

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL EMPAQUETAMIENTO REVESTIDO
CON GRAVA PARA EL CONTROL DE ARENA DEL POZO T1 DEL CAMPO LA
CIRA INFANTAS**

**ANA MARÍA ARMENTA OSPINA
MANUEL ESTEBAN NIÑO ACOSTA**

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

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL EMPAQUETAMIENTO REVESTIDO
CON GRAVA PARA EL CONTROL DE ARENA DEL POZO T1 DEL CAMPO LA
CIRA INFANTAS**

**ANA MARÍA ARMENTA OSPINA
MANUEL ESTEBAN NIÑO ACOSTA**

**Proyecto Integral de Grado para optar por el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
IVÁN CAMILO GÓMEZ MALAGÓN
Ingeniero de Petróleos**

**Orientador
JUAN DAVID RENGIFO MEDINA
Ingeniero de Petróleos**

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

Nota de aceptación

Ingeniero Juan David Rengifo Medina

Ingeniero Nadim Escaño

Ingeniero Jorge Luís Ramos

Bogotá, febrero de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

“Principalmente le dedico este proyecto a Dios quien es mi fuerza y quien me guía en todos los aspectos de mi vida. A mis padres, Mariela y Wilfrido, por las oportunidades que me han regalado, por sus consejos y palabras de aliento, por su apoyo incondicional. A mis hermanos Juan Carlos y Andrea Paola, por sus enseñanzas y ser mi ejemplo a seguir. A mi compañero y amigo Manuel por su paciencia, entrega y compinchería. A la memoria de ese angelito quien siempre estará en mi mente y corazón.”

Ana María Armenta Ospina.

“Dedico esto a Dios por permitirme llegar a la culminación de mi carrera profesional, a mi Madre Eva Esther Acosta por su apoyo incondicional, a mi hermano Alex y a mi Padre Manuel Fernando Niño que me cuida y me guía desde el cielo. A mi compañera y amiga Ana María Armenta por su paciencia y apoyo durante este proceso.”

Manuel Esteban Niño Acosta.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a la Fundación Universidad de América y cada uno de los docentes participantes en nuestra formación como profesionales por transmitir sus conocimientos a lo largo de nuestra carrera universitaria.

A la empresa Occidental de Colombia, especialmente al Ingeniero de Petróleos y director del proyecto IVÁN CAMILO GÓMEZ MALAGÓN, por haber aportado su experiencia, conocimiento, tiempo, disposición y colaboración para el desarrollo del proyecto.

A nuestro orientador JUAN DAVID RENGIFO, quien siempre tuvo la mejor disposición para colaborarnos en el momento que fuese necesario, por su conocimiento, recomendaciones y aportes al proyecto.

A la Ingeniera Geóloga ROSA PARRA, por su conocimiento, orientación en los aspectos geológicos y calidez humana.

Al asesor OSCAR OSWALDO GONZÁLEZ PEÑA, por su orientación en los aspectos financieros.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVOS	25
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	26
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	26
1.2 LOCALIZACIÓN	27
1.3 MARCO GEOLÓGICO	29
1.3.1 Columna estratigráfica	29
1.3.2 Estratigrafía	31
1.3.2.1 Formación Girón	31
1.3.2.2 Formación Tambor	31
1.3.2.3 Formación Rosablanca	31
1.3.2.4 Formación Paja	31
1.3.2.5 Formación Tablazo	32
1.3.2.6 Formación Simití	32
1.3.2.7 Formación La Luna	32
1.3.2.8 Formación Umir	32
1.3.2.9 Formación Lisama	33
1.3.2.10 Formación La Paz	33
1.3.2.11 Formación Esmeralda	33
1.3.2.12 Formación Mugrosa	33
1.3.2.13 Formación Colorado	34
1.3.2.14 Formación La Cira	34
1.3.2.15 Grupo Real	34
1.3.2.16 Formación La Mesa	34
1.3.3 Geología estructural	35
1.3.3.1 La Cira	35
1.3.3.2 Infantas	35
1.3.4 Geología del petróleo	36
1.3.4.1 Roca generadora	36
1.3.4.2 Roca reservorio	37
1.3.4.3 Migración	37
1.3.4.4 Sello	37
1.3.4.5 Trampa	38
1.4.1 Método de producción	38

1.4.2	Tiempo de producción	38
1.4.3	Número de pozos	39
1.4.4	Gráfica de producción acumulada	39
1.4.5	Características del yacimiento	40
2. CAUSAS Y EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS		41
2.1	CLASIFICACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	41
2.1.1	Transitoria	41
2.1.2	Continua	42
2.1.3	Catastrófica	42
2.2	CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	42
2.2.1	Grado de cementación	42
2.2.2	Reducción de presión de poro	43
2.2.3	Tasa de producción	43
2.2.4	Incremento en la producción de agua	44
2.3	EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	44
2.3.1	Acumulación en el fondo del pozo	45
2.3.3	Erosión de equipos de superficie y fondo	46
2.3.4	Disminución de la producción	46
3. MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA		48
3.1	MANTENIMIENTO Y WORKOVER	48
3.2	COMPLETAMIENTO SELECTIVO	48
3.3	MODIFICACIÓN DE LA TASA DE FLUJO	49
3.4	CONTROL MECÁNICO	49
3.4.1	Mallas enrolladas con alambre	50
3.4.2	Mallas Pre-empacadas	50
3.4.2.1	Malla Pre-empacada sencilla	51
3.4.2.2	Malla doble	51
3.4.2.3	Malla Slim-Pack	51
3.4.3	Mallas expandibles	52
3.4.4	Liner ranurado	53
3.4.5	Empaquetamiento con grava	54
3.4.5.1	Empaquetamiento con grava hueco abierto	54
3.4.5.2	Empaquetamiento revestido con grava	55
3.5	CONTROL QUÍMICO	60
3.6	CONTROL MECÁNICO-QUÍMICO	60
3.6.1	Fracturamiento y empaque	61

3.6.2 Empaque de grava con resinas químicas	61
4. GENERALIDADES DEL POZO T1	63
4.1 PERFORACIÓN	63
4.2 COMPLETAMIENTO	63
4.3 PRODUCCIÓN	66
4.4 INTERVENCIONES	68
5. DISEÑO DEL EMPAQUETAMIENTO REVESTIDO CON GRAVA	73
5.1 TIPOS DE MUESTRAS DE ARENA	73
5.1.1 Muestras producidas	73
5.1.2 Muestras de fondo de pozo	73
5.1.3 Muestras de pared	73
5.1.4 Muestras de núcleo	74
5.2 ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO	74
5.2.1 Análisis de Sieve	74
5.2.2 Criterio de selección de diseño	75
5.2.3 Especificaciones de la grava	77
5.3 ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO POZO T1	79
6. ANÁLISIS DEL USO DEL EMPAQUETAMIENTO REVESTIDO CON GRAVA EN EL POZO T1	85
6.1 ANÁLISIS NODAL DEL ESTADO ACTUAL DEL POZO T1	85
6.2 ANÁLISIS NODAL DEL POZO T1 CON EL EMPAQUETAMIENTO REVESTIDO CON GRAVA	87
6.3 SENSIBILIDADES ADICIONALES	91
6.3.1 Permeabilidad de la grava	91
6.3.2 Densidad de tiro	92
6.3.3 Diámetro de perforados	92
6.3.4 Velocidad de la bomba	92
6.4 PRODUCCIÓN DE ARENA	93
7. ANÁLISIS FINANCIERO	94
7.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	94
7.1.1 Escenario actual	94
7.1.2 Escenario propuesto	94
7.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	95
7.2.1 Escenario actual	95
7.2.2 Escenario propuesto	96
7.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	97
7.3.1 Flujo de caja	97

7.3.1.1 Escenario actual	97
7.3.1.2 Escenario propuesto	98
7.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	99
8. CONCLUSIONES	100
9. RECOMENDACIONES	102
BIBLIOGRAFÍA	103
ANEXOS	106

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de Localización del Campo La Cira Infantas, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.	28
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	30
Figura 3. Mapa estructural del Campo La Cira Infantas, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.	36
Figura 4. Erosión de la tubería por producción de arena.	46
Figura 5. Efectos de la producción de arena.	47
Figura 6. Completamiento Selectivo.	48
Figura 7. Arco estable alrededor de las perforaciones.	49
Figura 8. Malla enrollada con alambre.	50
Figura 9. Tipos de Mallas Pre-empacadas.	51
Figura 10. Malla expandible.	52
Figura 11. Liner ranurado.	53
Figura 12. Perfil general del empaquetamiento con grava.	54
Figura 13. Empaque con grava en hueco abierto.	55
Figura 14. Esquema del empaquetamiento revestido con grava.	56
Figura 15. Equipos para el completamiento del empaquetamiento revestido con grava.	59
Figura 16. Esquema fracturamiento y empaque.	61
Figura 17. Estado Mecánico inicial del Pozo T1.	64
Figura 18. Estado Mecánico del Pozo T1, febrero de 2017.	65
Figura 19. Cuadro de Krumbein y Sloss.	78
Figura 20. Longitud ocupada por la grava.	88

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Comportamiento histórico de la producción e inyección del Campo La Cira Infantas.	39
Gráfica 2. Producción acumulada de fluidos del Pozo T1.	66
Gráfica 3. Producción acumulada de crudo del Pozo T1.	67
Gráfica 4. Producción de agua acumulada del Pozo T1.	67
Gráfica 5. Comportamiento de la producción durante intervenciones 1 y 2.	70
Gráfica 6. Comportamiento de la producción durante intervenciones 3, 4 y 5.	71
Gráfica 7. Comportamiento de la producción durante intervenciones 6, 7, 8 y 9.	72
Gráfica 8. Análisis de Sieve.	75
Gráfica 9. Curvas del Análisis de Sieve.	80
Gráfica 10. Punto seleccionado para el estudio.	81
Gráfica 11. Granulometría representativa.	82
Gráfica 12. Diseño del empaquetamiento con grava.	84
Gráfica 13. Análisis nodal actual Pozo T1.	86
Gráfica 14. Análisis nodal para el sistema propuesto.	90
Gráfica 15. Flujo de caja escenario actual.	98
Gráfica 16. Flujo de caja escenario propuesto.	98

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Características del yacimiento y del fluido producido.	40
Tabla 2. Tipos de roca según la resistencia mecánica.	43
Tabla 3. Ventajas y desventajas del empaquetamiento revestido con grava.	57
Tabla 4. Intervenciones Pozo T1.	69
Tabla 5. Tamaño de grava a utilizar dependiendo el tamaño de arena de la formación según distintos autores.	76
Tabla 6. API RP58, especificaciones de grava a utilizar en el empaquetamiento con grava.	77
Tabla 7. Muestras de núcleo Pozo T1.	79
Tabla 8. Resultados análisis de Sieve.	79
Tabla 9. Coeficientes de uniformidad.	80
Tabla 10. Valores de la Curva promedio representativa de la arena de formación y línea tendencia de grava.	83
Tabla 11. Tamaño de grava disponible en el mercado.	84
Tabla 12. Datos iniciales para el análisis nodal.	85
Tabla 13. Datos análisis nodal actual.	86
Tabla 14. Parámetros obtenidos del análisis nodal para el Pozo T1.	87
Tabla 15. Sensibilidad inicial.	88
Tabla 16. Datos análisis nodal empaquetamiento revestido con grava.	89
Tabla 17. Parámetros obtenidos del análisis nodal con el empaquetamiento revestido con grava.	90
Tabla 18. Sensibilidad de la permeabilidad de la grava.	91
Tabla 19. Resultados sensibilidad densidad de tiro.	92
Tabla 20. Resultados sensibilidad diámetro de perforados.	92
Tabla 21. Sensibilidad velocidad de la bomba.	93
Tabla 22. Costo empaquetamiento revestido con grava.	95
Tabla 23. Costos de operación (OPEX).	95
Tabla 24. Costos de operación escenario actual.	96
Tabla 25. Costos de operación escenario propuesto.	96

LISTA DE ABREVIATURAS

%	Porcentaje
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
AOF	Tasa máxima de líquido
BFPD	Barriles de fluido por día
BOP	Preventor de reventones
BOPD	Barriles de petróleo por día
BPD	Barriles por día
BWPD	Barriles de agua por día
CBL	Registro de adherencia del cemento
CCL	Registro de localización de los collares
Co₂	Dióxido de carbon
GR	Registro Gamma Ray
H₂S	Ácido sulfhídrico
in	Pulgadas
IPR	Índice de productividad
Km	Kilómetro
md	Milidarcy
MD	Profundidad medida
Mm	Milímetro
PCP	Bombeo de cavidades progresivas
ppg	Libras por galón
ppm	Partes por millón
PSIG	Libras por pulgada cuadrada
PVT	Presión, volumen, temperatura
Pwf	Presión de fondo fluyente
spf	Densidad de tiro
spm	Strokes por minuto
TD	Profundidad total
TOC	Carbón orgánico total
TVD	Profundidad vertical verdadera
VDL	Registro de densidad variable
VLP	Curva de demanda

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: serie de condiciones físicas, químicas y geológicas bajo las cuales un estrato es constituido. Es un punto geográfico en el cual se acumulan sedimentos y tiene características físicas, químicas y biológicas diferentes a las zonas cercanas.

AMBIENTE CONTINENTAL: hace referencia al punto geográfico en donde los sedimentos se acumularon sobre la superficie continental y están dominados por la erosión y deposición por corrientes, siendo altamente influenciados por el clima. Pueden ser subdivididos en glaciares, eólicos, fluviales y lacustres.

AMBIENTE DELTAICO: estos ambientes se localizan en desembocaduras fluviales, en especial de ríos y allí se descarga la mayor parte de sedimento transportado. Su formación y características morfológicas dependen de la cantidad de sedimentos aportados por el río, grado de dispersión en la desembocadura y de los mecanismos marinos de eliminación y redistribución del sedimento.

AMBIENTE DE TRANSICIÓN: este tipo de ambiente está ubicado en la zona límite entre el continente y el mar, los sedimentos son aportados tanto por la parte continental como por la parte marina. Puede ser subdividido en deltaicos o de playa.

AMBIENTE MARINO: es aquel punto geográfico situado bajo el mar en donde la depositación de los sedimentos está en función de la dinámica marina, que llegan generalmente a través de los ambientes de transición. Estos se clasifican según su profundidad en: plataforma, talud y abisal.

AMBIENTE NERÍTICO: aquel ambiente comprendido sobre la plataforma continental desde la orilla del mar hasta una profundidad de 200 metros aproximadamente. Se caracteriza por la descarga abundante de sedimentos con alto contenido orgánico proveniente de los continentes, que da lugar a condiciones adecuadas para el desarrollo de algas.

ANTICLINAL: estructura geológica constituida por estratos plegados en forma de arco y convexo hacia arriba, en donde los estratos más antiguos se encuentran ubicados en el centro es decir en el núcleo del mismo.

ARCILLA: roca sedimentaria no cementada, formada por partículas mineralógicas finas como montmorillonita, caolín, hidrómicas entre otras de tamaño menor a 1/256 mm. Se pueden reconocer según su origen como detríticas y químicas, por condiciones de formación: residuales, marinas, lagunares, deltaicas, fluviales y lacustres; mientras que por su composición mineralógica: caolín, montmorillonita e hidrómicas.

ARENA: roca sedimentaria no cementada, constituida por partículas mineralógicas de tamaño comprendido entre 1/16 y 2 mm. compuesta principalmente de cuarzo y feldespatos.

ARENISCA: roca sedimentaria de origen detrítico, resultado de la consolidación y diagénesis de la acumulación de arena. Según el tamaño de grano se pueden clasificar en finas de 0,1 a 0,25 mm; medianas de 0,25 a 0,5 mm y gruesas de 0,5 a 2 mm. según su composición mineralógicas pueden ser mono y poliminerales; también pueden ser arenisca de cuarzo, arcosas y grauvacas. Constituyen el 20% de las rocas sedimentarias.

BLOQUE COLGANTE: superficie de la roca que forma la parte superior de la falla cuando su plano no es vertical, cuando la pendiente es menor a 90°, es decir aquel bloque que descansa sobre el plano de falla.

BLOQUE YACENTE: superficie de la roca que forma el lado inferior de la falla cuando su plano no es vertical, cuando la pendiente es menor a 90°, es decir el bloque que descansa bajo el plano inclinado de la falla.

CALCITA: mineral esencial de las rocas calcáreas, es uno de los minerales más comunes y extensos en la superficie terrestre constituido por cristales de carbonato de calcio. Su fórmula es CO_3Ca .

CALIZA: roca sedimentaria formada por la precipitación del carbonato de calcio, cuyo origen puede ser biológico, químico o mixto. Con frecuencia contiene minerales de dolomita, partículas arcillosas y arenosas. Constituye más del 10% de las rocas sedimentarias en el planeta, es menos dura que el acero y reacciona con efervescencia en presencia de ácido. A la caliza se le llama, además, según el componente o textura de la misma; oolítica, compacta, cristalina o detrítica.

CONCRECIÓN: se define como la acumulación de sustancias en disolución sobre una roca, estas sustancias son trasladadas por el agua y con el tiempo se endurecen para formar un ambiente de depositación; contrario a erosión.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria de origen detrítico, constituido principalmente por gujarros cementados en una matriz de material fino como lo es limo, arena o grava. Siendo el óxido de hierro, carbonatos, material limoso y sílice el material cementante.

DISCORDANCIA: superficie geológica que separa los estratos modernos de los más antiguos y representa un período de ausencia de depositación, combinado en la mayoría de veces por un proceso de erosión. Los estratos por arriba y por debajo de la discordancia son paralelos.

DOLOMITA: roca sedimentaria compuesta de carbonato de calcio y magnesio, está presente en la corteza terrestre en un 2%, se diferencia de la calcita debido a su baja reacción con ácido y a su contenido mayor del 50% de carbonato de magnesio. Su forma suele ser de cristales romboédricos y posee una dureza entre 3,5 y 4 Mohs.

FACTOR DE RECOBRO: volumen total de hidrocarburo in situ que puede ser extraído mediante técnicas de recuperación primaria y secundaria. Mide la eficiencia de extracción, la cual está influenciada por el mecanismo de empuje que tenga el reservorio.

FALLA DE CABALGAMIENTO: tipo de falla inversa, es decir una rotura en la corteza de la tierra que produce un desplazamiento relativo en el cual las rocas más antiguas son empujadas hacia arriba, quedando así por encima de las rocas más recientes.

FALLA INVERSA: fracturamiento de la roca en donde el bloque superior se desplaza hacia arriba con respecto al bloque inferior a lo largo del plano inclinado.

FALLA NORMAL: aquella en que el bloque del alto se desplazó hacia abajo con respecto al bloque del bajo, a lo largo del plano inclinado de la falla.

FORAMINÍFERO: organismo unicelular, normalmente marino. Apareció en el Cámbrico y produce conchas de carbonato de calcio que forman la mayor parte de los sedimentos de carbonato.

FORMACIÓN: unidad fundamental de la estratigrafía. Es un conjunto heterogéneo de capas sedimentarias, que pueden estar o no estructuradas, depositadas en un mismo lugar durante el mismo período. Son subdivididas en miembros y su unión constituyen grupos. Frecuentemente se les da un nombre asociado a los fósiles encontrados o de acuerdo a su afloramiento.

HORNBLENDA: término utilizado para reconocer a los minerales pertenecientes al grupo de los silicatos y anfíboles, constituida principalmente por calcio, hierro y silicato de magnesio, tienen color negro o verde oscuro y su dureza es de 5,0 a 6,0 Mohs. Su fórmula generalizada es $(Ca,Na)_2(Mg,Fe,Al)_5(Al,Si)_8O_{22}(OH,F)_2$ y tiene origen ígneo.

IN SITU: término que hace referencia a algo que se encuentra en su posición original, en el contexto petrolero hace referencia a la cantidad de hidrocarburo que se encuentra originalmente en la formación.

INFRAYACENTE: estrato que se encuentra en contacto inferior con respecto a otro, es decir que se ubica por debajo de algo.

KERÓGENO: sustancia bituminosa formada de material orgánico que se encuentra en las rocas sedimentarias. Bajo condiciones de presión y temperatura este material empieza a ser inestable, produce un reagrupamiento de su estructura con el fin de alcanzar el equilibrio termodinámico, generando así hidrocarburos. Existen cuatro tipos, el Kerógeno Tipo I tiene alto contenido de carbono e hidrogeno y bajo de oxígeno, procreador de hidrocarburo; el Tipo II es rico en contenido de hidrogeno y bajo en contenido de carbono pero que sin embargo puede generar hidrocarburos al aumentar la temperatura y grado de maduración, el Tipo III tiene bajo contenido de hidrogeno y alto de oxígeno, generando así gas seco y el Tipo IV posee alto contenido de carbono y ausencia de hidrogeno lo que lo hace considerar como carbono muerto debido a que no genera hidrocarburos.

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: mecanismo de fuente externa de energía que busca minimizar el requerimiento de la misma en la cara de formación con el fin de aumentar el diferencial de presión y permitir que los fluidos del yacimiento lleguen a superficie. Bombeo Mecánico, Bombeo por Gas Lift, Bombeo por Cavidades Progresivas y Bombeo Electrosumergible son los más comunes.

LIMOLITA: roca sedimentaria detrítica de color amarillo o pardo, está compuesta principalmente de óxido de hierro, cuarzo y calcita. Procede de la consolidación y diagénesis del limo, partícula de tamaño entre 1/16 y 1/256.

LUTITA: roca sedimentaria de origen detrítico, compuesta por partículas de tamaño de la arcilla, limo y arena, pero con la ausencia de la estructura estratificada que tiene la arcilla, de color gris, amarilla o café. Constituyen más de la mitad de las rocas sedimentarias.

MAGNETITA: mineral de color oscuro, formado de óxido hierro que se encuentra ampliamente distribuido en rocas ígneas, sedimentarias o metamórficas. Es altamente magnético debido a que es una mezcla de Fe^{2+} y Fe_3O_4 . Tiene una dureza de 5,5 a 6,5 Mohs.

MARGAS: roca sedimentaria con aspecto similar a la caliza, se compone de aproximadamente entre 35 a 65% de carbonatos y el restante de arcillas, además puede tener cuarzo, mica, nódulos de yeso, calcita y pirita. Se erosiona fácilmente.

MEANDRO: forma de arco u ondulación que toma el caudal de un río en su recorrido. Pueden ser fijos, debido a las ondulaciones del valle y erráticos en donde son formados por los sedimentos aluviales del fondo plano del valle.

NÓDULO: acumulación de sedimentos especialmente minerales de manganeso, de forma esférica, ovalada o redondeada, de aproximadamente 256 mm de tamaño de grano.

PELÁGICO: aplicado a depósitos de organismos que nadan o se apilan en el mar abierto, implica falta de influencia de sedimento terrígeno y asentamiento lento. Compuesto de foraminíferos y radiolarios, se dividen en plankton y nekton.

PERMEABILIDAD: capacidad que tiene la roca de permitir el flujo de fluido a través de su medio poroso. Puede clasificarse como absoluta, que hace referencia a la habilidad de un fluido de fluir a través de la formación cuando está saturada de ese líquido. Efectiva aquella que se presenta cuando la roca está saturada por más de un fluido y la relativa es la relación entre la efectiva y la absoluta. Es medida en mili Darcy.

POROSIDAD: capacidad que tiene la roca de almacenar fluido. Es la relación entre el espacio poroso y el volumen total de la roca. Según su origen se puede clasificar en primaria y secundaria; siendo la primera la que se desarrolla al mismo tiempo que se depositan los sedimentos, la segunda hace referencia a la porosidad inducida, ocurre por un proceso geológico o artificial luego de la depositación de sedimentos. Según la comunicación de los poros es clasificada como absoluta, cuando se considera el volumen poroso total de la roca estén o no conectado los poros; efectiva, la que relaciona el volumen de poros interconectados y la no efectiva, es la diferencia entre la porosidad absoluta y efectiva.

REFLECTANCIA DE VITRINITA: es la medición de la madurez de la materia orgánica, ayuda a determinar el potencial para formar una roca generadora de hidrocarburos. Es medida en unidades de reflectancia, % Ro, en un rango de 0 a 3% Ro, las rocas generadoras de gas comúnmente tienen valores superiores a 1,5%.

ROCA GENERADORA: roca sedimentaria con alto contenido de materia orgánica, que bajo condiciones de alta presión y temperatura tiene la capacidad de generar hidrocarburo. Su capacidad depende de la cantidad de materia orgánica, tipo de Kerógeno y de la reflectancia de vitrinita. Las lutitas y calizas son típicamente rocas generadoras.

ROCA RESERVORIO: roca sedimentaria porosa y permeable, en donde el petróleo, gas o agua se acumula y permite su paso a través de ella, como por ejemplo las areniscas y calizas fracturadas. Actúa a modo de esponja, absorbe y expulsa los fluidos.

ROCA SELLO: roca relativamente impermeable, suele ser una lutita o una formación salina. Esta forma una barrera sobre la roca reservorio impidiendo de esta manera la migración de los hidrocarburos más allá de los límites del yacimiento.

SEDIMENTO: material que se acumula en la superficie terrestre, surge por la acción de factores como vientos, precipitaciones y cambios de temperatura. Según Ch. K. Wentworth-J.A. Udden se puede clasificar de acuerdo al tamaño: bloque > 256 m, canto 64-256mm, guijarro 4-64 mm, grava 2-4 mm, arena 0,006-2 mm, limo 0,004-0,06 mm y arcilla < 0,004 mm.

SEDIMENTO PELÁGICO: estos son sedimentos cuya procedencia es principalmente de partículas que se encuentran en suspensión sobre el mar.

SHALE: roca sedimentaria, de origen detrítico, compuesta por la consolidación de partículas de tamaño de arcilla y limo. Es la roca sedimentaria más abundante en mundo y actúa como roca sello en el sistema petrolífero gracias a su carácter impermeable.

SINCLINAL: estructura geológica constituida por estratos plegados en forma de arco y cóncavo, cuyo núcleo está compuesto por los estratos más jóvenes.

SUPRAYACENTE: capa que se encuentra en contacto superior respecto a otro, es decir que se ubica por encima de algo.

TRAMPA ESTRUCTURAL: son aquellas que se forman debido a la deformación de los estratos causada por fallas y plegamiento, en donde el petróleo, agua o gas pueden ser acumulados. Ocurre luego de que los sedimentos se depositan.

RESUMEN

En la actualidad, en el Campo La Cira Infantas la producción de arena es manejada en superficie y mediante intervenciones por su acumulación en los pozos, esto afecta de manera significativa el rendimiento de los equipos de fondo y de superficie además de aumentar los costos por intervención en el campo.

En este proyecto se buscó evaluar técnica y financieramente el empaquetamiento revestido con grava en el Pozo T1. Para esto, principalmente se hizo una revisión histórica del pozo, su producción, completamiento y número de intervenciones relacionadas a problemas por arenamiento. Luego con los datos del análisis granulométrico proporcionado por la empresa Occidental de Colombia se seleccionó el tamaño de malla necesario para ejercer un control efectivo de la arena, posteriormente y por medio del simulador PROSPER se obtuvo el análisis nodal para el estado actual del pozo y para el sistema de control de arena propuesto, de esta manera se pudo comparar la producción de petróleo en los dos casos y el análisis de la producción de arena fue realizado, además de presentar distintas sensibilidades para evaluar posibles escenarios de completamiento.

Finalmente, se realizó una evaluación de la viabilidad financiera del proyecto mediante el uso de la metodología del Valor Presente Neto (VPN), analizando los costos de inversión, operación y mantenimiento tanto del estado actual del Pozo T1 como del posible al ser utilizado el empaquetamiento revestido con grava propuesto.

PALABRAS CLAVE:

- Campo La Cira Infantas.
- Cuenca Valle Magdalena Medio.
- Empaquetamiento revestido grava.

INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas más comunes en la industria petrolera es el arenamiento de los pozos debido a las actividades que se realizan en el mismo, ya sea por los fluidos utilizados en las operaciones de perforación y completamiento o por causas geológicas.

En ocasiones la arena producida es poca, la cual genera efectos insignificantes; pero en la mayoría de veces esta reduce la productividad de crudo, incrementa el mantenimiento de equipos de superficie como separadores y líneas de flujo y equipos de fondo como tubería de producción, revestimiento y sistemas de levantamiento artificial.

Actualmente en el Campo La Cira Infantas se presenta una elevada producción de arena debido a la baja compresibilidad y compactación natural que poseen las arenas productoras de la Formación Mugrosa que son geológicamente jóvenes. En este sentido, la empresa Occidental de Colombia, encargada de operar el campo permite desarrollar la evaluación del empaquetamiento revestido con grava como método de control de arena, ya que, dicha empresa maneja la producción de arena en superficie y mediante trabajos de workover, puesto que no cuenta con un control de la misma por falta de estudios.

Por lo anterior, mediante este proyecto se busca analizar y evaluar técnico financieramente el empaquetamiento revestido con grava para aumentar la vida útil tanto de los equipos como del pozo y disminuir la cantidad de intervenciones necesarias para mantener la producción. Esto con la ayuda del simulador PROSPER, que mediante el análisis nodal permite la optimización de la producción, bajo la consideración del uso de un método de control de arena.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico financieramente el empaquetamiento revestido con grava para el control de arena del Pozo T1 del Campo La Cira Infantas.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo La Cira Infantas.
2. Describir las causas y los efectos de la producción de arena en el Campo La Cira Infantas.
3. Describir los métodos de control de arena existentes en la industria petrolera.
4. Describir el completamiento y los problemas generados por arenamiento del Pozo T1 del Campo La Cira Infantas.
5. Seleccionar la malla para el control de arena del empaquetamiento revestido con grava según especificaciones granulométricas de la Formación Mugrosa.
6. Realizar el análisis nodal con el sistema de empaquetamiento revestido con grava propuesto.
7. Comparar los niveles de producción de crudo y arena del sistema actual y el propuesto.
8. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante la metodología del valor presente neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

En el siguiente capítulo se presentará una descripción del primer campo petrolero en Colombia, el Campo La Cira Infantas, abarcando aspectos como: historia, localización, marco geológico, estratigrafía, geología estructural, geología del petróleo y la historia de producción del campo.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo La Cira Infantas es uno de los hallazgos más importantes en Colombia, con la perforación de los pozos exploratorios Infantas I y II a cargo de la Empresa Tropical Oil Company en 1917 se dio inicio a la industria petrolera en el país. El 29 de abril de 1918 el Pozo Infantas II fue completado en la zona C de la Formación Mugrosa, alcanzó una profundidad de 1.580 pies, con una producción de 800 a 1.000 BOPD, convirtiéndose así en el pozo descubridor del campo; posteriormente la comercialidad del mismo se da con el Pozo Infantas I, con una profundidad de 2.258 pies, una producción de 2.000 BOPD y completado el 11 de noviembre del 1918, según afirma Dickey¹.

Los años de 1920 a 1924 fueron años de preparación, hubo adquisición de taladros, construcción de carreteras desde Barrancabermeja hacia el campo y se adecuaron instalaciones para el correcto funcionamiento del mismo.

Para la década de 1930 se iniciaron proyectos de reinyección de gas sin causar mayor impacto en la tasa de producción, luego se presenta el primer programa de inyección de agua a finales de los años cuarenta con la implementación de una sarta de inyección sencilla.

La Empresa Tropical Oil Company estuvo a cargo del campo hasta el 25 de agosto de 1951 cuando la concesión de mares revirtió al estado colombiano, dando así origen a la creación de la compañía operadora, Ecopetrol S.A.

Entre los años 1964 y 1966 Ecopetrol S.A. perforó 19 pozos que permitieron el desarrollo del área La Cira Norte. Posteriormente se realizaron programas de inyección de agua y simultáneamente algunos pilotos de inyección de vapor.

Para el año 2003, el campo producía alrededor de 5.000 BOPD de 500 pozos productores, cifra baja en consecuencia a la declinación natural del yacimiento. Es por esto y por la necesidad de un redesarrollo del campo, nace la asociación entre Ecopetrol S.A. y Occidental de Colombia el seis de septiembre de 2005, siendo el primero la compañía operadora y el segundo ejecutor de las inversiones,

¹ PARKE A, Dickey. La Cira-Infantas Field-Colombia, Middle Magdalena Basin p. 326. [En Línea]. [Consultado el 21 de junio de 2017]. Disponible en: < <https://es.scribd.com/document/239748908/La-Cira-Infantas> >

asociación que perdura a la fecha. Esto con el fin de aumentar en un 8% el factor de recobro de la arena C de la Formación Mugrosa y pasar de 5.000 BOPD a 40.000 BOPD, según indica el artículo de la SPE: Redevelopment progress for Colombia's La Cira-Infantas Field ².

