

**METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS
MATRICIALES CON DISOLVENTE ADITIVADO EN LOS POZOS
PRODUCTORES DE CAMPO VELÁSQUEZ.**

LUIS CARLOS RUIZ RAMOS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS
MATRICIALES CON DISOLVENTE ADITIVADO EN LOS POZOS
PRODUCTORES DE CAMPO VELÁSQUEZ.**

LUIS CARLOS RUIZ RAMOS

**Trabajo de grado como requisito para optar al título de Ingeniero de
Petróleos**

Director

JULIO CESAR PÉREZ ANGULO

Ingeniero de petróleos

Codirector

DIEGO ARMANDO RODRÍGUEZ REYNA

Ingeniero de petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

Este trabajo y esta carrera es el resultado de una etapa importante en mi vida como lo es la universidad, un viaje infinito a todos los espacios y culturas que han enriquecido y contribuido al tipo de persona que soy. La eterna gratitud y el mejor regalo que alguien alguna vez me haya podido dar es la oportunidad estudiar lo cual se lo debo al esfuerzo y entrega de mis papás, principalmente al de mamá.

Dedico estas palabras a ella por ser esa persona constante en mi formación personal y profesional. Ha sido quien me ha dado la mayor cantidad de herramientas posibles y disponibles para enfrentar las situaciones que a diario este hermoso y, a la vez, malvado mundo nos impone. La imprescindible confianza en todos los momentos buenos y malos así como la sinceridad desde el amor de madre en el marco de la decencia y el respeto.

A Lina por el incondicional y desinteresado amor que me ha brindado a lo largo de los años que llevamos en esta aventura. Algún día llegó con su sonrisa encantadora, sus diseños y el rock de ACDC para no irse y entregarme todo de sí, para hacerme un mejor hombre junto a Mati.

A mi familia por ser ese pilar fundamental que sostiene a cada uno de sus miembros desde los valores, a cada uno de los integrantes de las familias Ruiz y Ramos desde las abuelas pasando por los tíos hasta los chiquitines como Vale, Julietica y Santi.

A quienes han estado en etapas y momentos importantes en mi vida como Canadá, ACIPET-UIS, Prospectiva Energética, Mansarovar Energy y la Universidad Industrial de Santander. A mis amigos desde la sede Socorro, mis profesores de primaria que no lo fueron y a aquellos que subestimaron al pueblerino orgulloso que soy.

A todos los llevo en mi mente y corazón.

LUIS CARLOS RUIZ RAMOS

AGRADECIMIENTOS

A mi director, el ingeniero Julio Cesar Pérez Angulo por su orientación, confianza y disposición frente a este trabajo de grado

A mi codirector, el ingeniero Diego Armando Rodríguez, por todo el conocimiento transmitido, la confianza en el desarrollo del trabajo así como su disposición de colaboración en todo momento.

Al ingeniero Carlos Amaya por su colaboración, tiempo, apoyo y consejos desde el inicio hasta la culminación de este trabajo.

A los ingenieros y empleados en general de Campo Velásquez con quienes tuve la oportunidad de compartir, por su paciencia, buena actitud, conocimientos y amabilidad durante el tiempo que estuve en práctica siendo un componente muy importante en el desarrollo y aprendizaje en el día a día en campo.

A la familia Mansarovar Energy Colombia Ltd. por considerar la figura de practicante dentro de su esquema para que los estudiantes podamos iniciar nuestro desarrollo profesional.

A mi querida Universidad Industrial de Santander por brindarme oportunidades que han complementado mi carrera, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por ofrecernos la formación integral que tanto necesita este país.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES DE CAMPO VELÁSQUEZ	18
1.1. HISTORIA.....	18
1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	19
1.3. GEOLOGÍA.....	21
1.4. ESTRUCTURA	21
1.5. ROCA GENERADORA.....	23
1.6. ROCA ALMACEN	23
1.7. ROCA SELLO.....	23
1.8. ENTRANPAMIENTO	23
1.9. PROPIEDADES PRETROPFISICAS	24
1.10. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	24
1.11. FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	26
1.12. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	28
1.13. INYECCIÓN DE AGUA	30
2. MARCO DE REFERENCIA	33
2.1. FRACCIONES DEL CRUDO	33
2.2. ¿PRECIPITACIÓN O DEPOSITACIÓN?.....	41
2.3. FACTORES QUE CONTROLAN LA PRECIPITACIÓN	43
2.4. FACTORES QUE CONTROLAN LA DEPOSITACIÓN.....	48
2.5. MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN	50
2.6. CONSECUENCIAS DE LA DEPOSITACIÓN ORGÁNICA	54

2.7. METODOS DE CONTROL	55
2.8. CURVAS IPR.....	61
2.9. ANÁLISIS SARA.....	68
2.10. ANÁLISIS FINANCIERO	71
3. METODOLOGIA DE SELECCIÓN DE CANDIDATOS A ESTIMULACION ORGANICA.....	75
3.1. HISTÓRICO DE SERVICIOS	75
3.2. CLASIFICACIÓN DE POZOS POR DAÑO Y SELECCIÓN.....	76
3.3. CONSTRUCCIÓN DE CURVAS IPR.....	77
3.4. RELACIONES DE ESTABILIDAD HACIENDO USO DE LA PRUEBA SARA.....	78
3.5. SELECCIÓN POZOS E INTERVALOS A ESTIMULAR.....	79
4. DEPOSITACIÓN DE MATERIAL ORGÁNICO EN LOS POZOS DE CAMPO VELÁSQUEZ	81
4.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	81
4.2. TRATAMIENTO QUÍMICO IMPLEMENTADO.....	82
5. ANÁLISIS ECONÓMICO DE CASOS APLICADOS	87
5.1. POZOS CON TRATAMIENTO MANSAROVAR	88
5.2. POZOS CON TRATAMIENTO OTRAS EMPRESAS	106
5.3. TENDENCIAS.....	123
5.4. COMPARACIÓN ECONÓMICA.....	126
6. CLASIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	128
6.1. CLASIFICACIÓN DE POZOS POR DAÑO USANDO HISTÓRICO DE SERVICIOS A POZO.....	128
6.2. CONSTRUCCIÓN DE CURVAS IPR.....	133
6.3. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS MEDIANTE LA PRUEBA SARA	144
7. CONCLUSIONES.....	153
8. RECOMENDACIONES	155
9. BIBLIOGRAFÍA	156

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización Campo Velásquez.....	20
Figura 2. Falla Campo Velásque.....	22
Figura 3. Diagrama Batería 2.....	28
Figura 4. Esquema prueba SARA.....	35
Figura 5. Estructura de las parafinas	35
Figura 6. Envoltente de depositación de parafinas	37
Figura 7. Estructura aromáticos	38
Figura 8. Resinas y asfaltenos.....	39
Figura 9. Posibles estructuras de los asfaltenos.....	40
Figura 10. Envoltente de precipitación de asfaltenos.....	41
Figura 11. Curva típica IPR.....	63
Figura 12. Curva IPR típica yacimiento subsaturado	63
Figura 13. Representación IIC	70
Figura 14. SCP	71
Figura 15. Gráfica Stankiewicz	72
Figura 16. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-024.....	89
Figura 17. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-049.....	92
Figura 18. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-051.....	95
Figura 19. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-054.....	98
Figura 20. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-081.....	101
Figura 21. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-083.....	104

Figura 22. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-024.....	107
Figura 23. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-077.....	110
Figura 24. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-081.....	114
Figura 25. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-081.....	117
Figura 26. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-083.....	120
Figura 27. Tendencia de cambio de la producción de fluidos.....	123
Figura 28. Tendencia de cambio de la producción de crudo.....	124
Figura 29. Tendencia de cambio de la producción de crudo.....	125
Figura 30. Clasificación de pozos 2014.....	129
Figura 31. Clasificación de pozos 2015.....	131
Figura 32. Clasificación de pozos 2016.....	132
Figura 33. Clasificación de pozos combinados 2016.....	133
Figura 34. Curvas IPR pozo VEL-055.....	135
Figura 35. Curvas IPR pozo VEL-056.....	136
Figura 36. Curvas IPR pozo VEL-060.....	137
Figura 37. Curvas IPR pozo VEL-078.....	139
Figura 38. Curvas IPR pozo VEL-080.....	140
Figura 39. Curvas IPR pozo VEL-084.....	141
Figura 40. Curvas IPR pozo VEL-085.....	142
Figura 41. Curvas IPR pozo VEL-086.....	143
Figura 42. SCP1.....	146
Figura 43. SCP2.....	146
Figura 44. SCP3.....	147
Figura 45. SCP4.....	147
Figura 46. IIC.....	148
Figura 47. Curva Stankiewicz.....	149
Figura 48. (R/A) vs IIC.....	150

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Estado de campo	19
Tabla 2. Propiedades petrofísicas Campo Velásquez	24
Tabla 3. Propiedades crudo Campo Velásquez.....	25
Tabla 4. Propiedades agua de producción Campo Velásquez	26
Tabla 5. Unidades de bombeo mecánico Campo Velásquez	29
Tabla 6. Parámetros evaluación económica	88
Tabla 7. Parámetros figura 16.....	90
Tabla 8. Ingresos y egresos VEL-024.....	90
Tabla 9. Flujo neto VEL-024	91
Tabla 10. VPN, RBC VEL-024	91
Tabla 11. Parámetros figura 17.....	92
Tabla 12. Ingresos y egresos VEL-049.....	93
Tabla 13. Flujo neto VEL-049.	93
Tabla 14. VPN, RBC VEL-049.	94
Tabla 15. Parámetros figura 18.....	96
Tabla 16. Ingresos y egresos VEL-051.....	96
Tabla 17. Flujo neto VEL-051.	97
Tabla 18. VPN, RBC VEL-051.	97
Tabla 19. Parámetros figura 19.....	99
Tabla 20. Ingresos y egresos VEL-054.....	99
Tabla 21. Flujo neto VEL-054.	100
Tabla 22. VPN, RBC VEL-054.	100

Tabla 23. Parámetros figura 20.....	102
Tabla 24. Ingresos y egresos VEL-081.....	102
Tabla 25. Flujo neto VEL-081.	103
Tabla 26. VPN, RBC VEL-081.	103
Tabla 27. Parámetros figura 21.....	104
Tabla 28. Ingresos y egresos VEL-083.....	105
Tabla 29. Flujo neto VEL-083.	105
Tabla 30. VPN, RBC, TIR VEL-083.	106
Tabla 31. Parámetros figura 22.....	108
Tabla 32. Ingresos y egresos VEL-024.....	109
Tabla 33. Flujo neto VEL-024.	109
Tabla 34. VPN, RBC, TIR VEL-024.	109
Tabla 35. Parámetros figura 23.....	111
Tabla 36. Ingresos y egresos VEL-077.....	112
Tabla 37. Flujo neto VEL-077.	112
Tabla 38. VPN, RBC, TIR VEL-077.	112
Tabla 39. Parámetros figura 24.....	115
Tabla 40. Ingresos y egresos VEL-081.....	115
Tabla 41. Flujo neto VEL-081.	116
Tabla 42. VPN, RBC VEL-081.	116
Tabla 43. Parámetros figura 25.....	118
Tabla 44. Ingresos y egresos VEL-081.....	118
Tabla 45. Flujo neto VEL-081.	119
Tabla 46. VPN, RBC VEL-081.	119
Tabla 47. Parámetros figura 26.....	121
Tabla 48. Ingresos y egresos VEL-083.....	121
Tabla 49. Flujo neto VEL-083.	122
Tabla 50. VPN, RBC VEL-083.	122
Tabla 51. VPN pozos Mansarovar.	126
Tabla 52. RBC pozos otras empresas.	127
Tabla 53. Resumen figura 34.....	135

Tabla 54. Resumen figura 35.....	137
Tabla 55. Resumen figura 36.....	138
Tabla 56. Resumen figura 37.....	139
Tabla 57. Resumen figura 38.....	140
Tabla 58. Resumen figura 39.....	141
Tabla 59. Resumen figura 40.....	142
Tabla 60. Resumen figura 41.....	143
Tabla 61. Resumen relaciones de estabilidad.	152

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS MATRICIALES CON DISOLVENTE ADITIVADO EN LOS POZOS PRODUCTORES DE CAMPO VELÁSQUEZ*.

AUTOR: LUIS CARLOS RUIZ RAMOS**

PALABRAS CLAVES: Estimulación química, depositación orgánica, SARA, curva de desempeño de afluencia (IPR).

DESCRIPCIÓN

Los crudos naturalmente están compuestos por material orgánico que, bajo condiciones termodinámicas del yacimiento, se encuentran estables y no tenderán a depositarse en el sistema; existen diversas técnicas que permiten controlar, inhibir o remediar cuando se presenta la depositación. El Campo Velásquez tiene 90 pozos activos, algunos de ellos se han visto por este fenómeno por lo que Mansarovar Energy Colombia decidió implementar un tratamiento químico con disolvente aditivado que permite remover los depósitos orgánicos en la formación y de ese modo mejorar la productividad de los pozos.

El objetivo de este trabajo es establecer la metodología que permita seleccionar los mejores candidatos para recibir dicho tratamiento, la selección contempla la clasificación de los pozos de acuerdo al daño soportado por los servicios realizados en categorías como daño orgánico, arena, BS&W o una combinación de dos o más para conocer cuáles han tenido problemas orgánicos. En cada caso se determina su estabilidad de acuerdo a su prueba SARA y las relaciones de estabilidad que incluyen el índice de inestabilidad coloidal, los stability cross plot y la gráfica de Stankiewicz y se realiza la evaluación de los registros del pozo para determinar las mejores zonas a estimular.

La metodología es aplicada y se seleccionan los pozos más idóneos que son presentados al departamento de yacimientos para la revisión de sus registros. Adicionalmente, se analizan económicamente todos los casos aplicados en los pozos y se realiza una comparación entre ellos.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio Cesar Pérez Angulo. Codirector: Diego Armando Rodríguez Reyna

ABSTRACT

TITLE: AN ORGANIC DEPOSITS CONTROL METHODOLOGY BY USING AN ADDITIVE SOLVENT IN PRODUCER OIL WELLS OF VELASQUEZ FIELD*

AUTHOR: LUIS CARLOS RUIZ RAMOS **

KEY WORDS: Chemical stimulation, organic deposition, SARA, Inflow Performance Relationship (IPR).

DESCRIPTION

Oil is naturally composed by organic material which under specific thermodynamic conditions of reservoir is stable and it is not able to deposit in the system. There are different techniques that allow controlling, inhibiting and remedying when deposition occurs. Velasquez field has 90 producer wells. Some of them have been affected by that phenomenon. Therefore, Mansarovar Energy Colombia decided to implement an in-house chemical treatment (additive solvent) which removes organic deposits and enhance well productivity.

The objective of this thesis is establish a methodology for selecting the best wells to implement that treatment. Selection includes oil well classification by damage based on well services. There are categories such as organic damage, sand damage, BS&W damage and a combination of two or more. It leads to know what wells have had organic problems. Then, its stability is determined by SARA test and stability relationships which include colloidal instability index, stability cross plot and Stankiewicz plot. Finally, wells logs of each well are evaluated to choose the best zone to be stimulated.

The methodology is applied and the best wells were selected. They are presented to reservoir department to evaluate their logs. In addition, applied cases were economically analyzed and a comparison among them was done.

* Bachelor Thesis

** Chemicals-Physical Engineering Faculty. Petroleum Engineering. Tutor: Julio Cesar Pérez Angulo. Co-Tutor: Diego Armando Rodríguez Reyna.

INTRODUCCIÓN

El descubrimiento del petróleo como fuente de energía a través de sus derivados así como su utilidad y diversidad en diferentes ámbitos ha significado un punto de inflexión en el desarrollo del ser humano a lo largo de su historia. La necesidad de suplir carencias, brindar comodidades y generar modelos de negocio a su alrededor ha intensificado su búsqueda que actualmente tiene su mirada en la exploración y producción *offshore*.

Por otra parte, las empresas establecidas *onshore* con activos a su cargo se encuentran en la constante mejora de los procesos que les permita generar valor a su compañía a través de la producción de hidrocarburos como uno de los factores más importantes. En los campos petroleros se generan problemas con diferente contexto entre los que se encuentran aquel producido por el mismo fluido en el que se pierde capacidad productiva debido a la depositación del material del que se compone.

La situación actual de la industria del petróleo ha forzado a cada empresa a generar la mayor cantidad de utilidades haciendo uso de la menor cantidad de recursos posibles que permitan mejorar el retorno de sus inversiones haciendo uso de soluciones innovadoras, en ese orden de ideas este trabajo busca establecer la metodología que permita realizar el control de estos depósitos orgánicos haciendo uso un tratamiento químico ideado en Mansarovar Energy Colombia y la selección de los candidatos que incluya su clasificación por daño de acuerdo a los servicios realizados, la construcción y análisis de las curvas IPR para cada uno, la prueba SARA para determinar su estabilidad y finalmente la escogencia de las zonas adecuadas para inyectar dicho tratamiento.

Adicionalmente se realiza un análisis económico de los pozos que han recibido algún tipo de estimulación química, sin importar de qué empresa, para realizar una comparación entre ellas haciendo uso de los indicadores VPN y RBC.

1. GENERALIDADES DE CAMPO VELÁSQUEZ

1.1. HISTORIA

La Compañía Texas Petroleum Company compró en el año de 1929 la propiedad privada Guaguaquí-Terán. A través de estudios de geofísica (gravimetría y sísmica analógica) realizados desde 1930 se identificó la estructura de Velásquez (Figura 1). El Pozo Velásquez-1, localizado con base en información sísmica, inició perforación en diciembre 8 de 1945 y terminó en julio 14 de 1946 hasta una profundidad final de 8455 pies. Después de un periodo extenso de pruebas, el pozo se completó como productor de petróleo y descubridor del campo. La compañía continuó la delimitación del campo hacia el norte a través de la perforación de pozos, doce de los cuales resultaron secos y otros se perdieron por problemas mecánicos.

El primer embarque de crudo proveniente del Campo Velásquez se llevó en febrero 3 de 1946 mediante barcas por el río Magdalena hasta la Refinería de Barrancabermeja. En marzo de 1952, se inició el bombeo de crudo del Campo Velásquez a través de un oleoducto hasta la refinería de la compañía Esso colombiana en La Dorada. Igualmente se continuó transportando crudo en barcas por el río hasta la refinería de Barrancabermeja.

En total la compañía Texas Petroleum Company perforó 256 pozos y llegó a una producción máxima de 29.765 BOPD en agosto de 1959, para lo cual terminó previamente la construcción de un oleoducto hasta Barrancabermeja. Entre noviembre 9 y diciembre 6 de 1994 se realizaron todos los trámites requeridos para oficializar el cambio de dueño del Campo y fue ya el 15 de diciembre de 1994 cuando la Texas Petroleum Company vendió el Campo

Velásquez a Omimex de Colombia LTD, la cual inició la operación del Campo adquirido. En el momento de inicio de operaciones por parte de Omimex, la producción del Campo Velásquez era de 2100 BOPD.

Hacia el 30 de noviembre de 2006 esta compañía realizó un cambio de razón social y paso a formar la Compañía Mansarovar Energy Colombia LTD la cual opera actualmente dicho campo.

La sección productora de hidrocarburos en el Campo Velásquez ha sido convencionalmente dividida en las Formaciones Tuné y Guaduas, compuestas por arenas fluviales e intercalaciones de capas de arcilla.

Productores		Inyectores		Inactivos	Monitores de presión	Abandonados	Total
BM	PCP	SIAR	PIA				
30	60	8	2	25	12	185	320

Tabla 1. Estado de campo

Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción.

El OOIP estimado del campo es 633.6 MMSTB, con una producción acumulada hasta 2016 de 191.61 MMSTB es decir una producción diaria de 3200 BOPD, 26.000 BWPD y 500 KPC de gas. El gas producido actualmente se utiliza como combustible para generar energía eléctrica para el campo, calentar el agua en la caldera para desalar el crudo y uso doméstico en el campamento¹.

1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

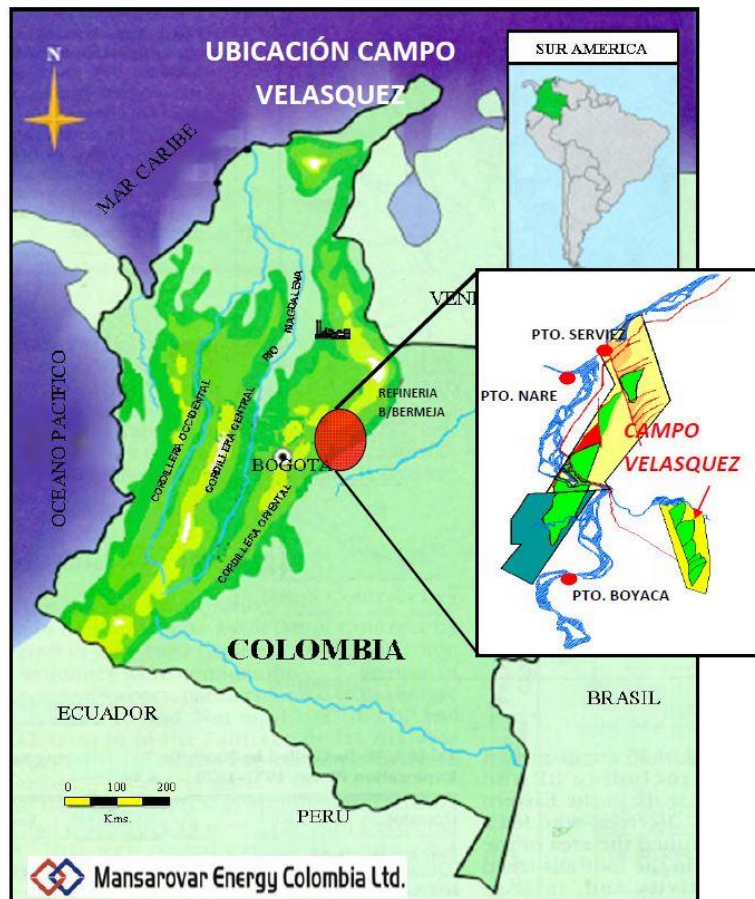
Esta zona está ubicada en la intersección geográfica que conforman los departamentos de Antioquia, Boyacá y Santander, en inmediaciones de los

¹ Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción.

municipios de Puerto Triunfo, Puerto Boyacá y Cimitarra, donde se ha extraído gran cantidad de petróleo pesado en desde los años 60.

El Campo Velásquez se encuentra localizado en el Departamento de Boyacá, cerca al centro de Colombia a unos 150 Km de Bogotá. El campo posee un área de 3800 acres y es el único con propiedad privada del subsuelo que existe en el país (Figura 1).

Figura 1. Localización Campo Velásquez



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de yacimientos y geología.

1.3. GEOLOGÍA

1.3.1. Geología del campo la característica principal en el área del campo es la Falla Velásquez suroeste-noreste localizada en el occidente del margen de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (figura 2) y en el flanco oriental de la Cordillera Central. Varias fallas relacionadas, separan la acumulación de aceite en bloques y cada bloque tiene distinto contacto agua-aceite

Las formaciones productoras son Tuné y Guaduas. Ambas están datadas como del Oligoceno (Terciario). La Formación Tuné se encuentra concordante sobre la Formación Guaduas. Pero también existen reportes de producción del Basamento (Pozos Velásquez-105 y 270), el cual aparece como altamente fracturado.

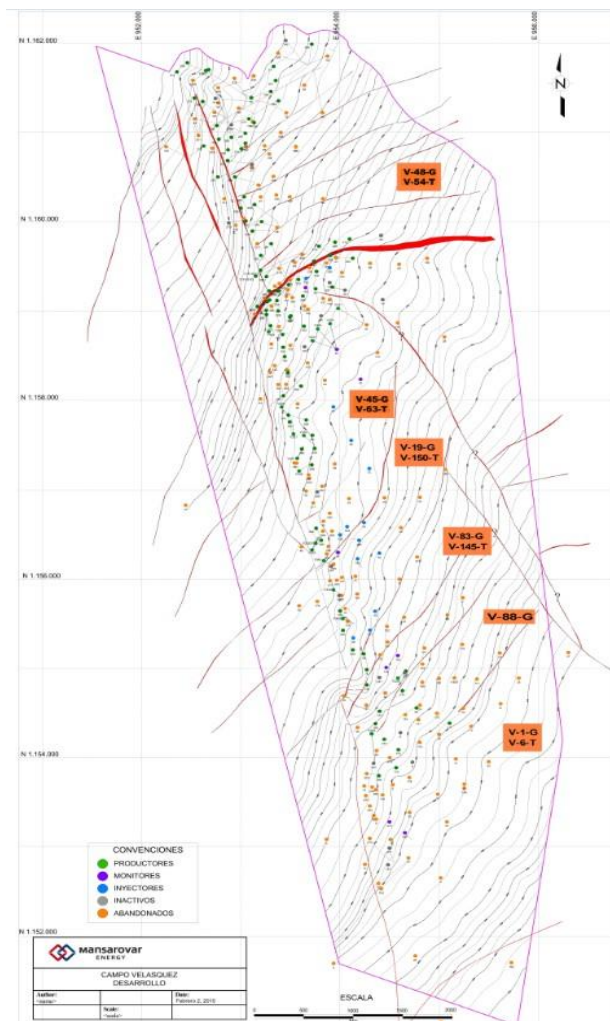
El ambiente de sedimentación es de tipo fluvial y como tal, muestra una gran intercalación de arenas y arcillas. Dentro de cada una de las formaciones productoras, Tuné y Guaduas, se identificaron por parte de Texaco, zonas que fueron denominadas para la Formación Tuné como zonas A, B, C, D, E y F, y para Guaduas como grupos I, II, III, IV y V.

La sección baja de la Formación Guaduas tiene mecanismo de gas en solución, mientras en la Formación Tuné, el mecanismo predominante es el empuje de agua. El tope del Basamento y la sección productora de aceite tienen un buzamiento de Seis Grados en una dirección sureste. Las profundidades en el tope de la sección productora, cerca al tope de la Formación Tuné, varía desde 2900 pies en el extremo norte del campo, a 6100 pies en extremo sur.

1.4. ESTRUCTURA

En general el Campo Velásquez está asociado a un monoclinal en Basamento buzando suavemente al sureste, superficie sobre la cual se depositó una secuencia de sedimentos fluviales en un marco de tectónica distintiva de bloques que generaron rasgos mayores y fallas con Orientación N-S y con buzamiento alto al este. Gracias a las diferentes fallas, el campo se ha podido dividir en varios bloques que son aislados hidráulicamente el uno del otro, por la magnitud de las fallas que sirven de límites, y por esto se pueden encontrar cinco bloques a través de todo el Campo Velásquez como son: Norte, Central, Oriental, Sur y Corredor.

Figura 2. Falla Campo Velásquez



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción.

1.5. ROCA GENERADORA

Las principales rocas generadoras en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, son las lutitas y calizas de la Formación La Luna, las cuales se hallan presentes en la parte profunda de la cuenca al este de Velásquez. De acuerdo con estudios realizados, la Formación La Luna y las formaciones estratigráficamente equivalentes contienen las rocas generadoras más prolíficas del norte de Suramérica. Los estudios geoquímicos han mostrado que en la cuenca del VMM (Valle Medio del Magdalena), los kerógenos dominantes son de Tipo II y en menor proporción de Tipo I.

1.6. ROCA ALMACEN

Dentro del área de Velásquez los hidrocarburos se encuentran almacenados en los estratos arenosos de la denominada serie Guaduas – Tuné

1.7. ROCA SELLO

El principal sello del campo Velásquez es la Formación Zorro, sin embargo, algunos sellos en esta parte de la cuenca están conformados por los diferentes niveles arcillosos que se hallan intercalados dentro de la serie Guaduas – Tuné.

1.8. ENTRANPAMIENTO

El principal mecanismo de entrapamiento en el área lo constituye la Falla de Velásquez y las Fallas satelitales de ésta, las cuales dividen el Campo en varios

bloques y que han servido de barreras, impidiendo la migración de los hidrocarburos hacia el oeste a lo largo del monoclinal.

1.9. PROPIEDADES PRETROPFISICAS

La tabla 2 muestra las principales propiedades petrofísicas del Campo Velásquez

Tabla 2. Propiedades petrofísicas Campo Velásquez

PÁRAMETRO	TUNÉ	GUADUAS
Área (Acres)	1891	3824
Espesor neto (pies)	109	136
Cutt Off	2.5	3
Porosidad (%)	24.5	21
Salinidad (ppm Cl)	37000	36000
Factor volumétrico (res/stb)	1.15	1.2
Permeabilidad (mD)	1565	720
Presion Inicial (psi)	2100	3000
Presion Actual (psi)		1850
Presion de Saturacion (psi)	1800	1950
Saturacion de Agua Inicial (%)	44	38
Gradiente de Fractura (psi/ft)	0.7	0.75
Datum (Subsea) (pies)	4300	6500
Gradiente de Temperatura (F/100 ft)	2.5 @ 5500'	

Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de yacimientos y geología.

1.10. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

1.10.1. Crudo la tabla 3 exhibe algunas de las propiedades más importantes del crudo del Campo Velásquez para una muestra tomada en la Bateria 2

Tabla 3. Propiedades crudo Campo Velásquez

Propiedad		Metodología	Unidades	Resultado
Factor de caracterización UOP, K		UOP 375	Adim	11,6
Gravedad API		ASTM D 1298	°API	20,6
Densidad a 15°C		ASTM D 1298	Kg/m ³	929,8
Contenido de azufre		Chemiconsult	% Peso	1,48
H ₂ S existente		UOP 163	ppm Peso	4,6
Azufre mercaptanos		UOP 163	ppm Peso	24,7
Número ácido		ASTM D 664	mg KOH/g	2,87
Contenido de sal		ASTM D 3230	lbs/1000lbs	26
Cloruros inorgánicos		Chemiconsult	ppm Peso	26,1
Nitrógeno total		ASTM D 5762	ppm Peso	2921
Presión de vapor Reid, RVP		ASTM D 323	100 °F, KPa	4,25
Punto de inflamación		ASTM D 93	°C	19,0
Viscosidad cinemática	40°C (104°F)	ASTM D 445	mm ² /s	93,15
	50°C (122°F)			55,96
	100°C (212°F)			9,040
Punto de fluidez		ASTM D 97	°C	-27
Contenido de parafinas		UOP 46	% Peso	3,5
Agua por destilación		ASTM D 4006	% V/V	0,35
Sedimentos por extracción		ASTM D 473	% Peso	<0,01
Asfaltenos		IP 143	% Peso	1,0
Carbón Conradson		ASTM D 189	% Peso	6,15

Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción.

1.10.2. Agua la tabla 4 exhibe algunas de las propiedades más importantes del agua de producción del Campo Velásquez para una muestra tomada en la Batería 2

Tabla 4. Propiedades agua de producción Campo Velásquez

Propiedad	Método de prueba	Unidades	Resultado
Bario	ICP	mg/l	91
Calcio	ICP	mg/l	7.250
Hierro	ICP	mg/l	4,8
Magnesio	ICP	mg/l	24,31
Potasio	ICP	mg/l	39,10
Sodio	ICP	mg/l	14.620
Alcalinidad	Titration	mg/l	54
Bromuro	Titration/IC	mg/l	74
Carbonato	Titration	mg/l	60,01
Cloruros	Titration/IC	mg/l	34.880
Yoduro	Titration/IC	mg/l	<5.0
Sulfato	IC	mg/l	14
Sulfuro	IC	mg/l	0
pH	-	-	6,53
Resistividad	-	Ohm-metro (a 77°F)	0,14
Conductividad	-	microSiemens/cm	73.700
Gravedad específica	-	60 / 60 °F	1,0416

Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción.

1.11. FACILIDADES DE SUPERFICIE

En el campo Velásquez, los fluidos de producción llegan a las diferentes estaciones de recolección llamadas baterías, en ellas se encuentran diversos equipos que permiten la adecuada recepción y tratamiento de los fluidos de producción provenientes de los pozos. A continuación, se describirán dichas estaciones

1.11.1. Batería 1 el objetivo de operación de la batería 1 de campo Velásquez es recolectar los fluidos de producción provenientes de los pozos

asociados a la misma (12 pozos). Durante este proceso el sistema se encarga de realizar la separación de la emulsión crudo-agua del gas. Esta emulsión, como la de las baterías 2A y 3, es bombeada a la batería 2. Mientras que el gas es enviado en su mayoría a la batería principal con el fin de comprimirlo y utilizarlo en la autogeneración eléctrica del campo, y en menor proporción se envía para la zona social donde es utilizado en la cocina. El gas excedente es dirigido a la tea para ser quemado.

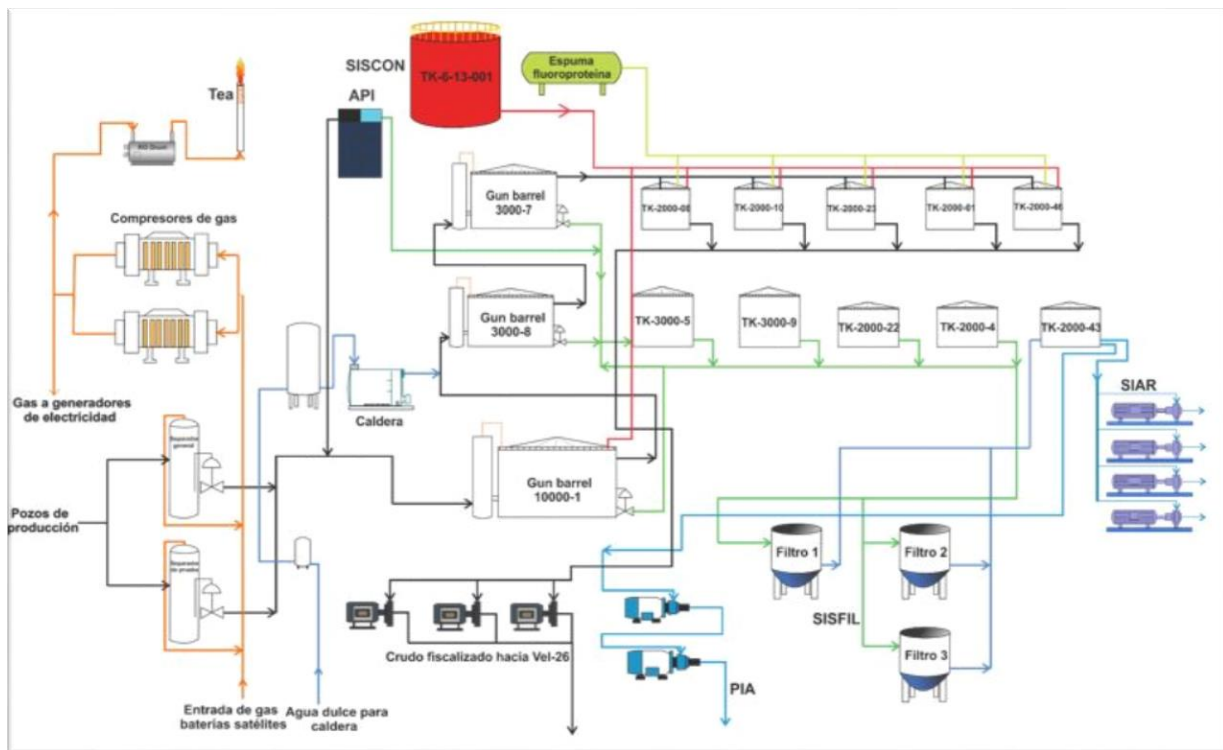
1.11.2. Batería 2 el objetivo de operación de la batería 2 de campo Velásquez es recolectar el fluido de producción proveniente de tres baterías satélites y el fluido proveniente de los pozos productores asociados a esta batería principal (22 pozos) por medio de los colectores de la zona norte y sur. Durante este proceso el sistema de batería 2 se encarga de realizar la separación de crudo, agua y gas. También se lleva a cabo el respectivo tratamiento químico con el fin de llevar el crudo a especificaciones de venta y que el agua cumpla con los requerimientos para su inyección. Por otra parte, el gas es deshidratado y posteriormente comprimido y enviado a la estación Vel-26 con el fin de ser utilizado como combustible para la autogeneración eléctrica del campo. Finalmente, el crudo ya tratado es bombeado a la estación de bombeo Vel-26 para la respectiva transferencia de custodia por oleoducto o carrotanques. La figura 3 muestra la distribución de la Batería 2.

