

HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA SELECCIÓN DE INDICADORES
DE EFICIENCIA Y RENTABILIDAD EN LOS PROYECTOS POTENCIALES DE
INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN ECOPETROL S.A

GINA ALEXANDRA BECERRA ALARCÓN
LINA MARÍA NOVOA RAMIREZ

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

HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA SELECCIÓN DE INDICADORES
DE EFICIENCIA Y RENTABILIDAD EN LOS PROYECTOS POTENCIALES DE
INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN ECOPETROL S.A.

GINA ALEXANDRA BECERRA ALARCÓN
LINA MARÍA NOVOA RAMIREZ

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

Director
HELMUT SALAZAR
Ingeniero de Petróleos

Director
JOHN PINTO
Ingeniero de Petróleos

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

Nota de aceptación

Presidente del jurado
Ing.

Jurado 1
Ing.

Jurado 2
Ing.

Bogotá D.C febrero de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vice-rector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vice-rectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director General de Investigaciones y Proyección Social

Dr. MANUEL CANCELADO JIMÉNEZ

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

AGRADECIMIENTOS

LOS AUTORES EXPRESAN SUS AGRADECIMIENTOS A:

A Dios de primera mano, por darnos la oportunidad de poder culminar una etapa más de nuestras vidas, logrando así dar un paso más satisfactoriamente.

A nuestros padres por el apoyo incondicional que siempre nos brindaron, por los consejos, la paciencia y sobre todo por la motivación que nos dieron para poder culminar de manera óptima.

Se agradece de manera especial al coautor del trabajo de investigación Ingeniero Helmut Salazar de la Empresa de Ecopetrol S.A, por las asesorías, y la información brindada que fue de gran importancia para el desarrollo del trabajo de grado.

Ingeniero John Pinto, Ingeniero de Petróleos por parte de la Universidad de América, por su acompañamiento, consejos y la revisión del trabajo de grado, con el fin de entregar un proyecto de calidad.

A ECOPETROL S.A por el espacio y la oportunidad brindada para el desarrollo del proyecto.

A cada una de las personas que de una u otra manera aportaron su grano de arena para el desarrollo y complemento del trabajo de grado.

CONTENIDO

	pág.
RESÚMEN	23
INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVOS	26
1. MARCO TEÓRICO	27
1.2 ¿QUÉ ES RECOBRO TÉRMICO?	28
1.3 ¿QUÉ ES LA INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR?	29
1.4 ¿QUÉ ES LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR?	30
1.4.1 Mecanismos	31
1.4.2 Yacimientos candidatos.	34
1.4.3 Riesgos en la inyección continua de vapor.	34
1.5 INDICADORES CLAVES DE RENDIMIENTO “KPI`S”	35
1.5.1 Proceso de desarrollo del KPI.	35
2. ESTADO DEL ARTE	37
2.1 GENERALIDADES DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO	37
2.1.1 Schoonebeek.	39
2.1.1.1 Descripción Geología.	41
2.1.2 Kern River.	50
2.1.3 Winkleman Dome.	54
2.1.3.1 Descripción Geológica.	56
2.1.4 Charco Redondo.	57
2.1.4.1 Descripción Geológica.	60
2.1.5 San Ardo.	61
2.1.5.1 Descripción Geológica.	65
2.1.6 Midway Sunset.	66
2.1.6.1 Descripción Geológica.	68
2.1.7 Mount Poso.	70
2.1.7.1 Descripción Geológica.	72
2.1.8 Yorba Linda.	73
2.1.8.1 Descripción Geológica.	75
2.1.9 Tía Juana.	77
2.1.9.1 Descripción Geológica.	79
2.1.10 Duri.	81

2.1.10.1 Descripción Geológica.	84
2.1.11 Cat Canyon.	85
2.1.11.1 Descripción Geológica.	88
2.1.12 Peace River.	90
2.1.12.1 Descripción geológica.	93
2.1.13 Emlichheim.	93
2.1.13.1 Descripción geológica.	96
2.1.14 Jobo.	96
2.1.14.1 Descripción Geológica.	98
2.1.15 Qarn Alam.	100
2.1.15.1 Descripción geológica.	102
2.1.16 South Belridge.	103
2.1.16.1 Descripción geológica.	106
2.1.17 Wafra.	106
2.1.17.1 Descripción geológica.	109
2.1.18 Mukhaizna.	110
2.1.18.1 Descripción geológica.	112
2.1.19 Campo 2.	114
2.1.19.1 Descripción geológica.	116
2.1.20 Campo 1.	118
2.1.20.1 Descripción geológica.	120
3. METODOLOGÍA	123
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	130
5. CONCLUSIONES	161
6. RECOMENDACIONES	163
BIBLIOGRAFÍA	164
ANEXOS	171
ANEXO A STEAM OIL RATIO ACUMULADO VS STEAM OIL RATIO INSTANTANEO	172
ANEXO B RESÚMEN ANÁLISIS GRÁFICOS	174

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Métodos EOR	28
Figura 2. Línea cronológica de los avances del Screening criteria de la inyección continua de vapor	33
Figura 3. Mapa localización Campo Schoonebeek, Países bajos	40
Figura 4. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo Schoonebeek	41
Figura 5. Mapa ubicación Campo Kern River, California	43
Figura 6. Distribución de los pilotos según patrón de inyección	44
Figura 7. Saturación del crudo y el agua	45
Figura 8. Patrón de inyección, Piloto Kern A	46
Figura 9. Distribución del crudo en el Piloto Kern A	47
Figura 10. Comportamiento de las producciones en el proceso de inyección de vapor	48
Figura 11. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo Kern River	49
Figura 12. División de las Arenas de Kern River	51
Figura 13. Parte 1, Ubicación de las arenas en la formación del Campo Kern River	52
Figura 14. Parte 2, Ubicación de las arenas en la formación del Campo Kern River	52
Figura 15. Mapa localización del Campo Winkleman, Wyoming	54
Figura 16. Localización de pozos Campo Winkleman	55
Figura 17. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas en el Campo Winkleman	56
Figura 18. Mapa de la localización Campo Charco redondo	58
Figura 19. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo Charco Redondo	60
Figura 20. Mapa localización del Campo San Ardo, California	62
Figura 21. Patrón del piloto en la Zona de Aurignac de 5 pozos normal	63
Figura 22. Patrón del piloto en la Zona de Aurignac de pozos invertido	63
Figura 23. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo San ardo, California	64
Figura 24. Límites productivos de las zonas de Lombardi y Aurignac	65
Figura 25. Mapa localización del Campo Midway Sunset, California	67
Figura 26. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo Midway Sunset, California	68

Figura 27. Arenas principales del Campo Midway Sunset	69
Figura 28. Mapa localización del Campo Mount Poso, California	70
Figura 29. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo Mount Poso	71
Figura 30. Región de la arena contactada	73
Figura 31. Mapa localización del Campo Yorba Linda, California	74
Figura 32. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo Yorba Linda	75
Figura 33. Distribución de las zonas de conglomerado superior	77
Figura 34. Mapa localización Campo Tía Juana, Venezuela	78
Figura 35. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas en el Campo Tía Juana	79
Figura 36. Columna estratigráfica del Campo Tía Juana	81
Figura 37. Mapa localización del Campo Duri, Indonesia	82
Figura 38. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo Duri, Indonesia	83
Figura 39. Grupos principales de las arenas en Duri	85
Figura 40. Mapa ubicación del Campo Cat Canyon, California	86
Figura 41. Línea cronológica de la tecnológica aplicada al Campo Cat Canyon	88
Figura 42. Arenas que componen el Campo Cat Canyon	90
Figura 43. Mapa localización Campo Peace River, Canadá	91
Figura 44. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas en el Campo Peace River	92
Figura 45. Mapa localización Campo Emlichheim, Alemania	94
Figura 46. Línea cronológica tecnologías aplicadas al Campo Emlichheim, Alemania	95
Figura 47. Mapa localización Campo Jobo, Venezuela	97
Figura 48. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas en el Campo Jobo	98
Figura 49. Columna estratigráfica Campo Jobo	100
Figura 50. Mapa localización del Campo Qarn Alam, Omán	101
Figura 51. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo Qarn Alam	102
Figura 52. Mapa localización del Campo South Belridge, California	104
Figura 53. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo South Belridge	105
Figura 54. Mapa localización del campo Wafra, Arabia Saudita-Kuwait	107
Figura 55. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas en el Campo Wafra	108

Figura 56. Columna Estratigráfica del Campo Wafra	110
Figura 57. Mapa localización Campo Mukhaizna	111
Figura 58. Línea cronológica de la tecnología aplicada al Campo Mukhaizna	112
Figura 59. Corte seccional del pozo Mukhaizna	114
Figura 60. Mapa localización Campo 2, Colombia	115
Figura 61. Línea Cronológica de las tecnologías aplicadas en el campo 2	116
Figura 62. Columna Estratigráfica Campo 2	118
Figura 63. Mapa localización Campo 1, Colombia	119
Figura 64. Línea Cronológica de las tecnologías aplicadas en el campo 1	120
Figura 65. Porcentaje de tipos litológicos	132
Figura 66. Porcentaje de tendencia en el Ambiente de Depositación	133
Figura 67. Tendencia de las características estructurales	134
Figura 68. Representación gráfica de la obtención de datos en Schoonebeek	173

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Descripción Campos Exitosos por medio del análisis y la publicación de la Empresa "Oil Steam Production Company.	37
Tabla 2. Propiedades del yacimiento del Campo Schoonebeek, Países bajos.	42
Tabla 3. Propiedades de producción del Campo Kern River.	53
Tabla 4. Propiedades generales del Campo Kern River.	53
Tabla 5. Propiedades del yacimiento del Campo Winkleman.	57
Tabla 6. Propiedades del yacimiento del Campo Charco Redondo.	61
Tabla 7. Propiedades generales del yacimiento respecto a las dos zonas	66
Tabla 8. Propiedades del yacimiento en el Campo San Ardo	66
Tabla 9. Propiedades del yacimiento del Campo Midway Sunset.	69
Tabla 10. Propiedades del yacimiento del Campo Mount Poso.	72
Tabla 11. Propiedades del yacimiento del Campo Yorba Linda.	76
Tabla 12. Propiedades del yacimiento del Campo Tía Juana.	80
Tabla 13. Mineralogía Campo Duri.	84
Tabla 14. Propiedades del yacimiento del Campo Duri, Indonesia.	84
Tabla 15. Propiedades generales del Campo Cat Canyon.	89
Tabla 16. Propiedades del yacimiento del Campo Peace River.	93
Tabla 17. Propiedades generales del Campo Emlichheim, Alemania.	96
Tabla 18. Propiedades por capa de arena, Morichal-1.	99
Tabla 19. Propiedades del yacimiento del Campo Jobo.	99
Tabla 20. Propiedades del yacimiento del Campo Qarn Alam.	103
Tabla 21. Propiedades del yacimiento del Campo South Belridge.	106
Tabla 22. Propiedades del yacimiento del Campo Wafra.	109
Tabla 23. Propiedades del yacimiento del Campo Mukhaizna.	113
Tabla 24. Propiedades del yacimiento Campo 2.	117
Tabla 25. Propiedades del yacimiento Campo 1.	121
Tabla 26. Propiedades del yacimiento Campo 1, Zona A.	121
Tabla 27. Propiedades del yacimiento Campo 1, Zona B.	122
Tabla 28. Características generales de localización de los 20 campos de estudio	123
Tabla 29. Características de las propiedades petrofísicas de los campos de estudio	125
Tabla 30. Características físicas de los 20 Campos de estudio	126
Tabla 31. Características operativas de los campos de estudio	127
Tabla 32. Screening Criteria desarrollado del análisis de gráficas.	162

LISTA DE IMÁGENES

	pág.
Imagen 1. Etapas inyección cíclica de vapor	30
Imagen 2. Proceso de inyección continua de vapor	32

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Características geológicas de los 20 Campos de estudio	124

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Petróleo original en sitio	128
Ecuación 2. Transmisibilidad	128
Ecuación 3. Aceite producido normalizado	128
Ecuación 4. Tasa de inyección del vapor	128
Ecuación 5. Inyección Normalizada	128
Ecuación 6. Relación vapor – aceite (steam oil ratio)	128
Ecuación 7. Tasa de reemplazamiento	129
Ecuación 8. Fluidos producidos	129

LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Gráfica 1. Steam Oil Ratio Vs Campo	130
Gráfica 2. Factor de Recobro total Vs Campo	131
Gráfica 3. Steam Oil Ratio vs. Transmisibilidad	135
Gráfica 4. Steam Oil Ratio vs. Viscosidad	135
Gráfica 5. Steam Oil Ratio vs Permeabilidad	136
Gráfica 6. Steam Oil Ratio vs Espesor	137
Gráfica 7. Steam Oil Ratio vs Porosidad	138
Gráfica 8. Steam Oil Ratio vs Temperatura inicial del yacimiento (°F)	139
Gráfica 9. Steam Oil Ratio vs Presión	139
Gráfica 10. Steam Oil Ratio vs Profundidad (Ft)	140
Gráfica 11. Steam Oil Ratio vs. Inyección normalizada	141
Gráfica 12. Factor de Recobro Secundario vs PIR (Tasa de reemplazamiento)	142
Gráfica 13. Steam Oil Ratio vs Transmisibilidad, (Jobo, Midway Sunset)	143
Gráfica 14. Steam Oil Ratio vs Viscosidad (Jobo, Midway Sunset)	144
Gráfica 15. Steam Oil Ratio vs Permeabilidad (Jobo, Midway Sunset)	144
Gráfica 16. Steam Oil Ratio vs Espesor (Jobo, Midway Sunset)	145
Gráfica 17. Steam Oil Ratio vs Profundidad (Jobo, Midway Sunset)	146
Gráfica 18. Steam Oil Ratio vs Inyección Normalizada, (Jobo, Midway Sunset)	147
Gráfica 19. Factor de Recobro Secundario vs Años de Steam Flooding, (Jobo, Midway Sunset)	148
Gráfica 20. Steam Oil Ratio vs PIR, punto de referencia el PIR	149
Gráfica 21. Steam Oil Ratio vs Espaciamiento entre pozos, punto de referencia PIR	150
Gráfica 22. Steam Oil Ratio vs Transmisibilidad, punto de referencia el PIR	150
Gráfica 23. Steam Oil Ratio vs Profundidad, punto de referencia el PIR	151
Gráfica 24. Steam Oil Ratio vs Viscosidad, punto de referencia el PIR	151
Gráfica 25. Steam Oil ratio vs Años de Steamflooding, punto de referencia el PIR	152
Gráfica 26. Steam Oil Ratio vs Años de Steamflooding, Análisis Campo 1 y Campo 2	153
Gráfica 27. Steam Oil Ratio vs. Transmisibilidad, Análisis Campo 1 y Campo 2	154
Gráfica 28. Steam Oil Ratio vs. Espesor Neto, Análisis Campo 1 y Campo 2	154
Gráfica 29. Steam Oil Ratio vs. Permeabilidad, Análisis Campo 1 y Campo 2	155

Gráfica 30. Steam Oil Ratio vs. Viscosidad, Análisis Campo 1 y Campo 2	156
Gráfica 31. Steam Oil Ratio vs Profundidad, Análisis Campo 1 y Campo 2	156
Gráfica 32. Steam Oil Ratio vs. Temperatura de Reservorio, Análisis Campo 1 y Campo 2	157
Gráfica 33. Steam Oil Ratio vs. Porosidad, Análisis Campo 1 y Campo 2	158
Gráfica 34. Steam Oil Ratio vs. Inyección Normalizada, Análisis Campo 1 y Campo 2	159
Gráfica 35. Steam Oil Ratio vs. Tasa de Reemplazamiento (PIR), Análisis Campo 1 y Campo 2	160

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A STEAM OIL RATIO ACUMULADO VS STEAM OIL RATIO INSTANTANEO	172
ANEXO B RESÚMEN Y ANÁLISIS GRÁFICOS	174

LISTA DE ABREVIATURAS

%	Porcentaje
°	Grados
''	Pulgadas
°F	Grados Fahrenheit
°C	Grados Celsius
API	Instituto Americano del Petróleo
BBL	Barriles
BBO	Billones de barriles de petróleo
BES	Sistema de levantamiento electrosumergible
BFPD	Barriles de fluido producidos por día
BIZ	Transición zona basal
BOPD	Barriles de petróleo producidos por día
BTZ	Zona saturada de bitumen
BWPD	Barriles de agua producidos por día
cP	Centipoise
CPSD	Impulsión de vapor a presión constante.
DTS	Sensores de distribución de temperatura
EOR	Recuperación mejorada de petróleo
FOWC	Fractura de agua-aceite
ft	Pies
FR	Factor de recobro
GOGD	Drenaje gas – petróleo asistido por gravedad
GOR	Relación gas – petróleo
HSSE	Directrices de salud, seguridad y medio ambiente
mD	Milidarcys
MWDA	Área principal de conducción de agua
OOIP	Petróleo original en sitio (Original oil in place)
PCP	Bombeo por cavidades progresivas
PCSP	Impulsión a vapor por ciclo de presión
PIR	Relación producción – inyección (Production Injection Ratio)
POD	Desarrollo de la producción en Oman
psi	Libras por pulgada cuadrada
REACH	Regulaciones Químicas Europeas
Scf	Pies cúbicos estándar
SGDA	Área de conducción de gas de solución
So	Saturación de petróleo
Soi	Saturación inicial de petróleo
SOR	Relación vapor – aceite (Steam Oil Ratio)
STB	Barriles en tanque de almacenamiento
SWIRR	Saturación de agua irreducible
WOR	Relación agua- petróleo

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: “condiciones físicas, químicas y geológicas, bajo las cuales ocurre la depositación de un sedimento”¹.

ANTICLINAL: pliegues convexos en dirección al más antiguo. Es decir, “cuando las rocas más viejas se localizan hacia la zona cóncava del arqueamiento o núcleo del pliegue”².

API: instituto Americano del Petróleo (*American Petroleum Institute*), se encarga de dar a conocer las especificaciones y recomendaciones estándar para la industria del petróleo.

ARENISCA: es un tipo de roca formada por sedimentación, la cual “se encuentra conformada por pequeños fragmentos de cuarzo, ciertos tipos de rocas y feldespatos son el segundo tipo de roca más común”³.

BUZAMIENTO: es el ángulo que forma el estrato con la horizontal, medido perpendicularmente al rumbo.

CALIZA: roca de origen sedimentario formada por calcita o dolomita y principalmente por carbonato cálcico.

CAMPO: terreno de grandes dimensiones o zona con abundancia de pozos de donde se puede extraer hidrocarburos del subsuelo.

CUENCA: “depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia”⁴ térmica, en la que se acumulan sedimentos.

EFICIENCIA: capacidad para realizar o cumplir adecuadamente una función.

ESPESOR: distancia entre la superficie de un filón, dique, estrato o conjunto de capas medida perpendicularmente a la mayor de sus dimensiones.

¹Geofísica, UNAM, Caracterización de Ambientes Sedimentarios. En: <http://usuarios.geofisica.unam.mx/cecilia/cursos/61-AmbS.pdf> Noviembre, 2017.

²Arellano, J. Pliegues. En: <http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/yacimientosELIA/zonadesplegar/Clases/Clase%2010%20Pliegues.pdf> Mayo, 2018., p. 20

³ Gaterol, M and Haymari, H. Uciencia. Rocas Sedimentaria Arenitas. Arenisca. Universidad de Malaga, Venezuela. En: <http://www.uciencia.uma.es/Banco-de-Imagenes/Ciencia/Rocas-Sedimentaria-Arenitas.-Arenisca> Enero, 2018.

⁴ Schlumenger Oilfield glossary. En: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sedimentary_basin.aspx Abril, 2018.

FACTOR DE RECUBRO: “cantidad recuperable de hidrocarburos existente en el lugar, normalmente expresada como un porcentaje”⁵. Que puede ser retirado mediante técnicas primarias o secundarias.

FALLA: “superficie de ruptura de la corteza terrestre donde se produce un movimiento diferencial entre dos bloques adyacentes”⁶.

FLUVIAL: dominio sedimentario caracterizado por el régimen de ríos o corrientes de agua dulce; conforma parte de los sub-ambientes en los que se sub-divide el ambiente continental.

FORMACIÓN: unidad litoestratigráfica. Cuerpos de rocas caracterizados por unas propiedades litológicas comunes.

HOMOCLINAL: “flexión estructural en una sola dirección con tendido uniforme, semejante a una rampa”⁷.

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD: “es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos comúnmente medida”⁸.

KPI: índice de rendimiento que comprende la investigación de buenas prácticas en el diseño, operación y mantenimiento.⁹

LITOLOGÍA: parte de la Geología que trata de las rocas: el tamaño de grano, de las partículas y sus características físicas y químicas¹⁰.

MONOCLINAL: única deformación en una cuenca, inclinada hacia un solo sitio.

OOIP: petróleo Original En Sitio (*Original Oil In Place*) Cantidad original de petróleo almacenado en el yacimiento.

PERMEABILIDAD: capacidad que tiene una roca o un sedimento de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados.

⁵ Schlumenger Oilfield glossary. En: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/recovery_factor.aspx Abril, 2018.

⁶ Universidad de Costa Rica. Glosario de geología. En: http://rsn.ucr.ac.cr/images/Noticias/2016_07/GlosarioRSN.pdf Mayo, 2018.

⁷ Arellano, J. Ob. cit., p. 22

⁸ Da Silva, A. Índice de productividad. En: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/indice-de-productividad.html> Abril, 2018.

⁹ Carvalho and Lopes. OFFSHORE, TECHNOLOGY CONFERENCE, F.A.F. Process Safety KPI's, Wells and Drilling Activities. Houston, Texas. 2015.

¹⁰ S. La litología. En: <https://geografia.laguia2000.com/relieve/la-litologia> Abril, 2018.

POROSIDAD: medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca o un sedimento. Se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a los espacios que pueden almacenar fluidos.

POZO: obra de ingeniería encaminada a poner en contacto un yacimiento de hidrocarburos con la superficie.

POZO INYECTOR: pozos destinados a inyectar a los yacimientos algún fluido (gas natural, agua, vapor de agua) con fines de almacenamiento, mantenimiento de presión o conservación del ambiente.

POZO PRODUCTOR: pozos perforados con la finalidad de explotar, extraer y drenar las reservas del yacimiento.

RECOBRO MEJORADO: proceso que ayuda a incrementar la energía y/o recuperación de hidrocarburos del yacimiento. Puede ser recuperación secundaria por medio de inyección de agua o gas o recuperación terciaria por medio de polímeros, químicos etc.

RECUPERACIÓN PRIMARIA: primera etapa de la producción de hidrocarburos, en la cual la energía del yacimiento es natural, tales como las del drenaje por gas, agua o gravitacional. Ayudando a la producción de los fluidos contenidos en el yacimiento.

RECUPERACIÓN SECUNDARIA: segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección siendo desplazado hacia los pozos productores. El propósito de esta recuperación es mantener la presión del yacimiento y desplazar los fluidos a producir.

RENTABILIDAD: capacidad de generar renta (beneficio, ganancia, provecho, utilidad).

TRANSMISIBILIDAD: “capacidad que tiene un intervalo para permitir el flujo de fluidos a través de él, tomando en cuenta la composición de los fluidos”¹¹.

YACIMIENTOS HETEROGÉNEOS: propiedades del yacimiento que “varían en función de la localización espacial”¹² (permeabilidad).

¹¹ Meza, K. Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos. México D.F. Cd. Universitaria. Enero, 2018., p. 68.

¹² Paris de Ferrer, M. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Edición Especial Goajiro Blanco, 2010.

RESÚMEN

Como parte del conjunto de actividades para producir una herramienta computacional que es el título del proyecto, el presente documento de investigación evaluó y analizó los KPI clave de 18 campos a nivel mundial considerados exitosos, que han implementado la inyección continua de vapor como método de recobro mejorado.

Este análisis fue llevado a cabo para comparar los parámetros operacionales, geológicos y petrofísicos de dos campos de la empresa Ecopetrol S.A. en los cuales se está implementada la inyección continua de vapor como método de recobro mejorado en la cuenca del valle del Magdalena medio.

La investigación tuvo como objetivo la búsqueda de parámetros que fueran medibles y trazables, que permitieran a Ecopetrol tener en los dos proyectos, éxito en cuanto a eficiencia operacional y económica.

La investigación fue desarrollada en conjunto con el grupo de Gerencia de Recobro mejorado de Ecopetrol S.A y el grupo de semillero de investigación de la Universidad de América.

Se utilizó la base de datos de ecoEor™ de Ecopetrol S.A sumando un análisis de cinco campos adicionales que no se encontraban en la base de datos usada (Qarn Alam, Yorba Linda, Emilchheim, Wafra y Cat Canyon).

Como metodología de análisis se revisaron los diferentes campos, teniendo las propiedades del yacimiento como base, para interpretar cuál de ellas influía de manera notoria en la inyección continua de vapor y poder predecir si sería viable el proceso en ciertos yacimientos que cuenten con características similares a los evaluados.

Posteriormente, se realizó la comparación de los KPI's y las propiedades seleccionadas en los Campos 1 y 2, para observar en donde se encuentran respecto a los demás y el factor de recobro que se alcanza en los pilotos desarrollados.

Como resultado se encontró que las propiedades que afectan el rendimiento de estos campos son principalmente operativas (PIR =fluidos producidos vs cantidad de vapor inyectado) en diferentes escenarios propios del yacimiento (profundidad, presión, permeabilidad, viscosidad, etc.) encontrando que hay un patrón definido que es trazable y que se encuentran enmarcados en la relación SOR de todos los campos analizados.

Palabras clave: Inyección continua de vapor, KPI's, eficiencia, rentabilidad, sistema operativo.

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera se rige por un conjunto de normas (API, ASME, ISO, etc) que cuentan con parámetros aplicados a los diferentes procesos y especialidades, con el fin de mejorar su uso y adecuarlo a situaciones específicas.

Los indicadores de rendimiento (KPI's) han contribuido a mejorar la aplicación y rendimiento final de cada uno de los procesos de la industria, logrando mediante estudios de comportamiento, análisis y pruebas, parámetros claves a la hora de evaluar la posibilidad de implementación de un proceso en general.

En el mundo de los procesos de recobro mejorado, se ha encontrado que existen factores denominados KPI que pueden determinar el éxito o viabilidad de la implementación de una tecnología.

Observando el caso de la inyección continua de vapor, técnica utilizada desde los años 30's¹³, se evidencia que se ha contado con monitoreo constante del desempeño de dichos proyectos.

Sin embargo y a pesar de las múltiples publicaciones al respecto¹⁴⁻¹⁵, no se tiene evidencia escrita de cuáles son los factores (KPI) que hacen que los proyectos sean exitosos o no. En otras palabras, no se tienen correlaciones específicas que determinen el camino a seguir cuando de implementación de esta tecnología se refiere.

En este punto es importante aclarar que no se debe confundir los parámetros geológicos, petrofísicos o fisicoquímicos con factores de desempeño. Los factores de desempeño refieren a situaciones operacionales propias del proceso, es decir factores que son inherentes a la operación y no inherentes al yacimiento, entonces "Los factores de yacimiento condicionan los procesos y no los procesos condicionan el yacimiento".

Para análisis de comportamiento estadístico siempre la variable independiente (es decir parámetros del yacimiento) estará en el eje X y la variable dependiente estará en eje Y (todo lo referente a la operación); de esta manera se puede identificar cuáles son los parámetros que según sea la condición física del yacimiento afecta el desempeño del proyecto¹⁶.

¹³ Goedder, C. Historias del Oro Negro LA INDUSTRIA PETROLERA VENEZOLANA EN 1960, tomado de: <http://inteligenciapetrolera.com.co/inicio/historias-del-oro-negro-la-industria-petrolera-venezolana-en-1960-por-carlos-goedder/>, Maracaibo Venezuela, 1960

¹⁴ Dickson, J. Leah, A and Wylie, P. DEVELOPMENT OF IMPROVED HYDROCARBON RECOVERY SCREENING METHODOLOGIES, EEUU-Oklahoma, 24-28 Abril 2010., p. 4

¹⁵ Green, D and Willhite, G. ENHANCED OIL RECOVERY, Richardson-Texas, 1998., p. 9

¹⁶ Tusell, F. ANALISIS DE REGRESION. INTRODUCCION TEORICA Y PRACTICA BASADA EN R, Bilbao, Octubre 2011., p. 2

Basados en esta conjetura estadística, fue necesario identificar cuáles son las variables de yacimiento más importantes cuando se realiza un proceso de recobro mejorado por inyección de vapor. Así mismo, identificar cuáles son las variables operacionales que se analizarían según las diferentes propiedades del yacimiento.

Observando la base de datos de Ecopetrol ecoEor™ se encontraron 25 variables entre operacionales y de yacimiento para el análisis. Cabe resaltar que las mismas son utilizadas cuando se hacen procesos de Screen Selection¹⁷. Estos análisis generalmente enmarcan algunas condiciones de yacimientos para la implementación de la tecnología, esta investigación incluye condiciones operacionales que los actuales Screen Selection¹⁸ no tiene.

A continuación, se describe el proceso realizado para establecer cuales KPI's influyen en el éxito de un proceso de inyección continua de vapor, tomando como base, aquellos proyectos que cuentan con un tiempo considerable en la implementación y que hasta el día de hoy han sido considerados como exitosos en este tipo de método de recobro mejorado.

¹⁷ Green, D and Willhite, G. Ob. cit., p. 9.

¹⁸ Dickson, J. Leahy, A and Wylie, P. Ob. cit., p. 4 Don W. Green & G. Paul. Willhite, ENHANCED OIL RECOVERY, Richardson-Texas, 1998, pag 9.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Generar una herramienta computacional para la selección de indicadores de eficiencia y rentabilidad de la inyección continua de vapor en Ecopetrol S.A.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Generar una descripción de las condiciones básicas geológicas de cada uno de los proyectos a evaluar.
2. Identificar en los proyectos seleccionados como los factores geológicos y propiedades del yacimiento pueden incidir en el éxito de un proyecto de desplazamiento de vapor.
3. Identificar cómo incide la eficiencia areal, vertical y volumétrica en un proyecto de inyección continua de vapor.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 MÉTODOS DE RECOBRO TÉRMICO

La recuperación mejorada de petróleo (EOR) es la técnica o proceso en el que se modifican las propiedades fisicoquímicas de la roca para mejorar la recuperación de hidrocarburos. “Las propiedades del sistema de fluido de yacimiento que se ven afectadas por el proceso son químicas y bioquímicas. Teniendo un mayor impacto en la densidad, miscibilidad, tensión interfacial (IFT), tensión superficial (ST), viscosidad y temperatura. A menudo, el método EOR se llama recuperación terciaria si es realizado después de la inyección de agua”¹⁹.

Green y Willhite²⁰ describen en un sentido cronológico, las categorías en las que se puede dar la producción de un reservorio:

- Producción primaria: fase inicial en donde la producción se da por medio de la energía natural presente en el yacimiento que ayuda al desplazamiento del petróleo hacia el pozo productor.
- Recuperación secundaria: es la segunda fase de aplicación para la producción de un yacimiento, se implementa en el momento en que disminuye la energía natural de éste, incorporando energía a través de la inyección de agua o gas para generar el debido desplazamiento del crudo hacia los pozos productores.
- Recuperación terciaria: es la última fase de producción y se aplica generalmente después de los procesos de la fase secundaria, aumentando la energía del yacimiento por medio de la inyección de gases, productos químicos líquidos o del uso de energía térmica.

Aunque la energía del yacimiento es la principal responsable del desplazamiento del petróleo a través de la roca porosa en los pozos, no siempre es suficiente para transportar todo el petróleo remanente, especialmente en los yacimientos poco profundos de petróleo pesado. Por lo tanto, “se agrega al yacimiento energía para permitir que el petróleo fluya hacia un pozo, que generalmente toma la forma de desplazamiento mecánico, como empujar el aceite con agua o gas”²¹.

Como se observa en la Figura 1 y menciona Donaldson et al²², los procesos EOR se dividen en 2 ramas: térmico, para el desplazamiento de petróleo pesado (bajo

¹⁹ Petrowiki. Enhanced oil recovery. En: [http://petrowiki.org/Enhanced_oil_recovery_\(EOR\)](http://petrowiki.org/Enhanced_oil_recovery_(EOR)).

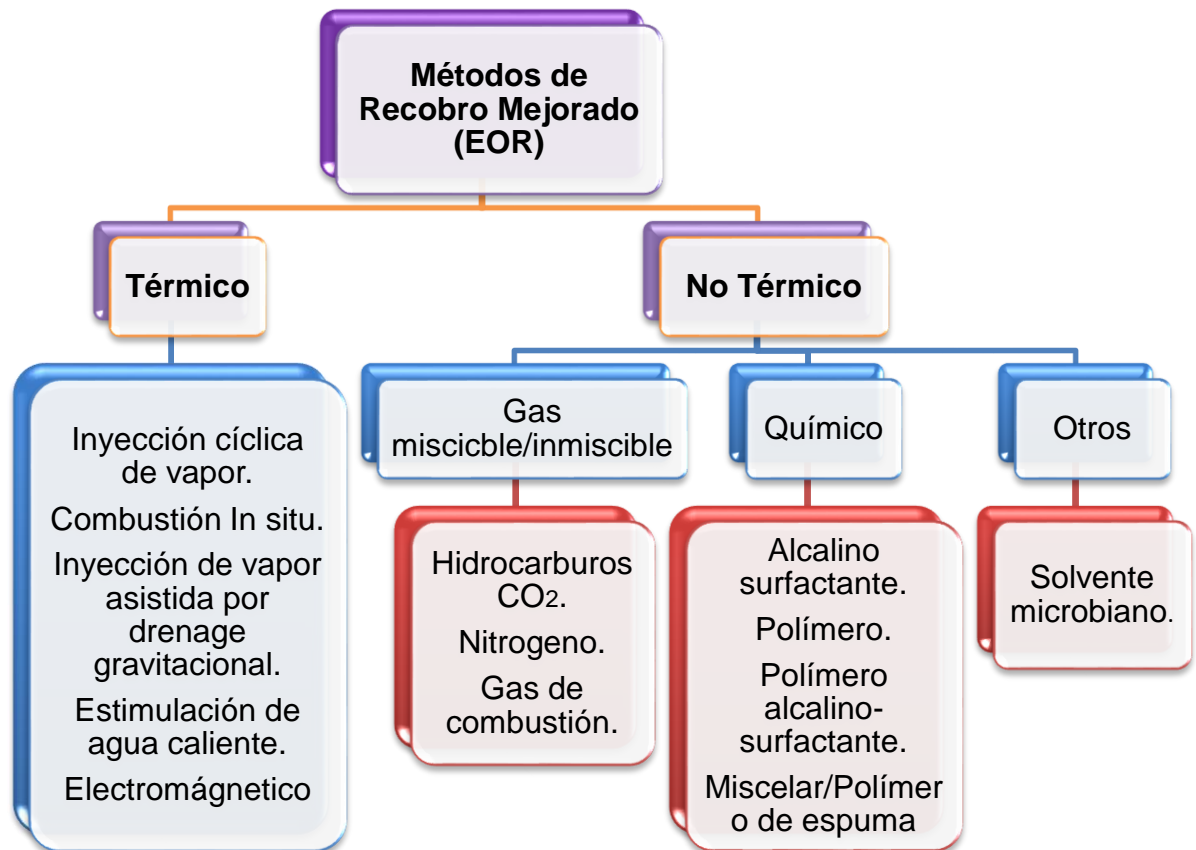
²⁰ Green, D and Willhite, G. Ob. cit., p. 1

²¹ Parthi, S. and Olsen, D. Practical Aspects Of Steam Injection Processes A Handbook For Independent Operators, Bartlesville, Oklahoma, Octubre de 1992., p. 3

²² Donaldson, E. Chilingarian, G and Fu Yen, ENHANCED OIL RECOVERY, II PROCESSES AND OPERATIONS, Elsevier, Amsterdam, New York & Tokyo, 1989., p. 2

°API); y no térmicos de tipo químico o miscible, ambos para crudos livianos. Cada grupo principal implica diferentes procesos EOR. Sin embargo, “aunque cada una de estas técnicas tiene diferentes conceptos, el objetivo final es recuperar el aceite restante y mejorar el factor de recobro”²³.

Figura 1. Métodos EOR.



Fuente: SPE 180811, C. Temizel, D.J Betancourt Rodriguez & N. Saldierna, STOCHASTIC OPTIMIZATION OF STEAMFLOODING HEAVY OIL RESERVOIR, Trinidad & Tobago, 13-15 junio 2016, P. 4.

1.2 ¿QUÉ ES RECOBRO TÉRMICO?

La recuperación térmica mejorada de petróleo (TEOR) se encuentra definida como "cualquier proceso en el que el calor se introduce intencionalmente en una acumulación sub-superficial de compuestos orgánicos, con el propósito de recuperar hidrocarburos a través de los pozos"²⁴.

En el caso del vapor, como reductor de viscosidad y apoyo en la movilidad, “es un fluido ideal para agregar energía a un depósito, debido a su alto contenido de calor

²³ Temizel, C. Betancourt, D and Saldierna, N. STOCHASTIC OPTIMIZATION OF STEAMFLOODING HEAVY OIL RESERVOIR, Trinidad & Tobago, 13-15 junio 2016., p. 3

²⁴ Prats, M. THERMAL RECOVERY, 1982.

por libra. Por ejemplo, el agua a 400 °F contiene 375 Btu/lb, mientras que el vapor saturado a 400 °F tiene 1.201 Btu/lb, siendo más de tres veces el contenido entregado por el agua”²⁵.

Entre los diversos procesos de recuperación de petróleo, los métodos térmicos son uno de los más viables como implementación, “dando hasta un 70% de la recuperación mejorada de petróleo”²⁶, por medio de la inyección de un fluido o fluidos en el yacimiento, a fin de mejorar la energía natural presente en el mismo. De igual forma, “los fluidos inyectados se relacionan con el sistema de roca/fluido del yacimiento para crear condiciones favorables para la recuperación de crudo”²⁷.

Cuando se evalúa cuál proceso es el indicado para implementar en un yacimiento particular, es necesario conocer las características que posee el reservorio. Green y Willhite²⁸ plantean, que si se tiene un crudo con valor de °API bajo (menos de 20°API), éste será considerado de alta viscosidad, y los métodos de recuperación secundaria no van a ser efectivos para el desplazamiento del petróleo, dada la relación de movilidades adversa entre el fluido inyectado y el fluido desplazado. Para estos casos, es útil implementar los procesos térmicos, debido a que la inyección de vapor va a incrementar la temperatura del sistema y por ende reducir la viscosidad del petróleo.

Como ya se ha mencionado, la inyección de vapor es una estimulación térmica que agrega calor al yacimiento para desplazar el petróleo, reducir la viscosidad, proporcionar energía de conducción y de ese modo mejorar la eficiencia de desplazamiento; al aumentar la energía del yacimiento “separando el contenido de calor y la energía mecánica debido a la diferencia de presión”²⁹.

1.3 ¿QUÉ ES LA INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR?

Este método es aplicado a yacimientos con crudos categorizados como pesados, con el fin de incrementar su producción. Disminuyendo la viscosidad para aumentar su movilidad y que sea más fácilmente el desplazamiento a través de la formación hacia los pozos de inyección y producción, debido a que se puede utilizar un mismo pozo para todo el procedimiento.

La inyección cíclica de vapor ó vapor cíclico como la menciona Faoruq Ali³⁰ es el método de inyección de vapor más utilizado para la producción de petróleo pesado, en la actualidad. Su popularidad se debe a la relativa facilidad de aplicación de este método, con una baja inversión inicial y un retorno rápido. Sin embargo, esta técnica no es considerada como recobro mejorado, ya que “no

²⁵ Green, D and Willhite, G. Ob. cit., p. 1

²⁶ Donaldson, E. Chilingarian, G and Fu Yen. Ob. cit., p. 2

²⁷ Green, D and Willhite, G. Ob. cit., p. 1

²⁸ Ibid., p. 1

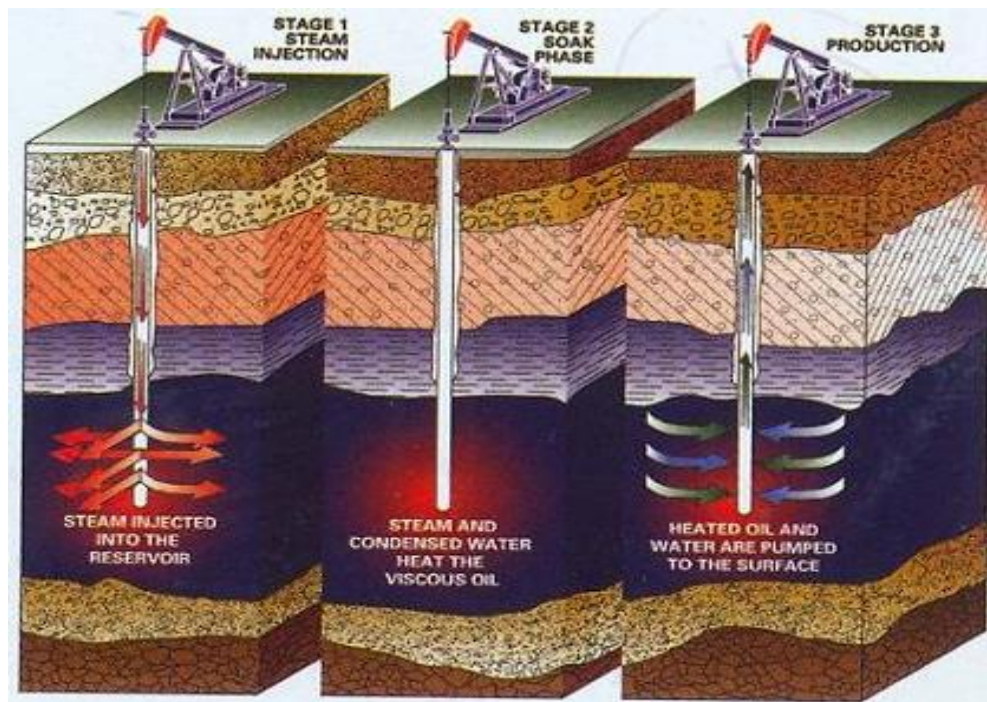
²⁹ Ibid., p. 1

³⁰ Faoruq Ali. PRACTICAL HEAVY OIL RECOVERY, Edmont-Alberta, April 2001., p. 1-6

altera el mecanismo de producción principal del yacimiento, sino que simplemente es una aceleración de la producción primaria por reducción de viscosidad”³¹.

Al utilizar este método, se debe inyectar una cantidad de vapor en los pozos perforados para propósitos de este tipo de inyección (ver Imagen 1). Inicialmente, los pozos son cerrados una vez se inyecte el vapor, para permitir que este humedezca la formación productora. Después de transcurrido un tiempo suficiente, para permitir el calentamiento; los pozos de inyección pasan a ser pozos de producción, obteniendo los hidrocarburos del subsuelo. “Este ciclo de remojar y producir, puede repetirse hasta que la respuesta se vuelve innecesaria, debido a la disminución de la presión del yacimiento natural y al aumento de la producción de agua”³².

Imagen 1. Etapas inyección cíclica de vapor.



Fuente: Petrolnews, Tecnologías de inspección combinadas para producir petróleo en yacimientos bituminosos, 1985.

1.4 ¿QUÉ ES LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR?

Es una estimulación térmica que ocurre en el yacimiento mediante el desplazamiento de vapor entre un pozo inyector y un pozo productor. Se considera análoga a la inyección de agua, debido al patrón de inyección en que se desarrollan ambos procesos.

³¹ Grupo de Recobro Mejorada Empresa Ecopetrol S.A.

³² Faoruq Ali. Ob. cit., p. 1-6

“Fue probada antes de la inyección cíclica, aunque su potencial completo no se realizó hasta principios de la década de 1960 cuando se iniciaron los procesos de inyección comerciales en California”³³.

1.4.1 Mecanismos Según lo publicado por Parthi y Olsen³⁴, la destilación de vapor es el principal mecanismo de recuperación de petróleo en la zona de vapor, ya que:

- Cuando el vapor entra en contacto con el crudo, una parte de vapor se condensa y agrega calor al crudo.
- El crudo calentado y condensado, comienza a hervir cuando la presión de vapor (suma de la presión parcial de agua y crudo) es igual o superior a la presión del sistema.
- La mezcla siempre hierve a una temperatura más baja que cualquiera de los puntos hirviendo que constituyen a la presión del sistema.
- La disminución del punto de ebullición depende de la composición de la fase de vapor, influyendo en la presión total del sistema.

En cuanto a la inyección, esta es generalmente realizada “en patrones de cinco puntos invertido, el pozo inyector en el punto central y los otros cuatro puntos se ubican en las esquinas del patrón, siendo pozos productores. A medida que se inyecta vapor en el pozo central, se forma una zona de vapor en expansión. La condensación caliente que sale de dicha zona crea un efecto de inyección de agua caliente antes de la zona de vapor”³⁵.

Finalmente, a medida que el vapor condensado se enfría a la temperatura de la formación (en las primeras etapas de la inundación), da lugar a una inundación de agua fría. Tomando en cuenta eso y observando en la Imagen 2, “el proceso de inyección de vapor consiste en una zona de vapor, una zona de inyección de agua caliente y una inundación de agua fría en el volumen de patrón restante. En el que la recuperación de petróleo es un resultado del mecanismo que opera en cada una de estas zonas”³⁶.

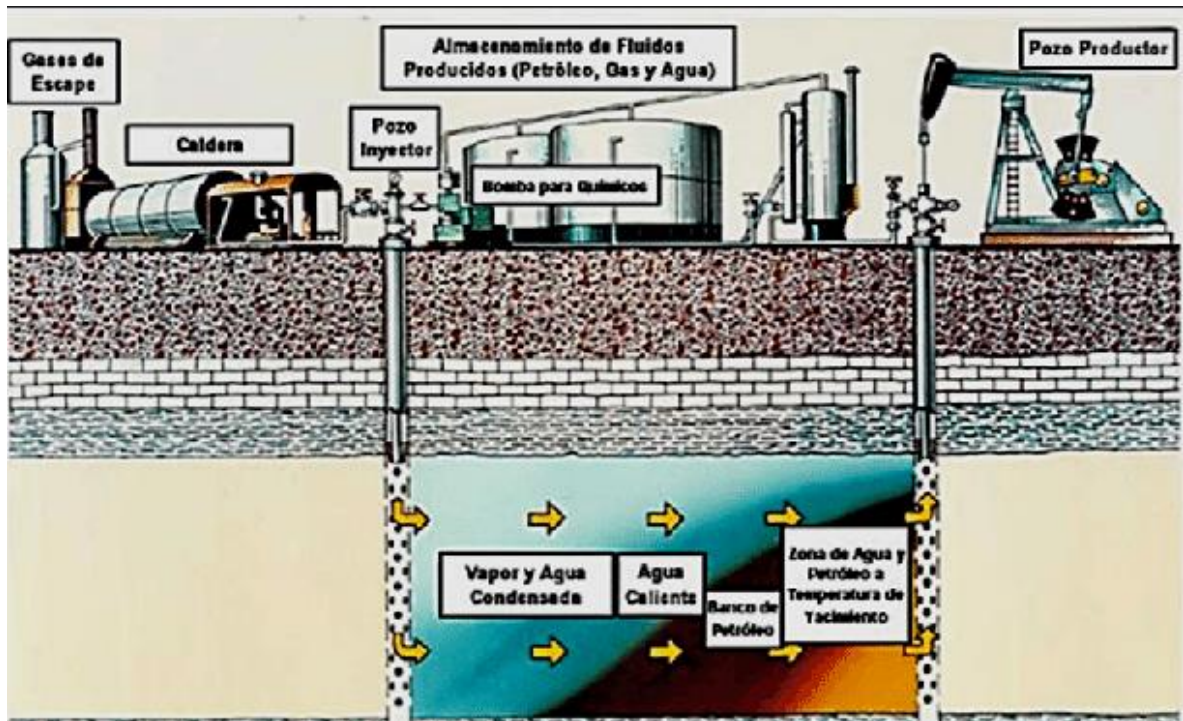
³³ Faoruq Ali. PRACTICAL HEAVY OIL RECOVERY. Edmont-Alberta, April 2001., p. 7

³⁴Parthi, S. and Olsen, D. Ob. cit., p. 21

³⁵ Faoruq Ali. Ob. cit., p. 1-7

³⁶ Ibid., p. 1-7

Imagen 2. Proceso de inyección continua de vapor.