Hoy en día, el campo cuenta con un área de aproximadamente 39.537 acres, 4.181 pozos, 3.365 productores y 816 inyectoras, “reinyectando el 100% del agua de producción, con cero vertimientos”³. Según la información brindada por la Empresa Occidental de Colombia, los métodos de levantamiento artificial más comunes son el Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas con 713 y 145 pozos respectivamente; las fallas más comunes son consecuencia de la producción de arena y corrosión por presencia de CO₂ y H₂S; al 31 de diciembre de 2016 se estima una reserva de 134 millones de barriles de crudo y un factor de recobro del 18%.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo La Cira Infantas se encuentra ubicado en el departamento de Santander, en el municipio de Barrancabermeja, en el corregimiento El Centro. Forma parte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

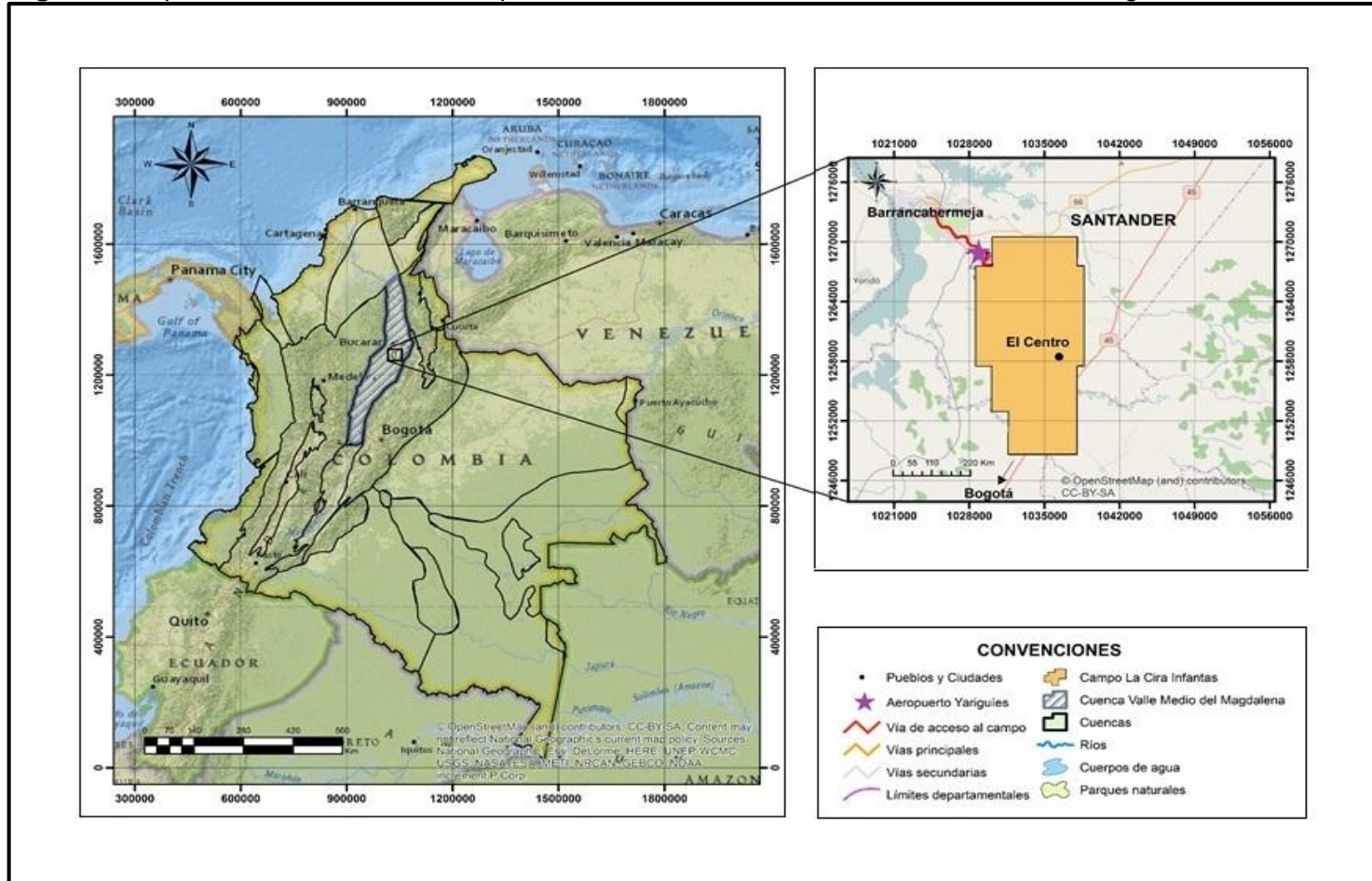
Para acceder al Campo La Cira Infantas se puede hacer mediante vía aérea o vía terrestre. En la primera se debe tomar un avión desde la terminal dos del Aeropuerto Internacional El Dorado de la ciudad de Bogotá hacia Barrancabermeja hasta el Aeropuerto Yariguies, luego se debe realizar un recorrido terrestre de aproximadamente 20 Km, tomando la vía Barrancabermeja - Troncal Magdalena que tomará alrededor de 30 minutos, como se muestra en la **Figura 1**.

Para el acceso por vía terrestre desde el Occidente de la ciudad de Bogotá, se debe tomar la vía Bogotá - La Vega, ruta 50, luego la vía Guaduas-Caparrapi, ruta 56, siguiendo por la ruta del sol o ruta 45, para finalmente tomar la Troncal Magdalena-Barrancabermeja hasta el campo.

² ONE PETRO. Redevelopment progress for Colombia's La Cira- Infantas field p. 1. [En Línea]. [Consultado el 12 de junio de 2017]. Disponible en: <<https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-120794-MS>>

³ ECOPETROL. El campo La Cira Infantas logró una producción de 40 mil barriles por día. [En línea]. [Consultado el 13 de junio de 2017]. Disponible en: <<http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/campo-la-cira-infantas-produce-40-mil-barriles>>

Figura 1. Mapa de Localización del Campo La Cira Infantas, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.



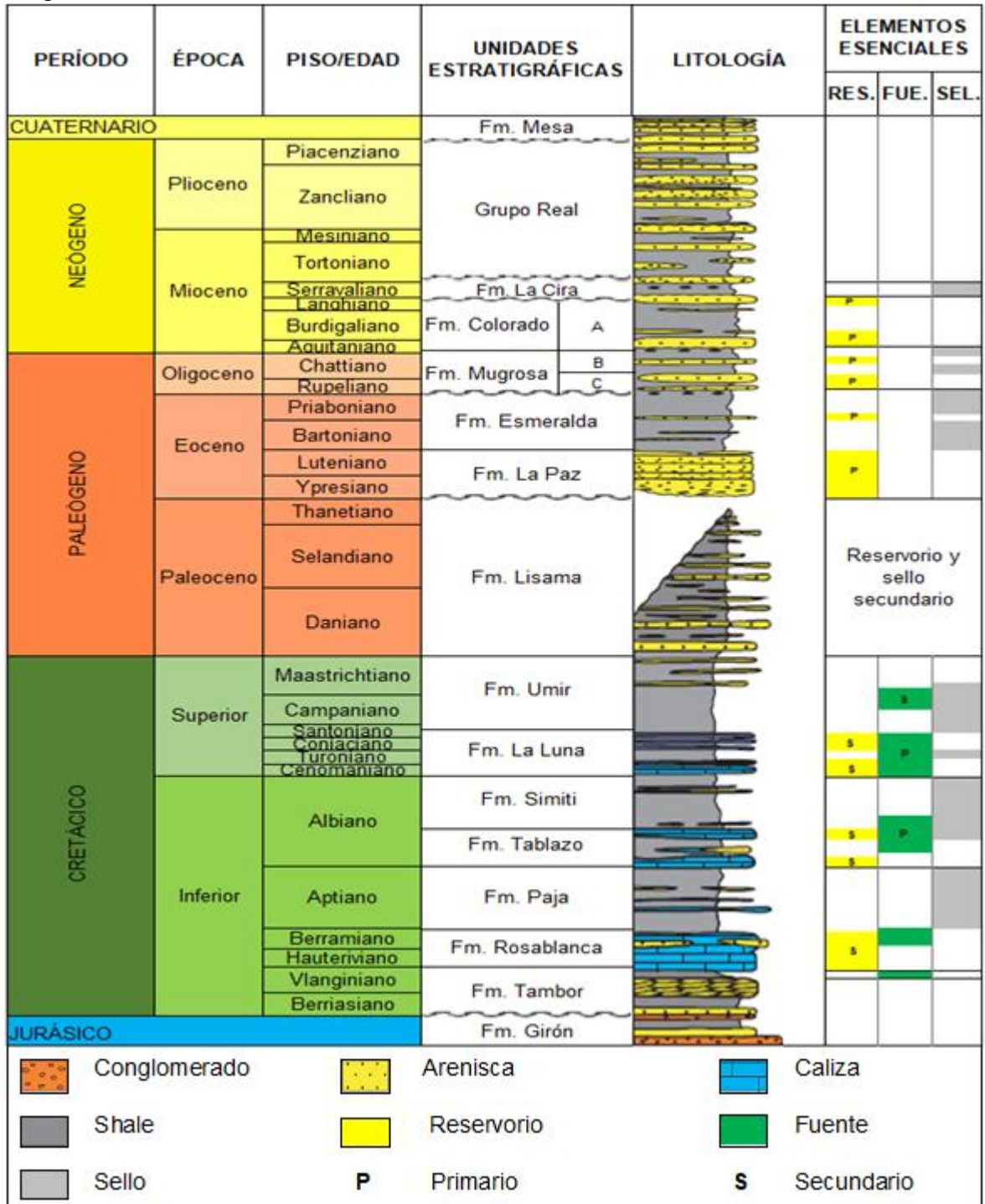
Fuente: ArcGIS para escritorio. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en: < <http://www.esri.com/> >. Modificado por los autores.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se describe la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo correspondiente al Campo La Cira Infantas localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.3.1 Columna estratigráfica. A continuación, se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, que está constituida por sedimentos depositados desde el periodo Jurásico hasta el Cuaternario como se ilustra en la **Figura 2**.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente. BARRERO, Darío; PARDO, Andrés; VARGAS, Carlos; MARTÍNEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basins. ANH. Colombia. 2007.p.79. Modificado por los autores.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se describen las formaciones geológicas presentes en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, partiendo de la más antigua hasta llegar a la más reciente.

1.3.2.1 Formación Girón. Según M. Julivert⁴, la Formación Girón es de edad Jurásico. Se compone de un potente conjunto lutítico, con gruesos bancos de caliza negra o blanca, cuarcitas blancas, areniscas rojizas o verdosas y capas silíceas. El espesor varía a lo largo de la extensión geográfica, pero se le da un valor aproximado de 8.202 pies. El ambiente de depositación de la Formación Girón es de tipo continental en la base y de tipo transicional marino-continental en el tope. Tiene contactos discordantes tanto con el basamento ígneo-metamórfico que la infrayace, como con la Formación Tambor que la suprayace.

1.3.2.2 Formación Tambor. De edad Cretácico inferior, considerada del Hauteriviano-Valanginiano debido a la posición según M. Julivert⁵. Está compuesta de manera general por shales, conglomerados rojos y areniscas, sin embargo, tiene una división específica en tres niveles; uno inferior de areniscas de colores rojizos, uno medio arcilloso con intercalaciones de areniscas rojizas o rosadas y otro superior de areniscas blancas. El espesor varía desde 656 pies en el borde Occidental de la Mesa de Los Santos hasta 394 pies en el borde Oriental. La depositación se dio en ambientes de meandros, llanuras deltaicas e intramareales. La Formación Tambor tiene un contacto discordante con la Formación Girón que la infrayace y un contacto concordante con la Formación Rosablanca que la suprayace.

1.3.2.3 Formación Rosablanca. Según M. Julivert⁶, es de edad Cretácico inferior, específicamente desde el Hauteriviano hasta el Barremiano. Consta de distintos niveles descritos de abajo hacia arriba, nivel inferior de calizas y dolomitas grises, intercalación de caliza marrón, nivel margoso, nivel de shales con intercalación de calizas, nivel superior magroso y nivel arenoso. El espesor de la Formación Rosablanca es muy variable, sin embargo, en el Río Sogamoso es de 1.394 pies. El ambiente de depositación no fue constante, se considera que es marino somero. Los contactos son concordantes tanto con la Formación Tambor como con la Formación Paja, que las suprayace e infrayace respectivamente.

1.3.2.4 Formación Paja. Es considerada por M. Julivert⁷, de edad Cretácico inferior, del Barremiano al Aptiano. Posee una sucesión de shales negras, ligeramente calcáreas y micáceas, la parte inferior de la formación contiene concreciones de caliza y vetas de calcita. El espesor de la Formación Paja varía desde los 410 pies hasta los 2.050 pies. El ambiente de depositación es considerado como marino profundo, tiene contacto concordante tanto con la

⁴ JULIVERT, Manuel. *Léxico Estratigráfico Internacional – América Latina*. Colombia. Volumen V, Fascículo 4^a. Francia. 1968. p. 255-264

⁵ *Ibid.*, p. 448-450

⁶ *Ibid.*, p. 419-421

⁷ *Ibid.*, p. 363-364

Formación Rosablanca como con la Formación Tablazo que la infrayace y suprayace respectivamente.

1.3.2.5 Formación Tablazo. Según M. Julivert⁸, la Formación Tablazo es considerada de edad Cretácico inferior, específicamente del Aptiano superior al Albiano inferior. Está compuesta por una sucesión de calizas duras, azuladas, muy fosilíferas y margas, en la parte superior predominan las calizas, mientras que en la parte inferior predominan las margas. El espesor varía entre los 490 pies y los 1.066 pies. El ambiente de depositación es de tipo marino, tiene contacto concordante con la Formación Paja que la infrayace y de igual modo con la Formación Simití que la suprayace.

1.3.2.6 Formación Simití. Según M. Julivert⁹ es considerada de edad Cretácico inferior, depositada durante el Albiano. Se compone de shale gris o negra, localmente calcárea y concrecionaria, esta formación posee nódulos que son generalmente fosilíferos y que localmente contienen petróleo, siendo abundantes en la parte superior de la misma, donde adicionalmente se encuentran capas delgadas de conglomerados formados por nódulos de fosfatos, dientes de pez y arena. Esta formación tiene un espesor variable que se encuentra entre los 820 pies y los 2.130 pies. El ambiente de depositación es de tipo marino de aguas intermedias a profundas. Tiene contacto de tipo concordante tanto con la Formación Tablazo como con la Formación La Luna que suprayace e infrayace respectivamente.

1.3.2.7 Formación La Luna. M. Julivert¹⁰ le asigna una edad de Cretácico superior, del Turoniano al Santoniano. Es compuesta por una sucesión de shale calcárea, negra, fosilífera con concreciones de calizas, más detalladamente se divide en un miembro inferior que consiste en caliza de color gris oscuro, laminada, densa y de grano fino y un miembro superior en el que predominan la ftanita negra rica en foraminíferos pelágicos. El espesor se encuentra entre el rango de los 328 pies a los 390 pies. El ambiente de depositación es marino poco profundo y tiene un contacto concordante con la Formación Simití que la infrayace y con la Formación Umir que la suprayace.

1.3.2.8 Formación Umir. Según M. Julivert¹¹ es de edad Cretácico superior, específicamente desde el Campaniano hasta el Maastrichtiano. La parte inferior de la Formación Umir se compone de lutitas en láminas delgadas, de color gris oscuro, gris azulado a negro, con delgadas láminas carbonáceas y micáceas, se caracteriza por tener capas delgadas, lentes y pequeñas concreciones ferruginosas, mientras que la parte superior de la formación está compuesta por

⁸ Ibid., p. 445-447

⁹ Ibid., p. 437

¹⁰ Ibid., p. 301-303

¹¹ Ibid., p. 458-459

lutita blanda, gris oscuro, en capas delgadas con numerosas laminitas de carbón, láminas delgadas de mineral de hierro, areniscas de grano fino y limolita. Tiene un espesor aproximado de 3.280 pies. Se depositó en un ambiente nerítico. Los contactos son de tipo concordante tanto con la Formación La Luna como con la Formación Lisama que suprayace e infrayace respectivamente.

1.3.2.9 Formación Lisama. Según J. De Porta¹², esta formación fue depositada en el Paleoceno. Consta de shales de colores rojo, pardo y gris con intercalaciones de areniscas masivas grisáceas, de grano medio a fino que se hace más grueso hacia la parte superior de la formación. La Formación Lisama puede llegar hasta los 4.020 pies de espesor. El ambiente de depositación se dio entre condiciones que variaban entre lagunares y deltaicas. Tiene un contacto de tipo concordante con la Formación Umir que la infrayace y un contacto de tipo discordante con la Formación La Paz que la suprayace.

1.3.2.10 Formación La Paz. Depositada en el período Paleógeno según J. De Porta¹³, de edad Paleoceno a Eoceno medio. Esta formación consta de areniscas masivas, conglomeráticas, de color gris claro, con estratificación cruzada y con intercalaciones dispersas de limolitas y shales. Tiene un espesor variable, sin embargo, en la sección tipo tiene un valor de 3.280 pies. Esta formación se depositó en un ambiente continental de corrientes lagunares, descansa discordantemente sobre la Formación Lisama que la infrayace y tiene un contacto concordante con la Formación Esmeralda que la suprayace.

1.3.2.11 Formación Esmeralda. De periodo Paleógeno, de edad Eoceno medio a superior, según J. De Porta¹⁴. Está compuesta de areniscas y limolitas dispuestas en capas muy delgadas o láminas, micáceas, de grano fino y de color gris, que alternan con shales gris oscuras que localmente pueden presentarse moteadas de rojo, púrpura y marrón, además se presentan algunos lentejones de carbón que pueden presentarse dispersos. El espesor de la Formación Esmeralda es de aproximadamente 3.930 pies y fue depositada en un ambiente continental fluvial. La Formación Esmeralda tiene un contacto concordante con la Formación La Paz que la infrayace y un contacto discordante con la Formación Mugrosa que la suprayace.

1.3.2.12 Formación Mugrosa. Según J. De Porta¹⁵, esta formación es de período Paleógeno, de edad Eoceno superior-Oligoceno. La parte inferior consta de areniscas de grano medio a fino, raramente grueso o con cantos, intercalados con shales de color azul o gris, la parte media de la formación consta de shales masivas moteadas con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino y en la parte superior se encuentran areniscas a veces con cantos que se intercalan con

¹² DE PORTA, Jaime. Léxico Estratigráfico Internacional – América Latina. Colombia. Volumen V, Fascículo 4B. Francia 1974. p.327-329

¹³ Ibid., p. 305-308

¹⁴ Ibid., p. 198-200

¹⁵ Ibid., p. 373-376

shales moteadas. En las áreas productivas de la Concesión de Mares las partes descritas anteriormente corresponden respectivamente a la Zona C, la parte inferior y superior de la Zona B. Esta formación tiene un espesor que varía entre 2.295 pies y 1.640 pies. La Formación Mugrosa se depositó en un ambiente continental fluvial y está en contacto con la Formación Esmeraldas que la infrayace discordantemente y con la Formación Colorado que la suprayace concordantemente.

1.3.2.13 Formación Colorado. Según J. De Porta¹⁶, depositada entre el periodo Paleógeno y Neógeno, de edad Oligoceno-Mioceno. Está conformada principalmente de arcillas de color gris claro, púrpura y moteadas de rojo, con intercalaciones de areniscas, la parte superior consta de aproximadamente 328 pies de arcillas de color gris y negro, carbonáceas, con areniscas de grano medio. En el Campo La Cira Infantas la Formación Colorado es denominada con la letra A y presenta gran interés por ser productora de petróleo. El espesor de la Formación Colorado en la sección tipo es de 3.937 pies y aumenta hacia el Este donde alcanza los 8.200 pies. El ambiente de depositación fue continental fluvial. Está formación descansa concordantemente sobre la Formación Mugrosa que suprayace y tiene un contacto discordante con la Formación La Cira que infrayace.

1.3.2.14 Formación La Cira. Depositada según J. De Porta¹⁷, en el período Neógeno en la edad del Mioceno. Es un complejo de arcillas azulosas alternadas con areniscas y calizas impuras. El espesor es de 850 pies que componen la parte superior de la Formación Colorado. Fue depositada en un ambiente continental fluvial. Presenta contactos discordantes tanto con la Formación Colorado que la infrayace como con el Grupo Real que la suprayace.

1.3.2.15 Grupo Real. De período Neógeno y edad Mioceno según J. De Porta¹⁸. Litológicamente es principalmente arcillosa, sin embargo, en la parte superior presenta algunas areniscas en las que es muy abundante la magnetita y la hornblenda. El espesor del Grupo Real varía desde unos 12.800 pies en la sección tipo sobre el Río Opón a unos 1.640 pies en el anticlinal del Campo La Cira Infantas. Fue depositada en un ambiente continental fluvial y reposa de manera discordante sobre la Formación La Cira.

1.3.2.16 Formación La Mesa. Depositada en el período Cuaternario según J. De Porta¹⁹, compuesta por conglomerados, areniscas moderadamente consolidadas y arcillas negras. El espesor promedio es de 820 pies y el ambiente de depositación es de tipo continental. El contacto con el Grupo Real que la infrayace es de tipo discordante.

¹⁶ Ibid., p. 142-144

¹⁷ Ibid., p. 297-299

¹⁸ Ibid., p. 414-418

¹⁹ Ibid., p. 356-362

1.3.3 Geología estructural. La geología estructural del Campo La Cira Infantas se ha conformado debido a una serie de eventos tectónicos donde predominaron los esfuerzos compresionales, causantes de la formación de pliegues y fallas de cabalgamiento. Estos esfuerzos están también asociados al levantamiento de las Cordilleras Oriental y Central.

1.3.3.1 La Cira. La estructura de La Cira es un anticlinal que se encuentra localizado en la parte Noroccidental del Campo La Cira Infantas, dicho anticlinal tiene forma de domo alargado y el eje principal se encuentra en dirección Norte-Sur, las dimensiones de esta estructura son de aproximadamente 16.400 pies de longitud por 9.850 pies de ancho con cabeceo al Norte y al Sur. Este anticlinal está cortado por una falla inversa de dirección Norte-Sur, con un buzamiento entre 70° y 80° hacia el Occidente, esta falla es conocida como Falla La Cira. La Falla La Cira es de carácter sellante, además, el bloque colgante es decir el área Cira Sur-Norte y el bloque yacente es decir el área Cira-Este son áreas productoras de hidrocarburos.

En esta estructura anticlinal existe una cantidad de fallas normales que son perpendiculares a la falla principal, es decir, a la Falla La Cira, que actúan como fallas sellantes y sirven para dividir el Campo La Cira Infantas en varios bloques.²⁰

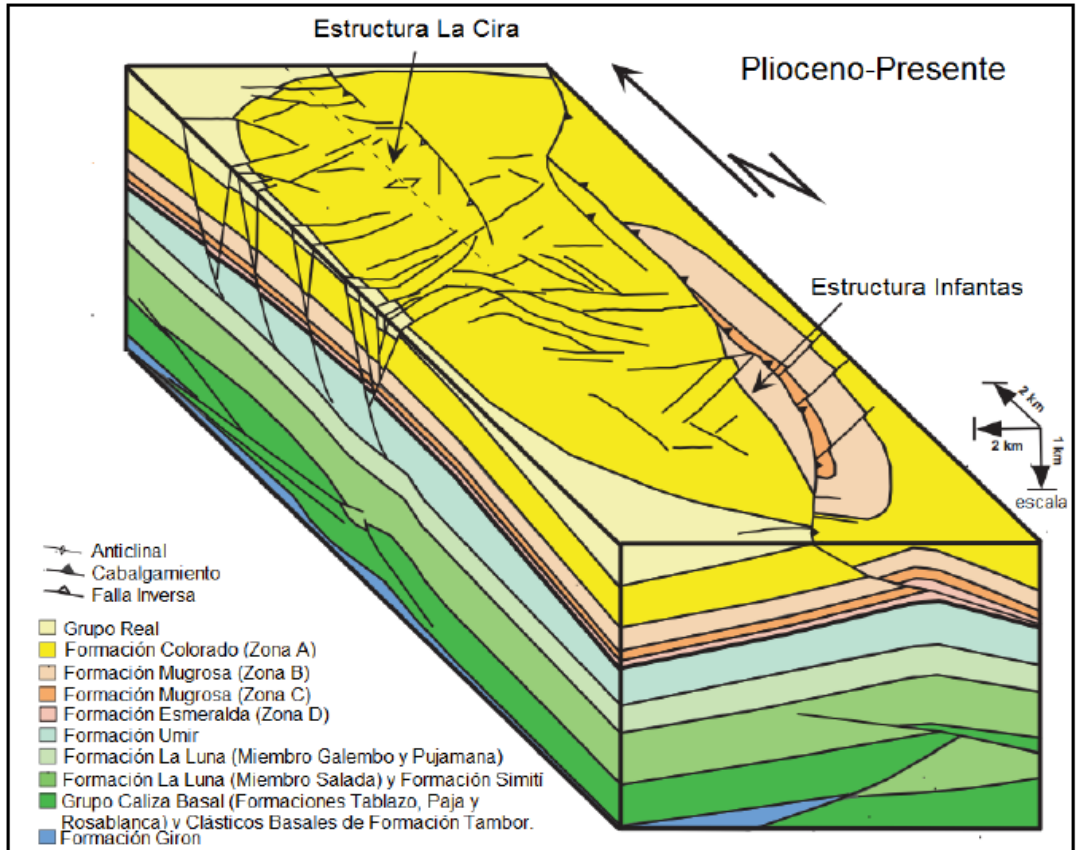
1.3.3.2 Infantas. La estructura Infantas es un anticlinal asimétrico localizado al Sur del Campo La Cira Infantas, las dimensiones aproximadas son de 39.370 pies de longitud por 6.560 pies de ancho con cabeceo hacia el Sur y hacia el Norte. La estructura Infantas está cortada a lo largo de la cresta por un sistema de fallas de cabalgamiento conocido como Sistema de Fallas de Infantas, buzando hacia el Oriente con ángulos entre los 40° y los 70°. En adición a lo anterior el anticlinal de Infantas es afectado por fallas normales perpendiculares al sistema de fallas principales, estas fallas normales tienen dirección Este-Oeste, buzamientos de aproximadamente 80° y desplazamientos desde los 50 hasta los 150 pies.²¹

Las estructuras mencionadas anteriormente se presentan en la **Figura 3.**

²⁰ ROJAS SUÁREZ, Cesar Augusto. Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área La Cira-Este del Campo La Cira. Trabajo de grado. Bogotá D.C. : Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencia, Departamento de Geociencias, 2011. p.21.

²¹ Ibid., p.21.

Figura 3. Mapa estructural del Campo La Cira Infantas, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.



Fuente: GUTIERREZ, M. Rock Physics And 3-D Seismic Characterization Of Reservoir Heterogenities To Improve Recovery Efficiency, La Cira Infantas Oil Field. Ph. D Thesis, Standford University 2001.

1.3.4 Geología del petróleo. A continuación, se describirán los principales componentes del sistema petrolífero del Campo La Cira-Infantas ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.3.4.1 Roca generadora. El petróleo in situ de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, emana de las calizas cretácicas y lutitas negras de las Formaciones Tablazo, Simití y La Luna. Siendo la Formación La Luna la principal roca generadora de la cuenca y del Campo La Cira-Infantas, con un TOC alto, de bueno a excelente, oscilando entre 1-6 %; con un Kerógeno Tipo II y una reflectancia de vitrinita entre 1.1 y 1.2% evidenciando ser una roca fuente madura con características efectivas para la generación de hidrocarburos, según afirma J. Mojica²².

²² MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar-Rancería, Cordillera Oriental, Llanos orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. Colombia. 2009. p. 37-44.

1.3.4.2 Roca reservorio. El 97% del aceite probado de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena según la ANH²³, proceden de las areniscas continentales del Paleógeno de las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado; el restante procede de las calizas fracturadas del cretácico, pertenecientes a las Formaciones Rosablanca, Tablazo y La Luna.

El Campo La Cira Infantas cuenta con tres zonas productoras: A, B y C; la primera produce de las areniscas de la Formación Colorado y las otras dos de las limolitas y areniscas de la Formación Mugrosa respectivamente; poseen una porosidad promedio entre 15-20% y una permeabilidad promedio entre 20-600 md, siendo las areniscas de la Zona C las más importantes del campo con el 90% de las reservas.

1.3.4.3 Migración. Según Dickey²⁴, (1992) el crudo se generó desde la roca fuente en la parte Oriental de la cuenca y migró a lo largo de la misma hasta el flanco Occidental del Valle del Magdalena debido a un sistema de tuberías formado por la discordancia del Eoceno que separa el reservorio primario de las rocas generadoras.

En el campo se han identificado tres tipos de migración:

- Migración de tipo vertical, dándose de manera directa, moviéndose los hidrocarburos generados en la Formación La Luna hacia el reservorio principal de la cuenca.
- Migración de tipo lateral en las areniscas pertenecientes a la Formación La Luna.
- Migración de tipo vertical a lo largo de las superficies de las fallas.

1.3.4.4 Sello. En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, J. Mojica²⁵ afirma que dependiendo del tipo de reservorio así mismo será la roca sello. Para el caso de los reservorios cenozoicos, las calizas dúctiles y las arcillolitas plásticas continentales de la Formación Esmeralda y Colorado serán la roca sello, mientras que para los reservorios cretácicos serán las lutitas marinas de las Formaciones Simití y Umir.

²³ BARRERO, Darío; PARDO, Andrés; VARGAS, Carlos; MARTÍNEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basins. ANH. Colombia. 2007. P.80.

²⁴ PARKE A, Dickey. La Cira-Infantas Field-Colombia, Middle Magdalena Basin p. 337-341. [En Línea]. [Consultado el 21 de junio de 2017]. Disponible en: <
<https://es.scribd.com/document/239748908/La-Cira-Infantas>

²⁵ MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar-Rancería, Cordillera Oriental, Llanos orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. Colombia. 2009. p. 39.

Para el caso del Campo La Cira Infantas, la roca sello es de tipo intraformacional y corresponde a los niveles arcillosos que supra e infrayace los niveles arenosos productores.

1.3.4.5 Trampa. Las trampas presentes en el Campo La Cira Infantas son de tipo estructural. Tanto La Cira como Infantas constituyen un anticlinal fallado en donde las fallas de La Cira y todo el sistema de Infantas, cortan la estructura generando un entrampamiento.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

A continuación, se presentan aspectos relevantes sobre la historia de producción del Campo La Cira Infantas, como lo son el método y tiempo de producción, número de pozos, producción acumulada y características del yacimiento.

1.4.1 Método de producción. Inicialmente el Campo La Cira Infantas producía por flujo natural debido al mecanismo primario de gas en solución, luego se implementó el levantamiento artificial por Gas Lift que no tuvo mayor efecto en la producción y fue retirado en 1935 para darle paso al Bombeo Mecánico.

Para 1957 se inició la recuperación secundaria mediante la inyección de agua, a una tasa de 1.000 BWPD/pozo, programa a cargo de la empresa Forest Oil Corporation, utilizando 24 pozos inyectoros, 18 productores y patrones de cinco pozos.

Por producción de sólidos en el 2006 se empezó a implementar el levantamiento artificial por Cavidades Progresivas y el Electrosumergible en el 2009 en pozos con tasas de flujo de aproximadamente 1.500 BPD. La mayoría de pozos están completados con revestimiento de 7", cinco spf y sin control de arena como se afirma en el artículo Run life improvement by implementation of artificial lift systems failure classification and root cause failure classification²⁶.

Para el año 2017 los levantamientos artificiales estaban distribuidos en el campo de la siguiente manera: Bombeo Mecánico 713 pozos, Bombeo de Cavidades Progresivas 145 pozos y Bombeo Electrosumergible 135 pozos.

1.4.2 Tiempo de producción. A 2017, el campo continúa produciendo ininterrumpidamente alcanzando 99 años de producción. En 1939 alcanzó la máxima producción por flujo natural con 60.000 BFPD, debido al agotamiento natural del yacimiento, la producción del campo disminuyó a 5.000 BFPD en el año 2000 y a raíz de esto la asociación entre Ecopetrol S.A. y Occidental de Colombia se basó en el recobro secundario por inyección de agua para incrementar la presión del yacimiento y el factor de recobro. Gracias a la inversión

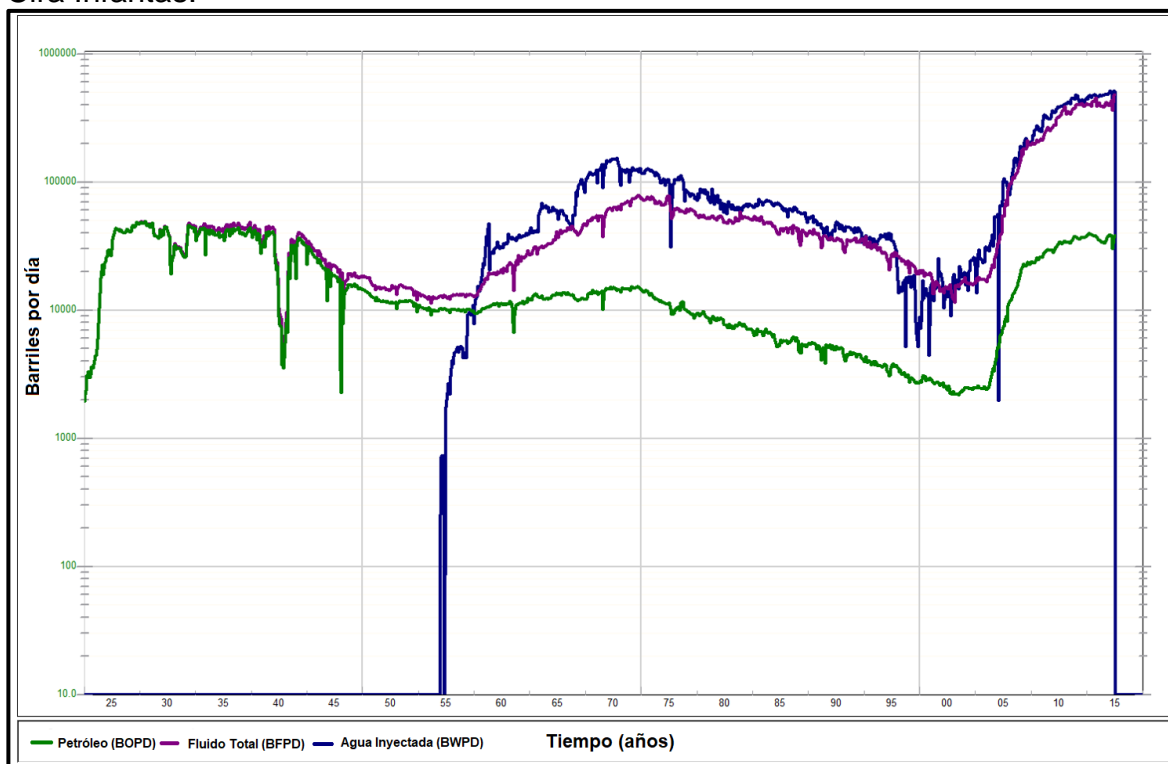
²⁶ ONE PETRO. Run life improvement by implementation of artificial lift systems failure classification and root cause failure classification p. 2. [En Línea]. [Consultado el 12 de junio de 2017]. Disponible en: <<https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-173913-MS>>

económica, cambios técnicos desarrollados y medidas tomadas por las empresas anteriormente mencionadas, la producción ha aumentado progresivamente como se ilustra en la **Gráfica 1**.

1.4.3 Número de pozos. Para septiembre de 2017, según la información brindada por Occidental de Colombia, el Campo La Cira Infantas cuenta con 4.181 pozos en total, 1.499 activos (1.005 productores y 494 inyectoros), 1.681 abandonados y 1.001 inactivos.

1.4.4 Gráfica de producción acumulada. La producción del Campo la Cira Infantas comenzó en 1918 con los pozos exploratorios Infantas I y II. El comportamiento que ha tenido la misma se presenta en la **Gráfica 1** en donde se observa que en el año de 1939 se alcanzó la mayor producción de fluido. En 1955 se presenta el inicio de la inyección de agua en el campo con el propósito de aumentar el crudo producido, pero no se observa mayor eficiencia, incluso se presenta una disminución continua hasta el punto de llegar a los niveles más bajos de producción en el 2003. Posteriormente se evidencia un aumento sostenido en la producción de crudo, esto debido a la asociación entre Occidental de Colombia y Ecopetrol S.A para aumentar el factor de recobro llegando a los 30.000 BOPD en el 2015 y continuo aumento a septiembre de 2017 con 39.945 BOPD.

