

**AJUSTE AUTOMÁTICO DE LA PRESIÓN DE ANULAR EN POZOS CON
BLOQUEO POR GAS EN LA CARA DE LA FORMACIÓN PARA OPTIMIZACIÓN
DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

**ROGELIO JUNIOR MÁRQUEZ QUINTERO
CAMILO ANDRÉS MARTÍNEZ LAMUS**

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

2015

**AJUSTE AUTOMÁTICO DE LA PRESIÓN DE ANULAR EN POZOS CON
BLOQUEO POR GAS EN LA CARA DE LA FORMACIÓN PARA OPTIMIZACIÓN
DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

**ROGELIO JUNIOR MÁRQUEZ QUINTERO
CAMILO ANDRÉS MARTÍNEZ LAMUS**

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Director

**Erik Giovany Montes Páez
Ingeniero de Petróleos**

Codirector

**Felix Andrés Cepeda Gómez
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

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

2015

DEDICATORIA

A mis padres, mi motor de vida y quienes me impulsan día a día a ser mejor, este triunfo es el resultado de todo su amor, esfuerzo y sacrificio.

A mi familia, en especial a mis hermanos quienes han sido compañeros inmejorables en este camino.

A mi tía María Elena, por su apoyo incondicional y sus valiosos consejos.

Al maestro Nicolás Maestre, y el grupo de música y danzas Macondo en donde encontré una de mis pasiones y de donde me llevo no solo grandes experiencias sino amigos para toda la vida, a ellos por estar siempre ahí para mí.

A los de siempre.

Rogelio Márquez Quintero

DEDICATORIA

En primer lugar, al Todopoderoso por darme la vida y guiarme en los momentos más difíciles, llenándome de sabiduría, entendimiento y paciencia. Además por ser la herramienta más fuerte en la consecución de esta meta.

A mis padres, Danilo Uriel Martínez Sarmiento y Gladys Cecilia Lamus Larrota por ser mi bastón de aliento y mi motor en todas las acciones que desarrollo. Además, por depositar toda su confianza en mí, por siempre tener un consejo y brindarme todos los medios necesarios para conseguir con éxito este logro. Gracias por sus enseñanzas y sus correcciones, ya que por ello soy la persona que soy. Igualmente, por su compañía, por su apoyo y acompañamiento a lo largo de este ciclo de vida.

A mi hermana Laura, cómplice, apoyo incondicional y confidente en cada uno de los pasos tomados. Gracias porque siempre quiero ser un ejemplo para ella y eso conlleva a un esfuerzo mayor.

A la mascota de la familia “Pepita”, quien siempre ha sido compañía para todos, y nos saca varias sonrisas.

A toda mi familia, quienes de una u otra manera vieron el esfuerzo y aportaron para culminar este objetivo. En especial a mi tía Marta, quien con su alegría y espontaneidad, hizo de todos los domingos, días realmente diferentes.

A mis amigos de Universidad y de toda la carrera: Isa y Roger, con quienes compartí infinidad de buenos momentos a lo largo de estos años. Gracias por todas sus enseñanzas, sus historias y ocurrencias, por brindarme su amistad y cariño sincero, pues son de las cosas más valiosas que deja mi paso por esta institución.

A mis compañeros de carrera y a todas las personas que de alguna u otra manera contribuyeron a este logro, con quienes compartí trabajos y experiencias que siempre quedan en la memoria.

Camilo Andrés Martínez Lamus

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A Dios, por darnos la fortaleza para salir adelante y acompañarnos en todo momento.

A nuestras familias, por su apoyo incondicional, motivación y confianza en todos estos años.

A la empresa Occidental de Colombia, y todo el personal del área de Control de producción e Ingeniería de La Cira Infantas por darnos la oportunidad de desarrollar este proyecto y brindarnos toda su colaboración.

Al ingeniero Félix Cepeda, por la enseñanza y toda su colaboración fundamental para la realización de este proyecto, la cual fue determinante para alcanzar las metas a pesar de los obstáculos.

Al ingeniero Erik Montes por su confianza y por aportar su profesionalismo para el desarrollo y realización de este trabajo de grado.

A los ingenieros Jhon Gonzales, Eliana Machete, Jahir Gutiérrez, Ángela Rodríguez y Samuel Arévalo quienes con sus conocimientos y apoyo hicieron que este proyecto fuera realidad.

A la Universidad Industrial de Santander, la escuela de Ingeniería de Petróleos y todos sus profesores, por nuestra formación como profesionales integrales.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA – INFANTAS	22
1.1 UBICACIÓN	22
1.2 HISTORIA	24
1.3 GEOLOGÍA	26
1.3.1 Columna estratigráfica	27
1.3.2 Estratigrafía	27
1.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	31
1.5 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	31
1.5.1 Bombeo mecánico (BM)	32
1.5.2 Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP)	34
1.5.3 Bombeo Electrosumergible	37
1.6 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	39
2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	44
2.1 ESTADO MECÁNICO	45
2.1.1 Tubería de revestimiento	45
2.1.2 Tubería de producción	46
2.1.3 Espacio anular	47
2.1.4 Bomba de subsuelo	47
2.1.5 Perforados	48
2.1.6 Sumergencia efectiva	49

2.2 PRESIONES DEL SISTEMA	50
2.2.1 Presión de yacimiento (Ps)	50
2.2.2 Presión de fondo fluyente (Pwf)	51
2.2.3 Presión de tubería (THP)	51
2.2.4 Presión de anular (CHP)	51
2.3 FACILIDADES PRIMARIAS DE SUPERFICIE	52
2.3.1 Árbol de navidad	52
2.3.2 Línea de flujo	53
2.3.3 Línea de recolección de gas de anular	54
2.3.4 Múltiple de producción o Manifold	55
2.4 MONITOREO DE PRODUCCIÓN	56
2.4.1 Medición	56
3. BLOQUEO POR GAS EN LA CARA DE LA FORMACIÓN	59
3.1 DEFINICIÓN	59
3.2 CAUSAS	61
3.2.1 Yacimiento	61
3.2.2 Operacionales	67
3.3 ALTERNATIVAS PARA MITIGAR EL BLOQUEO POR GAS	69
3.3.1 Fracturamiento hidráulico	69
3.3.2 Agentes químicos	70
3.3.3 SAG y Co-Inyección	73
3.3.4 Solubilización del gas por incremento de la presión de fondo	74
4. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA CONTRARRESTAR EL BLOQUEO POR GAS EN LA CARA DE LA FORMACIÓN	76
4.1 COMPORTAMIENTO HISTÓRICO Y ANÁLISIS DE VARIABLES DE PRODUCCIÓN DEL POZO PILOTO	76
4.1.1 Histórico de producción	77
4.1.2 Análisis de variables de producción	79

4.2 PROCEDIMIENTO PROPUESTO PARA CONTRARRESTAR EL BLOQUEO POR GAS	82
4.3 IMPLEMENTACIÓN EN EL POZO PILOTO	83
4.3.1 Instalación de la válvula choque para el ajuste de la presión de anular	83
4.3.2 Desarrollo del procedimiento	85
4.3.3 Medición	88
5. VALIDACIÓN DE LA PRESIÓN DE ANULAR ÓPTIMA MEDIANTE EL SOFTWARE PIPESIM	91
5.1 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	91
5.2 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE FONDO Y PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA	91
5.2.1 Ajuste y validación del modelo	94
5.2.2 Cálculo de las condiciones de fondo	96
5.2.3 Sensibilización de la presión de anular	97
5.3 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE CABEZA (THP)	97
5.3.1 Construcción del modelo	99
5.3.2 Ajuste de las propiedades PVT	99
5.3.3 Selección del modelo IPR	101
5.3.4 Estado mecánico	101
5.3.5 Sistema de levantamiento (ALS)	102
5.3.6 Análisis de sensibilidad	103
5.3.7 Análisis nodal	104
6. ANÁLISIS DE RESULTADOS	106
6.1 RESULTADOS OBTENIDOS EN EL POZO PILOTO	106
6.2 RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE LA SIMULACIÓN CON EL SOFTWARE PIPESIM	110
6.2.1 Determinación del rango óptimo de operación del pozo	110
6.2.2 Comportamiento de variables	111

6.3 COMPARACIÓN Y ANÁLISIS	114
7. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	116
7.1 POTENCIAL DE APLICACIÓN	116
7.2 PARÁMETROS DE SELECCIÓN	118
7.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS	119
8. SISTEMA DE CONTROL PROPUESTO EN EL POZO PILOTO PARA EL AJUSTE AUTOMÁTICO DE LA PRESIÓN DE ANULAR	121
8.1 ELEMENTOS QUE INTEGRAN EL SISTEMA DE CONTROL	122
8.1.1 Transmisor de presión de anular	122
8.1.2 Variador de frecuencia	123
8.1.3 Sistema de comunicación LCI	125
8.1.4 Software de monitoreo y control LOWIS	126
8.1.5 Válvula de control de flujo automático	127
8.2 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA PROPUESTO	130
9. CONCLUSIONES	132
10. RECOMENDACIONES	134
BIBLIOGRAFÍA	135

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	22
Figura 2. Ubicación geográfica del Campo La Cira Infantas	23
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena	28
Figura 4. Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena donde se indican las litologías productoras del Campo La Cira Infantas	30
Figura 5. Arreglo esquemático típico de una unidad de superficie de BM	33
Figura 6. Representación esquemática del ciclo del BM	33
Figura 7. Principio de operación de la bomba de cavidades progresivas	35
Figura 8. Componentes del sistema BES	38
Figura 9. Distribución de las áreas bajo efecto de inyección de agua en el campo LCI	40
Figura 10. Distribución por porcentajes de los sistemas de levantamiento usados en el campo LCI	41
Figura 11. Producción del campo La Cira - Infantas	42
Figura 12. Distribución de las facilidades de producción e Inyección del Campo LCI	43
Figura 13. Sistema de producción	44
Figura 14. Tubería de Revestimiento	46
Figura 15. Espacio Anular	47
Figura 16. Cañoneo de un Pozo	49
Figura 17. Sumergencia Efectiva	49
Figura 18. Presiones del sistema de producción	50
Figura 19. Partes del Árbol de Navidad	53
Figura 20. Arreglo típico de la Línea de Flujo a la salida del cabezal de pozo	54
Figura 21. Arreglo típico de la línea de recolección de gas de anular	55

Figura 22. Vista frontal y lateral de un múltiple de producción en La Cira Infantas	56
Figura 23. Componentes de un medidor Fiorentini	58
Figura 24. Saturación de gas por regiones en un pozo de aceite volátil con BHP por debajo de la presión de burbuja	60
Figura 25. Representación de la mojabilidad para un sistema agua-aceite-sólido	62
Figura 26. Representación de la mojabilidad para un sistema gas-líquido	63
Figura 27. Curvas de permeabilidad relativa Drenaje e Imbibición	67
Figura 28. Envoltorio de fases de varios tipos de fluidos de yacimientos	68
Figura 29. Diagrama conceptual del proceso de bloqueo mediante espuma	71
Figura 30. Diagrama de Fases del fluido del Pozo CIRA-M	77
Figura 31. Histórico de producción del pozo CIRA-M	79
Figura 32. Grafica del comportamiento de las variables CHP, PIP y frecuencia de la bomba del pozo CIRA-M	81
Figura 33. Red de colección de gas de anulares del pozo CIRA-M antes de ser modificada	84
Figura 34. Red de recolección de gas de anulares del pozo CIRA-M luego de la instalación de la válvula choque	84
Figura 35. Conexión del camión de agua a la línea de anular del Pozo CIRA-M	87
Figura 36. Toma de Registro Sonolog	88
Figura 37. Medidor Multifasico tipo Venturi	89
Figura 38. Conexión del medidor multifasico al múltiple de producción	90
Figura 39. Reporte de pruebas de producción	92
Figura 40. Reporte de pruebas de niveles SONOLOG.	93
Figura 41. Reporte Final de propiedades PVT. Fluido del pozo CIRA-M	93
Figura 42. Determinación de BHP y PIP	94
Figura 43. Comparación de BHP y PIP calculada vs simulada	95
Figura 44. Modelo Single Branch – Pozo CIRA-M	100
Figura 45. Ajuste de las propiedades PVT	100

Figura 46. Selección del modelo IPR	101
Figura 47. Estado mecánico pozo CIRA-M	102
Figura 48. Selección de la ESP	103
Figura 49. Determinación de la THP y BHP	104
Figura 50. Análisis nodal con sensibilización de la presión de anular	105
Figura 51. Comportamiento de la THP y CHP del pozo CIRA-M después de implementar el procedimiento propuesto.	107
Figura 52. Rangos de CHP vs THP	112
Figura 53. Rangos de CHP vs Producción de aceite	112
Figura 54. Rangos de CHP vs BHP & PIP	113
Figura 55. Rangos de CHP vs Producción de gas por tubería	113
Figura 56. Ubicación de pozos candidatos en el área de CIRA ESTE	117
Figura 57. Transmisor de Presión	123
Figura 58. Variador de frecuencia	124
Figura 59. Antena repetidora sistema de comunicación y automatización en LCI	126
Figura 60. Interfaz de estado actual del pozo para BES	127
Figura 61. Corte de una válvula de control con sus partes	129

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades de los fluidos del campo La Cira - Infantas	31
Tabla 2. Ventajas y desventajas del bombeo por cavidades progresivas	36
Tabla 3. Estado Mecánico del Pozo CIRA-M	78
Tabla 4. Comparación de BHP y PIP calculada vs simulada	95
Tabla 5. Condiciones promedio del pozo durante el mes de Junio	96
Tabla 6. Determinación de PIP & BHP después del Procedimiento (Junio)	98
Tabla 7. Sensibilización de la presión de anular (CHP)	99
Tabla 8. Sumergencia efectiva y porcentaje de columna líquida antes de implementar el procedimiento.	108
Tabla 9. Valores de sumergencia y porcentaje de columna líquida después de la implementación de la prueba.	109
Tabla 10. Condiciones de óptimas de operación del pozo CIRA-M	111

RESUMEN

TITULO: AJUSTE AUTOMÁTICO DE LA PRESIÓN DE ANULAR EN POZOS CON BLOQUEO POR GAS EN LA CARA DE LA FORMACIÓN PARA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS *

AUTORES: Camilo Andrés Martínez Lamus
Rogelio Junior Márquez Quintero**

PALABRAS CLAVES: Bloqueo por gas, presión de burbuja, metodología, pozo, producción.

CONTENIDO: La industria petrolera se ha caracterizado a lo largo de la historia por la evolución en la forma de desarrollo de los campos. Antiguamente, cuando los campos dejaban de ser económicamente viables debido a las bajas tasas de producción o a los altos costos de extracción, se abandonaban sin consideración. Hoy en día, tanto en campos maduros como en campos jóvenes, existen ciertas alternativas para mejorar la producción a un costo viable.

En el siguiente libro se encontrará la metodología propuesta para contrarrestar el problema denominado como "bloqueo por gas" en el campo La Cira-Infantas del Valle Medio del Magdalena, el cual surge cuando la presión de fondo fluyente es menor a la presión de burbuja, lo cual genera flujo multifásico en la cara de la formación y disminuye la permeabilidad relativa al aceite, causando el descenso de las tasas de producción de éste.

Se realizó un estado del arte sobre los métodos desarrollados para disminuir el efecto del bloqueo por gas. Se elaboró una metodología práctica analizando y teniendo en cuenta el comportamiento histórico de producción y se comparó con un modelo de simulación en el software pipesim. Se analizaron los resultados obtenidos y se proponen los criterios para establecer pozos candidatos a ser sometidos al mismo procedimiento. Finalmente, se considera el escenario donde el sistema esté automatizado teniendo en cuenta las condiciones reales del campo La Cira-Infantas.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. Erik Giovany Montes Páez. Codirector: Ing. Félix Andrés Cepeda Gómez.

ABSTRACT

TITLE: AUTOMATIC ADJUSTMENT OF THE ANNULAR PRESSURE IN GAS BLOCKAGE WELLS IN THE WELLBORE FOR OPTIMISING PRODUCTION IN LA CIRA INFANTAS FIELD *

AUTHORS: Camilo Andrés Martínez Lamus
Roger Junior Márquez Quintero**

KEYWORDS: Gas blockage, bubble pressure, methodology, well, production

CONTENT: The oil industry has been characterized throughout history by the evolution in the way of the development of the fields. Formerly, when fields were no longer economically viable due to low production rates or the high costs of extraction, they were abandoned without consideration. Today, both mature fields and young fields, there are some alternatives to improve production at a viable cost.

In the next book, it will be found the methodology proposed to counter the problem referred to as "gas blockage" in the La Cira-Infantas field of Middle Magdalena Valley, which arises when the bottom hole pressure is less than the bubble pressure, which generates multiphase flow in the wellbore and reduces the oil relative permeability, causing the decline in production rates of this.

A state of the art on methods developed to reduce the effect of blocking gas was performed. A practical methodology was developed analysing and taking into account the production historical behavior and compared with a simulation model in the PIPESIM software. The results were analyzed and criteria for establishing wells candidates to undergo the same procedure were proposed. Finally, we consider the scenario where the system is automated taking into account the real conditions of La Cira-Infantas field.

* Bachelor thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. Erik Giovany Montes Páez. Codirector: Ing. Félix Andrés Cepeda Gómez.

INTRODUCCIÓN

El comportamiento de producción de un campo permite predecir que después del pico máximo de producción, ésta va a declinar hasta el final a menos que se implemente algún método para recuperar reservas adicionales del subsuelo. Las causas de dicha declinación son variadas, ya sea por problemas presentados en el yacimiento o por el manejo dado a este en superficie.

Las empresas dedicadas al negocio de la extracción de los hidrocarburos siempre están buscando estar a la vanguardia en cuanto a avances tecnológicos, con el fin de extraer la mayor cantidad de estos. Estas empresas ganan o pierden valor de acuerdo a la cantidad de reservas recuperables que poseen, por lo cual, no solo buscan sacar provecho del aspecto tecnológico, sino también del modo de uso de éste. Además, los bajos factores de recobro en los campos a nivel general, permiten pensar en alguna manera para obtener crudo o gas adicional del yacimiento.

Por tanto, se buscan desarrollar diferentes metodologías que permitan usar los recursos disponibles con el fin de obtener una mayor tasa de producción a un costo económicamente viable con el fin de hacer frente a los problemas que causan una producción pobre de hidrocarburos.

El pozo piloto trabajado en este proyecto presentó una caída de producción de aproximadamente 300 BPPD. Esta caída de producción coincidió con la conexión del pozo a la red de anulares, es decir con una disminución en el valor de la presión de anular y por consiguiente en la presión de fondo, lo que ocasionó una alta liberación de gas en la cara de la formación debido a que el fluido del pozo tiene una alta presión de burbuja, causando bloqueo por gas y afectando de

manera negativa en la productividad de la formación ya que afecta directamente la permeabilidad relativa del aceite.

En este trabajo de grado se evaluara el ajuste automático de la presión de anular como una estrategia para contrarrestar los efectos del bloqueo por gas en la cara de la formación, aplicado a un pozo piloto del campo La Cira Infantas, con lo que se espera tener un aumento en la producción del pozo y generar criterios que permitan operar de una manera más eficiente pozos con características similares y de esta manera evitar pérdidas de producción.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA – INFANTAS

1.1 UBICACIÓN

El campo La Cira-Infantas está ubicado en la parte central de la antigua Concesión de Mares, a 22 kilómetros del municipio de Barrancabermeja, al sur del río Sogamoso y al oriente del río Magdalena. Comprende un área de 160 kilómetros cuadrados y ha sido el campo de mayor producción en la cuenca del valle medio del Magdalena.

Figura 1. Ubicación geográfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente: Modificado y tomado de BARRERO, Dario; PARDO, Andres; VARGAS, Carlos; MARTÍNEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basins. ANH. Colombia, 2007.

La figura 2 muestra la ubicación geográfica del Campo LCI en cercanías a los municipios de Barrancabermeja y Bucaramanga (Santander).

Figura 2. Ubicación geográfica del Campo La Cira Infantas



Fuente: Modificado y tomado de VILLALBA, María Cristina. Análisis del desempeño de la válvula reguladora de contrapresión BPR para el manejo de gas en el proceso de extracción de pozos productores con bombeo mecánico del Campo la Cira Infantas. UIS. Bucaramanga, 2014.

1.2 HISTORIA

La historia del campo La Cira Infantas se remonta a la concesión de Mares, donde el área de concesión era de 5120 km². En 1920, la compañía Standard Oil (Tropical Oil Company) adquirió dicha Concesión y por consiguiente obtuvo las licencias de explotación y desarrollo de éste. El campo La Cira Infantas es el más antiguo de Colombia y el de mayor extensión con aproximadamente 160 km².

En 1918 se convirtió en el primer campo petrolero con el pozo descubridor Infantas II, el cual fue perforado el 12 de diciembre de 1917 y terminado el 29 de abril de 1918 en la zona “C” (Formación Mugrosa Inferior) a una profundidad de 1580 pies, obteniendo una producción de 800-100 barriles por día.¹

El pozo LC-58, el cual fue perforado a comienzos de 1925 y completado en la zona “A” (Formación Colorado), ratificó la existencia del anticlinal de La Cira. El pozo LC-125 fue considerado como el descubridor de la zona “C” en la estructura de La Cira y como el primer pozo productor de la Zona “B” (Formación Mugrosa Superior).

En 1925 se empezó la construcción de un oleoducto, el cual tenía un diámetro de 25,4 cm, con diez estaciones de bombeo, y que llegaba hasta la localidad de Mamonal, Cartagena, en la costa norte colombiana, el cual terminó en 1926. Su capacidad inicial era de 30.000 BPD y fue incrementando a 50.000 BPD. Esta línea llamada “La línea Andina” fue reemplazada hasta 1985.²

¹ LLAMOSA, Oscar Eduardo. Análisis de la continuidad lateral de la sub-unidades reservorio de la Formación Esmeraldas (Zona D) en un sector del Campo La Cira Infantas, Cuenca Valle Medio del Magdalena. Tesis de grado. UIS. Bucaramanga, 2010.

² VILLALBA, María Cristina. Análisis del desempeño de la válvula reguladora de contrapresión BPR para el manejo de gas en el proceso de extracción de pozos productores con bombeo mecánico del Campo la Cira Infantas. Tesis de grado. UIS. Bucaramanga, 2014.

Inicialmente, la gran parte de los pozos, tanto del Campo La Cira como del Campo Infantas, produjeron por flujo natural, luego se cambió a un sistema de levantamiento por gas, el cual fue retirado en 1935 para dar cabida al actual sistema de levantamiento predominante en el campo: bombeo mecánico. En 1939 se alcanzó la producción más alta de su historia con 62.000 barriles de petróleo por día.³

Después de ciertos proyectos de inyección de gas en la década de 1930, se promueve el primer programa de inyección de agua en el Campo La Cira entre 1946 y 1949.

En 1951, la Concesión de Mares revirtió a la nación y el campo pasó a manos de la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL, quien asumió el manejo de las operaciones de explotación del campo.

A finales de los años 90 se habían perforado alrededor de 1700 pozos, de los cuales 572 eran productores activos y 60 eran inyectoros de agua activos, y aportaban una producción promedio de 7000 barriles de petróleo por día. Sin embargo, la cantidad de agua promedio inyectada superaba el 200% con unos 17300 barriles por día, lo cual hacía evidente una etapa de agotamiento del Campo.

Para el año 2003, el campo producía alrededor de 5500 barriles por día. Sin embargo, el campo se caracterizaba por tener reservas estimadas “in situ” de 3500 millones de barriles con un factor de recobro aproximado de 15%, lo cual hacía prever un gran potencial.

³ ECOPETROL-ICP. Evaluación integrada de yacimientos del campo la Cira Infantas, Valle Medio del Magdalena. División de Yacimientos GCO. Informe Técnico. 2001

Debido a ello y a la aparición de nuevas tecnologías, ECOPETROL decide estudiar la posibilidad de “revivir” el campo mediante la aplicación de una de ellas. De esta forma, en Julio de 2003, invitó a 8 compañías reconocidas a nivel mundial en el desarrollo de campo maduros, de las cuales, Occidental Petroleum Corporation (OXY) fue seleccionada para suscribir un acuerdo de intención con el objetivo de analizar conjuntamente la viabilidad técnica y comercial de estructurar un proyecto de aplicación tecnológica y recobro incremental de la producción en el campo. ⁴

Desde el año 2005, en el campo La Cira Infantas se inicia el proceso de recobro secundario gracias a la alianza consumada entre la empresa OXY y ECOPETROL. En un trabajo conjunto y mediante la aplicación de nuevas tecnologías como inyección de agua, incremento de presión y trabajos basados en recobro secundario, La Cira Infantas ha logrado incrementar la producción de petróleo de manera significativa.

1.3 GEOLOGÍA

El campo La Cira-Infantas se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual bordea al Oriente con la Cordillera Oriental, al Occidente con la Cordillera Central y geográficamente se extiende hasta las cercanías del Banco (Magdalena) al Norte y Honda (Tolima) al Sur.

La columna estratigráfica revelada en pozos de ambos campos, muestra rocas que van desde el Pre-Cretácico hasta el Oligoceno, y depósitos del Pleistoceno se ubican diversamente sobre el Oligoceno al oeste de la Cira.

⁴ ECOPETROL. Carta Petrolera: El regreso de la Cira. Edición 108. Abril-Mayo. 2003

La formación Esmeralda – La Paz (Zona D) pertenecientes a las rocas del terciario, están constituidas de intercalaciones de arena y arcilla.

La parte inferior de la formación Mugrosa (Zona C) consta de areniscas de grano medio a fino, cuya composición varía de subarcosa, arcosa a sublitoarenisca. La parte superior de la formación Mugrosa (Zona B), consta de capas intercaladas de arenas muy finas de composición arcósica a subarcósica.

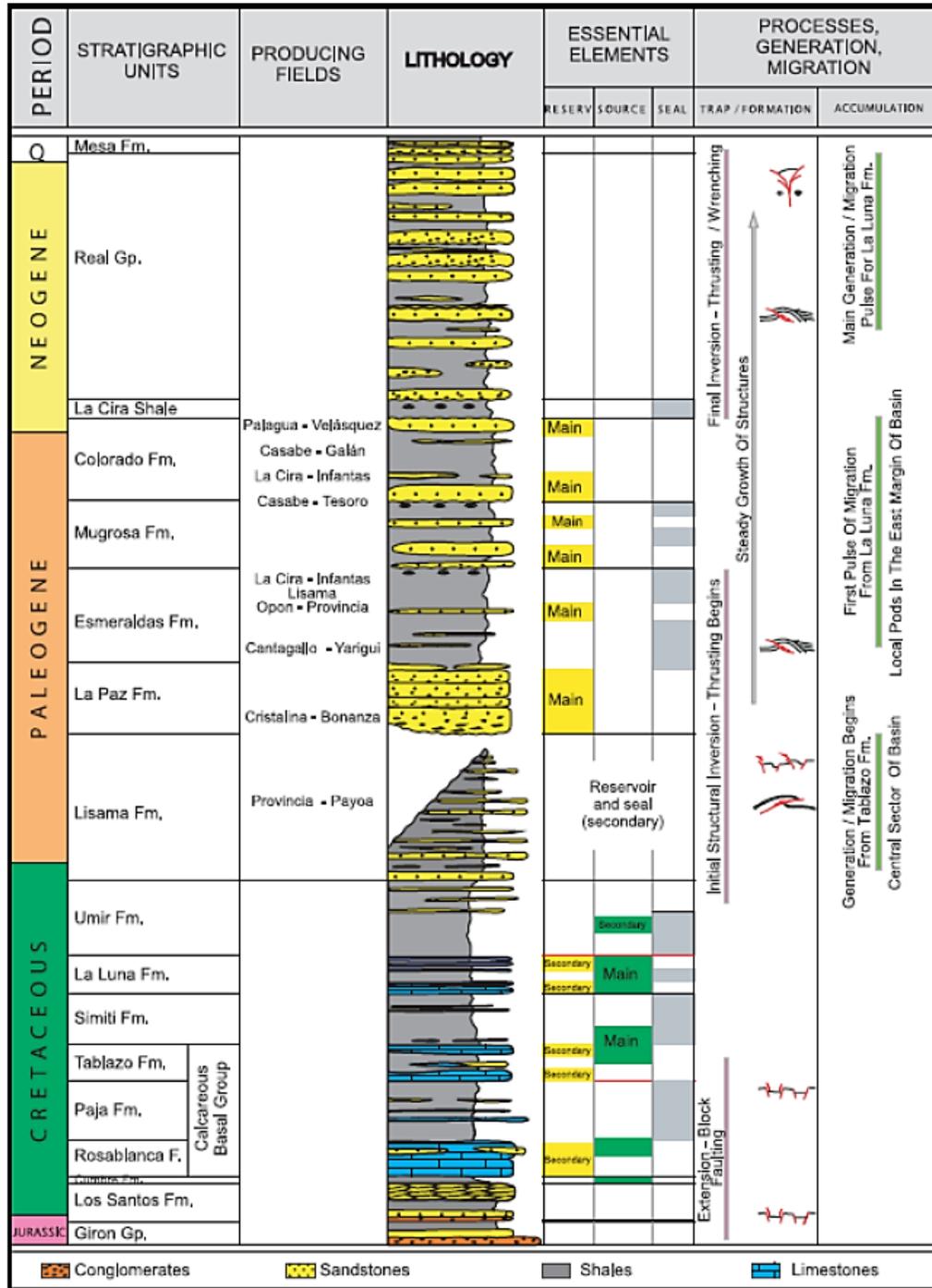
La formación Colorado (Zona A) está constituida de areniscas de grano muy fino con capas intercaladas de areniscas de grano medio, en la cual su composición varía de arcosa lítica a subarcosa.