Fuente: PETROMUNDO, "Procesos térmicos convencionales", [https://informationandtruth.wordpress.com/2016/12/01/procesos-termicos-convencionales/], 1 de Diciembre de 2016.

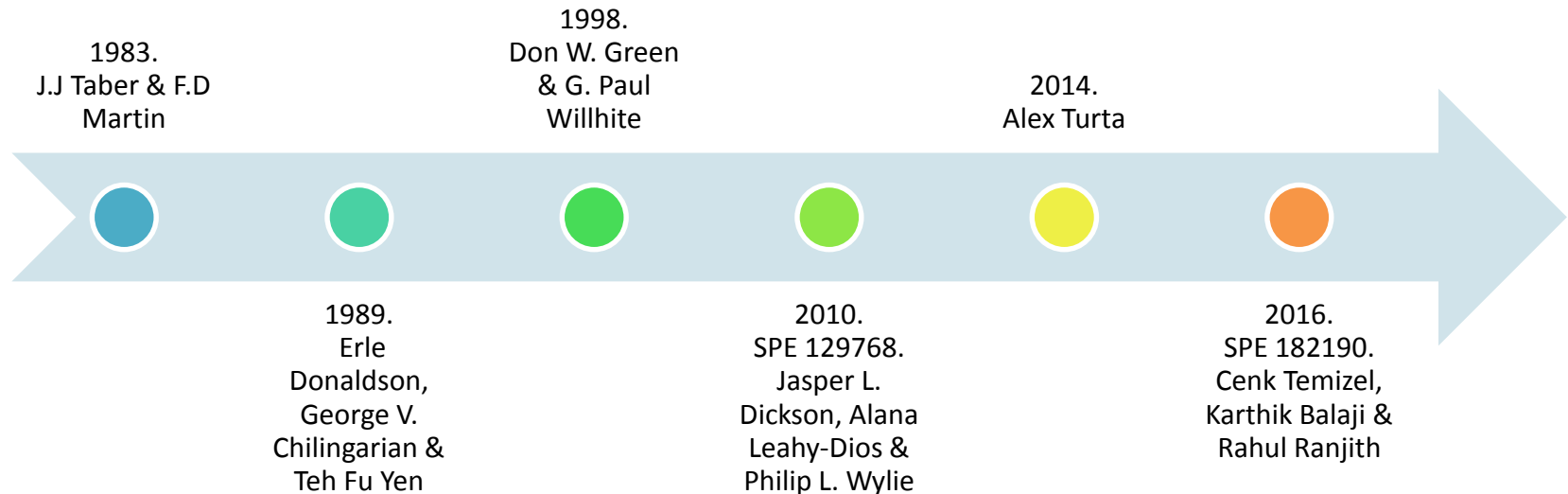
Dicho de otra manera, la expansión térmica a la que se ve sometido el petróleo, mencionada por Faourq Ali³⁷, ayuda a aumentar su movilidad, permeabilidad relativa al petróleo y a disminuir el agua como resultado de un aumento de la temperatura. Es por esto, que la parte más importante de la inyección continua es la zona de vapor, que está aproximadamente a una temperatura constante T_s . En el que el petróleo dentro de esta región está altamente movilizado y desplazado por el efecto de vapor del gas.

- Selección de yacimiento

A través de los años, varios investigadores han publicado criterios de selección para la aplicación de inyección continua de vapor. En la Figura 2 se señalan algunos de estos estudios, ordenados cronológicamente de izquierda a derecha.

³⁷ Ibid., p. 1-7

Figura 2. Línea cronológica de los avances del Screening criteria de la inyección continua de vapor.



Fuente: SPE 12069, TABER, J.J. & F.D. Martin, TECHNICAL SCREENING GUIDES FOR THE ENHANCE OIL RECOVERY OF OIL, San Francisco, 1983; Erle C. Donaldson., George V. Chilingarian & The Fu Yen, ENHANCED OIL RECOVERY, II PROCESSES AND OPERATIONS, Elsevier, Amsterdam, New York & Tokyo, 1989, P.320; Don. W. Green & G Paul. Willhite, ENHANCED OIL RECOVERY, Richardson-Texas, 1998, P.9; SPE 129768, Jasper L. Dickson, Alana Leahy-Dios & Philip L. Wylie, DEVELOPMENT OF IMPROVED HYDROCARBON RECOVERY SCREENING METHODOLOGIES, Oklahoma, USA, 2010 P.4; Alex Turta, STEAM INJECTION-BASED METHODS, Octubre 2014, P.19-20; SPE182190, Cenk Temizel, Karthik Balaji & Rahul Ranjith, OPTIMIZATION OF STEAMFLOODING HEAVY OIL RESERVOIRS UNDER UNCERTAINTY, Perth, Australis, 2016, P.4. Editado por los autores.

El punto en común con el que cuentan estos 6 estudios es que establecen como propiedades relevantes en el proceso a la profundidad, viscosidad, permeabilidad y porosidad. Las cuales en combinación con las demás variables, determinan el éxito de un proyecto de inyección continua, el cual está determinado mediante la relación vapor inyectado vs aceite producido (SOR) y que, con el transcurso de los años, sus rangos establecidos han sido modificados de acuerdo a las nuevas tecnologías implementadas.

1.4.2 Yacimientos candidatos En el artículo publicado Temizel et al³⁸, se establecen los criterios de selección para un proceso EOR, que consisten en una lista de parámetros del yacimiento y propiedades del fluido tales como viscosidad, porosidad, saturación del petróleo inicial y final, permeabilidad, profundidad, temperatura, rangos del espesor neto de la arena, entre otros. Para posteriormente evaluar un pozo candidato, mediante guías y criterios definidos en cada método.

Los criterios recomiendan intervalos mínimos y máximos para cada parámetro, que probablemente conduzcan al éxito o el fracaso de cualquier proceso EOR.

“Muchas de las fallas con EOR se deben a problemas de yacimientos desconocidos o inesperados. Por lo tanto, el estudio geológico generalmente está justificado. Algunos procesos EOR pueden rechazarse rápidamente debido a propiedades desfavorables del yacimiento o del fluido, por lo que el uso de criterios preferidos puede ser útil para seleccionar métodos que pueden ser comercialmente viables”³⁹.

1.4.3 Riesgos en la inyección continua de vapor. Cada proceso EOR implica varios desafíos que deben abordarse durante la selección y la aplicación del proceso. A continuación, teniendo en cuenta lo establecido por Temizel et al⁴⁰, se enumeran dos de los desafíos más relevantes encontrados al seleccionar la inyección de vapor.

- En primer lugar: la relación de movilidad adversa y canalización del vapor a través de zonas de alta permeabilidad, que ocurre, debido a que el vapor al ser más leve que el crudo, tendrá una mejor movilidad que este.
- Por último: el efecto overriding, presente en la mayoría de los procesos, que tiene lugar cuando el vapor es menos denso y tiende a irse hacia el tope de la formación produciéndose antes de lo esperado y reduciendo la cantidad de aceite contactado en el yacimiento; calentando solo la parte superior de éste.

³⁸ Temizel, C. Betancourt, D and Saldierna, N. Ob. cit., p. 5

³⁹ Ibid., p. 5

⁴⁰ Ibid., p. 6

Según lo anterior, se establece que “la parte del yacimiento que se barre con vapor tendrá una baja saturación de aceite residual, mientras que la parte inferior del depósito (en presencia de overriding) contará con una saturación de petróleo significativamente mayor”⁴¹.

1.5 INDICADORES CLAVES DE RENDIMIENTO “KPI’S”

Es conocido como un “elemento esencial de cualquier programa de mejora, mediante la medida de las necesidades de desempeño existentes, así como la identificación de necesidades nuevas y futuras. A lo largo del tiempo de maduración de estos indicadores, es posible verificar aquellos que son más representativos para el proceso analizado y la necesidad de reformulación o exclusión de algunas métricas durante el período de prueba”⁴².

1.5.1 Proceso de desarrollo del KPI. Según Brown⁴³, un indicador de rendimiento normalmente es llevado a cabo por medio de cuatro etapas.

- Etapa 1: consiste en revisar los mecanismos e indicadores con los que la empresa cuenta para el proceso a evaluar.
- Etapa 2: desarrollo de un conjunto completo de KPI`s mediante la revisión de muchas de las publicaciones recientes relacionadas con los indicadores del proceso.
- Etapa 3: seleccionar y dar prioridad a aquellos indicadores que cuenten con mayor importancia dentro del proceso, esta decisión es tomada mediante estudios técnicos, de rendimiento y revisión bibliográfica de casos aplicados. A su vez, serán clasificados en tres categorías:
 - Categoría uno: KPI´s que se consideran tener el potencial más grande para conducir la mejora del funcionamiento y que requerían atención inmediata.
 - Categoría Dos: KPI´s que se consideran que tienen potencial para impulsar la mejora del rendimiento y que requieren atención a medio plazo.
 - Categoría Tres: KPI´s que pueden impulsar a la mejora y que requieren atención a largo plazo.
- Etapa 4: desarrollo de la propuesta de posibles KPI`s ante la junta encargada, proporcionando detalles de lo siguiente:

⁴¹ Ibid., p. 6

⁴²Carvalho and Lopes, PROCESS SAFETY KPI's-WELLS AND DRILLING, Houston-Texas, 4-7 mayo de 2015., p. 1

⁴³ Brown, M. DEVELOPING KPI's THAT DRIVE PROCESS SAFETY IMPROVEMENT, Aberdenn-UK, 8-11 septiembre 2009., p. 1-3

- Título KPI
- Definición de KPI: la ecuación de medición
- Mecanismo de aseguramiento: cómo se verificará la medición de los indicadores clave de rendimiento para asegurar su exactitud.
- Parte responsable: será responsable de asegurar que el KPI se mide y se informa.
- Objetivo: los objetivos para el KPI tienen que ser establecidos.
- Valor para el proceso: una descripción de cómo el KPI agregaría valor al proceso.
- Guía de implementación: una descripción de la mejor manera de establecer los mecanismos de medición y notificación de indicadores clave de rendimiento

2. ESTADO DEL ARTE

Para poder enmarcar esta investigación en un estado del arte adecuado, fue necesario identificar campos petrolíferos donde se inyectará vapor y cuya aplicación y factores de recobro, fueran recientes y significativos.

La compañía "Steam Oil Production Company Ltd"⁴⁴ elaboró un análisis donde incluía las implementaciones más recientes de la tecnología de inyección de vapor. En la publicación del 25 de marzo de 2015, se encontró que se referencian 18 campos cuyos factores de recobro fueron actualizados al año 2017.

Con esta clasificación y avalados por el grupo de recobro de Ecopetrol S.A. se determinó que estos serían los 18 campos de análisis, objeto a esta investigación.

2.1 GENERALIDADES DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO

Para steam oil la siguiente (ver Tabla 1) es la lista de campos, cuyos factores de recobro catalogan como los más exitosos en la implementación de la técnica de inyección continua de vapor como método de recobro mejorado.

Tabla 1. Descripción Campos Exitosos por medio del análisis y la publicación de la Empresa "Oil Steam Production Company.

Campo	Factor de recobro total	Permeabilidad (Darcies)	Localización	Compañía
Kern River	75%	7.6	California	Chevron
Duri	60%	2.5	Indonesia	Chevron
Schoonebeek	51%	2.3	Países Bajos	Shell
Emlichheim	50%		Alemania	Wintershall
San Ardo	51% -61%	7	California	Texaco
Jobo	45%		Venezuela	PDVSA
South Belridge	80%	3	California	Shell
Mount Poso	60%	15	California	Shell
Midway Sunset	65%	0.5	California	Chevron

⁴⁴Brown, S STEAM FLOODING & RECOVERY FACTORS. En: <https://www.steamoil.com/blog/2015/1/11/steam-flooding-recovery-factors>, UKCS. Enero, 2015.

Tabla 1. (Continuación)

Campo	Factor de recobro total	Permeabilidad (Darcies)	Localización	Compañía
Cat Canyon	43%	5	California	Getty
Charco Redondo	73%	2.5	Texas	Texaco
Yorba Linda	50%	0.6	California	Shell
Tía Juana. M6	54%	2.8	Venezuela	Maraven
Winkleman Dome	50%	0.6	Wyoming	Amoco
Peace River	50%	1	Alberta	Shell
Mukhaizna	55%	3	Oman	Occidental
Qarn Alam	30%	0.01	Oman	PDO
Wafra	20% - 40%		Kuwait	Chevron

Esta publicación se llevó a cabo, teniendo en cuenta información de las compañías encargadas de dichos proyectos y de trabajos de recobro publicados por autores reconocidos en el área, como es el caso de Farouq Ali.

Para dar inicio a un análisis más detallado, fue necesario corroborar que la información consignada en dicha publicación fuera veraz y objetiva.

Utilizando la herramienta ecoEor™ avalada por Ecopetrol S.A. y el Instituto Colombiano del Petróleo ICP, se prosiguió a identificar que los parámetros establecidos en dicha tabla fueran correctos.

Se encontró que los proyectos: Qarn Alam, Yorba Linda, Emilchheim, Wafra y Cat Canyon, no se encontraban en la base de datos de ecoEor™. Sin embargo, se identificaron 25 variables en la herramienta que tenían que ser evaluadas para complementar dicha base de datos. Se analizaron un total de 334 artículos de investigación, en los que se encontró información similar a la tabla.

Una vez realizada la recopilación del estado del arte, se obtuvo una descripción general de los campos de estudio, donde se especifican factores característicos como su año de descubrimiento del campo, localización, años de implementación de inyección continua de vapor, técnicas operacionales utilizadas en dicho

proceso, caracterización geológica, caracterización petrofísica, análisis de fluidos, etc, incluyendo los campos de estudios de la empresa Ecopetrol S.A. donde se quiere enfocar el objeto de este análisis.

Para una mejor comprensión, a continuación, se describen los campos analizados en orden cronológicamente descendente, según los años de implementación de la inyección continua de vapor.

2.1.1 Schoonebeek. “El campo se encuentra localizado en el noreste de los Países Bajos (Figura 3) y forma parte de un complejo anticlinal que atraviesa la frontera holandesa-alemana”⁴⁵. Su principal historia de producción se dio en un periodo de 53 años, en el que “se perforaron 597 pozos verticales y desviados. En 1995, se perforaron dos pozos horizontales para probar la estabilidad del pozo durante la perforación y la producción de arena durante la fase de producción”⁴⁶.

Jelgersma⁴⁷ detalla que el descubrimiento del campo fue en 1943, en el que el periodo de producción inicial se dio hasta 1996. En ese intervalo produjo cerca de 250 MMBBLS de petróleo, utilizando cerca de 600 pozos verticales. En cuanto a su producción primaria, conto con una ruptura temprana de agua causada por un acuífero fuerte, que en combinación con un bajo GOR genero un descenso rápido de la presión. Luego de esto, se implementaron los proyectos EOR (agua caliente, combustión in-situ e impulsiones a vapor de alta y baja presión) a pequeña escala (entre 1960 y 1996) con el fin de mantener estable la presión, donde en el caso del agua caliente y la combustión in situ no contaron con el rendimiento esperado, siendo abandonados años después.

Respecto a la inyección de vapor, Matthews⁴⁸ figura que una de las primeras unidades a gran escala data del año de 1960, que fue iniciada con el fin de realizar la recuperación de petróleo moderadamente viscoso (180 cP), en la que la toma y análisis de muestras arrojaron que el vapor estaba logrando una saturación de aceite residual baja del orden del 8% que comparado con la obtenida por agua caliente (38%) es considerado como un proyecto bastante exitoso.

⁴⁵JELGERSMA, Frank. Redevelopment Of The Abandoned Dutch Onshore Schoonebeek Oilfield With Gravity Assisted Steam Flooding. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. Dec 4., p. 1

⁴⁶Ibid., p. 2

⁴⁷Ibid., p. 1

⁴⁸MATTHEWS, C. S. Steamflooding. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Mar.vol. 35, no. 3, p. 1

Figura 3. Mapa localización Campo Schoonebeek, Países bajos.



Fuente: Kant, A. (2010). Oilfield abandonment and soil restoration in the Netherlands, experiences for the future.

Cabe añadir, que este campo cuenta con sistemas de control y monitoreo (3D y 4D), el cual “permite supervisar la expansión lateral y vertical de la cámara de vapor de forma continua con la reflexión sísmica. La alta sensibilidad del sistema de adquisición enterrado reconoce el seguimiento y la supervisión de variaciones pequeñas en las propiedades físicas del yacimiento que ocurren en dominios espaciales y de calendario”⁴⁹ con el fin de entender y mapear la trayectoria de la propagación del vapor obtenido después del periodo de inyección y así mejorar el rendimiento final del proceso.

Para terminar, en la Figura 4 se observan las tecnologías aplicadas en este campo, desde su descubrimiento hasta el día de hoy.

⁴⁹WILSON,Adam. Continuous Seismic Reservoir Monitoring of Thermal Enhanced Oil Recovery. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Jun 1,. vol. 66, no. 6, p. 1

Figura 4. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo Schoonebeek.



Fuente: Kant, A. (2010). Oilfield abandonment and soil restoration in the Netherlands, experiences for the future; Continuous Monitoring of Thermal EOR at Schoonebeek for Intelligent Management, By J.C Homman, J. Van Popta Et, al, SPE 150215.

2.1.1.1 Descripción Geología. La principal formación productora con la que cuenta este proyecto es la “arenisca de Bentheim del cretáceo inferior (KNNSP), la cual trata de un reservorio sin consolidar, limpio y bien ordenado”⁵⁰, que cuenta con 20 m de espesor utilizando casi 600 pozos verticales.

A continuación, en la Tabla 2 se da una visión general de los parámetros del yacimiento y las propiedades del petróleo de media gravedad API para este proyecto.

⁵⁰JELGERSMA. Ob. cit., p. 1

Tabla 2. Propiedades del yacimiento del Campo Schoonebeek, Países bajos.

Propiedades	Valor
Arenas	Middle and Lower Bentheim
Profundidad (ft)	2600
Área del campo (acres)	86
Espesor neto (ft)	83
Porosidad (%)	30
Permeabilidad (md)	5500
Saturación de petróleo (%)	87.5
Edad Geológica	Cretácico
Presión del reservorio (psi)	120
Temperatura de reservorio (°F)	100
°API	25
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	180
Ángulo de buzamiento	6.5
Heterogeneidad	Alta heterogeneidad lateral

Fuente: Kant, A. (2010). Oilfield abandonment and soil restoration in the Netherlands, experiences for the future; Continuous Monitoring of Thermal EOR at Schoonebeek for Intelligent Management, By J.C Homman, J. Van Popta Et, al, SPE 150215.

Por otra parte, unas de las características que identifican al campo son las fallas importantes que tienen presencia en este. Y que como específica Jelgersma⁵¹:

Dividen el campo de Schoonebeek en varios bloques de fallas por separado. La parte noreste del campo se conoce como el Área de impulsión de agua principal (MWDA). El rendimiento de producción en esta parte del campo está fuertemente influenciado por el gran acuífero. Este fuerte acuífero combinado con una relación de movilidad desfavorable provocó que una amplia zona de agua continua en el fondo del yacimiento se moviera hacia arriba. Esto causó una alta producción de agua y un alto costo de manejo del agua desde una etapa temprana en el historial de producción.

En el caso de la parte suroeste del campo, conocida como el Área de impulsión de gas de solución (SGDA), “no está en conexión de presión con el MWDA y está más compartimentada”, en la que se encuentran tres compartimentos (RD1, RD2 y RD3) y donde, en la mayoría de esta “la expansión de gas de solución fue el único mecanismo de accionamiento durante la producción primaria. Después de la producción primaria, la presión se mantuvo mediante la inyección de agua fría y caliente”⁵².

Por último, los factores de recuperación para las fallas anteriormente mencionadas son del 29% y 14%, respectivamente.

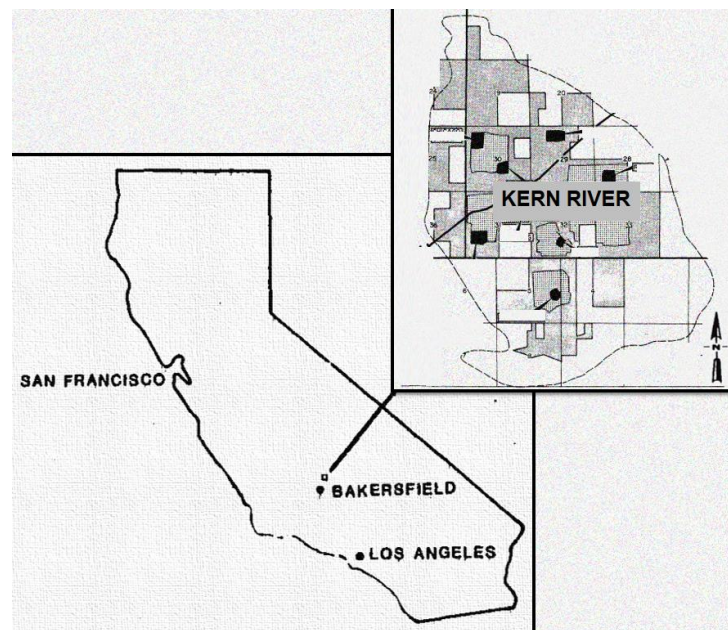
⁵¹ Ibid., p. 2

⁵² Ibid., p. 2

Cabe aclarar, que para este proyecto no se cuenta con la columna estratigráfica, pero de igual forma, la información respecto a su formación fue suministrada al inicio de la descripción geológica.

2.1.2 Kern River. Se encuentra ubicado a “cinco millas al noreste de Bakersfield, California, y al sureste del valle de San Joaquín”⁵³, tal como se observa en la Figura 5. Actualmente es considerado como “el quinto campo de petróleo más grande de los Estados Unidos en términos de petróleo original en sitio, con unas reservas probadas de 4 MMBBLS”⁵⁴.

Figura 5. Mapa ubicación Campo Kern River, California.



Fuente: PERFORMANCE OF STEAM DISPLACEMENT IN THE KERN RIVER FIELD by C.G. Bursell & G.M. Pittman. SPE 5017; SPE13604, AULT, J.W., W.M. Johnson & G.N. Kamilos, CONVERSION OF MATURE STEAMFLOOD TO LOW-QUALITY STEAM AND/OR HOT-WATER INJECTION PROJECTS, Bakersfield, California, 27-29 marzo, 1985, P.8. Editado por los autores

Partiendo de lo mencionado por Blevins y Billingsley⁵⁵ y Brelih y Kodl⁵⁶ el campo fue descubierto en 1899 y su producción primaria inició en 1915. En la mitad de los años 50's comienza el desarrollo de proyectos de calentadores de fondo, por medio de estimulación con vapor y posteriormente inyección continua de vapor.

⁵³ BRELIH, D. A. and KODL, E. J. Detailed Mapping of Fluvial Sand Bodies Improves Perforating Strategy at Kern River Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. p. 1

⁵⁴ Ibid., p. 1

⁵⁵ BLEVINS, T. R. and BILLINGSLEY, R. H. The Ten-Pattern Steamflood, Kern River Field, California. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Dec. vol. 27, no. 12, p. 1505-1514

⁵⁶ BRELIH and KODL. Ob. cit., p. 1

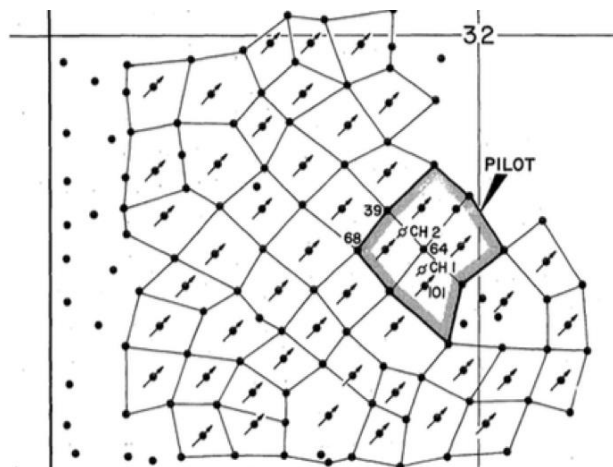
Este proyecto cuenta con 9 pilotos enfocados a la inyección de vapor. A continuación, se realiza la descripción general de solo cinco de ellos, debido a la cantidad de información encontrada en los artículos consultados.

- **Piloto Kern**

Bursell y Pittman⁵⁷ describen el piloto como aquel que cuenta con la historia más larga, debido a que lleva más de 11 años de producción de métodos de desplazamiento. Inicio en la década de 1960 con una inyección de agua caliente, después de 2 años, se convirtió en desplazamiento de vapor. Desde entonces, se inyectaron 3,3 millones de barriles equivalentes de vapor, recuperando 859.000 BBL de petróleo, obteniendo una relación cumulativa de vapor-aceite (*SOR*) de 3,8.

En la siguiente Figura 6 se observa la distribución de los pozos con los que cuenta este piloto, en el que se “alcanzaron tasas de producción de 100 BOPD por patrón”⁵⁸.

Figura 6. Distribución de los pilotos según patrón de inyección.



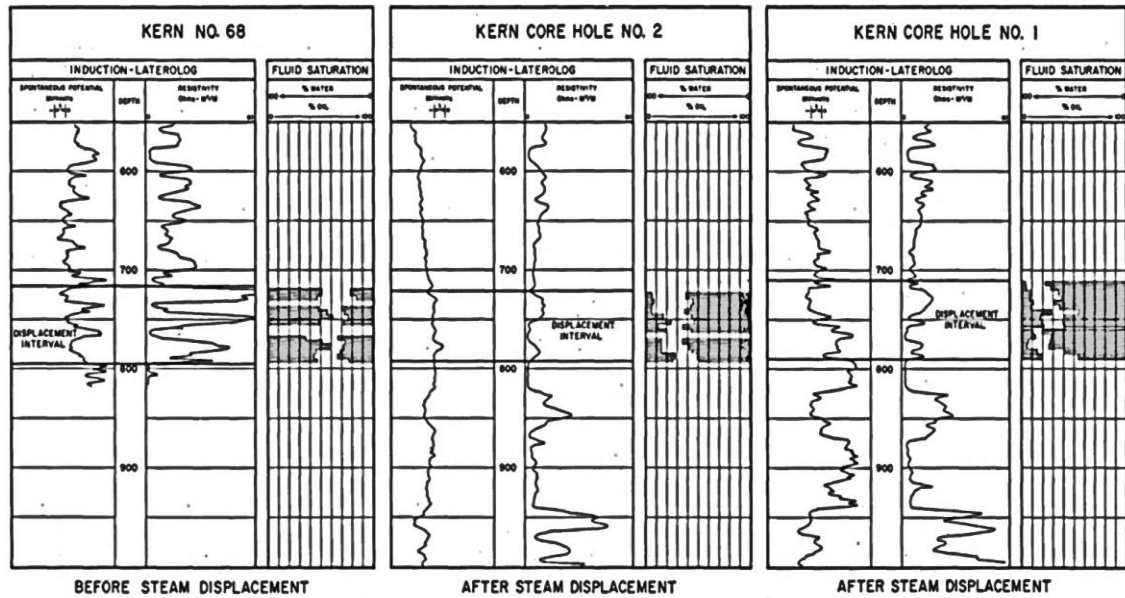
Fuente: Performance of steam displacement in the Kern River Field by C.G. Bursell & G.M. Pittman. SPE 5017

Por otro lado, en la Figura 7 se muestran las saturaciones de aceite y agua, antes y después del desplazamiento de vapor. Donde, se observa una disminución de la saturación después de la implementación del proceso de inyección, mejorando la producción del hidrocarburo existente en el yacimiento debido al vapor inyectado.

⁵⁷ BURSELL, C. G. and PITTMAN, G. M. Performance of Steam Displacement in the Kern River Field. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Aug.vol. 27, no. 8, p. 997-1004., p. 2

⁵⁸ Ibid., p. 2

Figura 7. Saturación del crudo y el agua.



Fuente: Performance of steam displacement in the Kern River Field by C.G. Bursell & G.M. Pittman. SPE 5017

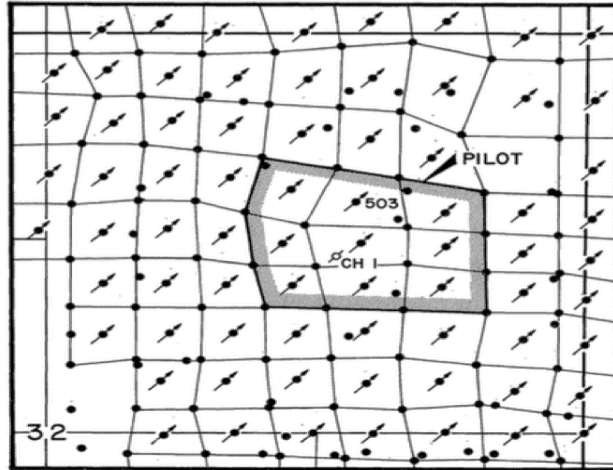
- **Piloto Kern “A”**

En este piloto Bursell y Pittman⁵⁹ puntualizan que el inicio de Kern “A” se dio en marzo de 1968, en que el que la inyección de vapor se encuentra en el miembro R1 (expuesto más adelante) de la serie Kern River. La viscosidad del aceite en este elemento de arena es de 2.200 cP a una temperatura de yacimiento de 92°F. Cuenta con 6 años de historia de desempeño, donde, su rendimiento global es bastante similar al del piloto Kern. La inyección de vapor acumulada fue de 5,2 millones de barriles equivalentes, con una producción acumulada de 1,4 MMBBLS para una relación acumulada de vapor-aceite (SOR) de 3,6.

A continuación, en la Figura 8 se observa la distribución de los pozos en este piloto, según su patrón de inyección.

⁵⁹ Ibid., p. 3

Figura 8. Patrón de inyección, Piloto Kern A.



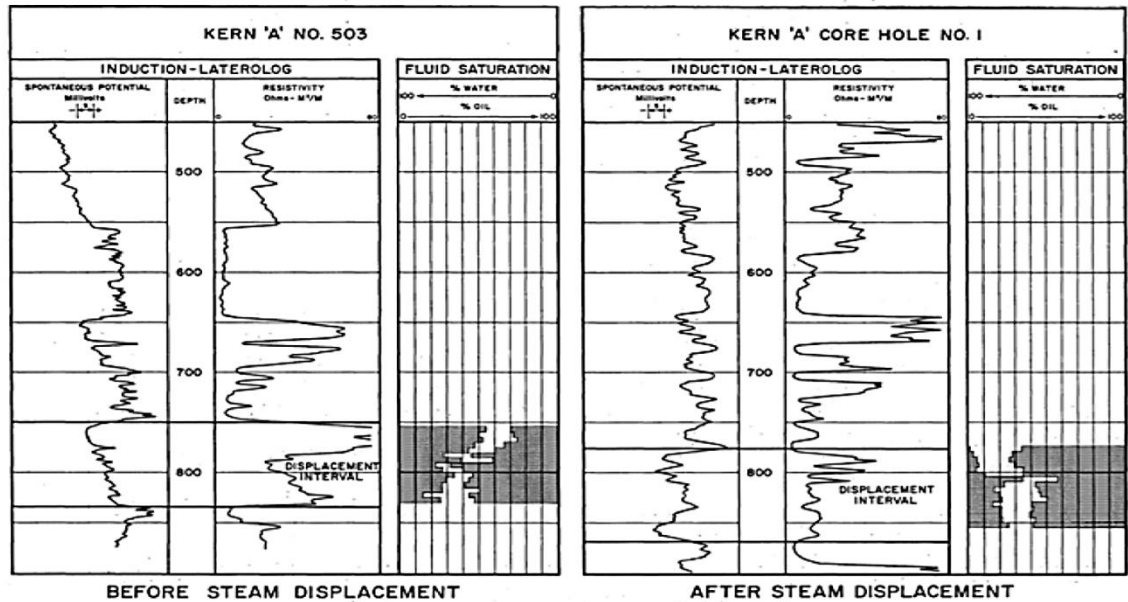
Fuente: Performance of steam displacement in the Kern River Field by C.G. Bursell & G.M. Pittman. SPE 5017

Al igual que el piloto anterior, Kern "A" cuenta con resultados de pruebas que demuestran la distribución de aceite en el intervalo de desplazamiento (Figura 9), los cuales son bastante similares a los resultados observados anteriormente en piloto Kern.

Cabe añadir, que "las saturaciones iniciales de aceite se obtuvieron a partir de núcleos tomados antes de las operaciones de inyección de vapor. Puesto que el aceite es muy viscoso a la temperatura del yacimiento, se cree que se produjo una cantidad de aceite insignificante durante la extracción. El factor de recobro fue del 45% del aceite original en sitio"⁶⁰.

⁶⁰ Ibid., p. 4

Figura 9. Distribución del crudo en el Piloto Kern A.



Fuente: Performance of steam displacement in the Kern River Field by C.G. Bursell & G.M. Pittman. SPE 5017

- **Piloto San Joaquín**

Bursell y Pittman⁶¹ y Gary et al⁶² detallan que la inyección de vapor comenzó en Julio de 1970 en el intervalo de desplazamiento K-1 de 29 pies de espesor. El piloto es considerado como uno de los más interesantes, debido a que genero respuesta del campo para un intervalo de desplazamiento delgado, la cual se observó antes en este piloto que en el piloto de “Kern”, a pesar de que ambos tenían tasas de inyección de vapor similares. La viscosidad del aceite es de aproximadamente 1000 cP a la temperatura inicial del yacimiento.

- **Piloto La Meca**

De particular interés según Bursell y Pittman⁶³ debido a que desplaza el petróleo de mayor viscosidad comparado con el desplazamiento de los otros pilotos (7.000 cP). La recuperación volumétrica del petróleo obtenida es de 56%, siendo sólo dos tercios del valor en Kern. Los pilotos “La Meca” y “Kern” cuentan con la misma saturación inicial de petróleo al inicio del desplazamiento, donde el crudo altamente viscoso ha dado como resultado una menor recuperación de aceite.

⁶¹ Ibid., p. 4

⁶² GARY R, Greaser and SHORE, R. A. Steamflood Performance in the Kern River Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Apr 20., p. 2-3

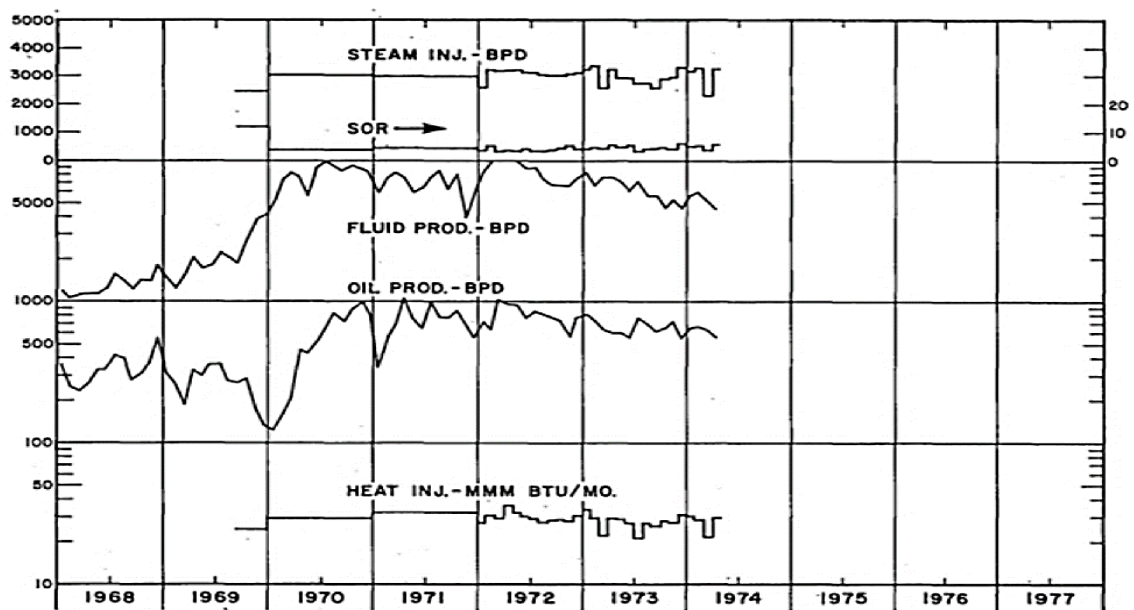
⁶³ BURSELL and PITTMAN. Ob. cit., p. 4

- **Piloto Green y Whittier**

Bursell y Pittman⁶⁴ señalan que este piloto hace parte de un área que cuenta con altos cortes de agua. En el que, el mecanismo de desplazamiento no se ve particularmente afectado por los grandes volúmenes de agua, siempre y cuando la capacidad de la bomba sea suficiente para mantener los pozos bombeados.

En la Figura 10 se observa el comportamiento de las diferentes producciones al realizar el proceso de inyección de vapor por un tiempo aproximado de 6 años.

Figura 10. Comportamiento de las producciones en el proceso de inyección de vapor.



Fuente: Performance of steam displacement in the Kern River Field by C.G. Bursell & G.M. Pittman. SPE 5017

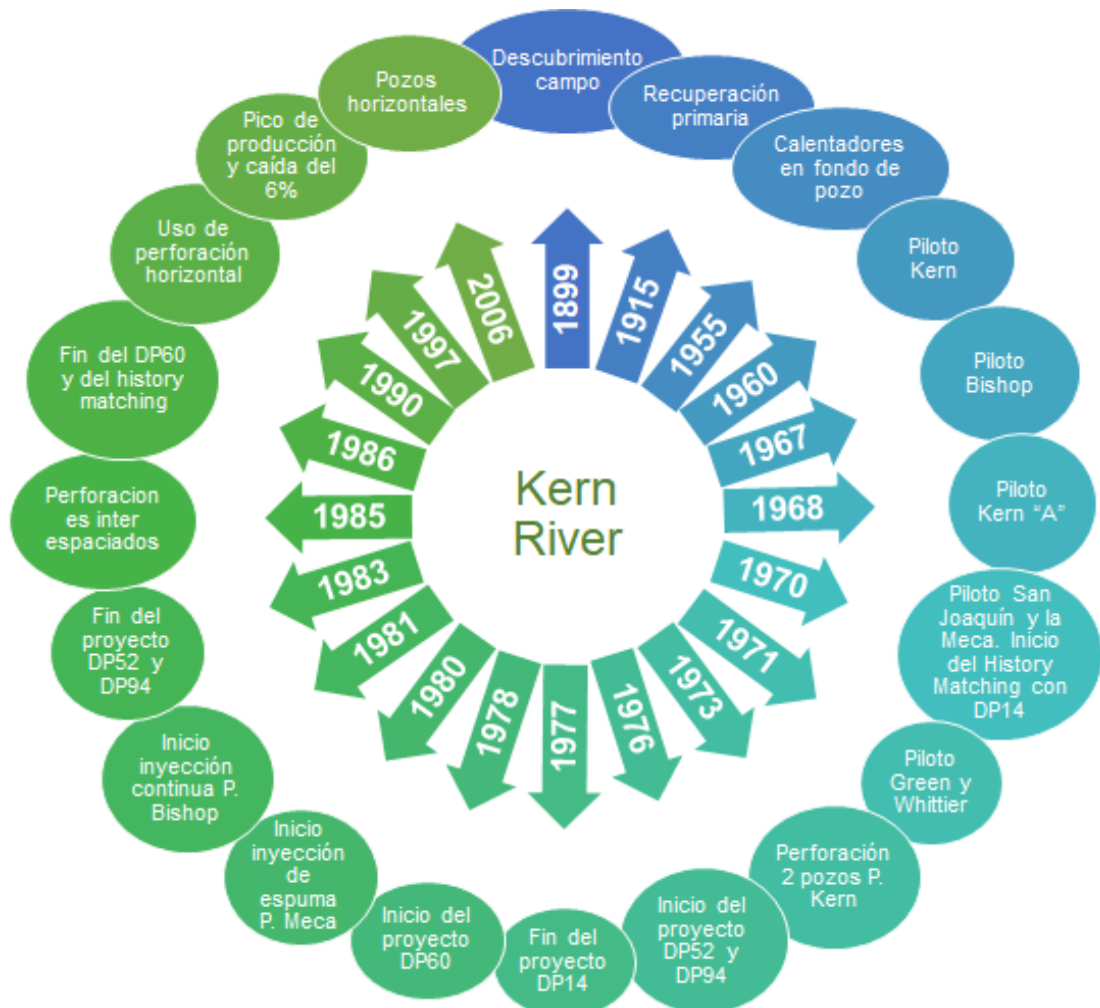
Por otro lado, “el acumulado de la relación agua-petróleo (WOR) para este proyecto piloto es de 10, en comparación con los otros pilotos que son de 4. La recuperación volumétrica del petróleo es del 57% del original en sitio con una saturación de petróleo del 43%”⁶⁵.

En lo concerniente a las demás tecnologías aplicadas en este campo a través del tiempo, la Figura 11 muestra las más relevantes encontradas al realizar el estado del arte.

⁶⁴ Ibid., p.4-5

⁶⁵ Ibid., p. 5

Figura 11. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo Kern River.



Fuente: Case History of Steam Soaking in the Kern River field, California, SPE 1168; The Ten-Pattern Steam Flood Kern River field, California, SPE 4756; Kern River Steam-Foam Pilots, SPE 17380, entre otros.

2.1.2.1 Descripción Geológica. La estructura que presenta el campo “es un homoclinal fallado, con buzamiento hacia el sureste de 3 a 6 grados, se encuentra limitado buzamiento arriba por una trampa estratigráfica tipo pinch out y buzamiento abajo por un acuífero activo, considerado infinito”⁶⁶. “La formación y estructura del campo comprende una secuencia alternante de arenas no consolidadas con considerables sedimentos y arcillas intercaladas verticalmente por intervalos entre 6 y 20 pies de espesor, de limolita y arcilla”⁶⁷, en las que las areniscas cuentan con una selección regular a pobre, con tamaños de grano predominantemente gruesos a muy gruesos.

Restine et al⁶⁸, Bursell y Pittman⁶⁹ e Inderwiesen⁷⁰ definen al yacimiento como somero, debido a que cuenta con una profundidad al tope de 500 ft en promedio y con una base de hasta 1200 ft de profundidad en algunos puntos. Además, cuenta con nueve miembros principales de arenas productoras (desde K hasta CG, ver Figura 12), con espesores que varían entre los 30 y los 100 ft, las cuales provienen de un conjunto de canales trenzados depositados durante el Mioceno y el Pleistoceno. Viéndose reflejado por la discontinuidad de sus capas y la variabilidad de sus espesores, siendo estos ambientes característicos de migración lateral de barras de arena a lo largo del tiempo.

⁶⁶ RESTINE, J. L.; GRAVES, W. G. and ELIAS JR, R. Infill Drilling in a Steamflood Operation: Kern River Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Mayo., p. 1

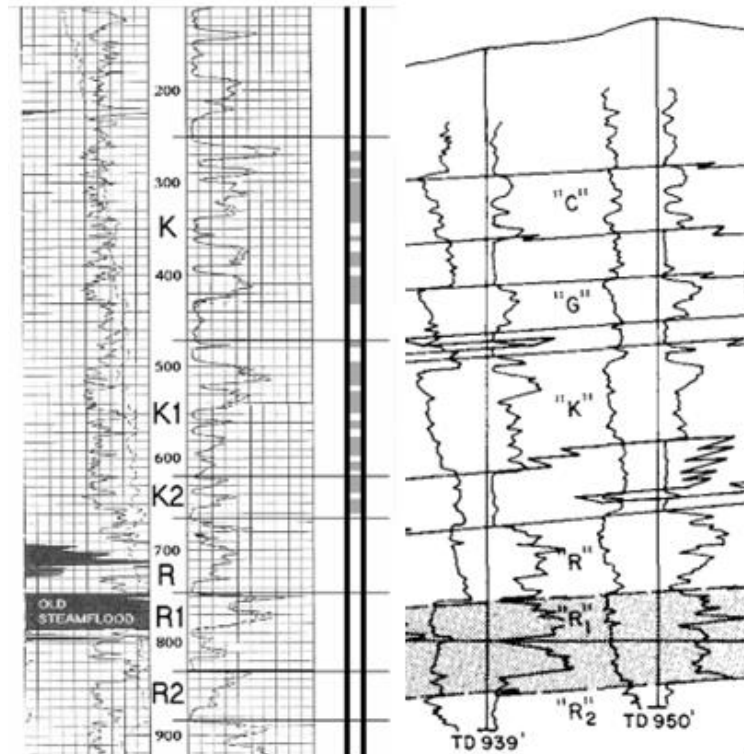
⁶⁷ BLEVINS and BILLINGSLEY. Ob. cit., p. 1

⁶⁸ RESTINE et al. Ob. cit., p. 1-6

⁶⁹BURSELL and PITTMAN. Ob. cit., p. 1-6

⁷⁰ INDERWIESEN, P. L., et al. Crosswell seismology in the Kern river field. En: SEG TECHNICAL PROGRAM EXPANDED ABSTRACTS. no. 1., p. 1

Figura 12. División de las Arenas de Kern River.



Fuente: SPE54102, JONES, Jeff & Diego Soler, FRACTURE ESTIMULATION OF SHALLOW, UNCONSOLIDATED KERN RIVER SANDS, Bakersfield, California, 17-19 de marzo, 1999. P.6; SPE8834, GREASER, Gary R. & R.A. Shore, STEAMFLOOD PERFORMANCE IN THE KERN RIVER FIELD, Tuisa, Oklahoma, 20-23 de Abril, 1980, P.8.

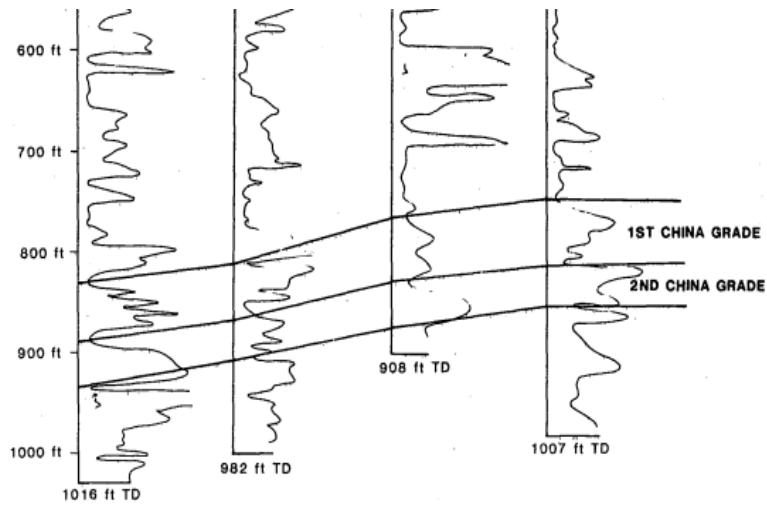
En el artículo presentado por Long⁷¹, las arenas se encuentran divididas en dos zonas:

- Kern River (arenas C, G, K y R) se encuentra desde los 700 a 1000 ft y una arena neta promedio de 190 ft.
- China Grade (arena 1ra, 2da y 3ra) a una profundidad de 1200 hasta 1235 ft y un espesor de arena neta de 20 ft.

En la Figura 13 y Figura 14 se observa la ubicación de cada una de sus arenas, las cuales se encuentran en orden ascendente, según su profundidad.