1.11.3. Batería 2A el objetivo de operación de la batería 2A de campo Velásquez es recolectar los fluidos de producción proveniente de los pozos asociados a la misma (15 pozos). Durante este proceso el sistema se encarga de realizar la separación de la emulsión crudo-agua del gas.

1.11.4. Batería 3 el objetivo de operación de la batería 3 de campo Velásquez es recolectar los fluidos de producción provenientes de los pozos

asociados a la misma (41 pozos). Durante este proceso el sistema de se encarga de realizar la separación del gas de la emulsión crudo-agua.

Figura 3. Diagrama Batería 2



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción.

1.12. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

El campo Velásquez tiene, actualmente, 90 pozos activos. Cada uno de ellos cuenta con sistema de levantamiento artificial que aporta la energía necesaria a los fluidos provenientes del yacimiento para llegar a las estaciones de recolección y/o tratamiento llamadas baterías. Es necesario su uso debido a que la presión que tienen los fluidos del yacimiento no es suficiente para fluir naturalmente.

El campo cuenta con dos sistemas de levantamiento artificial. El primero de ellos, y más antiguo, es el sistema de bombeo mecánico conocido comúnmente como machín o balancín. En los diferentes pozos que cuentan con dicho sistema se pueden observar diferentes tipos de unidades que ofrece el mercado, pero en este caso todas pertenecen al fabricante LUFKIN. Entre ellas se encuentran las unidades Convencional, Mark II y Balanceada por aire; de la totalidad de los pozos activos, 30 de ellos cuentan con este sistema de levantamiento artificial. A continuación, se muestra en la tabla 5 algunas de las unidades que operan en el campo en la nomenclatura API

Tabla 5. Unidades de bombeo mecánico Campo Velásquez

FABRICANTE	CLASE DE UNIDAD	CÓDIGO API
LUFKIN	CONVENCIONAL	C-640-305-168
LUFKIN	MARK II	M-160D-173-86
LUFKIN	CONVENCIONAL	C-228D-246-86

Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción.

Por otra parte, los 60 pozos restantes cuentan con el sistema de levantamiento artificial de bomba de cavidades progresivas, comúnmente conocido como PCP (Progressing Cavity Pump) por sus siglas en inglés, los pozos que cuentan con este sistema tienen cabezales del fabricante NETZSCH. Finalmente cabe mencionar que hasta finales de 2016 se contó con el sistema levantamiento artificial de bomba electrosumergible o ESP (Electrical Submersible Pumping) por sus siglas en inglés, sin embargo fue reemplazado por el sistema de bomba por cavidades progresivas.

1.13. INYECCIÓN DE AGUA

Como se mencionó anteriormente, los fluidos de producción llegan a las diferentes estaciones de recolección donde se separan, tratan, transfieren a venta o reinyectan al subsuelo según la batería. Adicionalmente, se inyectan en las tuberías productos químicos como rompedores universales y dispersantes de parafinas.

Los fluidos recolectados y separados del gas, se envían directamente a un tanque Gun barrel ubicado en la Batería 2 para realizar la deshidratación, una vez el crudo sale del tanque se encuentra en 0.1% de contenido de agua aproximadamente. Posteriormente el agua separada es dirigida hacia cuatro tanques de recepción en serie que le brindan un tiempo de residencia de ocho horas aproximadamente calculadas para 26.000 barriles de agua por día que se producen en el Campo Velásquez.

La acción de los productos químicos inyectados a la salida del tanque Gun Barrel junto con el tiempo de residencia en los tanques de recepción de agua, hacen parte del proceso de acondicionamiento del agua para su reinyección. Luego de pasar por el tren de tanques, el agua es enviada hacia el sistema de filtración que se compone de tres filtros con lecho de cáscara de nuez que tienen como objetivo atrapar las partículas de aceite para tener las condiciones adecuadas de reinyección que, este punto, son partículas de aceite en agua: 60 ppm y sólidos suspendidos totales (TSS): < 5ppm. El agua que sale del sistema de filtración, se envía al tanque de agua filtrada donde se encuentra lista para ser enviada a los sistemas de inyección que serán descritos a continuación.

1.13.1. Sistema de Inyección de Agua Residual (SIAR) sistema de Inyección de Agua Residual (SIAR) es uno de los dos sistemas de inyección que tiene como objetivo reinyectar el agua que se ha producido junto con el crudo del yacimiento, siendo un sistema de baja presión y alto caudal.

La figura 3 muestra el diagrama de la Batería 2 en el que se encuentran los dos sistemas de inyección de agua, para los cuales el agua proviene del tanque de agua filtrada que se encuentra en condiciones de inyección en conexión directa con cuatro bombas centrífugas (bomba 1, bomba 2, bomba 3, bomba 4) que cuentan con capacidades de 18.000, 14.000, 20.000 y 14.000 barriles de agua por día respectivamente mientras que las presiones son de 350, 400, 600, 400 psig respectivamente.

El caudal de inyección diario, en promedio, es 26.000 barriles de agua por día a cinco pozos inyectoros, Vel-127, Vel-143, Vel-163, Vel-194, Vel-300. De los pozos mencionados el pozo Vel-194 es el que recibe casi la totalidad del agua reinyectada.

1.13.2. Piloto de Inyección de Agua (PIA) es el sistema de inyección de agua que tiene como objetivo realizar un barrido del crudo que se encuentra en el yacimiento y que no pudo ser producido, siendo un sistema de alta presión y bajo caudal.

En este sistema el tanque se encuentra en conexión directa con una bomba centrífuga de una etapa o bomba Booster permitiendo tener una columna hidrostática, de aproximadamente 2 a 3 psig, para generar la succión necesaria y elevar la presión con dicha bomba hasta 60 psig y alimentar la bomba principal.

La bomba principal es una bomba centrífuga que cuenta con 88 etapas, recibe la corriente de agua desde la presión de descarga de la bomba Booster y la eleva hasta aproximadamente 1200 psig. El caudal de inyección diario, en promedio, es 3800 barriles de agua por día a dos pozos inyectoros Vel-290 y Vel-31

2. MARCO DE REFERENCIA

El petróleo es una mezcla compleja que consiste, predominantemente, en hidrocarburos y contienen azufre, nitrógeno, oxígeno y helio como constituyentes menores. Las propiedades físicas y químicas varían considerablemente ya que dependen de la concentración de varios tipos de hidrocarburos y otros componentes en menor grado².

En general, los constituyentes del petróleo están clasificados en dos grandes grupos: el primero de ellos es conocido como los totalmente definidos y la fracción volátil C₆₋ y el segundo grupo está constituido por los pobremente definidos y la fracción relativamente no volátil C₆₊.

La fracción C₆₋ consiste en todos los componentes hidrocarburos puros (y no hidrocarburos) con número de carbono por encima de C₅, esto incluye todos los isómeros de cada número de carbono. La fracción C₆₊ es, hasta ahora, más compleja debido a las múltiples combinaciones de isómeros disponibles para hidrocarburos con el incremento de la longitud de la cadena. Este grupo de componentes se clasifican en saturados (S) (parafinas + naftenos), aromáticos (A), resinas (R) y asfaltenos (A). A continuación, se describirá cada una de ellas haciendo énfasis en saturados y asfaltenos.

2.1. FRACCIONES DEL CRUDO

² AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 4 ed. Burlington.: Elsevier, 2010. 75 p. ISBN 978-1-85617-803-7.

La determinación de las fracciones de la muestra de un crudo se realiza a través de la prueba de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA). El objetivo de esta prueba es dividir el crudo en sus fracciones y conocer su composición. Como se describirá más adelante en detalle, los saturados son material no polar, los aromáticos contienen anillos polarizables, mientras que las fracciones restantes, resinas y asfaltenos, tienen sustituyentes polares. La diferencia entre estas dos últimas es que los asfaltenos son insolubles en exceso de heptano o pentano mientras que las resinas son solubles en los mismos.

Este sistema de clasificación es útil porque identifica las fracciones de crudo que pertenecen a la estabilidad del asfaltenos, de este modo es usada en la identificación de crudos con el potencial de problemas de asfaltenos. La figura 4 describe el esquema de separación SARA. Es importante mencionar que los asfaltenos en conjunto con las resinas conforman la fase dispersa del petróleo mientras que los maltenos conforman la fase continua³.

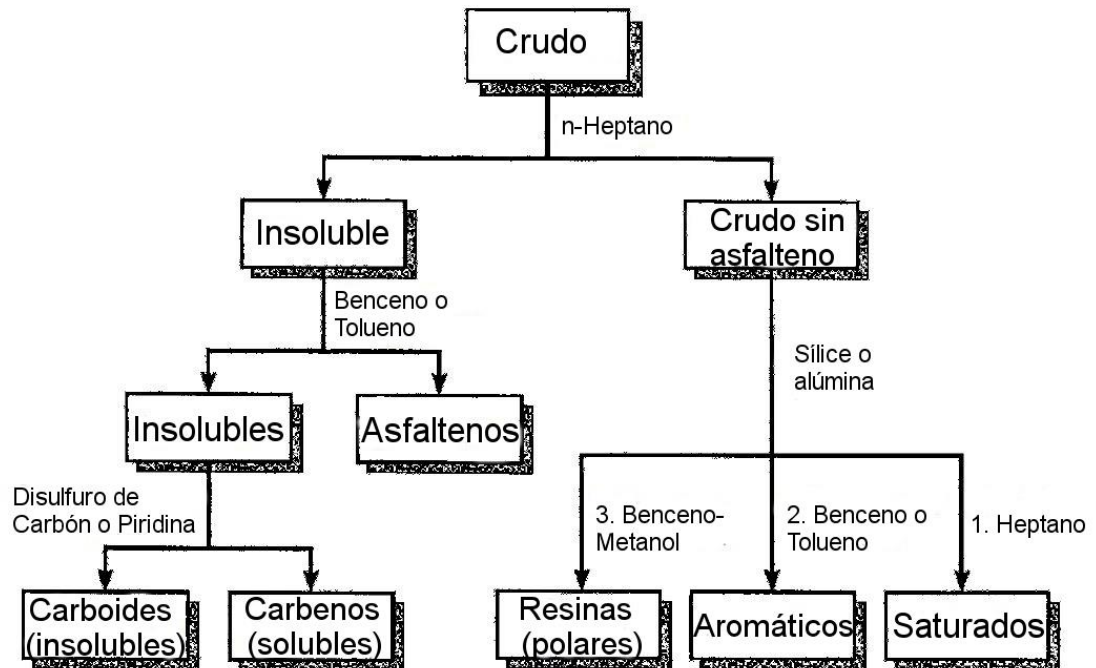
2.1.1. Saturados Los hidrocarburos saturados, también llamados parafinas, poseen entre 18 y 38 átomos de carbono en una cadena de mezclas complejas de alcanos de alto peso molecular que varía entre 360-500⁴. Las parafinas comúnmente conocidas, se dividen en parafinas normales o n-parafinas, parafinas

³ RATULOWSKI, John; AHMED, Hammami. Precipitation and Deposition of Asphaltenes in Production Systems: A Flow Assurance Overview. En: MULLINS, Oliver, et al. *Asphaltenes, Heavy oil and Petroleomics*. Nueva York.: Springer Science+Business Media, 2007. p. 617-660. ISBN 0-387-31734-1.

⁴ AL-QASIM, Abdulaziz; BUBSHAIT, Ahmed. Asphaltenes: What Do We Know So Far. [En línea]. [Bakersfield, Estados Unidos]: Society of Petroleum Engineers, abr. 2017 [consultado 10 may., 2017]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-185690-MS?sort=&start=0&q=185690&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#Z>

ramificadas o isoparafinas y en menor cantidad ciclo prafinas (naftenos) como lo muestra la figura 5 sus estructuras moleculares⁵.

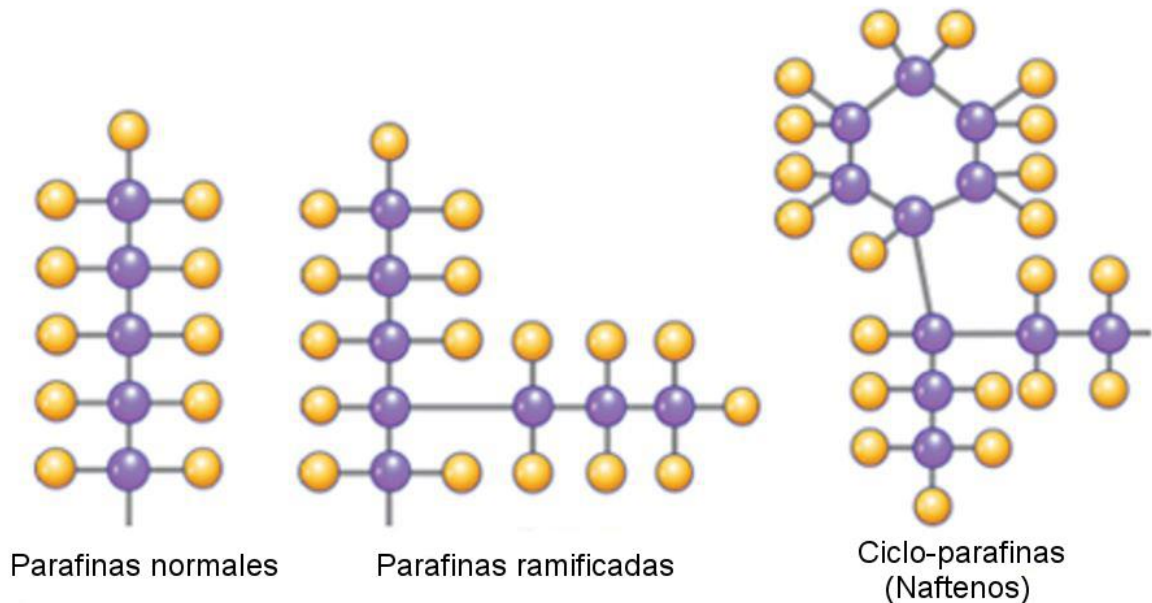
Figura 4. Esquema prueba SARA



Fuente: Modificado AHMED, Tarek. Equation of State and PVT Analysis. Houston.: Gulf Publishing Company, 2007. 461 p. ISBN 1-933762-03-9.

Figura 5. Estructura de las parafinas

⁵ ARIZA, Emilano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. Tesis de maestría Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. 2008. 30 p.



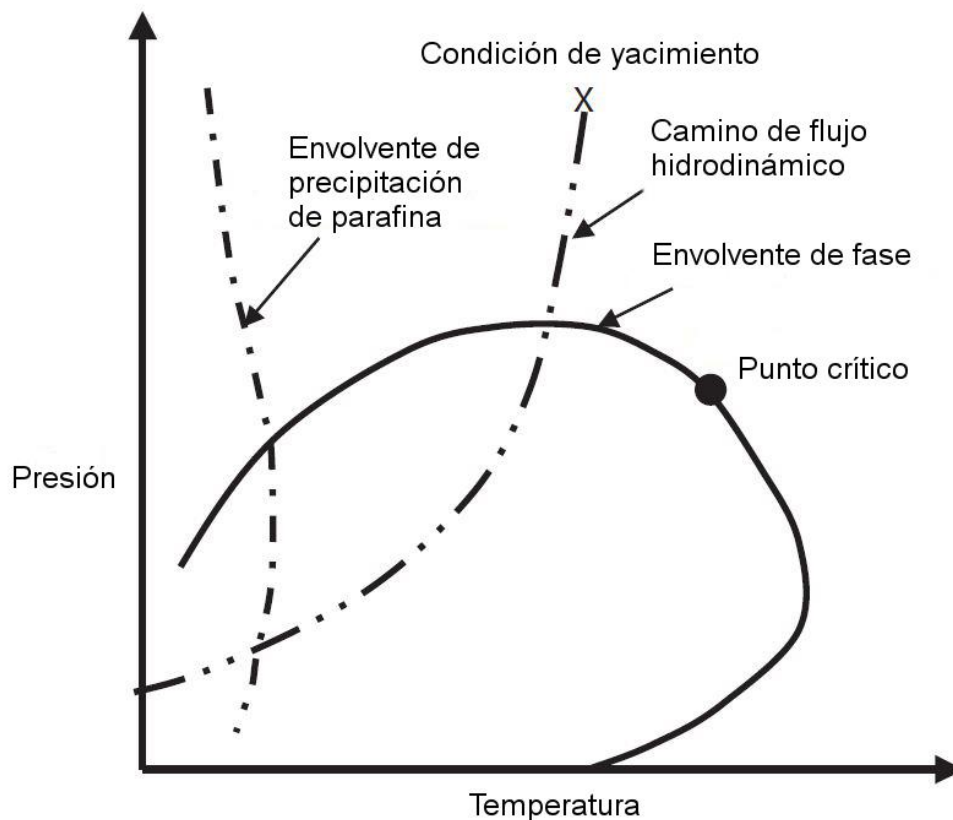
Fuente: modificado <http://noria.mx/lublearn/los-fundamentos-de-la-refinacion-de-bases-lubricantes-minerales/>

Los saturados poseen propiedades que es necesario definir, una de ellas es la temperatura de aparición la que hace referencia a la temperatura a la cual la primera cantidad infinitesimal de parafina se forma. Se debe mencionar la temperatura a la cual el crudo deja de fluir, es el punto de fluidez del crudo en el que cesa el movimiento debido a la red que se forma cuando pierde temperatura y hay presencia de parafina. Finalmente, cuando el crudo se sigue enfriando por debajo del punto de fluidez, puede llegar a gelificarse de modo que cuando se quiera reestablecer su movimiento, se necesitará alta presión que venza el esfuerzo de corte, el mínimo valor para este esfuerzo se llama fuerza de gel.

Adicionalmente, existe un diagrama presión vs temperatura que muestra la zona en la que la cristalización de parafina ocurre llamada envolvente de depositación

de parafinas que solo puede ocurrir a condiciones termodinámicas dentro de la envolvente, la figura 6 muestra una ilustración de la envolvente⁶.

Figura 6. Envolvente de deposición de parafinas

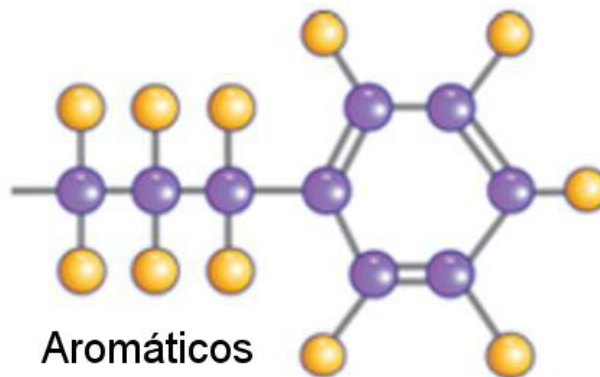


Fuente: Modificado *Ibíd.*, p. 496

2.1.2. Aromáticos los hidrocarburos aromáticos son muy diferentes tanto química como físicamente de los hidrocarburos saturados. Contienen uno o más estructuras de anillos similares al benceno. Sus átomos se encuentran conectados con enlaces aromáticos dobles. (Figura 7)

⁶ AHMED. *Op. cit.*, p. 495-499

Figura 7. Estructura aromáticos



Fuente: <http://noria.mx/lublearn/los-fundamentos-de-la-refinacion-de-bases-lubricantes-minerales/>

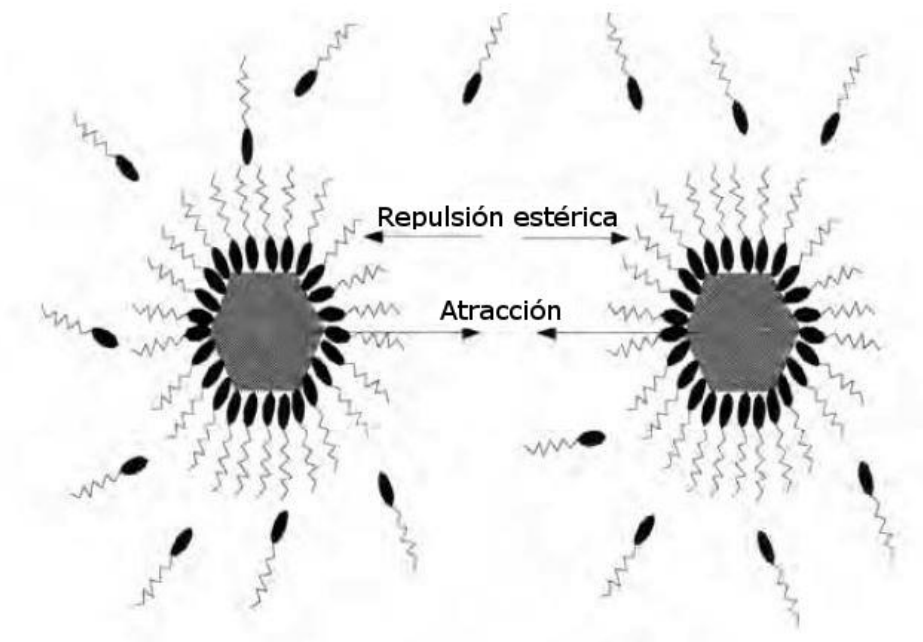
2.1.3. Resinas las resinas es aquella fracción que se cree es la precursora molecular de los asfaltenos. Sus cabezas polares rodean los asfaltenos mientras que sus colas alifáticas se extienden en el crudo. Pueden actuar para estabilizar la dispersión de partículas de asfalteno y pueden ser convertidas en asfaltenos a través de oxidación. A diferencia de los asfaltenos se asume que las resinas son solubles en el crudo, las resinas puras son líquidos pesados o sólidos pegajosos y son tan volátiles como otros hidrocarburos del mismo tamaño. Los crudos con alto contenido de resinas son relativamente estables⁷.

Adicionalmente, tienen la tendencia de asociarse con los asfaltenos debido a que poseen cargas opuestas por lo que son absorbidas y actúan como una capa protectora (figura 8), esto reduce la precipitación del asfalteno y determina su

⁷ RATULOWSKI. Op. cit., p. 621

solubilidad en el petróleo. Son solubles en n-heptano, tolueno, y benceno a temperatura ambiente⁸.

Figura 8. Resinas y asfaltenos



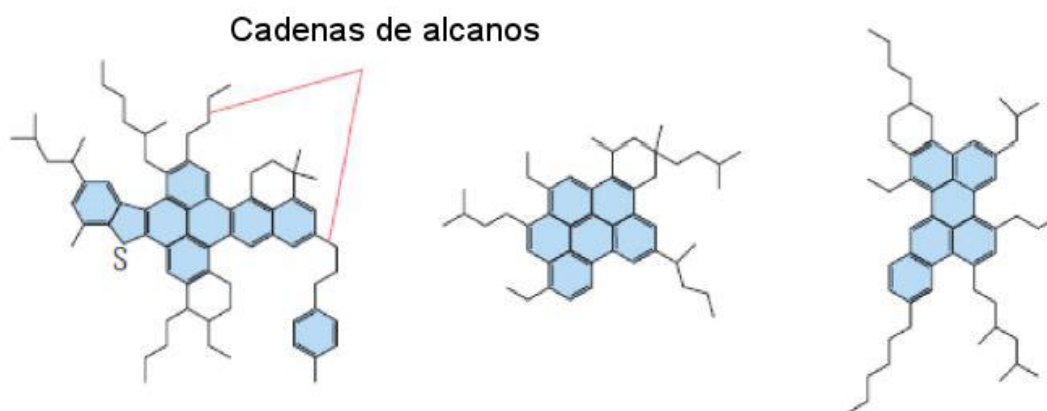
Fuente: Modificado AHMED. Op. cit., p. 471

2.1.4. Asfaltenos los asfaltenos se definen como una mezcla polidispersa de los componentes más pesados y polarizables del crudo, los cuales son solubles en solventes aromáticos como tolueno pero insoluble en solventes parafínicos como n-pentano o n-heptano. Debido a la polidispersidad de los asfaltenos, diferentes n-alcenos resultan en precipitados con diferente peso molecular, estructura y propiedades. En otras palabras, diferentes precipitantes resultan en la separación de diferentes fracciones de peso molecular, estructura y propiedades.

⁸ AHMED. Op. cit., p. 470

A pesar de la investigación a lo largo de los años, la estructura molecular no ha sido totalmente definida. Se cree que la estructura molecular está compuesta de anillos aromáticos y no aromáticos fusionados con cadenas alifáticas y heteroátomos que pueden residir dentro de los anillos aromáticos. La figura 9 muestra tres ejemplos de las diversas estructuras moleculares posibles de los asfaltenos⁹.

Figura 9. Posibles estructuras de los asfaltenos



Fuente: Modificado KHALEEL, Aisha, et al. On the Prediction, Prevention, and Remediation of Asphaltene Deposition. [En línea]. [Abu Dhabi, UAE]: Society of Petroleum Engineers, nov. 2015 [consultado 12 may, 2017]. Disponible en: <[https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-177941-](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-177941-MS?sort=&start=0&q=177941&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#>)

[MS?sort=&start=0&q=177941&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#>](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-177941-MS?sort=&start=0&q=177941&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#>)

⁹ Ibíd., p. 2-3.

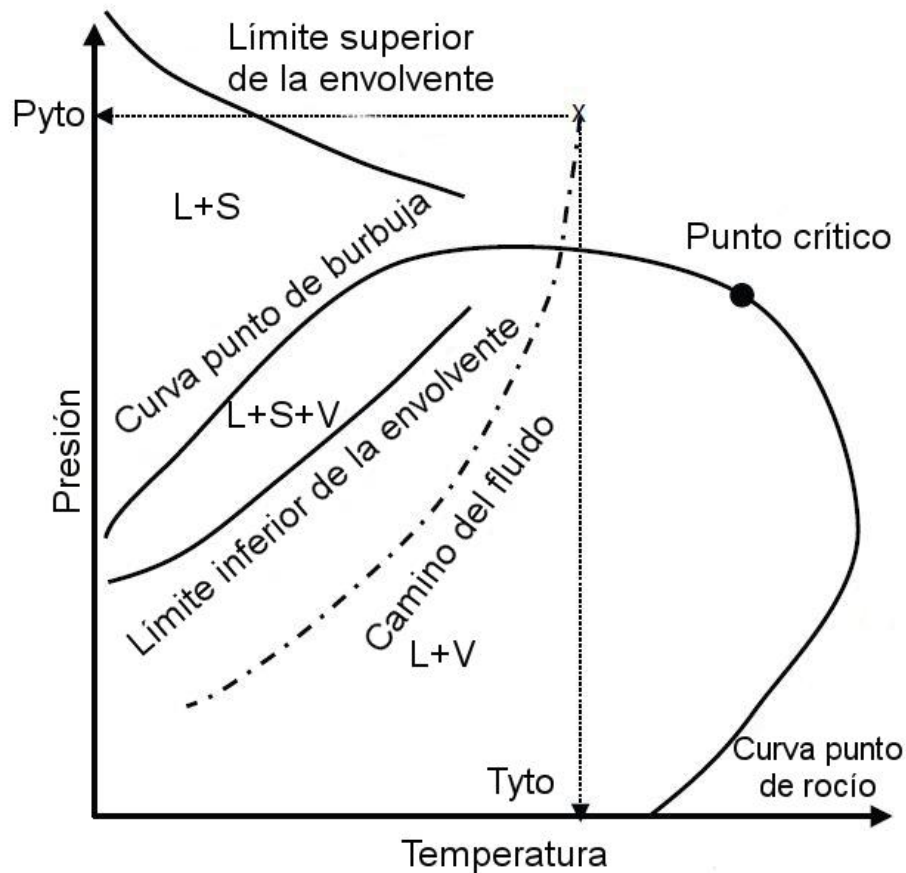
Es importante mencionar características de los asfaltenos como el punto de aparición que es la mínima cantidad de floculante necesaria para que se inicie la precipitación. El punto de inicio de la floculación es la habilidad de las partículas de un sistema coloidal para precipitarse en cualquier condición. La presión de aparición de asfaltenos es la presión a la cual la precipitación de los mismos se inicia. La estabilidad del asfalteno es aquella dada por las moléculas de resinas que actúan como capa protectora estabilizando el sistema evitando su precipitación. Adicionalmente, existe una región en la cual la precipitación de asfaltenos ocurre la que está limitada por la envolvente de precipitación (figura 10) que es un diagrama presión vs temperatura y sirve para evaluar el potencial y severidad de los problemas por asfaltenos, además, muestra el camino termodinámico que debería seguirse para evitar o minimizar este tipo de problemas manteniendo el comportamiento del crudo afuera o lo más lejos posible del centro de la envolvente.

2.2. ¿PRECIPITACIÓN O DEPOSITACIÓN?

Los sistemas de flujo se pueden ver afectados por la presencia de sólidos orgánicos provenientes del crudo y sólidos inorgánicos provenientes de la fase acuosa reflejados en depositación de asfaltenos, ceras, hidratos, corrosión-erosión, emulsiones y taponamientos. El aseguramiento de flujo es el término usado para evaluar el efecto de estos sólidos y su potencial para interrumpir la producción debido a la depositación en el sistema¹⁰.

Figura 10. Envolvente de precipitación de asfaltenos

¹⁰ AHMED. Op. cit., p. 457



Fuente: Modificado AHMED. Op. cit., p. 482

En este punto es necesario hacer claridad acerca de los términos precipitación y depositación. La precipitación puede ser definida como la formación de una fase sólida fuera de la fase líquida, mientras que la depositación puede ser descrita como la formación y crecimiento de una capa de sólidos precipitados en la superficie.

Además, una condición necesaria, pero no suficiente, para la depositación es la precipitación de la fase sólida de la mezcla. De esta manera, la precipitación es considerada precursora de la depositación, no necesariamente asegura esta última.

Por otra parte, mientras que la precipitación es principalmente una función de variables termodinámicas como composición, presión y temperatura; la depositación depende del flujo hidrodinámico, transferencia de masa y calor e interacciones sólido-sólido y sólido-superficie¹¹.

2.3. FACTORES QUE CONTROLAN LA PRECIPITACIÓN

La experiencia de campo y las observaciones experimentales indican que la estabilidad de los asfaltenos está ligada a varios factores que incluyen (pero no están limitados) la composición, presión y temperatura del crudo. El consenso general es que el efecto de la composición y el de la presión en la depositación de asfaltenos es más fuerte que el efecto de la temperatura. Sin embargo aún existe desacuerdo en la influencia de la temperatura en la precipitación de asfaltenos.

2.3.1. Asfaltenos

2.3.1.1. Efecto composicional la precipitación de los asfaltenos puede ocurrir in situ durante la mezcla de fluidos hidrocarburos incompatibles, inyección miscible, inyección de CO₂, operaciones con gas lift que hagan uso de gases ricos y/o trabajos de acidificación. La adición de compuestos con moléculas que difieren ampliamente de resinas y asfaltenos en términos de tamaño y estructura, de este modo, el parámetro de solubilidad cambia el equilibrio que existe en la porción no polar del crudo. Por ejemplo, cuando se inyectan líquidos alcanos normales (como pentano, hexano o heptano) son normalmente añadidos en un esfuerzo por reducir

¹¹ RATULOWSKI. Op. cit., p. 624-625

la viscosidad de los crudos pesados. El resultado de esto es la alteración de las características generales del crudo haciendo más liviano. En respuesta, la resina se separa de la superficie del asfalteno en un intento por restablecer el equilibrio en el crudo. Esta separación de las resinas obliga a que las micelas de los asfaltenos se aglomeren para poder reducir la energía libre total de la superficie. Si se agrega suficiente cantidad de un precipitante en particular, las moléculas de asfaltenos se agregarán de tal forma que superarán las fuerzas Brownianas de suspensión y empezarán a precipitarse.

La descripción anterior sugiere que la cantidad y el tipo del solvente añadido al crudo pueden ser cruciales para determinar la cantidad y las características de los asfaltenos precipitados. Para diferentes alcanos la cantidad de asfaltenos precipitados del mismo crudo (usando 40:1 como relación alcano-crudo), disminuye con el incremento de los carbonos del precipitante (alcano). Al realizar una inspección visual, se puede determinar que los alcanos cortos producen asfaltenos pegajosos, alcanos de cadena larga generan son secos y pulverizados. Ambos precipitados son asfaltenos pero difieren en sus características. Se conoce que los alcanos cortos/livianos tienden a generar co-precipitación de las resinas con los asfaltenos.

2.3.1.2. Efecto de la presión la precipitación y depositación de asfaltenos también puede ocurrir en la tubería de producción, por debajo de la profundidad a la cual el aceite se vuelve saturado. Este fenómeno es descrito ampliamente y atribuido a las diferencias de compresibilidad entre los livianos y los componentes pesados (resinas y asfaltenos) del crudo subsaturado. De hecho, la fracción del volumen relativo de los componentes livianos dentro de la fase líquida incrementa a medida que la presión del crudo subsaturado se aproxima a su punto de burbuja. Este efecto es similar a añadir hidrocarburos de baja masa molar al crudo causando problemas de desprendimiento de asfaltenos. Claramente, el volumen

parcial molar de las moléculas rápidamente compresibles (como el metano) cambia notablemente comparado con moléculas como el pentano a medida que el sistema disminuye isotérmicamente.

Este cambio es aún menos pronunciado en los casos de la fracción C₇-C₁₂. Es por esto concebible que las fracciones más pesadas (asfaltenos y resinas), exhibirían un mínimo incremento del volumen molar con la disminución de la presión a la misma temperatura. Se ha establecido que el máximo volumen de asfaltenos precipitados ocurre en un punto próximo a la presión del punto de burbuja de crudos subsaturados. Por debajo del punto de burbuja, los hidrocarburos volátiles se evaporan del líquido como fase gaseosa causando un incremento en la densidad de la fase líquida. Reconocer que los livianos del crudo así como los asfaltenos compiten por la solubilidad en el petróleo, la evaporación de la fracción ligera implica mejor solubilidad para los asfaltenos¹².