1.3.1 Columna estratigráfica La columna estratigráfica generalizada del Valle medio de Magdalena se puede observar en la Figura 3.

1.3.2 Estratigrafía Las rocas de superficie más jóvenes en el campo La Cira-Infantas son de edad Terciaria, en un rango del Eoceno al Mioceno, las cuales corresponden a shales no marinos, areniscas y conglomerados que se depositaron bajo condiciones deltaicas a lo largo del Río Magdalena. Los horizontes de interés encontrados en el campo se hallan dentro de unidades del Terciario.

La mayor parte de la sección del Terciario en el campo, está subdividida en zonas conocidas como las Zonas A, B, C y D; debido a la presencia común de series de shales y arenas; y por la relación entre horizontes de aceite y agua.

Figura 3. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena



Fuente: Tomado de BARRERO, Dario; PARDO, Andres; VARGAS, Carlos; MARTÍNEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basins. ANH. Colombia, 2007.

- Zona D: La Zona D corresponde a la Formación Esmeralda dentro del campo La Cira-Infantas. Está compuesta por una serie de shales masivos y arenosos marrones y azules, con poca cantidad de capas intercaladas de arenas. Las intercalaciones de arcillas en éstas son de grano fino y no productoras. Esta zona cuenta con un espesor aproximado de 500 pies.
- Zona C: Compone la parte inferior de la formación Mugrosa. En el campo La Cira-Infantas se han definido cuatro intervalos de arenas productoras conocidas como subzonas C1, C2, C3 y C4. La subzona C4 es aquella que suprayace a la Formación Esmeralda y a la vez es la base de la Zona C. Las subzonas C1 y C2 son llamadas “arenas superiores”, mientras las subzonas C3 y C4 son denominadas las “arenas inferiores”. El espesor de esta unidad está entre 500 y 600 pies.

El grupo de las arenas superiores (Subzonas C1 y C2) es el mayor productor de todo el campo y está conformado por una secuencia litológica de areniscas grises claras y pardas de grano medio a grueso, friables; arcillolitas grises claras, pardas y pardo rojizas y limolitas verdes. Hacia el tope de la zona, se encuentran un nivel de arenas saturadas de aceite, con un buen contenido de chert negro, que marca el contacto de la Zona B.

En relación al grupo de arenas inferiores (Subzonas C3 y C4), está conformado por areniscas y arcillolitas intercaladas y alternadas, con características similares al grupo superior, pero con menores porosidades y saturaciones de aceite.

- Zona B: Forma la parte superior de la Formación Mugrosa. Tiene un espesor que oscila entre los 1000 a 1200 pies.

- Zona A: Está conformada por los siguientes conjuntos de arenas: Arenas 244, Arenas 116 y Arenas 58.

Figura 4. Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena donde se indican las litologías productoras del Campo La Cira Infantas

PERIOD	EPOCH	MMV	LCI	DOMINANT LITHOLOGY	Productivity	
Quaternary	Pleistocene	Mesa				
	Holocene	Real				
Cenozoic	Miocene	La Cira	La Cira		Rifugio Velazquez	
		Colorado	A		Casabe Gilan	
	Oligocene	Mugrosa	B		Casabe Tesoro	
			C			
	Eocene	Esmeraldas	D			
		La Paz			Lisama-Opon Provincia	
		Lisama			Provincia-Payao	
	Late Cretaceous	Maastrichtian	Unir	Unir		
		Campanian	La Luna	Galambo		
		Santonian		Rujamana		
Coniacian		Salada			Totumal	
Turonian						
Cenomanian						
Early Cretaceous	Albian	Siriti	Siriti			
	Aptian	Tablazo	Tablazo		Bukurama-Rita	
	Barremian	La Paja	La Paja			
		Rosa Blanca	Rosa Blanca			
	Hauterivian	Tambor	Tambor			
	Valanginian					
Berriasian						
Jurassic		Gron	Gron			
Pre-Jurassic		Basement	Basement			

 Eroded or non deposited

Fuente: Tomado de SILVA, Cristian Eladio. Desarrollo y manejo de información de pozos nuevos a perforar en el Campo La Cira Infantas. Tesis de grado. UIS. Bucaramanga, 2009.

1.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Las propiedades de los fluidos en el campo La Cira- Infantas son diferentes para cada área y zona. En la tabla 1 mostrada a continuación, se presentan los valores de las propiedades más importantes.

Tabla 1. Propiedades de los fluidos del campo La Cira - Infantas

PROPIEDAD	INFANTAS			LA CIRA	
	Zona B	Zona C	Zona A	Zona B	Zona C
Tr (°F)	85	95	92	98	105
Ps (Psi)	500	945	640	715	1570
Bo @ Ps y Py (RB/STB)	-	1	1	1,075	1,08
Rs (SCF/STB)	93	200	70	93	181
°API	25	24-28	18-24	20-27	16-25
μ (cP)	11.4 @ 98 °F y 650 psi	5.5	58 @ 100 °F	11.4 @ 98 °F y 650 psi	19 @ 105 °F y 1570 psi
Salinidad NaCl (ppm)	15000-25000	20000-40000	10000-15000	15000-25000	20000-40000
Tipo de Crudo	Nafténico - Parafínico			Nafténico	

Fuente: Tomado y modificado de CEPEDA, Felix Andres; GRIMALDOS, Franklin Aldemar. Propuesta metodológica para la selección de válvulas reguladoras de flujo en pozos inyectoras usando análisis nodal. Tesis de postgrado. UIS. Bucaramanga, 2015

1.5 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

El inicio de la producción del Campo La Cira Infantas se realizó por flujo natural. Posteriormente se cambió al sistema de levantamiento Gas Lift, el cual fue desmontado en 1935 para abrir camino al bombeo mecánico, el cual es actual sistema de levantamiento que domina en el campo.

En la actualidad, el campo cuenta con tres sistemas de levantamiento artificial en funcionamiento, Bombeo Mecánico, Bombeo de cavidades progresivas (BCP) y Bombeo electro-sumergible (BES).

A continuación se presentan las características más importantes de cada uno de ellos.

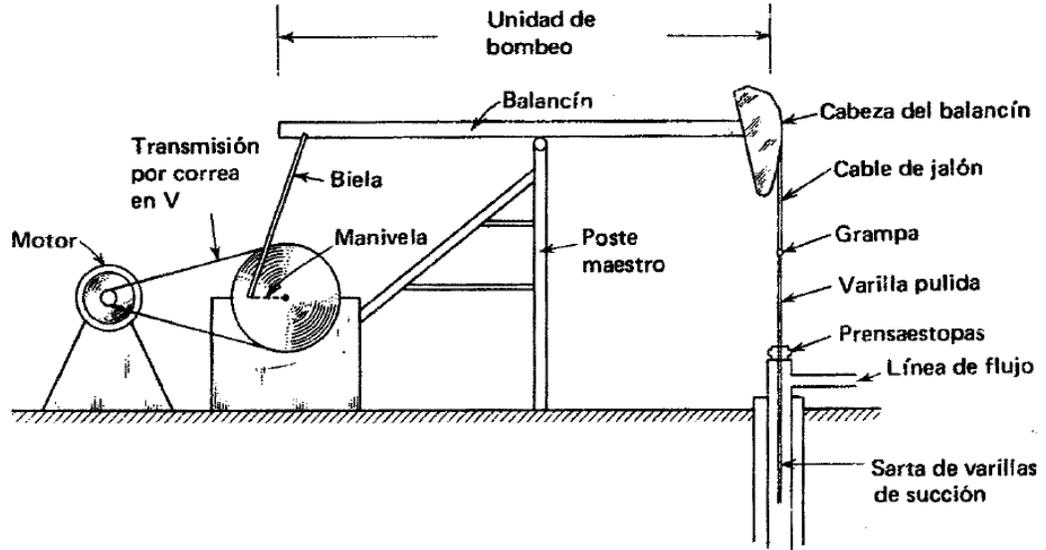
1.5.1 Bombeo mecánico (BM) Es el método de levantamiento artificial más utilizado a nivel mundial. Consiste en una bomba reciprocante de subsuelo, la cual actúa mediante la energía impartida por una sarta de varillas. La energía del sistema proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, el cual proporciona el medio para la movilización de la unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas.

Está compuesto principalmente por un sistema de superficie y un equipo de fondo. Un arreglo típico de la unidad de superficie se muestra en la Figura 5.

La unidad de superficie imparte el movimiento ascendente y descendente a la sarta de varillas de succión, que mueve el pistón de la bomba colocada en la sarta de producción a cierta profundidad del fondo del pozo².

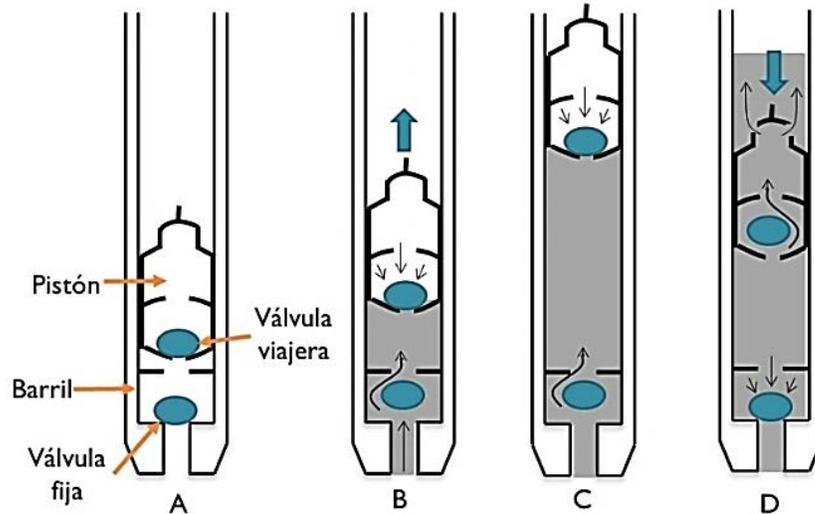
El ciclo del bombeo mecánico se puede representar mediante la Figura 6, la cual ilustra el equipo de fondo.

Figura 5. Arreglo esquemático típico de una unidad de superficie de BM



Fuente: Tomado de NIND, T.E.W. Producción y mantenimiento de pozos petroleros. Trent University. Ontario, Canada. Editorial Limusa. 1987.

Figura 6. Representación esquemática del ciclo del BM



Fuente: Tomado de SILVA, Cristian Eladio. Desarrollo y manejo de información de pozos nuevos a perforar en el Campo La Cira Infantas. Tesis de grado. UIS. Bucaramanga, 2009.

Cuando el pistón sube una pequeña distancia, el peso de todo el líquido que está encima del pistón se apoya sobre la válvula viajera, lo que provoca que ésta se

cierre. Al mismo tiempo, por la misma succión que se genera, provoca que el líquido que está en el anular del pozo, ingrese a la bomba. Esto se denomina como llenado de la bomba, y se produce hasta que el pistón llegue a la parte superior del recorrido.

Por tanto, durante la carrera ascendente se dan 2 procesos: el llenado del barril y un proceso de ascenso de lo que está en el pistón (líquido).

En la carrera descendente, el pistón comprime el líquido que está debajo de él y como consecuencia, ese líquido hace que la válvula inferior (válvula fija) se cierre. Además, debido al empuje del pistón sobre el líquido que está debajo de él, la válvula viajera se abre. Durante la carrera descendente, ocurre el paso del fluido que estaba dentro del barril hacia el pistón, hasta que el pistón llegue a su tope inferior.

Los movimientos de apertura y cierre tanto de la válvula fija como de la válvula viajera, así como el movimiento alterno del émbolo, proporcionan un medio para desplazar los fluidos del pozo desde el subsuelo hasta superficie.

La principal contraindicación es su uso en pozos desviados, cuando la relación gas-líquido y la producción de sólidos son altas, ya que afecta de manera considerable el funcionamiento y eficiencia de la bomba.

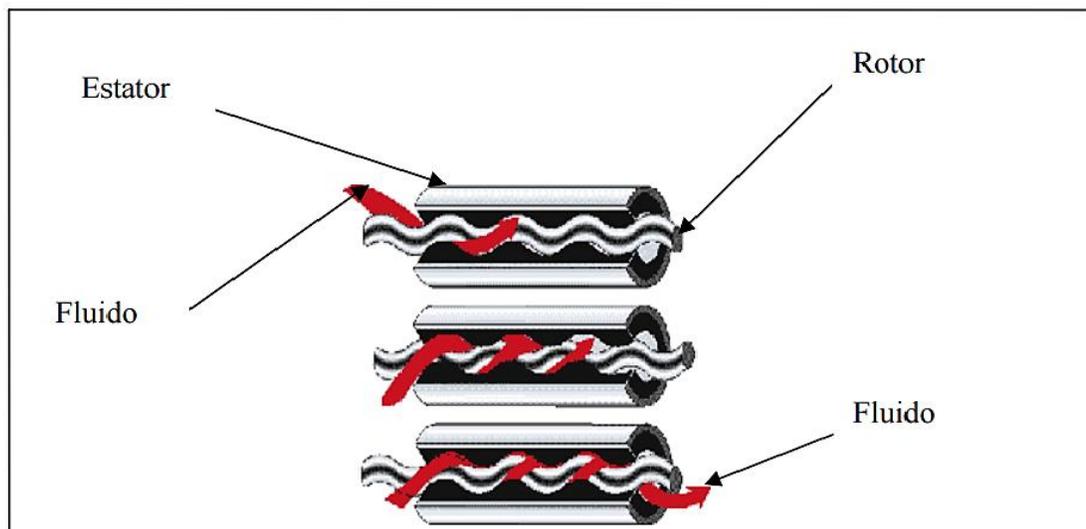
1.5.2 Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP) Este sistema de levantamiento consiste en levantar los fluidos dentro del pozo hasta superficie, incrementando su presión por medio de la bomba de cavidades progresivas.

La bomba de cavidades progresivas está compuesta fundamentalmente por dos piezas: el rotor y el estator. El rotor tiene la forma de un tornillo y gira dentro del

estator, el cual está revestido internamente por un elastómero moldeado al doble del paso del rotor.⁵

El fluido es desplazado desde el principio hasta el final de la bomba cuando el rotor gira dentro del estator y genera una serie de cavidades por las cuales va pasando el fluido de un punto al otro. Las cavidades se llenan de fluido en la succión y lo descargan al final de la bomba con una presión mucho mayor, necesaria para vencer la contrapresión requerida en la cabeza del pozo y poder llevar los fluidos hasta la superficie.

Figura 7. Principio de operación de la bomba de cavidades progresivas



Fuente: ORTEGA SALVADOR, Esquivel. Sistema de bombeo por cavidades progresivas aplicado a pozos desviaos. Tesis de grado. Universidad Nacional Autónoma de México. 2009

El movimiento del rotor es generado por una sarta de varillas, la cual transmite el movimiento rotacional al rotor desde un motor ubicado en superficie, el cual cumple la función de regular la velocidad de rotación.

⁵ ORTEGA SALVADOR, Esquivel. Sistema de bombeo por cavidades progresivas aplicado a pozos desviaos. Tesis de grado. Universidad Nacional Autónoma de México. 2009

El elastómero es un polímero que tiene la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, este se ve bastante afectado por el gas que tiende a hincharlo causando muchas veces altos torques por exceso de fricción entre el rotor y el estator, va en conjunto con este último y es quien sufre principalmente la abrasión de la arena.

Algunas de las ventajas y desventajas del bombeo por cavidades progresivas se listan en la Tabla 2.

Tabla 2. Ventajas y desventajas del bombeo por cavidades progresivas

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Bajo costo de capital. Se incrementa con la profundidad y la cantidad de aceite bombeado	Limitado a profundidades relativamente bajas (menores a 2000 mts).5
Excelente para manejar crudos con altas viscosidades sin problemas con el rotor o el estator	Pobre habilidad para manejar o bombear algún gas libre
Aplicación en pozos terminados con diámetros pequeños (2 7/8" casing) si existen bajas RGA y bajas profundidades	Poca aplicación costa afuera
Excelente habilidad para manejar sólidos ya que maneja arriba del 50% de arena en crudos de alta viscosidad.5	Restringido a aportar relativamente bajos caudales.
El motor para transmitir la energía puede ser eléctrico o de combustión interna	Capacidad regular para el manejo de parafinas debido a que la tubería de producción puede necesitar tratamiento
Aplicabilidad en proyectos de inyección de agua como método de recobro (La Cira – Infantas)	Restringido a una temperatura limitada por el elastómero. Generalmente se operan a temperaturas inferiores a 250°F
Aplicabilidad en crudos livianos con ciertos contenidos de aromáticos	Pobre aplicación en pozos desviados ya que incrementa la carga y los problemas de desgaste.

1.5.3 Bombeo Electrosomergible El bombeo electrosomergible se basa en la utilización de una bomba centrífuga que se encuentra en el subsuelo, y la cual cumple el objetivo de levantar los fluidos que son aportados en el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la superficie. Se considera altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medios.

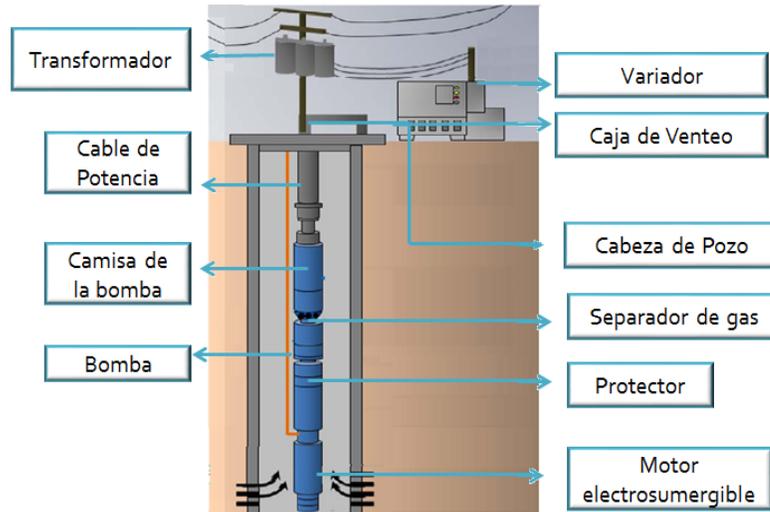
La bomba electrosomergible está formada por varias etapas. La cantidad de éstas depende de parámetros de diseño. Cada etapa posee un sistema impulsor y un difusor. Los impulsores se encargan de transmitir energía cinética al fluido para que éste circule por el difusor. Este último se encarga de optimizar el flujo del líquido que está siendo bombeado. Esto hace el flujo más controlado y aumenta la presión del líquido, incrementando el efecto de movimiento de la bomba centrífuga, es decir, a mayor número de etapas en una bomba BES, mayor es la presión de salida.

Debido a la forma de los álabes del impulsor, el fluido es levantado hacia el difusor, quien a su vez lo lleva al impulsor de la siguiente etapa. El difusor transforma la energía cinética (movimiento) proveniente de los impulsores en energía potencial (altura de elevación).

El sistema está compuesto por:

- Equipos de subsuelo
- Equipos de superficie

Figura 8. Componentes del sistema BES



Fuente: Tomado y modificado de GIL HERNANDEZ, Julián Alberto; ROLON HERNANDEZ, José Rafael. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo colorado. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2009

Los factores más importantes a la hora del diseño son:

- Las altas temperaturas alteran las características de los elastómeros, el aceite del motor y el cable.
- Las bombas están afectadas por la temperatura de fondo y producción de arena
- Se usa un separador de gas en fondo en presencia de gas libre.
- Para fluidos viscosos, se requieren bombas con etapas de flujo mayor y motores que aporten más potencia.
- Un dimensionamiento correcto del cable de potencia, variador de frecuencia y el transformador a fin de evitar fallas eléctricas en el sistema es requerido.

1.6 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

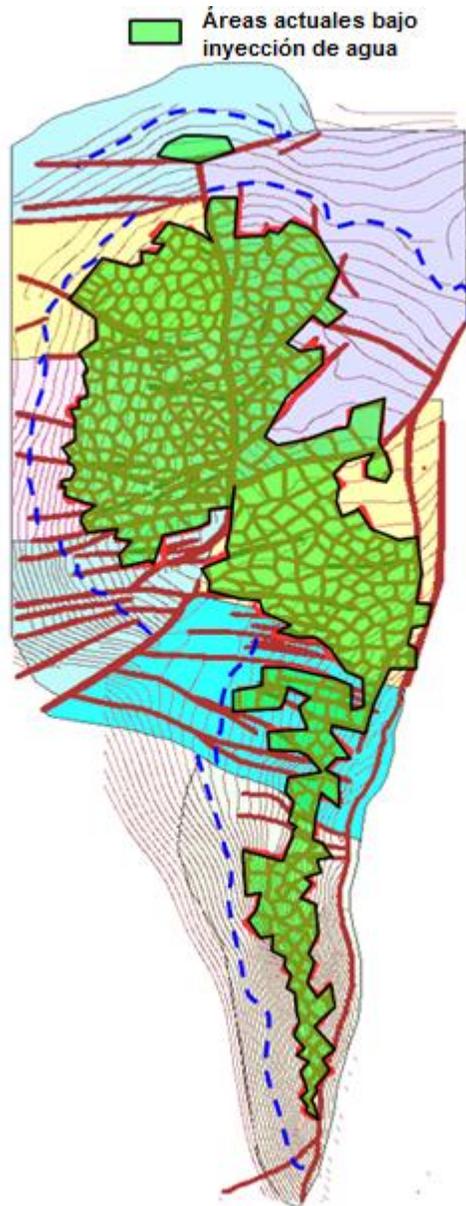
El Campo la Cira-Infantas cuenta actualmente con un total de 1016 pozos productores de los cuales aproximadamente el 95% produce bajo efecto de la inyección de agua, la cual se realiza a través de 420 pozos inyectoros distribuidos en 400 patrones.⁶

Las zonas “A” y “B” de La Cira, la Zona B de Infantas y un sector de la parte alta de la estructura del Área 01 y 02 de La Cira de la zona “C” se encuentran bajo producción primaria. Las zonas “C” tanto de La Cira como de Infantas se encuentran bajo efectos de producción secundaria. En la Figura 9, se muestran las áreas afectadas por la inyección de agua.

El campo cuenta con tres sistemas de levantamiento artificial, instalados y funcionando, Bombeo Mecánico (BM), Bombeo de cavidades progresivas (BCP) y Bombeo electro-sumergible (BES).

⁶ CEPEDA, Felix Andres; GRIMALDOS, Franklin Aldemar. Propuesta metodológica para la selección de válvulas reguladoras de flujo en pozos inyectoros usando análisis nodal. Tesis de postgrado. UIS. Bucaramanga, 2015

Figura 9. Distribución de las áreas bajo efecto de inyección de agua en el campo LCI



Fuente: Tomado de CEPEDA, Felix Andres; GRIMALDOS, Franklin Aldemar. Propuesta metodológica para la selección de válvulas reguladoras de flujo en pozos inyectoras usando análisis nodal. Tesis de postgrado. UIS. Bucaramanga, 2015

La figura 10 muestra que del total de pozos productores, el 75% son BM, el 14% son BCP y el 10 % tienen equipos BES instalados⁵. Es de resaltar, que en el 1%

restante de pozos se instaló y probó el sistema BCP-ESP, y aunque los resultados iniciales fueron satisfactorios, el sistema se retiró debido a problemas de manufactura de una de sus partes.

Actualmente el Campo La Cira-Infantas produce alrededor de 40000 BOPD y 362,000 BWPD, con una producción promedio por pozo de 40 BOPD, 370 BWPD y 90% de corte de agua ⁶.

Figura 10. Distribución por porcentajes de los sistemas de levantamiento usados en el campo LCI

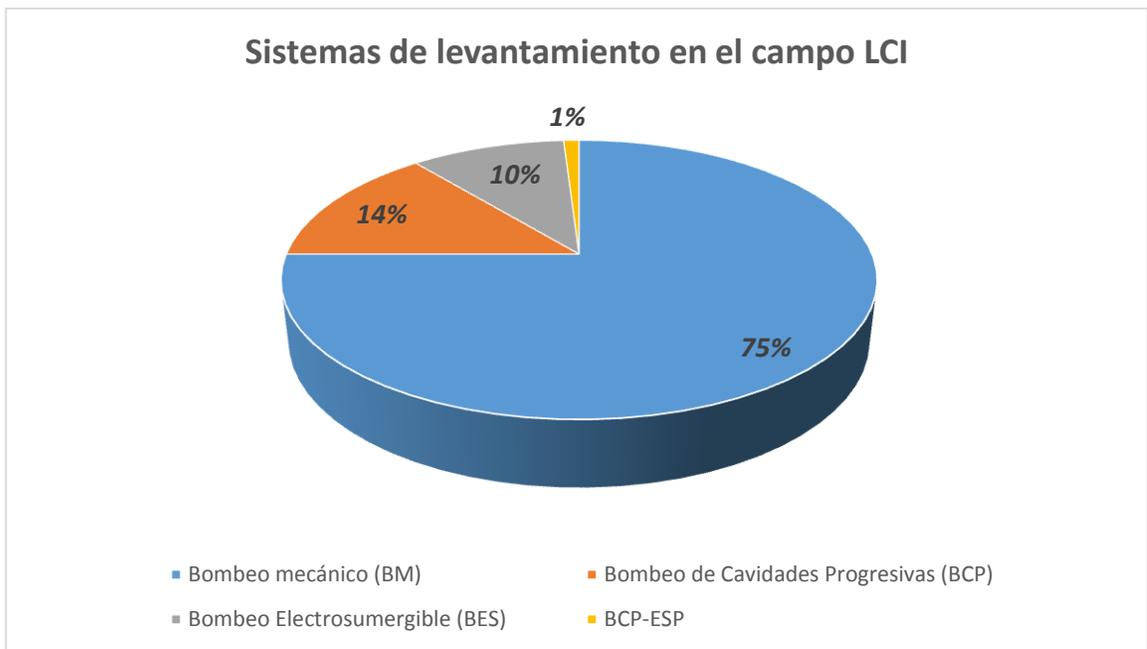
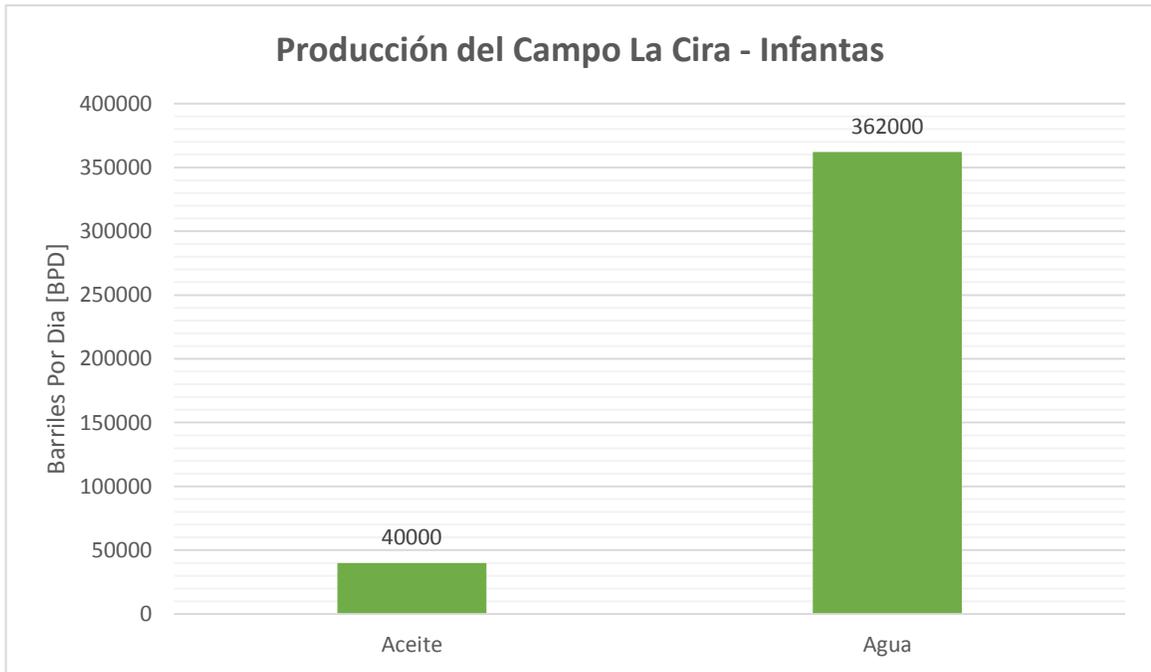


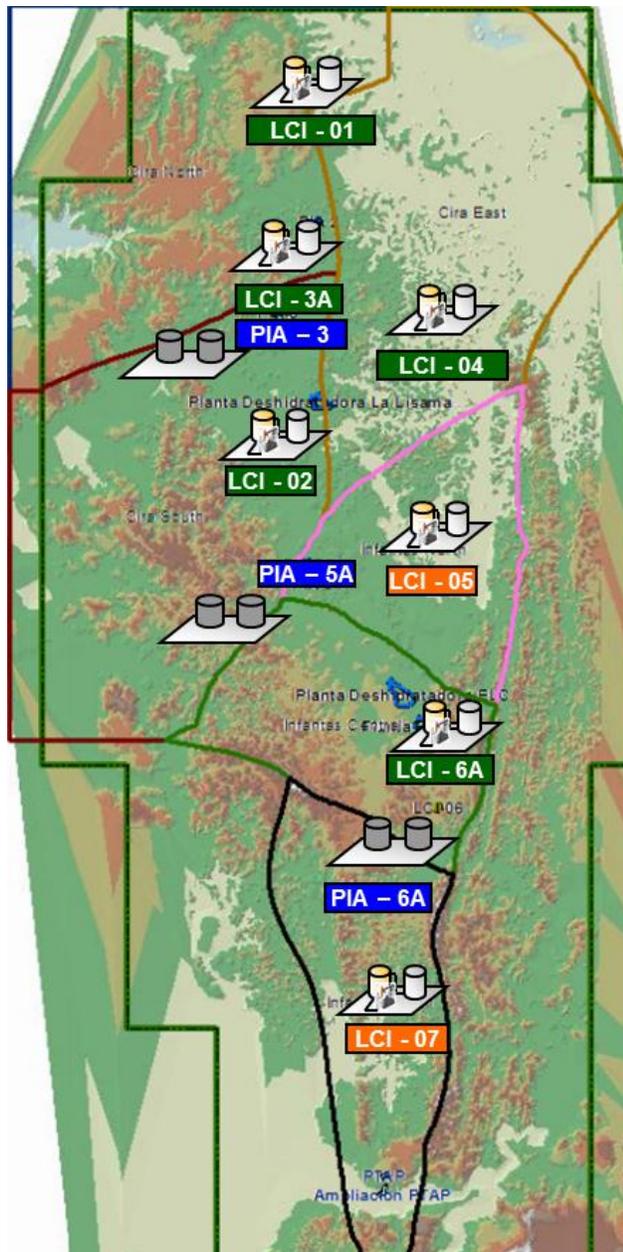
Figura 11. Producción del campo La Cira - Infantas



Toda la producción es manejada en 7 estaciones (2 descalificadoras y 5 facilidades de tratamiento) distribuidas en todo el campo, las cuales cuentan con una capacidad instalada de 567,000 BFPD ⁵.

