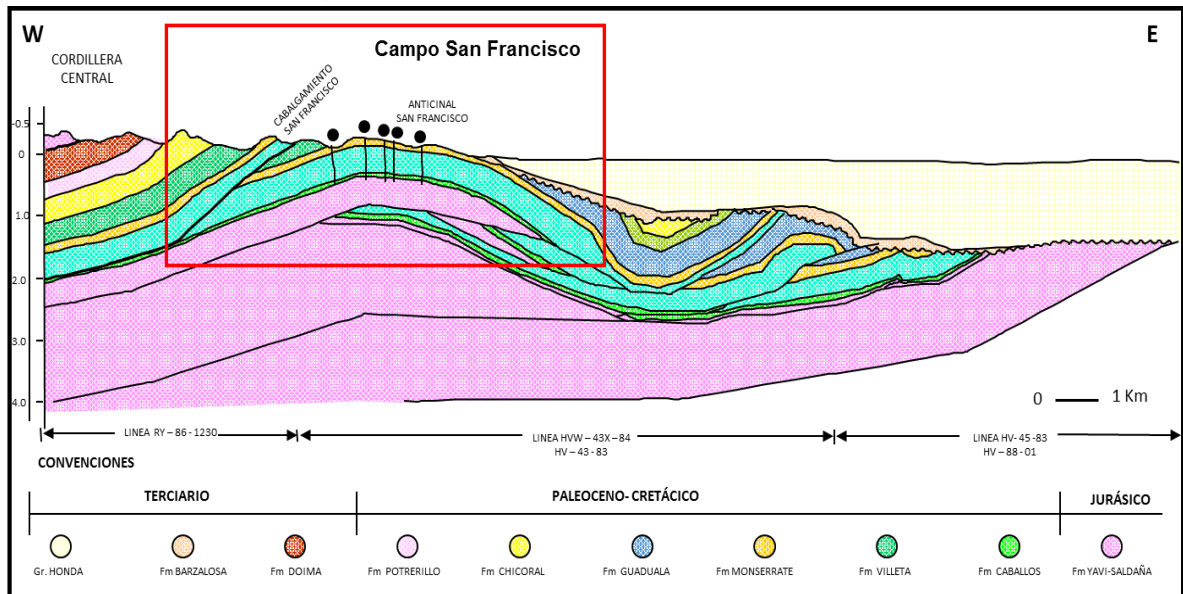
La estructura norte del Campo San Francisco forma parte de la falla de cabalgamiento de Dina – Tello y San Jacinto, de 150 Km de longitud que se encuentra presente en toda la Subcuenca de Neiva con una orientación Noreste - Suroeste, la cual muestra un desplazamiento vergente al Este – Noreste del orden de 5 kilómetros en el área de San Francisco, aumentando unos 20 kms hacia el sur.

Consta de un anticlinal de superficie el cual refleja la estructura de fondo, es un anticlinal con tendencia N-S sobre el basamento volcánico sedimentario, relacionada con la orogenia Calima del Eoceno. La cresta de la estructura se encuentra por encima del nivel del mar y los flancos por debajo, entre 1,700 y 3,800 pies de profundidad vertical. En la **Figura 3** se muestra el corte geológico del campo donde se observan el anticlinal con las fallas que lo atraviesan¹⁵. La Formación Caballos y otras rocas más antiguas afloran en la parte sur de la cuenca. El campo produce de la formación antes mencionada (rocas cretáceas de Albiano-Aptiano). La Formación Villeta es el sello de la estructura y es la formación generadora de hidrocarburo.

¹⁴ ECOPETROL S.A. Informe del operador. Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Palermo, p. 19-20

¹⁵ *Ibíd.*, p.12-15.

Figura 3. Corte Geológico del Campo San Francisco



Fuente: León Navarro Jonatthan Rafael. Ecopetrol S.A. Software Petrel - Schlumberger S.A.

1.3.4 Geología del Petróleo. En esta sección se describen los principales parámetros o elementos del sistema petrolífero asociados al Campo San Francisco. Ver **Figura 2**.

1.3.4.1 Roca Generadora. Dos eventos anóxicos mundiales en el Albiano Medio y Turoniano en un ambiente marino son los responsables de la depositación de lutitas y calizas con alto contenido de materia orgánica en las Formaciones Villeta y Caballos. La principal roca generadora corresponde a los niveles lutíticos y calcáreos de la Formación Tetuán que pertenecen al Grupo Villeta y se caracterizan por tener un Kerógeno de tipo II, con reflectancia de vitrinita (R_o) entre 0.5 y 1.35, a una temperatura máxima de 450°F y TOC mayor al 5%.

1.3.4.2 Migración. La migración comienza inmediatamente después del primer evento compresivo del Cretácico tardío y continúa hasta el presente. A lo largo de la cuenca se han documentado rutas de migración tanto horizontal como vertical. El principal transportador de hidrocarburos son las areniscas de la Formación Caballos y en menor escala las areniscas de la Formación Monserrate.

1.3.4.3 Roca Reservorio. En el Campo San Francisco la Formación productora es Caballos; además existen rocas calcáreas fracturadas que pueden presentar un alto potencial como reservorio en la Formación Tetuán, las cuales producen actualmente petróleo, siendo un nuevo objetivo para la exploración. La Formación Caballos, es la formación principal para el desarrollo del presente documento, que presenta las siguientes propiedades: La Unidad Caballos Superior tiene una porosidad promedio

es del 17% y tiene una permeabilidad promedio de 950 mD y la Unidad Caballos Inferior una porosidad promedio de 13% con una permeabilidad promedio de 250 mD; y el espesor promedio total la formación es de 1100 ft.

1.3.4.4 Roca Sello. El sello superior y lateral está representado por un importante espesor de arcillolitas plásticas de la Formación Bambucá. Además de las formaciones Guaduala y Honda.

1.3.4.5 Trampas. Dentro de las trampas halladas en el campo se encuentran de tipo estructural como lo es el pliegue que forma un anticlinal con numerosas fallas inversas y normales en su mayoría. Además de trampas de tipo estratigráfica como discordancias entre las formaciones y acuñamientos¹⁶.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

En esta sección se encuentra la información relacionada al mecanismo y tiempo de producción, el número de pozos, la gráfica de producción acumulada y características del yacimiento del Campo San Francisco, el cual inicio en Julio de 1985 su comercialidad con una producción inicial de 2450 BOPD.

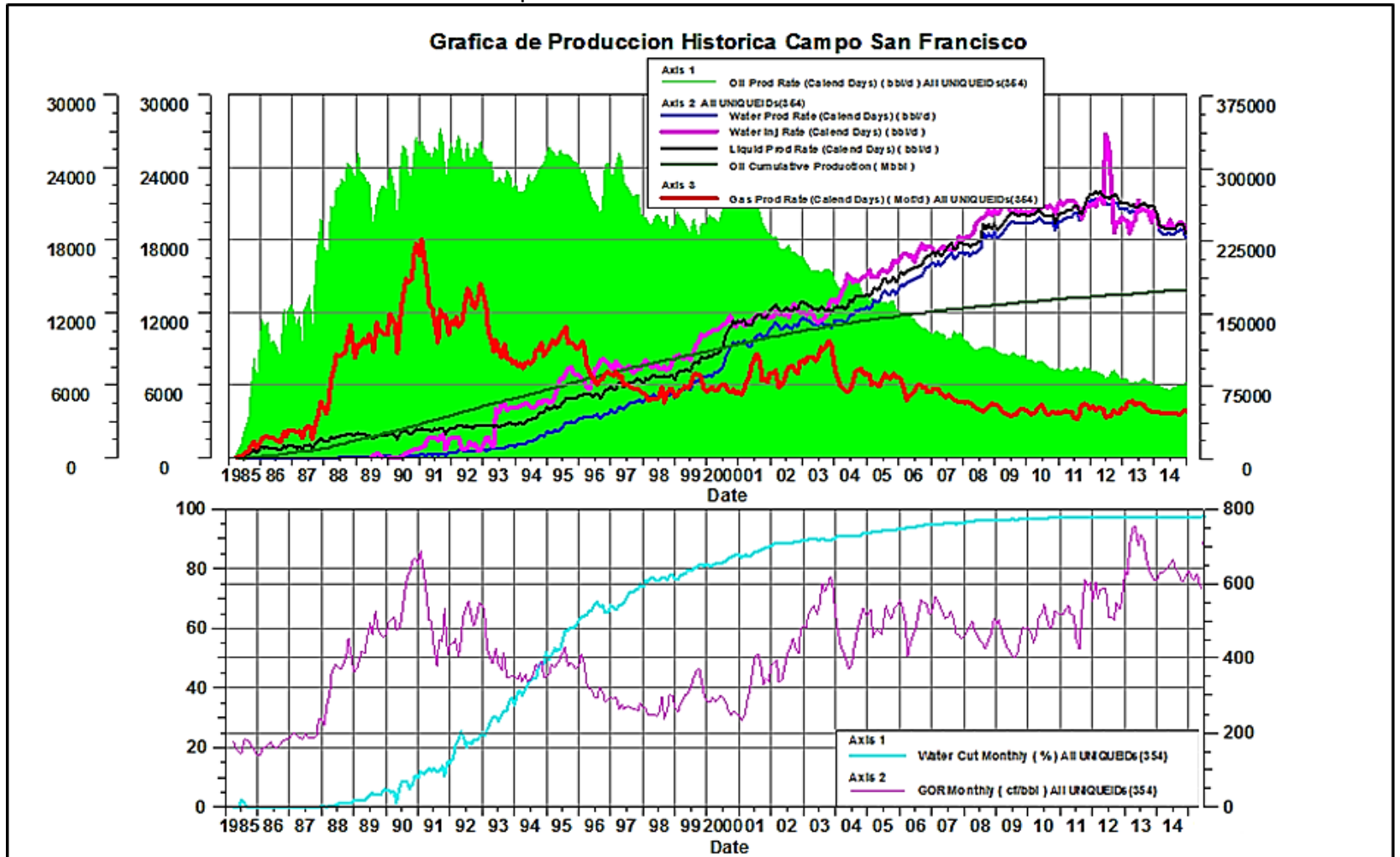
1.4.1 Método de producción. Según los datos históricos de producción del Campo San Francisco, evidencia que el mecanismo de producción primaria es empuje de gas en solución con presencia de un acuífero débil. En el año 1993 se inició el proceso de inyección de agua como método de recobro secundario con el fin de aumentar el factor de recobro manteniendo presurizado el yacimiento y realizando un barrido eficiente del crudo in situ. Debido al comportamiento descendiente de la presión se decidió implementar como método de recobro mejorado la inyección alterna de agua y gas (WAG) en el año 2000. En el año 2013 se implementó el piloto de inyección de químicos ASP en la sección norte del campo, actualmente solo sigue vigente la inyección de agua como recuperación secundaria.

1.4.2 Tiempo de Producción. El Campo San Francisco lleva produciendo 28 años desde el primer semestre de 1989 con el pozo SF-001 produciendo crudo de la Formación Caballos.

1.4.3 Número de pozos. El Campo San Francisco tiene un total de 192 pozos perforados, 95 pozos productores, 97 pozos inyectoros de agua. En esta sección se presenta la historia de producción del campo por medio de la gráfica de producción de petróleo, agua y gas acumulada del Campo San Francisco como se ve en la **Gráfica 1**.

¹⁶ RONCADIO Jairo, MARTINEZ Margarita Universidad Eafit. ANH Petroleum Geology of Colombia. Upper Magdalena Basin. Vol 14. Petroleum Systems p. 136-138

Gráfica 1. Producción Acumulada del Campo San Francisco



Fuente: ECOPETROL S.A. Software OFM. Modificado por los autores.

1.4.4 Características del Yacimiento. A continuación se muestran algunas de las propiedades que posee el yacimiento ver **Tabla 1**, además de las características PVT de los fluidos del Campo San Francisco en la **Tabla 2**.

Tabla 1. Propiedades del yacimiento del Campo San Francisco

DATOS DE CAMPO	
LOCALIZACION	Sub-cuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena
PROFUNDIDAD	1700' – 3800'
LITOLOGIA	Cretaceo Temprano sst. (Albian –Aptian) Formación Caballos (KC)
AMBIENTE DE DEPOSITACION	Caballos Superior Estuarino Caballos Inferior Aluvial
ESTRUCTURA	N-S Anticlinal
COLUMNA DE HIDROCARBURO	Caballos Superior 1.170' Caballos Inferior 860'
NET PAY	Caballos Superior 65 ft Caballos Inferior 46 ft
POROSIDAD	Caballos Superior 14 –18 % Caballos Inferior 9 – 13 %
PERMEABILIDAD	Caballos Superior 200 – 2000 mD Caballos Inferior 50 – 200 Md
PERMEABILIDAD RELATIVA - End Point (Krel)	Caballos Superior (Sor = 0.75; Swi = 0.12; Max. Kro = 1.0; Max Krw = 0.4) Caballos Inferior (Sor = 0.80; Swi = 0.35; Max. Kro = 1.0; Max Krw = 0.4).
MECANISMO DE PRODUCCIÓN PRIMARIO, SECUNDARIO y MEJORADO	Empuje de Gas en Solución + Acuífero Débil + Inyección de Agua – WAG
VISCOSIDAD: cP	7
VISCOSIDAD CINEMATICA cSt	40 @ 80°F 22.5 @ 100°F 13.3 @ 120°F
PARAFINA	8 %
ASFALTENOS	17 %

Fuente: ECOPETROL S.A., Informe del operador ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Palermo, 3.2 Definir los yacimientos y las propiedades de los fluidos, p. 28

1.4.4.1 Características de los fluidos. Las características de los fluidos de producción del Campo San Francisco son las siguientes: el crudo es de gravedad API de 23° - 27°, presentando precipitación de parafinas y asfáltenos. La salinidad del agua de formación se encuentra en un rango de 5000 ppm de Cl⁻ para la

Formación KCU y 12,000 ppm de Cl^- para la Formación KCL. La salinidad del agua de inyección se encuentra en un rango de 3,500 a 5,000 ppm de Cl^- . En la **Tabla 2** se resume las propiedades PVT del petróleo¹⁷.

Tabla 2. Propiedades PVT del Campo San Francisco

PROPIEDAD	RESULTADO
API	26.7 API
Presión de Burbuja (Pb)	800 psia. @ 300ft tvdss
Rs @ P > Pb	470 (scf/stb)
Factor Volumétrico del Petróleo Inicial (Boi)	1.08 (rb/stb)
Viscosidad del Aceite @ Pb	7 cp
Factor Volumétrico del Gas Formación (Bg)	0.00175 (rb/scf)

Fuente: ECOPETROL S.A., Informe del operador ECOPETROL S.A., Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Palermo, 3.2 Definir los yacimientos y las propiedades de los fluidos, p. 37

¹⁷ ECOPETROL S.A., Informe del operador. Op. Cit., p.37

2. EVALUACIÓN DE EVENTOS Y ESTADOS DE CAPA A NIVEL DE UNIDAD A PARTIR DE LA RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN Y GENERACIÓN DE BASES DE DATOS

En este capítulo, se evalúa la información de eventos y estados de capa a nivel de unidad, realizando una recopilación y organización de la información de la Formación Caballos del Campo San Francisco. Se refiere a estados de capa, como la condición dinámica y mecánica de los intervalos cañoneados de cada pozo respecto al flujo de fluidos, mediante la creación de bases de datos de eventos por pozo, registros de producción e inyección de agua disponibles, además de las correcciones de completamientos y modelos petrofísicos.

2.1 INFORMACIÓN BASE

La información del campo para la realización de este proyecto fue facilitado por los ingenieros y geólogos de ECOPETROL S.A., presentada de la siguiente manera: archivos de Excel que contiene información de los modelos petrofísicos como espesor de capa, permeabilidades, topes y bases de las formaciones geológicas con su respectiva profundidad medida, porosidad de arena productora, porosidad efectiva y saturaciones de agua. Reportes del software OPEN WELLS¹⁸ acerca de historia de eventos por pozo tales como: fechas de intervenciones, estado mecánicos históricos, procedimientos de trabajos de Workover, entre otros.

Reportes del software OFM acerca de producción e inyección de agua acumulada desde los inicios de la vida del campo e historia de eventos de manera global. Un modelo antiguo en el software SAHARA que facilita la visualización, análisis y seguimiento del yacimiento. Archivos Word y PDFs con datos de estado de capa pozo a pozo y estados mecánicos a través de su historia. Además de informes y registros de producción e inyección de agua, mapas de localización de los pozos distribuidos por mallas y bloques, la cual es una herramienta que facilita dimensionar patrones de producción e inyección de agua en el campo.

Por último, las subunidades o capas del Campo San Francisco tienen un nombre asignado presentado en la **Tabla 3**, capas que son el objeto de la discusión de los próximos capítulos.

¹⁸ Open Wells. Software Landmark

Tabla 3. Asignación de Nombre capas Formación Caballos

N. Capa	Nombre de la Capa	Unidad
1	TETÚAN	Tetuán
2	KCUA1	Caballos Superior
3	KCUA2	
4	KCUB	
5	KCUC1	
6	KCUC2	
7	KCUC3	
8	KCUC4	
9	KCUD	
10	KCUE	
11	KCUF	
12	KCM	Caballos Medio
13	KCM1	
14	KCM2	
15	KCLA	Caballos Inferior
16	KCLB	
17	KCLC	

Fuente: ECOPETROL S.A.

2.2 RECOPIACIÓN, CLASIFICACIÓN Y ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Después de la adquisición y selección de la información necesaria para realizar el análisis del comportamiento de los pozos, se crearon carpetas con el nombre de cada pozo, que contienen un archivo Word llamado Historia, un archivo Excel llamado Master y los estados mecánicos disponibles en formato PDF.

El archivo “Historia” consiste en:

- Eventos encontrados en los reportes de los software OPEN WELLS y OFM
- Clasificación de eventos con su descripción.

El archivo “Master” contiene:

- Una matriz con la descripción de los eventos más relevantes en orden cronológico que afectan la producción e inyección de agua.
- La condición de los intervalos perforados ya sea abierto a flujo o cerrado según el evento correspondiente a la fecha, generando así un modelo de estados de capa, como se observa en la **Figura 4**.

Figura 4. Matriz de eventos y modelo de estados de capa.

ESTADOS DE CAPA OPEN / CLOSE	No.	TOP PERFORATION	BASE PERFORATION	10/06/1985	4/07/1985	22/07/1985	25/01/1986	10/2/1986
				Cañoneo TET, KCU y KCL Sento EZ Paker @ 2530 ft. (BM)	Squeeze KCLA (2491-2505), Sento EZ @ 2460'	BBP Paker @ 2370'	Retira BBP e instala EZ Paker @ 2380'	Reactivación KCU, Cañoneo 2420', 2430' KCLM Retiro pck @ 2380 y 2460, Sento emp-aques EZ SY @ 2375 y 2462'
SF-005TETUAN	TETUAN	1	1620	2216	prod	prod	prod	prod
SF-005KCUA1	KCUA1	2	2246	2238	o	o	o	o
SF-005KCUA2	KCUA2	3	2258	2257	o	o	o	o
SF-005KCUB	KCUB	4	2267	2268	o	o	o	o
SF-005KCU1	KCU1	5	2268	2266	o	o	o	o
SF-005KCU2	KCU2	6	2306	2300	o	o	o	o
SF-005KCU3	KCU3	7	2300	2316	o	o	o	o
SF-005KCU4	KCU4	8	2316	2325	o	o	o	o
SF-005KCU0	KCU0	9	2326	2336	o	o	o	o
SF-005KCU6	KCU6	10	2335	2388				
SF-005KCUF	KCUF	11	2388	2410	o	o		
SF-005KCM1	KCM1	12	2416	2420	o	o	o	o
SF-005KCM1	KCM1	13	2433	2455	o	o	o	o
SF-005KCM2	KCM2	14	2455	2483	o	o	o	o
SF-005KCLA	KCLA	15	2493	2533	o	o	o	o
SF-005KCLB	KCLB	16	2533	2634	o	o	o	o
SF-005KCLC	KCLC	17	2634	2671	o	o	o	o
SF-005BSMT	BSMT	18	2671					

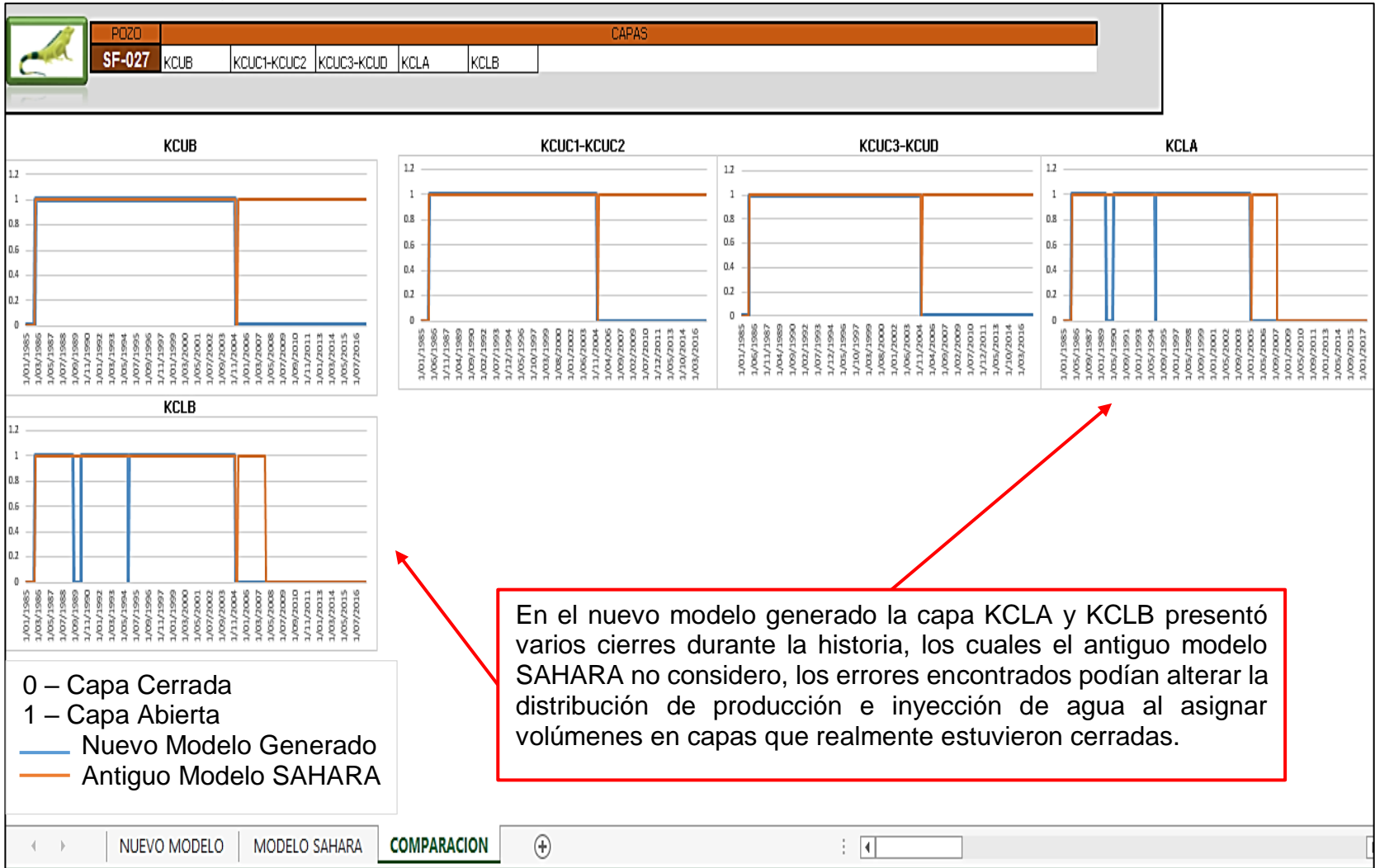
2.3 COMPARACIÓN DE ESTADOS DE CAPA A NIVEL DE UNIDAD

Con lo descrito en el capítulo anterior, se propone un análisis detallado de cada uno de los eventos que pudieran cambiar el estado de capa en la Formación Caballos a lo largo de la historia.

Fue necesario validar la interpretación propuesta mediante una comparación y comprobación de los estados de capa contra el antiguo modelo que provenía del software SAHARA. Dicha información encontrada en este software y con la que actualmente se realizaba la distribución, se detectaron errores ya que no consideraban ciertos eventos como: cierres temporales de algunos intervalos, estimulaciones selectivas o fracturas a lo largo de la historia del pozo. Por lo tanto, fue necesario validar el nuevo modelo pozo a pozo teniendo en cuenta estas diferencias detectadas.

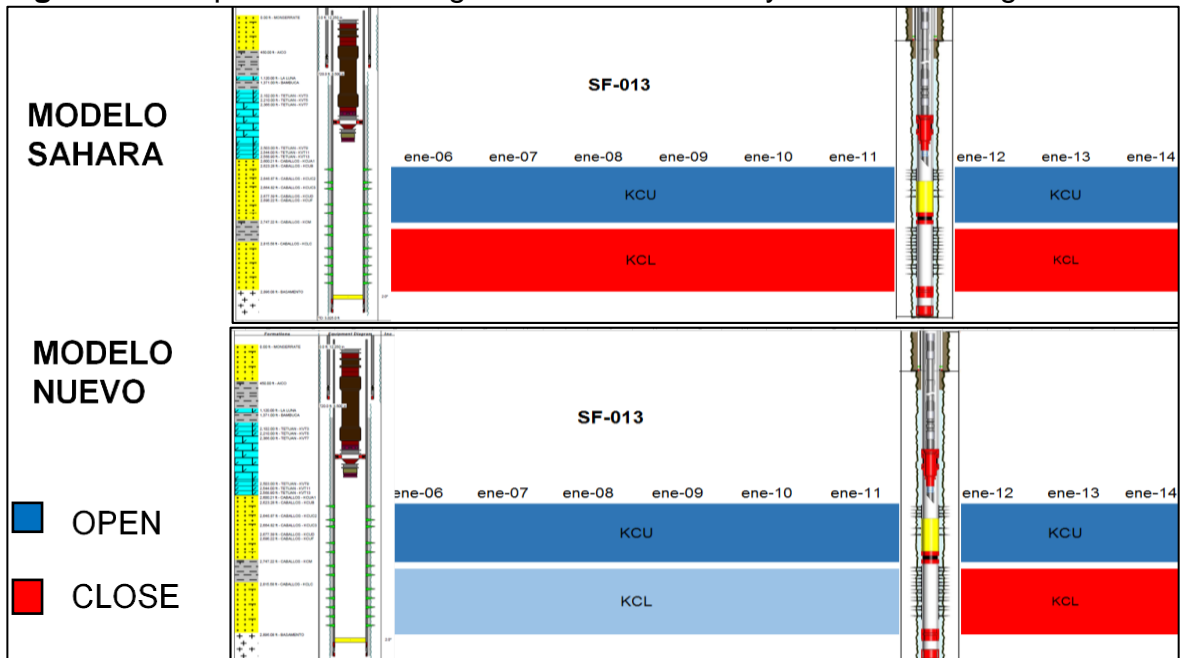
Se elaboró un archivo comparativo en Excel, usando los datos de estados de capa del antiguo modelo SAHARA y los estados de capa propuestos por el presente proyecto, representando mediante gráficas la condición de flujo de las capas de la Formación Caballos contra tiempo. En la **Figura 5** se muestra un ejemplo de un pozo del campo; la curva de color naranja representa a la información del antiguo modelo SAHARA y la curva azul es el nuevo modelo generado.

Figura 5. Interfaz gráfica de comparación de modelos de estados de capa.



En el pozo de la **Figura 6** se muestra uno de los errores más comunes presentados, en este caso toda la Formación Caballos se encontraba abierta a flujo recibiendo agua de inyección de una sarta sencilla; según el antiguo modelo, la Unidad Caballos Inferior (KCL) se encontraba cerrada pero se determinó que no contaba con ningún tipo de aislamiento, es decir, desde el año 2006 hasta el 2012 estas capas estaban en estado activo. No fue sino hasta el año 2012 que se realizó un recompletamiento, al asentar un tapón mecánico con el fin de aislar KCL, ocasionando que el estado de las capas cambiara ha cerrado.

Figura 6. Comparación del antiguo modelo SAHARA y nuevo modelo generado

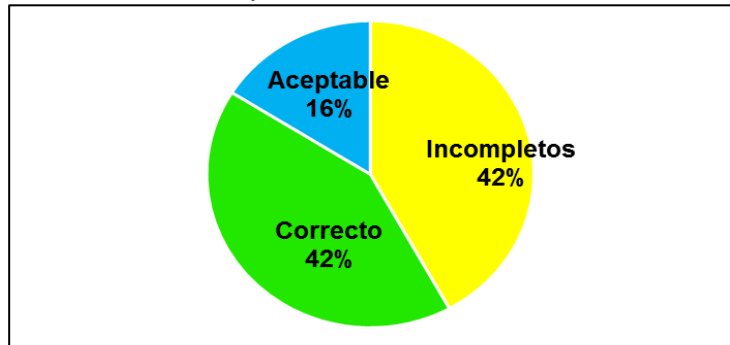


En la **Gráfica 2** se muestran los resultados:

Del total de pozos analizados del antiguo modelo SAHARA¹⁹, el 42% estaban correctos, es decir coincidían los dos modelos, el 16% aceptable poseía interpretaciones con leves alteraciones respecto al nuevo modelo generado, y el 42% restante estaban incompletos o con errores al no considerar aperturas o cierres de capas según los eventos a lo largo del tiempo.

¹⁹ SAHARA. Software Interfaces

Gráfica 2. Resultados de la comparación de modelos de estados de capa



Finalmente con el archivo comparativo se evidenció:

- Muchos eventos no fueron considerados en el antiguo modelo como se evidencian gráficamente, eventos tales como cierres temporales que no duran más de un año no fueron reportados.
- El nuevo modelo generado hace una distinción entre capas por trabajos selectivos incrementales de producción
- Varios estados de capa estaban correctamente cargados en el software SAHARA, pero existían un gran número de inconsistencias en cuanto a la condición actual de los pozos y en algunos momentos de la historia.
- La ejecución de este trabajo fue un valor agregado para ECOPETROL S.A. ya que se corrigió el modelo existente y se presentó una nueva propuesta útil para la distribución de producción e inyección de agua en el Campo San Francisco.

2.4 MODIFICACIÓN DE LA BASE DE DATOS DE OFM

Oil Field Manager (OFM)²⁰, es una herramienta software desarrollada por la compañía Schlumberger que ayuda a gestionar el rendimiento de los campos de petróleo y gas. Permite visualizar los datos reales de producción, pronósticos de declinación de los pozos, para supervisar las condiciones de trabajo. Siendo de gran utilidad para el proyecto las gráficas de datos históricos de la producción e inyección de agua en el Campo San Francisco.

Al analizar la información base, se determinó que las curvas de inyección de agua acumulada había sido reportada en OFM con incongruencias, debido a que la nomenclatura usada en los pozos inyectoras dependía de solo las zonas objetivo afectadas por la inyección, por lo tanto, tenían una terminación en WIU (Ej: SF-030WIU) si inyectaba en la Unidad Caballos Superior y WIL (Ej: SF-030WIL) cuando inyectaba en la Unidad Caballos Inferior.

²⁰ Oil Field Manager. Software Schlumberger

Sin embargo, a lo largo del tiempo se realizaron cambios en el completamiento de estos pozos donde la inyección no estaba afectando directamente cada zona por separado, sino que podía presentarse el caso de estar inyectando toda la Formación Caballos y los volúmenes de agua inyectados estaban siendo distribuidos en las Unidades por un patrón que fue determinado en algún momento del tiempo y que seguía manteniéndose hasta la actualidad. Lo que es incorrecto debido a que la proporción de los volúmenes totales de agua captados por cada Unidad pueden variar por las intervenciones realizadas para optimizar la inyección. Se propuso modificar la base de datos de OFM de la siguiente manera: analizar los estados mecánicos de cada pozo, identificando el tipo de completamiento (sarta sencilla, dual o selectiva). Además, los cambios en el completamiento de los pozos a través de la historia, debido al aislamiento de zonas, averías o por la decisión de la operación.

En el Campo San Francisco se usan completamientos sencillos y múltiples:

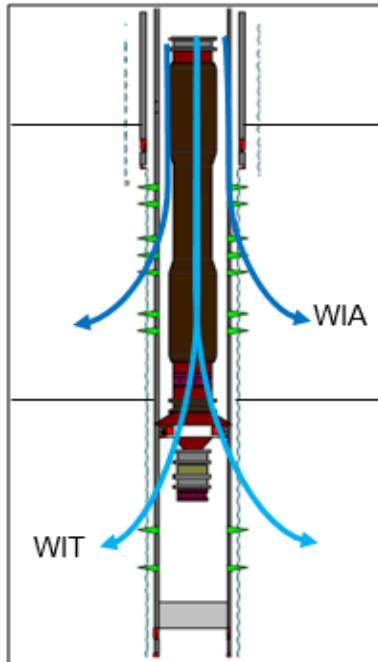
- **Completamientos Sencillos²¹**: en este caso los fluidos producidos o inyectados, son de una sola zona de interés, por esta razón solo se necesita una tubería y empaque de producción (Sarta sencilla), y accesorios mínimos como: Niples, mangas de circulación o mandriles
- **Completamientos múltiples²²**: se utiliza esta configuración cuando se tiene como objetivo poner a producir o inyectar dos o más unidades en un mismo pozo, y sin que se mezclen los fluidos. Como la sarta dual (Anular-Tubular), y sarta sencilla selectiva para un mayor control de los fluidos.

Por lo tanto, se cambió la nomenclatura así: si es una sarta dual como se muestra en la **Figura 7**, y la inyección es por anular el nombre del pozo termina en WIA (Ej: SF-180WIA), si la inyección es por tubing WIT (Ej: SF-180WIT), y WI (Ej: SF-180WI) se le asigna cuando es un completamiento sencillo como el de la **Figura 8**, un completamiento múltiple que afecta dos formaciones como la **Figura 9** o una sarta sencilla selectiva con camisas o mandriles como el de la **Figura 10**. Al final, un pozo puede tener los tres nombres mencionados anteriormente, debido a los cambios de sarta que se le hayan realizado.

²¹ Ruiz, J. Producción. En: El Pozo Ilustrado. Editorial PDVSA. 1998. Capítulo 4, p 149-163.

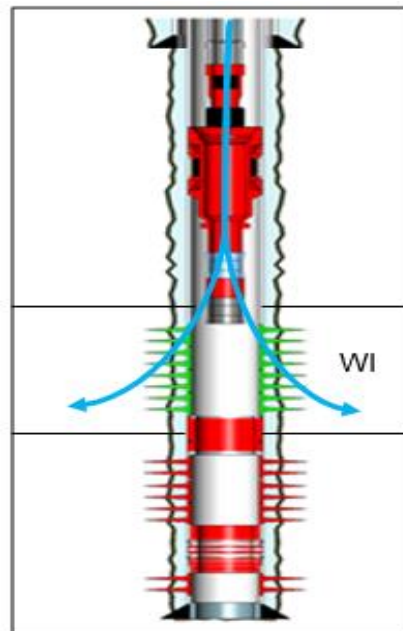
²² ALLEN, Thomas. Well Completion Design. En: Production operation: Well completions, workover and stimulation. Tulsa, Oklahoma: Oil & Gas Consultants International Inc., 1979, p. 140

Figura 7. Sarta Dual



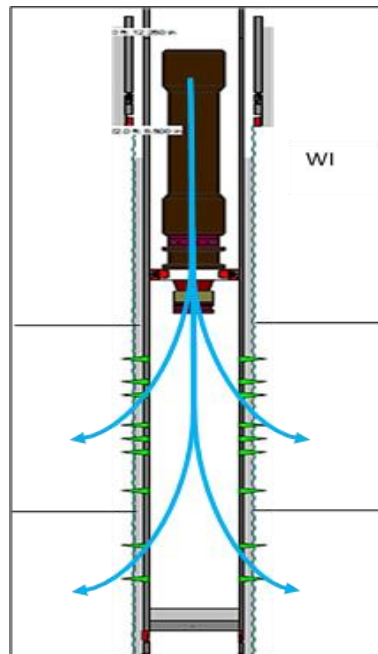
Fuente: ECOPETROL S.A.
Modificado por los autores

**Figura 8. Sarta Sencilla
Completamiento sencillo**



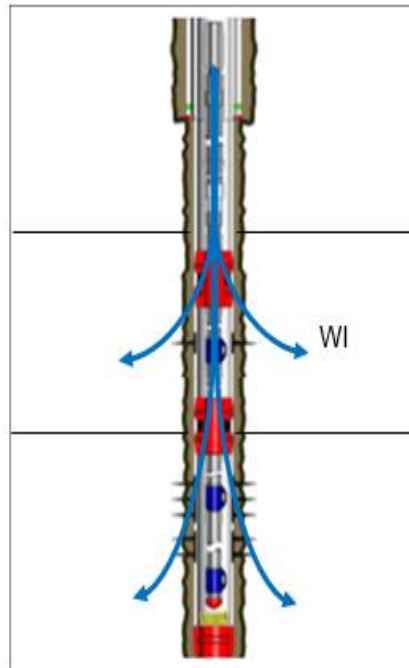
Fuente: ECOPETROL S.A.
Modificado por los autores

**Figura 9. Sarta sencilla
(Completamiento Múltiple)**



Fuente: ECOPETROL S.A.
Modificado por los autores

Figura 10. Sarta sencilla selectiva

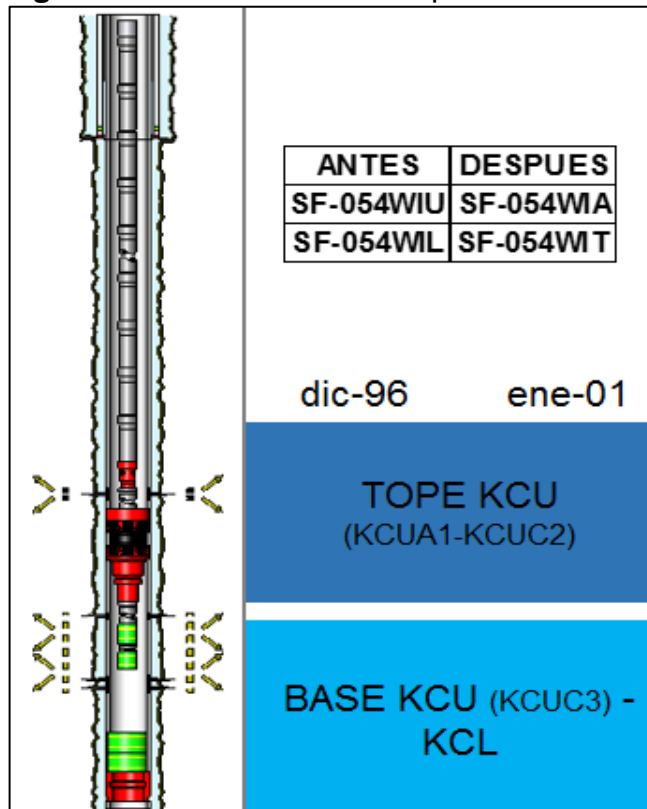


Fuente: ECOPETROL S.A.
Modificado por los autores

Se realizaron los siguientes cambios:

- En la **Figura 11** se observa el ejemplo de un pozo, que desde el año 1996 hasta el 2001 el pozo tenía un completamiento de sarta dual con inyección en anular y tubular, donde según la configuración en el anular se situaba el tope de KCU y el tubular involucraba la base de KCU y todo KCL. Según el OFM se le estaba adjudicando toda la inyección del tubular a KCL, lo que era desacertado. Por esta razón se propuso la nomenclatura WIA y WIT, independiente de las zonas que quedarán ubicadas en el anular o en tubular.

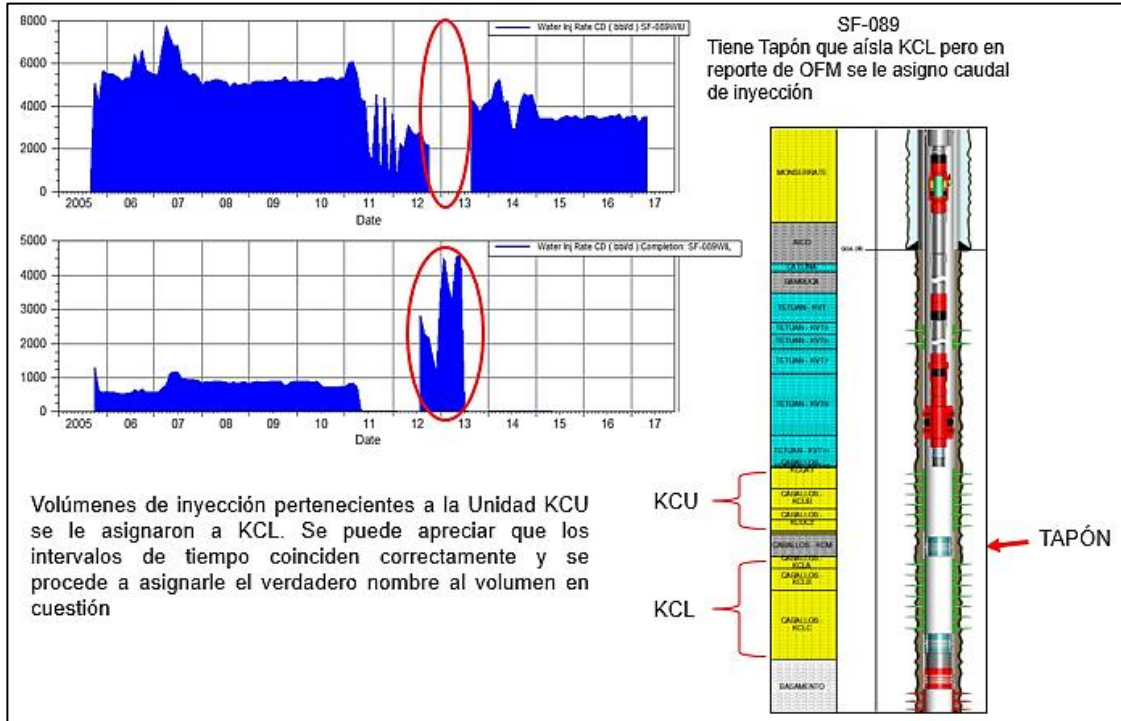
Figura 11. Corrección de completamientos



Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado por los autores

- Cuando el campo revirtió a ECOPETROL S.A. en el año 2012, se presentaron confusiones en cuanto a los medidores reportando los volúmenes de forma invertida a zonas que se encontraban aisladas y que no tenía forma de estar recibiendo inyección como se muestra en el ejemplo de la **Figura 12**.

Figura 12. Error OFM del año 2012



Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado por los autores

Con la propuesta realizada, se elaboró un archivo en Excel, de cada pozo inyector con su respectivo nombre como estaba en OFM inicialmente, llamado UNIQUEID y el nuevo nombre propuesto llamado NEW UNIQUEID, especificando las fechas en las que aplica el tipo de completamiento mencionado anteriormente, en la **Tabla 4** se muestra un ejemplo.

Tabla 4. Ejemplo de la nueva base de datos de OFM

POZO	UNIQUEID	INJZONE	Fecha Inicio de Completamiento	Fecha fin de Completamiento	Tipo sarta	NEW UNIQUEID
SF-021	SF-021WIU	KCU	27/07/2001	14/04/2005	WIA	SF-021WIA
SF-021	SF-021WIU	KCU	14/04/2005	20/02/2009	WI	SF-021WI
SF-021	SF-021WIL	KCL	14/04/2005	20/02/2009	WI	SF-021WI
SF-021	SF-021WIU	KCU	20/02/2009	29/11/2015	WIA	SF-021WIA
SF-021	SF-021WIL	KCL	20/02/2009	29/11/2015	WIT	SF-021WIT
SF-021	SF-021WIU	KCU	29/11/2015	1/06/2017	WI	SF-021WI
SF-021	SF-021WIL	KCL	29/11/2015	1/06/2017	WI	SF-021WI

Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado por los autores

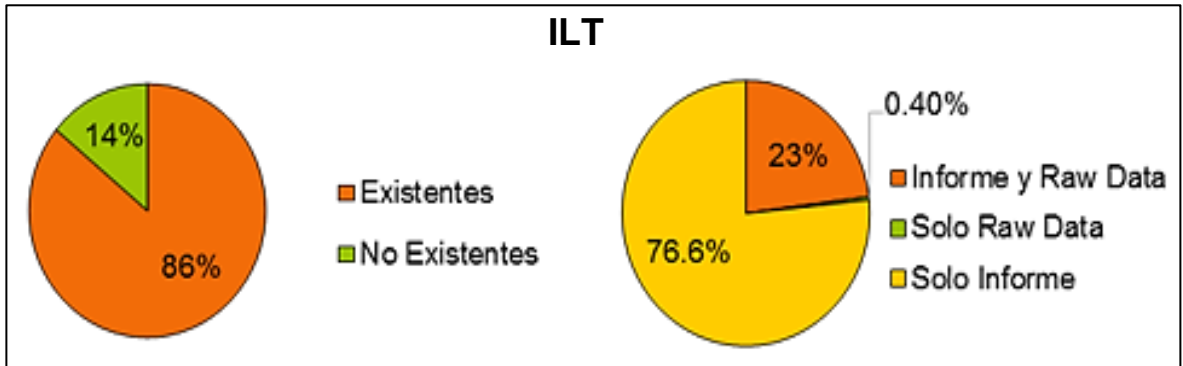
Al realizar la modificación de la base de datos del OFM se ve la importancia de realizar la distribución de la producción e inyección de agua, para poder identificar qué cantidad de volumen de petróleo, agua y gas en el caso de los pozos productores y el volumen de agua suministrada en los pozos inyectores, proviene o recibe cada capa de las formaciones geológicas en estudio.

2.5 GENERACIÓN DE BASE DE DATOS DE REGISTROS ILT-PLT

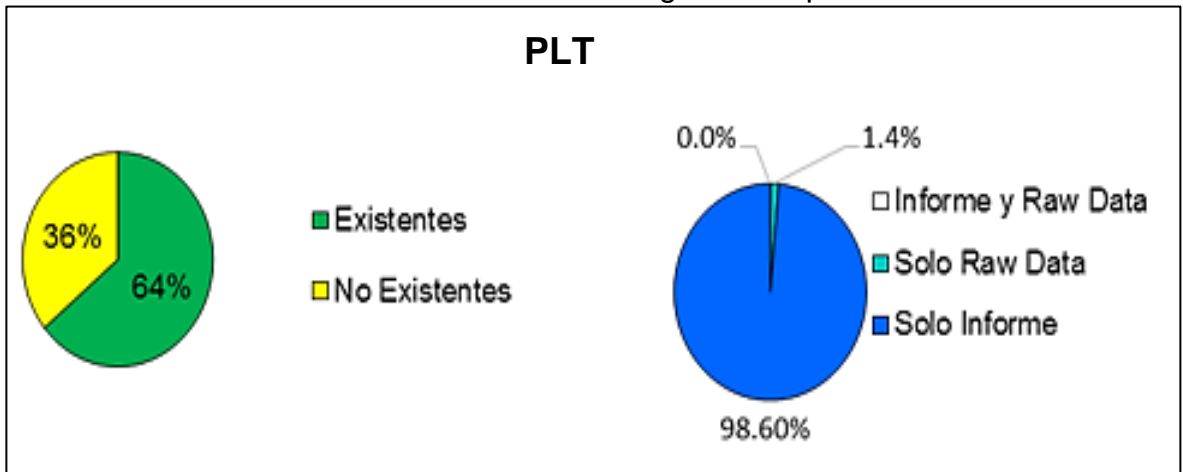
Dentro de la información base se recopiló y tabuló un listado de los registros de producción (PLT) e inyección de agua (ILT) disponibles durante la historia. El Campo San Francisco cuenta con 192 pozos de los cuales solo 96 cuenta con información de PLT/ILT.

En la **Gráfica 3** y **Gráfica 4** se representan los datos en porcentajes de la tabla anterior tanto para los registros PLT como ILT, además de las proporciones de los registros que poseen solo informe en formato PDF o en Excel, solo raw data o que poseen los dos. El RAW data, son archivos con extensión .LAS que permiten ser reinterpretados si se requiere.

Gráfica 3. Distribución de la información de registros de inyección de agua



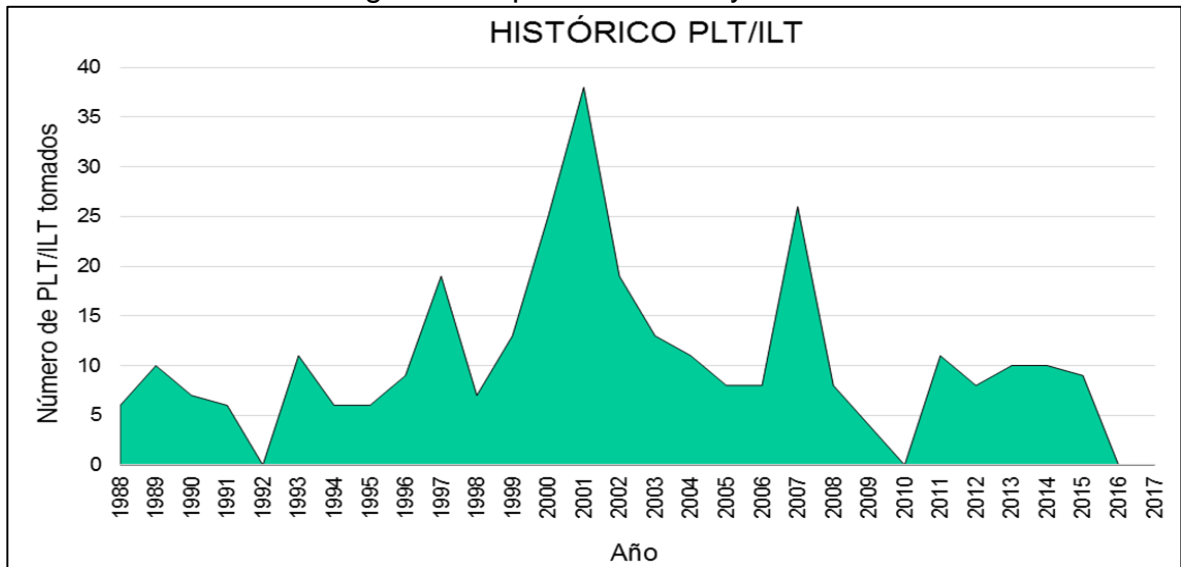
Gráfica 4. Distribución de la información de registros de producción



De las gráficas anteriores, se puede inferir que se requiere mayor control de la información, para que no hallan pérdidas de la información original de los registros de producción e inyección de agua como lo es el Raw Data, ya que la reinterpretación de los datos no es posible y esto significa que el valor del registro disminuye.

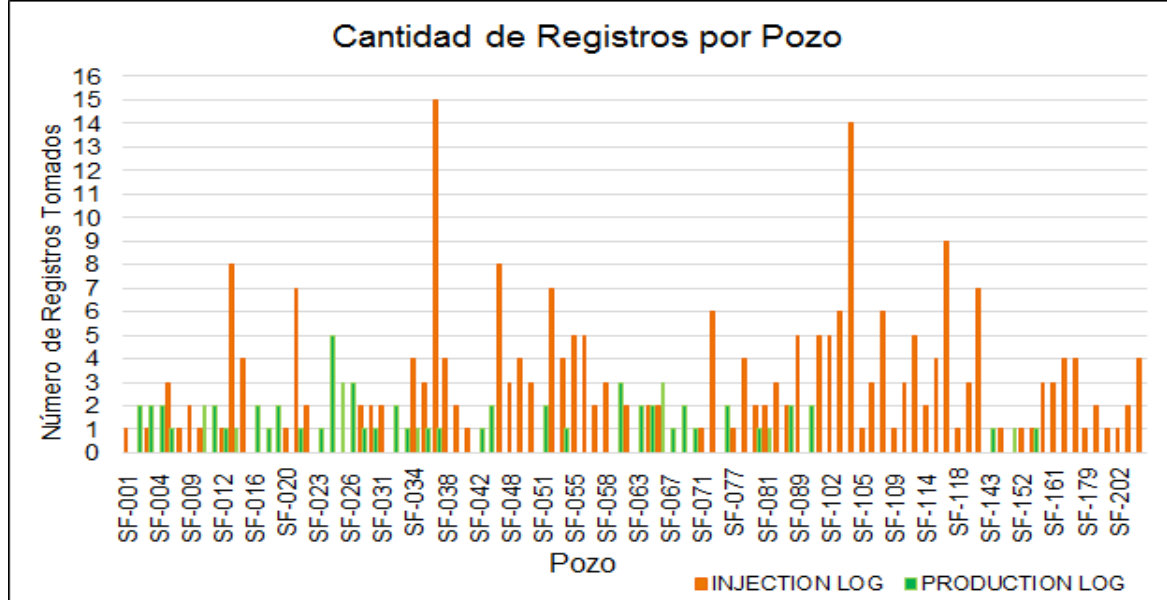
La **Gráfica 5**, muestra que en los años 1992, 2010, 2016 y a agosto del 2017, no se corrieron registros a ningún pozo, en promedio se tomaron diez registros por año, lo que equivale a solo el 5.2% de cubrimiento de los pozos del campo.

Gráfica 5. Histórico de registros de producción e inyección



Al hacer un análisis de la cantidad de registros que se hallaron por pozo, se observa en la **Gráfica 6**, que hubo muy poca caracterización de pozos productores, en cambio en los pozos inyectoros fue mejor pero aun así no supera cinco registros por pozo en toda la historia del campo.

Gráfica 6. Cantidad de registros de producción e inyección por pozo



Para la correcta distribución de la producción e inyección de agua se hace necesario determinar las tasas y porcentajes de aporte y toma de fluido por cada intervalo perforado, los registros permitieron identificar toda esta información y conocer el estado del pozo en cuanto al flujo de fluidos, ya realizada esta interpretación fue posible ajustar niveles de influencia de cada capa de la Formación Caballos en el Campo San Francisco.

Por ello, se propuso una interfaz gráfica en Excel donde con facilidad se logre visualizar los resultados interpretados de los registros por intervalo y capa, el número de registro, fecha y valores de volúmenes y tasas para cada uno de los pozos. Tanto para los PLT como ILT el archivo Excel son muy similares.

A continuación en la **Figura 13**, se da a conocer la interfaz utilizada para la visualización de los registros de producción y en la **Figura 14** la de inyección de agua, con cada una de sus partes.

