

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA
DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS
CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTES LLANERO DE COLOMBIA.

Jhon Jaime Romero Obando

Trabajo de Grado para Optar por el Título de Especialista en Ingeniería del Gas.

Director:

Ricardo Andres Rojas Moreno

Calificador:

Erik Montes

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de ingeniería de Petróleos
Especialista en ingeniería del Gas

Bogota

2021

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Nota del proyecto de Grado

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

**TÉRMINOS Y CONDICIONES PARA EL USO DE TRABAJOS DE GRADO E
INVESTIGACIÓN.**

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Dedicatoria

Dedicado a mi Preciosa Familia.

A mi esposa la mujer más espectacular del mundo, por brindarme su apoyo y amor
incondicional en los momentos más difíciles.

A mi hijo el cual es el motor para salir adelante, me motiva a mostrar lo mejor de mí
ante la adversidad, por su enseñanza a querer incondicionalmente a todos en
todo momento.

A mis Padres por luchar día a día, por su arduo e incansable trabajo para sacarnos
adelante, por brindarnos la mejor enseñanza, principios y ejemplo de superación.

Por siempre estar presentes en los momentos que más los he necesitado.

Gracias a ellos soy la persona que soy actualmente.

A mis docentes de la escuela, que contribuyeron con mi formación académica.

A mis amigos y compañeros de trabajo, que fueron fuente de colaboración en
diferentes oportunidades.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Agradecimientos

A Dios por permitirme soñar, crecer, darme la salud para perseverar en conseguir
mis metas y proyectos.

A Ricardo Andres Rojas, por su apoyo para lograr adelante este proyecto.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos y todo su acompañamiento y apoyo.

A la universidad industrial de Santander, por brindarme la oportunidad de
convertirme en especialista en ingeniería de Gas.

“Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía
atómica: La voluntad.”

Albert Einstein

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

CONTENIDO

Introducción.....	15
1. OBJETIVOS	18
1.1. Objetivo general.....	18
1.2. Objetivos específicos	18
2. GENERALIDADES DEL TREN PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA.....	18
2.1. Historia	18
2.2. Localización.....	19
2.3. Estratigrafía y geología histórica del piedemonte llanero colombiano.....	19
2.3.1. <i>Cretácico</i>	19
2.3.2. <i>Terciario</i>	20
2.3.3. Geología.....	22
2.4. Características promedio de los yacimientos.	24
2.5. Clasificación de los yacimientos de acuerdo con el mecanismo de producción.....	24
2.6. Métodos de producción.	25
2.7. Características de producción de los pozos.	25
2.8. Fluidos de los campos del tren piedemonte.....	26
2.8.1. Yacimientos de gas condensado.	26
2.8.2. Yacimientos de crudo volátil	28
2.8.3. Manejo de los yacimientos.....	29
2.9. Diseño de pozo típico.	31
3. SISTEMA DE PRODUCCIÓN	32
3.1. El sistema y el proceso de producción.....	32
3.2. Proceso de producción.....	32
3.3. Recorrido de los fluidos en el sistema.....	33
3.3.2. Transporte en las perforaciones.	33
3.3.3. Transporte en el pozo.....	33
3.3.4. Transporte en la línea de flujo superficial.....	34
3.4. Capacidad de producción del sistema.	34
4. CARGA DE LÍQUIDOS EN LOS POZOS DE GAS.....	36
4.1. Flujo multifásico en pozos de gas.....	36

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

4.1.1.	Flujo burbuja.....	36
4.1.2.	Flujo bache	36
4.1.3.	Flujo transicional bache-anular	37
4.1.4.	Flujo neblina	37
4.2.	Ciclo de vida de pozo de gas.	37
4.3.	Fenómeno resbalamiento.	39
4.4.	Resbalamiento en los campos de piedemonte.....	42
4.4.1.	Campo 1.....	44
4.4.2.	Campo 2.....	45
4.4.3.	Campo 3.....	46
4.4.4.	Campo 4.....	46
5.	GENERALIDADES DE LOS SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	49
5.1.	Bombeo mecánico B.M.	49
5.2.	bombeo electrosumergible B.E.S.	53
5.3.	Bombeo por cavidades progresivas P.C.P.....	57
5.4.	Gas Lift.....	60
5.5.	Bombeo hidráulico (b.h.)	63
5.5.1.	b.h. tipo jet	63
5.5.2.	b.h. tipo pistón.....	67
6.	ANTECEDENTES Y GENERALIDADES DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS POZOS DE PIEDEMONTE.	69
7.	NUEVAS TECNOLOGÍAS EN SLA.....	71
7.1.1.	Nuevo Diseño de B.H.A. de Sarta de Velocidad	74
7.1.1.1	S.V. sistema convencional.....	74
7.1.1.2	S.V. nuevo sistema propuesto.....	75
7.1.2.	Estudio técnico y económico para implementación	77
7.1.2.1.	Pronóstico de producción:.....	80
7.1.2.2.	Análisis económico S.V.....	82
7.2	Coiled tubing gas Lift C.T.G.L.	82
7.2.1.	Diseño sistema de levantamiento.....	84
7.2.1.1.	Sección de superficie.....	84
7.2.1.2.	Sección de fondo.....	85

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

7.2.2.	Evaluación del análisis nodal.....	87
7.2.2.1.	Construcción y ajuste del modelo base	88
7.2.2.2.	Ajuste del factor L para representar la muerte del pozo	89
7.2.2.3.	Simulación con C.T.G.L. y factor L ajustado.....	90
7.2.2.4.	Sensibilización del sistema C.T.G.L.	92
7.2.2.5.	Pronóstico de producción.....	93
7.2.2.6.	Análisis económico.....	94
8.	CONCLUSIONES.....	95
9.	RECOMENDACIONES.....	97

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Lista de Figuras

Figura 1. Columna Estratigráfica generalizada de Campo profundo del Piedemonte Llanero.	21
Figura 2. Diagrama Fases Gas condensado.	26
Figura 3. Diagrama Fases de un aceite volátil.	28
Figura 4. Diseño de pozo Típico del Piedemonte Llanero de Colombia.	31
Figura 5. Esquema proceso de producción.	32
Figura 6. Regímenes de flujo en flujo multifásico vertical.	37
Figura 7. Ciclo de producción de pozo de Gas antes de perder capacidad de levantamiento.	38
Figura 8. Cambio de rata de gas vs tiempo de producción cuando el pozo se carga de líquidos.	39
Figura 9. Pozo profundo de Gas condensado con buenas velocidades de flujo en el campo 1 en el Piedemonte Llanero.	40
Figura 10. Velocidades de flujo en un pozo de gas condensado catalogado como Lazy del campo 1 en el Piedemonte Llanero.	41
Figura 11. Velocidades de flujo en un pozo Lazy del campo 2 en el Piedemonte Llanero presentando resbalamiento y por ultimo perdiendo capacidad del levantamiento.	42
Figura 12. Porcentaje de pozos del Campo 1 con acumulación de líquidos en el pozo.	44
Figura 13. Porcentaje de pozos del campo 1 con problemas de acumulación de líquidos en pozo de acuerdo al tipo de completamiento.	45
Figura 14. Porcentaje de pozos del Campo 2 con acumulacion de líquidos en el pozo.	45
Figura 15. Porcentaje de pozos del campo 2 con problemas de acumulación de líquidos en pozo de acuerdo al tipo de completamiento.	46
Figura 16. Porcentaje de pozos del Campo 4 con acumulación de líquidos en el pozo.	46
Figura 17. Porcentaje de pozos del campo 4 con problemas de acumulación de líquidos en pozo de acuerdo al tipo de completamiento.	47
Figura 18. Total porcentaje de pozos con acumulacion de líquidos en el liner de producción.	47
Figura 19. Porcentaje del total de pozos con problemas de acumulación de líquidos en pozo de acuerdo al tipo de completamiento.	48
Figura 20. Sistema de Levantamiento por Bombeo Mecánico.	50
Figura 21. Sistema de levantamiento por bombeo electro sumergible.	53
Figura 22. Sistema de Levantamiento por Bombeo por Cavidades Progresivas.	57
Figura 23. Sistema de levantamiento por Gas Lift.	60
Figura 24. Sistema de levantamiento por bombeo hidráulico tipo jet pump.	64
Figura 25. Diseño tipo de una Sarta de Velocidad convencional.	72
Figura 26. Esquemático del sistema de colgador convencional para sarta de velocidad. Fuente: Ecopetrol 2020.	75
Figura 27. Nueva configuración Sarta de Velocidad.	76
Figura 28. Propiedades del Fluido.	77

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Figura 29. Propiedades del yacimiento, formación Mirador Superior y formación Mirador inferior.	78
Figura 30. Comportamiento de las curvas Inflow/Outflow para un sistema de SV con flujo por CT y flujo por anular (CT – Tubing).	79
Figura 31. Perfil de velocidad para un sistema de SV con flujo por CT y flujo por anular (CT – Tubing).	80
Figura 32. Perfil de producción del gas para los escenarios Alto, Medio, Bajo.	81
Figura 33. Esquemático de Coiled Tubing Gas lift en superficie y en fondo.	83
Figura 34. Spool intermedio con puerto de inyección.....	84
Figura 35. Concentric Hanger	85
Figura 36. Locking Mechanism a. Dual Flow Hanger (DFH), b. Suspension Hanger	85
Figura 37. Diagrama general del completamiento del pozo con el sistema Renaissance IGLS Systems, con a. DFSV cerrada y b. DFSV abierta	86
Figura 38. Gas Injection Valve	87
Figura 39. Curvas Inflow – outflow modelo nodal base.....	89
Figura 40. Curvas Inflow – outflow modelo nodal simulando muerte del pozo.	89
Figura 41. Curvas inflow – outflow simulando el sistema CTGL y el factor L ajustado.....	91
Figura 42. Sensibilización del caudal esperado a diferentes tasas de inyección de gas.	92
Figura 43. Sensibilización del caudal esperado a diferentes presiones de Yacimiento (Qiny – 4 MPCD)	93
Figura 44. Curvas de producción esperada con la instalación del sistema Renaissance IGLS Systems, en el escenario medio.	93

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Lista de Tablas

Tabla 1. Características De Los Yacimientos.....	24
Tabla 2. Características de producción de los pozos.....	26
Tabla 3. Composiciones Típicas de mezclas provenientes de yacimientos de hidrocarburos.	28
Tabla 4. Caracterización de fluidos de Yacimiento en base a la información de pruebas de producción y análisis Cromatográficos (Mcaín).	29
Tabla 5. Distribución pozos tren Piedemonte ECP campos Cusiana y Cupiagua.	35
Tabla 6. Relación de pozos campo 1 vs velocidades de flujo crítica Turner.	43
Tabla 7. Relación de pozos campo 2 vs velocidades de flujo crítica Turner.	43
Tabla 8. Relación de pozos campo 3 vs velocidades de flujo crítica Turner	44
Tabla 9. Relación de pozos campo 4 vs velocidades de flujo crítica Turner	44
Tabla 10. Características de yacimiento y propiedades pozos para la implementación de un sistema bombeo mecánico.....	52
Tabla 11. Características y propiedades de los fluidos de producción para la implementación de un sistema Bombeo mecánico.	52
Tabla 12. Características de las facilidades en superficie para la implementación de un sistema bombeo Mecánico.....	53
Tabla 13. Características de yacimiento, producción y pozo para bombeo electro sumergible.....	55
Tabla 14. Características y propiedades de los fluidos de producción para la implementación de un sistema de Bombeo electro sumergible.....	56
Tabla 15. Características de las facilidades en superficie para la implementación de un sistema electro sumergible.....	56
Tabla 16. Características de yacimiento y propiedades pozos para la implementación de un sistema bombeo con Cavidades progresivas.	58
Tabla 17. Características y propiedades de los fluidos de producción para la implementación de un sistema Bombeo cavidades progresivas.	59
Tabla 18. Características de las facilidades en superficie para la implementación de un sistema bombeo cavidades progresivas.....	59
Tabla 19. Características de yacimiento, producción y pozo para gas lift.	62
Tabla 20. Características y propiedades de los fluidos de producción para la implementación de un sistema gas Lift.	62
Tabla 21. Características de las facilidades en superficie para la implementación de un sistema gas Lift.	63
Tabla 22. Características de yacimiento y propiedades pozos para la implementación de un sistema bombeo Hidráulico Jet.	66
Tabla 23. Características y propiedades de los fluidos de producción para la implementación de un sistema Bombeo Hidráulico tipo Jet.	66

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Tabla 24. Características de las facilidades en superficie para la implementación de un sistema bombeo hidráulico tipo Jet.	67
Tabla 25. Características de yacimiento y propiedades pozos para la implementación de un sistema bombeo Hidráulico Pistón.	68
Tabla 26. Características y propiedades de los fluidos de producción para la implementación de un sistema Bombeo Hidráulico tipo Pistón.	69
Tabla 27. Características de las facilidades en superficie para la implementación de un sistema bombeo hidráulico tipo Pistón.	69
Tabla 28. Resultados evaluacion sistemas de levantamiento artificial convencional en campos tren Piedemonte	71
Tabla 29. Resultados de las simulaciones realizadas para flujo por CT y flujo por Anular.	79
Tabla 30. Acumulado de producción esperado por producto.	81
Tabla 31. Acumulado de producción esperado por producto.	81
Tabla 32. Estadísticos de la corrida económica.	82
Tabla 33. Áreas de flujo para el sistema de subsuelo del CTGL (Sistema de 7 X 5.950).	90
Tabla 34. Producción esperada el sistema CTGL a 4 MPCD de Inyección (4000 psi en cabeza).....	91
Tabla 35. Caudal esperado a diferentes tasas de inyección de gas.	92
Tabla 36. Caudal esperado a diferentes presiones de Yacimiento (Qiny – 4 MPCD).	93
Tabla 37. Resultados de la evaluación Económica.	94

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Resumen

Título: Estudio técnico y económico para la implementación de una tecnología de Sistema de Levantamiento Artificial (SLA) y/o completamiento de pozos profundos de Gas condensado de un campo del Piedemonte Llanero de Colombia. ¹

Autor: Jhon Jaime Romero Obando²

Palabras Clave: Pozos Profundos, pérdida capacidad levantamiento, sistema de levantamiento artificial

Descripción:

Los pozos profundos de gas condensado son muy poco comunes en el mundo, desde el punto de vista de composición de sus fluidos presentan una complejidad composicional con los mínimos cambios de presión y temperatura, presentando problemas a lo largo de la vida útil de los pozos o los campos.

Actualmente los campos de gas condensado del Piedemonte Llanero de Colombia presentan factores de recobro altos y en alguno de los casos se encuentran en unas fases de maduración tan altas que hasta hace unos años era imposible de imaginar.

Estos campos ofrecen una importante cifra de producción de hidrocarburos en nuestro país que sin ellos estaríamos atravesando por una crisis energética sin precedentes en Colombia.

Estos campos por su nivel de complejidad manejan un reto para la ingeniería mundial; este trabajo busca identificar una solución técnico y económicamente viable para la

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. Director: Ricardo Andres Rojas.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

implementación de un sistema de levantamiento artificial en un pozo profundo de gas condensado en un campo del Piedemonte llanero de Colombia.

Los resultados de este estudio permitirán desarrollar y madurar esta tecnología para la aplicación en pozos que presenten pérdida de capacidad de levantamiento en estos campos alargando la vida útil de los mismos y aumentando el factor de recobro de estos reduciendo la incertidumbre y brindando más recursos energéticos en para nuestro país.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Abstract

Title: Technical and economic study for the implementation of an artificial lifting system (SLA) technology and / or completion of deep gas condensate wells in a field in the Piedmont llanero of Colombia.

Autor: Jhon Jaime Romero Obando

Key Words: Deep Wells, lost lifting capacity, artificial lifting system.

Description:

Deep gas condensate wells are very uncommon in the world, from the point of view of composition of their fluids, they present a compositional complexity with minimal pressure and temperature changes, presenting problems throughout the useful life of the wells or fields.

Currently, the gas condensate fields of the llanero piedmont of Colombia present high recovery factors and in some of the cases they are in such high maturation phases that until a few years ago it was impossible to imagine. These fields offer an important hydrocarbon production figure in our country that without them we would be going through an unprecedented energy crisis in Colombia.

These fields, due to their level of complexity, handle a challenge for world engineering, this work seeks to identify a technically and economically Viable solution for the implementation of an artificial lifting system in a deep well of gas condensate in a field in the llanero piedmont of Colombia.

The results of this study will allow to develop and mature this technology for the application in wells that present loss of lifting capacity in these fields, lengthening their useful life and increasing the recovery factor of these, reducing uncertainty and providing more energy resources in for our country.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

INTRODUCCIÓN

El Piedemonte llanero colombiano presenta las estructuras geológicas y fluidos más complejos de Colombia y en algunos casos del mundo, se encuentra ubicado en el piedemonte de la cordillera oriental de los Andes Colombianos, Al occidente de los llanos orientales, en esta zona se presentan varios campos para razones de este estudio los llamaremos Campo1, Campo2, Campo 3, Campo 4, Campo 5 y Campo 6.

El Campo1 comenzó producción en el año 1992 logrando producciones máximas de alrededor de 300 mil barriles por día, actualmente la producción del campo es cercana a los 2000 bopd y 200 mmscfd de gas.

El Campo2 comenzó producción en el año 1996 alcanzando tasas máximas de producción de 180 mil barriles por día, actualmente la producción del campo es cercana a los 5000 bopd y de 350 mmscfd de gas.