La inyección promedio por pozo es de 1140 BWIPD para un total de 480000 BWIPD en todo el Campo. El 95% de los pozos inyectoros tienen instaladas sargas selectivas de inyección y el 5% restante cuentan con sarga simple. Para el tratamiento y la inyección del agua existen 3 plantas de inyección (PIA) con una capacidad instalada de 700000 BWIPD. En la Figura 12 se muestra la distribución de las facilidades de producción e inyección del campo LCI.

Figura 12. Distribución de las facilidades de producción e Inyección del Campo LCI

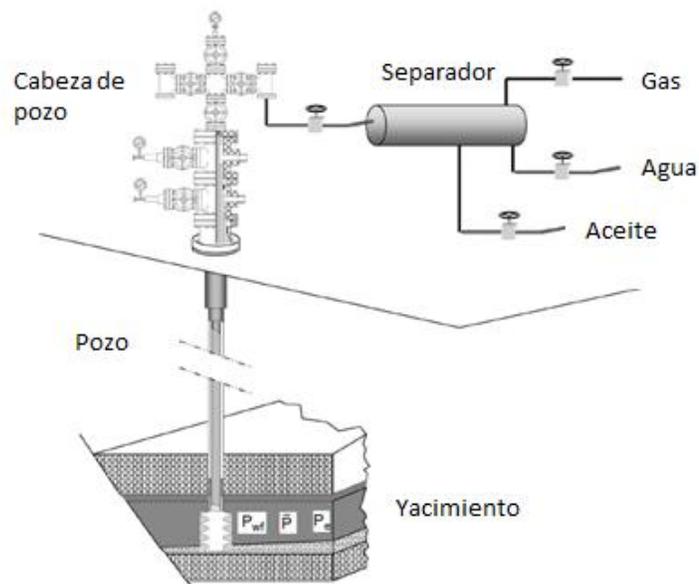


Fuente: Tomado de CEPEDA, Felix Andres; GRIMALDOS, Franklin Aldemar. Propuesta metodológica para la selección de válvulas reguladoras de flujo en pozos inyectoras usando análisis nodal. Tesis de postgrado. UIS. Bucaramanga, 2015

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Un sistema de producción es esencialmente un sistema que transporta los fluidos del yacimiento a la superficie y los separa en aceite, agua y gas (Figura 13)⁷. Un pozo productor de aceite o gas es sólo una parte de este sistema complejo el cual comprende el yacimiento, los pozos mismos y las instalaciones superficiales. Cada elemento del sistema afecta a los otros y para lograr una operación eficiente es esencial garantizar una compatibilidad mutua.⁸

Figura 13. Sistema de producción



Fuente: Tomado de GHALAMBOR, Ali; LYONS, William; GUD, Boyun. Petroleum production engineering. A computer-assisted approach. Elsevier Science & Technology Books. February, 2007.

⁷ GOLAN, Michael; WHITSON, Curtis. Well Performance. Norwegian University of Science and Technology. Prentice Hall, Inc. 1996

⁸ NIND, T.E.W. Producción y mantenimiento de pozos petroleros. Trent University. Ontario, Canada. Editorial Limusa. 1987.

En este capítulo se explicará brevemente como está conformado un sistema de producción, introduciendo los conceptos más importantes y haciendo referencia a como están aplicados en el campo La Cira Infantas.

2.1 ESTADO MECÁNICO

El estado mecánico es la geometría planeada de un pozo, en este se especifica las profundidades de asentamiento de la tubería de revestimiento, tubería de producción, empaques y demás componentes que hagan parte de la terminación del pozo, de igual forma se establece los intervalos cañoneados en las diferentes zonas productoras, todo esto con el fin de tener la información necesaria para análisis operacionales o futuras intervenciones.

2.1.1 Tubería de revestimiento Es aquella tubería de acero que se encarga de darle estabilidad a las paredes del pozo, la cual depende de las formaciones que se estén perforando, las características geológicas, problemas operacionales y presiones de fondo.

En un programa de perforación convencional cada revestimiento consta de un diámetro y espesor constante a lo largo de toda su longitud. Una vez la tubería de revestimiento este asentada a la profundidad establecida se procede a cementarla, soportándola y creando un sello con la formación.⁹

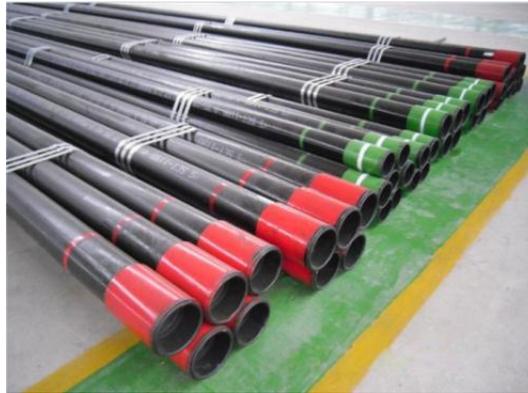
En el campo La Cira Infantas se utiliza en su mayoría revestimiento de superficie y revestimiento de producción únicamente, debido a que los pozos no son muy profundos, los diámetros más utilizados son de 9 5/8" y 7" respectivamente.

⁹ ESPINOSA ORDOÑEZ, Carlos Andrés; PINTO ARIZA, Diego Arturo. Desarrollo de software para el diseño de revestimiento en pozos verticales. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2015

Funciones de la tubería de revestimiento:

- Soportar las paredes del pozo
- Evitar contaminación de agua superficial
- Proveer un sistema de control de presión, mediante una válvula para regular el flujo de petróleo y gas.
- Confinar y contener los fluidos y solidos producidos por la perforación.
- Sostiene el cabezal del pozo, BOP y el árbol de navidad.
- Actuar como conducto para operaciones asociadas.

Figura 14. Tubería de Revestimiento



Fuente: Tomado de STEELTUBINGS Oilfield steel casing [en línea] disponible en: www.steel tubings.es/2-1-oilfield-steel-casing-pipe.html

2.1.2 Tubería de producción La tubería de producción es la encargada de transportar los fluidos desde el fondo del pozo hasta superficie, se fabrica en diferentes grados de acero y dimensiones dependiendo del diseño, esfuerzos a los que será sometida, trayectoria del pozo, etc. Generalmente se corre desde el cabezal del pozo hasta la zona productiva y su tamaño varia en fracciones de pulgadas. Los tamaños más comunes usados en el campo son de 3 1/2" y 2 7/8" de diámetro externo. Actualmente se están utilizando tuberías con revestimiento interno de material epóxico para disminuir el número de fallas ocasionadas por corrosión, adicionalmente se está implementando en pozos inyectores tuberías

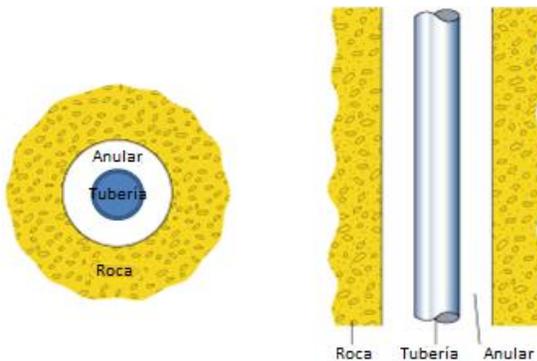
niqueladas para este mismo propósito, teniendo en cuenta que la corrosión es mucho más severa en este tipo de pozos.

Dentro de las funciones de la tubería de producción se puede listar:

- Limpieza de pozos.
- Colocar tapones cemento.
- Inyectar ácido a los pozos.
- Correr y anclar empaques.
- Inyectar agua o vapor.

2.1.3 Espacio anular Se conoce como espacio anular a aquel que existe entre dos objetos concéntricos, en este caso la tubería de revestimiento y la tubería de producción. En este espacio se almacena el aceite que proviene del yacimiento a través de los perforados y de igual forma los componentes volátiles que se liberan en forma de gas.

Figura 15. Espacio Anular



Fuente: Modificado de GLOSSARY [en línea] disponible en: www.glossary.oilfield.slb.com

2.1.4 Bomba de subsuelo Es el componente principal en un sistema de levantamiento artificial, se utiliza para generar el levantamiento del fluido desde el fondo del pozo hasta superficie cuando la formación no posee la presión necesaria para producir por flujo natural.

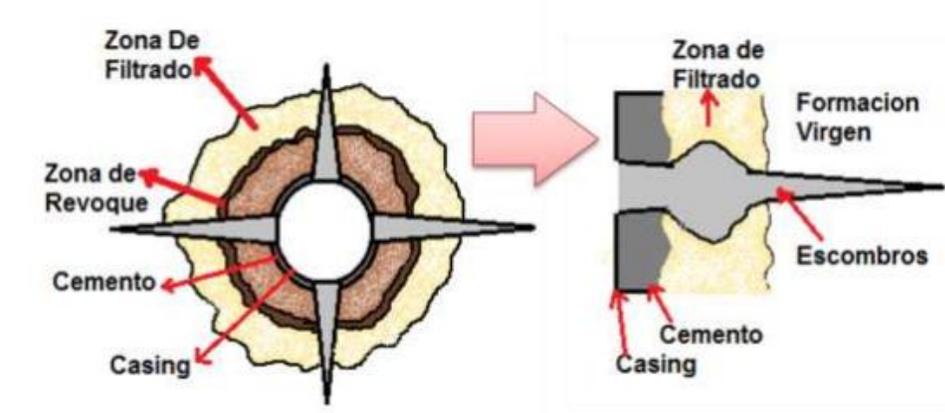
Existen diferentes tipos de sistema de levantamiento entre los que se destacan el bombeo mecánico, bombeo Electrosumergible, bombeo por cavidades progresivas, gas lift, entre otros. Los tres primeros se encuentran instalados en el campo, el sistema de levantamiento es seleccionado de acuerdo a variables como profundidad, caudal de fluido a manejar, relación gas aceite, producción de arena, etc. Debe ser diseñado de tal manera que sea eficiente y económicamente rentable.

La bomba generalmente se baja junto con la tubería de producción o en algunos casos con la sarta de varillas dependiendo del tipo de sistema de levantamiento utilizado. La profundidad a la cual el fluido es succionado e ingresa a la bomba, es decir el punto en donde empieza la acción de bombeo se le denomina ***Intake o entrada de la bomba.***

2.1.5 Perforados Los perforados son aberturas que se crean en la tubería de revestimiento, cemento y en la cara de la formación productora con el fin de comunicar los dos sistemas, el yacimiento y el pozo, y de esta manera permitir el paso del fluido hacia este último. Estas aberturas se realizan mediante un procedimiento conocido como cañoneo y los cañones utilizados pueden ser bajados con el revestimiento, tubería o con cable dependiendo de las condiciones operacionales y el objetivo final. Estas perforaciones deben ser limpias, de tamaño y profundidad uniformes y no deben dañar el revestimiento y la adherencia del cemento.

En el campo generalmente se utiliza una densidad de disparo de 6 tiros por pie y el tamaño de los perforados es de 3 3/8”.

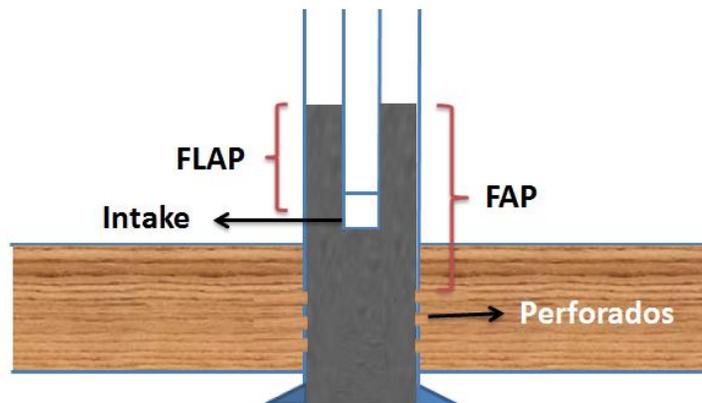
Figura 16. Cañoneo de un Pozo



Fuente: Tomado de Scribd Completación-1-Tubería. <http://scribd.com>

2.1.6 Sumergencia efectiva La sumergencia efectiva es la cantidad de fluido líquido medida en pies que hay en el espacio anular desde el Intake o entrada de la bomba hasta el nivel de fluido, se conoce como FLAP por sus siglas en inglés (Fluid level above pump). Otro concepto similar es la sumergencia real o FAP (Fluid above perforated) la cual indica la cantidad de fluido medida en pies desde el tope de perforados hasta el nivel de fluido. Valores entre 200 y 300 pies de sumergencia se recomiendan en el campo para evitar problemas de arenamiento y que la bomba trabaje con poco fluido disminuyendo su eficiencia.

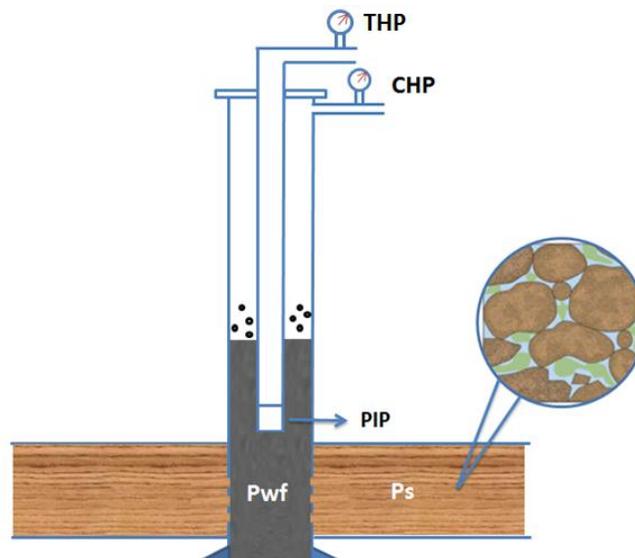
Figura 17. Sumergencia Efectiva



2.2 PRESIONES DEL SISTEMA

La trayectoria que describe el fluido a través del sistema de producción es tal que se generan pérdidas de presión ocasionadas principalmente por la fricción, y son precisamente los diferenciales de presión los que permiten que el fluido llegue a su destino de almacenamiento final. Es por esto que es necesario entender y comprender las diferentes presiones involucradas en el sistema de producción.

Figura 18. Presiones del sistema de producción



2.2.1 Presión de yacimiento (P_s) También conocida como presión de poro, es la presión a la cual se encuentran almacenados los fluidos en el espacio poroso. Esta presión varía dependiendo de las distintas formaciones en la que se encuentran abiertos los pozos. El campo La Cira Infantas es un campo maduro, por lo cual las presiones originales han caído considerablemente, se utiliza la inyección de agua como mecanismo para aumentar la presión manteniendo un promedio de 800 psi, aunque hay zonas más profundas que están siendo cañoneadas y que alcanzan presiones de 1600 psi.

2.2.2 Presión de fondo fluyente (Pwf) Es la presión que existe en el fondo del pozo cuando el fluido se encuentra en condiciones dinámicas, se define como la suma de dos presiones: la presión hidrostática generada por la columna de fluido que se almacena en el espacio anular y la presión de anular.

$$P_{wf} = P_H + CHP \dots\dots\dots \text{Ecuacion 1}$$

Esta presión debe ser menor a la presión de yacimiento para que los fluidos entren al pozo y se mide a la profundidad del punto medio de los perforados.

2.2.3 Presión de tubería (THP) Es la presión a la que se encuentran los fluidos que son transportados por la línea de flujo en cabeza de pozo, se conoce como THP por sus siglas en inglés (Tubing head pressure) y se mide por medio de un manómetro ubicado en la línea de producción. Dependiendo del grado del acero y las especificaciones de la tubería utilizada se tendrá un máximo de presión permitida antes de que la tubería estalle, siempre se debe aplicar un factor de seguridad a este valor de presión para evitar accidentes y daños medioambientales. En el campo se utiliza 250 psi como la presión máxima permitida en cabeza.

2.2.4 Presión de anular (CHP) Es la presión generada por los componentes volátiles que se liberan en forma de gas del aceite y se acumulan en el espacio anular tubería-revestimiento, se conoce como CHP por sus siglas en inglés (Casing head pressure) y es medida por medio de un manómetro ubicado en la línea de recolección de gas de anulares. Esta presión es muy importante ya que afecta directamente la sumergencia del pozo y por consiguiente la presión de fondo, valores muy altos de CHP pueden dejar en cero el valor de sumergencia. Los valores de CHP que se manejan en campo varían entre 0 y 200 psi dependiendo de si el pozo ya se encuentra conectado o no a la línea de

recolección de gas de anulares, siendo valores entre 20 y 50 psi los valores más comunes para pozos con dicha conexión.

2.3 FACILIDADES PRIMARIAS DE SUPERFICIE

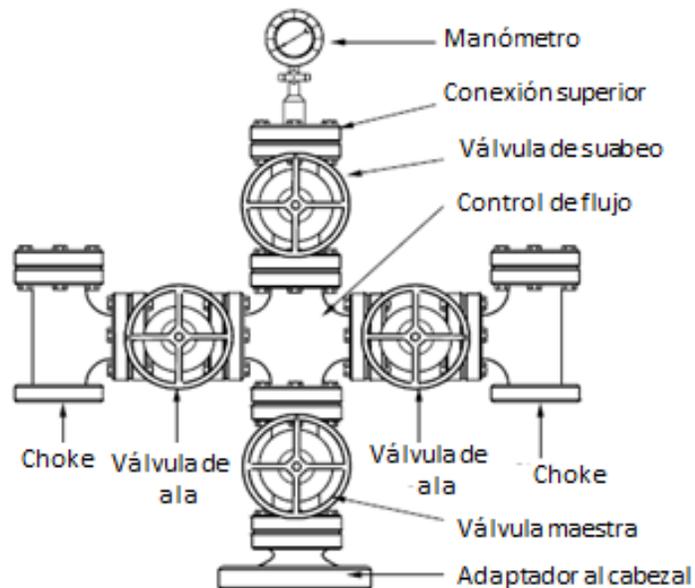
Luego de que el fluido es llevado desde el fondo del pozo hasta superficie mediante la acción de bombeo o por flujo natural este debe ser transportado hasta un separador para obtener las tres fases por separado (aceite, agua y gas). En este recorrido el fluido debe pasar por diferentes facilidades las cuales se explicaran a continuación.

2.3.1 Árbol de navidad Es el equipo que se encuentra ubicado en la parte superior del cabezal de producción del pozo y tiene como función controlar el flujo. El árbol de navidad se instala sobre la cabeza de la tubería de producción, un adaptador es el equipo que se utiliza para unir estas dos partes.

El árbol de navidad puede tener una salida de flujo (una T) o dos salidas de flujo (una cruz). Está compuesto por una serie de válvulas (Figura 19), la válvula maestra se ubica en la parte inferior de la cruz, dos válvulas de ala en los laterales y una válvula de aguja en la parte superior acompañada con un manómetro que indica la presión en la tubería de producción.¹⁰ Estas válvulas son usadas para cerrar el pozo cuando se necesite, de igual forma el árbol de navidad incorpora facilidades que permiten el acceso seguro para operaciones de intervención de pozo como slickline, wireline o coiled tubing.

¹⁰ GHALAMBOR, Ali; LYONS, William; GUD, Boyun. Petroleum production engineering. A computer-assisted approach. Elsevier Science & Technology Books. February, 2007.

Figura 19. Partes del Árbol de Navidad



Fuente: Tomado de GHALAMBOR, Ali; LYONS, William; GUD, Boyun. Petroleum production engineering. A computer-assisted approach. Elsevier Science & Technology Books. February, 2007.

2.3.2 Línea de flujo. Se denomina línea de flujo a la tubería utilizada para transportar el flujo en forma bifásica proveniente de los pozos desde el cabezal hasta las facilidades de producción como múltiples, separadores, etc. Son fabricadas en diferentes diámetros, series y rangos de trabajo y se seleccionan según el potencial de producción y presiones de flujo del sistema.

A lo largo de su trayectoria están equipadas con diferentes tipos de válvulas (cheke, aguja, etc) para controlar el flujo, manómetros para registrar las presiones en la línea y en algunas ocasiones elementos como cupones de corrosión para medir la velocidad de corrosión del acero.

Las líneas de flujo pueden ser hechas de acero, plástico o fibra de vidrio. Cuando la línea va a estar sujeta a altas presiones, generalmente se usa acero. La fibra de

vidrio es frecuentemente usada en condiciones extremadamente corrosivas, o puede ser usado polietileno para condiciones de menor presión.¹¹

Figura 20. Arreglo típico de la Línea de Flujo a la salida del cabezal de pozo



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia

2.3.3 Línea de recolección de gas de anular Es una facilidad que tiene como finalidad recolectar el gas que se almacena en el espacio anular y transportarlo hasta las facilidades de tratamiento y almacenamiento, con esto se evita que la presión de anular alcance valores muy altos que puedan afectar la sumergencia del pozo. Esta línea se conecta directamente al cabezal de producción por medio de la válvula de revestimiento que controla el flujo desde el espacio anular.

¹¹ VIVAS, Yoel; AGUIRRE, Diego Alejandro. Elaboración del Manual de operaciones de la estación de flujo Elías 11 (EEF-11), ubicada en el campo Socororo Oeste, Estado Anzoátegui. Tesis de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas. Mayo, 2005

Figura 21. Arreglo típico de la línea de recolección de gas de anular



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia

2.3.4 Múltiple de producción o Manifold Son arreglos mecánicos de tuberías y válvulas que consisten generalmente en varios tubos colocados en posición horizontal, paralelos uno con respecto al otro y conectados a cada una de las líneas de flujo. Su función es recolectar la producción de los pozos y distribuirla hacia los diferentes procesos del sistema. Sin embargo, los arreglos de válvulas, conexiones y tuberías deben ser de manera tal que, cuando sea requerido, el flujo de cada pozo individual pueda ser aislado para propósitos de prueba de pozos. Esto es, que el flujo de cada pozo pueda ser llevado a un medidor para cuantificar el caudal de aceite, agua y gas proveniente del pozo.¹²

Actualmente en el campo existen 180 múltiples que se encargan de llevar la producción de los pozos a las diferentes estaciones de flujo.

¹² VIVAS, Yoel; AGUIRRE, Diego Alejandro. Elaboración del Manual de operaciones de la estación de flujo Elías 11 (EEF-11), ubicada en el campo Socororo Oeste, Estado Anzoátegui. Tesis de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas. Mayo, 2005

Figura 22. Vista frontal y lateral de un múltiple de producción en La Cira Infantas



Fuente: Tomado de Occidental Colombia

2.4 MONITOREO DE PRODUCCIÓN

2.4.1 Medición El medidor Fiorentini es un medidor multifásico no intrusivo usado para medir tasas de flujo de petróleo, agua y gas en la fase dispersa del flujo. Este medidor no depende o es afectado por los cambios en el régimen de flujo de fase o la química de la corriente. Se basa en principios establecidos de medida como el venturi, conductancia/ capacitancia y correlación cruzada.

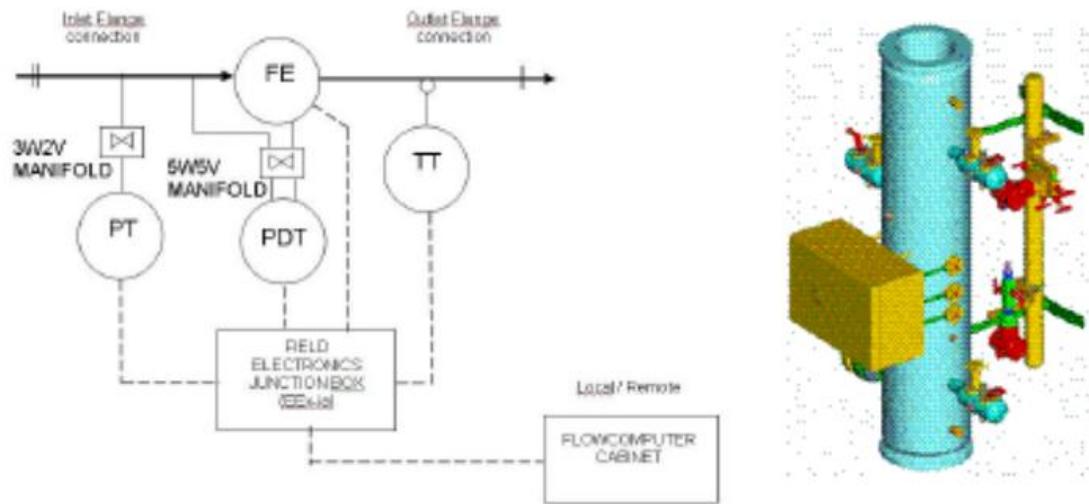
Las partes principales del medidor son el venturi y la sección de electrodos. Las tasas de flujo de aceite, agua y gas son calculadas en base a las medidas obtenidas por los electrodos y la medida del diferencial de presión a través del venturi. No tiene aparatos o aditamentos de separación de fases, mezcladores, líneas de by-pass o fuentes radioactivas.

La presión diferencial se mide a través del venturi. La capacitancia o conductancia fluyendo a través del venturi se mide por los electrodos dentro de la garganta del venturi. La velocidad se determina por medio de una correlación cruzada de las señales de tiempo de los pares de electrodos dentro del venturi.

Los componentes del sistema para el medidor Fiorentini son y se presentan en la Figura 23:

1. La sección de medición que incluye transmisores de Diferencial de presión DP, Presión y Temperatura
2. Una tarjeta electrónica de campo
3. Un gabinete del computador de flujo, que consiste en un RTC (Real time controller)
4. Una interfase hombre / máquina

Figura 23. Componentes de un medidor Fiorentini



Fuente: Tomado de OXY. Budgetary Proposal for Multiphase Flow Meter. Proposal #0433/08

Como no hay densímetros gamma el medidor fiorentini no mide la densidad de la mezcla del fluido directamente a diferencia de la mayoría de los otros medidores. Sin embargo, la densidad es determinada indirectamente a través de la bien conocida ecuación de momentum denominada “ecuación del venturi”.