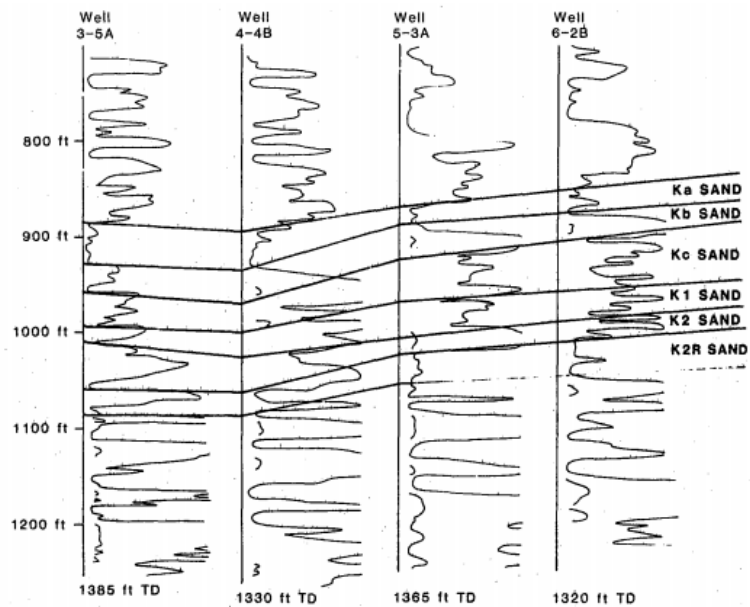
⁷¹ LONG, ROBERT. Case History of Steam Soaking in the Kern River Field, California. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Sep.vol. 17, no. 9, p. 989-993., p. 1

Figura 13.Parte 1, Ubicación de las arenas en la formación del Campo Kern River.



Fuente: SPE13604, AULT, J.W., W.M. Johnson & G.N. Kamilos, CONVERSION OF MATURE STEAMFLOOD TO LOW-QUALITY STEAM AND/OR HOT-WATER INJECTION PROJECTS, Bakersfield, California, 27-29 marzo,1985, P.8. Editado por los autores

Figura 14. Parte 2, Ubicación de las arenas en la formación del Campo Kern River.



Fuente: SPE13604, AULT, J.W., W.M. Johnson & G.N. Kamilos, CONVERSION OF MATURE STEAMFLOOD TO LOW-QUALITY STEAM AND/OR HOT-WATER INJECTION PROJECTS, Bakersfield, California, 27-29 marzo,1985, P.9.

Para concluir esta descripción, en la Tabla 3 y Tabla 4 se pueden observar las diferentes características generales del yacimiento y de la producción inicial de este campo.

Tabla 3. Propiedades de producción del Campo Kern River.

Propiedades	Valor
Producción de petróleo (BOPD)	70000
Producción de agua (BWPD)	760000
OOIP(MMBBL)	4045
Np (MBBL)	3034
Factor de recobro etapa primaria (%)	10

Fuente: Case History of Steam Soaking in the Kern River field, California, SPE 1168; The Ten-Pattern Steam Flood Kern River field, California, SPE 4756; Kern River Steam-Foam Pilots, SPE 17380, Et Al.

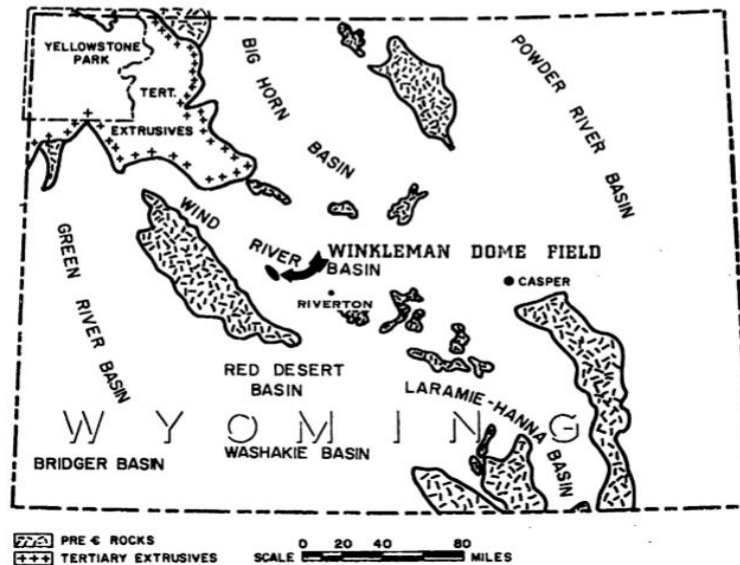
Tabla 4. Propiedades generales del Campo Kern River.

Propiedades	Valor
Arenas	Series Kern River
Profundidad (ft)	930
Área del campo (acres)	10750
Espesor neto (ft)	60
Porosidad (%)	35
Permeabilidad (mD)	4070
Saturación de agua (%)	20
Saturación de petróleo (%)	50
Edad Geológica	Mioceno y Pleistoceno
Oil SATN (STB/acre*ft)	1437
Presión del reservorio (psi)	225
Temperatura de reservorio (°F)	95
°API	14
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	4000
Ángulo de buzamiento	3-6° suroeste
Heterogeneidad	Alta heterogeneidad vertical

Fuente: Case History of Steam Soaking in the Kern River field, California, SPE 1168; The Ten-Pattern Steam Flood Kern River field, California, SPE 4756; Kern River Steam-Foam Pilots, SPE 17380, Et Al.

2.1.3 Winkleman Dome. Se encuentra localizado en el condado de Fremont, Wyo (ver Figura 15). Donde, “el primer pozo fue terminado en el yacimiento de Tensleep y el desarrollo temprano se dio exclusivamente en los reservorios Tensleep y Phosporia”⁷². “Produce cerca de 9.500 BOPD y 40.700 BWPD de 98 pozos en aproximadamente 1.000 acres”⁷³.

Figura 15. Mapa localización del Campo Winkleman, Wyoming.



Fuente: SPE2131, C. B. Pollock & T. S. Buxton, PERFORMANCE OF A FORWARD STEAM DRIVE PROJECT—NUGGET RESERVOIR, WINKLERMAN DOME FIELD, WYOMING, P.7.

Tomando como referencia a Pollock y Buxton⁷⁴, Winkleman fue descubierto en el año 1944, 14 años después, entre 1958 y 1959, cinco pozos fueron perforados con el fin de obtener información petrofísica sobre el reservorio, las propiedades del crudo y el rendimiento primario. Los estudios realizados indicaron que ninguno de los métodos de recuperación secundarios sería rentable, a pesar de esto y de que el reservorio no poseía todos los criterios considerados deseables para un proyecto de inyección de vapor, creían que debían probar con este proceso. Fue así como la inyección de vapor inició en marzo de 1964, posteriormente se expandió en 1965 y nuevamente en 1967 hasta la situación actual.

Los cinco pozos, mencionados previamente e ilustrados en la Figura 16, se perforaron inicialmente en un patrón de cinco puntos de 40 acres, utilizado hasta 1966. Donde, finalmente fue cambiado a 10 acres, debido a que el valor inicial “era

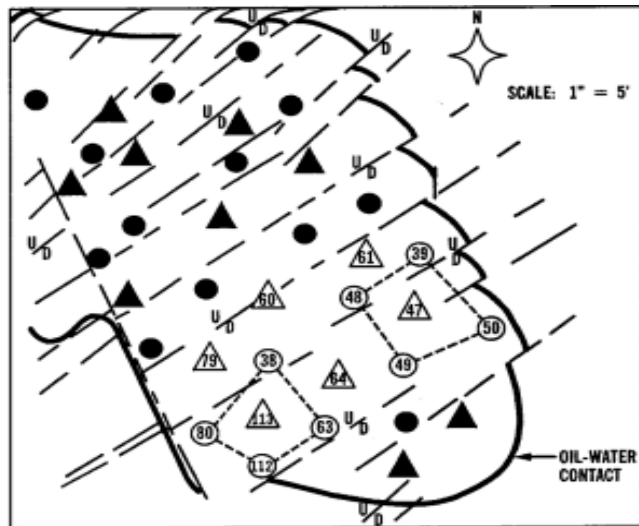
⁷²POLLOCK, C. B. and BUXTON, T. S. Performance of a Forward Steam Drive Project—Nugget Reservoir, Winklerman Dome Field, Wyoming. Enero., p. 1

⁷³WOMACK, John and SCOLES, Lee. Uses of Short-Term Tests in a Computer-Controlled Well Test System. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Mayo., p. 1

⁷⁴POLLOCK and BUXTON. Ob. cit., p. 1-2

demasiado grande para permitir una evaluación del rendimiento de la inyección de vapor⁷⁵.

Figura 16. Localización de pozos Campo Winkleman.



Fuente: SPE2131, C. B. Pollock & T. S. Buxton, PERFORMANCE OF A FORWARD STEAM DRIVE PROJECT—NUGGET RESERVOIR, WINKLERMAN DOME FIELD, WYOMING, P.8.

Además de esto, el campo “posee un sistema automatizado de control de pozos y un sistema de monitoreo de equipos, que ofrece un ahorro óptimo de horas en pruebas pozos, equipos de chequeo y construcción de reportes. El sistema está diseñado para reunir datos de pruebas y producción, monitorear los puntos de estado del equipo y controlar sólo el equipo de prueba de pozos⁷⁶.”

No obstante, en la Figura 17, se observan las diferentes tecnologías que se han aplicado en este campo en sus años de funcionamiento.

⁷⁵ Ibid., p. 1-2

⁷⁶ WOMACK and SCOLES. Ob. cit., p. 1

Figura 17. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas en el Campo Winkleman.



Fuente: SPE2131, C. B. Pollock & T. S. Buxton, PERFORMANCE OF A FORWARD STEAM DRIVE PROJECT—NUGGET RESERVOIR, WINKLERMAN DOME FIELD, WYOMING. Editado por los autores.

2.1.3.1 Descripción Geológica. El campo cuenta con “un anticlinal asimétrico a lo largo del extremo del noroeste de la cuenca de Wind River en Wyoming. La acumulación de petróleo es principalmente el resultado del alivio estructural, debido, a fallas superficiales y sub-superficiales en dirección noreste-suroeste, teniendo una influencia menor en la acumulación de petróleo”⁷⁷.

En la Tabla 5, se encuentran las diferentes características del yacimiento correspondientes a este campo.

⁷⁷POLLOCK and BUXTON. Ob. cit., p. 1

Tabla 5. Propiedades del yacimiento del Campo Winkleman.

Propiedades	Valor
Arenas	Nugget
Profundidad (ft)	1225
Área del campo (acres)	110
Espesor neto (ft)	73
Porosidad (%)	25
Permeabilidad (mD)	638
Saturación de petróleo (%)	79.6
Edad Geológica	Jurásico
Presión del reservorio (psi)	225
Temperatura de reservorio (°F)	81
°API	14
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	900
Ángulo de buzamiento	25
Heterogeneidad	Heterogéneo

Fuente: Performance of a Forward Steam Drive Project—Nugget Reservoir, Winklerman Dome Field, Wyoming, By C. B. Pollock & T. S. Buxton, SPE2131.

En cuanto a la columna estratigráfica, no se encontró información pertinente en los artículos consultados, sin embargo, Pollock y Buxton⁷⁸ describe que la arenisca Nugget es de edad jurásica y la formación, en general, se divide en tres bancos separados por lentes arcillosos.

2.1.4 Charco Redondo. Se localiza en el sureste del condado de Zapata a 20 millas del suroeste de Randado como se observa en la Figura 18.

⁷⁸ Ibid., p. 1-2

Figura 18. Mapa de la localización Campo Charco redondo.



Fuente: "Tertiary and Quaternary Geology of the Lower Rio Grande Region", Texas By A.C. Trowbridge.

Fue descubierto en 1913 y su proceso de inyección continua inició en 1965. El cual, según Howard et al⁷⁹, se inició a bajas tasas para evitar fracturamiento en la formación, en consecuencia, de que la producción de aceite de los cuatro pozos había sido despreciable. Posteriormente, de 20 a 30 días de inyección, la producción de aceite empieza a aumentar, hasta alcanzar una tasa de 10 a 20 BOPD por pozo durante 6 meses, para luego declinar. Lo que quiere decir que el yacimiento se encontraba depletado y que el patrón aislado permite un desplazamiento externo del aceite entre los pozos productores. Por otro lado, en cuanto a la descripción del generador utilizado, cuenta con una presión máxima de 7000kPa (1000psig), otorgando una salida máxima térmica de 12.7millionBtu / hr y una máxima de producción de 920BPD de agua, con un 80% de calidad de vapor.

En cuanto al rendimiento observado en el proceso, "fueron utilizados un total de 128.000 barriles de agua fuente y 47 mil millones de Btu. La presión final de inyección fue de 156 psi con una temperatura de 361 °F, dando una producción total de 6600 barriles de aceite y de 57000 barriles de agua"⁸⁰. Teniendo en cuenta esto, la relación vapor-aceite acumulada para este campo es de un valor de 19, siendo un proceso poco eficiente debido a que se está inyectando bastante, para obtener al final una producción baja.

⁷⁹HOWARD, C. E., et al. The Charco Redondo Thermal Recovery Pilot. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Dec.vol. 29, no. 12, p. 1-3

⁸⁰WIDMYER, R. H. and HOWARD, C. E. "The Charco Redondo Steam Flood Pilot -Reservoir Monitoring Operations. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL., p. 4

Adicionalmente, este proyecto cuenta con dos principales métodos de control. El primero de ellos es realizar una “extracción de muestra a los pozos de monitoreo para identificar las saturaciones residuales de petróleo y cualquier cambio de porosidad o permeabilidad posteriores al proceso”⁸¹ , reflejando una reducción considerable de 0,34 a 0,093 en el valor de Sor. La segunda, según Widmyer y Howard⁸² son los registros de temperatura en los pozos de monitoreo, que permiten identificar cuatro zonas en una inyección continua de vapor a lo largo del piloto, las cuales se nombran en seguida:

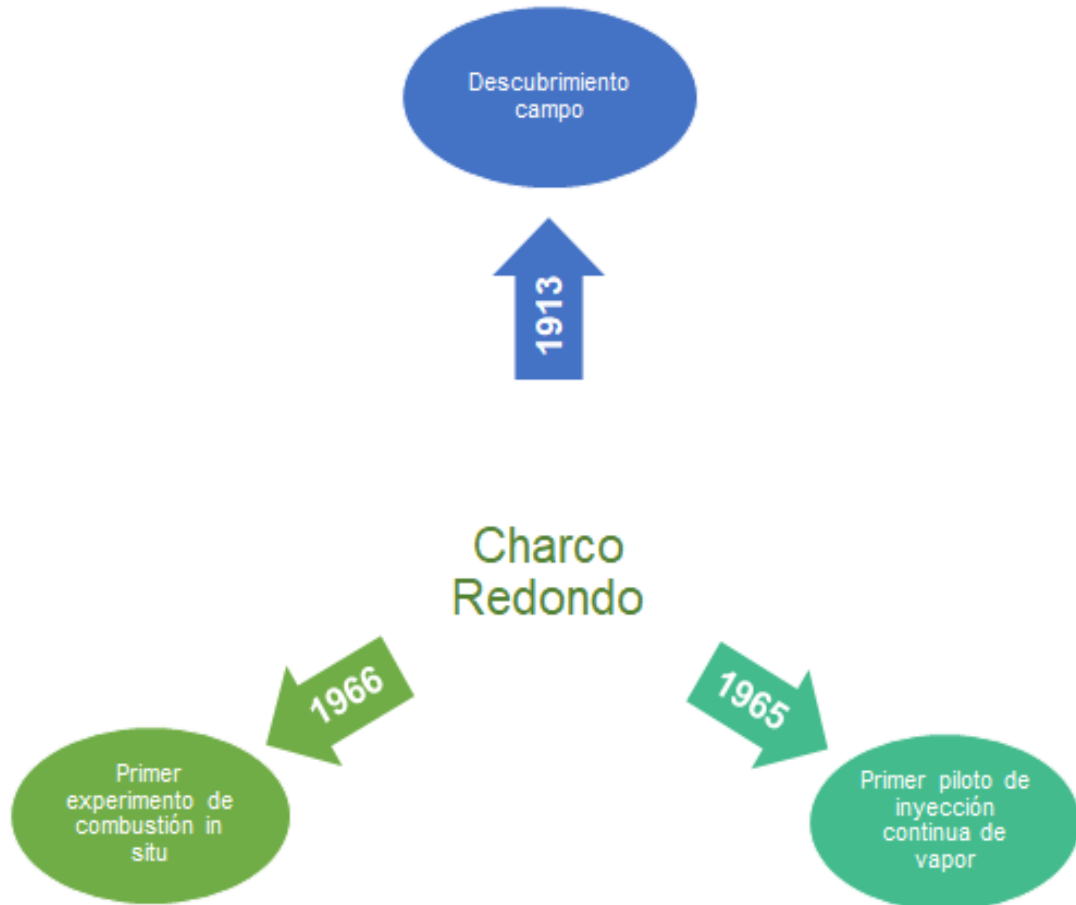
- Zona de fluidos de la formación
- Zona fría de condensado
- Zona caliente de condensado
- Zona de vapor

Por último, en la Figura 19 se muestran las demás tecnologías aplicadas en Charco Redondo a través del tiempo, a las que se tuvieron acceso en los artículos consultados.

⁸¹ Ibid., p. 4

⁸² Ibid., p.3

Figura 19. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo Charco Redondo.



Fuente: The Charco Redondo Thermal Recovery Pilot, By R. H. Widmyer, C. E. Howard, M. F. Fontaine & S. Haynes, Jr, SPE 5822.

2.1.4.1 Descripción Geológica. Howard et al⁸³ lo definen como un campo con presencia de un anticlinal con rumbo Norte-Sur, con zonas productoras ubicadas entre 169 a 975 ft, pertenecientes a las formaciones Fayette y Yegua, respectivamente. Esta última fue descubierta en el año 1928 y nunca ha sido explotada de manera exhaustiva debido a que los pozos descubiertos produjeron gas. Es de menor importancia y no puede ser comparado con la abundante producción asegurada en otros campos del distrito de Laredo.

Respecto a la columna estratigráfica, no está disponible en el estado del arte consultado, debido a que este proyecto ha sido poco estudiado y cuenta con

⁸³HOWARD et al. Ob. cit., p. 1-13

información limitada. Por otro lado, en la Tabla 6 se evidencian las principales propiedades con las que cuenta este campo.

Tabla 6. Propiedades del yacimiento del Campo Charco Redondo.

Propiedades	Valor
Profundidad (ft)	200
Espesor neto (ft)	10
Porosidad (%)	32.5
Permeabilidad (mD)	2500
Saturación de petróleo (%)	34
Edad Geológica	Mioceno
Presión del reservorio (psi)	20
Temperatura de reservorio (°F)	72
°API	18
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	95

Fuente: The Charco Redondo Thermal Recovery Pilot, By R. H. Widmyer, C. E. Howard, M. F. Fontaine & S. Haynes, Jr, SPE 5822.

2.1.5 San Ardo. Como se observa en la Figura 29, el campo San Ardo “se encuentra localizado entre San Francisco y Los Ángeles en el condado de Monterey, California”⁸⁴, cuenta con más de 51 años de implementación en el proceso de inyección continua de vapor y “tiene cerca de 600 millones de barriles de 11 a 14°API de petróleo en su lugar”⁸⁵.

⁸⁴TRAVERSE, E. F.; DEIBERT, A. D. and SUSTEK, A. J. San Ardo - A Case History of a Successful Steamflood. Mar 23., p. 1

⁸⁵Ibid., p. 1

Figura 20. Mapa localización del Campo San Ardo, California.

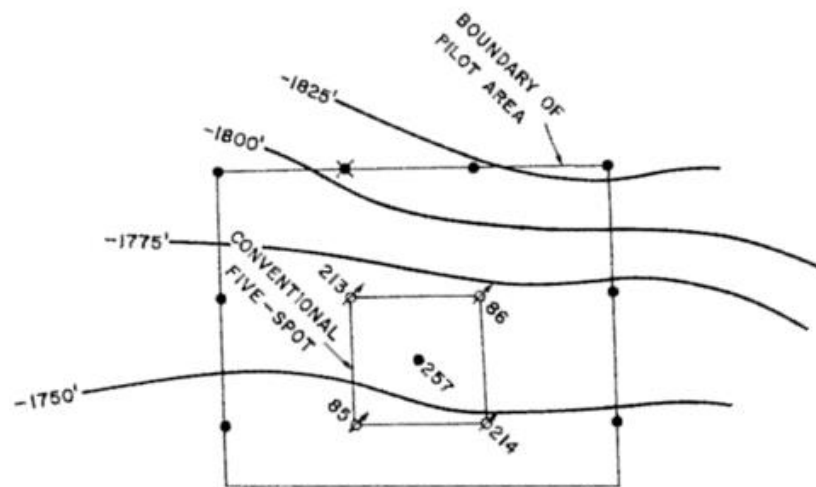


Fuente: Desalination of Oilfield-produced water at the San Ardo Water Reclamation Facility, CA, By Charles Webb & Gerald Smart and Jhon Hoblitzell, SPE 121520.

Fue descubierto en 1947, su proceso de inyección continúa inicio en 1966, en el que Traverse et al⁸⁶ detalla que aproximadamente el 50% de la zona de Aurignac estaba bajo esta estimulación, con un piloto invertido de cinco puntos (Figura 21) que tiempo después pasa a un patrón básico de inundación de nueve-puntos invertido (Figura 22) de 20 acres, con tres productores efectivos por inyector que cuentan con una calidad de vapor entre 75 a 85%, una tasa de inyección de 1300 BWPD y una presión de inyección promedio en los pozos de 440 psig a 443 °F. Generando un aumento drástico en su recuperación con una producción cerca de 30,000 BOPD.

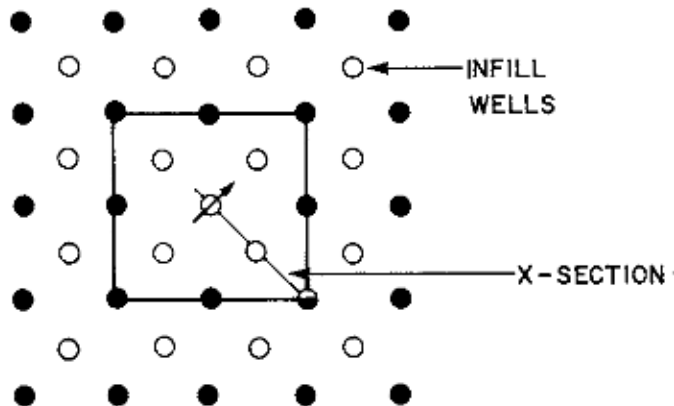
⁸⁶Ibid., p. 1-7

Figura 21. Patrón del piloto en la Zona de Aurignac de 5 pozos normal.



Fuente: TRAVERSE, E. F.; DEIBERT, A. D. and SUSTEK, A. J. San Ardo - A Case History of a Successful Steamflood. Mar 23., p. 1

Figura 22. Patrón del piloto en la Zona de Aurignac de pozos invertido.



Fuente: TRAVERSE, E. F.; DEIBERT, A. D. and SUSTEK, A. J. San Ardo - A Case History of a Successful Steamflood. Mar 23., p. 1

Actualmente, es conocido como uno de los mayores proyectos de inyección continua de vapor en el mundo y uno de los más eficientes desde el punto de vista de la recuperación de petróleo. Como describe Traverse et al⁸⁷:

Algunas de las características de San Ardo que hacen que esta inundación de vapor sea única son:

⁸⁷Ibid., p. 1

- El depósito es más profundo que otras inundaciones a gran escala.
- Las tasas de inyección son 2 a 10 veces más altas que otras inundaciones.
- Los patrones de 20 acres son 5 a 7 veces más grandes que otras inundaciones.
- Se usa un nueve-punto invertido en comparación con los cinco puntos que la mayoría de los demás usan.

Con miras, a las demás técnicas aplicadas en este campo, la Figura 23 muestra las más relevantes empleadas a través de los años.

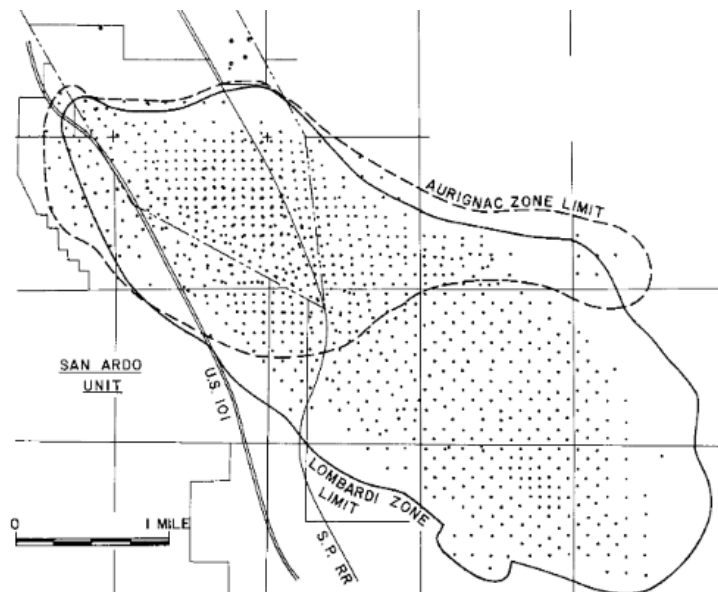
Figura 23. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo San ardo, California.



Fuente: Desalination of Oilfield-produced water at the San Ardo Water Reclamation Facility, CA, By Charles Webb & Gerald Smart and Jhon Hoblitzell, SPE 121520.

2.1.5.1 Descripción Geológica. Este campo cuenta con una estructura anticlinal con gravedad API entre 11 -12°. Sus “zonas productivas son dos arenas marinas poco profundas, Aurignac y Lombardi, ubicadas en el medio de la formación Monterey del Mioceno”⁸⁸. En la Figura 24 y Tabla 7 se observan los límites productivos en el campo y se especifican las propiedades generales del yacimiento, respectivamente en sus dos zonas.

Figura 24. Límites productivos de las zonas de Lombardi y Aurignac.



Fuente: OLSON, Deborah M. Calibration Of Log And Core Saturation Data: Case History From The San Ardo Field. En: SPWLA TWENTY-SEVENTH ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM. (JUNE 9-13, 1986). SPWLA, 1986., p. 5

Por otro lado, en la Tabla 8 se encuentran las propiedades generales con las que cuenta este proyecto y con las que se realizó el análisis descrito más adelante.

Por último, con respecto a la columna estratigráfica no es posible identificarla, debido a que los artículos consultados no cuentan con esta información.

⁸⁸OLSON, Deborah M. Calibration Of Log And Core Saturation Data: Case History From The San Ardo Field. En: SPWLA TWENTY-SEVENTH ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM. (JUNE 9-13, 1986). SPWLA, 1986., p. 1

Tabla 7. Propiedades generales del yacimiento respecto a las dos zonas

PARÁMETROS	AURIGNAC	LOMBARDI
Área (acres)	1755	2014
Espesor(ft)	97	103
Profundidad (ft)	2300	2000
Porosidad (%)	34.9	34.6
Permeabilidad (mD)	2000	5000
Presión de Reservorio (psig)	200	250
Temperatura de Reservorio (°F)	100	100
°API	13	11,5
Viscosidad del petróleo (cP)	2500	40000
@200°F	80	2500
@400°F	3.5	11

Fuente: Desalination of Oilfield-produced water at the San Ardo Water Reclamation Facility, CA, By Charles Webb & Gerald Smart and Jhon Hoblitzell, SPE 121520.

Tabla 8. Propiedades del yacimiento en el Campo San Ardo

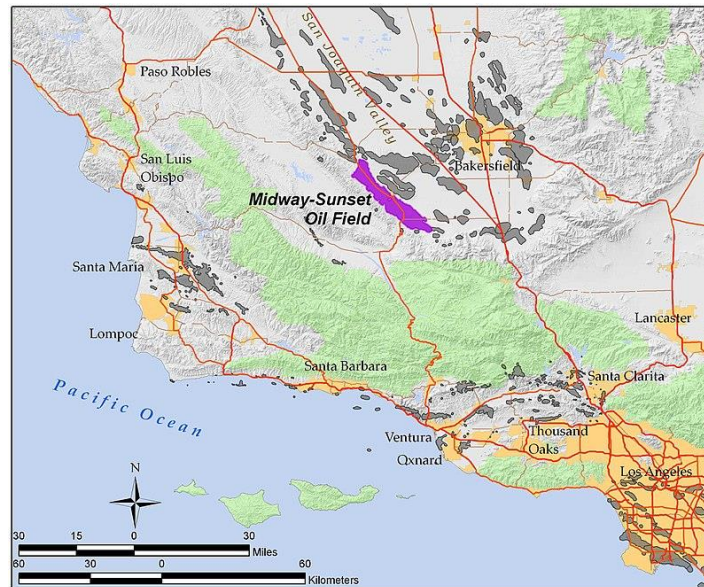
Propiedades	Valor
Arenas	Lombardi
Profundidad (ft)	2350
Área del campo (acres)	1885
Espesor neto (ft)	150
Porosidad (%)	34.5
Permeabilidad (md)	3000
Saturación de petróleo (%)	50
Presión del reservorio (psi)	250
Temperatura de reservorio (°F)	100
°API	11.2
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	2000
Ángulo de buzamiento	6
Heterogeneidad	Alta heterogeneidad vertical

Fuente: Desalination of Oilfield-produced water at the San Ardo Water Reclamation Facility, CA, By Charles Webb & Gerald Smart and Jhon Hoblitzell, SPE 121520.

2.1.6 Midway Sunset. Se encuentra ubicado a 45 millas al suroeste de Bakersfield, California, tal como muestra la Figura 25. “Su arena más importante cubre 220 acres ubicada en la parte sur del campo, conocida como Monarch 2F”⁸⁹.

⁸⁹MORRISON, Cheryl; GRISTON, Suzanne and SMEDLEY, Gary. A Team Approach to Heat Management: Monarch 2F Steamflood, Midway-Sunset Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Marzo., p. 1

Figura 25. Mapa localización del Campo Midway Sunset, California.



Fuente: https://en.wikipedia.org/wiki/Midway-Sunset_Oil_Field, editado por el autor.

Fue descubierto en el año 1890, a principio de los años 70's inicia la inyección continua de vapor. En el caso de la arena Monarch 2F, Morrison et al⁹⁰ afirma que el proceso arranca en 1995 y que se compone de 35 inyectores y 90 productores. Posteriormente en 1997, con el fin de optimizar el uso de vapor para maximizar la producción del campo, se formó un equipo multidisciplinario que se encargó de realizar una revisión exhaustiva del manejo del calor en los proyectos estudiados, cuyo resultado fue una reducción del 40% en el uso de vapor y un aumento del 25% en la producción de petróleo.

“La propiedad 2F actualmente tiene una tasa de producción de petróleo de alrededor de 5.000 BPD y una relación de vapor-aceite de 1,2”⁹¹.

En lo concerniente a las demás tecnologías aplicadas en el campo, la Figura 26 da una visión general de lo encontrado en el estado del arte realizado.

⁹⁰Ibid., p. 1

⁹¹Ibid., p. 1

Figura 26. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo Midway Sunset, California.



Fuente: A Team Approach to Heat Management: Monarch 2F Steamflood, Midway Sunset Field, By Cheryl Morrison, Suzanne Griston and Gary Smedley, SPE 54076.

2.1.6.1 Descripción Geológica. El campo se encuentra dividido por Webster, Monarch y 10-10, típicamente de grano mediano a grueso, friables y con algo de shale. A su vez, “forman parte de la formación del Mioceno Superior, que consiste en turbiditas⁹² y lutitas intercaladas.

Las propiedades generales del yacimiento con las que cuenta este campo son presentadas a continuación en la Tabla 9.

⁹²Ibid., p. 1

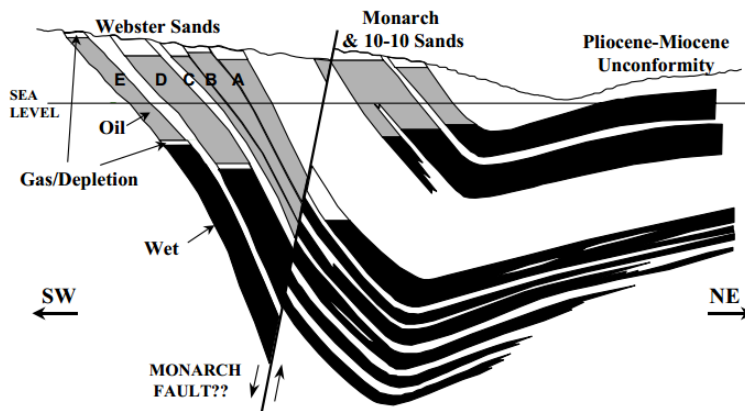
Tabla 9. Propiedades del yacimiento del Campo Midway Sunset.

Propiedades	Valor
Arenas	Metson
Profundidad (ft)	1050
Área del campo (acres)	11668
Espesor neto (ft)	354
Porosidad (%)	34
Permeabilidad (mD)	2100
Saturación de petróleo (%)	75
Edad Geológica	Mioceno
Presión del reservorio (psi)	130
Temperatura de reservorio (°F)	100
°API	12
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	3000
Ángulo de buzamiento	7
Heterogeneidad	Heterogéneo

Fuente: A Team Approach to Heat Management: Monarch 2F Steamflood, Midway Sunset Field, By Cheryl Morrison, Suzanne Griston and Gary Smedley, SPE 54076.

Por otro lado, en la Figura 27 se evidencian las 3 arenas principales con los que cuenta el campo Midway Sunset. En el lado noreste se encuentra Monarch y 10-10; y en el lado sudoeste la arena de Webster.

Figura 27. Arenas principales del Campo Midway Sunset.



Fuente: A Team Approach to Heat Management: Monarch 2F Steamflood, Midway Sunset Field, By Cheryl Morrison, Suzanne Griston and Gary Smedley, SPE 54076

En la Figura 27 presentada anteriormente, se refleja la presencia de una falla que divide estas arenas, en la que “su ubicación aparente no tiene ninguna relación

directa con el calor o la migración de fluidos en ninguna de las arenas de inyección de vapor existentes”⁹³.

A pesar de que en este caso no fue posible contar con la columna estratigráfica, en la Figura 27 es posible determinar la división con la que cuenta Webster, encontrando que se encuentra dividido en cinco arenas (A a E) “que generalmente son más gruesas cerca del centro de la propiedad”⁹⁴.

2.1.7 Mount Poso. Se encuentra localizado “en el Valle de San Joaquín aproximadamente a 14 millas al norte de Bakersfield, California. El área del campo constituye aproximadamente 2100 acres”⁹⁵(Figura 28).

Figura 28. Mapa localización del Campo Mount Poso, California.



Fuente: The Vedder Lease, Section 9, Mt. Poso Field, California: A unique Case History, By Barry. L. Evans, SPE 7153

Fue descubierto en 1926 y su proyecto en inyección de vapor inició en 1971. El campo se “desarrolló en tres etapas principales con 104 pozos perforados desde 1926 hasta 1930, 115 pozos desde 1934 hasta 1936, y 72 pozos desde 1941 hasta 1943”⁹⁶.

⁹³Ibid., p. 1-7

⁹⁴Ibid., p. 2

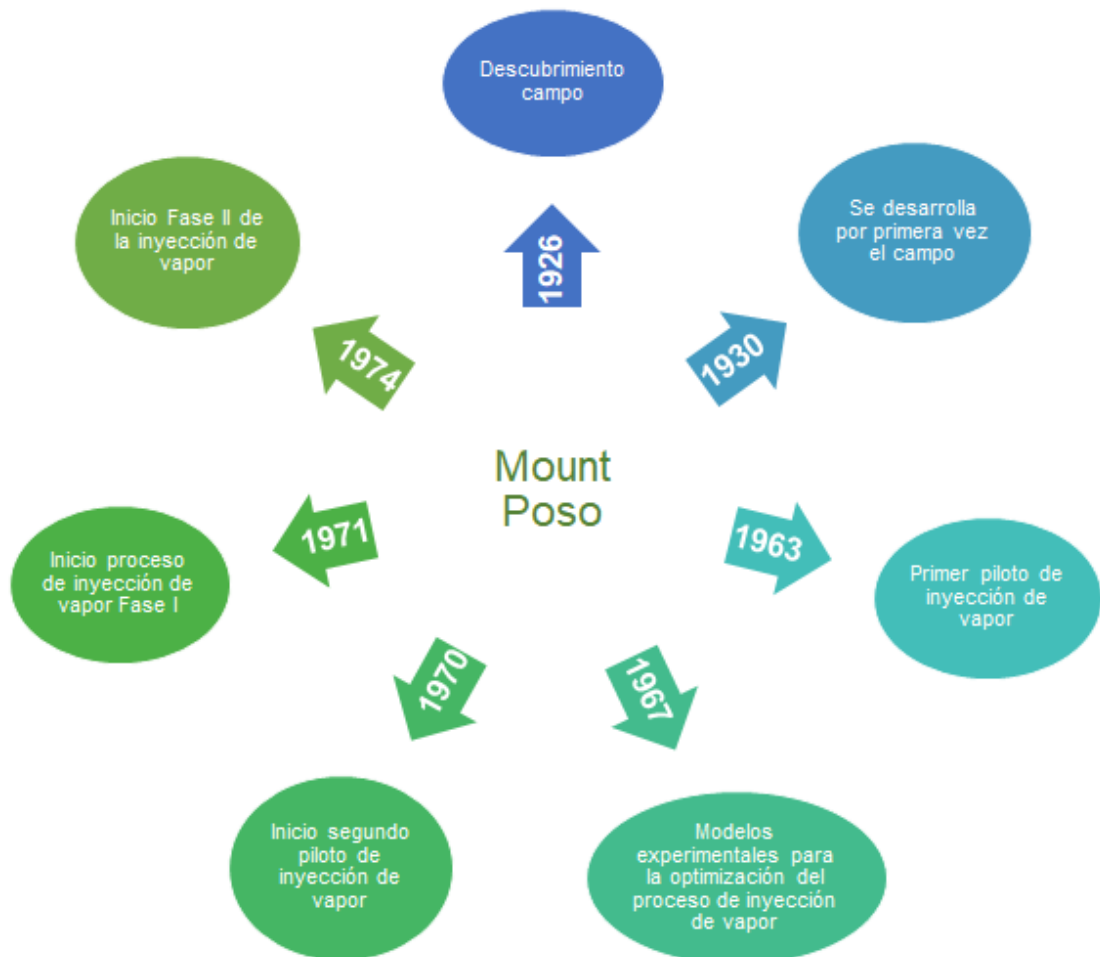
⁹⁵STOKES, D. D., et al. Steam Drive as a Supplemental Recovery Process In an Intermediate-Viscosity Reservoir, Mount Poso Field, California. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Enero.vol. 30, no. 1, p. 1

⁹⁶Ibid., p. 1

Con respecto a la inyección de vapor, Stokes et al⁹⁷ enfatiza que el vapor total inyectado fue de 286.000 BBL y el aceite acumulado ascendió a aproximadamente 170.030 BBL. Durante la fase de inyección de vapor del proyecto, se recuperaron 43.600 BBL de petróleo adicional, mediante 49 pozos productores y 10 pozos de inyección. A parte de esto, el proyecto contó con modelos físicos tridimensionales (representando un modelo a escala) con el fin de simular las propiedades del crudo, la producción de este y por ultimo las tasas de inyección, obteniendo una mejor comprensión de los mecanismos principales involucrados en el proceso.

Acerca de las demás tecnologías implementadas en este campo, la Figura 29 cuenta con aquellas consideradas más importantes en la evolución de este.

Figura 29. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo Mount Poso



Fuente: Current Steam Flood Technology, By S.M. Farouq Ali & R.F. Meldau, SPE 7183.

⁹⁷Ibid., p. 1 - 4

2.1.7.1 Descripción Geológica. La estructura en el área principal, “es una homoclinal ascendente al este con una inmersión de aproximadamente 6°, está provisto por una falla normal con desplazamiento de aproximadamente 400 ft a lo largo del este y 200 ft a lo largo del norte”⁹⁸.

En cuanto a las propiedades generales del yacimiento, en la Tabla 10 se reflejan cada una de estas.

Tabla 10. Propiedades del yacimiento del Campo Mount Poso.

Propiedades	Valor
Arenas	Uppper Vedder
Profundidad (ft)	1800
Área del campo (acres)	2100
Espesor neto (ft)	60
Porosidad (%)	33
Permeabilidad (mD)	2000
Saturación de petróleo (%)	90
Edad Geológica	Oligoceno
Presión del reservorio (psi)	450
Temperatura de reservorio (°F)	110
°API	15
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	280
Ángulo de buzamiento	10
Heterogeneidad	Alta heterogeneidad

Fuente: Current Steam Flood Technology, By S.M. Farouq Ali & R.F. Meldau, SPE 7183.

La arena Vedder Superior es la principal formación productora del campo, es homogénea, con muy alta porosidad y permeabilidad.

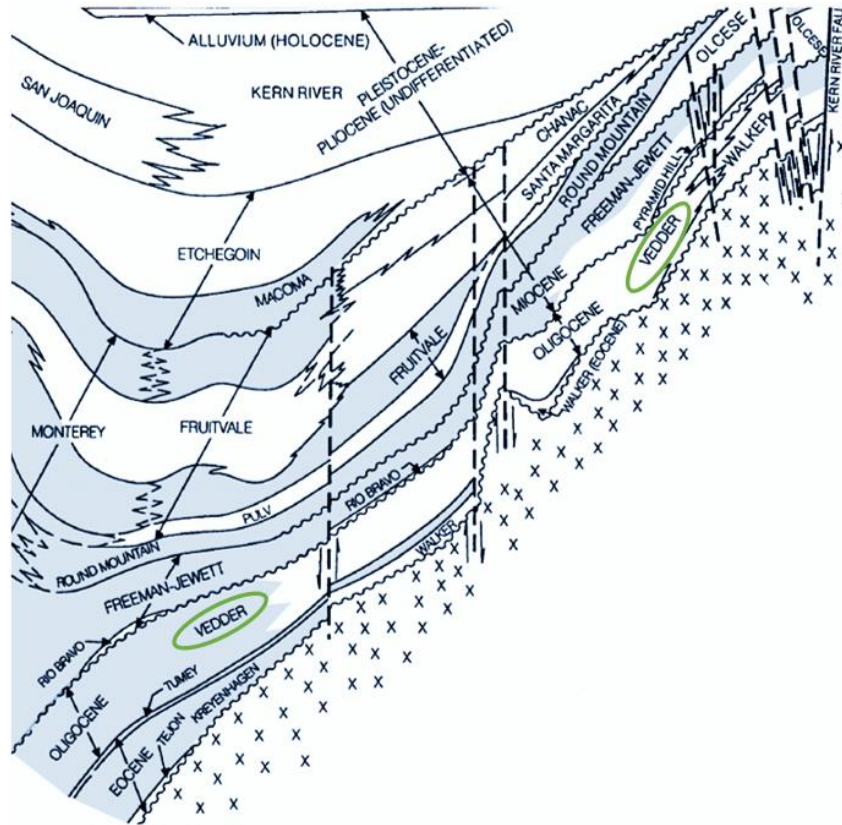
En el caso de la columna estratigráfica, no se encontró información detallada sobre el tema. Sin embargo, en la Figura 30 se evidencia la región en la que se encuentra esta arena, estando estructuralmente a solo una corta distancia. A su vez, es posible identificar la edad geológica de esta sección, que como se ilustra en la tabla anterior es del Oligoceno; que consiste en “areniscas intercaladas y esquistos depositados en la pendiente marina”⁹⁹ y en el que “el ambiente de depositación generalmente progreso desde el fondo marino en el Mesozoico hasta el aluvial en la actualidad, con varias secuencias de transgresión y regresión intermedias”¹⁰⁰.

⁹⁸ Ibid., p. 1-4

⁹⁹ JORDAN, Preston D.; OLDENBURG, Curtis M. and NICOT, Jean-Philippe. Measuring and modeling fault density for CO2 storage plume-fault encounter probability estimation. En: AAPG BULLETIN. Apr.vol. 97, no. 4, p. 603-604

¹⁰⁰ Ibid., p. 603-604

Figura 30. Región de la arena contactada.

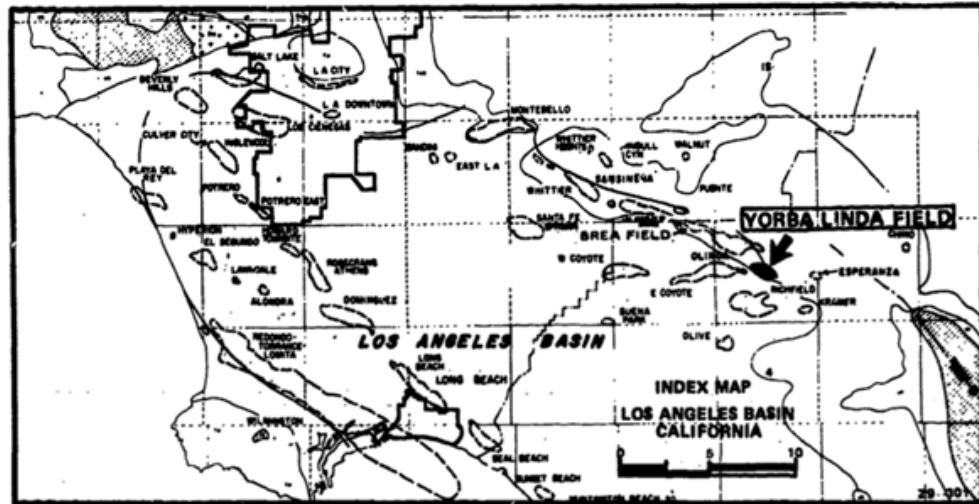


Fuente: PRESTON. D Jordan, Curtis M. Oldenburg & Jean-Philippe Nicot, "Measuring and modeling fault density for CO2 Storage plume fault encounter probability estimation, December 7 2011. Editado por los autores.

2.1.8 Yorba Linda. "Se encuentra localizado en el borde oriental de la Cuenca de Los Ángeles, aproximadamente a 30 millas al sudeste del centro de Los Ángeles"¹⁰¹, tal como se muestra en la Figura 31.

¹⁰¹ COOK, David L. Influence of Silt Zones on Steam Drive Performance Upper Conglomerate Zone, Yorba Linda Field, California. Noviembre., p. 1

Figura 31. Mapa localización del Campo Yorba Linda, California.



Fuente: Performance Yorba Linda Influence of Silt Zones on Steam Drive Upper Conglomerate Zone, Field, California, By David L. Coe, SPE 5854.

Fue descubierto en 1954, su primer piloto en inyección continua de vapor data del año 1971. Donde el proceso se desarrolló “por medio de cuatro inyectores en patrones de nueve puntos, ubicados debajo de una barrera de limo y cerca de la zona libre de sedimentos”¹⁰², respecto a su rendimiento, “la recuperación de la inundación del vapor ha sido entre 45 a 55%”¹⁰³, en que “la inyección de vapor de 15.000 a 25.000 barriles por pozo condujo a un pico de tasas de aceite de 100 a 200 barriles producidos por pozo, siendo una producción declinante pero todavía comercial por un período de alrededor de un año”¹⁰⁴. En 1973 inicia su expansión con el fin de contar con 16 inyectores permanentes en el conglomerado superior.