2.3.1.3. Efecto de la temperatura el efecto de la temperatura es contradictorio. En ciertos crudos su aumento parece favorecer la dispersión de los asfaltenos, mientras que en otros ocurre una disminución de su solubilidad. Esta inestabilidad se cree que es debida a la disociación de las interacciones resina-asfaltenos. En general no se puede generalizar sobre esta dependencia¹³.

2.3.2. Parafinas

¹² Ibid., p. 626-629

¹³ RODRÍGUEZ, Mayra y SANDOVAL, Zayra. Determinación de la envolvente de precipitación de asfaltenos para un crudo extrapesado por medio de simulación numérica. Tesis de pregrado Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. 2015. 27 p.

2.3.2.1. Efecto de la temperatura los hidrocarburos a condiciones de yacimiento se encuentran a una cierta temperatura que depende de la profundidad. A medida que los fluidos durante la producción viajan a superficie se van enfriando. La temperatura tiene gran influencia sobre la solubilidad de la parafina (solute) dentro del solvente (crudo sin parafina), por tanto, cuando se incrementa la temperatura la solubilidad de la parafina se aumenta y viceversa.

Los cambios de temperatura se pueden dar por:

- Liberación de gas en el yacimiento, es decir disminución de la solubilidad.
- Radiación de calor del yacimiento a las formaciones vecinas.
- Liberación del gas y los compuestos livianos del crudo en su viaje de yacimiento a superficie.
- Cambio en la temperatura por intrusión de agua u otro líquido o por temperaturas externas bajas (en cabeza de pozo).

2.3.2.2. Efecto del peso molecular y del punto de fusión de la parafina a temperatura constante, cuando el peso molecular de la parafina se incrementa, el punto de fusión se aumenta, disminuyendo la solubilidad en los solventes. Esto quiere decir, que la concentración de parafina en el crudo, tiene gran influencia sobre la temperatura del punto de fusión y por tanto sobre la temperatura del punto de cristalización. Por otra parte, cuando el peso molecular aparente de la solución disminuye, la temperatura del punto de cristalización disminuye, lo cual retarda la precipitación de las parafinas. Por tanto la precipitación de parafinas depende de la composición del crudo parafínico.

2.3.2.3. Efecto de la proporción relativa de solvente – soluto cuando la concentración de soluto en la solución se incrementa, el punto de cristalización aumenta. El soluto se denomina a las parafinas que precipitan, se cristalizan y forman una fase sólida y el solvente serán los demás componentes del crudo que no cristalizan. La presencia de gas (alta relación gas/aceite - GOR) actúa como un solvente y en el crudo disminuye el punto de cristalización, debido a que las burbujas de gas distribuidas en el aceite tienen una energía de presión adicional que ayuda al flujo.

2.3.2.4. Efecto de la presión la precipitación de parafinas es a menudo estudiada para crudos muertos, pero el efecto de la presión y la composición del crudo no es muy claro. La solubilidad de la parafina disminuye con el incremento de presión en la solución (parafina-crudo muerto), debido a que las fuerzas intermoleculares entre moléculas del mismo tipo son mayores que entre moléculas no similares, causando incremento en el punto de cristalización. El comportamiento del punto de cristalización con la presión es específico para cada fluido, por lo cual se debe hacer una evaluación individual¹⁴.

2.3.2.5. Contenido de agua del crudo a grandes rasgos el agua no afecta la solubilidad de la parafina, aunque si se puede asociar con problemas de depositación. También se puede lograr la eliminación del problema cuando el pozo comienza a producir una cantidad de agua importante. Sin embargo aunque el agua ayuda a prevenir la acumulación de parafina en algunos pozos, no se debe tener en cuenta como medida que ayude a prevenir la depositación de parafinas por el fenómeno de nucleación¹⁵.

¹⁴ ARIZA. Op. cit., p. 36-39

¹⁵ PATIÑO, Juan. Un Modelo de Daño de Formación por Precipitación de Componentes Parafínicos de un Fluido de Yacimiento. Tesis de maestría Medellín.: Universidad Nacional de Colombia. 2015. 32-36 p.

2.4. FACTORES QUE CONTROLAN LA DEPOSITACIÓN

2.4.1. Asfaltenos si bien la precipitación de asfaltenos es una condición necesaria para la formación de obstrucciones, tal precipitación no es suficiente. Después de la precipitación, las partículas de asfaltenos deben depositarse y adherirse a una superficie antes de que se conviertan en un problema para el flujo de fluidos. A pesar de que la precipitación de asfaltenos es fundamentalmente una función de la temperatura, la presión, la composición del fluido y la concentración de partículas, la depositación de asfaltenos es un proceso mucho más complejo y depende, además, de la tasa de corte del flujo, el tipo y características de la superficie, el tamaño de las partículas y las interacciones entre las partículas y la superficie¹⁶.

2.4.2. Parafinas la depositación de parafinas en sistemas de flujo ha sido estudiada por diversos investigadores. Diversos métodos han sido adoptados para estudiar el fenómeno de su depositación. Los siguientes factores contribuyen ampliamente a la presencia de parafinas en sistemas de flujo.

2.4.2.1. Tasa de flujo en flujo laminar, la depositación aumenta con la tasa de flujo. Su explicación está en la disponibilidad de más partículas para depositarse en la superficie. A medida que la tasa de flujo aumenta a régimen turbulento, la depositación de parafinas disminuye debido a la dispersión de corte, de este modo, la depositación decrece gradualmente con el incremento de la turbulencia y la tasa de flujo.

¹⁶ AKBARZADEH, Kamran, et al. Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. Oilfield Review [En línea]. 2007, 36, vol. 19, nro. 2. [consultado 8 mar., 2017] Disponible en: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/aut07/p22_43.pdf>

La parafina depositada a alta tasa de flujo es más dura y compacta, es decir que los cristales que logran permanecer en la superficie con buena cohesión, no serán removidos del depósito. Los pozos con baja tasa de flujo resultan problemáticos cuando hay depositación debido a que el crudo permanece mayor tiempo en la tubería permitiendo mayor pérdida de calor que conduce a menor temperatura del fluido generando precipitación y depositación. Se ha propuesto que la menor tasa de flujo para evitar el problema es 0.56 ft/s

2.4.2.2. Diferencial de temperatura y tasa de enfriamiento adicional a la tasa de enfriamiento, el diferencial de temperatura entre la totalidad de la mezcla y una superficie fría es un factor importante. La depositación aumenta con el incremento en la diferencia de temperatura. Cole y Jessen (1960) creen que el diferencial de temperatura en el punto de nube de la solución y la superficie es más importante que la temperatura total. La depositación solo ocurrirá cuando la temperatura de la superficie se encuentre por debajo tanto de la temperatura de punto de nube como la temperatura total de la mezcla.

Inicialmente la tasa de depositación es alta pero disminuye a medida que más parafina se deposita en la superficie, el espesor de la capa aumenta y actúa como aislamiento reduciendo el diferencial de temperatura efectivo, esto reduce la disponibilidad de cristales para depositarse. El número y tamaño de los cristales también son importantes, a altas tasas de enfriamiento, la parafina se precipita en cristales pequeños y un gran número de cristales se forman debido a la gran cantidad de sitios disponibles para depositarse. A bajas tasas de enfriamiento, el proceso de cristalización es más uniforme, así pues, se forman cristales uniformemente empaquetados los cuales poseen un área relativamente pequeña y energía libre.

2.4.2.3. Propiedades de la superficie la depositación de parafinas puede ser función de las propiedades de la superficie por ser el lugar donde ocurre. Parks (1960) demostró que la presencia de películas adsorbidas en la superficie metálica reduce la adherencia de parafina a la superficie. Zisman (1963) mostró que la naturaleza de los compuestos adsorbidos en la superficie determina las características de su mojabilidad. Cole y Jessen (1960) estudiaron el efecto de la mojabilidad del depósito de parafina y encontraron que la cantidad depositada a una diferencia de temperatura dada decrece con el incremento de la energía libre de la superficie. Se encontró que la diferencia de temperatura y la energía libre de la superficie actúan independientemente al determinar la cantidad depositada.

Cuando la depositación ocurre, se mantiene en su posición debido a las fuerzas de adsorción, estas dependen de la energía libre tanto de parafinas como de la superficie. Hunt (1962) estudió el efecto de la rugosidad y concluyó que el depósito no se adhiere al metal, en su lugar la rugosidad es la que la sostiene. Jorda (1966) observó que el depósito de parafina incrementa con el aumento de la rugosidad. Pathon y Cassad (1970) observaron que no hay relación directa entre la depositación de parafinas y la rugosidad de la superficie, sin embargo, concluyeron que el enlace de adhesión debería ser proporcional al área total de contacto y de esta manera estaría relacionado con la rugosidad de la superficie. Jessen y Howell (1958) estudiaron la depositación en tuberías de diferentes tipos de material concluyeron que la cantidad depositada es menor en superficie lisa es menor que la depositada en acero¹⁷.

2.5. MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN

¹⁷ AHMED. Op. cit., p. 499-500

2.5.1. Asfaltenos a continuación, se presentan los cuatro diferentes mecanismos por los cuales, durante la producción y el transporte del crudo, puede ocurrir la depositación de asfaltenos. Estos pueden presentarse de manera independiente o combinada.

2.5.1.1. Efecto de polidispersividad en una mezcla de crudo polidispersa se puede alcanzar un estado de estabilidad para una cierta relación de compuestos polares no polares o de compuestos livianos y pesados a condiciones dadas de presión y temperatura. Entonces, cuando la composición, la temperatura o la presión varíen, el sistema puede volverse inestable y sufrir diferentes procesos

2.5.1.2. Efecto estérico coloidal a altas concentraciones, los asfaltenos tienden a asociarse en partículas largas. En presencia de algunos agentes estabilizadores, tales como resinas, estas partículas pueden adsorber los agentes y suspenderse en el crudo.

2.5.1.3. Efecto de agregación cuando la concentración de los agentes estabilizadores es baja y su capacidad de absorción no es suficiente para ocupar completamente la superficie de la partícula, muchas partículas pueden combinarse para formar partículas más grandes. Este fenómeno es llamado floculación, cuando las partículas se vuelven lo suficientemente grandes y pesadas, ellas tienden a salir de la solución.

2.5.1.4. Efecto electrocinético durante el flujo de crudo a través del medio poroso y las tuberías, una “corriente de flujo” y un diferencial de potencial son generados por la migración de las partículas cargadas eléctricamente de los

coloides de asfalteno. Las partículas de asfaltenos están cargadas positivamente, pero la fase del crudo está cargada negativamente. Por lo tanto, los potenciales negativos hacia arriba y los positivos hacia abajo son generados a lo largo de la tubería para hacer resistencia al flujo de las partículas coloidales. Entonces, esto induce una difusión en las partículas coloidales de asfalteno¹⁸.

2.5.2. Parafinas los mecanismos de depositación se relacionan con el movimiento lateral de las partículas y la transferencia de masa que se da luego de la precipitación de las parafinas. Se ha tratado de atribuir la depositación a diferentes mecanismos o a la suma de ellos y en general se identifican cuatro posibles mecanismos de depositación: difusión molecular, esfuerzos cortantes, efecto Browniano y efecto gravitacional.

2.5.2.1. Mecanismo browniano en el mecanismo Browniano existen regiones calientes donde las frecuencias de colisión se incrementan mientras se presente una agitación térmica intensa que disperse las partículas hacia las regiones frías. En el mecanismo se forma un gradiente de poblaciones de esas partículas y un movimiento neto contra las paredes.

2.5.2.2. Mecanismo difusión molecular la difusión molecular ocurre cuando la temperatura del fluido desciende por debajo del punto de cristalización y/o nube y alcanza la temperatura de equilibrio entre la fase sólida y líquida, donde las parafinas se desestabilizan y comienzan a precipitarse en la cara de la formación o en la tubería de producción

2.5.2.3. Mecanismo difusión térmica la difusión térmica puede ocurrir por la separación de masas debido a la existencia de un gradiente de temperatura con

¹⁸ CIVAN, Faruk. Reservoir Formation Damage. 2 ed. Oxford.: Elsevier, 2007. 477-479 p. ISBN 978-0-7506-7738-7

el sistema. Algunas investigaciones clasifican este efecto como despreciable, sin embargo, la difusión en términos de una difusión molecular y térmica permiten al modelo de depositación generar buenas aproximaciones.

2.5.2.4. Mecanismo por corte el mecanismo por corte se presenta cuando grandes concentraciones de partículas producen múltiples colisiones entre sí, originando un transporte lateral neto hacia las paredes del sistema y por consiguiente una dispersión de las partículas. El fenómeno ocurre a condiciones de flujo por encima de la velocidad crítica donde hay un desequilibrio de fases. La dispersión por corte en varias investigaciones se asume como el proceso dominante para temperaturas muchos menores que el punto nube y para flujos de calor moderados, mientras que la difusión molecular se asume como el proceso dominante para temperaturas altas.

2.5.2.5. Mecanismo por gravedad el mecanismo por gravedad en muchos de los modelos se desprecia dado que su comprensión requiere de una gran cantidad de variables y condiciones específicas como: fluido inmóvil, diámetro de tubería no muy largo, partículas en suspensión grandes para que se afecten por la gravedad, diferencia significativa entre la densidad de la parafina y los fluidos en los cuales las partículas se encuentran inmersas.

El mecanismo por gravedad también se ha tenido en cuenta bajo el desarrollado de experimentos de depositación a escala de laboratorio donde los resultados revelan que casi no hay diferencia entre la cantidad de parafina depositada para el flujo vertical y el flujo horizontal donde se demuestra que el asentamiento por la gravedad tiene poca relevancia¹⁹.

¹⁹ PATIÑO. Op. cit., p. 40-43

2.6. CONSECUENCIAS DE LA DEPOSITACIÓN ORGÁNICA

La depositación de partículas orgánicas durante la producción, el transporte y el procesamiento del petróleo es muy común. Las cercanías al área del *wellbore* y la tubería de producción pueden sufrir de daños serios debido a la depositación de sólidos. La existencia de sólidos orgánicos a lo largo de la depleción natural contribuye a la declinación de la producción. La depositación de orgánicos causa problemas con el aseguramiento de flujo que es uno de los mayores problemas de los campos maduros. Luego de muchos años, la energía de los mecanismos de producción de un yacimiento disminuye por lo que la declinación de la producción es esperada, esto sumado a la depositación de orgánicos contribuyen a disminuir la producción al restringir el movimiento de los fluidos del yacimiento desde el *wellbore* hasta el cabezal del pozo²⁰.

Por otra parte, la depositación de orgánicos no solo restringe el flujo de los fluidos desde el yacimiento. La operación de los equipos del pozo se puede ver afectados por requerir mayor esfuerzo para extraer los fluidos en caso de sistemas de levantamiento o producir taponamiento en los equipos de tratamiento del crudo que conlleva a aumento en los costos de mantenimiento. Si la depositación es severa puede conllevar al cierre del pozo y requeriría un servicio *y/o workover* para resolver el problema temporalmente²¹.

²⁰ ALIAN, Sima, et al. Organic Deposition: From Detection and Laboratory Analysis to Treatment and Removal. [En línea]. [Yakarta, Indonesia]: Society of Petroleum Engineers, oct. 2013 [consultado 13 may.,. 2017]. Disponible en: < https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-165912-MS?sort=&start=0&q=165912&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#>

²¹ ARIZA. Op. cit., p. 43-44

2.7. METODOS DE CONTROL

2.7.1. Asfaltenos

2.7.1.1. Mecánico este método incluye raspado mecánico y limpieza de los depósitos dentro del pozo. Muchas técnicas están disponibles pero las más comunes son marraneo (*pigging*) y raspadores usando *wireline*. El marraneo puede prevenir que la formación tenga grandes y fuertes depósitos si es usado regularmente. Su principal ventaja es que no requiere detener la producción del pozo y avances recientes permiten ser controlado remotamente para desempeñar operaciones de limpieza y diagnóstico más complejas. Deben ser usados cuidadosamente debido a que se corre el riesgo de quedar atascado si el depósito es lo suficientemente grande. Por otra parte, los raspadores pueden ser lentos y costosos si la sección donde se depositó es muy extensa o es muy duro de remover. Puede realizarse la remoción perforándolo o creando un diferencial de presión. Finalmente, a pesar de la buena limpieza del pozo, este puede ser muy costoso.

2.7.1.2. Químico el tratamiento químico se usa como método remedial solo en el caso en el que la limpieza mecánica no ha sido exitosa. Esta técnica involucra el uso de líquidos aromáticos orgánicos que tienen la capacidad de redissolver y dispersar el depósito de asfalteno. Los solventes hidrocarburos como tolueno y xileno son buenos para asfaltenos pero su uso es limitado debido al costo, seguridad y regulaciones ambientales.

Poseen un bajo punto de chispa y son considerados como un riesgo de fuego y explosión, pueden causar problemas de corrosión. El principal problema con el

uso de esta técnica es la dificultad de manejar y disponer la mezcla crudo/asfaleno/solvente. El manejo y disposición pueden ser reducidos usando la inyección de un solvente químico solamente para ablandar el depósito para luego usar el raspador para removerlo.

La técnica más común es usar un solvente rico en aromáticos como transportador de una baja dosis de dispersante en un lavado tanto para dispersar como disolver el asfaleno simultáneamente. El proceso requiere detener la producción del pozo lo cual está asociado a una inversión. De este modo, si se tienen problemas de depositación de asfalenos durante la etapa de explotación es preferible programar limpiezas y mediciones preventivas regularmente para evitar el taponamiento total del pozo²².

2.7.1.3. Térmico la remoción de depósitos con fluidos calientes se realiza circulándolos dentro del pozo, conductos o con la inyección a la formación en áreas perforadas tapadas. Este método opera derritiendo el depósito de modo que es necesario asegurar que el material removido no se vaya a re-depositar a alguna otra parte de la formación o del sistema. Las técnicas térmicas incluyen combustión *in situ*, inyección de vapor, inyección de agua caliente, inyección de gas caliente, inyección de químicos a alta temperatura, calentamiento con microondas.

2.7.1.4. Biológico los bioprocesos que reducen las moléculas de asfalenos en otras más livianas se denomina biodegradación. Este mecanismo es quizás el método menos conocido de biodegradar fracciones del crudo. Es un proceso relativamente lento que requeriría meses o años para que grandes cantidades de

²² KHALEEL. Op. cit., p. 19-20

asfaltenos pudiesen ser degradadas, durante el proceso las bacterias metabolizarían los asfaltenos como fuente de carbón y energía mientras que en condiciones aeróbicas se descompondría en agua, dióxido de carbono, etc.

Varios tipos de microorganismos pueden ser usados, pero necesitan ser criados en laboratorio. De hacerse práctico el uso de microorganismos sería un importante mecanismo para remover esos componentes no volátiles. Estos podrían incluir bacterias anaeróbicas, bacterias aeróbicas y otros microorganismos incluidos hongos.

2.7.1.5. Campos de fuerza externa en esta categoría se incluyen métodos que generan fuerzas externas que afectan el depósito de algún modo, entre ellas se encuentran campo de fuerza electrostática, campo de fuerza electrodinámica, campo magnético, técnicas de ultrasonido, técnicas de microondas. Todas estas técnicas son actualmente aplicables para operaciones en operaciones petroleras y/o laboratorio y en la mayoría de los casos a pequeña escala²³.

2.7.2. Parafinas

2.7.2.1. Mecánico los sistemas mecánicos son esencialmente utilizados para raspar y sacar la parafina depositada en el fondo del pozo o en la tubería, los

²³ MANSOORI, Ali. Remediation of Asphaltene and Other Heavy Organic Deposits in Oil Wells and Pipelines. [En línea]. [Estados Unidos]: ReserchGate, ene. 2010 [consultado 13 may,. 2017]. Disponible en: <
https://www.researchgate.net/publication/236843886_Remediation_of_Asphaltene_and_other_Heavy_Organic_Deposits_in_Oil_Wells_and_in_Pipelines>

más comunes son los raspadores con *wire-line* y la limpieza de la tubería con marranos (pigging). Son efectivos cuando la capa del depósito no es muy gruesa, sin embargo, dependiendo de la magnitud del problema la intervención del pozo puede resultar no viable económicamente, esto aplica especialmente a operaciones costa afuera donde el acceso al sistema es limitado. En general para estos sistemas, la producción debe detenerse cuando se realiza la limpieza que conllevan a producción diferida lo cual afecta directamente a los costos. Por esta razón, su efectividad y la posibilidad de pega, los operadores no suelen correr las herramientas.

2.7.2.2. Químico los inhibidores químicos tienen la capacidad de modificar el la tasa de depositación de parafina así como la propiedades reológicas del fluidos (viscosidad y presiones de reinicio). Cuando los inhibidores son la primera estrategia para controlar la depositación de parafina, estos deben ser capaces de prevenir totalmente el fenómeno en un rango medio de condiciones.

Entre los más comunes se encuentran modificadores de cristal que se co-cristalizan con la parafina o la absorbe en su superficie alterando la morfología del cristal de parafina (debido a la complejidad de la parafina, los modificadores son altamente dependientes del tipo de crudo)²⁴.

Los solventes son aquellos presentan una baja densidad y se adicionan para restaurar la solvencia al crudo perdida durante el escape de gases o durante la reducción de la temperatura. En general existen dos grandes clases de solventes usados para disolver la parafina en campo: los alifáticos y los aromáticos. Por citar algunos se tienen: condensados, gasolina, pentano, butano, xileno, tolueno, hidrocarburos clorados, disulfuro de carbono y terpenos. Los solventes varían

²⁴ AHMED. Op. cit., p. 502

mucho en la capacidad de disolver la parafina según la naturaleza de estas. Así parafinas de cadenas cortas o crudo congelado se pueden disolver de manera fácil mientras que cadenas largas no se disolverán del todo. En otras palabras la remoción se hace efectiva si hay parafinas de bajo punto de fusión.

Los dispersantes se asocian a químicos estructurados que atraen la molécula de parafina neutralizando las fuerzas atractivas que unen estas partículas. Los dispersantes causan que las partículas de parafina sean dispersas en los fluidos producidos después del rompimiento de las moléculas de las ceras parafínicas permitiendo el movimiento en conjunto con el fluido producido²⁵.

2.7.2.3. Térmico las técnicas térmicas son ampliamente usadas para evitar la depositación de parafinas al mantener los fluidos por encima de la temperatura de aparición. La adición de calor usando calentamiento por inducción o circulación de fluidos calientes previene y remueve las partículas depositadas, los métodos que usan este principio se usan para remediar los depósitos que se encuentran en el sistema al derretirlos. Los fluidos que se utilizan y a su vez los más comunes son agua, solventes como diésel o xileno y el fluido de producción²⁶.

Por ejemplo, el aceite caliente efectivamente funciona cuando la parafina es totalmente removida y permanece en solución en el aceite usado en condiciones de temperatura experimentada en separador y tanque, se da cuando la parafina tiene un bajo punto de fusión, las líneas tienen menos de 500 pies de longitud o se bombea grandes volúmenes de aceite a altas tasas. Si no existen las condiciones, la parafina se quedará en la línea o se cristalizará desde el aceite antes de salir de los equipos generando taponamiento. En el caso del agua, su calor derrite la parafina en la sección superior de la tubería de producción de modo que salen del

²⁵ PATIÑO. Op. cit., p. 56-57

²⁶ AHMED. Op. cit., p. 501

pozo con la producción de fluidos del yacimiento, es necesario el uso de químicos para dispersar la parafina y mantenerla con mojabilidad al agua para que no se deposite si el agua contacta la parafina directamente²⁷.

2.7.2.4. Magnético el método de control magnético hace uso de una herramienta llamada condicionador magnético de fluido (MFC) por sus siglas en inglés, este genera un campo magnético el cual cuando el crudo fluye a través de él, los polos de las moléculas de parafina tienden a alinearse con los del campo magnético teniendo en cuenta que la agitación térmica no sea excesiva. Adicionalmente, la acción del campo magnético cambia los patrones de rotación y traslación del electrón por consiguiente su momento angular orbital también se ve modificado. Lo anterior conduce a una perturbación de los procesos de aglomeración de los cristales. De esta manera los dipolos débiles, bajo un determinado campo magnético, genera fuerzas de repulsión entre las moléculas causando cambios en sus propiedades reológicas y morfológicas²⁸.

2.7.2.5. Ultrasonico el método de control ultrasónico como método de remoción efectiva de parafinas ha sido cubierto desde la década pasada. El principio del método es la habilidad del ultrasonido para producir calor lo que causa que la parafina depositada sea re-disuelta en el crudo y pueda fluir. Sin

²⁷ BARKER, K. M.; WAUGH, K. L. y NEWBERRY, M. E. Cost-Effective Treatment Programs for Paraffin Control. [En línea]. [Oklahoma, Estados Unidos]: Society of Petroleum Engineers, mar. 2003 [consultado 8 may.,. 2017]. Disponible en: < [https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-80903-](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-80903-MS?sort=&start=0&q=80903&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#>)

MS?sort=&start=0&q=80903&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#>

²⁸ TUNG, Nguyen, et al. Studying the Mechanism of Magnetic Field Influence on Paraffin Crude Oil Viscosity and Wax Deposition Reductions. [En línea]. [Yakarta, Indonesia]: Society of Petroleum Engineers, abr. 2001 [consultado 18 may.,. 2017]. Disponible en: < [https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-68749-](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-68749-MS?sort=&start=0&q=68749&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#>)

MS?sort=&start=0&q=68749&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#>

embargo es considerado ineficiente por lo que Roberts et al. (1996) hicieron uso de la agitación mecánica causada por la cavitación acústica que permite re-suspender los cristales de parafina para que puedan fluir fácilmente junto con el crudo hacia la superficie²⁹.

2.7.2.6. Microbial el uso de productos microbianos ha sido propuesto como una técnica atractiva para atacar el problema de depositación de parafinas. Se ha encontrado que, naturalmente, los microorganismos marinos son capaces de remover efectivamente los depósitos de parafina o al menos reducir la depositación en cierto periodo gracias a su habilidad de absorción. Su aplicación es una técnica popular debido a que no es patogénica y carcinogénica, no combustible y ambientalmente segura. En el campo son, generalmente, usados por baches e inyectados por el espacio anular del pozo periódicamente para mantener el tamaño de la colonia³⁰.

2.8. CURVAS IPR

La relación de desempeño de afluencia o (IPR), por sus siglas en inglés, es usada para evaluar la entrega o aporte del yacimiento en términos de ingeniería de producción. La curva IPR es una representación gráfica de la relación entre la presión de fondo fluyente y la tasa de producción de fluidos. La figura 11 muestra una curva IPR típica en la que usualmente se grafica la tasa de flujo en las

²⁹ ROBERTS, Peter. Ultrasonic Removal of Organic Deposits and Polymer Induced Formation Damage. [En línea]. [Lafayette, Estados Unidos]: Laboratorio Nacional Los Alamos, feb. 1996 [consultado 17 may., 2017]. Disponible en: <<http://lib-lanl.gov/la-pubs/00329332.pdf>>

³⁰ AL-YAARI, Mohammed. Paraffin Wax Deposition: Mitigation and Removal Techniques. [En línea]. [Dhahran, Arabia Saudita]: Society of Petroleum Engineers, mar. 2011 [consultado 16 may., 2017]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-155412-MS?sort=&start=0&q=155412&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#>>

abscisas mientras que la presión en las ordenadas, la magnitud de la pendiente se llama índice de productividad (PI o J) el cual se puede expresar así:

$$J = \frac{q}{(P_e - P_{wf})} \left[\frac{STB}{día - psi} \right]$$

Donde

J: Índice de productividad

q: Tasa de producción de fluidos

P_e: Presión de yacimiento

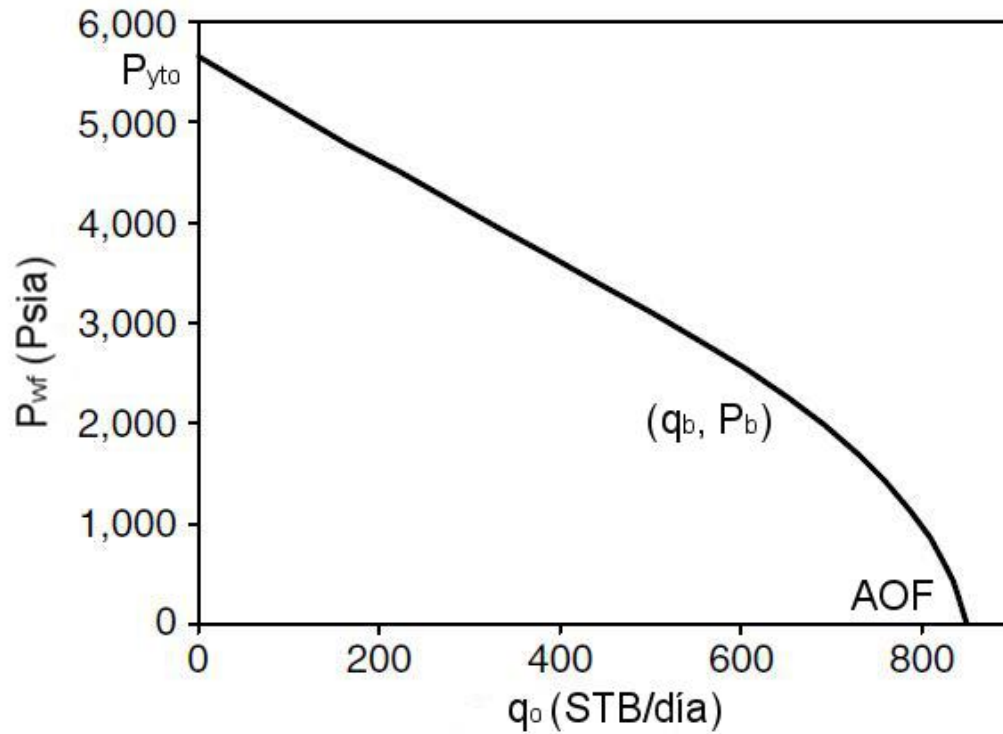
P_{wf}: Presión de fondo

Las curvas IPR de pozos son usualmente construidas bajo los modelos de aporte del yacimiento los cuales pueden ser con una base teórica o experimental. Es esencial validar estos modelos con pruebas en aplicaciones de campo.

2.8.1. Yacimientos subsaturados los yacimientos subsaturados representan aquellos en los que la presión actual se encuentra por encima de la presión de burbuja. En estos casos, el índice de productividad *J* por encima de la presión de burbuja es independiente de la tasa de producción, la curva IPR para un yacimiento de una sola fase (líquido) es simplemente una línea recta dibujada desde la presión de yacimiento hasta la presión de burbuja. Si la presión de burbuja es 0 psig, la apertura absoluta de flujo (AOF), por sus siglas en inglés, es

J veces la presión de yacimiento. La figura 12 muestra una curva IPR típica de un yacimiento subsaturado³¹.

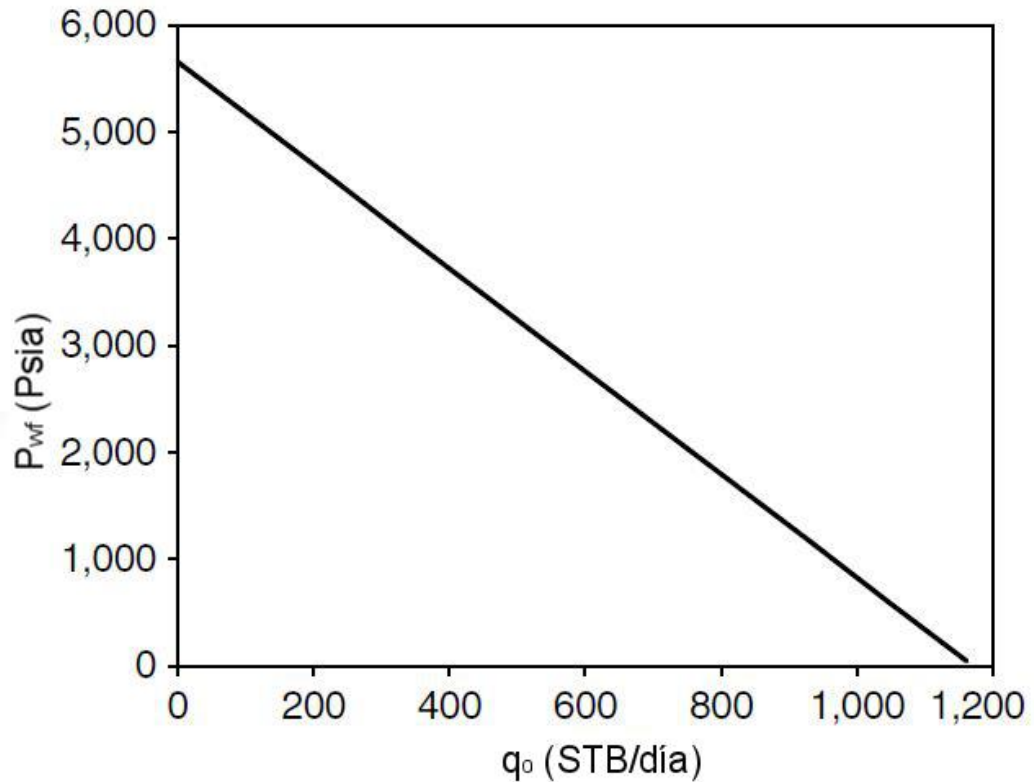
Figura 11. Curva típica IPR



Fuente: Modificado BOYUN, Guo; LYONS, William y GHALAMBOR, Ali. Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach. Lafayette.: Elsevier, 2007. 43 p. ISBN 0750682701.

Figura 12. Curva IPR típica yacimiento subsaturado

³¹ *Ibíd.*, p. 43.



Fuente: Modificado *Ibíd.*, p. 43.

Las ecuaciones 1, 2, 3, 4 describen el índice de productividad para presiones de fondo fluyente por encima del punto de burbuja para un pozo vertical en flujo radial transitorio, radial estable, radial pseudo-estable y estable para un pozo horizontal respectivamente.

$$J = \frac{q}{(P_e - P_{wf})} = \frac{kh}{162.6B_o\mu_o \left(\log t + \log \frac{k}{\phi\mu_o c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87S \right)} \quad \text{Ecuación 1.}$$

$$J = \frac{q}{(P_e - P_{wf})} = \frac{kh}{141.2B_o\mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad \text{Ecuación 2.}$$

$$J = \frac{q}{(P_e - P_{wf})} = \frac{kh}{141.2B_o\mu_o \left(\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} + S \right)} \quad \text{Ecuación 3.}$$

$$J = \frac{q}{(P_e - P_{wf})} = \frac{k_H h}{141.2B\mu \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\left(\frac{L}{2}\right)} \right] + \frac{I_{ani} h}{L} \ln \left[\frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right] \right\}} \quad \text{Ecuación 4.}$$

2.8.2. Yacimientos de dos fases anteriormente se mostraron las relaciones para pozos que se encuentran en una fase o subsaturados que en los yacimientos de dos fases no tienen en cuenta el gas libre que entra al pozo proveniente del yacimiento. Frecuentemente el crudo que se produce trae consigo gas que se ha liberado cuando la presión ha caído lo suficiente como para estar por debajo de la presión de burbuja o la presión de fondo fluvente se encuentra establecida por debajo de dicho punto para proveer suficiente fuerza de empuje.