3. BLOQUEO POR GAS EN LA CARA DE LA FORMACIÓN

3.1 DEFINICIÓN

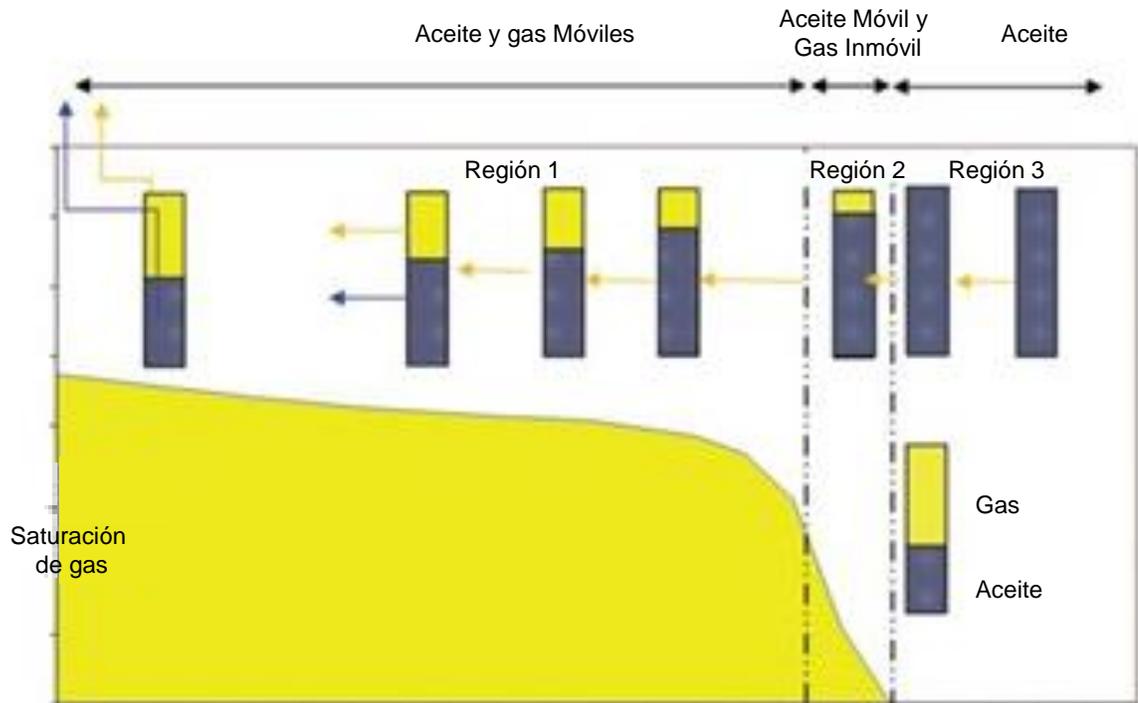
Durante la producción de yacimientos de aceite, la caída de presión causa la formación de una segunda fase (fase gaseosa), lo que conlleva a un régimen de flujo bifásico. Esto, junto con otros factores como la naturaleza del fluido, las propiedades de la roca y del yacimiento y los gradientes de presión impuestos, pueden afectar negativamente la productividad del yacimiento.

En los yacimientos de aceite, cuando la presión del fondo del pozo (BHP) cae por debajo de la presión del punto de burbuja, la formación de una segunda fase (la fase de gas) se produce en la zona cercana al pozo, lo que resulta en flujo multifase. Lejos del pozo donde la presión está por encima del punto de burbuja sólo la fase líquida está presente (aceite subsaturado).

Tres regiones principales se pueden identificar en el yacimiento a medida que nos alejamos del pozo, como se ilustra en la Figura 24. La Región 1 se genera cuando las caídas de presión de fondo de pozo debajo de la presión del punto de burbuja y el volumen de gas liberado es lo suficientemente alto para superar la saturación de gas residual de modo que el gas puede fluir. Por lo tanto, en esta región cerca del pozo, se produce flujo de múltiples fases (gas y líquido). La Región 2 es donde la presión cae por debajo de la primera presión del punto de burbuja, es decir, donde las burbujas de gas se empiezan a formar, el volumen de gas liberado en esta región está por debajo de la saturación de gas crítica, lo que resulta en una fase de gas inmóvil. En la región 2 sólo fluye la fase líquida. Finalmente lejos del pozo, la Región 3 es donde la presión en el yacimiento excede el punto de burbuja y existe aceite sólo como fase líquida móvil. La identificación de esta región es

similar a la de los yacimientos de gas condensado con la única diferencia de que las fases se invierten.

Figura 24. Saturación de gas por regiones en un pozo de aceite volátil con BHP por debajo de la presión de burbuja



Fuente: Modificado de TORRES LOPEZ, David Enrique. Enhancing the Productivity of Volatile Oil Reservoirs Using Fluorinated Chemical Treatments. The University of Texas at Austin. Agosto, 2011.

Por lo tanto, la presencia de dos fases inmiscibles gas y líquido en los poros de la zona cerca del pozo, se traduce en una reducción en la saturación de líquido que a su vez disminuye la permeabilidad relativa del aceite causando menor movilidad de la fase de aceite y el atrapamiento del líquido. Este fenómeno ha sido llamado "bloqueo de gas".

Similar a los fenómenos descritos anteriormente es el comportamiento de los yacimientos de gas y condensado por debajo del punto de rocío, donde la fase de

condensado se acumula alrededor del pozo y reduce la movilidad de gas. Esta acumulación del condensado cerca del pozo es conocido como "banco de condensado" y conduce a una reducción en la permeabilidad relativa del gas y a la pérdida en la productividad del pozo. En consecuencia, este fenómeno se conoce como "bloqueo de condensado".

3.2 CAUSAS

3.2.1 Yacimiento Qué tan sensible es un yacimiento a cualquiera de los fenómenos descritos anteriormente y cómo influyen en la tasa de producción, depende de varios factores. Algunos de estos son: comportamiento de fase, el régimen de flujo, las fuerzas interfaciales entre fluidos, número capilar, la heterogeneidad del yacimiento, propiedades de los fluidos y la roca, la mojabilidad, las fuerzas gravitacionales y el tipo de pozo (inclinación del pozo, fracturado o no fracturado).

La formación de dos fases cerca a la cara del pozo es usualmente un problema común que impacta negativamente la capacidad de entrega del pozo, siendo necesario implementar tratamientos que incrementen la permeabilidad relativa de los fluidos por alteración de la mojabilidad de la roca. De este modo, los conceptos de mojabilidad, presión capilar, permeabilidad y permeabilidad relativa son los más importantes y son descritos brevemente a continuación.

- **Mojabilidad**

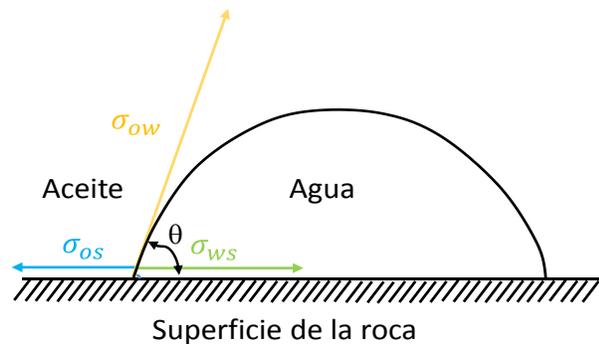
La mojabilidad es una medida de la tendencia de un líquido a dispersarse sobre una superficie sólida. En presencia de otros fluidos inmiscibles el líquido que está en preferencial contacto a la superficie solida es conocido como fluido mojante y los otros como fluidos no mojantes. El fluido mojante tiene una tendencia a ocupar

los pequeños espacios porosos y a contactar la mayoría de la superficie de la roca mientras los fluidos no mojantes ocupan típicamente los centros de los espacios porosos más grandes.

En un yacimiento de gas o aceite, los fluidos son normalmente agua, aceite y gas (usualmente un fluido no mojante) y la superficie sólida es la roca del yacimiento (la cual podría ser sílice para yacimientos de arenisca y calcita para yacimientos de caliza).

El grado de mojabilidad por un fluido es definido y medido por el ángulo de contacto que el fluido mojante forma con la superficie sólida. La Figura 25 muestra agua y aceite (fases líquidas) en contacto con la superficie sólida.

Figura 25. Representación de la mojabilidad para un sistema agua-aceite-sólido



Fuente: Modificado de TORRES LOPEZ, David Enrique. Enhancing the Productivity of Volatile Oil Reservoirs Using Fluorinated Chemical Treatments. The University of Texas at Austin. Agosto, 2011.

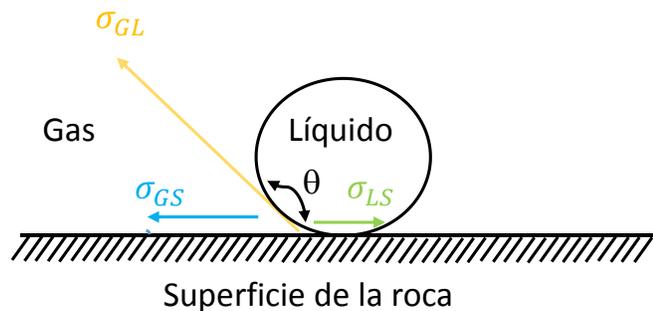
El σ_{os} es la tensión interfacial superficie sólida-aceite, σ_{ow} es la tensión interfacial aceite-agua y σ_{ws} es la tensión interfacial agua-superficie sólida. La ecuación de Young-Dupre correlaciona la tensión interfacial y el ángulo de contacto en equilibrio. Un balance de fuerzas en la dirección X puede ser escrito como:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{os} \cos\theta \dots\dots\dots \text{Ecuación 2}$$

Una superficie sólida es considerada mojada en agua cuando $\sigma_{ws} < \sigma_{os}$, por lo tanto, $\theta < 90^\circ$. Por otro lado un sólido es llamado mojado en aceite cuando $\sigma_{ws} > \sigma_{os}$ ó $\theta > 90^\circ$. El grado de mojabilidad dependerá de la diferencia entre σ_{os} y σ_{ws} . La mojabilidad intermedia o neutral es cuando σ_{os} es igual a σ_{ws} y el angulo de contacto es 90° , implicando que la superficie solida no ha sido preferencialmente mojada por ninguno de los dos fluidos.

Para una superficie solidad que no está mojada por liquido (gas o aceite), la tensión interfacial liquido-solido σ_{LS} es mas alta que la tensión interfacial gas-solido σ_{GS} , $\sigma_{LS} > \sigma_{GS}$, y el angulo de contacto es $90^\circ < \theta < 180^\circ$. En este caso, las fuerzas cohesivas del líquido son más fuertes que las fuerzas adhesivas a la superficie sólida, y el líquido tienda a formar una burbuja (Figura 26)

Figura 26. Representación de la mojabilidad para un sistema gas-líquido



Fuente: Modificado de TORRES LOPEZ, David Enrique. Enhancing the Productivity of Volatile Oil Reservoirs Using Fluorinated Chemical Treatments. The University of Texas at Austin. Agosto, 2011.

La mojabilidad juega un rol decisivo en las interacciones de múltiples fases. Esta afectara la distribución del fluido en la escala porosa, la cantidad de fase mojante residual, la curva de presión capilar del sistema y el desplazamiento de fases inmiscibles en el medio poroso.

El efecto de la mojabilidad en el atrapamiento de líquido debido al “bloqueo por gas” es significativo. En sistemas gas-líquido, altas fracciones de líquido pueden ser retenidas por el medio poroso si está fuertemente mojado por líquido debido a la baja movilidad de esta fase líquida. Esto conlleva a tasas de producción de aceite más bajas. Así, el grado de atrapamiento de líquido dependerá de diferentes factores como las propiedades de los fluidos, las características de la roca, los gradientes de presión y las tasas de producción.

- **Presión capilar**

La presión capilar es la diferencia de presión en la interfase de dos fluidos inmiscibles. La presión capilar (fases no fluidas) en un tubo capilar de radio r se define como:

$$P_c = \frac{2\sigma\cos\theta}{r} \dots\dots\dots \text{Ecuación 3}$$

Aquí la diferencia de presión es proporcional a la tensión superficial (σ) y al ángulo de contacto (θ), e inversamente proporcional al radio de capilaridad, r .

La complejidad de un medio poroso, tal como la roca de un yacimiento, impide el uso de esta ecuación para el cálculo de la presión capilar. Por lo tanto, para establecer la relación entre la presión capilar y la saturación de la fase mojantera de un medio poroso y la fase mojantera de un líquido, se deben realizar experimentos de laboratorio.

- **Permeabilidad**

La permeabilidad mide la capacidad del medio poroso para transmitir fluidos. Es una característica importante en el flujo de fluidos en un medio poroso como los

hidrocarburos en yacimientos de petróleo y gas, y las aguas subterráneas en los acuíferos, ya que permite determinar la facilidad con la cual se mueve un determinado fluido a través del medio poroso.

Ésta puede ser descrita por la ley de Darcy la cual se puede escribir para flujo en una dimensión como:

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{dP}{dx} \dots\dots\dots \text{Ecuación 4}$$

Donde k es la permeabilidad absoluta del medio (valor de permeabilidad cuando el medio poroso está completamente saturado por un líquido de una fase), A es el área de sección transversal, μ es la viscosidad, y dP / dx es el gradiente de presión. La ecuación de Darcy se puede aplicar sólo para caudales bajos donde el flujo es laminar (número de Reynolds menos de uno) y los efectos inerciales son insignificantes.

Para el flujo de fluidos a alta velocidad en medios porosos, como es el caso de los yacimientos de gas natural, la ecuación original de Darcy no puede ser aplicada directamente. Para números de Reynolds superiores a 1 (flujo no Darcy) se describe por la ecuación de Forchheimer,

$$-\frac{dP}{dx} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2 \dots\dots\dots \text{Ecuacion 5}$$

Donde v es la velocidad, ρ es la densidad del fluido y β es el factor de resistencia a la inercia. El primer término en el lado derecho de la ecuación representa el componente viscoso del gradiente de presión o el componente de flujo de Darcy, y el segundo término añade el componente del gradiente de presión debido a las fuerzas inerciales turbulentas producidas cuando los números de Reynolds están por encima de uno y es denominado el componente no Darcy.

- **Permeabilidad relativa**

El término de permeabilidad relativa se aplica cuando dos o más fases fluyen simultáneamente a través de un medio poroso. Para el flujo de múltiples fases será necesario conocer la permeabilidad de cada fluido en la presencia de otros fluidos inmiscibles, o en otras palabras, la permeabilidad relativa de cada fluido.

El cálculo de la tasa de flujo de cada fase individual se realiza mediante el uso de la ley de Darcy, como se muestra en la ecuación:

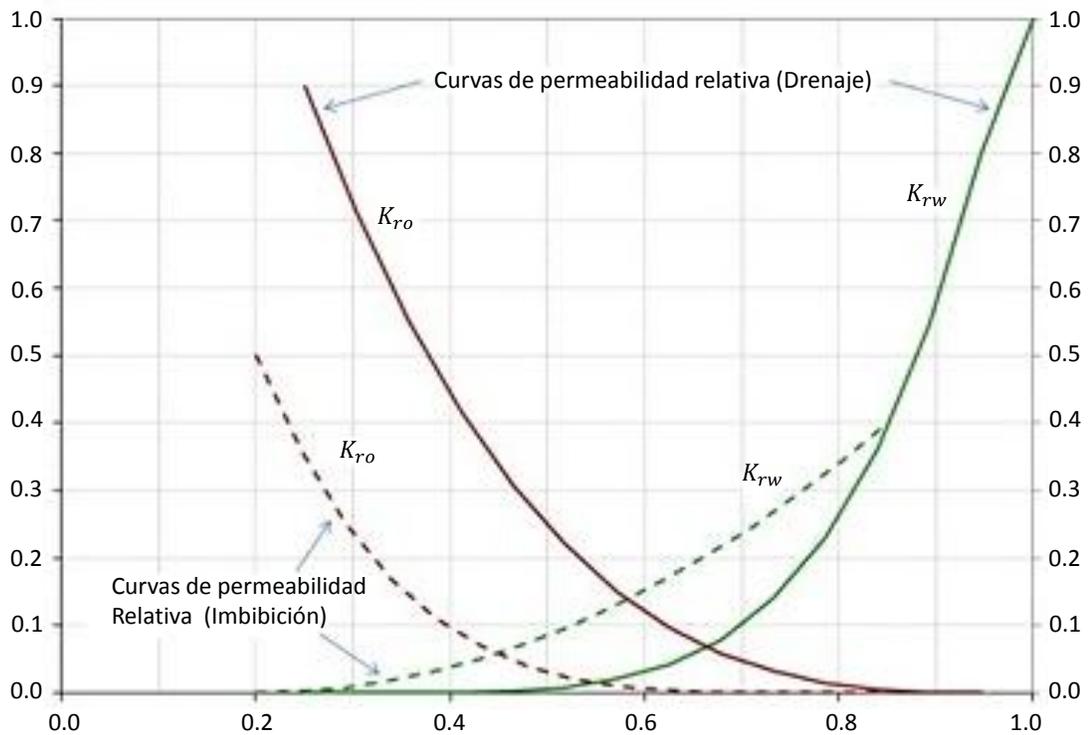
$$q_i = \frac{k k_{ri} A}{\mu_i} \frac{\partial P_i}{\partial x} + \rho_i g \sin \alpha \dots\dots\dots \text{Ecuacion 6}$$

Donde i representa agua, aceite o gas; α es el ángulo de inclinación con la horizontal, A es el área de la sección transversal al flujo, μ_i , ρ_i y P_i son la viscosidad, densidad y presión de la fase i y g es la gravedad.

La Figura 27 muestra las curvas de permeabilidad relativa de imbibición y drenaje para un sistema de dos fases. Las curvas de permeabilidad relativa de imbibición son usadas cuando una fase mojante desplaza la fase no mojante o la fase menos mojante y las curvas de permeabilidad relativa de drenaje son usadas cuando la fase no mojante desplaza la fase mojante en el medio poroso.

La presencia de dos fases inmiscibles; gas y líquido, resulta en una reducción de la saturación de líquido y un decremento en la permeabilidad relativa al aceite. La permeabilidad relativa puede reducirse en un orden de magnitud o más a medida la saturación de gas aumenta.

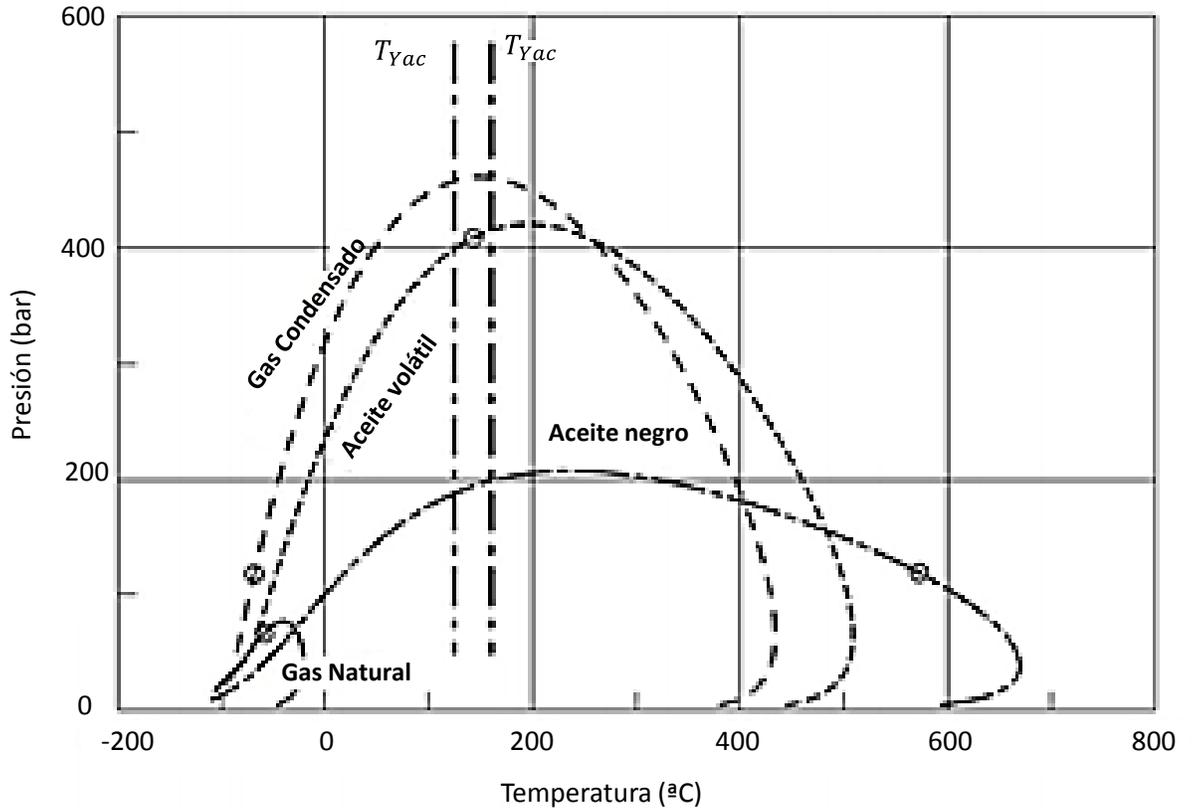
Figura 27. Curvas de permeabilidad relativa Drenaje e Imbibición



Fuente: Modificado de TORRES LOPEZ, David Enrique. Enhancing the Productivity of Volatile Oil Reservoirs Using Fluorinated Chemical Treatments. The University of Texas at Austin. Agosto, 2011.

3.2.2 Operacionales Las causas operacionales dependen del manejo dado al fluido dependiendo del tipo que este sea. La Figura 28 muestra la envolvente de fases de los diferentes tipos de fluidos en los yacimientos de petróleo y sus puntos críticos correspondientes (temperatura-presión crítica). La temperatura del yacimiento no cambia durante la producción, pero la presión del yacimiento disminuye debido a la remoción de hidrocarburos del yacimiento.

Figura 28. Envoltante de fases de varios tipos de fluidos de yacimientos



Fuente: Modificado de TORRES LOPEZ, David Enrique. Enhancing the Productivity of Volatile Oil Reservoirs Using Fluorinated Chemical Treatments. The University of Texas at Austin. Agosto, 2011.

Cuando la presión del yacimiento disminuye por debajo de su punto de burbuja, una fase gaseosa se forma como pequeñas moléculas que se evaporan de la fase líquida. Altas cantidades de gas se forman con pequeñas caídas de presión que causan alta contracción del líquido inmediatamente por debajo del punto de burbuja. Este gas puede ser rico o pobre si el yacimiento es de aceite volátil o de aceite negro, respectivamente.

El manejo de las condiciones operacionales del pozo, influirá de manera sustancial, ya que determinará en qué parte del diagrama de fases se encuentra el

fluido y por tanto, las fases que están presentes a dichas condiciones en el yacimiento.

3.3 ALTERNATIVAS PARA MITIGAR EL BLOQUEO POR GAS

Para restaurar las tasas de producción de aceite después de una declinación debido al bloqueo por gas, se han propuesto varios métodos. Una solución es cambiar el comportamiento de fases del fluido o reducir la caída de presión manteniendo la presión por encima del punto de burbuja.

Otros métodos se han propuesto como la re-inyección de gas y la inyección de solventes volátiles.

La inyección de gas sobresaturado, la cual es ampliamente conocida, se ha utilizado como método de recobro mejorado para yacimientos de aceite debido a su eficiencia para la vaporización de los hidrocarburos, obteniendo resultados satisfactorios.

Por otro lado, la inyección de solventes volátiles se ha usado para mitigar el daño provocado por el condensado o el bloqueo por agua en la entregabilidad del pozo. Metanol ha sido el solvente volátil utilizado, el cual permite incrementar la permeabilidad relativa del aceite y el gas por un periodo de tiempo finito. La eficiencia de este tratamiento se debe a la remoción del condensado de los espacios porosos por desplazamiento miscible. Por tanto, en la presencia de una alta saturación de agua, el tratamiento es más efectivo ya que remueve el daño adicional causado por el bloqueo por agua.

3.3.1 Fracturamiento hidráulico Sanni and Gringarten modelaron un pozo de aceite volátil produciendo a una presión de fondo fluyente por debajo de la presión

de burbuja. Su simulación unidimensional de un pozo en un yacimiento composicional comprobó que con fracturas hidráulicas y pozos horizontales, se puede reducir la deficiencia en la productividad debido al bloqueo por gas. Ellos sugirieron que ambos deberían ser empleados in la vida temprana del pozo para demorar el tiempo cuando la presión cae por debajo de la presión de burbuja y mejorar el recobro final.

3.3.2 Agentes químicos En yacimientos donde una capa de aceite delgada se encuentra debajo de una capa de gas, la producción de aceite puede ser mejorada mediante la generación de una barrera de espuma en la formación. Esta barrera puede aumentar sustancialmente las tasas de aceite reduciendo o retardando la conificación del gas.

Una espuma confinada dentro de la red de espacios porosos de la roca consiste de una de una película delgada de líquido que abarca y se extiende a través de los poros, lo cual hace que la fase gaseosa sea discontinua. La espuma es generada mediante el desplazamiento por gas de una solución adecuada de agente espumante.

Una espuma cuyo propósito es bloquear la entrada de gas dentro del pozo productor debería idealmente formarse in situ, donde sea que el avance del gas pueda ocurrir, y permanecer estancada, manteniendo la reducción de la movilidad del gas lo más fuerte posible por el periodo más largo de tiempo.

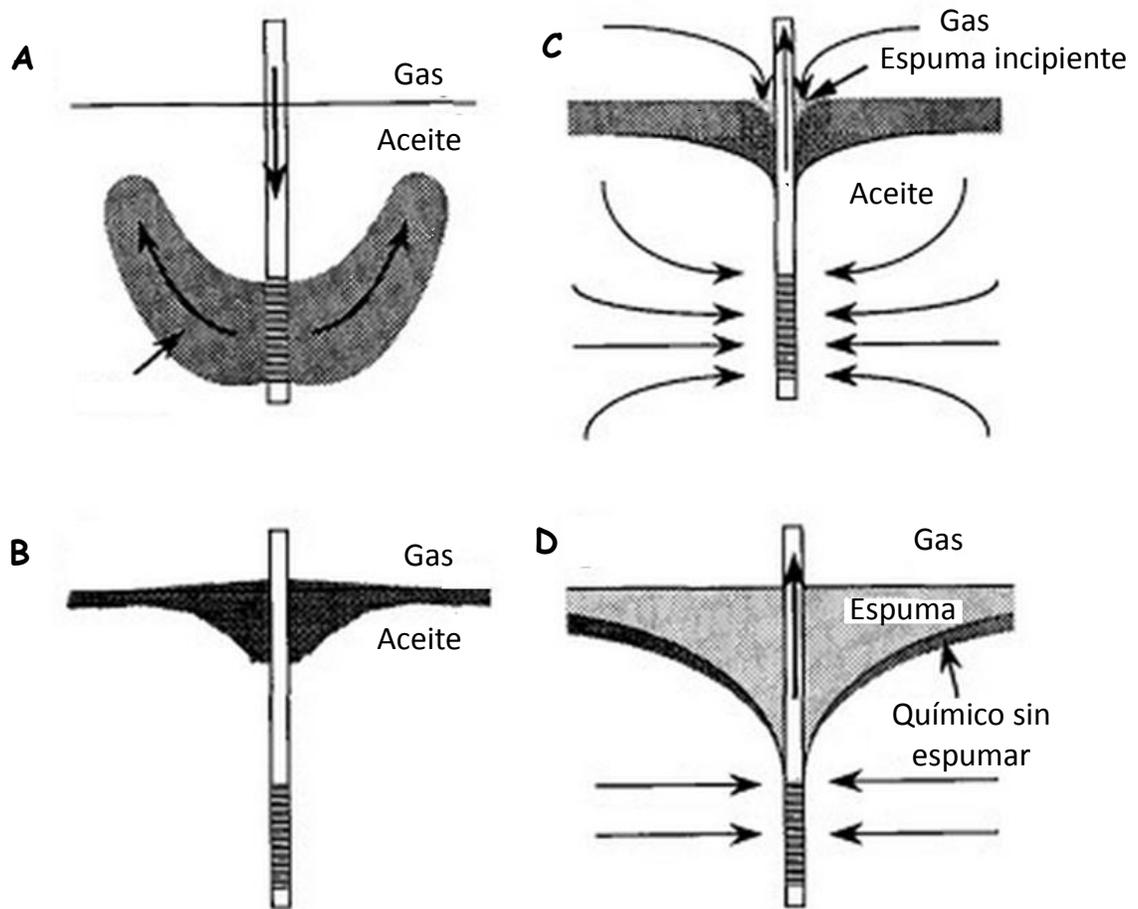
- ***Agentes espumantes no acuosos***

Hanssen, Haugum y Rogaland desarrollaron un método para reducir la producción excesiva de gas, usando soluciones de agentes espumantes no acuosos de baja densidad como medio para formar una barrera geométrica favorable. Para ellos, las claves de una aplicación exitosa de las barreras de espuma eran obtener un

mejor control de la ubicación del material que formaba la barrera, y seleccionar espumantes con una máxima capacidad de bloqueo.