Figura 13. Interfaz Gráfico de la bases de datos PLT's

	A	B	C	D	E	F	G	J	K	L	M	N	O	P	Q	T	U
1	15	PRODUCTION PROFILE															
2	2	ZONE TOTAL TETUAN TOTAL KCUC TOTAL KCM TOTAL KCL TETUAN TETUAN TETUAN TETUAN KCUA2 KCUA2 KCUB KCUB KCUC1 KCUC1 SF-026 KCUC1 KCUC1 SF-027 KCUC2 KCUC3 SF-029 KCUC4 KCUC4 SF-032 KCUE KCUE SF-033 KCUF KCM SF-034 KCLA KCLA SF-037 KCLA KCLA SF-044 KCLC KCLC SF-051 KCLC KCLC SF-054 SF-060 SF-063 SF-064 SF-065 SF-067 SF-068 SF-070 SF-076 SF-080	Well	LOG N°	Np cum		Wp cum		LOG N°	Np cum		Wp cum					
3	SF-026		2	Mbbls		Mbbls		1	Mbbls		Mbbls						
4				1.243		2.609		1.207		1.501							
5			Intervals	PLT Data				Wp cum McpD		PLT Data				Wp cum McpD			
6				Date:	bwpd	Thp(psi)	303		Date:	bwpd	Thp(psi)	279					
7				13/dic/1999	37		SF-026199912		10/12/1997	71		SF-026199712					
8				%	bopd	%	bwpd	%	cppd	%	bopd	%	bwpd	%	cppd		
9																	
10	SF-002			2350	2570												
11	SF-003			2810	2972	100,0	36,8	100,0	923,4	100,0	23,8	100,1	70,7	99,9	571,0	100,1	13,2
12	SF-004																
13	SF-007																
14	SF-010																
15	SF-011		3089	3199													
16	SF-012																
17	SF-013																
18	SF-016	TETUAN	2350	2440													
19	SF-018	TETUAN	2520	2570													
20	SF-019	KCUA2	2810	2816	8,1	3,0	15,8	145,9	8,1	1,9	19,7	13,9	16,3	93,2	19,7	2,6	
21	SF-023	KCUB	2818	2822	12,9	4,7	3,4	31,4	12,9	3,1	19,7	13,9	16,3	93,2	19,7	2,6	
22	SF-024	KCUC1	2827	2831							13,1	9,3	10,9	62,3	13,1	1,7	
23	SF-025	KCUC1	2836	2844	26,1	9,6			26,1	6,2	14,6	10,3	16,7	95,5	14,6	1,9	
24	SF-027	KCUC2	2848	2870	9,2	3,4	25,7	237,3	9,2	2,2	13,3	9,4	15,4	88,0	13,3	1,8	
25	SF-029	KCUC4	2879	2884	31,2	11,5	26,5	244,7	31,2	7,4	19,7	13,9	24,3	138,9	19,7	2,6	
26	SF-032	KCUE	2914	2922	12,5	4,6	28,6	264,1	12,5	3,0							
27	SF-033	KCUF	2960	2972													
28	SF-034	KCLA	3089	3092													
29	SF-037	KCLA	3100	3104													
30	SF-044	KCLC	3155	3162													
31	SF-051	KCLC	3183	3199													
32	SF-054																
33	SF-060																
34	SF-063																
35	SF-064																
36	SF-065																
37	SF-067																
38	SF-068																
39	SF-070																
40	SF-076																
41	SF-080																
42		Espesor Total															
43		kcU	69	70%													

Número de registro

LOG N°

Asignar Pozo

Caudal de Petróleo

Caudal de Gas

Caudal de Agua

% de Petróleo

% de Gas

% de Agua

El encabezado para cada una de las interpretaciones de los registros tanto de producción como de inyección, contiene información base para el trabajo ingenieril tal como: fecha de realización, volúmenes producidos por fluido, unidades de medición, código del pozo y registro. Bajo una programación se puede visualizar y analizar con facilidad abajo del encabezado porcentajes y caudales de aporte de cada uno de los intervalos del pozo, como es evidente la suma de estas son: el cien por ciento y el caudal total producido o inyectado a esa fecha en el pozo.

Anterior a esta interfaz gráfica se consolidaron todos los registros de producción e inyección. En la **Figura 15 y 16** se muestra el formato donde se diligenciaban datos de interés para este trabajo.

Se reportaron todos los números de intervalos y sus respectivas profundidades de los pozos que se tienen datos de caudal de los fluidos producidos e inyectados. En cuanto a los registros de producción no se posee algún valor de volumen de gas producido, por lo que se consideró que su producción es igual a la de petróleo, debido a que el gas se produce en solución y no se posee reportes oficiales. En la última sección se reporta el porcentaje de fluidos producidos por capa.

En la parte superior izquierda de la hoja se observa un botón de una macro con nombre "Obtener. Las", este se programó con el fin de generar archivo de datos (.las) para crear documentos con información compatible con softwares de interpretación y análisis de datos.

Figura 15. Consolidado Registros de Producción

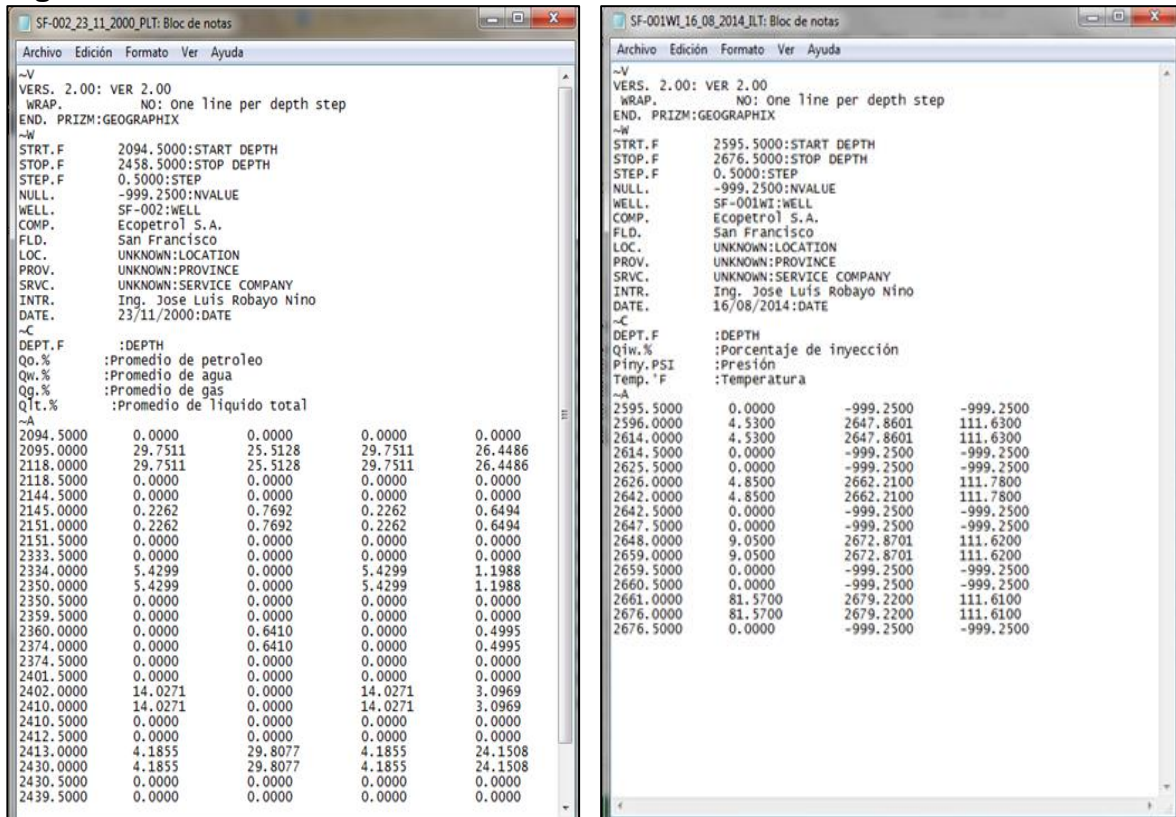
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
1	Generar_Las	PLT	Pozo	Fecha	PLT_R	Top_inj	Bop_inj	Qo	Qo%	Qw	Qw%	Qg	Qg%	P (psi)	T (°F)		%Qliq
2	SF-0021	1	SF-002	23/11/2000	01	2095	2118	26.3	30	79.6	26		30			105.9	26.4
3	SF-0021	1	SF-002	23/11/2000	02	2145	2151	0.2	0	2.4	1		0			2.6	0.6
4	SF-0021	1	SF-002	23/11/2000	03	2334	2350	4.8	5	0	0		5			4.8	1.2
5	SF-0021	1	SF-002	23/11/2000	04	2360	2374	0	0	2	1		0			2	0.5
6	SF-0021	1	SF-002	23/11/2000	05	2402	2410	12.4	14	0	0		14			12.4	3.1
7	SF-0021	1	SF-002	23/11/2000	06	2413	2430	3.7	4	93	30		4			96.7	24.2
8	SF-0021	1	SF-002	23/11/2000	07	2440	2458	41	46	135	43		46			176	44.0
9	SF-0022	2	SF-002	28/12/2000									0			0	0.0
10	SF-0023	3	SF-002	16/01/2001	01	2095	2118	299.1	100	222	100		100			521.1	100.0
11	SF-0031	1	SF-003	26/03/1988	01	2670	2694	66	24				24			66	24.0
12	SF-0031	1	SF-003	26/03/1988	02	2707	2721	107	39				39			107	38.9
13	SF-0031	1	SF-003	26/03/1988	03	2910	2920	21	8				8			21	7.6
14	SF-0031	1	SF-003	26/03/1988	04	2927	2938	23	8				8			23	8.4
15	SF-0031	1	SF-003	26/03/1988	05	2985	2991	8	3				3			8	2.9
16	SF-0031	1	SF-003	26/03/1988	06	3001	3023	33	12				12			33	12.0
17	SF-0031	1	SF-003	26/03/1988	07	3033	3044	17	6				6			17	6.2
18	SF-0032	2	SF-003	4/06/1995	01	2670	2694	64	73	167	42		73			231	47.9
19	SF-0032	2	SF-003	4/06/1995	02	2707	2721	24	27	192	49		27			216	44.8
20	SF-0032	2	SF-003	4/06/1995	03	2910	2920			17	4		0			17	3.5
21	SF-0032	2	SF-003	4/06/1995	04	2927	2938			18	5		0			18	3.7
22	SF-0041	1	SF-004	22/02/1988	01	2800	2827	200	25				25			200	25.3
23	SF-0041	1	SF-004	22/02/1988	02	2858	2896	450	57				57			450	57.0
24	SF-0041	1	SF-004	22/02/1988	03	2951	2959	40	5				5			40	5.1
25	SF-0041	1	SF-004	22/02/1988	04	3170	3180	50	6				6			50	6.3
26	SF-0041	1	SF-004	22/02/1988	05	3197	3202	50	6				6			50	6.3
27	SF-0042	2	SF-004	4/04/1989	01	2800	2827	200	26				26			200	26.0
28	SF-0042	2	SF-004	4/04/1989	02	2858	2896	454	59				59			454	59.0
29	SF-0042	2	SF-004	4/04/1989	03	2933	2942	12	2				2			12	1.6
30	SF-0042	2	SF-004	4/04/1989	04	2951	2959	12	2				2			12	1.6
31	SF-0042	2	SF-004	4/04/1989	05	3170	3180	46	6				6			46	6.0
32	SF-0042	2	SF-004	4/04/1989	06	3184	3189	23	3				3			23	3.0
33	SF-0042	2	SF-004	4/04/1989	07	3197	3202	23	3				3			23	3.0
34	SF-0071	1	SF-007	19/08/2000	01	1978	1988	18	31	106	8		31			124	8.8
35	SF-0071	1	SF-007	19/08/2000	02	1994	2006	15	26	87	6		26			102	7.2
36	SF-0071	1	SF-007	19/08/2000	03	2053	2057	7	13	1	0		13			8	0.6

Figura 16. Consolidado registros de inyección de agua

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
1	Generar las	Llave2	ILT #	Pozo	Nombre Sarta	Fecha	ILT_R	Top_int	Bop_int	Qtot	Qi%	P (psi)	T (°F)	arena/Subunidad	Sarta	Interp/ No Inter	
2	SF-0011418672596	SF-0011	1	SF-001	SF-001WI	16-ago-14	01	2596	2614	161.07	4.53	2647.86	111.63	Subunidad	T	I	
3	SF-0011418672626	SF-0011	1	SF-001	SF-001WI	16-ago-14	02	2626	2642	172	4.85	2662.21	111.78	Subunidad	T	I	
4	SF-0011418672648	SF-0011	1	SF-001	SF-001WI	16-ago-14	03	2648	2659	321.83	9.05	2672.87	111.62	Subunidad	T	I	
5	SF-0011418672661	SF-0011	1	SF-001	SF-001WI	16-ago-14	04	2661	2676	2900.17	81.57	2679.22	111.61	Subunidad	T	I	
6	SF-0031382342670	SF-0031	1	SF-003	SF-003WI	4-sep-04	01	2670	2694	1374	67.7	1751	107	Subunidad	T	I	
7	SF-0031382342707	SF-0031	1	SF-003	SF-003WI	4-sep-04	02	2707	2721	285	14	1767	107	Subunidad	T	I	
8	SF-0031382342910	SF-0031	1	SF-003	SF-003WI	4-sep-04	03	2910	2920	127	6.2	1855	106	Subunidad	T	I	
9	SF-0031382342927	SF-0031	1	SF-003	SF-003WI	4-sep-04	04	2927	2938	83	4.1	1861	106	Subunidad	T	I	
10	SF-0031382342985	SF-0031	1	SF-003	SF-003WI	4-sep-04	05	2985	2991	73	3.6	1886	106	Subunidad	T	I	
11	SF-0031382343001	SF-0031	1	SF-003	SF-003WI	4-sep-04	06	3001	3023	69	3.4	1893	106	Subunidad	T	I	
12	SF-0031382343033	SF-0031	1	SF-003	SF-003WI	4-sep-04	07	3033	3044	20	1	1907	106	Subunidad	T	I	
13	SF-0032388302670	SF-0032	2	SF-003	SF-003WI	23-abr-06	01	2670	2694	3260	53.7	1923	96	Subunidad	T	I	
14	SF-0032388302707	SF-0032	2	SF-003	SF-003WI	23-abr-06	02	2707	2721	1510	46.3	1939	96	Subunidad	T	I	
15	SF-0032388302910	SF-0032	2	SF-003	SF-003WI	23-abr-06	03	2910	2920	0	0			Subunidad	T	I	
16	SF-0032388302927	SF-0032	2	SF-003	SF-003WI	23-abr-06	04	2927	2938	0	0			Subunidad	T	I	
17	SF-0032388302985	SF-0032	2	SF-003	SF-003WI	23-abr-06	05	2985	2991	0	0			Subunidad	T	I	
18	SF-0032388303001	SF-0032	2	SF-003	SF-003WI	23-abr-06	06	3001	3023	0	0			Subunidad	T	I	
19	SF-0032388303033	SF-0032	2	SF-003	SF-003WI	23-abr-06	07	3033	3044	0	0			Subunidad	T	I	
20	SF-0071372531978	SF-0071	1	SF-007	SF-007WI	28-dic-01	01	1978	1988	1238	33.8			Subunidad	T	I	
21	SF-0071372531994	SF-0071	1	SF-007	SF-007WI	28-dic-01	02	1994	2006	2103	57.5			Subunidad	T	I	
22	SF-0071372532013	SF-0071	1	SF-007	SF-007WI	28-dic-01	03	2013	2019	250	6.8			Subunidad	T	I	
23	SF-0071372532023	SF-0071	1	SF-007	SF-007WI	28-dic-01	04	2023	2030	69	1.9			Subunidad	T	I	
24	SF-0072374251978	SF-0072	2	SF-007	SF-007WI	18-jun-02	01	1978	1988	598	32.4			Subunidad	T	I	
25	SF-0072374251994	SF-0072	2	SF-007	SF-007WI	18-jun-02	02	1994	2006	1111	60.17			Subunidad	T	I	
26	SF-0072374252013	SF-0072	2	SF-007	SF-007WI	18-jun-02	03	2013	2019	77	4.18			Subunidad	T	I	
27	SF-0072374252023	SF-0072	2	SF-007	SF-007WI	18-jun-02	04	2023	2030	60	3.25			Subunidad	T	I	
28	SF-0073378721978	SF-0073	3	SF-007	SF-007WI	8-sep-03	01	1978	1988	658	31.2			Subunidad	T	I	
29	SF-0073378721994	SF-0073	3	SF-007	SF-007WI	8-sep-03	02	1994	2006	1325	62.8			Subunidad	T	I	
30	SF-0073378722013	SF-0073	3	SF-007	SF-007WI	8-sep-03	03	2013	2019	121	5.8			Subunidad	T	I	
31	SF-0073378722023	SF-0073	3	SF-007	SF-007WI	8-sep-03	04	2023	2030	2	0.2			Subunidad	T	I	

La **Figura 17** es un ejemplo de los archivos generados donde se muestra un PLT seguido de un ILT, que contiene información de entrada para softwares petrotécnicos, en el caso de este proyecto se usó el software SAHARA, estos archivos .LAS son necesarios para que el programa haga una correcta lectura y guarde los valores de registro de producción e inyección de agua para el pozo correspondiente.

Figura 17. Archivos .LAS.



2.6 AMARRE DE MODELO PETROFÍSICO A INFORMACIÓN DINÁMICA: REGISTROS DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE AGUA

Para realizar la posterior distribución de producción e inyección de agua para el campo es esencial contar con las propiedades petrofísicas en cada pozo, ya que no todos cuentan con información suficiente de registros PLT/ILT, por lo que en este caso se elaboró mediante la propiedad KH, para establecer la capacidad de flujo que posee la Formación. Se dispone de dos modelos petrofísicos llamados HOCOL y ECOPETROL, siendo estos los modelos que han estado disponibles durante la operación del campo, el primer modelo fue realizado por la compañía que operaba el campo antes de que finalizara el Contrato de Asociación Palermo y el segundo modelo es el actual con el que cuenta ECOPETROL S.A.

Por estas razones mencionadas, se realizó una comparación de los modelos para seleccionar cual tenía un mejor ajuste a los datos reales provenientes de la información dinámica de PLT's-ILT's. Se compararon los porcentajes de producción e inyección de los registros contra los valores dados por los modelos petrofísicos disponibles.

En las siguientes gráficas, el modelo HOCOL está representada con color negro y con el nombre ALLOC_HOCOL, y el modelo ECOPETROL con color rojo, llamada ALLOC_ECP. A continuación se enunciarán algunos ejemplos que se realizaron tanto para pozos con PLT simbolizados en escala de verdes como con ILT en escala de azules.

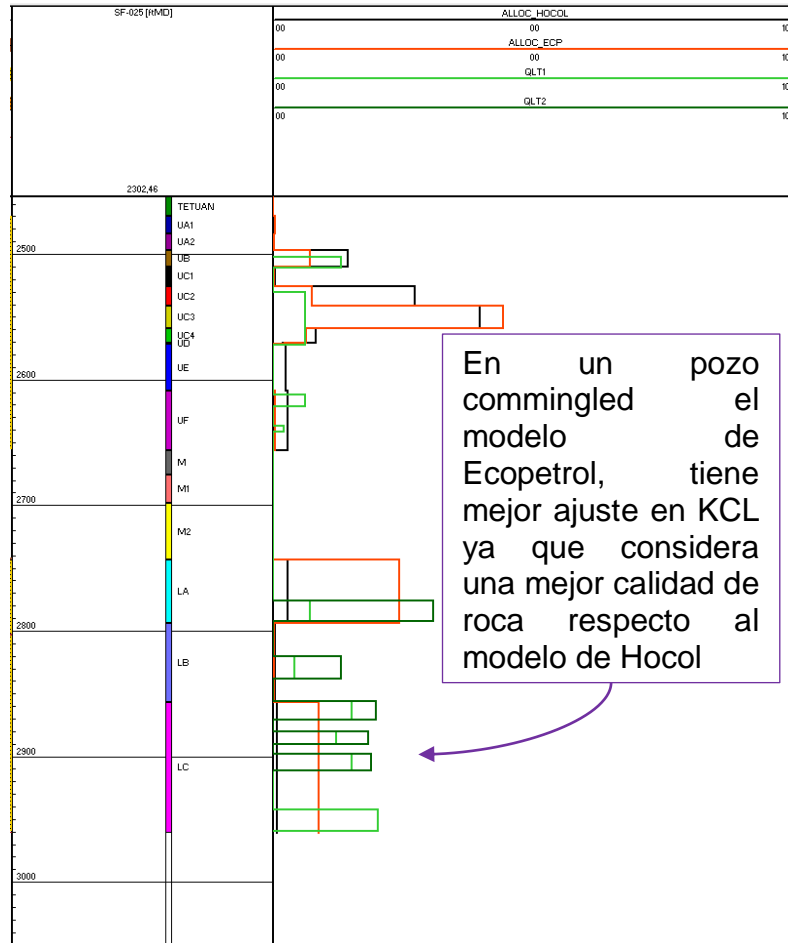
Para el caso de registros PLT:

- 1) En la **Gráfica 7**, se presenta un pozo productor commingled, que al hacer el contraste con las curvas de los modelos petrofísicos, el modelo ALLOC_ECP se ajusta mejor a la tendencia del registro en la zona inferior.
- 2) En la **Gráfica 8**, se muestra otro pozo en el que sucede lo contrario ALLOC_HOCOL tiene un mayor empalme con la curva del PLT.

En el caso de los registros ILT:

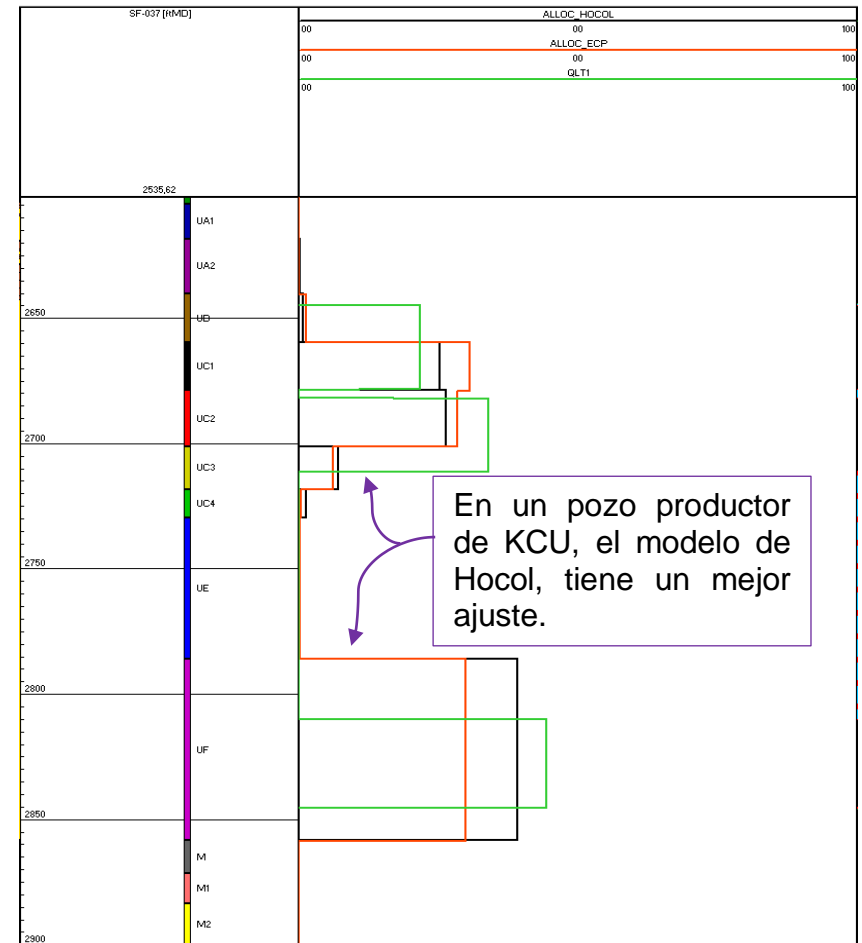
- 1) En la **Gráfica 9**, se observa un pozo inyector. La tendencia que se destaca para los intervalos inferiores LA, LB y LC el modelo petrofísico ALLOC_ECP tiene un mejor amarre y por lo contrario el modelo ALLOC_HOCOL indican valores de cero, existiendo inyección en estas zonas.
- 2) En la **Gráfica 10**, se evidencia otro pozo que inyecta donde se observa que ALLOC_HOCOL se acerca más a la curva del registro.

Gráfica 7. Registro PLT de un pozo productor commingled vs Modelos Petrofísicos disponibles



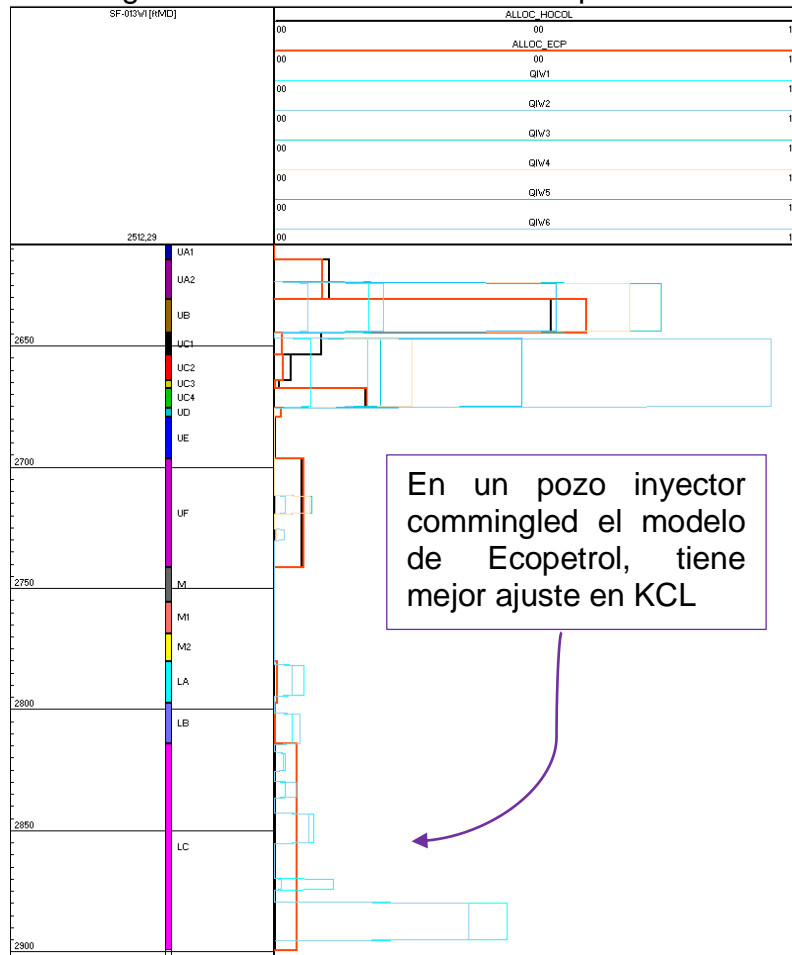
Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por los autores

Gráfica 8. Registro PLT de un pozo productor de KCU vs Modelos Petrofísicos disponibles



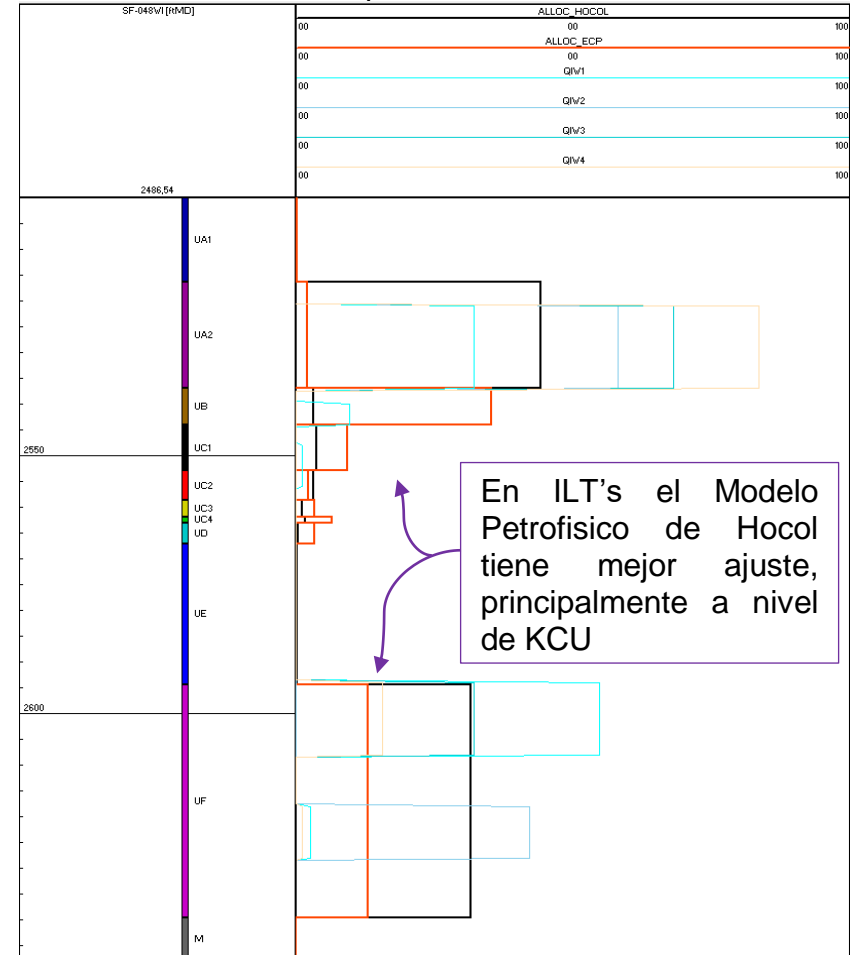
Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por los autores

Gráfica 9. Registro ILT de un pozo inyector commingled vs Modelos Petrofísicos disponibles



Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA.
Modificado por los autores

Gráfica 10. Registro ILT de pozo inyector de KCU vs Modelos Petrofísicos disponibles

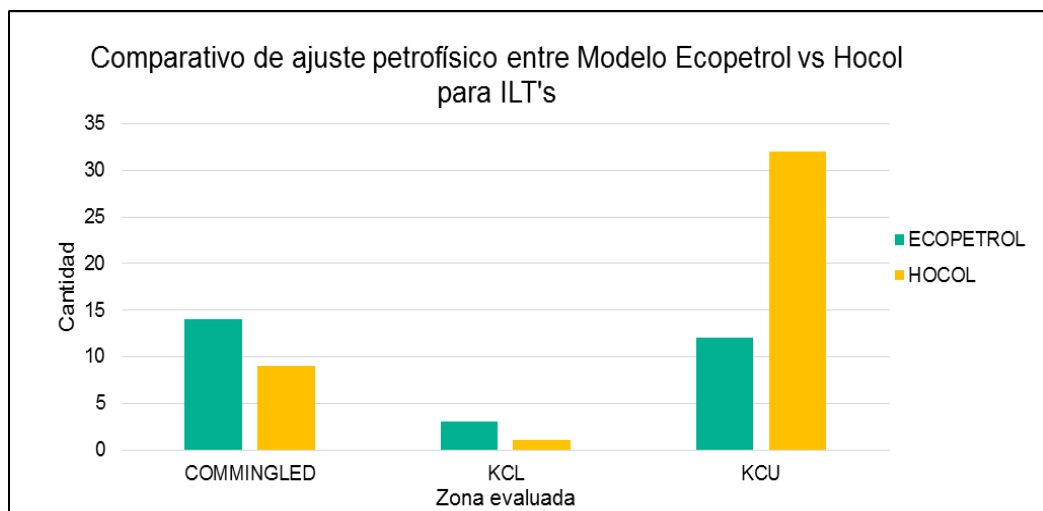


Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA.
Modificado por los autores

De acuerdo al procedimiento realizado anteriormente, se elaboró una representación de los resultados mediante gráficos estadísticos, que proporcionaron las siguientes conclusiones:

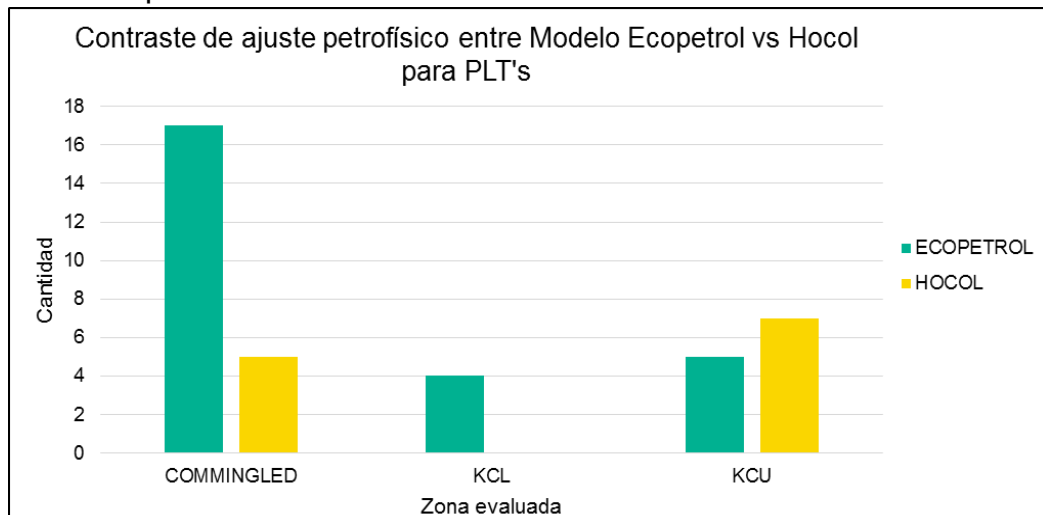
Para los pozos con registros ILT, la mayoría de los pozos solo inyectan en la Formación Caballos Superior (KCU), ya sea porque solo se tiene esta zona cañoneada en todo el pozo o porque tienen la Formación de Caballos Inferior (KCL) aislada con un tapón mecánico, el ajuste petrofísico más cercano fue el del modelo HOCOL, sin embargo los que inyectan en las dos formaciones (Commingled), el modelo ECOPETROL lo supera como se observa en la **Gráfica 11**.

Gráfica 11. Comparativo del ajuste petrofísico entre Modelo Ecopetrol Vs Hocol para ILT's



Para los pozos con registro PLT, se evidencia en la **Gráfica 12** que se presenta la misma tendencia, aunque en este caso la mayor cantidad de pozos producen de las dos formaciones.

Gráfica 12. Comparativo del ajuste petrofísico entre Modelo Ecopetrol Vs Hocol para PLT's

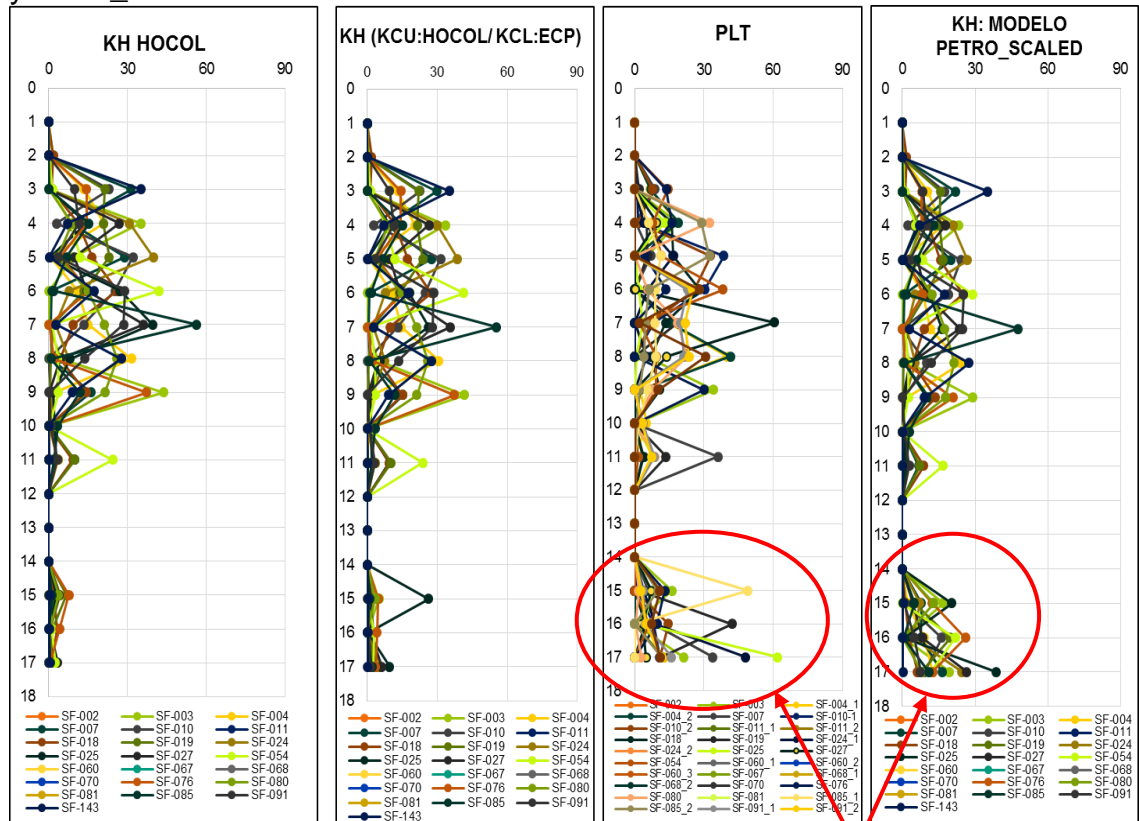


Debido a los resultados se tomó la decisión de combinar las propiedades petrofísicas de los dos modelos, para la Formación Caballos Superior las propiedades del modelo HOCOL y para la Formación Caballos Inferior las propiedades del modelo ECOPEPETROL, se le llamo ECP/HOCOL. Pero a pesar de que hubo un ajuste más acertado contra los PLT/ILT continuaba presentando una variación significativa en KCL, por lo que se optó por escalar la petrofísica de dicha formación por medio de un factor multiplicador.

Para escalar la petrofísica se realizaron los siguientes pasos:

- 1) Se seleccionaron los registros PLT/ILT de los pozos commingled, excluyendo los registros que hayan sido corridos posteriores a trabajos de fracturamiento hidráulico, porque esta intervención altera la propiedades petrofísicas originales del pozo.
- 2) Se graficaron las propiedades (KH) del modelo petrofísico ECP/HOCOL y los datos de los registros ILT/PLT de todos los pozos elegidos, en dos graficas distintas Ver **Gráfica 13** y **Gráfica 14**.
- 3) Al compararlo se observa que efectivamente la calidad de la roca en la Formación Caballos Inferior esta subestimada con respecto a los registros reales PLT/ILT tomados en los pozos.
- 4) En la gráfica de KH: Modelo Petro_Scaled, se evidencia los cambios realizados por el factor multiplicador para KCL, con el fin de aproximarse a los valores promedio obtenidos de los registros PLT/ILT.

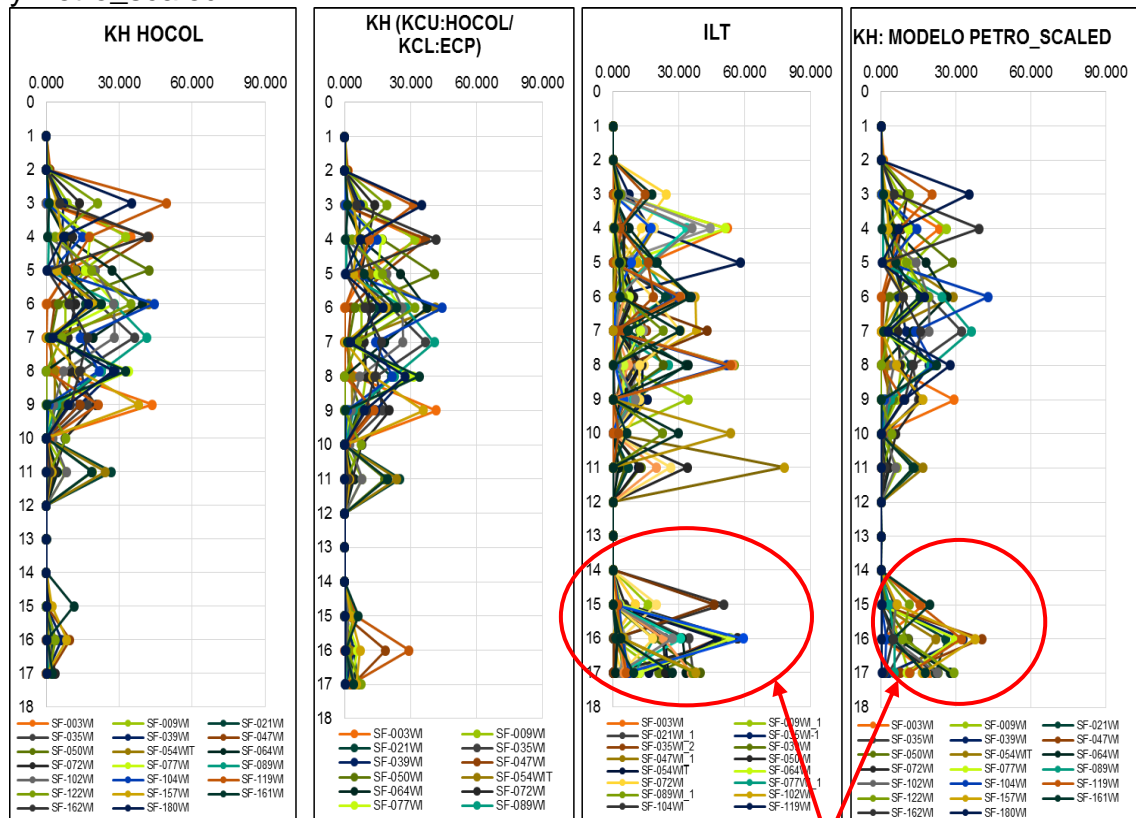
Gráfica 13. Comparativo entre el modelo petrofísico Hocol, Hocol/Ecopetrol, PLT y Petro_scaled



* 1- 17: Ver Tabla 3.

Obsérvese como la propiedad KH de la Unidad Caballos Inferior mejoro el ajuste del Modelo Petro_Scaled respecto al Modelo Hocol y al de Ecopetrol

Gráfica 14. Comparativo entre el modelo petrofísico Hocol, Hocol/Ecopetrol, ILT y Petro_scaled



* 1- 17: Ver Tabla 3.

El ajuste en los ILT sucedió lo mismo que en el de PLT al usar el factor multiplicador del Modelo Petro_Scaled para la Unidad Caballos Inferior

Finalmente, el modelo petrofísico PETRO_SCALED para fines de este trabajo de grado será el utilizado para realizar la distribución de producción e inyección de agua en el Campo San Francisco, ya que ninguno de los modelos petrofísicos iniciales tenían un ajuste correcto con respecto a la información dinámica disponibles de registros de producción e inyección de agua.

3. DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE AGUA PARA LAS UNIDADES CABALLOS SUPERIOR Y CABALLOS INFERIOR

Se evaluó y se seleccionó el método que mejor se ajuste a cada tipo de evento para el cálculo de los factores de distribución de producción e inyección de agua, mediante el uso de hojas de cálculo y con ayuda de las herramientas del software SAHARA se determinaron volúmenes acumulados a la fecha por capas.

3.1 MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE AGUA

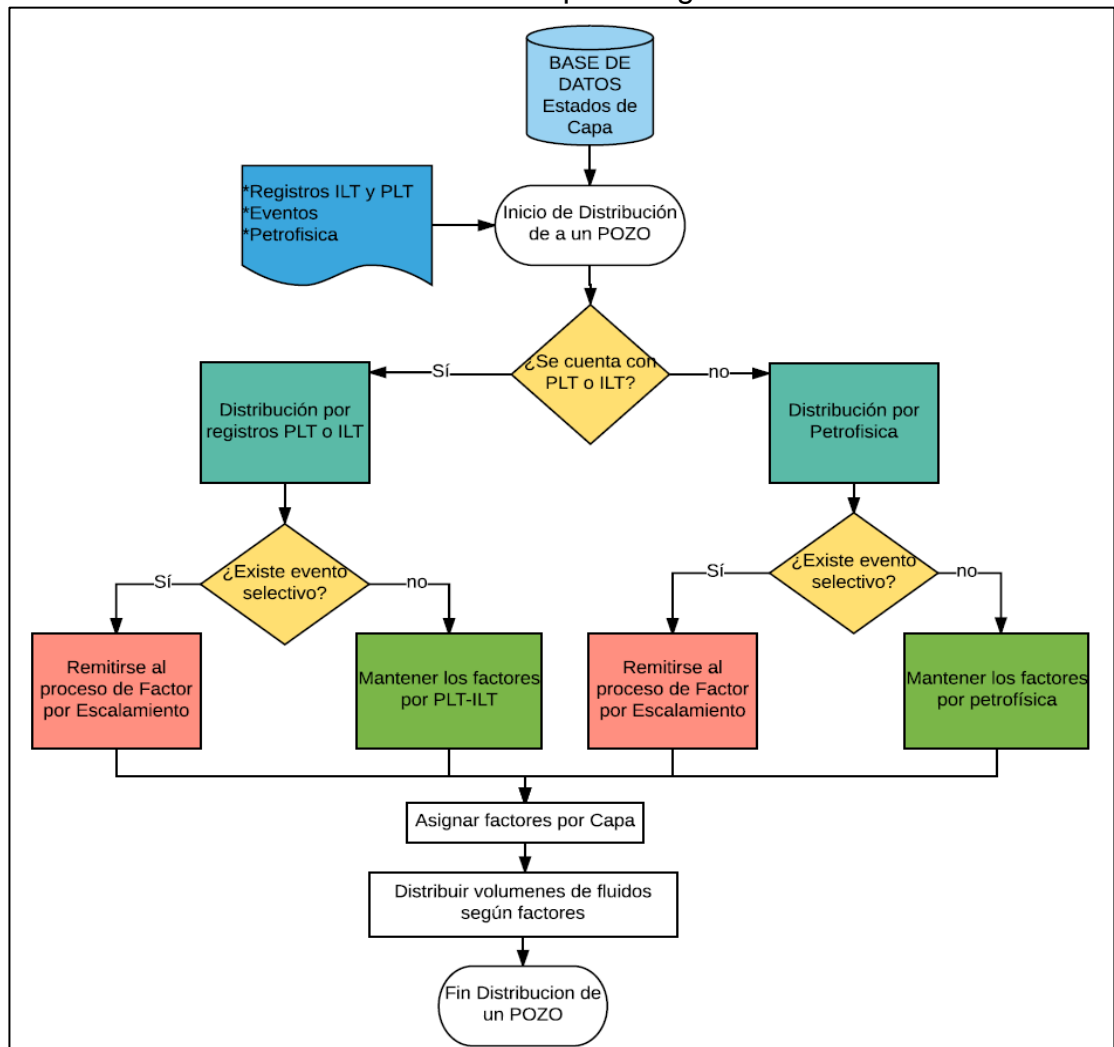
Mediante el uso y relación de tres tipos de información: registros de producción e inyección de agua, estados de capa según el tipo de evento y la petrofísica en cada pozo, se realiza la distribución de flujo por arena para los fluidos del yacimiento (aceite y agua).

Con la programación de una hoja de cálculo se realiza la distribución de producción e inyección de agua según el método que mejor se ajuste a las circunstancias mecánicas y dinámicas de flujo en el pozo; finalmente los factores de distribución son producto de la relación entre los estados de capa y el método escogido. En la **Gráfica 15**, se explica el procedimiento de decisión para asignar el método de distribución según la clase de datos y la clase de intervenciones realizadas del pozo.

La evaluación de eventos de un pozo, son componentes que generan un valor agregado de detalle y aproximación a la realidad de flujos de fluidos en las capas de las Unidades, y que con base en algún método se logra asignar volúmenes de fluidos a cada capa. Los métodos usados para la determinación de la distribución de producción e inyección de agua son:

- Distribución usando registros de producción e inyección de agua
- Distribución usando petrofísica
- Distribución por análisis de eventos
- Combinación de métodos de distribución

Gráfica 15. Procedimiento de decisión para asignar método de distribución.



A continuación, se explica cada método empleado:

3.1.1 Distribución usando registros de producción e inyección de agua.

Para el caso de los pozos productores se realizan corridas de sensores para la toma de registros de producción con el fin de obtener las fracciones de aporte de aceite, gas y agua de los intervalos abiertos al flujo. Por otra parte, para los pozos inyectoros, se hizo uso del registro de inyección con el cual se obtiene la fracción de toma de fluidos inyectados, que para este caso es agua, por parte de los intervalos o arenas abiertas a inyección. Con estos datos se determina la fracción de volumen producido o inyectado de fluidos por arena en cada pozo.

Los registros de producción e inyección representan los datos más confiables para realizar una asignación de fluidos dentro de un pozo; por lo tanto, son el punto de partida para la distribución.

Como se discutió anteriormente, para el Campo San Francisco es escasa la cantidad de información interpretada de registros que contribuya a generar una caracterización de los pozos productores e inyectoros en toda la historia del

campo. En consecuencia, es posible que para distribuir los volúmenes acumulados de un pozo se tenga que ajustar de la información obtenida de un solo registro, cuando lo más recomendable es la corrida de registros con una periodicidad corta para que se defina la condición del pozo; con lo anterior, se hace necesario el uso y combinación de otros métodos para la interpretación del comportamiento de los pozos en el tiempo.

Algunas fracciones de fluidos producidos o inyectados, reportados en los informes de los registros PLT-ILT, vienen asociados a paquetes de arenas, por lo que fue necesario, repartir dicho porcentaje para cada una de las capas de acuerdo a las propiedades petrofísicas empleando el software SAHARA. El **Anexo D y E** detalla el procedimiento en mención.

3.1.2 Distribución usando petrofísica. La información petrofísica del campo aporta la posibilidad de calcular la Capacidad de Flujo, **Ecuación 1**, esta propiedad se caracteriza por distribuir los volúmenes de fluido de acuerdo a la permeabilidad promedio y el espesor neto permeable de cada capa. El factor de distribución asignado por petrofísica es la relación la Capacidad de Flujo de una capa respecto a la Capacidad de Flujo total de las capas abiertas.

Ecuación 1. Capacidad de Flujo.

$$\text{Capacidad de Flujo} = K * H$$

Fuente: TIAB, Djebbar, DONALSON, Erle. Petrophysics: Reservoir Rock Properties. Cap 7, Application of Darcy's Law, p. 501

Donde:

K = Permeabilidad promedio, en mD

H = Espesor neto, en ft

La distribución a partir del modelo petrofísico ajustado Petro_scaled, consiste en asignarle a cada intervalo un valor de factor de producción o inyección, cuando no se cuenta con información de registros PLT - ILT que validen con datos reales los porcentajes de aporte y toma de fluidos de cada capa. Esta interpretación matemática es considerada como la última opción de método de distribución porque son datos aproximados a las condiciones del reservorio. Otra particularidad de este método de distribución es que asume un porcentaje constante a través del tiempo, es decir, los factores de distribución son independientes al tipo de evento y se considera que todas las capas aportan fluidos en la misma proporción.

3.1.3 Distribución por análisis de eventos. En la evaluación de los eventos más relevantes se determinaron las capas que han sido afectadas o perturbadas por las intervenciones. Por ende, se determinó que desde un análisis por eventos, el factor de aporte de fluidos para cada intervalo va a estar en función de la cantidad de capas abiertas y la selectividad de la intervención por evento. El **Anexo C** detalla el procedimiento en mención.

Se considerara para la evaluación todos aquellos eventos u operaciones que impactan la producción e inyección del pozo tales como: cañoneos, estimulaciones (selectivas o bullheading), fracturamiento hidráulico, o aislamientos/apertura de zonas, además, el efecto positivo en la producción generado por dichos trabajos si los hay. Partiendo del estado del intervalo y el incremento de la producción o de la inyección de agua como consecuencia del evento histórico, se elabora la distribución de la perturbación en aquellos intervalos abiertos.

El valor agregado que tiene este método es que evalúa fecha a fecha intervenciones realizadas a cada pozo y re distribuye los factores en relación a las capas que son afectadas por el evento.

Uno de los principales problemas para la distribución que soluciona este método es cuando se presenta un evento y es necesario distribuir su aporte solo para algunos intervalos. Este proceso llamado en el proyecto como Factor por Escalamiento usa conceptos de la aritmética para aplicar incremento proporcional a aquellos intervalos perturbados. En la **Ecuación 2** y en el **Anexo D** y **E** se detalla dicho procedimiento.

Ecuación 2. Factor de Escalamiento

$$FE_i = \frac{(Np_{i-1} * f_{i-1}) + (\Delta Np * fn)}{Np_i}$$

Donde:

FE = Factor Escalamiento

Np = Petróleo acumulado Producido

f = Factor de distribución de la capa

fn = Nuevo factor incremental

Sea el caso de estudio para la distribución de un pozo inyector de agua, la variable petróleo acumulado producido (Np) será cambia por Wi que representa el agua inyectada acumulada.

3.1.4 Combinación de los métodos de distribución. Como se aprecia en la **Grafica 16a**, la combinación de los métodos de distribución representa el procedimiento más detallado y preciso, que tiene en cuenta tanto factores petrofísicos, registros, estados de capa y eventos del pozo.

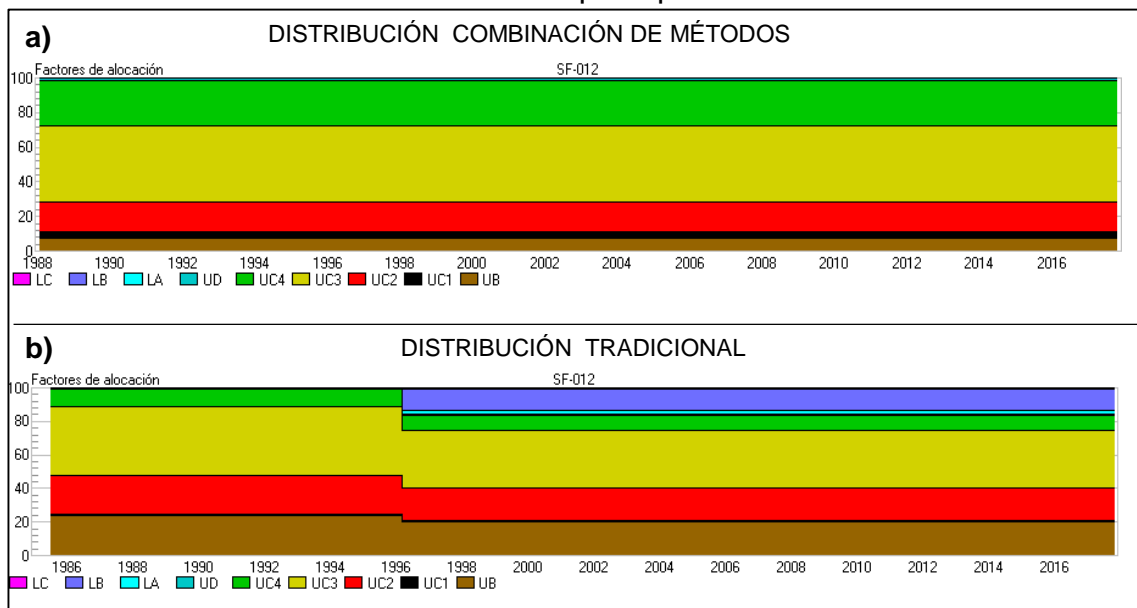
La principal ventaja es que toma como datos de partida la distribución realizada por el método de registros o por el método de la petrofísica, pero además, para las otras fechas los factores se van a distribuir según los eventos. Se valora que de esta forma se trata de alcanzar el mismo grado de detalle que se obtendría si para el pozo de estudio en cada una de las fechas se corriera un registro de producción o inyección de agua.