Para este caso existen dos modelos que han sido ampliamente utilizados para la construcción de las curvas IPR de pozos que se encuentran en zona de dos fases de acuerdo a su envolvente de fase, como se mostró en la figura 11, describe el comportamiento de la curva en un yacimiento con dos fases. A continuación será descrito el método de Vogel debido a que es el modelo que fue utilizado para la construcción de las curvas IPR ya que las condiciones de Campo Velásquez tienen cercanía a aquellas con las que dicho modelo fue desarrollado.

Vogel (1968) introdujo una relación empírica para q_o basado en un número de simulaciones de ajuste histórico. La relación, normalizada para el potencial de total apertura a flujo, $q_{o \max}$ es:

$$\frac{q_o}{q_o \max} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \quad \text{Ecuación 5.}$$

Mientras que para estado pseudo-estable:

$$q_o \max = \left(\frac{1}{1.8} \right) \frac{k_o h P}{141.2 B_o \mu_o \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad \text{Ecuación 6.}$$

Teniendo de esta forma:

$$q_o = \frac{k_o h P \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \right]}{254.2 B_o \mu_o \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad \text{Ecuación 7.}$$

Donde

q_o : tasa de producción de petróleo

k_o : permeabilidad relativa del crudo

h : espesor

P : presión de yacimiento

P_{wf} : presión de fondo fluyente

B_o : factor volumétrico de formación

μ_o : viscosidad del crudo

r_e : radio de drenaje

r_w : radio del pozo

S: factor de daño

La conveniencia de la correlación de Vogel es que permite usar las propiedades solamente del aceite en un sistema de dos fases. La viscosidad y el factor volumétrico de formación deben ser tomados a presión de yacimiento. Cuando la presión del yacimiento se encuentra por encima de la presión de burbuja y, sin embargo, la presión de fondo fluyente está por debajo, el modelo de Vogel se puede reescribir en forma generalizada y puede ser aplicado a estado transitorio, estable y pseudo-estable. En este punto es necesario contar con el caudal a la presión de burbuja, es decir, cuando $P_{wf} = P_b$ se define como:

$$q_b = \frac{kh (P_i - P_b)}{141.2B\mu [p_D + S]} \text{ Ecuación 8.}$$

Donde

q_b : tasa de producción de petróleo a presión de burbuja

k : permeabilidad

P_i : presión de yacimiento

P_b :: presión de burbuja

p_D : caída de presión adimensional igual a $\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)$ para estado estable y

$\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right)$ para pseudo-estable

S: factor de daño

El índice de productividad por encima del punto de burbuja es:

$$J = \frac{q_b}{(P_i - P_b)} \text{ Ecuación 9}$$

Y se relaciona con q_v que se denota como el caudal de Vogel:

$$q_v = \frac{p_b J}{1.8} \text{ Ecuación 10.}$$

Finalmente la ecuación generalizada de Vogel es:

$$q_o = q_b + q_v \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \right] \text{ Ecuación 11.}$$

Donde

q_o : tasa de producción de petróleo

q_b : tasa de producción de petróleo a presión de burbuja

q_v : caudal de Vogel

P : presión de yacimiento

P_{wf} : presión de fondo fluyente³²

2.9. ANÁLISIS SARA

2.9.1. Índice de inestabilidad coloidal considera al crudo como una solución coloidal constituido por pseudo-componentes saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. El índice expresa la estabilidad de asfaltenos en términos de dichos pseudo-componentes. Se define como la relación de la suma de asfaltenos más

³² ECONOMIDES, Michael; HILL, Daniel y EHLIG-ECONOMIDES, Christine. Petroleum Production Systems. Nueva Jersey.: Prentice Hall, 1994. 50-54 p. ISBN 0-13-658683-X.

sus floculantes (saturados) sobre la suma de sus estabilizadores (resinas y aromáticos), es un coeficiente adimensional.

$$IIC = \frac{(Saturados+asfaltenos)}{(Resinas+aromáticos)} \text{ Ecuación 12.}$$

El cálculo se basa en los porcentajes obtenidos del análisis SARA; evidencia experimental, basada en una base de datos extensa de crudos, indica que para valores $\geq 0,9$ se tiene inestabilidad de asfaltenos, en el rango entre $0,7 - 0,9$ la estabilidad cae en una región de incertidumbre, mientras que para valores $<0,7$ los asfaltenos son estables³³. La figura 13 muestra una representación gráfica con tres regiones: problemas severos, problemas leves y problemas menores (o sin problemas).

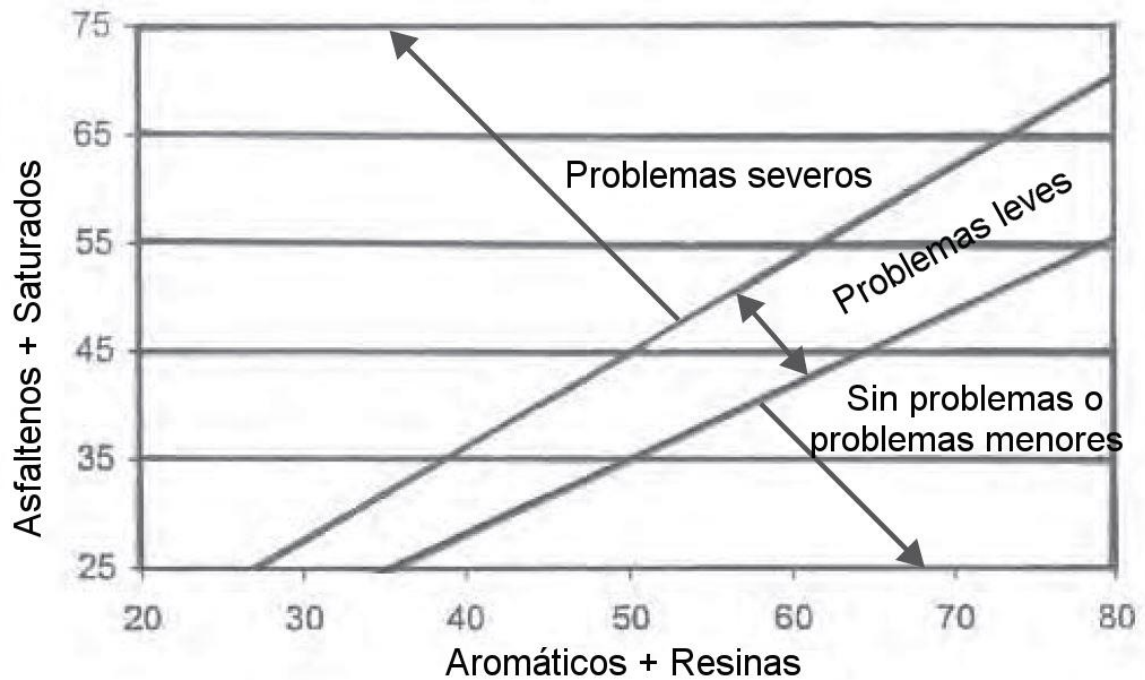
2.9.2. STABILITY CROSS PLOT (SCP) Sepúlveda et al. (2010) reportaron un número de gráficas basados en el fraccionamiento SARA y su método de análisis cualitativo – cuantitativo. Los límites entre las regiones estable e inestable también fueron determinados. Las siguientes relaciones fueron tenidas en cuenta para la construcción de las gráficas, como se muestra en figura 14.

- SCP1: [Ar/A] versus [(R/A)/(S/Ar)]
- SCP2: [R/A] versus [(R/A)/(S/Ar)]
- SCP3: [R/A] versus [S/Ar]
- SCP4: [Ar/(S/A)] versus [(R/A)/(S/Ar)]

³³ ASOMANING, Samuel. Test Methods for Determining Asphaltene Stability in Crude Oils. *Petroleum Science and Technology*. 2003, Nro 21. p. 581-590. ISSN 1091-6466

El comportamiento del crudo necesita ser evaluado usando las cuatro gráficas para así evitar ambigüedad y obtener un valor único de la estabilidad del asfaltenos en el petróleo.

Figura 13. Representación IIC

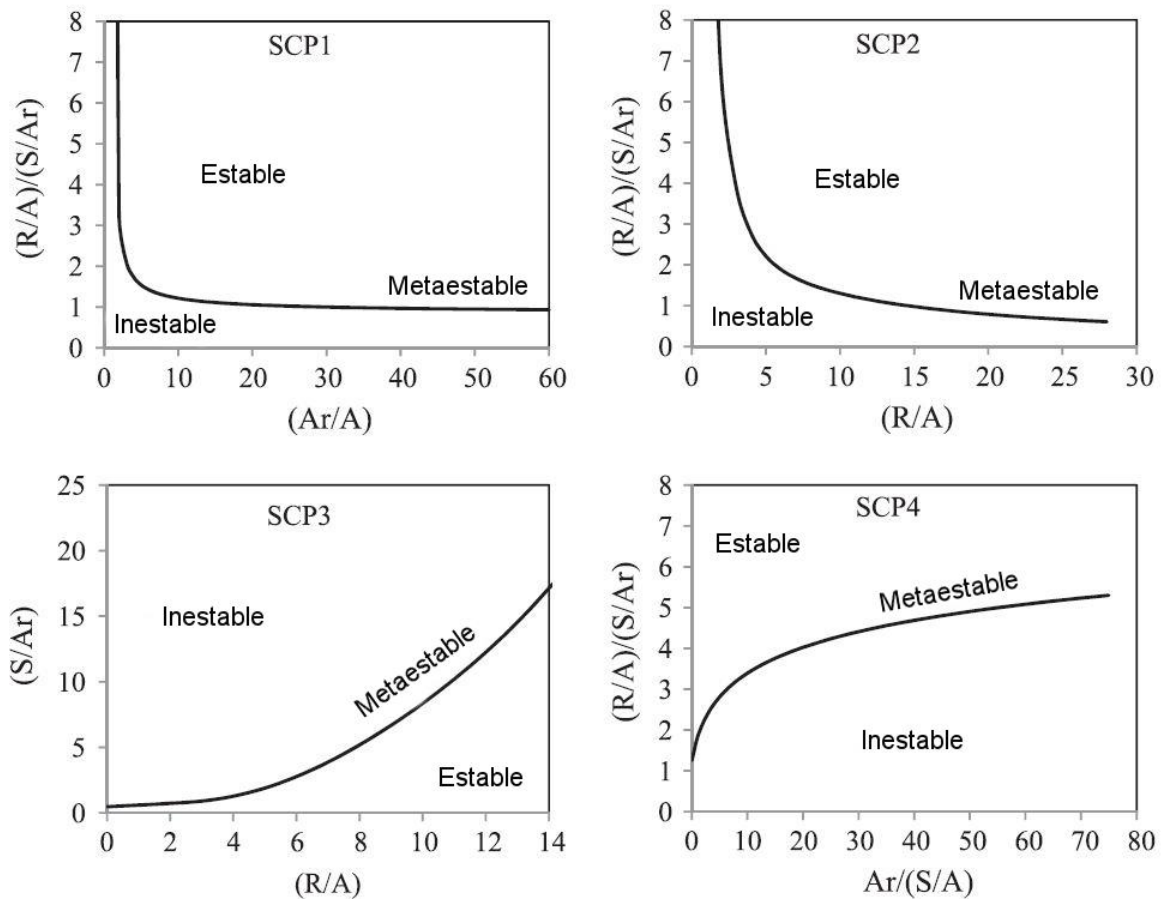


Fuente: Modificado AHMED. Op. cit., p. 467

2.9.3. Stankiewicz este método tiene en cuenta las fracciones SARA. Si es usado conjuntamente con el índice de inestabilidad coloidal, los resultados obtenidos son más confiables. En este método, las relaciones saturados/aromáticos versus asfaltenos/resinas son graficadas (figura 15) para evaluar la tendencia del asfalteno a precipitar. Dos regiones están claramente definidas como zonas estable e inestable³⁴.

³⁴ Ibid., p. 533

Figura 14. SCP



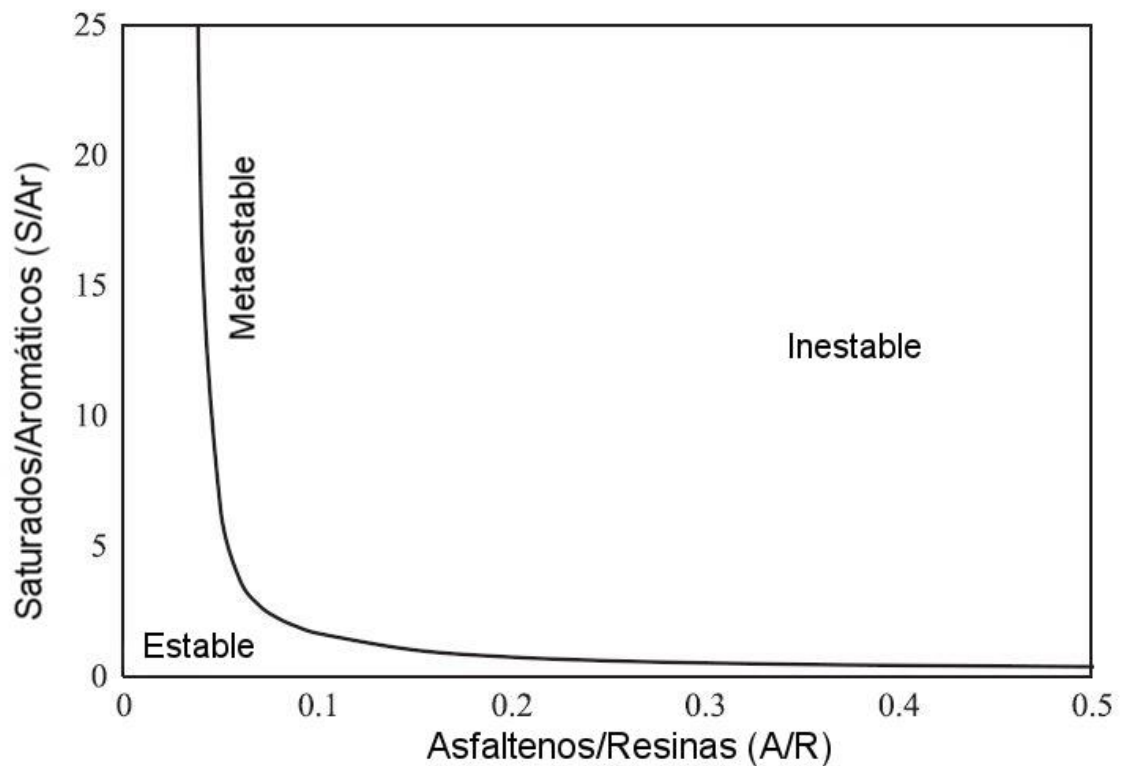
Fuente: Modificado ANCHEYTA, Jorge, et al. Methods for determining asphaltene stability in crude oils. *Fuel*. 2017, nro 188. p. 534. ISSN 0016-2361

2.10. ANÁLISIS FINANCIERO

Cuando se tiene un proyecto lo primero que debe mirarse es que tan viable es realizar la inversión del mismo, esto se hace por a través de un análisis del proyecto que es el medio por el cual se determinan los beneficios o pérdidas en los que se puede incurrir al pretender realizar una inversión u algún otro movimiento, en donde uno de sus objetivos es obtener resultados que apoyen la toma de decisiones referente a actividades de inversión. También usamos el

análisis financiero para comparar dos o más proyectos y para determinar la viabilidad de la inversión de un solo proyecto, Con base en ella se toma la decisión de poner en marcha o rechazar el proyecto dependiendo de los resultados que está arroje. La evaluación consta de un completo balance entre todo aquello que signifique una inversión, un costo y un ingreso, en un tiempo determinado y bajo unas condiciones de mercado determinadas. Relacionar dichos aspectos tiene como objeto identificar el beneficio de la implementación del proyecto planteado para la compañía; para llevar a buen término el proceso completo.

Figura 15. Gráfica Stankiewicz



Fuente: Modificado Ibid., p. 532

El análisis esta soportado principalmente en tres indicadores financieros que se presentan a continuación.

2.10.1. VPN el Valor Presente Neto permite establecer la rentabilidad de la inversión. El resultado obtenido de este indicador depende de la inversión inicial, los flujos netos de efectivo, las inversiones durante el desarrollo, la tasa de descuento y el número de periodos que dure el proyecto.

Si $VPN > 0$, el proyecto es atractivo y puede ser aceptado, implica que el proyecto arroja beneficios aun después de recuperar el dinero invertido y que el rendimiento del proyecto es superior a la tasa de interés de oportunidad. Si $VPN < 0$, el proyecto no es rentable, es decir, no necesariamente habrán ingresos netos positivos, además los ingresos que se generen no alcanzan a compensar los costos e inversiones realizadas. Si $VPN = 0$, la aplicación del proyecto es indiferente, puesto que arrojará beneficios que alcancen a compensar únicamente el capital invertido.

2.10.2. TIR iguala el valor presente neto a cero. La tasa interna de retorno, también es conocida como tasa crítica de rentabilidad cuando se compara con la tasa mínima de rendimiento requerida (tasa de descuento) para un proyecto de inversión específico.

Proyectos de inversión que tomen como base la Tasa Interna de Retorno para la evaluación económica, toman también como referencia la tasa de descuento. Si la Tasa Interna de Retorno es mayor que la tasa de descuento, el proyecto puede ser aceptado, pues estima un rendimiento mayor al mínimo requerido. Por el contrario, si la Tasa Interna de Retorno es menor que la tasa de descuento, el proyecto debe ser rechazado pues estima un rendimiento menor al mínimo requerido. La Tasa Interna de Retorno toma en consideración la reinversión del capital considerado ganancia, en el desarrollo del proyecto.

2.10.3. RBC el análisis se realiza para un tiempo (t) determinado, por lo general dicho tiempo corresponde al momento en el que se hace la inversión, y representa en una misma unidad monetaria, la ganancia por cada unidad invertida; si la relación es mayor a uno, el proyecto se considera rentable. Para este proyecto se tendrán en cuenta cuatro factores importantes para evaluar la rentabilidad de las soluciones planteadas para determinar las causas de la baja producción en el campo Velásquez, Sin embargo lo desarrollaremos por dos métodos uno que es el tradicional y el segundo por un programa diseñado por la compañía para tener menos dudas sobre la decisión a tomar³⁵.

³⁵ BOTERO, Franklin y MARTÍNEZ, Mónica. Evaluación de la baja productividad de las campañas 2007-2008 en la parte noroccidental del campo Velásquez. Tesis de pregrado Bogotá DC.: Fundación Universidad de América. 2009. 140-141 p.

3. METODOLOGIA DE SELECCIÓN DE CANDIDATOS A ESTIMULACION ORGANICA

Seleccionar los pozos candidatos a recibir estimulación orgánica requiere del análisis y manejo de la información del estado de los pozos productores del campo. En este capítulo se establece la metodología con la que se determinará cuáles pozos cuentan con las mejores características para ser intervenidos.

Dicha metodología tiene como objetivo seleccionar los pozos que se espera tengan incrementales de crudo al recibir el trabajo de workover analizando la información desde el histórico de servicios realizados a cada pozo, hasta la evaluación de los intervalos cañoneados más apropiados para estimular. A continuación, se describen las secciones que conforman la metodología de selección de pozos para estimulación orgánica.

3.1. HISTÓRICO DE SERVICIOS

El inicio del proceso de selección requiere de la información disponible y detallada de los servicios que se han realizado a los pozos productores del campo, así como los registros de pruebas de BS&W para cada pozo. Esta información es indispensable y constituye el primer paso para realizar la clasificación de los pozos por daño.

Adicionalmente, es necesario incluir las fechas en las que el pozo fue intervenido ya que esta información se convierte en puntos de partida en el tiempo que

permitirán analizar claramente el comportamiento de producción del pozo antes y después de cualquier intervención realizada.

3.2. CLASIFICACIÓN DE POZOS POR DAÑO Y SELECCIÓN

Una vez se ha recopilado y actualizado la información de las intervenciones que han recibido los pozos a lo largo de su vida productiva, se inicia el proceso de clasificación de los mismos de acuerdo al servicio realizado. En esta sección es indispensable contar con el estado del campo o Well status, que permita conocer la cantidad de pozos e identificar cuáles de ellos se encuentran operando como productores.

Los pozos pueden tener intervenciones por falla que incluyen tubería rota o desconectada, varilla partida o desconectada, limpieza mecánica orgánica, limpieza de arena y cambio de bomba; las intervenciones sin falla incluyen trabajos de workover y re-espaciamento.

La clasificación por daño se basa en el tipo de servicio realizado a pozo, es decir, si se realizó una limpieza de depositación orgánica bien sea mecánica o química, se considera un daño orgánico. Cuando se realizan limpiezas por migración de finos hacia el pozo o “arenamiento”, se considera un daño por arena. Los cambios bruscos hacia el aumento del porcentaje de BS&W se consideran daño por BS&W. Adicionalmente, se deben clasificar como daño combinado a aquellos pozos que posean más de un daño durante el tiempo analizado y finalmente debe existir una casilla para los pozos que no presentan ninguno de los servicios anteriormente mencionados, es decir, no aplica.

Lo anterior permite tener las diversas clasificaciones de pozos por daño que son: daño orgánico, daño arena, daño BS&W, daño combinado y no aplica. Es importante discriminar en el daño combinado las relaciones entre daño, para aquellos pozos existe una clasificación adicional así: orgánico – arena, orgánico - BS&W, arena – BS&W y orgánico – arena – BS&W.

Al finalizar dicha clasificación, esta debe arrojar la cantidad de pozos clasificados por daño, de modo que se deberá seleccionar aquellos que han tenido afectaciones por depositación orgánica y “arenamiento” tanto en daño orgánico y daño arena como en las combinaciones posibles de daño combinado; además de lo anterior, se deben incluir aquellos trabajos de workover que hayan generado cambios en el medio poroso y tengan repercusión en el comportamiento de la producción del pozo como estimulaciones orgánicas, fracturamientos hidráulicos y recañoneos. A partir de lo anterior, se podrá iniciar la construcción de las curvas IPR para los pozos previamente seleccionados.

3.3. CONSTRUCCIÓN DE CURVAS IPR

Los pozos con daño orgánico fueron seleccionados en la sección anterior, en esta el objetivo es construir la curva IPR de cada pozo teniendo en cuenta toda la vida productiva, es decir, desde su inicio luego de ser perforado hasta la fecha.

La información adquirida con el histórico de servicios, las pruebas mensuales a lo largo del tiempo, los registros de presión en el fondo del pozo y las fechas de las intervenciones son el punto de partida para la construcción y análisis de las curvas IPR. Adicionalmente, resulta indispensable determinar el modelo de curva IPR que se va a utilizar para modelar los datos de los pozos.

Con la información necesaria para la construcción de cada IPR se utilizan los modelos de Vogel subsaturado cuando la presión se encuentra por encima de la presión de punto de burbuja y Vogel saturado cuando la presión cae por debajo de la presión de punto de burbuja. Este último fue seleccionado, en lugar de los demás modelos existentes, porque las condiciones experimentales de los yacimientos usados, guardan estrecha relación con el yacimiento presente en campo Velásquez.

Una vez se ha definido el (los) modelo (s) de curva IPR y se dispone de la información, se grafican los valores de presión de fondo de pozo contra el caudal de fluido aportado por el pozo durante el tiempo de producción (se sugiere graficar los datos por periodos entre servicio y servicio desde el inicio de producción del pozo para facilitar el análisis e interpretación del comportamiento del pozo).

3.4. RELACIONES DE ESTABILIDAD HACIENDO USO DE LA PRUEBA

SARA

La selección realiza anteriormente permite llegar a analizar la estabilidad de determinado pozo partiendo del análisis que se haga con la prueba de fraccionamiento de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA).

La información requerida de los pozos en esta sección es la prueba de saturados, aromáticos y compuestos polares presentes en el crudo. Si no existen registros de la realización de la prueba, el pozo o pozos que no cuenten con ella necesariamente tienen que ser descartados debido a que es indispensable para graficar y analizar la ubicación de cada uno en los métodos que determinan su estabilidad.

Atendiendo a lo anterior, se debe tener identificados los pozos con los que se serán objeto del análisis de las gráficas de estabilidad. Para iniciar, es importante listar los pozos con sus respectivos porcentajes en peso de cada fracción presente, con dichos porcentajes se procede a usar los siguientes métodos: Stability Cross Plot (SCP), índice de inestabilidad coloidal y la gráfica de Stankeiwcz.

Cada método arroja un valor cualitativo de la estabilidad del crudo que parten de los porcentajes en peso de las fracciones del crudo, pero difiere en las relaciones matemáticas que soportan cada gráfico en los respectivos ejes. Teóricamente, SCP tiene cuatro gráficos que, de acuerdo a la ubicación del cálculo realizado a partir de SARA, determinan si se encuentra en estado estable, metaestable o inestable. El índice de inestabilidad coloidal (CII) considera que los valores por debajo de 0.7 le atribuyen propiedades estables, entre 0.7 y 0.9 es parcialmente estable, mientras que a partir de 0.9 se considera inestable. La gráfica de Stankeiwcz se basa en la relación saturado – aromático y asfalteno - resina, la cual para un estado estable deberá tener ambas relaciones bajas mientras que un estado inestable ambas relaciones deberán ser altas.

En campo Velásquez, de acuerdo con los casos en los que se ha aplicado el tratamiento químico, el valor máximo para el índice de inestabilidad coloidal es 0.7, mientras que la relación entre resinas y asfaltenos debe ser mayor o igual a 2. Los pozos que tengan valores que estén por encima del límite CII y/o el límite resina – asfalteno, no serán considerados como candidatos a trabajos de estimulación orgánica.

3.5. SELECCIÓN POZOS E INTERVALOS A ESTIMULAR

En este punto, se tiene toda la información necesaria que permitirá realizar la selección de los pozos que serán los que reciban el tratamiento de estimulación teniendo en cuenta la estabilidad que muestren, de acuerdo a los métodos propuestos anteriormente para evaluarla.

Una vez se ha realizado la selección de los pozos, es necesario determinar cuál o cuáles serán los intervalos perforados del pozo que recibirán el tratamiento, para ellos es necesario hacer uso de los registros del pozo que permitirán tomar la decisión más acertada. Finalmente, una vez se han completado cada uno de las etapas descritas anteriormente, el pozo seleccionado anteriormente junto a los intervalos a estimular, está listo para continuar hacia la fase de diseño e implementación del tratamiento con disolvente aditivado.

4. DEPOSITACIÓN DE MATERIAL ORGÁNICO EN LOS POZOS DE CAMPO VELÁSQUEZ

4.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Como se mencionó anteriormente, el campo petrolero Velásquez cuenta con 90 pozos productores que aportan, en promedio, 3.200 barriles de petróleo con un corte de agua del 89%. La caracterización del fluido de yacimiento determina que es un crudo con gravedad API de 21°, con porcentaje de BS&W de 0.19 y salinidad de 11 PTB, en promedio.

Los registros históricos de servicio a pozos indican que, algunos de los pozos productores del campo, han tenido al menos una vez en su tiempo de producción servicios relacionados con limpieza de material orgánico depositado. A lo largo de dichos servicios, no se ha realizado la caracterización del material orgánico recolectado por lo que no es posible determinar las proporciones de las fracciones del crudo depositadas por lo que no se hará énfasis si en la depositación predomina la fracción de saturados, asfaltenos o una combinación por lo que se hará referencia a material orgánico o depositación orgánica.

En este campo no existe un estudio que permita concluir cuál o cuáles son las causas por las que las fracciones del crudo se depositan tanto en la tubería de producción como en la cara de la formación. Lo que sí es tangible son las consecuencias de la presencia de material orgánico en dichos lugares, el taponamiento parcial o total de la tubería, aumento del consumo de energía eléctrica por parte de los motores, aumento de la producción diferida e inactividad del pozo.

4.2. TRATAMIENTO QUÍMICO IMPLEMENTADO

La situación coyuntural que vive la industria de los hidrocarburos ha llevado a que las empresas se encuentren en búsqueda de generar el mayor valor posible con la menor cantidad de recursos. Con la anterior premisa, la empresa Mansarovar ha estado implementando un método de control de depósitos haciendo uso de químicos; consiste en dos componentes principales: el primero de ellos es un disolvente que permite remover los depósitos de material orgánico presentes en la cara de la formación, el segundo es un aditivo adicionado al disolvente que, en este caso, es un surfactante que permite reducir la tensión interfacial así como dispersar partículas en la interfase que puedan generar estabilización de la emulsión. Finalmente un tercer componente es el fluido de desplazamiento para realizar la inyección del tratamiento que, en este caso, es crudo.

A continuación se presentarán algunos de los equipos, consideraciones y procedimiento para la inyección del tratamiento anteriormente mencionado.

4.2.1. Equipos

- Equipo contraincendios (Extintores)
- Equipos de emergencia ambiental
- Bomba dúplex
- Bomba neumática para transferencia de fluidos
- Válvula de seguridad
- Winche (taladro)
- Tanque de recibo de 200 barriles
- Tanque de almacenamiento de 250 barriles
- Tanque de la bomba de 80 barriles

- Unidad básica
- Acumulador

4.2.2. Herramientas

- Caja de herramientas menores: llaves de tubo, expansiva, llaves de golpe.
- Medidor de atmósferas
- Mangueras de bomba neumática en buenas condiciones
- Mangueras de alta
- Válvulas de descarga
- Empaques según programa
- Geomembranas
- Diques
- Maceta de 10 libras y 20 libras.
- Estopa o trapo para realizar la respectiva limpieza

4.2.3. Componentes

- Pup joint de tubería
- Conexiones de golpe
- Disolvente
- Surfactante
- Crudo fiscalizado
- Salmuera

4.2.4. Procedimiento operacional El procedimiento presentado a continuación, hace referencia a la estimulación de una sola etapa. Si se requiere más de una, es necesario ajustar los valores a inyectar, así como las profundidades de los empaques en caso de que se necesite aislar una zona entre intervalos abiertos.

4.2.4.1. Acciones previas

- Revisar programa de pozo para asegurar que todos los equipos y materiales. Para el servicio se encuentren en la locación.
- Asegurar que todo el personal haya entendido la actividad y que se tiene clara la operación a realizar.
- Realizar lista de chequeo del equipo asegurándose que se encuentra 100% operativo antes de iniciar el servicio.
- Tener como contingencia un tanque adicional para recibir el crudo en la locación.
- Asegurar en sitio todos los materiales y herramientas requeridos para el completamiento del pozo.
- Mantener registro escrito de la descripción y medidas de las sarta que se bajan al pozo, con todas las dimensiones y números seriales (calibre todos los tubulares).
- Revisar con anticipación la disponibilidad de herramientas para el manejo de la sarta a utilizar.

4.2.4.2. Arme y corrida bha

- Armar BHA con empaque o set de empaques dependiendo de las zonas que se soliciten estimular.
- Cuando se estén bajando los empaques probar funcionamiento mecánico a 1000 ft. La sarta se debe bajar con velocidad moderada máximo 900 ft/h para tubería en dobles.
- Bajar BHA con empaques con sarta de tubería o sarta de trabajo según se estipule previamente en el programa.
- Bajar sarta de tubería probando con 1700 psi.

- Pescar Hold Down con sarta de varilla,
- Sentar empaques en las profundidades indicadas en el programa (Revisar registro CCL y asegurar que el empaque no quede en cuellos del casing)

4.2.4.3. Inyección de tratamiento

- Retirar la varilla y tubería del pozo.
- Correr raspador para remover suciedades y garantizar la integridad del empaque.
- Ajustar profundidades con pup joints de tubería del mismo diámetro y grado que se tiene en el pozo o grado superior. Para empaques que son de accionamiento y desasentamiento mecánico debe garantizarse un tronco de tubería de máximo 3 ft una vez sentado el empaque, para evitar dificultad del personal para instalar válvulas y líneas.
- Instalar válvula de seguridad del pozo, set de válvulas y manómetro para registrar presión en *tubing*.
- Hacer conexión en cabeza la válvula de seguridad, conectar líneas hacia la bomba, instalar guayas de seguridad garantizando que no se presenten derramamientos de crudo y/o disolvente. Instalar manómetro para registrar presión de *tubing*.
- Alinear retornos a tanque del equipo.
- Realizar charla de seguridad y pre operacional donde se divulgue peligros y controles para bombeo e inyección de los fluidos.
- Realizar sentamiento de empaque tipo tapón RBP, se sientan con giro a la izquierda o derecha según configuración.
- Soltar llave pescante.

- Realizar sentamiento de empaque según ficha técnica, levantar sarta y abrir bypass o desasentar empaque.
- Preparar mezcla de disolvente (3200 galones) + surfactante (16 galones).
- Bombear 30 barriles de crudo fiscalizado a 1.5 bpm como espaciador
- bombear 41 barriles de tratamiento (este valor depende de la capacidad de la tubería – 5 barriles de subdesplazamiento). Estos valores de volúmenes serán ajustados de acuerdo al programa del pozo.
- Sentar empaque superior con 16 Klb de peso
- Bombear en directa tratamiento restante (setear válvula de seguridad de la bomba dúplex 100 psi por debajo de la presión máxima de prueba de tubería)
- Inyectar tratamiento con 40 barriles de crudo fiscalizado (el total de fluido debe ser mínimo la capacidad de la tubería + 5 barriles) Estos valores de volúmenes serán ajustados de acuerdo al programa del pozo (la presión máxima de trabajo será 100 psi por debajo del valor máximo de la presión de la prueba de tubería).
- Permitir que el tratamiento tenga un tiempo de remojo de ocho horas, después de dicho tiempo se desasienta

5. ANÁLISIS ECONÓMICO DE CASOS APLICADOS

En los campos petroleros se realizan trabajos de intervención programada a pozos o *workover* con un fin determinado de acuerdo a las condiciones y necesidades. Entre los trabajos más comunes se encuentran estimulaciones químicas, fracturamientos, recañoneos, etc. El campo Velásquez no es ajeno y ha usado este tipo de servicios a lo largo de la historia productiva de los pozos. Uno de los trabajos realizados es la estimulación química que tiene como objetivo remediar algún tipo de restricción u obstrucción a nivel de formación haciendo uso combinaciones entre productos químicos y orgánicos.

En este capítulo el análisis económico evalúa en el tiempo la rentabilidad de los tratamientos implementados en los pozos productores para establecer un comparativo entre ellos a través de los indicadores económicos valor presente neto (VPN) y relación beneficio-costos (RBC). Tiene como objetivo conocer si es viable continuar implementando el tratamiento con una periodicidad de intervención de un año durante cinco años. En ese orden de ideas, los ingresos que se percibirán serán por cuenta de la cantidad de barriles incrementales que el tratamiento, sin importar cuál, proporcionen; por otra parte, los egresos serán todos aquellos costos asociados al valor del tratamiento, uso de equipos, tratamiento de fluidos y mantenimiento de pozo.

Los datos de producción indican que el tiempo en el cual retorna el daño, en los pozos aplicados, es de un año por lo que con esa periodicidad se supondrá la intervención del pozo con la recuperación del incremental durante 5 años. La tabla 6 hace una recopilación de los parámetros que se tuvieron en cuenta en el desarrollo del ejercicio económico

Tabla 6. Parámetros evaluación económica

PARÁMETRO		UNIDAD	VALOR
Precio del dólar		COP	3.000
Tratamiento de fluidos	Crudo	USD	0,115
	Agua	USD	0,018
Precio del barril de petróleo		USD/BBL	40
Tasa de descuento		% (anual)	12
IPC		-	1,04

Fuente: Autor

A continuación, se presentarán los pozos que han sido sometidos a intervenciones con el tratamiento previamente comparado con aquellos ejecutados por otras empresas dentro de un análisis económico.