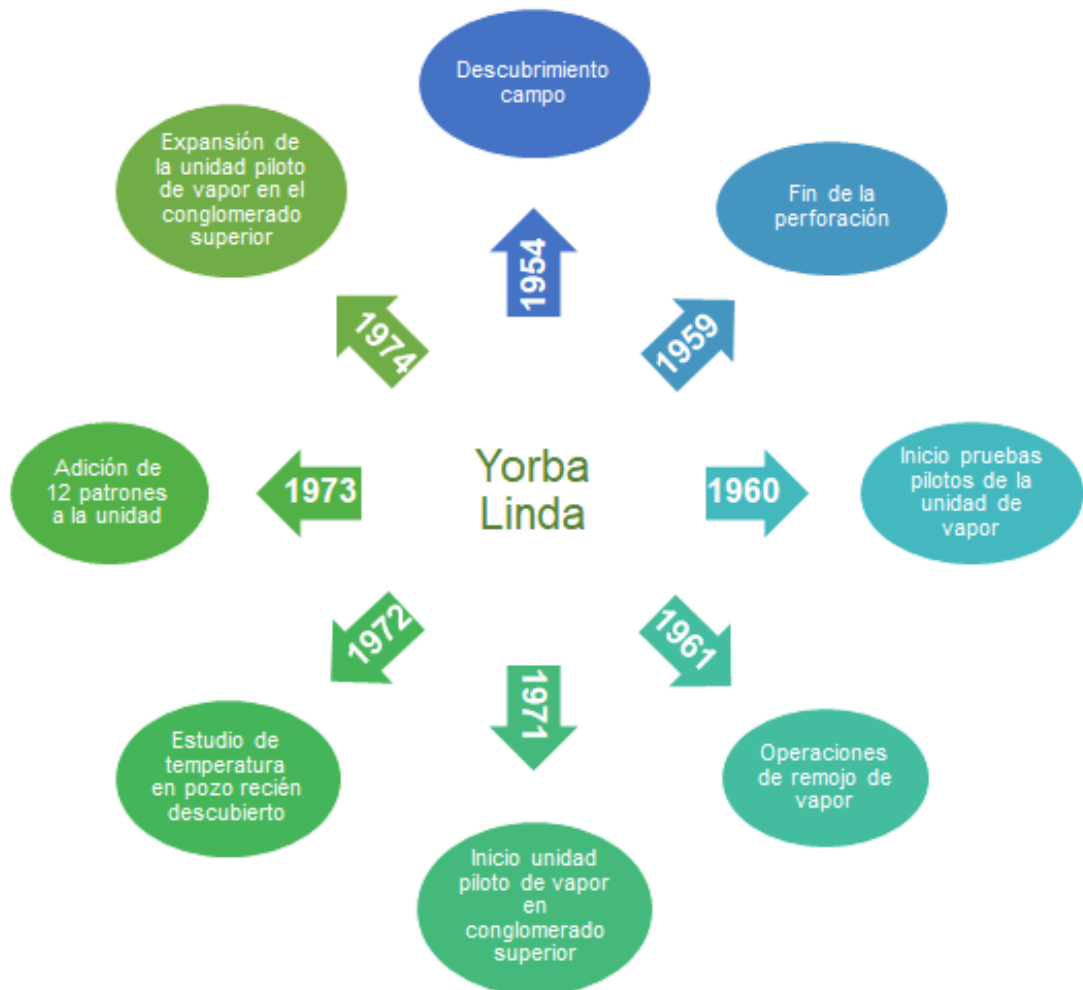
A continuación, en la Figura 32 se da una visión general, de las demás tecnologías que han sido aplicadas en Yorba Linda a través del tiempo.

¹⁰²Ibid., p. 1-4

¹⁰³FAROUQ ALI, S. M. and MELDAU, R. F. Current Steamflood Technology. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Octubre., p. 2

¹⁰⁴ OLSEN, D. K., et al. Light Oil Steamflooding: A Laboratory Study of Oil Recovery from Oil-Wet and Water-Wet Porous Media from a 2-D Physical Model. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS., p. 1-3

Figura 32. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo Yorba Linda.



Fuente: Performance Yorba Linda Influence of Silt Zones on Steam Drive Upper Conglomerate Zone, Field, California, By David L. Coe, SPE 5854.

2.1.8.1 Descripción Geológica. Es un homoclinal que cuenta con capas inclinadas de 10 a 15° hacia el suroeste. Su principal zona, la de Conglomerado, “consiste en un conjunto de limos, arenas y conglomerados depositados en el Plioceno submarino”¹⁰⁵. Las características principales de yacimiento en esta zona se presentan en la siguiente Tabla 11.

¹⁰⁵ Cook. Ob. cit., p. 1

Tabla 11. Propiedades del yacimiento del Campo Yorba Linda.

Propiedades	Valor
Profundidad (ft)	650
Área del campo (acres)	2918
Espesor neto (ft)	32
Porosidad (%)	30
Permeabilidad (md)	600
Edad Geológica	Plioceno
Temperatura de reservorio (°F)	85
°API	13.5
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	6400
Ángulo de buzamiento	12

Fuente: Performance Yorba Linda Influence of Silt Zones on Steam Drive Upper Conglomerate Zone, Field, California, By David L. Coe, SPE 5854.

“En general la producción ha sido por medio de cinco yacimientos separados, que van desde una profundidad de 400 a 2500 ft. El conglomerado, situado en la parte superior de la sección, tiene más del 70% de las reservas y cuenta con una menor gravedad API”¹⁰⁶.

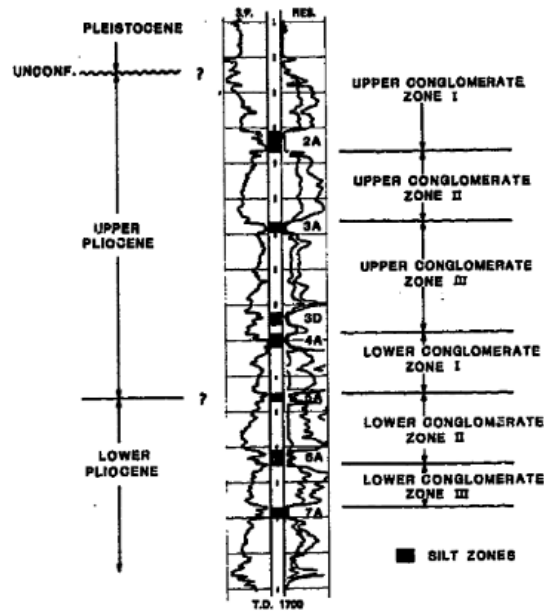
En lo que atañe a las zonas en las que se divide el Conglomerado superior, en la Figura 33 se evidencia parte de esta distribución. Así como, las arenas porosas y conglomerados (como elementos continuos); y las zonas de limo que como describe Cook¹⁰⁷ son:

De naturaleza discontinua, que han sido estudiadas y mapeadas, demostrando tener una relación con el rendimiento de la producción de pozos cercanos, influyendo en la migración de fluidos y de vapor. Así mismo, restringe la migración vertical del vapor (reduciendo la comunicación entre los pozos, y la migración ascendente del vapor) y aumenta el movimiento horizontal haciendo que los pozos terminados debajo del limo tengan una mayor comunicación entre los pozos.

¹⁰⁶ Ibid., p. 1

¹⁰⁷ Ibid., p. 1-4

Figura 33. Distribución de las zonas de conglomerado superior.

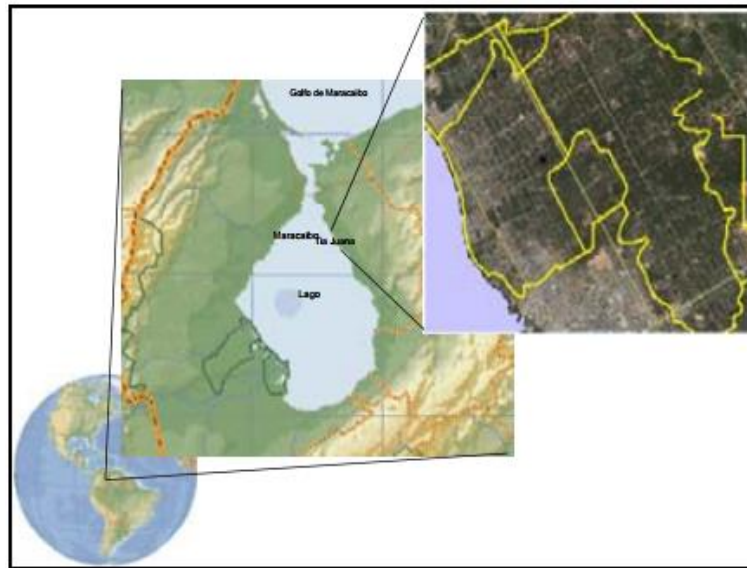


Fuente: Performance Yorba Linda Influence of Silt Zones on Steam Drive Upper Conglomerate Zone, Field, California, By David L. Coe, SPE 5854.

2.1.9 Tía Juana. Este campo se encuentra situado en la orilla noreste del Lago de Maracaibo en el occidente de Venezuela (Figura 34), “cuenta con una historia de producción de más de 70 años, período dentro del cual más de 3200 pozos han sido perforados en un área de alrededor de 160 km²”¹⁰⁸.

¹⁰⁸ URIBE, Juan; PINILLA, John and CABRERA MONTES, Dulce Maria. Innovative Methodology To Revitalize a Heavy-Oil Mature Field by Identifying Opportunities To Apply New Cycles of Steam Injection. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Diciembre. p. 1

Figura 34. Mapa localización Campo Tía Juana, Venezuela.



Fuente: Innovative Methodology to Revitalize a Heavy-Oil Mature Field By Identifying Opportunities to Apply New Cycles of Steam Injection, By J.P Uribe & J.F. Pinilla, SPE 138918.

Fue descubierto en el año 1926 y su producción máxima se dio en 1937 con un valor de 80 MBOPD. Según Uribe et al¹⁰⁹, es un campo con una larga e importante historia, en la que se han implementado diferentes tecnologías de recuperación como:

- La combustión húmeda en 1960.
- Desplazamiento de vapor en 1974, por medio del proyecto M-6.
- Estimulación con vapor de pozo horizontal a fines de los 90.

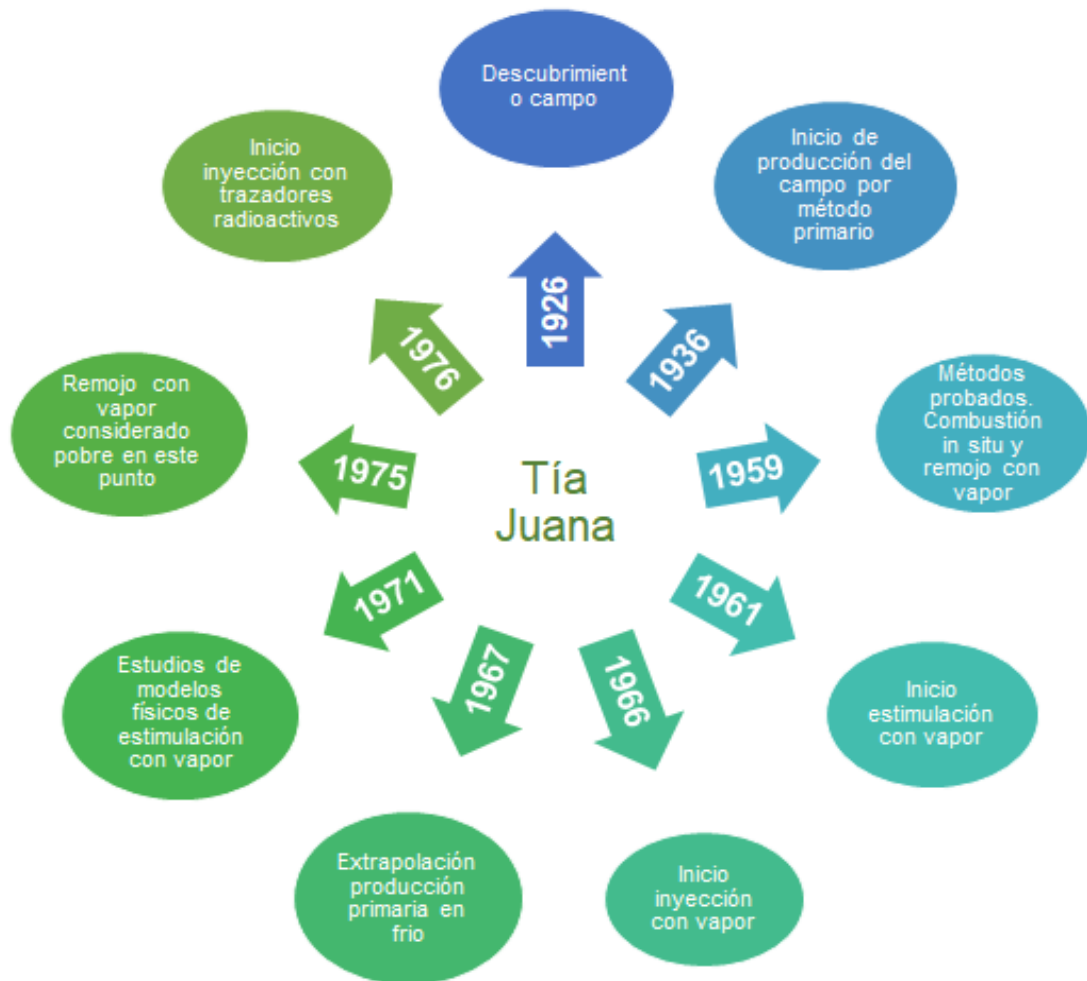
Todo con el fin de aumentar la eficiencia en su recuperación. Cabe aclarar, que el proceso más importante que ha sido aplicado masivamente en el campo es aquel que cuenta con vapor como estimulación térmica. En el que Uribe et al¹¹⁰, explica el proceso convencional que es utilizado para determinar el pronóstico de la producción para cada trabajo a implementar. El cual consiste en una revisión detallada del historial de producción del pozo y la respuesta de este al verse sometido a volúmenes de vapor, para que al final se seleccionen los candidatos ideales para este tipo de estimulación, después de una revisión bloque a bloque de cada pozo en el campo. Siendo una actividad extensa, debido a los 3200 pozos mencionados inicialmente.

¹⁰⁹ Ibid., p.1-2

¹¹⁰ Ibid., p.1-2

A fin de dar una descripción general de las tecnologías aplicadas en este campo a través del tiempo. La Figura 35 ilustra aquellas más relevantes de este proyecto.

Figura 35. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas en el Campo Tía Juana.



Fuente: Early Results of the First Large-Scale Steam Soak Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela, By H. J. de Haan, J. van Lookeren, SPE 1913; Performance Analysis of a Major Steam Drive Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela By H. J. de Haan & L. Schenk, SPE 1915.

2.1.9.1 Descripción Geológica. El proyecto M-6, mencionado anteriormente, fue implementado en el yacimiento LL04, donde Marquez et al¹¹¹ definen que:

Los límites del yacimiento son los siguientes: la costa del Lago de Maracaibo al este; dos acuíferos de intensidad moderada al sur y sudoeste; y dos reservorios importantes de la edad Miocena, LL03 y LL05 al noroeste y al oeste; La inclinación estructural en la parte superior del depósito LL-04 es de 3 a 5 grados hacia el

¹¹¹MARQUEZ, L. J., *et al.* Improved Reservoir Characterization of a Mature Field Through an Integrated Multi-Disciplinary Approach. LL-04 Reservoir, Tia Juana Field, Venezuela. [0]: New Orleans: 2001.p. 2

sudoeste. Una serie de fallas con tendencia suroeste-noreste parece haber controlado la sedimentación. Otro grupo de fallas de tendencia noroeste a sureste se comportan como barreras a los fluidos, lo que afecta el comportamiento de producción.

Ahora bien, “este campo maduro ha estado produciendo petróleo de 12.6 °API a partir de ocho yacimientos no consolidados de formaciones de arenisca del Mioceno a 1200 pies de profundidad desde 1928. El OOIP es de 11.48 MMBBIs con 3.18 MMBBIs de reservas recuperables oficiales y una producción acumulada de 1.93 MMBBIs”¹¹². Las características principales con las que cuenta este reservorio se presentan en la siguiente Tabla 12.

Tabla 12. Propiedades del yacimiento del Campo Tía Juana.

Propiedades	Valor
Arenas	Lr. Lagunillas sand
Profundidad (ft)	1575
Área del campo (acres)	39537
Espesor neto (ft)	100
Porosidad (%)	33
Permeabilidad (mD)	4000
Saturación de petróleo (%)	85
Edad Geológica	Mioceno
Presión del reservorio (psi)	865
Temperatura de reservorio (°F)	113
°API	12
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	3150
Ángulo de buzamiento	3
Heterogeneidad	Alta heterogeneidad

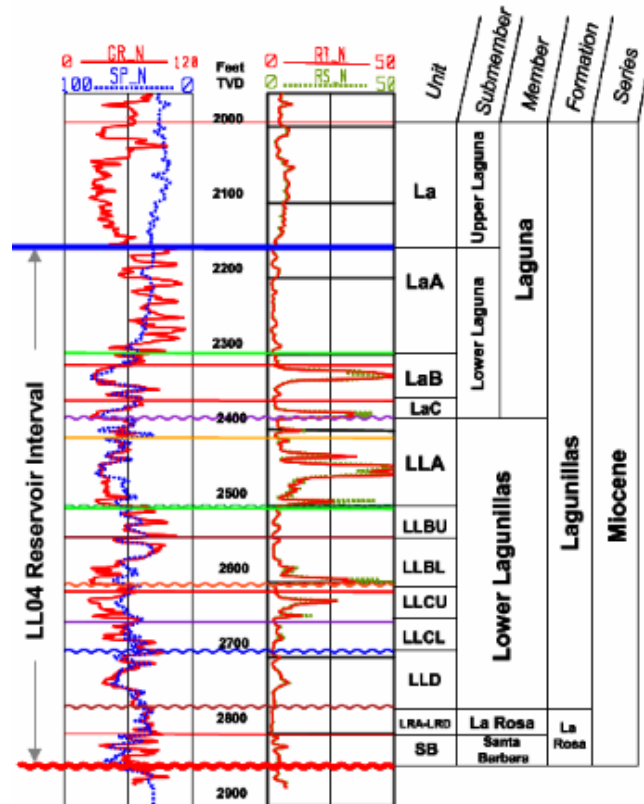
Fuente: Early Results of the First Large-Scale Steam Soak Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela, By H. J. de Haan, J. van Lookeren, SPE 1913; Performance Analysis of a Major Steam Drive Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela By H. J. de Haan & L. Schenk, SPE 1915.

Así mismo, en la Figura 36 se observa la columna estratigráfica para este caso, donde se evidencia que la serie que compone el yacimiento LL04 es del mioceno, con una formación de Lagunillas, que, a su vez está compuesta por los miembros Lagunillas inferiores, la Rosa y Santa Barbara, estos últimos nombrados en orden descendente. En el que “más del 88% de la producción, proviene de sedimentos fluviales-deltaicos no consolidados del Miembro del Mioceno inferior Lagunillas”¹¹³

¹¹²Uribe et al. Ob. cit., p. 1

¹¹³ Marquez et al. Ob. cit., p. 2

Figura 36. Columna estratigráfica del Campo Tía Juana.



Fuente: Early Results of the First Large-Scale Steam Soak Project in the Tía Juana Field, Western Venezuela, By H. J. de Haan, J. van Lookeren, SPE 1913; Performance Analysis of a Major Steam Drive Project in the Tía Juana Field, Western Venezuela By H. J. de Haan & L. Schenk, SPE 1915.

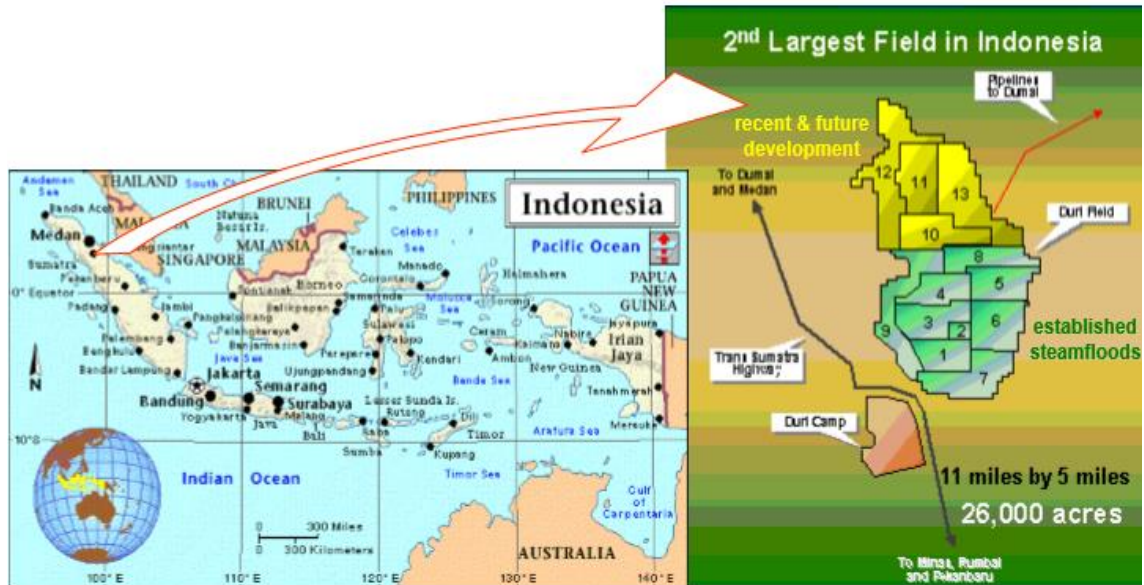
2.1.10 Duri. El Campo se encuentra situado en Sumatra Central en Indonesia, como se muestra en la Figura 37. Tiene aproximadamente 20.000 acres de extensión areal y “posee 5.4 BBO de petróleo en sitio, de los cuales 4.0 BBO todavía está en el subsuelo”¹¹⁴.

Fue descubierto en 1941 y “su producción primaria se dio en 1958 al término de la construcción del oleoducto, Puerto de Dumai. La producción primaria de campo se extendió a 65 MBOPD a mediados de la década de 1980 y disminuyó a una tasa de aproximadamente 13% por año desde ese momento”¹¹⁵.

¹¹⁴ SIGIT, R.; MORSE, P. J. and KIMBER, K. D. 4-D seismic that works: A successful large-scale application, Duri Steamflood, Sumatra, Indonesia. En: SEG TECHNICAL PROGRAM EXPANDED ABSTRACTS. vol. 18, no. 1., p. 1

¹¹⁵ GAEL, B. T., *et al.* Reservoir Management in the Duri Steamflood. [0]:1994., p. 1

Figura 37. Mapa localización del Campo Duri, Indonesia.



Fuente: Steamflood Surveillance in Sumatra, Indonesia and San Joaquin Valley, California Using Steam Identification Carbon/Oxygen, and Temperature Logs, By Thomas A. Zalan, PT Caltex Pacific Indonesia Et, al, SPE 80435.

La inyección de vapor se dió en 1975, con el fin de mejorar la producción del campo. Según, Sigit et al¹¹⁶ y Gael et al¹¹⁷, es considerado como el mayor proyecto de inyección continua de vapor en el mundo, que cuenta con 6.000 pozos de producción y de inyección, divididos en tres tipos de patrones: 7, 9 y 5 puntos invertidos. A su vez, cuenta con distintas tecnologías cuyo fin es entender el desplazamiento de vapor dentro del yacimiento. Una de ellas es la vigilancia sísmica a gran escala, que permite la observación y control de los yacimientos desde 1995, antecediendo a esta, la inyección cíclica de vapor en 1967 y tiempo después el proceso de inyección continua de vapor. Donde, su impacto ha sido significativo en la economía y en los procesos realizados en los yacimientos debido al incremento en la producción.

De igual forma, cuenta con Sensores de Distribución de Temperatura (DTS), que “proporcionan una técnica para medir la distribución de temperatura a lo largo de una línea de fibra óptica en cualquier momento en el tiempo”¹¹⁸. El uso de esta tecnología muestra una “mejora en la comprensión del avance de las zonas de vapor a lo largo del intervalo de la zona productiva de los pozos de producción”¹¹⁹.

¹¹⁶ SIGIT et al. Ob. cit., p. 1-4

¹¹⁷ GAEL et al. Ob. cit., p. 1-3

¹¹⁸NATH, D. K. Fiber Optics Used To Support Reservoir Temperature Surveillance in Duri Steamflood. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Abril., p. 2

¹¹⁹ Ibid., p. 2-3

En la Figura 38 presentada a continuación, se evidencian aquellos hitos importantes con los que cuenta el campo Duri, evidenciando el inicio de los proyectos pilotos de EOR, desarrollos de áreas, entre otros.

Figura 38. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo Duri, Indonesia.



Fuente: Evaluation of Sand-Control Completions in the Duri Steamflood, Sumatra, Indonesia. By David Underdown & Henky Chang. SPE 103821; 4-D seismic that works: A successful large-scale application, Duri Steamflood, Sumatra, Indonesia, By R Sigit, P.J Morse, Et. Al. SPE 2055; Steamflood Surveillance in Sumatra, Indonesia and San Joaquin Valley, California Using Steam Identification Carbon/Oxygen, and Temperature Logs, By Thomas A. Zalan, PT Caltex Pacific Indonesia Et, al, SPE 80435.

2.1.10.1 Descripción Geológica. El yacimiento consiste en “sedimentos comunes a la zona frontal de un entorno deltaico. Las arenas, en su mayoría se componen de cuarzo, feldespato orto clásico y cantidades menores de otras arcillas, calcita, dolomita, siderita y otros minerales. El contenido de arcillas es generalmente menor al 20% en el yacimiento. Los intervalos de confinamiento de vapor son principalmente arcillas, limolita arcillosa y rayas carbonatadas”¹²⁰. En la Tabla 13 se observa el porcentaje en peso de los componentes presentados en este campo.

Tabla 13. Mineralogía Campo Duri.

Mineralogía de la formación de Duri	
Componente	Peso %
Quarzo	40-90%
K-Feldespato	4-14%
Plagioclastos	0-20%
Siderita (Cemento)	0.5-10
Calcita (Cemento)	0-5
Kaolinita	3-20 (Fracción de arcilla)
Ilita-Esmectita	3-20 (Fracción de arcilla)

Fuente: Evaluation of Sand-Control Completions in the Duri Steamflood, Sumatra, Indonesia. By David Underdown & Henky Chang. SPE 103821.

Por otro lado, en la Tabla 14 son exhibidas las propiedades generales del yacimiento encontradas en la revisión del estado del arte realizado inicialmente.

Tabla 14. Propiedades del yacimiento del Campo Duri, Indonesia.

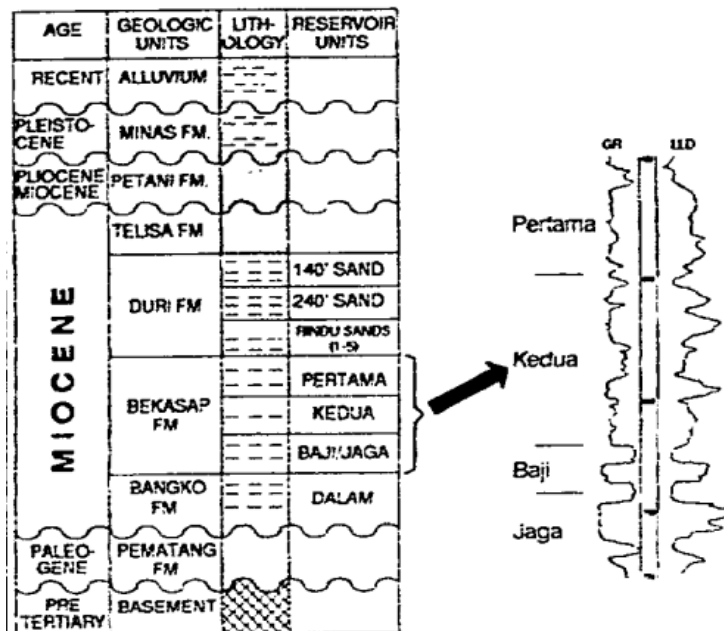
Propiedades	Valor
Arenas	Bekasap
Profundidad (ft)	600
Área del campo (acres)	20000
Espesor neto (ft)	104.5
Porosidad (%)	34
Permeabilidad (md)	1600
Saturación de petróleo (%)	55
Edad Geológica	Deltaico
Presión del reservorio (psi)	175
Temperatura de reservorio (°F)	100
°API	22
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	150
Heterogeneidad	Alta heterogeneidad vertical

Fuente: Evaluation of Sand-Control Completions in the Duri Steamflood, Sumatra, Indonesia. By David Underdown & Henky Chang. SPE 103821; 4-D seismic that works: A successful large-scale application, Duri Steamflood, Sumatra, Indonesia, By R Sigit, P.J Morse, Et. Al. SPE 2055.

¹²⁰ GAEL, B.; GROSS, S. and MCNABOE, G. Development Planning and Reservoir Management in the Duri Steam Flood. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Mar 8., p. 2

Las arenas en este campo “se dividen en tres grupos principales”¹²¹: el Rindu, Pertama - Kedua y Baji - Jaga - Dalam. En la Figura 39 se da una visión más detallada de estas arenas. Demostrando, que la etapa en la que se encuentran es el Mioceno que, a su vez se divide en las unidades geológicas: Telisa FM, Duri FM, Bekasap FM y Bangko FM. Siendo la tercera la relevante en este proyecto.

Figura 39. Grupos principales de las arenas en Duri.



Fuente: Evaluation of Sand-Control Completions in the Duri Steamflood, Sumatra, Indonesia. By David Underdown & Henky Chang. SPE 103821; 4-D seismic that works: A successful large-scale application, Duri

2.1.11 Cat Canyon. Como se muestra en la Figura 40, “se encuentra localizado en el estado de California, aproximadamente a 75 millas (121 km) al noroeste de la ciudad de Ventura o a 15 millas (24 km) al sureste de la ciudad de Santa María”¹²².

¹²¹ Ibid., p. 2

¹²² MCCAFFERTY, J. F. and MCCLAFIN, G. G. The Field Application of a Surfactant for the Production of Heavy, Viscous Crude Oils. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS., p. 1

Figura 40. Mapa ubicación del Campo Cat Canyon, California.



Fuente: The Field Application of a Surfactant for the Production of Heavy, Viscous Crude Oil por McCafferty & McClafin, SPE 24850.

Fue descubierto en 1908, “inicia la estimulación con vapor en el yacimiento Sisquoc a finales de enero de 1965”¹²³ y su proceso de inyección continua de vapor data del año 1977. Este último, aplicado en “pozos que tienen una profundidad de 2700 ft. Además, las presiones de inyección relativamente altas requeridas (1690 - 2000 psig) dan como resultado temperaturas de vapor de aproximadamente 620 °F. Esta combinación de pozos profundos y altas temperaturas de vapor generó preocupación acerca del pozo pérdidas de calor que serían sostenidas”¹²⁴.

Con el fin de evaluar el desempeño de este aspecto, Herrera et al¹²⁵ menciona el desarrollo de un software con una técnica predictiva, en el que se generaron los siguientes resultados:

- Las pérdidas de calor en el fondo del pozo pueden superar el 20% del calor inyectado en cabeza de pozo.
- Entre mayor sea el diámetro del casing, mayores serán las pérdidas de calor.

¹²³DIETRICH,William K. and WILLHITE,Paul. Steam-soak Results Cat Canyon Oil Field, California. API, 1966., p. 1

¹²⁴HERRERA, J. O., et al. Wellbore Heat Losses In Deep Steam Injection Wells S1-B Zone, Cat Canyon Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL. p. 1

¹²⁵ Ibid., p. 1-8

- Un aumento generado en el diámetro del hueco manteniendo el diámetro del casing, reduce las pérdidas de calor.
- Al aumentar el diámetro del tubing manteniendo el diámetro del casing, aumenta las pérdidas de calor.
- Usar tapones para aislar la zona de inyección, reduce las pérdidas de calor.
- La mayor reducción de pérdidas de calor se da usando tapones y usando un material aislante para el tubing, lo cual puede reducir hasta en más de dos tercios las pérdidas predichas anteriormente.
- La estimulación acelera la producción de petróleo en sitio, a una profundidad de 3500 ft, sin tener mayor efecto sobre el factor de recobro final del campo, debido a los cortos periodos de inyección.
- Los problemas de arenamiento reducen la producción esperada.

En cuanto a las demás tecnologías que se han aplicado en este campo, la Figura 41 da una visión general de lo evidenciado en el estado del arte.

Figura 41. Línea cronológica de la tecnológica aplicada al Campo Cat Canyon.



Fuente: The Field Application of a Surfactant for the Production of Heavy, Viscous Crude Oils, SPE 24850; Effect of water dissolution on oil viscosity, SPE 24631.

2.1.11.1 Descripción Geológica. Cuenta con un “gran anticlinal que se hunde hacia el noroeste bajo la superficie aledaña del Valle de Santa María”¹²⁶. El espesor de la arena neta que varía entre 150 y 175 ft, “la roca almacén data de la edad del Plioceno y su formación está compuesta por arenisca negra y café con láminas de arenisca limolítica de color gris y café, pobremente consolidadas. Cuenta con intercalaciones de arcilla, limo y shale. Las arcillas reactivas, principalmente montmorillonita, representan una proporción importante sobre el total del volumen arcilloso”¹²⁷.

¹²⁶ DIETRICH and WILLHITE. Ob. cit., p. 1

¹²⁷ Ibid., p. 1-11

En relación a las propiedades generales del yacimiento, en la Tabla 15 se muestran los valores consultados de cada una de ellas.

Tabla 15. Propiedades generales del Campo Cat Canyon.

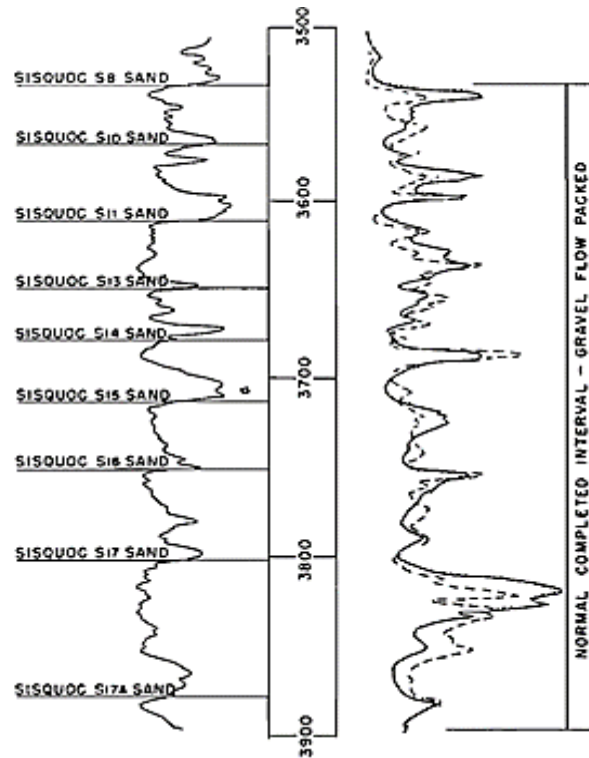
Propiedades	Valor
Profundidad (ft)	2500
Área del campo (acres)	9309
Espesor neto (ft)	80
Porosidad (%)	31
Permeabilidad (md)	5000
Presión del reservorio (psi)	1400
Temperatura de reservorio (°F)	110
°API	9
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	25000
Ángulo de buzamiento	10
Heterogeneidad	Heterogéneo

Fuente: The Field Application of a Surfactant for the Production of Heavy, Viscous Crude Oils, SPE 24850; Effect of water dissolution on oil viscosity, SPE 24631.

Teniendo en cuenta que la presión de burbuja es de 1046 psig a 130°F, es considerado como un yacimiento subsaturado.

Con la finalidad de comprender mejor la división de este yacimiento, en la Figura 42 se evidencia las diferentes arenas que componen este proyecto, las cuales están organizadas en orden ascendente de profundidad.

Figura 42. Arenas que componen el Campo Cat Canyon.



Fuente: The Field Application of a Surfactant for the Production of Heavy, Viscous Crude Oils, SPE 24850

2.1.12 Peace River. El campo Peace River (ver Figura 43) es considerado como “uno de los cuatro mayores yacimientos de arenas bituminosas en Alberta, ubicado en el sudoeste de la Cuenca Sedimentaria de Canadá Occidental (Figura 44). Se estima, que 12 mil millones de m³ de bitumen presentes en un área de 6200 Km²¹²⁸.

¹²⁸GOOGLE, Lorraine and GOOD, W. K. Shell/Alberta Department Of Energy Peace River Horizontal Well Demonstration Project - A Test Of The Enhanced Steam Assisted Gravity Drainage Process., p. 1

Figura 43. Mapa localización Campo Peace River, Canadá.



Fuente: P.R. McGillivray & S. Brisenden, MAKING SENSE OF THE GEOMECHANICAL IMPACT ON THE HEAVY-OIL EXTRACTION PROCESS AT PEACE RIVER BASED ON QUANTITATIVE ANALYSIS AND MODELING, San Antonio- Texas, 24-27 de Septiembre de 2006, P.3

Su descubrimiento ocurrió en 1960, años después, en 1979 inician un proyecto piloto de estimulación con vapor, que se “introduce un período de purga, en el que la presión de formación se reduce gradualmente a medida que disminuye la tasa de inyección de vapor. Durante este período, el bitumen caliente, drena en la zona de transición basal (BTZ) altamente permeable bajo una combinación de fuerzas de gravedad y unidad de gas de solución”¹²⁹.

Como menciona McGillivray¹³⁰ con el fin de: mejorar el proceso, contar con un extenso monitoreo de las reservas existentes y mejorar la comprensión del comportamiento dinámico del yacimiento. En 2002 se desarrolla un programa que incluye sísmica microscópica superficial de lapso 2D y 3D. El cual consiste en un registro micro sísmico de forma continua, que utiliza tres geófonos triaxiales en el

¹²⁹ Ibid., p. 1-3

¹³⁰ MCGILLIVRAY, Peter, et al. Making Sense of the Geomechanical Impact on the Heavy-Oil Extraction Process at Peace River Based on Quantitative Analysis and Modeling. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Septiembre., p. 1

fondo del pozo, a fin de establecer los comportamientos de presión de un área en específico.

Además, en la Figura 44 se observan otras tecnologías implementadas en este campo, ordenadas cronológicamente.

Figura 44. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas en el Campo Peace River.



Fuente: Shell/Alberta Department of Energy Peace River Horizontal Well Demonstration Project - a Test of the Enhanced Steam Assisted Gravity Drainage Process, By L.M.A. GOOBLE W.K. GOO, PET-SOC 94-41.

2.1.12.1 Descripción geológica. El campo se encuentra dividido en dos formaciones: “Bluesky” y “Gething”, a una profundidad de 460 y 760 m, respectivamente. McGillivray et al¹³¹ y Gooble et al¹³² relatan que las arenas tienen un espesor entre 25 y 30 m, para el caso de los sedimentos de Gething, que a su vez se encuentran niveladas hacia arriba y libres de lutitas. Petrofísicamente estas arenas se caracterizan en dos zonas básicas, la zona de transición basal (BIZ) y la zona saturada de bitumen (BTZ), que pueden ser de hasta 12 m de espesor. Contienen un total de 350 MMBBL de 9 °API, atrapado en una capa de arena semi-consolidada y cuenta con una porosidad del 28%, que está presente en más del 90% de los pozos perforados hasta la fecha.

En la Tabla 16 siguiente, se muestran las propiedades generales del yacimiento para este caso.

Tabla 16. Propiedades del yacimiento del Campo Peace River.

Propiedades	Valor
Arenas	Upper Bullhead
Profundidad (ft)	1800
Área del campo (acres)	2595
Espesor neto (ft)	90
Porosidad (%)	28
Permeabilidad (mD)	1050
Saturación de petróleo (%)	77
Edad Geológica	Cretácico
Presión del reservorio (psi)	530
Temperatura de reservorio (°F)	62
°API	9
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	2000
Ángulo de buzamiento	0.2
Heterogeneidad	Baja heterogeneidad.

Fuente: Shell/Alberta Department of Energy Peace River Horizontal Well Demonstration Project - a Test of the Enhanced Steam Assisted Gravity Drainage Process, By L.M.A. GOOBLE W.K. GOO, PET-SOC 94-41.

Respecto a la columna estratigráfica correspondiente a este proyecto, no se obtuvo información frente a este tema.

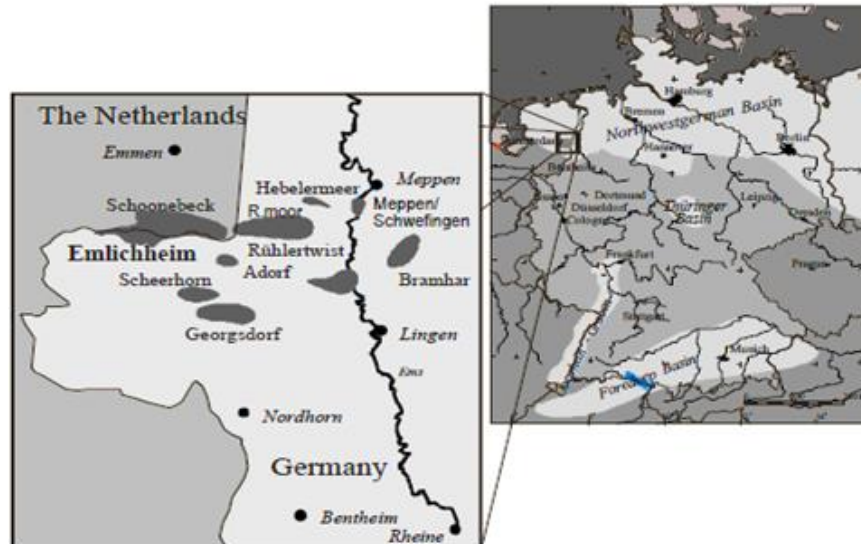
2.1.13 Emlichheim. El campo Emlichheim, ver Figura 45, “se encuentra localizado al noroeste de Alemania en la frontera con Holanda, cubriendo el flanco sureste del anticlinal de Schoonebeek”¹³³.

¹³¹ Ibid., p. 1

¹³² GOOBLE and GOOD. Ob. cit., p. 1-5

¹³³ BERND, Leonhardt. Enhancing Steamflood Effectiveness by Horizontal Producers. Mar 12., p. 1

Figura 45. Mapa localización Campo Emlichheim, Alemania.



Fuente: SEQ Figura * ARABIC 1. Localización Campo Emlichheim. Leonhardt, Bernard. Enhancing Steamflood Effectiveness by Horizontal Producers.

Fue descubierto en 1943, iniciando su producción 1 año después. Adicionalmente, Bernd¹³⁴ reporta que en 1960 el campo implementa el proceso de recuperación terciaria para mejorar la producción de este, siendo el recobro térmico el más utilizado. Inicia con una inyección cíclica de vapor para estimular los pozos y luego con una inyección de agua caliente que permite precalentar los estratos de arena y así efectuar después la inyección continua de vapor en 1981.

“A partir de 1999 se efectúa la perforación de pozos horizontales, utilizados como pozos productores que rodean a un pozo vertical por donde se desarrollaba la inyección continua de vapor”¹³⁵. Es importante recalcar que el 95% de los proyectos en operación son de recobro mejorado térmico.

Durante la inyección continua de vapor, uno de los problemas identificados fue la rápida ruptura de la cámara de vapor, debido a que los pozos productores se encontraban a 330 ft de los inyectores. A fin de solucionar esto, “realizan la perforación de pozos inter espaciados, que permiten aumentar el área de la zona a ser barrida por el vapor inicialmente”¹³⁶.

Adicionalmente, hay que recalcar lo dicho por Bernd¹³⁷ para mejorar la inyección continua de vapor, mediante la eficiencia de pozos horizontales productores, por medio de un análisis realizado en el comportamiento de cuatro proyectos

¹³⁴ Ibid., p. 1-3

¹³⁵ Ibid., p. 2-3

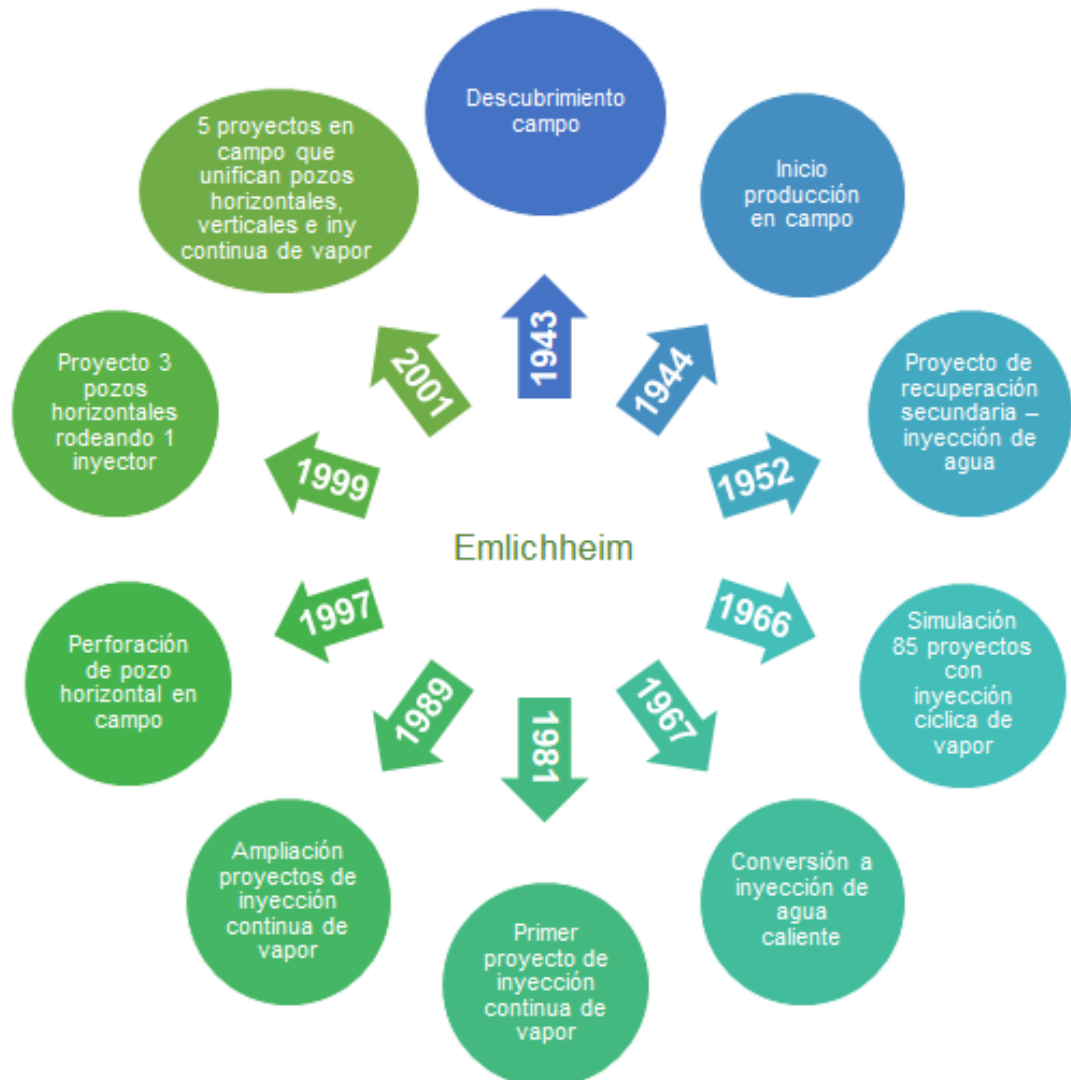
¹³⁶ Ibid., p. 3

¹³⁷ Ibid., p. 3-4

diferentes desde su fecha de inicio hasta 60 meses después. En el que se evaluó el comportamiento de su producción tomando en cuenta la tasa de inyección, el tipo de pozo y la cantidad producida.

En cuanto a las tecnologías aplicadas en este campo a través de los años. En la Figura 46 se presenta una visión general del estado del arte realizado.

Figura 46. Línea cronológica tecnologías aplicadas al Campo Emlichheim, Alemania.



Fuente: Selection of Analytical Steam Stimulation Models Based on Common Reservoir Parameters, SPE 39607.

2.1.13.1 Descripción geológica. La estructura Schoonebeek - Emlichheim “es un anticlinal simétrico con dirección este a oeste, donde el tope del anticlinal se encuentra en Holanda y uno de sus flancos compone el campo Emlichheim. Cuenta con dos acuíferos, cada uno afecta a uno de los campos debido a que se encuentran en los flancos del anticlinal”¹³⁸.