Gráfica 1. Comportamiento histórico de la producción e inyección del Campo La Cira Infantas.



Fuente. Base de Datos Occidental de Colombia. Modificado por los autores.

1.4.5 Características del yacimiento. El Campo La Cira Infantas produce principalmente de la Formación Mugrosa, en la **Tabla 1** se presentan las características generales del yacimiento y del crudo que este produce. Se observa que el yacimiento cuenta con una porosidad promedio de 16%, permeabilidad de 300 md y produce un crudo mediano de 22 a 25 °API.

Tabla 1. Características del yacimiento y del fluido producido.

Propiedad	Símbolo	Valor
Porosidad	\emptyset	16%
Permeabilidad	K	300 md
Salinidad agua de formación	TDS	50.000 ppm
Saturación de agua irreducible	Swirr	30%
Saturación de petróleo residual	Soir	35%
Espesor neto petrolífero	H _{neto}	200 pies
Temperatura	T	105-130°F
Gravedad API	°API	22-25 °API
Viscosidad	$\mu @Tyto$	15- 25 cP

Fuente. SILVA CÁRDENAS, L. Análisis de la viabilidad técnico-financiera de un proceso de recobro químico álcali-surfactante polímero (ASP) en el campo La Cira Infantas, Bogotá. Universidad de América, 2016. Modificado por los autores.

2. CAUSAS Y EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Se entiende por arenamiento como la producción de sólidos junto a los fluidos producidos por el yacimiento debido a la baja consolidación y compactación de la formación productora, formaciones como las de la Era Cenozoica que poseen estratos depositados recientemente. Durante este capítulo se describirán las causas que generan la producción de arena en el Campo La Cira Infantas y los efectos adversos que se reflejan en la producción, en los pozos y en las herramientas.

2.1 CLASIFICACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Se debe tener en cuenta la diferencia existente entre la producción de arena y finos. La primera está relacionada con partículas de tamaño entre 0,0063 y 2 mm, mientras que la segunda involucra partículas de tamaño menor a 0,063 mm. Además de esto, los mecanismos de producción son diferentes; la producción de arena es debida a la interacción física entre fluidos y sólidos de la formación debido a las fuerzas de arrastre y gradientes de presión sobre la estructura del mineral, entretanto la producción de finos se da por la interacción química entre fluidos y sólidos de la formación, lo cual lleva a la desintegración del material cementante de la roca.

Es inevitable que la producción de arena suceda, es uno de los problemas más comunes durante la vida productiva de un pozo petrolero, por el simple hecho del flujo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo se manifestará una cantidad de material sólido; su intensidad y magnitud dependerá de la cementación natural de la roca productora y de la forma como el pozo este completado. Esta se da mediante tres etapas; la primera es la falla de la roca alrededor de la zona cañoneada, seguido del desprendimiento de los granos de arena de la zona afectada y finalizando con el transporte de los mismos desde el reservorio hasta la superficie junto a los fluidos de producción.

La clasificación de la producción de arena según Al-Awad²⁷ es la siguiente.

2.1.1 Transitoria. Hace referencia cuando la producción de arena disminuye con respecto al tiempo y se tiene una caudal de producción de fluido constante. Dicha arena se evidencia cuando se realizan trabajos de limpieza y acidificaciones en los pozos, no causa mayor inconveniente en la producción del fluido.

²⁷ AL-AWAD, M.N.J. The mechanism of sand production caused by pore pressure fluctuations. [En línea]. [Consultado el 23 de julio de 2017]. Disponible en: <https://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/pdf/2001/04/al-awad_v56n4.pdf>

2.1.2 Continua. Esta se evidencia en pozos de formaciones no consolidadas y que no poseen algún tipo de control de sólidos.

2.1.3 Catastrófica. Se presenta cuando existe una producción elevada de los fluidos del yacimiento y por consiguiente se produce arena más de lo normal. Este es el peor de los escenarios ya que puede llegar incluso a una pérdida total del pozo.

2.2 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Las causas que generan la producción de arena se ven influenciadas por los efectos de la roca y los efectos de los fluidos. Es de vital importancia conocer y comprender dichas causas para tomar medidas preventivas y poder contrarrestar los efectos que esta pueda traer.

Las principales causas de la producción de arena en el Campo La Cira Infantas son enumeradas y explicadas a continuación.

2.2.1 Grado de cementación. La cementación es un proceso geológico secundario, los sedimentos antiguos se encuentran más compactos que los jóvenes debido a la presión de confinamiento que soportan los mismos. Existen varias clases de material cementante como lo son: los carbonatos, sílice, calcita y arcilla; materiales susceptibles a disolverse cuando se realizan operaciones de limpieza o tratamientos de acidificación, disminuyendo así, su grado de cementación.

La producción de arena se presenta frecuentemente en formaciones depositadas en la Era Cenozoica, es decir, en formaciones jóvenes y someras. Estos sedimentos tienen poco material natural cementante, lo que repercute en la consolidación de la roca, causando el desmoronamiento de la misma debido a la poca cohesión existente entre sus granos. Este tipo de formaciones son frecuentemente llamadas poco consolidadas o inconsolidadas, poseen una resistencia a la compresión menor a los 1000 psi, característica mecánica de la roca que ayuda a determinar la necesidad de la implementación de una técnica de control.²⁸

En el caso del Campo La Cira Infantas su formación productora, la Formación Mugrosa fue depositada en la época del Eoceno en la Era Cenozoica, los pozos del campo tienen una profundidad entre 2.500 y 4.500 pies, la consolidación de la roca en promedio es de 950 psi, evidenciando ser una formación friable, propensa

²⁸LTMBERG, Tola Mayta. Control de arena en pozos petroleros p. 8. [En Línea]. [Consultado el 23 de julio de 2017]. Disponible en: < <https://documentslide.org/control-de-arena-en-pozos-petroleros-pdf>>

a la producción de arena como se muestra en la **Tabla 2** donde se presenta la clasificación del tipo de roca según su resistencia mecánica.

Tabla 2. Tipos de roca según la resistencia mecánica.

Tipo de roca	UCS psi
Inconsolidada	<100
Poco consolidada	<500
Friable	>500
Consolidada	>2.500

Fuente: HERNANDEZ, Ruby; GOYENECHÉ, Marcela. Predicción de la producción de arena en el campo maduro del Valle Medio del Magdalena Llanito a Partir De Las Propiedades Petrofísicas y Geomecánicas De las Formaciones Productoras. Trabajo de grado Ingeniería de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería físico químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. 2009. p.31. Modificado por los autores.

2.2.2 Reducción de presión de poro. La presión del yacimiento ejerce una fuerza de cohesión entre los granos de la roca, a medida que el yacimiento es producido se genera una disminución de la presión inicial del yacimiento; situación que según McKinzie²⁹ causa que algunos granos de la arena se separen de la matriz y se produzcan junto con los fluidos del pozo.

Siendo el Campo La Cira Infantas un campo maduro con casi 100 años de producción se presenta un agotamiento de la energía del yacimiento y por consecuencia una reducción en la presión de poro.

2.2.3 Tasa de producción. Según Mckinzie³⁰ La producción de los fluidos del yacimiento crea un diferencial de presión y una fuerza de arrastre que, en combinación, pueden exceder la resistencia de compresión de la formación. Por consecuencia, se generará la producción de arena debido al desequilibrio que sufren los granos de la roca productora y su material cementante.

Todos los pozos cuentan con una tasa crítica de producción que determina el momento en que se originará el flujo de arena, ésta se puede definir incrementando levemente el caudal de producción hasta que se evidencie el flujo.

²⁹ MCKINZIE, Howard. "Causes and effects of sand production" En Sand Control. Versión 6. Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U.: Petroskills,2014. p.3.7.

³⁰ Ibid., p. 3.7.

Producir a una tasa de flujo menor a la tasa crítica es una de las técnicas implementadas para prevenir la producción de arena, sin embargo, muchas veces no es recomendable esta técnica de control debido a la baja producción y por ende disminución en la rentabilidad de la operación.

Como es el caso del Campo La Cira Infantas en donde muchas veces por la necesidad de incrementar la rentabilidad de la operación se aumenta la tasa de producción, generando un mayor diferencial de presión en los perforados por la acción de los sistemas de levantamiento artificial, ocasionando una fuerza de arrastre mayor y por consecuencia desmoronamiento de la formación.

2.2.4 Incremento en la producción de agua. Para poder comprender cómo el aumento en el corte de agua afecta la producción de arena, se debe tener en cuenta dos escenarios, efectos de la permeabilidad relativa y yacimientos mojados por agua.

En el primer escenario se presenta que, al aumentar la producción de agua, la permeabilidad relativa del petróleo en las cercanías del pozo disminuye, requiriendo un mayor diferencial de presión para producir el hidrocarburo

En el segundo caso se debe tener en cuenta que el agua connata permite la cohesión entre los granos, por tal motivo cuando se da el aumento en el corte de agua, la fuerza de tensión superficial y cohesión entre los granos se reduce, limitando la estabilidad de la arena y permitiendo la producción de la misma con rapidez, como lo afirma McKinzie³¹.

En general, las formaciones son sensibles a la producción de agua debido a que esta disuelve el material natural cementante de la roca, reduce la tensión superficial y cohesión intergranular, humecta la roca y la lava, como ocurre en el Campo La Cira Infantas donde se inyectan 520.544 BWPD y el promedio del corte de agua es de 95% por ende, la arena tiende a desprenderse y producirse junto a los fluidos.

2.3 EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

La producción de arena genera una gran cantidad de efectos que son determinantes en la vida útil de un pozo, efectos que van desde una simple acumulación de sólidos hasta una falla que restrinja la producción del mismo. Estos efectos repercutirán de manera directa tanto técnica como económicamente sobre el desarrollo de las operaciones e integridad de los pozos en el campo de interés.

³¹ Ibid., p. 3.7.

El impacto financiero de la producción de arena se puede ver reflejado en altos costos de mantenimiento o intervención en pozos, tanto en equipos de fondo como de superficie. En el caso del Campo La Cira Infantas se efectúan de cuatro a cinco intervenciones al año por arenamiento causando aumento en los costos operativos en aproximadamente 100.000 dólares, generando una menor rentabilidad. Los principales efectos de la producción de arena en el Campo La Cira Infantas son los siguientes.

2.3.1 Acumulación en el fondo del pozo. Ocurre principalmente cuando “la velocidad y el caudal de flujo no es suficiente para llevar la arena a superficie”³², ésta se deposita paulatinamente en el fondo del pozo, con el paso del tiempo llena el bolsillo y restringe el intervalo productor causando el taponamiento de la cara de la formación y por ende la disminución de la producción de fluidos. Para mitigar y controlar este efecto es necesario realizar intervenciones a los pozos para limpiar la arena acumulada, esto por medio de tuberías, bombas desarenadoras o fluidos desplazantes. Estas intervenciones requieren una inversión alta de capital debido a los equipos utilizados y por el tiempo en el que el pozo deja de producir.

En el caso del Campo La Cira Infantas el volumen que llega a ocupar la arena producida en el fondo del pozo se evalúa pozo a pozo en cada intervención que se realice, cada pozo aportará en mayor o menor proporción dependiendo las propiedades de la formación y las condiciones a las cuales este expuesta. En el caso específico del Pozo T1 a tratar en este proyecto, con ocho años de producción se han realizado cuatro intervenciones por arenamiento, en las cuales se ha encontrado 128, 330, 298 y 269 pies de los perforados tapados respectivamente.

2.3.2 Acumulación en equipos de superficie y fondo. Según afirma McKinzie³³, la acumulación de arena en los equipos de superficie se da cuando la velocidad de flujo es suficiente para transportarla, quedando depositada en las líneas de flujo, separadores, tratadores térmicos y otros equipos dentro las facilidades. Cuando dicho volumen es considerable los equipos tienden a perder su capacidad de trabajo, por lo tanto, es necesario detener la operación e intervenirlos para así limpiarlos, como se viene realizando en el Campo La Cira Infantas, en donde la producción de arena no se controla, sino que se maneja en superficie. Sin embargo, debido a la cantidad de pozos presentes en el campo no se cuenta con un monitoreo de la cantidad de arena acumulada en los equipos de superficie.

Por otro lado, cuando la velocidad de flujo no es suficiente, la arena queda atrapada en las tuberías de revestimiento, tubería de producción y componentes del levantamiento artificial causando restricción en la producción. El más claro ejemplo que se presenta en el campo es la acumulación de arena en las bombas

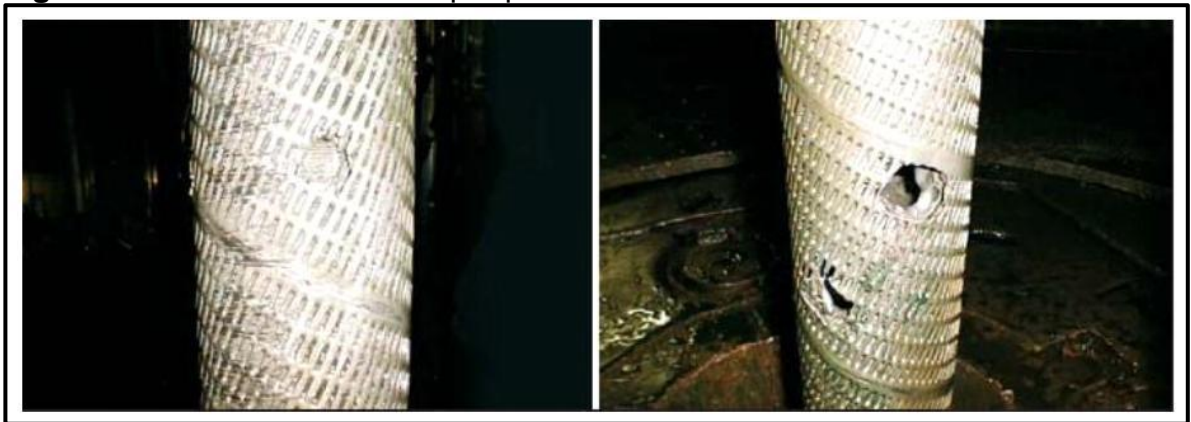
³² Ibid., p. 3.4.

³³ Ibid., p. 3.4.

de subsuelo las cuales causan la necesidad de intervenir el pozo para desarenarlas y aumentar la eficiencia de estas.

2.3.3 Erosión de equipos de superficie y fondo. Durante la vida productiva de un pozo con alta producción de arena, el flujo de fluidos a altas velocidades genera una acción abrasiva constante sobre los equipos ubicados tanto en el fondo del pozo como en la superficie, esta acción abrasiva de la arena desgasta de manera significativa el revestimiento, la tubería de producción, los empaques, las bombas y todos los demás componentes que hacen parte del sistema. Si este efecto no se controla y es prolongado podrá causar daño irreversible en la vida útil de los equipos, generando la necesidad de reemplazarlos como ocurre en el Pozo T1 en el cual durante una de las intervenciones por arenamiento se encontró la tubería de producción combinada con bomba pegada y con el vástago cortado. En la **Figura 4** se evidencia el desgaste del equipo de superficie debido a la abrasión generada por la producción de arena.

Figura 4. Erosión de la tubería por producción de arena.

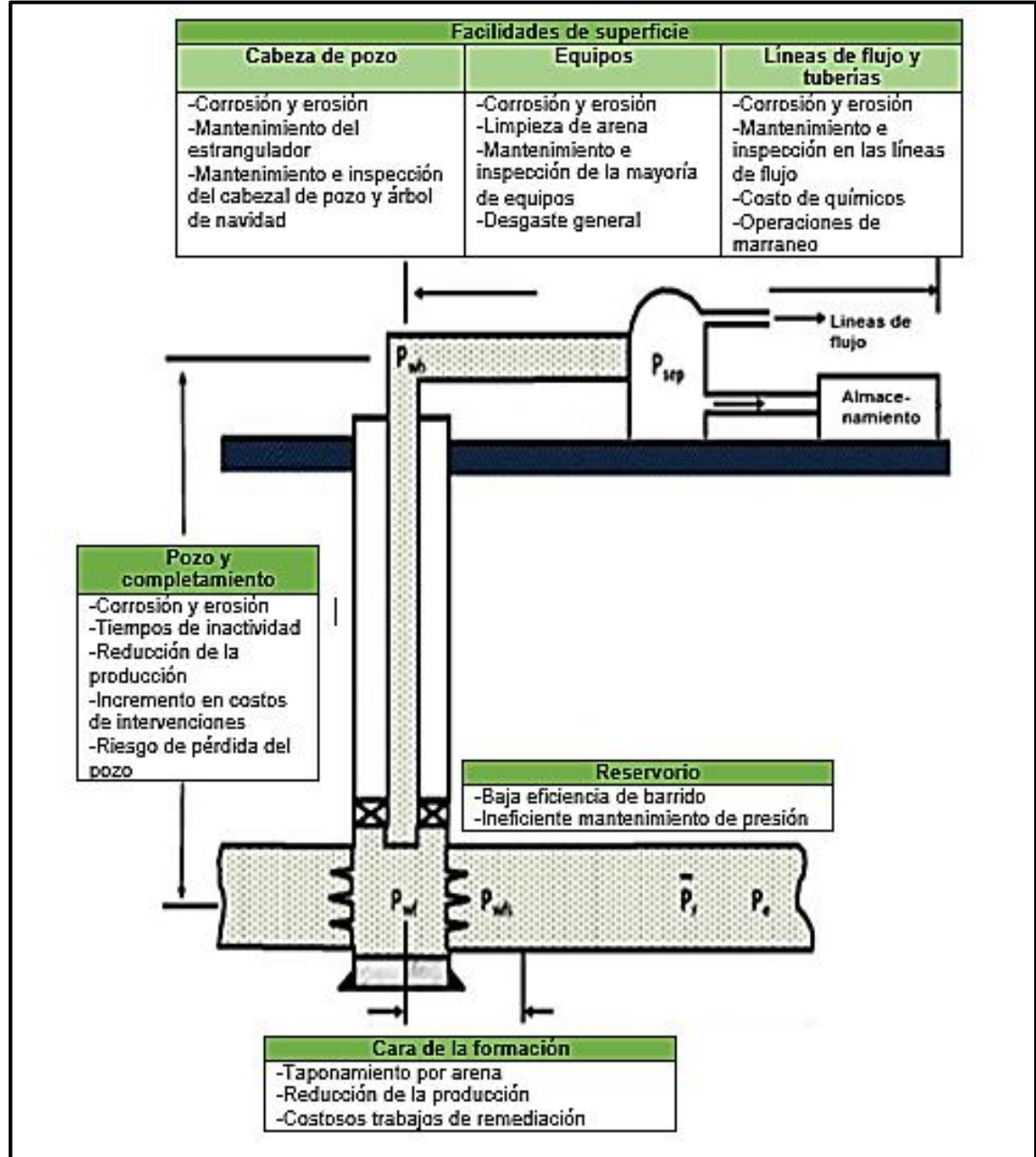


Fuente: LTMBERG, Tola Mayta. Control de arena en pozos petroleros p. 8. [En Línea]. [Consultado el 23 de julio de 2017]. Disponible en: < <https://documentslide.org/control-de-arena-en-pozos-petroleros-pdf>.

2.3.4 Disminución de la producción. Está relacionada con todos los efectos mencionados anteriormente, pero en especial con la acumulación de arena en el fondo del pozo, ya que, esta acumulación afectará la cara de la formación, tapaná los poros disminuyendo su permeabilidad y generando una obstrucción en el flujo de fluidos del yacimiento que por consiguiente disminuirá la producción del pozo.

En la **Figura 5** se puede observar una síntesis de los efectos ocasionados por el arenamiento en el esquema tradicional de un pozo petrolero.

Figura 5. Efectos de la producción de arena.



Fuente: MUÑOZ, Lina; SANTAMARIA, Shirley. Evaluación de los métodos de control de arena implementados en el Campo La Cira Infantas. Trabajo de grado Ingeniería de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería físico químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos, 2016. p.24. Modificado por los autores.

3. MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA

En la industria petrolera existen diversos métodos para el control de arena, los cuales van desde la ejecución de simples cambios en las operaciones de producción hasta la implementación de complejos completamientos. Los principales métodos para el control de arena se describen a continuación.

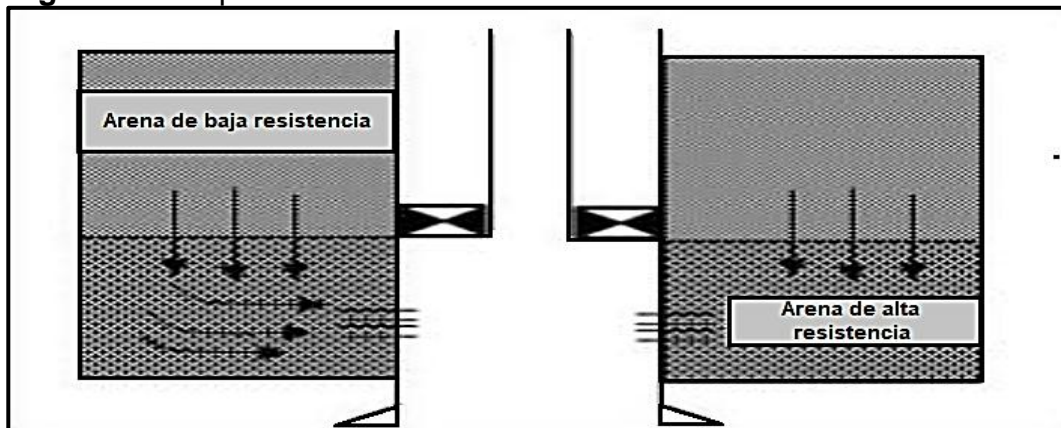
3.1 MANTENIMIENTO Y WORKOVER

Según Mckenzie³⁴, es una técnica de control pasiva, debido a que permite que la producción de arena se efectúe para posteriormente controlar sus efectos. Es implementada en pozos que tengan una producción de arena transitoria y su caudal de producción sea bajo. Requiere de una rigurosa y constante limpieza de los equipos de superficie y fondo.

3.2 COMPLETAMIENTO SELECTIVO

Esta técnica al igual que la de mantenimiento y workover no utiliza métodos invasivos para controlar la producción de arena, es decir, es una técnica pasiva. Consiste principalmente en cañonear las arenas productoras con mayor resistencia a la compresión con el fin de contar con un mayor rango de caída de presión para así manejar caudales de producción más altos y prolongar el inicio del flujo de arena hacia el pozo. Su uso limita la producción total del pozo. debido a la cantidad de zonas que pueden ser cañoneadas, además de requerir una alta permeabilidad vertical. El esquema del método es ilustrado a continuación en la **Figura 6**.

Figura 6. Completamiento Selectivo.



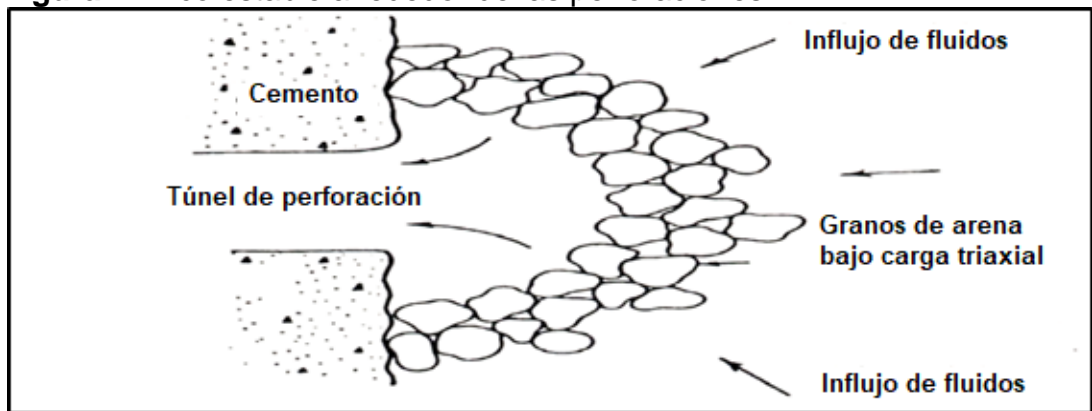
³⁴ MCKINZIE, Howard. "Causes and effects of sand production" en Sand Control. Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U. Petroskills, 2014 Versión 6. p. 1.3.

Fuente: MCKINZIE, Howard. "Sand control techniques" en Sand Control. Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U. Petroskills,2014 Versión 6. p. 1.3. Modificado por los autores.

3.3 MODIFICACIÓN DE LA TASA DE FLUJO

Tener un alto caudal conlleva a baja presión de fondo fluyente, haciendo que los esfuerzos inducidos hacia la formación excedan su resistencia provocando que la misma falle e inicie la producción de arena. Con el fin de contrarrestar la generación de estos esfuerzos se debe encontrar la tasa crítica de producción, la cual se obtiene mediante la variación del caudal, este debe ser modificado cada vez que la presión del yacimiento y corte de agua cambie. Este método busca establecer la mayor tasa de flujo posible junto a un arco estable de la formación como se muestra en la **Figura 7**, para así, evitar la degradación excesiva de la misma.

Figura 7. Arco estable alrededor de las perforaciones.



Fuente: MCKINZIE, Howard. "Causes and effects of sand production" en Sand Control. Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U. Petroskills,2014 Versión 6. p. 3.3. Modificado por los autores.

3.4 CONTROL MECÁNICO

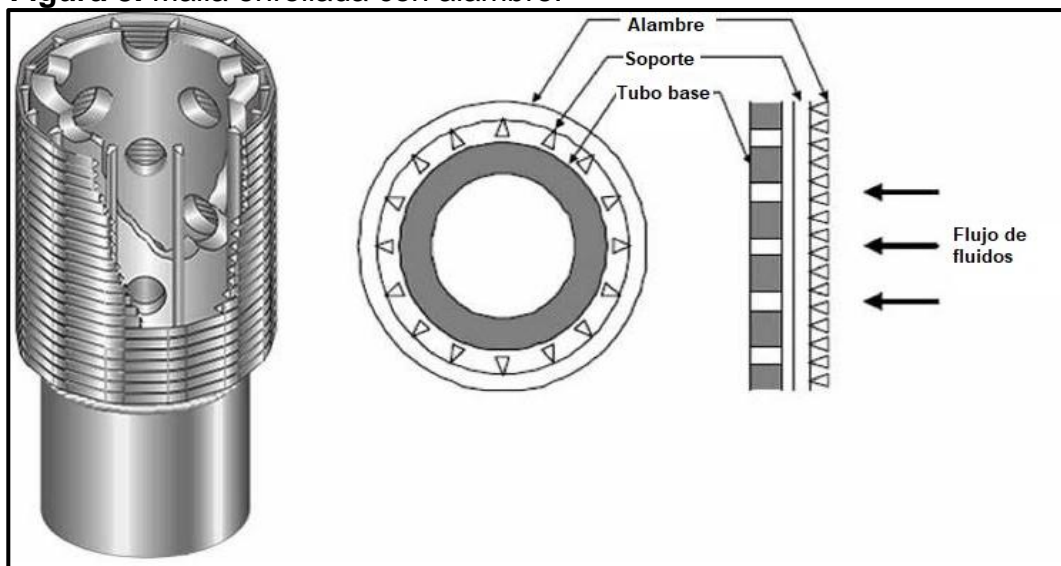
Los métodos de este tipo se basan en la instalación de instrumentos que actúan como filtros en la cara de la formación productora, con el fin de retener la mayor cantidad de granos de arena posible. Esta retención se hace debido a la formación de puentes, los granos de mayor diámetro son puenteados en el filtro utilizado y ayudan a disminuir la producción de arena permitiendo sólo el paso de granos con un diámetro reducido.

Los métodos de control mecánico más comunes en la industria petrolera son los siguientes.

3.4.1 Mallas enrolladas con alambre. Están compuestas por un tubo base con perforaciones alrededor de su circunferencia, un alambre de acero inoxidable que recubre dicho tubo y unas barras que brindan soporte longitudinal, entre más barras existan más fuerte será la malla. Tiene como principio de funcionamiento el puenteo que se forma en las perforaciones del tubo y es utilizado en yacimientos con granos de arena de tamaño homogéneo, pozos desviados con altas presiones y temperaturas.³⁵

En la **Figura 8** se puede observar la estructura de las mallas enrolladas con alambre.

Figura 8. Malla enrollada con alambre.



Fuente: SHENGKAI METAL MESH. Wire wrapped screen – higher strength & maximum production. [En línea]. [Consultado el 1 de agosto de 2017]. Disponible en: <<http://www.sand-screen.com/product/wire-wrapped-screen.html>>.

3.4.2 Mallas Pre-empacadas. Está constituido por dos mallas que entrapan un medio filtrante, generalmente grava, encargada de obstruir el paso de los granos más pequeños de arena, mientras que la malla exterior evita el paso de los granos de mayor diámetro. Este tipo de mallas se utilizan principalmente en formaciones heterogéneas, pozos altamente desviados u horizontales y zonas en las que sea complicada la instalación de empaques con grava. Generalmente la grava utilizada es poco resistente a la erosión, los fluidos ácidos y el vapor. Sin embargo,

³⁵ SHENGKAI METAL MESH. Pipe-based screen suitable for most wells. [En línea]. [Consultado el 1 de agosto de 2017]. Disponible en: <<http://www.wellscreen.org/well-screen/pipe-based-wire-wrapped-screen.html>>

presenta aspectos positivos como una capacidad de flujo por pie elevada y un radio externo adaptable a las condiciones del pozo.³⁶

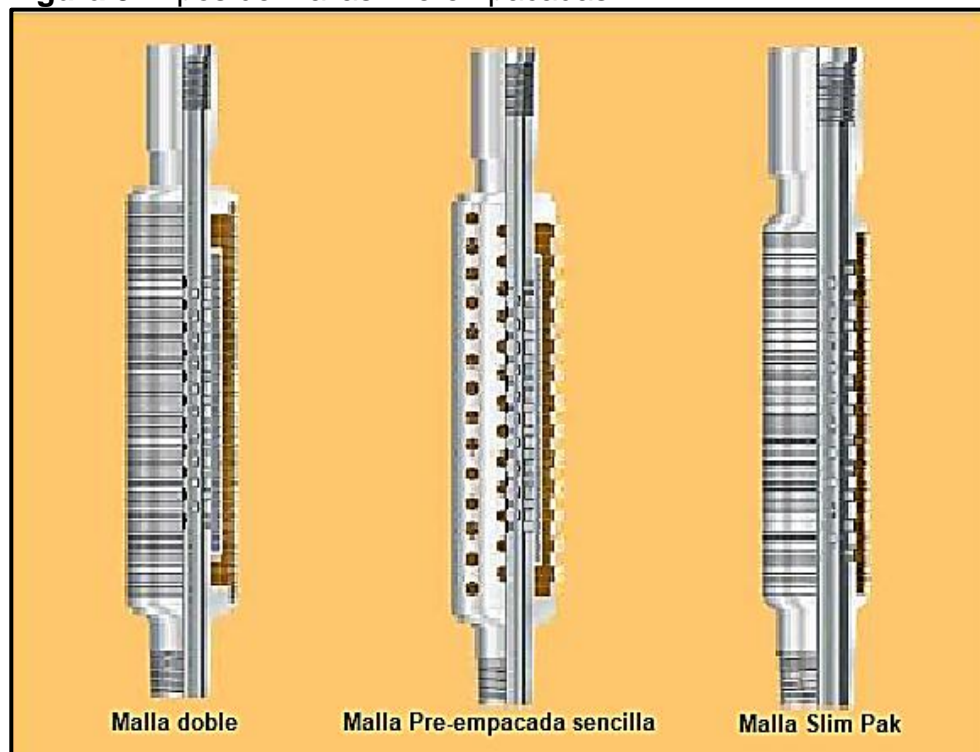
3.4.2.1 Malla Pre-empacada sencilla. Está compuesta por una rejilla y un tubo perforado especial sobre la camisa, el espacio anular entre la camisa y el tubo perforado se llena con grava recubierta con resina.³⁷

3.4.2.2 Malla doble. Está compuesta por una rejilla y dos camisas. El espacio anular entre las camisas se rellena con grava recubierta con resina.³⁸

3.4.2.3 Malla Slim-Pack. Se diferencia de una malla sencilla por la presencia de una malla fina extra enrollada sobre el tubo perforado, el espacio que queda entre esta malla fina y la camisa es rellanado con grava recubierta con resina.³⁹

En la **Figura 9** se puede observar el esquema de los tres tipos de mallas pre-empacadas descritas anteriormente.

Figura 9. Tipos de Mallas Pre-empacadas.



³⁶ LTMBERG, Tola Mayta. Control de arena en pozos petroleros p. 35. [En Línea]. [Consultado el 2 de agosto de 2017]. Disponible en: <<https://documentslide.org/control-de-arena-en-pozos-petroleros-pdf>>

³⁷ Ibid., p. 37

³⁸ Ibid., p. 37

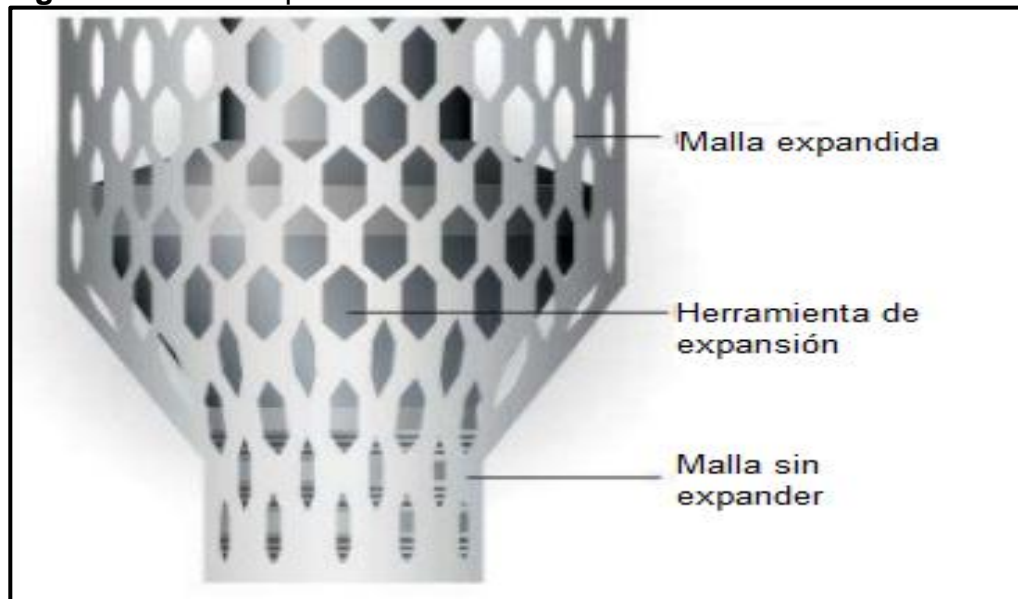
³⁹ Ibid., p. 37

Fuente: LTMBERG, Tola Mayta. Control de arena en pozos petroleros p. 37. [En Línea]. [Consultado el 2 de agosto de 2017]. Disponible en: <<https://documentslide.org/control-de-arena-en-pozos-petroleros-pdf>>.