En la **Gráfica 16a** y **17a** que son el resultados de la distribución de los pozos ejemplos mostrados en el **Anexo D** y **E**, se observa el nivel de detalle y calidad que se logra en la distribución de producción e inyección de agua cuando se evalúa con la combinación de métodos a través de la historia y se hace uso de más de una de las metodología para la aplicación de factores de distribución.

Para las siguientes **Gráficas 16b** y **17b** que son el resultados de la distribución de los pozos ejemplos mostrados en el **Anexo D** y **E**, se observa una distribución sin realizarse el ejercicio de interpretación de eventos ni de registros de producción o inyección, su nivel de detalle incurrirá en diferencias para el cálculo de fluido producido o inyectado a nivel de capa.

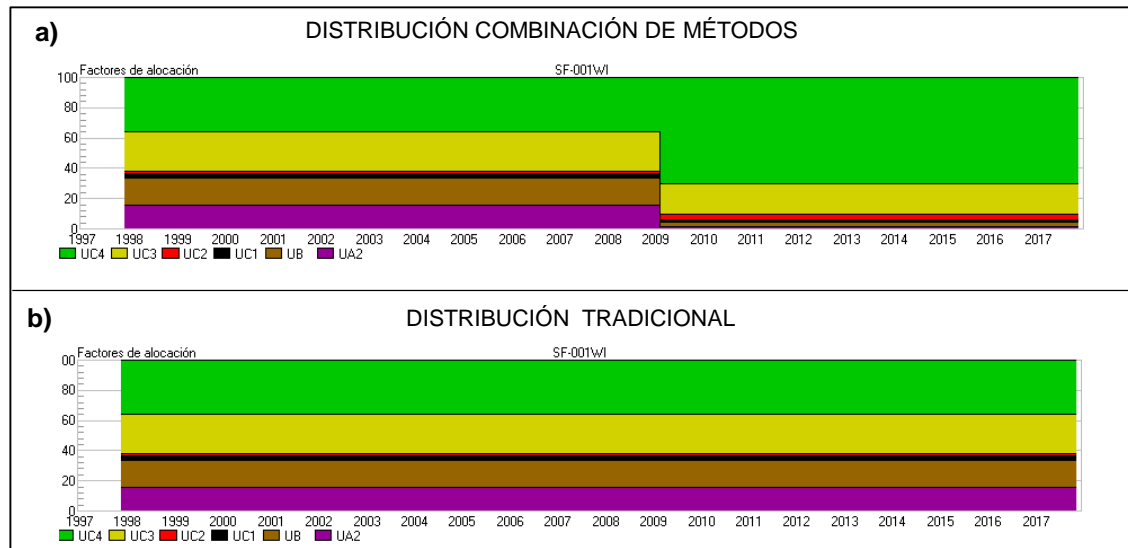
Para estos ejemplos la distribución de los factores se realizó aplicando la combinación de métodos y en la distribución tradicional se usó únicamente el método por petrofísica, el cual no discrimina las condiciones reales de flujo.

Gráfica 16 (a.) Modelo de Distribución combinada de un pozo productor. **(b.)** Modelo de Distribución tradicional de un pozo productor.



Fuente: Software SAHARA. ECOPETROL S.A.

Gráfica 17 (a.) Modelo de Distribución por Eventos de un pozo inyector. **(b.)** Modelo de Distribución Fija de un pozo inyector.



Fuente: Software SAHARA. ECOPETROL S.A.

Se deduce de dichas graficas que una distribución por eventos, petrofísica y registros, evalúa de la mejor forma el comportamiento de las Unidades y que los resultados obtenidos son los que mejor representan el comportamiento del flujo de fluidos del pozo; caracterización necesaria para la determinación del factor de recobro y la producción acumulada por capa según la fecha. Bajo la distribución tradicional era posible asignarle valores de aporte a capas que en la realidad no generaban fluidos, la combinación de métodos de distribución demuestra que se genera una aproximación a las condiciones dinámicas de los intervalos del pozo.

3.2 FACTORES DE DISTRIBUCIÓN Y VALORES ACUMULADOS DE PRODUCCION E INYECCION

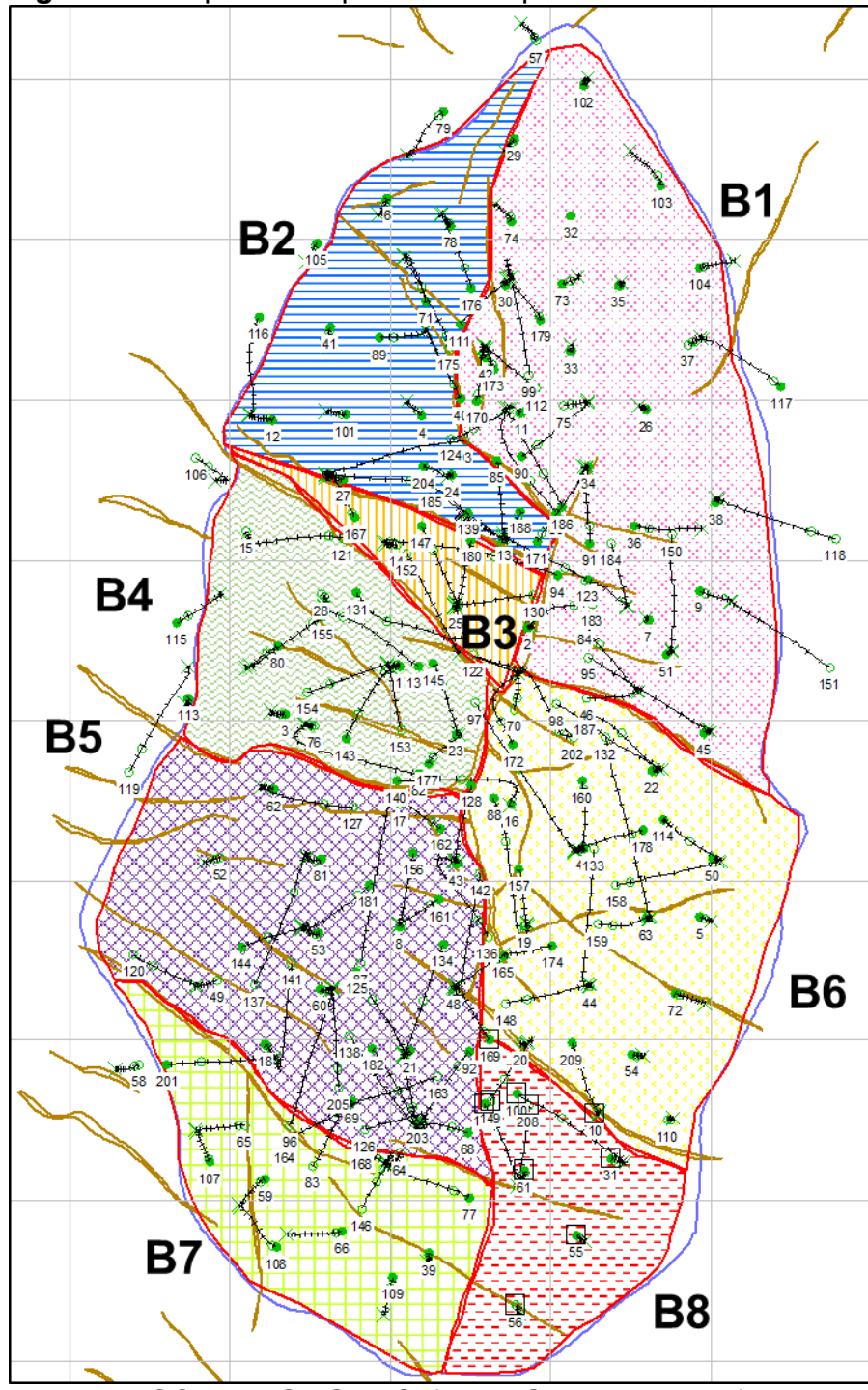
Mediante el proceso de consolidado en una sola hoja de cálculo de la información de distribución, se importa toda la información de forma masiva al procesador SAHARA; el proceso se sintetiza en entrar al software y aplicar la opción de factores de asignación e importar los volúmenes de producción e inyección de agua discriminados en capas para cada pozo.

El tratamiento de datos que realiza el software se remite a relacionar volúmenes de producción e inyección de agua de los pozos hacia las capas con factores de distribución diferentes a lo largo de la historia. En el caso de los pozos productores se obtuvieron valores de petróleo producido acumulado (N_p) y agua inyectada acumulada (W_i).

3.2.1 Descripción a nivel de bloque. En la **Figura 18**, se presenta el mapa del Campo San Francisco dado por ECOPETROL S.A., repartido en ocho bloques, que son divisiones del campo definidas por un área, de acuerdo a los límites

geológicos tales como fallas y barreras hidráulicas conocidas presentes en el campo²³.

Figura 18. Mapa de bloques del Campo San Francisco



Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por Los autores

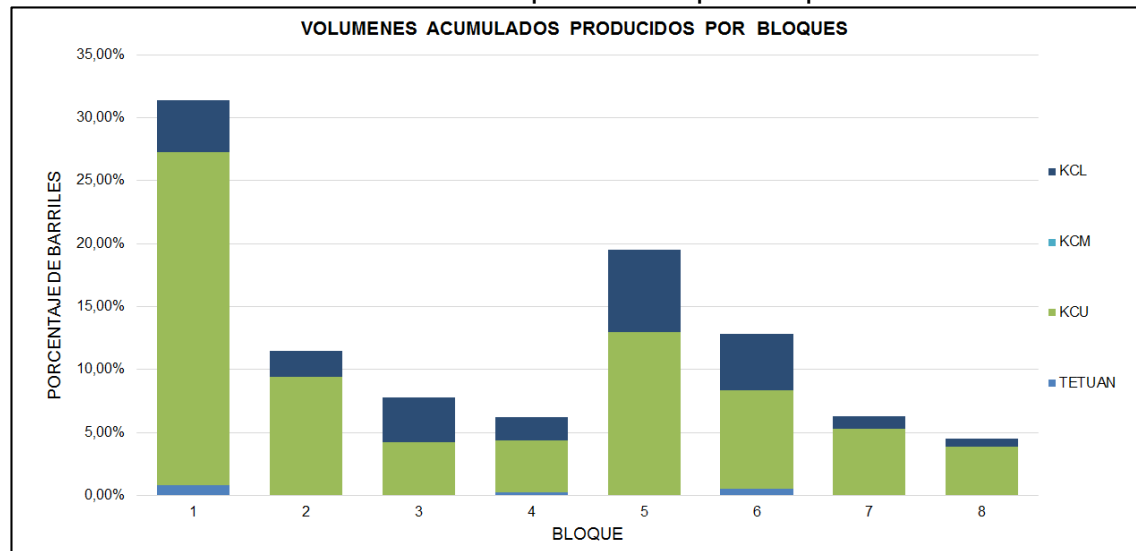
²³ TERRADO, Martin. THAKUR, Ganesh, et. Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice. Octubre 2007. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, p.556

Relacionado a los volúmenes de petróleo producidos discriminados a nivel de bloque de la **Grafica 18**, se analiza que existe una tendencia común de haber producido más por la Unidad Caballos Superior seguido por la Unidad Caballos Inferior.

El bloque número 1 tiene mayor producción que los demás, ya sea por aporte de inyección de agua, buenas prácticas administrativas de yacimiento o por el tiempo en operación; pero aun en la Unidad Inferior no ha alcanzado volúmenes de producción representativos.

Los bloques número 4 y 8 no han alcanzado su potencial de producción de petróleo por ninguna de sus Unidades, por lo tanto, se proyecta buenas oportunidades de desarrollo en estas áreas. Lo que sucede en el bloque número 3 es un caso especial, analizando el área de forma detallada se cuenta con la posibilidad de no haber tenido altos volúmenes acumulados de producción debido al área disponible, es decir, al disponer de un área tan pequeña la producción que se asigna es de la misma proporción. Los demás bloques poseen una misma tendencia de haber producido altos volúmenes de las dos Unidades más importantes del Campo San Francisco (Caballos Superior e Inferior).

Gráfica 18. Volúmenes acumulados producidos por bloque

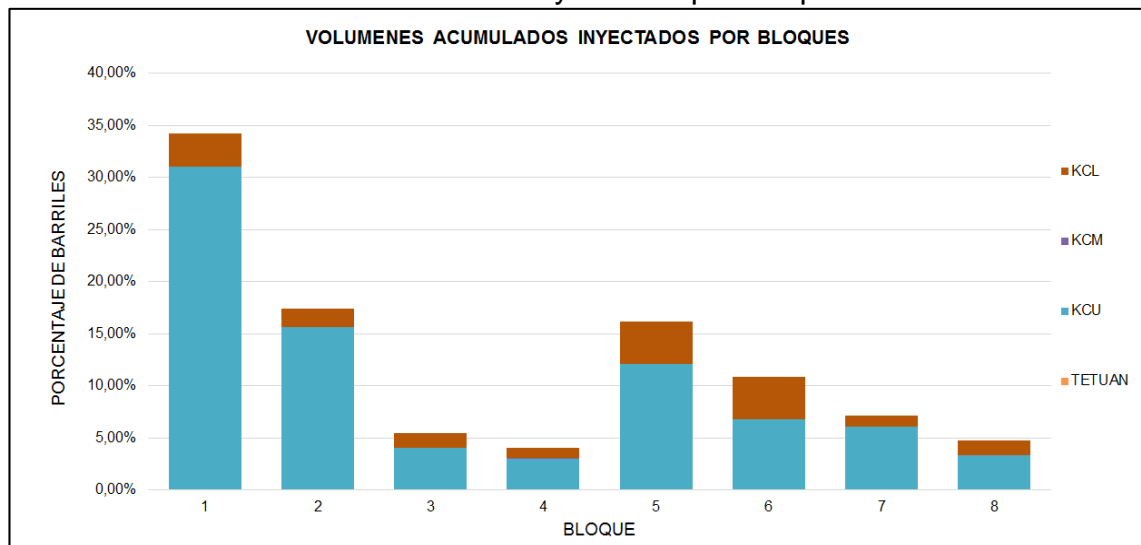


Referente a los datos de agua inyectada determinada por cada uno de los bloques **Grafica 19**, se interpreta que efectivamente para el bloque número 1 el petróleo producido es consecuencia de altos volúmenes de agua inyectada en la Unidad Caballos Superior y que en la Unidad Caballos Inferior hará falta una mayor inyección para desarrollar su potencial de producción de petróleo.

Además del bloque número 8, el bloque número 4 presenta bajos volúmenes inyectados de agua, estos dos son los bloques con menor volumen de petróleo acumulado producido, por lo tanto, habría que revisar los planes de desarrollo para esta área, en cuestión de inyección de agua y trabajos de

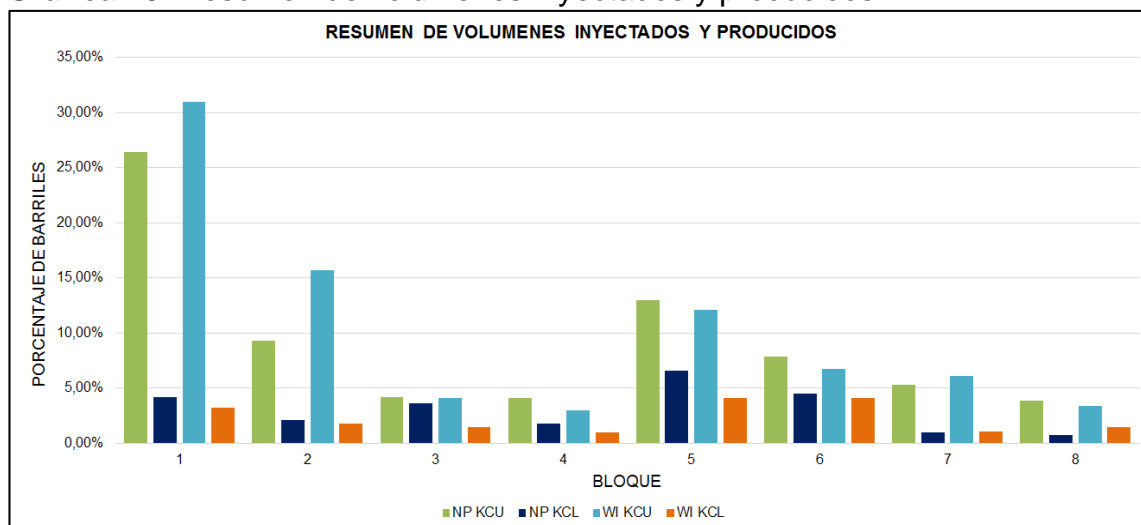
acondicionamiento de pozo. Referente al bloque número 3, los volúmenes inyectados de agua responden a lo descrito en relación a la cantidad de petróleo producido.

Gráfica 19. Volúmenes acumulados inyectados por bloque



En resumen, bajo la interpretación en conjunto de los datos de producción e inyección de agua, **Gráfica 20**, se determina que en algunos de los bloques la inyección de agua ha sido muy efectiva y hace falta control de canales para evitar que se esté recirculando el agua. Para otros bloques habrá que inyectar más agua para lograr volúmenes de producción similares a otros. En general la inyección y la producción de la Unidad Caballos Inferior necesitan una mayor intervención.

Gráfica 20. Resumen de volúmenes inyectados y producidos

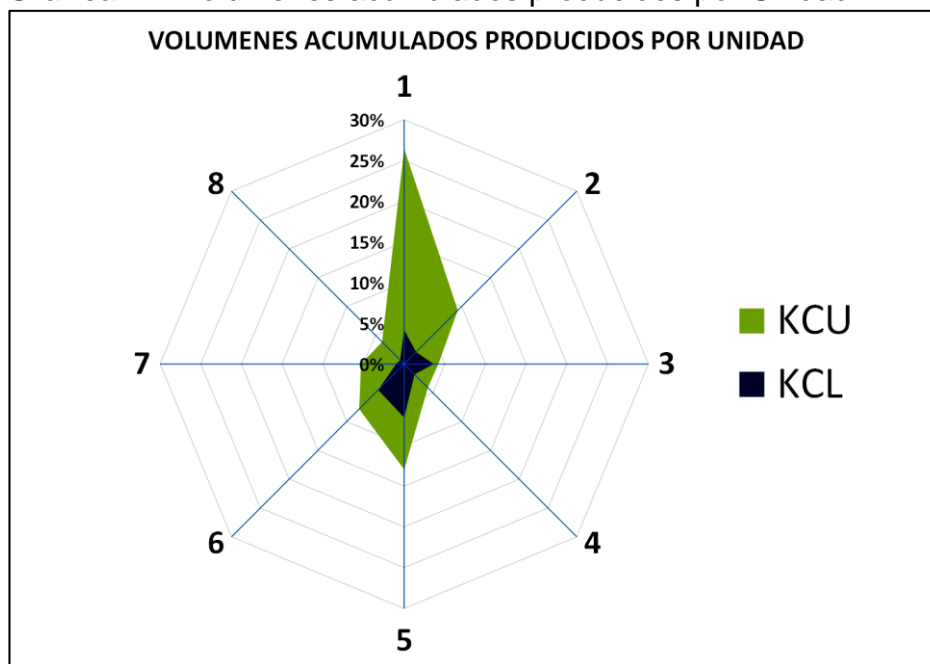


3.2.2 Descripción a nivel de Unidad. Para los volúmenes acumulados producidos de la Unidad Caballos Superior es evidente que son mayores que los producidos por la Unidad Caballos Inferior, **Gráfica 21**. Independiente de las

características petrofísicas de las Unidades, se observa que en la Unidad Inferior no se ha extraído petróleo a la misma razón que se ha hecho en la otra Unidad: para el bloque 1 y 5 de la Unidad Superior se ha extraído volúmenes considerables, mientras para los bloques 5 y 6 la Unidad Inferior ha tenido un mejor protagonismo. Si se piensa en el yacimiento como una misma Unidad, se esperaría que el comportamiento de producción para la parte del tope y la base fuera muy similar, pero lo evidenciado es que debido a características de la roca y condiciones mecánicas de los pozos, en algunas áreas se produce más fácil de una Unidad que de la otra.

Otro punto que resaltar de esta grafica es que el bloque 8 ha producido volúmenes casi insignificantes para la Unidad Caballos Inferior y que para la Unidad Caballos Superior se nota un fuerte potencial para alcanzar volúmenes de producción considerables.

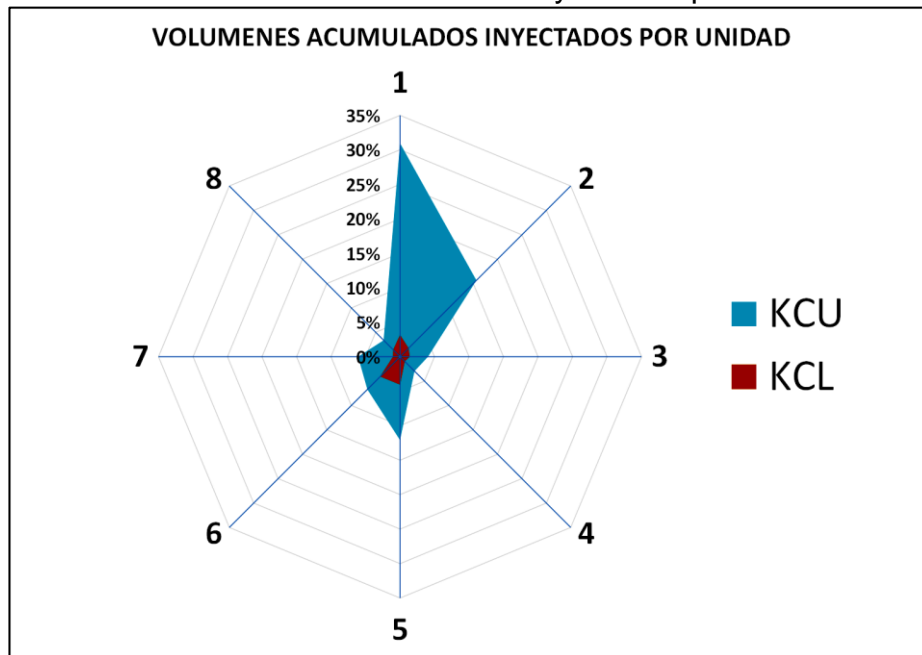
Gráfica 21. Volúmenes acumulados producidos por Unidad



Con respecto a los volúmenes acumulados inyectados por Unidades, de la **Gráfica 22**, se determina que efectivamente en la Unidad Caballos Superior se ha inyectado muchos más barriles de agua que en la Unidad Caballos Inferior. En este caso sucede una condición similar a los volúmenes producidos, no se muestra una tendencia clara de inyectar lo mismo por ambas Unidades en cada uno de los bloques: el bloque 1 y 2 se llevan la mayor cuota de volúmenes inyectados para la Unidad Superior pero no sucede de igual manera para la Unidad Inferior.

Un detalle que resalta de la gráfica es que los volúmenes inyectados en la Unidad Caballos Inferior son definitivamente muy bajos y que por lo tanto, los valores de volúmenes barridos de petróleo son proporcionales a tan baja inyección.

Gráfica 22. Volúmenes acumulados inyectados por Unidad



3.3 MAPAS DE RADIO DE DRENAJE

El radio de drenaje se conoce como la distancia comprendida desde el centro del pozo y el límite de volumen de roca permeable al cual se le interrumpe la presión estática, es decir, hasta la cual llega la influencia de las perturbaciones ocasionadas por la caída de presión²⁴.

El radio de drenaje en un yacimiento de petróleo se determina mediante la **Ecuación 3**. Que fue utilizada para hallar los radios de drenaje para las dos Unidades (KCU-KCL), representados en las **Figuras 19 y 20**.

Ecuación 3. Radio de drenaje

$$r_{dren.YP} = \sqrt{\frac{5.615 \cdot N_p \cdot Bo_i}{\pi \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w - S_{or})}} \quad [ft]$$

Fuente: HUERTAS O., TORRES F. Acipet. Diagnóstico y optimización de producción en yacimientos composicionales bajo inyección de gas integrando información PVT y datos de producción – Campo Cupiagua. 2011

Donde

$r_{dren.YP}$ = Radio de drenaje en yacimiento de petróleo, pies

N_p = Petróleo acumulado producido, en barriles de petróleo

Bo_i = Factor Volumétrico Inicial de Formación del Petróleo (BY/BN)

S_w = Saturación de agua intersticial en la fracción de espacio poroso

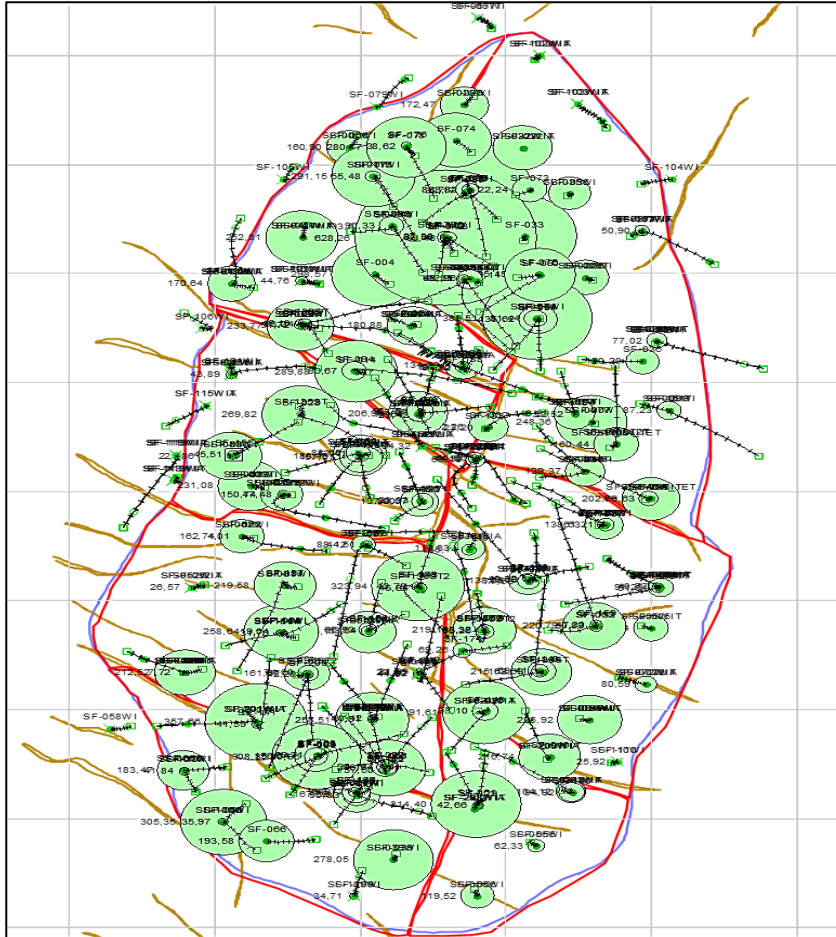
S_{or} = Saturación de petróleo residual

ϕ = Porosidad, Fracción

h = Espesor neto

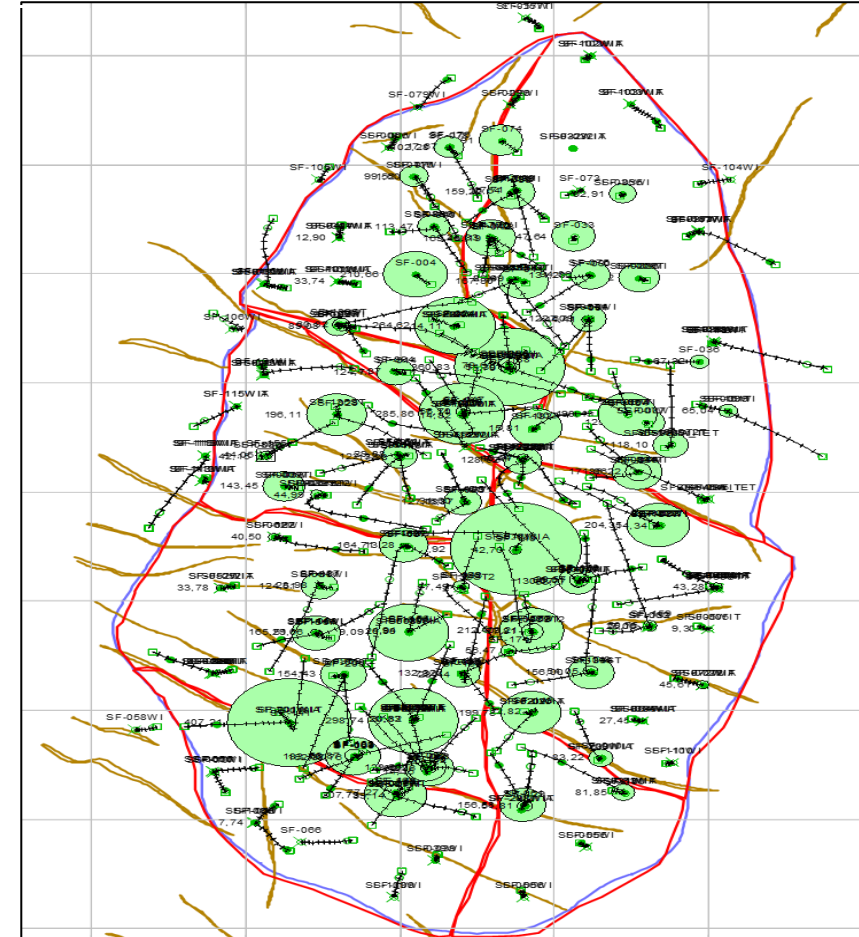
²⁴ HIRSCHFELT, Marcelo. Oil Production. Conceptos de Well Performance. Septiembre 2008.

Figura 19. Radio de drenaje de la Unidad Caballos Superior



Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por los autores

Figura 20. Radio de drenaje de la Unidad Caballos Inferior



Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por los autores

Mediante las herramientas del software SAHARA, se construyeron los mapas de burbujas de radio de drenaje para las Unidades Caballos Superior (KCU) y Caballos Inferior (KCL); (Ver **Figura 19 y 20**), los cuales facilitan la identificación de las zonas que ha producido mayor cantidad de fluidos y zonas que hacen falta drenar, por lo tanto, son las áreas que requieren de trabajos de optimización.

El primer mapa referente a KCU, permite observar el desarrollo que ha tenido, debido a la capacidad para obtener volúmenes de petróleo, además, se concluye que el gasto de energía del yacimiento por la producción histórica de fluidos ha sido elevada en la zona norte, por lo tanto, hay una mayor recuperación de petróleo en la parte norte y sur del campo. Por otro lado, se observa que el área con un menor drenaje es la zona centro, además, los espacios vacíos se deben a pozos inyectores o posibles áreas que aún no se han contactado; por esta razón existe la posibilidad de aprovechar la energía que tiene el yacimiento para la extracción de hidrocarburos.

En comparación con el segundo mapa de los radios de drenaje de KCL, las áreas de drenaje son pequeñas, ya que las propiedades petrofísicas son menores comparadas con KCU, adicionalmente, cuenta con pozos con problemas de estado mecánico o aislamientos. Las áreas de drenaje mayores se presentan en el tope del anticlinal (eje longitudinal del campo), es decir, es la zona de donde se ha extraído más petróleo.

3.4 MAPAS DE BURBUJAS

Son mapas que representan gráficamente la ubicación de varios frentes de inundación, permitiendo la diferenciación visual mediante círculos de la producción de petróleo, agua e inyección de agua que varían de tamaño según el valor acumulado que contenga la variable, para así identificar las áreas del yacimiento que no han sido barridas por el agua inyectada²⁵. Los mapas de burbujas del Campo San Francisco se observan en las **Figuras 21 -24**.

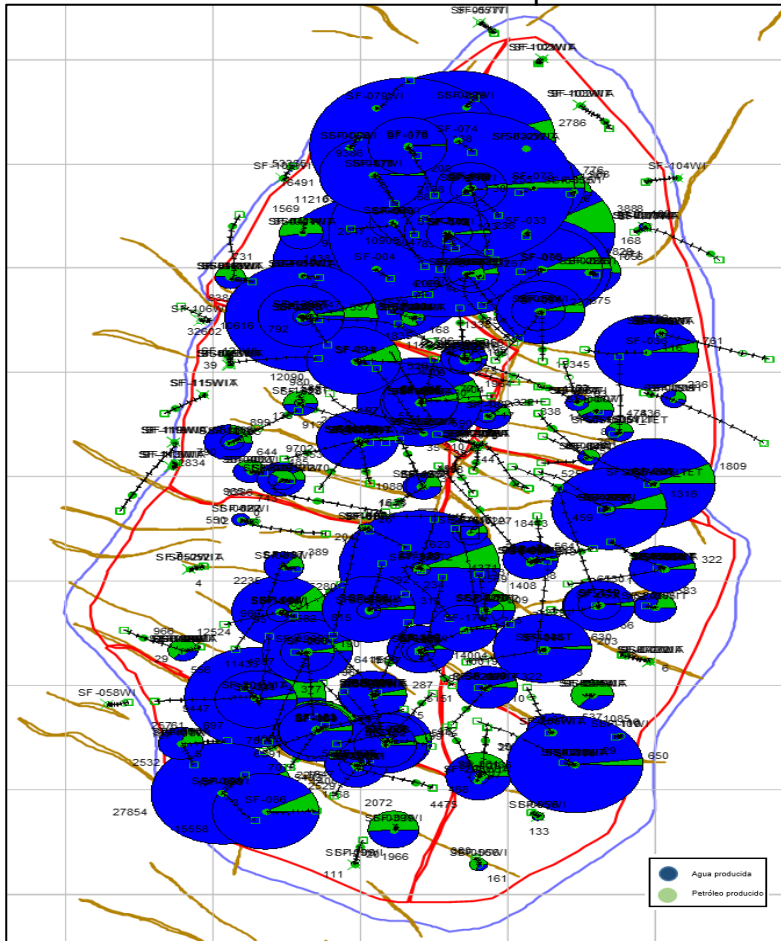
En la **Figura 21 y 22**, se muestran los mapas de la Unidad Caballos Superior, donde la zona norte ha sido históricamente buena productora de líquidos, en mayor proporción de agua, seguida de la zona suroccidental que corresponde a los resultados de la **Grafica 18**, y la inyección de agua, se observa la inyección periférica que se refiere al proceso en el que se inyecta agua fuera de la zona del petróleo, alimentando al acuífero para que ocurra un mantenimiento de presión al aprovechar este límite del yacimiento de presión constante²⁶.

En cambio, para KCL (Ver **Figura 23 y 24**), la inyección de agua y por lo tanto la producción de fluidos han sido relativamente bajos, en consecuencia, el barrido del petróleo ha sido ineficiente. Por lo tanto se cumple que en el tope del anticlinal se ve una mayor producción de petróleo y la mayor inyección de agua se ha dado por la periferia del campo.

²⁵ TAREK Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Tercera Edición. Capítulo 14. Principles of Waterflooding, p. 1070.

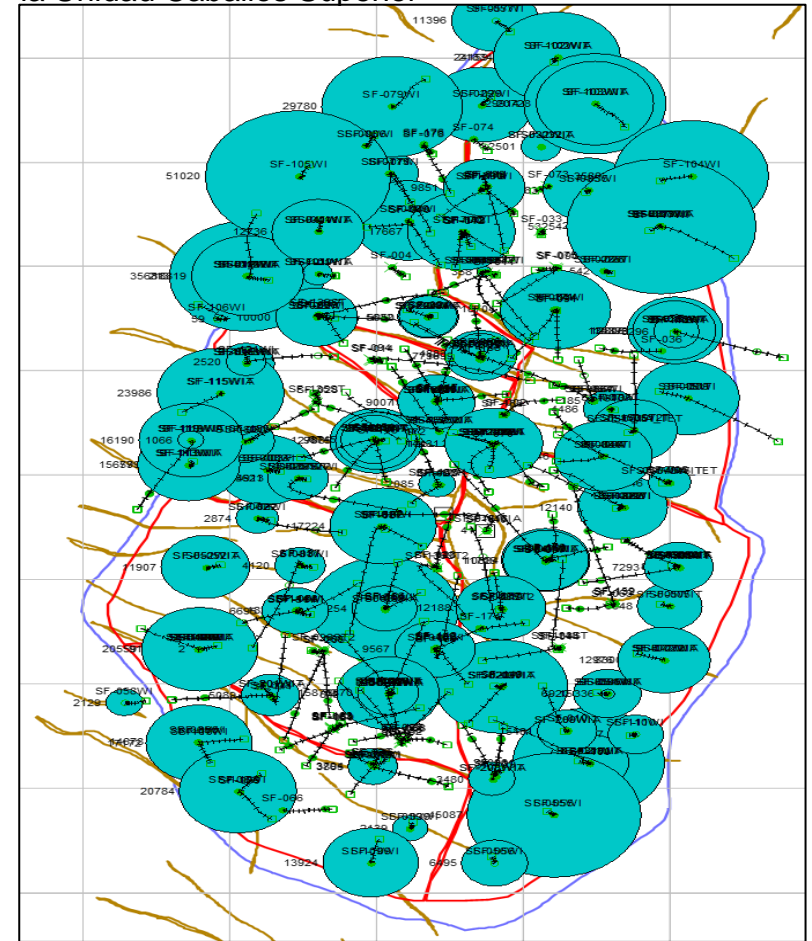
²⁶ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro ata S.A., 2009.p. 134

Figura 21. Burbujas de petróleo y agua producida acumulada de la Unidad Caballos Superior



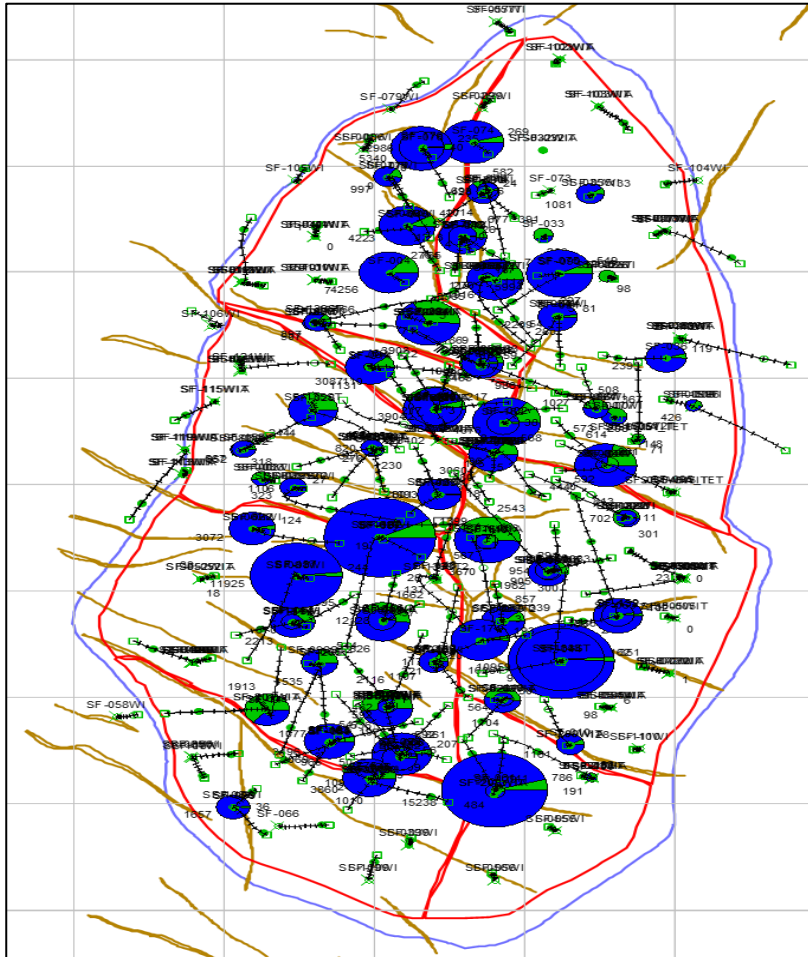
Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA.
Modificado por los autores

Figura 22. Burbujas de agua inyectada acumulada de la Unidad Caballos Superior



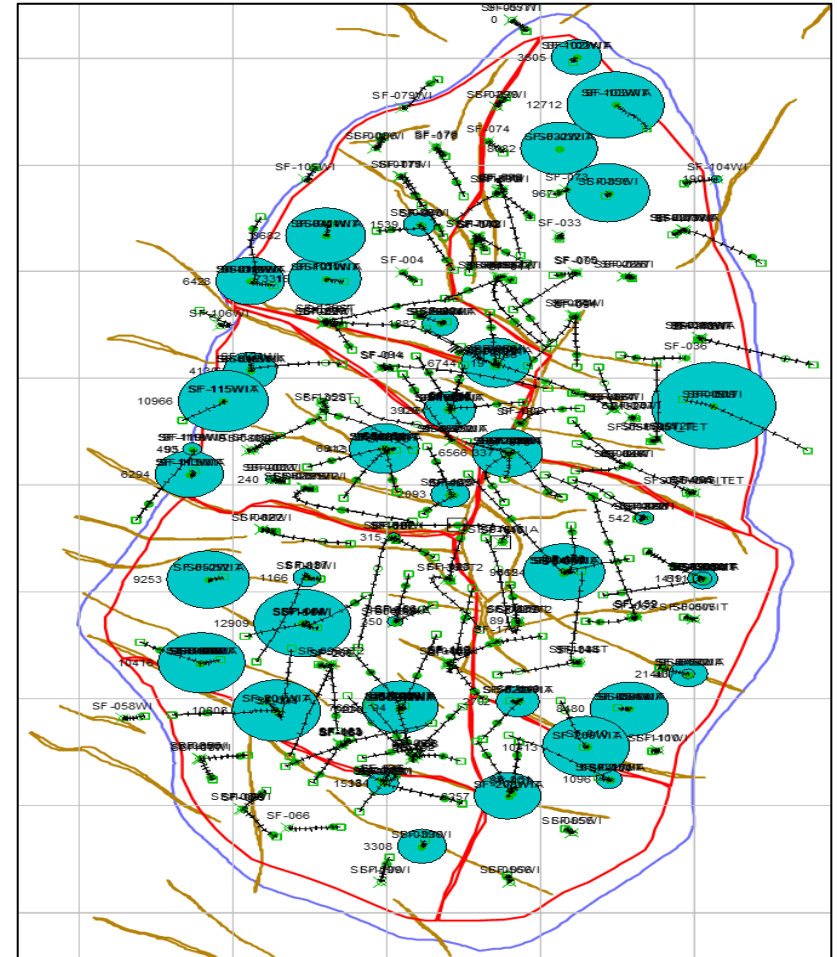
Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA.
Modificado por los autores

Figura 23. Burbujas de petróleo y agua producida acumulada de la Unidad Caballos Inferior



Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por los autores

Figura 24. Burbujas de agua inyectada acumulada de la Unidad Caballos Inferior



Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por los autores

3.5 CONDICIONES ACTUALES DE FLUJO

Las condiciones actuales de las tasas de operación se caracterizan por continuar entregándole mayor recuperación a la Unidad Caballos Superior del Campo San Francisco, este hecho no es consecuencia del desconocimiento de la capacidad de la Unidad Caballos Inferior, sino porque mecánicamente esta Unidad no tiene la capacidad de aporta mayores valores.

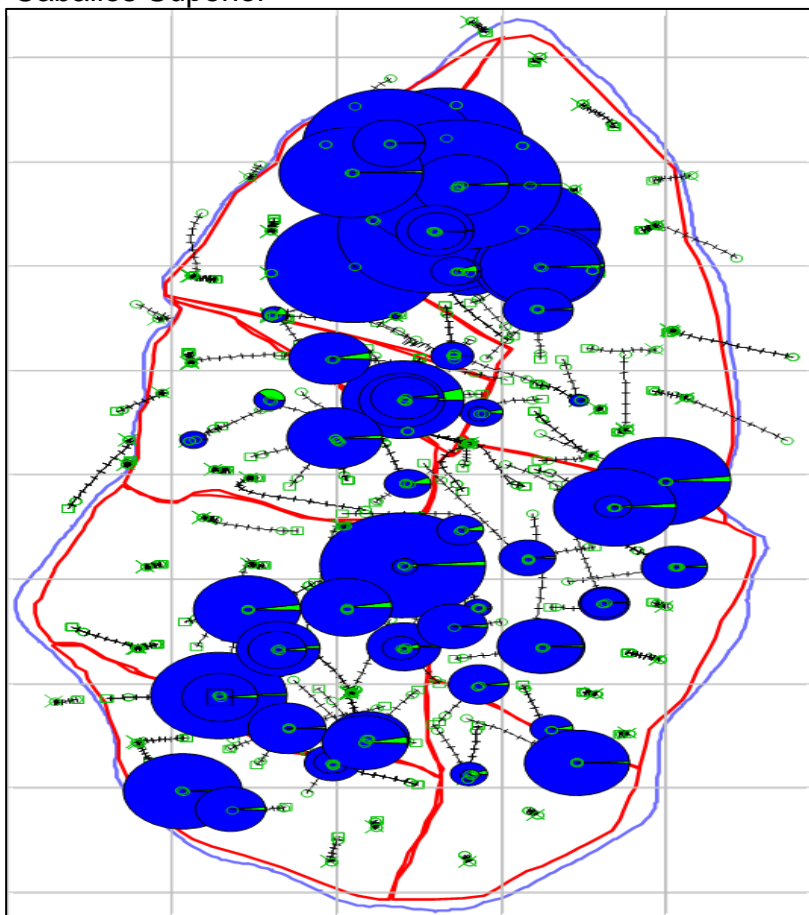
En el **Figura 25 y 26**, se observa esta relación en la producción de líquidos, donde en el sector norte de la Unidad Caballos Superior se sigue extrayendo los mayores volúmenes de producción y, en la zona centro y sur se observa un desarrollo paulatino de la producción. Como se discutió a partir de la **Grafica 18**, los bloques 1 y 2 (zona norte del campo) aportan un volumen acumulado de petróleo alto y al día de hoy siguen marcando la misma tendencia; los bloques 6, 7 y 8 (zona sur y centro del campo) que tienen volúmenes acumulados de petróleo más bajos pero en la producción actual mejora su participación a nivel de campo.

La condición de producción para la Unidad Inferior sigue estando marcada por producir preferencialmente de la parte más alta del anticlinal o del hilo central del campo, es importante reconocer nuevas áreas de las cuales sea posible empezar campañas de desarrollo y aprovechamiento de volúmenes de petróleo almacenados.

En el **Figura 27 y 28**, se observa que las condiciones actuales de inyección para la Unidad Caballos Superior se constituyen fuertemente en la inyección periférica y en patrones irregulares, la distribución de inyección tiene relativa simetría en todas las zonas. Situación diferente pasa en la Unidad Caballos Inferior, se observa que la inyección es operada en patrones irregulares para las áreas del centro del campo, hace falta soporte de inyección de agua de manera marcada, en la zona norte y sur del campo; consecuencia de este hecho es que no se perciben volúmenes significativos acumulados inyectados en estas áreas y como desenlace una baja producción de petróleo.

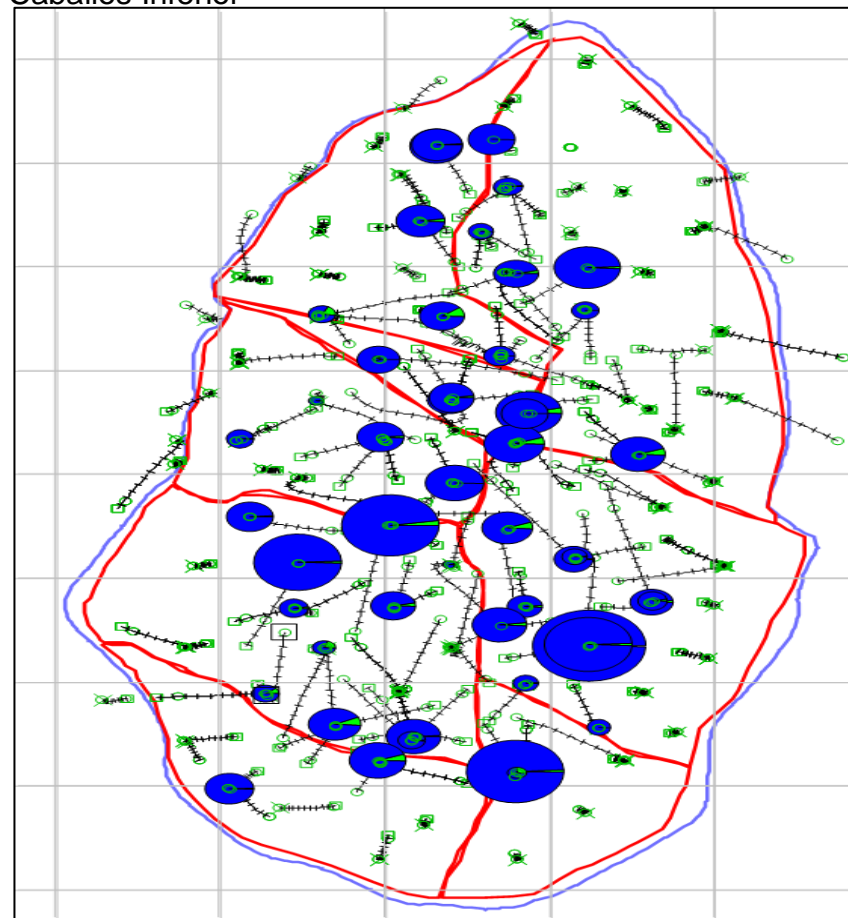
En el **Figura 29 y 30**, se observa los cortes de agua asociada a la producción de petróleo. Es natural interpretar que para la Unidad Caballos Superior, si se ha producido más fluidos históricamente, los cortes de agua tienden a incrementarse proporcionalmente; para las zonas centro y sur, los cortes de agua seguirán creciendo en relación a los volúmenes de agua inyectados y petróleo producido. Para la Unidad Caballos Inferior, y como se ha venido discutiendo, las áreas del hilo central del campo se les inyectan más agua, se les produce en mayor cantidad y como consecuencia el corte de agua aumenta, por eso, habrá que plantear programas para el mejoramiento de estas condiciones de producción.