El Campo3 es un campo menor ubicado al sur de Campo2, el cual comenzó producción en el año de 1998 con una tasa máximas de producción de 40 mil barriles por día, actualmente este campo produce aproximadamente 1000 bopd y 100 mmscfd de gas.

Los Campos4 y Campo5, son campos que iniciaron producción entre los años 1999 y 2002, los cuales presentaron tasas máximas de producción de aproximadamente 35 Mil Barriles de Petróleo por día, actualmente presentan una producción aproximada de 2600 bopd y 100 mmscfd de gas.

Los Campo1, Campo2, Campo3, Campo4 y Campo5 presentan Tres Yacimientos objetivo Mirador, Barco y Guadalupe. Conformadas de areniscas cuarzosas que producen fluidos composicionales, Aceite Volátil y Gas condensado.

El Campo6 inicio producción aproximadamente en el año 2001, presentaron una tasa máxima de producción de aproximadamente 45 Mil Barriles por día, actualmente este campo tiene una producción promedio de 28 kbopd y 500 mmscfd de Gas, este Campo presenta también como objetivo principal los Yacimientos de Mirador, Barco y Guadalupe, sin embargo en la parte inferior de estas se descubrieron una serie de

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTES LLANERO DE COLOMBIA

yacimientos en forma de escamas separadas con propiedades similares a la formación Mirador pero separadas por fallas geológicas las cuales fueron llamadas Miche, Guamalera, Pauto Main y Pauto Splay. Seguido de las formaciones Barco y Guadalupe.

Actualmente del tren piedemonte está conformado por los campos anteriormente mencionados: Campo1, Campo2, Campo3, Campo4, Campo5 y Campo6. Siendo Campo1 el más maduro, cuya energía proveniente del yacimiento se ha reducido significativamente producto de su larga vida productiva.

En pozos con flujo natural la presión propia del yacimiento le otorga la energía necesaria para que los fluidos provenientes del yacimiento se desplacen desde el subsuelo hasta superficie y su ciclo durante las facilidades de superficie hasta su respectivo despacho. Cuando la energía propia del yacimiento se ve reducida al punto que los fluidos no alcancen a llegar hasta superficie, se ve la necesidad de la implementación de un sistema que le brinde una energía externa para que logre superar todas las pérdidas de presión o energía para alcanzar efectivamente la superficie y logre entrar al sistema de recolección del campo.

Las condiciones propias de los yacimientos del tren piedemonte genera un reto tecnológico para la implementación de los sistemas de levantamiento artificial convencionales, por eso es necesario con ayuda de los avances en la tecnología buscar soluciones avanzadas o innovar técnica y tecnológicamente en posibles soluciones para aumentar los factores de recobro de esos campos.

Esta monografía tiene como propósito indagar en los diferentes sistemas de levantamiento artificial, buscando encontrar soluciones que sean técnico y económicamente viables para la implementación en un pozo profundo de gas condensado tipo del tren piedemonte con un yacimiento con alto depletamiento o agotamiento en su energía.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTTE LLANERO DE COLOMBIA

1. OBJETIVOS

1.1. Objetivo general

Analizar cuáles de los sistemas de levantamiento artificial y/o completamiento de pozo son técnico-económicamente viables para ser implementado en los pozos profundos de gas condensado del piedemonte Colombiano.

1.2. Objetivos específicos

Analizar las variables para que se presente acumulación de líquidos en fondo en los pozos profundos de gas condensado.

Realizar análisis de nuevas tecnologías de sistemas de levantamiento y/o completamiento que puedan aplicarse para la recuperación de los fluidos en pozos profundos de gas.

Analizar cuáles de los sistemas de levantamiento y/o completamiento son técnica y económicamente viables para la implementación en un pozo profundo de gas condensado del piedemonte Colombiano.

2. GENERALIDADES DEL TREN PIEDEMONTTE LLANERO DE COLOMBIA

2.1. Historia

Los pozos profundos del piedemonte llanero colombiano se descubrieron principalmente al hallazgo del Campo1 y catalogado como uno de los campos más grandes del Colombia en 1992, posteriormente con el descubrimiento del Campo2 en 1993, Campo 3 en 1998 y el más reciente Campo 6 en 2001. Juntos conforman el tren de campos del piedemonte llanero de Colombia y proveen aproximadamente el 45-50% de la producción de gas actual del país, de allí su importancia tanto para el suministro de gas, como al desarrollo de la económica Colombiana al proporcionar los recursos en hidrocarburos necesarios para el consumo interno en la nación.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

2.2. Localización

Los campos del tren piedemonte llanero de Colombia están compuestos por los Campo1, Campo2, Campo3, Campo 4, Campo5 y el Campo6 están ubicados en el departamento del Casanare en la cuenca oriental de los llanos orientales aproximadamente a 275 Km al noroeste de Bogotá Distrito Capital. Cuenta con tres Centros de Produccion y Facilidades (CPF), los cuales son:

- CPF1: Ubicado en el Kilómetro 3 en la vía que conduce desde Tauramena a Aguazul Casanare. Aproximadamente a 60 minutos de la capital del departamento del Casanare, Yopal y aproximadamente 274 Km al noroeste de Bogotá, a 7 horas vía terrestre desde Bogotá, D.C.
- CPF2: Ubicado en el Kilómetro 12 vía Aguazul a Sogamoso ubicada en la meseta de Unete en la vereda de Cupiagua, aproximadamente a 45 minutos de Yopal Casanare. Aproximadamente a 7 Horas desde Bogotá, D.C.
- CPF3: Ubicado en el corregimiento del Morro, municipio de Yopal. Aproximadamente a 8 horas desde Bogotá, D.C.

2.3. Estratigrafía y geología histórica del piedemonte llanero Colombiano

Los campos profundos de piedemonte llanero colombiano presentan generalmente la misma estratigrafía, en este caso se tomará como referencia los campos del piedemonte llanero Colombiano los cuales se encuentran en el departamento de Casanare.

2.3.1. Cretácico.

Son unas rocas sedimentarias del Ordovícico Medio las cuales constituyen la base sobre la cual inicia la trasgresión cretácica durante el Cenomaniano (~98-91 Ma), las

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

cuales la primera secuencia se conoce como Formación UNE, la cual fue depositado en ambiente costeros y marinos muy someros.

El ciclo transgresivo continúa durante el Turoniano - Santoniano Temprano (~92 - 85 Ma) con la depositación de arcillas en un ambiente marino de plataforma, a esta unidad en la región del piedemonte y los llanos orientales se le conoce comúnmente como formación Gachetá. En términos generales la formación Gachetá es equivalente crono estratigráficamente a segmentos de la formación Villeta del valle superior Magdalena y cordillera oriental y posiblemente a la formación la Luna del valle medio del Magdalena y el oeste de Venezuela. Se cree que al igual que en las formaciones Villeta y la Luna, los sedimentos de la formación Gachetá en el piedemonte constituyen una excelente roca generadora de hidrocarburos.

El ciclo transgresivo que permitió la depositación de la formación Gachetá finaliza durante el Santoniano Tardío (~83 Ma) dando paso a un ciclo regresivo que se evidencia con la depositación de areniscas de ambiente de llanura marina con alguna influencia de mareas que constituyen la parte basal del grupo Guadalupe. Además de cuenta con registros de lodolitas de plataforma marina las cuales hacen parte de la formación Guadalupe.

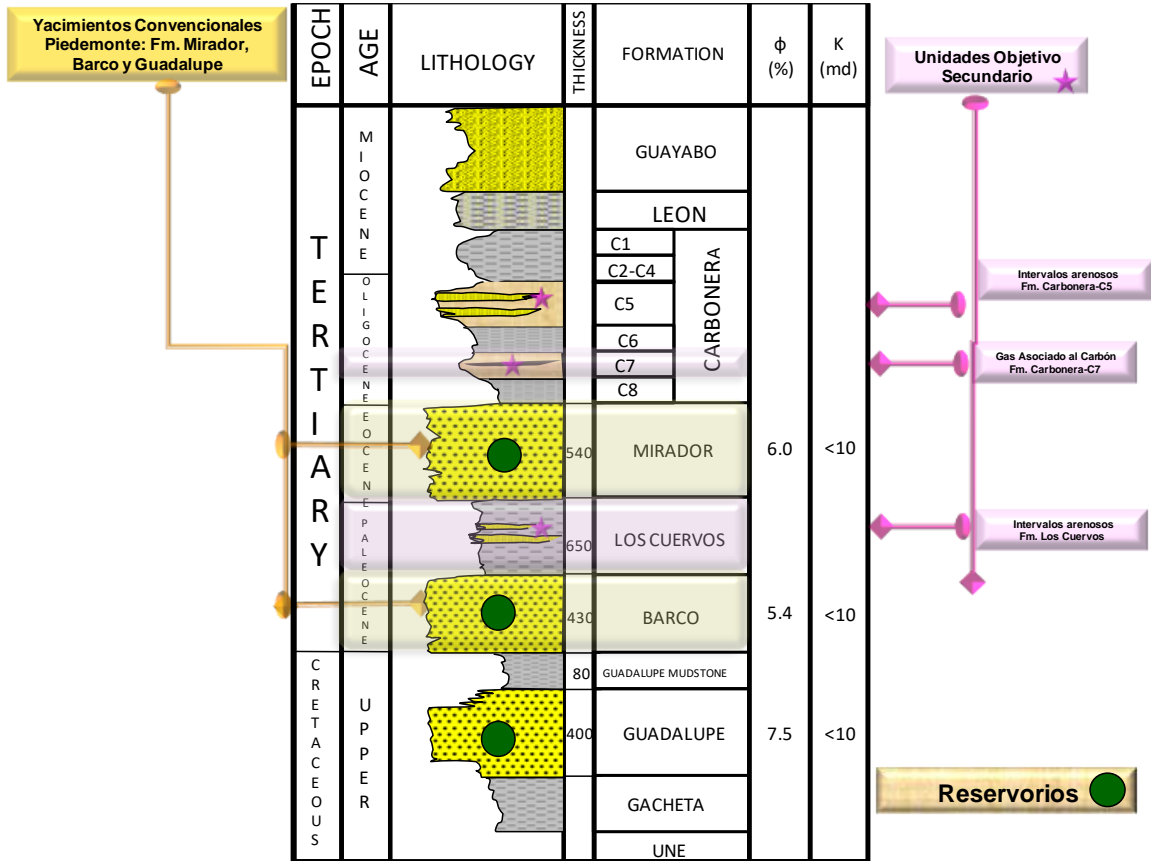
2.3.2. Terciario

La depositación de sedimentos se reinició en Paleoceno Tardío (~59 Ma) con las areniscas de la formación Barco. Esta unidad está compuesta por cuarzo-arenitas de grano fino a grueso con intercalaciones de lodolitas de color gris tanto hacia el techo como hacia la base. Datos palinológicos y sedimentológicos indican que el intervalo inferior de la formación Barco fue depositado durante un periodo de trasgresión en un ambiente estuarino con marcada influencia de mareas, en tanto que la parte media registra depósitos en canales fluviales trenzados durante una etapa en la cual el suministro de sedimento superaba la tasa de subsidencia. La parte superior de la formación Barco consiste en sedimentitas depositadas en un ambiente de delta

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

lacustre y canales distributarios con alguna influencia marina representando una subsiguiente etapa transgresiva de mayor orden.

Figura 1. Columna Estratigráfica generalizada de Campo profundo del Piedemonte Llanero.



Fuente: ECOPETROL, informe Técnico Anual 2019

La sedimentación continuó durante el Paleoceno Tardío (~59 Ma.) con el depósito de la formación Los Cuervos, la cual es una unidad predominantemente arcillosa acumulada en planicies de inundación, paleosuelos, complejos de crevasse- splay y canales fluviales de ríos menadriformes de moderada sinuosidad. El intervalo inferior se compone de arcillolitas grises, capas de carbón y sublitoarenita, y el intervalo superior se compone de lodolitas abigarradas, cuarzo-arenitas y areniscas sublitoarenitas.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Durante el Eoceno Temprano y Tardío (~45 y ~34 Ma.), la sedimentación continua con la depositación de las cuarzo-arenitas y algunas intercalaciones de lodolitas a la base de la formación Mirador depósito que se ha interpretado como producto del amalgamiento de relleno de canal y llanura de inundación en un sistema aluvial de ríos trezados de ambiente de depósito fluvial con influencia de aguas salobres las cuales se hacen progresivamente más rica en lodolitas y sedimentitas de grano más fino y aun cuando las primeras no llegan a representar la litología dominante.

En el Mioceno Medio un ascenso global del nivel del mar, reflejado en la depositación de las lodolitas de la formación León coincidió con la primera deformación y el primer levantamiento importantes de la cordillera oriental. La evidencia de que la cordillera oriental estaba parcialmente emergida en este tiempo es el hecho de que la formación León se hace más arenosa en la parte occidental del Piedemonte, sugiriendo un aporte de clásticos desde el oeste.

El episodio final de depositación en el área de los llanos lo constituye una secuencia de ~10,000 ft de clásticos continentales gruesos de la formación Guayabo, acumulada hace ~10 Ma y ~2 Ma atrás. Esta última fase de deposición marca el levantamiento de la cordillera oriental inmediatamente al oeste de las áreas del piedemonte y la migración del eje de la cuenca de antepaís a la posición actual del piedemonte de la cordillera oriental. El depósito de esta unidad 'molásica' causó un enterramiento rápido de la sección estratigráfica Cretácico Tardío-Terciario Temprano en las áreas del piedemonte y de los llanos constituyéndose como un fenómeno muy importante para la generación de hidrocarburos en el área.

2.3.3. Geología

Es comúnmente aceptado que la roca fuente para los hidrocarburos existentes en el área del piedemonte llanero Colombiano la constituyen las arcillolitas marinas del Cretáceo Tardío (Gachetá-Villeta), las cuales, junto con su equivalente distal formación la Luna tienen una gran extensión regional en todo el noroeste de sur

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

América y se consideran como la fuente primaria de los más de 80,000 millones de barriles descubiertos hasta la fecha en sur América noroccidental.

Regionalmente, las profundidades y gradientes geotérmicos actuales demuestran que en el piedemonte llanero Colombiano las arcillolitas marinas de la formación Gachetá están maduras para la generación de hidrocarburos. La deposición de hasta 12,000 pies de la molasa T90 (formación Guayabo) desde hace ~10.s Ma causó que esta roca fuente alcanzara la ventana de generación de petróleo hace ~3 - 4 Ma. Sin embargo, aún no se ha podido probar con certeza que las rocas de la formación Gachetá localizadas en el área del piedemonte donde los campos Campo1 y Campo2 se encuentran sean buenas rocas generadoras puesto que su contenido de materia orgánica es bastante pobre.

Las principales unidades almacenadoras o reservorios en el piedemonte llanero son: las areniscas de la formación Guadalupe, las areniscas de la formación Barco y, principalmente, las areniscas de la formación Mirador. Las sub-litoarenitas de la formación Los Cuervos comprenden unidades almacenadoras de interés secundario. Los tres reservorios principales tienen amplia distribución regional y, en general, muestran un aumento de espesor hacia el noroeste. Los pozos de Campo1 y Campo2 han demostrado que a profundidades actuales de hasta 16,000 pies (bajo el nivel del mar), estas rocas constituyen yacimientos de buenas características, capaces de mantener flujos de más de 15,000 barriles por día.

Directamente encima del yacimiento yace la lodolita del Miembro C8 de la formación Carbonera que constituye la roca sello. Datos de pozo y de afloramiento muestran que el C8 está regionalmente presente en el piedemonte llanero.

Las trampas de fallas y pliegues compresivos desarrolladas en el piedemonte llanero como parte del tren frontal de pliegues y cabalgamientos ("fold and thrust belt") de la cordillera oriental constituyen los focos de migración para los hidrocarburos generados al oeste, en sinclinales regionales profundos.

Unas trampas que pueden ser consideradas típicas en la región, son las de los Campos Campo1 y Campo2, en ambos casos se trata de una estructura frontal,

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

desarrollando un anticlinal asimétrico, con un flanco frontal estrecho y de alto buzamiento llegando a ser incluso invertido en algunos sectores contra la falla más frontal y un flanco amplio y de bajo buzamiento hacia el oeste de la estructura, en el que se han desarrollado retro- cabalgamientos que en algunos casos tienen el suficiente salto para completar el cierre de la estructura hacia occidente.

2.4. Características promedio de los yacimientos.

En la Tabla 1 se encontrarán las principales características promedio de los yacimientos presentes en los campos de piedemonte.

Tabla 1. Características De Los Yacimientos.

Parámetro/Reservorio	Mirador	Barco	Guadalupe
Presión inicial del Yacimiento [psi]	4,500-5,979	5,190-5,655	5,370-5,890
Temperatura del Yacimiento [°F]	250-260	255-270	255-270
Permeabilidad (mD)	0.1-1,000	0.1-1,000	0.1-1,000
Tope de la Formación [pies]	12,160	12,880	13,160
Espesor promedio zona de petróleo [pies]	400	380	380
Espesor promedio zona de gas [pies]	330	230	60
Espesor promedio zona de agua [pies]	430	170	400
Profundidad TVD [pies]	13,400	13,400	13,400
Desviación Típica	14-31	8-43	18-36
CO2 [% mol]	3-4	3-4	3-4

Fuente: ECOPELROL, BP, TOTAL, TRITON. Estudio técnico de los campos Campo1 y Campo2.