El resumen del proceso se resume en la Figura 29. La aplicación exitosa de éste requiere usar un inyector que sea móvil, de menor densidad que la del aceite durante la inyección y que sea capaz de generar y posteriormente mantener una espuma que bloquee el paso del gas.

Figura 29. Diagrama conceptual del proceso de bloqueo mediante espuma



Fuente: Modificado y tomado de HANSEN, J.E; ROGALAND, U; HAUGUM, P. Gas blockage by nonaqueous foams. SPE 21002. Anaheim, California, 1991

Ciertos agentes espumantes acuosos propiedades sellantes cercanas a las requeridas, pero para este sistema, debe agregarse suficiente gas a la solución del surfactante para satisfacer el requerimiento de la densidad.

En su estudio, Hanssen, Haugum y Rogaland, utilizaron espumantes de alcohol. Pentanol y los alcoholes más pesados son conocidos por crear espumas estables con crudos pesados. Para yacimientos de aceite mediano y liviano, los candidatos son butanol y alcoholes más livianos. Tanto metanol como etanol tienen puntos de flasheo por debajo de 40°C y presentan problemas de manejo y seguridad en la mayoría de los casos.

Un aspecto importante en el manejo de esta clase de espumantes en contraste con los espumantes acuosos, es la evaporación del alcohol, ya que ésta puede causar el rompimiento de las propiedades de bloqueo de la espuma, y por tanto ser menos favorable.

- ***Agentes fluoronados***

Este método se basa en la modificación de la mojabilidad de la roca en la región cercana al pozo desde una mojabilidad fuertemente por agua o aceite hacia una mojabilidad neutra. La alteración de la mojabilidad hacia una mojabilidad intermedia o neutra disminuye la presión capilar, la cual es la que sostiene las fases mojantes (usualmente líquida) en el espacio poroso, y reduce la saturación total de líquido (aceite + agua) en la región cercana al pozo. Esta región tiene una fuerte influencia en la productividad de pozos sin fracturar.

Noh y Firoozabadi estudiaron el efecto de la mojabilidad sobre el coeficiente de flujo no-Darcy para un flujo de dos fases gas-líquido. Ellos concluyeron que otro beneficio de la alteración de la mojabilidad es la significativa reducción en dicho coeficiente para un flujo de dos fases.

Los tratamientos químicos fluoronados funcionan mediante surfactantes con un grupo fluoronado, el cual provee repelencia tanto al agua como al aceite y un grupo funcional (epoxy, silanol, alkoxy, etc), que se adhiere a la superficie de la roca y provee una alteración de la mojabilidad duradera. Esto es logrado debido a la alta electronegatividad del flúor, que permite a las superficies fluorinadas repeler tanto el agua como el aceite.

Torres et al. desarrollaron una serie de pruebas para determinar la eficiencia de este tipo de tratamiento. Los surfactantes candidatos fueron seleccionados basados en su habilidad para proveer una buena repelencia al agua y el aceite. En la estructura de la molécula, se buscó dos características: un grupo funcional para proveer la interacción adecuada con la superficie de la roca, es decir, para ser fuertemente adsorbido, y una cola fluorinada con una buena repelencia al agua y el aceite. Para cumplir con las regulaciones y satisfacer las problemáticas ambientales, se limitó la elección de componentes biodegradables no-peligrosos.

Para medir la efectividad del tratamiento, se definió el factor de mejoramiento IF (Improvement Factor) como la relación entre la permeabilidad relativa al aceite después del tratamiento y la permeabilidad relativa al aceite antes del tratamiento.

De los resultados obtenidos, finalmente se concluyó que el tratamiento podría ser usado como un tratamiento preventivo cuando un pozo es completado, fracturado o ya ha estado produciendo debajo del punto de burbuja. También se estableció que puede ser aplicado tanto en yacimientos de aceite de areniscas como en calizas sobre un rango de temperaturas y salinidades. Además, la temperatura pareció tener un efecto positivo para la polimerización del surfactante y la adhesión a la superficie, ya que tuvo mejor alteración de la mojabilidad.

3.3.3 SAG y Co-Inyección La ubicación de la espuma es la clave para el éxito de un tratamiento. Una opción disponible es la inyección alternada de surfactante y

gas SAG (Surfactant Alternated Gas), la cual resulta en un bloque de espuma en la región cercana a la cara del pozo.

Otra alternativa es la denominada como co-inyección del espumante y el gas, la cual consiste en la formación de la espuma en la superficie y su posterior inyección dentro de la formación.

Un factor a tener en cuenta es que las tasas de inyección deben ser tan altas como sea posible para evitar el prematuro descenso por segregación del agente espumante y asegurar que el gas sea capaz de seguir y alcanzar el bache de surfactante. Sin embargo, las tasas de bombeo o inyección deben ser controladas de modo que la presión sea más baja que la presión de fractura de la formación.

Chukwueke; Bouts y Dijkum desarrollaron pruebas de tratamiento de bloqueo con espuma en 8 pozos, los cuales fueron seleccionados bajo los criterios de bajo BSW, reservas de crudo disponibles, naturaleza a la conificación del gas y la integridad mecánica del pozo.

Desde el punto de vista operacional, concluyeron que los tratamientos con espuma para la interrupción de la producción excesiva de gas, son relativamente fáciles de llevar a cabo ya que no requieren equipamiento especial más que mezcladores, tanques de almacenamiento, bombas y unidades de nitrógeno. Sus estudios también condujeron a que de manera general se determinara que los yacimientos con altas permeabilidades requieren co-inyección del gas y el agente espumante para mejorar la ubicación del bloque de espuma en el yacimiento, en contraste con los yacimientos menos permeables, cuya generación in.situ de la espuma mediante SAG es suficiente para lograr buenos resultados.

3.3.4 Solubilización del gas por incremento de la presión de fondo Como se mencionó anteriormente, una alternativa para contrarrestar el efecto del bloqueo

por gas es cambiar el comportamiento de fases del fluido reduciendo la caída de presión para mantener la presión de fondo del pozo por encima del punto de burbuja.

En el siguiente capítulo se explicará la metodología implementada para este fin.

4. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA CONTRARRESTAR EL BLOQUEO POR GAS EN LA CARA DE LA FORMACIÓN

Para desarrollar una metodología que permitiera contrarrestar los efectos del bloqueo por gas en la cara de la formación fue necesario establecer un modelo teórico y un modelo práctico aplicados a un pozo piloto para luego comparar los resultados obtenidos. El presente capítulo describe las características del pozo piloto, cuáles fueron las simulaciones realizadas y el procedimiento que se llevó a cabo para realizar el ajuste de la presión de anular.

4.1 COMPORTAMIENTO HISTÓRICO Y ANÁLISIS DE VARIABLES DE PRODUCCIÓN DEL POZO PILOTO

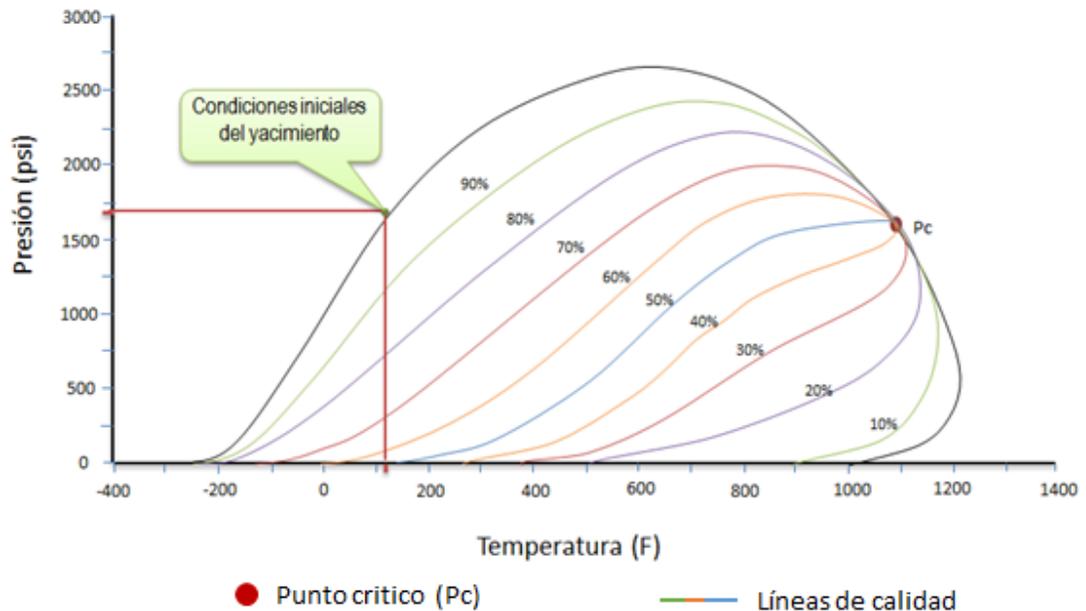
El pozo piloto CIRA-M se encuentra ubicado en el área de CIRA ESTE, abierto en las unidades de C4-Cb y D1 con una profundidad total de 4.578 pies. El pozo se perforó en diciembre de 2013 y fue completado con bombeo Electrosumergible como sistema de levantamiento artificial. En la tabla 3 se describe el estado mecánico del pozo.

El fluido del pozo es aceite negro, cuenta con análisis de laboratorio PVT el cual arrojó una presión de yacimiento de 1.670 psi y una presión de burbuja de 1.516 psi. Este último valor es considerablemente alto en contraste al promedio del campo y es debido a que las unidades D son arenas nuevas que no se habían explotado.

Utilizando los datos PVT y mediante el uso de la herramienta software Hysys se obtuvo el diagrama de fases del fluido del pozo (Figura 30), en el que se puede

observar que las condiciones iniciales de presión y temperatura del yacimiento están muy cerca de la envolvente, es decir, con una pequeña caída de presión habrá liberación de gas en el reservorio.

Figura 30. Diagrama de Fases del fluido del Pozo CIRA-M



Fuente: Occidental de Colombia

4.1.1 Histórico de producción El pozo CIRA-M fue puesto en producción en febrero de 2014 y en marzo de ese mismo año se tomó la primera prueba de producción que dio como resultado 200 BFPD con un corte de agua del 1% ya que estas arenas aun no cuentan con soporte de inyección de agua. Esta producción se mantuvo durante los primeros 6 meses en donde el pozo era operado a una frecuencia de 52 Hz en promedio.

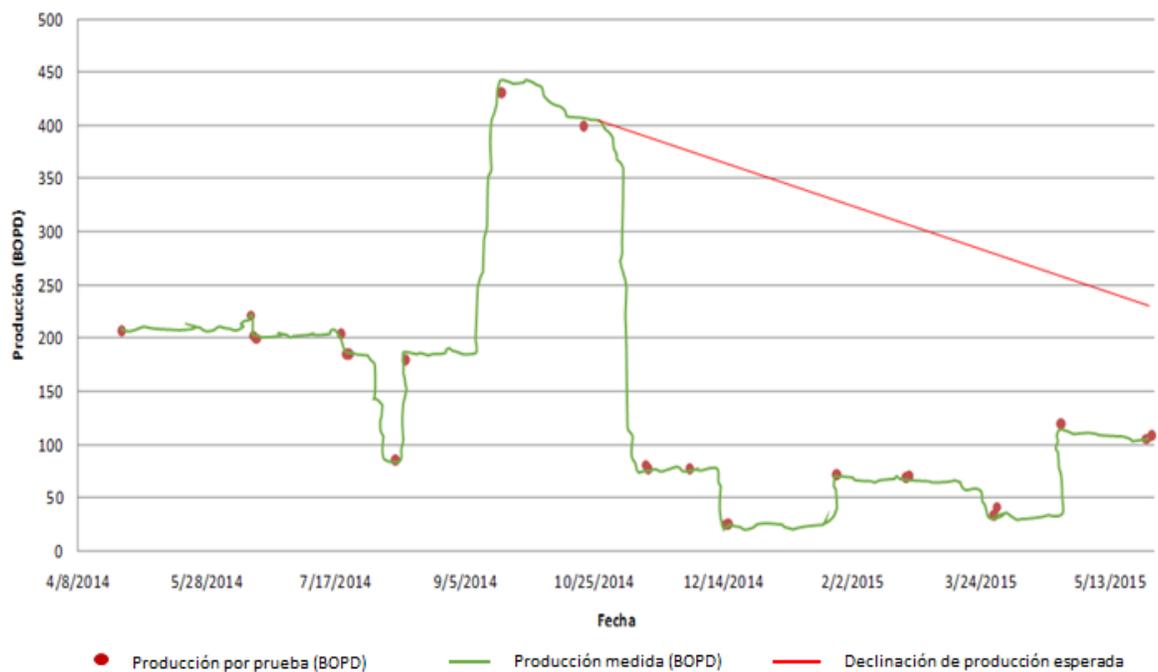
Tabla 3. Estado Mecánico del Pozo CIRA-M

PERFORADOS					
TOPE (ft)	BASE (ft)	DENS. DISPARO (tiro/ft)	TAMAÑO (in)		
4090	4106	6	3,375		
4125	4137	6	3,375		
4368	4374	6	3,375		
REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE					
COMPONENTE	JUNTAS	TOPE (ft)	BASE (ft)	OD (in)	ID (in)
Pup Joint	1	16	22,6	9,625	8, 921
Revestimiento	8	22,6	355,0	9,625	8, 922
Zapato Flotador	1	355,0	356,5	9,625	8, 923
REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN					
COMPONENTE	JUNTAS	TOPE (ft)	BASE (ft)	OD (in)	ID (in)
Pup Joint	1	16,0	24,7	7,000	6,366
Pup Joint	1	24,7	43,6	7,000	6,366
Revestimiento	84	43,6	3233,3	7,000	6,366
Revestimiento	3	3233,3	3345,6	7,000	6,276
Flag Joint	1	3345,6	3366,7	7,000	6,276
Revestimiento	32	3366,7	4577,6	7,000	6,276
Collar Flotador	1	4577,6	4578,6	7,000	6,276
Zapato Flotador	1	4578,6	4580,1	7,000	6,276
SARTA DE PRODUCCIÓN					
COMPONENTE	JUNTAS	TOPE (ft)	BASE (ft)	OD (in)	ID (in)
Colgador De Tubería	1	16,0	17,0	7,000	2,992
Crossover	1	17,0	17,2	3,500	2,441
Tubería De Producción	1	17,2	48,4	2,875	2,441
Pup Joint	2	48,4	61,0	2,875	2,441
Tubería De Producción	129	61,0	4001,9	2,875	2,441
Niplesilla	1	4001,9	4003,0	2,875	2,310
Descarga De La Bomba	1	4003,0	4003,5	4,000	2,441
Bomba Productora	1	4003,5	4015,0	4,000	
Bomba Productora	1	4015,0	4038,6	4,000	
Separador De Gas	1	4038,6	4043,1	4,000	
Sello Superior	1	4043,1	4049,4	4,000	
Sello Inferior	1	4049,4	4055,7	4,000	
Motor	1	4055,7	4065,4	4,500	
Sensor	1	4065,4	4069,5	4,000	

Fuente: Tomado de Occidental de Colombia

Luego de un aumento significativo en la frecuencia de la bomba se alcanzó un pico máximo de producción de 430 BFPD en el mes de septiembre del 2014 y de 400 BFPD en octubre, conservando un corte de agua no superior al 2%. En el mes de noviembre el pozo presentó una caída de producción de 320 BFPD con respecto a la última medición y desde entonces tuvo una producción promedio de 80 BFPD.

Figura 31. Histórico de producción del pozo CIRA-M



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia

4.1.2 Análisis de variables de producción Los datos presentados en la Figura 32 corresponden a datos registrados por el software de monitoreo y control LOWIS. Estos datos fueron tomados en tiempo real por medio del variador de frecuencia y sensores de presión ubicados en cabeza y fondo del pozo.

En la gráfica se puede observar que inicialmente el pozo tenía una presión de anular (CHP) de aproximadamente 200 psi cuando la producción era estable y los

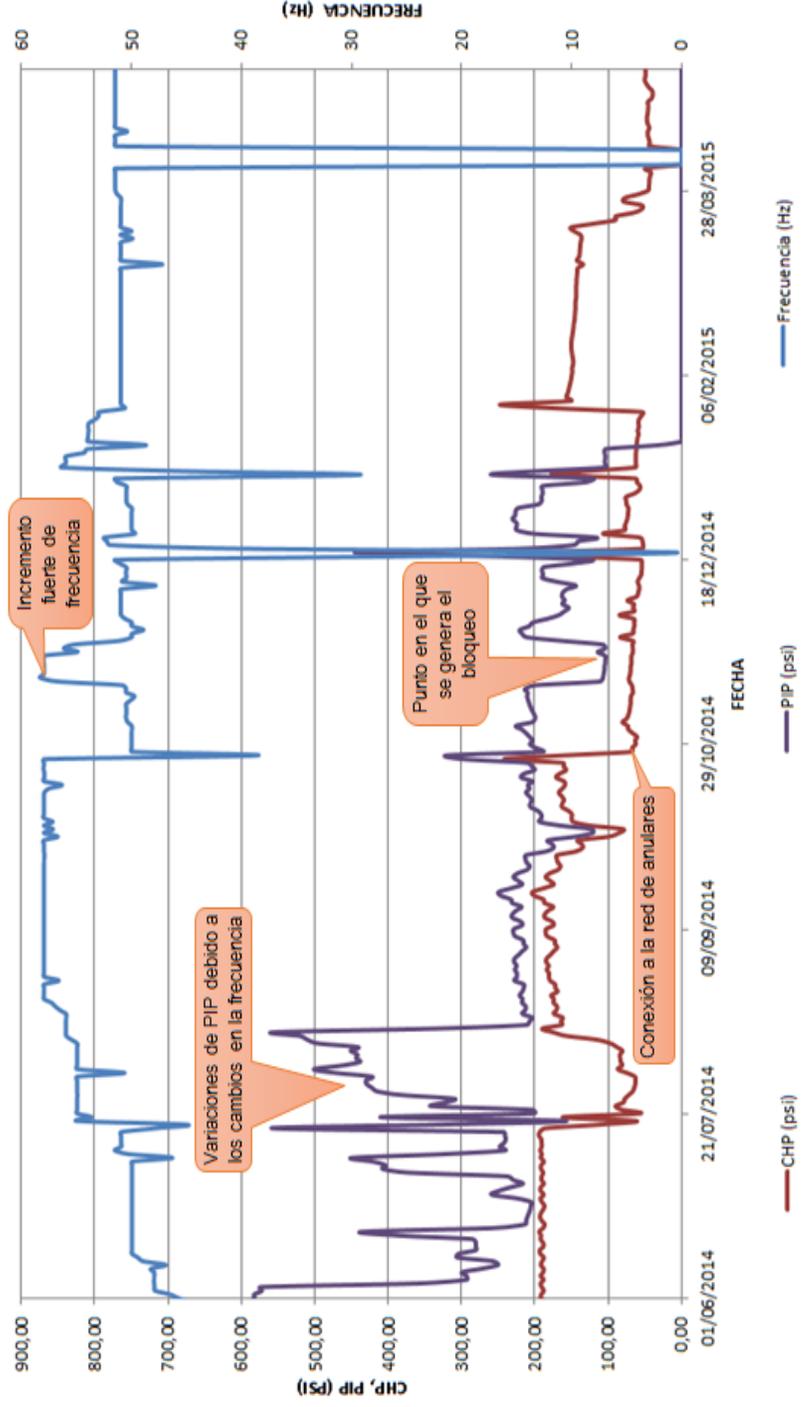
valores de presión a la entrada de la bomba (PIP) eran altos aunque variables, ya que se evidencian variaciones de frecuencia que afectaban la sumergencia del pozo. Posteriormente se presentó una caída de la CHP que coincide con una disminución en la producción (figura 31), pero se mantenían altos valores de PIP y por consiguiente de presión de fondo fluyente.

Luego obedeciendo a un aumento de frecuencia, la cual alcanzó un valor de 58 Hz se obtuvo la máxima producción del pozo y la sumergencia disminuyó considerablemente como se observa en los valores de PIP, por lo que la presión de fondo fluyente dependía prácticamente de la CHP.

A comienzos del mes de noviembre se presentó un descenso considerable en el valor de CHP ya que el pozo fue conectado a la línea de recolección de gas de anulares, como hubo una disminución en la frecuencia de operación de la bomba el valor de PIP se mantuvo estable, pero luego a mediados de noviembre nuevamente se lleva la frecuencia a 58 Hz lo que implicó que el pozo se quedara sin sumergencia, es decir, la presión de fondo fluyente alcanzó el valor más bajo registrado, lo que causó una gran liberación de gas en la cara de la formación y dio lugar al problema denominado “bloqueo por gas”. Fue en este punto en donde la producción del pozo cayó drásticamente y desde entonces a pesar de que se disminuyó la frecuencia de la bomba no se pudo recuperar.

Los datos de PIP se registraron hasta el mes de enero del 2015 debido a que el sensor de fondo que se instala con la bomba Electrosumergible se dañó y no es viable económicamente hacer una intervención para cambiarlo ya que implica tener que sacar toda la sarta de tubería del pozo.

Figura 32. Grafica del comportamiento de las variables CHP, PIP y frecuencia de la bomba del pozo CIRA-M



Fuente: Occidental de Colombia

4.2 PROCEDIMIENTO PROPUESTO PARA CONTRARRESTAR EL BLOQUEO POR GAS

Luego de analizar las variables de producción se decidió que la mejor forma de evitar el bloqueo por gas es controlando la presión de anular (CHP) mediante la instalación de una válvula choque que permita restringir el flujo de gas a través de la línea de recolección de gas de anulares para así encontrar el valor óptimo que permita tener la menor liberación de gas posible y la mayor producción.

Pero antes de ajustar la CHP es necesario “desbloquear el pozo”, es decir, tratar de solubilizar el gas que se encuentra en la cara de la formación para mejorar la permeabilidad relativa del aceite y tener una mayor producción. En resumen, lo que se busca es tratar de llevar al pozo a las condiciones iniciales y mediante el ajuste de la CHP evitar que se bloquee nuevamente.

A continuación se describe el procedimiento propuesto luego de instalar la válvula choque:

1. Apagar el equipo de fondo desde el variador de frecuencia.
2. Reducir la presión de anular hasta el valor mínimo posible liberando el gas que se encuentra almacenado en el espacio anular.
3. Inyectar agua al anular, previamente se deben realizar los cálculos volumétricos teniendo en cuenta la presión que se quiere alcanzar en el fondo del pozo.
4. Dejar apagado aproximadamente 8 horas (Lo ideal es dejar el equipo apagado el tiempo que sea posible) para que el nivel de fluido se estabilice.
5. Arrancar a frecuencia mínima (aproximadamente 40 Hz para BES)
6. Mantener la válvula choque cerrada para asegurar que la presión de anular aumenta.
7. Tomar un nivel mediante un dispositivo sonolog para determinar la cantidad de agua que hay en el anular y cuánto se “tomó” la formación.

8. Realizar aumentos de frecuencia leves (1 Hz) hasta que la presión en cabeza sea suficiente para que el fluido entre al múltiple de producción o Manifold.
9. Observar el comportamiento de la presión de anular y abrir un poco la válvula si la presión está por encima de 200 psi pero controlando que la presión estabilice y no llegue a valores muy bajos.
10. Tomar niveles mínimo 2 veces por día (mañana y tarde) para calcular el valor de P_{wf} .
11. Realizar mediciones de caudal conjuntamente con las variaciones de frecuencia y CHP.
12. Dependiendo del comportamiento del pozo y los datos históricos establecer un rango de CHP y un valor de P_{wf} adecuado donde se obtenga la mayor producción y se evite el bloqueo por gas.

4.3 IMPLEMENTACIÓN EN EL POZO PILOTO

Habiendo establecido el procedimiento para contrarrestar los efectos del bloqueo por gas en la cara de la formación, se hicieron los preparativos necesarios para implementarlo en el pozo piloto CIRA-M. A continuación se explicará cómo fue el desarrollo del procedimiento y qué dificultades se presentaron.

4.3.1 Instalación de la válvula choque para el ajuste de la presión de anular

Para poder realizar el ajuste de la presión de anular fue necesario hacer una modificación en la red de recolección de gas de anulares del pozo, ya que ésta solo contaba con un manómetro y una válvula de bola para cerrar o abrir el paso del gas a través de la línea (Figura 33). El arreglo que se implementó además de tener la válvula choque cuenta con dos manómetros análogos ubicados antes y después de dicha válvula y una válvula de bola para cerrar el paso del gas (Figura 34).

Figura 33. Red de colección de gas de anulares del pozo CIRA-M antes de ser modificada



→ Dirección del flujo de gas de anular

Fuente: Tomado de Occidental de Colombia

Figura 34. Red de recolección de gas de anulares del pozo CIRA-M luego de la instalación de la válvula choque



→ Dirección del flujo de gas de anular ○ Válvula choque

4.3.2 Desarrollo del procedimiento El objetivo del procedimiento propuesto es lograr solubilizar el gas que se encuentra bloqueando la cara de la formación. La hipótesis es que este problema se da debido a que el fluido del pozo tiene una presión de burbuja bastante alta y con pequeñas caídas de presión hay liberación de gas, lo que implica que para tratar de contrarrestar el efecto negativo del bloqueo es necesario que la presión en el fondo del pozo sea mayor a la presión de burbuja y de esta manera el gas que se encuentra en la cara de la formación pase a estado líquido.

Para aumentar la presión en el fondo del pozo se inyectó agua en el anular luego de determinar mediante cálculos volumétricos cual era el volumen necesario para alcanzar una presión mayor a la presión de burbuja en el punto medio de los perforados y cuál era el volumen necesario para llenar completamente el anular. Todos estos cálculos se realizaron teniendo en cuenta los datos reales de profundidades tomados del estado mecánico del pozo, de igual forma se pasaron los valores de profundidad medida a profundidad vertical verdadera con los datos del registro survey ya que es un pozo desviado.

A continuación se muestran los datos utilizados y los cálculos realizados.

- **Intake:** 4,043 ft MD; 3,961 ft TVD
- **Punto medio de perforados:** 4,232 ft MD; 4,181 ft TVD
- **Diámetro interno del revestimiento, ID_{CSG} :** 6.366"
- **Diámetro externo de la tubería, OD_{TBG} :** 2.875"
- **Presión de burbuja, P_b** = 1,516 psi
- **Presión hidrostática, P_h** = $0.052 \cdot \rho \cdot h$

Donde ρ es la densidad en libras por galón y h la altura de la columna de fluido.
Para alcanzar una presión de 1700 psi en punto medio de perforados:

$$h = \frac{1700}{0.052 \cdot 8.34} = 3,920 \text{ ft} \dots\dots\dots \text{Ecuacion 7}$$

$$Vol = \frac{6.366^2 - 2.875^2}{1.029} \times (3,920) = 123 \text{ bls} \dots\dots \text{Ecuacion 8}$$

Para llenar completamente el anular:

$$Vol = \frac{6.366^2 - 2.875^2}{1.029} \times (4,181) = 131 \text{ bls} \dots\dots \text{Ecuacion 9}$$

Antes de inyectar el agua en el espacio anular, el equipo se apagó desde el variador de frecuencia y se descargó el gas que se encontraba almacenado en el anular para reducir la presión.

Para llevar el agua hasta el pozo se utilizaron dos camiones con capacidad de 120 barriles cada uno, equipados con una bomba triplex para inyectar el agua dentro del anular, de igual forma cuentan con una manguera para conectarse a las facilidades de la línea de recolección de gas (figura 35), el tiempo promedio que demora en bombear los 120 barriles es de aproximadamente una hora y treinta minutos.

Luego de inyectar los primeros 120 barriles se tomó un nivel mediante un equipo Echometer para determinar si era necesario utilizar el otro camión, el valor de sumergencia obtenido fue de 1.850 pies ya que la formación tomó gran parte del agua inyectada por lo que se decidió inyectar los otros 120 barriles para que la columna de agua fuera la calculada anteriormente.

Figura 35. Conexión del camión de agua a la línea de anular del Pozo CIRA-M



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia

Después de finalizada la inyección de agua se dejó apagado el equipo durante ocho horas y antes de encenderlo se tomó nuevamente un nivel que dio como resultado 800 pies de sumergencia. El pozo se arrancó a 40 Hz, pero esta frecuencia no era suficiente para colocar fluido en cabeza por lo que se fue aumentando poco a poco hasta llegar a 47 Hz, frecuencia a la cual se evidenció fluido en el toma muestras. La presión en la tubería de producción (THP) era de 150 psi aproximadamente mientras que la presión en el múltiple o manifold de recolección era de 220 psi, lo que indicaba que el fluido no estaba entrando a esta facilidad por lo que se decidió llevar la frecuencia hasta 50 Hz, en donde la THP alcanzó un valor de 225 psi. La válvula choque se mantuvo cerrada al inicio para que la presión en el anular aumentara, luego se reguló para mantenerla en un rango entre 150 y 200 psi.