Figura 25. Caudal de producción de líquidos Unidad Caballos Superior



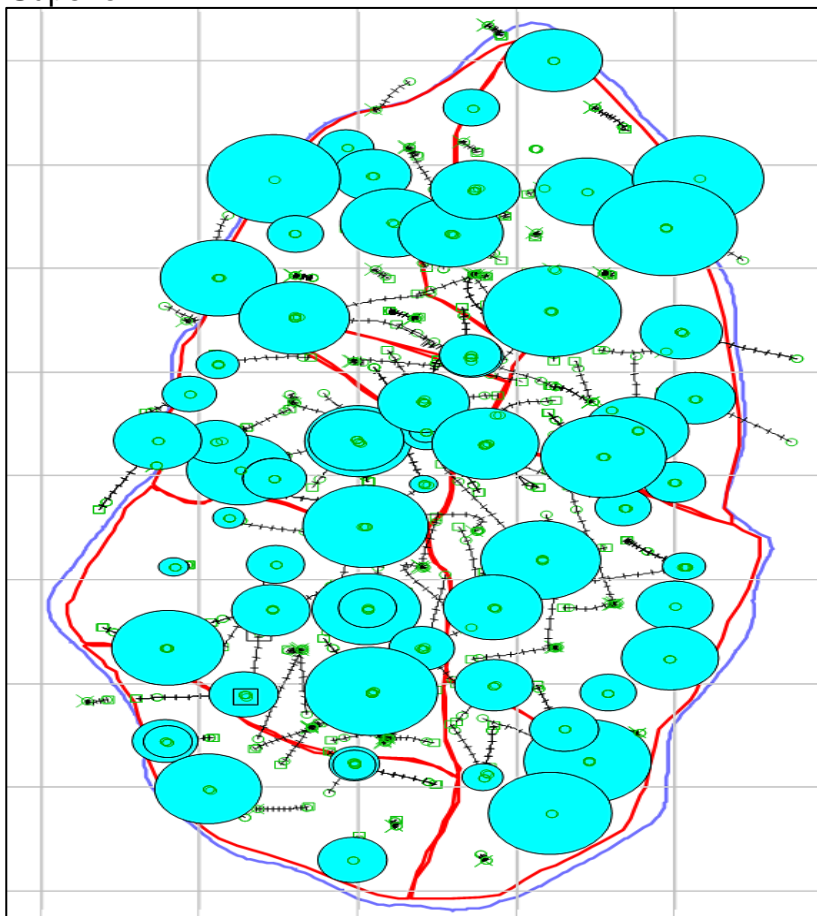
Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por los autores

Figura 26. Caudal de producción de líquidos Unidad Caballos Inferior



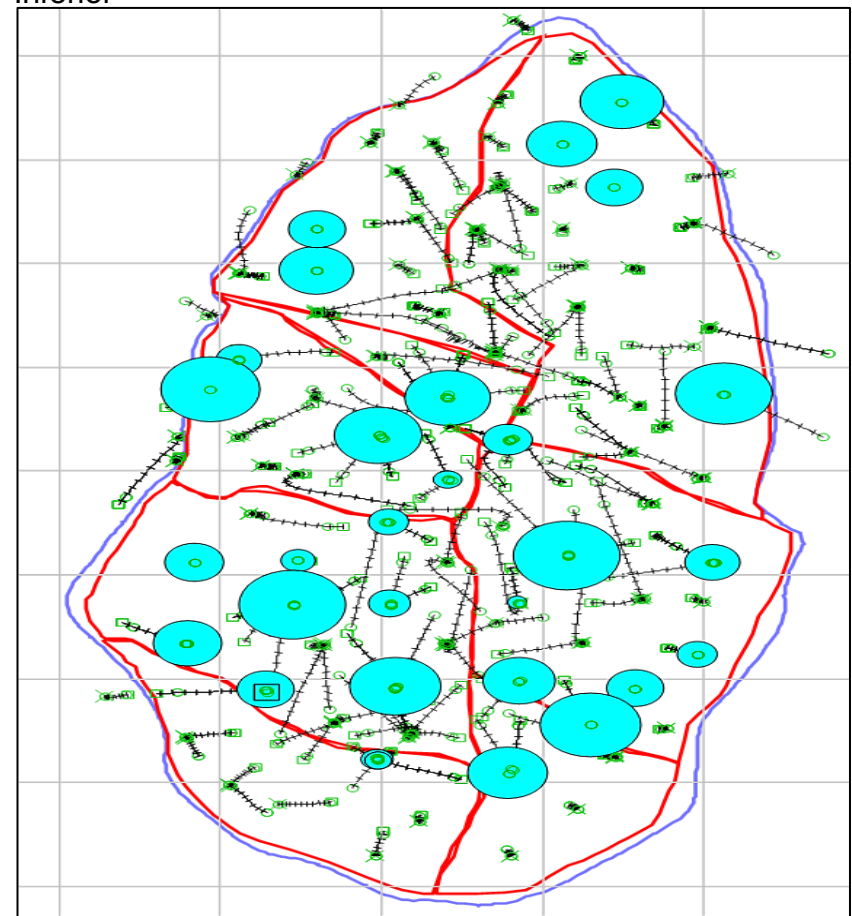
Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por los autores

Figura 27. Caudal de inyección de agua Unidad Caballos Superior



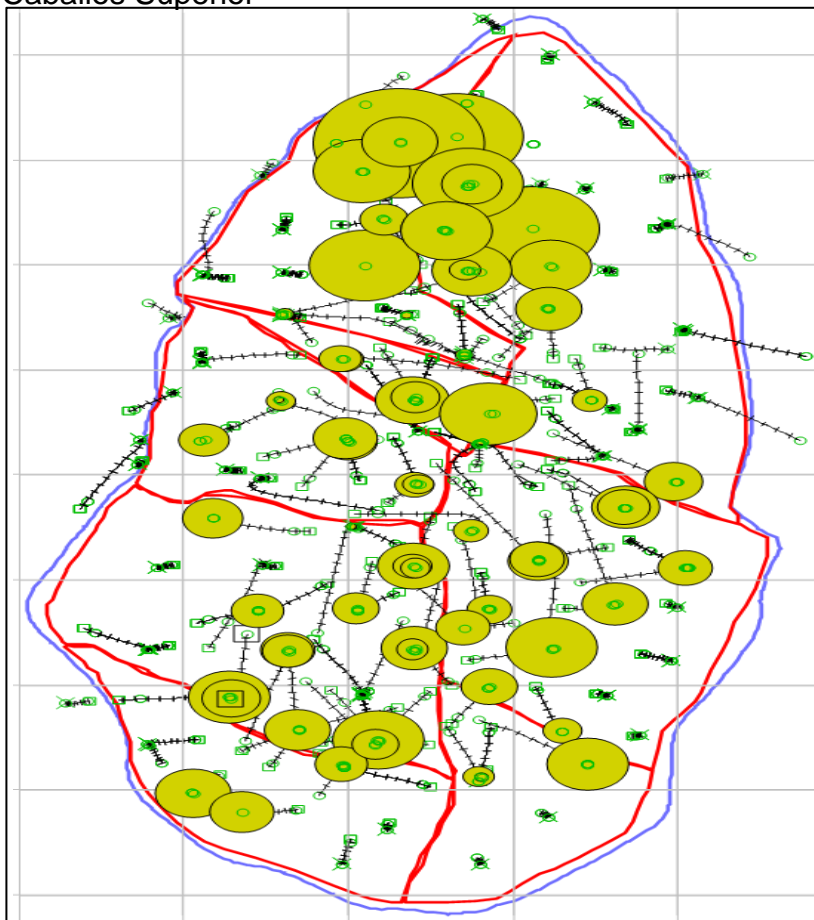
Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por los autores

Figura 28. Caudal de inyección de agua Unidad Caballos Inferior



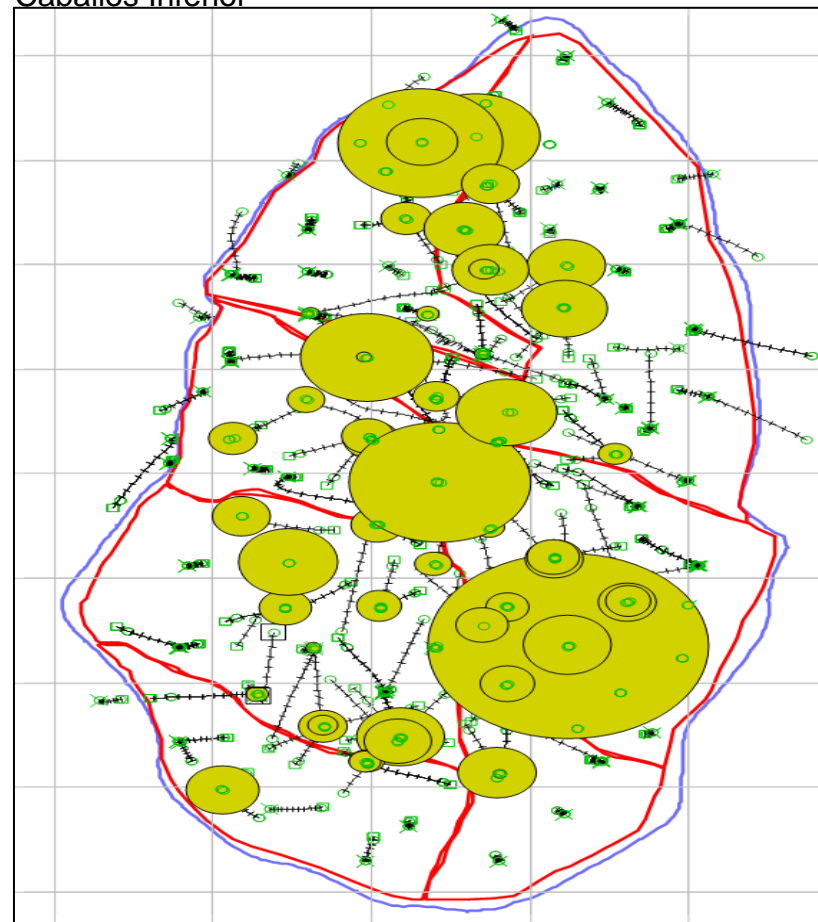
Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por los autores

Figura 29. Corte de agua en la producción de la Unidad Caballos Superior



Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por los autores

Figura 30. Corte de agua en la producción de la Unidad Caballos Inferior



Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por los autores

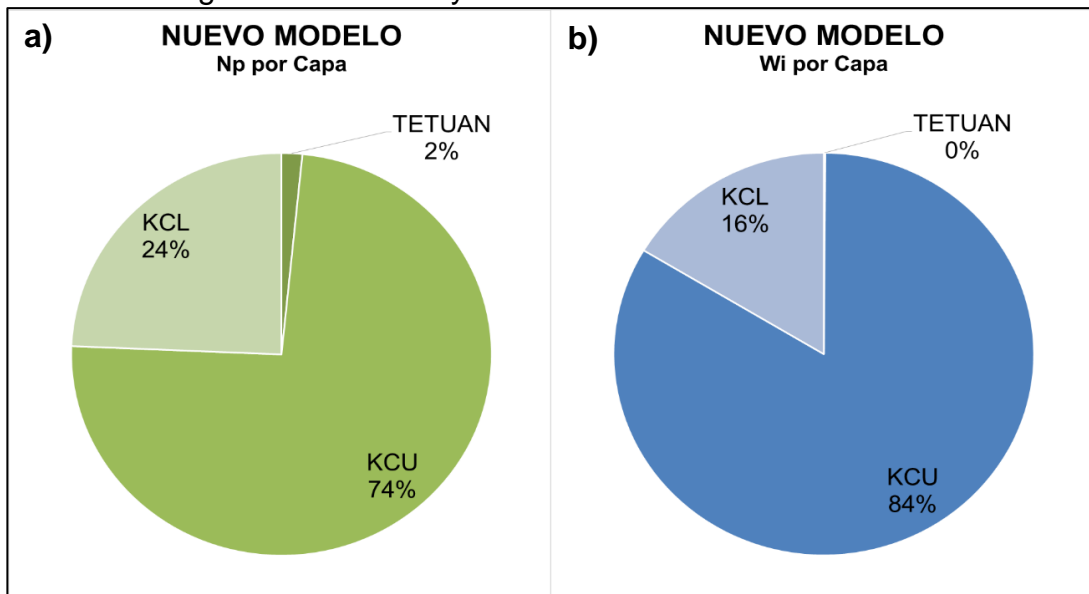
3.6 ANÁLISIS DEL MODELO DE DISTRIBUCIÓN CON SUS ANTECESORES

Se realizó un análisis y comparación de los resultados de la distribución de producción e inyección de agua en el Campo San Francisco realizada con los métodos de eventos, registros ILT y PLT y, la petrofísica contra el modelo de distribución tradicional, el cual hace uso únicamente de la petrofísica como factor de distribución.

En la **Grafica 23 y 24**, se muestran los resultados obtenidos de petróleo acumulado producido y agua acumulada inyectada por cada una de las unidades. Se logra apreciar que los volúmenes producidos son relativamente similares, debido a que el modelo petrofísico fue realizado con los datos de capacidad de flujo que fueron ajustados con los registros PLT-ILT y en el nuevo modelo muchos casos fueron realizados con el método petrofísica.

Sin embargo, no se puede afirmar que esta eventualidad significa que el método tradicional de distribución provoca los mismos resultados al nuevo modelo de distribución, pero si se confirma que debido a los pocos datos de registros de producción e inyección no se diferencia el valor de volúmenes acumulados. El volumen de agua acumulada por unidad confirma lo antes dicho.

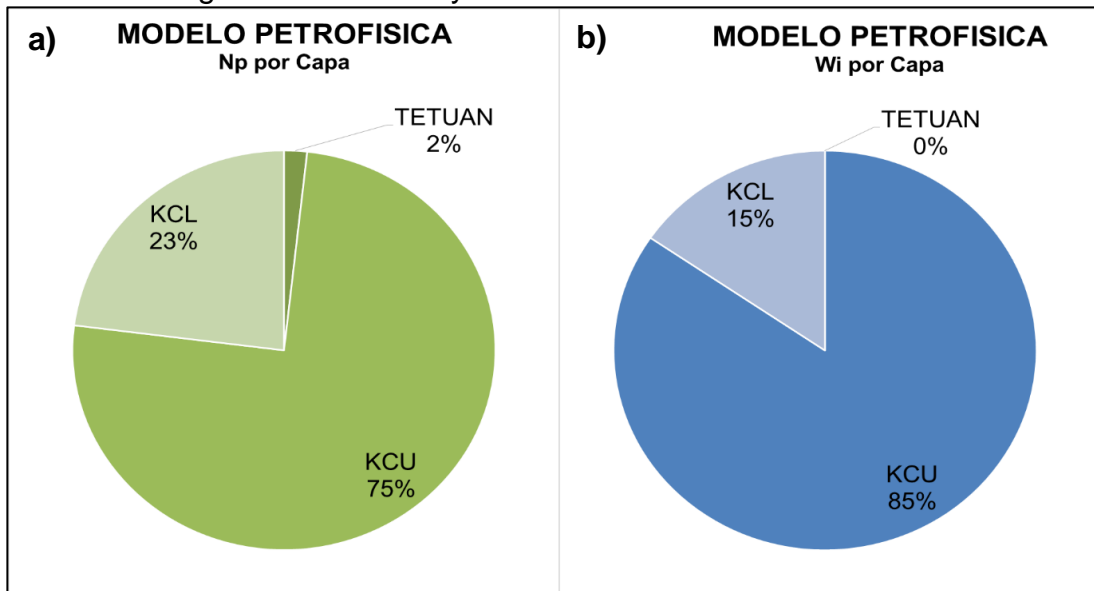
Gráfica 23. (a) Distribución petróleo acumulado producido Nuevo Modelo. **(b)** Distribución agua acumulada inyectada Nuevo Modelo.



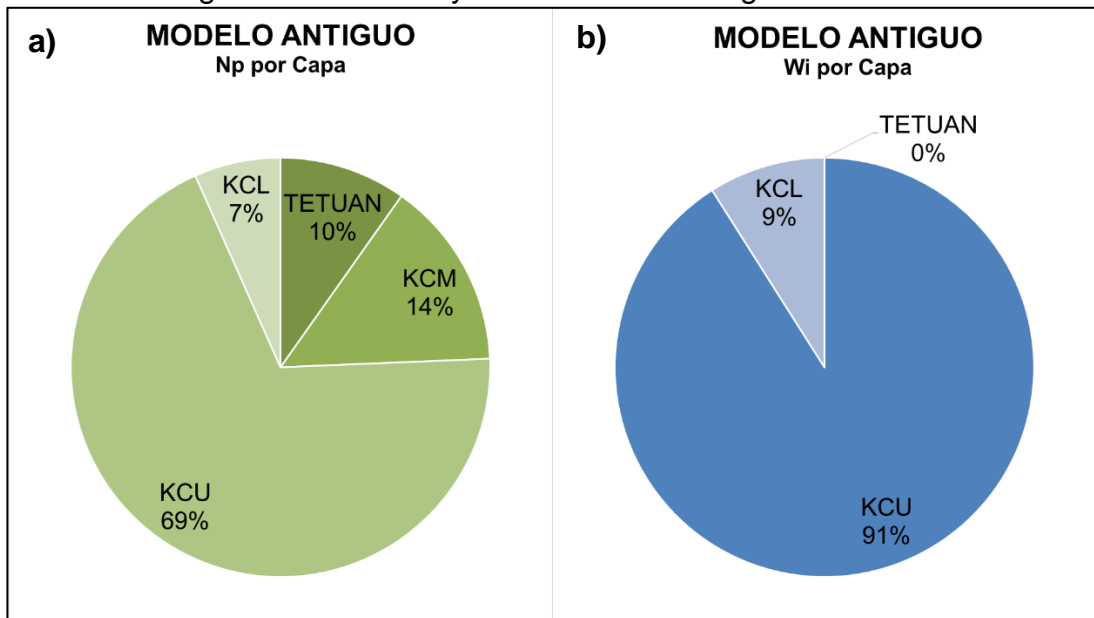
En la **Grafica 25**, se hace notorio el hecho que basados en el modelo antiguo del cual Ecopetrol S.A. realiza su trabajo diario, se ha producido históricamente volúmenes importantes de capas que hoy en día se reconocen como de muy bajo perfil. La Unidad Caballos Inferior obtiene un valor de producción acumulada mucho

menor al mostrado por los otros dos modelos y de igual manera sucede para los volúmenes de inyección de agua. Lo que conlleva a afirmar que el nuevo modelo cumple con el deseo de detallar la realidad histórica de producción e inyección de agua real por unidad.

Gráfica 24. (a) Distribución petróleo acumulado producido Modelo Petrofísico. **(b)** Distribución agua acumulada inyectada Modelo Petrofísico.



Gráfica 25. (a) Distribución petróleo acumulado producido Modelo Antiguo. **(b)** Distribución agua acumulada inyectada Modelo Antiguo.



4. CALCULO DE FACTORES DE RECOBRO E IDENTIFICACIÓN DEL ÁREA CRÍTICA

El cálculo de factor de recobro para las Unidades Caballos Superior e Inferior se realiza con base en los datos obtenidos en el capítulo anterior: volúmenes acumulados producidos e inyectados a nivel de capa. En este capítulo se muestra la relación que tiene dichos volúmenes en el cálculo e identificación de la zona con factor de recobro anómalo a nivel de los Unidades Caballos Superior y Caballos Inferior que requieren intervención para mejorar su condición, siguiendo las técnicas de supervisión y monitoreo de Ganesh Takur.

4.1 VARIABLES DE ANÁLISIS

A continuación, se explican las variables que son necesarias para calcular los factores de recobro (Fr), volúmenes porosos de hidrocarburo inyectados (VPHi), el índice de reemplazo (VRR) acumulado e instantáneo para el posterior análisis de los resultados a nivel de campo-unidad y bloque-unidad.

4.1.1 Factor de recobro. En la **Ecuación 4**, se describe la relación que existe entre el volumen de petróleo recuperado y el volumen original en sitio (OOIP). Con los datos históricos de producción de los pozos del campo y los informes de petróleo original en sitio se logra obtener los factores de recobro por cada una de las áreas de estudio, calculados posteriormente en el subcapítulo 4.4.

Ecuación 4. Factor de Recobro

$$Fr = \frac{N_p}{OOIP}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Cap. 4, Desplazamiento de fluidos inmiscibles, p. 116

Donde

Fr = Factor de Recobro, en fracción

Np = Petróleo acumulado producido, en barriles de petróleo

OOIP = Petróleo original en sitio, en barriles de petróleo

Una vez sean calculados los factores de recobro de las Unidades Caballos Superior e Inferior a nivel de campo y a nivel de bloque, se analizarán los volúmenes de agua que fueron necesarios para alcanzar la recuperación de petróleo, al determinar el agua inyectada acumulada (Wi) en términos de volúmenes porosos (OOIP) para cada bloque.

4.1.2 Volúmenes porosos de hidrocarburo inyectados. Es la relación entre el volumen de agua inyectada acumulada y el volumen de petróleo in situ como se observa en la **Ecuación 5**.

Ecuación 5. Volúmenes Porosos de Hidrocarburo Inyectados

$$VPHi = \frac{Wi}{OOIP}$$

Fuente: KJEMPERUD, Alfred. Prospect Evaluation, The Bridge Group S.A. p. 5

Dónde:

Wi = Volumen de agua inyectada acumulada, en barriles de agua

OOIP = Petróleo original en sitio, en barriles de petróleo

4.1.3 Índice de vaciamiento acumulado. Se obtiene de la **Ecuación 6**, es usado para monitorear el comportamiento de volumen de agua inyectada sobre el volumen de líquido producido. Idealmente el índice de vaciamiento debe ser 1, pero puede fluctuar entre 0,9 y 1,5.

Ecuación 6. Índice de Reemplazamiento Acumulado

$$CVVR = \frac{Wi}{L}$$

Fuente: BAKER, Richard. Reservoir Management for Waterflood Part II. The Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol 37, No. 1. 1998, p. 15

Donde:

Wi= volumen de agua inyectada acumulada, en barriles de agua

L: líquido producido acumulado (crudo, gas y agua), en barriles de fluido

4.1.4 Índice de vaciamiento instantáneo. Se obtiene de la **Ecuación 7**, es la relación ente el caudal de agua inyectada y el caudal de fluidos producidos.

Ecuación 7. Índice de Reemplazamiento Instantáneo

$$VVRi = \frac{Qwi}{QL}$$

Fuente: AGNEW G.H., Voidage Calculations for Water Flood Schemes, Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol 1, 1962. PETSOC-62-03-02

Donde:

Qwi= caudal de agua inyectada, en barriles de agua por día, BWPD

QL: Caudal de líquido producido acumulado (crudo, gas y agua), en barriles de fluido, BFPD

4.2 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA

Para poder hacer un diagnóstico de factores de recobro, es importante conocer los mecanismos de recuperación primaria y secundaria del Campo San Francisco. Cuando un campo petrolero inicia su producción, la extracción de petróleo suele

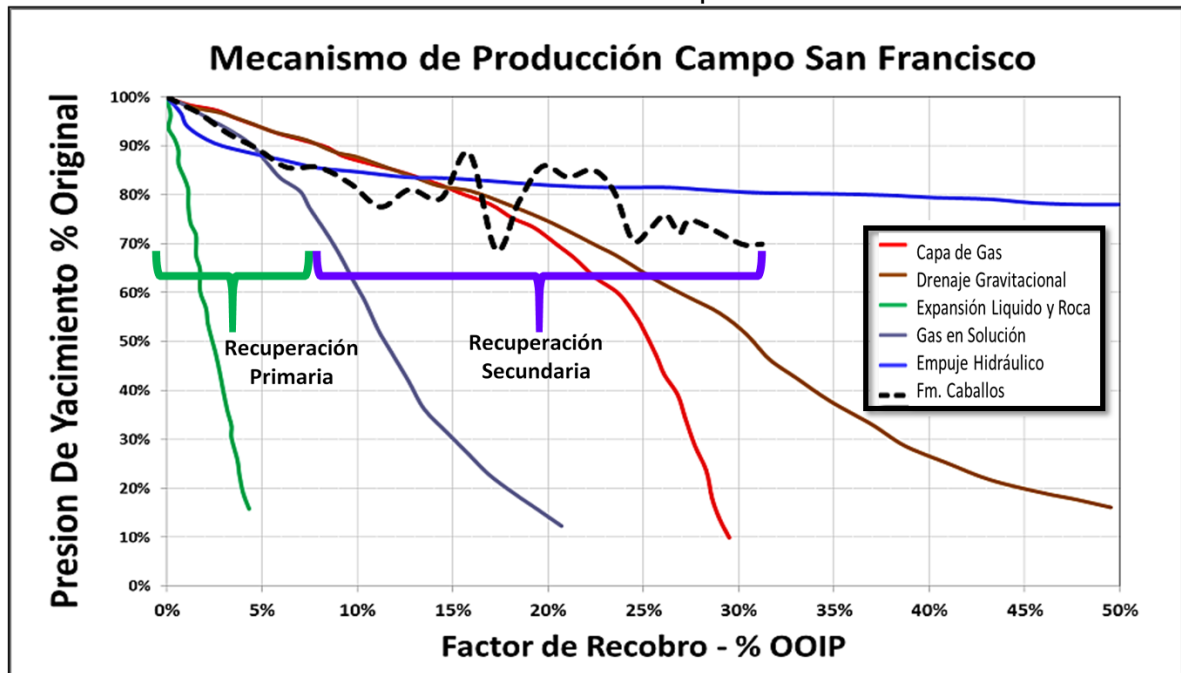
mantenerse por mecanismos de empuje natural o también llamado recuperación primaria, es decir, sin ninguna intervención de inyección de fluidos sino con la energía propia del yacimiento. Dado el mecanismo de empuje se tendrán valores característicos como: factor de recobro, tasa de declinación de presión, relación gas-petróleo y producción de agua²⁷.

Es necesario conocer las tendencias dinámicas y estáticas del yacimiento para así poder predecir cómo será su comportamiento en el futuro y, poder realizar un control de la interacción de los fluidos con el yacimiento encontrando alternativas de operación para lograr llevar los fluidos a la cara del pozo para ser producidos con el menor gasto de energía posible.

Hay seis tipos de mecanismos de empuje de recuperación primaria los cuales son²⁸: Empuje expansión roca fluido, empuje de gas en solución, empuje por capa de gas, empuje por acuífero, empuje por drenaje gravitacional y empuje combinado

En el caso del Campo San Francisco, los mecanismos de recuperación primaria son empuje de gas en solución y empuje por acuífero débil, lo que le proporciona un factor de recobro primario del orden del 4% al 8% como se observa en la **Gráfica 26**.

Gráfica 26. Mecanismos de Producción del Campo San Francisco



Fuente: ECOPEL S.A. Modificado por los autores.

²⁷ TAREK, Amed. Reservoir Engineering Handbook. Cap 11. Oil Recovery Mechanisms and the Material Balance Equation, p.733

²⁸ Ibid, p. 734

Para ayuda de estos empujes y evitar el agotamiento temprano de la energía comúnmente se usan mecanismos de levantamiento artificial, entre los que destacan el uso de: Bombas hidráulicas, bombas PCP, mecanismo de gas lift, bombas electro sumergible²⁹, todos usados en algún momento de la historia de los pozos del campo, en la **Tabla 5** se muestra el número de pozos que actualmente poseen sistema de levantamiento artificial.

Tabla 5. Sistemas de levantamiento artificial actuales del Campo San Francisco

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	NÚMERO DE POZOS
BES	64
PCP	17
BM	14

Fuente: Gerencia de Yacimientos.ECOPETROL S.A.

Se vio la necesidad de implementar el método de inyección de agua como técnica de recuperación secundaria debido factores favorables como: la disponibilidad del agua, al buen soporte para el mantenimiento de la presión del yacimiento, entre otros³⁰. Aumentando el factor de recobro del campo cerca del 30%.

4.3 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO SAN FRANCISCO

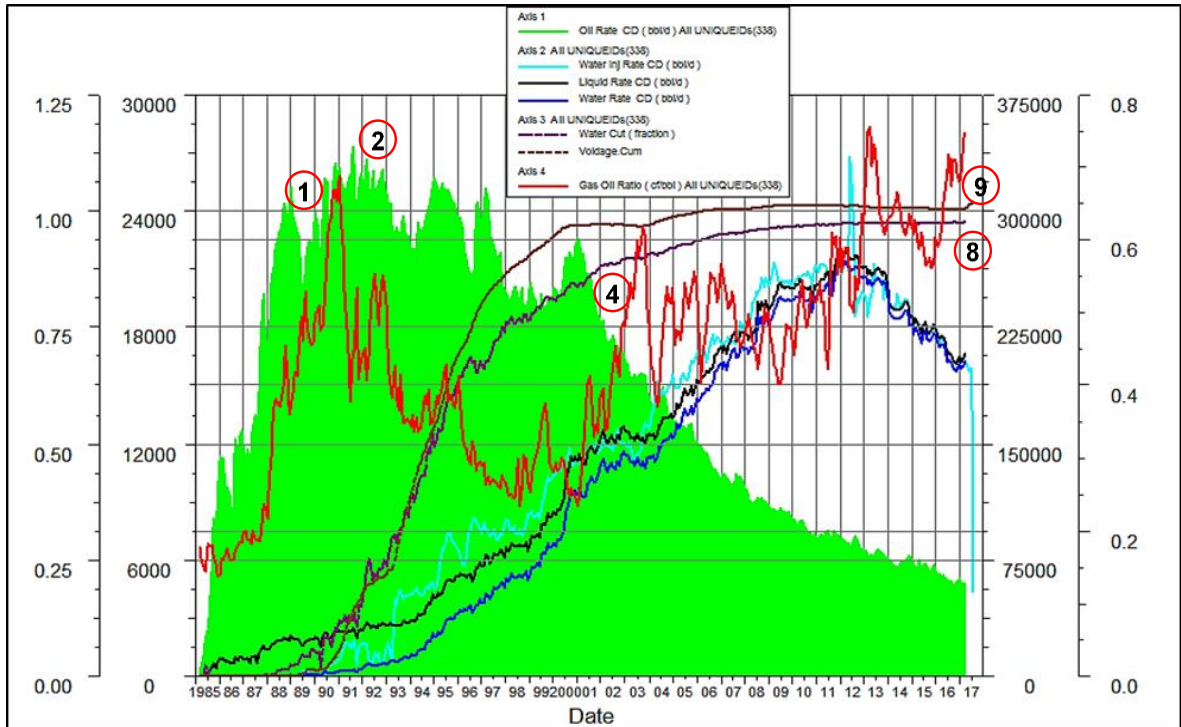
En la **Gráfica 27**, se observa el comportamiento de la producción del campo, donde se caracterizan unos periodos que marcaron los cambios de la tendencia de las curvas de producción e inyección de fluidos.

En la gráfica, la producción de petróleo está en el eje uno; la producción de agua y de líquido además del agua inyectada en el eje dos; el BSW y VRR acumulado en el eje tres; y el GOR en el eje cuatro.

²⁹ CRAIG, Forrest F. Jr. The reservoir engineering aspects of waterflooding. New York. 1982. p. 9

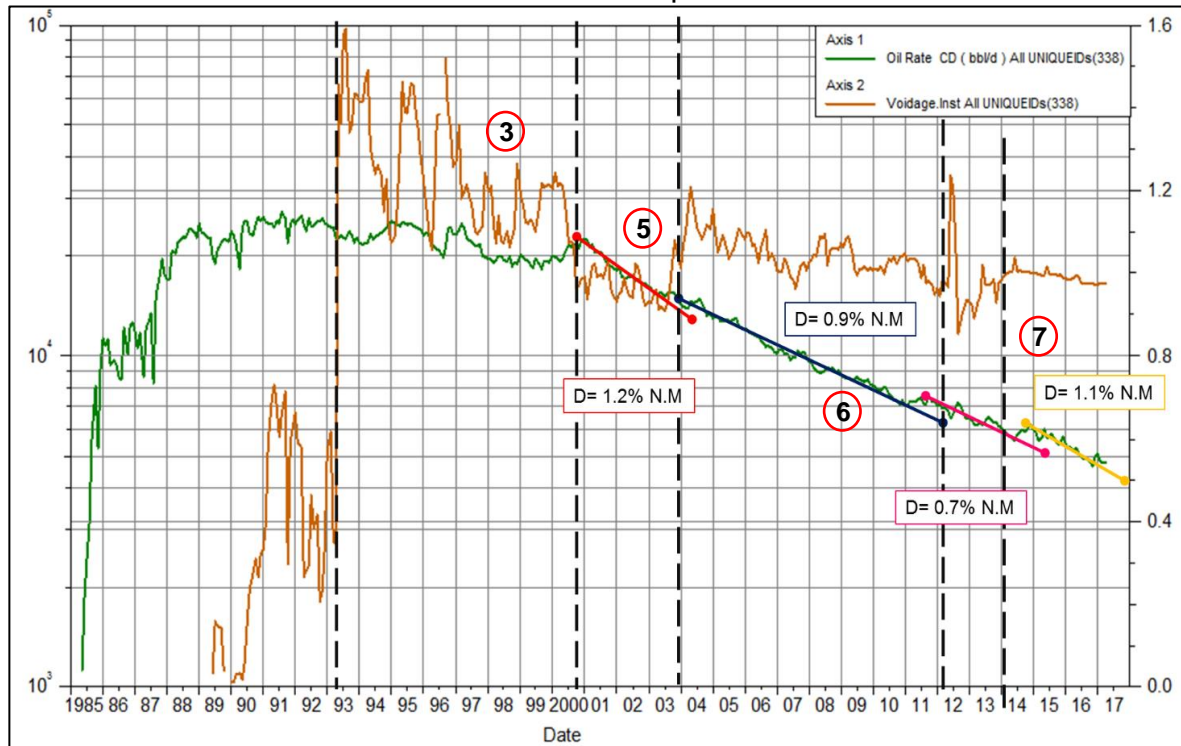
³⁰ THAKUR, Ganesh. Integrated Waterflooding asset management. Cap.1. Introduction, p.4.

Gráfica 27. Gráfica de producción del Campo San Francisco



Fuente: ECOPETROL S.A. Software OFM. Modificado por los autores

Gráfica 28. Pronóstico de declinación del Campo San Francisco



Fuente: ECOPETROL S.A. Software OFM. Modificado por los autores

De las gráficas anteriores se puede inferir lo siguiente:

1. Antes de iniciar el proyecto de inyección de agua (1990), aumento la relación del gas producido con respecto al petróleo producido, lo que indica que la presión de yacimiento estaba declinando progresivamente.
2. El campo San Francisco alcanzó su pico máximo de producción primaria en 1991 con 27MBOPD
3. Desde el inicio de la inyección de agua (1993), la declinación de la producción de petróleo concuerda con el comportamiento del VVRi al tener una variación mínima, lo que quiere decir, que el Qwi y el QL están en una relación entre 1 y 1.3
4. Desde que inicia la declinación del 1.2%, el GOR ha ido incrementando hasta la actualidad, indicador de que la presión del yacimiento, ya se encuentra por debajo de la presión del punto de burbuja.
5. A pesar de que la inyección de agua contribuyo con un buen soporte de la presión del yacimiento, a partir del 2000 la producción de petróleo presentó una declinación del 1.2%, como se muestra en la **Gráfica 28**, debido a la caída del VVRi a un 0.9, una producción de líquidos mayor a las tasas de inyección de agua.
6. Del 2004 al 2011 el VRRi fue mayor a 1, por lo tanto la declinación fue de 0.9%, menor comparada con el periodo anterior.
7. En las declinaciones, el hecho de que sean menores al 2% quiere decir que la inyección de agua, le está proporcionando un buen soporte de presión al yacimiento.
8. actualmente Hoy el BSW del campo está en un 97%.
9. El VRRc, ha permanecido en un tendencia constante ligeramente mayor 100% los últimos años, lo que quiere decir, que se ha inyectado agua proporcionalmente a la producción de líquido.

4.4 DIAGNÓSTICO DE FACTORES DE RECOBRO

Para realizar una buena administración del yacimiento, según Ganesh Takur³¹, es necesario aplicar técnicas de monitoreo y supervisión, donde la clave del éxito es entender el comportamiento del yacimiento, para identificar oportunidades que optimicen los factores de recobro.

Takur³², propone realizar un procesamiento y análisis de la información disponible, desde diferentes perspectivas, es decir, de lo general a lo particular, mediante el estudio a nivel de campo, bloque, patrón y pozo. Para fines de este documento, solo se hará el análisis a nivel de campo y bloque, como se verá en los diagnósticos realizados, por lo que fue necesario dar un detalle a nivel de las Unidades Caballos Superior y Caballos Inferior.

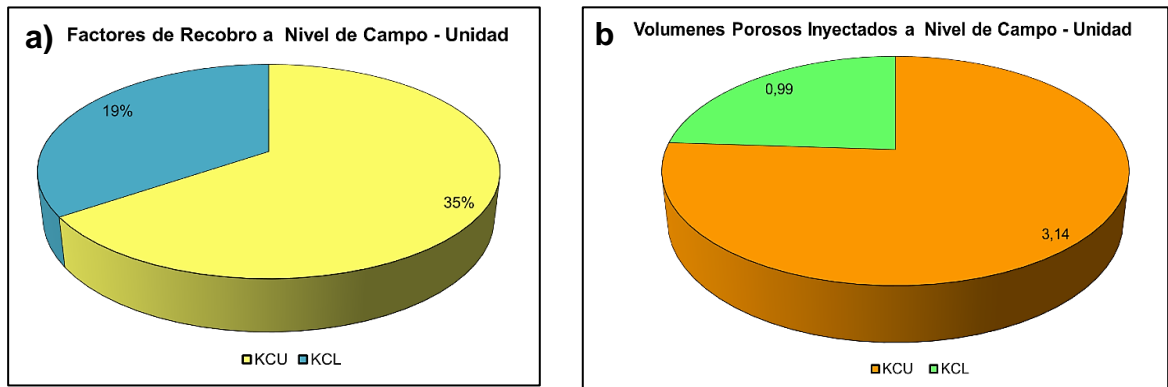
³¹ THAKUR, Ganesh. Waterflood Surveillance Techniques – A Reservoir Management Approach. SPE 23471. JPT. Octubre 1991, p. 1180

³² TERRADO, Martin. THAKUR, Ganesh, et. Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice. Octubre 2007. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, p. 552

4.3.1 Factores de recobro a nivel de Campo. Con base en los resultados del Capítulo 3, el factor de recobro estimado para el Campo San Francisco es del 32% con un volumen poroso de hidrocarburo inyectado de 2,53.

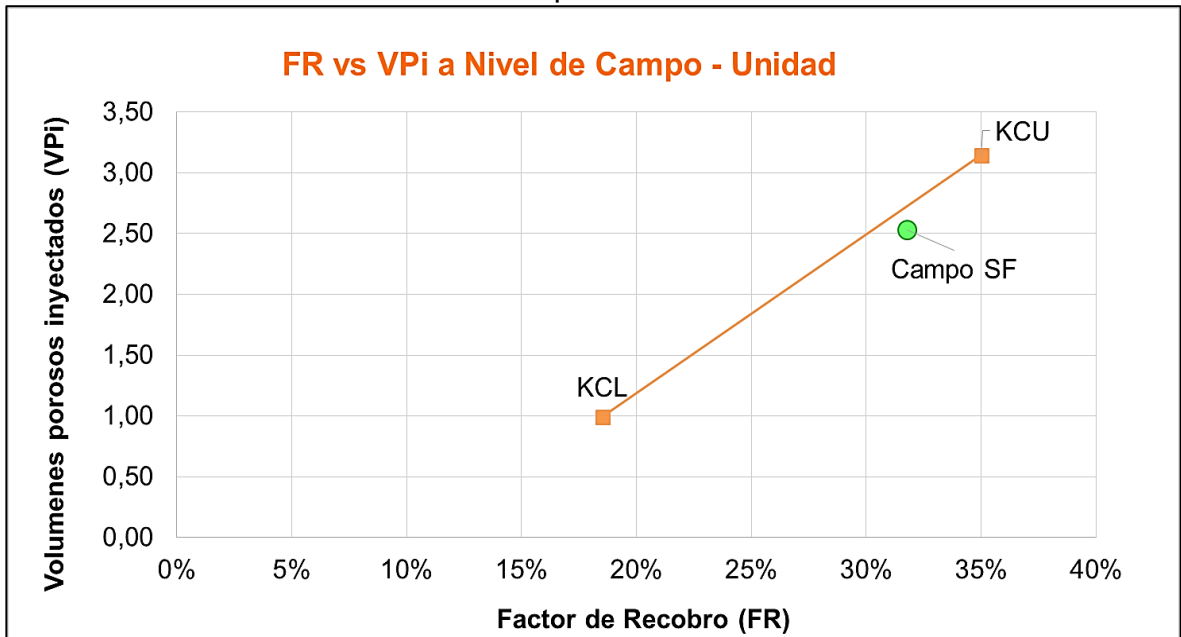
4.3.2 Factores de recobro a nivel de Campo – Unidad. En la **Gráfica 29a** se muestra los factores de recobro y **Gráfica 29b** los volúmenes porosos inyectados para las Unidades Caballos Superior y Caballos Inferior.

Gráfica 29. a) Factor de recobro a Nivel de Campo - Unidad. **b)** Volúmenes porosos inyectados a Nivel de Campo - Unidad



Para mayor entendimiento, se observa en la **Gráfica 30**, la relación entre los factores de recobro y volúmenes porosos inyectados del campo en general y para las Unidades KCU – KCL.

Gráfica 30. FR vs VPI a Nivel de Campo - Unidad



De las anteriores gráficas se deduce lo siguiente:

- La Unidad de Caballos Superior tiene un factor de recobro del orden del 35%, consistente con los volúmenes porosos inyectados de 3.14, lo que quiere decir que la inyección de agua en esta zona ha sido considerable y por lo tanto ha contactado mayor cantidad de petróleo.
- En cuanto a la Unidad Caballos Inferior, a pesar de que sus propiedades petrofísicas y calidad de roca es más pobre, la inyección de agua ha sido menor (19%), debido a que muchas de los pozos no tiene perforado esta zona, tiene obstrucciones como pescados, taponés mecánicos, colapsos, que impiden un proceso de inyección eficiente, por lo que requiere intervenciones para el aumento del factor de recobro y así lograr movilidad del petróleo remanente que se encuentra hoy en día en el yacimiento.
- Según en las prácticas de la industria, se asume que un campo con inyección de agua alcanza su límite económico cuando se han inyectado entre 1.5 y 2 VP siendo 2 VP el promedio para un campo que lleva activo 20 años, es decir 0.1 VP/año³³, el Campo San Francisco lleva 27 años con inyección de agua lo que equivale a 0.087 VP/año, razón por la cual el campo aún no ha llegado a su límite económico.

A manera de comparación, y para tener un punto de referencia, se realizó una estimación de los factores de recobro mediante las correlaciones API que fueron evaluadas por J.J Arps³⁴ como se muestra en la **Ecuación 8**.

Ecuación 8. Correlación API. JJ Arps

$$FR_{WD} = 54.898 \left(\frac{\phi(1 - S_w)}{B_{oi}} \right)^{0.0488} \left(\frac{k\mu_{wi}}{\mu_{oi}} \right)^{0.0770} (S_w)^{-0.1903} \left(\frac{P_i}{P_a} \right)^{-0.2159}$$

Fuente: HALLIBURTON. Recopilación Técnica. Ingeniería Yacimientos. Capítulo 2. Conceptos Básicos. Reservas de Hidrocarburos. Estimación de reservas, p. 38

Donde:

FR= Factor de recobro, Fracción

Boi= Factor Volumétrico Inicial de Formación del Petróleo (BY/BN)

μ_{wi} = Viscosidad Inicial del Agua, cp

μ_{oi} = Viscosidad Inicial del Petróleo, cp

Pi = Presión Inicial del Yacimiento, psia

Sw= Saturación de agua intersticial en la fracción de espacio poroso

Pa= Presión de Abandono, psia

k = Permeabilidad Absoluta, Darcy

³³ Ibid, p.558

³⁴ HALLIBURTON. Recopilación Técnica. Ingeniería Yacimientos. Capítulo 2. Conceptos Basicos. Reservas de Hidrocarburos. Estimación de reservas, p. 38

ϕ = Porosidad, Fracción

La ecuación aplica para yacimientos de petróleo con empuje por agua; ya que el Campo San Francisco no lo posee, se realizó la estimación asumiendo que la inyección de agua genera un efecto similar. Por esta razón, se realizó una comparación entre los valores de factor de recobro obtenidos de la distribución de producción e inyección de agua con los calculados mediante el método de Arps.

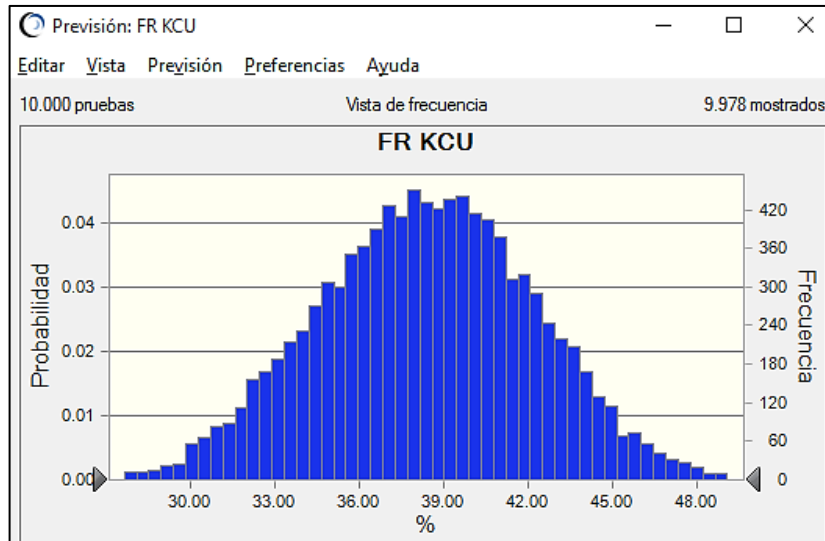
Se usaron un rango de valores para determinadas variables (Ver **Tabla 6**), usando la herramienta de Crystal Ball aplicando funciones de distribución de probabilidad.

Tabla 6. Rangos evaluados en la ecuación de JJ Arps para los Factores de Recobro

Unidad Caballos Superior			Unidad Caballos Inferior		
Rangos Evaluados			Rangos Evaluados		
Porosidad KCU	0- 0.17 / 0.14		Porosidad KCL	0.7 - 0.16 / 0.1	
Sw KCU	0.12 -0 .20 / 0.12		Sw KCL	0.12 -0 .35 / 0.35	
K KCU	10-450 / 400	md	K KCL	0-240 / 75	md
Uoi KCU	6 - 8 / 7.1	cp	Uoi KCL	6 - 8 / 7.1	cp
Pa KCU	100-500	psi	Pa KCL	100-500	psi

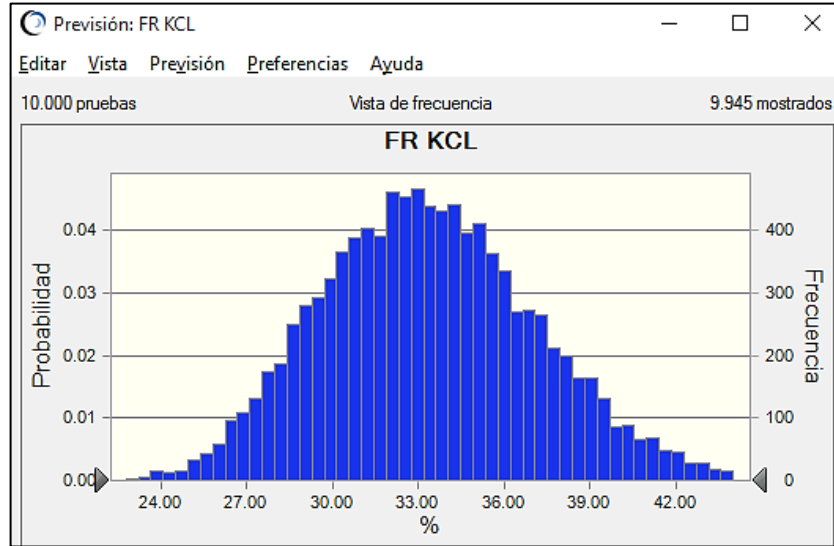
Obteniendo como resultado unos intervalos de valores posibles de factores de recobro para las Unidades Caballos Superior (Ver **Gráfica 31**) y Caballos Inferior (Ver **Gráfica 32**)

Gráfica 31. Factor de Recobro de KCU



Fuente: ECOPETROL S.A. Software Crystal Ball ORACLE.
Modificado por los autores

Gráfica 32. Factor de Recobro de KCL



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Software Crystal Ball ORACLE.
Modificado por los autores

Los valores obtenidos según las propiedades de los fluidos y del yacimiento indican el recobro aproximado; de las anteriores gráficas se pueden deducir lo siguiente:

- El factor de recobro de KCU está entre un 36% a un 42%, al compararlo con el factor obtenido de la distribución realizada con valores reales, que es de un 35%, quiere decir que el comportamiento del yacimiento debido a la inyección de agua ha sido aceptable.
- En cuanto a KCL, el intervalo obtenido es del orden del 30% al 36%, siendo un rango de valores mayor al obtenido por la distribución del orden de 19%, posiblemente, porque esta unidad no ha recibido la suficiente inyección de agua para extraer el petróleo móvil presente en el reservorio, además de que no ha sido continua ni en toda el área del campo, por aislamientos mecánicos, daños o colapsos que no han permitido realizar una inyección en KCL adecuada.

4.3.2.1 Eficiencia volumétrica de barrido. Es el porcentaje total del yacimiento contactado por la inyección de un fluido³⁵, viene dada por la **Ecuación 9**.

Ecuación 9. Eficiencia volumétrica

$$E_{VOL} = E_A * E_V$$

Fuente: TAREK, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Tercera Edición.2006. Cap 14. Principles of waterflooding, p.1082

Donde:

³⁵ AHMED, Ob. Cit., p. 1081

E_{VOL} : Eficiencia volumétrica de barrido, fracción

E_A : Eficiencia areal, fracción

E_V : Eficiencia vertical, fracción

Una vez alcanzada el tiempo de llene durante la inyección, se indica que la eficiencia volumétrica es función de la producción histórica de petróleo³⁶ como se muestra en la **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Eficiencia volumétrica después del llene

$$E_{VOL} = a * N_p + b$$
$$a = \frac{B_o}{VP * (1 - S_{or} - S_{wi})}$$
$$b = \frac{S_{gi}}{(1 - S_{gi} - S_{wi})}$$

Fuente: TAREK, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Tercera Edición.2006. Cap 14. Principles of waterflooding, p.1082

Donde:

N_p : Petróleo producido acumulado

S_{wi} : Saturación de agua inicial

VP : Volumen poroso

S_{or} : Saturación de petróleo residual

S_{gi} : Saturación de gas inicial

Se sabe que la inyección de agua del Campo San Francisco, alcanzo la etapa de la ruptura, debido a las altas tasas de producción de agua de 200.000 BWPD y cortes de agua del 98%. Por lo tanto, se determinó la eficiencia volumétrica, para las dos unidades usando rangos para las siguientes propiedades (Ver **Tabla 7**).

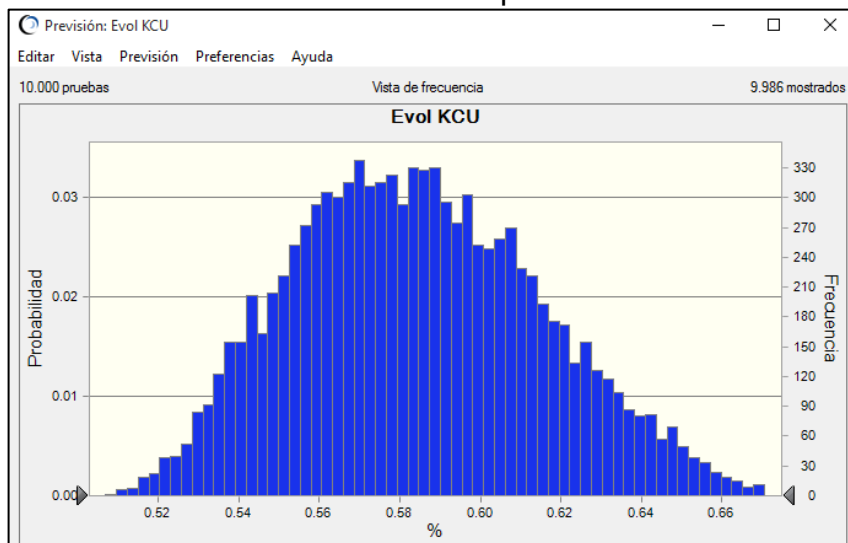
Tabla 7. Rangos Evaluados para la Eficiencia Volumétrica

Unidad Caballos Superior	Unidad Caballos Inferior
Rangos Evaluados	Rangos Evaluados
$S_{wi} = 0.12 - 0.2$	$S_{wi} = 0.12 - 0.35$
$S_{or} = 0.2 - 0.35$	$S_{or} = 0.2 - 0.35$
$S_{gi} = 0$	$S_{gi} = 0$

Para tal calculo, se realizó una estimación probabilística usando Crystal Ball, como se observa en las **Gráficas 33 y 34**

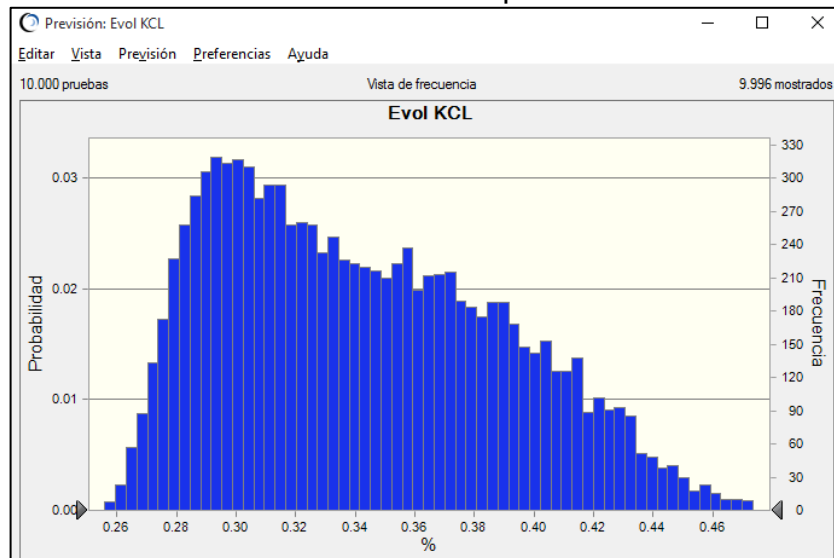
³⁶ Ibid., p. 1082.

Gráfica 33. Eficiencia Volumétrica para KCU



Fuente: ECOPETROL S.A. Software Crystal Ball ORACLE.
Modificado por los autores

Gráfica 34. Eficiencia Volumétrica para KCL



Fuente: ECOPETROL S.A. Software Crystal Ball ORACLE.
Modificado por los autores

Según las anteriores graficas:

- Para la Unidad Caballos Superior, la eficiencia volumétrica se encuentra entre un rango de 56% a un 60%, por tal razón a pesar de que la inyección de agua ha sido constante, aún queda cerca de un 40% del yacimiento por contactar.

- Por otro lado en la Unidad Caballos Inferior, la eficiencia volumétrica es del orden de un 28% a un 34%, lo que quiere decir, que requiere un mayor número de pozos inyectores, ya sea por conversión o realizando una campaña de perforación infill.

4.3.3 Factores de recobro a nivel de bloque. Luego de realizar el análisis de los factores de recobro a nivel de Campo, se realizó a nivel de bloque para así identificar las diferencias en recobro y eficiencia de la inyección a un mayor nivel de detalle para las dos Unidades Caballos Superior y Caballos Inferior.

Se elaboró una gráfica de diagnóstico (Ver **Gráfica 35**), que permite un fácil entendimiento del comportamiento y la madurez de las zonas de interés de las áreas en estudio, en función de la cantidad de agua inyectada.

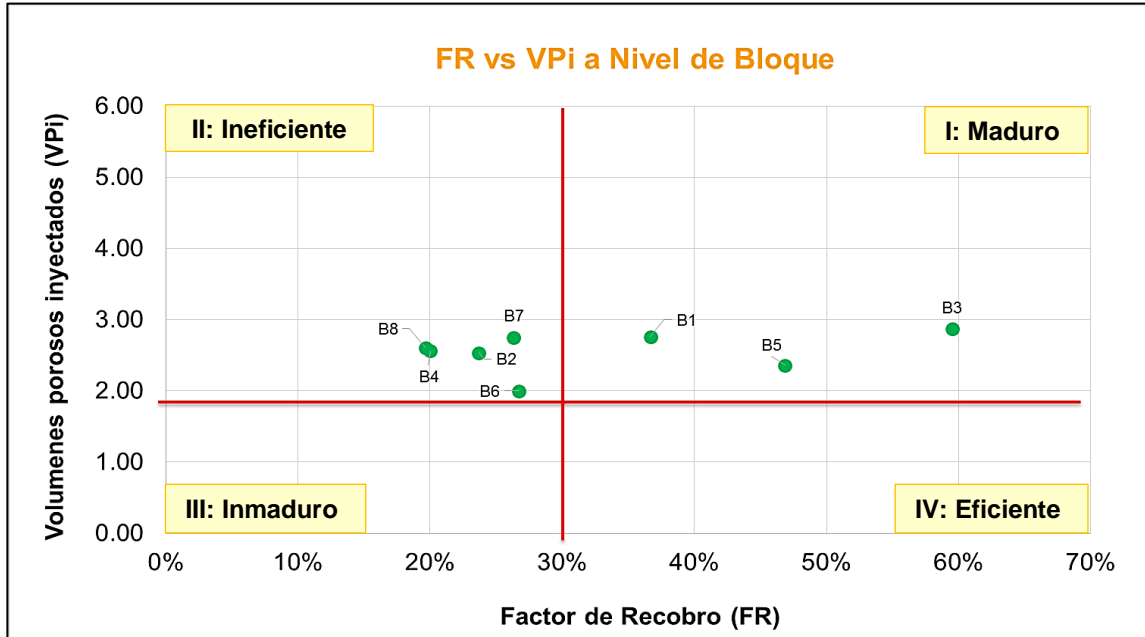
Esta gráfica tipo consta de cuatro cuadrantes que clasifican los bloques o formaciones dependiendo de:

- **Cuadrante I:** los bloques o formaciones que se encuentren en este zona del gráfico, indica un alto volumen poroso inyectado y un alto factor de recobro, por lo tanto, se clasifica como madura, y se recomienda reducir la inyección.
- **Cuadrante II:** si hay bloques o formación en este cuadrante, se clasifican como ineficientes, debido a que presentan un volumen poroso inyectado alto y bajo factor de recobro; por lo que se recomienda cambiar el patrón de inyección, por lo que puede existir canalización de agua o debería considerarse la posibilidad de inyectar geles obturantes.
- **Cuadrante III:** los bloques o formaciones situadas en esta zona presentan un bajo volumen poroso inyectado y bajo factor de recobro, por lo que se clasifican como inmaduras y se recomienda aumentar la inyección de agua, para mejorar el recobro.
- **Cuadrante IV:** finalmente, este cuadrante indica bajo volumen poroso inyectado y alto factor de recobro, esto señala que los bloques o formaciones son considerados eficientes y para este caso se recomienda mantener la inyección o en casos específicos aumentarla³⁷. Adicionalmente, amerita una revisión del OOIP, ya que podría estar sobre estimado.