2.5. Clasificación de los yacimientos de acuerdo con el mecanismo de producción.

En la búsqueda de implementar un adecuado sistema de levantamiento artificial, es necesario conocer el mecanismo de producción del yacimiento asociado a los pozos, el tipo de yacimiento influye en las condiciones propias de producción, el tipo de fluido a recuperar y el comportamiento de la producción a lo largo del tiempo. La producción inicial de hidrocarburos está acompañada por el uso de la energía natural del yacimiento (*producción primaria*) los cuales corresponden a) expansión de fluido, b) desplazamiento de fluidos, c) drenaje gravitacional y d) expulsión capilar. El uso de gas de natural o inyección de agua es llamada (*producción secundaria*) la cual su principal propósito es la de realizar un mantenimiento de la presión del yacimiento,

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

cuando se inyecta agua el recobro está asociada a un mecanismo de desplazamiento. Generalmente en los pozos de piedemonte la inyección de gas de forma cíclica se utiliza como fluido de desplazamiento para ayudar al recobro de condensados.

Los mecanismos de producción que afecten los campos en el piedemonte llanero Colombiano son:

- Empuje de gas en solución.
- Empuje activo por agua.
- Empuje por expansión de capa de gas.

Los campos que conforman el tren piedemonte presentan diferentes etapas de maduración en cuanto a producción se refiere, el presente estudio se centrara en buscar soluciones de SLA en los campos Campo1 y Campo2 los cuales, son los campos con mayor Factor de Recobro (FR) del tren Piedemonte siendo Campo1 el más maduro de todos con FR de aproximadamente 50% en Aceite y 41.4% en Gas, y Campo2 con FR de 46% y 34% para aceite y Gas respectivamente.

2.6. Métodos de producción.

En la actualidad el método principal de producción de los campos del tren piedemonte es la reinyección de gas, la cual ayuda a evitar al mantenimiento de presión dentro del yacimiento, re-vaporizando componentes pesados que podrían encontrarse en las zonas de baja presión, desplazándolas a las zonas de drenaje de los campos, aumentando el factor de recobro. Actualmente con la necesidad de contar con los volúmenes de gas de ventas, los caudales de gas de inyección han ido mermando con el tiempo, en un futuro no lejano algunos campos no contarán con el soporte de presión y terminarán en sistema Blowdown.

2.7. Características de producción de los pozos.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** siguiente tabla se pueden observar las principales características promedio del yacimiento en el Campo1.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMORTE LLANERO DE COLOMBIA

Tabla 2. Características de producción de los pozos.

Características	Dato promedio
Presión de Fondo Fluyendo (PSI)	1000-3.200
Temperatura de Fondo Fluyendo (°F)	220-260
BSW (%)	10-98
GOR (SCF/STB)	16,000-150,000
°API	28-45
Cl (ppm)	2,000-14,000

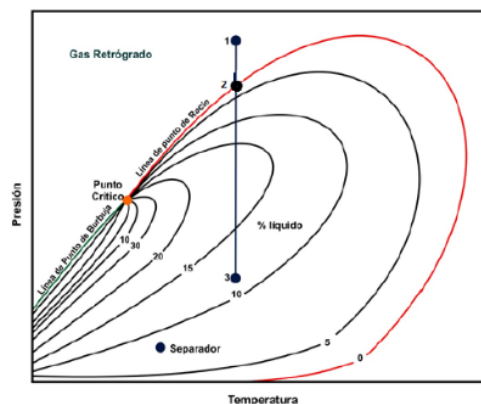
Fuente: Ecopetrol, 2020

2.8. Fluidos de los campos del tren piedemonte.

2.8.1. Yacimientos de gas condensado.

El gas condensado es un fluido monofásico a condiciones originales de yacimiento, se encuentra en fase gaseosa y está compuesto principalmente de metano (C1), etano (C2), y otros hidrocarburos de cadena corta, pero también contiene hidrocarburos de cadena larga denominados fracciones pesadas (C7+). La temperatura de rocío es mayor que la temperatura crítica y el punto cricondentérmico es mayor que la temperatura de rocío, bajo condiciones de presión y temperatura adecuadas ocurre un fenómeno llamado condensación retrógrada en el cual el gas se convierte en un fluido bifásico, (fase gaseosa y líquida). En el diagrama de fase presión-volumen-temperatura, característico de este fluido mostrado en la Figura 2, se puede evidenciar el comportamiento del gas con la variación de la presión en el yacimiento asumiendo una temperatura constante.

Figura 2. Diagrama fases gas condensado.



Fuente: Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. 2009. Cap.2. modificado.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Durante la producción de un yacimiento de gas condensado, la temperatura normalmente permanece constante y la presión se reduce por el depletamiento natural del mismo, las mayores caídas de presión ocurren cerca de los pozos productores, zona en la cual se forma el líquido condensado en primera instancia.

El volumen de la fase líquida, no sólo depende de la presión y la temperatura, sino de los componentes existentes en el gas, es decir, un gas sin componentes pesados suficientes, no desprende líquido al bajar la presión del punto de rocío, a esto se le conoce como gas pobre o gas rico, el primero genera un volumen pequeño de líquido, aproximadamente menor a 100 bbl de líquido por 1 Mmscf de gas mientras que el gas rico, genera proporciones superiores a 150 bo de líquido por 1 Mmscf de gas aproximadamente. A continuación, en la siguiente figura se presenta el diagrama de fases para un gas condensado.

Se presentan fluidos con API cercano a 60° y se incrementa a medida que la presión cae por debajo de la presión de rocío, el condensado es ligeramente colorado, marrón, anaranjado, verduzco o transparente.³

Inicialmente el gas retrogrado es totalmente gas en el yacimiento indicado por el punto 1. Como la presión en el yacimiento declina o en el área cercana al Near-Wellbore el gas retrogrado alcanza el punto de rocío (Punto 2). A medida que la presión sigue cayendo, se condensa líquido a partir del gas, para formar el líquido libre en el yacimiento que normalmente no fluye y no podrá ser producido, debido a que la movilidad del gas es mayor que la del líquido condensado a esto se le conoce como daño de formación por bando de condensado.

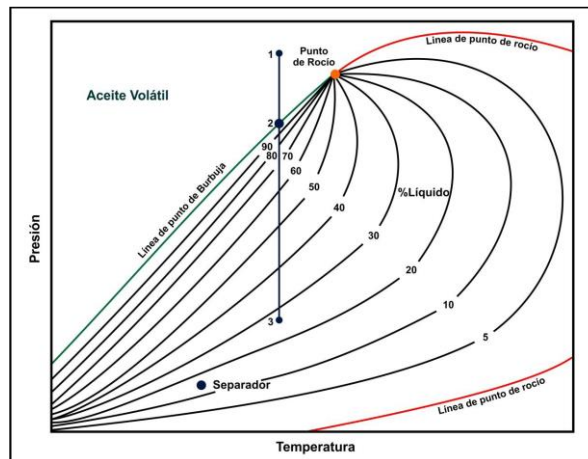
³ Fredy Humberto Escobar Macualo, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 1 edición, Editorial Universidad Surcolombiana. 2012. P. 29

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTTE LLANERO DE COLOMBIA

2.8.2. Yacimientos de crudo volátil

Estos yacimientos tienen una temperatura menor, pero cercana al punto crítico de la mezcla de hidrocarburos. Además, la Presión Crítica (P_c) es aproximadamente igual a la Presión Crítica Cricondembarica (P_{cdb}) la cual es la máxima presión a la cual existe equilibrio entre el vapor y líquido. Debido a lo anterior, el equilibrio de fases en estos yacimientos es precario y se produce un alto encogimiento del crudo (hasta un 45%) cuando la presión cae ligeramente por debajo de la presión de burbuja.

Figura 3. Diagrama Fases de un aceite volátil.



Fuente. Paris de Ferrer, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 2009. Cap 2.

En la siguiente tabla se muestran la composición típica de un petróleo volátil: $C_1 < 60\%$ y $C_{7+} > 12.5\%$, de acuerdo con este contenido de C_{7+} el petróleo se encuentra inicialmente en fase líquida en el yacimiento.

Tabla 3. Composiciones típicas de mezclas provenientes de yacimientos de hidrocarburos.

COMPONENTE	GAS SECO	GAS HUMEDO	GAS CONDENSADO	PETROLEO VOLATIL	PETROLEO NEGRO
C1	96	90	75	60	48.83
C2	2	3	7	8	2.75
C3	1	2	4.5	4	1.93
iC4 - nC4	0.5	2	3	4	1.6
iC5 - nC5	0.5	1	2	3	1.15
C6	-	0.5	2.5	4	1.59
C7+	-	1.5	6	17	42.15

**ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA**

MC7+	-	115	125	180	225
RGL, PCN/BN	-	26000	7000	2000	625
	-	60°	55°	50°	34.3°
LIQ TK °api, COLOR	-	incoloro - amarillo	Amar. Claro Amarillo	Amarillo Oscuro	Negro

Fuente: ingeniería de yacimientos de gas condensado, 2ª edición. Gonzalo Rojas.

Tabla 4. Caracterización de fluidos de yacimiento en base a la información de pruebas de producción y análisis cromatográficos (Mcain).

	RGP	°API	C7+	C1	COLOR
GAS SECO	> 100.000	-	< 0.7%	> 90%	-
GAS HUM.	> 15.000	< 70	< 4	< 90	INCOLORO
GAS COND.	> 3.200	> 40	< 12.5	> 60	AM. CLARO
PET. VOL.	> 1.750	> 40	> 12.5	< 60	AM. OSCURO
PET. NEGRO	> 1.750	< 45	> 20	< 50	NEG - VER

Fuente: ingeniería de yacimientos de gas condensado, 2ª edición. Gonzalo Rojas.

Los crudos volátiles se caracterizan por:

- RGL en el rango de 1.750 q 3.200 PCS/BS
- Petróleo en el tanque: °API > 40°. Color: Amarillo oscuro a Negro.
- Factor volumétrico mayor de 1.5 BY/BS.

En la mayoría de los casos es difícil saber si un yacimiento es de petróleo volátil o de gas condensado porque en ambos la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla. Los yacimientos de petróleo volátil pueden ser saturados o subsaturados. En el primer caso la presión de yacimiento es igual a la Presión de Burbujeo ($P_i = P_b$) y tan pronto ocurre una declinación de presión hay una liberación de gas. En este caso se puede tener una capa inicial de gas en equilibrio con el petróleo, la capa de gas presenta condensación retrograda, en el segundo caso la presión inicial es mayor que la presión de burbuja ($P_i < P_b$) y no ocurre liberación de gas hasta tanto la presión del yacimiento no sea igual a la presión de burbuja.

2.8.3. Manejo de los yacimientos.

Durante la historia de los campos de gas condensado es más valioso el aceite que el gas por su mayor precio de comercialización, sumado también a la necesidad inicial de mantener la presión de yacimiento e intentar mantener la presión de yacimiento

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

por encima de la presión de rocío, pero cuando la presión del yacimiento se encuentra igual o por debajo de la presión de rocío se inyecta gas seco para obtener mayor beneficio en la producción de aceite por la vaporización de los componentes líquidos livianos en el gas de inyección seco.

Cuando se tiene presiones de yacimiento por debajo de las presiones de rocío se generan bancos de condensados que reducen la efectividad o el índice de productividad del pozo. Como medidas de mitigación para incrementar la productividad de los pozos en estas condiciones se presentan varias alternativas para atacar el bloqueo producto de esta zona saturada con líquidos. Entre ellas son:

- Estimulaciones a alta presión, que pretende aumentar el área de contacto efectivo con la formación.
- Acidificación en yacimientos carbonatados.
- Inyección de gas y/o solventes permitiendo la movilidad del líquido.
- Cambiar la mojabilidad de la roca.
- Surfactantes a base de fluoro carbonatos.

Sin embargo, estas soluciones deben ir acompañadas con una estrategia clara de desarrollo del yacimiento que incluyan pozos horizontales o inclinados, que ayuden a aumentar el área de contacto entre las formaciones alargando el tiempo de producción sin problemas de blanco de condensado.

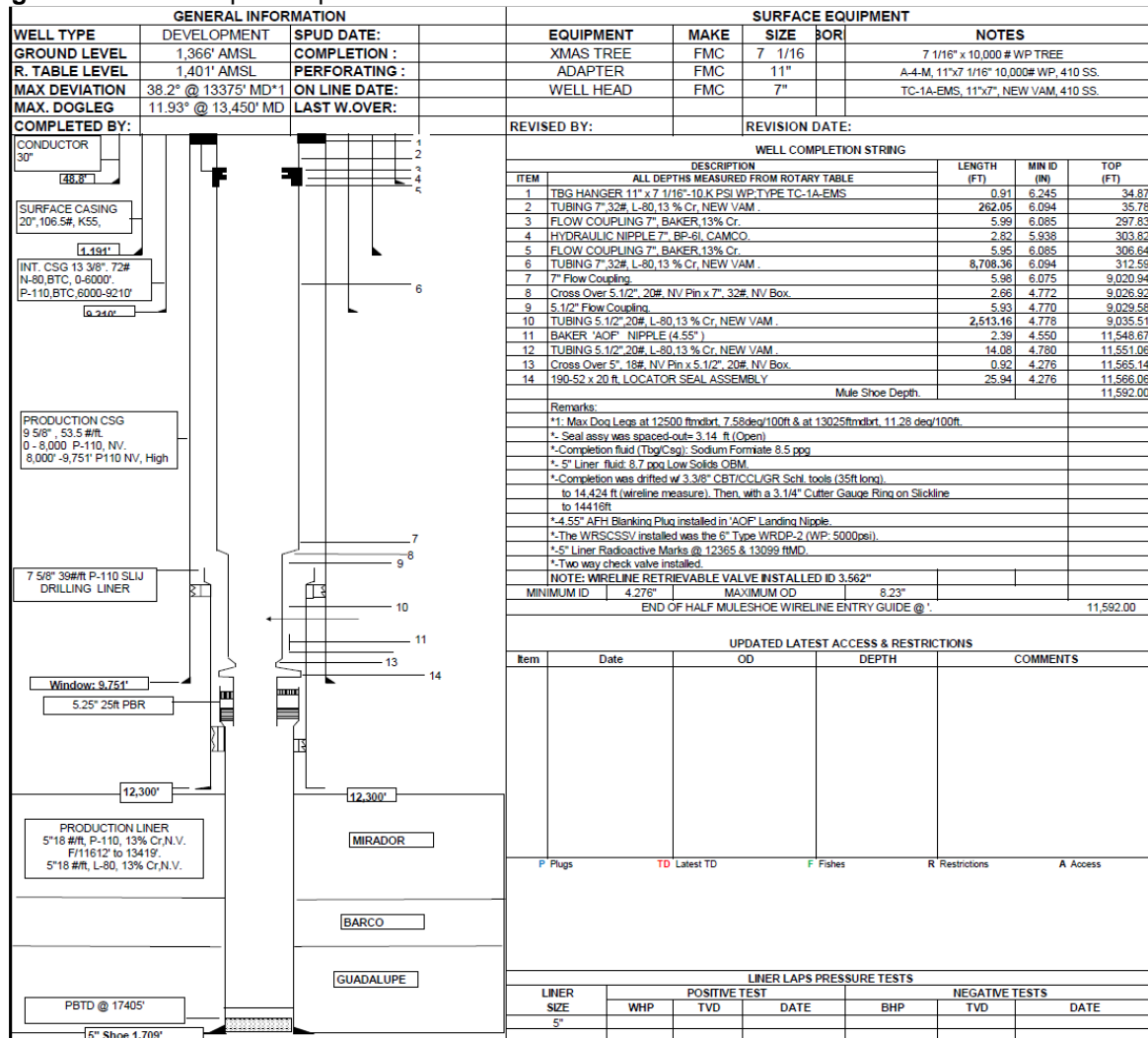
Otra alternativa que se usa normalmente en campos de condensado es la producción cíclica con inyección, es decir inyectar gas en el pozo por un tiempo determinado y posteriormente producirlo, esto ayuda a corto plazo ya que el bloque de condensado retorna cuando la producción comienza nuevamente y la presión de formación cae por debajo de la presión de rocío de la mezcla de gas que se tenga en ese momento.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMORTE LLANERO DE COLOMBIA

2.9. Diseño de pozo típico.

Debido a las condiciones propias de la región, topografía, historia geológica y tipológica los pozos del piedemonte llanero Colombiano presentan una complejidad mayor a los pozos convencionales encontrados en otras regiones de Colombia, generalmente se encuentran completados con tuberías de 7" a 4 1/2" OD, con materiales resistentes a la corrosión como acero con adición de Cromo 13%, cuentan casi siempre con empaques tipo PBR. Estos pozos fueron originalmente diseñados con grandes diámetros de tuberías para poder manejar los altos caudales de producción que inicialmente fueron manejados en estos campos.

Figura 4. Diseño de pozo Típico del Piedemonte Llanero de Colombia.