Para el cálculo de la P_{wf} se tomaron mínimo dos niveles diarios (Figura 36) y luego de esto se hacían los cálculos correspondientes de presión hidrostática. Antes de realizar la medición del caudal producido por el pozo luego del procedimiento, era necesario esperar que se terminara de producir el agua que se había inyectado para tener el dato real de producción.

Figura 36. Toma de Registro Sonolog



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia

4.3.3 Medición Para realizar la medición del caudal producido se utilizó un medidor multifásico (Figura 37) que utiliza una combinación de medición de diferencial de presión en un venturi, medición de impedancia (capacitancia/conductividad de la mezcla de crudo/agua) y la medición de velocidad del flujo por medio de la técnica de correlación cruzada.

Este medidor se transportó hasta el múltiple de producción en donde haciendo uso de las válvulas para el control de flujo se direccionó el fluido del pozo por la línea de medida a la cual se conecta la manguera del medidor (figura 38). El fluido pasa por el medidor el cual está equipado con un computador que muestra en tiempo real los datos de caudal de las tres fases y luego regresa al múltiple de producción por medio de otra manguera que va conectada a la línea principal que dirige el fluido hasta la estación correspondiente.

Figura 37. Medidor Multifasico tipo Venturi



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia

Figura 38. Conexión del medidor multifasico al múltiple de producción



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia

La liquidación de la producción se realizó luego de 24 horas de medición para mayor exactitud en el dato arrojado.

5. VALIDACIÓN DE LA PRESIÓN DE ANULAR ÓPTIMA MEDIANTE EL SOFTWARE PIPESIM

5.1 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Con el objetivo de desarrollar un modelo de simulación representativo del pozo CIRA-M, se debe recolectar, filtrar y seleccionar la siguiente información:

- Estado mecánico
- Pruebas de Well Testing o pruebas de producción
- Reportes de producción
- Reporte SONOLOG
- Parámetros de operación diaria del pozo
- PVT de fluidos

5.2 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE FONDO Y PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA

Mediante el software AWP2000, se calcularon las condiciones de fondo de pozo y entrada a la bomba, a partir de la información recolectada por la empresa operadora.

1. Información básica de la empresa operadora
2. Propiedades del fluido de producción
3. Temperaturas en fondo y superficie
4. Estado mecánico del pozo
5. Trayectoria del pozo
6. Completamiento del pozo
7. Data de producción

8. Condiciones de Yacimiento
9. Sonolog
10. Presiones de anular

Se debe asistir a los reportes mensuales de producción y seleccionar la fecha de análisis, para el caso del ejemplo fue el día 25 de mayo del 2015.

Del reporte de pruebas de producción se utiliza la información referente a caudales de aceite y agua producida, BSW, GOR, presión y temperatura en cabeza de pozo (Figura 39). En cuanto al método de cálculo de la productividad del pozo se utiliza el método de Vogel, ya que es el modelo ideal para representar un yacimiento de un aceite negro cercano a su presión de burbuja.

Figura 39. Reporte de pruebas de producción

MEDIDOR	Pozo	ALS	Inicio	DURACIÓN [Hrs]	BSW [%]	Conductividad [S/m]	Q [BPD]	BSW [%]	NSV [BAPD]	Press [Psig]	TEMP [°C]	Qg [MPCSD]	GOR	GVF
0.8E	M	ESP	mar26 16:00	12,00	0,10	1,00	26,27	84,20	4,15	221,62	90,11	0,011	2,65	0,50
0.8E	M	ESP	mar27 11:50	12,00	1,50	1,00	40,76	1,09	40,31	220,40	97,34	0		0,20
0.8E	M	ESP	mar27 23:50	12,00	1,50	1,00	33,34	0,00	33,34	221,43	88,76	0,0006	0,02	0,00
0.8E	M	ESP	abr5 1:20	14,00	0,60	15,00	99,97	0,00	99,97	221,85	88,87	0,0079	0,08	0,10
0.8K	M	ESP	abr23 12:35	6,00	1,10	20,00	118,90	2,51	116,00	219,82	102,41	96,47	831,64	90,00
0.8K	M	ESP	abr24 1:40	12,00	1,10	20,00	121,40	2,73	118,00	218,90	89,7	73,07	619,24	86,80
0.8F	M	ESP	may25 12:40	8,00	2,40	16,00	92,67	1,07	91,68	224,07	93,2	19,42	211,82	8,70
0.8F	M	ESP	may26 4:35	4,50	3,62	16,00	105,10	4,13	100,70	224,07	92,65	22,23	220,75	16,10

Fuente: Tomado de Occidental de Colombia

Del reporte de pruebas de niveles SONOLOG se utiliza la información referente a presiones en tubería y anular, configuración del estado mecánico e información de registro acústico, tales como, nivel de líquido, tiempo de cambio de presión, caudal de gas producido y PIP (Figura 40).

Figura 40. Reporte de pruebas de niveles SONOLOG.

INFORMACION GENERAL				PRESIONES		INFORMACION REGISTRO ACÚSTICO															
POZO	FECHA	AREA	ALS	THP (PSI)	CHP (PSI)	FLAP_L IBRE GAS (ft)	FAP (ft)	% LIQ.	EFFECT LIQUID LEVEL	NIVEL (FT)	TIEMPO NIVEL (Seg)	FLUJO DE GAS (MSCF/ D)	FLAP TOTAL (FT)	VELOCI DAD ACUSTI CA (Ft/S)	PIP (Psi)	INTAKE BOMBA (Ft)	FORMA CIÓN (Ft)	TOPE (Ft)	BASE (Ft)	DIAM, TUBING (In)	DIAM, CASING (In)
2788	18/09/2015	CIRA ESTE	ESP	200	155,4	215	215	44	3828	3555,79	5,801	43	487	1226	255	4043,0	4232,0	4090,0	4374,0	2,875	7,00
2788	16/09/2015	CIRA ESTE	ESP	200	77,7	435	435	81	3608	3507,45	5,891	9	536	1191	255	4043,0	4232,0	4090,0	4374,0	2,875	7,00
2788	15/09/2015	CIRA ESTE	ESP	0	17,3	1785	1785	100	2258	2257,61	3,758	0	1785	1201	698	4043,1	4232,0	4090,0	4374,0	2,875	7,00
2788	11/09/2015	CIRA ESTE	ESP	200	91,4	527	527	47	3516	2913,01	4,679	42	1130	1245	300	4043,1	4232,0	4090,0	4374,0	2,875	7,00
2788	20/07/2015	CIRA ESTE	ESP	215	401,9	13	13	70	4030	4024,85	6,835	21	18	1178	456	4043,0	4232,0	4090,0	4374,0	2,875	7,00
2788	17/07/2015	CIRA ESTE	ESP	215	220,8	710	710	83	3333	3192,57	5,172	8	850	1235	513	4043,0	4232,0	4090,0	4374,0	2,875	7,00

Fuente: Tomado de Occidental de Colombia

Del reporte final de propiedades PVT, se utiliza la información referente a gravedad específica del aceite y del gas (Figura 41).

Figura 41. Reporte Final de propiedades PVT. Fluido del pozo CIRA-M

Calculated Whole Gas Properties							
Gas Gravity	0.8455	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)					
Whole Sample Mole Weight	24.36	g mol ⁻¹					
Ideal Gas Density	1.0280	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F					
Ideal Gross Calorific Value	1400.3	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F					
Ideal Net Calorific Value	1274.7	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F					
Pseudo Critical Press.	655.2	psia					
Pseudo Critical Temp.	430.6	Rankine					
Gas Compressibility Factor, Z	0.9951	@ 14.65 psia & 60°F					
GPM (C2+)	8.39						
GPM (C3+)	5.04						
Pressure (psig)	Temperature (°F)	Gas-Oil Ratio (1)	Gas-Oil Ratio Rsfb (2)	Oil Density (g cm-3)	Formation Volume Factor Bofb (3)	Separation Volume Factor (4)	Gas Gravity of flashed gas (Air = 1.000)
1516	119	-	344	0.8063	1.179	Saturation Pressure	
150	95	260	272	0.8591		1.049	0.738*
25	95	41	42	0.8669		1.030	0.914*
0	95	29	30	0.8698		1.016	1.499*
Total Rsfb =				344	(API = 28.5°)		

Fuente: Tomado de Occidental de Colombia

Por medio del estado mecánico, se utiliza la información referente a los intervalos productores y se toma el punto medio de profundidad del intervalo cañoneado.

Como resultado el software determina las condiciones de presión de entrada a la bomba, las cuales deben ser las mismas registradas en el reporte SONOLOG. Adicionalmente, se encuentra la presión de fondo fluyendo y flujo de gas por el anular (Figura 42).

Figura 42. Determinación de BHP y PIP

The screenshot displays the AWP2000 software interface with the following data:

Well State		Production		Well Composition	
Well State	Producing	Oil	91.7	Current	95.0
Well Name	CIRA-M	Water	1.0	Potential	20.1
Company Name	OXY Andina	Gas	19.4	STB/D	STB/D
Operator Name	OXY Andina			Mscf/D	Mscf/D
Date	11/10/2015	Time	10:25:01 a.m.	IPR Method	Vogel
				PBHP / SBHP	0.12
				Prod. Efficiency	96.5 %
Oil API	28.50 deg API	Reservoir Pressure (SBHP)	1700.0 psi (a)	Casing Pressure	48.0 psi (g)
Water SG	1.05 Sp.Gr.H2O	Method	Estimate	Liquid Level	3858.00 ft
Gas SG	0.84	Comments	The reservoir Pressure is near to the Pb	TVD	3807.00 ft
Temperature				Datum Depth	4232.00 ft
Surface	95 deg F			TVD	4181.00 ft
Bottomhole	120 deg F			Gas/Liquid Pressure	69.8 psi (a)
Tubing OD	2.875 in			Actual % Liquid	82 %
Casing OD	7 in			Annular Gas Flow	7 Mscf/D
				Pump Intake Pressure	125.9 psi (a)
				Acoustic Velocity	1167.78 ft/s
				Resulting Pressures	
				Producing BHP	199.7 psi (a)
				Static BHP	1700.0 psi (a)

Fuente: Tomado de Software AWP2000

5.2.1 Ajuste y validación del modelo Con el fin de obtener valores confiables en la simulación, se realizó una comparación con los valores obtenidos en los

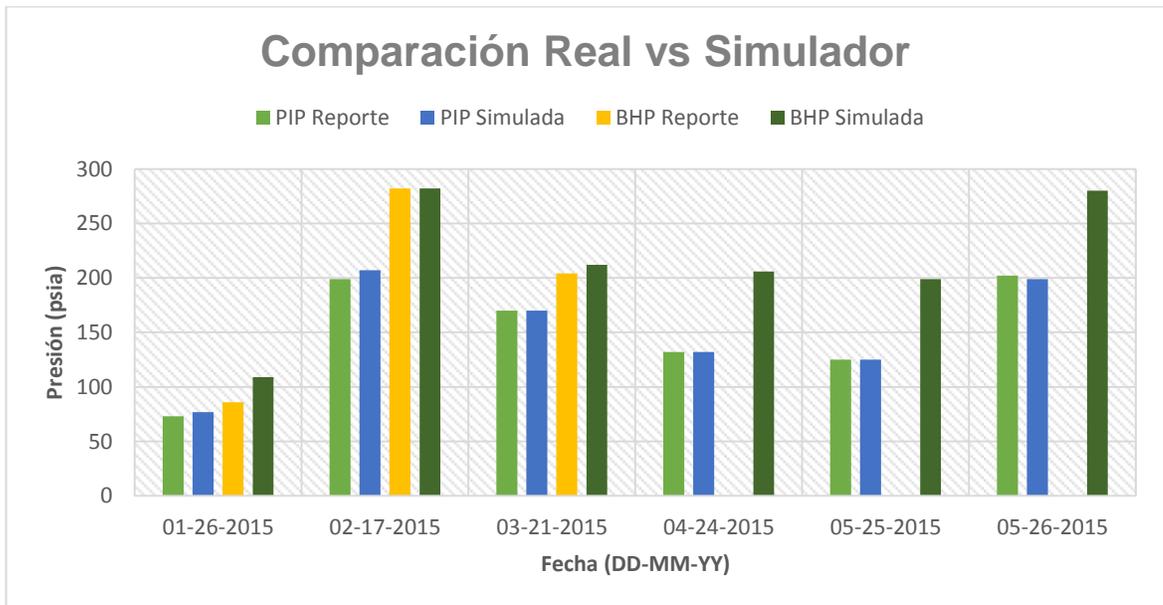
reportes para los meses de Febrero, Marzo, Abril y Mayo, obteniendo el siguiente comportamiento:

Tabla 4. Comparación de BHP y PIP calculada vs simulada

Date	(Qo)	(THP)	(CHP)	(PIP SONOLOG)	(PIP Simulated)	(BHP SONOLOG)	(BHP Simulated)
MM-DD-YY	(STB/D)	(psia)	(psia)	(psia)	(psia)	(psia)	(psia)
01-26-2015	68,7	165	54	73	76,9	86	109
02-17-2015	69,8	188	149	199	207	282	282
03-21-2015	40,3	220	92	170	170	204	212
04-24-2015	118	210	51	132	132	No hay Reg	206
05-25-2015	91,7	240	48	125	125	No hay Reg	199
05-26-2015	100,7	240	48,1	202	199	No hay Reg	280

Nota: PIP: Pump Intake Pressure

Figura 43. Comparación de BHP y PIP calculada vs simulada



Con base en esto, se puede evidenciar que los parámetros calculados se ajustan al comportamiento real del pozo e independientemente de no contar con la información referente a la presión de fondo fluyendo (BHP) para fechas posteriores al mes de Abril debido a que se dañó el sensor de fondo, se puede utilizar el software para calcularla y de ese modo obtener un valor de entrada para la segunda etapa de simulación.

5.2.2 Cálculo de las condiciones de fondo Después de corroborar y ajustar el modelo, se llevó a cabo el cálculo de la presión de fondo fluyendo, presión de entrada a la bomba y producción de gas de anular para todos los días del mes de Junio, para esto se utilizaron los datos obtenidos de registros acústicos luego de implementar el procedimiento en el pozo. Se pudo observar que después de realizada la operación de llenado del espacio anular, se estabilizó la presión de anular (CHP) mejorando el balance de presiones a través del sistema de producción y por ende la productividad del pozo (Tabla 6).

Después de analizar cada una de las variables de producción, se encontró que para los días entre el 8 de Junio y el 21 de Junio, el pozo presentaba un comportamiento estable. Por medio de esto, se puede asumir un comportamiento promedio del pozo durante todo el mes. (Tabla 5).

Tabla 5. Condiciones promedio del pozo durante el mes de Junio

Date	(Qo)	(Qw)	(Qg)	(THP)	(CHP)	PIP SONOLOG
MM-DD-YY	(STB/D)	(STB/D)	(MSCF/D)	(psia)	(psia)	(psia)
June	150	3	10,75	227,5	200	481,1

Date	PIP Simulated	BHP Sonolog	BHP Simulated	Annular Gas Flow	Liquid Level	Liquid Above the Pump	Pump Frequency
MM-DD-YY	(psia)	(psia)	(psia)	(MSCF/D)	(ft)	(ft)	(Hz)
June	481,4	-	565,7	1	3355	687	51

5.2.3 Sensibilización de la presión de anular Teniendo las condiciones estabilizados del pozo CIRA-M durante el mes de Junio, se procede a sensibilizar la presión de anular (CHP), con el fin de estudiar el impacto sobre las condiciones de fondo, siendo esto un parámetro determinante al momento de desarrollar el análisis nodal en el sistema de producción.

Una de las consideraciones durante la sensibilización, es de asumir un comportamiento constante del nivel de líquido sobre la bomba en el espacio anular, ya que este es una variable de entrada al software y no se puede analizar su variación con respecto a cambios en superficie.

Finalmente, las condiciones de entrada para llevar a cabo la segunda etapa del modelamiento del pozo se muestran en la tabla 7.

5.3 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE CABEZA (THP)

Una de las condiciones más importante que debemos tener en cuenta a la hora de seleccionar el rango de presión de anular óptima (CHP), es la presión de cabeza de pozo (THP). Para determinarla, fue necesario realizar un modelo de pozo en el software PIPESIM y posteriormente generar el análisis nodal. La información necesaria para llevar a cabo este modelo, fue la misma utilizada en el software AWP 2000.

Tabla 6. Determinación de PIP & BHP después del Procedimiento (Junio)

Date	Qo (STB/D)	Qw (STB/D)	Qg (MSCF/D)	THP (psia)	CHP (psia)	PIP SONOLOG (psia)	PIP Simulated (psia)	BHP SONOLOG (psia)	BHP Simulated (psia)	Annular Gas Flow (MSCF/D)	Liquid Level (ft)	Liquid Above the Pump (ft)	Pump Frequency (Hz)
DD-MM-AA													
30/06/2015	150	3	21	240	120,5	298	292,4	-	371,9	5	3614	429	51
30/06/2015	150	3	19	230	158,2	340	336	-	415,1	5	3608	435	51
29/06/2015	150	3	7	235	48,7	207	207,3	-	288,2	3	3650	393	51
29/06/2015	150	3	13	240	66,4	207	207,1	-	289,1	2	3700	343	51
26/06/2015	150	3	2	220	188	558	554,9	-	639,4	1	3122	921	51
21/06/2015	150	3	12	240	202	482	481,8	-	565,9	1	3363	680	51
19/06/2015	150	3	9	230	200,6	494	493,9	-	578,4	1	3327	716	51
17/06/2015	150	3	13	230	190,6	470	470,2	-	554,4	1	3360	683	51
15/06/2015	150	3	8	220	196,3	493	493	-	577,6	1	3317	726	51
13/06/2015	150	3	13	230	202,9	475	475,9	-	559,9	1	3383	660	51
11/06/2015	150	3	10	230	202,5	484	483,9	-	568	1	3357	686	51
09/06/2015	150	3	9	220	190,4	484	483,6	-	567,9	1	3323	720	51
08/06/2015	150	3	12	220	207,1	467	469,6	-	553,8	1	3415	628	51
07/06/2015	150	3	7	220	193,7	496	495,6	-	580	1	3301	742	51
06/06/2015	150	3	10	228	220,7	498	498,3	-	582	1	3371	672	51
05/06/2015	150	3	8	225	216,4	507	507,4	-	591,4	1	3335	708	51
04/06/2015	150	3	8	230	209,2	496	496,3	-	580,2	1	3342	701	51
03/06/2015	150	3	9	215	197,2	480	479,9	-	563,7	1	3351	692	51
02/06/2015	150	3	8	205	167,3	483	482,5	-	567	1	3257	786	51
01/06/2015	150	3	8	140	127,2	471	469	-	554,1	0	3175	868	51

#H

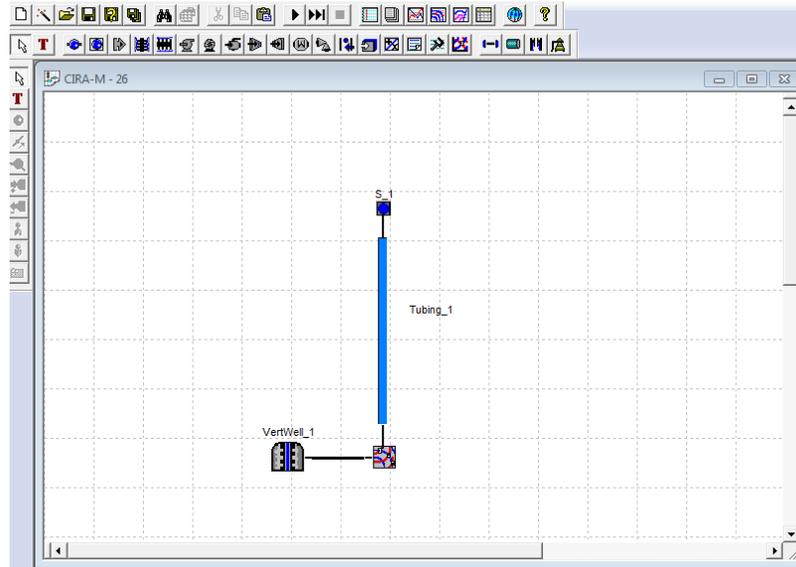
Tabla 7. Sensibilización de la presión de anular (CHP)

(CHP)	PIP Simulated	BHP Simulated	Annular Gas Flow	Liquid Level	Liquid Above the Pump	Pump Frequency
(psia)	(psia)	(psia)	(MSCF/D)	(ft)	(ft)	(Hz)
100	351	430	5	3355	687	51
120	373	450	5	3355	687	51
130	387	466	4	3355	687	51
140	408	490	3	3355	687	51
150	420	501	2	3355	687	51
170	441	523	3	3355	687	51
190	471	556	1	3355	687	51
200	483	568	1	3355	687	51
210	492	576	1	3355	687	51
220	503	586	1	3355	687	51
230	514	598	1	3355	687	51

5.3.1 Construcción del modelo Para desarrollar exitosamente la segunda fase del proyecto de optimización, se construyó un modelo Single Branch del pozo CIRA-M (Figura 44), esto facilita el análisis de cada uno de los componentes del sistema de producción, de tal manera que es posible proponer cambios, estrategias y recomendaciones para mejorar la recuperación de los fluidos del yacimiento.

5.3.2 Ajuste de las propiedades PVT El primer paso para desarrollar el modelo Single Branch, es ajustar el PVT del fluido. Para ello se solicita el reporte final de PVT del pozo y se busca la información requerida por el software (Figura 45).

Figura 44. Modelo Single Branch – Pozo CIRA-M



Fuente: Tomado de Software Pipesim

Figura 45. Ajuste de las propiedades PVT

DEFAULT - Black Oil Properties

Black Oil Properties | Viscosity Data | Advanced Calibration Data | Contaminants | Thermal Data

NO Calibration Single Point Calibration Multi Point Calibration

Oil FVF Temperature 119 F

	Pressure	Solution Gas	Oil FVF	Oil Viscosity	Gas Z Factor	Gas Viscosity
	psia	scf/STB		cP		cP
1	14.7	0		9.646		
2	100	96	1,07	6,037	0,965	0,0109
3	300	162	1,089	5,218	0,947	0,0118
4	500	218	1,108	4,777	0,928	0,0123
	1516	424	1,179	3,661		
1	1700		1,178	3,719		
2						
3						
4						
5						

Correlation: Lasater | Standing | Beggs & Ri | Standing | Lee et Al

1) Flash data should be entered in this table, not differential vaporization
 2) Tables of fluid properties must be entered for a single temperature
 3) For fluid properties where no data is entered the fluid's behaviour will rely solely on the selected correlation

Generate Tables Plot Calibration Data Points Only Plot PVT Data (Laboratory Conditions GOR = GSAT)... Plot PVT Data (Reservoir Conditions)...

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Tomado de Software Pipesim

5.3.3 Selección del modelo IPR Las condiciones de yacimiento se pueden obtener también en el reporte final del PVT del fluido. Por otra parte, el método de cálculo de la productividad del pozo utilizado es el modelo de Vogel, ya que es ideal para representar un yacimiento de un aceite negro cercano a su presión de burbuja.

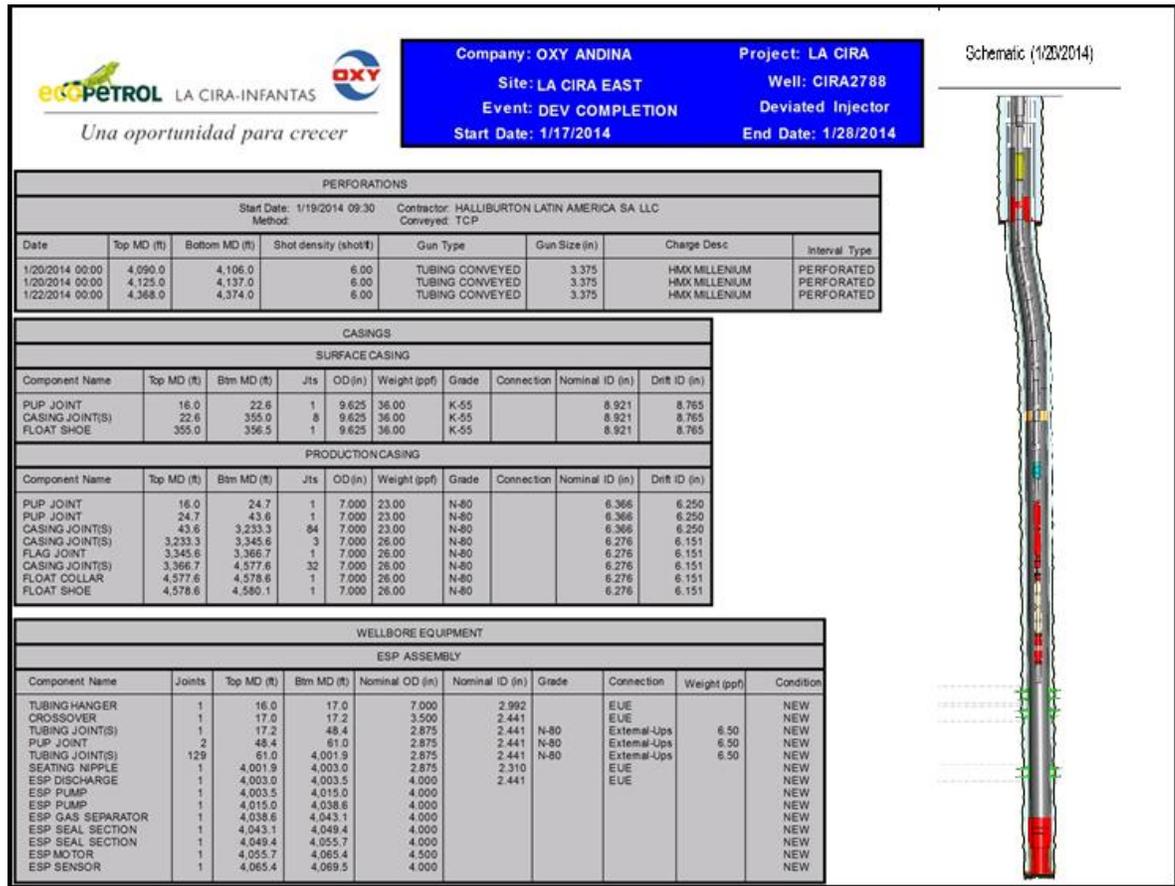
Figura 46. Selección del modelo IPR

The screenshot displays the 'Vertical Completion - VertWell_1' window with the 'Fluid Model' tab active. The 'IPR Model' section is selected, showing 'Vogel's Equation' as the model type. The 'Reservoir Data' section shows 'Static Pressure' at 1700 psia and 'Temperature' at 120 F. The 'Calculate Absolute Open Hole Potential' section shows 'Vogel Coefficient' at 0.8, 'Q' at 153 STB/d, 'Pwf' at 565.1 psia, and 'Pws' at 1700 psia. A 'Calculate AOFPP' button is visible below the input fields.

Fuente: Tomado de Software Pipesim

5.3.4 Estado mecánico Para la construcción del estado mecánico en el software, es necesario contar con el reporte direccional que especifica detalladamente la trayectoria del pozo. Adicionalmente, se debe contar con el reporte del estado mecánico detallado con todas las características de la tubería de revestimiento y producción.

Figura 47. Estado mecánico pozo CIRA-M



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia

5.3.5 Sistema de levantamiento (ALS) Una de las variables más importantes a la hora de evaluar la productividad del yacimiento es el sistema de levantamiento artificial. En el caso de interés, el pozo se encuentra completado con dos bombas electrosumergibles FLEX10SD configuradas en serie. La primera consta de 119 etapas, mientras que la segunda cuenta con 55 etapas, siendo esto un equivalente a un sistema con un total de 174 etapas en serie.

El programa de desplazamiento del equipo especifica las curvas de rendimiento para un equipo 174FLEX10SD. Sin embargo, esta bomba no se encuentra en la base de datos del software PIPESIM ya que se encuentra protegida por patente,

por lo que se hace necesario diseñar y seleccionar un equipo que cumpla con las mismas características (Figura 48).