Este análisis, teniendo en cuenta los dos aspectos mencionados anteriormente, se realizó por bloques y por unidad.

³⁷ SAN JUAN, Paola. ESPAÑA Ingrid. Determinación de la distribución de la producción e inyección en el Campo Rio Ceibas. Universidad Surcolombiana. 2014. Cap 3. Metodología para la distribución de la producción e inyección, p. 33

Gráfica 35. Factor de recobro vs volúmenes porosos inyectados a nivel de bloque

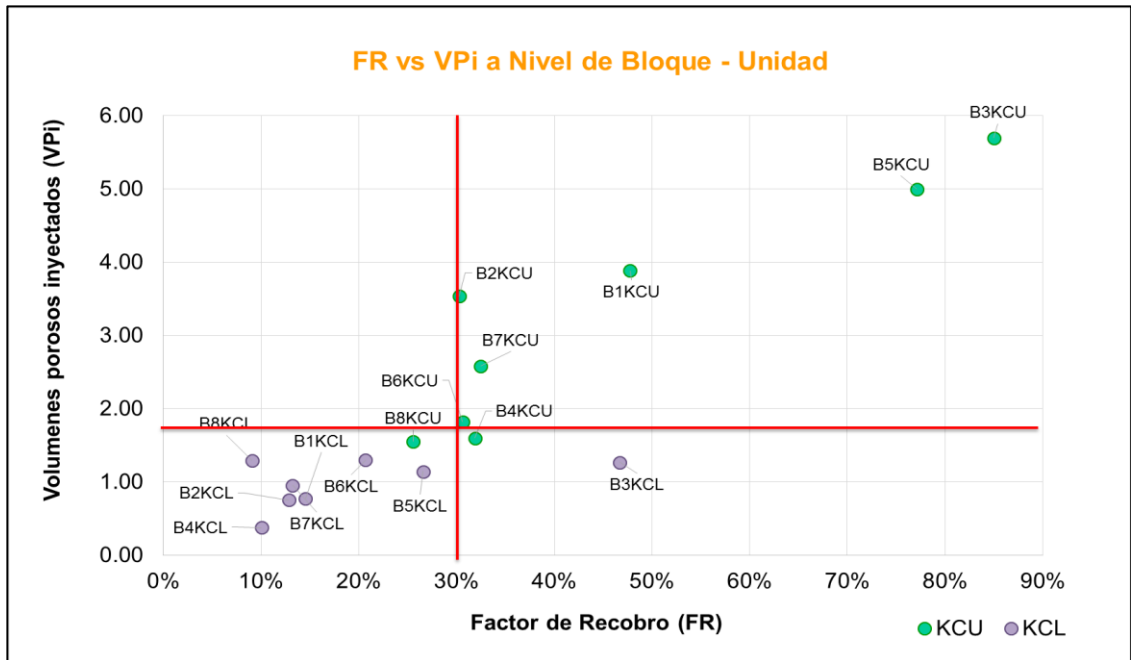


Según la gráfica anterior:

- Los bloques uno, tres, y cinco, son las áreas más maduras, con $Fr > 35\%$ y $VPI > 2,4$.
- Los bloques ineficientes son el dos, cuatro, seis, siete y ocho, son áreas a las que se les ha inyectado más de dos volúmenes porosos y aun así el factor de recobro no es mayor al 30%, lo que quiere decir que no hubo una buena eficiencia de barrido, por lo contrario, es un indicador de canalizaciones; puede que requiera un repatronamiento de los pozos, una intervención de water shut off (WSO) para hacer control de producción de agua.
- A nivel general, no se observa algún bloque con un comportamiento inmaduro.
- El Bloque ocho, es la zona que tiene menor factor de recobro; por la cual fue seleccionada para evaluar trabajos de workover con el fin de optimizar la producción, descritos en el Capítulo 5.
- En general, el Campo San Francisco es un campo maduro con una inyección de agua por más de 20 años, según los resultados mostrados en la gráfica, algunos bloques han tenido un alto rendimiento, es decir, volúmenes porosos inyectados proporcionales al factor de recobro. Por otro lado, en los bloques ineficientes requieren de un monitoreo detallado por parte de la gerencia del yacimiento, para intervenir estas zonas logrando controlar las canalizaciones y por ende aumentar los factores de recobro.

En la **Gráfica 36** se observa una comparación entre los factores de recobro vs volúmenes porosos inyectado a nivel bloque unidad.

Gráfica 36. Factor de recobro vs volúmenes porosos inyectados a nivel de bloque - unidad



Para terminar de justificar este resultado, en la gráfica anterior a nivel de bloque - unidad, las unidades que se encuentran inmaduras son los KCL de todos los bloques (FR<30%) a excepción del tres, y de KCU el bloque ocho.

Se puede concluir que la Unidad Caballos Superior, ha tenido un buen desarrollo, desde el punto de vista del soporte de la recuperación secundaria, permitiendo un mayor recobro, es decir a mayor inyección, un mayor factor de recobro se obtiene, como se observa en los correspondientes mapas de burbujas del Capítulo 3.

Para Unidad Caballos Inferior, aun presenta inmadurez, ya que la inyección de agua ha sido muy baja (menor a 1.5VPI), por lo que se recomienda abrir pozos inyectoros, aumentar las tasas de inyección, conversión de pozos productores a inyectoros, moler tapones mecánicos que aíslan esta unidad.

Por lo tanto, el bloque que cumple con la condición de tener menores factores de recobro a nivel de las Unidades Caballos Superior y Caballos Inferior es el bloque ocho.

4.3.4 Volúmenes remanentes por bloque - unidad. De acuerdo, a los factores de recobro determinados anteriormente, se hizo una estimación de los volúmenes remanentes a nivel de bloque – unidad, por medio del análisis de curvas de declinación que es una técnica empleada para hacer una proyección de la producción futura y evaluación de las reservas remanentes, con base en las

tendencias de producción pasadas, realizando una extrapolación descrita por una expresión matemática³⁸.

En el Campo San Francisco, por ser un campo maduro, el tipo de curva de declinación que se ajusta con el comportamiento de la producción histórica es la curva de declinación exponencial. Para la estimación de la producción futura, se requiere calcular las tasas de producción en un tiempo t para este caso 32 años (384 meses, 11680 días), con base en la tasa de declinación de cada pozo, empleando la siguiente **Ecuación 11**.

Ecuación 11. Tasa de producción futura

$$q_t = q_i * e^{-D_i * t}$$

Fuente: TAREK, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Tercera Edición. Capítulo 16. Analysis of decline and type curves, p. 1235

Donde:

q_t = Tasa de producción en un tiempo t.

q_i = Tasa de producción actual.

t = Tiempo

D_i = Tasa de declinación actual.

La proyección de la curva básica de producción y tasas de declinación de cada pozo fue suministrada por ECOPETROL S.A. Información empleada para calcular por medio de la **Ecuación 12** los valores del recobro último estimado (EUR), y factor de recobro al EUR de cada bloque - unidad.

Ecuación 12. Recobro Último Estimado

$$EUR = N_p + N_e$$

Fuente: TAREK, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Tercera Edición. Capítulo 16. Analysis of decline and type curves, p. 1240

Donde:

EUR = Recobro ultimo estimado, Bbls

N_p = Producción de petróleo acumulado, Bbls

N_e = Producción total de petróleo estimada, Bbls

Para poder identificar los volúmenes remanentes, se empleó la **Ecuación 13**.

Ecuación 13. Volúmenes Remanentes.

$$VR = (OOIP * FR \text{ teórico}) - N_p$$

³⁸ TAREK, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Tercera Edición. Capítulo 16. Analysis of decline and type curves, p. 1235

Fuente: TAREK, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Tercera Edición. Capítulo 16. Analysis of decline and type curves, p. 1242

Donde

VR = volúmenes Remanentes

OOIP = Petróleo original in situ

FR teórico = Factor de recobro teórico

Np = Producción de petróleo acumulado actual

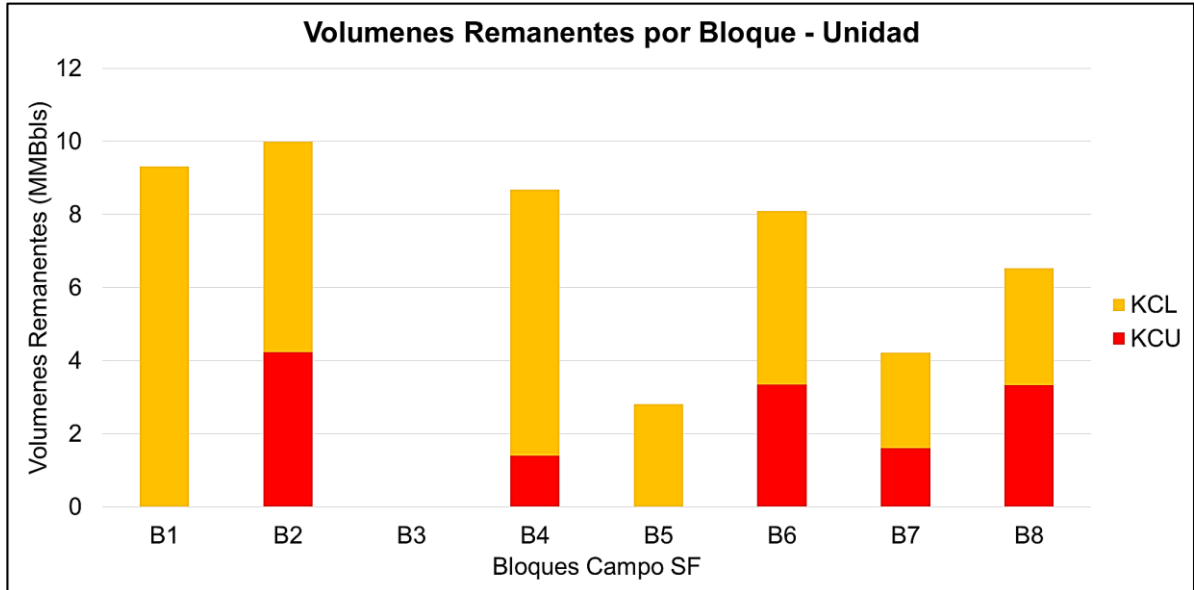
El factor de recobro teórico utilizado, para la Unidad Caballos Superior fue del 38%, y para la Unidad Caballos Inferior del 33%, valores promedio de la **Gráfica 31** y **32** respectivamente. Obteniendo los siguientes resultados de la **Tabla 8**.

Tabla 8. Resultados de los Volúmenes Remanentes por Bloque - Unidad

Unidad	Bloque	FR @ EUR	FR Teórico	Volúmenes Remanentes (MMBbls)
KCU	1	51%	38%	-
	2	33%		4,2271
	3	98%		-
	4	36%		1,4038
	5	89%		-
	6	36%		3,3460
	7	35%		1,6007
	8	28%		3,3269
KCL	1	20%	33%	9,3126
	2	18%		5,7623
	3	55%		-
	4	13%		7,2682
	5	35%		2,8166
	6	27%		4,7545
	7	20%		2,6180
	8	15%		3,2061

En la **Gráfica 37**, se encuentra asociados los volúmenes remanentes de las dos unidades para cada bloque.

Gráfica 37. Volúmenes remanentes por bloque - unidad



De acuerdo a las gráficas anteriores, se puede deducir de cada bloque lo siguiente:

Bloque 1: está ubicado al noroeste del campo, tiene 47 pozos, de los cuales 18 son pozos productores y 20 pozos inyectoros, con 9 pozos inactivos.

- Presenta madurez en KCU, debido a la continua inyección de agua en esta zona, pero tiene problema de un alta producción de agua es mayor a 60000 BWPd, que podría estar asociada con canalizaciones, frente a una producción de petróleo de 900 BOPD, requiere una revisión detallada de las capas de KCU candidatas para hacer campaña de control de producción de agua mediante WSO e instalación de sartas de inyección selectivas.
- Por lo contrario, KCL tiene potencial, el cual no ha sido explotado, así que requiere de intervenciones, ya que muchos pozos perforados no llegaron hasta esta unidad, por lo tanto, se ve la necesidad de abrir pozos productores e inyectoros para poder extraer los volúmenes remanentes de aproximadamente 9 MMBbbls.

Bloque 2: está ubicado al noreste del campo, tiene 20 pozos, 11 pozos inyectoros, 7 pozos productores, y 2 pozos inactivos.

- La unidad KCU, tiene alta inyección en la periferia de aproximadamente 12000 BWPd, los pozos productores producen cerca de 23000 BFPD con un 98% de BSW, se propone realizar un repatronamiento de inyección con selectividad y WSO, para barrer zonas de petróleo que no se han contactado, soportado por los volúmenes remanentes de aproximadamente 4 MMBbbls.

- La unidad KCL, presenta inmadurez, lo que se explica al solo tener 6 pozos abiertos a inyección, además, esta unidad tiene potencial hacia la cresta de la estructura, es decir, hacia el centro del campo; como lo indican los PLT's existentes y los 10 MMBls de volúmenes remanentes de petróleo. Se propone revisar el contacto de agua hacia el flanco, realizar control de arenas en los pozos productores, que aíslan capas de esta unidad y aumentar la inyección mediante la conversión de pozos.

Bloque 3: ubicado hacia el centro del campo, tiene 12 pozos, 7 productores y 5 inyectores.

- Para las dos unidades KCU y KCL, presenta un alto factor de recobro ($FR > 50\%$), debido a su ubicación, se ha explotado su potencial, se deduce que ha sido eficiente la inyección, ya que en los cálculos de volúmenes remanentes, teóricamente da cero, lo que se puede inferir que el petróleo que produce actualmente (600 BOPD), puede ser el producto del barrido de la inyección de los flancos o son volúmenes propios del Bloque 3 que pasan como By-Pass de reservas. Además de ser el área piloto para el proyecto ASP.

Bloque 4: ubicado al oeste del campo, con 22 pozos, de los cuales 10 son pozos productores, y 12 pozos inyectores, es uno de los bloques con menor factor de recobro del 21%, además de tener un VRRc de 2.3, es decir, se ha inyectado mayor cantidad de agua, que los fluidos que se han producido.

- En la unidad KCU, tiene pozos inyectores activos en la periferia, pero los pozos cercanos, no producen tasas de fluido proporcionales, generando duda de la conectividad de pozos, se propone revisar posibles fallas sellantes que no permiten el avance de la inyección, además de ser una zona de pozos open hole que debido a su completamiento no presentan viabilidad mecánica para intervenir, ya que son propensos a derrumbes. También existen pozos con capas de KCU sin cañonear con potencial visto en pozos vecinos, que según los resultados, aun cuenta con 1.4 MMBbls de volúmenes remanentes.
- La unidad KCL, tiene baja inyección, se propone convertir pozos a inyectores, moler tapones mecánicos que estas aislando esta unidad, además de perforación infill, ya que cuenta con pocos pozos viables para intervenir.

Bloque 5: ubicado al oeste del campo, debajo del bloque 4, tiene 34 pozos en total, 20 pozos productores, 12 pozos inyectores y 2 inactivos, el VRRc es de 0.8, tiene una producción de fluidos mayor a la inyección de agua, a nivel general aumentar la inyección en las dos unidades.

- La unidad KCU, se encuentra desarrollada gracias a la continua inyección con patrones. Se recomienda realizar estimulaciones y fracturas en algunos pozos, además de WSO en capas de KCU que presentan solo producción de agua.

- La unidad KCL, a pesar de que tiene un FR cercano al 30%, hay muchos pozos que no tienen perforada esta unidad, por lo tanto, requiere un mayor número de pozos productores e inyectores, para poder explotar los 2.8 MMBbbs remanentes.

Bloque 6: se encuentra ubicado al sureste del campo, consta de 31 pozos de los cuales 16 son pozos productores, 12 son pozos inyectores, un pozo inactivo y dos pozos abandonado.

- La unidad KCU, ha tenido un buen desarrollo, pero aun así, tiene 3.3 MMBbbs recuperables, se propone cañoneo de algunas capas de KCU, principalmente KCUA – KCUB y fracturamientos hidráulicos.
- La unidad KCL, solo tiene 5 pozos inyectores de esta unidad de 12, se recomienda realizar recañoneo, moler tapones mecánicos que están aislando KCL, para accesar como productor o como inyector, según el caso que conviene según el arreglo de pozos, teniendo en cuenta que aún posee 4.7 MMBbbs de petróleo recuperable.

Bloque 7: se encuentra ubicado al suroeste del campo, tiene 16 pozos en total, de los cuales 7 son pozos productores y 9 pozos inyectores.

- La unidad KCU, tiene potencial para continuar recuperando petróleo, al tener 1.6 MMBbbs remanentes, se recomienda aumentar caudales de inyección de manera selectiva, además de repatronamiento de pozos.
- La unidad KCL, tiene 2.6 MMBbbs recuperables, tiene dos pozos productores y dos pozos inyectores solamente abiertos en esta unidad, los cuales no están formando un patrón adecuado para beneficiar la recuperación de petróleo, por lo tanto, requiere conversión de pozos a inyectores, y apertura de pozos productores, además de limpieza de arenas que actualmente obstruye las capas inferiores de KCL.

Bloque 8: se encuentra ubicado al sureste del campo, consta de 10 pozos de los cuales 6 son pozos productores, 4 son pozos inyectores.

- La unidad KCU, es la que tiene menor factor de recobro < 30% de todos los bloques, se propone fracturamiento y cañoneos en varios pozos, para incrementar la producción, ya que tiene 3.3 MMBbbs remanentes, debido que la inyección en esta unidad es mayor a 11000 BWPd, y los fluidos producidos son de 7000 BFPD, tiene un CVVR de 1.6
- La unidad KCL, es la unidad con el factor de recobro más bajo del 9%, debido a que no tiene suficientes pozos inyectores y productores que permitan extraer hidrocarburos, con un potencial de 3.2 MMBbbs de petróleo remanentes. Se recomienda, realizar estimulaciones, limpieza de fondos arenados y conversión de pozos a inyectores.

5. VALIDACIÓN DE OPORTUNIDADES DE WORKOVER PARA EL BLOQUE OCHO

Después de la identificación del área de menor factor de recobro del Campo San Francisco, en el bloque número ocho se visualizaron oportunidades de desarrollar proyectos para mejorar las condiciones de los pozos productores, con el fin de incrementar la producción de petróleo. Se seleccionaron y validaron las cinco mejores oportunidades de trabajos de workover para el mejoramiento de la producción mediante análisis nodal y de esta manera determinar la viabilidad del proyecto en el capítulo financiero.

5.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE MENOR FACTOR DE RECOBRO: BLOQUE 8

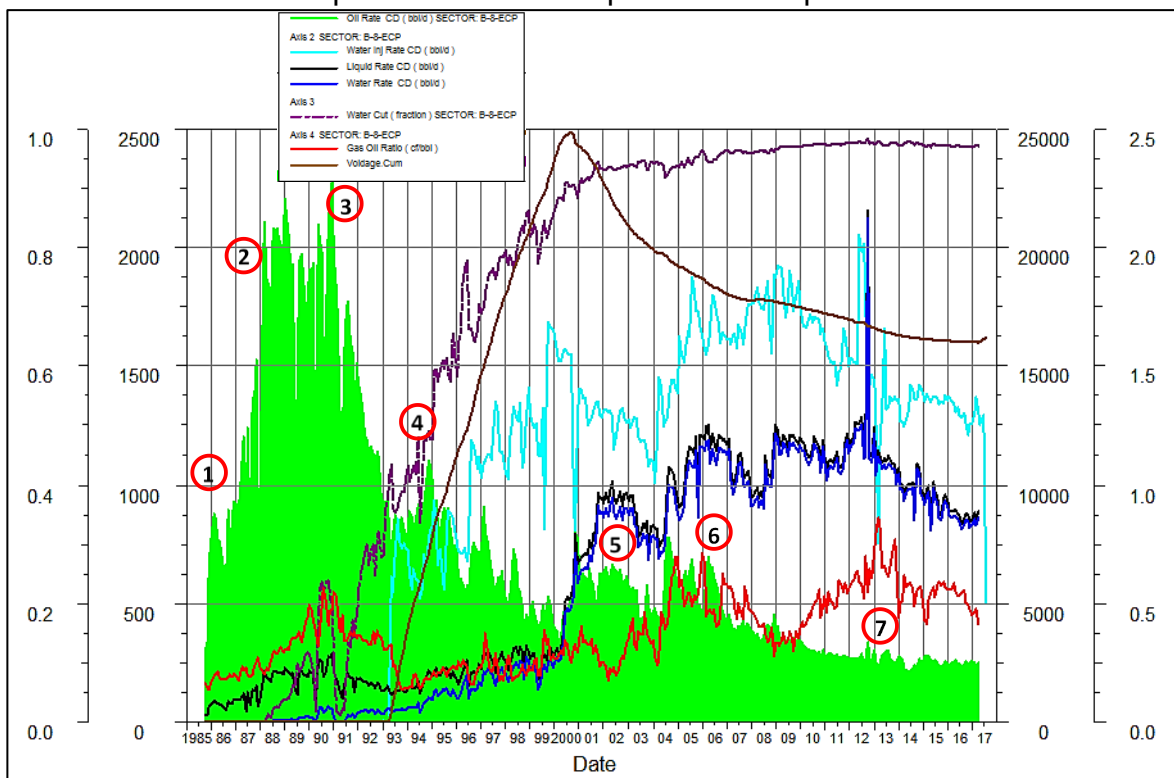
Se encuentra ubicado al sureste del Campo San Francisco, consta de 10 pozos de los cuales 6 son pozos productores, 4 son pozos inyectores.

En la **Gráfica 38**, se muestra como ha sido el comportamiento de la producción de los fluidos y la inyección de agua del bloque 8. A lo largo de la historia se han presentado eventos relevantes que han causado cambios en la tendencia de declinación, como los siguientes:

1. La producción del bloque inicio en 1986 con la perforación del primer pozo productor SF-056. Pozo localizado en la parte sur del bloque, determinando el límite del yacimiento. Inicia con una producción cerca a los 1000 BPD asignada para solo Caballos Superior.
2. El siguiente pico de producción responde al cañoneo de nuevos intervalos en la Unidad Caballos Superior en el pozo SF-056 y la perforación del SF-061. Producción que mantuvo 2000 BPD por más de dos años y se empieza a producir los primeros barriles de agua del yacimiento, se evidencia una declinación de presión y aumento del GOR.
3. Se perforan tres nuevos pozos productores: SF-010, SF-031 y SF-055. Se presentan problemas por altos volúmenes de agua producida, para los pozos SF-055 y SF-056, se decide convertirlos como inyectores de agua en la periférica. La declinación de la producción es alta y la subida del corte del agua es muy marcado. La presión del yacimiento se ve restaurada.
4. Se inicia una campaña de intervenciones a pozo para estimular intervalos productores e inyectores, debido a esto se logra reestablecer la producción de fluidos cerca de 200 BPD, la tasa de inyección de agua aumenta significativamente lo que desenlaza en el aumento del corte de agua y VRR. El pozo SF-031 es convertido a inyector.
5. Se perfora el pozo productor SF-100 y se nota aumento de la producción cercana a los 200 BPD, se observa una nueva tendencia en la depletación de la presión del bloque y un fuerte aumento en la producción de agua. La relación VRR alcanza su máximo valor cercano al 2, por lo que se inicia campaña de producción de petróleo almacenado en área no barridas por el frente de

- inyección y re direccionando la inyección periférica a capas con poca inyección. Los valores de corte de agua alcanzan el máximo histórico del bloque.
- Se entiende que en el bloque existe alto potencial productor y se perforan nuevos pozos hacia el centro del área, se pone en producción los pozos SF-129, SF-149 y SF-169, Además de estimulaciones y re cañoneos en los demás pozos del bloque. Como las tasas de inyección suben, el soporte a la presión es efectiva y el GOR disminuye. La visualización del VRR sigue aún alto (valores de 1,5) pero la tendencia es a la baja.
 - Finalmente, el bloque continuo con su tendencia de declinación de producción, se perforó el pozo inyector SF-208, que contribuyo dando soporte a pozos situados al norte y en otro bloque. La producción de líquidos se mantiene con un corte de agua cercado al 97%, el bloque produce cerca de 300 BPD de petróleo con un VRR de 1,6. Se hace durante este periodo de tiempo intervenciones a pozo con el fin de seguir manteniendo la presión e inyección de volúmenes en la periferia y otras intervenciones para reacondicionar los pozos productores (estimulaciones y fracturas).

Gráfica 38. Grafica de producción del Bloque 8 del Campo San Francisco



Fuente: ECOPETROL S.A. Software OFM. Modificado por los autores

De la interpretación de las curvas de CVVR y corte de agua se puede analizar algunos datos importantes:

- Entre el periodo del año 1991 y el año 2000: se inicia la inyección de agua y como consecuencia se intenta mantener la tasa de producción, algunos años más tarde el frente de agua llega a los pozos productores y el corte de agua sube. Para este periodo, se tenía en el bloque tres pozos inyectoros de agua y solo dos productores, por esta razón es que no se nota una fuerte producción producto de la inyección de agua, el CVRR incrementa a niveles extraordinarios pues no existe producción que recibiera todo el petróleo barrido y el frente de agua avanzara de tal forma que en los productores se empiece a producir más agua (corte de agua alto).
- Entre el periodo del año 2000 y 2004: entra a producir un nuevo pozo lo que conlleva a la disminución de la relación CVRR, la cual estaba muy alta (2.5); debido este hecho la nueva producción estuvo marcada por la producción de altos cortes de agua, ya que el agua había invadido zonas productoras.
- En el periodo del año 2004 a hoy: a los pozos se les ha practicado estimulaciones e inyección en arreglos con nuevos patronamientos, lo que implica mantener la producción y disminuir la declinación. La relación CVRR sigue disminuyendo pues se produce altos volúmenes de líquidos y por parte del corte de agua, continua en valores cercanos al 97%

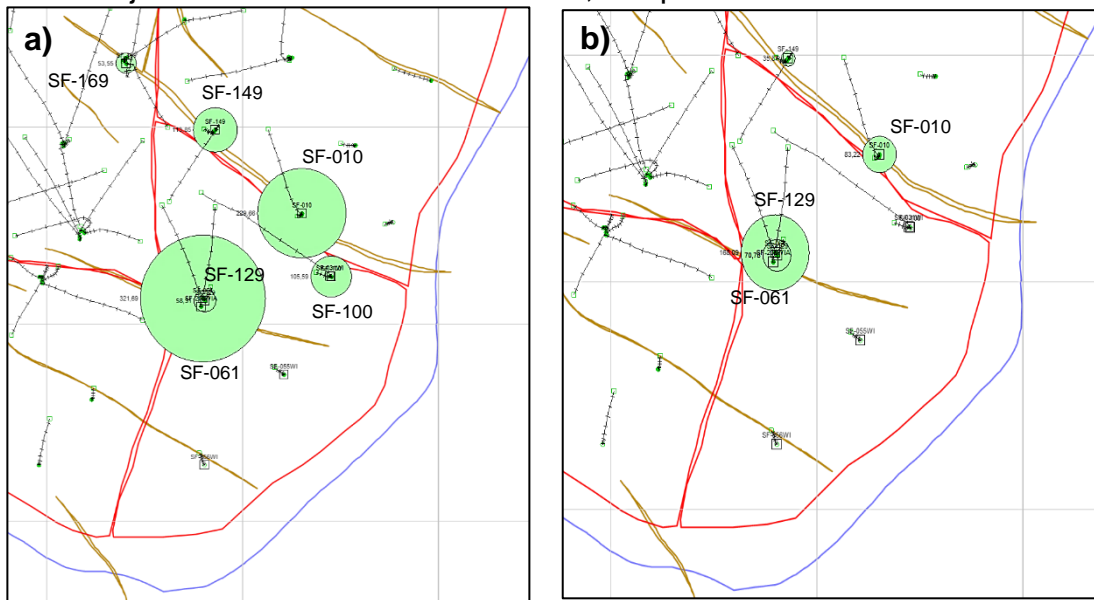
5.1.1 Mapas de radio de drenaje del Bloque 8. Los mapas de radio de drenaje del bloque 8, de la **Figura 31 (a)** y **(b)**, el radio de perturbación tiende a crecer a medida que se alejan del límite del yacimiento. Con respecto a la Unidad Caballos Superior: los pozos SF-129 y SF-061, el espaciamiento entre ellos es mínimo, por lo tanto, comparten una misma área de drenaje, para los demás pozos se demuestra que se encuentran estratégicamente espaciados para percibir la movilidad de los fluidos de una mayor área. En el caso de la Unidad Caballos Inferior se presenta un mismo comportamiento, los radios son de menor tamaño y les hace falta cubrir más área del bloque y aprovechar fluidos allí alojados.

5.1.2 Mapa burbujas para el Bloque 8. El **Figura 32 (a)** y **33 (a)**, para la producción acumulada para la Unidad Caballos Superior y Unidad Caballos Inferior se presenta una alta producción de agua, producto de la inyección de los pozos cercanos; para la Unidad Superior la producción histórica ha sido beneficiada por la inyección en la periferia del campo **Figura 32 (b)**, mientras que la Unidad Inferior no ha notado grandes cambios debido además por la falta de inyección en esas capas y los pocos pozos al servicio de la inyección para dicha unidad **Figura 33(b)**.

Según la anterior interpretación, es claro que hace falta la intervención a los pozos en mención, lo que resultará en incrementales de producción. La tendencia del análisis marca que la Unidad Caballos Superior es la capa que más potencial de producción ha tenido y realizar una intervención contundente como es el Fracturamiento a intervalos aun no estimulados, dará como respuesta confiable como es la producción de más líquidos.

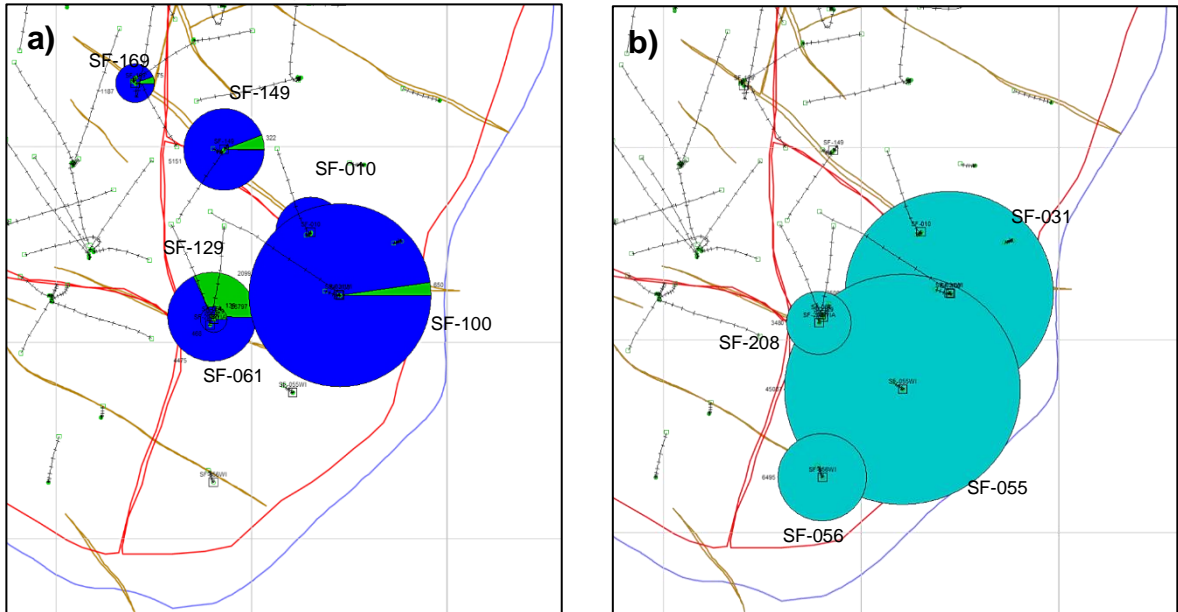
Lo sucedido con la Unidad Caballos Inferior es que: como se encuentran los pozos tan cercanos al contacto agua petróleo y no ha sido una zona con un potencial de hidrocarburo clara, se plantearon trabajos de estimulación menos costosos a los intervalos y de esta manera aclarar el panorama de la Unidad en dicha zona.

Figura 31. (a) Radio de drenaje de la Unidad Caballos Superior, Bloque 8. **(b)** Radio de drenaje de la Unidad Caballos Inferior, Bloque 8.



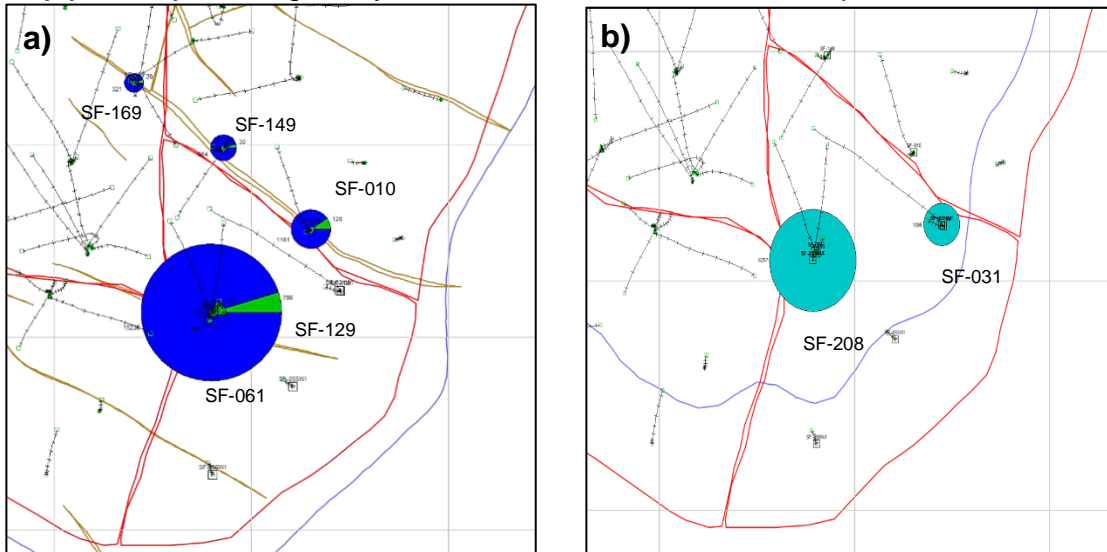
Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por los autores

Figura 32. (a) Burbujas de petróleo y agua producida acumulada de KCU, Bloque 8. **(b)** Burbujas de agua inyectada acumulada KCU, Bloque 8



Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por los autores

Figura 33. (a) Burbujas de petróleo y agua producida acumulada de KCL, Bloque 8. **(b)** Burbujas de agua inyectada acumulada de KCL, Bloque 8



Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por los autores

5.2 DAÑO DE FORMACIÓN

Todos los pozos tienden a tener daño de formación que provoca una disminución de la producción resultado de varios mecanismos que se clasifican de la siguiente manera:

- Reducción de permeabilidad absoluta de la formación: resultado del taponamiento de los canales porales por material orgánico o inorgánico presente.
- Reducción de la permeabilidad relativa del petróleo: resultado del incremento de la saturación de agua o cambio de fase mojante.
- Incremento de la viscosidad del fluido del reservorio: resultado de la emulsión o de la alta viscosidad de los fluidos³⁹.

Para los trabajos propuestos, se realizaron sensibilidades del daño de formación, donde se asumió que el fracturamiento hidráulico el menor daño que puede obtener el pozo es de $S=-2$ y para una estimulación química de $S=3$.

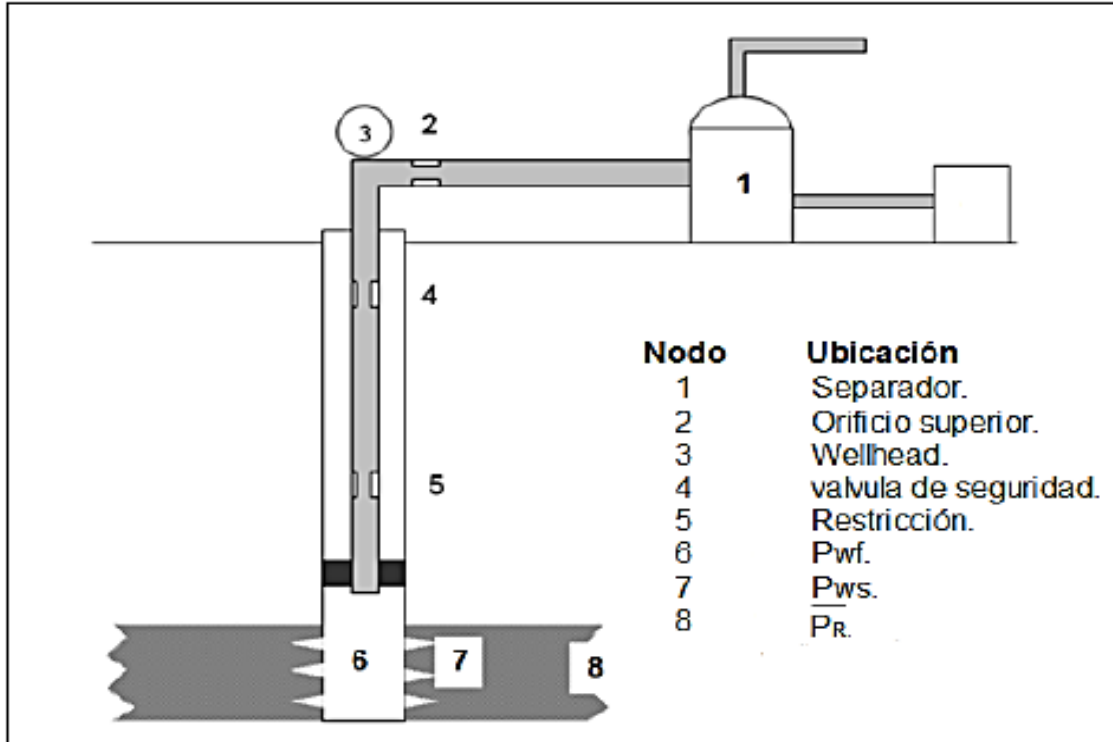
5.3 ANÁLISIS NODAL

Es el estudio del comportamiento de un sistema de producción de un pozo, a partir de la interacción de cada uno de sus componentes. El procedimiento consiste en seleccionar un nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto⁴⁰. Las ubicaciones más comunes usadas para los nodos se muestran en la **Figura 34**, para la determinación del efecto realizado por trabajos workover a la relación entre el reservorio y el pozo se escoge como nodo de estudio la cara del pozo a la presión de fondo fluyente (P_{wf}).

³⁹ ALLEN, Thomas. Production Operations, Volumen 2, Cap. 5 Formation Damage, p. 68-69

⁴⁰ BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991. Capitulo 1. Production Systems Analysis, p. 1

Figura 34. Ubicación más usual de los nodos



Fuente: modificado de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991.

Todos los componentes aguas arriba del nodo (Upstream) comprende la sección de entrada (Inflow Section), mientras que todos los componentes aguas abajo del nodo (Downstream) comprende la sección de salida (Outflow Section)⁴¹. Además, debe estar disponible para cada componente del sistema una relación entre el caudal y la caída de presión, u el flujo a través del sistema puede ser determinado una vez se cumpla los siguientes requerimientos:

- El flujo a la entrada del nodo es igual al flujo de la salida del mismo.
- Una sola presión existe en el nodo.

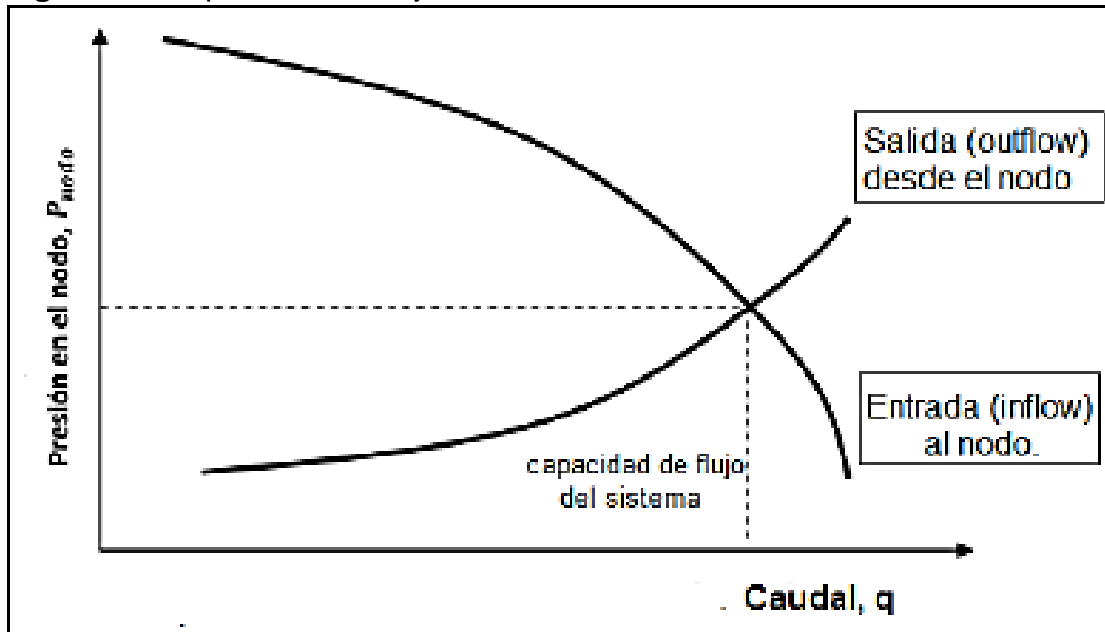
La caída de presión (ΔP), en cualquier componente varía con el caudal (Q), al realizar el gráfico de la presión en el nodo versus el caudal producirá dos curvas, las cuales se interceptaran satisfaciendo las condiciones mencionadas anteriormente⁴² como en la **Figura 35**. Cada uno de los pozos del campo posee registros de presión de fondo de operación, es decir, se conoce presiones de salida del nodo y es oportuno mejorar las condiciones de entrada al nodo. Es por esta razón que los trabajos de intervención propuestos en los cinco pozos serán

⁴¹ Ibid ., p.2

⁴² Ibid ., p.3

evaluados en el análisis nodal con la curva de relación de rendimiento de entrada IPR.

Figura 35. Capacidad de Flujo



Fuente: modificado de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991.

5.3.1 Método de Vogel Modificado. Es un modelo matemático usado para calcular la IPR de pozos de petróleo de un yacimiento saturado. El método de Vogel que asumía el daño de formación como cero, fue modificado por Standing, donde se consideraba los cambios en el comportamiento de la IPR a causa de la variación del daño o estimulación que se pueda generar en un pozo⁴³.

El índice de productividad, es razón entre la tasa de producción y la presión diferencial, que permite conocer el potencial que tiene un pozo, se determina usando la **Ecuación 14**.

Ecuación 14. Índice de productividad.

$$J = \frac{q_o}{P_R - P_{wf}}$$

Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991. Cap 2. Reservoir Performance, p. 25

⁴³ Ob. Cit., BEGGS, p. 26

Para este método, el grado de alteración de la permeabilidad puede ser expresado en términos de eficiencia de flujo⁴⁴ dada por la **Ecuación 15**.

Ecuación 15. Eficiencia de Flujo

$$EF = \frac{P_R - P'_{wf} - \Delta P_{skin}}{P_R - P_{wf}} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln(r_e/r_w) + S}$$

Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991. Cap 2. Reservoir Performance, p. 26

Donde

EF = Eficiencia de Flujo

PR = Presión promedio del yacimiento

P'wf = Presión de fondo fluyente

re =Radio de penetración

rw = Radio del pozo

S = Daño de formación

Usando la anterior ecuación, la ecuación de Vogel queda así (Ver **Ecuación 16**). El Q_{o max}, se presenta cuando la EF =1

Ecuación 16. Ecuación de Vogel para Caudal de Petr6leo

$$\frac{q_o}{Q_{o\ max}} = 1 - 0.2 \left[1 - EF + EF \frac{P'_{wf}}{P_R} \right] - 0.8 \left[1 - EF + EF \left(\frac{P'_{wf}}{P_R} \right)^2 \right]$$

Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991. Cap 2. Reservoir Performance, p. 26

Donde

q_o = Caudal de petr6leo

q_{o max} = Caudal de petr6leo m6ximo

Para determinar la P'wf, se debe emplear la relaci6n entre Pwf, P'wf y EF mediante la **Ecuaci6n 17**.

Ecuaci6n 17. Ecuaci6n de Vogel para presiones de fondo fluyente

$$P'_{wf} = P_R - EF (P_R - P'_{wf})$$

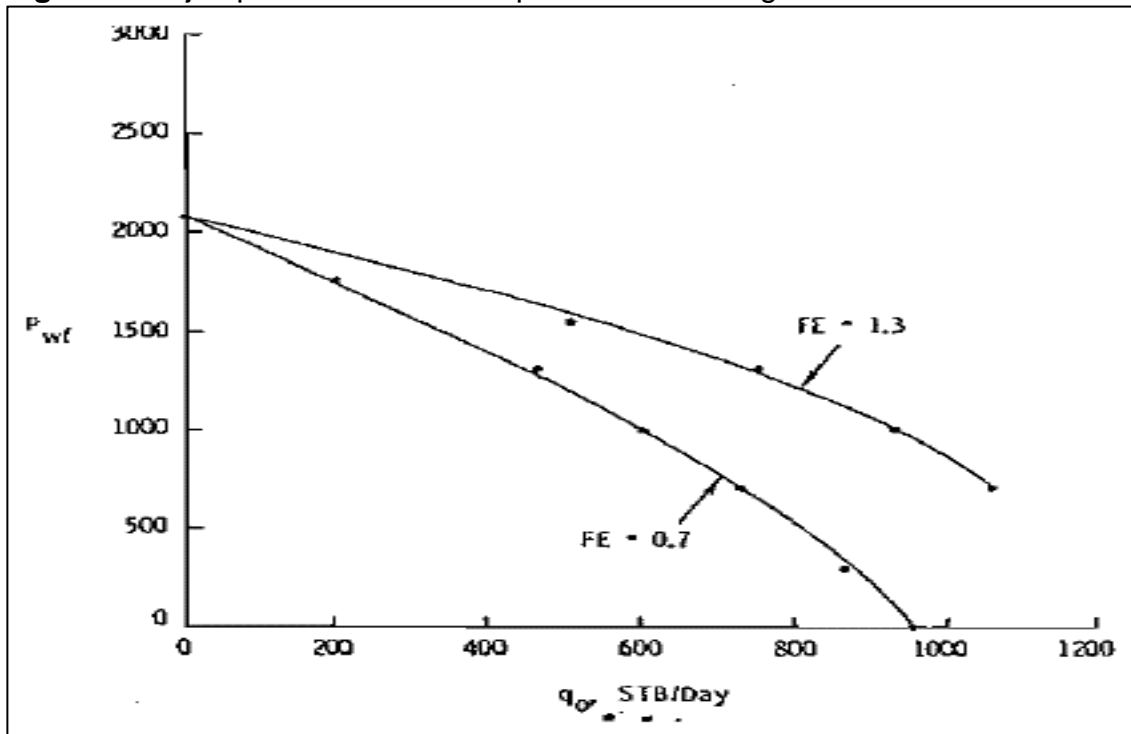
Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991. Cap 2. Reservoir Performance, p. 26

Para la construcci6n de un IPR se deben seguir los siguientes pasos:

⁴⁴ Ibid, p. 26

1. Seleccionar el valor para la EF
2. Asumir el rango de valores para P_{wf}
3. Para cada valor asumido del paso 2, calcular el correspondiente valor de P'_{wf} , usando la **Ecuación 17**
4. Calcular $q_{o\ max}$
5. Calcular el q_o para cada valor de P_{wf} asumido mediante la **Ecuación 16**.
6. Seleccionar una nueva EF y continuar con el paso 2, hasta completar los puntos suficientes para la completar la curva⁴⁵ como se observa en el ejemplo de la **Figura 36**.

Figura 36. Ejemplo de la curva IPR por el Método Vogel Modificado



Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 1991. Cap 2. Reservoir Performance, p. 28

Para la validación de los trabajos propuestos en los cinco pozos del bloque ocho del Campo San Francisco, se empleó el Método de Vogel Modificado.

5.4 PRONÓSTICO DE INYECCIÓN DE AGUA

Para realizar un pronóstico de inyección de agua, se emplea los conceptos de inyección de agua como método de recuperación secundaria y la teoría de desplazamiento de Buckley y Leverett.

⁴⁵ Ibid, p. 26

5.4.1 Inyección de agua. Es el método más utilizado entre los métodos de inyección de fluidos debido a diferentes factores como: La disponibilidad del agua, la relativa facilidad con la que se inyecta, la eficiencia del agua como desplazante del petróleo, la forma como se extiende a través de la formación⁴⁶. Existen dos tipos principales de inyección de agua: Inyección periférica e inyección en arreglos.

5.4.1.1 Inyección periférica. Se refiere al proceso en el que se inyecta agua fuera de la zona del petróleo, alimentando al acuífero para que ocurra un mantenimiento de presión al aprovechar este límite del yacimiento de presión constante.

Este procedimiento rinde un alto recobro del petróleo manteniendo el corte de agua bajo, además no requiere muchos pozos inyectoros y en algunos casos se pueden usar pozos existentes por lo que no requiere costos elevados para realizarlo.

5.4.1.2 Inyección en arreglos. Consta de inyectar el agua dentro de la zona del petróleo en un arreglo o forma específica de los pozos inyectoros, realizando un barrido hacia los pozos productores donde el agua invade la zona que está ocupando el petróleo y/o gas para su desplazamiento. Los pozos inyectoros forman un arreglo geométrico con los pozos productores. Existen varios tipos de arreglo con geometría definida dependiendo de la estructura, los límites del yacimiento, la continuidad de las arenas y la posición de los pozos existentes entre otros. Dentro de los arreglos conocidos encontramos: Arreglos línea directa, línea alterna, cinco Pozos, siete pozos, cuatro pozos, nueve pozos

5.4.2 Teoría de desplazamiento Buckley y Leverett. Esta teoría considera dos fluidos inmiscibles: Desplazante y desplazado. Su desarrollo se basa en el concepto de permeabilidades relativas y en la idea de un desplazamiento de pistón con fugas. Además, se supone que es un sistema de flujo lineal y continuo de dos fases, una formación homogénea, asumiendo constante la saturación de agua connata, tasas de inyección, presión y temperatura.

A partir de la Ley de Darcy y las propiedades de la roca-fluido se genera la curva de permeabilidades relativas como se observa en la **Figura 37a**, empleando la **Ecuación 18** se obtienen los datos para la construcción de la curva de flujo fraccional como se muestra en la **Figura 37b**, la cual permite determinar las tasas de flujo de petróleo y agua en cualquier punto del sistema.

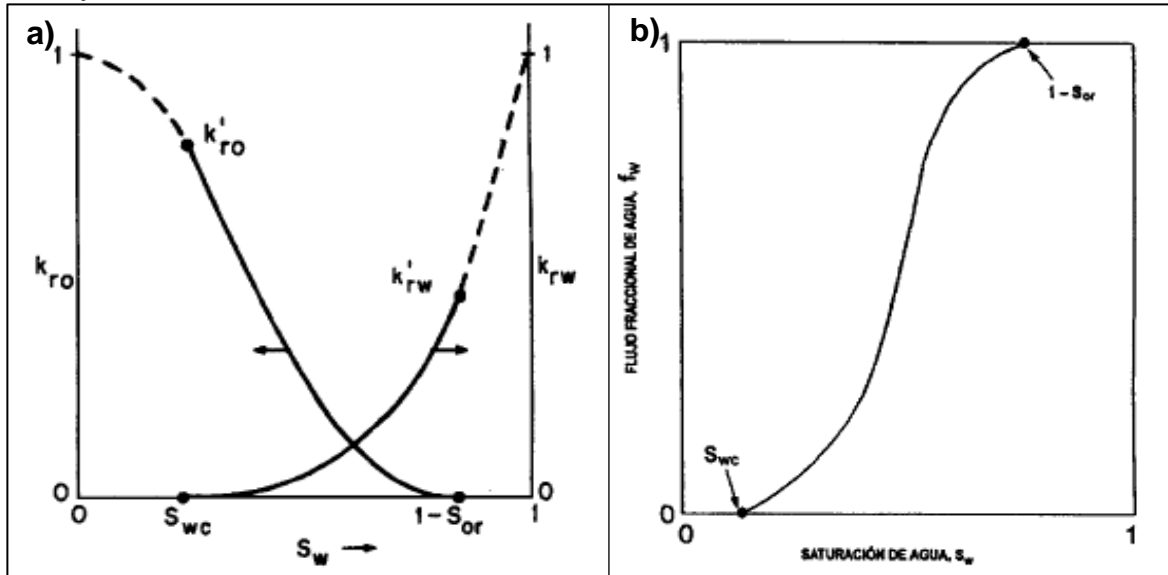
Ecuación 18. Ecuación de flujo fraccional de agua.

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro} * \mu_w}{K_{rw} * \mu_o}}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Cap 4. Desplazamiento de fluidos inmiscibles p. 84

⁴⁶ CRAIG, Forrest F. Jr. "The reservoir engineering aspects of waterflooding".New York. 1978. p. 9

Figura 37. a) Curva de permeabilidades relativas en función de S_w . **b)** Curva típica de flujo fraccional



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Cap 4. Desplazamiento de fluidos inmiscibles p. 85

5.5 PLANTEAMIENTO DE LAS OPORTUNIDADES DE WORKOVER

Como se observó en el **Figura 32-33** y la descripción de la **Grafica 38**, el bloque cuenta con seis pozos productores de los cuales cinco tiene viabilidad mecánica para entrar a realizar trabajos de workover, los pozos inyectoros del bloque se caracterizan por ser periféricos y uno de ellos pertenece a un patrón de inyección. A continuación se describe la propuesta de trabajos de workover y el incremental de producción esperado para cada uno de los proyectos.

5.5.1 Trabajos de workover propuestos a pozos productores. Los trabajos workover típicos para los pozos de Campo San Francisco se dividen en: Estimulaciones acidas, fracturamiento hidráulico, cañoneos y re cañoneos, limpieza de arenas y conversión a pozo inyector. Con el fin de realizar una validación de las propuestas mediante análisis nodal, solo se proponen trabajos en pozo productores, usando evaluación financiera y el criterio del equipo de trabajo de ECOPETROL S.A.