Fuente: Ecopetrol, estado mecánico típico de pozos Tren Piedemonte. 2019.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMORTE LLANERO DE COLOMBIA

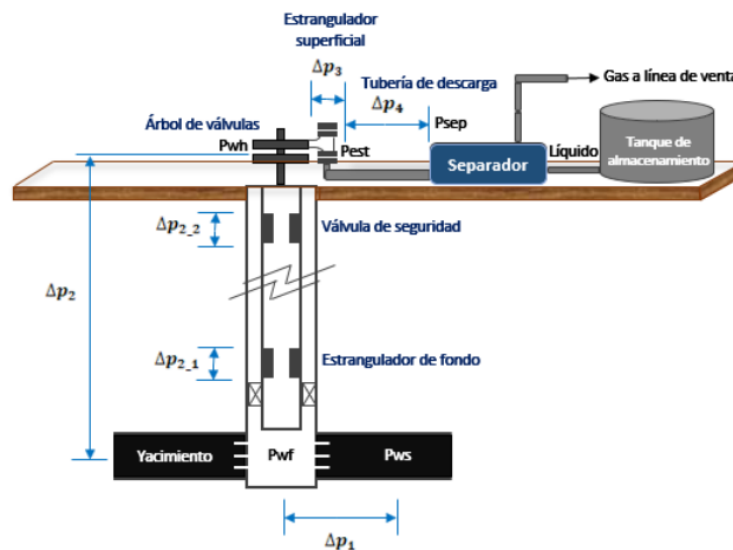
3. SISTEMA DE PRODUCCIÓN

3.1. El sistema y el proceso de producción.

El sistema de producción está formado por el yacimiento, el completamiento instalado, el pozo y las facilidades de superficie. El yacimiento es una o varias unidades de flujo del subsuelo creadas e interconectadas por la naturaleza, mientras que el completamiento (perforaciones o cañoneo), el pozo y las facilidades de superficie es infraestructura construida por el hombre para la extracción, control, medición, tratamiento y transporte de los fluidos hidrocarburos extraídos de los yacimientos.

3.2. Proceso de producción.

Figura 5. Esquema proceso de producción.



Fuente: Sistemas Integrados de Producción SIP. Cruz Ignacio. PEMEX. 2019.

El proceso de producción en un pozo de petróleo comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la figura anterior muestra el sistema completo con cuatro componentes claramente identificados: yacimiento, completamiento, pozo, y línea de flujo superficial.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Existe una presión de entrada de los fluidos en dicho proceso que es la presión estática del yacimiento, **P_{ws}**, y una presión final o de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo, **P_{sep}**.

3.3. Recorrido de los fluidos en el sistema

3.3.1. Transporte en el yacimiento.

El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia **R_e** del pozo donde la presión es **P_{ws}**, viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del hoyo, **r_w**, donde la presión es **P_{wfs}**. En este módulo el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo (**K_o**, **h**), presente restricciones en la cercanía del hoyo (**daño**, **S**) y el fluido ofrezca resistencia al flujo (**μ_o**). Mientras más grande sea el hoyo mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo mejorando el índice de productividad del pozo. La perforación de pozos horizontales aumenta sustancialmente el índice de productividad del pozo.

3.3.2. Transporte en las perforaciones.

Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan el completamiento que puede ser un revestimiento de producción cementado y perforado, normalmente utilizado en formaciones consolidadas, o un empaque con grava, normalmente utilizado en formaciones poco consolidadas para el control de arena. En el primer caso la pérdida de energía se debe a la sobre compactación o trituración de la zona alrededor del pozo y a la longitud de penetración de la perforación; en el segundo caso la pérdida de energía se debe a la poca área expuesta a flujo. Al atravesar el completamiento los fluidos entran al fondo del pozo con una presión **P_{wf}**.

3.3.3. Transporte en el pozo.

Ya dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería. Llegan al cabezal del pozo con una presión **P_{wh}**.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

3.3.4. Transporte en la línea de flujo superficial.

Al salir del pozo si existe un reductor de flujo en el cabezal ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor (choque), a la descarga del reductor la presión es la presión de la línea de flujo, **P_{lf}**, luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la estación, con una presión igual a la presión del separador **P_{sep}**, donde se separa la mayor parte del gas del petróleo. El resto del gas se termina de separar en el tanque de almacenamiento.

3.4. Capacidad de producción del sistema.

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida, **P_{ws}**, y la presión final, **P_{sep}**:

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_l$$

Donde:

$\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfs}$ = Caída de presión en el yacimiento, (IPR).

$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf}$ = Caída de presión en el completamiento, (Jones, Blount & Glaze).

$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh}$ = Caída de presión en el pozo. (FMT Vertical).

$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep}$ = Caída de presión en la línea de flujo. (FMT horizontal).

Tradicionalmente el balance de energía se realiza en el fondo del pozo, pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

dicho balance en otros puntos o nodos de la trayectoria del proceso de producción: cabezal del pozo, separador, tubería, etc.

La caída de presión es la suma de las caídas de presiones que ocurren en todos los componentes del sistema. Por lo tanto, la caída de presión a través de cualquier componente variará el caudal producido. Cualquier cambio en alguno de los componentes provoca un cambio de presión en todo el sistema. Esto ocurre, porque el fluido es compresible, por lo tanto, la caída de presión en un componente particular depende no solo del caudal que atraviesa el componente, sino del promedio de presión existente en el componente.

La cantidad de petróleo y gas que fluye dentro del pozo desde el reservorio depende de la caída de presión en el sistema conductor, y la caída de presión en el sistema dependerá de la cantidad de fluido que pase a través de ella. En un pozo en flujo natural la energía del yacimiento es lo suficientemente fuerte para contrarrestar las pérdidas de presión que ocurren a lo largo del sistema de producción.

Los campos del tren piedemonte están conformados por aproximadamente 169 pozos, de los cuales como se mencionó en el numeral 2.5 se tomará como población los pozos en los campos Campo1, Campo2, Campo3 y Campo4 por sus altos niveles de FR. En la siguiente tabla se observa la relación de los pozos de ambos campos. (Ver Tabla 5).

Tabla 5. Distribución pozos tren piedemonte Ecopetrol Campo1 y Campo2.

ESTADO \ TIPO POZO	PRODUCTOR	INYECTOR	TOTAL
ACTIVO	38	22	60
INACTIVO	14	1	15
ABANDONADO	63	6	69
TOTAL	115	37	144

Fuente: Seguimiento pozos inactivos y suspendidos, departamento de Ingeniería subsuelo, gerencia de producción piedemonte GDP 2021.

Al momento de la realización del estudio de los 38 pozos productores activos, 37 pozos producen de forma natural. Para entender un poco las condiciones de flujo de los pozos con capacidad de fluir de forma natural hasta superficie y entender las

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

condiciones que provocan su pérdida de capacidad de levantamiento se explica a continuación que es la carga líquida en pozos de gas.

4. CARGA DE LÍQUIDOS EN LOS POZOS DE GAS.

4.1. Flujo multifásico en pozos de gas.

Para entender como es el flujo en los pozos de gas y como sucede el fenómeno de acumulación de líquidos en el fondo del pozo, es necesario comprender el concepto de flujo multifásico. El flujo multifásico en una tubería vertical se representa principalmente por cuatro regímenes de flujo. Un régimen de flujo está determinado por las velocidades de la fase líquida y gaseosa, además de las cantidades relativas de gas y cualquier líquido en cualquier punto de la corriente de flujo. Estos regímenes se pueden presentar en cualquier momento de la vida productiva del pozo.

4.1.1. Flujo burbuja

La fase líquida predomina en la tubería. El gas libre está presente en pequeñas burbujas, subiendo en el líquido. El líquido hace contacto la tubería y las burbujas reducen la densidad del fluido multifásico.

4.1.2. Flujo bache

La fase gaseosa se expande mientras se reduce la presión hidrostática que se ejerce sobre ella, las burbujas se fusionan entre si formando grandes burbujas llamadas *Slugs* o *Baches*. La fase líquida sigue siendo la fase continua. La capa de líquido que envuelve el gas puede caer. Ambos, tanto el gas como el líquido afectan significativamente el gradiente de presión del pozo.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

4.1.3. Flujo transicional bache-anular

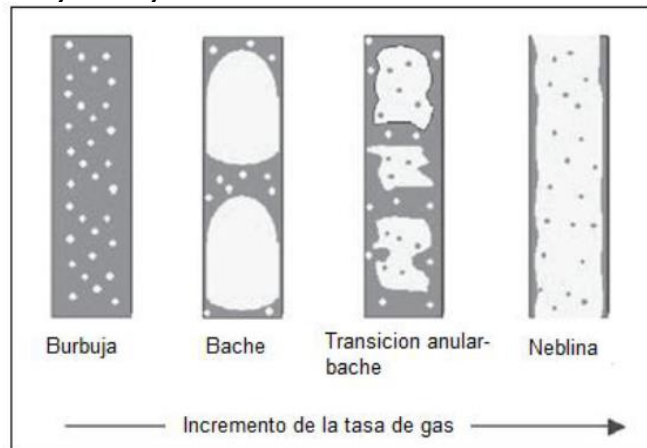
La fase continua cambia, el líquido deja de ser el fluido predominante en el flujo. Algo de líquido puede quedar atrapado en el gas en forma de gotas. El gas domina el gradiente de presión, pero el líquido lo sigue afectando significativamente.

4.1.4. Flujo neblina

La fase de gas es continua y la mayoría del líquido en el flujo se encuentra en forma de Neblina o *mirt*. Las paredes de la tubería son recubiertas por una fina capa de líquido, pero el gradiente de presión es determinado principalmente por el flujo de Gas.

En la vida productiva de cualquier pozo de gas se puede presentar estos regímenes de flujo. Generalmente en un pozo de gas condensado cercano al punto crítico o de crudo volátil.

Figura 6. Regímenes de flujo en flujo multifásico vertical.



Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

4.2. Ciclo de vida de pozo de gas.

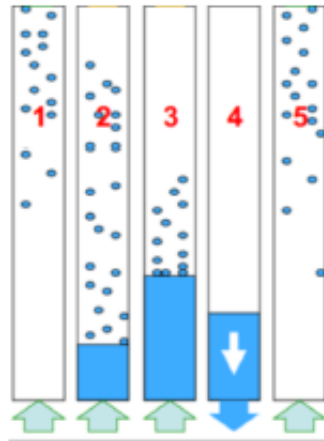
Los pozos de gas con potencial de producir líquidos usualmente tienen un régimen de flujo multifásico. Este régimen de flujo cambia con el tiempo dependiendo de la rata de flujo (ver Figura 7). La cual ilustra el ciclo de un pozo de gas desde la producción

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

inicial antes de perder capacidad de levantamiento. En algunos casos, se puede reactivar de modo intermitente o cíclico⁴.

En condición inicial, la alta tasa de gas produce un régimen de flujo de niebla, en esta condición, la fase gaseosa es continua y la pared de la tubería se recubre con una película de líquido. Por el tiempo, el depletamiento o agotamiento de la energía del yacimiento hace que la tasa de gas decrezca con lo cual cambia el régimen de flujo de neblina a transicional o flujo por baches. Esta inestabilidad en las condiciones resulta en una tasa de producción errática y una declinación muy fuerte del pozo. Como la tasa de gas decrece cambia al régimen de flujo tipo burbuja, cuando los líquidos se van acumulando en la cara del pozo, aumenta la presión de flujo y termina matando la producción del pozo.

Figura 7. Ciclo de producción de pozo de gas antes de perder capacidad de levantamiento.



Fuente: SPE-186362 Extending life of liquid loaded gas wells using velocity string application: octubre 2017.

Coleman et al (1991). Explico que generalmente la principal fuente de carga líquida en el pozo es el agua condensada. Generalmente la carga líquida de un pozo de gas a baja presión ocurre a una profundidad de la mitad a un tercio de la profundidad total del pozo.

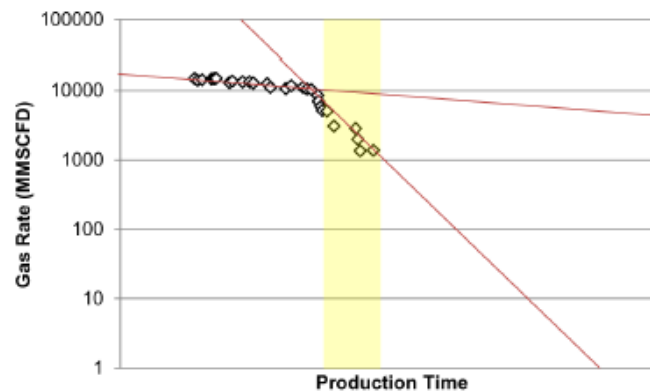
⁴ SPE-186362 Extending life of Liquid loaded Gas Wells Using Velocity String Application: Case Study & Candidate Selection. Satria Andrianata, Keken Rante Allo, Ade Lukman, and Ari Taufiq Kramadibrata, VICO Indonesia. Octubre 2017.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Hay varios síntomas que indican la que un pozo de gas se está cargando de líquidos, entre los cuales se encuentran:

- Presiones de cabeza erráticos.
- Produccion errática.
- Aumento en la rata de declinación del pozo (ver Figura 8).
- Disminución o cese de la producción de líquidos.

Figura 8. Cambio de rata de gas vs tiempo de producción cuando el pozo se carga de líquidos.



Fuente: SPE-186362 Extending life of liquid loaded gas wells using velocity string application: octubre 2017.

4.3. Fenómeno resbalamiento.

Turner estudia el comportamiento de las gotas de gas que se cargan o van en contra del flujo en un pozo vertical. El flujo crítico es producto del área transversal de la tubería y la velocidad crítica:

$$V_c = M \left[\frac{(\rho_L - \rho_g) \sigma_{gl}}{\rho_g^2} \right]^{\frac{1}{4}}$$

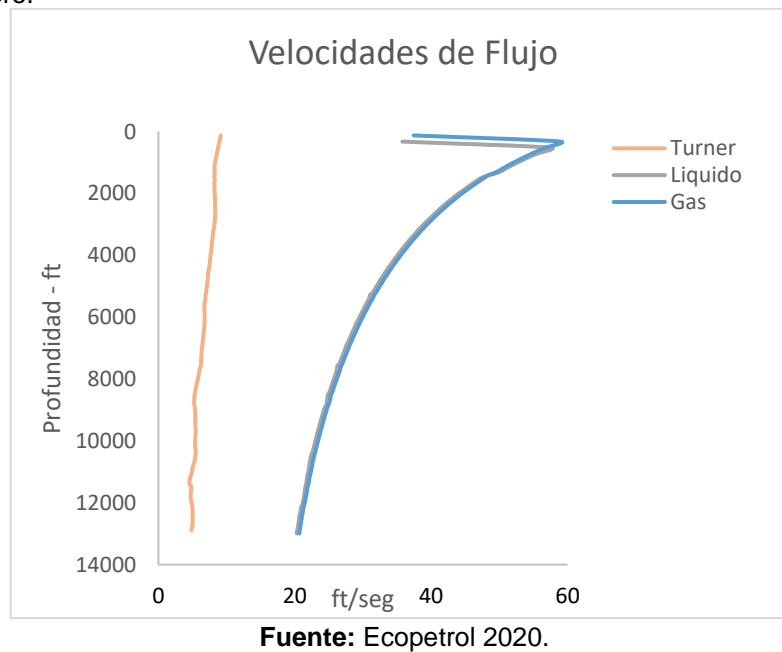
Donde M es un valor que oscila entre 0.57 (el cual es recomendado por Coleman para presiones por debajo de 500 Psia) y 0.68 (recomendado por Turner para presiones cercanas a 2000 Psia).

La ecuación de la velocidad crítica mínima depende de la tensión interfacial, la densidad del líquido y del gas, la presión superficial y la temperatura circundante.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Por medio de análisis nodal mediante software Wellflo se determinó que pozos se encuentran en producción con velocidades de flujo por debajo de las velocidades críticas Turner como se puede ver en la siguiente figura.

Figura 9. Pozo profundo de gas condensado con buenas velocidades de flujo en el campo 1 en el piedemonte llanero.



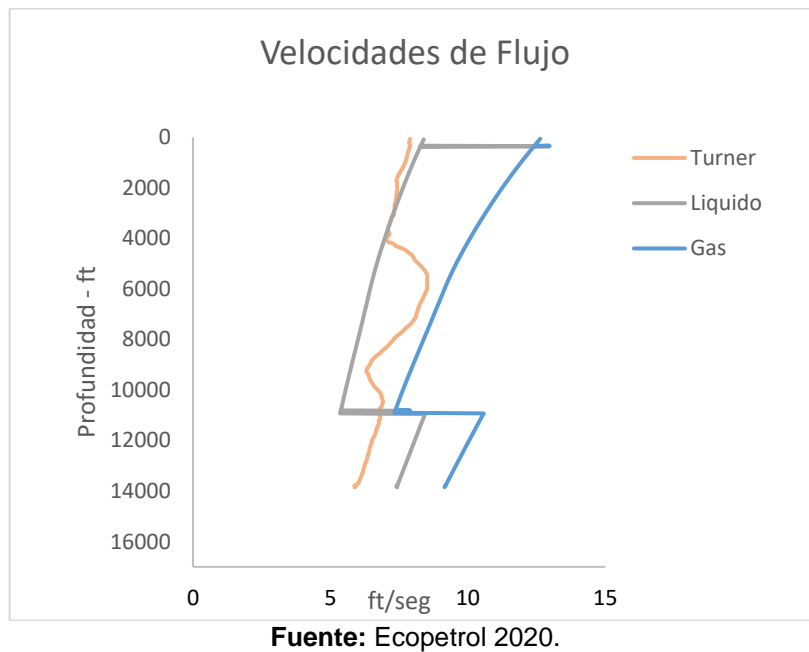
En este caso el pozo tiene buen régimen de flujo donde se observan las velocidades de flujo líquido y gas de producción con velocidades por encima de la velocidad crítica de Turner.