3.4.3 Mallas expandibles. Su función principal es tener un contacto directo con las paredes del pozo y evitar la producción de arena, este contacto se logra gracias a la acción de un inserto de expansión que se usa para aumentar el diámetro de la malla hasta que esta tenga un contacto estable con la formación, además de este inserto de expansión las mallas expandibles cuentan con un tubo base, un medio de filtración y una cubierta de protección externa. En la **Figura 10** se observa un esquema de esta técnica de control de arena.

Permite dar un mayor soporte a la formación reduciendo el espacio anular, aísla de manera sencilla zonas problemáticas, brinda un mayor diámetro que facilitan las intervenciones a realizar en el pozo y tiene una mayor área de influjo. Sin embargo, al ser una de las técnicas más modernas existentes en el mercado puede ser más costosa que otros métodos.⁴⁰

Figura 10. Malla expandible.



Fuente: AL-KHALIFAH, Ahmad. Sand Production in Oil Wells. [En línea]. [Consultado el 3 de agosto de 2017]. Disponible en: <https://www.slideshare.net/the_duke7/sand-problem-in-oil-wells>

⁴⁰ PERFOBLOGGER. Métodos básicos de control de arena en la industria de los hidrocarburos. [En línea]. [Consultado el 3 de agosto de 2017]. Disponible en: <<http://perfob.blogspot.com.co/2016/05/metodos-basicos-de-control-de-arena-en.html>>

3.4.4 Liner ranurado. Es uno de los más sencillos y económicos, consta de una tubería con perforaciones como se ilustra en la **Figura 11**, que es colocada al frente de las formaciones productoras para retener la producción de arena, es usado con mayor frecuencia en pozos horizontales, donde exista una permeabilidad elevada y donde los granos de arena sean grandes y estén bien distribuidos, sin embargo, las características de este método de control lo hacen susceptible a taponamientos y a ser la causa de elevadas caídas de presión.

Como afirman Aguirre y Vivas el tamaño de las ranuras debe duplicar el diámetro de la arena de formación en el percentil 50, ya que “un grano de arena de formación forma un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos o tres veces el diámetro del grano, siempre y cuando dos partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo”⁴¹. Existen dos tipos de estas; las ranuras rectas y las trapezoidales, las rectas tienen un ancho uniforme siendo susceptibles a taponarse, mientras que las trapezoidales debido a su forma evitan las obstrucciones.

Figura 11. Liner ranurado.

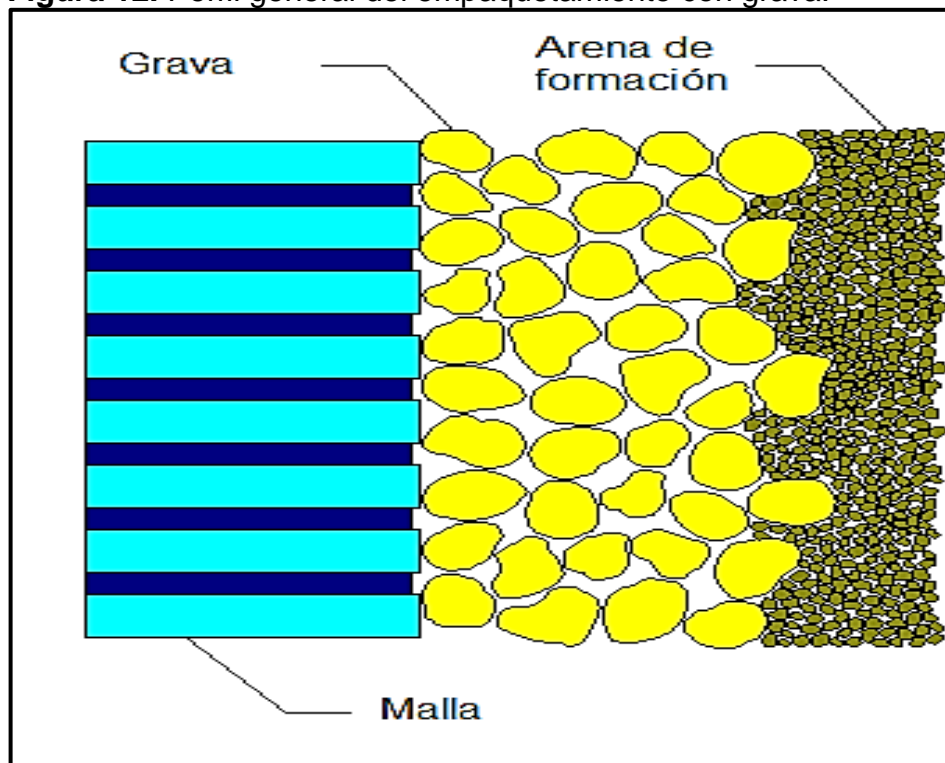


Fuente: AMARIZ, Jaime. Empaquetamiento con grava. Producción I. mayo 2015. Modificado por los autores.

⁴¹ AGUIRRE, Eduardo; VIVAS, Yoel. Completación de pozos. [En línea]. [Consultado el 23 de enero de 2018]. Disponible en: <<http://www.monografias.com/trabajos17/completacion-pozos/completacion-pozos2.shtml>>

3.4.5 Empaquetamiento con grava. Es utilizado en la industria petrolera desde los años 1930, consiste en bombear un fluido especial con el fin de posicionar la grava previamente seleccionada por pruebas de granulometría para que actúe como filtro entre una malla y las paredes de la formación o las paredes del revestimiento, dependiendo del tipo de completamiento que se haya realizado, sea hueco abierto o hueco revestido respectivamente. El tamaño de la grava debe ser de cuatro a cinco veces mayor a la arena de la formación. Su objetivo es crear un filtro de alta permeabilidad que permita el flujo de fluidos, reteniendo la migración de granos de arena hacia el pozo además de proporcionar estabilidad a las paredes de la formación. Actualmente esta técnica es una de las más utilizadas.⁴²

Figura 12. Perfil general del empaquetamiento con grava.



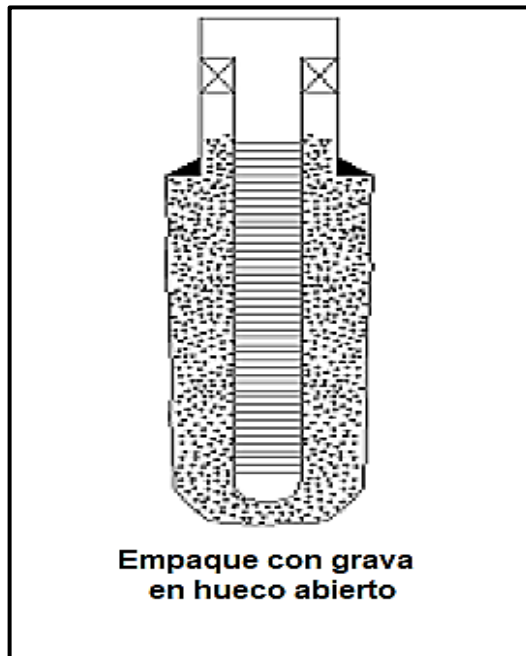
Fuente: MCKINZIE, Howard. "Gravel pack sand design" en Sand Control. Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U. Petroskills, 2014 Versión 6. p. 6.12. Modificado por los autores.

3.4.5.1 Empaquetamiento con grava hueco abierto. Consiste en ubicar la grava entre la malla y la cara de la formación de la zona productora, es utilizado en zonas de arenas limpias sin presencia de lutitas y en pozos horizontales o

⁴² CARLSON, Jon; GURLEY, Derrel; KING, George; PRICE-SMITH, Colin; WATERS, Frank. Sand Control: Why and How?. [En Línea]. [Consultado el 3 de agosto de 2017]. Disponible en: <https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/1092/p41_53.pdf>

verticales. Esta técnica es bastante eficiente debido a que la grava es posicionada justo al frente del intervalo productor, proporcionando una mayor tasa de flujo, menores caídas de presión, facilidad en la instalación y costos inferiores respecto al empaquetamiento en hueco revestido. Sin embargo, durante el posicionamiento de la grava el espacio anular entre malla y formación puede ser ocupado por arena antes de que la grava sea ubicada en su totalidad, ocasionando problemas operativos. En la **Figura 13** se puede observar el completamiento de empaque con grava en hueco abierto.

Figura 13. Empaque con grava en hueco abierto.

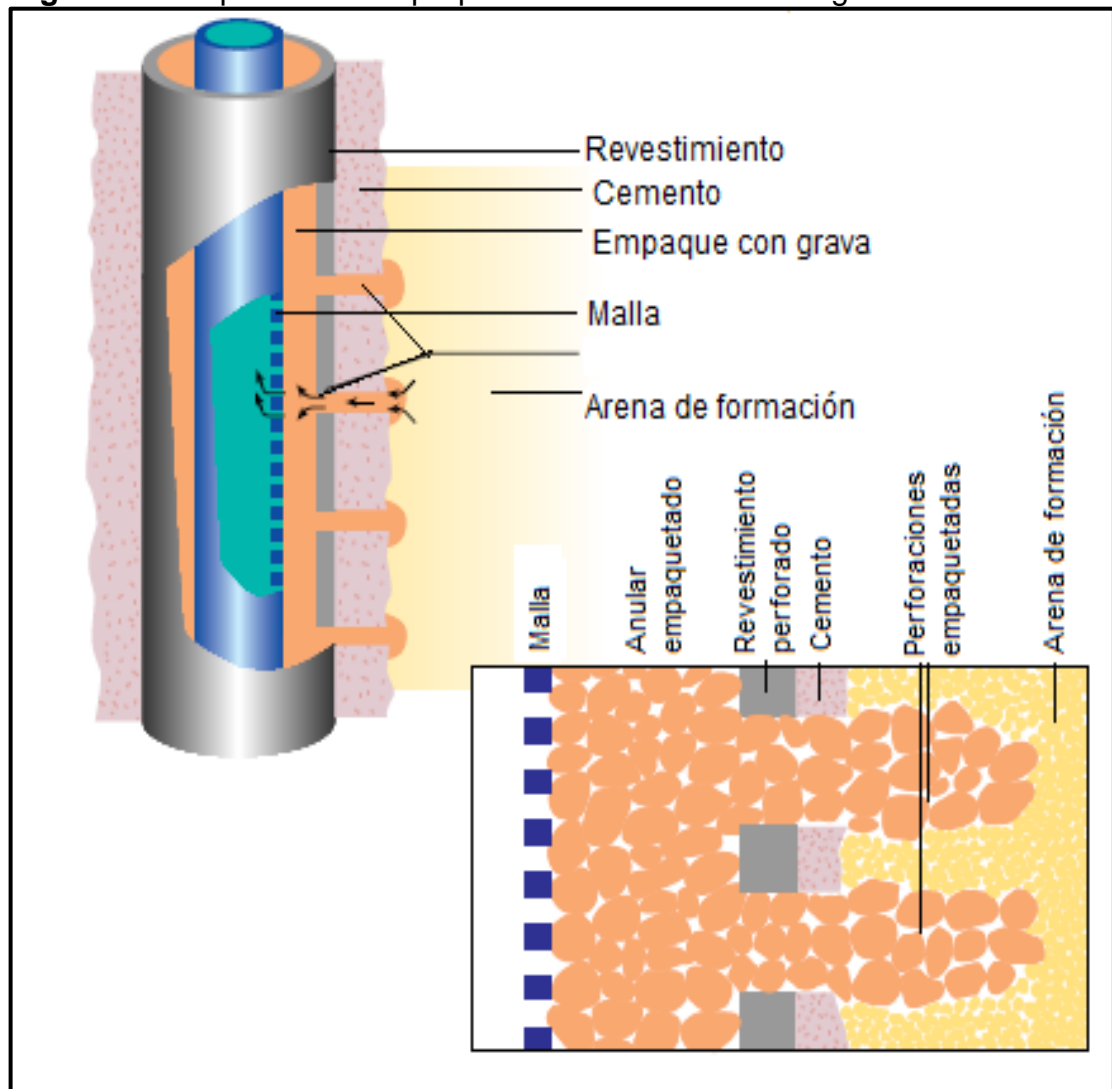


Fuente: MCKINZIE, Howard. "Sand control techniques" en Sand Control. Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U. Petroskills, 2014 Versión 6. p. 1.5. Modificado por los autores.

3.4.5.2 Empaquetamiento revestido con grava. Es usado cuando se cuenta con revestimiento en frente de la zona productora, no hace parte del completamiento original del pozo, sino que es un mecanismo de rehabilitación del mismo. Consiste en utilizar la combinación entre mallas y grava para impedir el paso de arena hacia la tubería de producción. La grava va a retener el flujo de arena proveniente de la formación mientras que la malla se encarga de retener la grava, como se muestra en la **Figura 14**. Su complejidad radica en el empaquetamiento de los túneles de perforación ya que se debe encontrar una velocidad adecuada para posicionar la grava, si es muy lenta la grava no quedara en el lugar correcto causando un

empaquetamiento ineficiente. La **Tabla 3** presenta ventajas y desventajas de este método.

Figura 14. Esquema del empaquetamiento revestido con grava.



Fuente: CARLSON, Jon; GURLEY, Derrel; KING, George; PRICE-SMITH, Colin; WATERS, Frank. Sand Control: Why and How?. [En Línea]. [Consultado el 3 de agosto de 2017]. Disponible en: <https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/1092/p41_53.pdf>

Tabla 3. Ventajas y desventajas del empaquetamiento revestido con grava.

Ventajas	Desventajas
Existen facilidades de completamiento selectivo	Altas caídas de presión
Facilidad para reparar intervalos productores	Erosión y/o corrosión de la malla
Se puede controlar y observar con efectividad la producción de fluidos de cada zona	Taponamiento debido a formación de escamas cuando hay una mezcla de agua y fluido de completamiento base calcio
Es posible realizar completamientos múltiples	La pérdida de fluidos durante el completamiento causa daño a la formación
Elimina problemas de estabilidad	Disminución de la tasa de flujo
Existen varias técnicas para la colocación de las mallas y la grava frente a las perforaciones	Se restringen las perforaciones del cañoneo por la necesidad de ubicar la malla en el pozo
Es una técnica muy conocida en la industria	Costo elevado

Fuente: GONZALES, Néstor. Curso de Completación de pozos en arenas no consolidadas (control de arena). 2016. Modificado por los autores.

Los equipos más utilizados para el completamiento de un empaquetamiento revestido con grava típico se describen a continuación.

- **Empaque de fondo.** El primer paso en la instalación del empaquetamiento revestido con grava es la ubicación de este elemento, de cinco a diez pies debajo del perforado más profundo. Permite el acceso al fondo del pozo y facilita la toma de registros de producción debajo de los perforados para monitorear contactos de petróleo, agua y gas. Se conoce como “Sump Packer”.⁴³
- **Sellos.** Son necesarios para la estabilidad y agarre del empaque de fondo, además de esto sirven para prevenir que tanto la grava del empaque como la

⁴³ MCKINZIE, Howard. “Gravel pack completion equipment and service tools” en Sand Control. Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U. Petroskills, 2014 Versión 6. p. 8.1.

arena de formación se vayan al fondo del pozo. En casos de completamientos múltiples los sellos son requeridos para el aislamiento entre zonas.⁴⁴

- **Mallas.** La mayoría de mallas y liners ranurados mencionados anteriormente son usados en los empaquetamientos con grava y tienen como finalidad evitar que la grava localizada entre el revestimiento o hueco abierto y la malla se produzca. En este caso se especifican aspectos como la centralización, longitud y diámetro de mallas utilizadas para el empaquetamiento revestido con grava.

El correcto llenado del anular con grava es indispensable para un buen control de la producción de arena, es por esto que es necesario centralizar la tubería y las mallas ubicadas en el fondo del pozo, para lograrlo se requiere el uso de centralizadores.

La longitud de las mallas ocupa generalmente de cinco a diez pies por encima y por debajo de los perforados, esto con el fin de garantizar que todo el intervalo de perforados este cubierto.

El espaciamiento óptimo entre la pared interna de la tubería de revestimiento y el diámetro externo de la malla esta entre 0,75 y 1 pulgada, esto da lugar a un espacio anular adecuado para ser llenado de grava y además da la seguridad de poder ser recuperado en caso de ser necesario.⁴⁵

- **Tubería lisa.** Funciona como separador entre los distintos componentes del completamiento, ayudando al correcto posicionamiento de la malla en el fondo del pozo y brindando un efecto de amortiguador para la colocación de la grava.⁴⁶
- **Junta de seguridad.** Este elemento viene equipado con unos tornillos que permiten la liberación independiente del empaque superior y la extensión de empaque con grava de la tubería lisa y las mallas. Es usado en caso de emergencia y funciona mediante la aplicación de tensión.⁴⁷
- **Válvula de aislamiento.** Es un instrumento mecánico que evita que los fluidos utilizados en la instalación del empaquetamiento con grava se dirijan hacia la formación, consta de una aleta que se abre con el paso de las herramientas de posicionamiento, cuando estas herramientas salen, la aleta se cierra previniendo la entrada de los fluidos hacia la formación.⁴⁸

⁴⁴ Ibid., p. 8.2

⁴⁵ Ibid., p. 8.4

⁴⁶ Ibid., p. 8.4

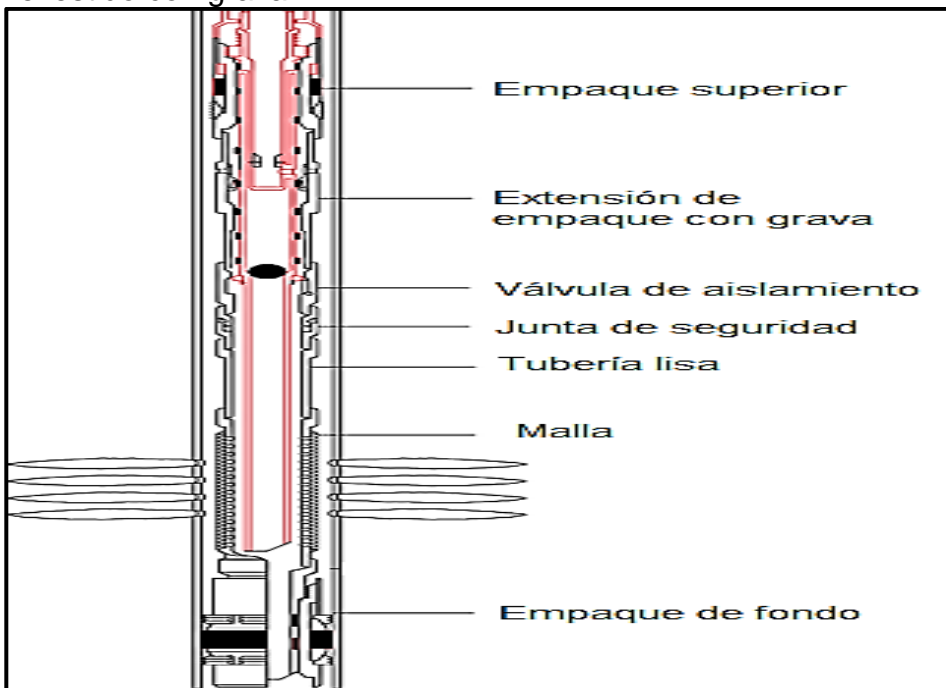
⁴⁷ Ibid., p. 8.6

⁴⁸ Ibid., p. 8.6

- **Extensión de empaque con grava.** Esta herramienta es usada para proporcionar un camino para el flujo de fluidos a través del empaque superior lo cual es necesario para las operaciones de bombeo. Consiste en tres secciones; la superior que tiene canales de flujo para los fluidos del empaque con grava, el sello que tiene que encajar perfectamente con el empaque superior y la parte inferior la cual permite el movimiento y adaptación de una herramienta necesaria para direccionar el flujo de los fluidos del empaque con grava.⁴⁹
- **Empaque superior.** En la parte superior del ensamblaje se encuentra este empaque, el cual puede ser permanente o recuperable, los empaques recuperables son más utilizados debido a la facilidad de extraerlos en caso de necesitar realizar alguna intervención en el pozo.⁵⁰

En la **Figura 15** se puede observar la ubicación de los equipos nombrados anteriormente en un completamiento con empaquetamiento revestido con grava.

Figura 15. Equipos para el completamiento del empaquetamiento revestido con grava.



Fuente: PETROWIKI. Gravel pack equipment and tools [En línea]. [Consultado el 7 de agosto de 2017]. Disponible en: <http://petrowiki.org/Gravel_pack_equipment_and_tools>. Modificado por los autores.

⁴⁹ Ibid., p. 8-7

⁵⁰ Ibid., p. 8-8

3.5 CONTROL QUÍMICO

Consiste en utilizar productos químicos como por ejemplo la resina, una sustancia orgánica de consistencia pastosa que al solidificarse permite la compactación de los granos de arena de la formación productora, pasando de una roca poco consolidada a una artificialmente consolidada.

La consolidación química de la formación con resinas, busca aumentar la resistencia de la formación tal que permita soportar las fuerzas de arrastre causadas por la producción de fluidos, además de mantener la permeabilidad original del yacimiento. Esto, mediante la inyección de resina líquida junto a catalizadores, ya sean externos o internos, que permitan el endurecimiento de la resina luego de que ésta cubra los granos de arena y así lograr la unión de los mismos.

Para poder llevar a cabo exitosamente la consolidación química con resina como método de control de arena, se requiere de una cementación primaria eficiente que evite canalizaciones, un pozo limpio de sólidos para evitar que las impurezas queden pegadas a la tubería y además se debe seguir una secuencia de inyección.

Esta técnica de control de arena es aplicada principalmente en zonas donde el diámetro del pozo se debe aprovechar al máximo por cuestiones de productividad o cuando se han aplicado técnicas que fallan frecuentemente o no arrojan los resultados esperados.

Sus principales ventajas son que no se requieren operaciones de pesca, es ideal para huecos delgados, durante operaciones de mantenimiento no es necesario sacar el equipo de fondo, sino que es posible realizarlo mediante tubería flexible. Mientras que sus principales desventajas radican en que se reduce la permeabilidad de la zona, es una técnica costosa, no es apta para intervalos mayores a 15 pies, no son eficientes en formaciones con permeabilidades por debajo de los 50 md y temperaturas por encima de los 225°F, además de utilizar materiales tóxicos y peligrosos a la hora de su manipulación.⁵¹

3.6 CONTROL MECÁNICO-QUÍMICO

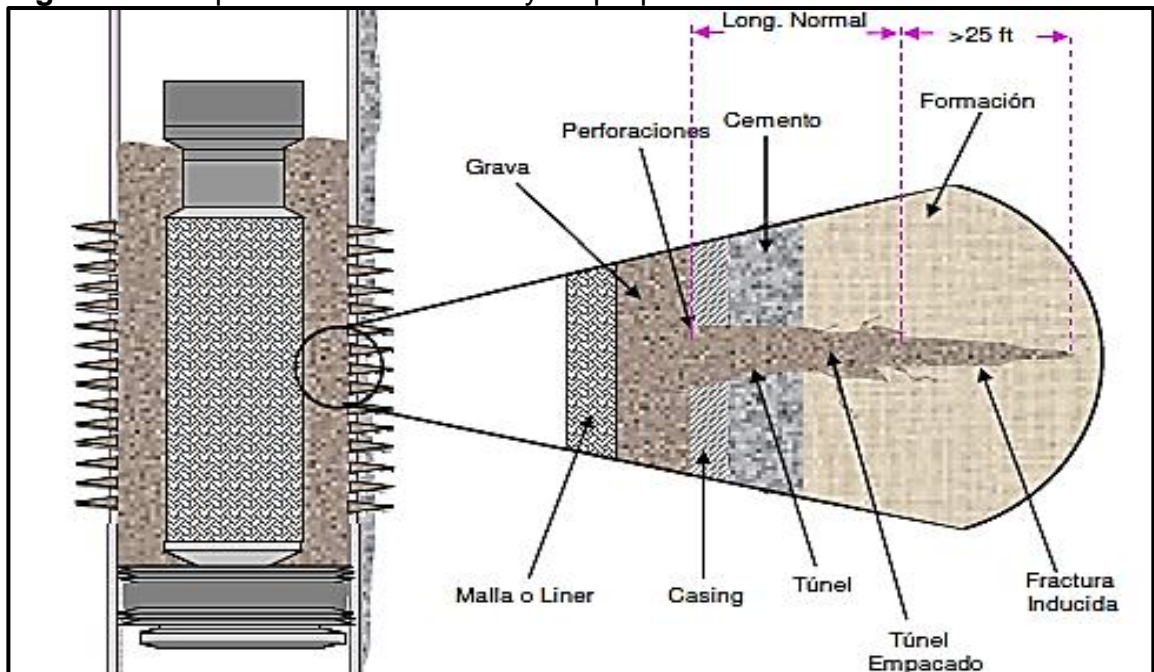
Combina la aplicación de empaquetamientos de tipo mecánico y el uso de técnicas químicas.

⁵¹ LTMBERG, Tola Mayta. Control de arena en pozos petroleros p. 28-30. [En Línea]. [Consultado el 8 de agosto de 2017]. Disponible en: <<https://documentslide.org/control-de-arena-en-pozos-petroleros-pdf>>

3.6.1 Fracturamiento y empaque. Este método de control de arena conocido como “Frac Pack” consiste en inducir fracturas altamente conductivas en la formación y rellanarlas con grava, de esta manera se estimulará el pozo y al mismo tiempo se hará un control eficiente de la producción de arena. La aplicación de esta técnica trae consigo varias ventajas como lo son la reducción de las caídas de presión, la disminución del factor de daño en las cercanías del pozo y por consiguiente el aumento del índice de productividad. Sin embargo, los costos de aplicación de este método son elevados debido a la gran cantidad de grava, fluidos de transporte necesarios y los requerimientos que trae consigo la fractura de una formación.⁵²

En la **Figura 16** se puede observar un esquema básico de la técnica de Fracturamiento y empaque.

Figura 16. Esquema fracturamiento y empaque.



Fuente: ESPINOSA GONZALEZ, Miguel Angel. Evaluación técnica y económica de alternativas para el control de arena en el Campo La Cira-Infantas. Trabajo de grado. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de ingeniería. Departamento de petróleos. 2009. p. 63. Modificado por los autores.

3.6.2 Empaque de grava con resinas químicas. Es recomendado en formaciones poco consolidadas, en pozos donde el empaque de grava falle

⁵² LTMBERG, Tola Mayta. Control de arena en pozos petroleros p. 40. [En Línea]. [Consultado el 8 de agosto de 2017]. Disponible en: <<https://documentslide.org/control-de-arena-en-pozos-petroleros-pdf>>

frecuentemente y en pozos de inyección de agua y vapor donde sus temperaturas no sobrepasen los 450°F debido a que el plástico no es estable después de que ocurre su consolidación. El método consiste en cubrir el empaque de grava de alta permeabilidad con una capa delgada de resina. Se debe bombear la grava hacia la formación seguido de la resina, se activará debido a la temperatura de fondo o por el calor que se genere por la inyección de vapor. Su eficiencia dependerá de la temperatura y tiempo de operación a la que este expuesta la resina.⁵³

⁵³ LTMBERG, Tola Mayta. Control de arena en pozos petroleros p. 32-33. [En Línea]. [Consultado el 9 de agosto de 2017]. Disponible en: <<https://documentslide.org/control-de-arena-en-pozos-petroleros-pdf>>

4. GENERALIDADES DEL POZO T1

En el siguiente capítulo se presentan los aspectos más importantes de la perforación, completamiento, producción e intervenciones del Pozo T1.

4.1 PERFORACIÓN

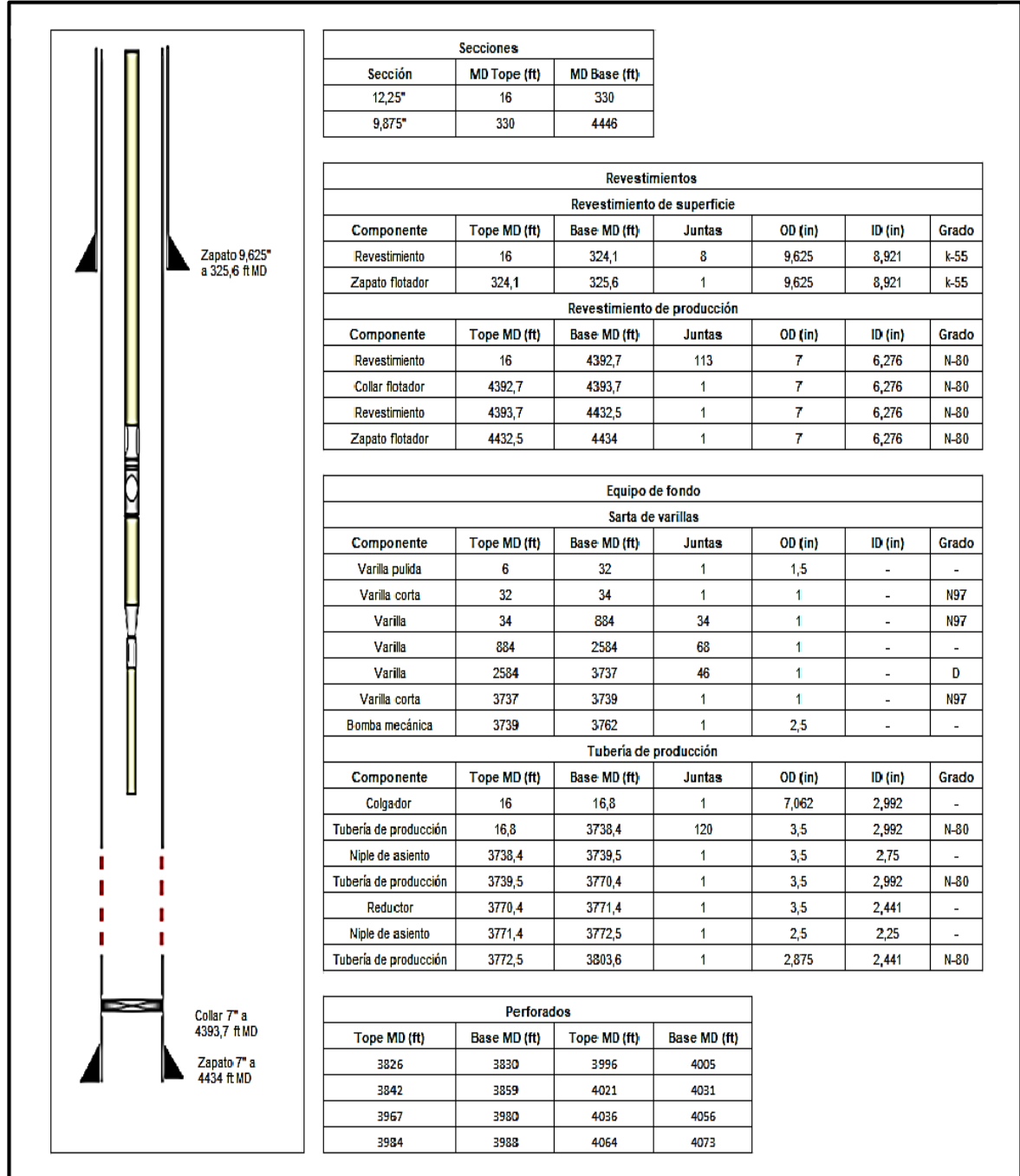
El Pozo T1 del Campo La Cira Infantas ubicado en la zona Cira Norte inició perforación el día 4 de julio de 2009 a las 13:30 horas y finalizó el día 7 de julio de 2009 a las 11:00 horas con una profundidad de 4.446 pies TD. Siendo un pozo tipo J con objetivo principal la extracción de crudo de la Formación Mugrosa, se perforó en dos fases, con broca 12 ¼" y 9 7/8".

La fase de 12 ¼" se perforó desde superficie hasta la profundidad de 330 pies con lodo de nueve ppg y se corrió revestimiento de 9 5/8". Posteriormente se perforó la fase de 9 7/8" desde el tope de cemento a la profundidad de 311 pies hasta 4.446 pies TD, atravesando las Formaciones Colorado y Mugrosa; con un último dato de desviación de 7,91° de inclinación y 293,5° de azimut; una densidad de lodo entre 8,8 a 9,4 ppg y bajando revestimiento de 7" para su posterior cementación asentando zapato a la profundidad de 4.434 pies.

4.2 COMPLETAMIENTO

El Pozo T1 inició completamiento el 25 de julio 2009 y finalizó el 27 de julio 2009. Se realizó cañoneo con cañones Milenium HMX de 4 5/8 de pulgada a cuatro SPF en los intervalos presentados en el estado mecánico del pozo presentado en la **Figura 17**. Bajó sarta de producción de 3 ½" EUE 9,3 lb/pie, N-80 con la punta a la profundidad de 3.803,58 pies y sarta de bombeo constituida de la siguiente manera; bomba de mecánica inserta de clasificación 30-250 RWAC-22-3-5, Pony rod de 1" x 2' N-97, 148 varillas de 1" x 25' y barra lisa de 1 ½" x 26'.