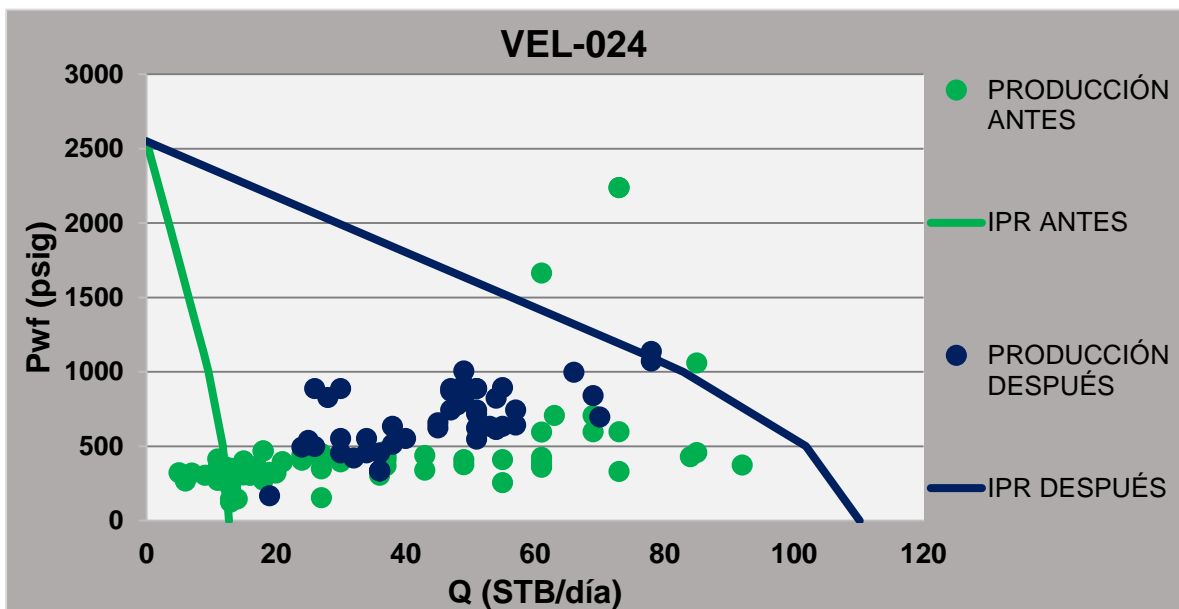
5.1. POZOS CON TRATAMIENTO MANSAROVAR

En esta sección se presentarán los pozos que han sido estimulados haciendo uso del tratamiento de la empresa Mansarovar. Se presentarán las curvas IPR de los pozos, así como el análisis económico de cada uno de ellos de acuerdo a los incrementales de crudo obtenidos.

5.1.1. Pozo VEL-024 este pozo fue uno de los primeros a los que se les realizó intervención para ser estimulados. Antes de realizar dicho trabajo, el pozo tenía un

caudal de producción de fluidos de 0 BFPD que representa la condición de inactividad del pozo al momento de ser intervenido, como se muestra en la figura 16, la curva IPR en color verde referida como IPR antes del tratamiento hace referencia a los datos de producción anteriores al cierre del pozo y para efectos del ejercicio económico no tendrá incidencia y solo será usada como referencia para observar la variación de la IPR.

Figura 16. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-024



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción.

Posteriormente se realiza la intervención del pozo con el tratamiento propuesto por la empresa de modo que se puede observar en la curva azul el cambio notable en la IPR que en el inicio de producción contó con el aumento de la producción hasta 72 BFPD con el que se construyó la curva. En el mismo color se muestran los datos de producción en los que se observa el comportamiento del pozo y su tendencia a dañarse por depositación orgánica nuevamente. Es importante acotar que el comportamiento del BS&W no tuvo variaciones mientras que el incremental

se ubicó en 69 BOPD. La tabla 7 resume los parámetros más importantes de la figura 16.

Tabla 7. Parámetros figura 16.

	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (BFPD)	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)	PRESIÓN DE FONDO (psig)
IPR ANTES	0	0	0
IPR DESPUÉS	72	0,054	1218

Fuente: Autor

Una vez se hizo el modelamiento de los datos de producción y los valores de presión registrados en esos momentos. Se realizó el análisis económico del tratamiento del pozo junto con el incremental de crudo que efectivamente se logró. La tabla 8 indica el resumen del ejercicio con los ingresos representados por la producción incremental inicial, es decir, el valor máximo obtenido debido a que durante el año se produce su disminución acorde al retorno del daño; mientras los egresos muestran los valores del servicio de estimulación, corrida y mantenimiento. La tabla 9 exhibe el flujo neto y la tabla 10 los valores VPN, RBC.

Tabla 8. Ingresos y egresos VEL-024.

	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
INGRESOS	Producción incremental (inicial)	USD/mes	82.200
EGRESOS	Tratamiento estimulación	USD	8.009
	Tratamiento de fluidos (inicial)	USD/mes	238
	Corrida y equipos	USD	23.400

	Mantenimiento pozo	USD/mes	2.800
--	--------------------	---------	-------

Fuente: Autor

Tabla 9. Flujo neto VEL-024

UNIDAD (USD)	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	TOTAL ACUMULADO
INGRESOS	534.300	534.300	534.300	534.300	534.300	2.157.156
EGRESOS	66.568	67.974	69.437	70.958	72.540	279.221
FLUJO NETO	467.732	466.326	464.863	463.342	461.760	1.877.935

Fuente: Autor

Tabla 10. VPN, RBC VEL-024

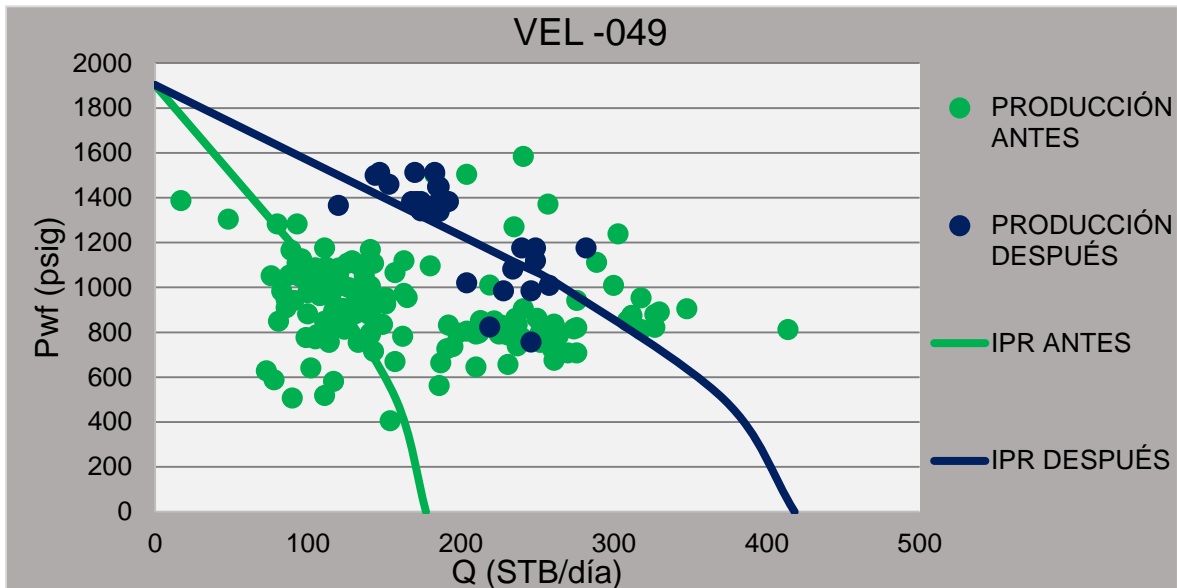
UNIDAD (USD)	VPN	RBC
	1.877.935	7,73

Fuente: Autor

Finalmente, el flujo de caja muestra la recuperación de la inversión inicial, el indicador VPN calculado con el flujo de caja, RBC que se posiciona en 7.73 indicando que los ingresos superan en ese valor a los egresos.

5.1.2. Pozo VEL-049 en este pozo antes de realizar el trabajo de estimulación, este tenía un caudal promedio de producción de fluidos de 149 BFPD que, como se muestra en la figura 17, modela la curva IPR en color verde referida como IPR antes del tratamiento junto con los datos de producción en el mismo color.

Figura 17. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-049



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción.

Posteriormente se realiza la intervención del pozo con el tratamiento propuesto por la empresa de modo que se puede observar en la curva azul el cambio notable en la IPR que en el inicio de producción contó con el aumento de la producción hasta 201 BFPD con el que se construyó la curva. En el mismo color se muestran los datos de producción que describen una tendencia a disminuir presión aumenta la producción de fluidos siguiendo la tendencia de la curva IPR. Es importante mencionar que el comportamiento del BS&W aumentó en 6% después del tratamiento mientras que el incremental estuvo en 4 BOPD. La tabla 11 resume los parámetros más importantes de la figura 17.

Tabla 11. Parámetros figura 17.

	PRODUCCIÓN	ÍNDICE DE	PRESIÓN DE
--	------------	-----------	------------

	DE FLUIDOS (BFPD)	PRODUCTIVIDAD (IP)	FONDO (psig)
IPR ANTES	149	0,126	720
IPR DESPUÉS	201	0,298	1227

Fuente: Autor

Una vez se hizo el modelamiento de los datos de producción y los valores de presión registrados en esos momentos. Se realizó el análisis económico del tratamiento del pozo junto con el incremental de crudo que efectivamente se logró. La tabla 12 muestra el resumen del ejercicio con los ingresos representados por la producción incremental inicial, es decir, el valor máximo obtenido debido a que durante el año se produce su disminución acorde al retorno del daño; mientras los egresos muestran los valores del servicio de estimulación, corrida y mantenimiento. La tabla 13 exhibe el flujo neto y la tabla 14 los valores VPN, RBC.

Tabla 12. Ingresos y egresos VEL-049.

	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
INGRESOS	Producción incremental (inicial)	USD/mes	4.872
EGRESOS	Tratamiento estimulación	USD	8.133
	Tratamiento de fluidos (inicial)	USD/mes	79
	Corrida y equipos	USD	25.000
	Mantenimiento pozo	USD/mes	2.960

Fuente: Autor

Tabla 13. Flujo neto VEL-049.

UNIDAD (USD)	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	TOTAL ACUMULADO
INGRESOS	31.668	31.668	31.668	31.668	31.668	127.855
EGRESOS	69.360	70.588	72.087	73.645	75.265	287.660
FLUJO NETO	-37.692	-38.920	-40.419	-41.977	-43.597	-159.806

Fuente: Autor

Tabla 14. VPN, RBC VEL-049.

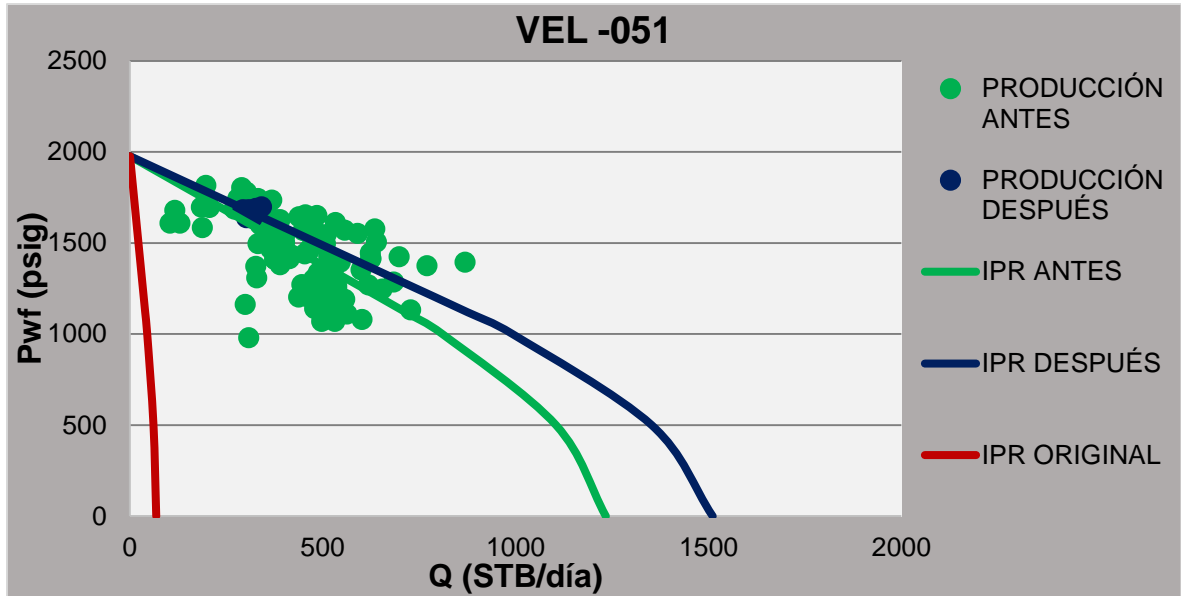
UNIDAD (USD)	VPN	RBC
	-159.806	0,44

Fuente: Autor

Finalmente, el flujo de caja muestra que el incremental de 4 BOPD que se produce con la aplicación del tratamiento no es suficiente para cubrir la inversión inicial y los costos fijo. El indicador VPN calculado con el flujo de caja muestra el valor negativo reflejando pérdidas tanto ahora como en su implementación en futuras intervenciones si las condiciones son las asumidas en este ejercicio. RBC que se posiciona en 0,44 indicando que los egresos superan a los ingresos, esto indica que la viabilidad de continuar con la estimulación al pozo bajo las condiciones anteriormente mencionadas es nula.

5.1.3. Pozo VEL-051 en este pozo antes de realizar el trabajo de estimulación, este tenía un caudal promedio de producción de fluidos de 418 BFPD que, como se muestra en la figura 18, modela la curva IPR en color verde referida como IPR antes del tratamiento junto con los datos de producción en el mismo color.

Figura 18. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-051



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción.

Posteriormente se realiza la intervención del pozo con el tratamiento propuesto por la empresa de modo que se puede observar en la curva azul el cambio en la IPR que en el inicio de producción contó la disminución de la producción hasta 317 BFPD con el que se construyó la curva, sin embargo, cabe mencionar que si bien la producción de fluidos disminuyó, la presión aumentó y se puede observar que hay un cambio positivo en la IPR. Es importante anotar que el comportamiento del BS&W disminuyó en 3% después del tratamiento mientras que el incremental esperado no se dio ubicándose en 6 BOPD por debajo respecto a la producción de crudo antes del tratamiento. La tabla 15 resume los parámetros más importantes de la figura 17.

Tabla 15. Parámetros figura 18.

	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (BFPD)	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)	PRESIÓN DE FONDO (psig)
IPR ANTES	418	0,834	1.475
IPR DESPUÉS	317	1,021	1.666

Fuente: Autor

Una vez se hizo el modelamiento de los datos de producción y los valores de presión registrados en esos momentos. Se realizó el análisis económico del tratamiento del pozo junto con el incremental de crudo. La tabla 16 señala el resumen del ejercicio con los ingresos representados por la producción incremental inicial que, en este caso, concluyó en la disminución de la producción del pozo donde se asumió durante el tiempo evaluado que dicha disminución se mantuviera constante con el único objetivo de mostrar la inviabilidad del tratamiento; mientras los egresos muestran los valores del servicio de estimulación, corrida y mantenimiento. La tabla 17 exhibe el flujo neto y la tabla 18 los valores VPN, RBC.

Tabla 16. Ingresos y egresos VEL-051.

	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
INGRESOS	Producción incremental (inicial)	USD/mes	-6.768
EGRESOS	Tratamiento estimulación	USD	8.133
	Tratamiento de fluidos (inicial)	USD/mes	0
	Corrida y equipos	USD	44.650
	Mantenimiento pozo	USD/mes	4.890

Fuente: Autor

Tabla 17. Flujo neto VEL-051.

UNIDAD (USD)	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	TOTAL ACUMULADO
INGRESOS	-81.216	-81.216	-81.216	-81.216	-81.216	-327.897
EGRESOS	111.470	113.818	116.259	118.858	121.439	467.509
FLUJO NETO	-192.686	-195.034	-197.435	-200.014	-202.655	-795.406

Fuente: Autor

Tabla 18. VPN, RBC VEL-051.

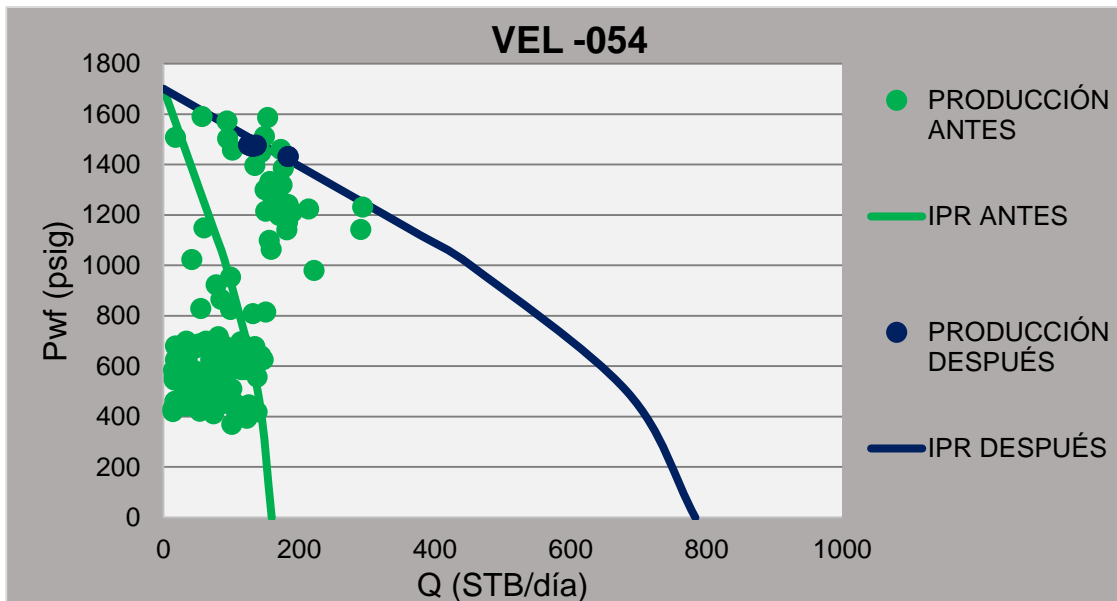
UNIDAD (USD)	VPN	RBC
	-795.406	-0,70

Fuente: Autor

Finalmente, el flujo de caja muestra que la disminución de 6 BOPD que se produce con la aplicación del tratamiento genera pérdidas considerables para la empresa tanto en este momento como en futuras intervenciones para las condiciones asumidas en este ejercicio. RBC que se posiciona en -0,70 indicando que los egresos superan a los ingresos

5.1.4. Pozo VEL-054 en este pozo antes de realizar el trabajo de estimulación, este tenía un caudal promedio de producción de fluidos de 113 BFPD que, como se muestra en la figura 19, modela la curva IPR en color verde referida como IPR antes del tratamiento junto con los datos de producción en el mismo color.

Figura 19. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-054



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción.

Posteriormente se realiza la intervención del pozo con el tratamiento propuesto por la empresa de modo que se puede observar en la curva azul el cambio notable en la IPR que en el inicio de producción contó con el aumento de la producción hasta 226 BFPD con el que se construyó la curva. En el mismo color se muestran los datos de producción que, aunque son pocos debido a que el tratamiento tenía aproximadamente un mes cuando se graficó la curva, describen una tendencia a disminuir presión aumenta la producción de fluidos siguiendo la tendencia de la curva IPR. Cabe anotar que el comportamiento del BS&W aumentó en 15% después del tratamiento mientras que el incremental esperado se ubicó en 8 BOPD. La tabla 19 resume los parámetros más importantes de la figura 19.

Tabla 19. Parámetros figura 19.

	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (BFPD)	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)	PRESIÓN DE FONDO (psig)
IPR ANTES	113	0,133	847
IPR DESPUÉS	226	0,652	1.353

Fuente: Autor

Una vez se hizo el modelamiento de los datos de producción y los valores de presión registrados en esos momentos. Se realizó el análisis económico del tratamiento del pozo junto con el incremental de crudo que efectivamente se logró. La tabla 20 exhibe el resumen del ejercicio con los ingresos representados por la producción incremental inicial, es decir, el valor máximo obtenido debido a que durante el año se produce su disminución acorde al retorno del daño; mientras los egresos muestran los valores del servicio de estimulación, corrida y mantenimiento. La tabla 21 exhibe el flujo neto y la tabla 22 los valores VPN, RBC.

Tabla 20. Ingresos y egresos VEL-054.

	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
INGRESOS	Producción incremental (inicial)	USD/mes	9.492
EGRESOS	Tratamiento estimulación	USD	11.592
	Tratamiento de fluidos (inicial)	USD/mes	86
	Corrida y equipos	USD	20.800
	Mantenimiento pozo	USD/mes	2.545

Fuente: Autor

Tabla 21. Flujo neto VEL-054.

UNIDAD (USD)	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	TOTAL ACUMULADO
INGRESOS	61.698	61.698	61.698	61.698	61.698	249.096
EGRESOS	61.765	63.764	65.019	66.324	67.681	260.749
FLUJO NETO	-37.692	-38.920	-40.419	-41.977	-43.597	-11.653

Fuente: Autor

Tabla 22. VPN, RBC VEL-054.

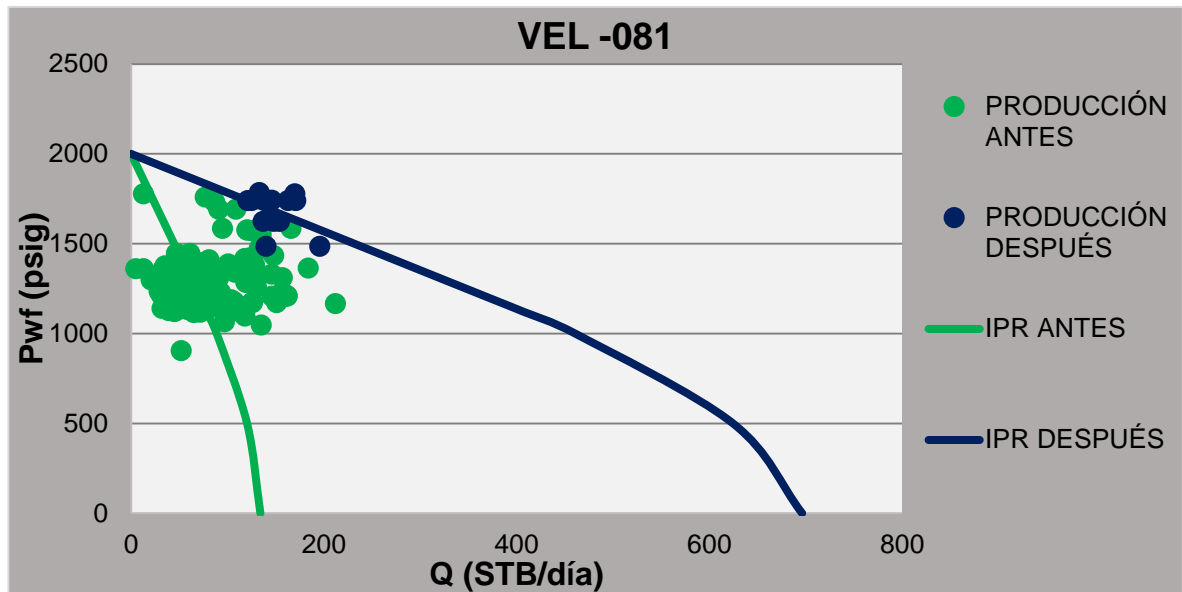
UNIDAD (USD)	VPN	RBC
	-11.653	0.96

Fuente: Autor

Finalmente, el flujo de caja muestra que el incremental de 8 BOPD que se produce con la aplicación del tratamiento no es suficiente para cubrir la inversión inicial y los costos fijo. El indicador VPN calculado con el flujo de caja muestra el valor negativo reflejando pérdidas tanto ahora como en su implementación en futuras intervenciones si las condiciones son las asumidas en este ejercicio. RBC que se posiciona en 0,96 ligeramente por debajo del equilibrio ingresos-egresos con efecto negativo, esto indica que la viabilidad de continuar con la estimulación al pozo bajo las condiciones anteriormente mencionadas no es posible.

5.1.5. Pozo VEL-081 en este pozo antes de realizar el trabajo de estimulación, este tenía un caudal promedio de producción de fluidos de 62 BFPD que, como se muestra en la figura 20, modela la curva IPR en color verde referida como IPR antes del tratamiento junto con los datos de producción en el mismo color.

Figura 20. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-081



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción.

Posteriormente se realiza la intervención del pozo con el tratamiento propuesto por la empresa de modo que se puede observar en la curva azul el cambio notable en la IPR que en el inicio de producción contó con el aumento de la producción hasta 150 BFPD con el que se construyó la curva; los datos en el periodo después son limitados debido a que posterior a este tratamiento, el pozo fue intervenido y se aplicó el tratamiento de la empresa 1 como se mostrará más adelante. Es importante anotar que el comportamiento del BS&W aumentó en 14% después del tratamiento mientras que el incremental esperado se ubicó en 20 BOPD. La tabla 23 resume los parámetros más importantes de la figura 20.

Tabla 23. Parámetros figura 20.

	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (BFPD)	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)	PRESIÓN DE FONDO (psig)
IPR ANTES	62	0,089	1303
IPR DESPUÉS	150	0,464	1676

Fuente: Autor

Una vez se hizo el modelamiento de los datos de producción y los valores de presión registrados en esos momentos. Se realizó el análisis económico del tratamiento del pozo junto con el incremental de crudo que efectivamente se logró. La tabla 24 muestra el resumen del ejercicio con ingresos por producción incremental; mientras los egresos muestran los valores del servicio de estimulación, corrida y mantenimiento. La tabla 25 exhibe el flujo neto y la tabla 26 los valores VPN, RBC.

Tabla 24. Ingresos y egresos VEL-081.

	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
INGRESOS	Producción incremental (inicial)	USD/mes	24.432
EGRESOS	Tratamiento estimulación	USD	10.532
	Tratamiento de fluidos (inicial)	USD/mes	108
	Corrida y equipos	USD	38.650
	Mantenimiento pozo	USD/mes	4.300

Fuente: Autor

Tabla 25. Flujo neto VEL-081.

UNIDAD (USD)	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	TOTAL ACUMULADO
INGRESOS	158.808	158.808	158.808	158.808	158.808	794.040
EGRESOS	101.489	103.582	105.758	108.021	110.374	425.315
FLUJO NETO	57.319	55.226	53.050	50.787	48.434	215.849

Fuente: Autor

Tabla 26. VPN, RBC VEL-081.

UNIDAD (USD)	VPN	RBC
	215.849	1.87

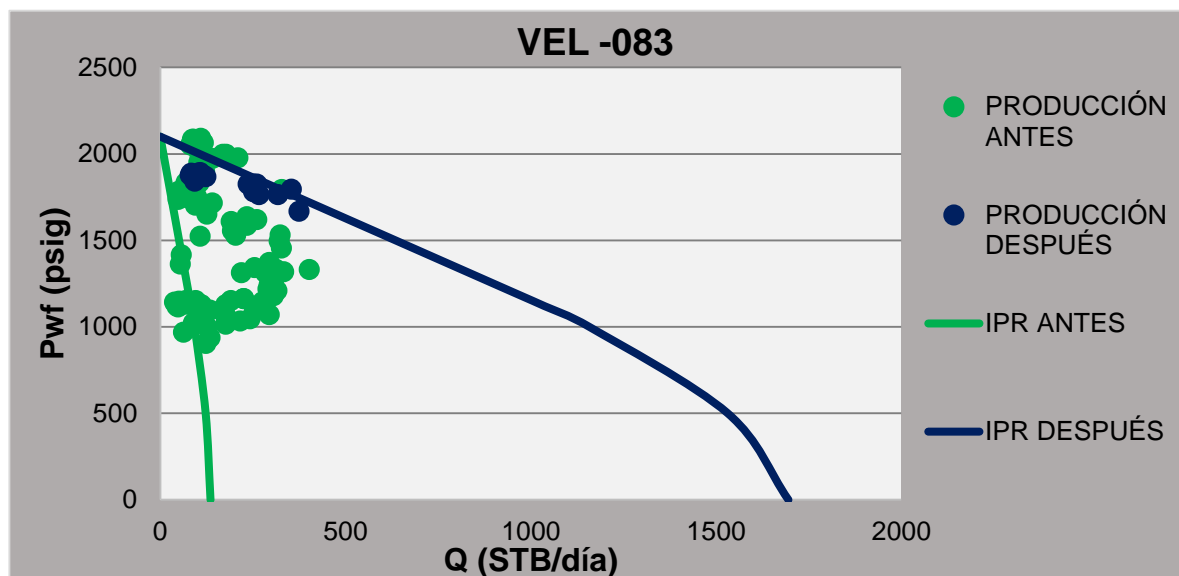
Fuente: Autor

Finalmente, el flujo de caja muestra la recuperación de la inversión inicial, el indicador VPN calculado con el flujo de caja es positivo, RBC que se posiciona en 1.87 indicando que los ingresos superan en ese valor a los egresos, esto indica la viabilidad de continuar con la estimulación al pozo bajo las condiciones anteriormente mencionadas.

5.1.6. Pozo VEL-083 en este pozo antes de realizar el trabajo de estimulación, este tenía un caudal promedio de producción de fluidos de 84 BFPD que, como se muestra en la figura 21, modela la curva IPR en color verde referida como IPR antes del tratamiento junto con los datos de producción en el mismo color.

Posteriormente se realiza la intervención del pozo con el tratamiento propuesto por la empresa de modo que se puede observar en la curva azul el cambio notable en la IPR que en el inicio de producción contó con el aumento de la producción hasta 286 BFPD con el que se construyó la curva.; los datos en el periodo después son limitados debido a que posterior a este tratamiento, el pozo fue intervenido y se aplicó el tratamiento de la empresa 1, de igual forma que en el pozo VEL-081, como se mostrará más adelante. Cabe señalar que el comportamiento del BS&W aumentó en 4% después del tratamiento mientras que el incremental esperado se ubicó en 11 BOPD por encima respecto a la producción de crudo antes del tratamiento. La tabla 27 resume los parámetros más importantes de la figura 21.

Figura 21. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-083



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción.

Tabla 27. Parámetros figura 21.

	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (BFPD)	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)	PRESIÓN DE FONDO (psig)
IPR ANTES	84	0,085	1107
IPR DESPUÉS	286	1,058	1837

Fuente: Autor

Una vez se hizo el modelamiento de los datos de producción y los valores de presión registrados en esos momentos. Se realizó el análisis económico del tratamiento del pozo junto con el incremental de crudo que efectivamente se logró. La tabla 28 muestra el resumen del ejercicio; mientras los egresos muestran los valores del servicio de estimulación, corrida y mantenimiento. La tabla 29 exhibe el flujo neto y la tabla 30 los valores VPN, RBC.

Tabla 28. Ingresos y egresos VEL-083.

	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
INGRESOS	Producción incremental (inicial)	USD/mes	12.936
EGRESOS	Tratamiento estimulación	USD	12.732
	Tratamiento de fluidos (inicial)	USD/mes	144
	Corrida y equipos	USD	54.150
	Mantenimiento pozo	USD/mes	5.825

Fuente: Autor

Tabla 29. Flujo neto VEL-083.

UNIDAD (USD)	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	TOTAL ACUMULADO

INGRESOS	84.084	84.084	84.084	84.084	84.084	420.420
EGRESOS	137.712	140.545	143.492	146.556	149.743	577.069
FLUJO NETO	57.319	55.226	53.050	50.787	48.434	-237.592

Fuente: Autor

Tabla 30. VPN, RBC, TIR VEL-083.

UNIDAD (USD)	VPN	RBC
	-237.592	0,73

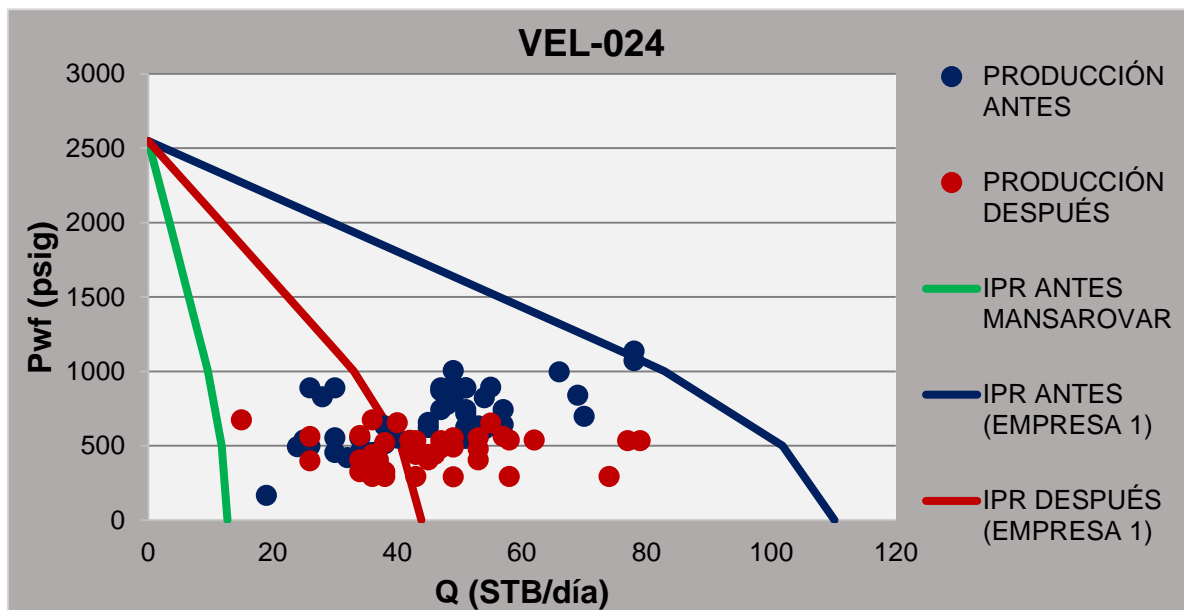
Fuente: Autor

Finalmente, el flujo de caja muestra que el incremental de 11 BOPD que se produce con la aplicación del tratamiento no es suficiente para cubrir la inversión inicial y los costos fijo. El indicador VPN calculado con el flujo de caja muestra el valor negativo reflejando pérdidas tanto ahora como en su implementación en futuras intervenciones si las condiciones son las asumidas en este ejercicio. RBC que se posiciona en 0,73 con efecto negativo sobre los ingresos, lo anterior muestra la inviabilidad del proyecto, sin embargo, el componente de corrida y uso de equipos tiene un valor alto ocasionado por el tiempo del servicio, en ese orden de ideas, cuando el tiempo de servicio de encuentra por debajo de 5,5 días se alcanza un equilibrio económico.