En la Tabla 17 se observan las propiedades del yacimiento con las que cuenta este campo.

Tabla 17. Propiedades generales del Campo Emlichheim, Alemania.

Propiedades	Valor
Arenas	Bentheimer
Profundidad (ft)	2600
Área del campo (acres)	1000
Espesor neto (ft)	41.5
Porosidad (%)	31.5
Permeabilidad (md)	900
Saturación de petróleo (%)	86
Edad Geológica	Cretácico
Presión del reservorio (psi)	1264.7
Temperatura de reservorio (°F)	99
°API	25
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	180

Fuente: Selection of Analytical Steam Stimulation Models Based on Common Reservoir Parameters, SPE 39607.

En lo que se refiere a la columna estratigráfica de este proyecto, no se cuenta con información disponible. No obstante, las formaciones productoras que lo componen son: Bentheimer y Hauterivian. “La primera inicia su recobro en 1944 con producción primaria, mientras que la segunda, se encuentra a una profundidad menor e inicia su producción en 1985”¹³⁹.

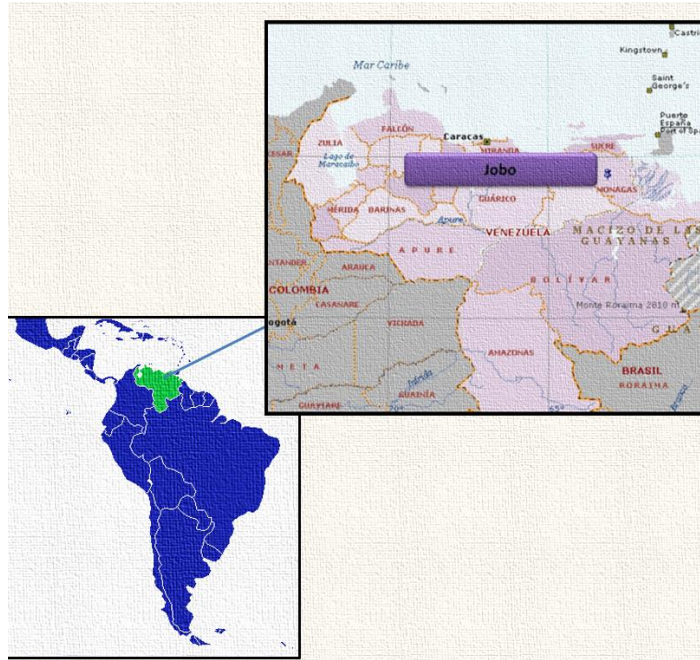
2.1.14 Jobo. Como se evidencia en la Figura 47, el campo se localiza “al sur del estado de Monagas en el este de Venezuela. El proyecto se encuentra junto a las extensas acumulaciones de petróleo extra pesado de la falla Petrolífera del Orinoco, que se extiende en un área de 54.000 km² a través de los estados de Delta Amacuro, Monagas, Anzoátegui y Guarico, justo al norte del río Orinoco”¹⁴⁰.

¹³⁸ Ibid., p. 1

¹³⁹ Ibid., p. 1-2

¹⁴⁰ MC GEE, James H. The Jobo steamflood project: Evaluation of results. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Octubre., p. 1

Figura 47. Mapa localización Campo Jobo, Venezuela.



Fuente: Thermodynamic Characterization of a PVT of Foamy Oil, By Douglas J. Romero and Belkis Fernandez, SPE 69724.

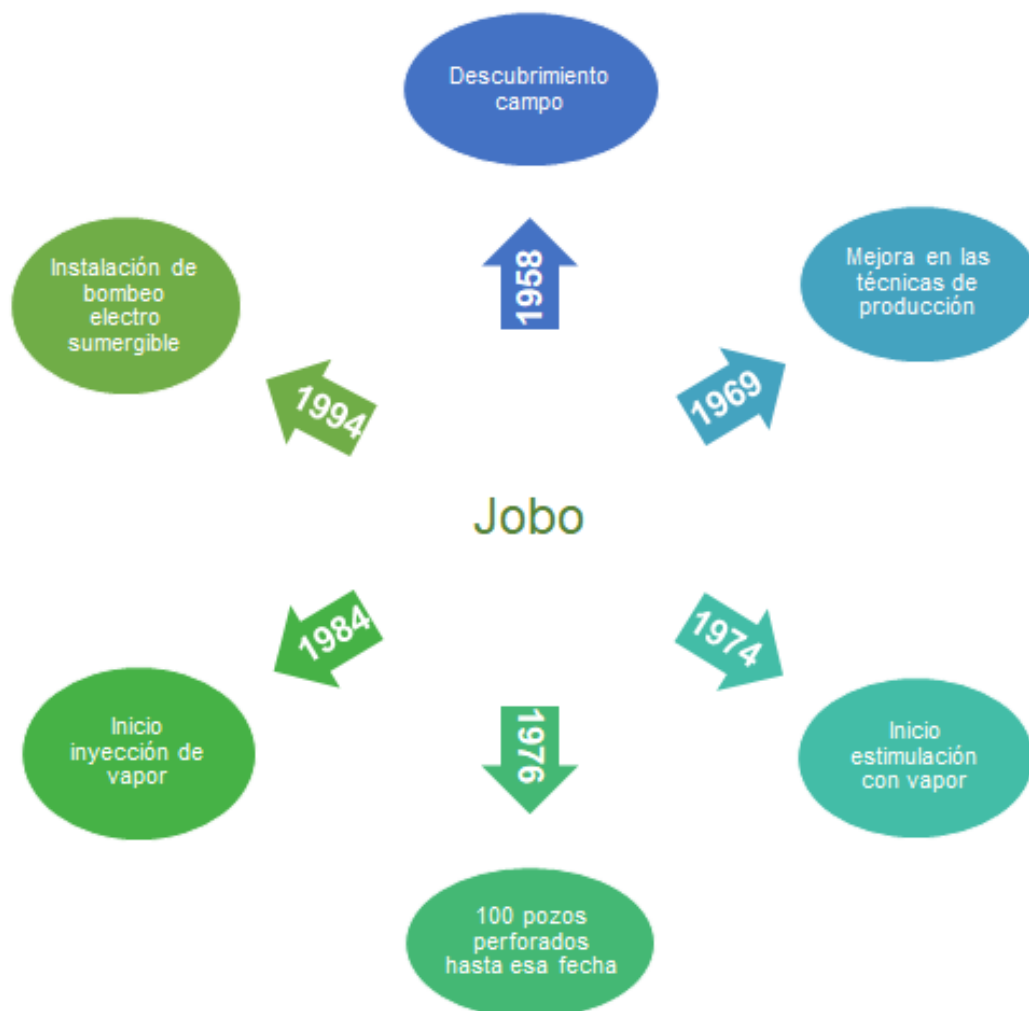
Fue descubierto en 1960, el primer proyecto se dio en 1982 que consistió en “una inyección de vapor a las condiciones originales de la presión del yacimiento (1300 psi) debido a la presencia de un acuífero activo que soporta este reservorio”, evitando el agotamiento de dicha presión.

Para la realización del proyecto Mc Gee¹⁴¹ destaca las tres técnicas diferentes en la finalización de pozos de inyección, dependiendo del tipo de aislamiento térmico utilizado, realizada hacia los años 80's: La primera resalta el uso de un crudo tixotrópico viscoso como aislante contra las pérdidas de calor por conducción. La segunda, aísla previamente la cadena de inyección con silicato de calcio, al cubrir la tubería con este tipo de cubiertas antes de colocarlas en el pozo, debido a que ese material cuenta con buenas propiedades de aislamiento que ayudan a minimizar las pérdidas de calor. Y la tercera, usa la inyección concéntrica aislada, obteniendo buenos resultados debido al valor del coeficiente de transferencia, que al ser muy pequeño minimiza la pérdida de calor y por lo tanto aumenta la calidad del vapor en la parte inferior del pozo.

Por otro lado, en la Figura 48 se resaltan las tecnologías predominantes que han sido aplicadas en Jobo a través de los años.

¹⁴¹ Ibid., p. 4

Figura 48. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas en el Campo Jobo.



Fuente: The Jobo Steam flood Project: Evaluation of Results by James H. McGee, SPE 15649; The Jobo Steam flood Project: A Preliminary Evaluation of Results By J.G. Yibirin and J.H. McGee, SPE 17388.

2.1.14.1 Descripción Geológica. Su estructura “corresponde a un monoclinal orientado este - oeste y con una inclinación leve de 3° hacia el norte”¹⁴². Cuenta con dos reservorios principales Jobo y Morichal-01. “El yacimiento Morichal-01 se divide en siete cuerpos de arena (A, B, C, D, E, F, G) considerados gruesos y con un gran potencial para los hidrocarburos. Los cuerpos C, E y G son arenas bien desarrolladas y limpias, mientras que A y B cuentan con lentes de esquisto”¹⁴³.

En la Tabla 18, se observan las propiedades principales con las que cuentan las arenas del yacimiento Morichal-01, que “están compuestas principalmente de

¹⁴² Ibid., p. 1

¹⁴³ CHEDID, R. Water Invasion in the Morichal-01 Reservoir, Jobo Field, Monagas State, Venezuela. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Mar 8., p. 2

cuarzo con solo alrededor de 7% de arcillas, siendo la caolinita el mineral predominante de arcilla con solo rastros de illita y esmectita¹⁴⁴.

Tabla 18. Propiedades por capa de arena, Morichal-1.

Parámetros	A	B	C	D	E	F	G
Permeabilidad (mD)	401.4	344.9	1695.5	663.1	1299.2	858.4	1126.8
Porosidad %	28.5	31.8	30.8	31.8	32.3	31.3	27.4
Resistividad (Ohms)	41.3	56.3	281.5	84.9	153.6	112	164.7
WOC original (BS&W*)	3841	3850	3830	3850	3815	3775	3757
WOC presente (BS&W)	3804	3813	3795	3813	3778	3738	3720
Espesor (ft)	45	30	100	60	120	80	200

Fuente: Water Invasion in the Morichal-01 Reservoir, Jobo Field, Monagas State, Venezuela, By R. Chedid, Lagoven, SPE 23628.

Tabla 19. Propiedades del yacimiento del Campo Jobo.

Propiedades	Valor
Arenas	Oficina
Profundidad (ft)	3400
Área del campo (acres)	5500
Espesor neto (ft)	100
Porosidad (%)	32
Permeabilidad (mD)	994.5
Edad Geológica	Mioceno
Presión del reservorio (psi)	1350
Temperatura de reservorio (°F)	143
°API	8.5
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	1850
Ángulo de buzamiento	3
Heterogeneidad	Alta heterogeneidad

Fuente: The Jobo Steam flood Project: Evaluation of Results by James H. McGee, SPE 15649; The Jobo Steam flood Project: A Preliminary Evaluation of Results by J.G. Yibirin and J.H. McGee, SPE 17388.

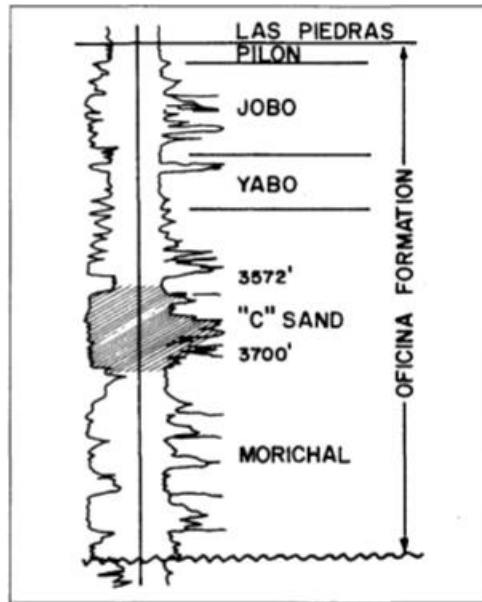
Por otra parte, en la Tabla 19 se muestran las propiedades generales del yacimiento para este campo.

Para finalizar, en la Figura 49 se ilustra una columna estratigráfica, evidenciando la principal formación, denominada como formación oficina. En la que se

¹⁴⁴ MC GEE. Ob. cit., p. 1

encuentran los reservorios principales de este campo: Jobo, Yabo y Morichal. Nombrados del más somero al más profundo.

Figura 49. Columna estratigráfica Campo Jobo.

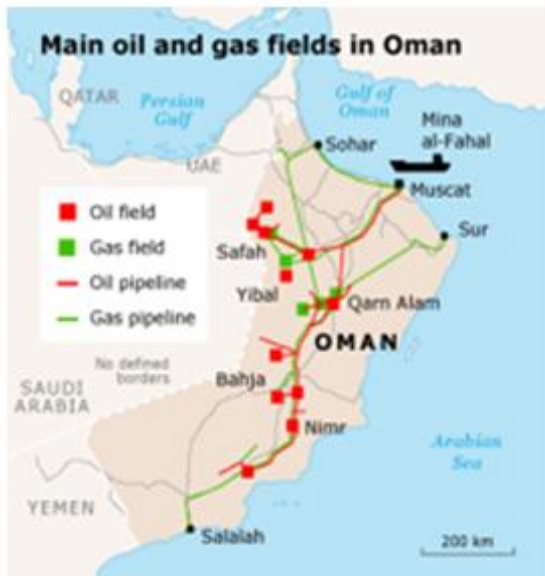


Fuente: The Jobo Steamflood Project: Evaluation of Results by James H. McGee, SPE 15649.

2.1.15 Qarn Alam. Se encuentra localizado “en el centro de Omán, al sur de las montañas de Hajar occidental”¹⁴⁵, tal como se muestra en la Figura 50. Cuenta con un área de 4445 acres y 1252 MMBBL de OOIP.

¹⁴⁵PENNEY, Richard, et al. Steam Injection in Fractured Carbonate Reservoirs: Starting a New Trend in EOR. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. Nov 21., p. 1

Figura 50. Mapa localización del Campo Qarn Alam, Omán.



Fuente: FANACK, Infographics & Maps, [<https://fanack.com/interactive-maps/>], modificada por los autores.

Fue descubierto en el año 1972 y su proceso de inyección continua de vapor inició en 1993. “El desarrollo de EOR en Omán ha sido y sigue siendo una importante estrategia en su desafío de aumentar la recuperación y cumplir requisitos de producción a largo plazo”¹⁴⁶, basado en una serie de pruebas y pilotos, con el fin de ganar experiencia hasta llegar a una aplicación más amplia.

La metodología usada en este campo, descrita por Al Adawy et al¹⁴⁷ y Penney et al¹⁴⁸ se compone de 3 fases: La primera de ellas, basada en pruebas realizadas que cuenten con estudios de sísmica y simulación tridimensional; estudios geológicos de yacimientos; de observación de temperatura, entre otros. La segunda fase se da mediante la expansión de la inyección de vapor a una capacidad de aproximadamente 5000 t/d. Por último, se desarrolla el proyecto a gran escala. Permitiendo identificar problemas como: la confiabilidad del tratamiento mecánico del vapor de agua (MVC) y la separación del aceite producido con un alto corte de agua. Requiriendo el uso de rompedores y separadores de emulsiones.

Ahora bien, respecto a las demás tecnologías aplicadas en el campo. La Figura 51 da una visión general de lo consultado en el estado del arte.

¹⁴⁶AL ADAWY, M. S. and NANDYAL, M. Status and Scope for EOR Development in Oman. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Marzo., p. 1

¹⁴⁷ Ibid., p. 6-7

¹⁴⁸ PENNEY et al. Ob. cit., p. 3

Figura 51. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo Qarn Alam.



Fuente: Design of a Steam Pilot In A Fractured Carbonate Reservoir- Qarn Alam Field, Oma, By R. C. Macaulay*, J.M. Krafft & M. Hartemink, B. Escoved, SPE 30300.

2.1.15.1 Descripción geológica. Cuenta con una estructura anticlinal con fallas de crestas significativas y fracturas, ubicada a una profundidad de alrededor de 200 – 400 m. “Los depósitos de petróleo se encuentran principalmente en las formaciones Gharif, Al Khlata y Haima, que producen a profundidades de 800 a 1300 m, depositadas bajo diversos ambientes de depositación”¹⁴⁹; como Eólica, fluvial y aluvial.

En la Tabla 20, se presentan las características generales del yacimiento para este campo.

¹⁴⁹AL ADAWY and NANDYAL. Ob. cit., p. 2

Tabla 20. Propiedades del yacimiento del Campo Qarn Alam.

Propiedades	Valor
Profundidad (ft)	984
Área del campo (acres)	4445
Espesor neto (ft)	65.6
Porosidad (%)	30
Permeabilidad (md)	10
Edad Geológica	Cretácico
Presión del reservorio (psi)	1233
Temperatura de reservorio (°F)	122
°API	16
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	220
Heterogeneidad	Poco heterogéneo.

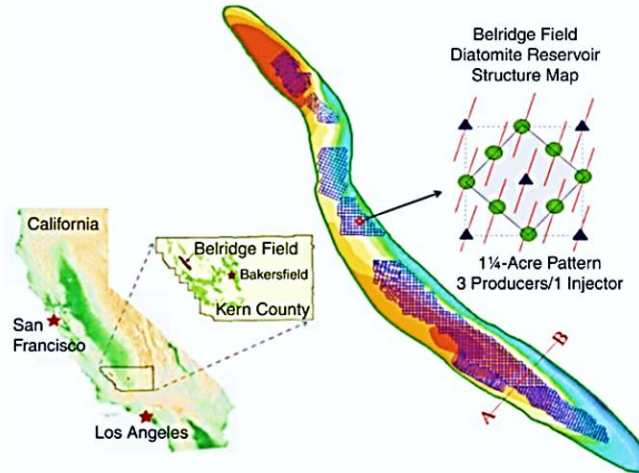
Fuente: Design of a Steam Pilot In A Fractured Carbonate Reservoir- Qarn Alam Field, Oman, By R. C. Macaulay*, J.M. Krafft & M. Hartemink, B. Escoved, SPE 30300.

Por último, con relación a la columna estratigráfica, no se cuenta con información de acuerdo con lo consultado.

2.1.16 South Belridge. El campo South Belridge, ilustrado en la Figura 52, “se encuentra localizado en el condado de Kern California, ubicado aproximadamente a 40 millas del oeste de Bakersfield. Su área de estudio cubre 4.12 millas cuadradas, es uno de los más grandes campos productores de petróleo pesado paralelos a la falla de San Andrés en el Valle de San Joaquín”¹⁵⁰.

¹⁵⁰ MAY, Jay S. and MYERS, Gary A. South Belridge high-resolution 3D seismic case history. En: SEG EXPANDED ABSTRACTS., p. 1

Figura 52. Mapa localización del Campo South Belridge, California.



Fuente: Rahman, M., Reed, D., & Allan, M. (2013). Implementation challenges: DTS injection profiles in the Belridge field, California.

Fue descubierto en 1911, su proceso de inyección continua inicio en 1994 con “60 pozos productores horizontales, 70 verticales y 120 inyectores de vapor, que han sido perforados y terminados en un área de 640 acres”¹⁵¹. Actualmente, “es el método más importante para la recuperación de petróleo realizada en el campo South Belridge, con una producción máxima de 50000 BOPD lograda en 1995 a partir de más de 600 pozos”¹⁵².

El progreso del proyecto, según Chiou et al¹⁵³ incluyo programas de expansión de la inyección continua de vapor, en el que:

En 1990, se llevó a cabo un estudio de simulación del reservorio para determinar el desarrollo óptimo de la inyección de vapor y la política operativa para las partes no desarrolladas del campo. Durante 1990-96, el desarrollo se continuó a un ritmo de agregar alrededor de diez nuevos patrones de 9 puntos de 5 acres por año. Sin embargo, quedaba por resolver una serie de problemas de desarrollo óptimos: la asignación óptima de la utilización del vapor entre los patrones existentes y el nuevo desarrollo; para maximizar el valor de la inyección de vapor en South Belridge y capacidad óptima en la generación del vapor total.

¹⁵¹ CHIOU, C. S., et al. A Focus Development for Heavy Oil Reservoir: The Last Frontier at the South Belridge Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. May 26., p. 1

¹⁵² DEAN, Gregory D.; GIUNTA, Rick L. and BAGGS, Donald T. Large Scale Application of Acid Stimulation - Tulare Zone, South Belridge Field, Kern County California. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS., p. 1

¹⁵³ CHIOU et al. Ob. cit., p. 1

Adicionalmente, cuenta con trabajos en sismica 3D para la obtención de información de localización y datos geológicos. En el que “Un total de 23 fallas han sido interpretadas y mapeadas”¹⁵⁴.

Por otro lado, en la Figura 53 se muestran los hechos más relevantes y las tecnologías aplicadas en este campo.

Figura 53. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas al Campo South Belridge.



Fuente: Rahman, M., Reed, D., & Allan, M. (2013). Implementation challenges: DTS injection profiles in the Belridge field, California; Steam Injection into the D and E Zone, Tularé Formation, South Belridge Field, Kern County, California, By C. F. Gates & S. W. Brewer, SPE 4160.

¹⁵⁴ Ibid., p. 4

2.1.16.1 Descripción geológica. Cuenta con un anticlinal hacia el suroeste, “su formación principal es Tularé, la cual consiste en arenas fluviales de la edad del Pleistoceno que contienen depósitos pesados de petróleo”¹⁵⁵. Está compuesta por cuatro zonas principales de producción de petróleo (B, C, D y E), “que han estado bajo el impulso del vapor durante varios años”¹⁵⁶, produciendo por medio de los métodos de recobro térmicos y “representando las tres cuartas partes de los más de mil millones de barriles producidos hasta la fecha en Belridge”¹⁵⁷.

Las propiedades generales del yacimiento con la que cuenta este campo se observan en la siguiente Tabla 21.

Tabla 21. Propiedades del yacimiento del Campo South Belridge.

Propiedades	Valor
Arenas	Tularé
Profundidad (ft)	1054
Área del campo (acres)	2600
Espesor neto (ft)	98.4
Porosidad (%)	35
Permeabilidad (md)	1000
Saturación de petróleo (%)	80
Edad Geológica	Pleistoceno
Presión del reservorio (psi)	569
Temperatura de reservorio (°F)	95
°API	12
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	1600
Ángulo de buzamiento	10
Heterogeneidad	Heterogéneo

Fuente: Rahman, M., Reed, D., & Allan, M. (2013). Implementation challenges: DTS injection profiles in the Belridge field, California; Steam Injection into the D and E Zone, Tularé Formation, South Belridge Field, Kern County, California, By C. F. Gates & S. W. Brewer, SPE 4160.

En el caso de la columna estratigráfica, no hay información correspondiente al campo en el estado del arte consultado.

2.1.17 Wafra. Se encuentra ubicado entre Arabia Saudita y el Estado de Kuwait, como se muestra en la Figura 54.

¹⁵⁵ MAY and MYERS. Ob. cit., p. 1

¹⁵⁶OSTERMEIER, Richard M. COMPARISON OF CORE AND LOG CARBON/OXYGEN RATIOS IN SOUTH BELRIDGE DIATOMITE. En: SPWLA 34th ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM., p. 1

¹⁵⁷FREDRICH, J. T., et al. Geomechanical Modeling of Reservoir Compaction, Surface Subsidence, and Casing Damage at the Belridge Diatomite Field. En: SPE RESERVOIR EVALUATION & ENGINEERING. Aug.vol. 3, no. 4, p. 1

Figura 54. Mapa localización del campo Wafra, Arabia Saudita-Kuwait.



Fuente: Steam flood Piloting the Wafra Field Eocene Reservoir in the Partitioned Neutral Zone, Between Saudi Arabia and Kuwait By David Barge, Falah Al-Yami, Don Uplod, Et al, SPE 120205

“Fue descubierto en 1954 y su desarrollo se dio a partir de 1956”¹⁵⁸. En cuanto la inyección continua de vapor es un proyecto relativamente nuevo, debido a que su inicio se dio en el año 2005. Según lo publicado por Choudhary et al¹⁵⁹ el campo ha contado con un desarrollo reciente de la perforación en el segundo Eoceno, realizado en forma de pozos horizontales de relleno, con un espaciado de 40 acres. Sin embargo, en el caso del primer eoceno, este continúa desarrollándose con pozos verticales a 40 acres de espacio, generando una recuperación de petróleo entre 4 y 10 %.

No obstante, “estudios indican que la recuperación del petróleo pesado puede incrementarse hasta en un 40% del petróleo efectivo, con la implementación y planificación de un proceso de recuperación térmica adecuado”¹⁶⁰. Así pues, “han llevado a cabo una serie de estudios para la investigación, el diseño experimental, la implementación y el piloto, para el proceso de evaluación de las técnicas EOR del campo completo. Que incluyen”¹⁶¹:

¹⁵⁸HOADLEY, Steven, *et al.* Surveillance Improvements during the Implementation of a Large Scale Carbonate Steamflood Pilot, Wafra field, PZ. [0]: Kuwait: 2011., p. 1

¹⁵⁹CHOUDHARY, Muhammad, et al. Challenges and Risk Management Strategy for Enhanced Oil Recovery Projects in Carbonate Reservoirs of a Giant Field in Middle East. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Abril., p. 3

¹⁶⁰ Ibid., p. 3

¹⁶¹ Ibid., p. 5

- Estudio de Detección - 1999
- Estudio piloto del proyecto – 2003
- Estudio de yacimiento campo completo - 2006 (modelo geológico y modelo dinámico)
- Estudio de estrategia de desarrollo para el segundo Eoceno - 2008
- Actualización del Modelo geológico - 2009
- Estudio de estrategia de desarrollo para 2º Eoceno – 2011

Adicionalmente, con el objetivo de nombrar las demás tecnologías aplicadas en el campo Wafra. La Figura 55 da una visión general de las desarrolladas a través del tiempo.

Figura 55. Línea cronológica de las tecnologías aplicadas en el Campo Wafra.



Fuente: Steam flood Piloting the Wafra Field Eocene Reservoir in the Partitioned Neutral Zone, Between Saudi Arabia and Kuwait By David Barge, Fahah Al-Yami, Don Uplod, Et al, SPE 120205.

2.1.17.1 Descripción geológica. El campo se encuentra dividido en tres reservorios: primer Eoceno, segundo Eoceno y Maastrichtian. Choudhary et al¹⁶² menciona los dos más importantes, donde en el primer Eoceno, predomina la dolomita con contenido de yeso y anhidrita, contando con una trampa estratigráfica y con presencia de un acuífero limitado. En el caso del segundo Eoceno, se encuentra ubicado a una profundidad media de 2000 ft, en el que la unidad de gas en solución junto con un débil acuífero ocasiona su principal mecanismo de agotamiento.

En la siguiente Tabla 22 se presentan las propiedades generales del yacimiento para este campo.

Tabla 22. Propiedades del yacimiento del Campo Wafra.

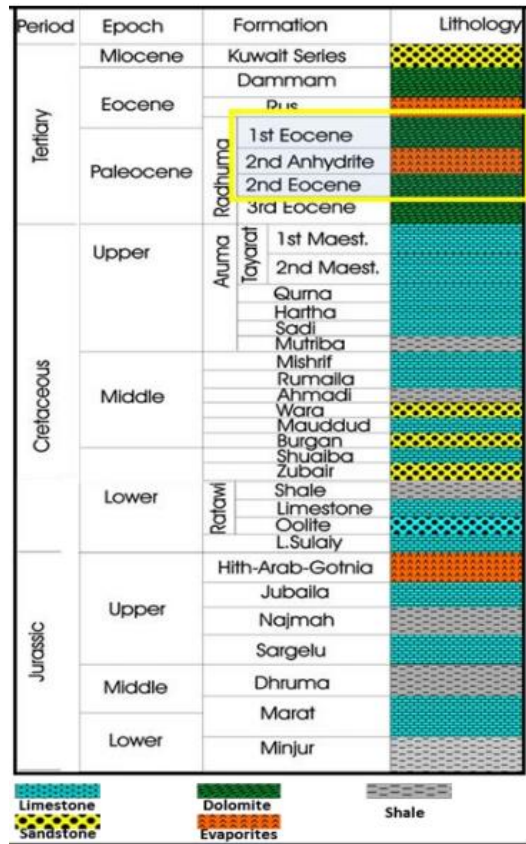
Propiedades	Valor
Profundidad (ft)	1300
Área del campo (acres)	3600
Espesor neto (ft)	59
Porosidad (%)	35
Permeabilidad (mD)	250
Era Geológica	Eoceno-Paleoceno
Presión del reservorio (psi)	3140
°API	17.5
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	115
Heterogeneidad	Alta heterogeneidad

Fuente: Steam flood Piloting the Wafra Field Eocene Reservoir in the Partitioned Neutral Zone, Between Saudi Arabia and Kuwait By David Barge, Falah Al-Yami, Don Uplod, Et al, SPE 120205.

En lo concerniente a la columna estratigráfica. En la Figura 56 se observa la distribución con la que cuenta este campo, partiendo de que los reservorios implicados en este caso son: 1° y 2° Eoceno; se observa en la columna que ambos son de la época del Paleoceno y del periodo Terciario. En el que su principal litología está compuesta por dolomias.

¹⁶²CHOUDHARY, Muhammad A., et al. Recovering Heavy Oil from a Middle East Carbonate Reservoir: EOR Potential, Screening, Challenges, Uncertainties and Risk Management Measures. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Julio., p. 2

Figura 56. Columna Estratigráfica del Campo Wafra.

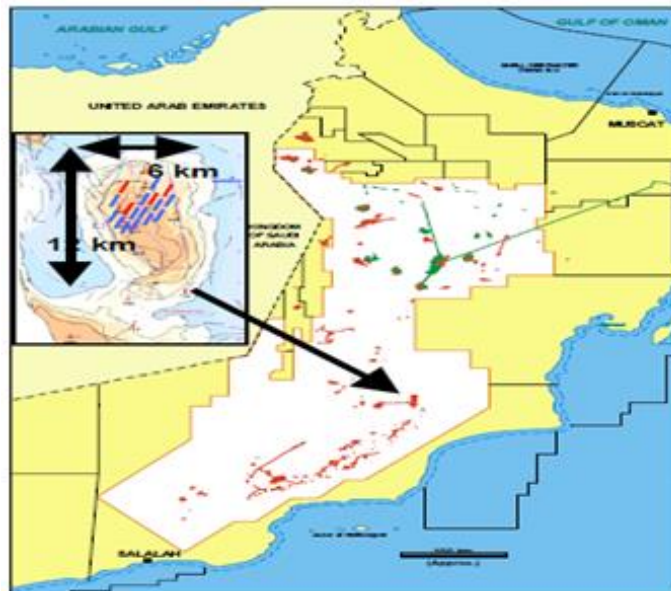


Fuente: Steam flood Piloting the Wafra Field Eocene Reservoir in the Partitioned Neutral Zone, Between Saudi Arabia and Kuwait By David Barge, Falah Al-Yami, Don Uplod, Et al, SPE 120205.

2.1.18 Mukhaizna. El campo, observado en la Figura 57, “se encuentra localizado en la parte sur del desierto del sultanato de Omán, con un área aproximada de 200 Km² (49,400 acres) y con reservas de 2,4 MMBBL”¹⁶³.

¹⁶³ LIEVAART, L., et al. Technology Leading the Way to Mukhaizna Heavy Oil Development. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Jun 19., p. 1

Figura 57. Mapa localización Campo Mukhaizna.



Fuente:SEQ Figura * ARABIC 4. Mapa del sulfonato de Omán y localización del campo Mukhaizna. Al-Azkawi Ahmed. Et. An Energy Efficient Steam Project Through Initial Cold Production and Pressure Depletion in the Mukhaizna Field.

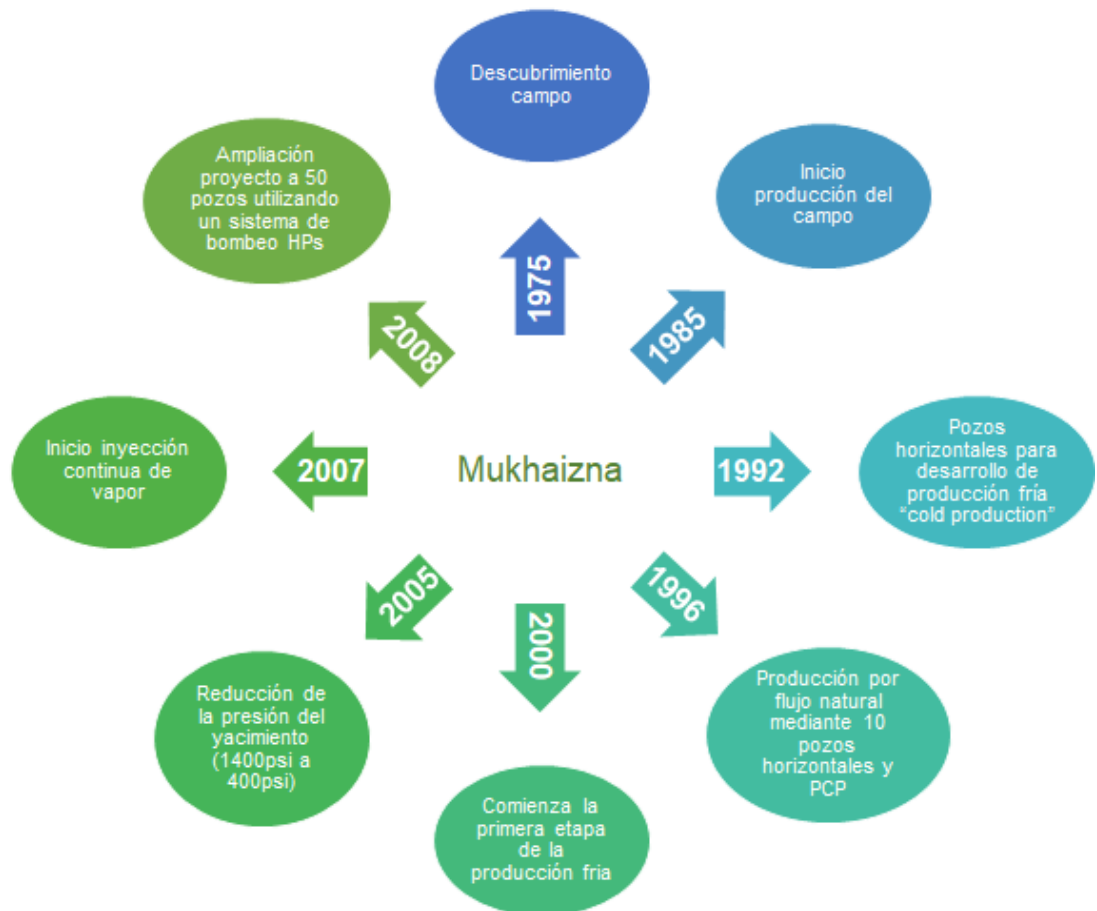
Fue descubierto en 1975, el inicio de la inyección continua de vapor es reciente, ya que comenzó en el 2007. Debido a que, según lo reportado por Malik et al¹⁶⁴ y Al Azkawi et al¹⁶⁵, durante 25 años el campo produjo mediante flujo natural, utilizando como mecanismo de producción primario la compresibilidad de la roca y los fluidos. Para 1987, fue implementada una prueba de inyección cíclica de vapor que generó buenos resultados pero que debido a los costos de implementación no fue desarrollada. Tiempo después, en el año 2000, comienza la ejecución de pruebas de inyección continua por medio de 60 pozos y con una producción promedio de 15.725 BOPD. Para 2002, inicia el desarrollo de un proyecto que aumente el factor de recobro de 12% a 50% en una proyección para el 2030.

Teniendo en cuenta lo anterior, durante todo ese proceso, el campo contó con múltiples hitos y tecnologías que contribuyeron a su desarrollo. Es por esto, que en la Figura 58 se muestran algunas de ellas.

¹⁶⁴ MALIK, Sanjeev; ZHANG, Y. M. and AL ASIMI, Mohammed. Steamflood With Vertical Injectors and Horizontal Producers in Multiple Zones. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Diciembre., p. 1-2

¹⁶⁵ AL-AZKAWI, Ahmed, et al. An Energy Efficient Steam Project Through Initial Cold Production and Pressure Depletion in the Mukhaizna Field, Sultanate of Oman. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Nov 4., p.1-2

Figura 58. Línea cronológica de la tecnología aplicada al Campo Mukhaizna.



Fuente: Novel Methodology for Full- field Production Forecasting in a Large Steam flood Project in Sultanate of Oman, by Occidental Mukhaizna, Eamong Zang Et al, SPE 129501; Mukhaizna Steam Surveillance Logging, by Al Shaibi, Rashid, Al Habsi, Et al, SPE 169742.

2.1.18.1 Descripción geológica. La estructura principal del campo forma parte de un anticlinal "con cierre en las 4 direcciones (four-way dip), que permite el almacenamiento del 80% del petróleo original en sitio (OOIP)"¹⁶⁶.

En la Tabla 23 se encuentran las propiedades generales del yacimiento con las que cuenta este proyecto.

¹⁶⁶MALIK et al. Op. cit. p. 1-2

Tabla 23. Propiedades del yacimiento del Campo Mukhaizna.

Propiedades	Valor
Arenas	Gharif, Al klala y Haima
Profundidad (ft)	2700
Área del campo (acres)	49400
Espesor neto (ft)	395
Porosidad (%)	30
Permeabilidad (md)	5050
Saturación de petróleo (%)	58
Edad Geológica	Pérmico
Presión del reservorio (psi)	1400
Temperatura de reservorio (°F)	122
°API	16
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	2400
Heterogeneidad	Altamente heterogéneo.

Fuente: Novel Methodology for Full- field Production Forecasting in a Large Steamflood Project in Sultanate of Oman, by Occidental Mukhaizna, Eamong Zang Et al, SPE 129501; Mukhaizna Steam Surveillance Logging, by Al Shaibi, Rashid, Al Habsi, Et al, SPE 169742.

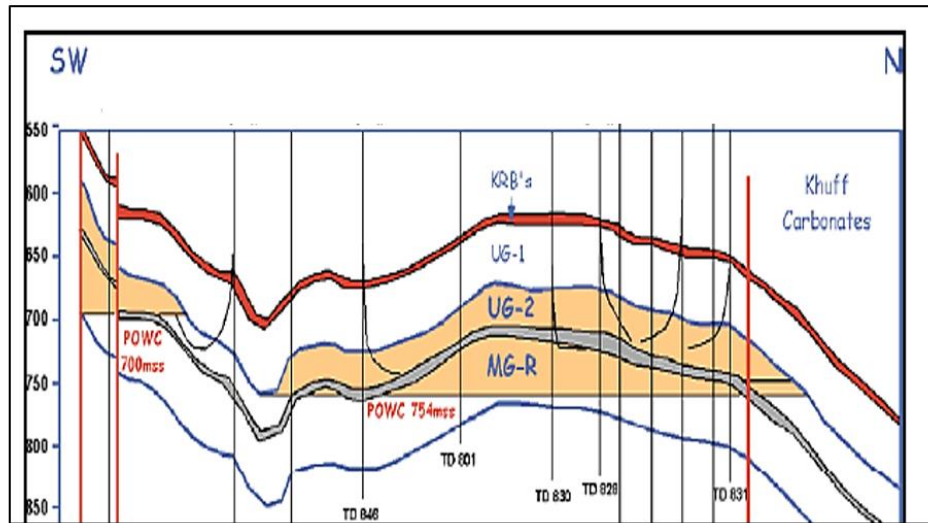
Por otro lado, en la Figura 59 se denota la formación de interés, que se encuentra dividida en dos; la primera Gharif superior (UG), que “consiste en areniscas de ambiente continental y ríos trenzados, se depositó durante el periodo pérmico y esta subdividida en dos, mediante un sello de lutitas con espesores de 15 ft, formando el estrato productor, siendo esta la unidad superior (UG2A)”¹⁶⁷.

Por último, está la zona Gharif medio (MG) “separada por la UG a causa de un estrato de 8 a 30 ft de lutitas, debido a la proximidad con el contacto agua-petróleo en la parte inferior del anticlinal, que contiene el 20% del OOIP”¹⁶⁸.

¹⁶⁷ LIEVAART, L., et al. Op. cit. p. 2

¹⁶⁸ Ibid., p. 2

Figura 59. Corte seccional del pozo Mukhaizna.

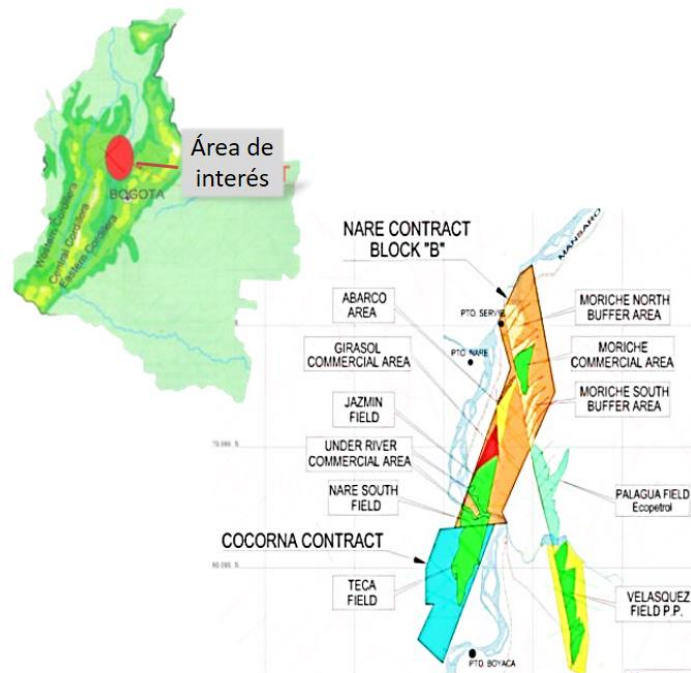


Fuente: Davy Claire. Et. Challenges Faced in Well Construction as Heavy Oil Exploitation goes deeper. SPE 79008

2.1.19 Campo 2. Se encuentra situado en el límite suroeste de la cuenca del Valle medio del Magdalena (Figura 60), entre la cordillera central y oriental. Actualmente es conocido como uno de los mayores yacimientos de petróleo pesado en Colombia y pertenece al contrato de la Asociación bloque Nare, que está “compuesto por los campos Abarco, Jazmín, under river y Moriche. Siendo los principales campos de petróleo dentro de esta área”¹⁶⁹.

¹⁶⁹URDANETA, Javier, et al. New Art of Building Horizontal and Highly Deviated Wells Help Maximize Recovery and Production from Heavy Oil Fields in Colombia. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL., p. 1

Figura 60. Mapa localización Campo 2, Colombia



Fuente: Horizontal Well Placement Optimization for Heavy Oil Production in Girasol Field by Jaime Cuadros & Nicolas Ossa, SPE 132884.

Fue descubierto en 1962, su proyecto de inyección continua de vapor inicia en el año 2016. En el que, según Viramonte et al¹⁷⁰ y Rojas et al¹⁷¹, la estrategia de desarrollo de campo incluye nueve pozos horizontales (desarrollados en 2008), nominalmente tres pozos uno sobre otro en tres lugares diferentes, de 1200 a 2350 ft de extensión areal con el fin de maximizar la producción. La cual, antes de la estimulación era de 100 a 120 BOPD y después de esta, fue de 500 a 600 BOPD.

A pesar de esto, para la planificación de pozos, se encuentran algunos factores de limitación, como: formaciones poco profundas; riesgos de colisión dentro de los pozos verticales y horizontales; y en general “las salidas no planeadas del yacimiento que pueden afectar la producción del campo”¹⁷².

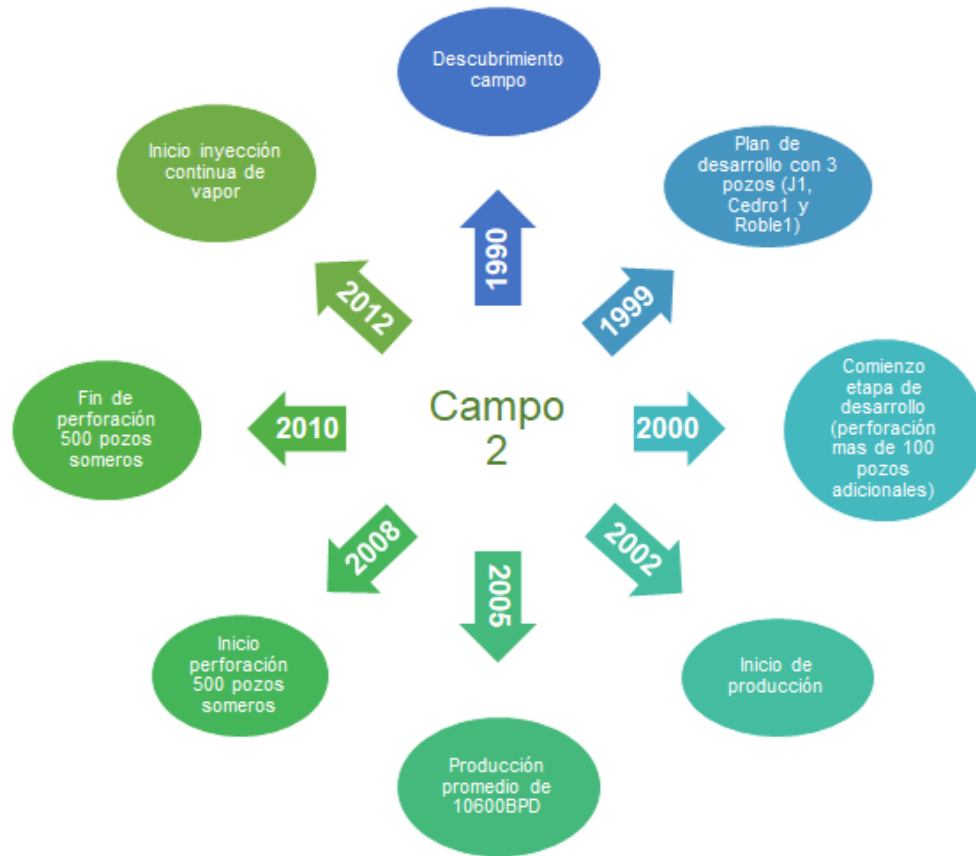
Respecto a las tecnologías aplicadas en este campo. La Figura 61 da una visión general de estas técnicas.

¹⁷⁰VIRAMONTE, Jose, et al. Horizontal Well Placement for Heavy Oil Production in Colombia. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL., p. 4

¹⁷¹ROJAS, Esteban, et al. Horizontal Well Placement Optimization for Heavy Oil Production in Girasol Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL., p. 3-4

¹⁷² VIRAMONTE et al. Ob. cit., p. 5-7

Figura 61. Línea Cronológica de las tecnologías aplicadas en el campo 2.



Fuente: Heavy Oil Projects in Colombia, By Gabriel Osorio, XVII Annual Latin American Energy Conference, May 13th, 2008; Industria Petrolera en Colombia By Junior Bacca Perez, Javier Caballero & Laura Juliana Gonzalez, presentación prezi; feasibility to apply the steam assisted gravity drainage (SAGD) technique in the country's heavy crude-oil fields, by Edwin Rodriguez & Jaime Orjuela, received 3 May 2004; Accepted 7 October 2004.

2.1.19.1 Descripción geológica. Según lo publicado por Rojas et al¹⁷³, el yacimiento se compone de una secuencia poco profunda de sedimentos de origen fluvial, que se encuentra limitado al oeste por la falla de Cocorna y por la falla de Girasol al este. Los principales reservorios son cinco arenas poco consolidadas y poco profundas, con un grosor de 15-35 ft.

En la Tabla 24, se evidencian las propiedades básicas con las que cuenta el Campo 2 y que posteriormente serán utilizadas para realizar la comparación con los valores dados por los proyectos mundiales.

¹⁷³ ROJAS et al. Ob. cit. p. 1

Tabla 24. Propiedades del yacimiento Campo 2.