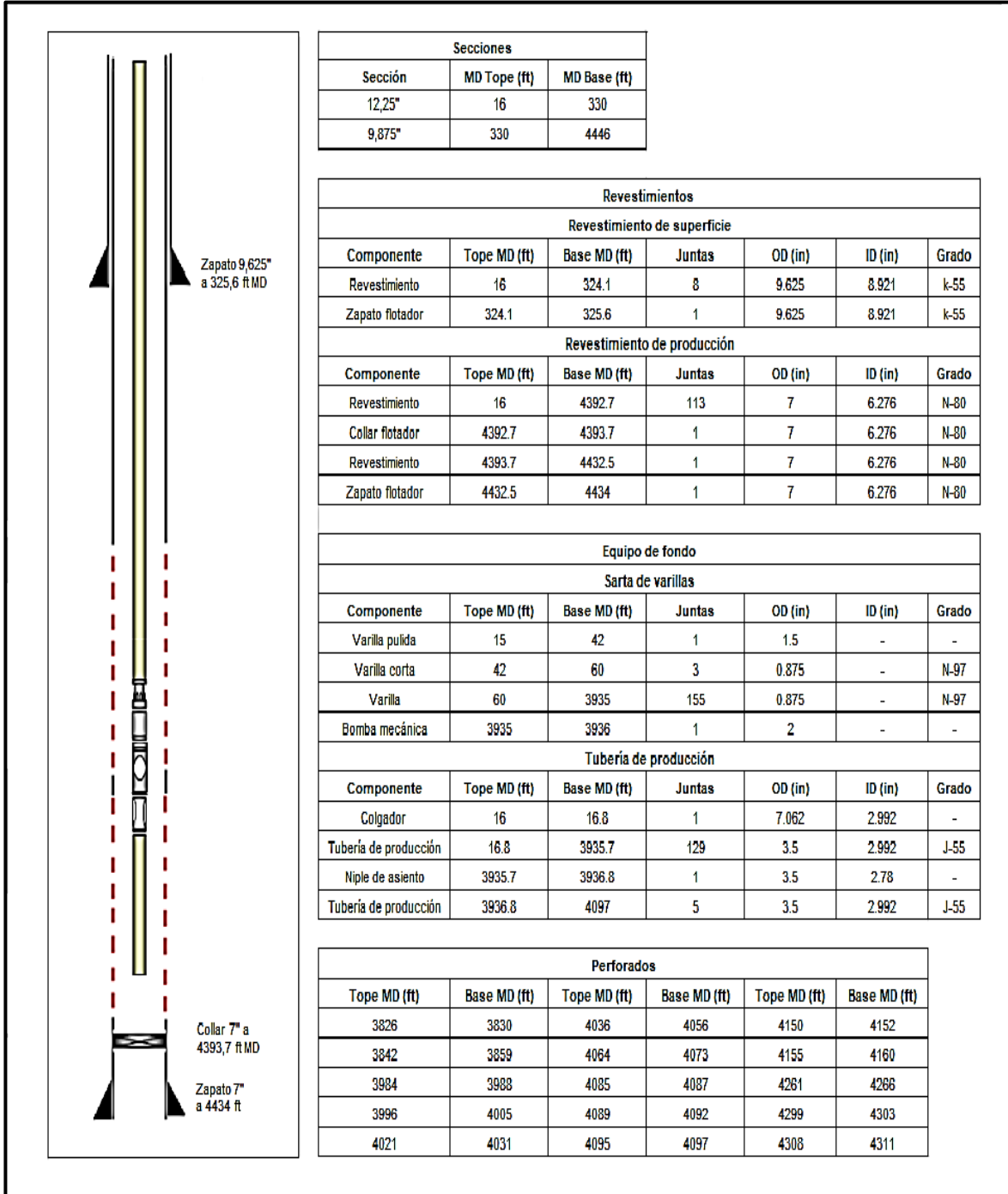
Figura 17. Estado Mecánico inicial del Pozo T1.



Fuente: Base de datos Occidental de Colombia.2017. Modificado por los autores.

Posteriormente, en el año 2015 se realizó un cañoneo adicional y se cambió la bomba mecánica por una de clasificación 30-200-RXAC-24-4, con el fin de aumentar la producción. En la **Figura 18** se presenta el estado mecánico a febrero de 2017.

Figura 18. Estado Mecánico del Pozo T1, febrero de 2017.

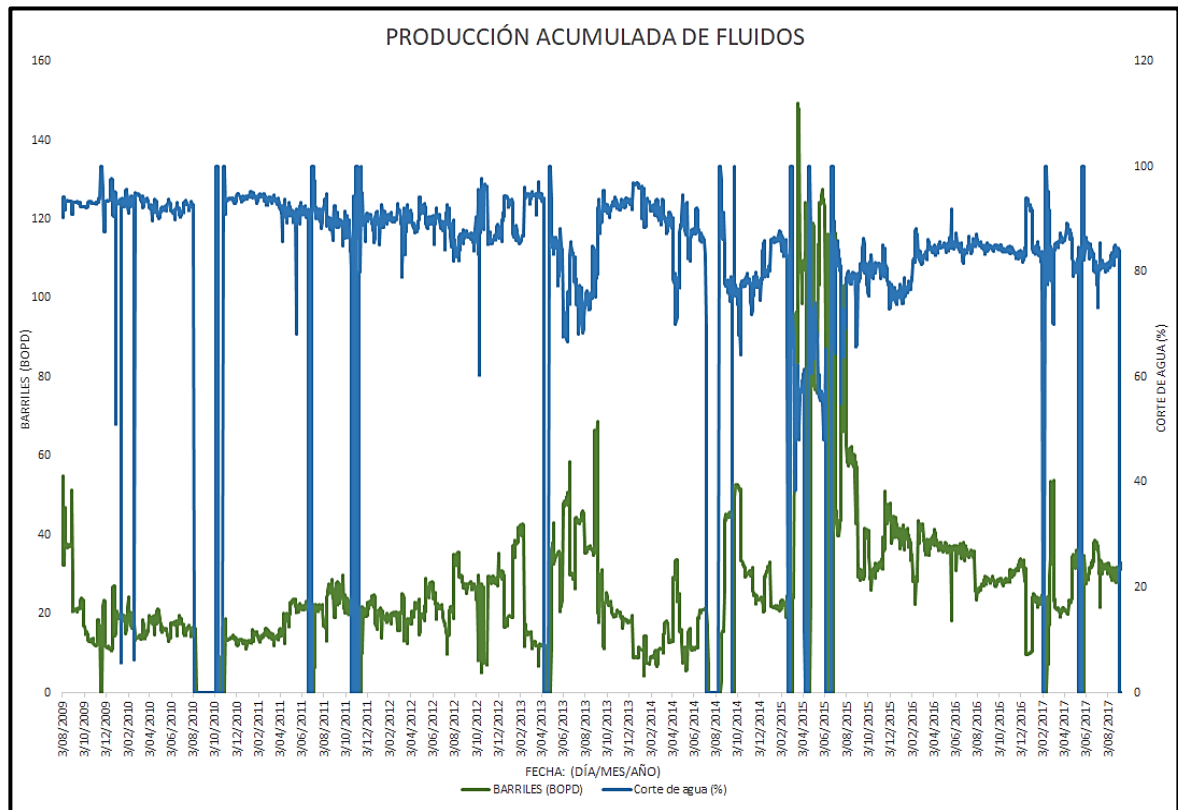


Fuente: Base de datos, Occidental de Colombia.2017. Modificado por los autores.

4.3 PRODUCCIÓN

El Pozo T1 empezó producción en el mes de agosto del 2009 con 565 BFPD y un corte de agua del 90% aproximadamente, es decir, empezó produciendo 55 barriles de crudo y 510 barriles de agua. El crudo producido tiene una gravedad de 24°API, lo cual permite catalogarlo como crudo mediano. La producción de gas se da a partir de enero del 2010 con una tasa de 0,84 scf. En la **Gráfica 2** se evidencia el comportamiento histórico que ha tenido la producción de crudo del Pozo T1 y el correspondiente corte de agua desde su inicio hasta septiembre del 2017 en donde se cuenta con una producción de 195 BFPD de los cuales 33 barriles son de crudo y 162 barriles de agua, presentando un corte de agua del 84%. esta disminución en el corte de agua es posiblemente al cañoneo adicional que se realizó en el 2015, en donde los nuevos intervalos cañoneados serían los mayores productores de crudo mientras que los antiguos los productores de mayor cantidad de agua.

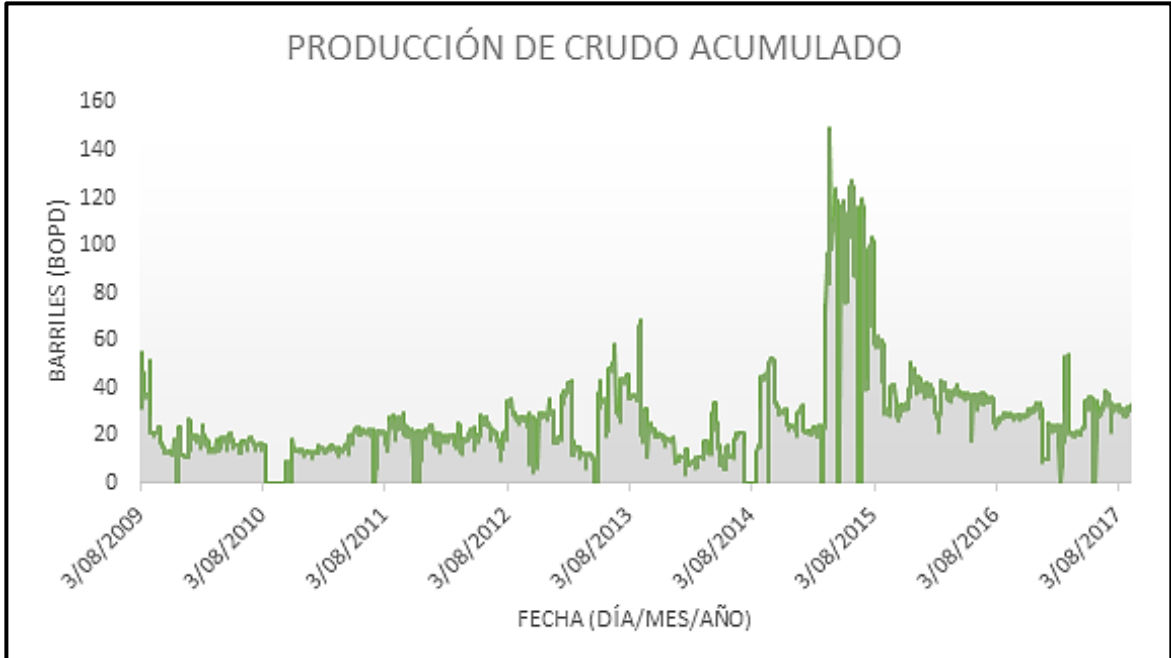
Gráfica 2. Producción acumulada de fluidos del Pozo T1.



Fuente: Base de datos Occidental de Colombia. 2017. Modificado por los autores.

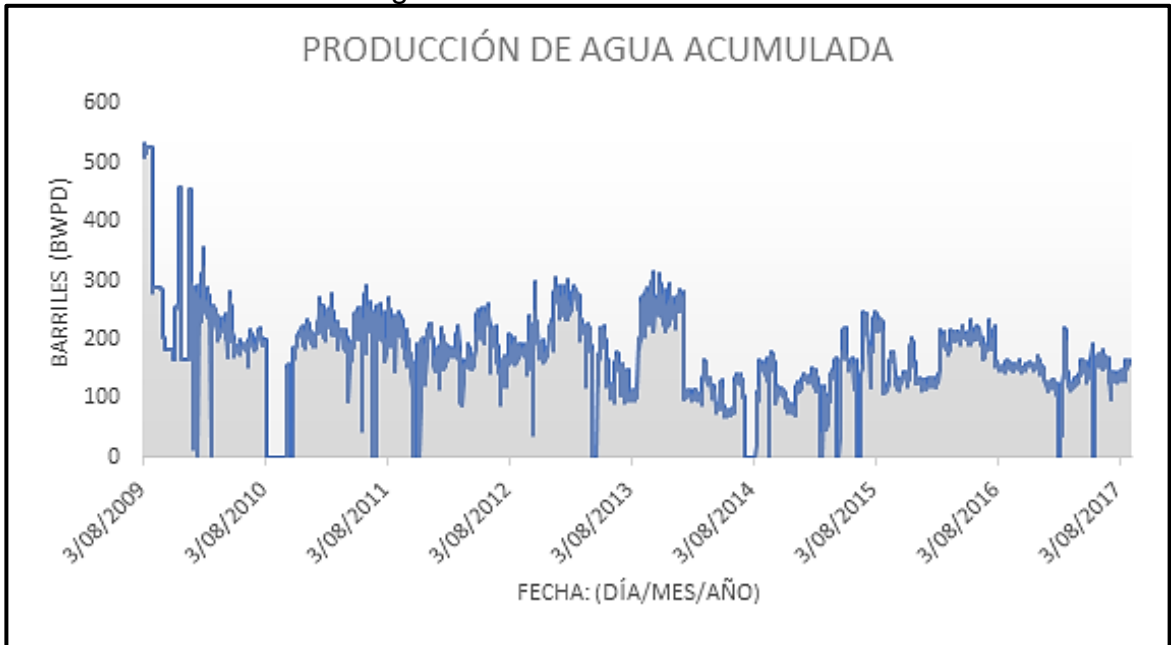
Para su mejor visualización en la **Gráfica 3** se presenta la producción acumulada de crudo mientras que en la **Gráfica 4** la producción acumulada de agua a lo largo de la historia productiva del pozo.

Gráfica 3. Producción acumulada de crudo del Pozo T1.



Fuente: Base de datos Occidental de Colombia. 2017. Modificado por los autores.

Gráfica 4. Producción de agua acumulada del Pozo T1.



Fuente: Base de datos Occidental de Colombia. 2017. Modificado por los autores.

4.4 INTERVENCIONES

Desde que el Pozo T1 fue completado en el mes de julio del 2009 se ha intervenido nueve veces, de las cuales tres han sido por el arenamiento de la bomba, sin embargo, en todas las intervenciones ha sido necesaria la limpieza del hueco debido a la acumulación de arena. En la **Tabla 4** se presenta un resumen de los aspectos más importantes de cada intervención en donde se evidencia un constante arenamiento.

Cabe resaltar que durante la intervención siete se realizó el cañoneo adicional de ocho intervalos con una densidad de tiro de seis SPF a las profundidades presentadas en la **Tabla 4**, con el propósito de aumentar los barriles producidos.

Teniendo en cuenta las intervenciones realizadas en el Pozo T1 se tiene un promedio de una intervención anual, lo cual supera considerablemente el índice de falla esperado para Bombeo Mecánico que es de 0,39 intervenciones por año. Además de esto se tiene un promedio de aproximadamente 281 pies de arena acumulada por cada intervención.

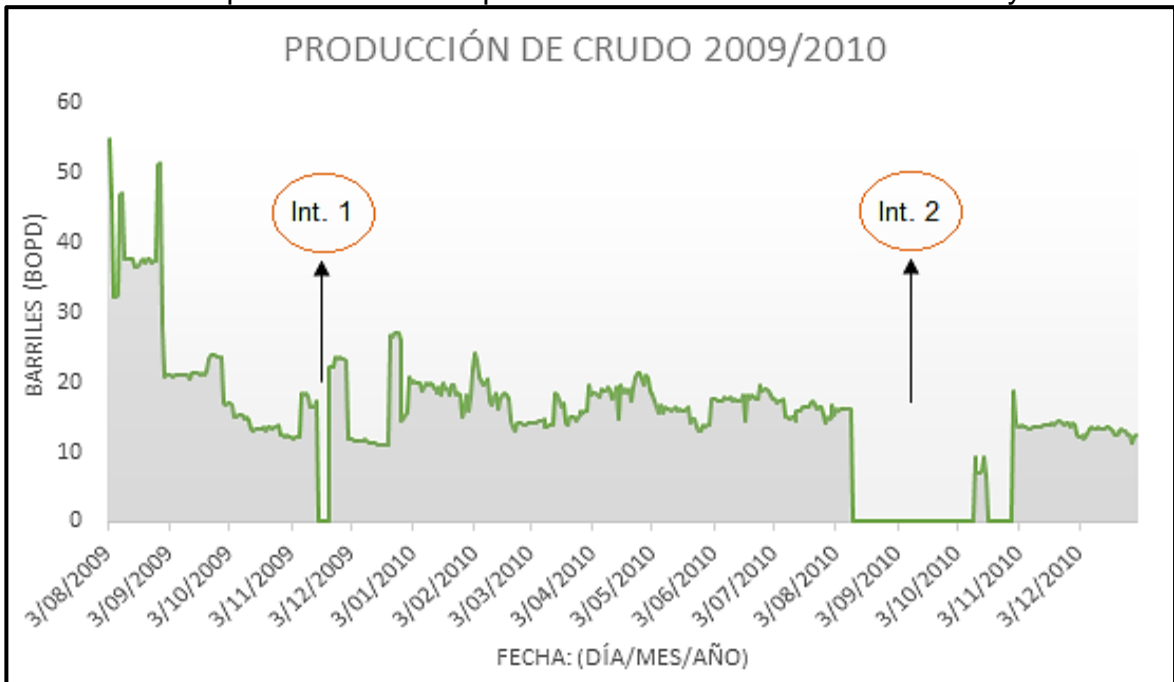
Tabla 4. Intervenciones Pozo T1.

Intervención	Fecha de inicio - finalización	Motivo	Actividad realizada	Tope sucio de arena (ft)	Pies de arena
1	16/11/2009 - 20/11/2009	Falla en la bomba	Limpieza	3954	438
2	25/09/2010 - 29/09/2010	Falla en la bomba	Limpieza	4056	336
3	30/06/2011 - 06/07/2011	Falla en la bomba	Limpieza	4245	147
4	28/10/2011 - 29/10/2011	Falla en la bomba	Limpieza	4216	176
5	24/04/2013 - 28/04/2013	Bomba arenada	Limpieza	3935	457
6	11/08/2014 - 15/08/2014	Bomba arenada	Limpieza	4063	329
			Limpieza		
			Cañoneo adicional (Tope/Base)		
			(4085/4087)		
7	25/02/2015 - 05/03/2015	Recompletamiento	(4089/4092)	4096	296
			(4095/4097)		
			(4150/4152)		
			(4155/4160)		
			(4261/4266)		
			(4299/4303)		
			(4308/4311)		
			Cambio de bomba		
8	23/06/2015 - 27/06/2015	Bomba arenada	Limpieza	4125	267
9	09/02/2017 - 12/02/2017	Falla en la bomba	Limpieza	4313	79

Fuente: Base de datos Occidental de Colombia. 2017. Modificado por los autores.

En las **Gráficas 5, 6 y 7** se pueden observar las nueve intervenciones realizadas.

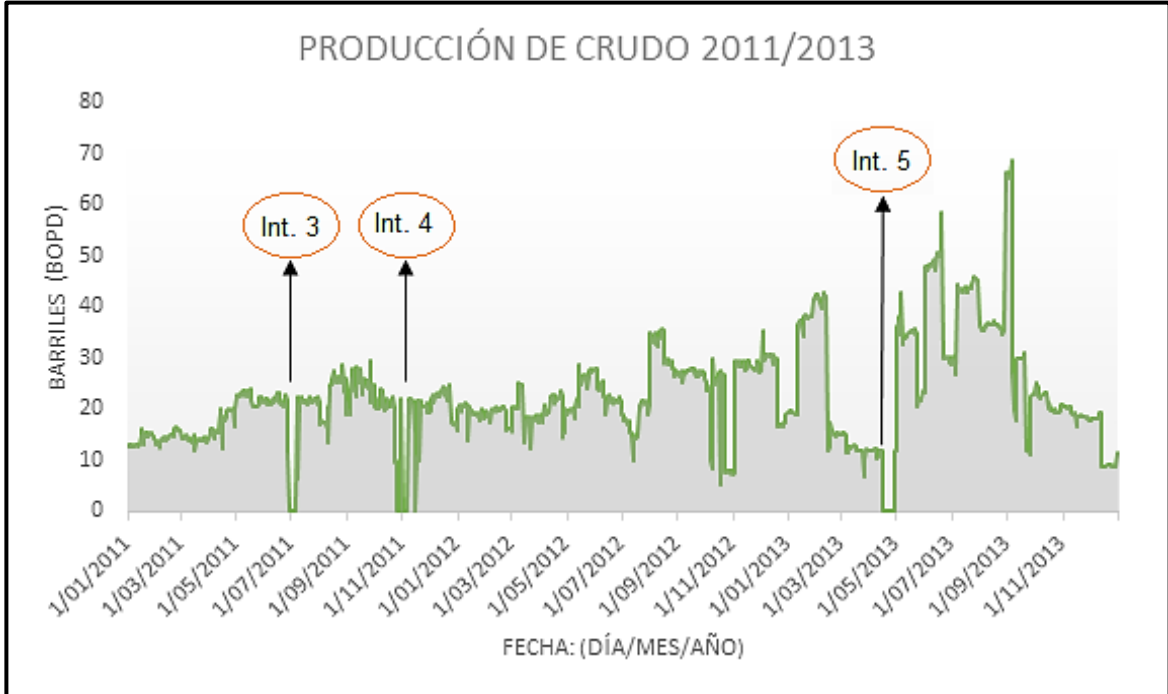
Gráfica 5. Comportamiento de la producción durante intervenciones 1 y 2.



Fuente: Base de datos Occidental de Colombia. 2017. Modificado por los autores.

En la **Gráfica 5** se observa que la producción del Pozo T1 empezó con un total de 55 BOPD y tuvo una disminución hasta los 17 BOPD justo antes de la primera intervención, en la cual se encontraron seis de los ocho intervalos perforados restringidos por la acumulación de 438 pies de arena. En la intervención dos a pesar de que solo hubo restricción de un intervalo perforado la cantidad de arena acumulada fue superior al promedio de pies de arena por intervención.

Gráfica 6. Comportamiento de la producción durante intervenciones 3, 4 y 5.

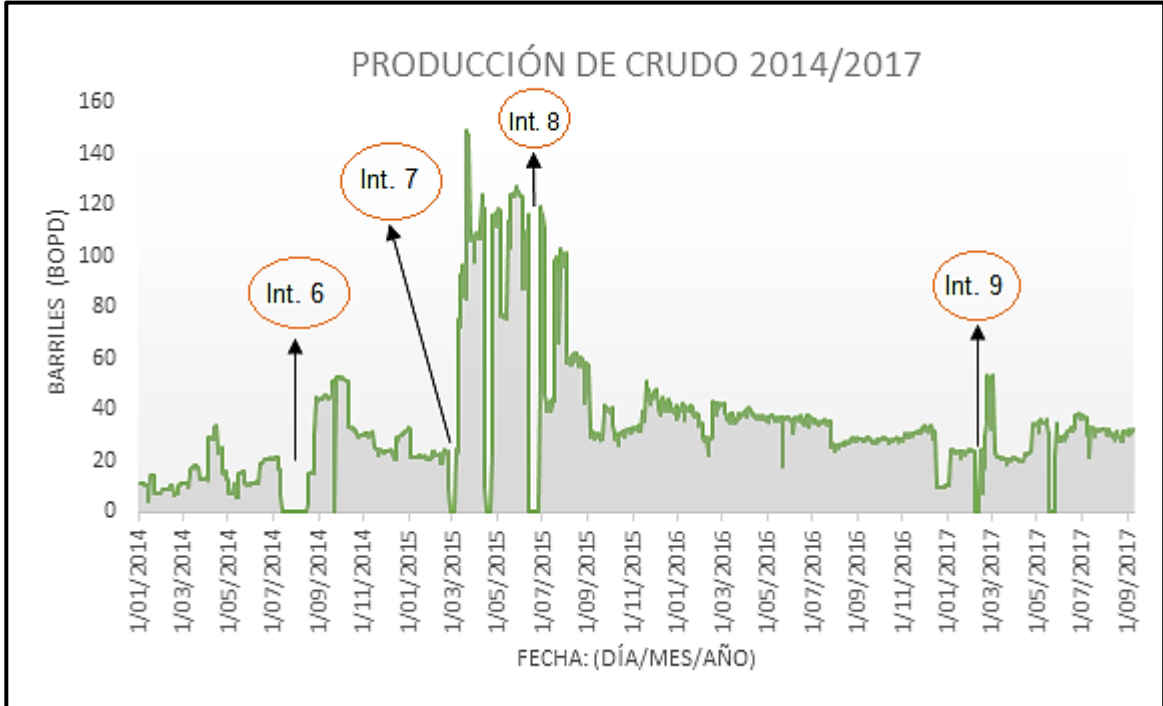


Fuente: Base de datos Occidental de Colombia. 2017. Modificado por los autores.

Las intervenciones tres y cuatro fueron causadas por fallas relacionadas a la bomba, la arena acumulada estuvo por debajo del promedio y la producción de crudo se mantuvo estable como se evidencia en la **Gráfica 6**, ya que no hubo restricción en los perforados por la acumulación de arena. La intervención cinco fue la primera intervención causada por arenamiento de la bomba en donde se encontraron seis intervalos perforados restringidos.

Debido a la necesidad de Occidental de Colombia de aumentar la producción de crudo, se genera un mayor diferencial de presión en los perforados y un aumento en la fuerza de arrastre, además de esto, durante el año 2012 no se realizó ninguna intervención en el pozo lo cual causó que la intervención número cinco fuera la de mayor cantidad de pies de arena acumulados. La producción antes de esta intervención llegó a los 10 BOPD y se observa que después de la limpieza hubo un aumento significativo de la producción de crudo incluso llegando a superar la producción inicial del pozo con aproximadamente 66 BOPD a finales del mes de agosto del 2013.

Gráfica 7. Comportamiento de la producción durante intervenciones 6, 7, 8 y 9.



Fuente: Base de datos Occidental de Colombia. 2017. Modificado por los autores.

Debido a la baja producción desde diciembre del 2013 y a las fallas constantes en la bomba, en febrero del 2015 durante la intervención siete se realizó el cambio de la bomba mecánica y un cañoneo adicional para aumentar el volumen de hidrocarburo producido a partir de nuevas arenas, llegando hasta un máximo de 140 BOPD como se evidencia en la **Gráfica 7**. Sin embargo, se observa que el tiempo transcurrido entre la intervención siete y ocho fue de tan solo tres meses, esto debido al aumento de la producción de nuevos estratos los cuales aportan una mayor cantidad de arena. Después de realizadas estas dos intervenciones se puede ver que la producción aumentó considerablemente, llegando a los 37 BOPD promedio por más de un año, siendo mayor a la producción histórica del pozo. Durante la intervención nueve se limpiaron 79 pies de arena y no se encontró ninguna restricción en los perforados.

5. DISEÑO DEL EMPAQUETAMIENTO REVESTIDO CON GRAVA

El empaquetamiento con grava es un sistema usado para prevenir la producción indeseada de arena, su buen diseño permite lograr un control efectivo, es por esto que la selección adecuada tanto del tamaño de la grava como de las aberturas de la malla permiten el correcto funcionamiento de este método de control de arena. Esto por medio de muestras granulométricas, modelos analíticos y técnicas de posicionamiento del sistema. En donde la grava le dará soporte a la arena de formación y la malla a la grava.

A continuación, se explicarán los parámetros necesarios para un diseño óptimo del empaquetamiento revestido con grava para el Pozo T1 de Campo La Cira Infantas.

5.1 TIPOS DE MUESTRAS DE ARENA

El muestreo inapropiado de la arena de formación puede llevar al fracaso de la implementación del empaquetamiento con grava debido al taponamiento de la malla o el control ineficiente de la arena producida, para lograr su control efectivo se debe contar con muestras representativas de la formación. A continuación, se describen los tipos de muestras de formación.

5.1.1 Muestras producidas. Son las más fáciles de obtener ya que son tomadas directamente de los separadores, sin embargo, según McKenzie⁵⁴ estas muestras no se consideran representativas porque indican un tamaño menor a la media de la arena de la formación, ya que el flujo de fluidos y las características del completamiento llevan que las muestras más grandes se depositen en el fondo de pozo mientras que las pequeñas lleguen a superficie indicando un tamaño erróneo. El uso de este tipo de muestras conlleva a una selección inadecuada de la grava requerida.

5.1.2 Muestras de fondo de pozo. Al igual que las muestras producidas, son fáciles de obtener y no se consideran como una muestra representativa de la formación debido a que, los granos de arena depositados en fondo de pozo, son los de tamaño más grande y al utilizarlos para el diseño del método resultaría en la producción de arena o incluso en el taponamiento del sistema.⁵⁵

5.1.3 Muestras de pared. Son obtenidas por medio de un proyectil hueco lanzado a la formación que está unido al cañón y al ser retirado del pozo trae consigo la muestra de la formación. Son altamente utilizadas en la industria, sin embargo, debido al impacto que se presenta al penetrar la formación, la muestra puede

⁵⁴ MCKINZIE, H.L. "Gravel pack sand design" En: Sand Control. Versión 6. Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U. Petroskills, 2014 p. 6.1.

⁵⁵ Ibid., P.6.2.

contener rastros del revoque y mayor cantidad de finos que pueden ser mal interpretados y contados como parte de la formación.⁵⁶

5.1.4 Muestras de núcleo. Son las más representativas de la formación y las ideales al momento de diseñar un sistema de control de empaquetamiento con grava, según afirma McKinzie⁵⁷. Sin embargo, debido al alto costo que implica la toma de dicha muestra muchas veces no es posible contar con ella.

En el caso del Campo La Cira Infantas, la empresa encargada selecciona ciertos pozos para realizarle la toma de muestra de núcleo de formación para luego desarrollar el análisis granulométrico y finalmente correlacionar los resultados con los pozos cercanos.

5.2 ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO

La producción de arena es controlada efectivamente en el empaquetamiento con grava al determinar el tipo de malla y tamaño de grava apropiado. Esto se realiza mediante los análisis de Sieve y Saucier que permiten conocer el tamaño medio de la arena de formación y su distribución.

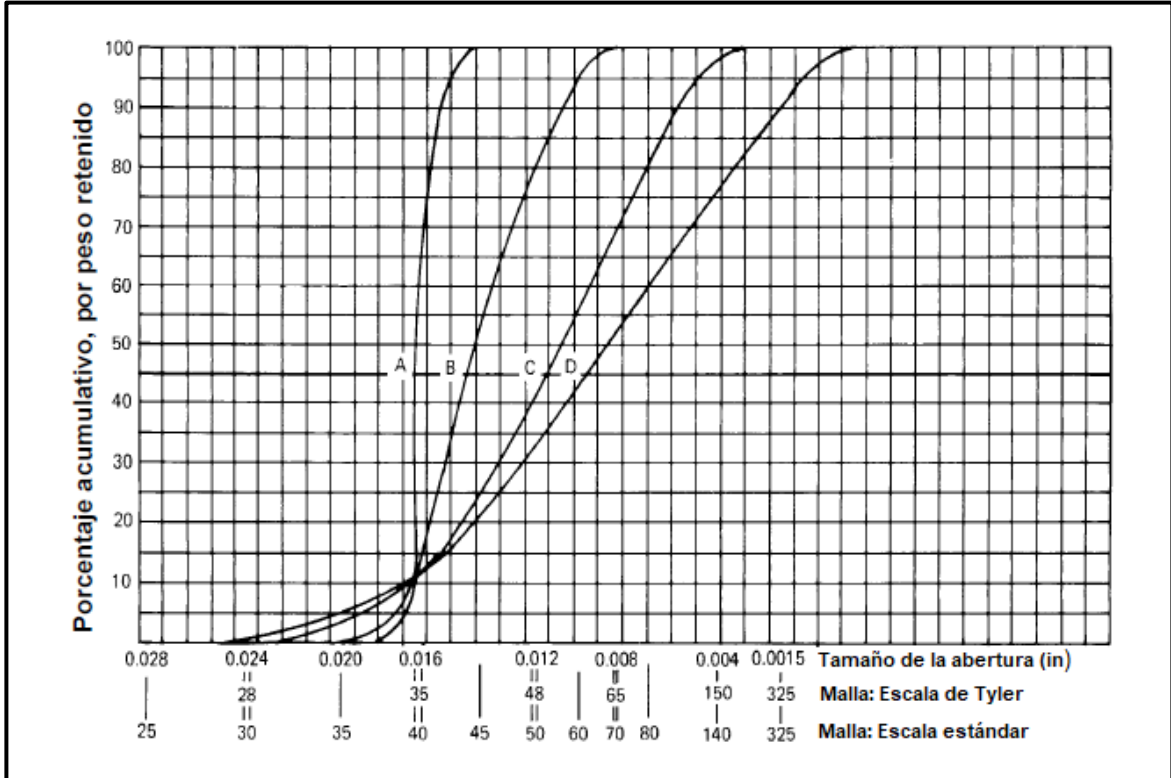
5.2.1 Análisis de Sieve. Es ampliamente utilizado en la industria, permite seleccionar el tamaño de grava apropiado para el empaquetamiento con grava. Esta técnica consiste en realizar un análisis de laboratorio con muestras representativas de la formación tomadas cada tres pies o cada cambio de litología. Estas se secan, se filtran en mallas de diferentes tamaños de abertura y se pesan con el fin de obtener el peso acumulado de los granos retenidos por cada malla, para posteriormente construir la curva del análisis de Sieve en un gráfico que relaciona la distribución porcentual del peso retenido acumulado y el tamaño de abertura de la malla utilizada.⁵⁸ En la **Gráfica 8** se presenta la gráfica del análisis de Sieve para diferentes tipos de arena de formación.

⁵⁶ Ibid., p.6.2.

⁵⁷ Ibid., p.6.2.

⁵⁸ Ibid., p.6.2-6.3.

Gráfica 8. Análisis de Sieve.



Fuente: PENBERTHY Jr., W.L.; SHAUGHNESSY, C.M. Sand control: Gravel-pack design. SPE series on special topics. E.E.U.U.: Henry L. Doherty series, 1992. p. 23. Modificado por los autores.

5.2.2 Criterio de selección de diseño. Luego de haber construido la curva del análisis de Sieve se prosigue a analizar la pendiente de la curva, la cual indica la uniformidad de la arena de formación, entre más acostada sea la curva, menor uniformidad tendrá la arena. En la **Gráfica 8** se ilustran varias arenas de formación y se evidencia que la Formación A es más uniforme que la D. Asimismo se cuenta con el coeficiente de uniformidad, el cual es calculado de la siguiente manera:

Ecuación 1. Coeficiente de uniformidad.

$$Cu = d_{40} / d_{90}$$

Fuente. PENBERTHY Jr., W.L.; SHAUGHNESSY, C.M. Sand control: Gravel-pack design. SPE series on special topics E.E.U.U.: Henry L. Doherty series, 1992.p.21

En donde: Cu: coeficiente de uniformidad

d₄₀: tamaño de grano al nivel acumulativo de 40% del gráfico del análisis de Sieve.

d₉₀: tamaño de grano al nivel acumulativo de 90% del gráfico del análisis de Sieve

“Se toma como guía general que $Cu < 3$ la arena es considerada como uniforme, para $3 < Cu < 5$, la arena es considerada no uniforme y para $Cu > 5$ es considerada altamente desigual”⁵⁹

Sin embargo, el coeficiente de uniformidad no solamente es utilizado para analizar la distribución de la arena de la formación, sino que es el punto inicial en el diseño para seleccionar el tamaño de grava adecuado para el sistema de empaquetamiento. Existen una variedad de autores con un punto de diseño predeterminado basados en el coeficiente de uniformidad, algunos de ellos son presentados en la **Tabla 5** según su criterio. Cabe resaltar que en formaciones con distribución de granos uniforme es conveniente utilizar el tamaño medio es decir el percentil 50 pero para formaciones no uniformes se considera adecuado utilizar el percentil 10, según afirman Penberthy y Shaughnessy⁶⁰.

Tabla 5. Tamaño de grava a utilizar dependiendo el tamaño de arena de la formación según distintos autores.