A continuación se realiza una corta descripción de los trabajos nombrados:

- **Estimulación Acida:** es una intervención que consiste en lograr la penetración radial del ácido a la formación para eliminar los efectos de la reducción de permeabilidad en la vecindad del pozo, disolviendo las partículas orgánicas o inorgánicas que obturan la formación. Cuando la acidificación se efectúa correctamente, se obtiene incrementos en la producción Debido al corto tiempo

de exposición con el tratamiento, la formación sólo queda tratada a unas pocas pulgadas de la cara del pozo. Uno de los problemas en el tratamiento de acidificación es el desconocimiento de la presión de fracturamiento⁴⁷.

- **Fracturamiento Hidráulico:** método de estimulación que permite aumentar considerablemente la producción de los pozos, consiste en aplicar presión a la formación hasta lograr su ruptura. El fluido fracturante penetra a la formación ampliando y extendiendo la fractura. La fractura se inicia y extiende en un plano perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo de la roca⁴⁸.
- **Cañoneo:** es la operación de perforación de agujeros con explosivos que atraviesa la tubería de revestimiento, cemento y roca reservorio; la viabilidad y rentabilidad del trabajo es alta, debido a que se contacta con los fluidos del yacimiento directamente y, la perturbación en la roca perdura por largo tiempo⁴⁹.
- **Limpieza de pozo:** consiste en la utilización de una herramienta de limpieza que se baja al fondo del pozo, la cual bombea el fluido de limpieza a alto caudal para remover tapones de arena situados dentro de la sarta de producción. Estos fluidos se caracterizan por tener una reología especial, ya que hacen remover las arenas del fondo del pozo hacia la superficie circulando por el espacio anular del completamiento⁵⁰.

Los trabajos incrementales de producción para los pozos seleccionados del bloque 8, se especifican en la **Tabla 9**:

Tabla 9. Descripción y justificación de los cinco trabajos propuestos

Pozo	Unidad	Descripción	Justificación
SF-010	Superior	Fracturamiento	Intervalo con alto daño en consecuencia del largo tiempo en producción, se considera con buen potencial para incrementar tasas de líquidos obtenidos.
	Inferior	Estimulación Ácida	Unidad con banco de petróleo menor y que aún no se ha desarrollado para aumentar la producción, le hace falta inversión en estimulación de cualquier tipo.
SF-061	Superior	-	
	Inferior	Limpieza	El pozo al día de hoy se encuentra arenado en la Unidad Inferior con posibilidad de retirar las arenas depositadas en el pozo y recomponer el estado de flujo.

⁴⁷ ALLEN, Thomas. Production Operations, Volumen 2, Cap. 7 Acidizing, p. 125

⁴⁸ ALLEN, Thomas. Production Operations, Volumen 2, Cap. 8 Hydraulic Fracturing, p. 155.

⁴⁹ ALLEN, Thomas. Production Operations, Volumen 1, Cap. 8 Completion, p. 220

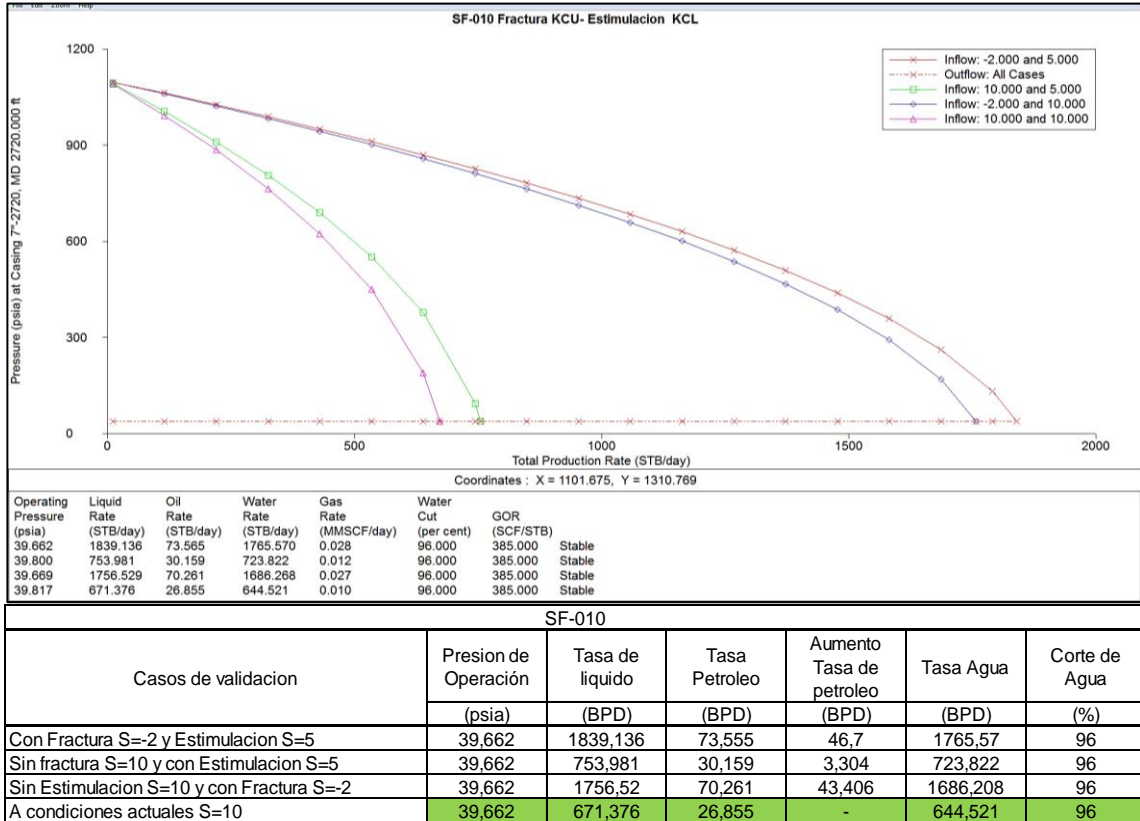
⁵⁰ ALLEN, Thomas. Production Operations, Volumen 2, Cap. 4 Sand Control, p. 38

Tabla 9. (Continuación)

Pozo	Unidad	Descripción	Justificación
SF-100	Superior	Fracturamiento	Pozo localizado dentro de uno de los patrones de inyección del campo, el volumen de petróleo barrido es alto y la posibilidad de incrementar la producción también.
	Inferior	-	
SF-129	Superior	Fracturamiento	Uno de los pozos que más volumen de líquidos y de petróleo produce, con posibilidad de incrementar los caudales en intervalos específicos con un menor corte de agua.
	Inferior	Estimulación Ácida	Unidad con Fracturamiento realizado hace años con buena respuesta, se desea estimular y recrear aquellas condiciones de producción.
SF-149	Superior	Cañoneo	Un intervalo con buen espesor y buenas características para almacenar hidrocarburos y que aún se encuentra detrás del revestimiento, se desea crear comunicación para producir esos fluidos.
	Inferior	Estimulación Ácida	Unidad con Fracturamiento realizado hace años con buena respuesta, se desea estimular y recrear aquellas condiciones de producción.

Pozo SF-010: es un pozo cercano a la periferia del campo, su histórica de producción muy por debajo del promedio del bloque, aún no se le ha practica estimulación selectiva ni Fracturamiento. Los trabajos propuestos reducirán el daño de la formación en la cara del pozo mejorando la capacidad de flujo y las tasas de producción. Para la unidad Superior se analiza la realización de un Fracturamiento que llevara el daño de valores positivos a negativos aumentando la producción aproximadamente en 40 BOPD y por parte de la estimulación en la Unidad Inferior se espera percibir un aumento aproximado de 3 BOPD de más. En la **Figura 38**, se puede apreciar el análisis nodal realizado para la condición actual y para la respuesta del pozo a los trabajos propuestos, mostrando los valores mencionados:

Figura 38. Análisis nodal pozo SF-010

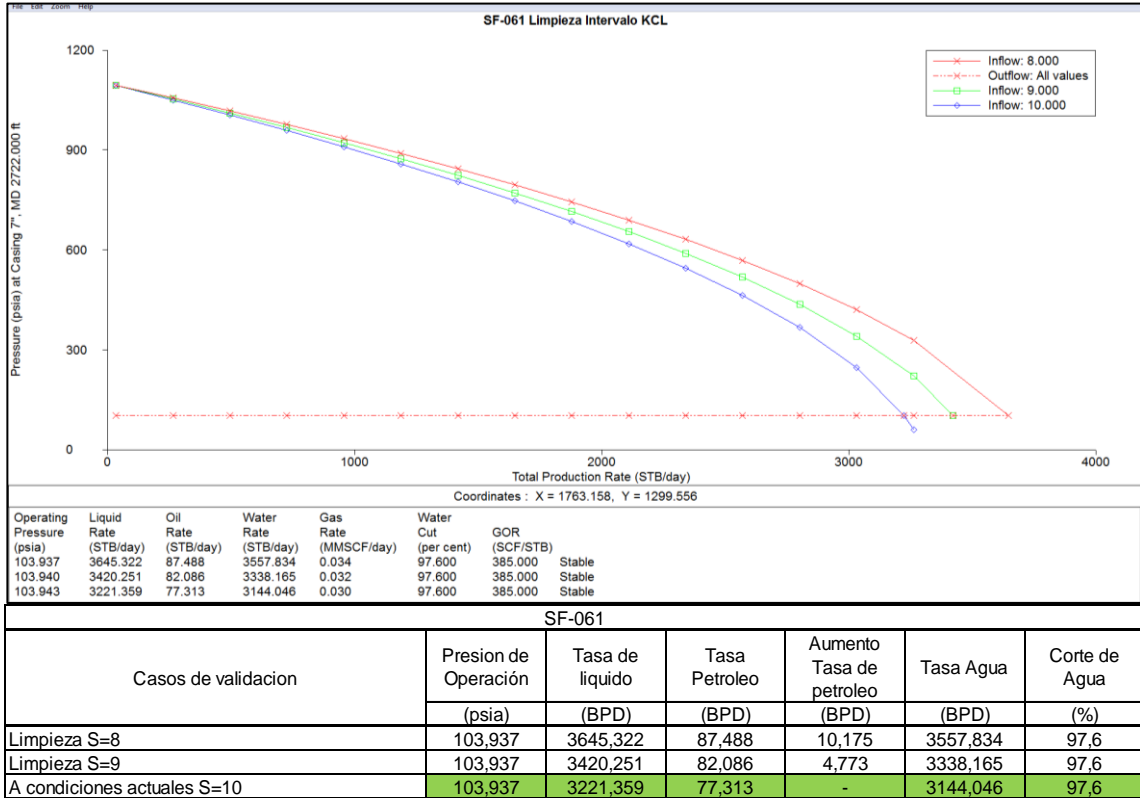


Fuente: Software Wellflo. ECOPETROL S.A. Modificado por los autores.

Del análisis anterior se distingue el incremental total de producción correspondiente a la realización de ambos trabajos workover. En cuanto a la Unidad Caballos Superior responderá con más fluidos debido a que la intervención de fractura mejora la condición de la roca mientras estimulación acida recompone la condición inicial de flujo.

Pozo SF-061: es un pozo en buenas condiciones de producción de fluidos, se presentó arenamiento en el pozo lo que conllevó a taponar el último intervalo de la Unidad Inferior. La limpieza de los intervalos no altera las condiciones de flujo en el reservorio pero si lo hacen dentro del pozo, el daño del reservorio fue alterado desde un $S_{inicial} = 10$, a unas sensibilidades de $S = 8$ y 9 . En la **Figura 39**, se puede apreciar el análisis nodal realizado para la condición actual y para la respuesta del pozo al trabajo de limpieza:

Figura 39. Análisis nodal pozo SF-061

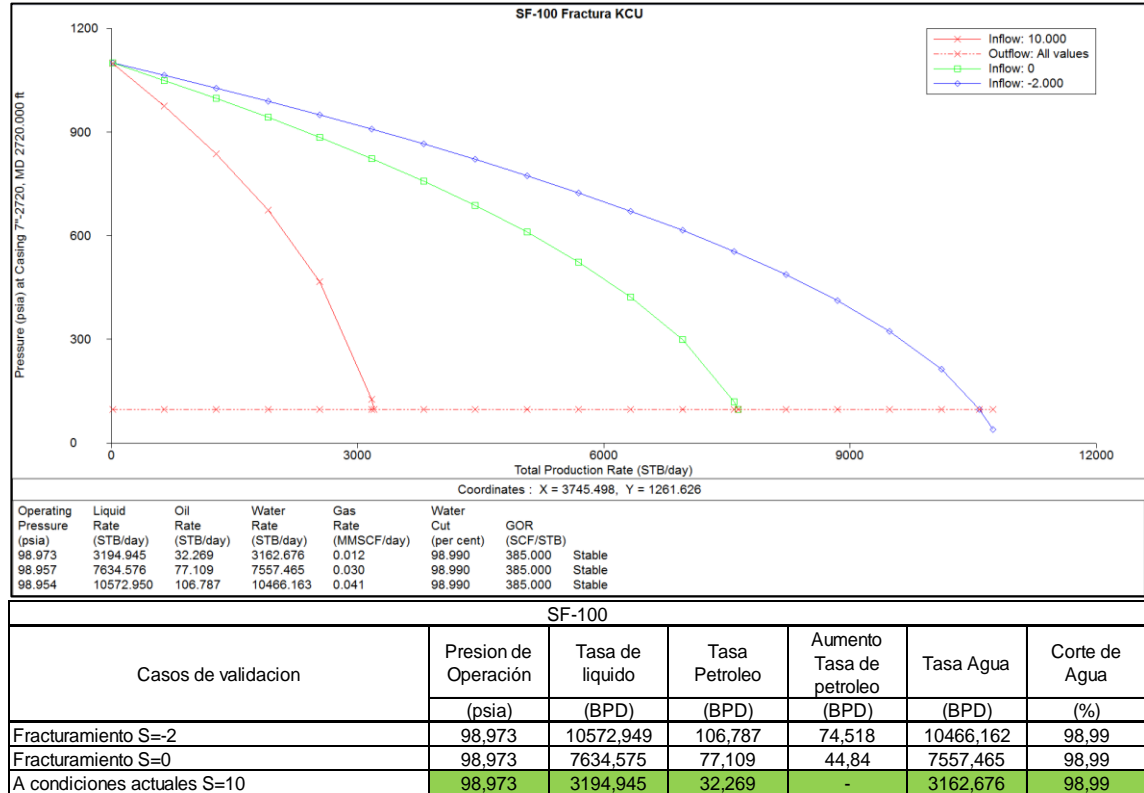


Fuente: Software Wellflo. ECOPEPETROL S.A. Modificado por los autores.

La sensibilización para el análisis nodal de los trabajos de este pozo fue evaluada para incremento de caudal por accesibilidad de una nueva zona a producción. Se estima un aumento máximo de la producción de 10 BOPD.

Pozo SF-100: es un pozo en buenas condiciones de producción para la Unidad Superior y con alto aporte de agua por parte de la Unidad Inferior por consecuencia del patrón de inyección que pertenece el pozo. Para la Unidad Superior se propone la ejecución de una fractura que reduzca el daño de la formación a valores negativos. En la **Figura 40**, se puede apreciar el análisis nodal realizado para la condición actual y para la respuesta del pozo al trabajo de fractura:

Figura 40. Análisis nodal pozo SF-100

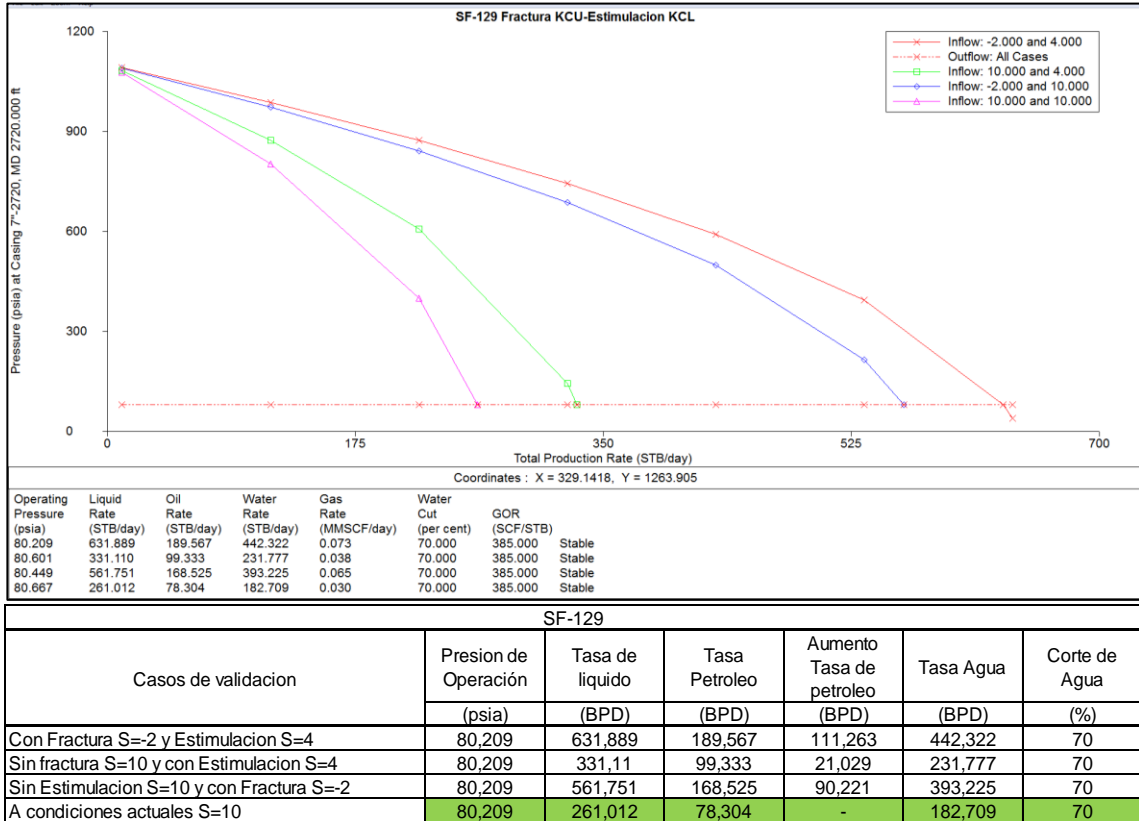


Fuente: Software Wellflo. ECOPELROL S.A. Modificado por los autores.

Según la distribución de producción se determinó que la Unidad Caballos Inferior para este pozo tiene buenas características de producción y que no es necesario la intervención en este momento. Consecuencia de la fractura se espera un incremento máximo de 74 BPD manteniendo los mismos cortes de agua, y por lo tanto, produciendo más fluidos.

Pozo SF-129: es uno de los pozos más provechosos del campo, con un corte de agua de un 70% y con una producción de petróleo cercano a los 80 BPD. Al pozo se le han practicado proyectos de estimulación en años anteriores en la Unidad Superior con sustantivos resultados, se estima que con un Fracturamiento se reduce el daño y aumenta los caudales de producción. En la Unidad Inferior se propone una estimulación para evitar la reducción de aporte de estos intervalos a las condiciones actuales de operación. En la **Figura 41**, se puede apreciar el análisis nodal realizado para la condición actual y para la respuesta del pozo al trabajo de fractura y estimulación:

Figura 41. Análisis nodal pozo SF-129

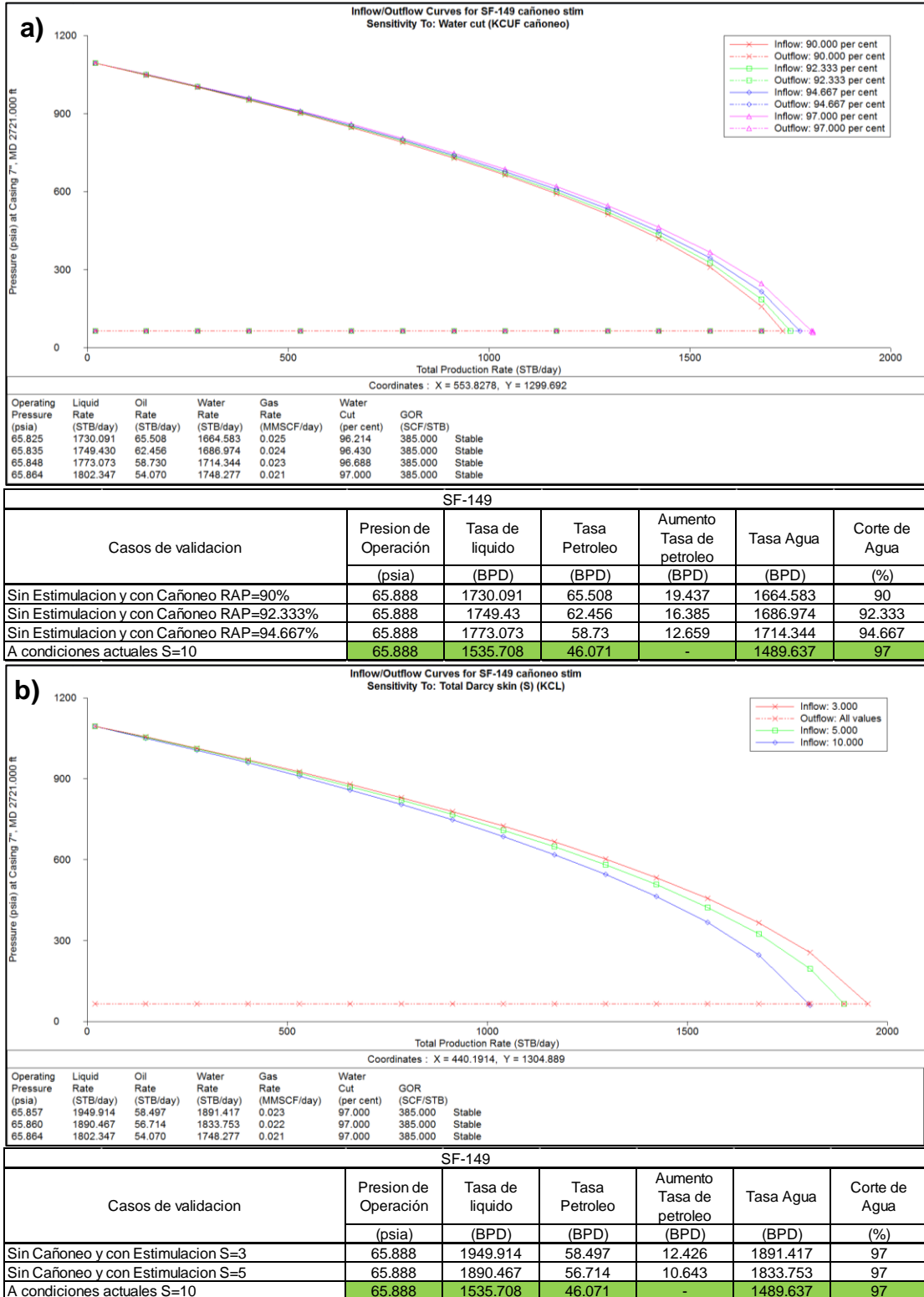


Fuente: Software Wellflo. ECOPETROL S.A. Modificado por los autores.

Este pozo al tener un corte de agua más bajo que los demás, se espera un aporte mayor de petróleo realizando la misma intervención, el aumento de la tasa de líquidos crece notoriamente pues se interviene las dos Unidades a la vez.

Pozo SF-149: es un pozo con aporte de fluidos bajos y corte de agua del 97%, se propone cañonear un nuevo intervalo en la Unidad Superior que promete aportar barriles de petróleo y similares cortes de agua. La situación antes nombrada no es problema mayor para la operación pues se tiene la capacidad en las Facilidades de Producción de recolectar nuevos caudales de agua. La unidad Inferior posee idénticas condiciones de operación que el pozo SF-129 por lo cual, se desea intervenir el pozo con una estimulación acida que mejore las condiciones de flujo en la cara del pozo. En la **Figura 42**, se puede apreciar el análisis nodal realizado para la condición actual y para la respuesta del pozo al trabajo de fractura y estimulación:

Figura 42. Análisis nodal pozo SF-149 (a) Cañoneo en KCU. (b) KCL estimulado.



Fuente: Software Wellflo. ECOPETROL S.A. Modificado por los autores.

Como se observa, se tienen elevados cortes de agua y a estas mismas condiciones la tasa de petróleo se incrementa con dificultad.

En la **Tabla 10** se muestra un resumen de las condiciones estimadas de cada pozo a partir de su condición actual y después del trabajo de workover. Además, las declinaciones actuales y estimadas fueron tenidas en cuenta para la evaluación financiera.

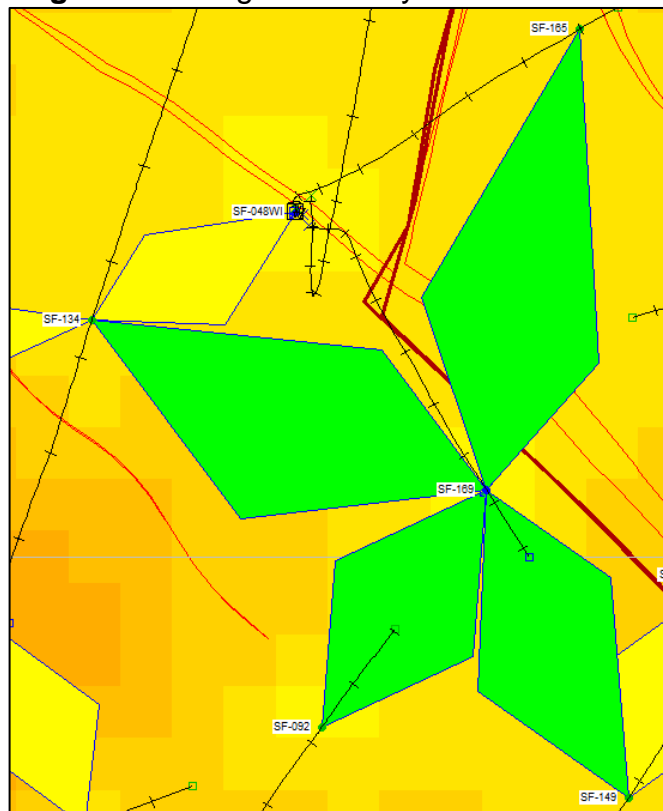
Tabla 10. Resumen de los resultados del Análisis Nodal

Pozo	Tasa de Líquido Actual (BPD)	Tasa de Líquido Esperado (BPD)	Incremental (BPD)	Tasa de Petróleo Actual (BPD)	Declinación Actual	Tasa de petróleo Esperado (BPD)	Declinación Estimada	Incremental (BPD)
SF-010	671,376	1839,136	1167,76	26,855	1,38%	73,555	2,34%	46,7
SF-061	3221,359	3420,251	198,892	77,312616	1,20%	87,488	1,56%	10,175112
SF-100	3194,945	10572,949	7378,004	32,269	3,10%	106,787	4,03%	74,518
SF-129	261,012	631,889	370,877	78,304	0,04%	189,567	0,05%	111,263
SF-149	1535,708	2144,297	608,589	46,071	1,70%	77,934	2,21%	31,863

Fuente: Software Wellflo. ECOPEPETROL S.A. Modificado por los autores

5.5.2 Trabajo de workover propuesto a pozo inyector. Se propone realizar un trabajo de conversión al pozo productor SF-169, pozo ubicado en el norte del bloque 8, en la **Figura 43** se detalla la malla de inyección. Se validó mediante un pronóstico hasta el 2025 realizado por la teoría de desplazamiento de Buckley y Leverett.

Figura 43. Polígonos de inyección en SF-169

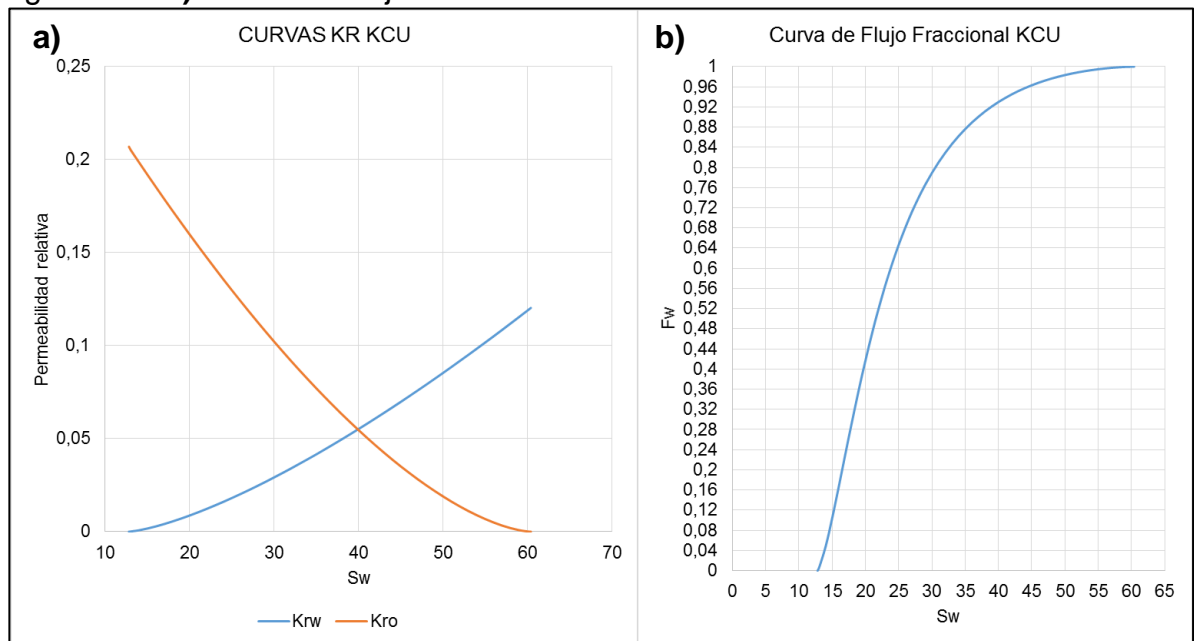


Fuente: ECOPEPETROL S.A. Software SAHARA.

Se evaluó dos escenarios, el primero en la Unidad Caballos Superior, donde los pozos que fueron afectados por la inyección son: SF-092, SF-134, SF-149 y SF-165. Para la unidad Caballos Inferior también se realizó un escenario pero para este caso los pozos afectados fueron: SF-092, SF-148 y SF-149, esto debido a la comunicación entre pozos. Para realizar el pronóstico es necesario tener en cuenta los datos de las regiones PVT, saturaciones y petrofísica. Además, se asumió una tasa constante de inyección para el pozo SF-169 de 1500 BWPD, por el promedio de las tasas de inyección de los pozos aledaños.

5.5.2.1 Pronostico de Inyección Unidad Caballos Superior. En la **Figura 44** se observa el comportamiento de la permeabilidad relativa en función de la saturación de agua para la Unidad Caballos Superior y la construcción de la curva de flujo fraccional para el modelo de inyección.

Figura 44. a) Curva de Permeabilidades relativas en función de la saturación de agua KCU **b)** Curva de Flujo fraccional KCU



En la **Tabla 11** se muestran los datos de las regiones para el pronóstico de incrementales de producción de KCU.

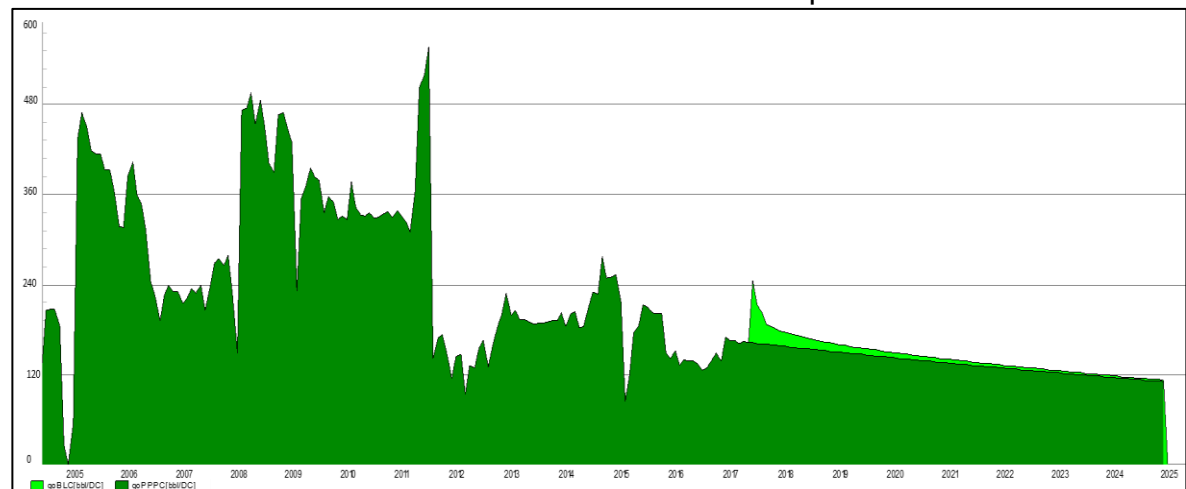
Tabla 11. Datos de regiones para la Unidad Caballos Superior

Unidad Caballos Superior					
Región PVT (cP)		Región Saturación (fracción)		Región Petrofísica, Curva Kr (fracción)	
Viscosidad del Crudo	7	Saturación de Petróleo Original (Soi.)	0.57	Krot	0.2
Viscosidad del Agua	0,534	Saturación Inicial de agua al proceso secundario (Swi sec)	0.46	Kro Exp	1.7
				Krwt	0.1
				Krw Exp	1.3
				Swirr	0.12

Fuente: Gerencia de Yacimientos. ECOPETROL S.A.

De la producción incremental de KCU se espera obtener aproximadamente 117 MBbls en conjunto para los pozos afectados, en la **Grafica 40** se observa un crecimiento en las tasa de producción de petróleo con respecto a la producción básica esperada consecuencia de la inyección en el pozo SF-169.

Gráfica 39. Producción Incremental Unidad Caballos Superior



Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por el autor

En la **Tabla 12**, se evidencia los volúmenes de petróleo que se estimó se iban a producir para cada una de las capas de la Unidad Caballos Superior de cada pozo afecta. Las celdas que no presentan valores corresponden a capas que no están abiertas a producción, o que no están conectadas con el pozo inyector.

Tabla 12. Volúmenes de Petróleo Producido Estimado por capa en KCU

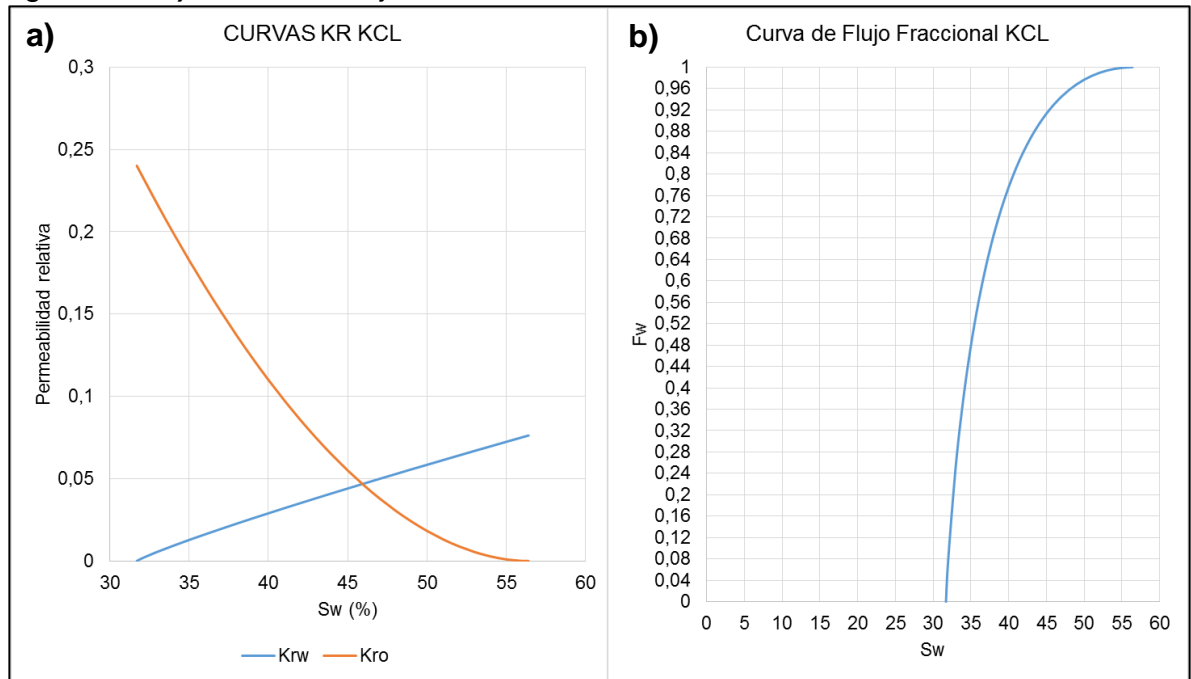
CAPA	SF-092	SF-134	SF-148	SF-149	SF-165
	Volumen (MBIs)	Volumen (MBIs)	Volumen (MBIs)	Volumen (MBIs)	Volumen (MBIs)
UA1	0	0	0	0	0
UA2	0	0	0	0	0
UB	4	6	0	3	0
UC1	5	8	0	7	8
UC2	3	6	0	4	5
UC3	3	5	0	0	7
UC4	3	6	0	0	6
UD	3	4	0	0	4
UE	0	1	0	0	0
UF	2	10	4	0	0
TOTAL	23	46	4	14	30

Fuente: ECOPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por el autor

Para esta unidad podemos analizar que el comportamiento de la perturbación por parte de la inyección del pozo SF-169 no resalta por dos razones importantes: primero se está trabajando en una zona donde el recobro de petróleo por esta unidad ha sido alto, y segundo, la tasa de inyección que se calculó para esta unidad fue de aproximadamente 700 BWPD que no es un volumen atractivo según el comportamiento histórico del campo.

5.5.2.2 Pronostico de Inyección Unidad Caballos Inferior. En la **Figura 45** se observa el comportamiento de la permeabilidad relativa en función de la saturación de agua para la Unidad Caballos Inferior y la construcción de la curva de flujo fraccional para el modelo de inyección.

Figura 45. a) Curva de Permeabilidades relativas en función de la saturación de agua KCL **b)** Curva de Flujo fraccional KCL



En la **Tabla 13** se muestran los datos de las regiones para el pronóstico de incrementales de producción de KCL.

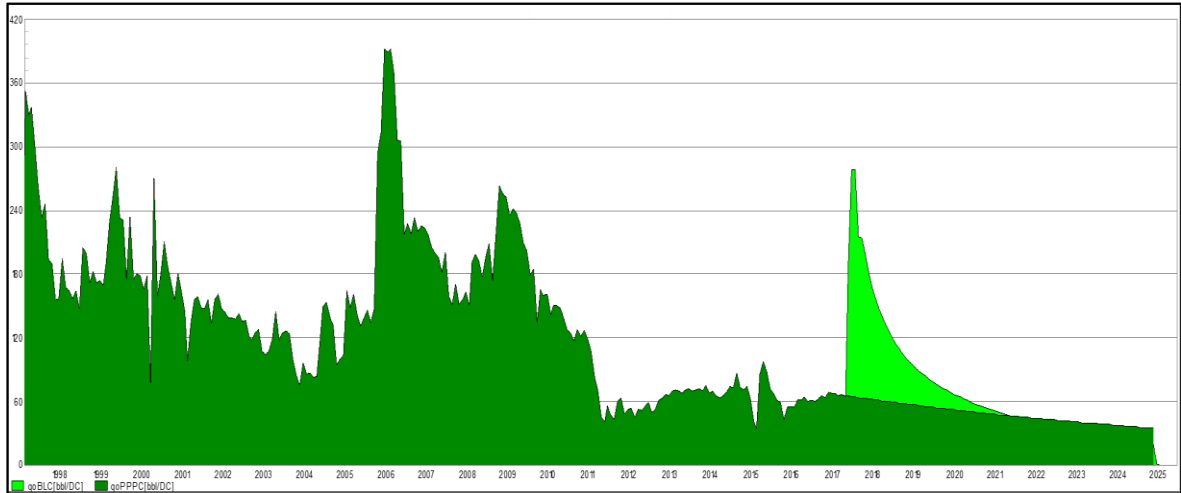
Tabla 13. Datos de regiones para la Unidad Caballos Superior

Unidad Caballos Inferior					
Región PVT (cP)		Región Saturación (fracción)		Región Petrofísica, Curva Kr (fracción)	
Viscosidad del Crudo	7	Saturación de Petróleo Original (Soi.)	0.57	Krot	0.2
Viscosidad del Agua	0,534	Saturación Inicial de agua al proceso secundario (Swi sec)	0.46	Kro Exp	2.15
				Krwt	0.1
				Krw Exp	0.8
				Swirr	0.35

Fuente: Gerencia de Yacimientos. ECOPETROL S.A.

De la producción incremental de KCL se espera obtener aproximadamente 133 MBbls en conjunto para los pozos afectados, en la **Grafica 41** se observa un crecimiento en las tasas de producción de petróleo con respecto a la producción básica esperada por consecuencia de la inyección en el pozo SF-169.

Gráfica 40. Producción Incremental Unidad Caballos Inferior



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por el autor

En la **Tabla 14**, se evidencia los volúmenes de petróleo que se estimaron iban a producir para cada una de las capas de la Unidad Caballos Inferior de cada pozo afecta.

Tabla 14. Volúmenes de Petróleo Producido Estimado por capa en KCL

CAPA	SF-092	SF-148	SF-149
	Volumen (MBls)	Volumen (MBls)	Volumen (MBls)
LA	7	8	10
LB	10	17	20
LC	11	22	28
TOTAL	28	47	58

Fuente: ECOPEPETROL S.A. Software SAHARA. Modificado por el autor

En esta unidad se aprecia que la afectación en la producción por parte de la conversión del pozo SF-169 a inyector incrementa de manera drástica la producción en esta unidad. Se analiza que este hecho es consecuencia de que en esta área el petróleo recupero ha sido muy poco y que las tasas de inyección son altas a comparación del comportamiento en el campo (800 BWPD).

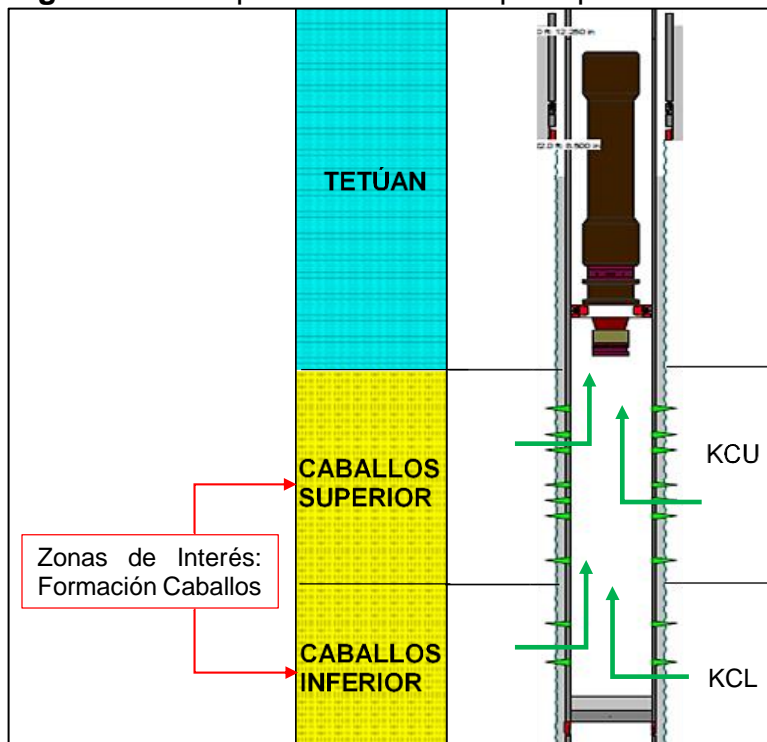
6. ANÁLISIS FINANCIERO

El Campo San Francisco ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena tiene áreas con bajos factores de recobro de petróleo, por lo que se busca incrementar la producción y optimizar la inyección de agua. Es por esto, que se planteó trabajos de workover a cinco pozos productores ubicados en el área de menor factor de recobro y en el cual se proyecta incrementar la producción de petróleo en la zona de interés como se observa en la **Figura 46**.

Esto se logró bajo el análisis de bases de datos tales como eventos relevantes de cada pozo, distribución de aporte de fluidos dada por los registros de producción e inyección de agua y propiedades petrofísicas, necesarias para distribuir la producción e inyección de agua con el fin de identificar la zona con menor factor de recobro para generar incrementales de producción.

La evaluación financiera del proyecto se realizó desde el punto de vista de una empresa operadora, donde se utilizó el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN), una tasa de interés de oportunidad (TIO) para ECOPEPETROL S.A. del 10% anual, como unidad monetaria de valor constante el dólar estadounidense (USD), y el horizonte de tiempo es de 3 años con periodos trimestrales. Adicionalmente, se hace un análisis de costos de inversión, costos de operación y análisis de ingresos para cinco escenarios.

Figura 46. Completamiento de un pozo productor.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Modificado por los autores

6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

El CAPEX (Capital Expenditures), es la inversión de capital que realiza una compañía para adquirir o alargar la vida útil de los activos fijos como: maquinaria, inmuebles, construcción de instalaciones, perforación y acondicionamiento de pozos. El CAPEX se representa como algo tangible y que tiene vida útil, el cual tiene un precio o valor después de un tiempo. A continuación en las **Tablas 15-22** se detallan los costos de inversión iniciales requeridos para cada uno de los escenarios propuestos para aumentar la producción.

- **Escenario 1 y 4:** se realizó un fracturamiento hidráulico en la Unidad Caballos Superior y una estimulación química en la Unidad Caballos Inferior en los pozos SF-010 y SF-129

Tabla 15. Costos de workover para el Escenario 1 y 4

Actividad	Cantidad	Costo (USD)	Total (USD)
Equipo de Workover (Días)	12	11.300	135.600
Movilización de Equipo	1	21.801	21.801
Servicio de Fracturamiento Hidráulico	1	121.353	121.353
Servicio de Control de Arena	1	2.236	2.236
Servicios de Estimulación Química	1	55.382	55.382
Servicio de Herramientas	1	157.317	157.317
Servicio a Pozo	1	109.302	109.302
Manejo de Fluidos	1	24.894	24.894
Obras Civiles	1	1.733	1.733
Gerencia de Proyecto	1	2.901	2.901
Inversión Total			632.521

Fuente: Gerencia de Yacimientos, ECOPELROL S.A.

Tabla 16. Costos de inversión del Escenario 1 y 4

Periodo	Descripción	USD
0	Fracturamiento hidráulico y estimulación química	632.521

Fuente: Gerencia de Yacimientos, ECOPELROL S.A.

- **Escenario 2:** se realizó una limpieza de arena que aislaba parte de la Unidad Caballos Inferior del pozo SF-061.

Tabla 17. Costos de workover para el Escenario 2

Actividad	Cantidad	Costo (USD)	Total (USD)
Equipo de Workover	3	11.300	33.900
Movilización de Equipo	1	18.000	18.000
Servicio de Limpieza de Arena (Bomba)	1	2.236	12.236
Servicio de Herramientas	1	53.521	53.521

Tabla 17. (Continuación)

Actividad	Cantidad	Costo (USD)	Total (USD)
Gerencia de Proyecto	1	2.901	2.901
Inversión Total			120.558

Fuente: Gerencia de Yacimientos, ECOPETROL S.A.

Tabla 18. Costos de inversión del Escenario 2.

Periodo	Descripción	USD
0	Limpieza de Arenas	120.558

Fuente: Gerencia de Yacimientos, ECOPETROL S.A.

- **Escenario 3:** se realizó un fracturamiento hidráulico en la Unidad Caballos Superior del pozo SF-100.

Tabla 19. Costos de workover para el Escenario 3

Actividad	Cantidad	Costo (USD)	Total (USD)
Equipo de Workover	8	11.300	90.400
Movilización de Equipo	1	21.801	21.801
Servicio de Fracturamiento Hidráulico	1	121.353	121.353
Servicio de Control de Arena	1	2.236	2.236
Servicio de Herramientas	1	103.796	103.796
Servicio a Pozo	1	97.675	97.675
Manejo de Fluidos	1	8.159	8.159
Gerencia de Proyecto	1	2.901	2.901
Inversión Total			448.322

Fuente: Gerencia de Yacimientos, ECOPETROL S.A.

Tabla 20. Costos de inversión del Escenario 3.

Periodo	Descripción	USD
0	Fracturamiento hidráulico	448.322

Fuente: Gerencia de Yacimientos, ECOPETROL S.A.

- **Escenario 5:** se realizó una estimulación química en la Unidad Caballos Inferior y cañoneo en la Unidad Caballos Superior del pozo SF-149.

Tabla 21. Costos de workover para el Escenario 5

Actividad	Cantidad	Costo (USD)	Total (USD)
Equipo de Workover (Días)	6	11.300	67.800
Servicio Registros Eléctricos	1	30.577	30.577
Cañoneo con Cable	1	48.978	48.978
Servicios de Estimulación Química	1	55.382	55.382
Servicio a Pozo	1	11.628	11.628
Manejo de Fluidos	1	16.735	16.735
Servicio de Herramientas	1	10.195	10.195

Tabla 21. (Continuación)

Actividad	Cantidad	Costo (USD)	Total (USD)
Servicio de Herramientas Especiales	1	8.000	8.000
Servicio de Slick Line	1	11.273	11.273
Obras Civiles	1	1.733	1.733
Gerencia de Proyecto	1	2.901	2.901
Inversión Total			265.203

Fuente: Gerencia de Yacimientos, ECOPETROL S.A.

Tabla 22. Costos de inversión del Escenario 5

Periodo	Descripción	USD
0	Estimulación química y cañoneo de nuevas zonas	265.203

Fuente: Gerencia de Yacimientos, ECOPETROL S.A.

6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos de operación (OPEX, Operational Expenditure), son los costos asociados con el diario acontecer de una operación, mantenimiento de equipos e insumos necesarios para la producción y el normal funcionamiento de la operación. Serán representados por el costo que tiene la empresa para levantar cada barril de fluido, el cual incluye la extracción, recolección, tratamiento, personal requerido, energía, entre otros, el cual es de \$8.84 USD/Bbl para el Campo San Francisco, información suministrada por ECOPETROL S.A.

La producción incremental se calcula mediante la diferencia entre la producción estimada de cada escenario y la producción del caso base. Después de haber calculado la producción incremental de petróleo para cada escenario se procede a calcular los costos operacionales (OPEX). El OPEX se calcula multiplicando el costo de levantamiento por barril por la producción incremental en cada período.

A continuación, en las **Tablas 23-27** se observa en detalle el cálculo los costos operacionales por escenario.

- **Escenario 1:** fracturamiento hidráulico y estimulación química del pozo SF-010.

Tabla 23. Costos operacionales del Escenario 1.

Periodo (Trimestres)	Producción Básica (*) (Bbl)	Producción después de Workover(Bbl)	Producción Incremental (Bbl)	Costo Levantamiento por Barril (USD/Bbl)	USD
1	2.184,05	6.321,40	4.137,35	8,84	36.574,17
2	2.056,57	5.845,64	3.789,07	8,84	33.495,42
3	1.948,46	5.449,35	3.500,89	8,84	30.947,89
4	1.846,03	5.079,92	3.233,89	8,84	28.587,61

Tabla 23. (Continuación)

Periodo (Trimestres)	Producción Básica (*) (Bbl)	Producción después de Workover(Bbl)	Producción Incremental (Bbl)	Costo Levantamiento por Barril (USD/Bbl)	USD
5	1.748,99	4.735,54	2.986,55	8,84	26.401,13
6	1.657,05	4.414,51	2.757,46	8,84	24.375,94
7	1.569,94	4.115,24	2.545,30	8,84	22.500,41
8	1.487,41	3.836,25	2.348,84	8,84	20.763,76
9	1.409,22	3.576,18	2.166,96	8,84	19.155,94
10	1.335,14	3.333,75	1.998,60	8,84	17.667,65
11	1.264,96	3.107,74	1.842,78	8,84	16.290,22
12	1.198,46	2.897,06	1.698,60	8,84	15.015,61

* Fuente: Gerencia de Yacimientos. ECOPEPETROL S.A.

- **Escenario 2:** limpieza de arena del pozo SF-061.

Tabla 24. Costos operacionales del Escenario 2

Periodo (Trimestres)	Producción Básica (*) (Bbl)	Producción después de Workover(Bbl)	Producción Incremental (Bbl)	Costo Levantamiento por Barril (USD/Bbl)	USD
1	6.617,08	7.498,93	881,85	8,84	7.795,53
2	6.357,22	7.118,18	760,96	8,84	6.726,91
3	6.132,43	6.792,72	660,30	8,84	5.837,02
4	5.915,59	6.482,15	566,56	8,84	5.008,41
5	5.706,41	6.185,77	479,36	8,84	4.237,54
6	5.504,64	5.902,95	398,31	8,84	3.521,08
7	5.309,99	5.633,05	323,06	8,84	2.855,87
8	5.122,23	5.375,50	253,27	8,84	2.238,89
9	4.941,11	5.129,72	188,61	8,84	1.667,33
10	4.766,40	4.895,18	128,79	8,84	1.138,49
11	4.597,86	4.671,37	73,51	8,84	649,83
12	4.435,28	4.457,78	22,51	8,84	198,95

* Fuente: Gerencia de Yacimientos. ECOPEPETROL S.A.

- **Escenario 3:** fracturamiento hidráulico del pozo SF-100.

Tabla 25. Costos operacionales del Escenario 3

Periodo (Trimestres)	Producción Básica (*) (Bbl)	Producción después de Workover(Bbl)	Producción Incremental (Bbl)	Costo Levantamiento por Barril (USD/Bbl)	USD
1	2.737,03	9.015,88	6.278,85	8,84	55.505,00
2	2.467,27	7.876,82	5.409,56	8,84	47.820,48
3	2.248,16	6.979,83	4.731,67	8,84	41.827,99

Tabla 25. (Continuación)

Periodo (Trimestres)	Producción Básica (*) (Bbl)	Producción después de Workover(Bbl)	Producción Incremental (Bbl)	Costo Levantamiento por Barril (USD/Bbl)	USD
4	2.048,51	6.184,98	4.136,48	8,84	36.566,47
5	1.866,59	5.480,65	3.614,07	8,84	31.948,37
6	1.700,82	4.856,53	3.155,71	8,84	27.896,49
7	1.549,78	4.303,48	2.753,71	8,84	24.342,76
8	1.412,15	3.813,41	2.401,27	8,84	21.227,20
9	1.286,74	3.379,15	2.092,41	8,84	18.496,93
10	1.172,47	2.994,34	1.821,87	8,84	16.105,37
11	1.068,34	2.653,35	1.585,01	8,84	14.011,48
12	973,47	2.351,20	1.377,73	8,84	12.179,12

* Fuente: Gerencia de Yacimientos. ECOPEPETROL S.A.

- **Escenario 4:** fracturamiento hidráulico y estimulación química del pozo SF-129.