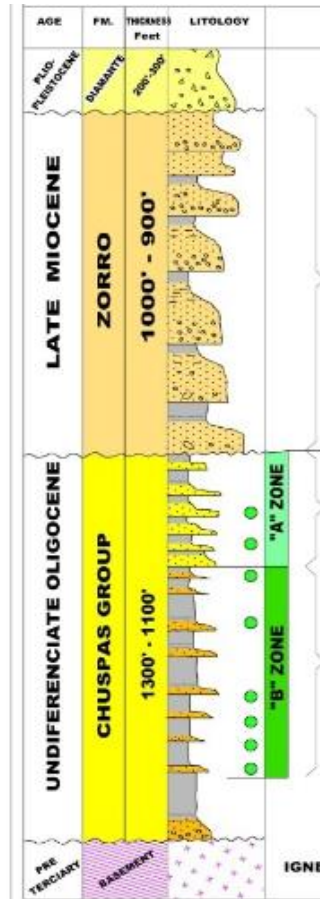
Propiedades	Valor
Arenas	Mugrosa
Profundidad (ft)	1350
Área del campo (acres)	1869
Espesor neto (ft)	30
Porosidad (%)	28
Permeabilidad (mD)	1500
Saturación de petróleo (%)	70
Edad Geológica	
Presión del reservorio (psi)	600
Temperatura de reservorio (°F)	105
°API	12.5
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	9000
Ángulo de buzamiento	3
Heterogeneidad	

Fuente: Horizontal Well Placement Optimization for Heavy Oil Production in Girasol Field By Jaime Cuadros & Nicolas Ossa, SPE 132884; Horizontal Well Placement For Heavy Oil Production in Colombia by Jaime Cuadros, Andrey Salamanca & Ernesto Amado, SPE 157926; Study of The Success Factors In Continuous Steam Injection: Field Case, Colombian Middle Magdalena Basin, by E.M Trigos, S.F Rueda, E. Rodriguez & J.S Espinosa, SPE 158845; New Art Of Building horizontal and Highly Deviated Wells Help Maximize Recovery and Production from Heavy Oil Fields In Colombia by Patarroyo Mauricio, Carvajal Gloria & Quintero Milena, SPE 170009.

Con miras a analizar la columna estratigráfica, demostrada en la Figura 62. Se observa que los reservorios productivos de este campo están en la formación Chuspas, que a su vez se encuentra separada por dos zonas (zona A y B) y que su “distribución estratigráfica muestra una serie monótona de intercalaciones de arena del terciario superior”¹⁷⁴.

¹⁷⁴ Ibid., p. 2

Figura 62. Columna Estratigráfica Campo 2.



Fuente: Study of The Success Factors In Continuous Steam Injection: Field Case, Colombian Middle Magdalena Basin, by E.M Trigos, S.F Rueda, E. Rodriguez & J.S Espinosa, SPE 158845

2.1.20 Campo 1. Se encuentra ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia (ver Figura 63). Entre la cordillera oriental y occidental, “con una estructura sinclinal con buzamiento entre 3 a 5° hacia el sureste, sin embargo, la estructura principal es la falla regional Velásquez con dirección NW-SE, que cuenta con varios planos menores de fallas, subdividiendo la cuenca en diferentes sectores”¹⁷⁵.

¹⁷⁵MERCADO SIERRA, Diana Patricia, et al. Feasibility Study of Applying Steam Flooding in a Reservoir With High Shale/Sand: Teca Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL., p. 1-2

Figura 63. Mapa localización Campo 1, Colombia.



Fuente: Horizontal Well Placement For Heavy Oil Production in Colombia by Jaime Cuadros, Andrey Salamanca & Ernesto Amado, SPE 157926

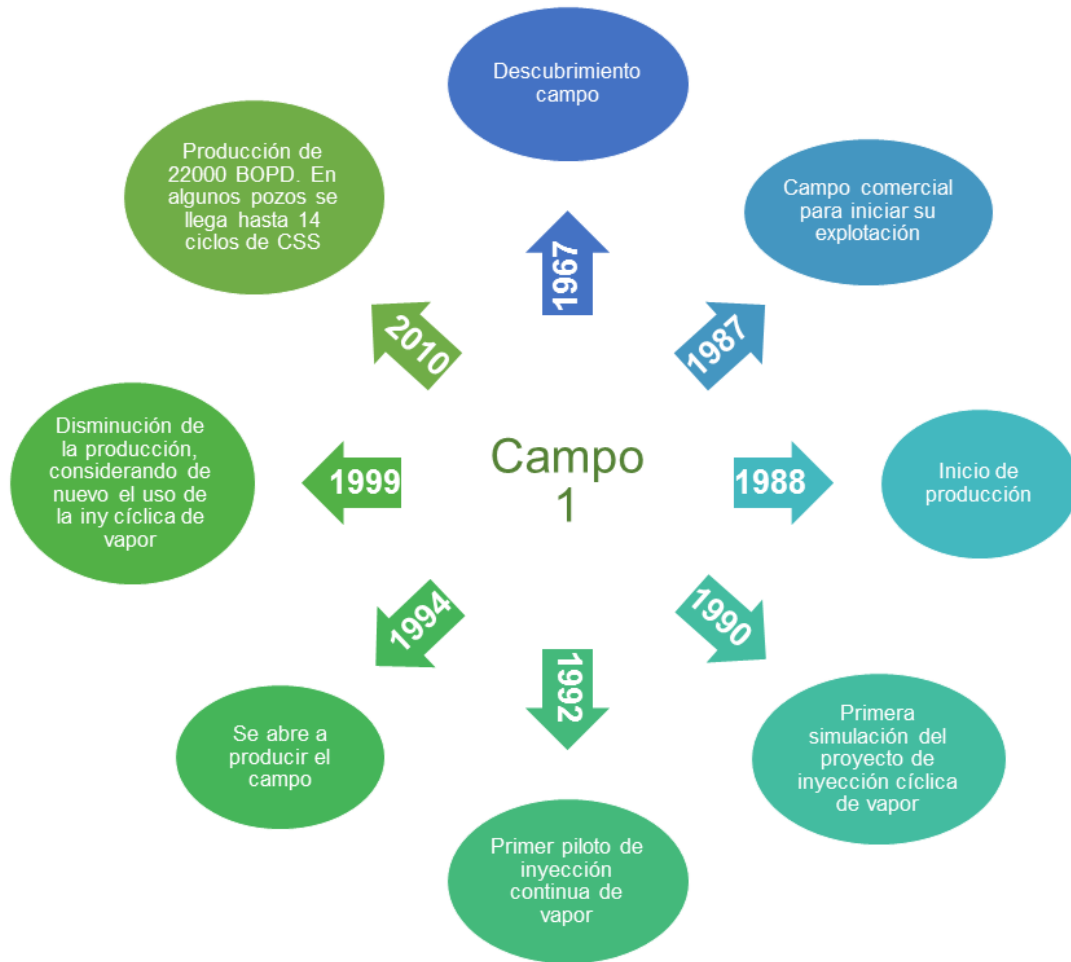
Fue descubierto en 1962, la implementación de la inyección continua de vapor es bastante reciente, debido a que fue desarrollada en el año 2016. En el que se han realizados estudios previos, con el fin de asegurar el rendimiento del proceso de inyección.

Para lo expuesto anteriormente, Trigos et al¹⁷⁶ menciona que, a partir de una simulación numérica y un modelo analítico, se establecen factores importantes para asegurar el éxito de una inyección continua de vapor, los cuales pueden ser: minimizar las pérdidas de energía y suplir la cantidad de energía necesaria de acuerdo con cada etapa del proceso, conocido como el manejo de calor o “Heat Management”. Adicionalmente, es posible establecer aspectos críticos para manejar el calor en el yacimiento, los cuales son: la reducción del espaciamento entre pozos, la selección del espesor del espacio por donde se inyecta el vapor, el diseño de completamiento, la distancia del pozo inyector desde el generador hasta la línea de inyección en superficie, entre otros.

En cuanto a las demás tecnologías aplicadas en este campo, en la Figura 64 se observan parte de ellas, ubicadas según su año de implementación.

¹⁷⁶TRIGOS, Erika Margarita, et al. Study of the Success Factors in Continuous Steam Injection: Field Case, Colombian Middle Magdalena Basin. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL., p. 1-4

Figura 64. Línea Cronológica de las tecnologías aplicadas en el campo 1.



Fuente: Horizontal Well Placement For Heavy Oil Production in Colombia by Jaime Cuadros, Andrey Salamanca & Ernesto Amado, SPE 157926; Study of The Success Factors In Continuous Steam Injection: Field Case, Colombian Middle Magdalena Basin, by E.M Trigos, S.F Rueda, E. Rodriguez & J.S Espinosa, SPE 158845; New Art Of Building horizontal and Highly Deviated Wells Help Maximize Recovery and Production from Heavy Oil Fields In Colombia by Patarroyo Mauricio, Carvajal Gloria & Quintero Milena, SPE 170009.

2.1.20.1 Descripción geológica. El intervalo productor se encuentra dividido en dos zonas separadas por un estrato de arcillas. Mercado Sierra et al¹⁷⁷ las describe como:

La primera zona “zona A” está localizada en la parte superior de la formación, compuesta por tres series de areniscas afectadas por la intercalación de arcillas generando una discontinuidad lateral. Llegan a profundidades entre 1400 y 1800 ft, debido a altas saturaciones de agua muchas veces es aislada en los pozos. Mientras,

¹⁷⁷MERCADO SIERRA et al. Ob. cit., p. 2

la segunda zona “Zona B” localizada a profundidades de 1920 a 2050 ft provee la mayor cantidad de petróleo que se produce de este campo. Consiste en cinco cuerpos de areniscas divididas por la presencia de arcillas.

En las Tabla 25, Tabla 26 y Tabla 27, se encuentran las propiedades generales del yacimiento con las que cuenta este campo, así como las propiedades en cada una de sus zonas, anteriormente descritas.

Tabla 25. Propiedades del yacimiento Campo 1.

Propiedades	Valor
°API	12.5
Porosidad (%)	20
Permeabilidad (mD)	750
Temperatura de reservorio (°F)	105
Presión de reservorio (psi)	890
Saturación de petróleo (%)	80
Factor de recobro total (%)	43.06
Viscosidad del petróleo @ T reservorio (cP)	9000
Espesor neto (ft)	75
Profundidad (ft)	1400

Fuente:Horizontal Well Placement For Heavy Oil Production in Colombia by Jaime Cuadros, Andrey Salamanca & Ernesto Amado, SPE 157926; Study of The Success Factors In Continuous Steam Injection: Field Case, Colombian Middle Magdalena Basin, by E.M Trigos, S.F Rueda, E. Rodriguez & J.S Espinosa, SPE 158845.Et.al.

Tabla 26. Propiedades del yacimiento Campo 1, Zona A.

Propiedades	Valor
ZONA A	
Espesor neto (ft)	390
Profundidad (ft)	1400 – 1800
Porosidad (%)	29
Permeabilidad (mD)	>1080

Fuente:Horizontal Well Placement For Heavy Oil Production in Colombia by Jaime Cuadros, Andrey Salamanca & Ernesto Amado, SPE 157926; Study of The Success Factors In Continuous Steam Injection: Field Case, Colombian Middle Magdalena Basin, by E.M Trigos, S.F Rueda, E. Rodriguez & J.S Espinosa, SPE 158845.Et.al

Tabla 27. Propiedades del yacimiento Campo 1, Zona B.

Propiedades	Valor
ZONA B	
Espesor neto (ft)	130
Profundidad (ft)	1920 – 2050
Porosidad (%)	28
Permeabilidad (mD)	780
Presión del reservorio (psi)	950

Fuente:Horizontal Well Placement For Heavy Oil Production in Colombia by Jaime Cuadros, Andrey Salamanca & Ernesto Amado, SPE 157926; Study of The Success Factors In Continuous Steam Injection: Field Case, Colombian Middle Magdalena Basin, by E.M Trigos, S.F Rueda, E. Rodriguez & J.S Espinosa, SPE 158845.Et.al

Cabe aclarar, que “la intercalación de arcillas presenta un gran problema en la implementación de este proceso, ya que tiene una alta capacidad volumétrica de calor, actuando como un medio por donde se dan las mayores pérdidas del mismo”¹⁷⁸.

Por último, en relación a la columna estratigráfica de este campo, no se encontró información en el estado del arte consultado.

¹⁷⁸ Ibid., p. 3-4

3. METODOLOGÍA

Una vez analizados los 18 campos de estudio (en los 334 documentos de investigación consultados) se procedió a generar una base de datos, utilizando el listado de parámetros con el que cuenta ecoEor™.

Como se observa en la Tabla 28, los campos están distribuidos de la siguiente manera: ocho de ellos se encuentran en Estados Unidos, siete en el estado de California y uno en el estado de Texas; dos en Venezuela; dos en Omán; uno en Alemania; uno en Holanda; uno en Indonesia; uno en Canadá; uno en Kuwait; uno en Wyoming y dos en Colombia. Estos últimos son los que se tendrán en cuenta para realizar la comparación de sus propiedades respecto a las obtenidas de los otros campos a nivel mundial.

Tabla 28. Características generales de localización de los 20 campos de estudio

Campo	País	Ciudad	Operador	Fecha de descubrimiento	Años de explotación	Años en Steamflooding
KERN RIVER	USA	Bakersfield	Chevron	1899	118	53
DURI	INDO	Jambi	Chevron	1941	76	42
SCHOONEBEK	NED	Amsterdam	Shell	1943	74	56
EMILCHHEIM	GER	Bremen	Wintershall	1943	74	36
SAN ARDO	USA	Monterey	Texaco	1947	70	51
JOBO	VEN	Maturin	PDVSA	1960	57	35
SOUTH BELRIDG	USA	Bakersfield	Shell	1911	106	23
MOUNT POSO	USA	Bakersfield	Shell	1926	91	47
MIDWAY SUNSE	USA	Bakersfield	Chevron	1890	127	47
CAT CANYON	USA	Francisco	Shell	1908	109	40
CHARCO REDON	USA	McAllen	Texaco	1913	104	52
YORBA LINDA	USA	Los Angeles	Shell	1954	63	46
TIA JUANA M6	VEN	Maracaibo	PDVSA	1926	91	43
WINKLEMAN DO	USA	Casper	Amoco	1944	73	53
PEACE RIVER	CAN	Edmonton	Shell	1960	57	38
MUKHAIZNA	OMA	Salalah	OXY	1975	42	10
QARN ALAM	OMA	Muscat	PDO	1972	45	24
WAFRA	KWT	Kuwait	Chevron	1954	63	12
Campo 1	COL	Barrancabermeja	Ecopetrol	1962	55	1
Campo 2	COL	Barrancabermeja	Ecopetrol	1990	27	5

Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos ecoEor™ ; modificado por los autores.

Así mismo, se adjuntaron las características geológicas por campo (Cuadro 1), donde las más relevantes fueron: tipos litológicos, el ambiente de depositación y la característica estructural. Estableciendo similitudes entre las formaciones.

Cuadro 1. Características geológicas de los 20 Campos de estudio

Campo	Tipos Litológicos	Ambiente de depositacion	Características Estructurales
KERN RIVER	ARENISCA	Fluvial	Homoclinal
DURI	ARENISCA	Fluvial	Anticlinal
SCHOONEBEK	ARENISCA	Fluvial	Anticlinal
EMILCHHEIM	ARENISCA	Marino	Anticlinal
SAN ARDO	ARENISCA	Marino	Anticlinal
JOBO	ARENISCA	Marino	Monoclinal
SOUTH BELRIDGE	ARENISCA	Marino	Anticlinal
MOUNT POSO	ARENISCA		Homoclinal
MIDWAY SUNSET	ARENISCA	Marino	Homoclinal
CAT CANYON	ARENISCA		
CHARCO REDONDO	ARENISCA		
YORBA LINDA	ARENISCA	Marino	Homoclinal
TIA JUANA M6	ARENISCA	Fluvial	Homoclinal
WINKLEMAN DOME	ARENISCA		Anticlinal
PEACE RIVER	ARENISCA		
MUKHAIZNA	ARENISCA	Fluvial	Anticlinal
QARN ALAM	CALIZA	Fluvial	Anticlinal
WAFRA	CALIZA		Trampa estratigrafica
Campo 1	ARENISCA	Fluvial	
Campo 2	ARENISCA	Fluvial	

Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos ecoEor™ ; modificado por los autores.

Además, en la Tabla 29 y la Tabla 30 se añadieron las propiedades petrofísicas y físicas con las que cuenta cada formación.

Tabla 29. Características de las propiedades petrofísicas de los campos de estudio

Campo	Porosidad, %	Permeabilidad, md	Saturación inicial de aceite, %	Transmisibilidad, md-pies/cp
KERN RIVER	35	4070	50	61.1
DURI	34	1600	55	506.7
SCHOONEBEK	30	3160	87.5	1457.1
EMILCHHEIM	31.5	900	86	1862.5
SAN ARDO	34.5	3000	50	225.0
JOBO	32	6000		324.3
SOUTH BELRIDGE	35	1000	80	170.0
MOUNT POSO	33	2000	90	3210.0
MIDWAY SUNSET	34	2100	75	236.0
CAT CANYON	31	5000		16.0
CHARCO REDONDO	32.5	2500	34	263.0
YORBA LINDA	30	600		188.0
TIA JUANA M6	33	4000	85	108.5
WINKLEMAN DOME	25	638	79.6	51.7
PEACE RIVER	28	1050	77	4.7
MUKHAIZNA	30	5050	58	115.7
QARN ALAM	30	10		3.0
WAFRA	35	250		128.3
Campo 1	20	750	80	13.9
Campo 2	28	1500	70	9.0

Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos ecoEor™ ; modificado por los autores.

Tabla 30. Características físicas de los 20 Campos de estudio

Campo	Temperatura yacimiento °F	Presión yacimiento, psi	Profundidad, ft
KERN RIVER	95	225	930
DURI	100	175	600
SCHOONEBEK	100	120	2600
EMILCHHEIM	99	1264.7	2600
SAN ARDO	100	250	2350
JOBO	143	1350	3400
SOUTH BELRIDGE	95	569	1054
MOUNT POSO	110	450	1800
MIDWAY SUNSET	100	130	1050
CAT CANYON	110	1400	2500
CHARCO REDONDO	72	20	200
YORBA LINDA	85		650
TIA JUANA M6	113	865	1575
WINKLEMAN DOME	81	225	1225
PEACE RIVER	62	530	1800
MUKHAIZNA	122	1400	2700
QARN ALAM	122	1233	984
WAFRA		3140	1300
Campo 1	105	890	1400
Campo 2	105	600	1350

Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos ecoEor™ ; modificado por los autores.

Con miras, al sistema operacional de los campos (Tabla 31). En la base de datos se incluyó el parámetro PIR o tasa de reemplazamiento y los barriles de agua equivalente por acre-ft o inyección normalizada. Siendo el primero de ellos el parámetro más importante a evaluar en este estudio.

Para encontrar estos valores, en el primer caso (PIR) fue necesario redigitalizar las gráficas de producción e inyección a través del tiempo de los campos disponibles, mediante el programa GetData (proceso similar al descrito en el (ANEXO A.)). Para posteriormente hallar el valor mediante la ecuación 7, donde solo fue posible realizar el cálculo para 10 de los 20 campos de estudio. En el segundo caso (Inyección normalizada) el valor fue determinado mediante la relación descrita en la ecuación 5. El cual se determinó para el 90% de los campos de estudio, debido a que el 10% restante no contaban con los datos previos para el cálculo.

Tabla 31. Características operativas de los campos de estudio

Campo	Production injection rate (PIR)	bweq/Acre-ft
KERN RIVER	1.16	3.33
DURI	1.2	1.00
SCHOONEBEK	1.4	2.87
EMILCHHEIM		7.14
SAN ARDO		0.49
JOBO	4.5	1,73
SOUTH BELRIDGE		0.81
MOUNT POSO	2.78	12.79
MIDWAY SUNSET	1.1	5.00
CAT CANYON		1.25
CHARCO REDONDO		23.20
YORBA LINDA		2.02
TIA JUANA M6	1.45	1.84
WINKLEMAN DOME		1.32
PEACE RIVER		2.38
MUKHAIZNA	1.31	
QARN ALAM		
WAFRA		5.30
Campo 1	1.1	3.20
Campo 2	2.0	1.01

Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos ecoEor™ ; modificado por los autores.

Una vez realizada la recolección de datos, se observó que para todos los campos no se encuentra toda la información de las 25 variables de análisis, esto no impide el desarrollo del objetivo de la investigación debido a que se cuenta con una cobertura mayor del 80% de datos y 50 % en el caso del sistema operacional; contribuyendo a la reducción de incertidumbre.

Para el análisis de los resultados se utilizó la herramienta Tibco Spotfire , ya que es una herramienta analítica que permite un mejor análisis de datos estadísticos utilizando filtros y todo tipo de análisis de regresión, con esto se logra cubrir el objetivo de encontrar una herramienta tecnológica de fácil acceso y disponible en Ecopetrol S.A.

Por otro lado, fue fundamental recolectar valores de datos secundarios utilizando para estos casos relaciones matemáticas, como:; OOIP (original oil in place,Ecuación 1); transmisibilidad (Ecuación 2); espaciamento entre pozos; API; porosidad; área del campo; Np normalizado (Ecuación 3); tasa de inyección (especificada con la Ecuación 4); inyección normalizada (Ecuación 5); SOR

(Ecuación 6); PIR (Ecuación 7) y fluidos producidos, relacionada con la Ecuación 8.

Ecuación 1. Petróleo original en sitio

$$\frac{OOIP}{Area * Espesor\ neto} = \frac{OOIP}{Acre * ft}$$

Ecuación 2. Transmisibilidad

$$Transmisibilidad = \frac{Permeabilidad * Espesor\ neto}{viscosidad} = \frac{k * h}{\mu}$$

Ecuación 3. Aceite producido normalizado.

$$Np\ Normalizado = \frac{Np}{Area * Espesor\ neto} = \frac{Np}{Acre * ft}$$

Ecuación 4. Tasa de inyección del vapor.

$$Tasa\ de\ inyección\ del\ vapor = \frac{BWEQ}{Dia\ por\ pozo}$$

Ecuación 5. Inyección Normalizada.

$$Inyección\ Normalizada = \frac{Tasa\ de\ inyección\ del\ vapor}{espaciamiento\ entre\ pozos * espesor\ neto} = \frac{BWEQ}{Acre * ft}$$

Ecuación 6. Relación vapor – aceite (steam oil ratio)

$$SOR\ (steam\ oil\ ratio) = \frac{Cantidad\ de\ vapor\ inyectado}{Cantidad\ de\ petroleo\ producido}$$

Ecuación 7. Tasa de reemplazamiento.

$$PIR = \frac{\text{Volumen de fluidos producidos}}{\text{Cantidad de vapor inyectado}}$$

Ecuación 8. Fluidos producidos.

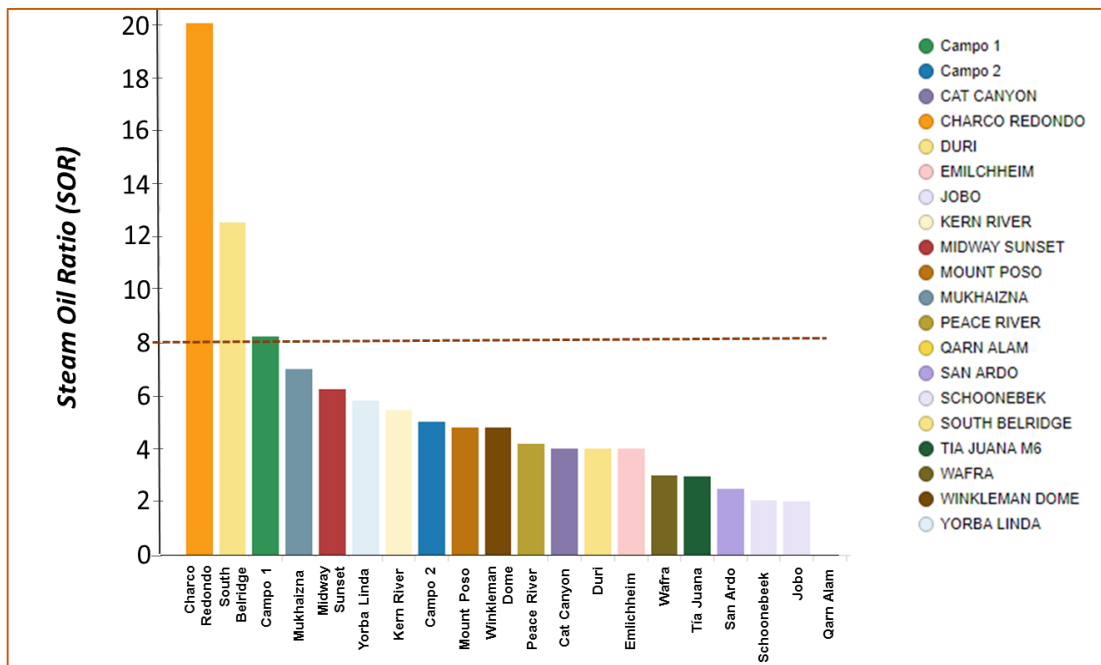
$$\text{Fluidos producidos} = \text{petroleo} + \text{agua}$$

El uso de estas ecuaciones ayudó en la selección de proyectos análogos y comparables con el Campo 1 y Campo 2; en el proceso de inyección continua de vapor.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El KPI más utilizado que resume aspectos de eficiencia y economía en un entorno operacional en la inyección continua de vapor es la relación vapor inyectado vs petróleo producido. Algunos autores en la época de los 70's y 80's, utilizan la relación petróleo producido vs vapor inyectado OSR, debido a que comparaban los resultados contra la inyección cíclica de vapor; sin embargo, recientemente se utiliza el SOR (vapor inyectado vs petróleo incremental producido) como un método estándar de valoración (Gráfica 1), ya que las cantidades de vapor inyectado superan en número al petróleo producido y la relación genera un número entero, que permite un mejor análisis¹⁷⁹.

Gráfica 1. Steam Oil Ratio Vs Campo



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

La línea punteada horizontal que se encuentra en la gráfica anterior filtra aquellos proyectos considerados exitosos según su valor de SOR menor o igual a 8; el cual es obtenido según la siguiente relación:

“Precio del gas + lifting cost+ costo de desarrollo / precio de venta del barril menor o igual que 8”

Esta ecuación fue establecida teniendo en cuenta los precios actuales del petróleo y valor del gas en el mercado comercial de Colombia, que por encima de este

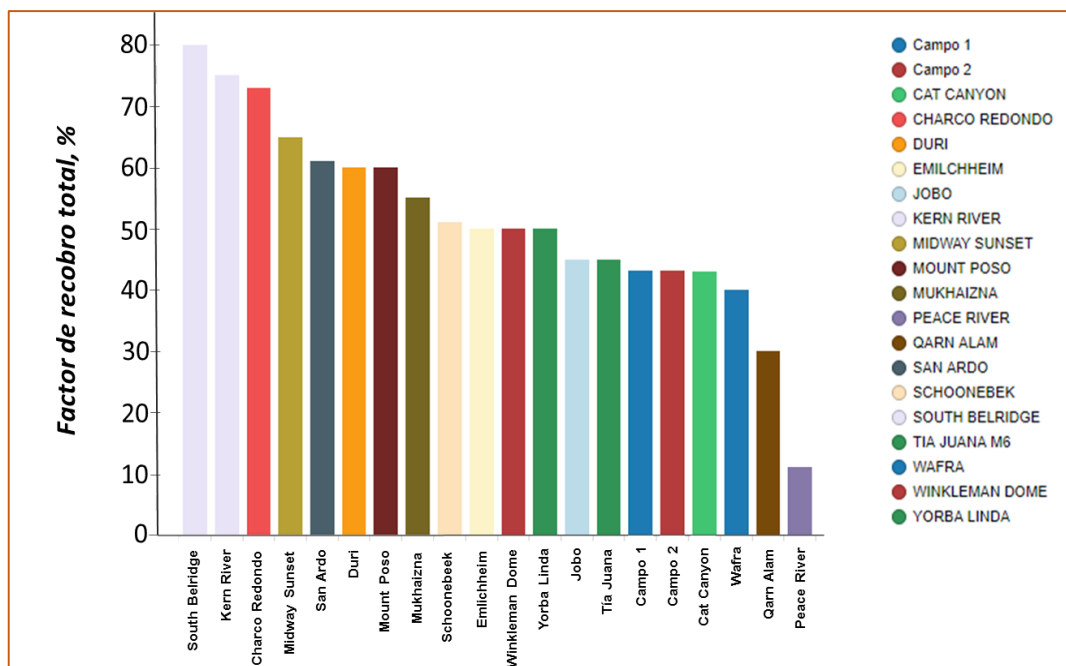
¹⁷⁹Grupo de Recobro Mejorado Empresa Ecopetrol S.A.

valor son considerados como proyectos inviables. Estos valores, han sido establecidos y evaluados por Ecopetrol S.A. considerados como datos confidenciales.

Basado en lo anterior, no se tendrán en cuenta los campos South Belridge y Charco Redondo ya que están por encima de SOR con valor de 8. En el caso de Qarn Alam no será evaluado debido a falta de información del valor del SOR. Cabe observar que el SOR a ser utilizado será el acumulado y no el instantáneo, debido a lo expuesto en el ANEXO A..

A continuación, se presentan los factores de recobro ya en una vista más gráfica, los cuales varían entre el 10% y el 80% del recobro (Gráfica 2).

Gráfica 2. Factor de Recobro total Vs Campo



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEoTM; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Para analizar los resultados, se conceptualizó en parámetros: geológicos, petrofísicos y operacionales. Este último con el tiempo en la implementación de la tecnología.

- **Parámetros geológicos**

Se inicia analizando las propiedades básicas geológicas similares reportadas en la literatura consultada y tabuladas con anterioridad. Encontrando en la Figura 65, que el 95% de los campos cuenta con una composición de arenisca y solo un 10% tiene contenido de caliza en el yacimiento.

Figura 65. Porcentaje de tipos litológicos.

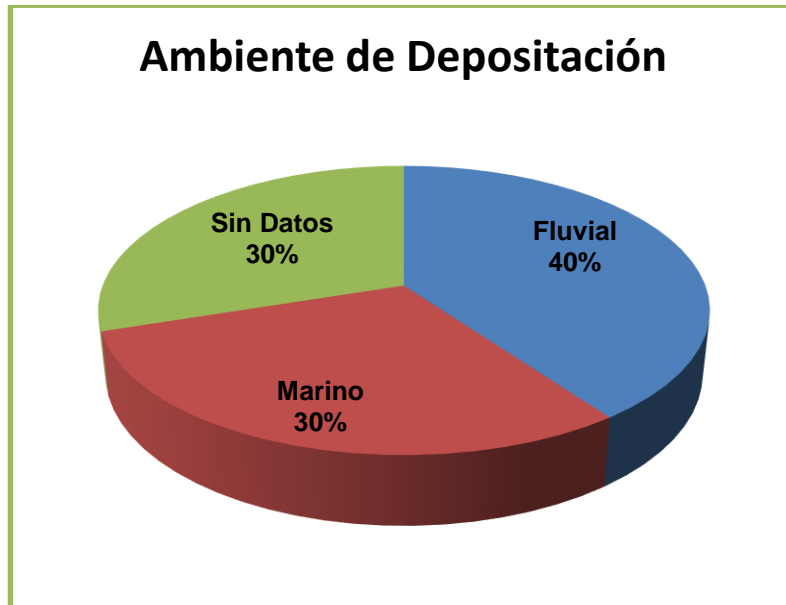


Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEOr™ ; modificado por los autores.

En la Figura 66, se determina que el proceso se ha implementado en un 40% en yacimientos que han sufrido de una depositación fluvial, es decir, “que su ambiente ha sido por medio de ríos, siendo este uno de los que más deposito sedimentario deja”¹⁸⁰.

¹⁸⁰GEOLOGIA venezolana, Ambientes sedimentarios, articulo tomado de <http://geologiavenezolana.blogspot.com.co/2010/11/ambientes-sedimentarios.html>, 12 de noviembre de 2010.

Figura 66. Porcentaje de tendencia en el Ambiente de Deposición.

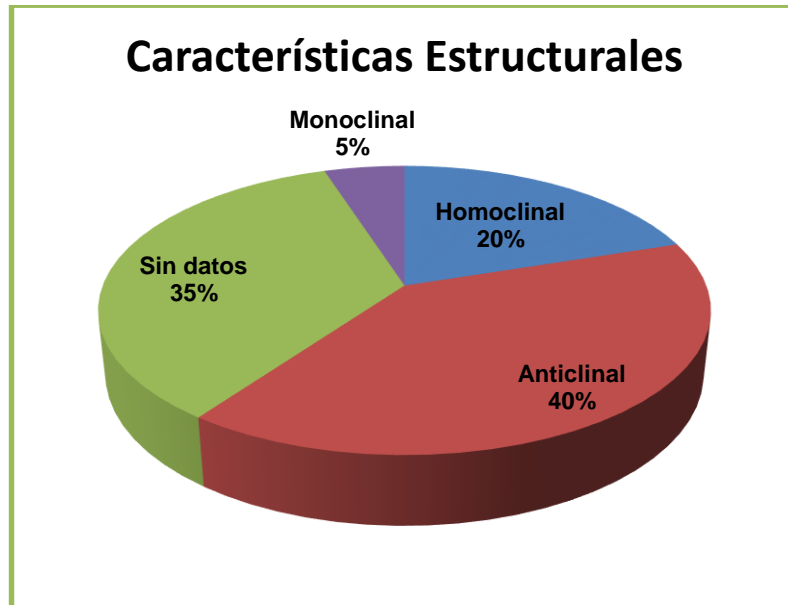


Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™ ; modificado por los autores.

Por otro lado, en la Figura 67 se muestran las características estructurales, en donde la mayoría son anticlinales, entiéndase como un pliegue convexo hacia arriba. Es decir, "la ondulación de una capa de amplitud y forma variable, en la que los estratos más antiguos se encuentran en el núcleo del pliegue"¹⁸¹.

¹⁸¹SOCIEDAD Geológica, Carta a un geólogo, "Anticlinal o Sinclinal", artículo tomado de <http://sociedadgeologica.cl/anticlinal-o-sinclinal/>, 6 de abril de 2015.

Figura 67. Tendencia de las características estructurales.



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™ ; modificado por los autores.

Como conclusión de este primer parámetro, se establece que los proyectos evaluados cuentan con uniformidad en cuanto a composición de la formación y ambiente de depositación. Siendo un factor clave a tener en cuenta en evaluaciones futuras a la hora de implementar un proceso de inyección continua de vapor.

- **Parámetros físicos y petrofísicos.**

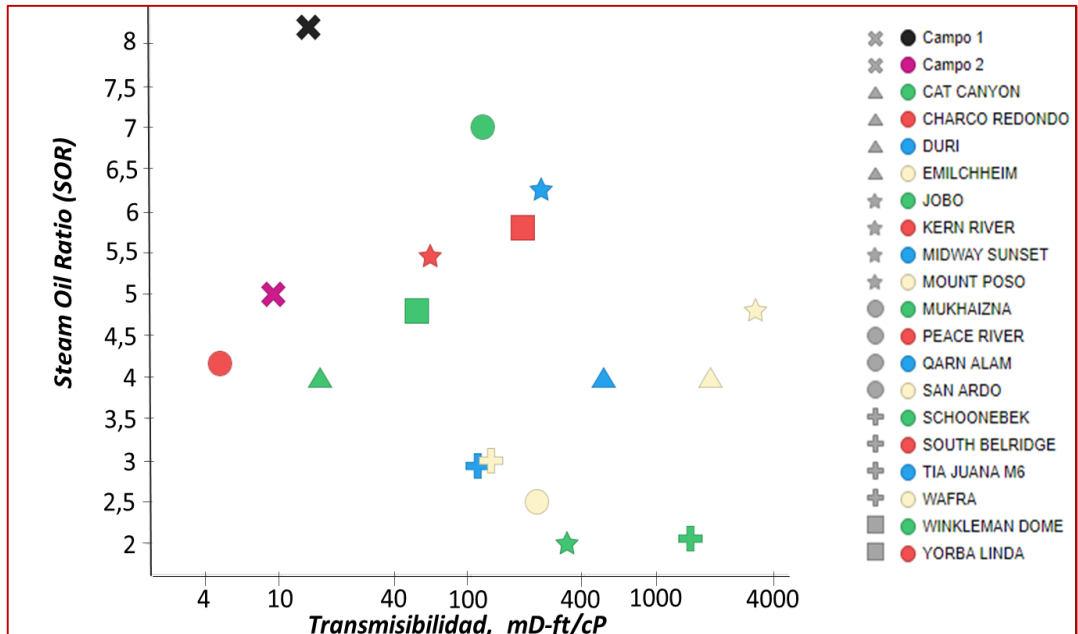
A continuación, se muestran los análisis de las gráficas tomadas SOR vs propiedad del yacimiento para observar el comportamiento y las posibles tendencias generadas por la nube de puntos.

En primer lugar, en la Gráfica 3, se analiza el SOR vs la transmisibilidad, siendo este uno de los parámetros importantes en el proceso, ya que es la relación que indica la facilidad con la que se puede mover el fluido a través de la formación; se entiende a esta propiedad como la relación entre el espesor, la permeabilidad y la viscosidad.

Al observar la gráfica, se denota la tendencia generada por los campos mundiales, en la que se puede estimar que a una mayor transmisibilidad habrá un mejor rendimiento del valor Steam Oil Ratio. Al relacionarlo con la Gráfica 4, se comprueba lo mencionado anteriormente, en donde la viscosidad tiene relación con la transmisibilidad, siendo inversamente proporcionales, es decir, que al

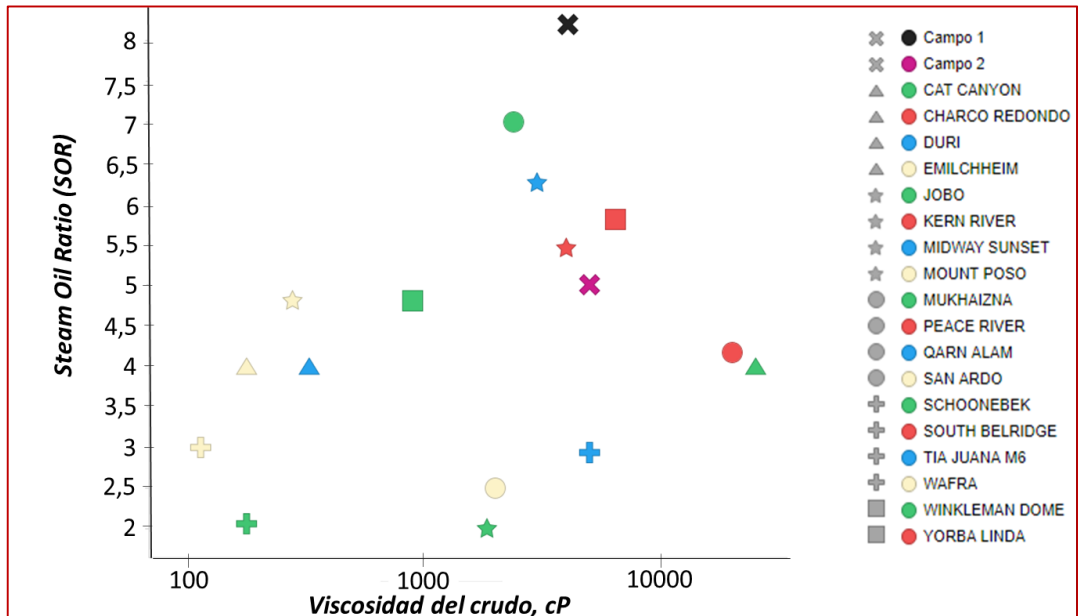
momento en que la viscosidad disminuya va a aumentar la transmisibilidad, lo que es viable para el proceso de inyección continua de vapor.

Gráfica 3. Steam Oil Ratio vs. Transmisibilidad.



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

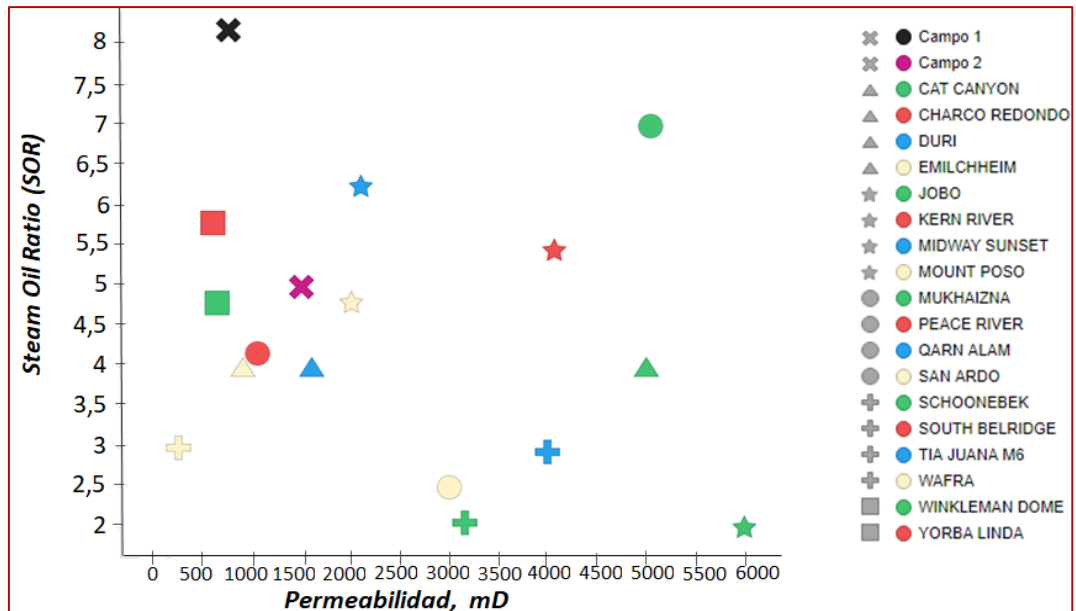
Gráfica 4. Steam Oil Ratio vs. Viscosidad.



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

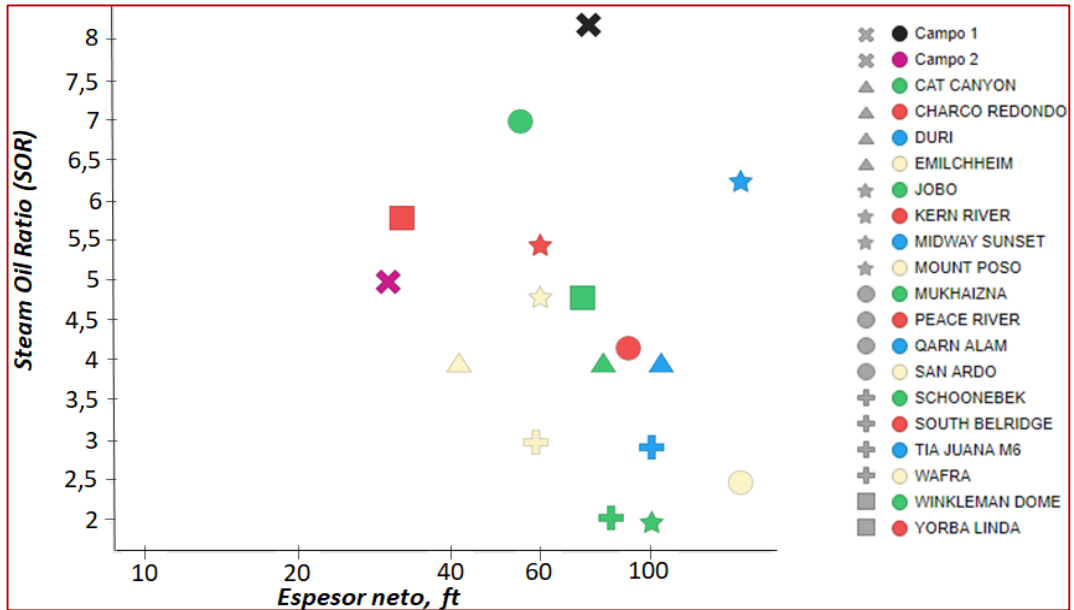
Cabe añadir, que para completar el análisis de transmisibilidad con las propiedades que la relacionan, es decir, la permeabilidad y el espesor. En la Gráfica 5 se puede ver que a mayor permeabilidad se va a tener un mejor SOR, pero hay que tener en cuenta que esta propiedad cuenta con un límite, debido a que si llega a ser muy grande, va a generar canalizaciones de vapor, afectando el éxito del proyecto. En cuanto, al espesor de la arena (Gráfica 6). Se evidencia que aparte de contar con una clara tendencia, cuenta con un rango de aplicabilidad para la eficiencia del proceso con vapor, el cual oscila entre 30 a 100 ft y cuyo rendimiento será más efectivo en un valor cercano a 100.

Gráfica 5. Steam Oil Ratio vs Permeabilidad.



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

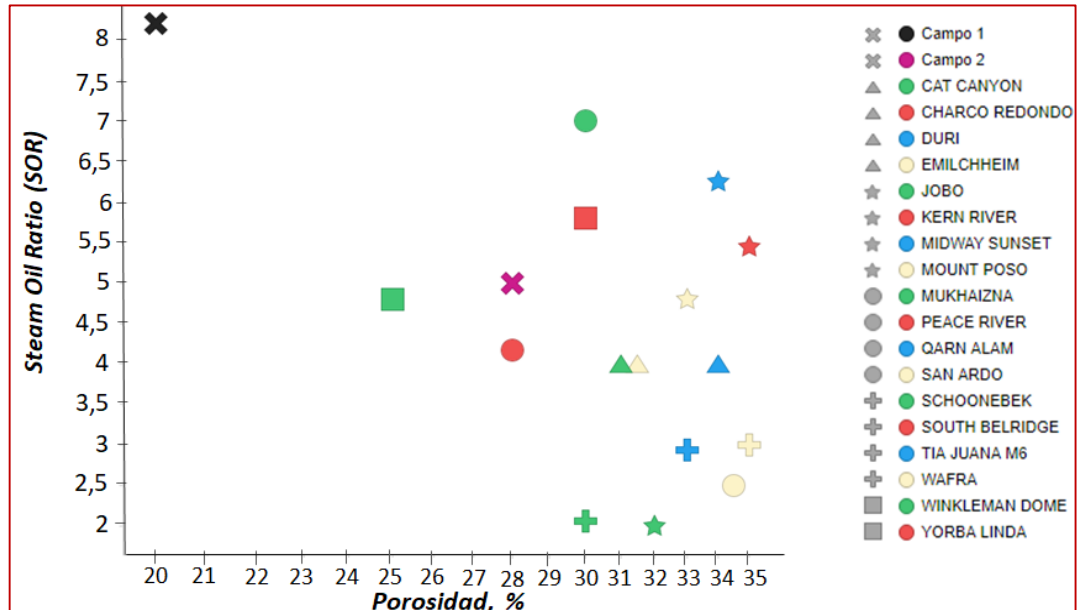
Gráfica 6. Steam Oil Ratio vs Espesor.



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Por otra parte, en la Gráfica 7 se muestra uno de los parámetros petrofísicos de mayor importancia, la porosidad. En el que un proyecto potencial para la implementación de la inyección continua, se ubica en rangos de aplicabilidad entre 25 y 35%, donde a mayor porosidad el proceso contará con un mejor rendimiento. En estos rangos, se encuentran ubicadas las rocas sedimentarias, compuestas principalmente por areniscas.

Gráfica 7. Steam Oil Ratio vs Porosidad.