Autor	Diámetro al punto del percentil x de la grava	Diámetro al punto del percentil x de la formación	Consideración
Saucier	D50G	6(D50F)	
Schwartz	D10G	6(D10F)	Cu <5
Schwartz	D40G	6(D40F)	Cu >5
Schwartz	D70G	6(D70F)	Cu >10
Stein	D85G	4(D15F)	≤
Coberly y Wagner	D10G	10(D10F)	≤

Fuente. PENBERTHY Jr., W.L.; SHAUGHNESSY, C.M. Sand control: Gravel-pack design. SPE series on special topics E.E.U.U.: Henry L. Doherty series, 1992. P.23. Modificado por los autores.

La relación entre tamaño de grava y arena es de vital importancia, el sobredimensionamiento de la grava hace que esta sea invadida por la arena de formación, lo cual disminuiría la permeabilidad de la zona empacada. Si el tamaño de la grava es pequeño permitirá un buen control de arena, sin embargo, esto podría perjudicar la producción de fluidos. Por tal motivo y para evitar errores se utiliza que el tamaño de grava sea entre cinco y seis veces mayor al diámetro medio de la arena de formación, para así obtener la máxima permeabilidad y

⁵⁹ PENBERTHY Jr., W.L.; SHAUGHNESSY, C.M. Sand control: Gravel-pack design. SPE series on special topics. E.E.U.U.: Henry L. Doherty series, 1992. p.20-21.

⁶⁰ Ibid., p.23

controlar la producción de arena. Al calcular el tamaño de grava requerida se debe comparar con los tamaños disponibles en el mercado y se selecciona la que coincida con la calculada, de lo contrario se debe elegir el tamaño anterior.⁶¹

5.2.3 Especificaciones de la grava. La norma API RP58 rige la calidad de la grava utilizada en el empaquetamiento. Estas especificaciones se centran en asegurar la máxima permeabilidad y mayor vida útil de la grava bajo condiciones de producción y tratamiento en el pozo. En la **tabla 6** se especifican los parámetros a tener en cuenta a la hora de seleccionar la grava.

Tabla 6. API RP58, especificaciones de grava a utilizar en el empaquetamiento con grava.

Parámetro	Consideración
Análisis de Sieve	Un mínimo del 96% en peso de la muestra de arena de la prueba debe atravesar el tamiz designado para granos gruesos y ser retenido por el tamiz designado para granos finos. El tamiz más grueso no debe retener más del 0,1% del total de la muestra, ni el tamiz más fino debe dejar pasar más del 2% del total de dicha muestra. No más del 1,9% de total en peso debería ser retenido por la segunda rejilla del tamiz ($100\% - 0,1\% - 2\% - 1,9\% = 96\%$).
Esfericidad y redondez	La grava debe tener una esfericidad y redondez de 0,6 o mayor determinado por análisis visual a partir del cuadro desarrollado por Krumbein y Sloss ilustrado en la Figura 19 .
Solubilidad	Cinco gramos de la muestra deben ser adicionados a 100 ml de 12%-3% de Cl-Hf durante una hora a una temperatura de 72°F para permitir la disolución de contaminantes como carbonatos, feldespatos, arcilla y sílice. La grava es removida y secada. Se debe pesar antes y después para determinar la solubilidad al ácido la cual no debe exceder el 1,0% del peso.

Fuente. MCKINZIE, H.L. "Gravel pack sand design" En: Sand Control. Versión 6. Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U.: Petroskills, 2014 p. 6-7. Modificado por los autores.

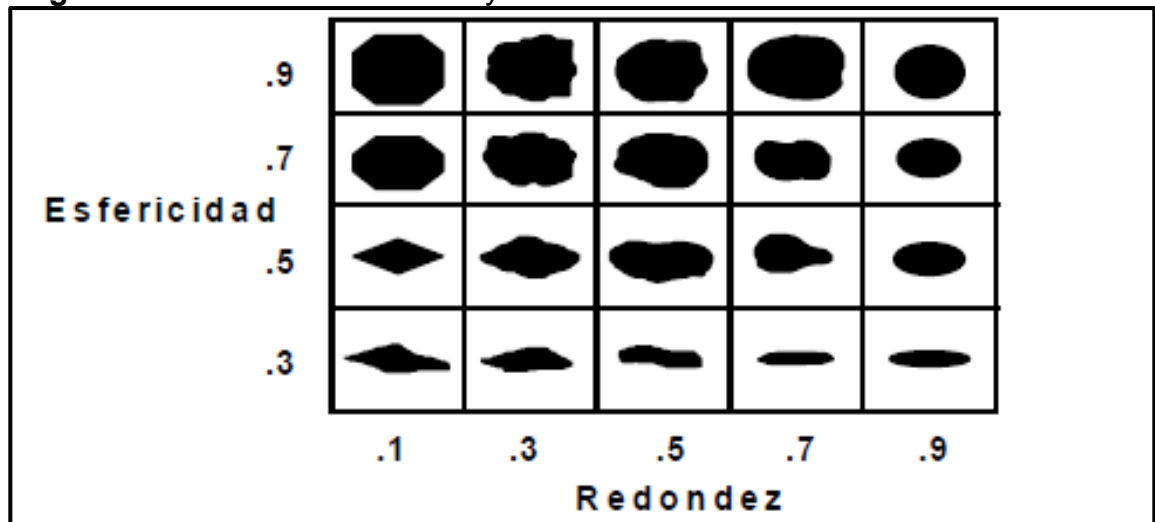
⁶¹ Ibid., p.20-25

Tabla 6. (Continuación) API RP58, especificaciones de grava a utilizar en el empaquetamiento con grava.

Parámetro	Consideración
Contenido de limo y arcilla	20 ml de muestra seca es mezclado con 100 ml de agua desmineralizada por 30 minutos. Es agitado durante 30 segundos y se deja reposar cinco minutos. Se remueve 25 ml de la mezcla y se mide la turbidez, la cual no debe exceder los 250 NTU's.
Resistencia	Se toma muestra de grava, se le realiza el análisis de Sieve para retirarle los finos y pesarlos. Luego es expuesta a una presión de confinamiento de 2.000 psi por dos minutos y nuevamente se le realiza el análisis de Sieve para determinar el peso de los finos generados. Este procedimiento no debe producir más de 2% del peso de los finos.

Fuente. MCKINZIE, H.L. "Gravel pack sand design" En: Sand Control. Versión 6. Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U.: Petroskills,2014 p. 6-7. Modificado por los autores.

Figura 19. Cuadro de Krumbain y Sloss.



Fuente: MCKINZIE, H.L. "Gravel pack sand design" En: Sand Control. Versión 6. Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U.: Petroskills,2014 p. 6.8. Modificado por los autores.

5.3 ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO POZO T1

Para el análisis granulométrico del Pozo T1 se tomaron siete muestras de núcleo en las arenas de interés a las profundidades que se relacionan en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Muestras de núcleo Pozo T1.

Muestra	Profundidad (pies)	Tipo de arena
1	3.976,75	Arena media
2	3.986,25	Arena fina
3	3.988,75	Arena media
4	3.991,75	Arena gruesa
5	4.009,5	Arena fina
6	4.012,75	Arena fina
7	4.018,5	Arena fina

Fuente: Base de datos Occidental de Colombia.2017. Modificado por los autores.

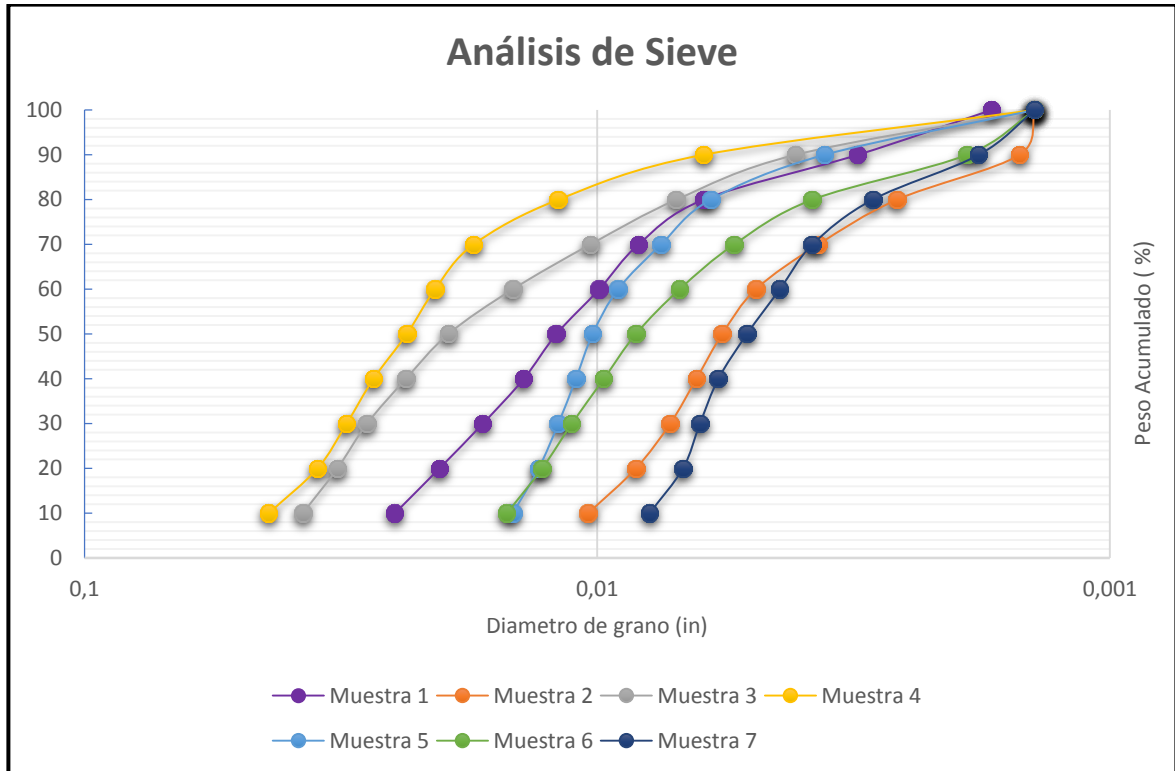
En la **Tabla 8** se presentan los tamaños de partícula que corresponden a un determinado porcentaje de peso acumulado, percentil, obtenidos para cada muestra de núcleo después de haber realizado el análisis de Sieve, para posteriormente realizar las curvas presentadas en la **Gráfica 9**.

Tabla 8. Resultados análisis de Sieve.

Muestra	1	2	3	4	5	6	7
Percentil							
D ₁₀	0,0248	0,0104	0,0375	0,0437	0,0146	0,0150	0,0079
D ₂₀	0,0203	0,0084	0,0321	0,0351	0,0130	0,0128	0,0068
D ₃₀	0,0167	0,0072	0,0281	0,0308	0,0119	0,0112	0,0063
D ₄₀	0,0139	0,0064	0,0236	0,0273	0,0110	0,0097	0,0058
D ₅₀	0,0120	0,0057	0,0195	0,0235	0,0102	0,0084	0,0051
D ₆₀	0,0099	0,0049	0,0146	0,0207	0,0091	0,0069	0,0044
D ₇₀	0,0083	0,0037	0,0103	0,0174	0,0075	0,0054	0,0038
D ₈₀	0,0062	0,0026	0,007	0,0119	0,0060	0,0038	0,0029
D ₉₀	0,0031	0,0015	0,0041	0,0062	0,0036	0,0019	0,0018
D ₁₀₀	0,0017	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014

Fuente: Base de datos Occidental de Colombia.2017. Modificado por los autores.

Gráfica 9. Curvas del Análisis de Sieve.



Fuente: Base de datos Occidental de Colombia.2017. Modificado por los autores.

Según las pendientes mostradas por las curvas se puede afirmar que ninguna de las arenas analizadas es uniforme, debido a la inclinación que presentan estas, sin embargo, las muestras cinco y siete serían las más cercanas a ser consideradas uniformes, esto se puede corroborar matemáticamente haciendo uso de la **Ecuación 1** que permite determinar el grado de uniformidad de cada muestra, estos valores se presentan en la **Tabla 9**.

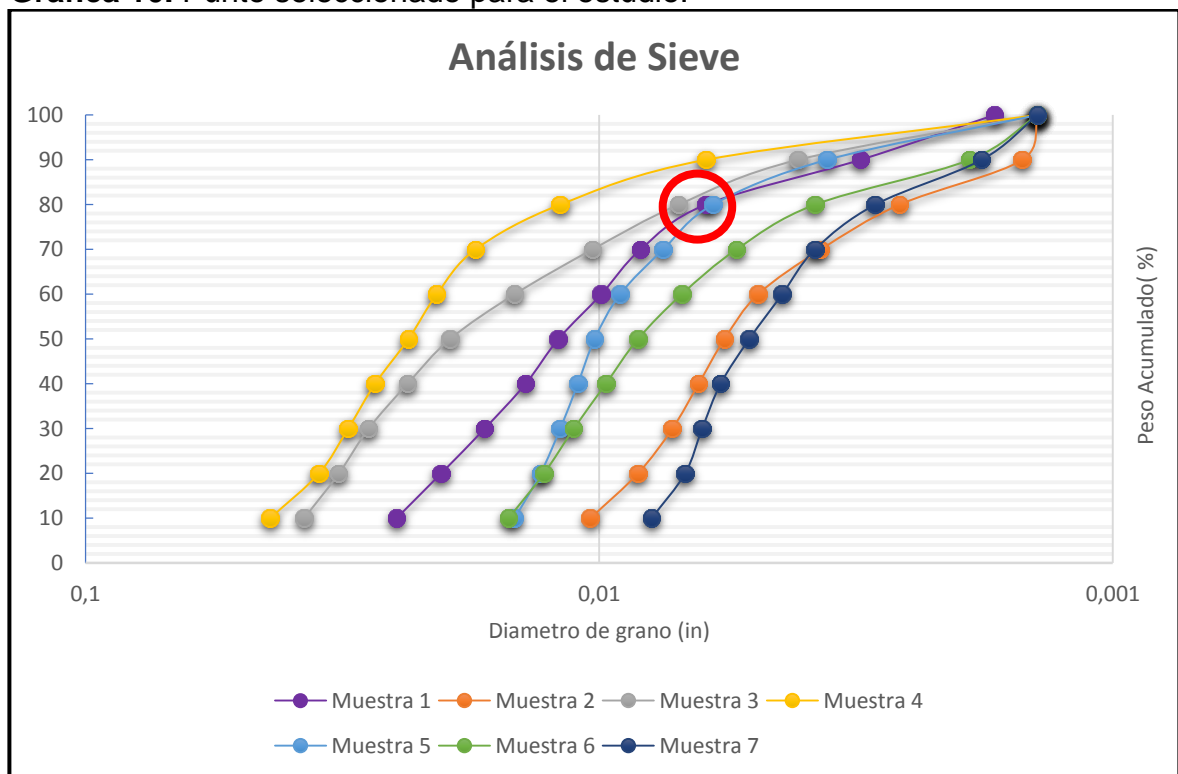
Tabla 9. Coeficientes de uniformidad.

Muestra	Coeficiente de uniformidad	Clasificación
1	4,48	No uniforme
2	4,26	No uniforme
3	5,75	Altamente desigual
4	4,40	No uniforme
5	3,05	No uniforme
6	5,10	Altamente desigual
7	3,22	No uniforme

Fuente: Base de datos Occidental de Colombia.2017. Modificado por los autores.

En la **Gráfica 9** la ubicación de las curvas representa el tamaño de los granos de arena, hacia el lado izquierdo se encontrarán las muestras de mayor tamaño y al costado derecho las más finas. Según los núcleos analizados, la muestras dos y siete serían las más finas, mientras que la muestra cuatro es la de mayor tamaño de grano. Además de esto se evidencian diferentes puntos de intersección entre muestras lo que significa que las arenas en dicho punto comparten el mismo tamaño de grano, sin embargo, se debe tener cuidado a la hora de seleccionar el punto inicial de diseño puesto que, si se elige un punto muy a la derecha, el empaquetamiento con grava diseñado sólo controlaría los tamaños más finos de la arena lo cual conllevaría al taponamiento de la malla y restricción del flujo del fluido. Cabe resaltar que en el percentil 100, donde convergen todas las curvas, no debe ser elegido como punto inicial de diseño ya que este punto hace referencia a la arena que no fue retenida por los tamices durante las pruebas para el análisis de Sieve. Por tal razón para el caso en estudio se elegirá una granulometría representativa es decir el punto en el cual convergen las muestras uno, tres y cinco, que se observa en la **Gráfica 10**, ya que son dos arenas medias y una fina, con coeficientes de uniformidad altamente desigual y no uniforme, siendo la muestra tres la más desigual de las siete muestras analizadas.

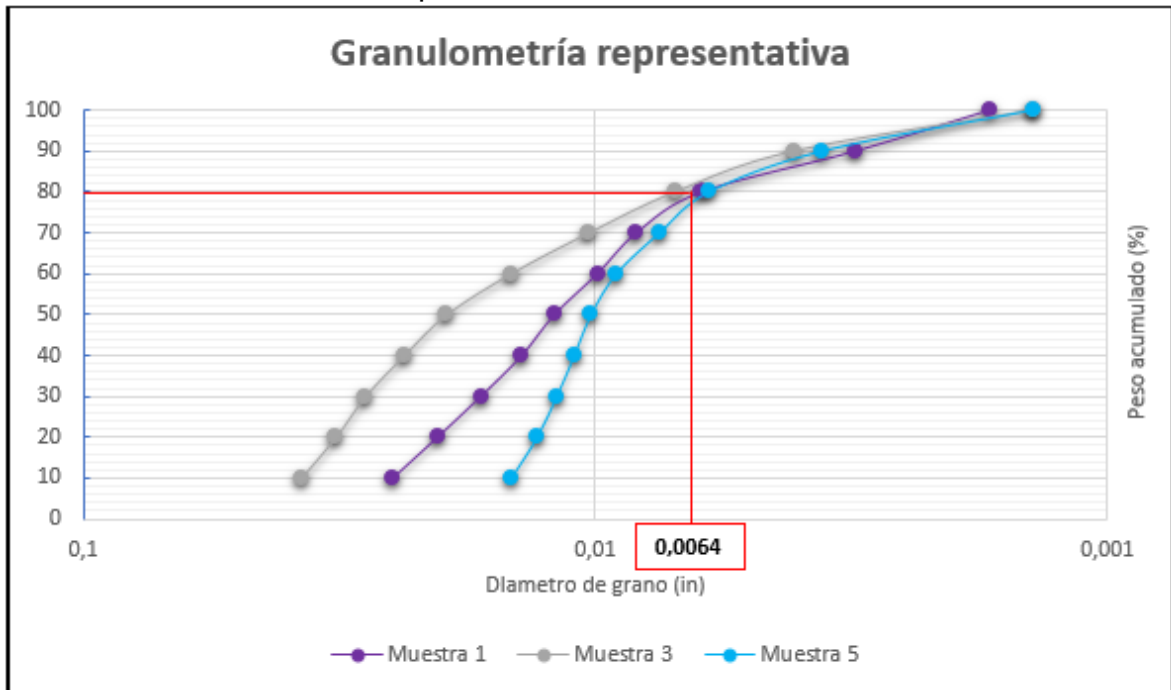
Gráfica 10. Punto seleccionado para el estudio.



Fuente: Base de datos Occidental de Colombia.2017. Modificado por los autores.

A partir de esto se van a discriminar el resto de muestras y el diseño será realizado con el valor promedio del punto de convergencia de las muestras representativas como se presenta en la **Gráfica 11**.

Gráfica 11. Granulometría representativa.



Fuente: Base de datos Occidental de Colombia.2017. Modificado por los autores.

Con base en las tres curvas seleccionadas se realizó el procedimiento para encontrar el diámetro de grano representativo de la arena productora del Pozo T1, se leyó la gráfica a partir del percentil 80, punto en el cual convergen las tres muestras, para posteriormente a partir del punto seleccionado encontrar el valor de 0,0064 pulgadas. Basándose en el criterio de Saucier⁶² el valor representativo del diámetro de grano es multiplicado por seis para obtener un tamaño de grava que permita tener una relación grava arena que garantice un control de arena efectivo con el menor impacto en la producción de fluidos, ya que si la relación es mayor a seis el sobredimensionamiento de la grava causaría una invasión por parte de la arena de la formación lo cual reduciría la permeabilidad de la zona empacada, mientras que si la relación arroja un valor menor a seis se contará con un buen control de arena pero el flujo estaría restringido debido a disminución de la permeabilidad.

Para la selección de la grava y tamaño de la malla es necesario trazar una recta que pase por el punto de diseño elegido, en este caso 0,0384 pulgadas resultado

⁶² PENBERTHY Jr., W.L.; SHAUGHNESSY, C.M. Sand control: Gravel-pack design. SPE series on special topics. E.E.U.U.: Henry L. Doherty series, 1992. p.24-25.

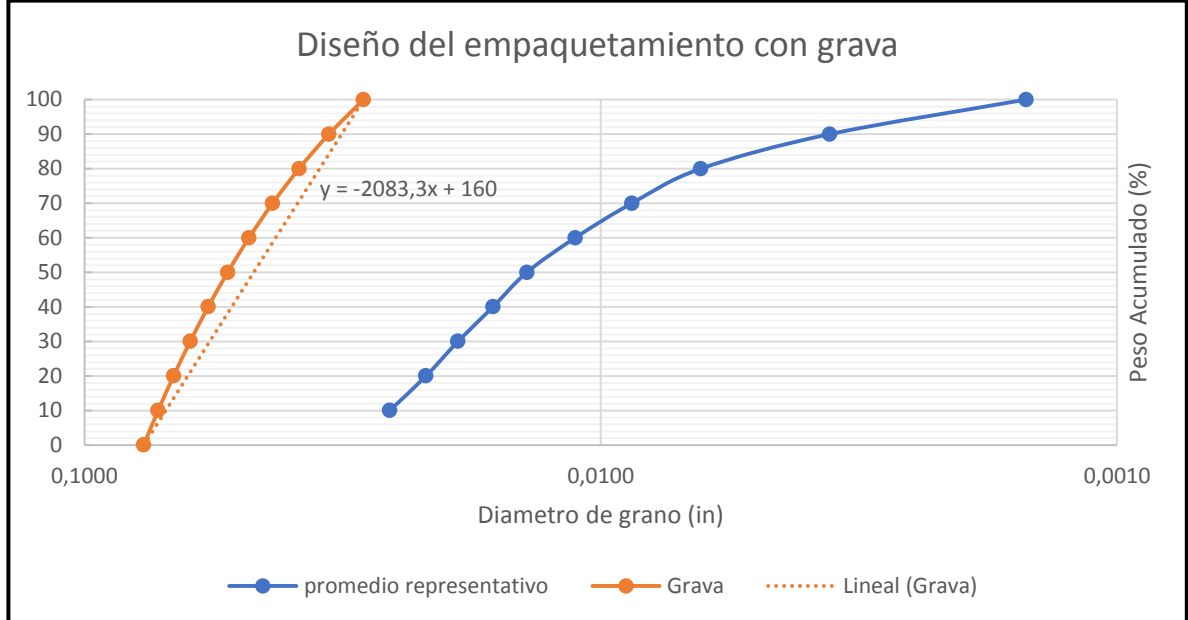
de la multiplicación del diámetro del grano de arena representativo de 0,0064 pulgadas por seis, además de cumplir con un coeficiente de uniformidad de 1,5 a través del percentil 50, sin embargo, en este caso, debido a que la arena no es uniforme, se realiza a partir del percentil 80, punto de convergencia de las muestras. Utilizando este valor y la ecuación del coeficiente de uniformidad se encontró el diámetro de la grava para el percentil 40 y así se halló la ecuación de la recta para construir la tendencia que representa la grava; cuyos valores se muestran en la **Tabla 10** además del promedio del tamaño de arena de las tres muestras escogidas para la representación de la formación. Asimismo, en la **Gráfica 12**, se ilustran las curvas anteriormente mencionadas.

Tabla 10. Valores de la Curva promedio representativa de la arena de formación y línea tendencia de grava.

Percentil	Curva promedio representativa (in)	Línea tendencia (in)
D_0	-	0,0768
D_{10}	0,0256	0,0720
D_{20}	0,0218	0,0672
D_{30}	0,0189	0,0624
D_{40}	0,0162	0,0576
D_{50}	0,0139	0,0528
D_{60}	0,0112	0,0480
D_{70}	0,0087	0,0432
D_{80}	0,0064	0,0384
D_{90}	0,0036	0,0336
D_{100}	0,0015	0,0288

Fuente: Base de datos Occidental de Colombia.2017. Modificado por los autores.

Gráfica 12. Diseño del empaquetamiento con grava.



Fuente: Base de datos Occidental de Colombia.2017. Modificado por los autores.

Con base a los datos de la línea de tendencia el coeficiente de uniformidad de la grava arroja una relación de 1,7, 0,2 por encima de lo ideal, esto debido a que el análisis se realizó mediante el percentil 80 en vez del percentil 50.

Posteriormente se verifica el rango en el que se encuentra la grava hallada, en este caso fue de 0,0768 y 0,0288 para así con base al tamaño de grava disponible en el mercado seleccionar el tipo de malla adecuado para el control de arena. Según la **Tabla 11**, al relacionar el rango del tamaño de la grava se asume que la malla óptima sería la de 10/20, debido a que se adapta con los tamaños de grava obtenidos en el análisis, además de que el tamaño medio de la grava de ese rango es similar al tamaño medio de la prueba.

Tabla 11. Tamaño de grava disponible en el mercado.

U.S. Series, tamaño de malla	Rango de tamaño de Grava (in)	Tamaño medio de grava (in)	Permeabilidad (md)
6/10	0,1320 – 0,0787	0,1054	2`730.000
8/12	0,0937 – 0,0661	0,0799	1`969.000
10/20	0,0787 – 0,0331	0,0559	652.000
12/20	0,0661 – 0,0331	0,0496	668.000
16/30	0,0469 – 0,0232	0,0351	415.000
20/40	0,0331 – 0,0165	0,0248	225.000
40/60	0,0165 – 0,0098	0,0132	69.000
50/70	0,0117 – 0,0083	0,0100	45.000

Fuente: MCKINZIE, H.L. “Gravel pack sand design” En: Sand Control. Versión 6. Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U.: Petroskills,2014 p. 6.30. Modificado por los autores.

6. ANÁLISIS DEL USO DEL EMPAQUETAMIENTO REVESTIDO CON GRAVA EN EL POZO T1

En el siguiente capítulo se presentará en análisis nodal actual del Pozo T1 y el que tendría con el uso del empaquetamiento revestido con grava propuesto, esto con el fin de comparar los niveles de producción de fluido y de arena, considerando las mismas condiciones del sistema de levantamiento artificial. Las curvas serán generadas mediante el uso del simulador PROSPER, que tiene como finalidad la optimización de la producción de pozos de hidrocarburos mediante el análisis nodal.

Para obtener las curvas de análisis nodal es necesario ingresar al simulador información general del pozo, datos PVT, datos del sistema de levantamiento artificial, entre otros. La información mencionada anteriormente fue proporcionada por la empresa Occidental de Colombia.

6.1 ANÁLISIS NODAL DEL ESTADO ACTUAL DEL POZO T1

Teniendo en cuenta las condiciones actuales del pozo, para realizar el análisis nodal se utilizaron los datos presentados en la **Tabla 12**.

Tabla 12. Datos iniciales para el análisis nodal.

Parámetro	Valor
Gravedad del crudo	24 °API
Gravedad del gas	0,75
Salinidad	12.000 ppm
Presión del reservorio	395 psig
Temperatura del reservorio	138,35 °F
Corte de agua	86%
Profundidad de la bomba	3936 pies
Eficiencia de la bomba	80%
Velocidad de la bomba	4,2 spm
Diámetro de la bomba	2 in
Recorrido	168 in
Permeabilidad del reservorio	291 md
Espesor del reservorio	485 pies
Área de drenaje	5 Acres
Radio del pozo	0,411 pies

Fuente: Base de datos Occidental de Colombia.2017. Modificado por los autores.

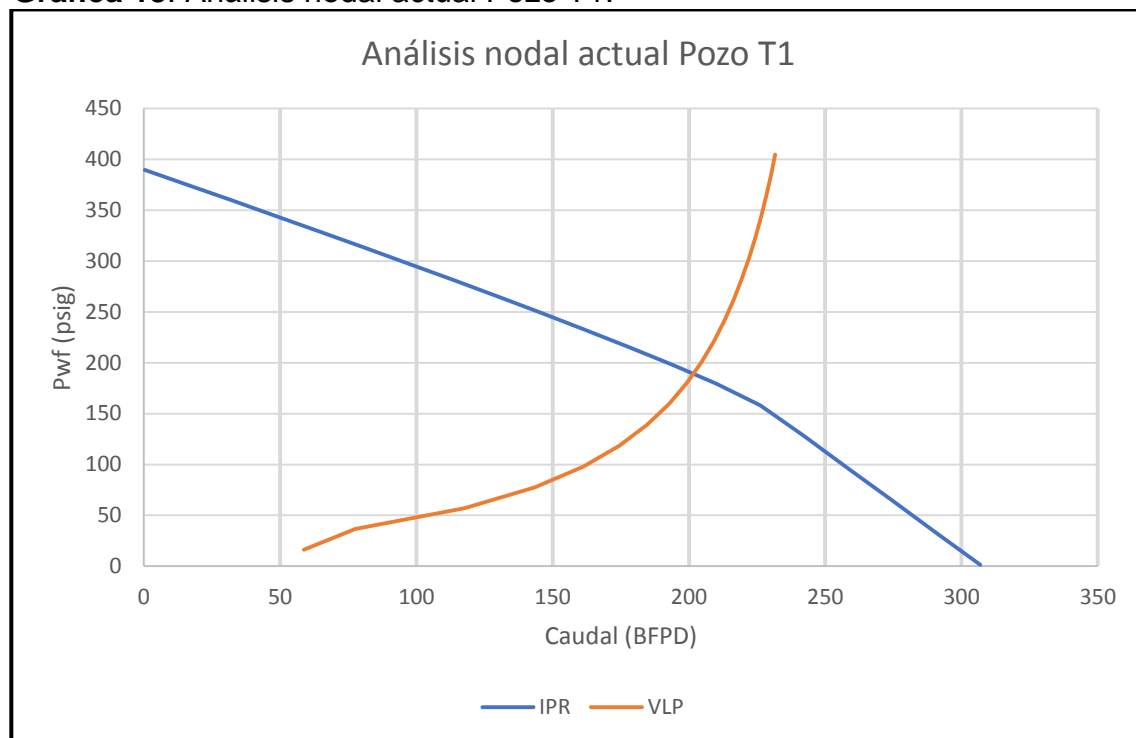
Luego de haber ingresado los datos necesarios para la simulación del estado actual del Pozo T1, se obtuvieron del simulador los valores presentados en la **Tabla 13**, para la construcción de las curvas de IPR y VLP en un plano cartesiano en donde el eje y representa la presión de fondo fluyente y el eje x el caudal,

como se evidencia en la **Gráfica 13**, cuya intersección representa la condición actual de operación del pozo.

Tabla 13. Datos análisis nodal actual.

Caudal IPR (BFPD)	Pwf (psig)	Caudal VLP (BFPD)	Pwf (psig)	Caudal IPR (BFPD)	Pwf (psig)	Caudal VLP (BFPD)	Pwf (psig)
0,31	389,71	58,66	16,04	161,64	232,68	209,07	220,62
16,44	374,57	77,55	36,47	177,78	215,66	212,98	241,08
32,57	359,35	117,73	56,90	193,91	198,01	216,37	261,54
48,71	344,04	143,42	77,36	210,04	179,29	219,34	282,01
64,84	328,62	161,31	97,82	226,18	158,00	221,96	302,46
80,98	313,09	174,47	118,29	242,31	127,82	224,31	322,90
97,11	297,42	184,58	138,75	258,45	96,18	226,42	343,33
113,24	281,58	192,59	159,22	274,58	64,53	228,33	363,77
129,38	265,55	199,10	179,69	290,71	32,88	230,06	384,20
145,51	249,27	204,51	200,15	306,85	1,23	231,65	404,65

Gráfica 13. Análisis nodal actual Pozo T1.



De la **Gráfica 13** se obtuvieron los resultados presentados en la **Tabla 14**, teniendo en cuenta que representan las condiciones actuales de producción del

Pozo T1, considerando que el simulador utilizado toma el punto medio de los perforados como nodo para el análisis.

Tabla 14. Parámetros obtenidos del análisis nodal para el Pozo T1.

AOF (BFPD)	Tasa de Líquido (BFPD)	Tasa de agua (BWPD)	Tasa de petróleo (BOPD)	Presión en el nodo (PSIG)
307,09	201,58	173,36	28,22	189,28

6.2 ANÁLISIS NODAL DEL POZO T1 CON EL EMPAQUETAMIENTO REVESTIDO CON GRAVA

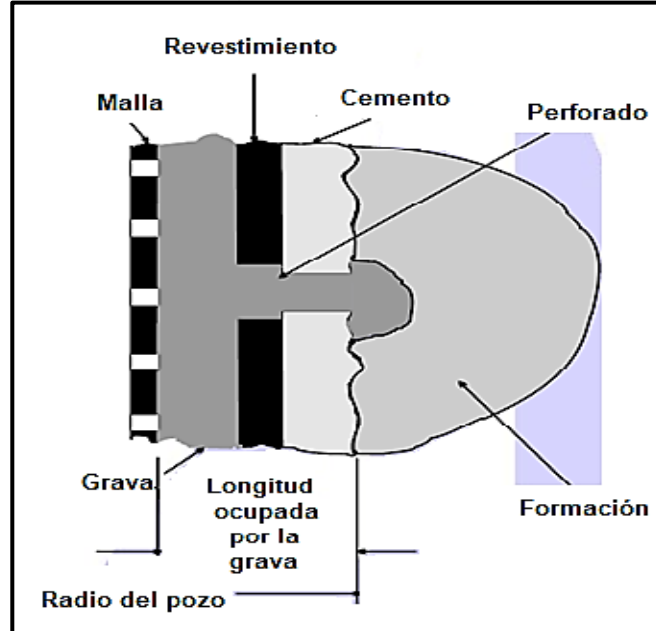
Para la simulación del uso del empaquetamiento revestido con grava en el Pozo T1 el software utilizado requiere información básica como; permeabilidad de la grava, diámetro de los perforados, densidad de tiro, longitud ocupada por la grava, intervalo de perforación, desviación del pozo y eficiencia de los perforados.