Figura 48. Selección de la ESP

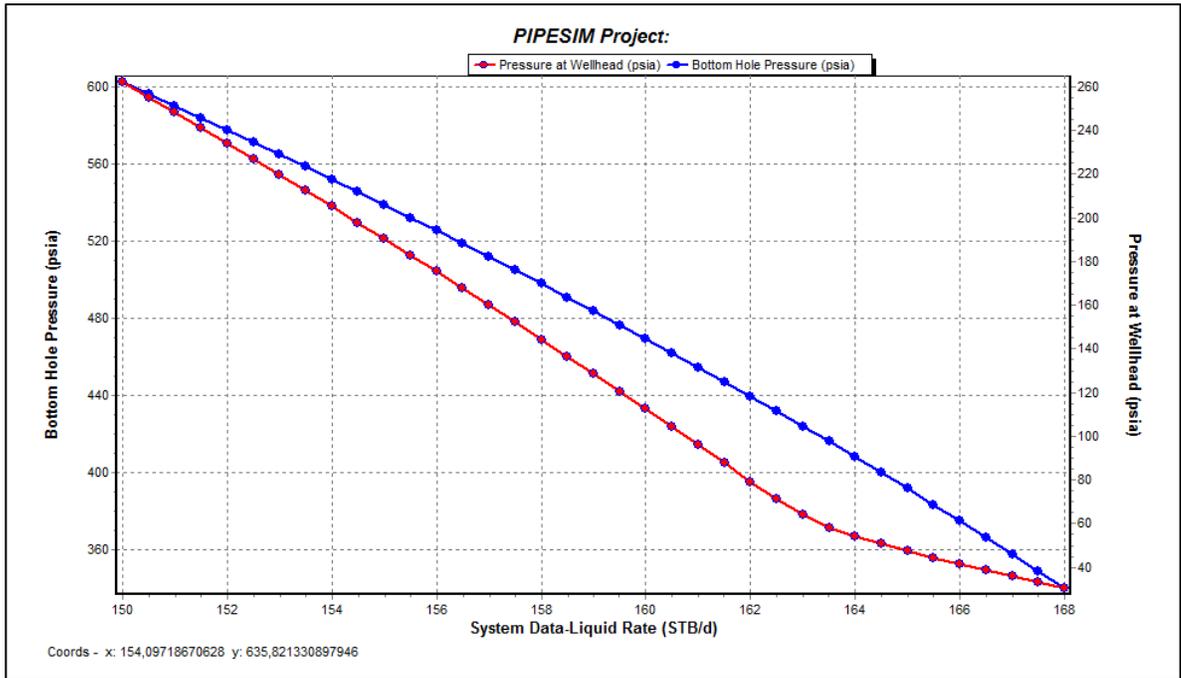
	Manufacturer	Model	Diameter (inches)	Qmin (bbl/d)	Qmax (bbl/d)	Eff. at Design Condition (%)
1	WoodGroup	TD150	4,00	68,00	238,00	34,13
2	Reda	DN280	4,00	85,00	425,00	33,19
3	Centrilift	B11W	4,00	153,00	425,00	30,13
4	Reda	DN440	4,00	85,00	467,50	28,68
5	Ramco_Alnas	S450	3,62	156,06	463,42	27,03
6	ODI	R2	4,00	127,50	297,50	25,75
7						
8						
9						
10						

Fuente: Tomado de Software Pipesim

Teniendo en cuenta la configuración del completamiento, condiciones de operación del pozo y caudales de líquido producido durante los últimos meses, se selecciona una bomba electrosumergible REDA DN240 equipada con 174 etapas y operando con una frecuencia de 51,4 Hz.

5.3.6 Análisis de sensibilidad Después de ingresar toda la información al software PIPESIM, se debe generar una sensibilización del caudal de líquido producido con el fin de encontrar las condiciones de fondo y cabeza que representen el comportamiento del pozo.

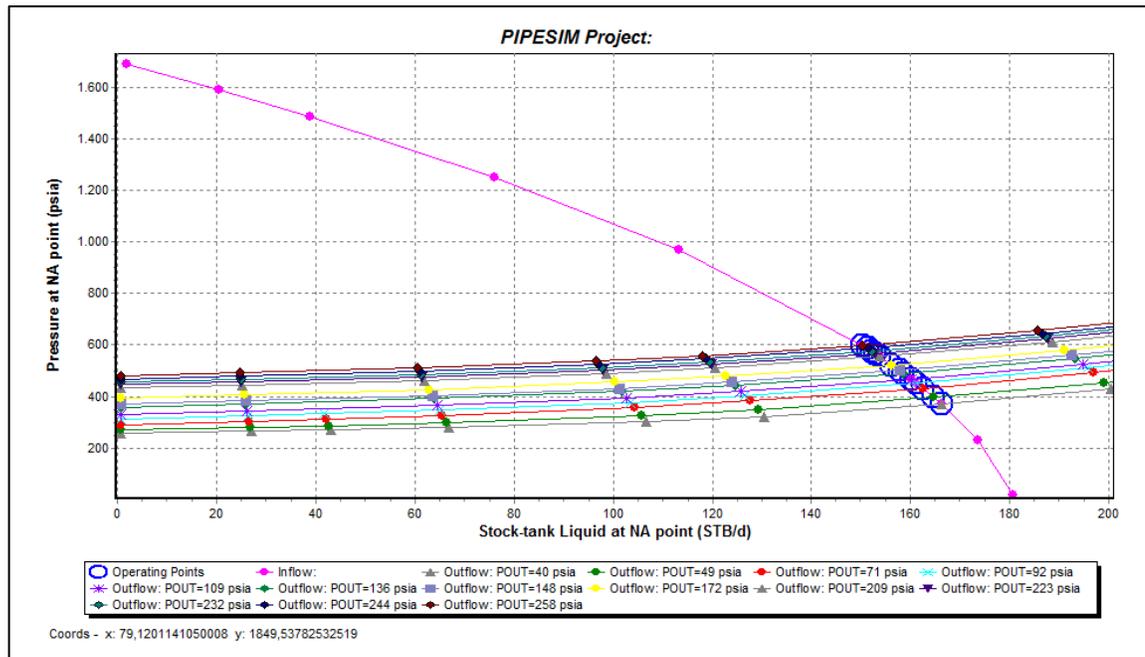
Figura 49. Determinación de la THP y BHP



Fuente: Tomado de Software Pipesim

5.3.7 Análisis nodal Finalmente, teniendo la información del comportamiento del pozo, se desarrolla el análisis nodal a través de todo el sistema de producción. Esto con el fin de evaluar los caudales producidos a diferentes presiones de anular y su efecto sobre las presiones de cabeza (THP), entrada a la bomba (PIP) y fondo de pozo (BHP). El análisis nodal del estudio técnico al pozo CIRA-M se muestra en la Figura 50.

Figura 50. Análisis nodal con sensibilización de la presión de anular



Fuente: Tomado de Software Pipesim

Los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad y del análisis nodal son presentados en el siguiente capítulo.

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1 RESULTADOS OBTENIDOS EN EL POZO PILOTO

Luego de aplicar el procedimiento propuesto en el pozo CIRA-M, mediante el uso del software de monitoreo y control LOWIS se hizo un seguimiento a las variables de presión de tubería (THP) y presión de anular (CHP).

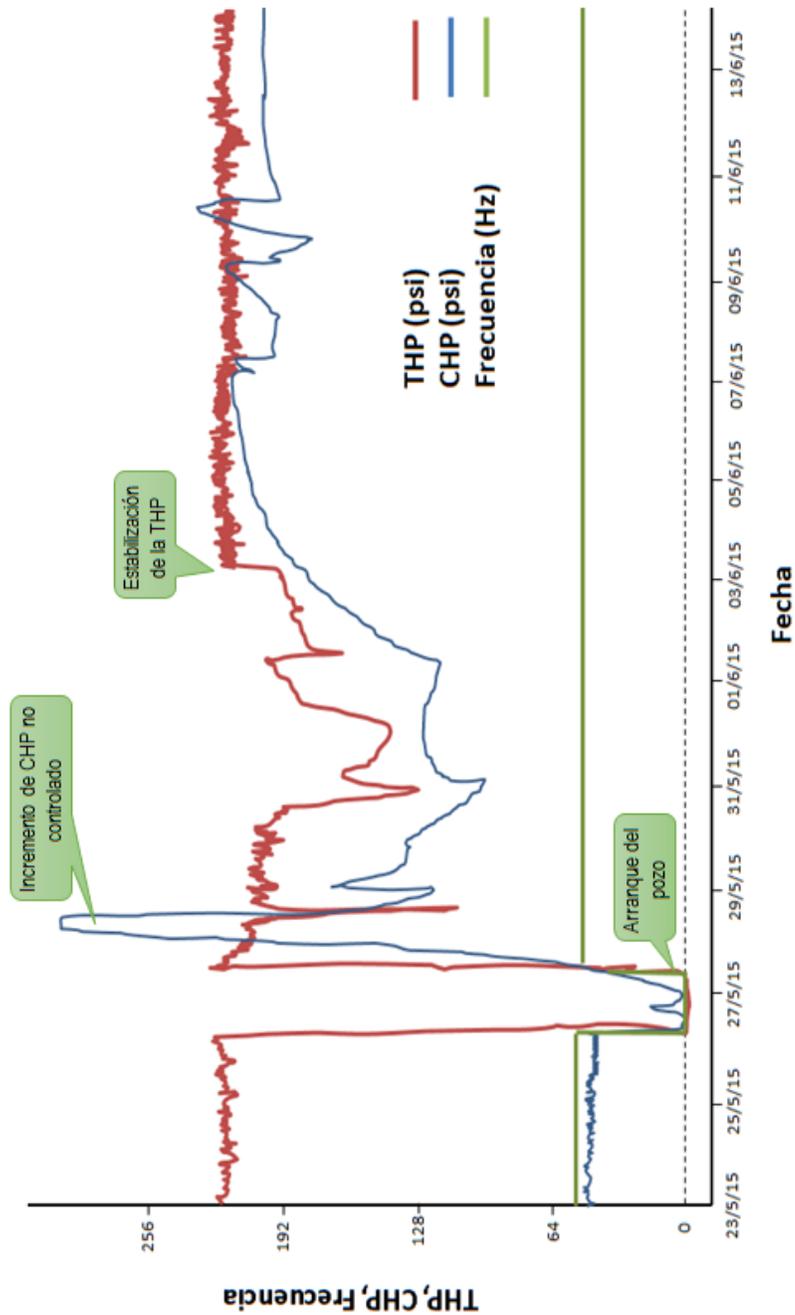
Debido a que durante las horas de la noche no había personal en campo que pudiera manipular la válvula instalada, la presión de anular aumentó considerablemente llegando a valores por encima de los 300 psi, este aumento se vio reflejado en la presión de tubería, la cual empezó a caer drásticamente desde 225 psi hasta llegar a aproximadamente 115 psi, indicando un bloqueo de la bomba. Luego de abrir la válvula y permitir que la presión de anular disminuyera a un valor de aproximadamente 120 psi se observa una recuperación en el valor de presión de tubería, que alcanza un valor de 210 psi.

En la Figura 51 se observa que la presión de tubería oscila entre 190 y 210 psi entre el 29 y 31 de mayo, lo cual indica que el fluido no tiene la suficiente presión para entrar al múltiple de producción que tiene una presión de 220 psi, por lo tanto se procede a variar la presión de anular para encontrar el valor en el cual se establezca la presión de tubería en un valor superior a los 220 psi.

Se encontró que después de que la presión de anular alcanzara un valor de 180 psi y sin modificar el valor de frecuencia la presión en la tubería aumentó a 225 psi y estabilizó en este valor con oscilaciones muy pequeñas, es decir que sin modificar ninguna otra variable, solo la presión de anular, la presión del fluido en cabeza aumentó, lo cual apoya la hipótesis de que es necesario mantener una

presión en fondo determinada para evitar que haya una liberación de gas excesiva y de esta manera la formación aporte sin impedimento el fluido hacia el pozo.

Figura 51. Comportamiento de la THP y CHP del pozo CIRA-M después de implementar el procedimiento propuesto.



Fuente: Occidental de Colombia

Basados en lo anterior se estableció que el rango óptimo de operación de la presión de anular para el pozo CIRA-M es entre 175 y 210 psi.

Una variable que es importante mencionar y que presentó una notable mejoría es la sumergencia efectiva del pozo, lo que implica un aumento en la presión de fondo fluyente, de igual forma el porcentaje de columna líquida en el espacio anular también se incrementó lo cual evidencia que efectivamente hay una menor liberación de gas. En la tabla 8 se muestran los valores de sumergencia y porcentaje de columna líquida en los meses anteriores a la implementación del procedimiento, es decir, mientras la formación se encontraba bloqueada por la alta liberación de gas. Estos datos se tomaron mediante registros acústicos con un equipo echometer.

Tabla 8. Sumergencia efectiva y porcentaje de columna líquida antes de implementar el procedimiento.

Fecha	FLAP (pies)	% C. líquida	CHP (psi)
26/05/2015	383	67	48,1
22/05/2015	185	28	47,6
21/05/2015	220	29	45,2
15/05/2015	221	28	47,5
24/04/2015	194	27	51,2
21/03/2015	178	28	92
17/02/2015	79	100	150,7
13/02/2015	0	90	151,9
03/02/2015	0	100	153,9
25/01/2015	0	25	64,1
20/11/2014	3	24	73,5
14/11/2014	0	23	80,4

Fuente: Occidental de Colombia

El valor de sumergencia efectiva promedio luego de la implementación del procedimiento en el pozo CIRA-M es de 724 pies, hubo un aumento de 550 pies

con respecto a la sumergencia promedio desde el mes de noviembre hasta mayo (173 pies).

En la tabla 9 se relacionan los datos de sumergencia y porcentaje de columna líquida, en donde se evidencia la mejoría después de la prueba, anexo se presentan los datos de presión a la entrada de la bomba (PIP) y la presión de fondo fluyente (P_{wf})

Tabla 9. Valores de sumergencia y porcentaje de columna líquida después de la implementación de la prueba.

Fecha	FLAP (ft)	% C. líquida	CHP (psi)	PIP (psi)	P_{wf} (psi)
01/06/2015	868	83	127	455	527
02/06/2015	786	84	167	464	536
03/06/2015	692	82	193	455	526
04/06/2015	701	84	205	470	541
05/06/2015	708	84	216	484	555
06/06/2015	671	81	221	475	546
07/06/2015	742	85	194	474	546
08/06/2015	628	78	207	444	516
09/06/2015	720	83	190	462	534
11/06/2015	686	81	202	461	533
13/06/2015	660	77	203	452	524
15/06/2015	726	84	196	470	542
17/06/2015	683	77	191	449	521
19/06/2015	716	82	200	471	542
21/06/2015	680	79	202	459	531
26/06/2015	921	98	188	536	608

Fuente: Occidental de Colombia

Como resultado se obtuvo que la producción del pozo fue de 150 BFPD con un corte de agua del 2%, luego de que el pozo se midiera por 24 horas con el medidor multifásico, es decir, hubo un incremento de producción de 50 BFPD con respecto a la última medida (antes de aplicar el procedimiento),

desafortunadamente y por cuestiones de disponibilidad de medidores en el campo, solo se pudo tomar una medida de producción.

6.2 RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE LA SIMULACIÓN CON EL SOFTWARE PIPESIM

Los datos que se presentan a continuación son el resultado del procedimiento descrito en el capítulo 5, en ellos se ve reflejado el comportamiento de diferentes variables ante la sensibilización de los valores de presión de anular.

6.2.1 Determinación del rango óptimo de operación del pozo En la tabla 10 se presentan los datos obtenidos para las diferentes variables de producción luego de variar el valor de presión de anular (CHP) entre 100 y 230 psi, tomando como base el comportamiento mostrado durante el mes de junio, luego de que se implementara el procedimiento en el pozo.

Para determinar el rango óptimo de operación es importante tener en cuenta como se mencionaba anteriormente que el múltiple de producción al que llega el fluido del pozo tiene una presión de entrada de 220 psi y por lo tanto la presión en cabeza es la variable que permite establecer cuál es el rango de presión de anular que permite la entrada de fluido al múltiple.

Los datos resaltados en la tabla 10 corresponden al rango de presión de anular óptima, es decir entre 200 y 220 psi, ya que permite que la presión en cabeza alcance valores entre 223 y 244 psi, suficiente para entrar al múltiple de producción. De estos tres valores el valor ideal según lo arrojado en la simulación sería 200 psi ya que aunque la diferencia es muy pequeña hay mayor producción de aceite en este valor (149,7 BOPD).

Tabla 10. Condiciones de óptimas de operación del pozo CIRA-M

CHP	THP	PIP simulada	Pwf Simulada	Q Líquido	Q aceite	Q agua	Q gas	Flujo gas anular
(psia)	(psia)	(psia)	(psia)	(STB/D)	(STB/D)	(STB/D)	(MSCF/D)	(MSCF/D)
100	71	351	430	162,5	159,3	3,3	12,7	5
120	92	373	450	161,2	158,0	3,2	12,6	5
130	109	387	466	160,2	157,0	3,2	12,6	4
140	136	408	490	158,6	155,4	3,2	12,4	3
150	148	420	501	157,8	154,6	3,2	12,4	2
170	172	441	523	156,2	153,1	3,1	12,2	3
190	209	471	556	153,7	150,7	3,1	12,1	1
200	223	483	568	152,8	149,7	3,1	12,0	1
210	232	492	576	152,2	149,1	3,0	11,9	1
220	244	503	586	151,3	148,3	3,0	11,9	1
230	258	514	598	150,3	147,3	3,0	11,8	1

6.2.2 Comportamiento de variables En esta sección se presentará mediante graficas cual es el impacto que tiene la variación de la presión de anular sobre variables de producción como: THP, caudal de aceite (Qo), PIP, P_{wf} y caudal de gas (Qg). Figuras 52, 53, 54 y 55 respectivamente.

Figura 52. Rangos de CHP vs THP

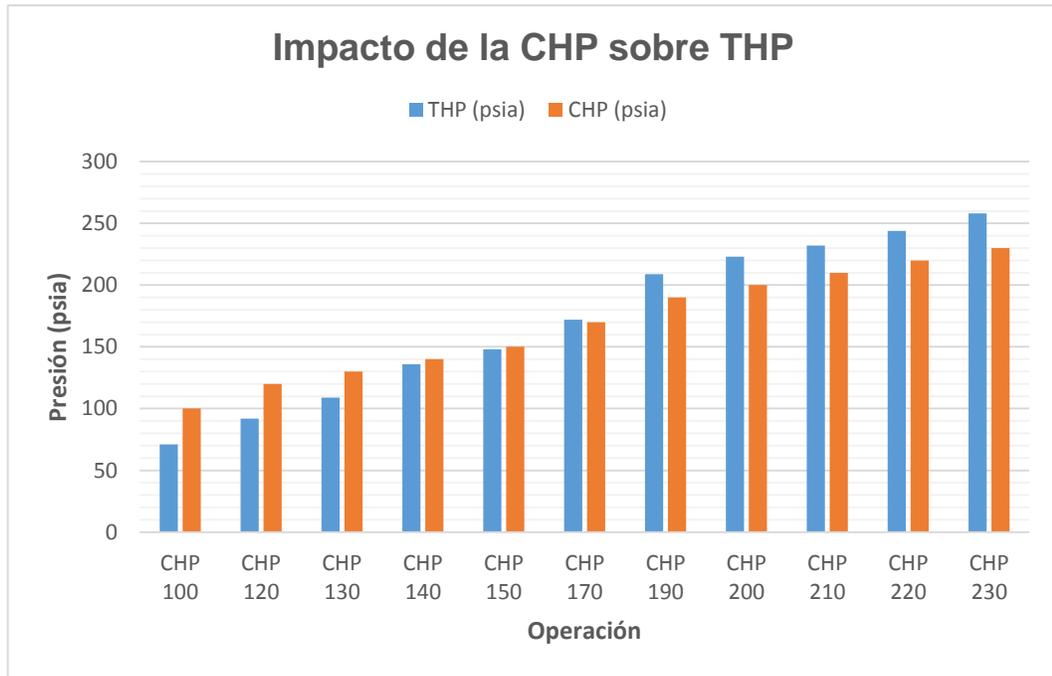


Figura 53. Rangos de CHP vs Producción de aceite

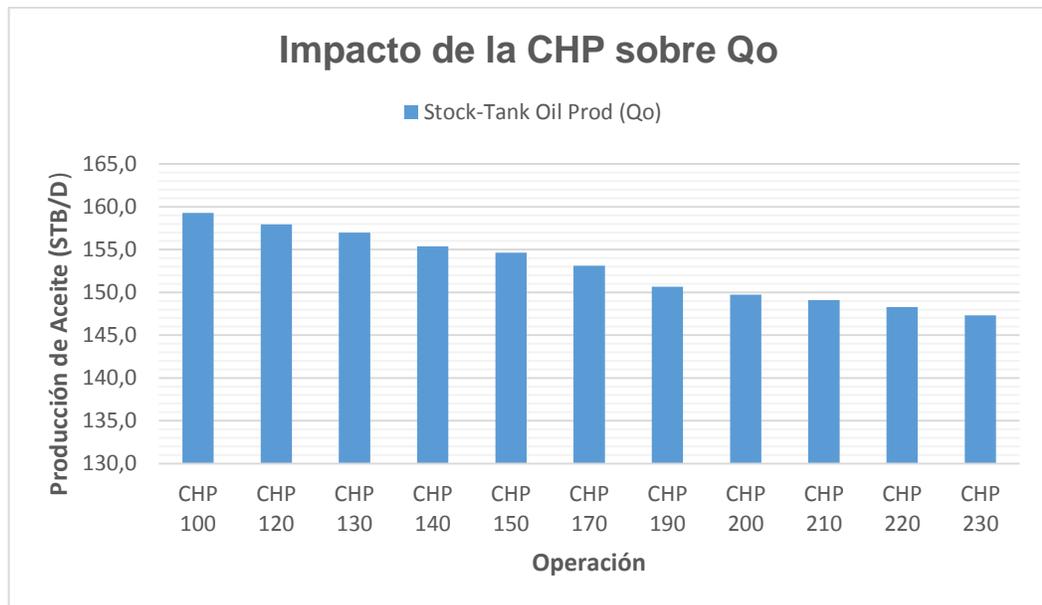


Figura 54. Rangos de CHP vs BHP & PIP

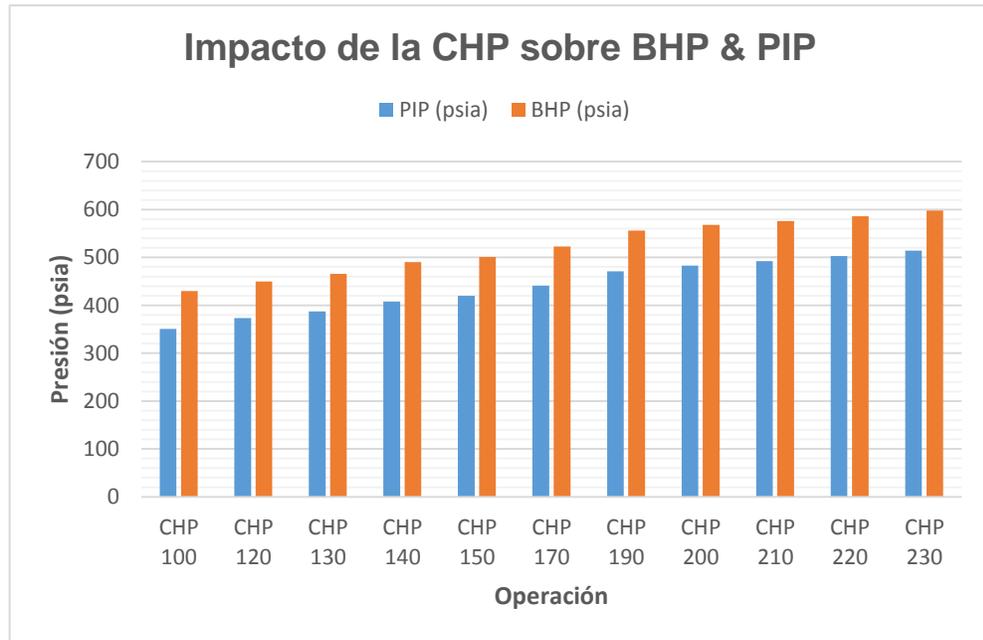
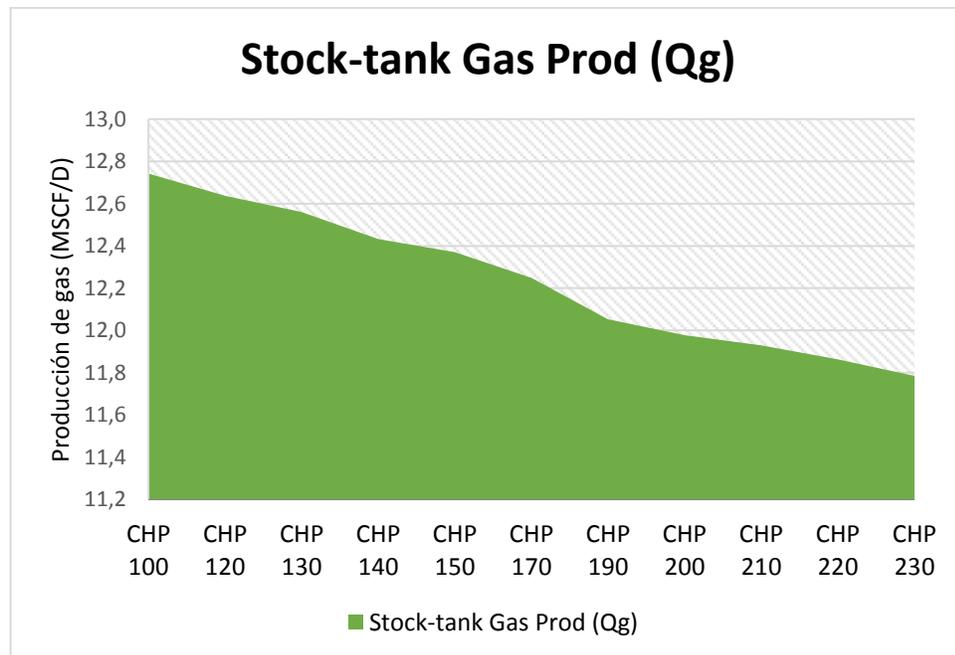


Figura 55. Rangos de CHP vs Producción de gas por tubería



6.3 COMPARACIÓN Y ANÁLISIS

Los resultados obtenidos en ambos procedimientos (práctico y teórico) muestran que efectivamente controlando la presión de anular se puede evitar el bloqueo por gas y que además existe un rango óptimo de esta presión en el cual la presión en cabeza del pozo es la requerida para que el fluido pueda ingresar al múltiple de producción. En el procedimiento practico se obtuvo que el rango de presión de anular es entre 175 y 210 psi mientras que en la simulación se obtuvo que el rango es entre 200 y 220 psi, como se puede observar son valores muy cercanos que confirman y validan los resultados obtenidos en el pozo.

Es importante aclarar que el modelo planteado para la simulación cuenta con algunas desventajas, donde se destaca el hecho de que no fue posible simular el cambio de la sumergencia del pozo a medida que se variaba la CHP, por lo que se trabajó con el valor promedio del mes de junio. En la práctica dicho valor de sumergencia es bastante sensible a los cambios de presión en el anular, se evidenció que cuando esta alcanzaba valores por encima de los 250 psi el valor de sumergencia disminuía en gran medida llegando incluso a ser cero en casos extremos.

En cuanto a la producción de líquido vemos que el modelo planteado representa bastante bien las condiciones del pozo, los resultados del análisis nodal muestran que la producción del pozo para el rango óptimo de presión esta entre 150 y 155 BFPD y la producción real obtenida tras 24 horas de medición fue de 150 BFPD.

Estos resultados nos permiten afirmar que si bien es cierto que la simulación cuenta con falencias al no poder recrear todos los fenómenos que ocurren en el pozo, si se cuenta con la información necesaria para ajustar el modelo de la forma más real posible, los datos obtenidos pueden ser utilizados para tomar decisiones

y establecer criterios operaciones que como en este caso puedan evitar pérdidas de producción ocasionadas por la alta liberación de gas.

7. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Partiendo de los resultados obtenidos en el pozo piloto, es necesario evaluar si existen otros pozos que presenten características similares para tratar de optimizar su producción o en su defecto evitar que se presenten pérdidas debido a malas prácticas operacionales. En este capítulo se expondrá cual es el potencial de aplicación de la metodología desarrollada, cuales son los parámetros de selección y las características de los pozos seleccionados.

7.1 POTENCIAL DE APLICACIÓN

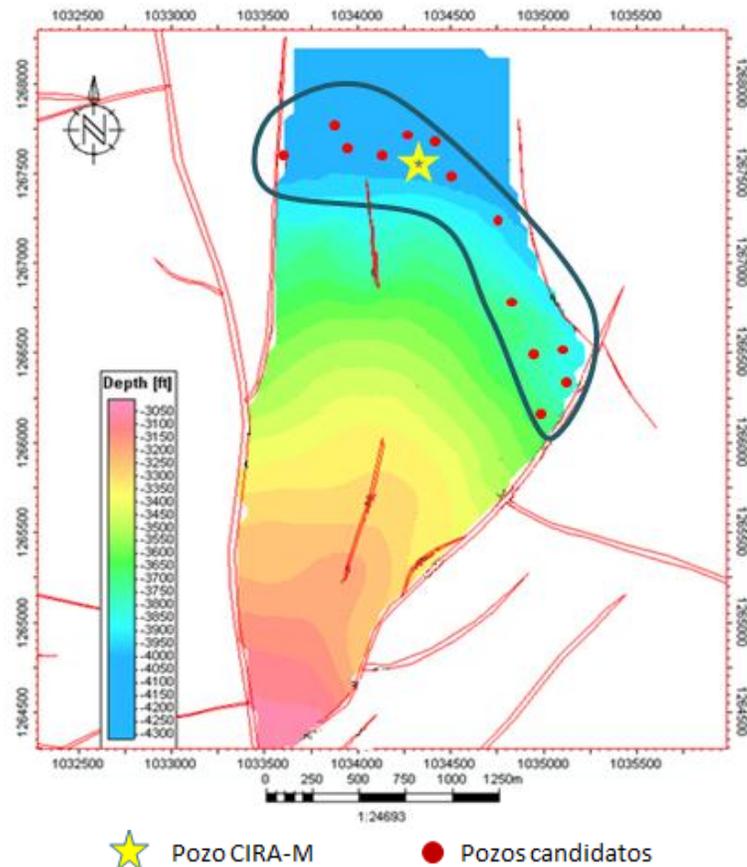
Teniendo en cuenta que la principal causa del bloqueo por gas en la cara de la formación son las características del fluido, es decir, que tan alto es su punto de burbuja o su capacidad de liberar gas, los pozos que se estudiaron fueron seleccionados de la misma área en la cual se encuentra el pozo CIRA-M, esta se encuentra ubicada al noreste del campo y es denominada CIRA ESTE.