5.2. POZOS CON TRATAMIENTO OTRAS EMPRESAS

5.2.1. Pozo VEL-024 (Empresa 1) en este pozo, como se mencionó anteriormente, se realizó el trabajo de estimulación por parte de la empresa Mansarovar, posteriormente la Empresa 1 realizó la estimulación del pozo con un tratamiento diferente al que se había bombeado anteriormente. La figura 22 muestra tres curvas IPR en las que se pueden observar los cambios de acuerdo a cada tratamiento. La primera de ellas en color verde que representa el estado del pozo antes de ser estimulado por la empresa Mansarovar. La segunda está en color azul que muestra el estado del pozo después de la primera estimulación y a su vez la curva antes del tratamiento implementado por la Empresa 1. Finalmente la curva roja exhibe el comportamiento del pozo luego de la segunda estimulación donde se observa la tendencia a dañarse.

Figura 22. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-024



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción.

Antes de recibir la estimulación, este tenía un caudal promedio de producción de fluidos de 72 BFPD, posteriormente se realiza la intervención del pozo con el tratamiento propuesto por la Empresa 1 de modo que se puede observar en la curva roja el cambio en la IPR que en el inicio de producción contó con la disminución de la producción hasta 45 BFPD con el que se construyó la curva. El comportamiento del BS&W aumentó en 2% después del tratamiento mientras que el incremental esperado se ubicó en 27 BOPD por debajo respecto a la producción de crudo antes del tratamiento, es decir, cuando fue estimulado por la empresa Mansarovar. La tabla 31 resume los parámetros más importantes de la figura 22.

Tabla 31. Parámetros figura 22.

	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (BFPD)	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)	PRESIÓN DE FONDO (psig)
IPR ANTES	72	0,054	1218
IPR DESPUÉS	45	0,021	459

Fuente: Autor

Una vez se hizo el modelamiento de los datos de producción y los valores de presión registrados en esos momentos. Se realizó el análisis económico del tratamiento del pozo junto con el incremental de crudo que, en este caso, su implementación condujo a la disminución de la producción del pozo. La tabla 32 muestra el resumen del ejercicio que, como en el pozo VEL-51, se asume constante la caída de producción para efectos de observar la inviabilidad del proyecto; mientras los egresos muestran los valores del servicio de estimulación, corrida y mantenimiento. La tabla 33 exhibe el flujo neto y la tabla 34 los valores VPN, RBC.

Tabla 32. Ingresos y egresos VEL-024.

	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
INGRESOS	Producción incremental (inicial)	USD/mes	-31.860
EGRESOS	Tratamiento estimulación	USD	34.565
	Tratamiento de fluidos (inicial)	USD/mes	0
	Corrida y equipos	USD	32.000
	Mantenimiento pozo	USD/mes	3.650

Fuente: Autor

Tabla 33. Flujo neto VEL-024.

UNIDAD (USD)	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	TOTAL ACUMULADO
INGRESOS	-382.320	-382.320	-382.320	-382.320	-382.320	-1.911.600
EGRESOS	110.325	112.075	113.896	115.789	117.758	458.443
FLUJO NETO	57.319	55.226	53.050	50.787	48.434	-2.002.002

Fuente: Autor

Tabla 34. VPN, RBC, TIR VEL-024.

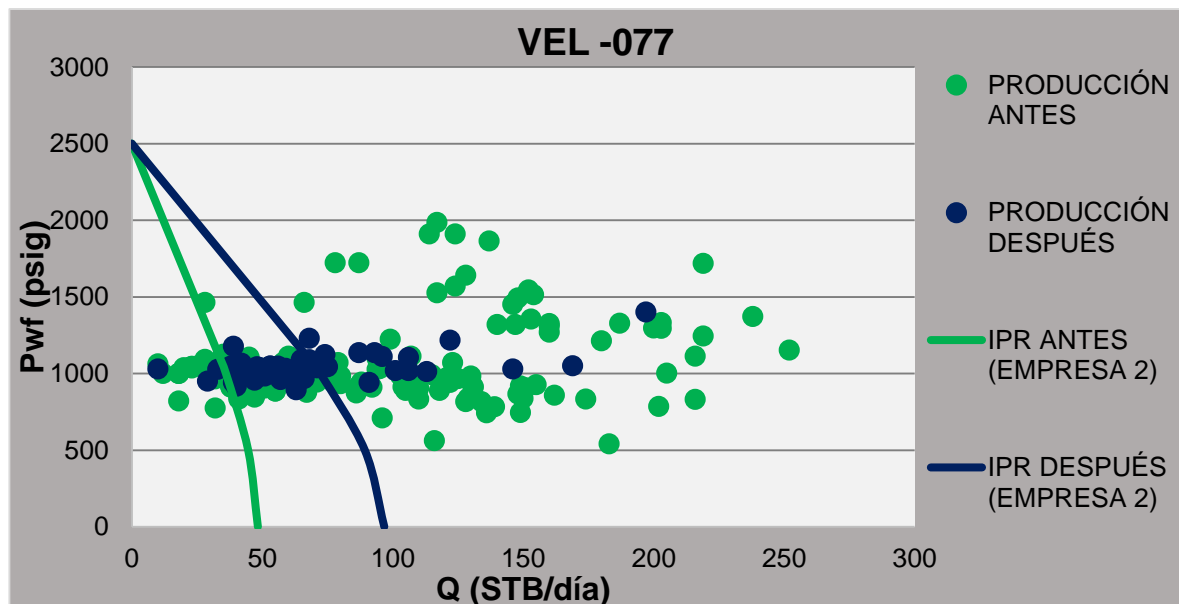
UNIDAD (USD)	VPN	RBC
	-2.002.002	-4.17

Fuente: Autor

Finalmente, el flujo de caja muestra que la disminución de 27 BOPD que se produce con la aplicación del tratamiento genera pérdidas considerables para la empresa tanto en este momento como en futuras intervenciones para las condiciones asumidas en este ejercicio. RBC que se posiciona en -4,17 indicando que los egresos superan a los ingresos, esto indica que continuar con la estimulación al pozo bajo las condiciones anteriormente mencionadas no es viable.

5.2.2. Pozo VEL-077 (Empresa 2) en este pozo antes de realizar el trabajo de estimulación, este tenía un caudal promedio de producción de fluidos de 35 BFPD que, como se muestra en la figura 23, modela la curva IPR en color verde referida como IPR antes del tratamiento junto con los datos de producción en el mismo color.

Figura 23. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-077



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción.

Posteriormente se realiza la intervención del pozo con el tratamiento propuesto por la empresa de modo que se puede observar en la curva azul el cambio notable en la IPR que en el inicio de producción contó con el aumento de la producción hasta 68 BFPD con el que se construyó la curva. En el mismo color se muestran los datos de producción. El BS&W aumentó en 13% después del tratamiento mientras que el incremental esperado se ubicó en 16 BOPD por encima respecto a la producción de crudo antes del tratamiento. La tabla 35 resume los parámetros más importantes de la figura 23.

Tabla 35. Parámetros figura 23.

	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (BFPD)	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)	PRESIÓN DE FONDO (psig)
IPR ANTES	35	0,054	1218
IPR DESPUÉS	68	0,021	459

Fuente: Autor

Una vez se hizo el modelamiento de los datos de producción y los valores de presión registrados en esos momentos. Se realizó el análisis económico del tratamiento del pozo junto con el incremental de crudo que efectivamente se logró. La tabla 36 muestra el resumen del ejercicio con ingresos por producción incremental; mientras los egresos muestran los valores del servicio de estimulación, corrida y mantenimiento. La tabla 37 exhibe el flujo neto y la tabla 38 los valores VPN, RBC.

Tabla 36. Ingresos y egresos VEL-077.

	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
INGRESOS	Producción incremental (inicial)	USD/mes	18.540
EGRESOS	Tratamiento estimulación	USD	39.542
	Tratamiento de fluidos (inicial)	USD/mes	67
	Corrida y equipos	USD	35.700
	Mantenimiento pozo	USD/mes	4.000

Fuente: Autor

Tabla 37. Flujo neto VEL-077.

UNIDAD (USD)	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	TOTAL ACUMULADO
INGRESOS	120.510	120.510	120.510	120.510	120.510	602.550
EGRESOS	122.911	124.853	126.873	128.974	131.159	510.685
FLUJO NETO	-2.401	-4.343	-6.363	-8.464	-10.649	-24.144

Fuente: Autor

Tabla 38. VPN, RBC, TIR VEL-077.

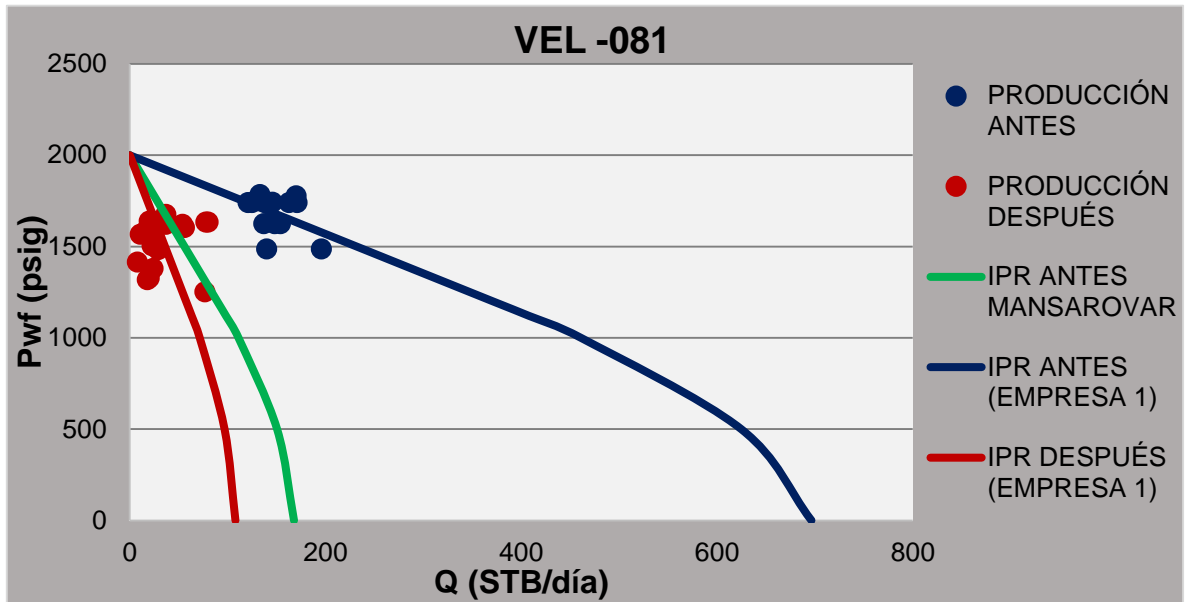
UNIDAD (USD)	VPN	RBC
	-24.144	1,18

Fuente: Autor

Finalmente, el flujo de caja muestra que el incremental de 16 BOPD no son suficientes para cubrir los costos que implica el proyecto, el indicador VPN calculado con el flujo de caja es negativo, a pesar de que RBC se posiciona en 1.18 cerca del balance entre ingresos y egresos, esto muestra la no viabilidad del proyecto bajo las condiciones que se tuvieron en cuenta.

5.2.3. Pozo VEL-081 (Empresa 1) en este pozo, como se mencionó anteriormente, se realizó el trabajo de estimulación por parte de la empresa Mansarovar, posteriormente la Empresa 1 realizó la estimulación del pozo con un tratamiento diferente al que se había bombeado anteriormente. La figura 24 muestra tres curvas IPR en las que se pueden observar los cambios de acuerdo a cada tratamiento. La primera de ellas en color verde que representa el estado del pozo antes de ser estimulado por la empresa Mansarovar. La segunda está en color azul que muestra el estado del pozo después de la primera estimulación y a su vez la curva antes del tratamiento implementado por la Empresa 1. Finalmente la curva roja exhibe el comportamiento del pozo luego de la segunda estimulación donde se observa que el tratamiento implementado por la Empresa 1 causó un daño de tal severidad que condujo al pozo, incluso, a estar por debajo de la curva IPR que tenía antes de ser intervenido por primera vez, lo cual es corroborado por los datos de producción mostrados en igual color.

Figura 24. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-081



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción.

Antes de recibir la estimulación, el pozo tenía un caudal promedio de producción de fluidos de 150 BFPD, posteriormente se realiza la intervención del pozo con el tratamiento propuesto por la Empresa 1 de modo que se puede observar en la curva roja el cambio en la IPR que, por debajo de la curva IPR inicial, su producción contó con la disminución de la producción hasta 33 BFPD con el que se construyó la curva.

El BS&W aumentó en 41% por lo que alcanzó 100% después del tratamiento mientras que el incremental de crudo fue 61.5 BOPD por debajo respecto a la producción de crudo antes del tratamiento, es decir la producción de crudo en esta intervención fue 0. La tabla 39 resume los parámetros más importantes de la figura 24.

Tabla 39. Parámetros figura 24.

	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (BFPD)	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)	PRESIÓN DE FONDO (psig)
IPR ANTES	150	0,464	1676
IPR DESPUÉS	33	0,072	1537

Fuente: Autor

Una vez se hizo el modelamiento de los datos de producción y los valores de presión registrados en esos momentos. Se realizó el análisis económico del tratamiento del pozo que en este caso será meramente ilustrativo debido a que no existió incremental y la producción de crudo llegó a cero. La tabla 40 muestra el resumen del ejercicio con ingresos por producción incremental; mientras los egresos muestran los valores del servicio de estimulación, corrida y mantenimiento. La tabla 41 exhibe el flujo neto y la tabla 42 los valores VPN, RBC.

Tabla 40. Ingresos y egresos VEL-081.

	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
INGRESOS	Producción incremental (inicial)	USD/mes	-73.800
EGRESOS	Tratamiento estimulación	USD	62.644
	Tratamiento de fluidos (inicial)	USD/mes	0
	Corrida y equipos	USD	45.625
	Mantenimiento pozo	USD/mes	4.986

Fuente: Autor

Tabla 41. Flujo neto VEL-081.

UNIDAD (USD)	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	TOTAL ACUMULADO
INGRESOS	-885.600	-885.600	-885.600	-885.600	-885.600	-4.428.000
EGRESOS	168.229	170.500	172.989	175.578	178.271	696.635
FLUJO NETO	-1.053.829	-1.056.100	-1.058.589	-1.061.178	-1.063.871	-4.272.112

Fuente: Autor

Tabla 42. VPN, RBC VEL-081.

UNIDAD (USD)	VPN	RBC
	-4.272.112	-6.36

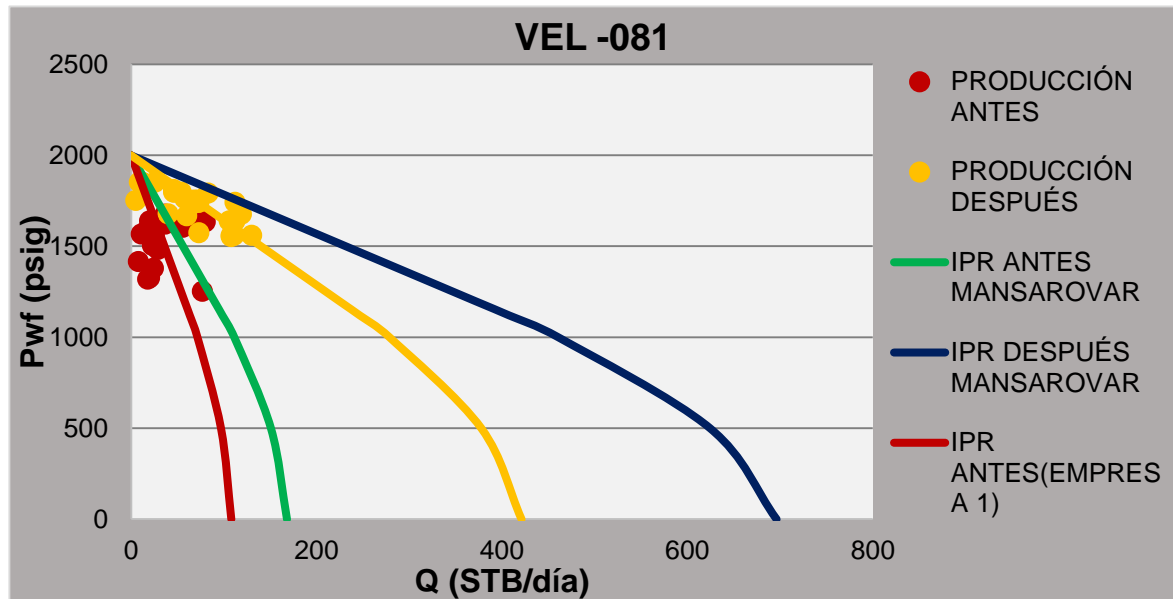
Fuente: Autor

Finalmente, en este caso el tratamiento implementado por la empresa 1 generó un efecto tal sobre la formación que la producción de fluidos disminuyó considerablemente a su vez que la totalidad de dicho fluido fue agua. El ejercicio económico mostró las pérdidas asociadas a la intervención y a la producción del pozo como se observa en las tablas 41 y 42.

5.2.4. Pozo VEL-081 (Empresa 3) en este pozo con la figura 25, respecto a la figura anterior, se muestran todas las curvas IPR del pozo desde antes de recibir la primera estimulación hasta la realizada por la Empresa 3. Se observa el comportamiento de la IPR en color rojo y amarillo que representan el estado antes y después respectivamente. Los datos de producción con la curva muestran la

efectividad del tratamiento implementado por la Empresa 3, lo cual es corroborado por los datos de producción mostrados en igual color.

Figura 25. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-081



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción.

Antes de recibir la estimulación, el pozo tenía un caudal promedio de producción de fluidos de 33 BFPD, posteriormente se realiza la intervención del pozo con el tratamiento propuesto por la Empresa 3 de modo que se puede observar en la curva amarilla el cambio en la IPR que se pone por encima de las curvas verde y roja pero por debajo de la curva azul. La producción del pozo contó con el aumento hasta 117 BFPD con el que se construyó la curva. El BS&W que se encontraba en 100% registró un descenso hasta 66% mientras que el incremental reportado en dicho periodo fue de 40 BOPD por encima de la producción de crudo

antes de ser estimulado. La tabla 43 resume los parámetros más importantes de la figura 25.

Tabla 43. Parámetros figura 25.

	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (BFPD)	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)	PRESIÓN DE FONDO (psig)
IPR ANTES	33	0,072	1537
IPR DESPUÉS	117	0,280	1582

Fuente: Autor

Una vez se hizo el modelamiento de los datos de producción y los valores de presión registrados en esos momentos. Se realizó el análisis económico del tratamiento del pozo junto con el incremental de crudo. La tabla 44 muestra el resumen del ejercicio que proyecta como ingresos los percibidos por el incremental generado; mientras los egresos muestran los valores del servicio de estimulación, corrida y mantenimiento. La tabla 45 exhibe el flujo neto y la tabla 46 los valores VPN, RBC.

Tabla 44. Ingresos y egresos VEL-081.

	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
INGRESOS	Producción incremental (inicial)	USD/mes	47.733
EGRESOS	Tratamiento estimulación	USD	34.006
	Tratamiento de fluidos (inicial)	USD/mes	162
	Corrida y equipos	USD	37.290
	Mantenimiento	USD/mes	4.167

	pozo		
--	------	--	--

Fuente: Autor

Tabla 45. Flujo neto VEL-081.

UNIDAD (USD)	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	TOTAL ACUMULADO
INGRESOS	310.284	310.284	310.284	310.284	310.284	1.551.420
EGRESOS	122.349	124.391	126.115	128.124	131.021	509.159
FLUJO NETO	57.319	55.226	53.050	50.787	48.434	743.566

Fuente: Autor

Tabla 46. VPN, RBC VEL-081.

UNIDAD (USD)	VPN	RBC
	743.566	3.05

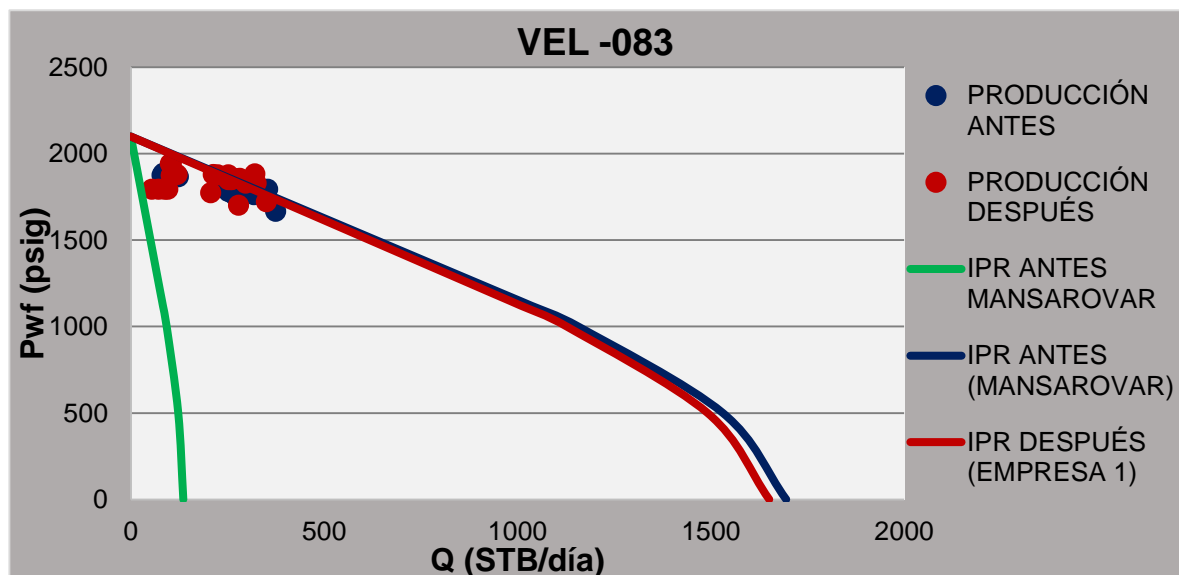
Fuente: Autor

Finalmente. Las tablas anteriormente presentadas exhiben que el proyecto tiene la viabilidad para ser ejecutado debido a que el valor presente neto se encuentra cerca de las tres cuartas partes del millón de dólares, la relación beneficio-costos es alta por lo que los ingresos superan los egresos notablemente.

5.2.5. Pozo VEL-083 (Empresa 1) en este pozo, como se mencionó anteriormente, se realizó el trabajo de estimulación por parte de la empresa Mansarovar, posteriormente la Empresa 1 realizó la estimulación del pozo con un tratamiento diferente. La figura 26 muestra tres curvas IPR en las que se pueden

observar los cambios de acuerdo a cada tratamiento. La primera de ellas en color verde que representa el estado del pozo antes de ser estimulado por la empresa Mansarovar. La segunda está en color azul que muestra el estado del pozo después de la primera estimulación y a su vez la curva antes del tratamiento implementado por la Empresa 1.

Figura 26. Curvas IPR antes y después de tratamiento VEL-083



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción.

Finalmente, la curva roja exhibe el comportamiento del pozo luego de la segunda estimulación donde se observa que la curva tiene una tendencia casi igual a la IPR antes del tratamiento implementado

Antes de recibir la estimulación, el pozo tenía un caudal promedio de producción de fluidos de 286 BFPD, posteriormente se realiza la intervención del pozo con el tratamiento propuesto por la Empresa 1 de modo que se puede observar en la

curva roja el cambio en la IPR que, por debajo de la curva IPR inicial, su producción contó con la disminución de la producción hasta 281 BFPD con el que se construyó la curva. Sin embargo, el BS&W disminuyó en 5% respecto al valor antes de ser tratado; por otra parte, el incremental de crudo se ubicó en 16,5 BOPD por encima de la producción de crudo antes del tratamiento. La tabla 47 resume los parámetros más importantes de la figura 26.

Tabla 47. Parámetros figura 26.

	PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (BFPD)	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)	PRESIÓN DE FONDO (psig)
IPR ANTES	84	0,085	1107
IPR DESPUÉS	286	1,058	1837

Fuente: Autor

Una vez se hizo el modelamiento de los datos de producción y los valores de presión registrados en esos momentos. Se realizó el análisis económico del tratamiento del pozo junto con el incremental de crudo que efectivamente se logró. La tabla 48 muestra el resumen del ejercicio; mientras los egresos muestran los valores del servicio de estimulación, corrida y mantenimiento. La tabla 49 exhibe el flujo neto y la tabla 50 los valores VPN, RBC.

Tabla 48. Ingresos y egresos VEL-083.

	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
INGRESOS	Producción incremental (inicial)	USD/mes	19.812
EGRESOS	Tratamiento estimulación	USD	51.397
	Tratamiento de	USD/mes	57

	fluidos (inicial)		
	Corrida y equipos	USD	34.475
	Mantenimiento pozo	USD/mes	3.890

Fuente: Autor

Tabla 49. Flujo neto VEL-083.

UNIDAD (USD)	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	TOTAL ACUMULADO
INGRESOS	128.778	128.778	128.778	128.778	128.778	643.890
EGRESOS	132.922	134.805	136.762	138.797	140.914	550.656
FLUJO NETO	-4.144	-6.027	-7.984	-10.019	-12.136	-30.734

Fuente: Autor

Tabla 50. VPN, RBC VEL-083.

UNIDAD (USD)	VPN	RBC
	-30.734	1,17

Fuente: Autor

Finalmente, el flujo de caja muestra que el incremental de 16,5 BOPD que se produce con la aplicación del tratamiento no es suficiente para cubrir la inversión inicial del tratamiento, así como los costos fijos. El indicador VPN calculado con el flujo de caja muestra el valor negativo reflejando pérdidas tanto ahora como en su implementación en futuras intervenciones si las condiciones son las asumidas en este ejercicio. RBC que se posiciona en 1,17 muy cercano al equilibrio económico entre ingresos y egresos, lo anterior muestra la inviabilidad del proyecto.

5.3. TENDENCIAS

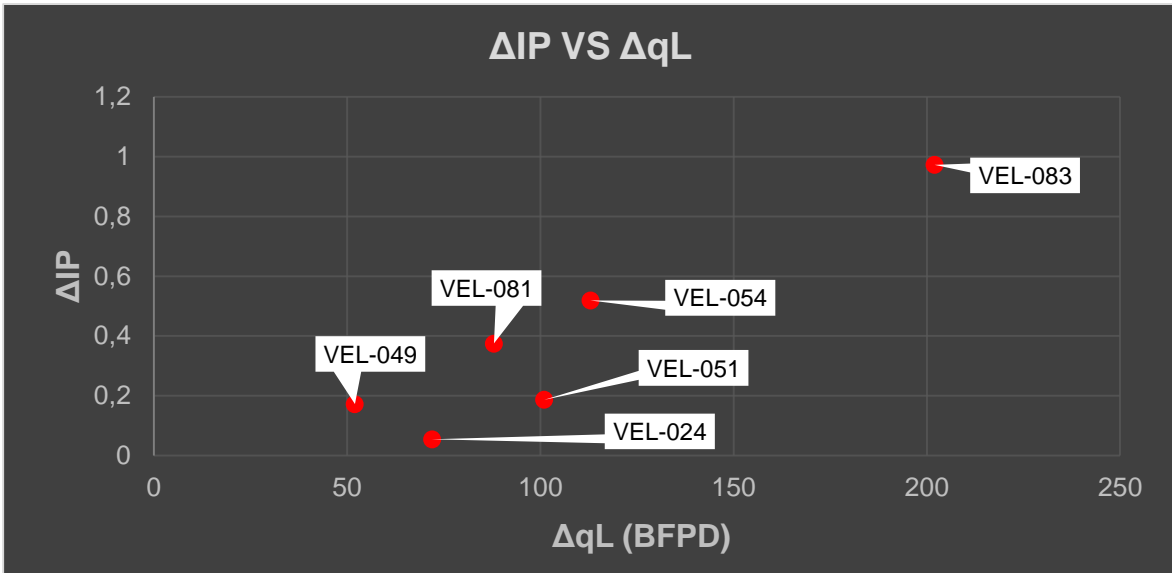
El comportamiento de cada uno de los pozos fue anteriormente analizado económicamente de modo que se pudiese conocer su viabilidad en el tiempo. Los indicadores usados provienen de datos exclusivos de cada pozo que permitieron su desarrollo. A continuación, se presentará la compilación de las variaciones de la producción representada en BFPD y BOPD, BS&W e IP para los pozos estimulados por la empresa Mansarovar debido a que el tratamiento es muy similar y es el punto de partido para una comparación válida.

5.3.1. Producción

La figura 27 muestra la tendencia de cambio de la cantidad de barriles de fluido producidos respecto al cambio o incremento del índice de productividad para cada uno de los pozos. Se puede observar claramente que el aumento del índice de productividad genera en la mayoría de los pozos el aumento en la producción de fluidos a superficie. De esta forma se puede afirmar que el tratamiento propuesto permite que la afluencia del pozo mejore, sin embargo, es necesario evaluar la tendencia del incremental de crudo.

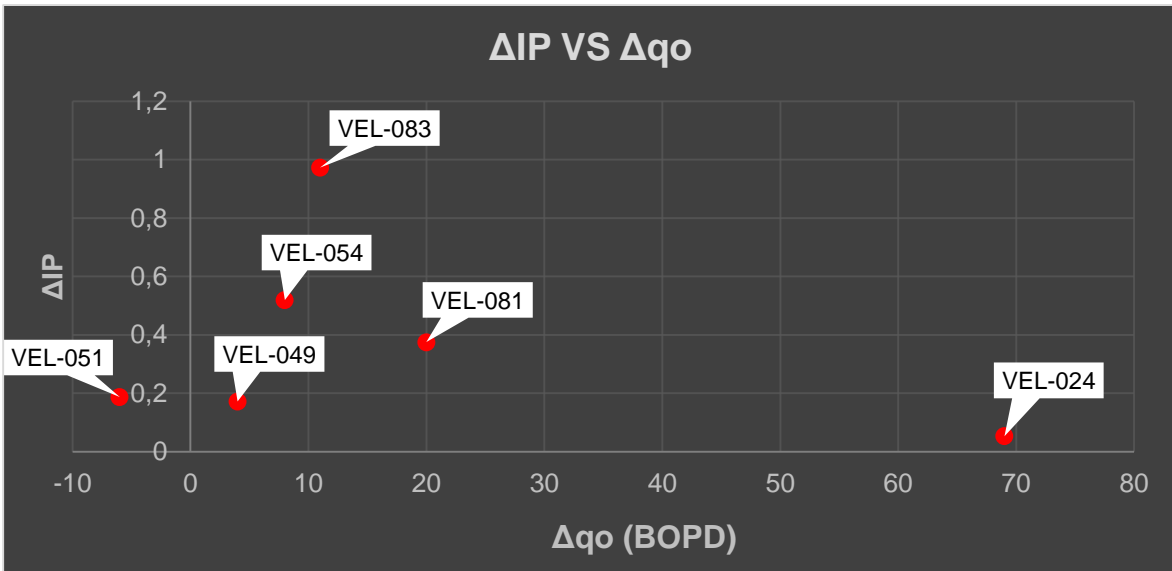
La figura 28 muestra la tendencia de cambio de la cantidad de barriles de crudo producidos respecto al cambio o incremento del índice de productividad para cada uno de los pozos.

Figura 27. Tendencia de cambio de la producción de fluidos.



Fuente: Autor

Figura 28. Tendencia de cambio de la producción de crudo.



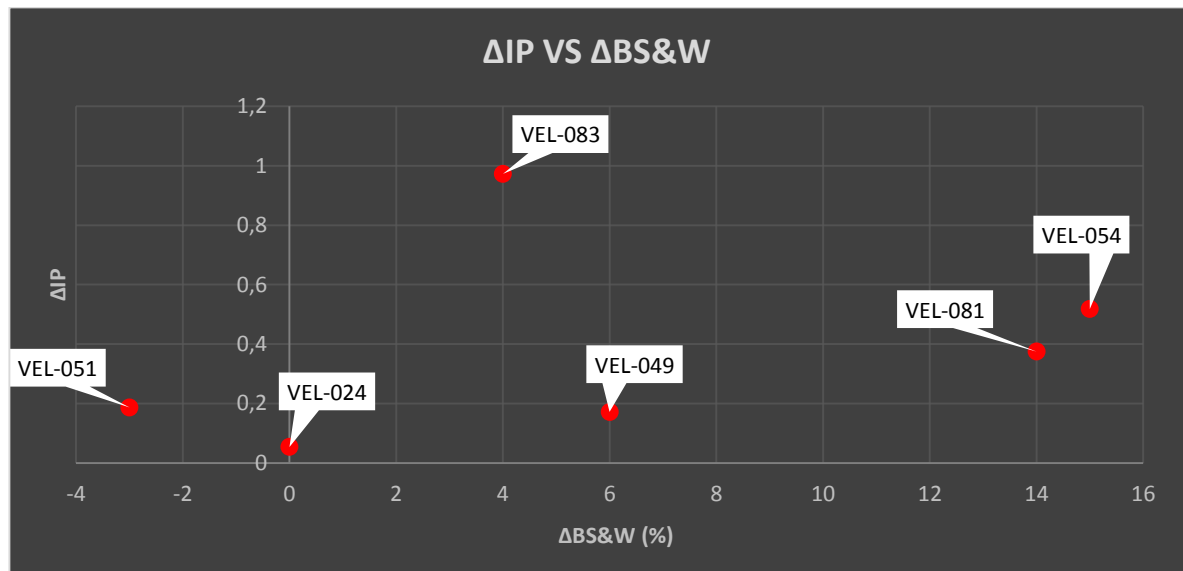
Fuente: Autor

A diferencia de la figura 27, aquí no se puede determinar cuál es la tendencia de acuerdo al cambio debido a que para variaciones de IP bajos se tienen dos extremos en lo que se tuvo un incremental alto (VEL-024) mientras que en una condición similar no se obtiene incremental de crudo y por el contrario la producción base del pozo resulta afectada generando pérdidas. Los pozos VEL-049, VEL-054 y VEL-083 parecieran tener una tendencia de creciente con el aumento del IP. Sin embargo, la tendencia de los demás pozos dista de lo mencionado anteriormente por lo que no se puede establecer una tendencia general.

La figura 29 muestra la tendencia de cambio del porcentaje de BS&W respecto al cambio o incremento del índice de productividad para cada uno de los pozos.

5.3.2. BS&W

Figura 29. Tendencia de cambio de BS&W.



Fuente: Autor

En la gráfica, como en la figura 28, no se puede observar una tendencia general que describa el comportamiento del BS&W con el cambio de IP. Si se observan los pozos VEL-024, VEL-049, VEL-054 y VEL-081 pareciera que la relación entre IP y BS&W es directamente proporcional. Adicionalmente, si la tendencia de estos tres últimos se compara con el comportamiento de la producción de crudo se podría inferir que, exclusivamente para ellos, a medida que aumenta el BS&W, su incremental de crudo también lo hace. Sin embargo, una vista general a la figura 29 no proporciona mayor información sobre la tendencia del BS&W ya que, como se mencionó en la figura anterior, los extremos (VEL-024 y VEL-051) no tienen cambio o por el contrario disminuye su valor, pero comparado con el incremental de crudo el del primero es alto mientras que en el segundo no se produce incremental.