El valor de la permeabilidad de la grava fue definida teóricamente a partir del análisis granulométrico realizado en el capítulo cinco, cuyo resultado fue la elección de la malla 10/20 que según Mckinzie⁶³ tiene un valor de permeabilidad de 652.000 md, el diámetro de los perforados para el Pozo T1 es de 0,45 in, la densidad de tiro utilizada en el pozo fue de seis spf, la longitud ocupada por la grava va a depender del tamaño de la malla a utilizar, para este caso, teniendo en cuenta que el revestimiento de producción es de siete pulgadas se evaluarán las mallas disponibles en el mercado que son de cuatro y cuatro y media pulgadas, el intervalo de perforación hace referencia a los pies perforados en la formación, que en este caso es de 99 pies, la desviación del Pozo T1 es de 7,91° y por último, la eficiencia de los perforados va a variar entre el 10 y el 100%.

En la **Figura 20** se evidencia la manera en que el simulador interpreta la longitud ocupada por la grava, teniendo en cuenta que el diámetro del hueco abierto es de 9,875 in y los diámetros externos de las mallas de 4 in y 4,5 in son de; 4,6 in y 5,16 in respectivamente, los valores a introducir en el simulador son de 2,6 in y 2,36 in.

⁶³ MCKINZIE, H.L. "Gravel pack sand design" En: Sand Control. Versión 6. Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U.: Petroskills, 2014 p. 6.30.

Figura 20. Longitud ocupada por la grava.



Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. "Gravel pack completion". En: User manual Prosper. Versión 11.5. Edinburgh, Scotland. Marzo 2010 p. 219. Modificado por los autores.

Principalmente para el análisis del uso del método de control de arena propuesto se realizó la variación tanto del tamaño de la malla como de la eficiencia de los perforados, obteniendo los resultados presentados en la **Tabla 15**.

Tabla 15. Sensibilidad inicial.

Caso	Malla (in)	Longitud ocupada por la grava (in)	Eficiencia de los perforados	AOF (BFPD)	Tasa de líquido (BFPD)	Tasa de petróleo (BOPD)	Presión en el nodo (PSIG)
1	4	2,6	1	305,87	201,39	28,20	188,53
2	4	2,6	0,75	305,87	201,32	28,19	188,28
3	4	2,6	0,5	305,26	201,19	28,17	187,78
4	4	2,6	0,25	304,04	200,78	28,11	186,22
5	4	2,6	0,1	298,54	199,47	27,93	181,22
6	4,5	2,36	1	306,48	201,41	28,20	188,60
7	4,5	2,36	0,75	305,87	201,35	28,19	188,38
8	4,5	2,36	0,5	305,26	201,23	28,17	187,92
9	4,5	2,36	0,25	304,04	200,86	28,12	186,50
10	4,5	2,36	0,1	299,15	199,67	27,95	181,96

De la tabla anterior se puede observar que la tasa máxima de flujo (AOF) se logra cuando se tiene una eficiencia de los perforados del 100%, sin embargo, a pesar de que no se cuenta con un dato preciso de este parámetro en el Campo La Cira Infantas no es correcto asumir una eficiencia del 100%, por lo tanto, se podría asumir una eficiencia del 50%. Considerando que los perforados serán llenados con grava esta eficiencia disminuirá, por tal razón, para este estudio se asumirá el escenario de menor eficiencia, 10%.

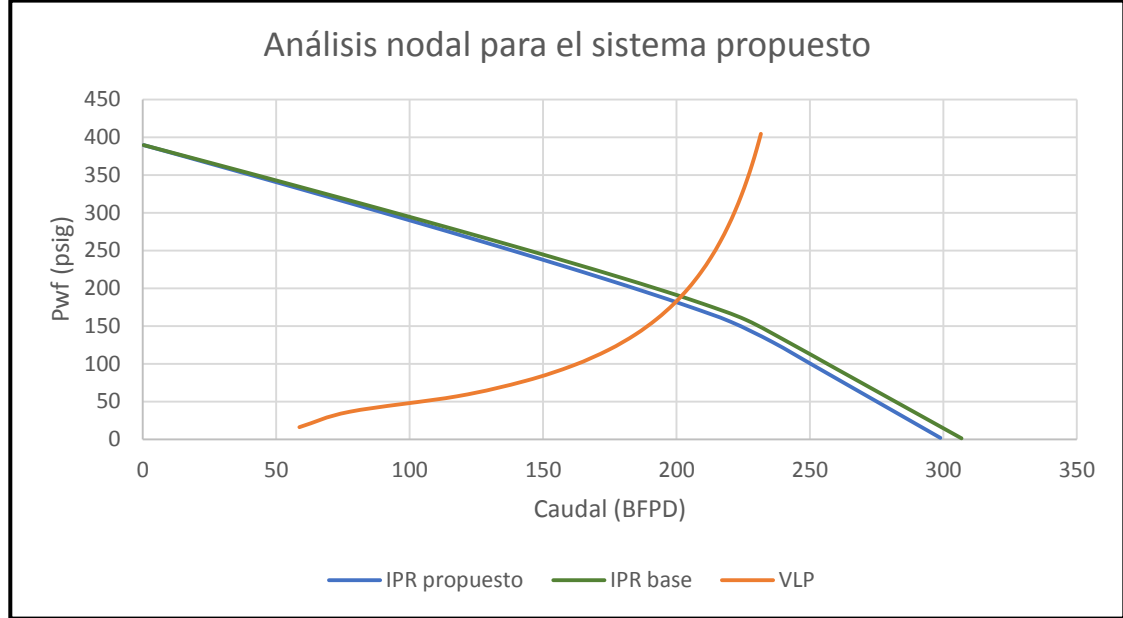
Analizando los escenarios en que se presentan 10% de eficiencia en los perforados se evidencia que la diferencia en el volumen de fluido producido y la presión en el nodo es mínima, sin embargo, en este caso se elegirá la malla de 4,5 in ya que cuenta con un mayor diámetro externo lo cual se verá reflejado en una menor cantidad de grava a utilizar, además de un mayor diámetro interno que evitará problemas en la ubicación de la bomba y futuras corridas de herramientas.

En la **Tabla 16** se presentan los valores obtenidos por el simulador para la construcción de las curvas IPR y VLP, correspondientes al análisis nodal del Pozo T1 con el empaquetamiento revestido con grava propuesto, que se presenta en la **Gráfica 14**. Teniendo en cuenta que los datos de la curva VLP no cambiarán debido a que el sistema de levantamiento se mantendrá bajo las mismas condiciones de operación actuales.

Tabla 16. Datos análisis nodal empaquetamiento revestido con grava.

Caudal IPR (BFPD)	Pwf (psig)	Caudal VLP (BFPD)	Pwf (psig)	Caudal IPR (BFPD)	Pwf (psig)	Caudal VLP (BFPD)	Pwf (psig)
0,30	389,71	58,66	16,04	157,47	229,65	209,07	220,61
16,02	374,28	77,55	36,47	173,18	212,40	212,98	241,07
31,73	358,76	117,73	56,90	188,90	194,62	216,37	261,54
47,45	343,14	143,42	77,36	204,62	175,97	219,34	282,00
63,17	327,42	161,31	97,82	220,33	155,64	221,97	302,46
78,88	311,57	174,48	118,29	236,05	128,65	224,31	322,90
94,60	295,58	184,58	138,75	251,77	96,96	226,42	343,33
110,32	279,43	192,59	159,21	267,48	65,27	228,33	363,77
126,03	263,09	199,10	179,68	283,20	33,56	230,06	384,20
141,75	246,52	204,51	200,14	298,92	1,84	231,65	404,65

Gráfica 14. Análisis nodal para el sistema propuesto.



Los resultados obtenidos del análisis nodal para el Pozo T1 con empaquetamiento revestido con grava se presentan en la **Tabla 17**.

Tabla 17. Parámetros obtenidos del análisis nodal con el empaquetamiento revestido con grava.

AOF (BFPD)	Tasa de Líquido (BFPD)	Tasa de agua (BWPD)	Tasa de petróleo (BOPD)	Presión en el nodo (PSIG)
299,15	199,67	171,72	27,95	181,96

Al realizar el comparativo entre los resultados del análisis nodal actual y el propuesto consignados en las tablas 3 y 4 respectivamente, se evidencia que hay una disminución de 1,91 BFPD y de 0,27 BOPD, lo que demuestra que bajo un escenario donde el empaquetamiento revestido con grava se implemente adecuadamente no habrá pérdidas significativas en la eficiencia de producción de fluidos. Esto se reafirma al analizar los datos obtenidos en la **Tabla 15**, donde se observa que la variable crítica que afecta la producción de fluido es la eficiencia de los perforados, entre más eficiente sea este parámetro habrá menor disminución en la producción de fluidos, por ejemplo, tomando una eficiencia del 50% la disminución será de 0,35 BFPD y 0,05 BOPD, valores inferiores a los obtenidos en el análisis nodal del sistema propuesto.

6.3 SENSIBILIDADES ADICIONALES

A partir de que se encuentra que no hay afectación significativa en la productividad del Pozo T1, se prosigue realizar diferentes sensibilidades al variar parámetros como la permeabilidad de la grava, densidad de tiro, diámetro de perforados y la velocidad de la bomba, conservando los demás parámetros en su condición actual. Esto con el fin de analizar el comportamiento de la producción al variar los parámetros mencionados anteriormente.

6.3.1 Permeabilidad de la grava. Para el método propuesto se asumió que la permeabilidad de la grava cuenta con una eficiencia del 100%, sin embargo, esta puede disminuir al transcurrir del tiempo, en el momento en que se inicia la producción o incluso en el mismo instante de la instalación, por tal razón se realizó sensibilidades al 90%, 50% y 10 % de eficiencia. Los resultados obtenidos se presentan en la **Tabla 18**.

Tabla 18. Sensibilidad de la permeabilidad de la grava.

Escenario	Actual	Propuesto	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Eficiencia de permeabilidad (%)	No aplica	100	90	50	10
Permeabilidad de la grava (md)	No aplica	652.000	586.800	326.000	65.200
AOF (BFPD)	307,09	299,15	298,55	292,44	249,72
Tasa de líquido (BFPD)	201,58	199,67	199,47	197,71	181,03
Tasa de agua (BWPD)	173,36	171,72	171,55	170,03	155,68
Tasa de petróleo (BOPD)	28,22	27,95	27,93	27,68	25,04
Presión en el nodo (PSIG)	189,28	181,96	181,19	175,368	131,56

Analizando los datos obtenidos a partir de la variación de la permeabilidad de la grava, se evidencia que a medida que disminuye su eficiencia, la tasa máxima de líquido disminuye debido a la reducción en la capacidad de flujo de fluido. Como se asume que el sistema de levantamiento seguirá trabajando bajo las mismas condiciones se evidencia que los caudales para una eficiencia del 90% y 50% no varía significativamente sin embargo para el caso tres en donde la eficiencia en la permeabilidad de la grava disminuye al 10% se produce una caída de producción en 20 barriles de fluido y tres de crudo, volumen que empieza a ser considerable. Además de esto se evidencia que la presión de fondo fluyente disminuye a medida que la eficiencia y la producción de fluido disminuye esto se debe a la reducción del nivel dinámico, produciendo un desplazamiento de la curva IPR hacia la izquierda, generando una caída de presión mayor y por consiguiente una

disminución en el índice de productividad del pozo. Por tal razón se requiere que a la hora de realizar la operación de implementar el empaquetamiento con grava se realice de la manera más cuidadosa para que en el momento de posicionar la grava y la malla no se reduzca su permeabilidad.

6.3.2 Densidad de tiro. En este caso se evaluó el efecto que tendría el aumento de la densidad de tiro en la producción del pozo al utilizar el empaquetamiento con grava, luego de utilizar una densidad de tiro de ocho spf se obtuvieron los resultados presentados en la **Tabla 19**.

Tabla 19. Resultados sensibilidad densidad de tiro.

Malla (in)	Eficiencia	AOF (BFPD)	Tasa de líquido (BFPD)	Tasa de petróleo (BOPD)	Presión en el nodo (PSIG)
4,5	1	306,48	201,46	28,2	188,78
4,5	0,75	306,28	201,41	28,2	188,61
4,5	0,5	305,87	201,32	28,19	188,27
4,5	0,25	304,65	201,05	28,15	187,22
4,5	0,1	301,60	200,18	28,03	183,91

6.3.3 Diámetro de perforados. Este parámetro hace referencia al diámetro del agujero que se crea en el revestidor durante el proceso del cañoneo. Actualmente el pozo posee un diámetro de 0,45 in, sin embargo, este diámetro podría ser aumentado al doble, recañonando el pozo con cargas para formaciones no consolidadas, llamadas cargas para súper hoyo. Los resultados se presentan en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Resultados sensibilidad diámetro de perforados.

Malla (in)	Eficiencia	AOF (BFPD)	Tasa de líquido (BFPD)	Tasa de petróleo (BOPD)	Presión en el nodo (PSIG)
4,5	1	306,48	201,54	28,22	189,11
4,5	0,75	306,48	201,53	28,21	189,06
4,5	0,5	306,48	201,50	28,21	188,95
4,5	0,25	306,48	201,41	28,2	188,61
4,5	0,1	305,87	201,14	28,16	187,57

6.3.4 Velocidad de la bomba. Actualmente el sistema de levantamiento artificial cuenta con una velocidad de 4,2 spm, normalmente en el Campo La Cira Infantas

el Bombeo Mecánico tiene un rango entre cuatro y ocho spm, por consiguiente, se realizó las sensibilidades con diferentes velocidades entre este rango. Los resultados se presentan en la **Tabla 21**.

Tabla 21. Sensibilidad velocidad de la bomba.

Malla (IN)	Velocidad de la bomba (SPM)	Tasa de líquido (BFPD)	Tasa de petróleo (BOPD)	Presión en el nodo (PSIG)
4,5	4,2	201,23	28,17	187,92
4,5	5,04	228,16	31,94	152,92
4,5	5,88	245,65	34,39	119,11
4,5	6,73	257,56	36,06	95,66
4,5	8	268,59	37,6	73,89

Analizando los resultados de la sensibilidad realizada con el diámetro de perforados y la densidad de tiro se evidencia que no hay un cambio significativo en la producción, sin embargo, la densidad de tiro influye en mayor proporción que el diámetro de los perforados.

Teniendo en cuenta la sensibilidad de la velocidad de la bomba a pesar de que la producción de fluido aumenta al aumentar la velocidad de la bomba, realizar estos cambios sería contraproducente ya que al aumentar el flujo de fluido esto generará un incremento en la fuerza de arrastre lo cual causará producción de arena y disminuirá el rendimiento del empaquetamiento revestido con grava.

6.4 PRODUCCIÓN DE ARENA

Actualmente el Pozo T1 cuenta con un promedio de una intervención anual debido a la producción de arena, excediendo el índice de falla esperado para Bombeo Mecánico que es de 0,39 por año. Además de esto teniendo en cuenta las intervenciones realizadas al pozo desde su inicio de producción se tiene un promedio de 281 pies de arena acumulada por cada intervención. Si el empaquetamiento revestido con grava se implementara y si este tuviera una eficiencia del 100%, se esperaría que no hubiese producción de arena y que la frecuencia de intervenciones se reduzca a la mitad.

En el **Anexo A** se presentan las principales ventanas del simulador, tanto de entrada de datos como de resultados.

7. ANÁLISIS FINANCIERO

Actualmente El Campo La Cira Infantas presenta problemas de arenamiento en sus pozos debido a factores geológicos, técnicos y a la madurez del campo, ocasionando problemas operativos que conllevan a la disminución de la productividad, aumento en el índice de falla de los sistemas de levantamiento y por lo tanto en los gastos operacionales consecuencia de las intervenciones. Occidental de Colombia viene afrontando dicho problema por medio del manejo de la arena producida en superficie y mediante intervenciones de pozos; estas se realizan en promedio de cuatro a cinco veces por año. Por tal razón mediante este proyecto se busca analizar y evaluar la viabilidad de un sistema de control de arena como lo es el empaquetamiento revestido con grava para aumentar la vida útil tanto de los equipos como del pozo y disminuir la cantidad de intervenciones necesarias para mantener la producción, basándose en el caso específico del Pozo T1 el cual ha disminuido su producción debido al arenamiento requiriendo en promedio una intervención anual superando el índice de falla esperado del sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico que es de 0,39 intervenciones por año. Debido al completamiento del pozo, conocimiento de la técnica y factores económicos se presenta el empaquetamiento revestido con grava como alternativa para la solución del problema.

Para la evaluación de la viabilidad financiera del proyecto se realiza desde el punto de vista de una compañía operadora, donde la unidad monetaria de valor constante es el Dólar Americano (USD), la tasa de oportunidad (TIO) es de 15% anual, el horizonte del proyecto es de 10 años con periodos anuales, el indicador financiero a utilizar es la metodología del valor presente neto (VPN), se analizaran dos escenarios; el proceso actual y el propuesto, adicionalmente se realizará el análisis de costos de inversión y operación, CAPEX y OPEX respectivamente.

7.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Son los costos relacionados a las inversiones requeridas en la adquisición de bienes para la construcción, mejora y ampliaciones de las operaciones realizadas en campo.

7.1.1 Escenario actual. La empresa maneja la producción de arena por medio de limpieza de los equipos de superficie e intervenciones cuando la producción de fluido del pozo disminuye, de continuar así no habría necesidad de una inversión.

7.1.2 Escenario propuesto. Se tiene en cuenta la inversión necesaria para la instalación del empaquetamiento revestido con grava. El costo de esta inversión se muestra en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Costo empaquetamiento revestido con grava.

Período	Descripción	Valor (USD)
0	Instalación empaquetamiento revestido con grava	430.000

Fuente: Base de datos Occidental de Colombia.

7.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Son un costo continuo para el funcionamiento del sistema dentro de los cuales se considera el mantenimiento de los equipos, consumos y alquileres. También pueden ser llamados costos recurrentes los cuales permitan el óptimo funcionamiento del sistema.

En la **Tabla 23** se muestra el costo de levantamiento por barril que incluye regalías, transporte, impuestos y costos asociados, además se presenta el costo de intervención relacionado a problemas de arenamiento para el Pozo T1. Estos costos aplican tanto para el escenario actual como para el escenario propuesto.

Tabla 23. Costos de operación (OPEX).

Descripción	Valor
Costo de levantamiento	14 USD / BOPD
Costo por intervención	118.424 USD

Fuente: Base de datos Occidental de Colombia.

7.2.1 Escenario actual. Teniendo en cuenta el análisis realizado en el capítulo cuatro se obtuvo que el promedio de intervenciones para el Pozo T1 es de una anual. En la **Tabla 24** se presentan los costos de operación (OPEX) para una proyección a 10 años con periodos anuales.

Tabla 24. Costos de operación escenario actual.

Período	Promedio BOPD	Costo promedio de levantamiento (USD)	Costo por intervención (USD)
1	31	156.240	118.424
2	26	131.040	118.424
3	23	115.920	118.424
4	20	100.800	118.424
5	18	90.720	118.424
6	17	85.680	118.424
7	15	75.600	118.424
8	14	70.560	118.424
9	12	60.480	118.424
10	11	55.440	118.424
TOTAL		942.480	1 184.240

Fuente: Base de datos Occidental de Colombia.

7.2.2 Escenario propuesto. En la **Tabla 25** se presentan los costos asociados de levantamiento e intervenciones para el escenario propuesto, teniendo en cuenta que el número de intervenciones se reduce a la mitad y que la producción, según los resultados obtenidos en el capítulo seis no es afectada considerablemente.

Tabla 25. Costos de operación escenario propuesto.

Período	Promedio BOPD	Costo promedio de levantamiento (USD)	Costo por intervención (USD)
1	31	156.240	-
2	26	131.040	118.424
3	23	115.920	-
4	20	100.800	118.424
5	18	90.720	-
6	17	85.680	118.424
7	15	75.600	-
8	14	70.560	118.424
9	12	60.480	-
10	11	55.440	118.424
TOTAL		942.480	592.120

Fuente: Base de datos Occidental de Colombia.

7.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

Tiene como propósito evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante la metodología del valor presente neto (VPN), ya que el proyecto se enfoca en evaluar los costos asociados al control de la producción de arena mediante el empaquetamiento revestido con grava, lo cual no genera ingresos. El valor presente es el indicador que “pone en pesos de hoy tantos los ingresos futuros como egresos futuros, lo cual facilita la decisión desde el punto de vista financiero, de realizar o no un proyecto”⁶⁴.

En la **Ecuación 2** se presenta la expresión matemática que define el valor presente neto (VPN).

Ecuación 2. Valor presente neto

$$VPN = \sum F_n(1+i)^{-n} = F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + F_n(1+i)^{-n}$$

Fuente: BACA CURREA., Guillermo. Ingeniería Económica: Valor presente neto. Fondo educativo panamericano. Sexta edición. 2000.p.197.

Donde:

i: tasa a la cual son descontados los flujos de caja, TIO

F: Flujo neto de efectivo

n: períodos

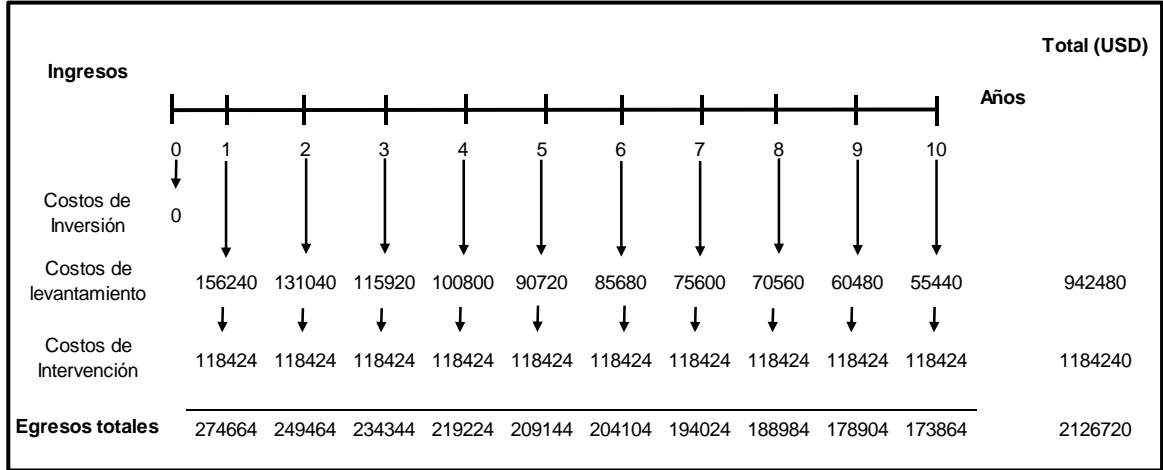
7.3.1 Flujo de caja. Es una representación gráfica que permite determinar el movimiento de efectivo de una empresa en un periodo determinado de tiempo representado por una línea horizontal de la cual se desprenden flechas hacia arriba y hacia abajo representando ingresos y egresos respectivamente. Debido a que el proyecto evaluado no genera ingresos adicionales para el flujo de caja solo se tendrán en cuenta los costos de operación especificados en la sección anterior.

A continuación, se elabora el flujo de caja tanto para el escenario actual como para el escenario propuesto.

7.3.1.1 Escenario actual. En la **Gráfica 15** se presenta el flujo de caja correspondiente a las condiciones de manejo de arena actuales en el Pozo T1.

⁶⁴ BACA CURREA, Guillermo. “Valor presente neto” En Ingeniería Económica. Versión 6. Bogotá, Colombia. Fondo educativo panamericano,2000. p.197

Gráfica 15. Flujo de caja escenario actual.

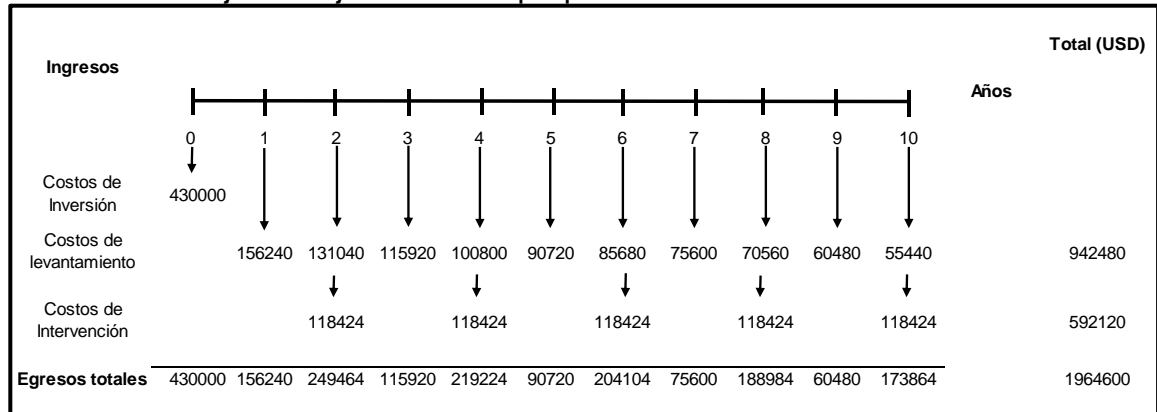


Con los resultados obtenidos del flujo de caja, se calcula el Valor Presente Neto (VPN), discriminando el signo negativo debido a que se está realizando un estudio donde no se presentan ingresos, la tasa de oportunidad para este caso es del 15%.

$$\begin{aligned}
 \text{VPN}(0,15) &= 0 + \frac{274.664}{(1+0,15)^1} + \frac{249.464}{(1+0,15)^2} + \frac{234.344}{(1+0,15)^3} + \frac{219.224}{(1+0,15)^4} + \frac{209.144}{(1+0,15)^5} + \\
 &\frac{204.104}{(1+0,15)^6} + \frac{194.024}{(1+0,15)^7} + \frac{188.984}{(1+0,15)^8} + \frac{178.904}{(1+0,15)^9} + \frac{173.864}{(1+0,15)^{10}} = \mathbf{1'127.669,442 \text{ USD}}
 \end{aligned}$$

7.3.1.2 Escenario propuesto. En la **Gráfica 16** se presenta el flujo de caja para el escenario de control de arena propuesto.

Gráfica 16. Flujo de caja escenario propuesto.



$$\text{VPN}(0,15) = 430.000 + \frac{156.240}{(1+0,15)^1} + \frac{249.464}{(1+0,15)^2} + \frac{115.920}{(1+0,15)^3} + \frac{219.224}{(1+0,15)^4} + \frac{90.720}{(1+0,15)^5} + \frac{204.104}{(1+0,15)^6} + \frac{75.600}{(1+0,15)^7} + \frac{188.984}{(1+0,15)^8} + \frac{60.480}{(1+0,15)^9} + \frac{173.864}{(1+0,15)^{10}} = \mathbf{1'239.765,231 \text{ USD}}$$

7.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero la mejor opción para la empresa Occidental de Colombia es seguir manejando la producción de arena en superficie ya que les representa un ahorro en costos a dólares de hoy del 9.04% (112.095,79 USD) frente al escenario del empaquetamiento revestido con grava a pesar de que este reduce el número de intervenciones a la mitad.

8. CONCLUSIONES

- De acuerdo a las características del Campo La Cira Infantas se puede concluir que las principales causas de la producción de arena son; el 95% de corte de agua y la baja consolidación de la roca, 950 psi.
- El 33% de las intervenciones al Pozo T1 fueron debido al arenamiento de la bomba y el 55% por fallas en el sistema de levantamiento artificial. En todas estas se encontró una alta acumulación de arena, 281 pies por intervención, evidenciando que la producción de crudo se ve directamente relacionada con la acumulación.
- La producción de arena al restringir los intervalos perforados reduce la capacidad de flujo de crudo, como se evidenció en el Pozo T1, en el cual la producción disminuye en un rango entre 40% y 70% al encontrarse los intervalos perforados obstruidos.
- Teniendo en cuenta las características granulométricas de la formación productora del Pozo T1, que varía entre 0,0256 a 0,0015 pulgadas, el rango de la grava que retiene los granos de arena es de 0,0768 – 0,0288 pulgadas por tanto la malla seleccionada es la de tamaño 10/20, ya que según la disponibilidad en el mercado es la que retiene un mayor porcentaje, en este caso un 90% de los granos de arena de la formación.
- Bajo un escenario en el que el empaquetamiento revestido con grava sea bien ejecutado la evaluación realizada demuestra que bajo condiciones de yacimiento del Campo La Cira Infantas el método propuesto es positivo ya que el índice de productividad se reduce en un 4%.
- Al comparar el escenario actual y el propuesto se evidencia que la producción de petróleo disminuiría de 28,22 BOPD a 27,95 BOPD es decir una reducción del 0,95%.
- Si la eficiencia del empaquetamiento revestido con grava llega a ser del 100%, las intervenciones de pozo pasarían de una intervención por año a una intervención cada dos años.
- Desde el punto de vista financiero la mejor opción para la empresa Occidental de Colombia es seguir manejando la producción de arena en superficie ya que

les representa un ahorro en costos a dólares de hoy del 9,04% (112.095,79 USD) frente al escenario del empaquetamiento revestido con grava a pesar de que este reduce el número de intervenciones a la mitad.

9. RECOMENDACIONES

- Implementar un piloto en el Pozo T1 teniendo en cuenta el estudio realizado en este proyecto que permita evaluar los resultados del simulador y así verificar que tanto se aproximan a la realidad.
- Dado el caso de que el empaquetamiento revestido con grava sea implementado, llevar un monitoreo de la producción de arena para así determinar la eficiencia del método de control y tener datos históricos para futuros estudios.
- Para los trabajos de empaquetamiento revestido con grava se recomienda que el intervalo perforado este lo más limpio posible, ya que el parámetro crítico durante la simulación fue la eficiencia de los perforados, por tanto, dado el caso de que este no se encuentre limpio se recomienda suabear el pozo o realizar estimulaciones químicas antes de la implementación para asegurar su eficiencia.
- Se recomienda cañonear el pozo con cargas súper hoyo y con una alta densidad de tiro para contar con un área de flujo mayor, disminuir la fuerza de arrastre y por consiguiente la producción de arena.
- Evaluar la viabilidad de implementar un método de control de arena desde el completamiento inicial de los futuros pozos del campo.
- Ampliar el horizonte del proyecto para determinar luego de cuánto tiempo se recupera la inversión.

BIBLIOGRAFÍA

AL-AWAD, M.N.J. The mechanism of sand production caused by pore pressure fluctuations. [En línea]. [Consultado el 23 de julio de 2017]. Disponible en: <https://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/pdf/2001/04/al-awad_v56n4.pdf>

AL-KHALIFAH, Ahmad. Sand Production in Oil Wells. [En línea]. [Consultado el 3 de agosto de 2017]. Disponible en: <https://www.slideshare.net/the_duke7/sand-problem-in-oil-wells>

ArcGIS para escritorio. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en: <<http://www.esri.com/>>.

BACA CUREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Versión 6. Bogotá, Colombia. Fondo educativo panamericano, 2000.

BARRERO, Darío; PARDO, Andrés; VARGAS, Carlos; MARTÍNEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basins. ANH. Colombia. 2007.

CARLSON, Jon; GURLEY, Derrel; KING, George; PRICE-SMITH, Colin; WATERS, Frank. Sand Control: Why and How?. [En Línea]. [Consultado el 3 de agosto de 2017]. Disponible en: <https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/1092/p41_53.pdf>

DE PORTA, Jaime. Léxico Estratigráfico Internacional – América Latina. Colombia. Volumen V, Fascículo 4B. Francia 1974.

ECOPETROL. El campo La Cira Infantas logró una producción de 40 mil barriles por día. [En línea]. [Consultado el 13 de junio de 2017]. Disponible en: <<http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/campo-la-cira-infantas-produce-40-mil-barriles>>

ESPINOSA GONZALEZ, Miguel Ángel. Evaluación técnica y económica de alternativas para el control de arena en el Campo La Cira-Infantas. Trabajo de grado. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de ingeniería. Departamento de petróleos. 2009.

GONZALES, Néstor. Curso de Completación de pozos en arenas no consolidadas (control de arena). 2016.

GUTIERREZ, M. Rock Physics And 3-D Seismic Characterization Of Reservoir Heterogenities To Improve Recovery Efficiency, La Cira Infantas Oil Field. Ph. D Thesis, Standford University 2001.

HERNANDEZ, Ruby; GOYENECHÉ, Marcela. Predicción de la producción de arena en el campo madura del Valle Medio del Magdalena Llanito a Partir De Las Propiedades Petrofísicas y Geomecánicas De las Formaciones Productoras. Trabajo de grado Ingeniería de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería físico químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. 2009.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El Instituto, 2008.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y escritura. NTC 5613. Bogotá: El Instituto, 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998.

JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico Internacional – América Latina. Colombia. Volumen V, Fascículo 4^a. Francia. 1968.

KURNIAWAN, Alva. Mc. KENZIE, John. PUTRI, Jasmine. General dictionary of geology. Yogyakarta, Indonesia. Environmental Geographic Student Association. 2009.

LTMBERG, Tola Mayta. Control de arena en pozos petroleros. [En Línea]. [Consultado el 23 de julio de 2017]. Disponible en: <<https://documentslide.org/control-de-arena-en-pozos-petroleros-pdf>>

MCKINZIE, Howard. Sand Control. Versión 6. Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U.: Petroskills, 2014.

MUÑOZ, Lina; SANTAMARIA, Shirley. Evaluación de los métodos de control de arena implementados en el Campo La Cira Infantas. Trabajo de grado Ingeniería de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería físico químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos, 2016.

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Base de datos LCI. Occidental de Colombia. 2017.

ONE PETRO. Redevelopment progress for Colombia's La Cira- Infantas field. [En Línea]. [Consultado el 12 de junio de 2017]. Disponible en: <<https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-120794-MS>>

_____. Run life improvement by implementation of artificial lift systems failure classification and root cause failure classification. [En Línea]. [Consultado el 12 de

junio de 2017]. Disponible en: <<https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-173913-MS>>

OXFORD UNIVERSITY PRESS INC. Dictionary of science. Quinta edición. E.E.U.U. 2005.

PARKE A, Dickey. La Cira-Infantas Field-Colombia, Middle Magdalena Basin. [En Línea]. [Consultado el 21 de junio de 2017]. Disponible en: <<https://es.scribd.com/document/239748908/La-Cira-Infantas>>

PENBERTHY Jr., W.L.; SHAUGHNESSY, C.M. Sand control: Gravel-pack design. SPE series on special topics. E.E.U.U.: Henry L. Doherty series, 1992.

PERFOBLOGGER. Métodos básicos de control de arena en la industria de los hidrocarburos. [En línea]. [Consultado el 3 de agosto de 2017]. Disponible en: <<http://perfob.blogspot.com.co/2016/05/metodos-basicos-de-control-de-arena-en.html>>

PETROLEUM EXPERTS LIMITED. PROSPER. Simulador. IPM. Versión 10. Edinburgh, United Kingdom. Consultado 16 de noviembre de 2017.