Tabla 26. Costos operacionales del Escenario 4.

Periodo (Trimestres)	Producción Básica (*) (Bbl)	Producción después de Workover(Bbl)	Producción Incremental (Bbl)	Costo Levantamiento por Barril (USD/Bbl)	USD
1	6.835,44	16.815,42	9.979,98	8,84	88.223,04
2	6.826,33	16.786,30	9.959,97	8,84	88.046,10
3	6.818,15	16.760,13	9.941,99	8,84	87.887,16
4	6.809,97	16.734,01	9.924,04	8,84	87.728,50
5	6.801,80	16.707,92	9.906,12	8,84	87.570,11
6	6.793,65	16.681,88	9.888,23	8,84	87.411,99
7	6.785,50	16.655,88	9.870,38	8,84	87.254,14
8	6.777,36	16.629,91	9.852,55	8,84	87.096,57
9	6.769,23	16.603,99	9.834,76	8,84	86.939,26
10	6.761,11	16.578,11	9.816,99	8,84	86.782,23
11	6.753,01	16.552,27	9.799,26	8,84	86.625,47
12	6.744,91	16.526,47	9.781,56	8,84	86.468,98

* Fuente: Gerencia de Yacimientos. ECOPEPETROL S.A.

- **Escenario 5:** estimulación química y cañoneo de nuevas zonas del pozo SF-149

Tabla 27. Costos operacionales del Escenario 5

Periodo (Trimestres)	Producción Básica (*) (Bbl)	Producción después de Workover(Bbl)	Producción Incremental (Bbl)	Costo Levantamiento por Barril (USD/Bbl)	USD
1	3.850,24	6.508,38	2.658,14	8,84	23.497,92
2	3.637,66	6.044,84	2.407,18	8,84	21.279,49
3	3.456,79	5.657,07	2.200,28	8,84	19.450,44
4	3.284,91	5.294,17	2.009,25	8,84	17.761,78
5	3.121,58	4.954,54	1.832,96	8,84	16.203,38
6	2.966,37	4.636,71	1.670,34	8,84	14.765,78
7	2.818,88	4.339,27	1.520,38	8,84	13.440,20
8	2.678,72	4.060,90	1.382,18	8,84	12.218,47
9	2.545,53	3.800,40	1.254,86	8,84	11.092,98
10	2.418,97	3.556,60	1.137,63	8,84	10.056,69
11	2.298,69	3.328,45	1.029,75	8,84	9.103,02
12	2.184,40	3.114,93	930,53	8,84	8.225,86

* Fuente: Gerencia de Yacimientos. ECOPETROL S.A.

6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Los ingresos para este proyecto son obtenidos por las ventas de los barriles de crudo, donde el precio de venta del día Octubre 27 del 2017, está representado en la **Tabla 28**.

Tabla 28. Precio de venta de crudo para el Campo San Francisco

Descripción	USD/Bbl
Crudo Brent	60,50
Ajuste por Calidad	-6,50
Costo de Transporte	-2,50
Precio Final de Venta	51,50

Fuente: Gerencia de Yacimientos, ECOPETROL S.A

La Constitución Política de Colombia en el artículo 360 define la regalía como “Una contraprestación económica de propiedad del Estado que se causa por la explotación de un recurso natural no renovable y cuya titularidad es del Estado Colombiano”⁵¹.

Las regalías establecidas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para el Campo San Francisco equivalen al 32%, información suministrada por ECOPETROL S.A. La producción neta viene dada por la **Ecuación 19**.

⁵¹ Agencia Nacional de Hidrocarburos. Las regalías en el sector de hidrocarburos. [En línea]. [5 de Noviembre de 2017]. Disponible en < <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Documents/regaliasSector.pdf>>

Ecuación 19. Producción Neta

$$\text{Producción Neta (Bbl)} = \text{Producción Incremental (Bbl)} - \text{Regalías (Bbl)}$$

Una vez ya calculada la producción neta, se sigue con el cálculo de los ingresos para cada periodo, mediante la **Ecuación 20**.

Ecuación 20. Cálculo de ingresos

$$\text{Ingresos (USD)} = \text{Precio de Venta} \left(\frac{\text{USD}}{\text{Bbl}} \right) * \text{Producción Neta (Bbl)}$$

En las **Tablas 29-38**, se muestran la producción neta y los ingresos obtenidos para cada escenario.

- **Escenario 1:** fracturamiento hidráulico y estimulación química del pozo SF-010

Tabla 29. Producción Neta del Escenario 1

Periodo (Trimestres)	Producción Incremental (Bbl)	Regalías (32%)	Producción Neta (Bbl)
1	4.137,35	1.323,95	2.813,40
2	3.789,07	1.212,50	2.576,57
3	3.500,89	1.120,29	2.380,61
4	3.233,89	1.034,85	2.199,05
5	2.986,55	955,70	2.030,86
6	2.757,46	882,39	1.875,07
7	2.545,30	814,49	1.730,80
8	2.348,84	751,63	1.597,21
9	2.166,96	693,43	1.473,53
10	1.998,60	639,55	1.359,05
11	1.842,78	589,69	1.253,09
12	1.698,60	543,55	1.155,05

Tabla 30. Ingresos para el Escenario 1

Periodo (Trimestres)	Precio de Venta (USD/Bbl)	Producción Neta (Bbl)	USD
1	51,50	2.813,40	144.889,97
2	51,50	2.576,57	132.693,38
3	51,50	2.380,61	122.601,24
4	51,50	2.199,05	113.250,92
5	51,50	2.030,86	104.589,09
6	51,50	1.875,07	96.566,21
7	51,50	1.730,80	89.136,24
8	51,50	1.597,21	82.256,42

Tabla 30. (Continuación)

Periodo (Trimestres)	Precio de Venta (USD/Bbl)	Producción Neta (Bbl)	USD
9	51,50	1.473,53	75.886,99
10	51,50	1.359,05	69.991,06
11	51,50	1.253,09	64.534,32
12	51,50	1.155,05	59.484,93

- **Escenario 2:** limpieza de arena del pozo SF-061.

Tabla 31. Producción Neta del Escenario 2

Periodo (Trimestres)	Producción Incremental (Bbl)	Regalías (32%)	Producción Neta (Bbl)
1	881,85	282,19	599,66
2	760,96	243,51	517,45
3	660,30	211,29	449,00
4	566,56	181,30	385,26
5	479,36	153,40	325,96
6	398,31	127,46	270,85
7	323,06	103,38	219,68
8	253,27	81,05	172,22
9	188,61	60,36	128,26
10	128,79	41,21	87,58
11	73,51	23,52	49,99
12	22,51	7,20	15,30

Tabla 32. Ingresos para el Escenario 2

Periodo (Trimestres)	Precio de Venta (USD/Bbl)	Producción Neta (Bbl)	USD
1	51,50	599,66	30.882,31
2	51,50	517,45	26.648,92
3	51,50	449,00	23.123,58
4	51,50	385,26	19.841,00
5	51,50	325,96	16.787,19
6	51,50	270,85	13.948,91
7	51,50	219,68	11.313,63
8	51,50	172,22	8.869,46
9	51,50	128,26	6.605,18
10	51,50	87,58	4.510,15
11	51,50	49,99	2.574,31
12	51,50	15,30	788,14

- **Escenario 3:** fracturamiento hidráulico del pozo SF-100.

Tabla 33. Producción Neta del Escenario 3

Periodo (Trimestres)	Producción Incremental (Bbl)	Regalías (32%)	Producción Neta (Bbl)
1	6.278,85	2.009,23	4.269,62
2	5.409,56	1.731,06	3.678,50
3	4.731,67	1.514,14	3.217,54
4	4.136,48	1.323,67	2.812,81
5	3.614,07	1.156,50	2.457,57
6	3.155,71	1.009,83	2.145,88
7	2.753,71	881,19	1.872,52
8	2.401,27	768,41	1.632,86
9	2.092,41	669,57	1.422,84
10	1.821,87	583,00	1.238,87
11	1.585,01	507,20	1.077,81
12	1.377,73	440,87	936,86

Tabla 34. Ingresos para el Escenario 3.

Periodo (Trimestres)	Precio de Venta (USD/Bbl)	Producción Neta (Bbl)	USD
1	51,50	4.269,62	219.885,19
2	51,50	3.678,50	189.442,65
3	51,50	3.217,54	165.703,19
4	51,50	2.812,81	144.859,49
5	51,50	2.457,57	126.564,71
6	51,50	2.145,88	110.513,01
7	51,50	1.872,52	96.434,78
8	51,50	1.632,86	84.092,36
9	51,50	1.422,84	73.276,29
10	51,50	1.238,87	63.802,04
11	51,50	1.077,81	55.507,02
12	51,50	936,86	48.248,03

- **Escenario 4:** fracturamiento hidráulico y estimulación química del pozo SF-129.

Tabla 35. Producción Neta del Escenario 4

Periodo (Trimestres)	Producción Incremental (Bbl)	Regalías (32%)	Producción Neta (Bbl)
1	9.979,98	3.193,59	6.786,39
2	9.959,97	3.187,19	6.772,78
3	9.941,99	3.181,44	6.760,55
4	9.924,04	3.175,69	6.748,35
5	9.906,12	3.169,96	6.736,16

Tabla 35. (Continuación)

Periodo (Trimestres)	Producción Incremental (Bbl)	Regalías (32%)	Producción Neta (Bbl)
6	9.888,23	3.164,23	6.724,00
7	9.870,38	3.158,52	6.711,86
8	9.852,55	3.152,82	6.699,74
9	9.834,76	3.147,12	6.687,64
10	9.816,99	3.141,44	6.675,56
11	9.799,26	3.135,76	6.663,50
12	9.781,56	3.130,10	6.651,46

Tabla 36. Ingresos para el Escenario 4.

Periodo (Trimestres)	Precio de Venta (USD/Bbl)	Producción Neta (Bbl)	USD
1	51,50	6.786,39	349.498,95
2	51,50	6.772,78	348.798,02
3	51,50	6.760,55	348.168,38
4	51,50	6.748,35	347.539,82
5	51,50	6.736,16	346.912,34
6	51,50	6.724,00	346.285,95
7	51,50	6.711,86	345.660,63
8	51,50	6.699,74	345.036,39
9	51,50	6.687,64	344.413,23
10	51,50	6.675,56	343.791,14
11	51,50	6.663,50	343.170,13
12	51,50	6.651,46	342.550,18

- **Escenario 5:** estimulación química y cañoneo de nuevas zonas del pozo SF-149

Tabla 37. Producción Neta del Escenario 5.

Periodo (Trimestres)	Producción Incremental (Bbl)	Regalías (32%)	Producción Neta (Bbl)
1	2.658,14	850,60	1.807,53
2	2.407,18	770,30	1.636,88
3	2.200,28	704,09	1.496,19
4	2.009,25	642,96	1.366,29
5	1.832,96	586,55	1.246,41
6	1.670,34	534,51	1.135,83
7	1.520,38	486,52	1.033,86
8	1.382,18	442,30	939,88
9	1.254,86	401,56	853,31
10	1.137,63	364,04	773,59
11	1.029,75	329,52	700,23
12	930,53	297,77	632,76

Tabla 38. Ingresos para el Escenario 5.

Periodo (Trimestres)	Precio de Venta (USD/Bbl)	Producción Neta (Bbl)	USD
1	51,50	1.807,53	93.087,93
2	51,50	1.636,88	84.299,54
3	51,50	1.496,19	77.053,66
4	51,50	1.366,29	70.363,99
5	51,50	1.246,41	64.190,31
6	51,50	1.135,83	58.495,20
7	51,50	1.033,86	53.243,86
8	51,50	939,88	48.403,92
9	51,50	853,31	43.945,28
10	51,50	773,59	39.839,96
11	51,50	700,23	36.061,95
12	51,50	632,76	32.587,07

6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

El objetivo de esta sección es evaluar la viabilidad financiera de los cinco trabajos de workover propuestos para incrementar la producción en el Campo San Francisco mediante el indicador Valor Presente Neto (VPN).

6.4.1 Valor Presente Neto (VPN). Es un indicador financiero, que se calcula mediante la sumatoria de los flujos de caja neto puesto en el día de hoy, tanto los ingresos futuros como egresos futuros, lo que permite tomar una decisión de realizar o no un proyecto desde el punto de vista financiero⁵², en la **Ecuación 21**, se muestra como se calcula el VPN.

Para interpretar el resultado del VPN, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Si el VPN >0, El proyecto es atractivo para el inversionista porque le ofrece una ganancia extraordinaria adicional a la TIO.
- Si VPN <0, significa que el proyecto no cumple con las expectativas del inversionista.
- Si VPN=0, quiere decir que el proyecto es indiferente financieramente para el inversionista.

Ecuación 21. Cálculo del Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN(i) = \sum F_n (1+i)^{-n}$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería Económica - Valor presente neto. Capítulo 9. 8 ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2011. p. 197

⁵² BACA, Guillermo. Ingeniería Económica - Valor presente neto. Capítulo 9. 8 ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2011. p. 196

Donde:

VPN: Valor Presente Neto

F_n: Flujo de caja neto de cada periodo

i: Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)

n : Número de Periodos

6.4.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO). “Es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objetivo de realizar un proyecto”⁵³. Para este caso la TIO de la compañía es de 10% anual. El proyecto se capitaliza trimestralmente, por lo que se requiere hacer una equivalencia de tasas a través de la **Ecuación 22**.

Ecuación 22. Equivalencia de tasas

$$(1+i_{\text{conocida}})^n = (1+i_{\text{deseada}})^m$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Capítulo 2. 8 Ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2011. p.22

Donde:

i_{conocida}: tasa de interés de oportunidad conocida.

n: periodos de tiempo conocidos.

m: periodos de tiempo deseados.

i_{deseada}: tasa de interés de oportunidad deseada.

Por lo tanto la TIO trimestral del proyecto es la siguiente **Ecuación 23**:

Ecuación 23. Cálculo de la TIO trimestral

$$(1+0,1)^1 = (1+i_{\text{deseada}})^4$$
$$i_{\text{deseada}} = \sqrt[4]{(1+0,1)^1 - 1}$$
$$i_{\text{deseada}} = 0,02411 = 2,411\% \text{ trimestral}$$

6.4.3 Flujo de Caja. Un flujo de caja es una representación gráfica de los ingresos y egresos que generan un proyecto⁵⁴, se calcula mediante la **Ecuación 24**.

Ecuación 24. Flujo de Caja Neto

$$\text{Flujo de Caja Neto} = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$$

A continuación, se representan los flujos de caja generales y netos para cada uno de los escenarios en las **Figuras 47-56**.

⁵³ Ibid, p. 197

⁵⁴ Ibid, p.4

- **Escenario 1:** fracturamiento hidráulico y estimulación química del pozo SF-010

Figura 47. Flujo de caja para el Escenario 1.

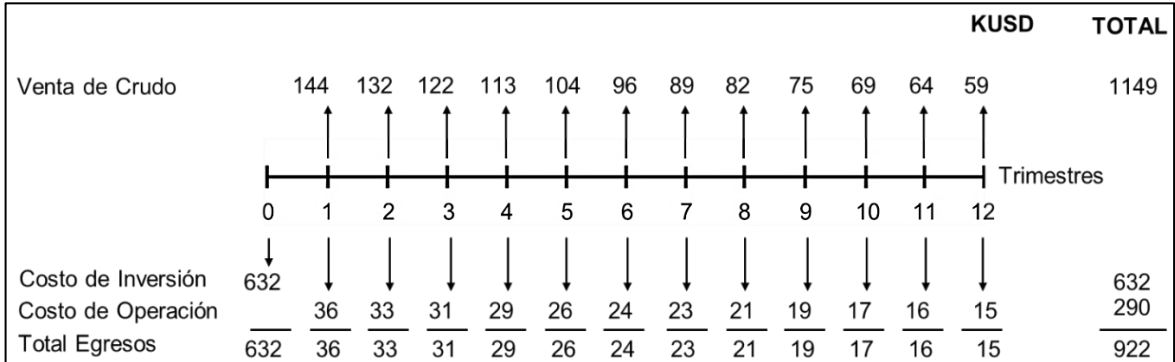
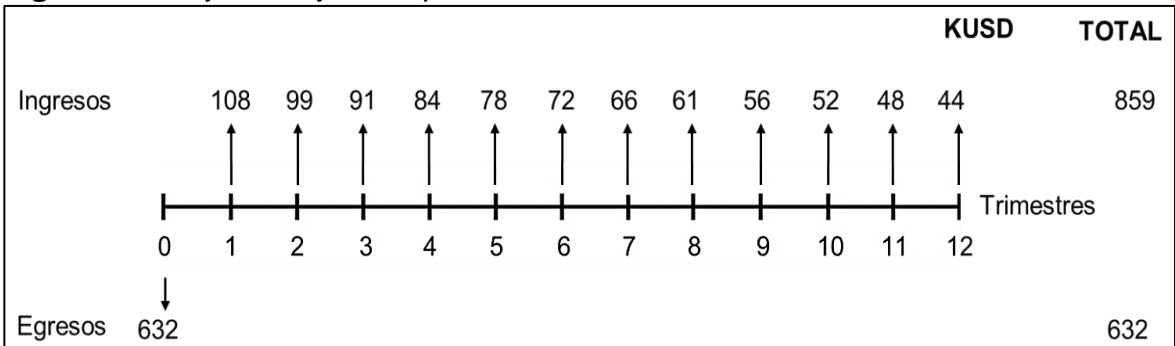


Figura 48. Flujo de caja neto para el Escenario 1.



Valor Presente Neto (VPN) para el Escenario 1.

$$\begin{aligned}
 \text{VPN (0,02411)} &= - 632.521 + 108.315,80 \cdot (1+0,02411)^{-1} + 99.197,96 \cdot (1+0,02411)^{-2} \\
 &+ 91.653,35 \cdot (1+0,02411)^{-3} + 84.663,31 \cdot (1+0,02411)^{-4} + 78.187,96 \\
 &\cdot (1+0,02411)^{-5} + 72.190,2 \cdot (1+0,02411)^{-6} + 66.635,8 \cdot (1+0,02411)^{-7} \\
 &+ 61.492,66 \cdot (1+0,02411)^{-8} + 56.731,05 \cdot (1+0,02411)^{-9} + 52.323,41 \\
 &\cdot (1+0,02411)^{-10} + 48.244 \cdot (1+0,02411)^{-11} + 44.469,3 \cdot (1+0,02411)^{-12} \\
 &= 126.878,78
 \end{aligned}$$

- **Escenario 2:** limpieza de arena del pozo SF-061.

Figura 49. Flujo de caja para el Escenario 2.

	KUSD												TOTAL	
Venta de Crudo		30	26	23	19	16	13	11	8	6	4	2	0	158
		↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	
Costo de Inversión	120													120
	↓													
Costo de Operación		7	7	6	5	4	3	3	2	2	1	1	0	41
		↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	
Total Egresos	120	7	7	6	5	4	3	3	2	2	1	1	0	161

Figura 50. Flujo de caja neto para el Escenario 2.

	KUSD												TOTAL	
Ingresos		23	19	17	14	12	10	8	6	4	3	1	0	117
		↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	
Egresos	120													120
	↓													

Valor Presente Neto (VPN) para el Escenario 2.

$$\begin{aligned}
 \text{VPN}(0,02411) &= -120.558 + 23.086,77 \cdot (1+0,02411)^{-1} + 19.922,00 \cdot (1+0,02411)^{-2} \\
 &+ 17.286,56 \cdot (1+0,02411)^{-3} + 14.832,59 \cdot (1+0,02411)^{-4} + 12.549,64 \\
 &\cdot (1+0,02411)^{-5} + 10.427,82 \cdot (1+0,02411)^{-6} + 8.457,7 \cdot (1+0,02411)^{-7} \\
 &+ 6.630,56 \cdot (1+0,02411)^{-8} + 4.937,85 \cdot (1+0,02411)^{-9} + 3.371,66 \\
 &\cdot (1+0,02411)^{-10} + 1.924,4 \cdot (1+0,02411)^{-11} + 589,19 \cdot (1+0,02411)^{-12} \\
 &= -8.058,03
 \end{aligned}$$

- **Escenario 3:** fracturamiento hidráulico del pozo SF-100.

Figura 51. Flujo de caja para el Escenario 3.

	KUSD												TOTAL	
Venta de Crudo		219	189	165	144	126	110	96	84	73	63	55	48	1372
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Trimestres
Costo de Inversión	448													448
Costo de Operación		55	48	42	36	32	28	24	22	19	16	14	12	348
Total Egresos	448	55	48	42	36	32	28	24	22	19	16	14	12	796

Figura 52. Flujo de caja neto para el Escenario 3.

	KUSD												TOTAL	
Ingresos		164	141	123	108	94	82	72	62	54	47	41	36	1024
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Trimestres
Egresos	448													448

Valor Presente Neto (VPN) para el Escenario 3.

$$\begin{aligned}
 \text{VPN (0,02411)} &= - 448.322 + 164.380,19 \cdot (1+0,02411)^{-1} + 141.622,17 \cdot (1+0,02411)^{-2} \\
 &+ 123.875,20 \cdot (1+0,02411)^{-3} + 108.293,01 \cdot (1+0,02411)^{-4} + 94.616,33 \\
 &\cdot (1+0,02411)^{-5} + 82.616,52 \cdot (1+0,02411)^{-6} + 72.092,0 \cdot (1+0,02411)^{-7} \\
 &+ 62.865,16 \cdot (1+0,02411)^{-8} + 54.779,36 \cdot (1+0,02411)^{-9} + 47.696,67 \\
 &\cdot (1+0,02411)^{-10} + 41.495,5 \cdot (1+0,02411)^{-11} + 36.068,9 \cdot (1+0,02411)^{-12} \\
 &= 470.401,67
 \end{aligned}$$

- **Escenario 4:** fracturamiento hidráulico y estimulación química del pozo SF-129.

Figura 53. Flujo de caja para el Escenario 4.

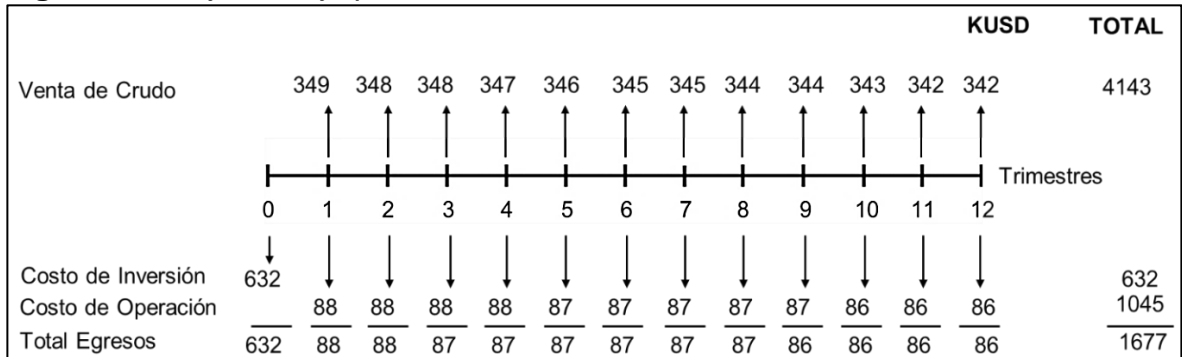
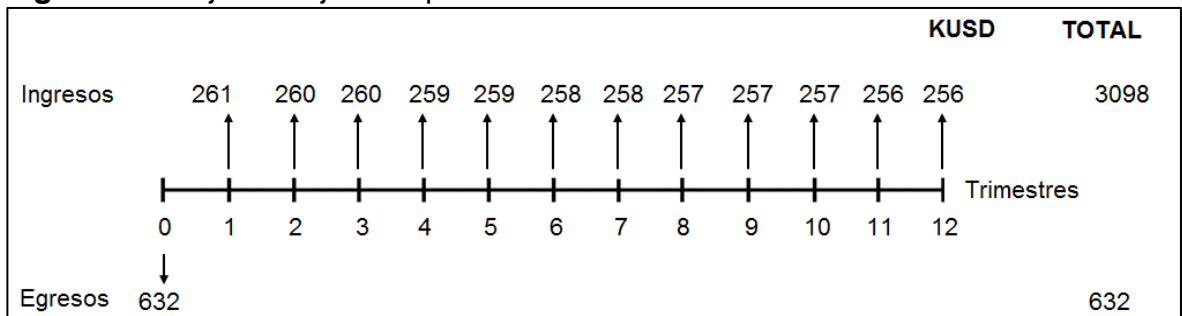


Figura 54. Flujo de caja neto para el Escenario 4.



Valor Presente Neto (VPN) para el Escenario 4.

$$\begin{aligned}
 \text{VPN (0,02411)} &= - 632.521 + 261.275,91 \cdot (1+0,02411)^{-1} + 260.281,21 \cdot (1+0,02411)^{-2} \\
 &+ 260.281,21 \cdot (1+0,02411)^{-3} + 259.811,32 \cdot (1+0,02411)^{-4} + 259.342,23 \\
 &\cdot (1+0,02411)^{-5} + 258.873,9 \cdot (1+0,02411)^{-6} + 258.406,4 \cdot (1+0,02411)^{-7} \\
 &+ 257.939,82 \cdot (1+0,02411)^{-8} + 257.473,96 \cdot (1+0,02411)^{-9} + 257.008,91 \\
 &\cdot (1+0,02411)^{-10} + 256.544,6 \cdot (1+0,02411)^{-11} + 256.081 \cdot (1+0,02411)^{-12} \\
 &= 2.036.369,88
 \end{aligned}$$

- **Escenario 5:** estimulación química y cañoneo de nuevas zonas del pozo SF-149

Figura 55. Flujo de caja para el Escenario 5.

	KUSD												TOTAL	
Venta de Crudo		93	84	77	70	64	58	53	48	43	39	36	32	697
		↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	
Costo de Inversión	265													265
	↓													
Costo de Operación		24	21	20	18	17	15	14	12	11	10	10	8	180
		↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	
Total Egresos	265	24	21	20	18	17	15	14	12	11	10	10	8	445

Figura 56. Flujo de caja neto para el Escenario 5.

	KUSD												TOTAL	
Ingresos		69	63	57	52	47	43	39	36	32	29	26	24	517
		↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	
Egresos	265													265
	↓													

Valor Presente Neto (VPN) para el Escenario 5.

$$\begin{aligned}
 \text{VPN (0,02411)} = & -265.203 + 69.590,00 \cdot (1+0,02411)^{-1} + 63.020,04 \cdot (1+0,02411)^{-2} \\
 & + 57.603,21 \cdot (1+0,02411)^{-3} + 52.602,20 \cdot (1+0,02411)^{-4} + 47.986,93 \\
 & \cdot (1+0,02411)^{-5} + 43.729,42 \cdot (1+0,02411)^{-6} + 39.803,66 \cdot (1+0,02411)^{-7} \\
 & + 36.185,45 \cdot (1+0,02411)^{-8} + 32.852,29 \cdot (1+0,02411)^{-9} + 29.783,27 \cdot \\
 & (1+0,02411)^{-10} + 26.958,93 \cdot (1+0,02411)^{-11} + 24.361,21 \cdot (1+0,02411)^{-12} \\
 = & 197.415,35
 \end{aligned}$$

Tabla 39. Resumen del Valor Presente Neto (VPN)

Descripción	VPN
Escenario 1: Pozo SF-010	126.878,78
Escenario 2: Pozo SF-061	- 8.058,03
Escenario 3: Pozo SF-100	470.401,67
Escenario 4: Pozo SF-129	2.036.369,88
Escenario 5: Pozo SF-149	197.415,35

6.4.4 Conclusión de la evaluación financiera. Desde el punto de vista financiero, es atractivo para la compañía implementar un fracturamiento hidráulico y estimulación química para el pozo SF-129, un fracturamiento hidráulico para el pozo SF-100, una estimulación química con cañoneo de nuevas zonas en el pozo SF-149 y un fracturamiento hidráulico y estimulación química para el pozo SF-010 durante los próximos 3 años, porque le aporta una ganancia extraordinaria adicional a la TIO. En cuanto a la limpieza de arenas del pozo SF-061, no es atractiva porque no cumple con las expectativas de la compañía.

7. CONCLUSIONES

- El desarrollo del proyecto propuesto es una buena alternativa de evaluación analítica para determinar eficiencias y falencias a nivel macro del campo.
- Se encontraron errores en el modelo antiguo de SAHARA; cerca del 40% presentaban inconsistencias en los estados de capa de las Unidades Caballos Superior y Caballos Inferior, además, los volúmenes de inyección reportados en OFM no coincidían con los cambios de completamientos que se hicieron en la historia del campo y fue necesario ajustar los valores de permeabilidad de los modelos petrofísicos con el fin de representar los registros PLT-ILT. De no haber validado esta información hubiera conllevado a un desfase del 30% en la distribución de producción e inyección de agua.
- Una distribución de producción e inyección de agua usando solamente el método de petrofísica (asumir la capacidad de flujo constante a lo largo de la historia); el cual no tiene en cuenta la evaluación de los eventos selectivos, registros PLT/ILT ni el procedimiento de escalamiento, genera incertidumbre en las fracciones de fluido aportados por las capas y en la estimación del comportamiento dinámico de los intervalos de cada unidad geológica.
- La Unidad Caballos Superior, presenta alta madurez, debido a la continua inyección de agua en todo el campo, cerca de tres volúmenes porosos inyectados, en cambio la Unidad Caballos Inferior tiene aún potencial debido a la baja inyección equivalente a menos de un volumen poroso a causa de aislamientos mecánicos, derrumbes, colapsos, pescados, que no permiten intervenciones por la inviabilidad mecánica de los pozos, obteniendo factores de recobro de 35% y 19% respectivamente.
- De la eficiencia volumétrica calculada (KCU:58% ; KCL:35%), se puede inferir que aún hay áreas del yacimiento que no ha sido contactado por el fluido de inyección , por lo tanto, el campo requiere de un repatronamiento de los pozos inyectoros con completamientos selectivos, campañas de conversión de pozos, perforación infill, control de agua en pozos productores, cañoneos de capas que aún no han sido comunicadas, estimulaciones y fracturamiento hidráulico selectivo, además de realizar un estudio detallado de la conectividad de los pozos, para explotar los 50MMBbls de petróleo recuperables en todo el campo.
- Según el análisis por bloques, el área seleccionada con menor factor de recobro fue el bloque ocho con el 20%, la unidad KCU tiene un factor de recobro del 28% y la unidad KCL un 10%, donde se visualizaron oportunidades de trabajos de workover en cinco pozos como: estimulaciones, fracturamientos hidráulicos, cañoneo de nuevas zonas y limpieza de arenas, que por medio de análisis nodal,

en los casos más optimistas se generaría un incremental de aproximadamente 290 BOPD.

- Desde el punto de vista financiero, con un precio neto del barril de crudo Brent de 51.5 USD, la limpieza de arenas para un periodo de tres años, no es atractiva para la compañía, mientras que los demás trabajos propuestos de fracturamiento hidráulico, estimulaciones químicas y cañoneo de nuevas zonas si generarían una ganancia extraordinaria superior a la TIO del 10% anual.

8. RECOMENDACIONES

- Se le recomienda a la compañía, que realice bases de datos estándar que facilite el manejo de la información de los campos para así conocer como es el comportamiento de los yacimientos y poder realizar un buen gerenciamiento de los mismos.
- Asignar una persona responsable para que continúe actualizando la historia de eventos y selección del método de distribución para cada uno de los pozos para reconocer las condiciones mecánica y dinámicas.
- Implementar una campaña de adquisición de registros PLT/ILT en todo el campo de forma periódica y consecutiva, para poder determinar cómo se encuentra el aporte de fluido en el caso de los pozos productores, y la toma de fluido de inyección en los pozos inyectores, empleando trazadores, para así identificar conectividad entre pozos.
- Ajustar los modelos geológicos y petrofísicos actuales del campo, ya que se detectaron incongruencias con la información dinámica.
- A partir de los resultados de la distribución de producción e inyección de agua, realizar un análisis detallado a nivel de pozos para identificar las capas que se encuentran canalizadas, para realizar control de agua por medio de Water Shut Off en pozos productores, o bombeo de geles obturantes en los pozos inyectores.
- Complementar los resultados de este proyecto con otras metodologías como las de Ganesh Takur, realizando un diagnostico a nivel de patrón y pozo para lograr un repatronamiento de los pozos inyectores, en arreglos geométricos, para contactar zonas de petróleo que no se han alcanzado, producto de la digitalización y cross flow.
- Evaluar oportunidades de workover en las demás áreas del campo, principalmente bloque uno, dos, cuatro y seis a nivel de la Unidad Caballos Inferior, por tener aproximadamente 25MMBbls de petróleo recuperables.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Las regalías en el sector de hidrocarburos. [5 de Noviembre de 2017]. Disponible en < <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-participaciones/Regalias/Documents/regaliasSector.pdf>>

AGNEW G.H., Voidage Calculations for Water Flood Schemes, Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol 1, 1962. PETSOC-62-03-02

ALLEN, Thomas. Well Completion Design. Production operation: Well completions, workover and stimulation. Tulsa, Oklahoma: Oil & Gas Consultants International Inc., Vol. 1.1979.

ALLEN, Thomas. Well Completion Design. Production operation: Well completions, workover and stimulation. Tulsa, Oklahoma: Oil & Gas Consultants International Inc., Vol. 2.1979.

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica - Valor presente neto. Capítulo 9. 8 ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2011.

BAKER, Richard. Reservoir Management for Waterflood Part II. The Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol 37, No. 1. 1998.

BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. OGCI and Petroskills Publications.1991.

COSSÉ RENÉ, One-Phase fluid mechanics and well test interpretation, Basics of Reservoir engineering, Francia, T Editions Technip., 1993.

CRAIG, Forrest F. Jr. The reservoir engineering aspects of waterflooding. New York. 1982.

ECOPETROL S.A. Informe de Evaluación de Reservas ANH 2011. Informe de Geología. Asociación Palermo-Campo San Francisco.

ECOPETROL S.A. Informe del operador. Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Palermo.

ECOPETROL S.A. LOPEZ, Paola, HUERTAS Omar, Documento de soporte para plan de Optimización de Inyección y producción ETAPA 1 Campo San Francisco, 2016

HALLIBURTON. Recopilación Técnica. Ingeniería Yacimientos.

HIRSCHFELT, Marcelo. Oil Production. Conceptos de Well Performance.2008.

HOCOL S.A. Plan de desarrollo del Campo San Francisco – FDP 2004.

HUERTAS O., TORRES F. Acipet. Diagnóstico y optimización de producción en yacimientos composicionales bajo inyección de gas integrando información PVT y datos de producción – Campo Cupiagua. 2011

INTERFACES. Software SAHARA Visualización, Análisis y seguimiento de Reservorios. Versión 3.2.555, 2017

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación, Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Norma Técnica Colombiana NTC1486. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC, 2008.

_____. Especifica los elementos y su orden en las referencias bibliográficas de las fuentes consultadas para la elaboración de documentos. Norma Técnica Colombiana NTC 5613. Última versión. Bogotá: ICONTEC, 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. Norma Técnica Colombiana NTC 4490. Última versión. Bogotá: ICONTEC, 1998.

JULIVERT, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro ata S.A., 2009.

RONCACIO Jairo, MARTINEZ Margarita Universidad Eafit. ANH Petroleum Geology of Colombia. Upper Magdalena Basin. Vol 14. Petroleum Systems

RUIZ, J. El Pozo Ilustrado. Editorial PDVSA. 1998.

SAN JUAN, Paola. ESPAÑA Ingrid. Determinación de la distribución de la producción e inyección en el Campo Rio Ceibas. Universidad Surcolombiana. 2014.

SCHLUMBERGER, Software OFM Oil Field Manager, Version 2016

TAREK, Ahmed. Reservoir Engineering Hanbook. Tercera Edicion. Editorial Elsevier Inc. 2006

TERRADO, Martin. THAKUR, Ganesh,et. Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Pinciples Into Practice. Octubre 2007. SPE Reservoir Evaluation & Engineering.

THAKUR,Ganesh. Waterflood Surveillance Techniques – A Reservoir Management Approach. SPE 23471. JPT. Octubre 1991.

THAKUR,Ganesh. Integrated Waterflooding asset management. PennWell, Houston, Texas. 1998

TIAB, Djebbar, DONALSON, Erle.Petrophysics: Reservoir Rock Properties. Segunda Edición. Editorial Elsevier Inc. 2004

WEATHERFORD, WellFlo Well Modeling and Desing. Version 3.8.7

ANEXOS

ANEXO A

ELABORACIÓN DEL FORMATO DE EXCEL EMPLEADO PARA REALIZAR LA DISTRIBUCIÓN DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE AGUA

Para poder realizar una correcta distribución de producción e inyección de agua, se realizó un formato en Excel al que se llamó “MASTER”, con el objetivo de agrupar cada uno de los datos relevantes de todos los pozos existentes en el Campo San Francisco. A través de la siguiente manera:

Primero, en la **Figura A1** se observa un listado desplegable para “POZO” en donde se encuentran los nombres de los pozos SF-X, siendo las X el número del pozo, y otro listado para “SARTA”, aquí se especifica el tipo de pozo de acuerdo a la nomenclatura mencionada la **Tabla 4**, incluyen tantos productores que es el mismo nombre de “POZO”, e inyectoros según el tipo de completamiento durante su historia.

Figura A1. Interfaz gráfico para POZO y SARTA

POZO	TOP	BASE	SARTA
SF-001	No Existe	No Existe	
SF-002	No Existe	No Existe	
SF-003	No Existe	No Existe	
SF-004	No Existe	No Existe	
SF-005	No Existe	No Existe	
SF-006	No Existe	No Existe	
SF-007	No Existe	No Existe	
SF-008	No Existe	No Existe	
KCUC2	No Existe	No Existe	
KCUC3	No Existe	No Existe	4
KCUC4	No Existe	No Existe	5
KCUD	No Existe	No Existe	6
KCUE	No Existe	No Existe	7
KCUF	No Existe	No Existe	8

Segundo, se crearon varias hojas como se observa en la parte inferior de la **Figura A2**, que contienen la información de cada pozo, en seguida se describirá cada una de ellas. La hoja “TOPE” posee datos de profundidades de topes y bases con su respectivo nombre de cada una de las capas de las Unidades Caballos Superior y Caballos Inferior. La hoja “EVENTOS” tiene las operaciones e intervenciones más relevantes realizadas al pozo en cuestión. La hoja “CAÑONEOS” lleva consigo la fecha en la que se realizó el cañoneo, con su respectiva profundidad de tope y base, y en el caso de los pozos a hueco abierto, los datos consignados son los intervalos abiertos a flujo de acuerdo a las capas abiertas. En la hoja “PETROFISICA” se encuentra la porosidad, permeabilidad, sus promedios y espesores de las capas. En las hojas “PRODUCCION”, “INYECCIONG” e “INYECCIONW”, se asigna la respectiva información de la producción e inyección de agua a través del tiempo y el acumulado exportado de la base de datos OFM.

Después, se realizó una tabla en donde se encuentran las capas de las Unidades Caballos Superior y Caballos Inferior con el respectivo tope y base según el pozo, ya que está formulada para que busque las profundidades en la hoja “TOPE”. En

seguida, se ubicara la tabla de cañoneos, que muestra la fecha de realización, tope, base que provienen de la hoja "CAÑONEOS" mediante fórmulas de búsqueda y referencia, así mismo se muestra el nombre de la capa a la que pertenece tanto el tope como la base, para realizar esta comparación el botón "Identificar Marker" es el que se encarga de esta operación.

Figura A2. Ejemplo de la Interfaz gráfica de la MASTER

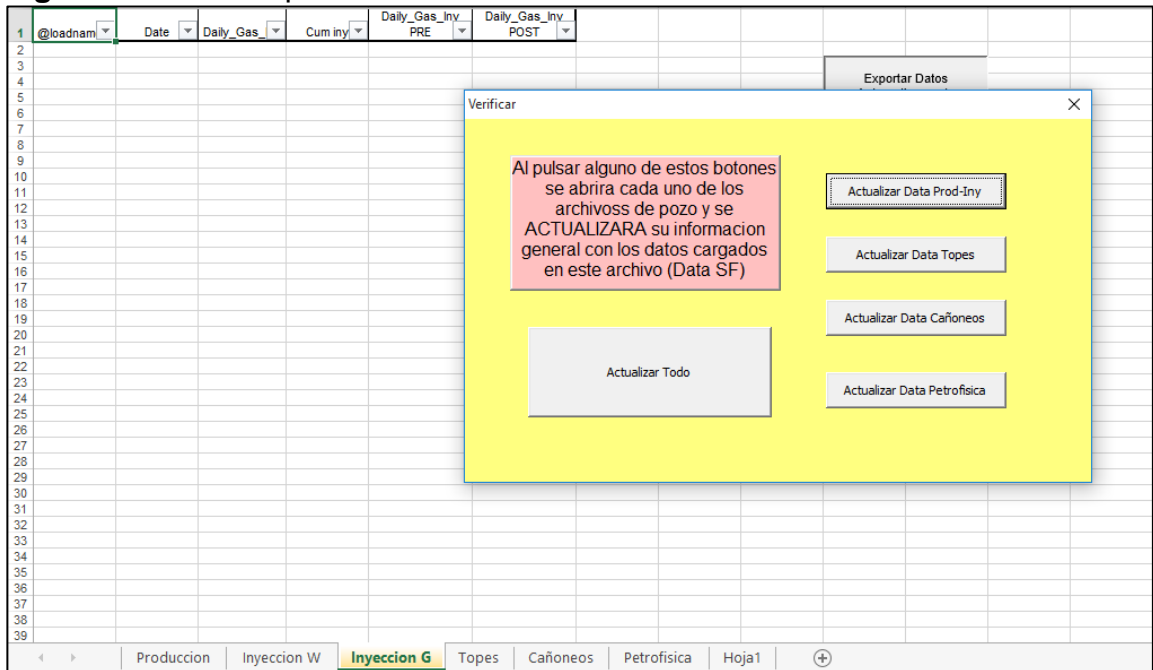
POZO	SF-069	TOP	BASE	SANTA	SF-063	CAÑONEOS								
						No.	FECHA	TOP	BASE	MARKER TOP	MARKER BASE			
1	TEÓDAN	1735.31	2279.61			1	8/11/1989	2306	2326	KCUA2	KCUB			
2	KCUA1	2279.61	2201.17			2	8/11/1989	2330	2342	KCUC1	KCUC2			
3	KCUA2	2301.17	2314.69			3	8/11/1989	2355	2364	KCUA4	KCUC4			
4	KCUB	2314.69	2328.16			4	25/03/1989	2384	2386	KCUE	KCUE	Identificar Marker		
5	KCUC1	2328.16	2337.04			5	26/04/1989	2420	2424	KCUF	KCUF			
6	KCUC2	2337.04	2343.37			6	26/04/1989	2432	2435	KCUF	KCUF			
7	KCUC3	2343.37	2354.18			7	26/04/1989	2438	2448	KCUF	KCUF	Actualizar Data Prod-Iny		
8	KCUC4	2354.18	2364.98			8	25/03/1989	2454	2466	KCM	KCM			
9	KCUB	2364.98	2373.27			9	25/03/1989	2554	2570	KCLB	KCLB	Actualizar Data Topes		
10	KCUE	2373.27	2402.13			10	25/03/1989	2586	2596	KCLB	KCLC			
11	KCUF	2402.13	2450.2			11	25/03/1989	2622	2650	KCLC	KCLC	Actualizar Data Cañoneos		
12	KCM	2450.2	2471.37			12		0	0					
13	KCM1	2471.37	2496.4			13		0	0			Actualizar Data Petrofísica		
14	KCM2	2496.4	2538.38			14		0	0					
15	KCLA	2538.38	2561.09			15		0	0					
16	KCLB	2561.09	2595.11			16		0	0					
17	KCLC	2595.11	2676.85			17		0	0					
18	BSMT	2676.85	2725			18		0	0					
19						19		0	0					
20						20		0	0					
21						21		0	0					
22						22		0	0					
23						23		0	0					
24						24		0	0					
OPORTUNIDADES:						EVENT1						EVENT2	EVENT3	EVENT1

ANEXO B DATOS CAMPO SAN FRANCISCO

Con el fin de almacenar y administrar toda la información del campo respecto a topes de las capas por pozo, fecha y número de cañoneos, petrofísica caracterizando la capacidad de flujo e información de producción e inyección histórica de cada uno de los pozos, se realiza un archivo en Excel que contiene cada uno de estos ítems mencionados llamado "Data Campo SF", dicha información global del campo proveniente del software OFM y archivos proporcionados por la empresa con información de la Formación Caballos y el Campo en específico.

Este archivo es fundamental, ya que es el que alimenta cada una de las MASTER de los pozos, la **Figura B1** ilustra el formulario del archivo y que también cuenta como una programación que permite abrir cada uno de los archivos de los pozos para actualizar todos los datos, como se puede entender, esta hoja de Excel realizara un rápido barrido por todos los archivos actualizando información y por lo tanto la distribución; proceso optimo que ahorra tiempo de trabajo y aumenta el nivel de la calidad de datos dispuesto para cada pozo.

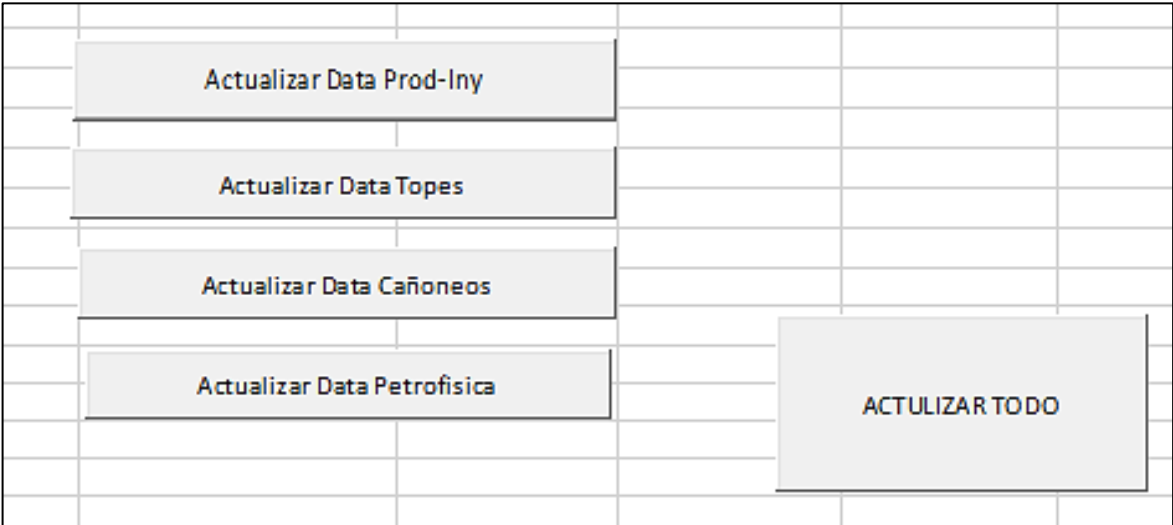
Figura B1. Interfaz para actualizar información en los archivos "MASTER"



Cuenta con botones que al ser presionados realiza una actualización determinada, para un proceso más rápido existe una opción que actualiza toda la información.

Dado que se presente el caso en que se desee trabajar un archivo de pozo en especial se da la oportunidad de realizar el anterior proceso desde la hoja de cálculo del archivo. Se tienen los cuatro botones antes mencionados llamados “Actualizar Data Prod-Iny”, “Actualizar Data Topes”, “Actualizar Data Cañoneos” y “Actualizar Data Petrofísica” que fueron programados por medio de macros para alimentar las MASTER, cada uno de los botones filtra la información que se encuentra en el archivo Data Campo SF de acuerdo al nombre de pozo y sarta que se esté analizando, los copia y los pega en las respectivas hojas que explicaron anteriormente. Del mismo modo, en la **Figura B2** se observa un botón adicional llamado “ACTUALIZAR TODO” que activa automáticamente los cuatro botones.

Figura B2. Botones para actualizar la información en las MASTER



ANEXO C ADMINISTRACIÓN DE EVENTOS

Según las historias, estados mecánicos y demás información recopilada en las carpetas de cada pozo, se tuvo en cuenta los eventos más relevantes que afectan la curva de producción e inyección en determinados momentos de su historia, sucesos como asentamiento o retiro de empaques de aislamiento, estimulaciones tanto acidas como orgánicas, fracturamiento hidráulico, cañoneos, cambios de sistema de levantamiento artificial, recompletamiento, conversiones a inyectores, aislamiento de zonas por arenamiento, entre otras. Resaltando la fecha, un breve resumen del evento, seguido del estado del pozo si es productor se indicara como PROD el cual toma un color verde, y si es inyector de agua INYW será de color azul.

Asimismo, de acuerdo al número de cañoneos que existan, se especificó su estado en cada evento ya sea abierto denotado con la letra "o" y si se encuentra cerrado con la letra "c". Según los eventos que hallan por fecha, en la tabla de la parte superior se resume los eventos de la respectiva fecha con tope y base, la fecha de retiro en el caso de empaques o tapones de aislamiento y en el tipo se determinó la estimulación realizada o la clase de empaque, como se observa en las siguientes **Figuras C1 y C2.**

Figura C1. Interfaz gráfico de la organización de eventos de un pozo productor

EXPORT DATA			ESTADOSCAPA		TOP	BASE	Ret. Date	Tipo	EVENT1 CAÑONEO	EVENT2 CAMBIO SLA	EVENT3	EVENT1 PAKER	EVENT2 PLUG	EVENT3 CAÑONEO	EVENT1 CAÑONEO	
					2564	2332	2530	2506	2532	2532	2532	2532	2506	2532	2532	
					2650	2352									2466	
										BM		HYDROMECH	CEMENTO			
							20/02/1989								23/03/1989	
							Cañoneo KCL (BM)					Instalo Pkr @ 2530' - tapon cemento @ 2503' Aisle KCL y cañoneo KCUE - KCM.				Reactivacion po
									prod				prod			
	SF-063 No 1	KCUA2-KCUB		1	2306	2326										
	SF-063 No 2	KCUC1-KCUC2		2	2330	2342										
	SF-063 No 3	KCUA4		3	2355	2364										
	SF-063 No 4	KCUE		4	2384	2386										
	SF-063 No 5	KCUF		5	2420	2424										
	SF-063 No 6	KCUF		6	2432	2435										
	SF-063 No 7	KCUF		7	2438	2448										
	SF-063 No 8	KCM		8	2464	2466										
	SF-063 No 9	KCLB		9	2564	2570										
	SF-063 No 10	KCLB-KCLC		10	2588	2596										
	SF-063 No 11	KCLC		11	2622	2650										
	SF-063 No 12			12	0	0										
	SF-063 No 13			13	0	0										
	SF-063 No 14			14	0	0										

Figura C2. Interfaz gráfico de la organización de eventos de un pozo inyector

EXPORT DATA		ESTADOS DE CAPA		TOP	BASE	Ret. Date	Tipo	ACID ORG	EVENT1 CONVERSION	EVENT2 ESTIMULACION	EVENT3	EVENT1 ILT	EVENT2	EVENT3	EVENT1 PAPER	EVENT2	
INTERVALOS CAÑONEADOS OPEN / CLOSE		No.	TOP PERFORATION	BASE PERFORATION	13/01/2000			24/10/2000			11/08/2001			Añala KCU RBP @ 2			
SF-114 No 1		TETUAN	1	1545	1607	Conversion Inyector de Agua KCU sarta larga. Estim acido organica KCU			Inyw			Inyw			Inyw		
SF-114 No 2		TETUAN	2	1648	1660												
SF-114 No 3		TETUAN	3	1726	1753												
SF-114 No 4		TETUAN	4	1814	1826												
SF-114 No 5		TETUAN	5	1945	1955												
SF-114 No 6		KCUA1-KCUC4	6	2086	2146				lw			lw			c		
SF-114 No 7		KCUF	7	2210	2245				lw			lw			c		
SF-114 No 8		o	8	o	o												
SF-114 No 9		o	9	o	o												
SF-114 No 10		o	10	o	o												
SF-114 No 11		o	11	o	o												
SF-114 No 12		o	12	o	o												
SF-114 No 13		o	13	o	o												

Además, en las figuras anteriores se muestran dos botones llamados “EXPORT DATA” Y “ESTADOS DE CAPA”, el primer botón exporta toda la información ya mencionada anteriormente en un formato sintetizado para que luego pudiera llevar como datos de entrada para el software SAHARA. El segundo botón actualiza los estados de capa como se observa en la **Figura C3**.