Del total de pozos perforados en esta área, se tomó como potencial de aplicación aquellos pozos que fueron abiertos en las unidades de C4 y D, las mismas del pozo piloto, ya que estas arenas cuentan con altas presiones originales de alrededor de 1500 y 1600 psi, puesto que son relativamente nuevas y aun no cuentan con soporte de inyección de agua, lo que hace que el corte de agua sea bajo, es decir, un aumento en la producción en estos pozos generara mayor ganancia comparados con los del resto del campo que manejan cortes de agua superior en muchos casos al 80%.

Las arenas de la zona D cuentan con unas reservas estimadas en 600 mil barriles de aceite recuperables, solo para uno de sus intervalos, distribuidas en un área de 464 acres y con un espesor de 15 pies, están a una profundidad entre los 3700 y 4000 pies y el resto de sus intervalos aún no han sido caracterizados pero se cree que tienen un gran potencial.

Existen 13 pozos abiertos en estas zonas que pueden ser pozos potenciales para aplicar el procedimiento propuesto en este proyecto, se encuentran distribuidos como se muestra en la figura 56 y están completados con diferentes sistemas de levantamiento, en su mayoría bombeo mecánico. La estrella representa la ubicación del pozo CIRA-M

Figura 56. Ubicación de pozos candidatos en el área de CIRA ESTE



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia

El primer paso para determinar si podrían ser candidatos es revisar y analizar si cumplen con las características necesarias basados en el comportamiento histórico de las variables de producción de cada uno, y posteriormente verificar que dicho comportamiento pueda ser debido al bloqueo por gas y no a causas diferentes como por ejemplo, el mal funcionamiento de los equipos instalados.

7.2 PARÁMETROS DE SELECCIÓN

Los pozos que sean seleccionados deben cumplir con ciertas características que evidencien que efectivamente el pozo puede estar presentando bloqueo por gas en la cara de la formación, para esto se establecieron unos parámetros de selección los cuales se listan a continuación:

- *Caídas de producción:* ya que el efecto principal que tiene el bloqueo por gas es la disminución de la productividad de la formación debido al cambio en la permeabilidad relativa del aceite, es importante verificar como ha sido el comportamiento de la producción e identificar como están relacionadas estas pérdidas con las diferentes variables operacionales.
- *Evidencia de alta producción de gas:* si se cuenta con los datos de producción de gas por tubería y del flujo de gas por la red de anulares, se debe observar en qué momento se presentaron los valores más altos, cuáles fueron las posibles causas y si hubo alguna consecuencia evidente producto de este incremento en la liberación de gas.
- *Variaciones de la presión de anular:* esta variable es muy importante ya que en el campo cuando los pozos son puestos en producción por primera vez generalmente no cuentan con la línea de recolección de gas de anulares, es decir, manejan altas presiones de anular los primeros meses de producción y

luego cuando se realiza la conexión esta presión cae notablemente, en pozos normales esto es beneficioso porque permite un aumento en la sumergencia efectiva, pero si el fluido tiene un punto de burbuja alto y al disminuir la presión de fondo se genera una alta liberación de gas se pueden dar las condiciones para el bloqueo por gas. Por lo tanto es necesario revisar si es posible, el comportamiento que presentaron los pozos cuando se realizó dicha instalación y ante cualquier variación importante en el valor de presión de anular.

- *Presiones de fondo fluyente bajas:* como únicamente los pozos completados con bombeo Electrosumergible en el campo poseen sensor de presión a la entrada de la bomba, es necesario para los otros sistemas recurrir a los valores de sumergencia efectiva para determinar cómo ha sido el comportamiento de la presión de fondo fluyente teniendo en cuenta los datos de presión de anular e identificar que ocurrió cuando se tuvieron los valores más bajos.

Estos parámetros que se describieron son los más importantes pero no los únicos a tener en cuenta, es necesario que se revisen variables como frecuencia, corrientes, revoluciones por minuto, torque, etc., dependiendo del tipo de sistema de levantamiento y de la información que se tenga disponible. De igual forma el análisis se debe hacer como un todo, buscando la relación entre estos parámetros y el porqué de los comportamientos que se evidencian.

7.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

De los 13 pozos potenciales abiertos en la misma zona que el pozo piloto CIRA-M, los cuales se evaluaron teniendo en cuenta los parámetros descritos anteriormente, se seleccionaron 2 pozos candidatos para la implementación de la metodología propuesta. Los otros pozos no contaban con la información necesaria

para realizar el análisis y algunos no presentaron evidencia de bloqueo por gas durante la evaluación.

A continuación se presentan las características de los pozos seleccionados:

Pozo CIRA-A: este pozo se encuentra completado con bombeo electrosumergible, se encontró que desde sus inicios el pozo trabaja con presiones de anular bajas ya que la conexión a la red de anulares se hizo durante el completamiento. Durante los primeros meses la frecuencia de la bomba se manejó entre 50 y 54 Hz y el pozo contaba con valores de sumergencia altos, por ende también tenía presiones de fondo altas, en estas condiciones el pozo contaba con una producción promedio de 600 BFPD. Luego la frecuencia de la bomba se incrementó aceleradamente hasta un valor cercano a los 59 Hz, lo que ocasionó que la sumergencia y la presión de fondo del pozo cayera a valores muy bajos, creemos que esto pudo causar el bloqueo por gas en la cara de la formación ya que la producción del pozo se redujo a 450 BFPD.

Pozo CIRA-B: Completado con bombeo mecánico, este pozo ha presentado constante interferencia por gas en la bomba desde que se realizó la conexión del pozo a la red de anulares, si bien el pozo no ha presentado pérdidas de producción considerables, paso de 100 a 85 BFPD, creemos que si se aplica la metodología planteada en este proyecto se podrían mejorar las condiciones de fondo del pozo y evitar que haya tanta liberación de gas y de esta forma lograr incrementar la producción.

8. SISTEMA DE CONTROL PROPUESTO EN EL POZO PILOTO PARA EL AJUSTE AUTOMÁTICO DE LA PRESIÓN DE ANULAR

Dentro de las limitaciones o dificultades que se presentaron durante la implementación del procedimiento propuesto, el poder realizar el ajuste de la válvula a tiempo cuando la presión de anular estaba por fuera del rango establecido fue el más recurrente y el que mayores implicaciones negativas tuvo en el desarrollo del proyecto. Si bien los datos de presión de anular pueden ser observados en tiempo real mediante el software de monitoreo LOWIS, para el ingeniero de producción es difícil estar todo el tiempo pendiente de que esta variable se mantenga en el rango óptimo, ya que debe cumplir con otras labores y pasar la mayor parte del tiempo en campo, además estos incrementos de presión se pueden dar durante la noche, cuando no hay personal en campo para ajustar la válvula.

Por lo anteriormente descrito es necesario que el ajuste de la presión de anular para contrarrestar el bloqueo por gas en la cara de la formación se haga de manera automática, es decir, utilizar una válvula automática en vez de una válvula de ajuste manual como la que se implementó en el proyecto, pero que cumplen la misma función de control de flujo.

El campo La Cira Infantas inició el proceso de automatización de los sistemas de bombeo en el año 2007 y a la fecha el 90% de los pozos se encuentran automatizados, como es el caso del pozo piloto CIRA-M. Esto facilita la tarea, ya que sería integrar la válvula automática al sistema de control y configurar los parámetros necesarios para que se dé el ajuste automático de la presión de anular y se mantenga dentro del rango establecido anteriormente. En este capítulo se

describirá cuáles son los componentes necesarios del sistema de control y como es el funcionamiento del mismo.

8.1 ELEMENTOS QUE INTEGRAN EL SISTEMA DE CONTROL

El proceso de Automatización en el campo se lleva a cabo mediante cinco pasos

- Control en sitio por el controlador de bombeo instalado.
- Transmisión de la información de los controladores a los servidores mediante sistema de comunicación.
- Proceso de la información de los controladores en los servidores de automatización.
- Monitoreo y análisis de los sistemas de bombeo en cuarto de control mediante las herramientas LOWIS e ICONICS.
- Consulta y análisis de los pozos mediante el acceso remoto a través de internet a las herramientas LOWIS e ICONICS de los usuarios autorizados.¹³

Este procedimiento aplica de forma general para todos los sistemas de levantamiento del campo y sus diferentes necesidades de automatización y monitoreo, para el caso específico de este proyecto solo se hará énfasis en los elementos necesarios para el ajuste automático de la presión de anular.

8.1.1 Transmisor de presión de anular Es un sensor análogo el cual permite detectar alta o baja presión en la línea de recolección de gas de anulares y convierte este valor de manera exacta y precisa en una señal eléctrica que es transmitida al variador de frecuencia o controlador. En el campo solo se instalan sensores de presión de anular en los pozos con sistema de levantamiento de

¹³ QUIROS GUALTEROS, Héctor Miguel. Automatización de los sistemas de levantamiento artificial en el campo La Cira-Infantas, como administración y optimización de producción. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2011

bombeo Electrosumergible y por cavidades progresivas, por lo cual el pozo piloto ya tiene este sensor instalado, para el caso de los pozos con bombeo mecánico es necesario que se haga la instalación de este transmisor si se quiere implementar el proyecto.

Figura 57. Transmisor de Presión



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia

8.1.2 Variador de frecuencia Es una unidad de control de superficie que permite que los operadores ajusten en forma remota la potencia eléctrica que se envía hacia el motor en el fondo del pozo. Este variador de velocidad es un dispositivo electrónico que sintetiza una fuente de potencia trifásica, de frecuencia y de voltaje variables, para los motores de inducción. El variador permite que el operador controle la velocidad y el desempeño del motor BES mediante el ajuste de la frecuencia, que a su vez ajusta el voltaje transmitido al motor. ¹⁴

Adicionalmente los variadores de frecuencia están equipados con tarjetas de control, son microcontroladores de alta velocidad que proporcionan salidas

¹⁴ BREMER , Chad; KOAMALA, Alex; NICHELSON, Barry; OILRE, Albert; PEARCY, Marc; SALMAS, Chris; SOLANKI, Sandeep . Tecnologías en evolución: Bombas eléctricas sumergibles. Oilfield review. Primavera de 1999.

análogas y digitales para la conexión de diferentes terminales externos. Estas tarjetas son el cerebro del variador de frecuencia ya que en ella se programan los parámetros de funcionamiento, coordinan todas las funciones y opciones del variador y toman la decisión según señales externas, como las del sensor de fondo, cuando se debe disminuir la velocidad del motor.

Figura 58. Variador de frecuencia



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia

En el campo los pozos con bombeo Electrosomergible y cavidades progresivas cuentan con estos dispositivos para el manejo de las velocidades y la mayoría de pozos con bombeo mecánico han migrado de los arrancadores a los variadores de frecuencia, adicionalmente en estos últimos pozos se instala un dispositivo conocido como controlador el cual cumple la función de recibir y procesar las señales transmitidas por los diferentes sensores para tomar una acción determinada dependiendo de la configuración previamente realizada.

8.1.3 Sistema de comunicación LCI El sistema de comunicaciones en La Cira Infantas, es un sistema vía MODBUS, la estructura de comunicaciones diseñada para cubrir las necesidades del campo está compuesta por 10 antenas repetidoras, a las cuales pueden conectarse 250 radios equivalentes a 250 pozos por torre repetidora (figura 59), a través de estas torres es transmitida la información vía inalámbrica de cada uno de los controladores de los diferentes métodos de bombeo artificial y pozos inyectores, hacia los servidores de Automatización del proyecto LCI, los cuales a su vez cuentan con aplicaciones denominadas servidores OPC que interpretan la información análoga y digital de cada variable de proceso y la suministran a clientes como en este caso a la aplicación LOWIS 5.0, usada como estándar de LCI para el análisis de producción y optimización del campo mediante el cual está disponible el monitoreo, análisis, control e historificación de variables de cada uno de los pozos automatizados, una característica importante a resaltar de los radios de comunicación instalados en cada controlador, es que son de frecuencia variable, automáticamente varían la frecuencia para evitar ser interceptados y saboteados por extraños al proyecto.

Hay una antena principal (ECO1) que recibe la información de todas las repetidoras y la envía a un servidor principal de automatización ubicado en un sitio estratégico dentro del campo. Este servidor de automatización cuenta con las aplicaciones de software denominadas servidores OPC (Matrikon for scada Lufkin para pozos con controlador SAM Well manager, Matrikon for scada CAC para pozos con controlador EPIC y Stack Universal Server para pozos PCP, ESP e Inyectores) estas aplicaciones OPC actúan como una interfase de interpretación de protocolos, el sistema actualiza automáticamente en los servidores la información de todos los controladores conectados cada 15 min, el cual será el tiempo máximo transcurrido entre la ocurrencia de una falla en campo y su detección en el cuarto de control, sin embargo a través de LOWIS, se puede traer la información de uno o de todos los controladores en cualquier momento que sea requerida¹³.

Figura 59. Antena repetidora sistema de comunicación y automatización en LCI



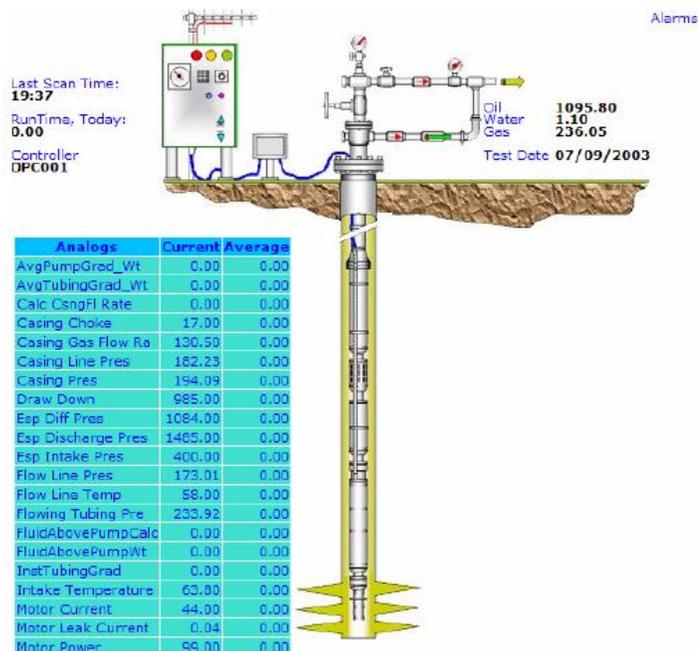
Fuente: tomado de QUIROS GUALTEROS, Héctor Miguel. Automatización de los sistemas de levantamiento artificial en el campo La Cira-Infantas, como administración y optimización de producción. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2011

8.1.4 Software de monitoreo y control LOWIS. LOWIS es una suite de herramientas de software basada en web, diseñada para mejorar la eficiencia y efectividad de los procesos de gestión de pozos. Sus herramientas cubren el ciclo de vida de las operaciones de producción de petróleo y gas e incluyen supervisión en tiempo real con alarmas, ajustes de configuración de controladores, diseño y análisis de sistemas de levantamiento artificial, tendencias, reportes y gráficos instantáneos, así como todos los aspectos de la administración de servicios de

pozo, incluyendo planificación de trabajos, finanzas, prioridades, y capacidades retrospectivas y de tarjetas de puntuación. LOWIS puede funcionar también como una interfaz de usuario para múltiples bases de datos, permitiendo un acceso más rápido a todo tipo de data de producción desde fuentes dispares.

Al combinar varias herramientas importantes de supervisión, análisis y administración en una sola aplicación, LOWIS proporciona la oportunidad de identificar y responder más rápidamente a la amplia variedad de problemas que pueden surgir en las operaciones de crudo y gas. En la figura 60 se observa la interfaz de visualización de diferentes variables en tiempo real del software.

Figura 60. Interfaz de estado actual del pozo para BES



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia

8.1.5 Válvula de control de flujo automático Una válvula es un instrumento mecánico con el cual se puede iniciar, detener o regular la circulación (paso) de líquidos o gases mediante una pieza movable que abre, cierra u obstruye en forma parcial uno o más orificios o conductos.

La válvula es uno de los instrumentos de control más esenciales en toda industria, particularmente en la de petróleo y gas. Debido a su diseño y materiales, las válvulas pueden abrir y cerrar, conectar y desconectar, regular, modular o aislar una enorme serie de líquidos y gases, desde los más simples hasta los más corrosivos o tóxicos.

La válvula de control es básicamente un orificio cuya sección (área) de paso varía continuamente con la finalidad de controlar un caudal en una forma determinada. Constituye el elemento final de control en más del 90 % de las aplicaciones industriales. En la figura 61 se ve una válvula globo con un actuador neumático de diafragma en donde se indican las diversas piezas que la constituyen¹⁵

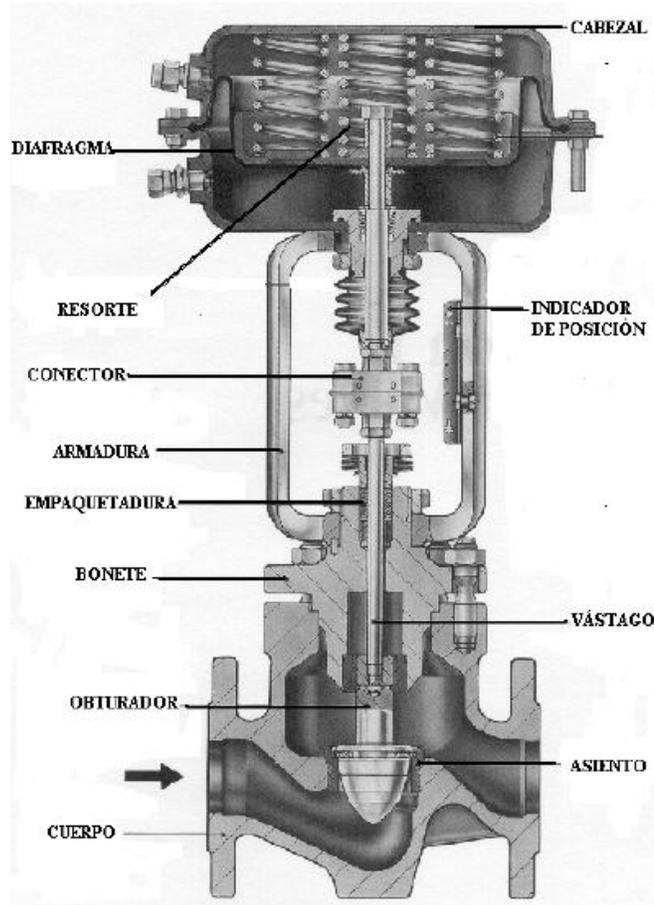
Esta válvula utiliza una señal externa que puede ser neumática o eléctrica y posteriormente transformada en una de tipo neumática que incide el cabezal.

Estos elementos los podemos considerar constituidos por dos partes:

- *Actuador*: recibe la señal de controlador y la transforma en un desplazamiento (lineal o rotacional) merced a un cambio en la presión ejercida sobre el diafragma.

¹⁵ GUERRERO MEZA, Nancy Carolina. Ingeniería e implementación de un prototipo parcial de una válvula de control de flujo. Tesis de grado. Universidad de Pamplona. Pamplona. 2006.

Figura 61. Corte de una válvula de control con sus partes



Fuente: OLLERO DE CASTRO, P. y FERNÁNDEZ CAMACHO,, E., Control e instrumentación de procesos químicos, Madrid: Síntesis, , España. 1997

- *Cuerpo:* el diafragma está ligado a un vástago o eje que hace que la sección de pasaje del fluido cambie y con ésta el caudal. El cuerpo contiene en su interior el obturador y los asientos y está provisto de rosca o de bridas para conectar la válvula a la tubería. El obturador es quien realiza la función de control de paso del fluido y puede actuar en la dirección de su propio eje (movimiento lineal) o bien tener un movimiento rotativo o rotatorio del vástago.

8.2 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA PROPUESTO

El funcionamiento del sistema de control es sencillo e integra todos los elementos anteriormente descritos para realizar el ajuste de la presión de anular de forma automática, a continuación se describe cómo se lleva a cabo este proceso, luego de que la válvula de control automático ya haya sido instalada y se haya programado en la tarjeta de control del variador el rango de presión en el cual debe mantenerse la presión de anular:

1. El transmisor de presión registra el valor de presión en la línea de recolección de gas de anular y convierte este valor en una señal eléctrica que es enviada al variador.
2. El variador recibe esta señal y mediante la tarjeta de control evalúa si el dato enviado desde el sensor está dentro del rango establecido.
3. Si el valor de presión está por encima del rango, el variador envía una orden de apertura a la válvula y si está por debajo envía una orden de cierre.
4. El actuador de la válvula recibe la señal eléctrica que indica que porcentaje se debe abrir o cerrar el obturador y ejecuta la orden.
5. Mediante el transmisor de presión se registra en todo momento el cambio en la presión para repetir de nuevo el procedimiento si es necesario.
6. Los datos registrados en el variador son enviados mediante el sistema de comunicaciones del campo para la visualización y almacenamiento de estos en LOWIS
7. El ingeniero de control con los datos en tiempo real puede tener la certeza del comportamiento del pozo y hacer modificaciones de manera remota si considera que las condiciones han cambiado.

El sistema propuesto para el pozo solo requiere la instalación de la válvula de control ya que los demás elementos hacen parte del sistema de automatización del campo, se recomienda que esta válvula sea de control electrónico para que pueda ser ajustada de manera remota y no solo desde el variador.

Este sistema evitaría de manera eficaz que la metodología desarrollada en este proyecto se viera afectada por la falta de control y podría generar mejores resultados que los que se obtuvieron utilizando el ajuste manual del pozo.

9. CONCLUSIONES

- La revisión bibliográfica permitió identificar el bloqueo por gas en la cara de la formación como un problema real que está ocurriendo en el campo La Cira Infantas y del cual no se tenía conocimiento.
- El afán de aumentar la producción de los pozos sin tener en cuenta las características del fluido y sin realizar un análisis de cuáles deben ser los parámetros óptimos de operación podrían llevar a pérdidas de producción importantes.
- El ajuste de la presión de anular demostró ser un método eficaz para controlar la presión de fondo y de esta manera evitar que se genere bloqueo por gas en la cara de la formación, además de aumentar la producción del pozo.
- El crear un modelo ajustado del pozo por medio de simulación aunque cuenta con falencias al no poder recrear todos los fenómenos que ocurren en el pozo, brinda datos que pueden ser utilizados para tomar decisiones y establecer criterios operaciones que puedan evitar pérdidas de producción ocasionadas por la alta liberación de gas.
- La evaluación de los parámetros de producción descritos en este proyecto facilitan la identificación de pozos candidatos para aplicar la metodología propuesta y sirven de pauta para establecer las condiciones óptimas de operación.

- Están dadas todas las condiciones en el campo para que la implementación de esta metodología se haga con válvulas de control de flujo automático que hacen mucho más efectivo el proceso de ajuste de presión de anular.

10. RECOMENDACIONES

- Implementar las modificaciones planteadas en el proyecto para los pozos nuevos perforados en las arenas de C inferior y D, con el fin de evitar futuras pérdidas de producción.
- Realizar un análisis previo de qué tanto varía la presión de fondo al hacer la conexión a la red de recolección de gas de anulares y qué efectos tendría en los pozos.
- Elaborar un proyecto que permita cuantificar cuál es el efecto de la liberación de gas en la cara de la formación sobre la productividad del reservorio.

BIBLIOGRAFÍA

BARRERO, Dario; PARDO, Andres; VARGAS, Carlos; MARTÍNEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basins. ANH. Colombia, 2007

BREMER , Chad; KOAMALA, Alex; NICHELSON, Barry; OILRE, Albert; PEARCY, Marc; SALMAS, Chris; SOLANKI, Sandeep . Tecnologías en evolución: Bombas eléctricas sumergibles. Oilfield review. Primavera de 1999.

CEPEDA, Felix Andres; GRIMALDOS, Franklin Aldemar. Propuesta metodológica para la selección de válvulas reguladoras de flujo en pozos inyectoros usando análisis nodal. Tesis de postgrado. UIS. Bucaramanga, 2015

CHUKWUEKE, V.O; BOUTS, M.N; DIJKUM, Van. Gas shut-off foam treatments. SPE 39650. Oklahoma, 1998

ECOPETROL. Carta Petrolera: El regreso de la Cira. Edición 108. Abril-Mayo. 2003

ECOPETROL-ICP. Evaluación integrada de yacimientos del campo la cira infantas, Valle Medio del Magdalena. División de Yacimientos GCO. Informe Técnico. 2001

ESPINOSA ORDOÑEZ, Carlos Andrés; PINTO ARIZA, Diego Arturo. Desarrollo de software para el diseño de revestimiento en pozos verticales. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2015

GHALAMBOR, Ali; LYONS, William; GUD, Boyun. Petroleum production engineering. A computer-assisted approach. Elsevier Science & Technology Books. February, 2007.

GIL HERNANDEZ, Julián Alberto; ROLON HERNANDEZ, José Rafael. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo colorado. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2009

GOLAN, Michael; WHITSON, Curtis. Well Performance. Norwegian University of Science and Technology. Prentice Hall, Inc. 1996

GUERRERO MEZA, Nancy Carolina. Ingeniería e implementación de un prototipo parcial de una válvula de control de flujo. Tesis de grado. Universidad de Pamplona. Pamplona. 2006.

HANSSEN, J.E; ROGALAND, U; HAUGUM, P. Gas blockage by nonaqueous foams. SPE 21002. Anaheim, California, 1991

INTERNATIONAL TRAINING GROUP. Bombeo electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. Monagas. Venezuela. 2004.

LLAMOSA, Oscar Eduardo. Análisis de la continuidad lateral de la sub-unidades reservorio de la Formación Esmeraldas (Zona D) en un sector del Campo La Cira Infantas, Cuenca Valle Medio del Magdalena. Tesis de grado. UIS. Bucaramanga, 2010.

NIND, T.E.W. Producción y mantenimiento de pozos petroleros. Trent University. Ontario, Canada. Editorial Limusa. 1987.

ORTEGA SALVADOR, Esquivel. Sistema de bombeo por cavidades progresivas aplicado a pozos desviaos. Tesis de grado. Universidad Nacional Autónoma de México. 2009

OXY. Budgetary Proposal for Multiphase Flow Meter. Proposal #0433/08 Rev 2

POP, Julian; BARTMAN, Bob; MORRISON, Kerr. Las presiones de las operaciones de perforación y producción. Oilfield Review. Invierno de 2005/2006

QUIROS GUALTEROS, Héctor Miguel. Automatización de los sistemas de levantamiento artificial en el campo La Cira-Infantas, como administración y optimización de producción. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2009

SILVA, Cristian Eladio. Desarrollo y manejo de información de pozos nuevos a perforar en el Campo La Cira Infantas. Tesis de grado. UIS. Bucaramanga, 2009.

TORRES, D.E; SHARMA, M.M; POPE, G.A; AHMADI, M; MCCULLEY, C.A; LINNEMEYER, H.C; GILANI, S.F. A novel chemical treatment to enhance well productivity in volatile oil reservoirs. SPE 138124. Alberta, Canadá. 2010

VILLALBA, María Cristina. Análisis del desempeño de la válvula reguladora de contrapresión BPR para el manejo de gas en el proceso de extracción de pozos productores con bombeo mecánico del Campo la Cira Infantas. Tesis de grado. UIS. Bucaramanga, 2014.

9VILLASMIL BOHÓRQUEZ, Franklin José. Optimización de la energía eléctrica en los variadores de frecuencia electro speed instalados por Baker Hughes división centrilift en el campo Urdaneta Pesado-PDVSA. Tesis de grado. Universidad Rafael Urdaneta. Maracaibo. Abril. 2006.

VIVAS, Yoel; AGUIRRE, Diego Alejandro. Elaboración del Manual de operaciones de la estación de flujo Elías 11 (EEF-11), ubicada en el campo Socororo Oeste, Estado Anzoátegui. Tesis de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas. Mayo, 2005