_____. User manual Prosper. Versión 11.5. Edinburgh, Scotland. 2010.

PETROWIKI. Gravel pack equipment and tools [En línea]. [Consultado el 7 de agosto de 2017]. Disponible en: <http://petrowiki.org/Gravel_pack_equipment_and_tools>.

ROJAS SUÁREZ, Cesar Augusto. Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C- Formación Mugrosa en el área La Cira-Este del Campo La Cira. Trabajo de grado. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencia, Departamento de Geociencias, 2011.

SCHLUMBERGER. “Oilfield Glossary” 2017. [En línea] disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/>>

SHENGKAI METAL MESH. Wire wrapped screen – higher strength & maximum production. [En línea]. [Consultado el 1 de agosto de 2017]. Disponible en: <<http://www.sand-screen.com/product/wire-wrapped-screen.html>>.

SILVA CÁRDENAS, L. Análisis de la viabilidad técnico-financiera de un proceso de recobro químico álcali-surfactante polímero (ASP) en el campo La Cira Infantas, Bogotá. Universidad de América, 2016.

UNIVERSIDAD DE TEXAS. A dictionary for the Petroleum Industry. Segunda edición. Austin, Texas.

ANEXOS

ANEXO A SIMULADOR PROSPER

• Pantalla inicial de PROSPER

CIRA2520 - ma.Out - Prosper (32bit) 14.0 - License#:04108 - IPM V10.0 - Build#:96 - Mar 7 2016 (E:\Software simulación\ - ma.Out)

File Options PVT System Calculation Design Output Units Wizard Help

OPTIONS SUMMARY

Fluid Oil
PVT Method Black Oil
Equation Of State
Separator Single-Stage
Emulsions No
Hydrates Disable Warning
Water Viscosity Use Default Correlation
Viscosity Model Newtonian Fluid
Steam Option No Steam Calculations
Flow Type Annular
Well Type Producer
Artificial Lift Sucker Rod Pump
Lift Type
Predicting Pressure and Temperature (on land)
Temperature Model Rough Approximation
Range Full System
Completion Cased Hole
Sand Control None
Inflow Type Single Branch
Gas Coning No
Company Ecopetrol - Oxy
Field La Cra Infantas
Location Bogotá
Well Platform
Analyst Eduardo Luna
Date 03/19/2017

PVT DATA

PVT IS MATCHED

Solution GOR 154.00 (scf/STB)
Oil Gravity 24.00 (API)
Gas Gravity 0.75 (sp. gravity)
Water Salinity 12000 (ppm)
Mole Percent H2S 0 (percent)
Mole Percent CO2 0 (percent)
Mole Percent N2 0 (percent)
Pb, Ra, Bo Correlation Lasater
Oil Viscosity Correlation Beggs et al
PVT Matched Yes
Use Tables No

IPR DATA

Reservoir Model Darcy
M&G Skin Model Enter Skin By Hand
Perm(k) Reduction Model No
Relative Permeability No
Reservoir Pressure 350.00 (psig)
Reservoir Temperature 138.35 (deg F)
Water Cut 86.000 (percent)
Total GOR 1200.00 (scf/STB)
AOF : 307.1 (STB/day)
Formation PI (No Skin) : 115.99 (STB/day/psi)

Inflow (IPR) Plot

SUCKER ROD PUMP INPUT DATA

Anchored Tubing No
Pump Depth 3936.0 (feet)
Pump Volumetric Efficiency 80.00 (percent)
Pump Diameter 2.00 (inches)
Surface Stroke Length 168.00 (in)
Pumping Speed 4.2 (strokes/min)
Rod Type Steel Rods
Rod Number ROD7705
Plunger Diameter 2.00 (inches)
Rod 7 (0.875 inch) 100.00 (percent)
Gas Anchor Method Entered
Gas Anchor Efficiency 0.9 (fraction)

ANALYSIS SUMMARY

Inflow

System

VLP

Choke Performance

Sucker Rod Pump Design

EQUIPMENT DATA

Deviation Survey

Surface Equipment

Downhole Equipment

Geothermal Gradient

Average Heat Capacities

Prosper (32bit) 14.0

IPM V10.0 - Build # 96 - Mar 7 2016

Petroleum Experts Limited
Petex House
10 Logie Mill
Edinburgh, EH7 4HG
United Kingdom

Tel: +44 131 474 7030
Fax: +44 131 474 7031
Email: edinburgh@petex.com
Web site: www.petex.com

E:\Software simulación\CIRA2520 - ma.Out
License Number : 04108
File Format Version : 910
Current File Version : Original=428 Current=910
Memory - Load 17% Physical (4095/2047Mb) Virtual (4095/1401Mb)
Windows 7 (6.1) Build 7601 - Service Pack 1 (1.0) - 32-bit
C:\Program Files (x86)\Petroleum Experts\IPM 10\prosper.exe

NUM

• Ventana de IPR data para el caso actual

Inflow Performance Relationship (IPR) Input (Matched PVT)

Done Cancel Calculate Plot Test Data Sensitivity Sand Failure
 Help Export Validate Reset Transfer Data Calculation Time 0.015 seconds

Reservoir Model

- PI Entry
- Vogel
- Composite
- Darcy**
- Fetkovich
- MultiRate Fetkovich
- Jones
- MultiRate Jones
- Transient
- Hydraulically Fractured Well
- Horizontal Well - No Flow Boundaries
- Horizontal Well - Constant Pressure Upper Boundary
- MultiLayer Reservoir
- External Entry
- Horizontal Well - dP Friction Loss In WellBore
- MultiLayer - dP Loss In WellBore
- SkinAide (ELF)
- Dual Porosity
- Horizontal Well - Transverse Vertical Fractures
- SPOT

Reservoir Data

Reservoir Pressure	390	psig
Reservoir Temperature	138.35	deg F
Water Cut	86	percent
Total GOR	1200	scf/STB
Compaction Permeability Model	No	
Relative Permeability	No	

Model Data

Reservoir Model Mech-Geom Skin Dev-PP Skin Sand Control Rel Perms Viscosity Compaction

Darcy Reservoir Model

Reservoir Permeability	291	md
Reservoir Thickness	485	feet
Drainage Area	5	acres
Dietz Shape Factor	30.9972	Calculate Dietz
Wellbore Radius	0.411	feet

Mechanical/Geometric Skin

- Enter Skin By Hand**
- Locke
- MacLeod
- Karakas+Tariq

Deviation/Partial Penetration Skin

- Wong-Clifford**

Sand Control

- None**
- Gravel Pack
- Pre-Packed Screen
- Wire Wrapped Screen
- Slotted Liner

Results

Point	Rate (STB/day)	Pressure (psig)	Temperature (deg F)	dP Total Skin (psi)
1	0.001	389.999	138.35	0
2	16.1958	374.829	138.373	14.184
3	32.3906	359.577	138.396	28.4482
4	48.5855	344.233	138.42	42.8036
5	64.7803	328.786	138.444	57.2625
6	80.9751	313.22	138.469	71.8399
7	97.1699	297.516	138.495	86.5553
8	113.365	281.648	138.522	101.434
9	129.56	265.583	138.549	116.51
10	145.754	249.272	138.577	131.831
11	161.949	232.645	138.607	147.468
12	178.144	215.588	138.638	163.534
13	194.339	197.898	138.671	180.233
14	210.534	179.13	138.707	198.01
15	226.729	157.75	138.749	218.398
16	242.923	127.433	138.812	247.723
17	259.118	95.7185	138.882	278.446
18	275.313	64.0039	138.957	309.168

Plot

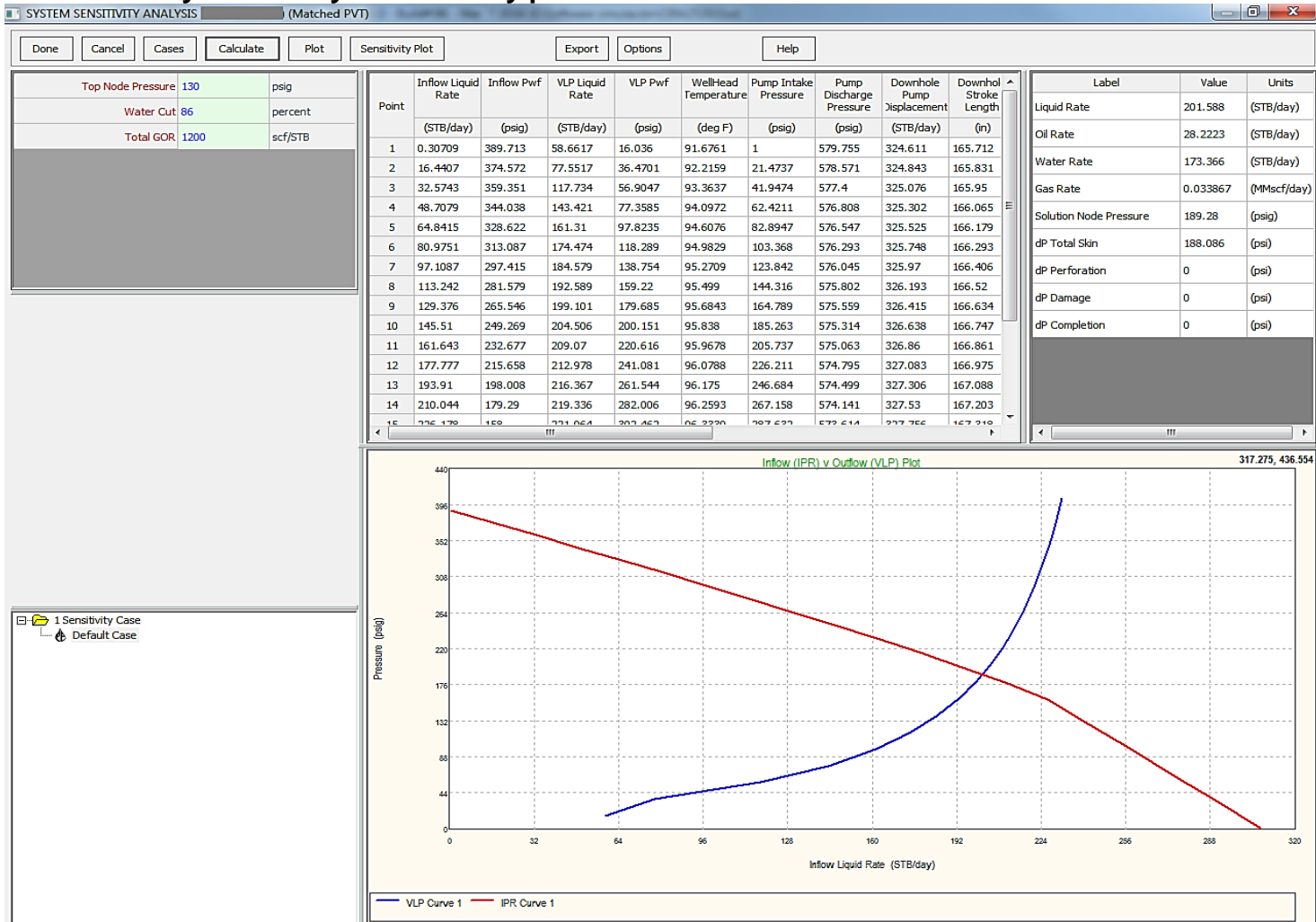
INFLOW PERFORMANCE DATA (OIL WELL)

- Inflow Type Single
- Completion Cased
- Sand Control None
- Gas Coning No
- Reservoir Model Darcy
- M&G Skin Model Enter S
- Perm(K) Reduction Model No
- Relative Permeability No
- Reservoir Pressure 390
- Reservoir Temperature 138.35
- Water Cut 86
- Total GOR 1200

CALCULATED DATA

- AOF : 307.702
- Formation PI (No Skin) : 16.4027

• Ventana de system analysis summary para caso base



• Ventana de IPR data para caso propuesto

Inflow Performance Relationship (IPR) Input (Matched PVT)

Done Cancel Calculate Plot Test Data Sensitivity Sand Failure
 Help Export Validate Reset Transfer Data Calculation Time 0.019 seconds

Reservoir Model

PI Entry
 Vogel
 Composite
Darcy
 Fetkovich
 MultiRate Fetkovich
 Jones
 MultiRate Jones
 Transient
 Hydraulically Fractured Well
 Horizontal Well - No Flow Boundaries
 Horizontal Well - Constant Pressure Upper Boundary
 MultiLayer Reservoir
 External Entry
 Horizontal Well - dP Friction Loss In WellBore
 MultiLayer - dP Loss In WellBore
 SkinAide (ELF)
 Dual Porosity
 Horizontal Well - Transverse Vertical Fractures
 SPOT

Reservoir Data

Reservoir Pressure	390	psig
Reservoir Temperature	138.35	deg F
Water Cut	86	percent
Total GOR	1200	scf/STB
Compaction Permeability Model	No	
Relative Permeability	No	

Model Data

Reservoir Model Mech-Geom Skin Dev-PP Skin **Sand Control** Rel Perms Viscosity Compaction

Gravel Pack Sand Control Model

Typical Values		
Gravel Type	Mesh Size	Lab Permeability
Ottawa Sand	12/20	500000
	20/40	150000
	30/50	90000
	40/60	60000
Carbolite	50/70	30000
	20/40	350000
Isopac	16/20	500000
	20/40	110000

Gravel Pack Permeability	652000	md
Perforation Diameter	0.45	inches
Shot Density	6	1/ft
Gravel Pack Length	2.36	inches
Perforation Interval	99	feet
Deviation	7.91	degrees
Perforation Efficiency	0.1	fraction
Beta Factor Method	Calculated	
Beta Factor	9321.4	1/ft
Phase Choice	Single Phase	

Results

Point	Rate (STB/day)	Pressure (psig)	Temperature (deg F)	dP Total Skin (psi)
1	0.001	389.999	138.35	0
2	15.7461	374.543	138.373	14.4725
3	31.4912	358.997	138.397	29.0324
4	47.2363	343.354	138.421	43.6898
5	62.9814	327.603	138.446	58.4557
6	78.7265	311.728	138.472	73.344
7	94.4715	295.714	138.498	88.3719
8	110.217	279.537	138.525	103.562
9	125.962	263.168	138.553	118.944
10	141.707	246.565	138.582	134.559
11	157.452	229.67	138.612	150.466
12	173.197	212.389	138.644	166.759
13	188.942	194.567	138.677	183.593
14	204.687	175.888	138.713	201.283
15	220.432	155.501	138.754	220.681
16	236.177	128.394	138.81	246.799
17	251.922	96.6507	138.88	277.552
18	267.668	64.896	138.955	308.316

Plot

Inflow (IPR) Plot

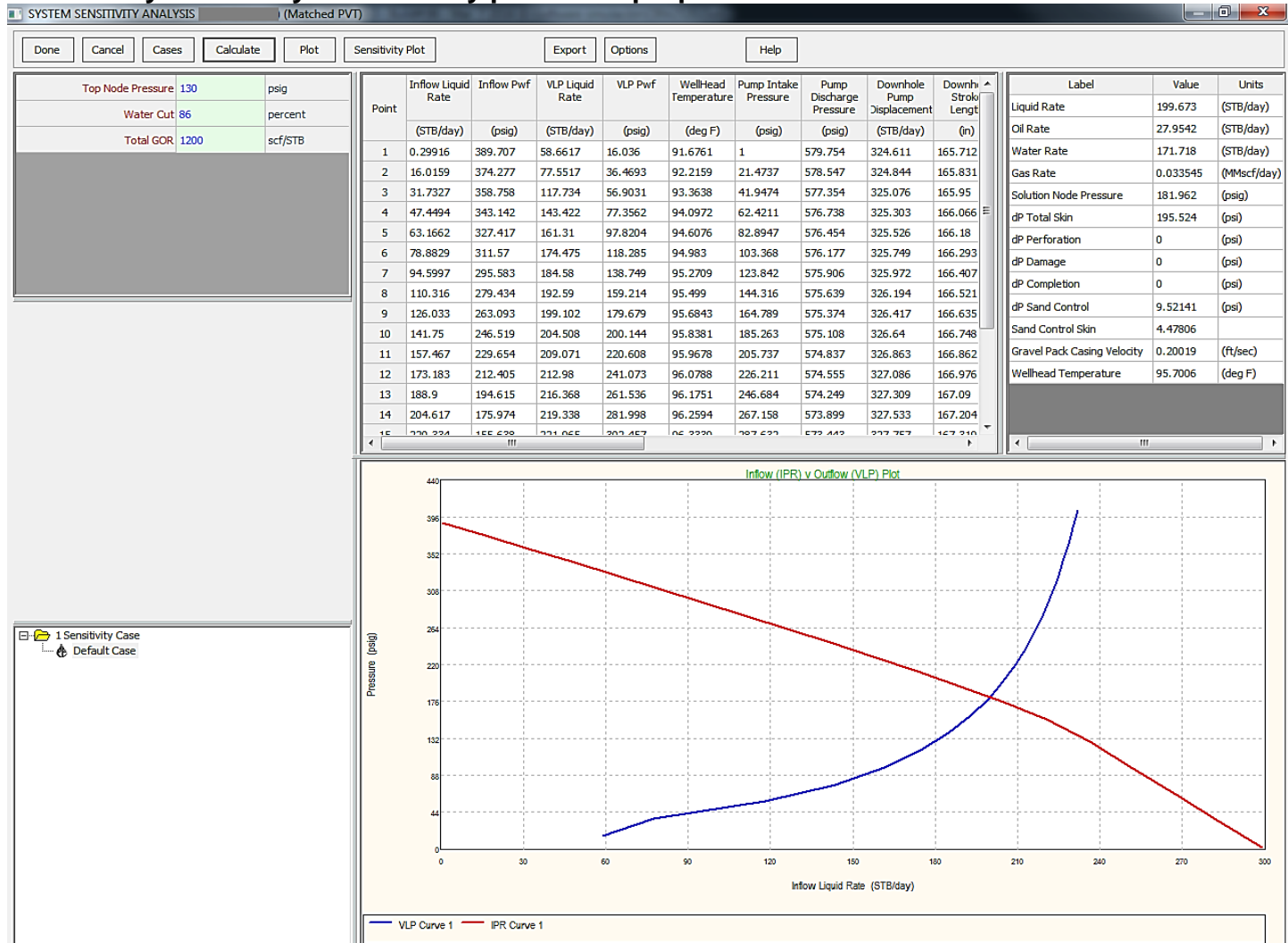
INFLOW PERFORMANCE DATA (OIL WELL)

Inflow Type Single
 Completion Cased
 Sand Control Gravel
 Gas Coning No
 Reservoir Model Darcy
 M&G Skin Model Enter S
 Perm(k) Reduction Model No
 Relative Permeability No
 Reservoir Pressure 390
 Reservoir Temperature 138.35
 Water Cut 86
 Total GOR 1200

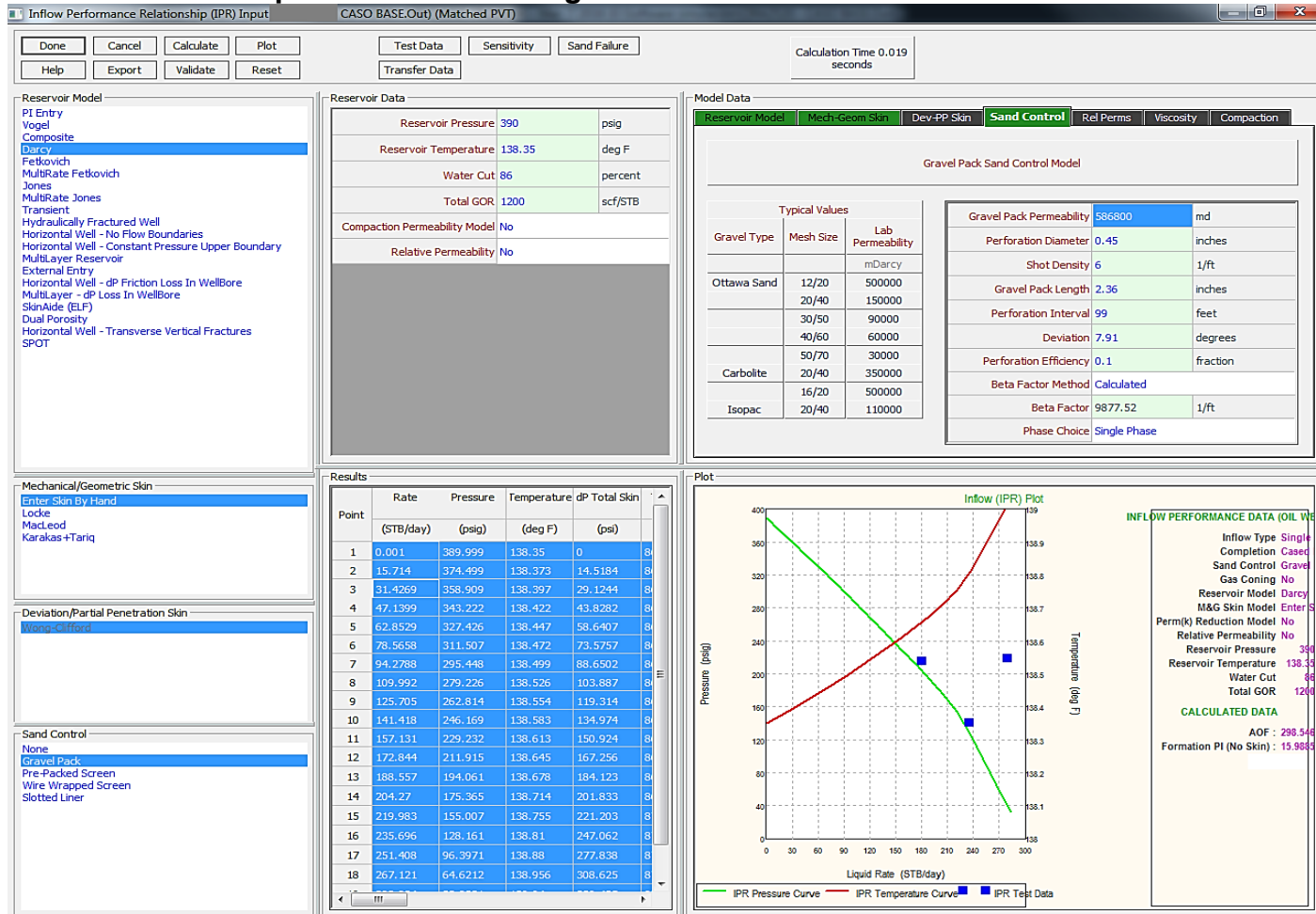
CALCULATED DATA

AOF : 299.147
 Formation PI (No Skin) : 15.9885

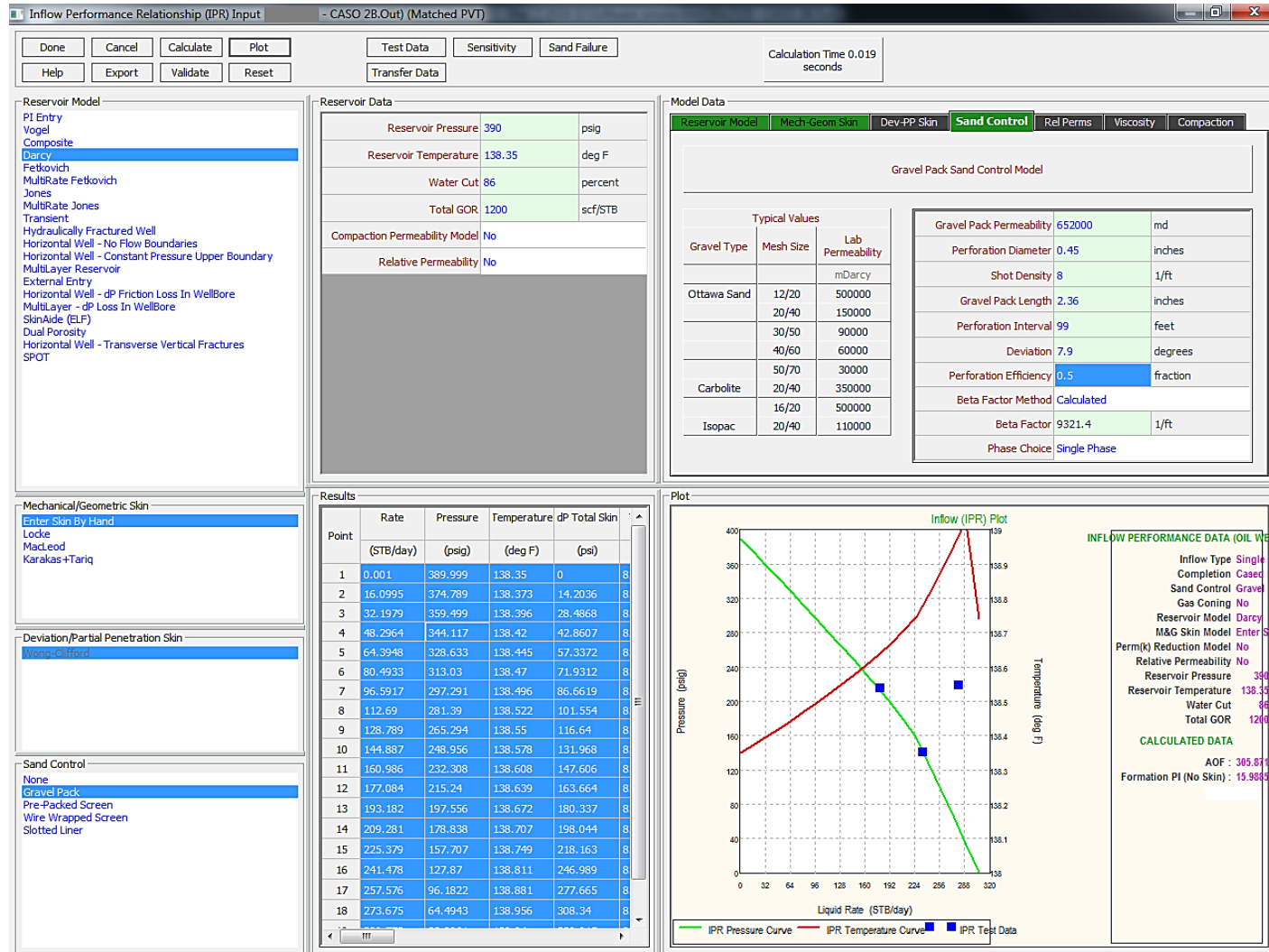
• **Ventana system analysis summary para caso propuesto**



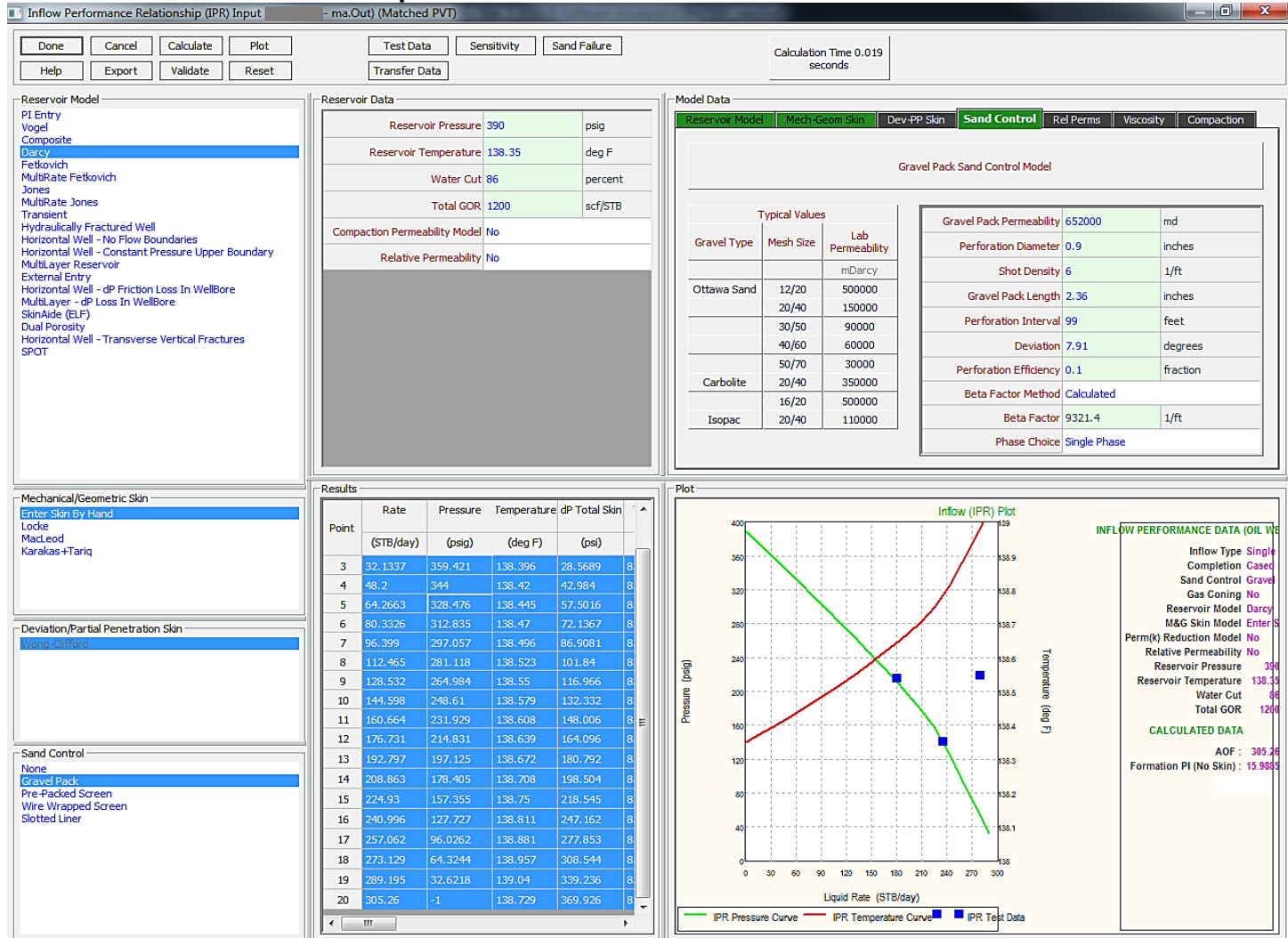
• Sensibilidad de la permeabilidad de la grava



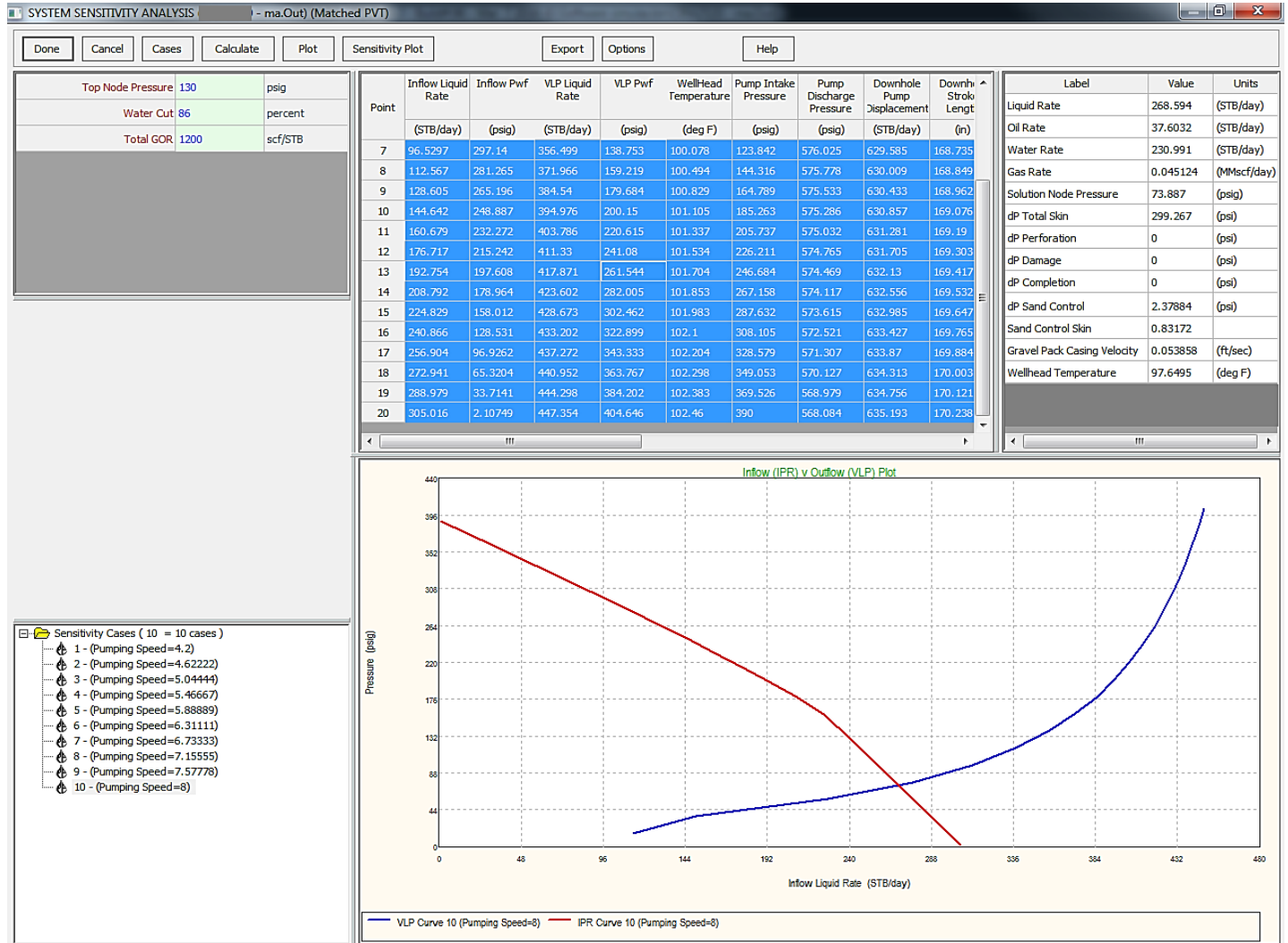
• Sensibilidad de densidad de tiro




• Sensibilidad del diámetro del perforado



• Sensibilidad de la velocidad de la bomba



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


AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotros **Ana María Armenta Ospina** y **Manuel Esteban Niño Acosta** en calidad de titulares de la obra **EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL EMPAQUETAMIENTO REVESTIDO CON GRAVA PARA EL CONTROL DE ARENA DEL POZO T1 DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS**, elaborada en el año 2017, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

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

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

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

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

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

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

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

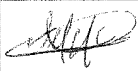
AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

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

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 8 días del mes de febrero del año 2018.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Ana María	Armenta Ospina
Documento de identificación No	Firma
1082994253	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Manuel Esteban	Niño Acosta
Documento de identificación No	Firma
1018464395	