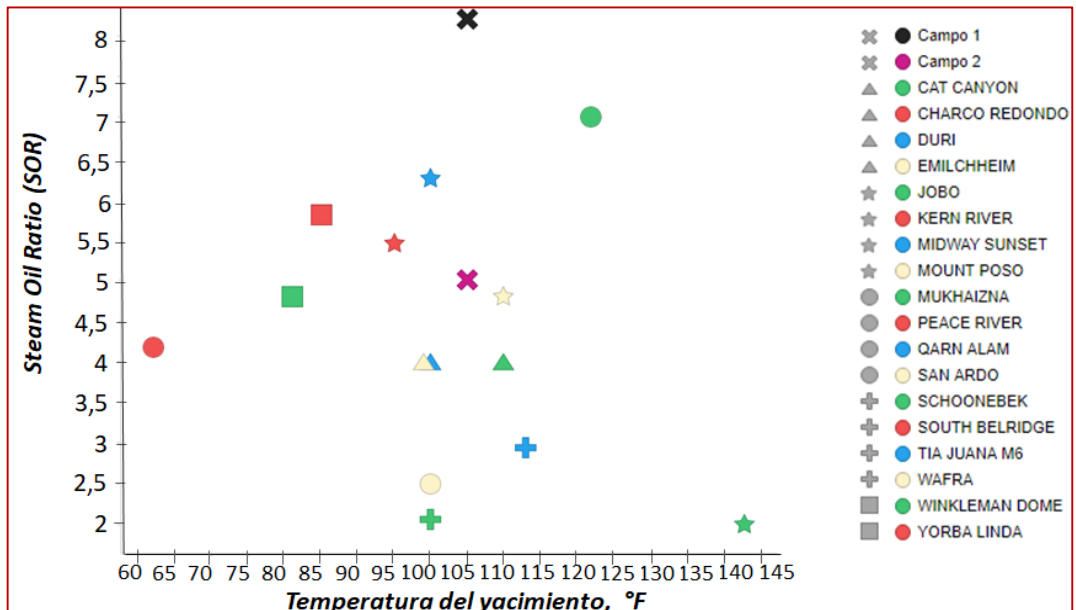


Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Ahora bien, en cuanto a las propiedades físicas de un yacimiento, las relevantes en este tema de estudio son: la temperatura a la que se encuentra la formación, la presión del yacimiento, la profundidad y la ya nombrada, la viscosidad.

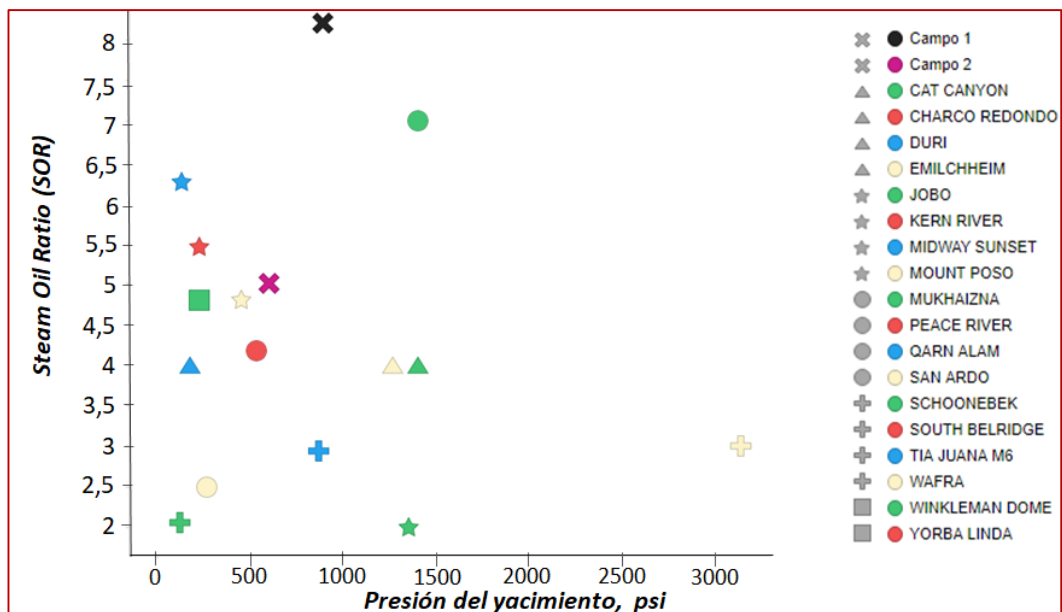
En la Gráfica 8 y Gráfica 9, se tienen las propiedades de temperatura y presión relacionadas con el SOR. Estas no muestran una tendencia visible en la nube de puntos generada, pero es posible establecer rangos en los que puede ser viable la implementación de una técnica con vapor. Dichos rangos, se establecen entre 80 a 120°F, para la temperatura; y 100 a 1500 psi, para la presión.

Gráfica 8. Steam Oil Ratio vs Temperatura inicial del yacimiento (°F)



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

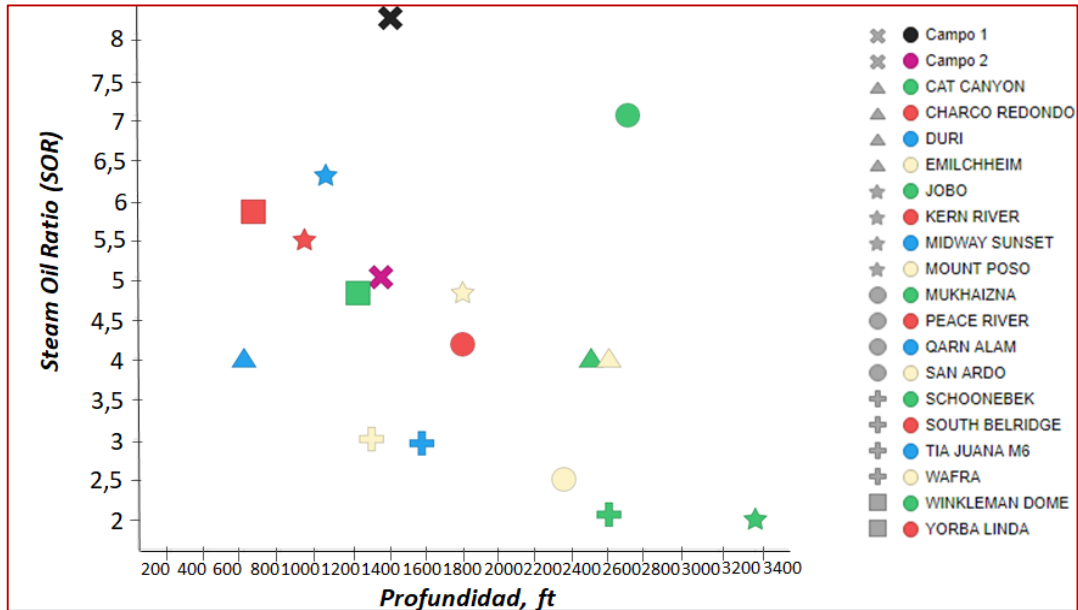
Gráfica 9. Steam Oil Ratio vs Presión.



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Como último parámetro físico, se evaluó la profundidad. Que, como se observa en la Gráfica 10 se denota una tendencia clara, donde a mayor profundidad se va a tener un proceso más efectivo, es decir un bajo SOR. Cabe resaltar, que esta condición se da hasta valores máximo de 4500 ft, debido a que, si supera este valor, el proceso ya no es considerado efectivo.

Gráfica 10. Steam Oil Ratio vs Profundidad (Ft)



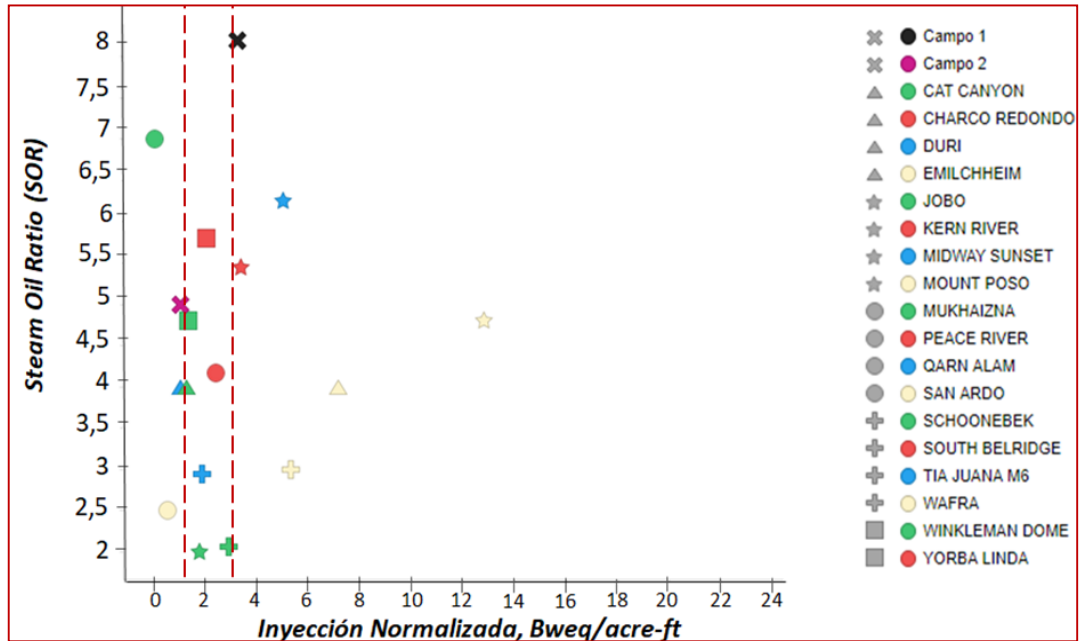
Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

- **Parámetros operacionales.**

Como último parámetro evaluado. El análisis en el sistema operativo se realiza, teniendo en cuenta la tasa de inyección normalizada; conocida como barriles de agua equivalentes sobre acre-ft; y la tasa de reemplazamiento (PIR); establecida como la producción de fluidos vs la inyección.

En la Gráfica 11, se identifica una acumulación de los campos evaluados, estableciendo un rango de aplicabilidad entre 1.5 y 3.5 de BWEQ/ acre*ft, en el que el proyecto puede establecerse como exitoso operativamente.

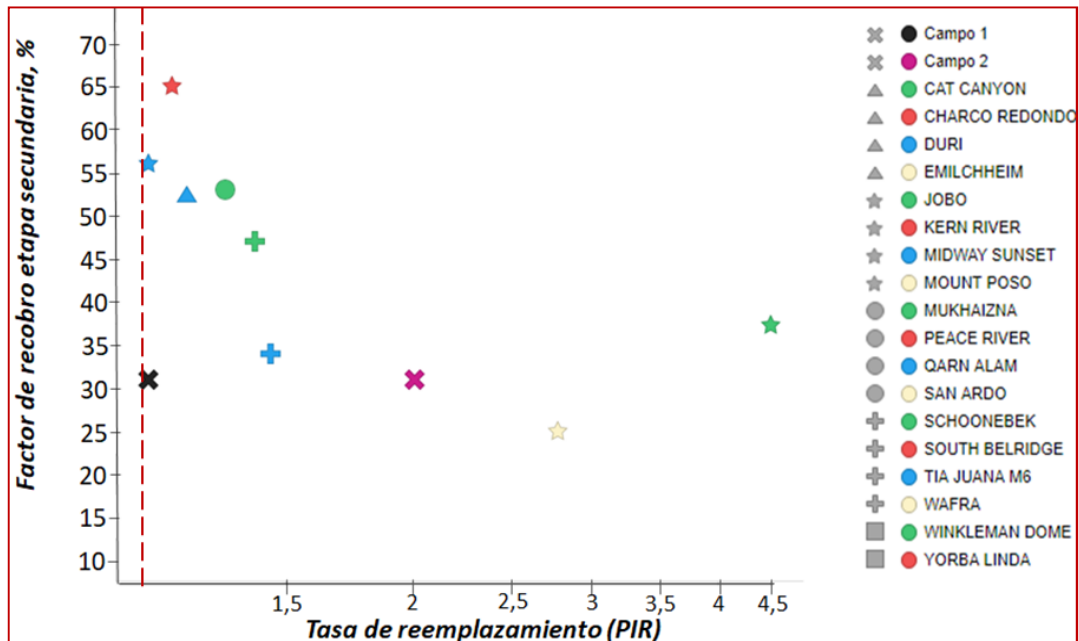
Gráfica 11. Steam Oil Ratio vs. Inyección normalizada.



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Para terminar, se muestra en la Gráfica 12, la relación entre lo que se produce vs lo que se inyecta, la cual se encuentra en una medida de 1.2 veces para considerar a un proyecto, exitoso. El cual al aumentar el valor del PIR, el rendimiento, según su FR, será mayor.

Gráfica 12. Factor de Recobro Secundario vs PIR (Tasa de reemplazamiento).



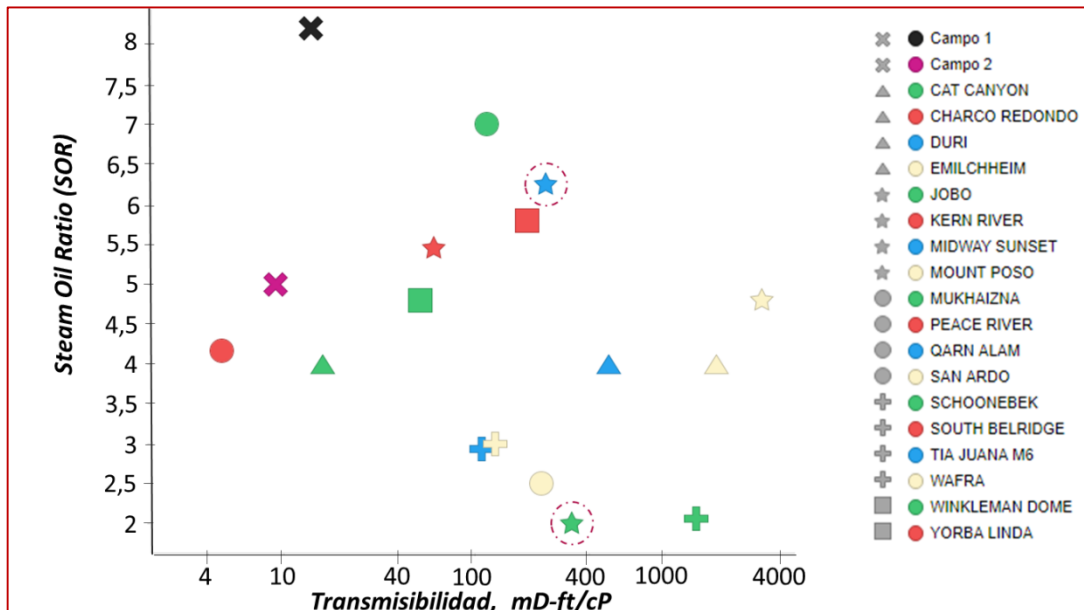
Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

En el ANEXO B se concluyen y especifican los resultados obtenidos del análisis anterior. Con el fin de facilitar la comprensión del lector.

Con el fin de complementar el análisis realizado previamente. Se presentan a continuación, dos casos de propiedades relevantes en el proceso. Cuyo objetivo es determinar la relación existente entre ellas y el rendimiento final.

En el primer caso, se muestra la transmisibilidad, que cuenta con un peso importante en el éxito de un proyecto. Lo que se espera en el siguiente análisis es observar cuales han sido las razones que motiva un mejor rendimiento (bajo SOR) ante unas condiciones de movilidad inicial parecida a condiciones de subsuelo (igual transmisibilidad). Teniendo en cuenta lo anterior, en la Gráfica 13 se evidencia el comportamiento de los diferentes campos respecto a la relación de SOR vs transmisibilidad, como 2 KPI's relevantes.

Gráfica 13. Steam Oil Ratio vs Transmisibilidad, (Jobo, Midway Sunset)



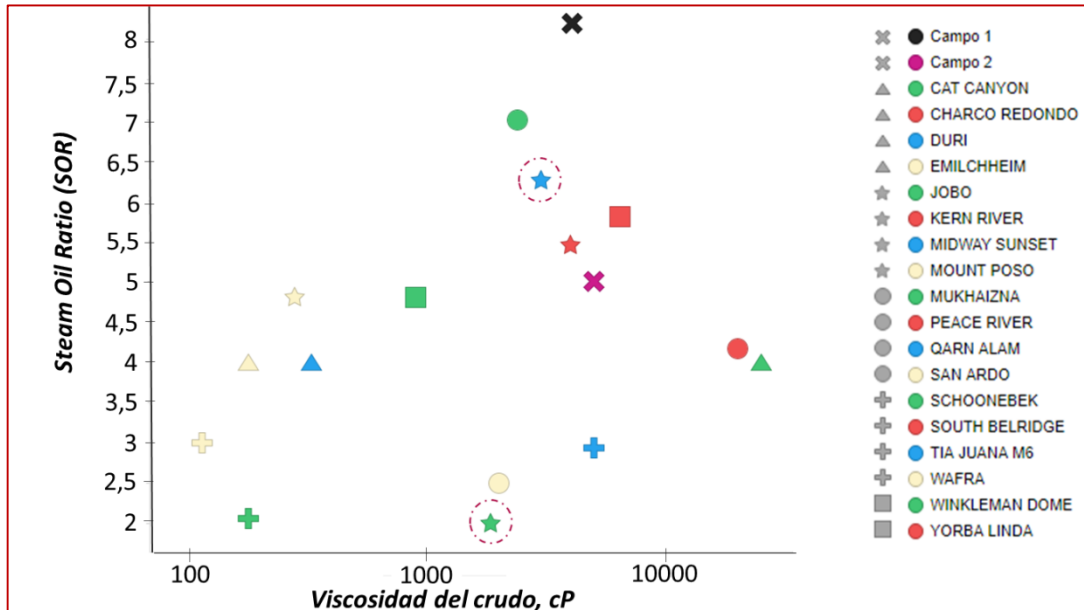
Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Para iniciar, se seleccionan dos proyectos (encerrados por un círculo rojo) con valores parecidos de transmisibilidad, donde la estrella azul (Midway Sunset) cuenta con un valor de 236 mD/ft-cP y la estrella verde (Jobo) con un valor de 324 mD/ft-cP. El rendimiento para estos dos campos, según su steam oil ratio (SOR) cuenta con valores diferentes, siendo 6.3 y 2, respectivamente.

Al comparar estos dos proyectos en las demás propiedades, se determina, que en aquellas que cuentan con un comportamiento diferente son: profundidad, espesor neto de la formación y permeabilidad junto con viscosidad.

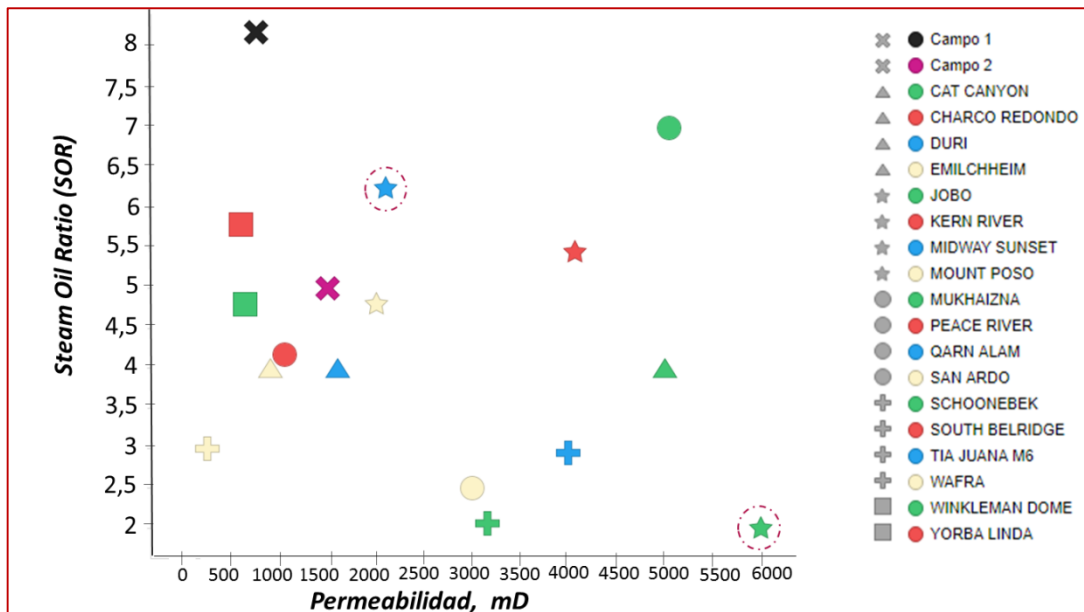
En la Gráfica 14 y Gráfica 15, se evidencia el comportamiento de ambos campos en la permeabilidad y viscosidad, respectivamente. En el que, en la primera hay una gran diferencia entre sus valores que, en combinación con una alta viscosidad, como en el caso de Midway, genera una disminución en el valor de la transmisibilidad y afecta su valor de SOR.

Gráfica 14. Steam Oil Ratio vs Viscosidad (Jobo, Midway Sunset)



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEo_rTM; TIBCO Spotfire; modificado por los autores..

Gráfica 15. Steam Oil Ratio vs Permeabilidad (Jobo, Midway Sunset)

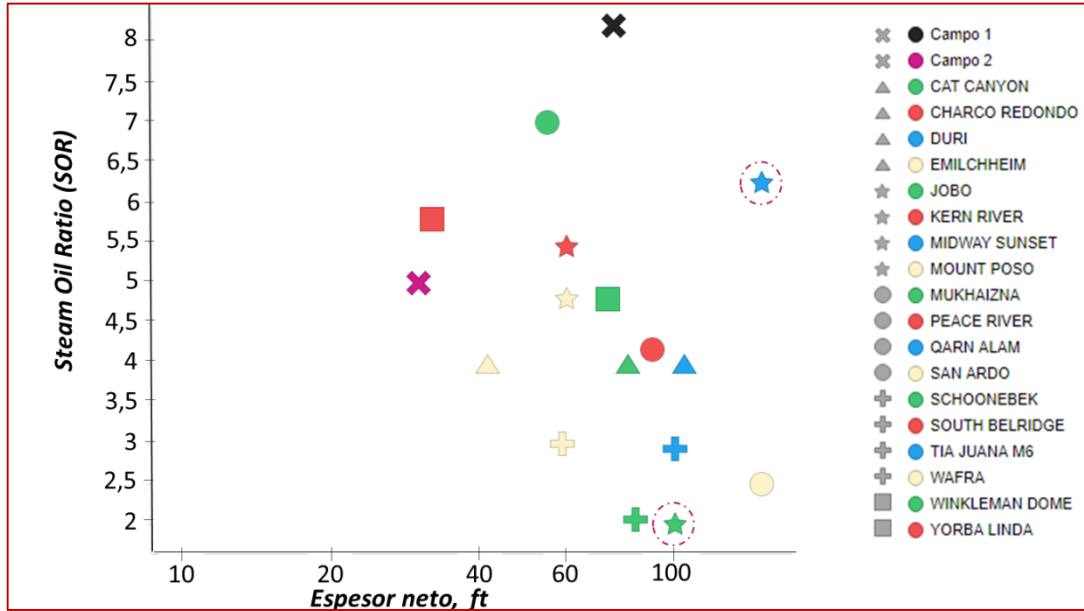


Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEo_rTM; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Por otro lado, en la Gráfica 16. Uno de los campos (Midway Sunset) se encuentra en el límite superior del rango establecido por la nube de puntos, generada por los demás proyectos. Lo que puede causar su bajo rendimiento, debido a que, al contar con un espesor tan grande, el vapor puede llegar a generar el efecto

overriding (descrito en el marco teórico), ocasionando que sea desplazada solo una pequeña parte del hidrocarburo, disminuyendo su rendimiento.

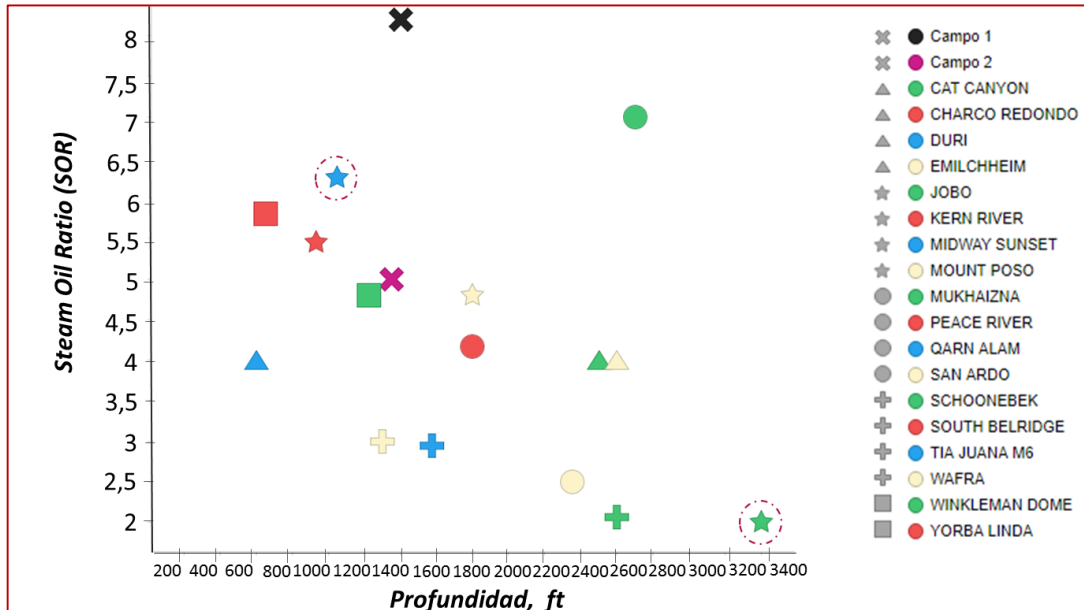
Gráfica 16. Steam Oil Ratio vs Espesor (Jobo, Midway Sunset)



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEo_rTM; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Así mismo, en la profundidad (Gráfica 17), se establece un posible factor relevante en el rendimiento del proceso, debido a que uno de los campos se encuentra a una profundidad bastante baja, pudiendo ser la razón del alto valor de SOR obtenido hasta el momento.

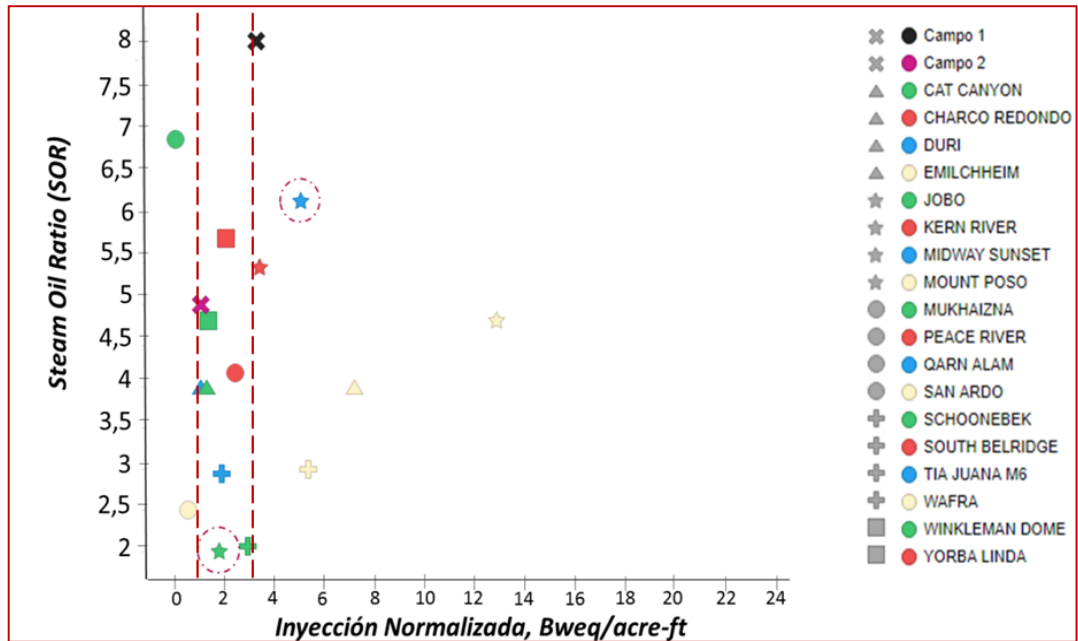
Gráfica 17. Steam Oil Ratio vs Profundidad (Jobo, Midway Sunset)



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEo_{ITM}; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

En cuanto, al sistema operativo. En la Gráfica 18, se evidencian los valores con los que cuentan cada uno de los campos seleccionados. En el caso de uno de ellos (estrella azul), se encuentra por encima de los rangos establecidos de inyección. Lo que puede ocasionar que su rendimiento, en cuanto al SOR, se encuentre afectado, debido a las posibles canalizaciones de vapor generadas por una sobre inyección.

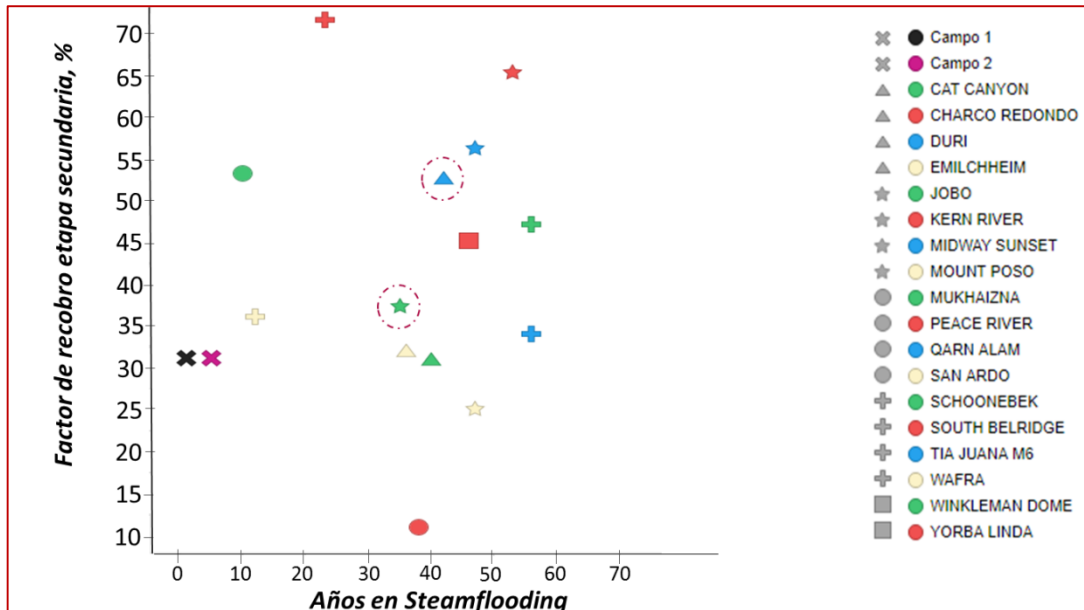
Gráfica 18. Steam Oil Ratio vs Inyección Normalizada, (Jobo, Midway Sunset)



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Por último, en los años de implementación del proceso (Gráfica 19) vs el factor de recobro secundario, se encuentra que ambos proyectos tienen un tiempo considerable en el uso de inyección continua. A su vez, se evidencia que el campo Midway Sunset cuenta con un rendimiento, según su FR, mayor a Jobo. Contradiendo lo evaluado anteriormente.

Gráfica 19. Factor de Recobro Secundario vs Años de Steam Flooding, (Jobo, Midway Sunset)



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEo_r™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Como conclusión de este análisis, se determina que las propiedades que tienen un peso importante en el éxito del proyecto son: la profundidad, en la cual el proceso no es recomendado para yacimientos someros; y el espesor neto de la formación, que cuenta con un límite de aplicación establecido en un valor inferior a 150 ft.

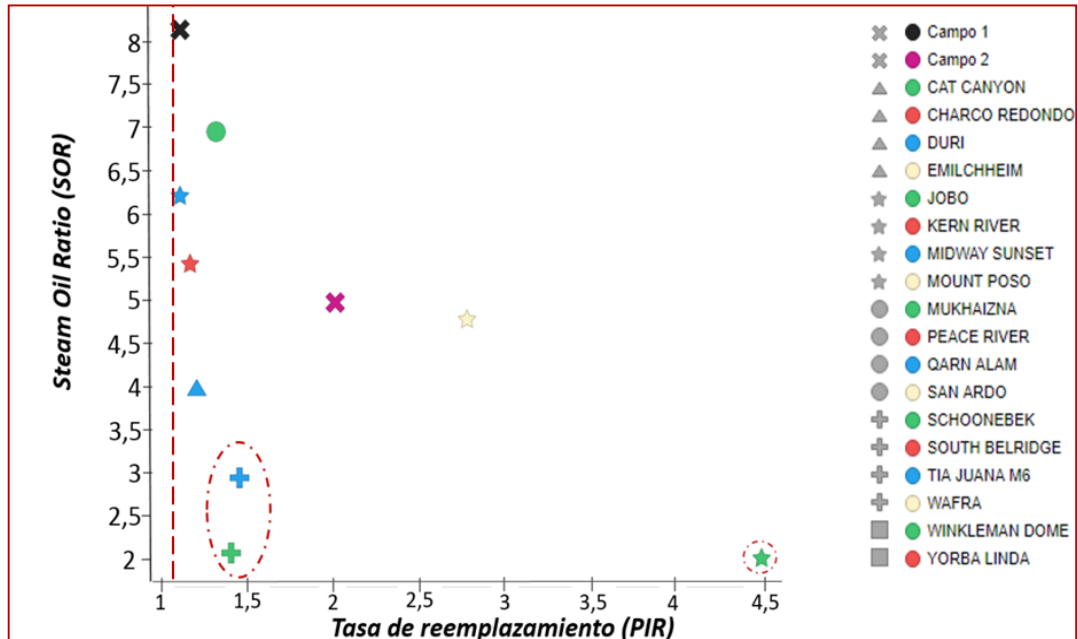
Adicionalmente, a la incongruencia observada en la figura anterior, en el que el rendimiento del proceso según el valor de SOR es diferente al rendimiento según el FR secundario. Da un indicio de que los valores investigados respecto al FR en la etapa secundaria pertenecen a varios procesos de recobro y no solo a la inyección continua de vapor.

- **Tasa de reemplazamiento como punto de partida**

Ha sido considerado como uno de los KPI's con mayor peso en el análisis del éxito de un proceso de inyección continua de vapor. El cual, solo fue posible realizarlo para 8 de los 18 proyectos mundiales, más los 2 campos que se desean evaluar en Colombia.

En la Gráfica 20 se observa su relación con el SOR, en el que aparentemente a mayor valor de PIR, menor valor de SOR, y por ende, un mejor rendimiento.

Gráfica 20. Steam Oil Ratio vs PIR, punto de referencia el PIR.



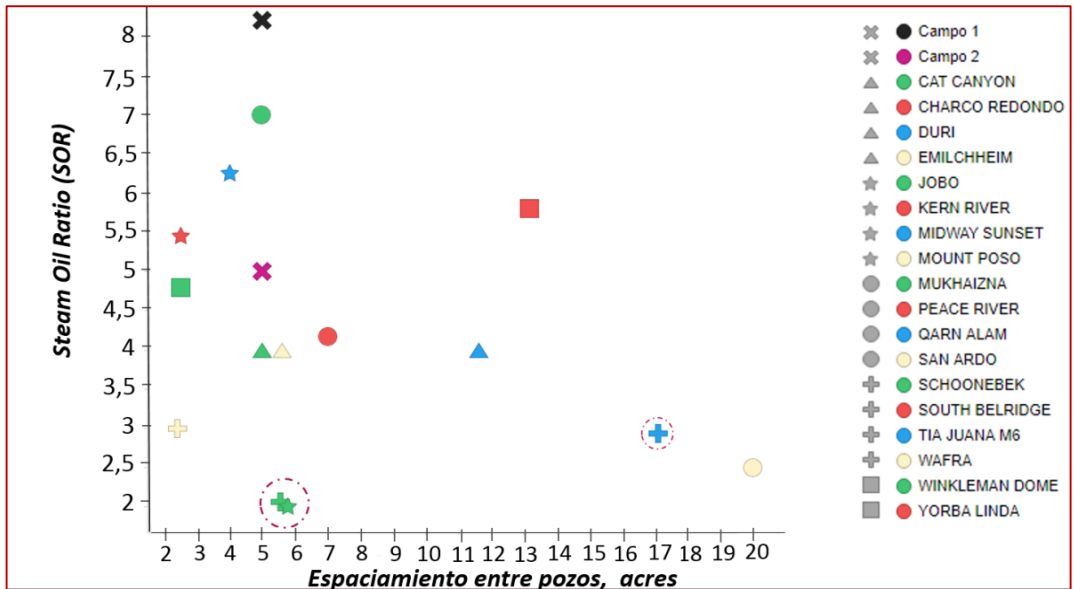
Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Como primera instancia, se toman aquellos campos que cuentan con un buen rendimiento según el SOR y que a su vez cuentan con valores diferentes en el PIR. En este caso, los proyectos a analizar son: Tía Juana, Schoonebeek y Jobo.

Posteriormente, al detallar cada una de las propiedades referentes al tema, se estableció que aquellas que cuentan con un comportamiento claro, en los campos seleccionados, son: el espaciamento entre pozos, la transmisibilidad, profundidad y viscosidad.

En la Gráfica 21, se observa una tendencia clara, generada por la nube de puntos, en la que aparentemente a mayor espaciamento, el rendimiento será mejor. Teniendo en cuenta los campos seleccionados, es evidente que lo dicho anteriormente, no se cumple del todo. Ya que, entre menor espaciamento, mejor será su rendimiento, debido a que las pérdidas de energía entre pozos se reducirán, favoreciendo el rendimiento final de todo el proceso.

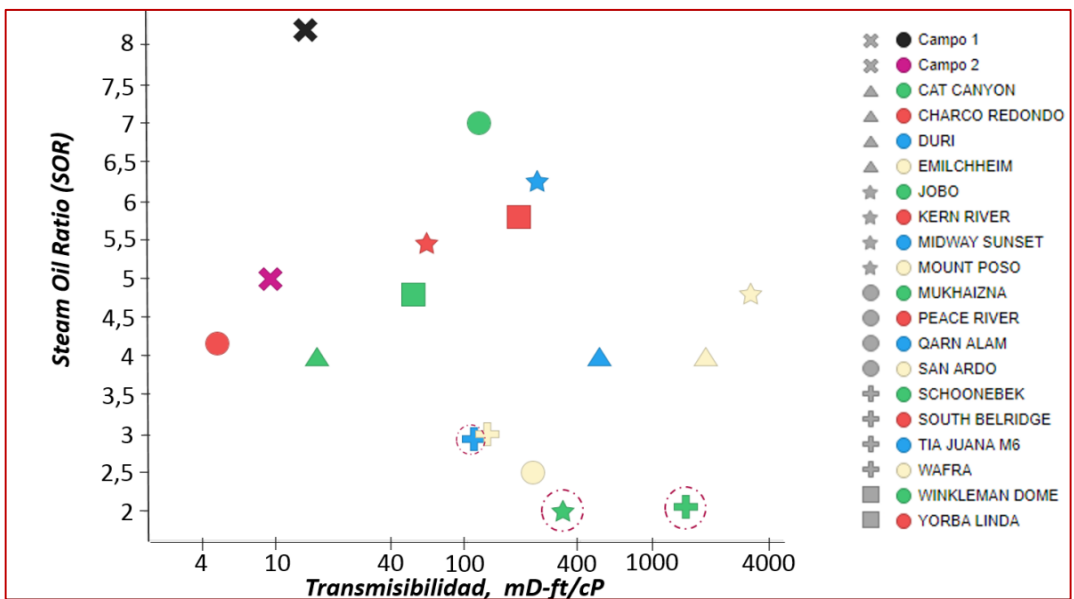
Gráfica 21. Steam Oil Ratio vs Espaciamiento entre pozos, punto de referencia PIR.



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

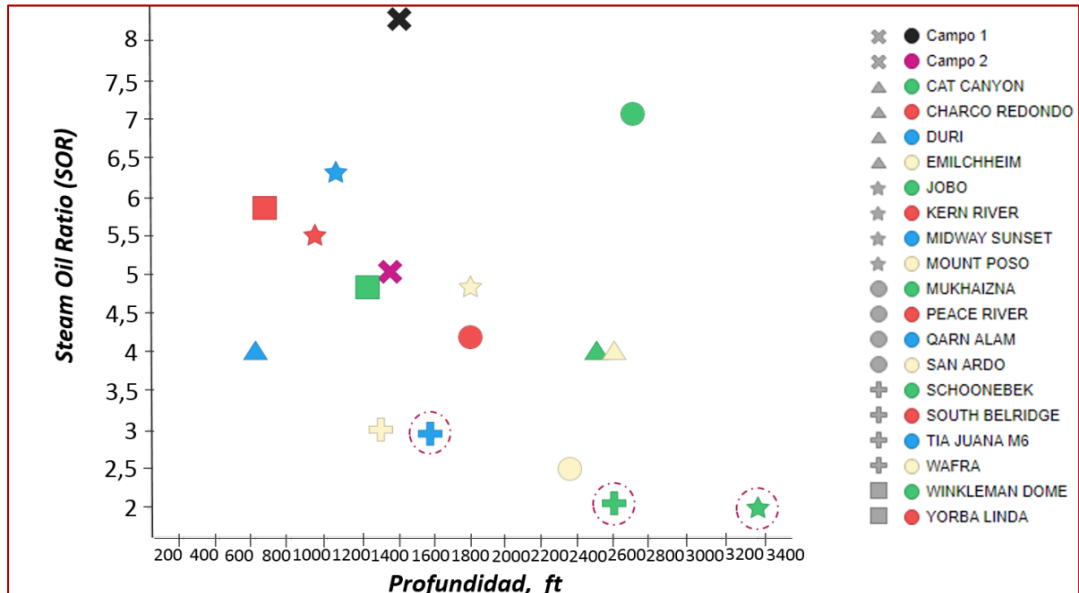
En cuanto, a la transmisibilidad (Gráfica 22) y profundidad (Gráfica 23), también es evidenciada una tendencia marcada, en la que el rendimiento del proyecto se verá afectado negativamente en una disminución del valor de estas dos, a pesar de encontrarse dentro de los rangos establecidos.

Gráfica 22. Steam Oil Ratio vs Transmisibilidad, punto de referencia el PIR.



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

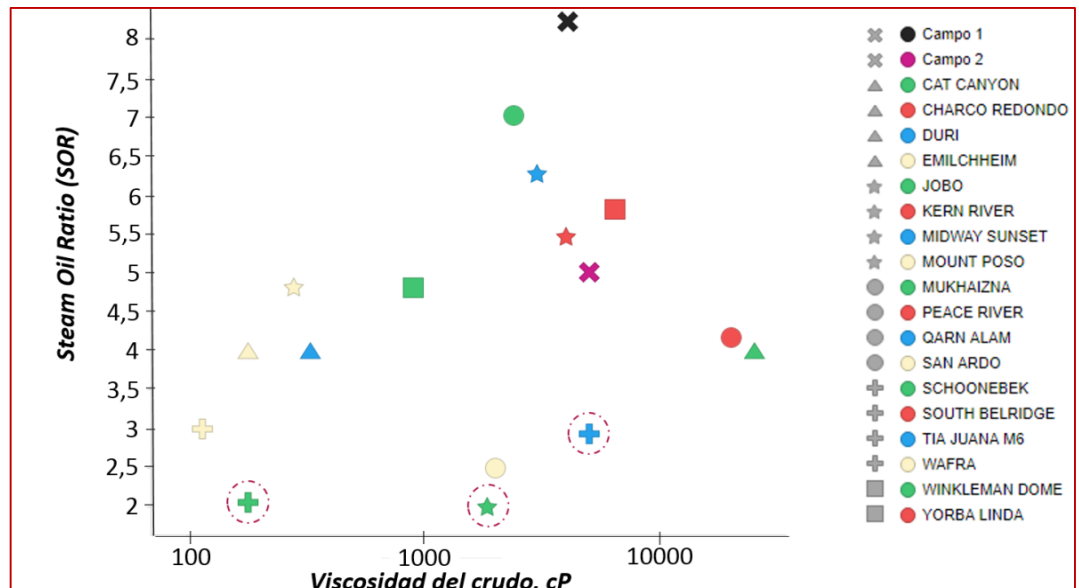
Gráfica 23. Steam Oil Ratio vs Profundidad, punto de referencia el PIR.



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Así mismo, en el caso de la viscosidad, ilustrado en la Gráfica 24. Se presenta una propagación imponente, en la que el SOR tendera a ser mejor a viscosidades más bajas. Influenciando en el éxito y rendimiento final, según el PIR.

Gráfica 24. Steam Oil Ratio vs Viscosidad, punto de referencia el PIR

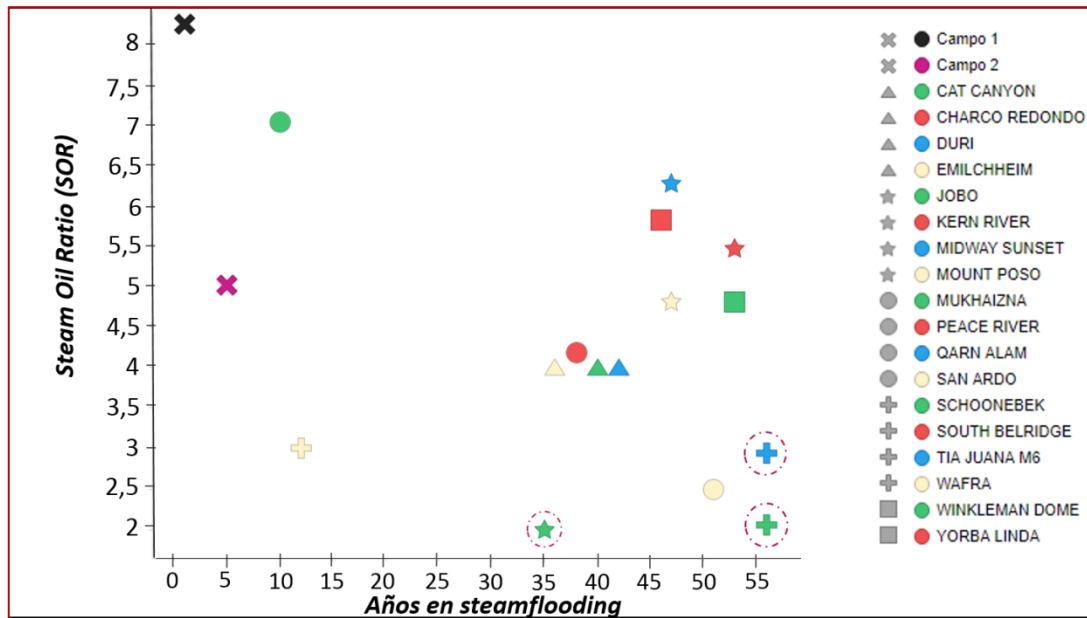


Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Por último, en la Gráfica 25, se presentan los años en inyección continua de vapor correspondientes a los proyectos evaluados en este caso. En el que a pesar de

haber una diferencia de aproximadamente 20 años en uno de los proyectos, respecto a los otros dos, no es una razón de peso para el éxito y comportamiento observado anteriormente, debido a que el campo se encuentra con un buen rendimiento al igual que los otros dos, siendo este mismo, aquel que cuenta con las mejores condiciones geológicas y operativas. Justificando en parte, el comportamiento observado en los años de implementación del proceso.

Gráfica 25. Steam Oil ratio vs Años de Steamflooding, punto de referencia el PIR.