Cuando el Yacimiento pierde presión o se depleta, el diámetro o el diseño del completamiento juega un papel importante en la productividad misma del pozo, en el caso de los pozos del piedemonte llanero que actualmente administra Ecopetrol, son pozos que en su momento se diseñaron para altas presiones y altos caudales propios de la vida inicial de los campos. Pero este momento este diseño juega en su contra, debido a que actualmente la mayoría de los campos cuentan con recobro alto y con presiones de yacimiento bajas, las cuales ocasionan velocidades de flujo iguales o por debajo de las velocidades de flujo críticas de Turner ver Figura 10, las cuales ocasionan acumulación de líquidos dentro del pozo y posterior incremento en la

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

presión hidrostática en la cara de perforados, a esta condición se le conoce como pozo lazy o pozo perezoso, el cual presenta una alta probabilidad de quedar sin potencial de levantamiento en el corto a mediano plazo.

Figura 10. Velocidades de flujo en un pozo de gas condensado catalogado como lazy del campo 1 en el piedemonte llanero.



La grafica anterior se observa un pozo el cual a pesar que presenta unas condiciones y completamientos similares, por encontrarse en lugares diferentes del yacimiento y por la carga líquida que tiene, presenta problemas de capacidad de levantamiento.

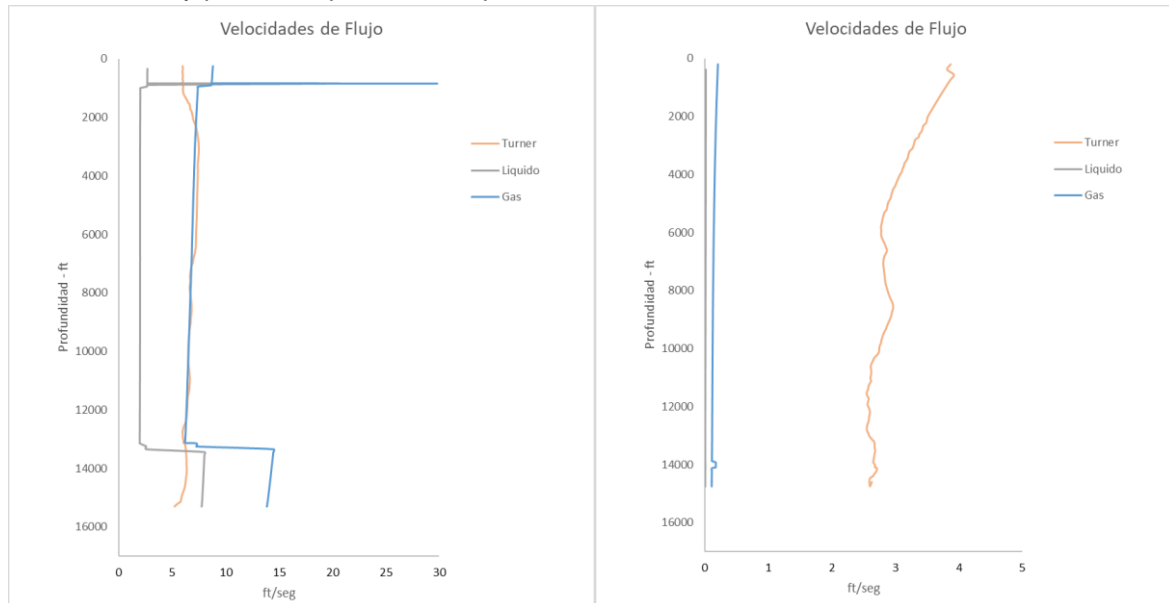
Mediante el seguimiento de las condiciones operacionales de los pozos se logra observar la reducción de las velocidades de flujo a tasas críticas y posterior pérdida de capacidad de levantamiento. (ver Figura 11).

En la primera figura se observa un pozo lazy en el campo 2 del piedemonte llanero, el cual presenta problemas de capacidad de levantamiento, la siguiente figura se observa un pozo el cual perdió capacidad de levantamiento dos semanas después de

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

realizarse la prueba de producción y seguimiento, ambos pozos tienen los mismos diámetros de completamiento, son pozos cercanos los cuales pertenecen al mismo Pat en superficie, pero su carga líquida RGL es mayor.

Figura 11. Velocidades de flujo en un pozo lazy del campo 2 en el piedemonte llanero presentando resbalamiento y por último perdiendo capacidad del levantamiento.



Fuente: Ecopetrol 2020.

4.4. Resbalamiento en los campos de piedemonte.

Al analizar el comportamiento de observa, que al presentarse velocidades de líquidos por debajo de la velocidad crítica se presentan flujos o regimenes de fluido en donde se comienza a presentar acumulación de líquidos en el pozo, pero mientras se mantenga una velocidad de flujo de gas por encima de la velocidad crítica de Turner, el pozo aun no se observará una caída de potencial razonable. Cuando la velocidad de líquido y la velocidad de flujo del gas es inferior a la velocidad crítica Turner se observa una caída de potencial significativa, perdiendo capacidad de levantamiento y posteriormente la no producción de fluidos del pozo. Ocasionada por la alta presión hidrostática del pozo en la cara de formación la cual puede ser igual o mayor que la

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMORTE LLANERO DE COLOMBIA

PWF, produciendo la muerte o el aporte de fluidos desde el yacimiento al tubing de producción del pozo.

En las siguientes tablas se pueden observar los pozos de los Campos1, Campo2, Campo3 y Campo4), el piedemonte llanero los cuales se determinó si presentan o no problemas de acumulación de líquidos en el pozo al determinar si las velocidades de líquidos y gas se encuentran por debajo de las velocidades críticas de Turner.

Tabla 6. Relación de pozos campo 1 vs velocidades de flujo crítica Turner.

Pozo	Campo	Ocurre Resbalamiento?
1	1	SI
2	1	SI
3	1	SI
4	1	NO
5	1	NO
6	1	SI
7	1	SI
8	1	SI
9	1	SI
10	1	SI
11	1	SI
12	1	NO
13	1	NO

Fuente: Ecopetrol 2020.

Tabla 7. Relación de pozos campo 2 vs velocidades de flujo crítica Turner.

Pozo	Campo	Ocurre Resbalamiento?
1	2	NO
2	2	NO
3	2	SI
4	2	SI
5	2	NO
6	2	SI
7	2	SI
8	2	NO
9	2	SI
10	2	SI
11	2	NO
12	2	SI
13	2	NO
14	2	SI
15	2	NO
16	2	SI

Fuente: Ecopetrol 2020.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Tabla 8. Relación de pozos campo 3 vs velocidades de flujo crítica Turner

Pozo	Campo	Ocurre Resbalamiento?
1	3	NO
2	3	NO
3	3	NO

Fuente: Ecopetrol 2020.

Tabla 9. Relación de pozos campo 4 vs velocidades de flujo crítica Turner

Pozo	Campo	Ocurre Resbalamiento?
1	4	SI
2	4	NO
3	4	SI
4	4	NO
5	4	NO
6	4	NO

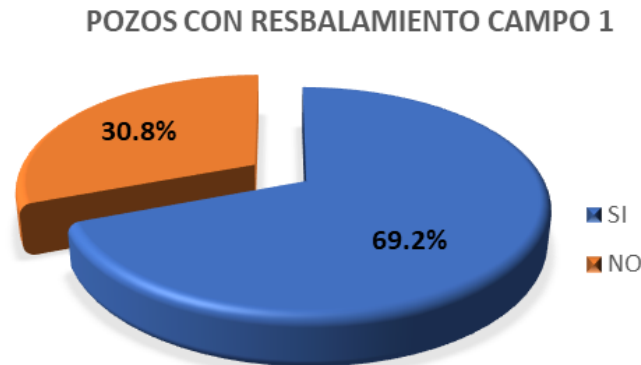
Fuente: Ecopetrol 2020.

Debido a las que las condiciones de producción y recobro de los campos son diferentes se determinó realizar el estudio separandolos por campos.

4.4.1. Campo 1.

Del Campo1 se determinó que el 69.2% de los pozos presentan algún tipo de acumulación de líquidos en el pozo.

Figura 12. Porcentaje de pozos del Campo1 con acumulación de líquidos en el pozo.



Fuente: Ecopetrol 2020.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

De los pozos del campo 1 que presentan acumulación de líquidos en el pozo, el 44.4% están completados con liner de producción de 5 ½", el 33.3% completado con liner de producción de 7" y el 22.2% restante se encuentra completado con liner de producción de 4 ½" OD.

Figura 13. Porcentaje de pozos del campo 1 con problemas de acumulación de líquidos en pozo de acuerdo al tipo de completamiento.

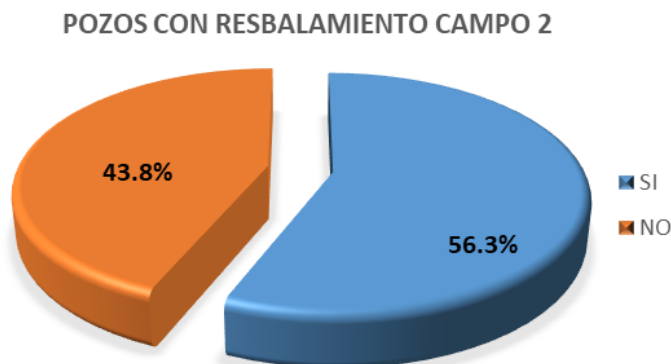


Fuente: Ecopetrol 2020.

4.4.2. Campo 2.

Del Campo2, el 56.3% de los pozos presentan algún tipo de acumulación de líquidos en el pozo. (ver Figura 14).

Figura 14. Porcentaje de pozos del Campo2 con acumulación de líquidos en el pozo.

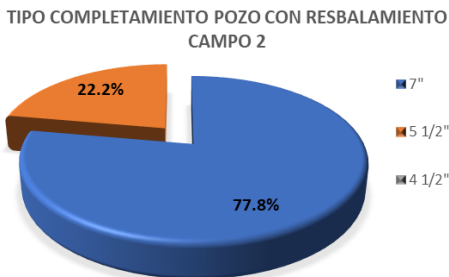


Fuente: Ecopetrol 2020.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

De los pozos del campo 2 que presentan acumulación de líquidos en el pozo, el 77.8% están completados con liner de producción de 7" OD y el 22.2% completado con liner de producción de 5 1/2" OD.

Figura 15. Porcentaje de pozos del Campo2 con problemas de acumulación de líquidos en pozo de acuerdo al tipo de completamiento.



Fuente: Ecopetrol 2020.

4.4.3. Campo 3.

Los pozos del Campo3 actualmente no presenta velocidades de flujo por debajo de las velocidades críticas de Turner, por consiguiente se establece que los pozos del Campo3 actualmente no presentan problemas de acumulación de líquidos en el pozo.

4.4.4. Campo4.

Del Campo4, el 33% de los pozos presentan algún tipo de acumulación de líquidos en el pozo. (ver Figura 16).

Figura 16. Porcentaje de pozos del Campo 4 con acumulación de líquidos en el pozo.



Fuente: Ecopetrol 2020.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

De los pozos del Campo4 que presentan acumulación de líquidos en el pozo, el 75% están completados con liner de producción de 7" OD y el 25% completado con liner de producción de 5 1/2" OD.

Figura 17. Porcentaje de pozos del campo 4 con problemas de acumulación de líquidos en pozo de acuerdo al tipo de completamiento.



Fuente: Ecopetrol 2020.

De los 38 pozos productores activos, el 53% de ellos presentan problemas de acumulación de líquidos en el tubing de producción. (ver Figura 18)

Figura 18. Total porcentaje de pozos con acumulacion de líquidos en el liner de producción.



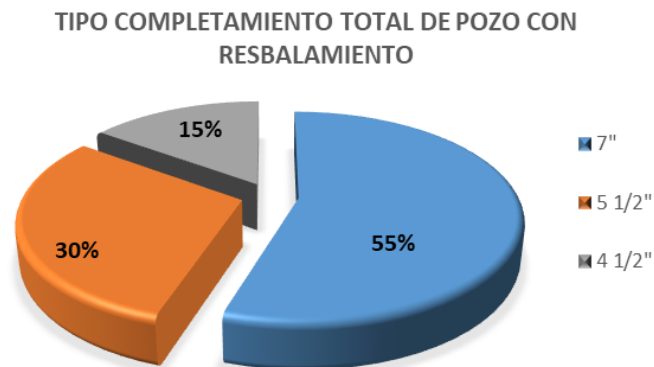
Fuente: Ecopetrol 2020.

De los pozos que presentan acumulacion de líquidos en el liner de produccion, el 55% están completados con liner de 7" OD, el 30% se encuentran completados con

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

liner de 5 ½" OD y el 15% se encuentran completados con liner de 4 ½" OD. Ver la siguiente figura.

Figura 19. Porcentaje del total de pozos con problemas de acumulación de líquidos en pozo de acuerdo al tipo de completamiento.



Fuente: Ecopetrol 2020.

Como se logró observar en las anteriores gráficas en los campos con mas problemas de resbalamiento son Campo 1, Campo 2 y Campo 4, los cuales tienen los factores de recobro más altos en los campos gas condensado en el piedemonte llanero Colombiano, el agotamiento propio de la energía del yacimiento junto con los diámetros actuales de los completamientos generan una acumulación de líquidos en el fondo del pozo, generando disminución en Drowdown efectivo en la cara de formación por la presión hidrostática de los fluidos a nivel del Near Wellbore. Los diámetros amplios de completamiento se diseñaron en fases tempranas de maduración, se contaba con mayores presiones de yacimiento, estos completamientos fueron diseñados para evacuar grandes volúmenes de hidrocarburos. Pero, con las condiciones actuales de energía remanente a nivel de subsuelo estas dimensiones juegan en su contra.

A continuación, se presentan las generalidades de los diferentes sistemas de levantamiento o arreglos en los completamientos que permiten mejorar las

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

condiciones de flujo de los pozos profundos del Piedemonte Llanero de Colombia.

5. GENERALIDADES DE LOS SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Un Sistema de Levantamiento Artificial (SLA), es un mecanismo externo a la formación productora encargado de levantar crudo desde la formación a una determinada tasa, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada.

De forma general, los métodos de levantamiento artificial pueden ser clasificados en las siguientes dos categorías:

- Métodos que modifican propiedades físicas de los fluidos del pozo (por ejemplo. Reducción de densidad).
- Métodos que aplican la acción de una bomba para suministrar energía externa al sistema.

Cada sistema de levantamiento tiene un principio de funcionamiento diferente, y por lo tanto una serie de características y rangos de operación propios, los cuales, deben ser debidamente identificados como una base previa para la correcta selección del sistema de levantamiento más adecuado para determinado proyecto.

5.1. Bombeo mecánico B.M.

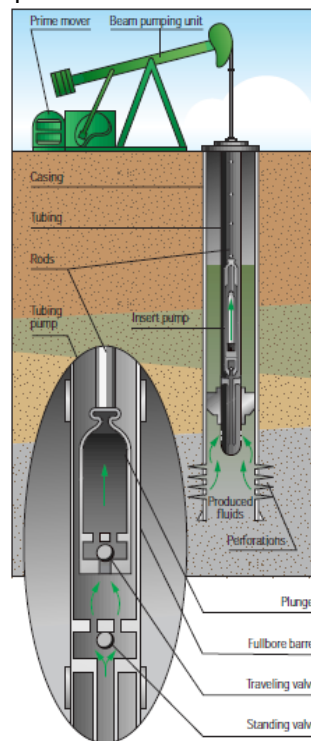
El bombeo mecánico es un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie, considerando que el yacimiento posee una determinada presión, la cual es suficiente para que el petróleo alcance un determinado nivel en el pozo. Este tipo de levantamiento artificial utiliza una bomba con un embolo de desplazamiento positivo y una unidad impulsora en la superficie, con un acople mecánico, incluyendo un balancín pivoteado que convierte el movimiento giratorio del motor en un movimiento oscilante. La bomba en el fondo del pozo y la unidad de

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMUNTE LLANERO DE COLOMBIA

superficie están conectadas por medio de una sarta de varillas, las cuales realizan continuamente un movimiento oscilante.

A continuación, se ilustra el sistema de levantamiento por bombeo mecánico.

Figura 20. Sistema de Levantamiento por bombeo mecánico.



Fuente: oilfield review spring 1999. brown ke: the technology of artificial lift methods, vol 2a. tulsa, oklahoma, usa: pennwell books, inc.

Ventajas

- Confiabilidad y bajo mantenimiento.
- Alto valor residual del equipo de superficie.
- Facilidad para ajustar la tasa en superficie.
- Permite alcanzar un alto grado de depleción.
- Varias alternativas para la fuente de poder (motor diesel, gas o eléctrico).
- Operación, análisis sencillos y fácil reparación técnica.
- Tolerancia a las altas temperaturas.
- Facilidad para el intercambio de unidades entre pozos.
- Aplicable a huecos estrechos y completamientos múltiples.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

- Permite el levantamiento de crudos con viscosidades relativamente altas.
- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y la formación de scales.
- Disponibilidad de diferentes tamaños de unidades.
- Permite una operación más eficiente mediante el uso de unidades con doble sistema de válvulas, lo que permite bombear tanto en la carrera ascendente, como en la descendente.