5.4. COMPARACIÓN ECONÓMICA

Luego de realizar el análisis económico para cada uno de los pozos intervenidos con tratamientos de estimulación, es necesario determinar cuál o cuáles, de acuerdo al análisis, tuvieron los mejores desempeños. A continuación, se dividirán los pozos como se realizó anteriormente en pozos Mansarovar con el análisis VPN mientras que los pozos tratados por otras empresas se mostrarán con RBC.

5.4.1. Pozos Mansarovar la tabla 51 realiza una compilación de los pozos que la empresa Mansarovar intervino y de los cuales se generó el respectivo VPN para cada pozo.

Tabla 51. VPN pozos Mansarovar.

POZO	VEL-024	VEL-049	VEL-051	VEL-054	VEL-081	VEL-083
VPN	1.877.935	-159.806	-795.406	-11.653	215.876	-237.592

Fuente: Autor

La tabla anterior muestra que de la totalidad de los pozos que fueron intervenidos y se aplicó el tratamiento propuesto por la empresa Mansarovar, el pozo VEL-024 es el más rentable de los seis. De esta manera, se tendrá en cuenta en el proceso comparativo por RBC con los demás tratamientos aplicados a los demás pozos.

5.4.2. Pozos otras empresas la tabla 52 realiza una compilación de los pozos que la empresa otras empresas intervinieron y de los cuales se generó el respectivo RBC para cada pozo.

Tabla 52. RBC pozos otras empresas.

POZO	VEL-024 (Mansarovar)	VEL-024 (Empresa 1)	VEL-077 (Empresa 2)	VEL-081 (Empresa 1)	VEL-081 (Empresa 3)	VEL-083 (Empresa 1)
RBC	7,73	-4,17	1,18	-6,36	3,05	1,17

Fuente: Autor

La tabla anterior muestra que de la totalidad de los pozos que fueron intervenidos y se aplicaron diferentes tratamientos implementados por las Empresas Mansarovar, 1, 2, 3 el que mejor relación costo-beneficio genera es nuevamente el pozo VEL-024 con el tratamiento implementado por la Empresa Mansarovar.

6. CLASIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Luego de realizar la descripción y el análisis de los casos que han resultado exitosos con el uso del tratamiento orgánico en los pozos con problemas de depositación orgánica en campo Velásquez, se realizará la selección de los pozos que tienen la misma condición por lo que se clasificarán, en general, de acuerdo al daño a lo largo de la vida productiva de cada pozo y se hará uso de la técnica de análisis SARA y las relaciones de estabilidad asociadas.

6.1. CLASIFICACIÓN DE POZOS POR DAÑO USANDO HISTÓRICO DE SERVICIO A POZOS

La selección de los pozos candidatos a ser estimulados con el tratamiento orgánico mencionado anteriormente, parte de la revisión de los servicios que estos han recibido durante su vida productiva.

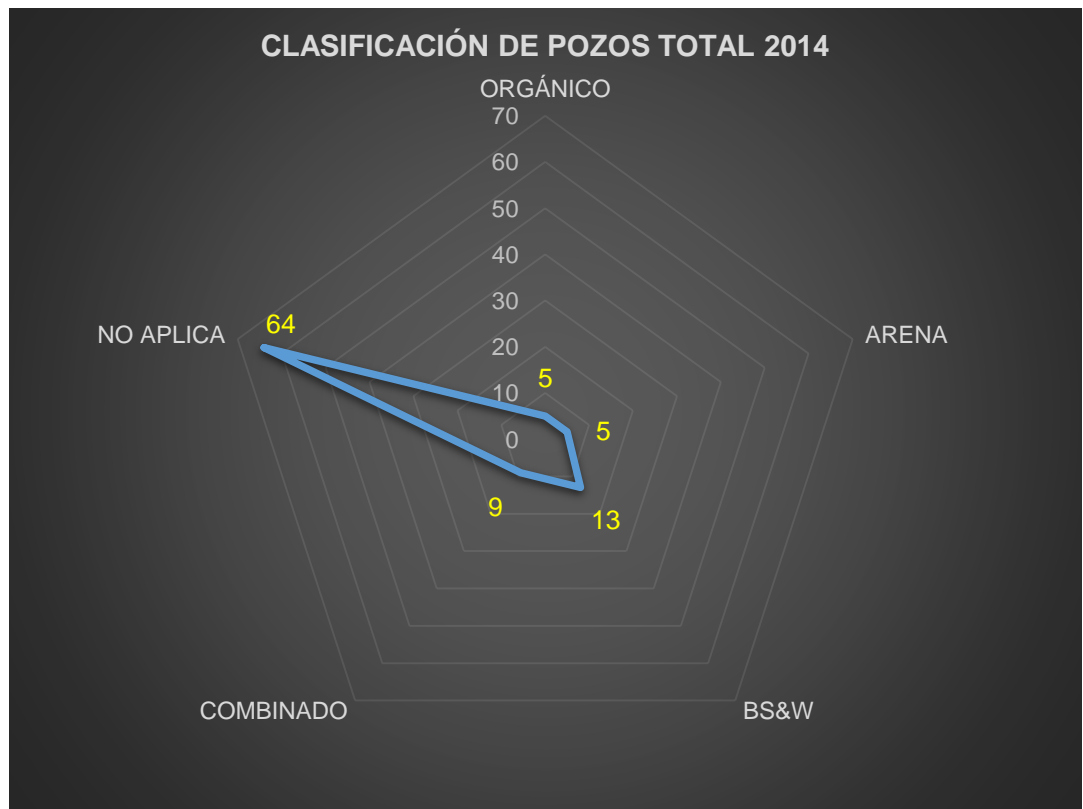
Se inició por adquirir la información sobre el estado del campo en cuanto a la cantidad de pozos productores presentes por año desde 2014 hasta 2016, es decir que, para los tres años, se tendría una clasificación anual de los pozos afectados por las diferentes formas de daño a la formación. Adicionalmente se actualizó la base de datos mes a mes con la revisión de los servicios a pozo que no se encontraban incluidos, luego se realizó dicha clasificación que hace alusión a aquellos pozos que han tenido limpiezas de material orgánico clasificados como daño orgánico, limpieza de arena clasificados como daño por arena, incrementos abruptos en el porcentaje de BS&W clasificados como daño por BS&W, combinación de dos o más daños clasificados como daño combinado y aquellos a los que no aplica ninguna clasificación debido a que no habían tenido servicios como los mencionados anteriormente.

La clasificación realizada anteriormente no tiene en cuenta la medición del daño a la formación ocasionada por el material orgánico, arena, etc. Solamente hace uso del histórico de servicio realizados teniendo en cuenta el tipo de servicio, cabe mencionar que sin importar el número de ocasiones en las que el pozo estuviese afectado por alguna forma de daño, con al menos un servicio realizado, ameritaba para ser clasificado de acuerdo a la causa de la intervención.

Las figuras 30, 31 y 32 muestran la clasificación desde el año 2014 a 2016, en ellas se puede observar que en 2014 se contaban con 96 pozos productores, mientras que en 2015 con 98 pozos productores y 2016 se contó con 90.

Las tres figuras muestran el estado del campo en igual número de años, durante ese periodo algunos de los pozos que no aplicaba ningún tipo de daño, empezaron a ser afectados por el aumento de BS&W para 14 pozos. Aquellos que presentaron daño combinado fueron clasificados si tenían problema orgánico – arena, orgánico – BS&W, arena – BS&W u orgánico – arena – BS&W como lo muestra la figura 33 para el año 2016.

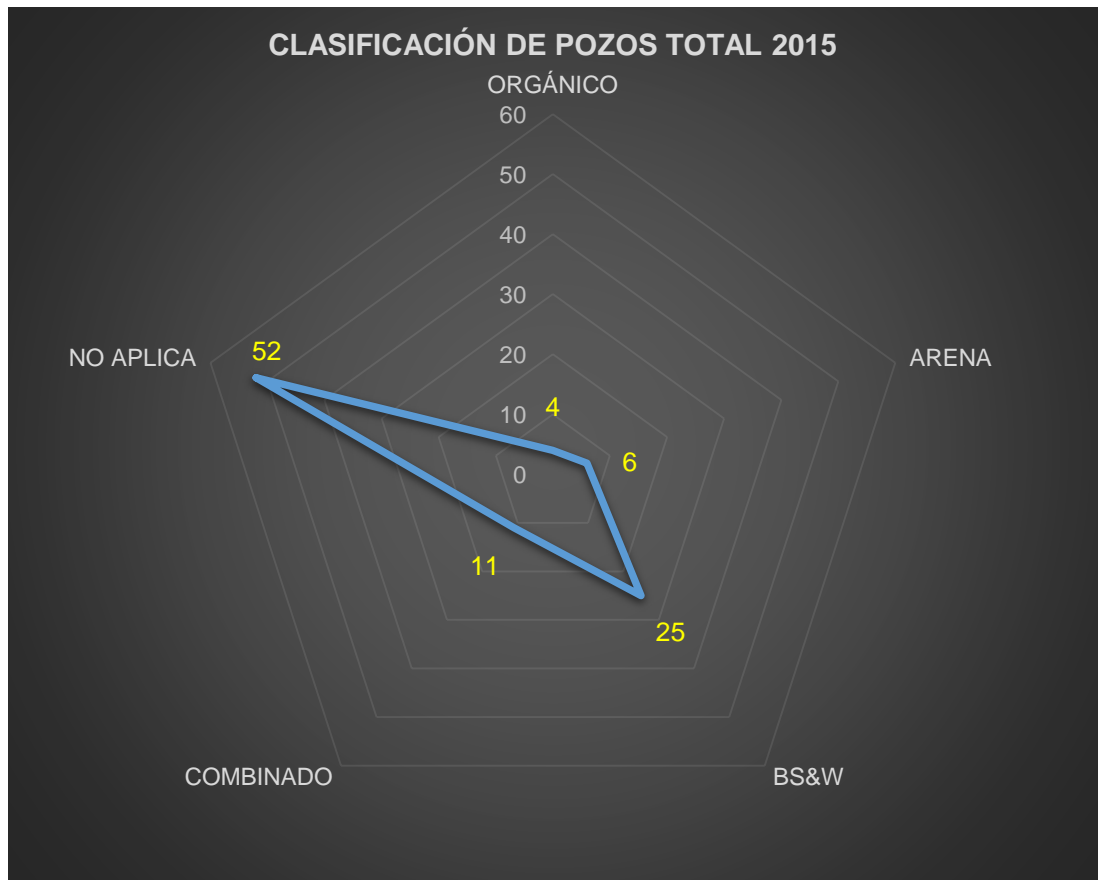
Figura 30. Clasificación de pozos 2014



Fuente: Autor

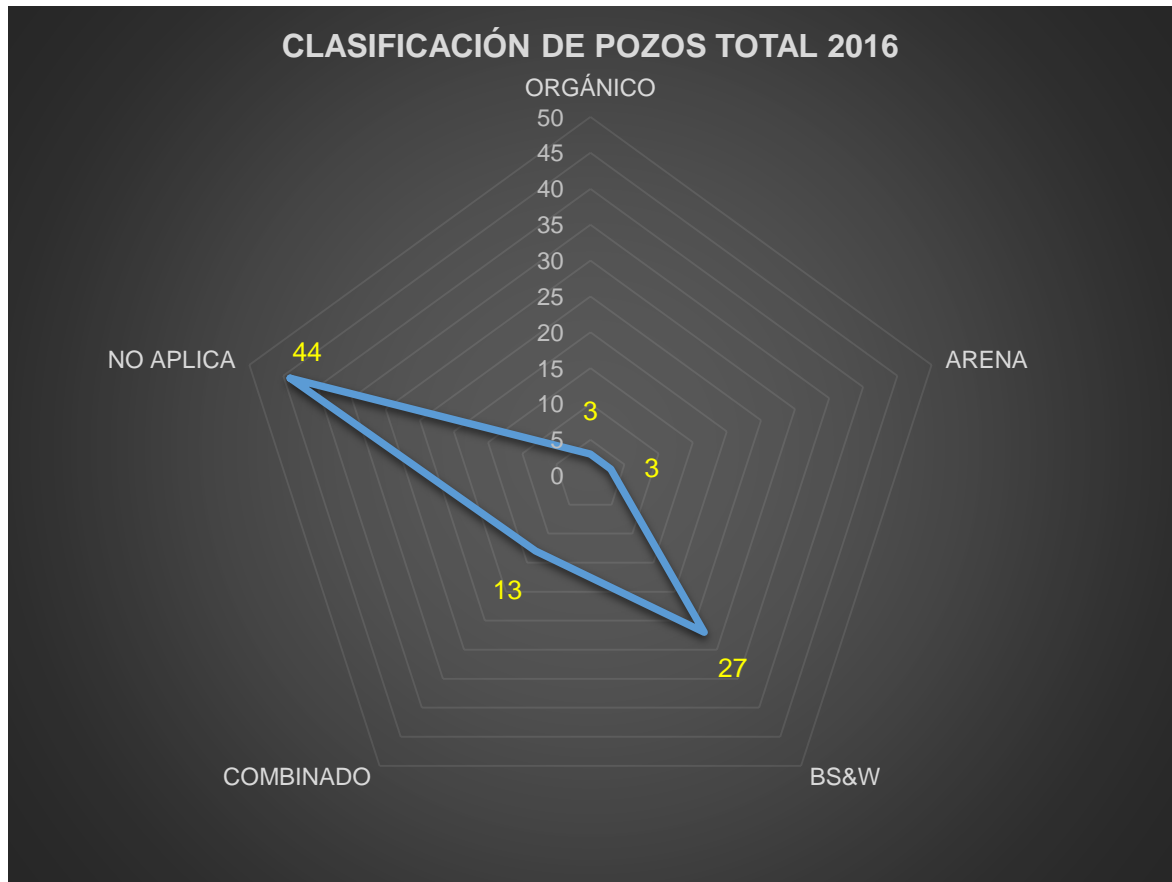
Una vez se ha realizado la clasificación de los pozos de acuerdo al daño, se tendrán en cuenta aquellos pozos que han tenido servicios para limpiar material orgánico depositado. La clasificación desde el año 2014 a 2016 indica que se tienen 21 pozos que incluyen aquellos con daño orgánico y así como los que presentaron un efecto combinado sin importar con cuál otro estuviese asociado.

Figura 31. Clasificación de pozos 2015



Fuente: Autor

Figura 32. Clasificación de pozos 2016



Fuente: Autor

Dichos pozos incluyen la totalidad de la selección sin tener en cuenta, como se mostró en el análisis de los casos de éxito, los que ya han tenido un tratamiento químico. En ese orden de ideas es necesario no contabilizar los pozos ya tratados por lo que la selección inicial de pozos afectados por deposición de material orgánico es de 15 pozos.

Figura 33. Clasificación de pozos combinados 2016



Fuente: Autor

6.2. CONSTRUCCIÓN DE CURVAS IPR

Antes de iniciar la sección de construcción de las curvas IPR, se realizó la revisión de la existencia de la prueba SARA para cada uno de los pozos de la sección de clasificación realizada anteriormente. Como resultado, el grupo de 15 pozos se reduce a 8 pozos que cuentan con dicha prueba.

Una vez se han revisado los servicios a pozo y se han clasificado cada uno de ellos, se inició la construcción de las curvas IPR. El histórico de las pruebas de pozo realizadas mensualmente y los registros de presión en el *wellbore* es parte

de la información necesaria, adicionalmente, se confirmaron las presiones del yacimiento para cada uno de los pozos, así como la presión de burbuja.

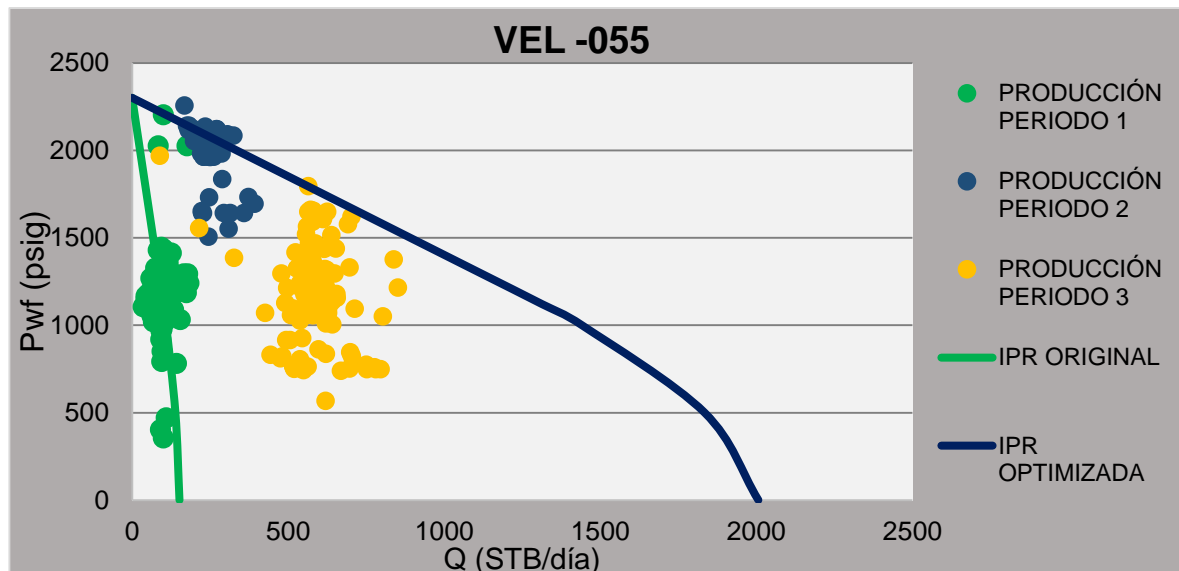
Analizar el comportamiento de los datos de presión, así como las pruebas realizadas en el mes, permite determinar la condición de producción del pozo en un determinado periodo. Las fechas en las que se han realizado intervenciones por diversos motivos, constituyen punto de partida en el tiempo que permiten observar cambios de producción e identificar posibles causas de acuerdo al historial del pozo.

En ese orden de ideas, se compilaron los datos mencionados anteriormente para cada pozo, haciendo uso del software Microsoft Excel se graficó la presión versus el caudal de fluido aportado por el pozo durante la prueba, como es requerido por el modelo de IPR. En el resultado se observó que los 8 pozos, en su mayoría, tienen similitud en el comportamiento de dañarse con el tiempo, recuperarse con los servicios y continuar esa tendencia.

A continuación, se presentan las curvas IPR de todos los pozos en las que se identifican las IPR original, optimizada y, en algunos casos, daño. Hacen referencia, respectivamente, al comportamiento a aquellos datos agrupados dentro de la producción inicial del pozo junto con otros servicios, la máxima IPR obtenida con la intervención del pozo y la IPR más baja debido al daño que tiene el pozo por los procesos que experimenta. Adicionalmente, se muestra una tabla con el resumen de la figura para cada periodo de producción indicando los servicios realizados. Cabe mencionar que limpieza de orgánicos hace referencia a la remoción de los mismos mecánicamente, es decir, haciendo uso de raspadores.

En la figura 34 los datos de producción en el primer periodo incluyen varios servicios realizados al pozo, pero los datos se ubican en el mismo lugar en color verde y son representados con la IPR en color verde. En el segundo periodo se caracteriza por mejorar la productividad y con esos datos se construye la mejor curva de aporte del pozo. Finalmente, los puntos en naranja representan la producción después de ser intervenido y limpiado.

Figura 34. Curvas IPR pozo VEL-055



Fuente: Autor

Tabla 53. Resumen figura 34

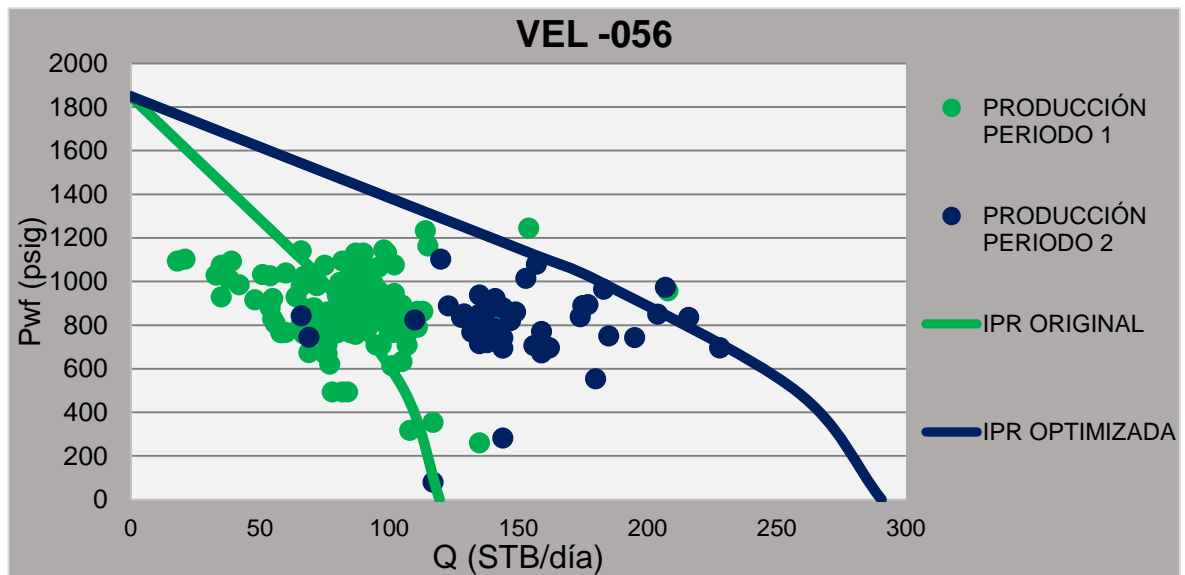
PERIODO	COLOR	SERVICIO (S)	COMENTARIOS
1	Verde	Producción original, limpieza de orgánicos y limpieza con solvente	Inicio productivo del pozo y servicios

2	Azul	Limpieza de orgánicos y limpieza con solvente	Datos para curva IPR optimizada
3	Naranja	Limpieza de orgánicos	Tendencia a daño

Fuente: Autor

La figura 35 muestra dos periodos, el primero en color verde que representa toda la producción del pozo antes de cualquier intervención mientras que en el segundo se realizan dos limpiezas que mejoran la producción durante determinado tiempo aunque se observa que nuevamente empieza a retornar a los valores iniciales.

Figura 35. Curvas IPR pozo VEL-056



Fuente: Autor

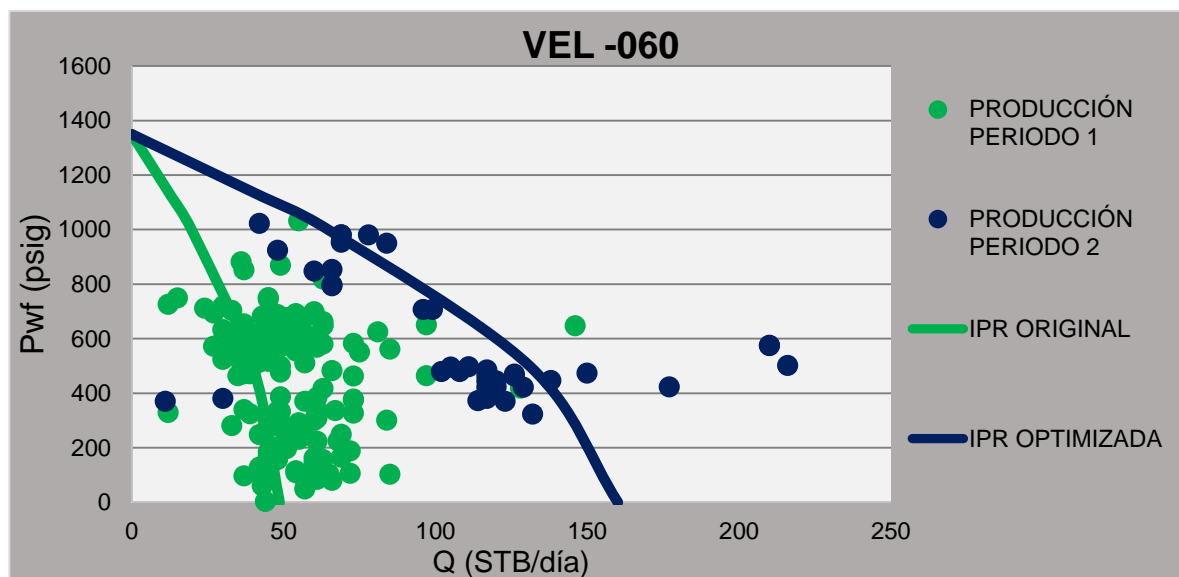
Tabla 54. Resumen figura 35

PERIODO	COLOR	SERVICIO (S)	COMENTARIOS
1	Verde	Producción original	Inicio productivo del pozo
2	Azul	Limpieza de orgánicos y limpieza de arena	Datos para curva IPR optimizada

Fuente: Autor

La figura 36 guarda similitud con la anterior, tiene dos periodos que incluyen uno en verde con la producción inicial y una intervención, la dispersión muestra que en determinados momentos la presión cayó lo suficiente siguiendo la tendencia de la IPR. Por otra parte, cuando los perforados fueron limpiados de arena, la mejora fue notable y sirvió para construir la curva optimizada.

Figura 36. Curvas IPR pozo VEL-060



Fuente: Autor

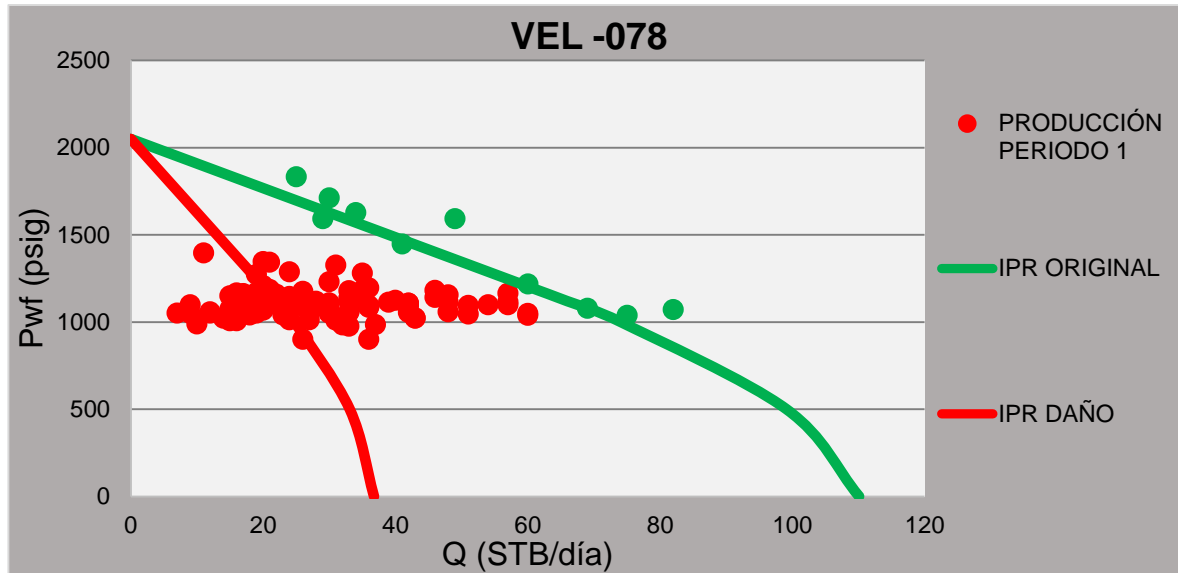
Tabla 55. Resumen figura 36

PERIODO	COLOR	SERVICIO (S)	COMENTARIOS
1	Verde	Producción original, limpieza de orgánicos	Inicio productivo del pozo con datos asociados al daño
2	Azul	Limpieza de arena	Curva IPR optimizada

Fuente: Autor

En la figura 37 es importante mencionar que se tiene un periodo de producción con la producción original y limpieza de orgánicos en color rojo, sin embargo, los puntos verdes hacen parte de la producción del pozo antes de ser intervenido con el comportamiento mostrado en dichos puntos. El objetivo de tener un color diferente es mostrar el aporte máximo que pudo tener el pozo originalmente, aunque los puntos se encuentran en el mismo periodo de producción considerado para la nube de puntos en rojo.

Figura 37. Curvas IPR pozo VEL-078



Fuente: Autor

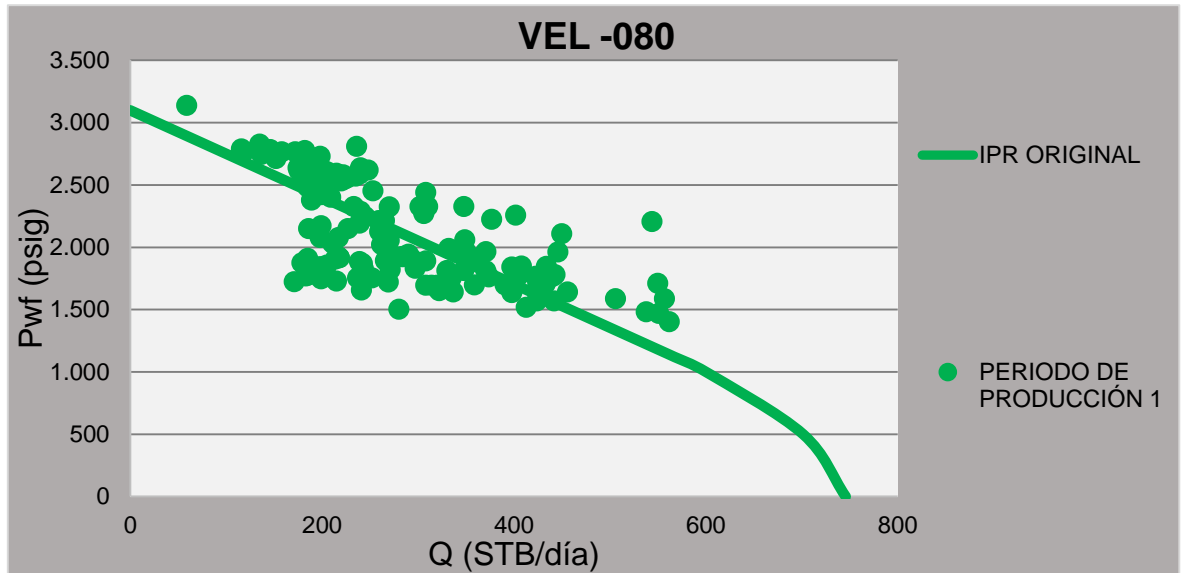
Tabla 56. Resumen figura 37

PERIODO	COLOR	SERVICIO (S)	COMENTARIOS
1	Rojo	Producción original, limpieza de orgánicos	Inicio productivo del pozo con datos asociados al daño

Fuente: Autor

La figura 38 muestra el comportamiento del pozo VEL-080 en el cual desde su inicio de producción hasta la fecha se ha realizado una limpieza orgánica. Durante el periodo graficado se observa que el comportamiento del pozo es cercano a la curva IPR que se muestra en el mismo color.

Figura 38. Curvas IPR pozo VEL-080



Fuente: Autor

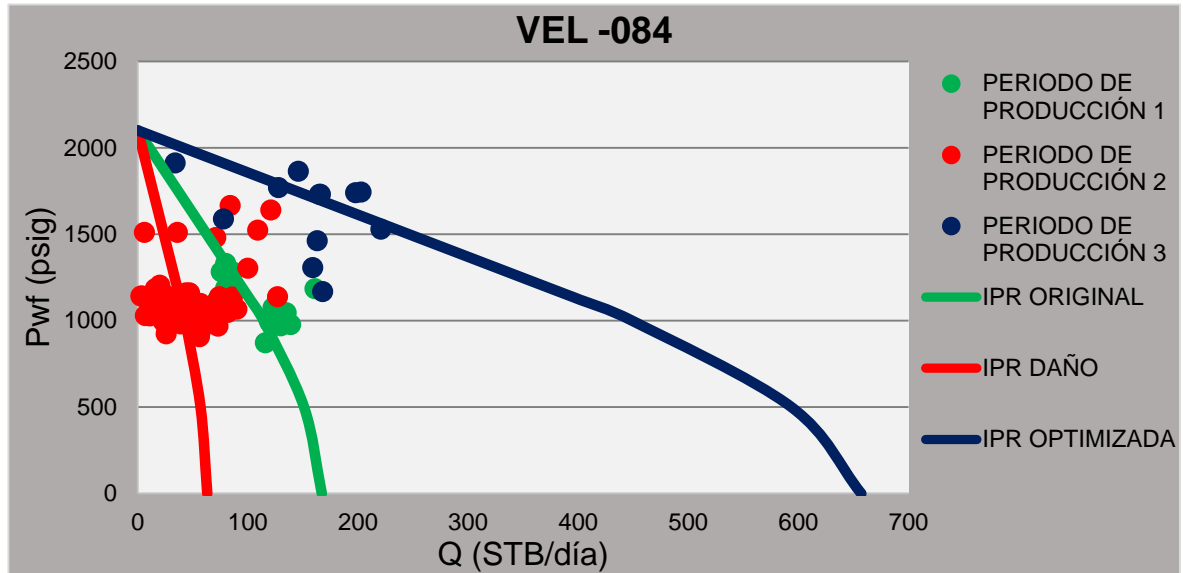
Tabla 57. Resumen figura 38

PERIODO	COLOR	SERVICIO (S)	COMENTARIOS
1	Verde	Producción original, limpieza orgánica	Inicio productivo del pozo con datos asociados al daño

Fuente: Autor

La figura 39 tiene tres periodos analizados. El primero en color verde con el que se construyó la IPR de la producción inicial, posteriormente el pozo empieza a dañarse y recibe dos limpiezas que deja la nube de puntos en el mismo lugar. Finalmente se realiza una limpieza de orgánicos que mejora la productividad y es a partir de los puntos azules que se construye la curva optimizada.