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

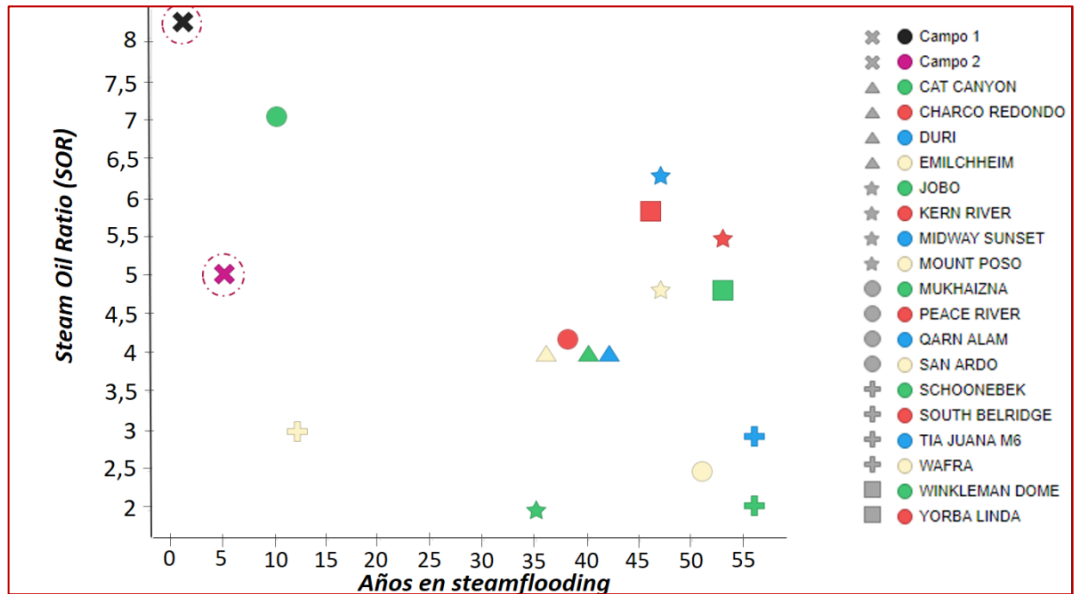
Teniendo en cuenta el análisis anterior, se llega a la conclusión de que propiedades como: viscosidad y transmisibilidad, tienen gran influencia en el rendimiento observado mediante el SOR y PIR. Además, factores como espaciamiento entre pozos y profundidad del yacimiento, son determinantes a la hora de evaluar y llevar a cabo un proceso de inyección continua de vapor. En el caso del primero, está sujeto a propiedades como el espesor, debido a que a un mayor espesor, lo ideal es contar con un menor espaciamiento. Ya que, la cantidad de “pérdida de energía” que pueda generarse en ese lapso, puede disminuir. Favoreciendo la generación de un “vacío” al vapor, en un espacio dentro de la roca, generando una remoción de manera más efectiva del petróleo acumulado.

• **Análisis Campo 1 y Campo 2**

El campo 1 y campo 2, se encuentran ubicados en el valle medio del Magdalena y en los últimos años han contado con la implementación de inyección continua de vapor como método de recobro mejorado. En la Gráfica 26 se observan estos dos

campos, identificados por una "X" donde el color negro corresponde al Campo 1 y el color morado al Campo 2.

Gráfica 26. Steam Oil Ratio vs Años de Steamflooding, Análisis Campo 1 y Campo 2.



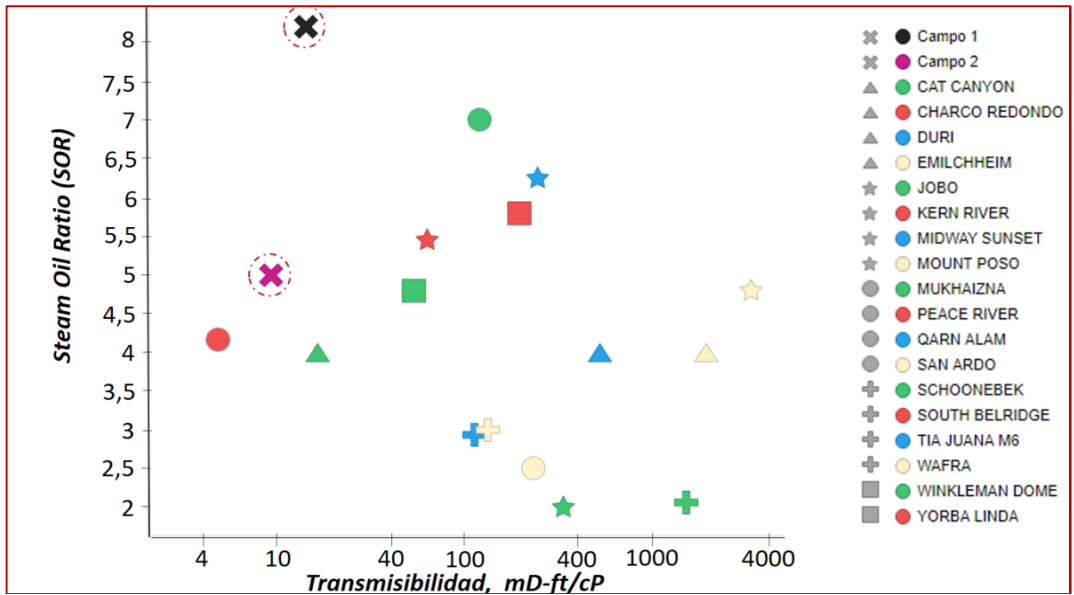
Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Una vez reconocidos cada uno de los campos en la gráfica anterior, se evidencia que ambos proyectos son relativamente nuevos en la implementación de este proceso.

Posteriormente, se procede a realizar una comparación de estos con respecto a los 18 proyectos seleccionados a nivel mundial, en cada una de las propiedades del yacimiento, así como en las condiciones observadas en el sistema operativo.

En la Gráfica 27, que representa la transmisibilidad, se observa que el Campo 1 y Campo 2 señalados en la gráfica, muestra que poseen un bajo valor de esta respecto a los campos exitosos, se ubican en el límite de la transmisibilidad, lo cual indica que es necesario analizar las propiedades que conforman la propiedad de transmisibilidad para evidenciar que propiedad está fallando para que este factor sea tan bajo.

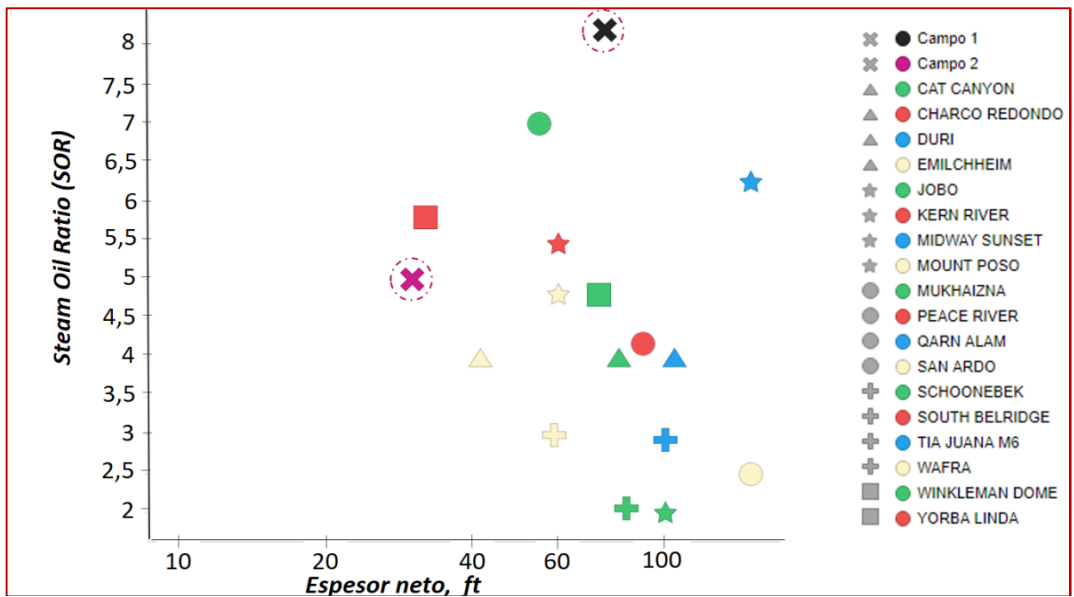
Gráfica 27. Steam Oil Ratio vs. Transmisibilidad, Análisis Campo 1 y Campo 2.



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

En primer lugar, se tiene el espesor neto (ver Gráfica 28) donde la diferencia entre estos es considerable, siendo el Campo 2 menor al Campo 1. Pero hay que tener en cuenta que se encuentran dentro del rango de aplicabilidad deseable para el proceso.

Gráfica 28. Steam Oil Ratio vs. Espesor Neto, Análisis Campo 1 y Campo 2.

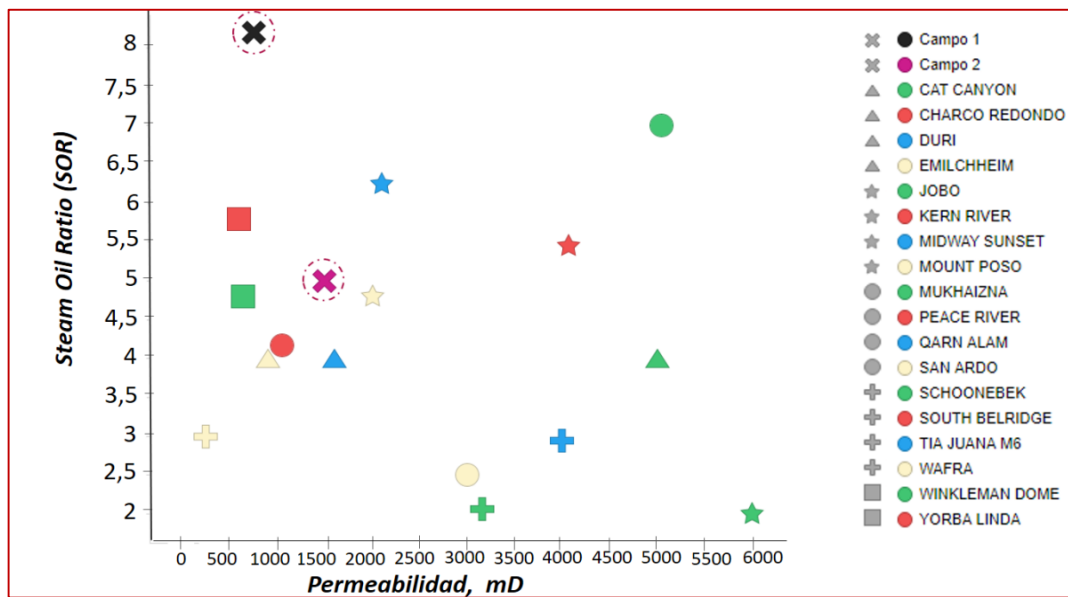


Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Así mismo, en la Gráfica 29 se muestra el comportamiento representado por la permeabilidad, donde ambos campos se encuentran ubicados en el límite inferior de la nube de puntos generada, lo que puede provocar una movilidad baja en el petróleo a producir.

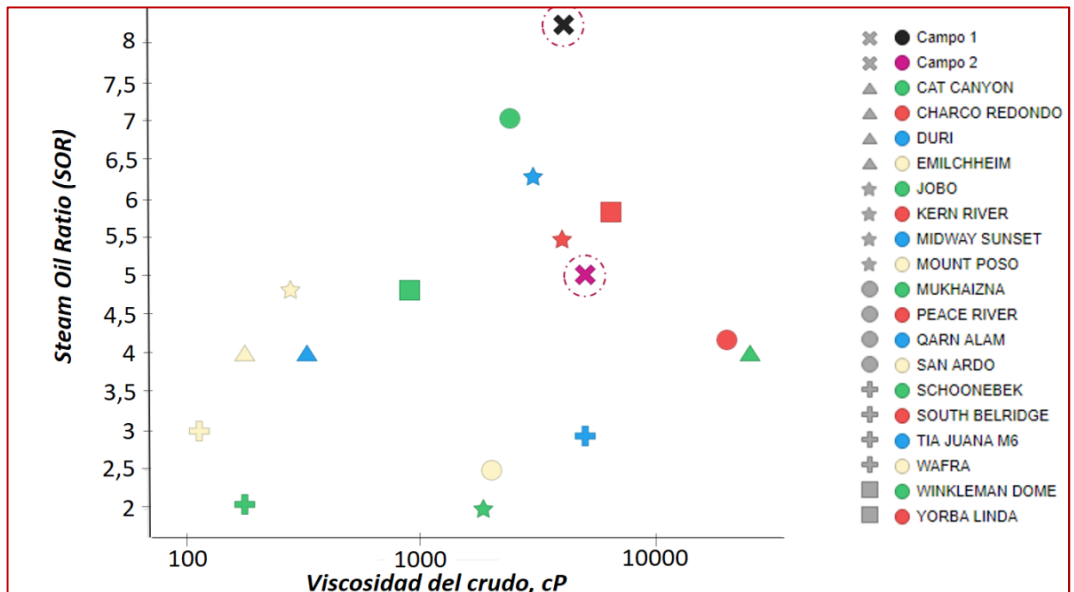
Por otro lado, en la viscosidad (Gráfica 30), profundidad (Gráfica 31) y temperatura del yacimiento (Gráfica 32). Los campos colombianos se encuentran dentro del promedio generado por los proyectos mundiales, donde la diferencia encontrada en ambos valores es mínima.

Gráfica 29. Steam Oil Ratio vs. Permeabilidad, Análisis Campo 1 y Campo 2.



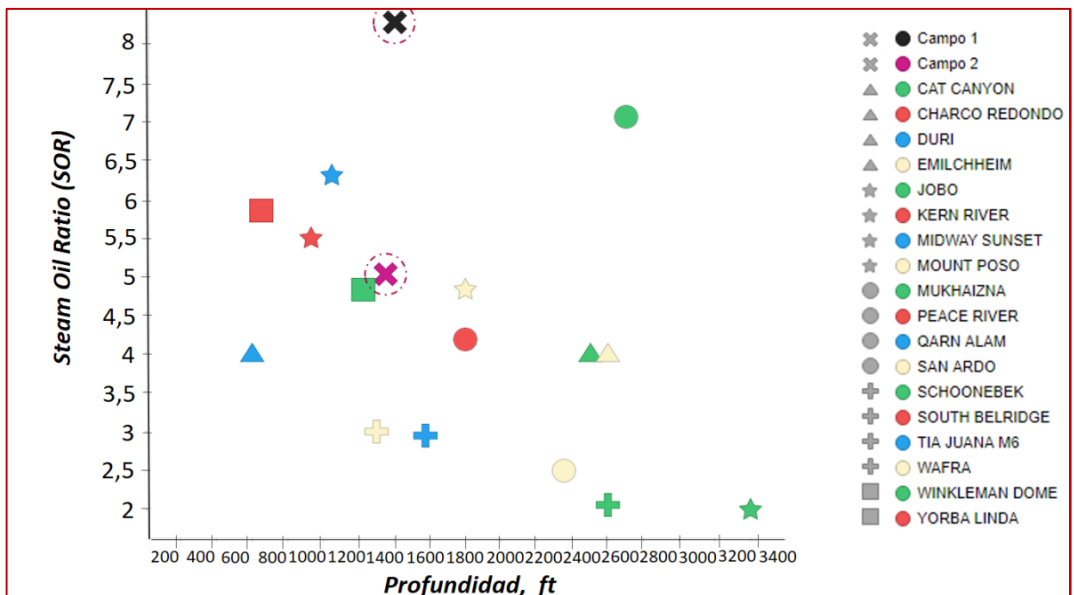
Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Gráfica 30. Steam Oil Ratio vs. Viscosidad, Análisis Campo 1 y Campo 2.



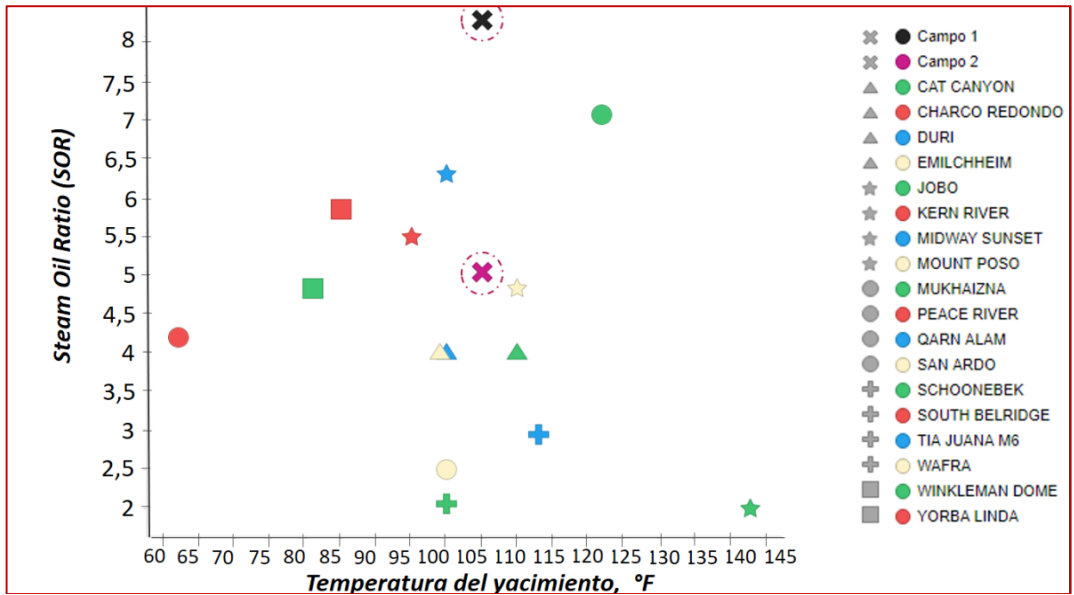
Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Gráfica 31. Steam Oil Ratio vs Profundidad, Análisis Campo 1 y Campo 2.



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

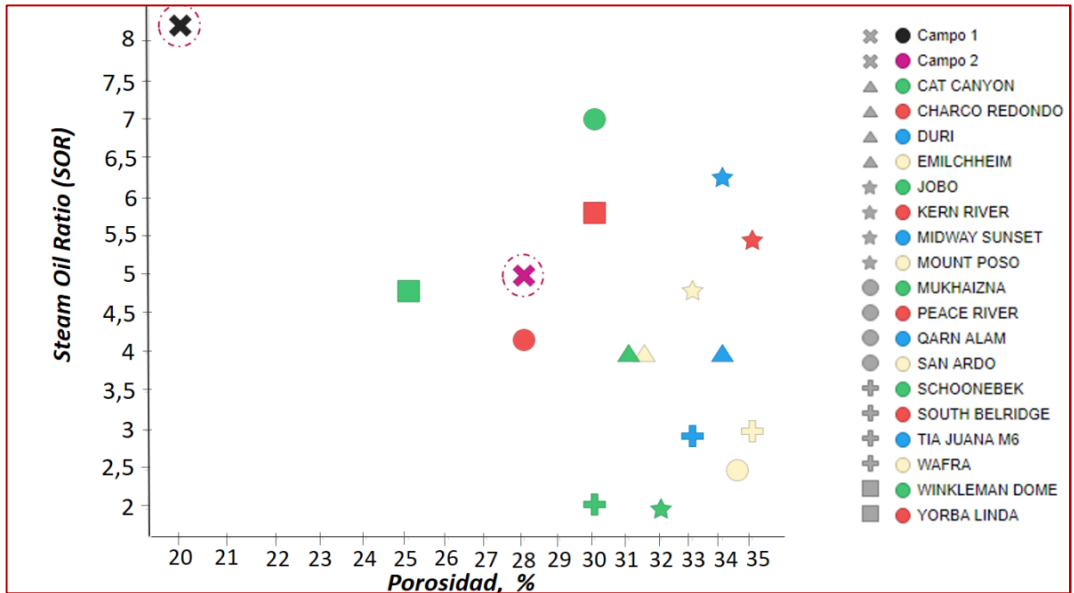
Gráfica 32. Steam Oil Ratio vs. Temperatura de Reservorio, Análisis Campo 1 y Campo 2.



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

En cuanto a la porosidad (Gráfica 33) se muestra un rango de aplicabilidad que varía entre 25 a 35% donde en el caso del Campo 2 está dentro del límite, mientras que el Campo 1 se encuentra en un valor de 20%, pudiendo ser una de las razones del alto valor de SOR obtenido hasta el momento, ya que la porosidad es bastante baja a la que se esperaría para poder implementar un proceso de inyección continua.

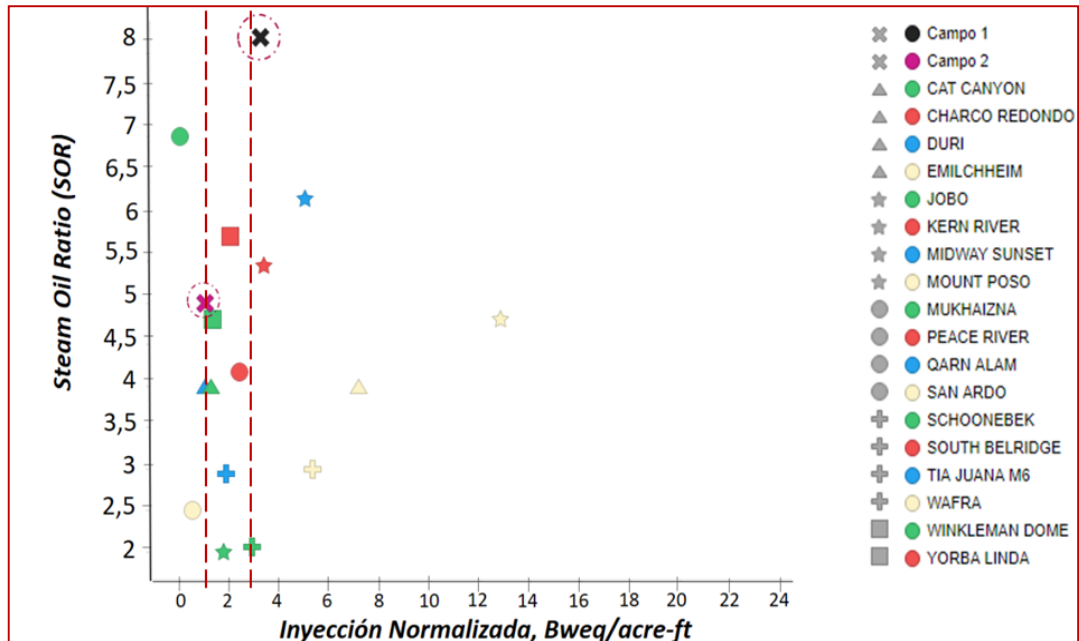
Gráfica 33. Steam Oil Ratio vs. Porosidad, Análisis Campo 1 y Campo 2.



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Teniendo en cuenta el sistema operativo (Gráfica 34), se determina que solo un campo (“X” morada) de los dos analizados se encuentra entre el rango operativo, y el otro, Campo 1 está en un valor de aproximadamente 4 bweq/acre-ft, contando con una sobre inyección la cual puede estar generando que el vapor se canalice fácilmente, reduciendo la producción de petróleo y por consiguiente el éxito en el proceso.

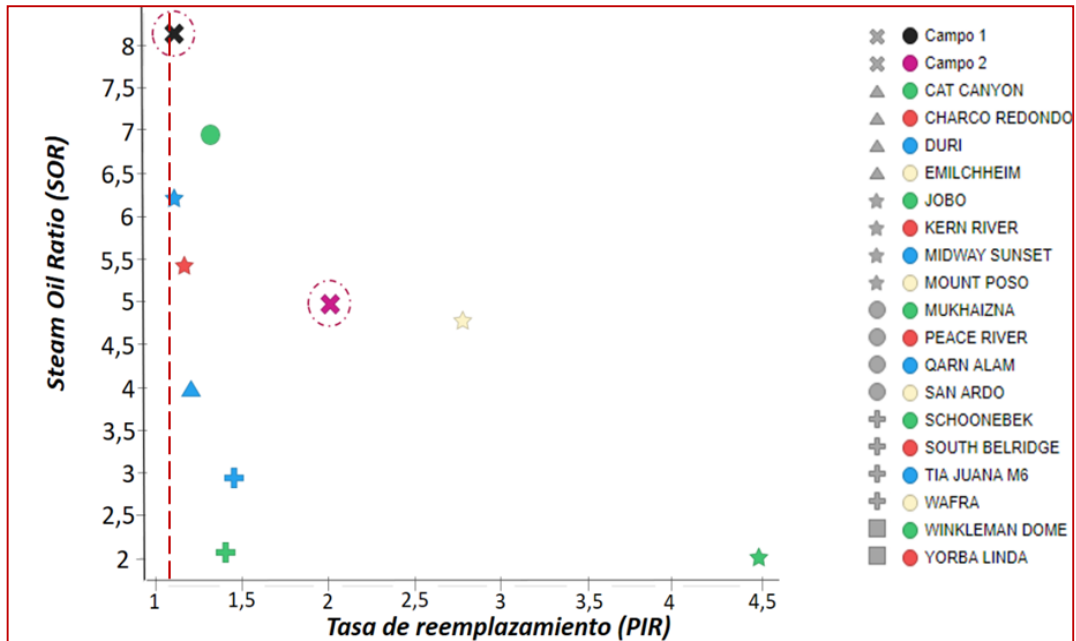
Gráfica 34. Steam Oil Ratio vs. Inyección Normalizada, Análisis Campo 1 y Campo 2.



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Por otro lado, en la tasa de reemplazamiento (ver Gráfica 35) se observa un amplio rango dado por los campos estudiados, donde en el caso de los campos colombianos se encuentran dentro del promedio de los demás, pero con diferentes valores de SOR, el cual puede justificarse por el comportamiento de las propiedades previamente mencionadas (inyección normalizada) y por algunas variables del yacimiento (porosidad).

Gráfica 35. Steam Oil Ratio vs. Tasa de Reemplazamiento (PIR), Análisis Campo 1 y Campo 2.



Fuente: Ecopetrol S.A. Base de datos de ecoEor™; TIBCO Spotfire; modificado por los autores.

Para finalizar, se debe aclarar que no se logró establecer el tercer objetivo de forma satisfactoria como se planteó al inicio del proyecto, ya que, no se logró contar con información específica para establecer la eficiencia areal y vertical, a causa de que era necesario tener perfiles de temperatura de los campos, datos de pozos de observación, entre otros. Los cuales fueron escasos y poco detallados en artículos consultados.

5. CONCLUSIONES

- Se generó una base de datos desarrollada en Excel con todos los parámetros nombrados anteriormente de cada uno de los campos y que al ingresarla al programa Tibco Spotfire con el que cuenta la compañía petrolera Ecopetrol S.A. se logró establecer cuáles son los indicadores de desempeño más importantes en proyectos de inyección continua de vapor (ver ANEXO B), por medio de analítica de datos y la identificación de factores que afectan el desempeño de cada uno.
- Se evidenció que la información más frecuente de los campos para la implementación del proceso de inyección continua de vapor se da en yacimientos con contenido de areniscas. Sin descartar los yacimientos con contenido de caliza, donde también es viable implementar el proceso.
- Se evaluó la eficiencia volumétrica, mediante su rendimiento estimado según el factor operativo del proceso, evaluado con el PIR (fluidos producidos vs vapor inyectado), que se encuentra en una medida de aplicación superior a 1.2 para establecer el proceso como eficiente.
- Con relación al análisis de los campos 1 y 2 de Ecopetrol S.A. encontramos que sus propiedades físicas, petrofísicas, geológicas y de operación, se encuentra en la media mundial analizada. Lo que nos indica que son candidatos probables para tener éxito en la inyección continua de vapor.
- Se estableció el PIR como el KPI mas importante observado en el análisis, debido a que es el parámetro que permite establecer la eficiencia del proceso y el cual puede ser modificado con el tiempo, ya que es de carácter operativo.
- Se organizó toda la información obtenida por el estado del arte y su posterior análisis, con el fin de establecer un screening criteria (ver Tabla 32). para tener en cuenta en una implementación futura de un posible proceso en este método de recobro mejorado.

Tabla 32. Screening Criteria desarrollado del análisis de gráficas.

Screening Criteria	
Tipos litológicos	Arenisca
Característica estructural	Homoclinal – Anticlinal
Gravedad API (°API)	9 – 25
Porosidad (%)	25 – 35
Permeabilidad (mD)	1000 – 6000
Transmisibilidad (mD*ft/cP)	40 – 1500
Viscosidad (cP)	>1000
Espesor neto de la formación (ft)	40 – 100
Profundidad (ft)	600 – 3500
PIR	>1.2
Inyección normalizada (Bweq/acre*ft)	1.5 – 3.5

6. RECOMENDACIONES

- Utilizar la metodología de análisis descrita en este trabajo de investigación como un marco de referencia para aplicar y determinar posibles KPI's en procesos de termoquímica, combustión in situ, inyección química, entre otros. Así como en procesos de recuperación secundaria como inyección de gas y agua.
- Enfocarse en aquellos proyectos que cuentan con fibra óptica o registros de temperatura para determinar la eficiencia vertical por arena, estableciendo KPI's implicados en este criterio.
- Identificar por medio de métodos geofísicos aquellos proyectos que cuenten con información de sísmica 4D-3D, arquitectura de fases, modelos estructurales, entre otros; Para el análisis de la eficiencia areal.
- Analizar la estructura de datos para ver dependencias entre las variables en predicción para el proceso de inyección continua de vapor, por medio de métodos de regresión, líneas de tendencia (base lineal, exponencial, logarítmica o la que se adapte al tipo de propiedad) en cada una de las gráficas elaboradas; con el fin de representar fenómenos de inyección continua de vapor que no están escritos en la literatura.

BIBLIOGRAFÍA

AL ADAWY, M. S. and NANDYAL, M. Status and Scope for EOR Development in Oman. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Marzo.

AL-AZKAWI, Ahmed, et al. An Energy Efficient Steam Project Through Initial Cold Production and Pressure Depletion in the Mukhaizna Field, Sultanate of Oman. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Nov 4.

BERND, Leonhardt. Enhancing Steamflood Effectiveness by Horizontal Producers. Mar 12,.

BLEVINS, T. R. and BILLINGSLEY, R. H. The Ten-Pattern Steamflood, Kern River Field, California. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Dec.vol. 27, no. 12, p. 1505-1514

BLEVINS, T. R. and BILLINGSLEY, R. H. The Ten-Pattern Steamflood, Kern River Field, California. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Dec.vol. 27, no. 12, p. 1505-1514

BRELIH, D. A. and KODL, E. J. Detailed Mapping of Fluvial Sand Bodies Improves Perforating Strategy at Kern River Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

Brown, S. STEAM FLOODING & RECOVERY FACTORS. En: <https://www.steam-oil.com/blog/2015/1/11/steam-flooding-recovery-factors>, UKCS. Enero, 2015.

BURSELL, C. G. and PITTMAN, G. M. Performance of Steam Displacement in the Kern River Field. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Aug.vol. 27, no. 8, p. 997-1004

CHEDID, R. Water Invasion in the Morichal-01 Reservoir, Jobo Field, Monagas State, Venezuela. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Mar 8,.

CHIOU, C. S., et al. A Focus Development for Heavy Oil Reservoir: The Last Frontier at the South Belridge Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. May 26,.

CHOUDHARY, Muhammad A., et al. Recovering Heavy Oil from a Middle East Carbonate Reservoir: EOR Potential, Screening, Challenges, Uncertainties and Risk Management Measures. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Julio.

CHOUDHARY, Muhammad, et al. Challenges and Risk Management Strategy for Enhanced Oil Recovery Projects in Carbonate Reservoirs of a Giant Field in Middle East. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Abril.

CHU, Chieh. State-of-the-Art Review of Steamflood Field Projects. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Oct.vol. 37, no. 10., p. 7

COOK, David L. Influence of Silt Zones on Steam Drive Performance Upper Conglomerate Zone, Yorba Linda Field, California. Noviembre.

David Underdown and Henky Chan. A Critical Evaluation of Sand-Control Completions in the Duri Steamflood, Sumatra, Indonesia. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

DE HAAN,H. J. and SCHENK,L. Performance Analysis of a Major Steam Drive Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela. Enero.

DEAN, Gregory D.; GIUNTA, Rick L. and BAGGS, Donald T. Large Scale Application of Acid Stimulation - Tulare Zone, South Belridge Field, Kern Country California. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

DIETRICH, William K. and WILLHITE, Paul. Steam-soak Results Cat Canyon Oil Field, California. API, 1966.

DOSCHER,T. M.; BAYHDIKIAN,S. Y. and HOSSEINMARDI,M. K. On the equivalence of a hot water and gas drive to a steamdrive. En: SOC. PET. ENG. AIME, PAP. Mar 1.,p. 645-650

FAROUQ ALI,S. M. and MELDAU,R. F. Current Steamflood Technology. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Octubre.

FRAM,J. H. Dynamic Gas Pulse Loading Stimulations of Thermal Producers at South Belridge Field, Kern County, California. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Feb 7,.

FREDRICH,J. T., et al. Geomechanical Modeling of Reservoir Compaction, Surface Subsidence, and Casing Damage at the Belridge Diatomite Field. En: SPE RESERVOIR EVALUATION & ENGINEERING. Aug.vol. 3, no. 4, p. 348-359

GAEL,B. T., *et al.* Reservoir Management in the Duri Steamflood. [0]:1994.

GAEL,B.; GROSS,S. and MCNABOE,G. Development Planning and Reservoir Management in the Duri Steam Flood. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Mar 8,.

GARY R, Greaser and SHORE,R. A. Steamflood Performance in the Kern River Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Apr 20,.

GOOBLE, Lorraine and GOOD,W. K. Shell/Alberta Department Of Energy Peace

River Horizontal Well Demonstration Project - A Test Of The Enhanced Steam Assisted Gravity Drainage Process.

HAIDER, F. F.; ORTIZ-VOLCAN, J. L. and PICHERY, L. A. HSE Integrated Risk Assessment For A Steamflood Pilot Program. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Octubre.

HAJDU, P. E.; MERRELL, J. M. and SANFORD, S. J. Vertical Expansion of the 10-Pattern Steamflood, Kern River Field, California. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Apr 5, .

HERRERA, J. O., et al. Wellbore Heat Losses In Deep Steam Injection Wells S1-B Zone, Cat Canyon Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL. p. 1-8

HOADLEY, Steven, *et al.* Surveillance Improvements during the Implementation of a Large Scale Carbonate Steamflood Pilot, Wafra field, PZ. [0]:Kuwait: 2011.

HOHN, P. P. and MORTON, F. R. Capacitance Water-Cut Probe Utilization in the Kern River Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

HOWARD, C. E., et al. The Charco Redondo Thermal Recovery Pilot. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Dec. vol. 29, no. 12, p. 1522-1532.

INDERWIESEN, P. L., et al. Crosswell seismology in the Kern river field. En: SEG TECHNICAL PROGRAM EXPANDED ABSTRACTS. no. 1,

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido forma y estructura NTC5613. Bogotá D.C. El instituto, 2008. 33p.c

_____ Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C. El instituto, 2008. 36p 2008.

_____ Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C. El instituto, 1998. 23p.

JELGERSMA, Frank. Redevelopment Of The Abandoned Dutch Onshore Schoonebeek Oilfield With Gravity Assisted Steam Flooding. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. Dec 4, .

JOHNSON, R. S., et al. History Matching of High and Low Quality Steamfloods in Kern River field, California. En: SOCIETY PETROLEUM ENGINEERS. Febrero.

JONES, Jeff; MCWILLIAMS, Michael and STURM, David. Kern River Revisited:

Life After Steam Flood En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

JORDAN, Preston D.; OLDENBURG, Curtis M. and NICOT, Jean-Philippe. Measuring and modeling fault density for CO₂ storage plume-fault encounter probability estimation. En: AAPG BULLETIN. Apr.vol. 97, no. 4, p. 597-618.

LIEVAART,L., et al. Technology Leading the Way to Mukhaizna Heavy Oil Development. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Jun 19,.

LONG,ROBERT. Case History of Steam Soaking in the Kern River Field, California. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Sep.vol. 17, no. 9, p. 989-993

MALIK, Sanjeev; ZHANG,Y. M. and AL ASIMI, Mohammed. Steamflood With Vertical Injectors and Horizontal Producers in Multiple Zones. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Diciembre.

MARQUEZ,L. J., *et al.* Improved Reservoir Characterization of a Mature Field Through an Integrated Multi- Disciplinary Approach. LL-04 Reservoir, Tia Juana Field, Venezuela. [0]:New Orleans: 2001.

MATTHEWS,C. S. Steamflooding. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Mar.vol. 35, no. 3, p. 465-471

MAY, Jay S. and MYERS, Gary A. South Belridge high-resolution 3D seismic case history. En: SEG EXPANDED ABSTRACTS.

MC GEE, James H. The Jobo steamflood project: Evaluation of results. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Octubre.p. 1261-1268

MCCAFFERTY,J. F. and MCCLAFIN,G. G. The Field Application of a Surfactant for the Production of Heavy, Viscous Crude Oils. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

MCGILLIVRAY, Peter, et al. Making Sense of the Geomechanical Impact on the Heavy-Oil Extraction Process at Peace River Based on Quantitative Analysis and Modeling. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Septiembre.

MERCADO SIERRA, Diana Patricia, et al. Feasibility Study of Applying Steam Flooding in a Reservoir With High Shale/Sand: Teca Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL.

MOHAMMAD, Ahmad A. A. and MAMORA,D. D. In Situ Upgrading of Heavy Oil Under Steam Injection with Tetralin and Catalyst. En: INTERNATIONAL THERMAL OPERATIONS AND HEAVY OIL SYMPOSIUM. Octubre.

MORRISON, Cheryl; GRISTON, Suzanne and SMEDLEY, Gary. A Team Approach to Heat Management: Monarch 2F Steamflood, Midway-Sunset Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Marzo.

NATH,D. K. Fiber Optics Used To Support Reservoir Temperature Surveillance in Duri Steamflood. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Abril.

OLSEN,D. K., et al. Light Oil Steamflooding: A Laboratory Study of Oil Recovery from Oil-Wet and Water-Wet Porous Media from a 2-D Physical Model. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

OSTERMEIER, Richard M. COMPARISON OF CORE AND LOG CARBON/OXYGEN RATIOS IN SOUTH BELRIDGE DIATOMITE. En: SPWLA 34th ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM.

PATZEK, Tad W. Field Applications of Steam Foam for Mobility Improvement and Profile Control En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Junio.

PENNEY, Richard, et al. Steam Injection in Fractured Carbonate Reservoirs: Starting a New Trend in EOR. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. Nov 21,.

POLLOCK,C. B. and BUXTON,T. S. Performance of a Forward Steam Drive Project—Nugget Reservoir, Winklerman Dome Field, Wyoming. Enero.

RESTINE,J. L.; GRAVES,W. G. and ELIAS JR,R. Infill Drilling in a Steamflood Operation: Kern River Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Mayo.

Rivera de la Ossa, Juan Eduardo, et al. Key Strategies in the Heat Management for Steamflooding Projects, Teca Field Application. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL.

ROJAS, Esteban, et al. Horizontal Well Placement Optimization for Heavy Oil Production in Girasol Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL.

ROMERO, Douglas; BELKIS, Fernandez and ROJAS, Gonzalo. Thermodynamic Characterization of a PVT of Foamy Oil. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Mar 12,.

SIGIT,R.; MORSE,P. J. and KIMBER,K. D. 4-D seismic that works: A successful large scale application, Duri Steamflood, Sumatra, Indonesia. En: SEG TECHNICAL PROGRAM EXPANDED ABSTRACTS. vol. 18, no. 1,

STOKES,D. D., et al. Steam Drive as a Supplemental Recovery Process In an

Intermediate-Viscosity Reservoir, Mount Poso Field, California. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Enero.vol. 30, no. 1, p. 125-131

TRAVERSE,E. F.; DEIBERT,A. D. and SUSTEK,A. J. San Ardo - A Case History of a Successful Steamflood. Mar 23,.

TRIGOS, Erika Margarita, et al. Study of the Success Factors in Continuous Steam Injection: Field Case, Colombian Middle Magdalena Basin. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL

URDANETA, Javier, et al. New Art of Building Horizontal and Highly Deviated Wells Help Maximize Recovery and Production from Heavy Oil Fields in Colombia. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL.

URIBE, Juan; PINILLA, John and CABRERA MONTES, Dulce Maria. Innovative Methodology To Revitalize a Heavy-Oil Mature Field by Identifying Opportunities To Apply New Cycles of Steam Injection. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Diciembre.

VAN LOOKEREN,J. and DE HAAN,H. J. Early Results of the First Large-Scale Steam Soak Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Enero.vol. 21, no. 1,

VIRAMONTE, Jose, et al. Horizontal Well Placement for Heavy Oil Production in Colombia. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL.

WEBB, Charles, et al. Desalination of Oilfield-Produced Water at the San Ardo Water Reclamation Facility, CA. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Mar 24,.

WIDMYER,R. H. and HOWARD,C. E. "The Charco Redondo Steam Flood Pilot - Reservoir Monitoring Operations. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL.

WILSON, Adam. Schoonebeek Heavy-Oil Redevelopment Requires Complex Chemistry Management. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Dec 1,.vol. 64, no. 12, p. 116-119

WILSON, Adam. Continuous Seismic Reservoir Monitoring of Thermal Enhanced Oil Recovery. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Jun 1,.vol. 66, no. 6, p. 119-121

WOMACK, John and SCOLES, Lee. Uses of Short-Term Tests in a Computer-Controlled Well Test System. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Mayo.

YANNIMARAS,D. V. and KOBBE,R. K. Evaluation of Steam-Surfactant-Fuel Gas Co-Current Injection Into Two Patterns of a Mature Steamflood. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Abril.

ZALAN, Thomas, et al. Steamflood Surveillance in Sumatra, Indonesia and San Joaquin Valley, California Using Steam Identification, Carbon/Oxygen, and Temperature Logs. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Sep 9,.

ANEXOS

ANEXO A.

STEAM OIL RATIO ACUMULADO VS STEAM OIL RATIO INSTANTÁNEO

Como se mencionó en el análisis de resultados, el valor de SOR con el que se realizaron las comparaciones en el rendimiento de cada uno de los campos, es el acumulado y no el instantáneo. Debido, a que la información del instantáneo era limitada, ya que, solo el 50% de los proyectos mundiales contaban con los datos previos requeridos.

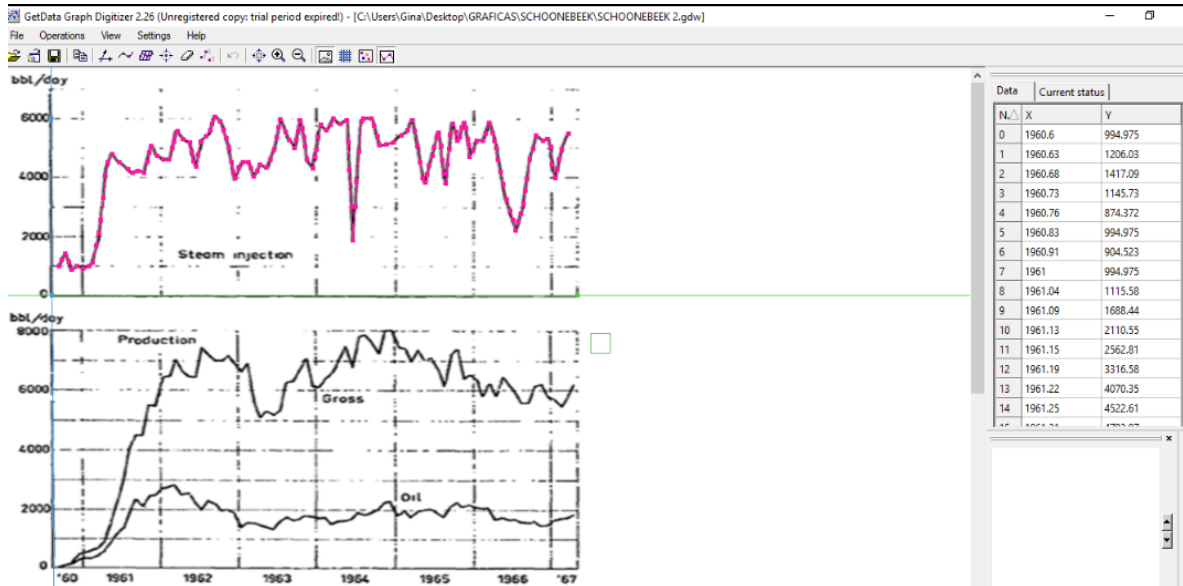
Por otra parte, en el estado del arte realizado se encontraron tablas que contaban con el SOR acumulado para algunos de los campos. A fin de establecer la veracidad de estos datos, se procedió a realizar una comparación de un campo en específico (Schoonebeek) que contara con un historial de producción e inyección, para posteriormente determinar su SOR instantáneo en el tiempo y un SOR cum mediante el promedio de estos datos. Y que a su vez, estuviera en las tablas presentadas por Chu¹⁸².

Los datos requeridos, fueron recolectados por medio de las gráficas de producción e inyección a través del tiempo, reportadas por los artículos de investigación consultados. Gracias al programa "GetData Graph Digitizer"¹⁸³ su análisis y recolección de datos específicos se facilitó, debido a que fue posible digitalizar las gráficas obtenidas, tal como se muestra en la Figura 68.

¹⁸²CHU,Chieh. State-of-the-Art Review of Steamflood Field Projects. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Oct.vol. 37, no. 10., p. 7

¹⁸³Programa para digitalizar gráficos y planos. A menudo es necesario obtener datos originales (x, y) de gráficos, a partir de gráficos científicos escaneados, cuando los valores de los datos no están disponibles. GetData Graph Digitizer permite obtener fácilmente los números en tales casos.

Figura 68. Representación grafica de la obtención de datos en Schoonebeek.










Fuente: Herramienta GetData Graph Digitalizer, base de datos Excel editada por los autores, información de artículos científicos.

Una vez realizado el procedimiento en cada una de las curvas presentadas, el paso a seguir fue determinar el SOR en cada uno de sus años, mediante la Ecuación 6, señalada anteriormente. Finalmente, con los datos obtenidos, se realizó un promedio entre ellos arrojando un valor de 2.6, que al ser comparado con lo reportado en la teoría (2.7) se establece la confiabilidad de los datos encontrados y se procede a realizar la comparación de cada uno de ellos, respecto al campo evaluado.

Vale la pena decir, que el procedimiento anteriormente descrito también fue implementado para determinar los valores de PIR en el 50% de los campos mundiales, a fin de establecer un criterio que permitiera evaluar la rentabilidad de un proceso mediante el sistema operacional. Lo único que cambia es la ecuación utilizada en el tratamiento de los datos, la cual pasa a ser la Ecuación 7.

**ANEXO B.
RESÚMEN ANÁLISIS GRÁFICOS**

PARAMETROS	RESULTADOS	OBSERVACIONES
Transmisibilidad	λ  SOR 	A mayor transmisibilidad se obtiene un menor SOR que es más beneficioso.
Viscosidad	μ  SOR 	Cuando se tiene una menor viscosidad, al agregar calor al yacimiento este va a mejorar la movilidad por lo tanto es viable en el proceso para tener un mejor SOR.
Permeabilidad	K  SOR 	Una formación permeable es más efectiva para el proceso y nos genera éxito e éste.
Espesor neto de la formación	h SOR	El espesor no es un factor influenciado para el proceso, pero se aconseja tener en cuenta de que sea mayor a 50Ft hasta 100 ft.
Porosidad	Φ  SOR	El rango de permeabilidad para que el proceso de Steamflooding pueda ser efectivo se encuentra dentro de 25% a 35 % en su porosidad.
Temperatura del yacimiento	T SOR	La temperatura promedio para realizar la inyección continua de vapor oscila entre 80 a 140°F.
Presión del yacimiento	P SOR	La presión promedio para el proceso oscila

Espaciamiento pozos	entre	EP ↑	SOR ↓	entre 100-1500 psi. Observamos que al tener un espaciamiento mayor, el rendimiento del proceso puede mejorar su rendimiento.
Inyección normalizada		Iny. N ↓	SOR ↓	Es esencial tener una tasa de inyección normalizada entre 1.5 y 3.5 BEWQ/acre*Ft para tener un proceso viable.
Profundidad		Prf ↑	SOR ↓	Se concluye que es viable tener una mayor profundidad para mejorar el SOR, teniendo en cuenta que el rango oscila entre 400-3400 Ft en los campos estudiados
PIR		PIR ↑	FR 2° ↑	Se obtiene un punto base de 1.2 en relación de los que se produce vs lo que se inyecta, donde desde este punto hacia arriba serán los proyectos caracterizados como exitosos.