Desventajas

- Los caudales que permite bombear son relativamente bajos.
- Requiere de gran espacio en superficie, siendo poco recomendable en plataformas costa afuera y en locaciones urbanas.
- Presenta mayor desgaste de las varillas en pozos desviados.
- Problemas de fricción en pozos tortuosos.
- Baja tolerancia a la producción de sólidos.
- Limitado por profundidad (debido a la resistencia de las varillas de succión).
- Baja eficiencia volumétrica en pozos con alta producción de gas.
- Susceptible a la formación de parafinas.
- El tubing no puede ser recubierto internamente para protegerlo contra la corrosión.
- Poca resistencia al contenido de H₂S.
- En pozos de diámetro pequeño, se limita el caudal a producir, por el tamaño del equipo de subsuelo.

En las siguientes tablas se presentan el rango de operación para el sistema de bombeo Mecánico de acuerdo a propiedades de Yacimiento y producción, propiedades de los fluidos y características en superficie.

**ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA**

Tabla 10. Características de yacimiento y propiedades pozos para la implementación de un sistema bombeo mecánico.

VARIABLES	RANGO					
	No Aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Numero de pozos					1	>1
Tasa de producción (BOPD)	>10000	4001 a 10000	1001 a 4000	1 a 10 y 501 a 1000	11 a 50 y 301 a 500	50 a 300
Profundidad del pozo (ft)	>14000	10001 a 14000	7001 a 10000	3001 a 7000	2501 a 3000	1 a 2500
Tamaño del Casing (in ID)	>9 5/8	2 3/8 y 9 5/8	7		5 1/2	4 1/2
Grado de inclinación del pozo respecto a la vertical (°)	>45		21 a 45	11 a 20	6 a 10	0 a 5
Severidad Dogleg (°/100 ft)	>20	11 a 20	6 a 10		4 a 5	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600	251 a 550	251 a 400	151 a 250	1 a 150
Presión de Fondo Fluyendo - PWF (Psi)	>4000	501 a 4000	301 a 500	201 a 300	14 a 50 y 101 a 200	51 a 100
Tipo de Completamiento			Múltiple			Simple
Tipo de Recobro			Terciario		Secundario	Primario

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 11. Características y propiedades de los fluidos de producción para la implementación de un sistema Bombeo mecánico.

VARIABLES	RANGO					
	No Aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW (%)	>95	61 a 95	46 a 60	26 a 45	16 a 25	0,1 a 15
Viscosidad del fluido producido (Cp)	>7000	5001 a 7000	3001 a 5000	0,1 a 20 y 1001 a 3000	21 a 100 y 501 a 1000	101 a 500
Presencia de fluidos corrosivos	SI					NO
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>1000	501 a 1000	201 a 500	51 a 200	11 a 50	0 a 10
GOR (scf/stb)	>700	401 a 700	301 a 400	201 a 300	101 a 200	0 a 100
Presencia de contaminantes		Severa	Media	Leve		Nula
Tratamiento Aplicado		Ácidos			Inhibidores y Solventes	Sin tratamiento

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Tabla 12. Características de las facilidades en superficie para la implementación de un sistema bombeo mecánico.

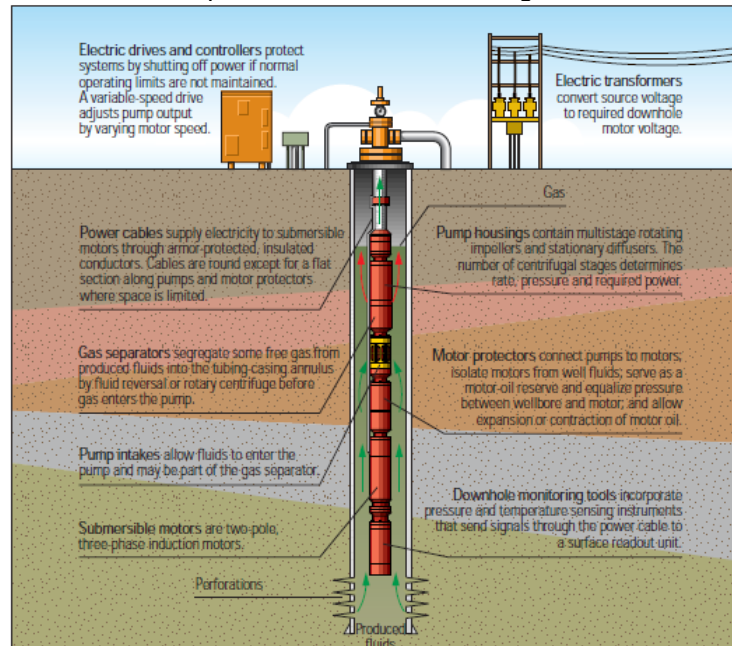
VARIABLES	RANGO					
	No Aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo locación	Offshore		Remotos		Onshore	
Energía Eléctrica				Generada	Comprada	
Espacio		Limitado				Amplio

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

5.2. Bombeo electrosumergible B.E.S.

El sistema de bombeo electrosumergible (B.E.S) es un sistema de levantamiento artificial que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión.

Figura 21. Sistema de levantamiento por bombeo electro sumergible.



Fuente: Oilfield review spring 1999. Brown KE: The technology of artificial lift methods, Vol 2A. Tulsa, Oklahoma, USA: PennWell books, Inc.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Este sistema de producción ha probado ser eficiente y económico especialmente en la producción de crudos medianos y livianos. En la industria petrolera, comparativamente con otros sistemas artificiales de producción tiene ventajas y desventajas, debido a que por diversas razones no siempre puede resultar ser el mejor, es decir un pozo candidato a producir artificialmente con bombeo electrosumergible, debe reunir características específicas que no afecten su funcionamiento como las altas relaciones gas/aceite, las altas temperaturas, la presencia de arena en los fluidos producidos, que son factores indeseables sobre la eficiencia del sistema.

Entre las características del sistema están su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde diferentes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo y particularmente se distingue por qué, el motor está directamente acoplado con la bomba en el fondo del pozo. El ensamble de bombeo eléctrico trabaja sobre un amplio rango de profundidades y volúmenes, su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite.

Ventajas:

- Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos (alrededor de 20,000 bbl/día) sin dificultad, y a bajo costo.
- Elevado aporte de energía al fluido.
- Alta eficiencia (70 %).
- El sistema no se ve afectado por la desviación.
- Buena recolección de datos e información relacionada.
- Tasas de producción elevadas.
- Sistema fácil de controlar.
- No ocupa grandes espacios en superficie. Igualmente es aplicable en plataformas costa afuera.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

- Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de scales.
- Disponibilidad de unidades de diversos tamaños.

Desventajas:

- Tolerancia limitada a la arena.
- Baja tolerancia a las altas relaciones gas – líquido (Sin separador).
- Se requiere de taladro o estructura en caso de falla.
- Posibles fallas eléctricas, principalmente asociadas al cable.
- El cable eléctrico puede ocasionar problemas con las tuberías.
- Vida útil corta si existe un diseño, instalación y operación deficientes.
- Tolerancia limitada a las altas temperaturas.
- No aplicable a completamientos múltiples.
- Poco práctico en pozos someros.
- Solo es aplicable con energía eléctrica, y para tal caso, requiere de altos voltajes.
- Las unidades son costosas, para ser reemplazadas a medida que el yacimiento declina.
- Presenta cierto grado de limitación por profundidad, debido costos de cable y capacidad de la bomba.

En las siguientes tablas se presentan el rango de operación para el sistema de bombeo Electrosumergible de acuerdo a propiedades de Yacimiento y producción, propiedades de los fluidos y características en superficie.

Tabla 13. Características de yacimiento, producción y pozo para bombeo electro sumergible.

VARIABLES	RANGO					
	No Aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Numero de pozos						
Tasa de producción (BOPD)	<100 y >60000	100 a 200	201 a 300 y 50001 a 60000	301 a 1000 y 30001 a 50000	1001 a 10000 y 20001 a 30000	10001 a 20000

**ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA**

Profundidad del pozo (ft)	>15000	12501 a 15000	10001 a 12000	7501 a 10000	5001 a 7500	1 a 5000
Tamaño del Casing (in ID)	2 3/8"	4 1/2"		5 1/2"	7"	>7"
Grado de inclinación del pozo respecto a la vertical (°)	>80		71 a 80	41 a 70	11 a 40	0 a 10
Severidad Dogleg (°/100 ft)			>10		4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>450	351 a 450	326 a 350	251 a 325	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de Fondo Fluyendo - PWF (Psi)				14 a 300	3011 a 500	>500
Tipo de Completamiento	Múltiple					Simple
Tipo de Recobro			Terciario		Secundario	Primario

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 14. Características y propiedades de los fluidos de producción para la implementación de un sistema de bombeo electrosumergible.

VARIABLES	RANGO					
	No Aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
BSW (%)				91 a 99.9	71 a 90	0,1 a 70
Viscosidad del fluido producido (Cp)	>5000	201 a 5000	101 a 200	51 a 100	11 a 50	0,1 a 10
Presencia de fluidos corrosivos			SI			SI
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>200	101 a 200	51 a 100	16 a 50	6 a 15	0 a 5
GOR (scf/stb)	>5000	4001 a 5000	1501 a 4000	501 a 1500	51 a 500	0 a 50
Presencia de contaminantes			Severa	Media	Leve	Nula
Tratamiento Aplicado			Ácidos, Solventes, Inhibidores			Sin Tratamiento

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 15. Características de las facilidades en superficie para la implementación de un sistema electrosumergible.

VARIABLES	RANGO					
	No Aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Tipo locación				Remoto	Offshore	OnShore
Energía Eléctrica	Generada					Comprada
Espacio				Reducido	Amplio	Estándar

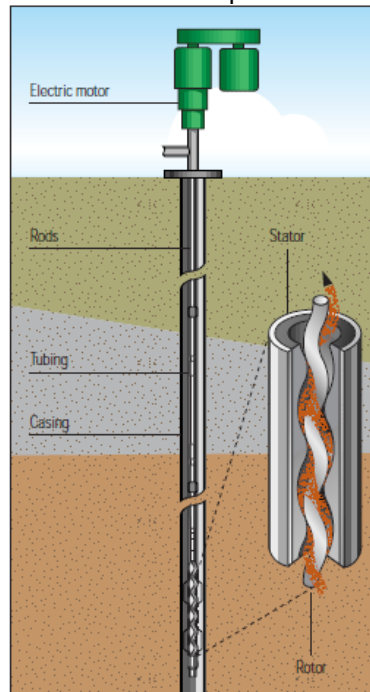
Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

5.3. Bombeo por Cavidades Progresivas P.C.P.

Las bombas de cavidades progresivas están formadas por un rotor, que es una varilla gruesa de forma helicoidal que gira dentro de un estator, el cual, consiste en una matriz de elastómero con un troquelado interno con forma de doble línea helicoidal. Cuando el rotor gira dentro del estator, se forman varias cavidades cerradas las cuales avanzan desde el extremo de entrada de la bomba, hasta el extremo de descarga. El resultado de esto es un flujo continuo por desplazamiento positivo proporcional a la velocidad de rotación. El estator está anclado a la tubería de producción, mientras que el rotor gira por el efecto del motor.

Figura 22. Sistema de levantamiento por bombeo por cavidades progresivas.



Fuente: Oilfield Review Spring 1999. Brown KE: The technology of artificial lift methods, Vol 2A. Tulsa, Oklahoma, USA: PennWell books, Inc.

Este tipo de bombas se caracteriza por operar a bajas velocidades y permitir manejar altos volúmenes de gas o sólidos en suspensión, así como también son ideales para manejar crudos pesados y extrapesados.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Ventajas

- Alta tolerancia a la producción de sólidos (hasta un 90 %).
- Buena eficiencia energética.
- Bajos costos capitales y de operación.
- Buen manejo de fluidos viscosos y de crudos con elevadas relaciones gas-liquido.
- Bajo perfil en superficie.
- Fácil instalación a corto plazo (por ejemplo, para campañas de exploración).
- No posee válvulas internas ni trampas de gas.
- Instalación sencilla y operación silenciosa del equipo.

Desventajas

- Tasa de producción limitada.
- Baja tolerancia a las altas temperaturas.
- Se requiere de una unidad de workover para el mantenimiento del equipo de subsuelo.
- No es compatible con CO₂, ni demás fluidos de tipo ácido.
- Difícil detección de fallas en subsuelo.
- No es recomendable usar disolventes para lavar el elastómero, ya que éstos lo pueden deteriorar.

En las siguientes tablas se presentan el rango de operación para el sistema de bombeo PCP de acuerdo a propiedades de yacimiento y producción, propiedades de los fluidos y características en superficie.

Tabla 16. Características de yacimiento y propiedades pozos para la implementación de un sistema bombeo con cavidades progresivas.

VARIABLES	RANGO					
	No Aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Numero de pozos					1	>1
Tasa de producción (BOPD)	1 a 5 y >5500	4501 a 5500	3501 a 4500	6 a 100 y 2501 a 3500	101 a 1500 y 2001 a 2500	1501 a 2000

**ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTTE LLANERO DE COLOMBIA**

Profundidad del pozo (ft)	>9800	7501 a 9800	5001 a 7500	3501 a 5000	2501 a 3500	1 a 2500
Tamaño del Casing (in ID)	>9 5/8	9 5/8	7		5 1/2 y 2 3/8	4 1/2
Grado de inclinación del pozo respecto a la vertical (°)	11 a 90		9 a 10		4 a 8	0 a 3
Severidad Dogleg (°/100 ft)	>10	5 a 10			3 a 4	0 a 2
Temperatura (°F)	>350	281 a 350		251 a 280	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de Fondo Fluyendo - PWF (Psi)			14 a 100	101 a 200	201 a 500 y >1000	500 a 1000
Tipo de Completamiento			Múltiple			Simple
Tipo de Recobro			Terciario		Secundario	Primario

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 17. Características y propiedades de los fluidos de producción para la implementación de un sistema bombeo cavidades progresivas.

VARIABLES	RANGO					
	No Aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW (%)	>90	56 a 90	41 a 55	15 a 40	7 a 15	0,1 a 6
Viscosidad del fluido producido (Cp)	>12000	0 a 100 y 10001 a 12000	101 a 500 y 8001 a 10000	501 a 1000 y 6001 a 8000	1001 a 5000	5001 a 6000
Presencia de fluidos corrosivos		SI				NO
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>10000	8001 a 10000	501 a 8000	201 a 500	51 a 150	0 a 50
GOR (scf/stb)	>500	301 a 500		151 a 300	51 a 150	0 a 50
Presencia de contaminantes				Severa	Media a Leve	Nula
Tratamiento Aplicado	Solventes	Ácidos	Inhibidores			Sin tratamiento

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 18. Características de las facilidades en superficie para la implementación de un sistema bombeo cavidades progresivas.

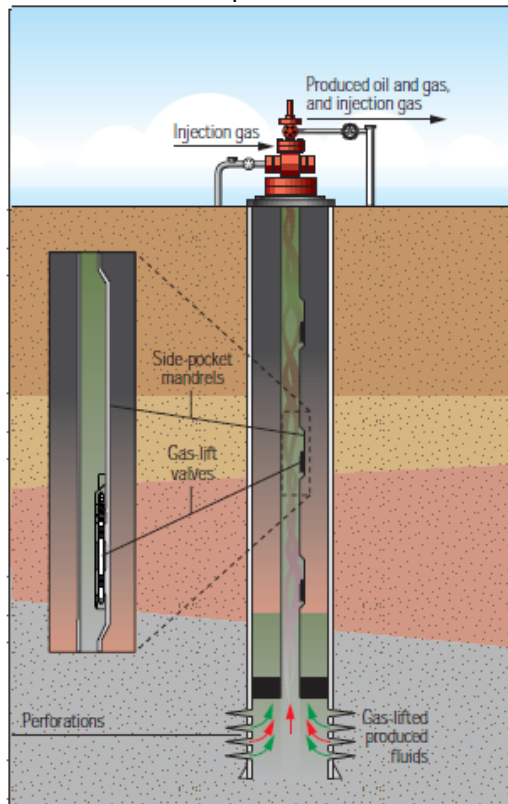
VARIABLES	RANGO					
	No Aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo locación		Offshore		Remotos		Onshore
Energía Eléctrica	Generada				Comprada	
Espacio				Reducido	Amplio	Estándar

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

5.4. Gas Lift

Figura 23. Sistema de levantamiento por Gas Lift



Fuente: Oilfield Review Spring 1999. Brown KE: The Technology of Artificial Lift Methods, Vol 2A. Tulsa, Oklahoma, USA: PennWell Books, Inc.

El levantamiento artificial por gas es uno de los métodos más utilizados a nivel mundial para el levantamiento de la producción en pozos petroleros. Conceptualmente es muy sencillo ya que en su versión de flujo continuo es similar al método de producción por flujo natural con la diferencia que la relación gas-líquido en la columna de fluidos es alterada mediante la inyección de gas comprimido. El gas disminuye el peso de la columna de tal forma que la energía del yacimiento resultará suficiente para levantar la producción hasta la superficie. Es necesario inyectar el gas lo más profundo posible para reducir sustancialmente el peso de la columna e inyectar la tasa de gas adecuada para que la fricción de la corriente multifásica no anule la reducción de peso. Adicionalmente para optimar la distribución de gas entre los pozos asociados al sistema es necesario utilizar algoritmos que permitan levantar la mayor cantidad de

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

petróleo posible, ya que la presencia de agua atenta contra la rentabilidad del método puesto que esta es normalmente más pesada que el petróleo y no posee gas en solución para asistir al levantamiento de los fluidos. (Ver Figura 23)

Ventajas:

- Es un sistema seguro de operar.
- Presenta alta tolerancia a los sólidos (aunque las velocidades de erosión en el tubing y el árbol de navidad pueden ser críticas).
- Habilidad para manejar altas ratas de producción.
- Requiere de poco espacio en superficie.
- Generalmente puede ser reacondicionado con wireline.
- Acceso completo a través del tubing a las GLVs inferiores.
- No es restringido por la desviación de los pozos.
- Relativamente insensible a la corrosión.
- Muy flexible, se puede convertir de flujo continuo a intermitente, chamber lift o plunger lift a medida que declina el yacimiento.
- La fuente de potencia puede ser ubicada en locaciones remotas.
- Fácil de obtener presiones y gradientes en profundidad.
- No es problema en pozos con empuje de gas.