Figura 39. Curvas IPR pozo VEL-084



Fuente: Autor

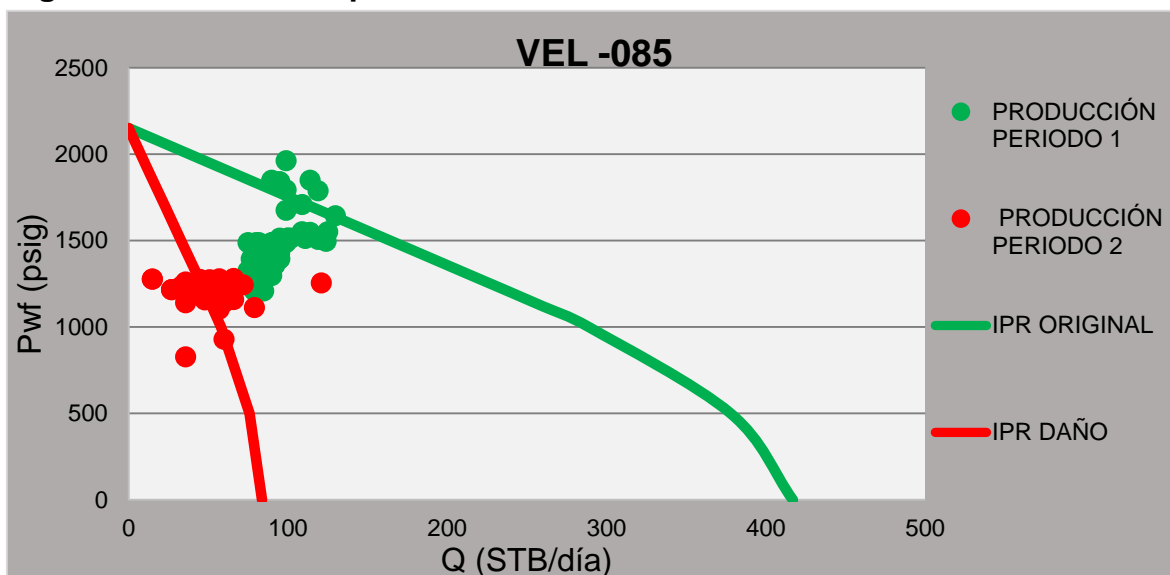
Tabla 58. Resumen figura 39

PERIODO	COLOR	SERVICIO (S)	COMENTARIOS
1	Verde	Producción original	Inicio productivo del pozo con datos asociados al daño
2	Rojo	Producción original, limpieza de orgánicos, limpieza de arena	Datos asociados a daño
3	Azul	Limpieza orgánica	Optimización de la producción luego del servicio

Fuente: Autor

La figura 40 tiene dos periodos de producción. El primero en verde con los datos iniciales que permite la construcción de la IPR original y que con el tiempo muestra la tendencia al daño. Posteriormente se realiza una limpieza de orgánicos que termina por llevarlo al punto que muestra la nube de puntos.

Figura 40. Curvas IPR pozo VEL-085



Fuente: Autor

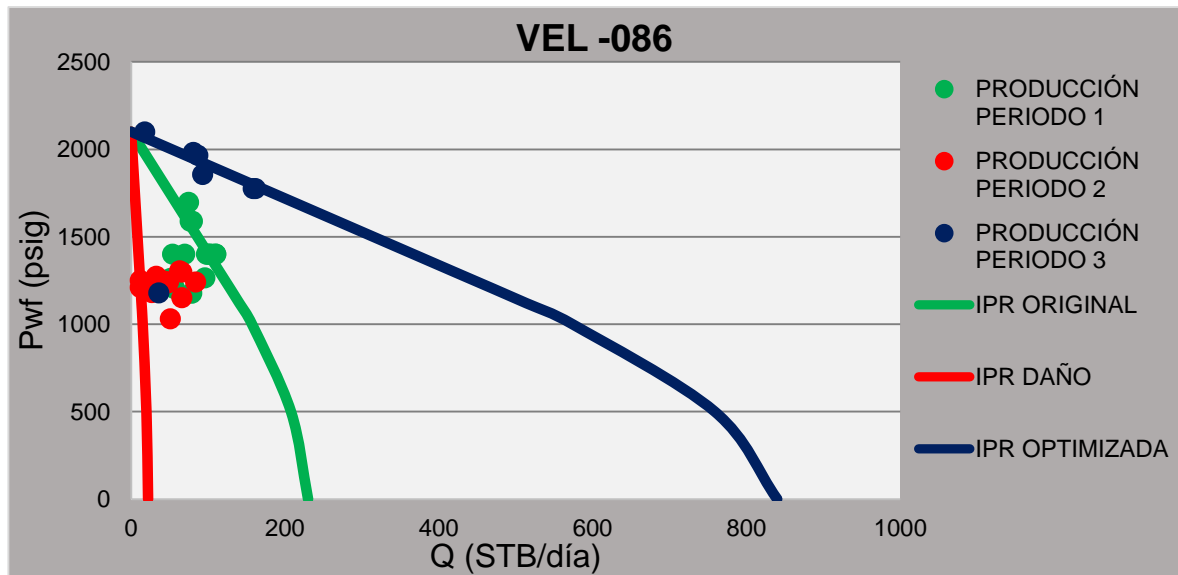
Tabla 59. Resumen figura 40

PERIODO	COLOR	SERVICIO (S)	COMENTARIOS
1	Verde	Producción original	Inicio productivo del pozo con

			tendencia a daño
2	Rojo	Limpieza de orgánicos	Datos asociados a daño

Fuente: Autor

Figura 41. Curvas IPR pozo VEL-086



Fuente: Autor

Tabla 60. Resumen figura 41

PERIODO	COLOR	SERVICIO (S)	COMENTARIOS
1	Verde	Producción original	Inicio productivo del pozo con tendencia a daño
2	Rojo	Limpieza de orgánicos	Datos asociados a daño

3	Azul	Fracturamiento	Aumento en producción y optimización de la curva
---	------	----------------	--

Fuente: Autor

La figura del pozo VEL-086 tiene tres periodos que se diferencian notablemente. El primero es la producción inicial del pozo de la que se construye la curva IPR verde. Sin embargo, la tendencia del pozo es a dañarse por lo que un segundo periodo se encuentra en rojo que incluye una limpieza, se esperaría que la producción mejorara pero se mantiene en el mismo punto. Finalmente, se decide realizar un fracturamiento al pozo que mejora considerablemente la productividad de igual forma que la curva por lo que es la IPR optimizada.

El análisis de las curvas IPR de cada pozo permite conocer el estado en el que se encuentra uno. Los procesos que han experimentado y las respuestas que han tenido a eventos durante su vida productiva muestran en todos los casos que, como es normal, tienen la tendencia a dañarse con el paso del tiempo debido a diversos factores como la presencia de orgánicos que afectan la capacidad de entrega del yacimiento. De esta forma se corrobora el requerimiento de estos pozos para ser estimulados, para ello en la siguiente sección se evaluará la estabilidad del fluido proveniente del pozo, es decir petróleo, haciendo uso de la prueba SARA y las relaciones de estabilidad.

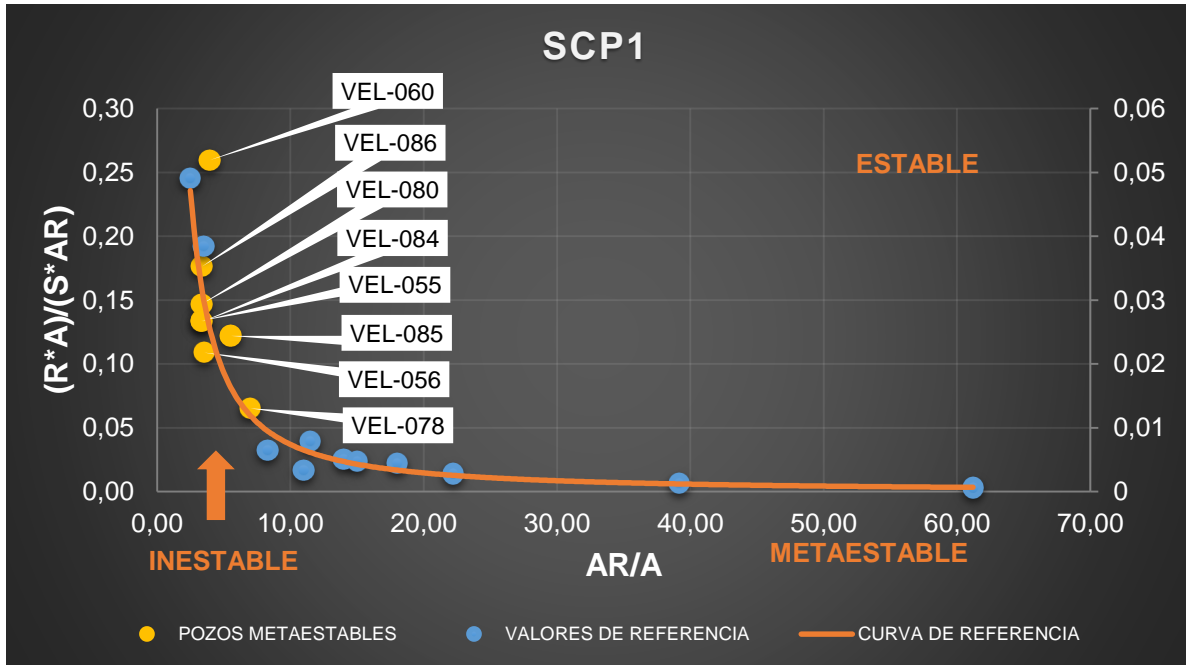
6.3. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS MEDIANTE LA PRUEBA SARA

La selección de los pozos llega al análisis de la estabilidad del fluido de los pozos para ello, como se mencionó anteriormente, se revisó la existencia de la prueba para cada uno de los pozos. Anteriormente se presentaron los ocho pozos de los cuales serán seleccionados los candidatos idóneos para recibir el tratamiento de estimulación.

A continuación, se presentarán las curvas de *stability cross plot (SCP)* representada en las figuras 42, 43 44 y 45, índice de inestabilidad coloidal representada en la figura 46 y Stankiewicz representada en la figura 47. Por medio de estas gráficas se determinará la estabilidad del petróleo del pozo. Además, se presentará la figura 48 que muestra el índice de inestabilidad coloidal y la relación Resina/Asfalteno. Finalmente se presentará un resumen de los resultados cualitativos de estabilidad que proporcionan los métodos para realizar la selección de los pozos. Cada método establece límites a partir de los que se determina si su estado es estable, metaestable o inestable.

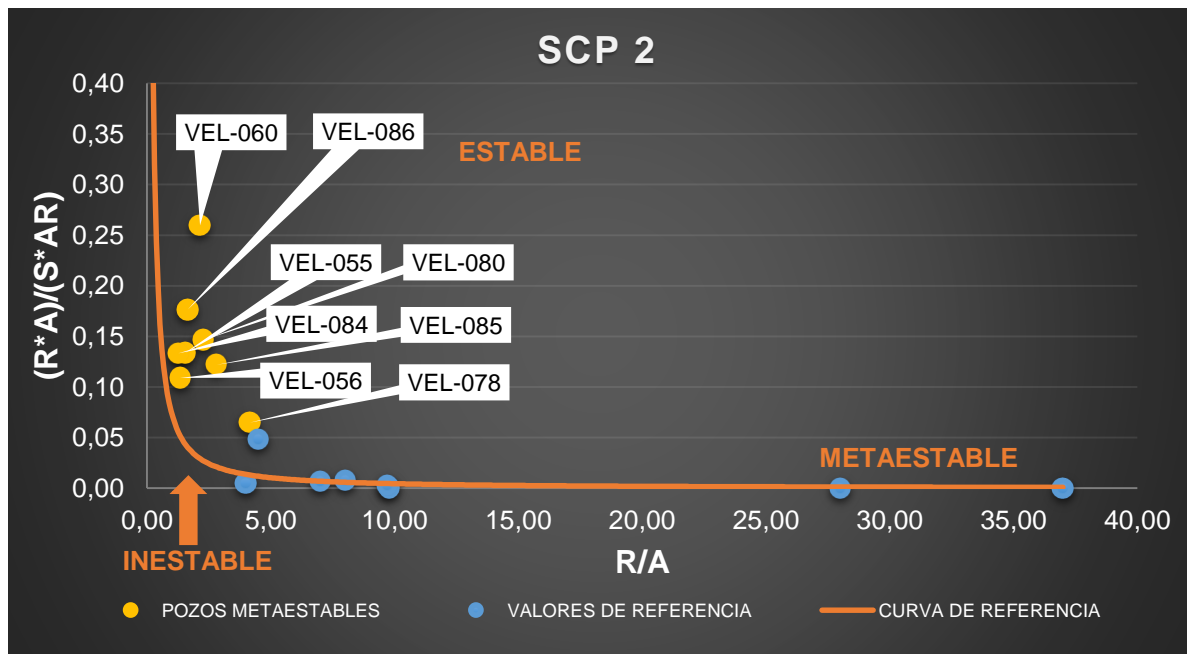
6.3.1. SCP este método consiste en cuatro gráficas que proporcionan un concepto cualitativo de las relaciones matemáticas usadas y que son graficadas.

Figura 42. SCP1



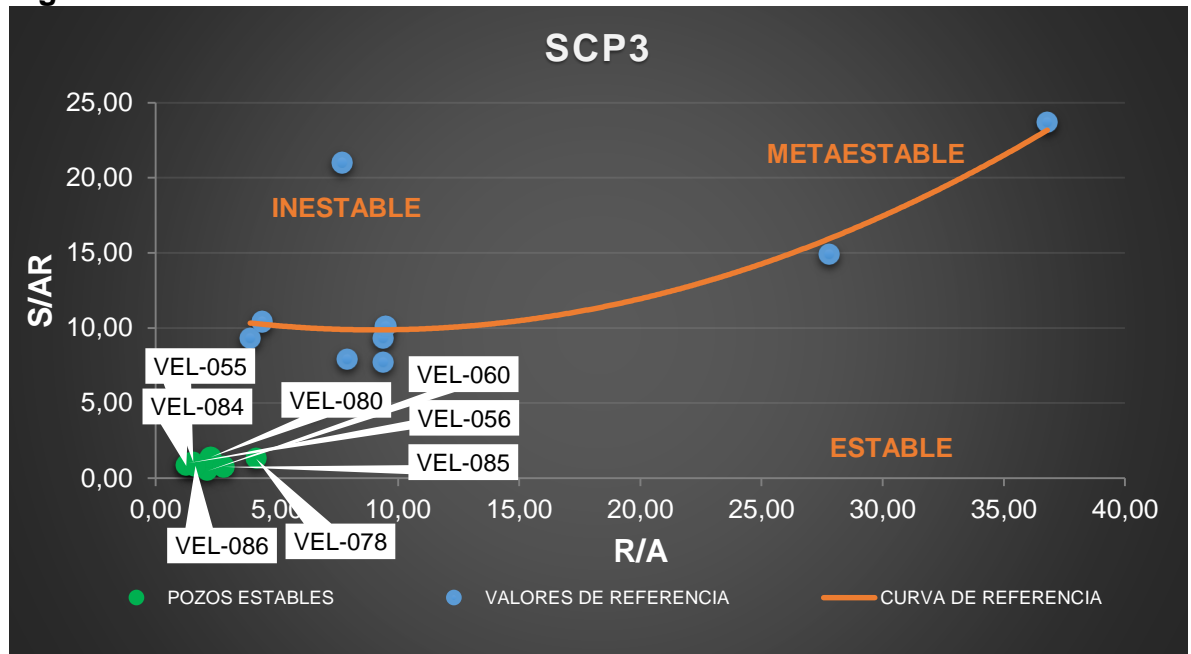
Fuente: Autor

Figura 43. SCP2



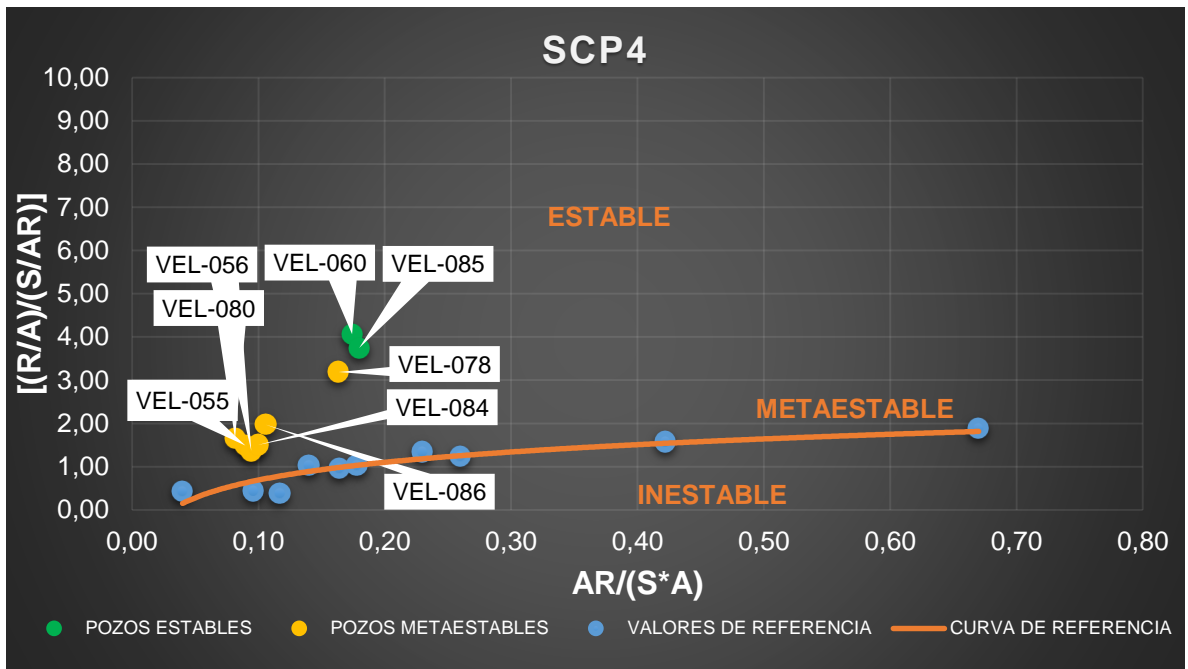
Fuente: Autor

Figura 44. SCP3



Fuente: Autor

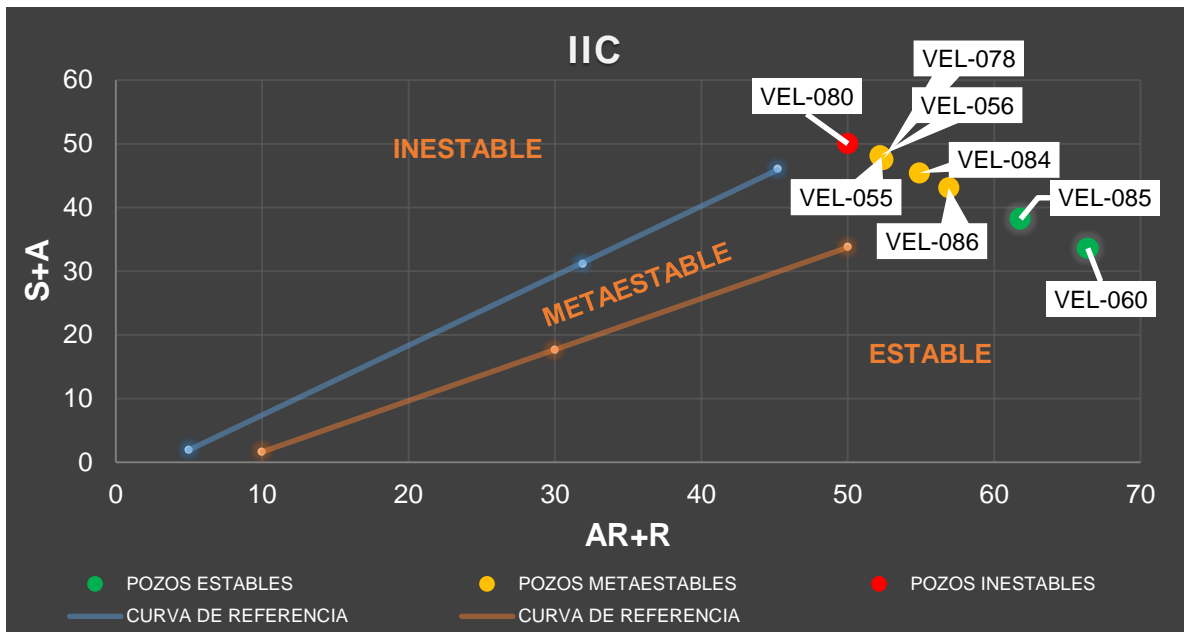
Figura 45. SCP4



Fuente: Autor

6.3.2. Índice de inestabilidad coloidal

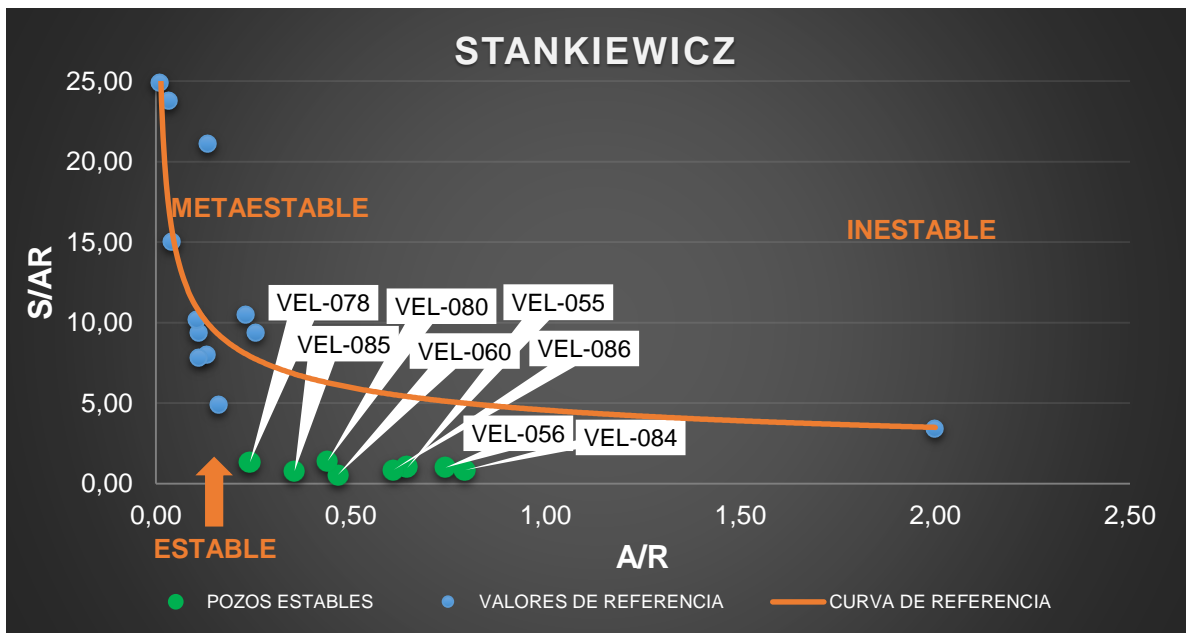
Figura 46. IIC



Fuente: Autor

6.3.3. Stankiewicz

Figura 47. Curva Stankiewicz

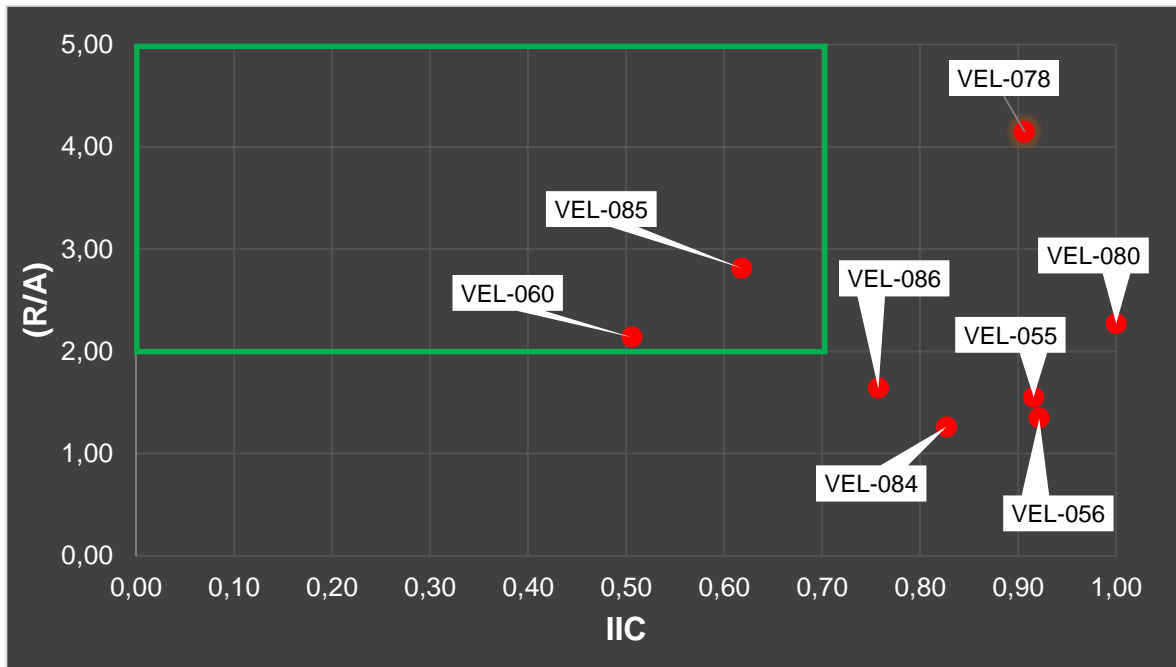


Fuente: Autor

6.3.4. (R/A) vs IIC en la figura 48 se puede apreciar la distribución de los pozos en la gráfica de acuerdo al índice de inestabilidad coloidal calculado y la relación resina asfalteno. En este caso, la selección de los pozos estará determinada dos condiciones. La primera es que el índice de inestabilidad coloidal se encuentre en un valor menor a 0.7 y la relación resina-asfalteno se encuentre en un valor mayor a 2.

Las condiciones anteriormente mencionadas son determinadas exclusivamente por Mansarovar Energy Colombia de acuerdo a la experiencia de campo en los casos aplicados.

Figura 48. (R/A) vs IIC



Fuente: Autor

La tabla 61 resume los resultados de las gráficas para cada pozo que, con la gráfica que relaciona (R/A) vs IIC, comprueba que los pozos que cumplen con las condiciones y resultan estables son VEL 060 y VEL-085

Finalmente es necesario mencionar que el alcance de este proyecto llega hasta la selección de los pozos mediante los métodos de análisis de estabilidad haciendo uso de la prueba SARA. Posteriormente dichos pozos serán presentados a Mansarovar Energy Colombia, de modo que se complete la ejecución de la metodología con la determinación de los mejores intervalos a estimular haciendo uso de los registros del pozo.

Tabla 61. Resumen relaciones de estabilidad.

POZO/M ÉTODO	SCP1	SCP2	SCP3	SCP4	IIC	STANKIE WICZ
VEL-055	Metaestable	Metaestable	Estable	Metaestable	Metaestable	Estable
VEL-056	Metaestable	Metaestable	Estable	Metaestable	Metaestable	Estable
VEL-060	Metaestable	Metaestable	Estable	Estable	Estable	Estable
VEL-078	Metaestable	Metaestable	Estable	Metaestable	Metaestable	Estable
VEL-080	Metaestable	Metaestable	Estable	Metaestable	Inestable	Estable
VEL-084	Metaestable	Metaestable	Estable	Metaestable	Metaestable	Estable
VEL-085	Metaestable	Metaestable	Estable	Estable	Estable	Estable
VEL-086	Metaestable	Metaestable	Estable	Metaestable	Metaestable	Estable

Fuente: Autor

7. CONCLUSIONES

Se realizó la revisión de los registros históricos de servicio a pozos productores de Campo Velásquez que presentan o han presentado problemas por depositación orgánica, de dicha revisión fueron escogidos un total de 15 pozos con los que se inició el proceso de selección que, una vez concluido, puedan ser propuestos como candidatos a estimulación con el tratamiento químico.

Se evaluaron los 15 pozos de acuerdo a su prueba SARA por lo que la lista pasó de 15 a 8 pozos para los cuales se construyeron las curvas IPR que permitieron establecer que los pozos tienden a dañarse con el tiempo por lo que la producción disminuye y se hace necesario implementar la estimulación química.

El análisis de las curvas conllevó a conocer la estabilidad de cada uno de los pozos, para ellos se usó su prueba SARA y los métodos cualitativos SCP, Índice de Inestabilidad Coloidal y Stankiewicz. Estos permitieron seleccionar los pozos VEL-060 y VEL-085 como candidatos para recibir el tratamiento químico que permita mejorar sus condiciones de producción y genere mayor rentabilidad a la empresa.

Se compararon los tratamientos implementados por la compañía Mansarovar así como tratamiento de otras tres compañías realizadas en el mismo campo y se determinó que el mejor tratamiento aplicado en Campo Velásquez fue el del pozo VEL-024 por parte de la empresa Mansarovar Energy Colombia con VPN de USD 1.877.935 y RBC de 7,73.

Los pozos VEL-024 y VEL-081 son, de acuerdo a las tendencias mostradas (fluido, crudo, BS&W), los dos únicos casos económicamente viables para el tratamiento con disolvente aditivado según las condiciones propuestas en este trabajo. A pesar del incremento en el IP, las intervenciones resultan con valores negativos debido a que los incrementales de crudo de los pozos no fueron suficientes.

La metodología de selección de pozos incluye la revisión de archivos de servicios para establecer la clasificación de pozos por daño, posteriormente se realiza la construcción de las curvas IPR para conocer el estado del pozo, luego se determina su estabilidad por los métodos cualitativos SCP, Índice de Inestabilidad Coloidal y Stankiewicz y finalmente se analizan sus registros para determinar las mejores zonas a estimular.

8. RECOMENDACIONES

Realizar la prueba SARA a los pozos que no cuentan con este recurso debido a que es indispensable a la hora de realizar el análisis de estabilidad del fluido, siendo una herramienta importante tanto para los pozos que tienen problemas orgánicos como para los que no lo tienen, pero en el futuro pudieran verse afectados

Realizar un diagnóstico de la producción de los intervalos abiertos para los pozos con cambios drásticos en su BS&W que permita establecer cuál o cuáles resultan problemáticas con la inyección del tratamiento y, de esta forma, tomar la mejor decisión que beneficie la producción del pozo y la rentabilidad del proyecto

Realizar una caracterización química y espectroscópica a los depósitos orgánicos que permita identificar las fracciones del petróleo presente, su interacción y la incidencia sobre la precipitación de orgánicos.

9. BIBLIOGRAFÍA

AHMED, Tarek. Equation of State and PVT Analysis. Houston.: Gulf Publishing Company, 2007. 457-502 p. ISBN 1-933762-03-9.

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 4 ed. Burlington.: Elsevier, 2010. 75 p. ISBN 978-1-85617-803-7.

AKBARZADEH, Kamran, et al. Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. Oilfield Review [En línea]. 2007, 36, vol. 19, nro. 2. [consultado 8 mar., 2017] Disponible en: <
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/aut07/p2_2_43.pdf>

ALIAN, Sima, et al. Organic Deposition: From Detection and Laboratory Analysis to Treatment and Removal. [En línea]. [Yakarta, Indonesia]: Society of Petroleum Engineers, oct. 2013 [consultado 13 may., 2017]. Disponible en: <
https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-165912-MS?sort=&start=0&q=165912&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#>

AL-QASIM, Abdulaziz; BUBSHAIT, Ahmed. Asphaltenes: What Do We Know So Far. [En línea]. [Bakersfield, Estados Unidos]: Society of Petroleum Engineers, abr. 2017 [consultado 10 may., 2017]. Disponible en: <
<https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-185690->

MS?sort=&start=0&q=185690&from_year=&peer_reviewed=&published_betwe
en=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#Z>

AL-YAARI, Mohammed. Paraffin Wax Deposition: Mitigation and Removal
Techniques. [En línea]. [Dhahran, Arabia Saudita]: Society of Petroleum
Engineers, mar. 2011 [consultado 16 may,. 2017]. Disponible en:
<[https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-155412-
MS?sort=&start=0&q=155412&from_year=&peer_reviewed=&published_betwe
en=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#>](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-155412-MS?sort=&start=0&q=155412&from_year=&peer_reviewed=&published_betwe
en=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#>)

ANCHEYTA, Jorge, et al. Methods for determining asphaltene stability in crude
oils. *Fuel*. 2017, nro 188. p. 530-543. ISSN 0016-2361

ARIZA, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas
en el crudo del campo colorado. Tesis de maestría Bucaramanga.: Universidad
Industrial de Santander. 2008. 30-44 p.

ASOMANING, Samuel. Test Methods for Determining Asphaltene Stability in
Crude Oils. *Petroleum Science and Technology*. 2003, Nro 21. p. 581-590.
ISSN 1091-6466

BARKER, K. M.; WAUGH, K. L. y NEWBERRY, M. E. Cost-Effective Treatment
Programs for Paraffin Control. [En línea]. [Oklahoma, Estados Unidos]: Society
of Petroleum Engineers, mar. 2003 [consultado 8 may,. 2017]. Disponible en: <
<https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-80903->

MS?sort=&start=0&q=80903&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#>

BOTERO, Franklin y MARTÍNEZ, Mónica. Evaluación de la baja productividad de las campañas 2007-2008 en la parte noroccidental del campo Velásquez. Tesis de pregrado Bogotá DC.: Fundación Universidad de América. 2009. 140-141 p.

BOYUN, Guo; LYONS, William y GHALAMBOR, Ali. Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach. Lafayette.: Elsevier, 2007. 43 p. ISBN 0750682701.

CIVAN, Faruk. Reservoir Formation Damage. 2 ed. Oxford.: Elsevier, 2007. 477-479 p. ISBN 978-0-7506-7738-7

ECONOMIDES, Michael; HILL, Daniel y EHLIG-ECONOMIDES, Christine. Petroleum Production Systems. Nueva Jersey.: Prentice Hall, 1994. 50-54 p. ISBN 0-13-658683-X.

KHALEEL, Aisha, et al. On the Prediction, Prevention, and Remediation of Asphaltene Deposition. [En línea]. [Abu Dhabi, UAE]: Society of Petroleum Engineers, nov. 2015 [consultado 12 may.,. 2017]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-177941-MS?sort=&start=0&q=177941&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#>

MANSOORI, Ali. Remediation of Asphaltene and Other Heavy Organic Deposits in Oil Wells and Pipelines. [En línea]. [Estados Unidos]: ReserchGate, ene. 2010 [consultado 13 may,. 2017]. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/236843886_Remediation_of_Asphaltene_and_other_Heavy_Organic_Deposits_in_Oil_Wells_and_in_Pipelines>

PATIÑO, Juan. Un Modelo de Daño de Formación por Precipitación de Componentes Parafínicos de un Fluido de Yacimiento. Tesis de maestría Medellín.: Universidad Nacional de Colombia. 2015. 32-57 p.

RATULOWSKI, John; AHMED, Hammami. Precipitation and Deposition of Asphaltenes in Production Systems: A Flow Assurance Overview. En: MULLINS, Oliver, et al. *Asphaltenes, Heavy oil and Petroleomics*. Nueva York.: Springer Science+Business Media, 2007. p. 617-660. ISBN 0-387-31734-1.

ROBERTS, Peter. Ultrasonic Removal of Organic Deposits and Polymer Induced Formation Damage. [En línea]. [Lafayette, Estados Unidos]: Laboratorio Nacional Los Alamos, feb. 1996 [consultado 17 may,. 2017]. Disponible en: <<http://lib-lanl.gov/la-pubs/00329332.pdf>>

RODRÍGUEZ, Mayra y SANDOVAL, Zayra. Determinación de la envolvente de precipitación de asfaltenos para un crudo extrapesado por medio de simulación numérica. Tesis de pregrado Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. 2015. 27 p.

TUNG, Nguyen, et al. Studying the Mechanism of Magnetic Field Influence on Paraffin Crude Oil Viscosity and Wax Deposition Reductions. [En línea]. [Yakarta, Indonesia]: Society of Petroleum Engineers, abr. 2001 [consultado 18 may., 2017]. Disponible en: < https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-68749-MS?sort=&start=0&q=68749&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#>