Figura C3. Interfaz gráfico para los estados de capa de un pozo productor

ESTADOS DE CAPA OPEN / CLOSE		No.	TOP PERFORATION	BASE PERFORATION	20/02/1989	24/03/1989	23/03/1989	
Cañoneo KCL (BM)					Cañoneo KCL y cañoneo KCUE-KC			Reactivacion po
SF-063TETUAN		TETUAN	1	1735	2280	prod		
SF-063KCUA1		KCUA1	2	2280	2301	prod		
SF-063KCUA2		KCUA2	3	2301	2315			
SF-063KCUB		KCUB	4	2315	2328			
SF-063KUC1		KUC1	5	2328	2337			
SF-063KUC2		KUC2	6	2337	2343			
SF-063KUC3		KUC3	7	2343	2354			
SF-063KUC4		KUC4	8	2354	2365			
SF-063KUCD		KUCD	9	2365	2373			
SF-063KCUE		KCUE	10	2373	2402	o		
SF-063KCUF		KCUF	11	2402	2450			
SF-063KCM		KCM	12	2450	2471	o		
SF-063KCM1		KCM1	13	2471	2496			
SF-063KCM2		KCM2	14	2496	2538			
SF-063KCLA		KCLA	15	2538	2561			
SF-063KCLB		KCLB	16	2561	2595			
SF-063KCLC		KCLC	17	2595	2677	o		
SF-063BSMT		BSMT	18	2677	2725	c		

ANEXO D EJEMPLO DE DISTRIBUCIÓN PARA UN POZO PRODUCTOR

El siguiente caso describe el proceso de distribución a un pozo con diferentes tipos de eventos, en primer lugar, se comienza por actualizar toda la información de pozo mediante el procedimiento mencionado en el subcapítulo anterior, seguido de completar los espacios de eventos con la historia del pozo. En la siguiente **Figura D1** se muestra la historia de eventos y los estados capas de los intervalos cañoneados:

Figura D1. Ejemplo de la disposición de eventos de un pozo productor

				EVENT1	EVENT2	EVENT3	EVENT1	EVENT2	EVENT3	EVENT1	EVENT2	EVENT3	EVENT1	EVENT2	EVENT3				
				CAÑONEO	CAÑONEO/SLA		PAKERS			PLT			ESTIMULACIÓN						
TOP				2818	2854		3100			2818			2818						
BASE				3120	2874		3103			3120			3120						
Ret. Date							10/9/1993												
Tipo					BM										ORG BALANCEADO				
				19/08/1992			3/04/1993			1/05/1993			1/12/1997						
INTERVALOS CAÑONEADOS OPEN / CLOSE				No.	TOP PERFORATION	BASE PERFORATION	Cañoneó KCU/KCL. Inicio producción commingled en BM			Cierre temporal KCL. Instalo tapon @ 3100ft por pruebas			Perforo tapon. Toma registro PLT			Orgánico Balanceado a la Formación LKB&UKB.			
							prod			prod			prod			prod			
SF-074 No 1				KCUC3	1	2818	2833	o			o			o			o		
SF-074 No 2				KCUC4-KCUD	2	2839	2884	o			o			o			o		
SF-074 No 3				KCUE	3	2912	2920	o			o			o			o		
SF-074 No 4				KCUF	4	2942	2954	o			o			o			o		
SF-074 No 5				KCLA	5	3110	3120	o			o			o			o		
							EVENT1	EVENT2	EVENT3	EVENT1	EVENT2	EVENT3	EVENT1	EVENT2	EVENT3				
							FRACTURA			FRACTURA			BALANCE						
TOP							2818			2818			2818						
BASE							3120			3120			3120						
Ret. Date																			
Tipo							HIDR			HIDR									
							11/11/2010			11/11/2016			31/03/2017						
INTERVALOS CAÑONEADOS OPEN / CLOSE				No.	TOP PERFORATION	BASE PERFORATION	Realizar fracturamiento Hidráulico en KCU			Cambio de Bomba a ESP			BALANCE						
							prod			prod			prod						
SF-074 No 1				KCUC3	1	2818	2833	o			o			o					
SF-074 No 2				KCUC4-KCUD	2	2839	2884	o			o			o					
SF-074 No 3				KCUE	3	2912	2920	o			o			o					
SF-074 No 4				KCUF	4	2942	2954	o			o			o					
SF-074 No 5				KCLA	5	3110	3120	o			o			o					

Ejemplo de pozo productor del Campo San Francisco:

- 1) El pozo se perforó y se puso a producir de manera conjunta en la dos Unidades de la Formación Caballos en mes de agosto del año 1992; como se ve en la **Figura D1**.
- 2) Se cañonearon cinco intervalos a lo largo de la Formación siendo el último en la subunidad KCLA.
- 3) El siguiente evento que experimento el pozo fue en año 1993 cuando se realizó un cierre temporal con tapón a una profundidad de 3100 pies que aísla la subunidad KCLA y la razón de tal evento es la puesta en prueba de producción de la Unidad Caballos Superior; evento típico en el campo para conocer condiciones dinámicas de la producción de los intervalos de mayor interés.
- 4) Un mes después de aislar la Unidad Caballos Inferior se perfora el tapón y se toma un registro PLT, evento vital para conocer la distribución real del pozo y a partir del cual se escalará los factores para las demás fechas.
- 5) Para el año 1997 se realizar una estimulación orgánica para todos los intervalos sin excepción.

- 6) En el año 2010 se hace un fracturamiento selectivo a la Unidad Caballos Superior debido al alto potencial de dicho espesor.
- 7) Después de este evento el pozo no experimento grandes intervenciones a excepción de cambio de tipo de bomba en el año 2016.

Como el propósito del proyecto es evaluar la distribución de producción e inyección de agua a nivel capa, es preciso determinar el estado "Activo/Cerrado" para cada una a las que contacto el pozo. Mediante una programación interna de la hoja de cálculo se presentan los estados de capa discriminados de la forma descrita y como se muestra en la **Figura D2** los eventos corresponden a su respectiva fecha de realización.

Figura D2. Tabla con Estados de las Capas en la hoja de cálculo

ESTADOS DE CAPA OPEN / CLOSE	No.	TOP PERFORACION	BASE PERFORACION	13/08/1932	3/04/1933	1/05/1933	1/12/1937	11/11/2010
				Cañonó KCUIKCL inicio producción conaniglad en EM	Cierre temporal KCL, buche tapon Ø 3100m por pruebas	Perforo tapon, Toma registro FLT	Orgánico Balaceado a la Formación LRBALURB.	Realizar fracturamiento Hidráulico ca KCU
1F-014TETUAN TETUAN	1	2280	2300	prod	prod	prod	prod	prod
2F-014KCUA1 KCUA1	2	2744	2756					
3F-014KCUA2 KCUA2	3	2756	2768					
4F-014KCLUB KCLUB	4	2768	2780					
5F-014KCUCL1 KCUCL1	5	2780	2800					
6F-014KCUCL2 KCUCL2	6	2800	2810					
7F-014KCUCL3 KCUCL3	7	2810	2835					
8F-014KCUCL4 KCUCL4	8	2835	2865					
9F-014KCLUD KCLUD	9	2865	2886					
10F-014KCLUE KCLUE	10	2886	2922					
11F-014KCMF KCMF	11	2922	2974					
12F-014KCM1 KCM1	12	2974	3006					
13F-014KCM2 KCM2	13	3006	3042					
14F-014KCM3 KCM3	14	3042	3076					
15F-014KCLA KCLA	15	3076	3174					
16F-014KCLB KCLB	16	3174	3265					
17F-014KCLC KCLC	17	3265	3353					
18F-014BSMT BSMT	18	3353						

En la **Figura D3** se presenta la forma en la cual la misma hoja de cálculo mediante una programación evalúa la propiedad de capacidad de flujo para las subunidades activas por evento, cabe recordar que dicha información petrofísica fue cargada para cada uno de los pozos con un procedimiento descrito en el capítulo anterior.

Se puede notar que además de presentar el valor de capacidad de flujo, se muestra el porcentaje de aporte distribuido por el total de la capacidad presente a la fecha.

Figura D3. Tabla con Capacidades de Flujo de las Capas en la hoja de cálculo

PETROFISICA (KH)	MARZ ER	TOP	BASE	13-ago-'92	3-abr-'93	1-may-'93	1-dic-'97	11-nov-'10
				Cañonó KCUIKCL inicio producción conaniglad en EM	Cierre temporal KCL, buche tapon Ø 3100m por pruebas	Perforo tapon, Toma registro FLT	Orgánico Balaceado a la Formación LRBALURB.	Realizar fracturamiento Hidráulico ca KCU
1F-014TETUAN TETUAN	1	2280	2300					
2F-014KCUA1 KCUA1	2	2743.83	2756.2					
3F-014KCUA2 KCUA2	3	2756.2	2768.34					
4F-014KCLUB KCLUB	4	2768.34	2782.7					
5F-014KCUCL1 KCUCL1	5	2782.7	2806.65					
6F-014KCUCL2 KCUCL2	6	2806.65	2836.36					
7F-014KCUCL3 KCUCL3	7	2836.36	2835.5	10430.53	10430.53	10430.53	10430.53	10430.53
8F-014KCUCL4 KCUCL4	8	2835.5	2866.04	5480.26	5480.26	5480.26	5480.26	5480.26
9F-014KCLUD KCLUD	9	2866.04	2887.53	6092.63	6092.63	6092.63	6092.63	6092.63
10F-014KCLUE KCLUE	10	2887.53	2921.61	680.36	680.36	680.36	680.36	680.36
11F-014KCMF KCMF	11	2921.61	2974.06	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21
12F-014KCM1 KCM1	12	2974.06	3009.43					
13F-014KCM2 KCM2	13	3009.43	3041.53					
14F-014KCM3 KCM3	14	3041.53	3076.19					
15F-014KCLA KCLA	15	3076.19	3174.19	2306.30				2306.30
16F-014KCLB KCLB	16	3174.19	3264.5			2306.30		
17F-014KCLC KCLC	17	3264.5	3353.03					
18F-014BSMT BSMT	18	3353.03						

RAPORTE (KH)	MARZ ER	TOP	BASE	13-ago-'92	3-abr-'93	1-may-'93	1-dic-'97	11-nov-'10
				Cañonó KCUIKCL inicio producción conaniglad en EM	Cierre temporal KCL, buche tapon Ø 3100m por pruebas	Perforo tapon, Toma registro FLT	Orgánico Balaceado a la Formación LRBALURB.	Realizar fracturamiento Hidráulico ca KCU
1F-014TETUAN TETUAN	1	2280	2300					
2F-014KCUA1 KCUA1	2	2743.83	2756.2					
3F-014KCUA2 KCUA2	3	2756.2	2768.34					
4F-014KCLUB KCLUB	4	2768.34	2782.7					
5F-014KCUCL1 KCUCL1	5	2782.7	2806.65					
6F-014KCUCL2 KCUCL2	6	2806.65	2836.36					
7F-014KCUCL3 KCUCL3	7	2836.36	2835.5	0.40	0.44	0.40	0.40	0.40
8F-014KCUCL4 KCUCL4	8	2835.5	2866.04	0.21	0.23	0.21	0.21	0.21
9F-014KCLUD KCLUD	9	2866.04	2887.53	0.23	0.26	0.23	0.23	0.23
10F-014KCLUE KCLUE	10	2887.53	2921.61	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
11F-014KCMF KCMF	11	2921.61	2974.06	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
12F-014KCM1 KCM1	12	2974.06	3009.43					
13F-014KCM2 KCM2	13	3009.43	3041.53					
14F-014KCM3 KCM3	14	3041.53	3076.19					
15F-014KCLA KCLA	15	3076.19	3174.19	0.03		0.03		0.03
16F-014KCLB KCLB	16	3174.19	3264.5					
17F-014KCLC KCLC	17	3264.5	3353.03					
18F-014BSMT BSMT	18	3353.03						

La distribución de producción e inyección de agua es una fracción distribuida en las capas activas por eventos, por tal razón, es que el porcentaje de aporte de capacidad de flujo y los registros de producción o inyección se presentan de una forma decimal y con un total igual a uno.

En la **Figura D4** se puede ver la manera en que se diligencia registros de producción o inyección en la hoja de cálculo, para este caso al ser un ejemplo de pozo productor se registraron valores para el flujo de petróleo, gas y agua; se entiende que estos valores decimales deben sumar uno y pueden trabajar con caudales de flujo diferentes. Para este pozo en el año 1993 se tomó un único registro de producción.

Figura D4. Tabla con Registros de Producción de las Capas en la hoja de cálculo

PLT's / ILT's	MARK ER	TOP	BASE	19-93-93			19-93-93			19-93-93			19-93-93			19-93-93		
				Cálculo KCUKCL, tests producidos conectados en BM			Cuentas temporales KCL, tests producidos conectados en BM			Perforos tipos: Tests registro PLT			Organismo Balaceado a la Formación URBHORE			Finalizar Inyección/Producción Modificado en KCU		
				Oil	Gas	WAT	Oil	Gas	WAT	Oil	Gas	WAT	Oil	Gas	WAT	Oil	Gas	WAT
SF-014TETUAN	TETUAN	1	2285	2300														
SF-014KCUA1	KCUA1	2	2143.83	2156.2														
SF-014KCUA2	KCUA2	3	2176.21	2188.34														
SF-014KCUB	KCUB	4	2168.34	2182.7														
SF-014KCU1	KCU1	5	2182.7	2205.65														
SF-014KUC2	KUC2	6	2205.65	2235.95														
SF-014KUC3	KUC3	7	2235.95	2235.5					0.55	0.55	0.55							
SF-014KUC4	KUC4	8	2235.5	2265.04					0.03	0.03	0.03							
SF-014KUC5	KUC5	9	2265.04	2265.63					0.01	0.01	0.01							
SF-014KUC6	KUC6	10	2265.63	2321.61					0.02	0.02	0.02							
SF-014KUCF	KUCF	11	2321.61	2314.09					0.03	0.03	0.03							
SF-014KCM	KCM	12	2314.09	3005.43														
SF-014KCM1	KCM1	13	3005.43	3041.53														
SF-014KCM2	KCM2	14	3041.53	3075.55														
SF-014KCLA	KCLA	15	3075.55	3174.15					0.13	0.13	0.52							
SF-014KCLB	KCLB	16	3174.15	3264.5														
SF-014KCLC	KCLC	17	3264.5	3353.03														
SF-014BSMT	BSMT	18	3353.03															

Como se describió anteriormente, existen tres métodos con los cuales se construyen los factores de distribución: por eventos, registros de producción o capacidad de flujo. En la siguiente parte de la hoja de cálculo se describe la forma en la que se escogió el método indicado con el cual se determina la distribución de cada evento de la historia de producción del pozo y se detalla la metodología con la cual se escala la distribución acumulada por fechas.

Como se puede observar en la **Figura D5**; la distribución por eventos detalla de manera precisa las condiciones de la capa en cada una de las intervenciones claves al pozo, característica que los otros métodos pasan por alto; la concepción de capacidad de flujo puede ser un buen punto de partida llegado el caso no se cuente con más información ya sea por cuenta de los evento o registros, y por último, se concibe al registro de producción o inyección como el dato más seguro, fiel y real que se tiene de la condición de flujo del pozo y por lo tanto, es el punto de partida para la distribución.

La siguiente figura muestra el procedimiento de asignar la mejor metodología según el caso:

Figura D5. Tabla con Distribución de las Capas en la hoja de cálculo

ESTADOS DE CAPA OPEN / CLASE	No.	TOP PERFORATION	BASE PERFORATION	19/04/1932	20/4/1933	10/2/1933	01/2/1937	10/12/2010
				Cañoneo KCU/KCL inicio producción coninicial en BM	Cierre temporal KCL intervalo topas @ 2000m por pruebas	Perforo topas. Toma registro PLT	Orgánico Balanceado y la Formación LK&LBUR	Realizar fracturamiento Hidráulico en KCU
				prod	prod	prod	prod	prod
SF-014TETUAN	TETUAN	1	2280	2300				
SF-014KCUA1	KCUA1	2	2744	2756				
SF-014KCUA2	KCUA2	3	2756	2768				
SF-014KUCB	KUCB	4	2768	2780				
SF-014KUCU1	KUCU1	5	2780	2800				
SF-014KUCU2	KUCU2	6	2800	2810				
SF-014KUCU3	KUCU3	7	2810	2835				
SF-014KUCU4	KUCU4	8	2835	2864				
SF-014KUCU5	KUCU5	9	2864	2884				
SF-014KUCU6	KUCU6	10	2884	2922				
SF-014KUCF	KUCF	11	2922	2974				
SF-014KCM	KCM	12	2974	3008				
SF-014KCM1	KCM1	13	3008	3042				
SF-014KCM2	KCM2	14	3042	3076				
SF-014KCLA	KCLA	15	3076	3174				
SF-014KCLB	KCLB	16	3174	3265				
SF-014KCLC	KCLC	17	3265	3353				
SF-014BSMT	BSMT	18	3353					

ASIGNACION DE S. / METODO	No.	TOP	BASE	PETRO			ANALITICO ANTERIOR			PLT			ANTERIOR			ANALITICO ANTERIOR		
				DIL	GAZ	WAT	DIL	GAZ	WAT	DIL	GAZ	WAT	DIL	GAZ	WAT	DIL	GAZ	WAT
SF-014TETUAN	TETUAN	1	2280	2300	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
SF-014KCUA1	KCUA1	2	2743.83	2756.2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
SF-014KCUA2	KCUA2	3	2756.2	2768.34	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
SF-014KUCB	KUCB	4	2768.34	2782.1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
SF-014KUCU1	KUCU1	5	2782.1	2806.65	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
SF-014KUCU2	KUCU2	6	2806.65	2816.38	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
SF-014KUCU3	KUCU3	7	2816.38	2835.1	0.402	0.402	0.402	0.441	0.441	0.441	0.350	0.350	0.350	0.350	0.350	0.350	0.350	
SF-014KUCU4	KUCU4	8	2835.1	2864.04	0.240	0.240	0.240	0.250	0.250	0.250	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	
SF-014KUCU5	KUCU5	9	2864.04	2884.61	0.253	0.253	0.253	0.266	0.266	0.266	0.186	0.186	0.186	0.186	0.186	0.186	0.186	
SF-014KUCU6	KUCU6	10	2884.61	2922.61	0.029	0.029	0.029	0.029	0.029	0.029	0.020	0.020	0.020	0.024	0.024	0.024	0.024	
SF-014KUCF	KUCF	11	2922.61	2974.08	0.041	0.041	0.041	0.045	0.045	0.045	0.030	0.030	0.030	0.031	0.031	0.031	0.031	
SF-014KCM	KCM	12	2974.08	3006.43	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
SF-014KCM1	KCM1	13	3006.43	3041.53	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
SF-014KCM2	KCM2	14	3041.53	3076.18	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
SF-014KCLA	KCLA	15	3076.18	3174.15	0.088	0.088	0.088	0.000	0.000	0.000	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	
SF-014KCLB	KCLB	16	3174.15	3264.5	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
SF-014KCLC	KCLC	17	3264.5	3353.03	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
SF-014BSMT	BSMT	18	3353.03		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	

1. Cañoneo: primer evento para la historia del pozo, todas las capas cañoneadas están abiertas para la fecha y como método de distribución se escoge a la capacidad de flujo (en la hoja de calcula denominada “PETRO”), los perforados tienen condiciones y propiedades que se asemejan más a la petrofísica del modelo utilizado.
2. Cierre de capa: evento en el cual la Unidad Caballos Inferior se aísla y solo se produce de los intervalos superiores, como se nota en la **Figura D5**, esta intervención se escala por el método de eventos: consecuencia de dicho evento se obtuvo un delta de producción pequeño y al cerrar una capa es necesario repartir el factor de dicha capa entre las que están activas; se hace uso de la tabla Peso Incremental en la hoja de cálculo para asignar a las capas Activas la proporción correspondiente consecuencia del evento.

Figura D6. Tabla con Peso Incremental para las Capas en la hoja de cálculo

PESO INCREMENTAL	MARKER	TOP	BASE	Drgp-32			3-mar-33			1-may-33			1-dic-37			Hess-10		
				DIL	GAZ	WAT	DIL	GAZ	WAT	DIL	GAZ	WAT	DIL	GAZ	WAT	DIL	GAZ	WAT
CUM'S				0.0	0.0	0.0	238762.0	44636.0	1819.0	344318.0	58269.0	2670.0	2090262.0	385310.0	5322068.0	2324661.0	316101.0	4048878.0
VELL PPE				0.0	0.0	0.0	1485.3	211.3	101.9	1473.8	210.3	104.9	487.0	203.3	845.0	653.0	65.3	1789.1
WELL POST				570.8	33.7	0.0	1466.0	220.2	216.1	1439.5	211.7	986.2	352.3	352.6	870.6	320.0	65.0	7864.7
DELTA				570.8	33.7	0.0	0.2	3.3	209.3	1.3	1.2	253.4	-113.2	-6.7	342.6	56.2	1.2	165.6
SF-014TETUAN	TETUAN	1	2280	2300														
SF-014KCUA1	KCUA1	2	2743.83	2756.2														
SF-014KCUA2	KCUA2	3	2756.2	2768.34														
SF-014KUCB	KUCB	4	2768.34	2782.1														
SF-014KUCU1	KUCU1	5	2782.1	2806.65														
SF-014KUCU2	KUCU2	6	2806.65	2816.38														
SF-014KUCU3	KUCU3	7	2816.38	2835.1				0.44	0.44	0.44					0.44	0.44	0.44	
SF-014KUCU4	KUCU4	8	2835.1	2864.04				0.23	0.23	0.23					0.23	0.23	0.23	
SF-014KUCU5	KUCU5	9	2864.04	2884.61				0.26	0.26	0.26					0.26	0.26	0.26	
SF-014KUCU6	KUCU6	10	2884.61	2922.61				0.03	0.03	0.03					0.03	0.03	0.03	
SF-014KUCF	KUCF	11	2922.61	2974.08				0.04	0.04	0.04					0.04	0.04	0.04	
SF-014KCM	KCM	12	2974.08	3006.43														
SF-014KCM1	KCM1	13	3006.43	3041.53														
SF-014KCM2	KCM2	14	3041.53	3076.18														
SF-014KCLA	KCLA	15	3076.18	3174.15														
SF-014KCLB	KCLB	16	3174.15	3264.5														
SF-014KCLC	KCLC	17	3264.5	3353.03														
SF-014BSMT	BSMT	18	3353.03															

3. Apertura de intervalo y Registro PLT: en este evento se decide poner a producir el intervalo antes aislado pues se le determina potencial productor de aceite, para corroborar dicha hipótesis se corre un registro de producción e interpretar valores de aporte de fluidos. Para este evento se hace uso de la tabla PLT’s mostrada en la **Figura D4**, y como método de distribución al PLT.
4. Estimulación completa: evento en el cual se practico una estimulación para todos los intervalos Activos sin discriminar de manera proporcional la reacción de capa,

para este evento no se detalla que alguna capa se estimula más que otra y, por lo tanto, aunque hubo una intervención para mejorar las condiciones de producción se considera que todas las capas seguirán aportando en las mismas proporciones.

- Fracturamiento unidad superior: evento mostrado en la **Figura D6**, donde se le practicó la intervención a solo una Unidad contactada por el pozo, dicho esto, es preciso usar la metodología de eventos para distribuir los factores consecuencia a la selectividad de la intervención. En la **Figura D6**, se observa un aumento significativo de producción para la fecha, entonces el incremento afecta los factores de la Unidad Caballos Superior escalando la distribución respecto al delta positivo de producción.
- En la **Figura D7** se observa un cambio del tipo de bomba: evento que no representa alteraciones en el comportamiento de la distribución y que, por lo tanto, no será afectado por alguna de las metodologías. Se optó por permitir que los factores para este evento sean los mismos que se traían del evento anterior.

Figura D7. Tabla con Distribución de las Capas en la hoja de cálculo

ESTADOS DE CAPA OPEN / CLOSE		No.	TOP PERFORATION	BASE PERFORATION	11/11/2016			31/03/2017		
					Cambio de Bomba a ESP			BALANCE		
					prod			prod		
SF-074TETUAN	TETUAN	1	2288	2300						
SF-074KCUA1	KCUA1	2	2744	2756						
SF-074KCUA2	KCUA2	3	2756	2768						
SF-074KCUB	KCUB	4	2768	2783						
SF-074KCUC1	KCUC1	5	2783	2807						
SF-074KCUC2	KCUC2	6	2807	2817						
SF-074KCUC3	KCUC3	7	2817	2839	o			o		
SF-074KCUC4	KCUC4	8	2839	2866	o			o		
SF-074KCUD	KCUD	9	2866	2886	o			o		
SF-074KCUE	KCUE	10	2886	2922	o			o		
SF-074KCUF	KCUF	11	2922	2974	o			o		
SF-074KCM	KCM	12	2974	3006						
SF-074KCM1	KCM1	13	3006	3042						
SF-074KCM2	KCM2	14	3042	3076						
SF-074KCLA	KCLA	15	3076	3174	o			o		
SF-074KCLB	KCLB	16	3174	3265						
SF-074KCLC	KCLC	17	3265	3353						
SF-074BSMT	BSMT	18	3353							
ASIGNACION DE % / METODO					ANTERIOR			ANTERIOR		
					OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT
SF-074TETUAN	TETUAN	1	2288	2300	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SF-074KCUA1	KCUA1	2	2743.83	2756.2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SF-074KCUA2	KCUA2	3	2756.2	2768.34	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SF-074KCUB	KCUB	4	2768.34	2782.7	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SF-074KCUC1	KCUC1	5	2782.7	2806.65	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SF-074KCUC2	KCUC2	6	2806.65	2816.98	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SF-074KCUC3	KCUC3	7	2816.98	2838.5	0.439	0.548	0.185	0.439	0.548	0.185
SF-074KCUC4	KCUC4	8	2838.5	2866.04	0.156	0.092	0.293	0.156	0.092	0.293
SF-074KCUD	KCUD	9	2866.04	2885.63	0.215	0.181	0.005	0.215	0.181	0.005
SF-074KCUE	KCUE	10	2885.63	2921.61	0.024	0.020	0.001	0.024	0.020	0.001
SF-074KCUF	KCUF	11	2921.61	2974.08	0.037	0.030	0.001	0.037	0.030	0.001
SF-074KCM	KCM	12	2974.08	3006.43	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SF-074KCM1	KCM1	13	3006.43	3041.53	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SF-074KCM2	KCM2	14	3041.53	3076.19	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SF-074KCLA	KCLA	15	3076.19	3174.19	0.063	0.128	0.503	0.063	0.128	0.503
SF-074KCLB	KCLB	16	3174.19	3264.5	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SF-074KCLC	KCLC	17	3264.5	3353.03	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SF-074BSMT	BSMT	18	3353.03		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

- Balance: evento alternativo por el cual se da cuenta de que las condiciones del pozo permanecen a la fecha de hoy en las condiciones expuestas en ese evento, por lo tanto, la distribución será la misma que se traía del evento anterior.

ANEXO E EJEMPLO DE DISTRIBUCIÓN PARA UN POZO INYECTOR

El siguiente caso describe el proceso de distribución a un pozo inyector con diferentes tipos de eventos, en primer lugar, se comienza por actualizar toda la información de pozo mediante el procedimiento mencionado en el subcapítulo anterior, seguido de completar los espacios de eventos con la historia del pozo. En la **Figura E1** se muestra la historia de eventos y los estados capas de los intervalos cañoneados:

Figura E1. Ejemplo de la disposición de eventos de un pozo inyector

				EVENT1	EVENT2	EVENT3	EVENT1	EVENT2	EVENT3	EVENT1	EVENT2	EVENT3
				CANONEO			ESTIMULACIÓN			CANONEO	ILT	
				TOP BASE	2818		3120			2818	3270	
				Ret. Date								
				Tipo								
				4/07/2002			1/01/2003			29/06/2004		
INTERVALOS CAÑONEADOS OPEN / CLOSE	No.	TOP PERFORAT ION	BASE PERFOR ATION	Cañoneó KCU/KCL Inicio Inyeccion Sarta Selectiva			Estimulacion Organica			Cañoneos Intervalos en KCL Toma ILT		
				Ingw	Ingw	Ingw	Ingw	Ingw	Ingw			
SF-074 No 1	KCUC3	1	2818	2833	iw		iw		iw			
SF-074 No 2	KCUC4-KC	2	2839	2884	iw		iw		iw			
SF-074 No 3	KCUE	3	2912	2920	iw		iw		iw			
SF-074 No 4	KCUF	4	2942	2954	iw		iw		iw			
SF-074 No 5	KCLA	5	3110	3120	iw		iw		iw			
SF-074 No 6	KCLA-KCLE	6	3170	3180	iw		iw		iw			
SF-074 No 7	KCLB-KCL	7	3260	3270	iw		iw		iw			
				EVENT1	EVENT2	EVENT3	EVENT1	EVENT2	EVENT3	EVENT1	EVENT2	EVENT3
				CANONEO	ILT		FRACTURA			BALANCE		
				TOP BASE	2818	3270	2818	3120		2818	3120	
				Ret. Date								
				Tipo			HIDR					
				29/06/2004			1/12/2007			31/03/2017		
INTERVALOS CAÑONEADOS OPEN / CLOSE	No.	TOP PERFORAT ION	BASE PERFOR ATION	Cañoneos Intervalos en KCL Toma ILT			Realizar fracturamiento Hidráulico en KCU			BALANCE		
				Ingw	Ingw	Ingw	Ingw	Ingw	Ingw			
SF-074 No 1	KCUC3	1	2818	2833	iw		iw		iw			
SF-074 No 2	KCUC4-KC	2	2839	2884	iw		iw		iw			
SF-074 No 3	KCUE	3	2912	2920	iw		iw		iw			
SF-074 No 4	KCUF	4	2942	2954	iw		iw		iw			
SF-074 No 5	KCLA	5	3110	3120	iw		iw		iw			
SF-074 No 6	KCLA-KCLE	6	3170	3180	iw		iw		iw			
SF-074 No 7	KCLB-KCL	7	3260	3270	iw		iw		iw			

Ejemplo de pozo inyector con sarta selectiva del Campo San Francisco:

- 1) Pozo perforado en julio de 2002 en las Unidades Caballos Superior e Inferior, se instaló un completamiento selectivo con mandriles para inyectar caudales determinados a cada uno de los intervalos.
- 2) En el año 2003 se realizó una estimulación orgánica para mejorar las condiciones de inyección para todas las capas.

- 3) Se determinó en junio del año 2004 que existía potencial en la subunidad KCLB y KCLC por lo que se cañonean e inyectan caudales que den soporte a pozos productores cercanos, se baja un nuevo diseño de sarta selectiva y, además se correo registro ILT que corrobore porcentajes de toma de fluidos de los intervalos activos.
- 4) Para el año 2007 se realizó un Fracturamiento hidráulico en la Unidad Caballos Superior para mejorar el barrido y la perturbación a los productores; finalmente el pozo siguió las mismas condiciones de inyección hasta el día de hoy.

Tal como se trabajó los factores de distribución en los pozos productores, en los pozos inyectoros en primer lugar es necesario determinar el estado de cada una de los intervalos que contacto el pozo. Mediante la misma programación de la hoja de cálculo se presenta los estados por capa y como se muestra en la siguiente figura para cada evento se tiene una fecha y su respectivo estado de capa. **Figura E2.**

Figura E2. Tabla con Estados de las Capas en la hoja de cálculo

ESTADOS DE CAPA OPEN / CLOSE	No.	TOP PERFORA TION	BASE PERFORA TION	4/07/2002	10/12/2003	29/06/2004	1/12/2007	31/03/2017
				Cañoneó KCU/KCL. Inicio Inyección Sarta Selectiva	Estimulación Organica	Cañoneos Intervalos en KCL Toma ILT	Realizar fracturamiento Hidráulico en KCU	BALANCE
				Ingyr	Ingyr	Ingyr	Ingyr	Ingyr
SF-074TETUAN	TETUAN	1	2288	2300				
SF-074KCUA1	KCUA1	2	2744	2766				
SF-074KCUA2	KCUA2	3	2756	2788				
SF-074KCLB	KCLB	4	2768	2793				
SF-074KCLC	KCLC	5	2783	2807				
SF-074KCLC2	KCLC2	6	2807	2817				
SF-074KCLC3	KCLC3	7	2817	2839	iv	iv	iv	iv
SF-074KCLC4	KCLC4	8	2839	2868	iv	iv	iv	iv
SF-074KCLD	KCLD	9	2868	2885	iv	iv	iv	iv
SF-074KCLD	KCLD	9	2885	2885	iv	iv	iv	iv
SF-074KCLD	KCLD	10	2885	2922	iv	iv	iv	iv
SF-074KCLD	KCLD	10	2922	2974	iv	iv	iv	iv
SF-074KCLF	KCLF	11	2974	3006				
SF-074KCM	KCM	12	3006	3006				
SF-074KCM1	KCM1	13	3006	3042				
SF-074KCM2	KCM2	14	3042	3076				
SF-074KCLA	KCLA	15	3076	3174	iv	iv	iv	iv
SF-074KCLB	KCLB	16	3174	3265			iv	iv
SF-074KCLC	KCLC	17	3265	3353			iv	iv
SF-074BSMT	BSMT	18	3353				iv	iv

De igual manera, la hoja de cálculo evalúa las propiedades de capacidad de flujo para cada subunidad activa por evento y, además presenta también el porcentaje representativo de aporte debido a la capacidad de flujo. Los registros ILT son diligenciados de manera similar a los registros PLT, consecuencia a que estos solo evalúan el flujo de un solo tipo de fluido solo se consignara la información para agua. En la **Figura E3** se demuestra lo descrito:

Figura E3. Tabla con Registros de Inyección de las Capas en la hoja de cálculo

PLT's / ILT's	MA BK	TOP	BASE	4-jul.-02			1-ene.-03			29-jun.-04			1-dic.-07			31-mar.-17			
				Cañoneó KCU/KCL. Inicio Inyección Sarta Selectiva			Estimulación Organica			Cañoneos Intervalos en KCL Toma ILT			Realizar fracturamiento Hidráulico en KCU			BALANCE			
				OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	
SF-074TETUAN	TETUAN	1	2288	2300															
SF-074KCUA1	KCUA1	2	2743.83	2766.2															
SF-074KCUA2	KCUA2	3	2756.2	2788.7															
SF-074KCLB	KCLB	4	2768.34	2792.7															
SF-074KCLC	KCLC	5	2782.7	2806.65															
SF-074KCLC2	KCLC2	6	2806.65	2816.38															
SF-074KCLC3	KCLC3	7	2816.38	2830.5															
SF-074KCLC4	KCLC4	8	2830.5	2868.04															
SF-074KCLD	KCLD	9	2868.04	2885.63															
SF-074KCLD	KCLD	9	2885.63	2921.61															
SF-074KCLF	KCLF	11	2921.61	2974.08															
SF-074KCM	KCM	12	2974.08	3006.43															
SF-074KCM1	KCM1	13	3006.43	3041.93															
SF-074KCM2	KCM2	14	3041.93	3076.19															
SF-074KCLA	KCLA	15	3076.19	3174.19															
SF-074KCLB	KCLB	16	3174.19	3264.51															
SF-074KCLC	KCLC	17	3264.51	3353.03															
SF-074BSMT	BSMT	18	3353.03																

En la siguiente parte de la hoja de cálculo se describe la forma en la que se escogió el método indicado con el cual se determina la distribución de cada evento de la

historia de inyección del pozo y se detalla la metodología con la cual se escala la distribución acumulada por fechas.

Como se describió en el subíndice anterior, se concibe al registro de inyección como el dato más seguro, fiel y real que se tiene de la condición de flujo del pozo y por lo tanto, es el punto de partida para la distribución, se hubiera podido escoger a la capacidad de flujo pero se considera que pudo ser alterado debido a que muchas veces este depende del criterio subjetivo de algún interprete.

La **Figura E4** muestra el procedimiento de asignar la mejor metodología según el caso:

Figura E4. Tabla con Distribución de las Capas en la hoja de cálculo

ESTADOS DE CAPA OPEN / CLOSE		No.	TOP PERFORA TION	BASE PERFORA TION	4/07/2002	10/1/2003	29/06/2004						
					Cañoneó KCU/KCL. Inicio Inyección Sarta Selectiva	Estimulación Organica	Cañoneos Intervalos en KCL. Toma ILT						
					Ingw	Ingw	Ingw						
SF-074TETUAN	TETUAN	1	2288	2300									
SF-074KCUA1	KCUA1	2	2744	2756									
SF-074KCUA2	KCUA2	3	2756	2768									
SF-074KCUB	KCUB	4	2768	2783									
SF-074KCUC1	KCUC1	5	2783	2807									
SF-074KCUC2	KCUC2	6	2807	2817									
SF-074KCUC3	KCUC3	7	2817	2839	iw	iw	iw						
SF-074KCUC4	KCUC4	8	2839	2866	iw	iw	iw						
SF-074KCUUD	KCUUD	9	2866	2886	iw	iw	iw						
SF-074KCUE	KCUE	10	2886	2922	iw	iw	iw						
SF-074KCUF	KCUF	11	2922	2974	iw	iw	iw						
SF-074KCM	KCM	12	2974	3006									
SF-074KCM1	KCM1	13	3006	3042									
SF-074KCM2	KCM2	14	3042	3076									
SF-074KCLA	KCLA	15	3076	3174	iw	iw	iw						
SF-074KCLB	KCLB	16	3174	3265									
SF-074KCLC	KCLC	17	3265	3353			iw						
SF-074BSMT	BSMT	18	3353										
ASIGNACION DE % / METODO					PETRO			ANALITICO SIGUIENTE			PLT		
					OIL	G	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT
SF-074TETUAN	TETUAN	1	2288	2300									
SF-074KCUA1	KCUA1	2	2743.83	2756.2									
SF-074KCUA2	KCUA2	3	2756.2	2768.34									
SF-074KCUB	KCUB	4	2768.34	2782.7									
SF-074KCUC1	KCUC1	5	2782.7	2806.65									
SF-074KCUC2	KCUC2	6	2806.65	2816.98									
SF-074KCUC3	KCUC3	7	2816.98	2838.5			0.190			0.190			0.150
SF-074KCUC4	KCUC4	8	2838.5	2866.04			0.270			0.270			0.200
SF-074KCUUD	KCUUD	9	2866.04	2885.63			0.150			0.150			0.120
SF-074KCUE	KCUE	10	2885.63	2921.61			0.100			0.100			0.080
SF-074KCUF	KCUF	11	2921.61	2974.08			0.150			0.150			0.120
SF-074KCM	KCM	12	2974.08	3006.43									
SF-074KCM1	KCM1	13	3006.43	3041.59									
SF-074KCM2	KCM2	14	3041.59	3076.19									
SF-074KCLA	KCLA	15	3076.19	3174.19			0.140			0.140			0.110
SF-074KCLB	KCLB	16	3174.19	3264.5									0.100
SF-074KCLC	KCLC	17	3264.5	3353.03									0.120
SF-074BSMT	BSMT	18	3353.03										

1. Cañoneo: es el primer evento que presencia el pozo, por lo tanto, los intervalos estarán en una condición inicial de aporte de fluidos; como se ha descrito la capacidad de flujo será usado como dato para la distribución llegado el caso no se encuentre un registro de inyección del cual se pueda guiar.
2. Estimulación completa: evento en el cual se practicó una estimulación para todos los intervalos Activos sin discriminar de manera proporcional la reacción de capa, para este evento no se detalla que alguna capa se estimula más que otra y, por lo tanto, aunque hubo una intervención para mejorar las condiciones de producción se considera que todas las capas seguirán aportando en las mismas

proporciones. Como la distribución del evento anterior no es confiable y el evento siguiente es un registro de inyección, se realizará un Re escalamiento de dicho evento basados en el delta de inyección: en la **Figura E5** se demuestra la forma para re escalar la distribución para las capas Activas.

Figura E5. Tabla con Peso Incremental para las Capas en la hoja de cálculo

PESO INCREMENTAL	MARKER	TOP	BASE	4 jul-02			1ene-03			29 jun-04			1dic-07			31mar-11		
				Cañoneó KCUKCL Inicio Inyección Sarta Selectiva			Estimulación Organica			Cañoneos Intervalos en KCL Toma ILT			Realizar Fracturamiento Hidráulico en KCU			BALANCE		
				OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT
CUM-5				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	644280.0	0.0	0.0	208725.0	0.0	0.0	483552.0	0.0	0.0	5478778.0
WELL PRE				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2632.0	0.0	0.0	2625.2	0.0	0.0	3360.7	0.0	0.0	250.3
WELL POST				0.0	0.0	2856.8	0.0	0.0	2569.8	0.0	0.0	3260.0	0.0	0.0	3789.9	0.0	0.0	0.0
DELTA				0.0	0.0	2856.8	0.0	0.0	-331.0	0.0	0.0	720.8	0.0	0.0	428.2	0.0	0.0	-850.7
SF-074TETUAN	TETUAN	1	2288	2200														
SF-074KCUA1	KCUA1	2	2742.53	2752.2														
SF-074KCUA2	KCUA2	3	2752.2	2763.34														
SF-074KCUB	KCUB	4	2763.34	2782.7														
SF-074KCU1	KCU1	5	2782.7	2806.95														
SF-074KUC2	KUC2	6	2806.95	2836.30														
SF-074KUC3	KUC3	7	2836.30	2838.5														
SF-074KUC4	KUC4	8	2838.5	2886.04														
SF-074KUC5	KUC5	9	2886.04	2895.63														
SF-074KUC6	KUC6	10	2895.63	2921.61														
SF-074KUC7	KUC7	11	2921.61	2974.08														
SF-074KCM	KCM	12	2974.08	3006.42														
SF-074KCM1	KCM1	13	3006.43	3041.53														
SF-074KCM2	KCM2	14	3041.53	3076.13														
SF-074KCLA	KCLA	15	3076.13	3174.13					0.4									
SF-074KCLB	KCLB	16	3174.13	3264.5														
SF-074KCLC	KCLC	17	3264.5	3353.03														
SF-074K30T	B30T	18	3353.03															

3. Cañoneo e ILT: evento en el cual se cañonea intervalo en subunidades con potenciales de flujo importantes, con el fin de determinar las características dinámicas para cada una de las capas se decidió correr un registro de inyección, dato duro y más coherente de las condiciones de flujo. Esta distribución consecuencia del registro, es el más creíble y por lo tanto la base para la distribución de los demás eventos. Ver **Figura E5**.
4. Fracturamiento Unidad Superior: evento mostrado en la **Figura E6**, donde se le practicó la intervención a solo una Unidad contactada por el pozo, dicho esto, es preciso usar la metodología de eventos para distribuir los factores consecuencia a la selectividad de la intervención. En la **Figura E6**, se observa un aumento significativo de inyección para la fecha, incremento que se verá afectado en los factores de la Unidad Caballos Superior escalando la distribución respecto al delta positivo de inyección.
5. Balance: Evento alternativo por el cual se da cuenta de que las condiciones del pozo permanecen a la fecha de hoy en las condiciones expuestas en ese evento, por lo tanto, la distribución será la misma que se traía del evento anterior. **Figura E6**

Figura E6. Tabla con Distribución de las Capas en la hoja de cálculo

ESTADOS DE CAPA OPEN / CLOSE		No.	TOP PERFORAT ION	BASE PERFORA TION	29/06/2004	1/12/2007	31/03/2017						
					Cañones Intervalos en KCL Toma ILT	Realizar fracturamiento Hidráulico en KCU	BALANCE						
					Ingw	Ingw	Ingw						
SF-074TETUAN	TETUAN	1	2288	2300									
SF-074KCUA1	KCUA1	2	2744	2756									
SF-074KCUA2	KCUA2	3	2756	2768									
SF-074KCUB	KCUB	4	2768	2783									
SF-074KCUC1	KCUC1	5	2783	2807									
SF-074KCUC2	KCUC2	6	2807	2817									
SF-074KCUC3	KCUC3	7	2817	2839	iw	iw	iw						
SF-074KCUC4	KCUC4	8	2839	2866	iw	iw	iw						
SF-074KCUJ	KCUJ	9	2866	2886	iw	iw	iw						
SF-074KCUE	KCUE	10	2886	2922	iw	iw	iw						
SF-074KCUF	KCUF	11	2922	2974	iw	iw	iw						
SF-074KCM	KCM	12	2974	3006									
SF-074KCM1	KCM1	13	3006	3042									
SF-074KCM2	KCM2	14	3042	3076									
SF-074KCLA	KCLA	15	3076	3174	iw	iw	iw						
SF-074KCLB	KCLB	16	3174	3265	iw	iw	iw						
SF-074KCLC	KCLC	17	3265	3353	iw	iw	iw						
SF-074BSMT	BSMT	18	3353										
ASIGNACION DE % / METODO					PLT			ANALITICO ANTERIOR			ANTERIOR		
					OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT
SF-074TETUAN	TETUAN	1	2288	2300									
SF-074KCUA1	KCUA1	2	2743.83	2756.2									
SF-074KCUA2	KCUA2	3	2756.2	2768.34									
SF-074KCUB	KCUB	4	2768.34	2782.7									
SF-074KCUC1	KCUC1	5	2782.7	2806.65									
SF-074KCUC2	KCUC2	6	2806.65	2816.98									
SF-074KCUC3	KCUC3	7	2816.98	2838.5			0.150			0.158			0.158
SF-074KCUC4	KCUC4	8	2838.5	2866.04			0.200			0.211			0.211
SF-074KCUJ	KCUJ	9	2866.04	2885.63			0.120			0.127			0.127
SF-074KCUE	KCUE	10	2885.63	2921.61			0.080			0.084			0.084
SF-074KCUF	KCUF	11	2921.61	2974.08			0.120			0.127			0.127
SF-074KCM	KCM	12	2974.08	3006.43									
SF-074KCM1	KCM1	13	3006.43	3041.59									
SF-074KCM2	KCM2	14	3041.59	3076.19									
SF-074KCLA	KCLA	15	3076.19	3174.19			0.110			0.098			0.098
SF-074KCLB	KCLB	16	3174.19	3264.5			0.100			0.089			0.089
SF-074KCLC	KCLC	17	3264.5	3353.03			0.120			0.106			0.106
SF-074BSMT	BSMT	18	3353.03										

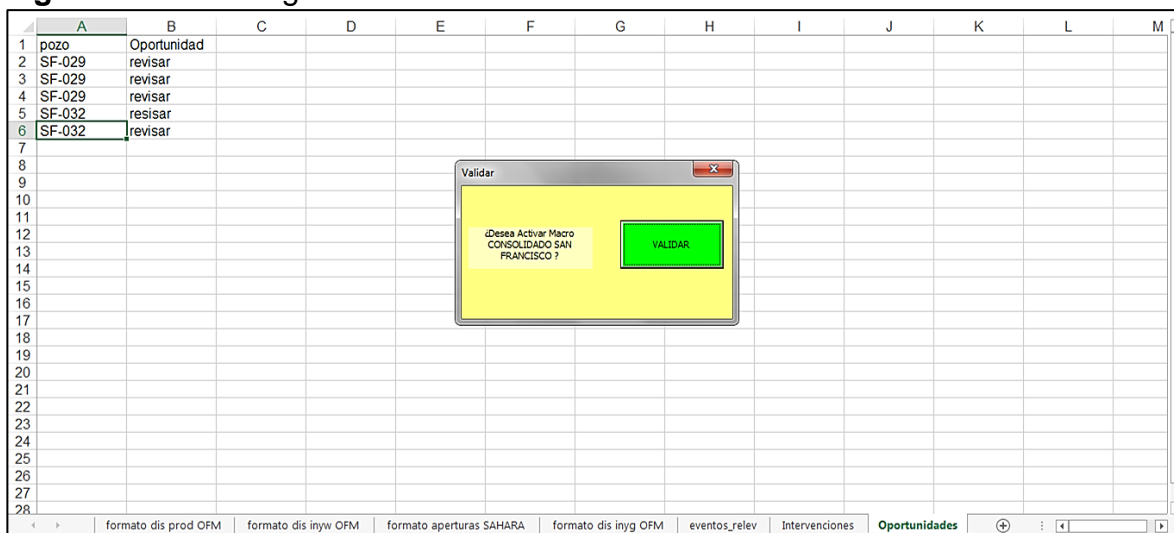
ANEXO F CONSOLIDADO DE DATOS

Como se explica en el subíndice 3.1, una vez realizada la hoja de cálculo con los respectiva interpretación de eventos, estados de capa y distribución por eventos, se hace necesario generar reportes de factores de distribución, aperturas de capas, eventos , intervenciones y oportunidades para cada uno de los pozos evaluados, y que, mediante una programación global se integre toda la información del campo en un solo archivo con un formato específico que permita que ser importado al software y procesador de información como SAHARA. El uso del software y el manejo de la información consolidada será objeto de descripción en el subcapítulo siguiente.

La programación mencionada tiene la habilidad de abrir todos los archivos "Master de Distribución" y recopilar la información guardada en las hojas: "formato dis prod OFM", "formato dis inyw OFM", "formato dis ingy OFM", "Estados de capa", "Eventos relevantes", "Intervenciones" y "Oportunidades". El producto final al correr el programa será un archivo consolidado de información del campo.

A continuación, se muestra en la **Figura F1** la presentación del formulario que ejecuta la macro de Excel, solo hace falta oprimir el botón "VALIDAR" que aparece en el formulario de inicio y el programa se encarga de recoger la información.

Figura F1. Interfaz gráfica formulario consolidado



La iniciativa del proyecto al realizar este proceso de consolidado fue optimizar el proceso de captura de información, como se puede dimensionar la cantidad de información para el campo es realmente grande y las horas de trabajo que ahorra la programación objeto de este subcapítulo son muy valiosas. Cada uno de los cambios que se sigan realizando a las hojas de cálculo podrán ser consolidadas cuantas veces se desee en tiempos cortos.

ANEXO G

USO SOFTWARE SAHARA PARA ASIGNAR VOLUMENES PRODUCIDOS O INYECTADOS A CAPAS POR POZO

Antes de iniciar con el proceso de distribución fue necesario hacer la asignación de una fracción a cada capa involucrada, debido a que, en la interpretación de los registros, no se encuentra así de detallado.

1. Importar en el software SAHARA el modelo petrofísico Petro_Scaled.
2. Exportar los archivos .LAS de las bases de datos de los registros de producción e inyección de agua
3. Importar estos archivos en el software SAHARA.
4. Ingresar a la herramienta de factores de asignación.
5. Seleccionar la fase a evaluar, los pozos con registro, y el pozo en estudio.
6. En editar, se indica el método PLT/ILT e ingresa la fecha de la toma del registro, luego se da click en calcular
7. En la nueva ventana de cálculo de factores de asignación, se escoge la curva del fluido (petróleo, gas, agua producida, y agua inyectada)
8. Calcular los factores de asignación por medio de la variable petrofísica (KH) previamente cargada.

En la **Figura G1**, se muestran los pasos cinco y seis, y en la **Figura G2** los pasos siete y ocho

Figura G1. Editar factores de asignación en el software SAHARA

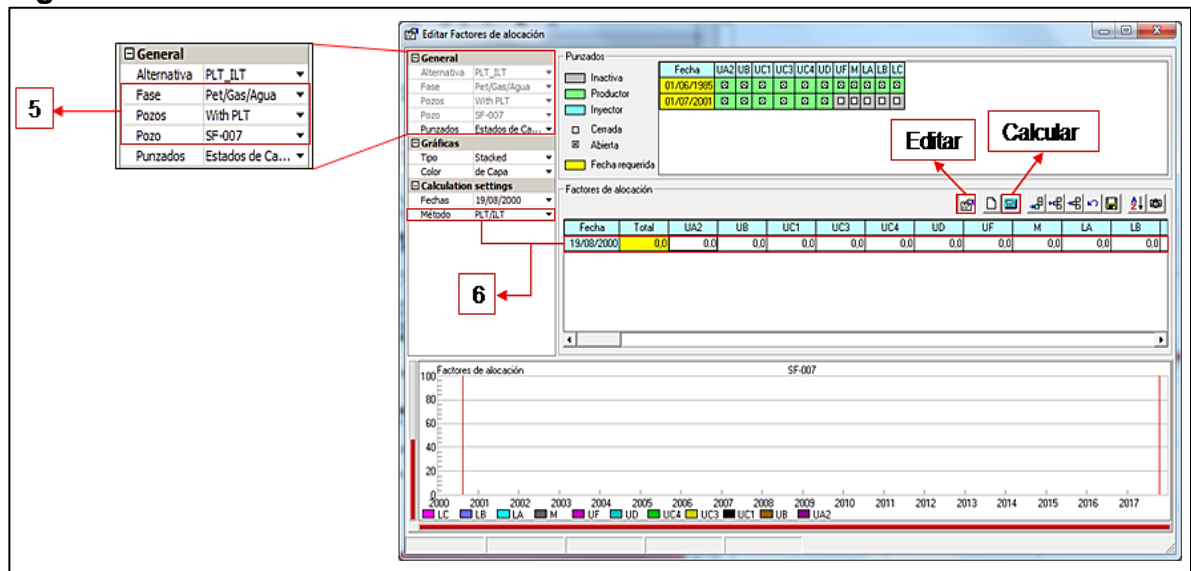
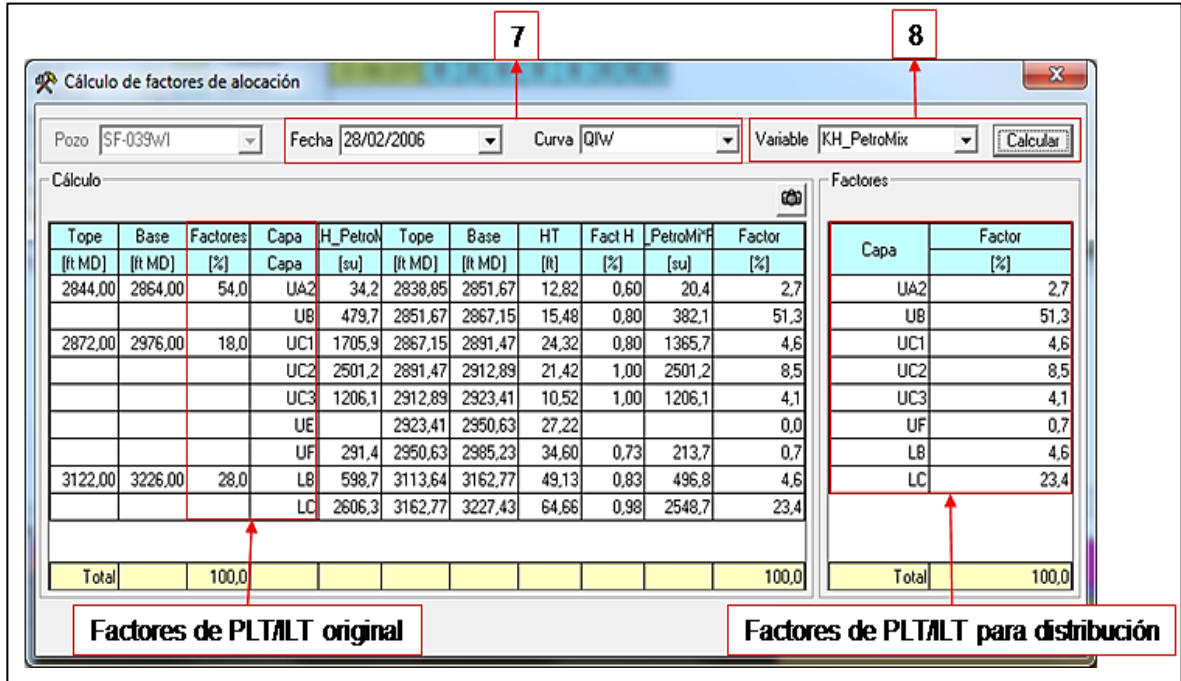



Figura G2. Cálculo de los factores de asignación para un ILT en el software SAHARA



De esta manera se obtienen los factores requeridos para realizar la distribución por este método de registros de producción e inyección de agua.

Los resultados obtenidos a partir del modelo anterior se programarán con el fin de facilitar el posterior cálculo del factor de recobro por capas de la Formación Caballos a nivel de las unidades Caballos Superior y Caballos Inferior en el Campo San Francisco. Por lo anterior, fue necesario tener el archivo consolidado de la producción y de la inyección de agua según las condiciones de cada intervalo proporcionado por el software OFM de ECOPETROL S.A.


 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




Nosotros **Jessica Pinzón Ruiz** y **Jose Luis Robayo Niño** en calidad de titulares de la obra **DISTRIBUCIÓN DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE AGUA EN LA FORMACIÓN CABALLOS PARA AUMENTAR LOS FACTORES DE RECUBRO MEDIANTE LA VISUALIZACIÓN DE OPORTUNIDADES DE WORKOVER EN EL CAMPO SAN FRANCISCO**, elaborada en el año 2017, autorizamos 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 nos corresponden 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 Autores manifestamos 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	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 autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra 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 sus autores.

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

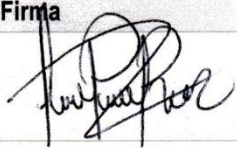
AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

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 indicará (indicaremos), 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, a los dos días del mes de Febrero del año 2018.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Jessica	Pinzón Ruiz
Documento de identificación No	Firma
1016083813	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Jose Luis	Robayo Niño
Documento de identificación No	Firma
1070972595	