Desventajas:

- Ineficiente en sistemas de bajo volumen, debido a los costos capitales de compresión y tratamiento del gas.
- Requiere de un volumen de gas para su arranque, el cual no siempre está disponible.
- Presenta dificultad para manejar crudos muy pesados y viscosos o emulsionados.
- Potencial para la formación de hidratos en superficie o en las GLVs.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

- Requiere de monitoreo continuo, optimización y reparación técnica, así como de supervisión ingenieril.
- Usualmente se ve limitado por una profundidad de levantamiento máxima.
- Posible necesidad de casing y tubing muy fuertes debido a las altas presiones de gas en el anular.
- Problemas con líneas sucias en superficie.
- Puede presentar problemas de seguridad si se manejan presiones de gas muy altas.

En las siguientes tablas se presentan el rango de operación para el sistema de bombeo gas Lift de acuerdo con las propiedades de yacimiento y producción, propiedades de los fluidos y características en superficie.

Tabla 19. Características de yacimiento, producción y pozo para gas lift.

VARIABLES	RANGO					
	No Aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tasa de producción (BOPD)	1 a 100 y >35000	101 a 500 y 30001 a 35000	501 a 1000	1001 a 5000 y 20001 a 30000	5001 a 10000 y 15001 a 20000	10001 a 15000
Profundidad del pozo (ft)	>18500	15001 a 18500	1 a 2500	2501 a 7500	7501 a 10000	10001 a 15000
Tamaño del Casing (in ID)	2 3/8"		4 1/2"	5 1/2"	7"	>7"
Grado de inclinación del pozo respecto a la vertical (°)		76 a 90	66 a 75	46 a 65	31 a 45	0 a 30
Severidad Dogleg (°/100 ft)		>80	71 a 80	61 a 70	51 a 60	0 a 50
Temperatura (°F)	>500	401 a 500	281 a 400	201 a 280	1 a 100 y 151 a 200	101 a 150
Presión de Fondo Fluyendo - PWF (Psi)	14 a 500	501 a 650	651 a 850	851 a 1000	1001 a 2000	>2000
Tipo de Completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de Recobro	Secundario		Terciario			Primario

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 20. Características y propiedades de los fluidos de producción para la implementación de un sistema gas Lift.

VARIABLES	RANGO					
	No Aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW (%)	>90	81 a 90	41 a 80	21 a 40	11 a 20	0,1 a 10
Viscosidad del fluido producido (Cp)	0,1 a 5 y >800	6 a 10 y 601 a 800	11 a 20 y 501 a 600	21 a 30 y 201 a 500	31 a 40 y 71 a 200	41 a 70

**ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA**

Presencia de fluidos corrosivos					SI	NO
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>12000	5001 a 12000	1001 a 5000	501 a 1000	201 a 500	0 a 200
GOR (scf/stb)	0 a 50	51 a 150	151 a 500	501 a 1000	1001 a 5000	>5000
Presencia de contaminantes				Severa a Media	Leve	Nula
Tratamiento Aplicado		Ácidos	Solventes, inhibidores			Sin Tratamiento

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 21. Características de las facilidades en superficie para la implementación de un sistema gas Lift.

VARIABLES	RANGO					
	No Aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo locación		Remotos			Onshore	Offshore
Energía Eléctrica				Comprada, Generada		
Espacio			Reducido		Amplio	Estándar

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

5.5. Bombeo hidráulico (B.H.)

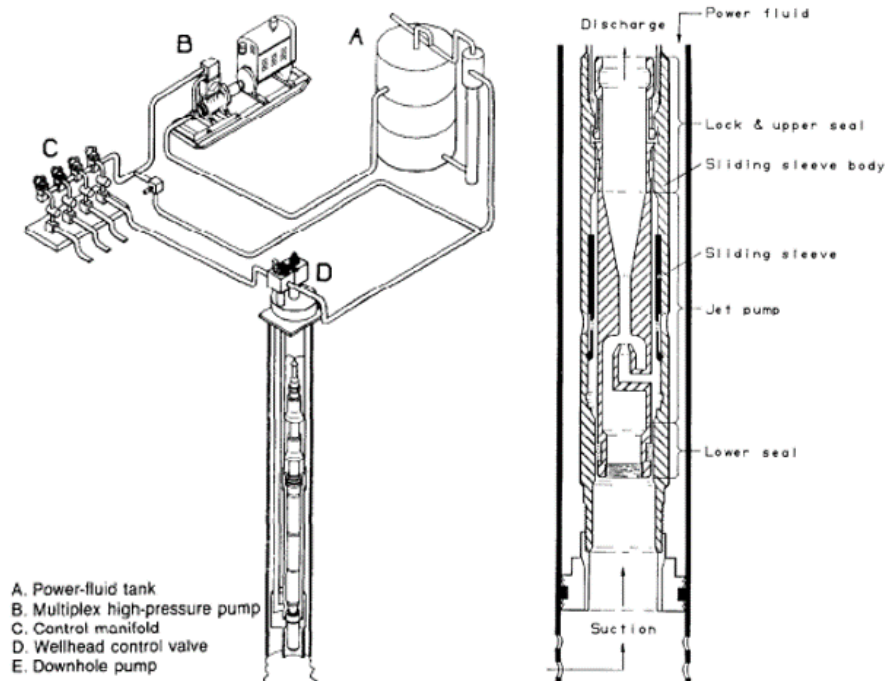
5.5.1. B.H. tipo jet

El bombeo hidráulico tipo Jet, es un mecanismo de producción de pozos petroleros, que actúa mediante la transferencia de potencia a una bomba de subsuelo con un fluido presurizado que es bombeado a través de la tubería de producción. La bomba de subsuelo actúa como un transformador convirtiendo la energía del fluido motriz en energía potencial o presión sobre los fluidos producidos.

La bomba de subsuelo tipo Jet logra su acción de bombeo mediante la transferencia de energía entre dos corrientes de fluidos. La alta presión del fluido motriz enviado desde la superficie pasa a través de una boquilla donde su energía potencial o presión es convertida en energía cinética en la forma de chorro de fluido a gran velocidad. El fluido a producir es succionado y mezclado con el fluido motriz en la garganta de la bomba y llevado a superficie.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Figura 24. Sistema de levantamiento por bombeo hidráulico tipo jet pump.



Fuente: Overview of Artificial Lift System JPT 1982. Brown KE: The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa, Oklahoma, USA: PennWell Books, Inc.

No requiere de varillas o cables eléctricos para la transmisión de potencia a la bomba de subsuelo. Es un sistema con dos bombas una en superficie que proporciona el fluido motriz y una en el fondo que trabaja para producir los fluidos de los pozos. La bomba de subsuelo puede ser instalada y recuperada hidráulicamente o con unidades de cable. Los fluidos producidos pueden ser utilizados como fluido motriz. Su mantenimiento es de bajo costo y de fácil implementación.

Ventajas

- Flexibilidad en la rata de producción.
- Cálculo de la P_{wf} en condiciones fluyentes por el programa de diseño.
- La bomba Jet no tiene partes móviles lo que significa alta duración y menor tiempo en tareas de mantenimiento.
- Puede ser instalada en pozos desviados.
- Pueden ser fácilmente operadas a control remoto.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

- Puede bombear todo tipo de crudos, inclusive crudos pesados.
- Las bombas de subsuelo pueden ser circuladas o recuperadas hidráulicamente. Esta ventaja es muy importante porque reduce los requerimientos de los equipos de reacondicionamiento (workover) para hacer el mantenimiento a los equipos de subsuelo.
- La bomba Jet es fácilmente optimizada cambiando el tamaño de la boquilla y la garganta.
- Muy apropiadas para instalación de medidores de presión debido a su baja vibración.
- Muy apropiadas para zonas urbanas o cerca de zonas urbanas, plataformas costa afuera y zonas ambientalmente sensibles.
- Puede manejar fluidos contaminados con CO₂, SO₂, gas y arena.

Desventajas

- Requiere alto caballaje (mayor de 200 HP).
- Requiere alta presión de fondo fluyente.
- El diseño de la bomba es bastante complejo por las variadas combinaciones geométricas disponibles.
- La eficiencia de las bombas jet es baja (26% a 33%).
- Mayor riesgo en las instalaciones de superficie por la presencia de altas presiones.
- Falta de conocimiento en operaciones e ingeniería.
- Su rango de producción es muy bajo
- Requiere de vigilancia continua para su normal desarrollo.
- No puede funcionar hasta la depleción del pozo. Se podrá requerir de otro método.
- Bueno para pozos de baja producción. Menor a 200 BOPD.
- Se requiere comunicación entre el tubing y el casing para una buena operación.
- En pozos donde se tiene un alto corte de agua se requiere inyectar químicos para bajar emulsión producida por la jet en los tanques de almacenamiento.

**ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA**

En las siguientes tablas se presentan el rango de operación para el sistema de bombeo Hidráulico tipo Jet de acuerdo a propiedades de yacimiento y producción, propiedades de los fluidos y características en superficie.

Tabla 22. Características de yacimiento y propiedades pozos para la implementación de un sistema bombeo hidráulico tipo Jet.

VARIABLES	RANGO					
	No Aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Numero de pozos			1		2	>2
Tasa de producción (BOPD)	>15000	10001 a 15000	1 a 50 y 2001 A 10000	51 a 100 y 1001 a 2000	101 a 150 y 501 a 1000	151 a 500
Profundidad del pozo (ft)	1 a 2000 y >20000	2001 a 5000	5001 a 7500	7501 a 10000	10001 a 12000 y 15001 a 20000	12001 a 15000
Tamaño del Casing (in ID)	>9 5/8	9 5/8	7	5 1/2	4 1/2	2 3/8
Grado de inclinación del pozo respecto a la vertical (°)			21 a 90		11 a 20	0 a 10
Severidad Dogleg (°/100 ft)	>60	31 a 60	16 a 30	11 a 15	4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600		251 a 550	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de Fondo Fluyendo - PWF (Psi)			14 a 100	101 a 200	201 a 500 y >1000	501 a 1000
Tipo de Completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de Recobro			Secundario y Terciario		Primario	

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 23. Características y propiedades de los fluidos de producción para la implementación de un sistema bombeo hidráulico tipo Jet.

VARIABLES	RANGO					
	No Aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW (%)		61 a 100	36 a 60	21 a 35	11 a 20	0,1 a 10
Viscosidad del fluido producido (Cp)	>1000	801 a 1000	501 a 800	201 a 500	0,1 a 1 y 11 a 200	1 a 10
Presencia de fluidos corrosivos			SI			NO
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>200		101 a 200	11 a 100	3 a 10	0 a 2
GOR (scf/stb)	>500	401 a 500	301 a 400	201 a 300	101 a 200	0 a 100
Presencia de contaminantes			Severa	Media	Leve	Nula
Tratamiento Aplicado			Ácidos	Sin Tratamiento	Inhibidores	Solventes

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Tabla 24. Características de las facilidades en superficie para la implementación de un sistema bombeo hidráulico tipo Jet.

VARIABLES	RANGO					
	No Aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo locación		Remotos			Onshore	Offshore
Energía Eléctrica				Comprada, Generada		
Espacio			Reducido		Amplio	Estándar

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

5.5.2. B.H. tipo pistón

Las bombas de pistones están formadas por un conjunto de pequeños pistones que van subiendo y bajando de forma alternativa de un modo parecido a los pistones de un motor a partir de un movimiento rotativo del eje. Estas bombas disponen de conjuntos pistón-cilindro de forma que mientras unos pistones están aspirando líquido, otros lo están impulsando, consiguiendo así un flujo menos pulsante; siendo más continuo cuantos más pistones haya en la bomba; el líquido pasa al interior del cilindro en su carrera de expansión y posteriormente es expulsándolo en su carrera de compresión, produciendo así el caudal.

Ventajas

- Pueden ser usados en pozos profundos (+/- 18000 pies).
- No requieren taladro para remover el equipo de subsuelo.
- Puede ser utilizado en pozos desviados, direccionales y sitios inaccesibles.
- Varios pozos pueden ser controlados y operados desde una instalación central de control.
- Puede manejar bajas concentraciones de arena.

Desventajas

- Costo inicial alto.
- Las instalaciones de superficie presentan mayor riesgo, por la presencia de altas presiones.

**ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA**

- Altos costos en la reparación del equipo.
- No es recomendable en pozos de alto GOR.
- Problemas de corrosión.
- El diseño es complejo.
- Requiere de suficiente cantidad de flujo motriz. Si es aceite del pozo puede reducir la productividad.
- Existen problemas de tratamiento donde se utiliza agua en el sistema de flujo motriz.

A continuación, en las siguientes tablas se presentan el rango de operación para el sistema de bombeo Hidráulico tipo Pistón de acuerdo a propiedades de Yacimiento y producción, propiedades de los fluidos y características en superficie.

Tabla 25. Características de yacimiento y propiedades pozos para la implementación de un sistema bombeo hidráulico tipo Pistón.

VARIABLES	RANGO					
	No Aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Numero de pozos			1		2	>2
Tasa de producción (BOPD)	>15000	10001 a 15000	3001 a 10000	1 a 50 y 1501 a 3000	51 a 100 y 601 a 1500	101 a 600
Profundidad del pozo (ft)	1 a 2000 y >20000	2001 a 5000	5001 a 7500	7501 a 10000	10001 a 12000 y 15001 a 20000	12001 a 15000
Tamaño del Casing (in ID)	>9 5/8	9 5/8	7	5 1/2	4 1/2	2 3/8
Grado de inclinación del pozo respecto a la vertical (°)			21 a 90		11 a 20	0 a 10
Severidad Dogleg (°/100 ft)	>60	31 a 60	16 a 30	11 a 15	4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600	251 a 550		1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de Fondo Fluyendo - PWF (Psi)			14 a 100	101 a 200	101 a 300 y > 800	301 a 800
Tipo de Completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de Recobro			Secundario y Terciario		Primario	

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Tabla 26. Características y propiedades de los fluidos de producción para la implementación de un sistema bombeo hidráulico tipo Pistón.

VARIABLES	RANGO					
	No Aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW (%)		61 a 100	36 a 60	21 a 35	11 a 20	0,1 a 10
Viscosidad del fluido producido (Cp)	>2000	1001 a 2000	501 a 1000	301 a 500	0,1 a 1 y 51 a 300	1 a 50
Presencia de fluidos corrosivos		SI				NO
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>150		71 a 150	11 a 70	3 a 10	0 a 2
GOR (scf/stb)	>500	351 a 500	221 a 350	121 a 220	31 a 120	0 a 3
Presencia de contaminantes		Severa	Media	Leve		Nula
Tratamiento Aplicado			Ácidos	Sin Tratamiento	Solventes	Inhibidores

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 27. Características de las facilidades en superficie para la implementación de un sistema bombeo hidráulico tipo Pistón.

VARIABLES	RANGO					
	No Aplica	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo locación				Off shore y Remotos		Onshore
Energía Eléctrica				Comprada, Generada		
Espacio			Reducido		Amplio	Estándar

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

6. ANTECEDENTES Y GENERALIDADES DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS POZOS DE PIEDEMONTE.

La historia de sistemas de levantamiento artificial en los campos de piedemonte es muy pequeña; Previo a este trabajo en el año 2014, se realizaron estudios con todos los sistemas de levantamiento artificial disponibles en la industria y se clasificaron los que podrían funcionar para estos campos del piedemonte llanero teniendo en cuenta su viabilidad operativa, concluyendo que solamente tres métodos aplican: Bombeo electrosumergible, bombeo hidráulico y “gas lift”.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

En el Gas Lift el objetivo de los dos pozos fue la formación Mirador, a estos, se les realizó un cambio de completamiento instalando mandriles y válvulas de gas lift como sistema de levantamiento. Para cada uno de estos trabajos de “workover” se requirió un taladro de perforación de 2000 HP, debido a las características del completamiento con tuberías de 7”, de 5 ½” o de 4 ½”, y a las profundidades que oscilan entre 15000 y 18000 pies. Los resultados fueron satisfactorios produciendo entre 600 y 1000 barriles de líquidos totales por pozo. La producción incremental asociada a este tipo de sistema fue cercana al medio millón de barriles de petróleo en un pozo y 60 mil barriles en el otro, con un costo aproximado de 6 MMUSD por pozo. Actualmente las condiciones de maduración de los campos lo hacen una opción inviable económicamente ya que los beneficios son marginales en comparación con los altos costos asociados a las operaciones con taladro.

En el año 2014 fue instalado un piloto de sistema de sarta de velocidad con RigLess (Coiled Tubing) donde se observaron buenos resultados, incrementando la vida productiva del pozo en cerca de dos años y obteniendo beneficios instantáneos de aproximadamente 170 bopd. Este sistema debió ser retirado debido al riesgo asociado a corrosión del CT (no Cr13) usado como sarta de velocidad, perdiendo inmediatamente capacidad de levantamiento el pozo.

Utilizando herramienta para la selección de sistema de levantamiento artificial convencional. Esta herramienta permite ingresar información básica yacimiento, producción del campo, condiciones generales de los pozos candidatos, propiedades de los fluidos, condiciones de superficie. Se realiza una calificación de acuerdo con las limitaciones y ventajas de cada uno de los sistemas de levantamiento artificial convencional. Los resultados pueden observarse a continuación:

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Tabla 28. Resultados evaluación sistemas de levantamiento artificial convencional en campos tren Piedemonte.

Ranking	Sistema	Comentario
1	ESP	Se deben implementar mejoras tecnológicas para poder implementar este SLA en este pozo
2	BM	El SLA no es apropiado para el pozo. No se recomienda
3	PCP	El SLA no es apropiado para el pozo. No se recomienda
4	ESPCP	El SLA no es apropiado para el pozo. No se recomienda
5	BH	El SLA no es apropiado para el pozo. No se recomienda

Fuente: Ecopetrol 2021.

Para continuar con la evaluación se debe contar con la premisa que las locaciones de los pozos en piedemonte no cuentan con redes eléctricas de alta capacidad necesarias para el sistema ESP lo cual incrementa los costos de instalación, los altos costos operativos por la necesidad de contar con equipo rig para la instalación y/o mantenimiento una vez falle el sistema, además los volúmenes marginales no lo hacen una opción atractiva para su implementación.

Se decide realizar una revisión literaria y tecnológica de soluciones que permitan la continuidad de los pozos con problema de capacidad de levantamiento encontrándose lo siguiente:

7. NUEVAS TECNOLOGÍAS EN SLA.

Actualmente varias compañías presentan en sus catálogos variaciones o mezclas entre los sistemas de levantamiento convencionales. Estos arreglos permiten solucionar parcialmente las limitantes de los sistemas de levantamiento que normalmente se conocen. A continuación, se presentan las opciones más viables a implementar en los campos de piedemonte llanero Colombiano.

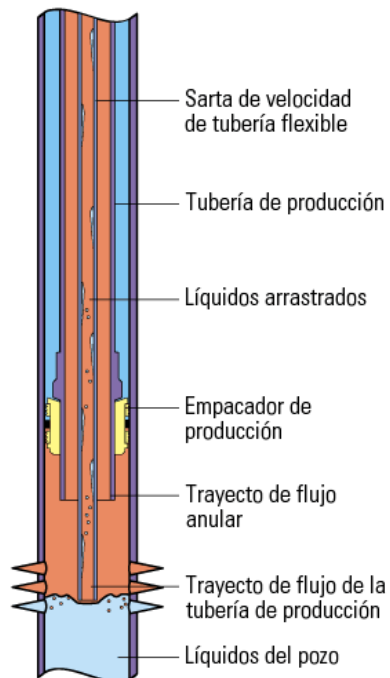
7.1 Sartas de Velocidad (SV) “velocity string”

A pesar de que la sarta de velocidad no está catalogada como un sistema de levantamiento como tal, esta es una modificación en el arreglo en el diámetro del completamiento, consiste en una tubería de diámetro pequeña corrida dentro de la tubería de producción de un pozo, tiene como objetivo principal resolver los problemas de cargas de fluidos dentro del pozo. A medida que se agota la presión en el

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

yacimiento de un pozo de gas, puede suceder que la velocidad del gas sea insuficiente para transportar todos los fluidos del pozo a superficie; esto se conoce como velocidad crítica del gas, a partir de ese momento, se comienza a presentar un fenómeno conocido como resbamiento en el cual las partículas de líquido comienzan a quedar suspendidas a resbalar por las paredes del pozo, con el tiempo estos fluidos se acumulan en el fondo y deterioran la producción producto de la presión hidrostática de esa columna de líquido en la cara de los perforados. La instalación de la sarta de velocidad reduce el área de flujo a lo largo del pozo con lo cual se incrementa la velocidad de flujo, esto permite el transporte de los fluidos desde el interior hasta el exterior del pozo. Para las sargas de velocidad generalmente se utilizan tubería flexible como conducto dentro de la tubería de producción convencional, además que ayudan a la reducción de costos por la no implementación de equipo convencional de Workover haciendo así que sean una solución efectiva y económicamente viable para la reducción de la carga de líquidos en los pozos de gas.

Figura 25. Diseño tipo de una Sarta de Velocidad convencional.



Fuente: Glosario Oilfield Schlumberger. Web side

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Ventajas

- Alta tolerancia a la producción de sólidos (hasta un 90 %).
- Bajos costos capitales y de operación.
- Puede ser instalada en pozos desviados.
- Confiabilidad y bajo mantenimiento.
- Buen manejo de fluidos viscosos y de crudos con elevadas relaciones gas-líquido.
- No requiere instalaciones en superficie.
- Fácil instalación a corto plazo.
- No posee válvulas internas ni trampas de gas.
- Instalación sencilla.

Desventajas

- Tasa de producción limitada.
- Se requiere de una unidad de coiled tubing para el mantenimiento del equipo de subsuelo.
- No es compatible con CO₂, ni demás fluidos de tipo ácido.
- Usualmente se ve limitado por una profundidad de levantamiento máxima.

Las sartas de velocidad son fáciles de implementar debido a que no cuenta con partes móviles, para su instalación se necesita un equipo coiled tubing los cuales no representan altos costos en comparación con equipos de Workover o taladros convencionales. Como se mencionó anteriormente, en uno de los campos del tren Piedemonte fue instalado un sistema de sarta de velocidad en uno de los pozos, presentando buenos resultados. Pero debido a la metalurgia propia del sistema instalado fue necesario el retiro del sistema cerca de dos años posterior a su instalación. En este caso para la implementación de la sarta de velocidad se determinó utilizar materiales resistentes a la corrosión (Cromo 13%) para extender la vida útil del sistema, la cual se estima como vida útil 5 años.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

En si es un sistema simple, facil de usar, viable tecnico-economicamente, pero se decidio realizar un mejoramiento del sistema. Con la ayuda de los avances en tecnologia, se encontro la posibilidad de contrar con una camisa la cual nos posibilita contar con variaciones en el area transversal del flujo, adicional de tener la posibilidad de realizar su instalacion sin la necesidad de matar el pozo, reduciendo asi tiempos operaciones por su instalacion (se realiza con equipo Rigless – CT) y minimiza los impactos a nivel de formacion (no generando daño aproximadamente 25 – 30% producto de matar el pozo en su instalación).

7.1.1. Nuevo Diseño de B.H.A. de Sarta de Velocidad

En la literatura e históricamente en el campo se menciona la sarta de velocidad como el conjunto de herramientas y equipos que permiten la reducción el área transversal del flujo a lo largo del tubing de producción mejorando así la velocidad del flujo desde fondo a superficie, gracias a los avances existen en este estudio se cuenta con dos tipos de Sartas de velocidad las cuales se muestran a continuación:

7.1.1.1 S.V. sistema convencional.

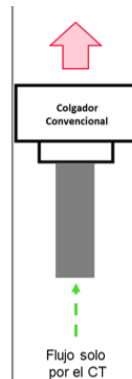
Elementos del sistema:

- Colgador.
- Coiled Tubing

Este sistema solo permite tener flujo de los fluidos a través el Coiled Tubing, como se muestra en la siguiente figura.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Figura 26. Esquemático del sistema de colgador convencional para sarta de velocidad. Fuente: Ecopetrol 2020.



Fuente: Ecopetrol 2020.

Ventajas:

- Es más económico.

Desventajas:

- Se podría tener un menor VPN.
- No se tendría la posibilidad de realizar un levantamiento con Nitrógeno en caso de ser necesario.
- Sistema menos eficiente.
- Se necesita matar el pozo para su instalación.

7.1.1.2 S.V. nuevo sistema propuesto

Elementos del sistema:

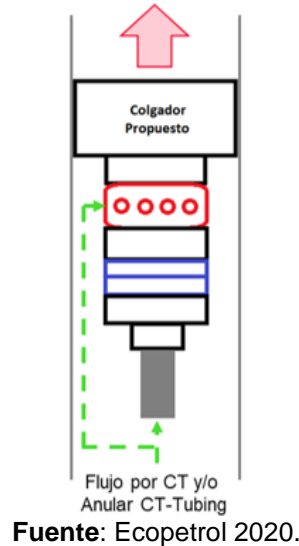
- Colgador.
- Camisa.
- Nipple.
- Coiled Tubing.

Con el nuevo sistema se puede obtener flujo a través del coiled tubing y/o entre el anular CT – Tubing de producción. Esta condición se lograría con la apertura/cierre

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

de la camisa y con la puesta/retiro del tapón en el Nipple. A continuación, se ilustra el nuevo sistema.

Figura 27. Nueva configuración sarta de velocidad



Ventajas:

- Pueden alcanzar mayores tasas de flujo iniciales a través del flujo por anular
- Permite aprovechar y administrar al máximo la energía del yacimiento, debido a que se puede modificar el flujo a través de anular-tubing, anular y tubing.
- Menor tiempo para la recuperación de la inversión.
- Produce un VPN Mayor.
- En caso de presentarse la necesidad de realizar un levantamiento con Nitrógeno se puede realizar con este esquema.
- No limita o choca la producción de los pozos con mayor potencial.
- Permite la instalación del sistema sin matar el pozo.

Desventajas:

- Mayor costo que la sarta convencional. Aproximadamente 30.000 USD.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

7.1.2. Estudio técnico y económico para implementación

Para evaluar el potencial de producción esperado con la instalación de la sarta de velocidad, se tomó como base el modelo nodal ajustado con la última prueba de producción. Este modelo describe el comportamiento de un pozo vertical que produce condensado por flujo natural (producción por tubing). La correlación de flujo utilizada es “Gray” con un factor L de 0.957. El cálculo de flujo crítico se realiza a través de la correlación de Coleman y se aplica la corrección por ángulo de desviación del pozo. Las propiedades del fluido y de yacimiento se presentan en las siguientes figuras respectivamente.

Figura 28. Propiedades del Fluido.

PVT Calculation Method		Fluid Type: Condensate		<input type="checkbox"/> Use Internal EOS	
<input checked="" type="radio"/> Black Oil		<input type="radio"/> Compositional			
Fluid Data					
Oil API Gravity	48.1597	deg API	Pb, Rs,Bo	Glaso	
Oil Specific Gravity	0.7876	sp grav	Uo	Beal	
Gas Specific Gravity	0.7698	sp grav	Ug	Carr	
Water Salinity	209.0000	ppm	Surface Tension	Basic	
Water Gravity	0.9992	sp grav	Rv	Murruffo	
Inorganics					
H2S	0.0000	Fraction			
CO2	0.0591	Fraction			
N2	0.0058	Fraction			

Fuente: Ecopetrol 2020.

Para representar el efecto de la sarta de velocidad, se incorporó al modelo base una sección de CT de 11,600 ft de ID - 1.5 in y OD - 1.75 in (longitud y diámetros reales del CT disponible en campo). La punta fue ubicada a 13,700 ft MD y el colgador a 2100 ft MD (esta configuración disminuye el riesgo de resbalamiento del líquido y permite dejar operativa la DHSV). También se adicionaron los cambios diámetros y las longitudes del BHA presentado.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Figura 29. Propiedades del yacimiento, formación Mirador Superior y formación Mirador inferior.

<input checked="" type="checkbox"/> Active	Name	Upper Mirador		IPR Model	NormalisedPseudoPressure	Export
Pressure		1500.00	psig	IPR Data		
Temperature		258.0	deg F			
Midperf Depth (MD)		13908.00	ft			
Permeability		6.9500	md			
Thickness (TVD)		140.00	ft			
Wellbore Radius		0.25	ft			
Relative Injectivity		0.0000	Fraction			
Water Gas Ratio		0.3032	STB/MMSCF			
Condensate Gas Ratio		22.4200	STB/MMSCF			
				Skin Options		
				<input type="checkbox"/> Include Non-Darcy Effects	Total Non-Darcy Skin	0.0433 1/(MMSCF/d)
				<input type="checkbox"/> Use Calculated Skin	Total Darcy Skin	6.9000
				<input type="checkbox"/> Fractured		
				Multi Frac Horizontal Well		
				<input type="checkbox"/> Reservoir Matrix Correction		

<input checked="" type="checkbox"/> Active	Name	Lower Mirador		IPR Model	NormalisedPseudoPressure	Export
Pressure		1520.00	psig	IPR Data		
Temperature		258.0	deg F			
Midperf Depth (MD)		14062.00	ft			
Permeability		6.9500	md			
Thickness (TVD)		110.00	ft			
Wellbore Radius		0.25	ft			
Relative Injectivity		0.0000	Fraction			
Water Gas Ratio		4.6173	STB/MMSCF			
Condensate Gas Ratio		53.4849	STB/MMSCF			
				Skin Options		
				<input type="checkbox"/> Include Non-Darcy Effects	Total Non-Darcy Skin	0.0433 1/(MMSCF/d)
				<input type="checkbox"/> Use Calculated Skin	Total Darcy Skin	9.2000
				<input type="checkbox"/> Fractured		
				Multi Frac Horizontal Well		
				<input type="checkbox"/> Reservoir Matrix Correction		

Fuente: Ecopetrol 2020.

Debido a la naturaleza del análisis nodal, no se capturan los riesgos de: 1) Declinación del pozo, 2) Irrupción de agua 3) Evolución del daño de formación, 4) Eficiencia global del sistema, 5) Hidráulica de la Línea y otros. En la Figura 30 se presenta el comportamiento de las curvas Inflow/Outflow para un sistema de sarta de velocidad con flujo por CT y flujo por anular (CT – Tubing). En la Tabla 29 se presentan los resultados de las simulaciones realizadas, de esta información se concluye que el escenario que genera el mayor recobro es aquel en el que se inicia con producción por Anular (2.58 Mmscfd) y una vez se alcanza la velocidad de resbalamiento (2.31 Mmscfd), se pone a producción por el CT (0.94 Mmscfd). La expectativa es que el pozo fluyendo por CT termine por alcanzar nuevamente el umbral de resbalamiento con una producción de 0.54 Mmscfd.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

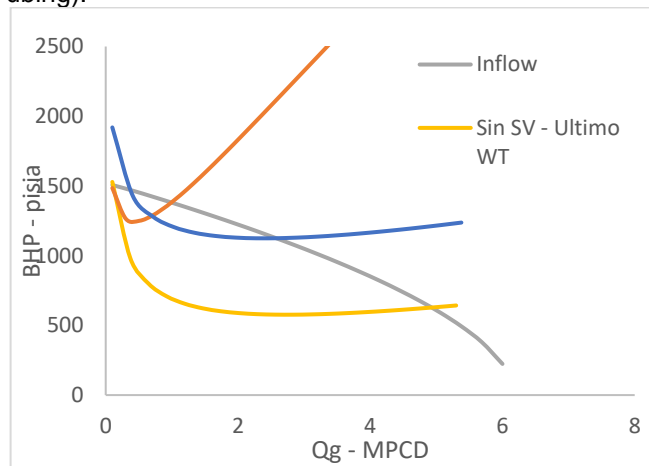
Tabla 29. Resultados de las simulaciones realizadas para flujo por CT y flujo por Anular.

	Caudal Inicial de Producción			Caudal Critico
	Gas (MPCD)	Crudo (BOPD)	Agua (BWPD)	MPCD
Flujo Por Anular	2.58	86	4.7	2.31
Flujo por CT	0.94	31	5.1	0.54

*Se asume presión de línea a 650 psi

Fuente: Ecopetrol 2020.

Figura 30. Comportamiento de las curvas Inflow/Outflow para un sistema de SV con flujo por CT y flujo por anular (CT – Tubing).

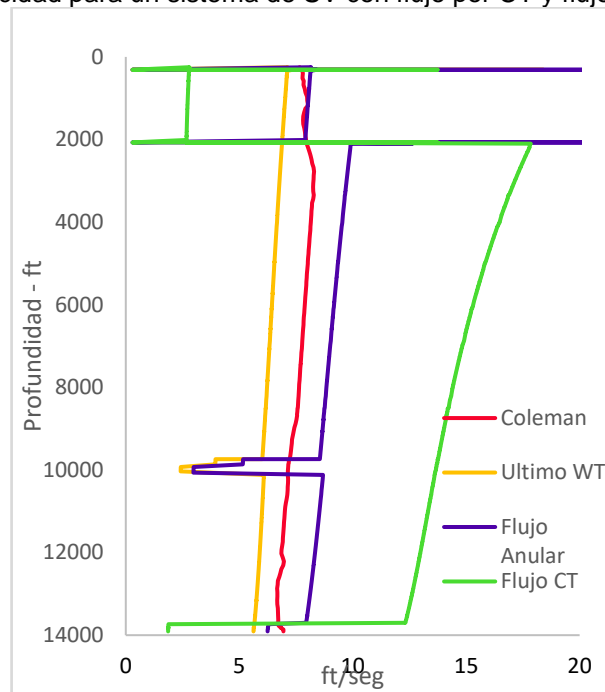


Fuente: Ecopetrol 2020.

En la siguiente figura se presenta el perfil de velocidad del gas para un sistema de SV con flujo por CT y flujo por anular (CT – Tubing). En esta se observa que en la parte superior del completamiento se tendría riesgo de resbalamiento, debido a que la sección quedaría sin CT (velocidad de flujo por debajo de la velocidad crítica). Esta condición se presenta tanto para flujo por CT como para flujo por anular y no puede ser mitigada debido a que no se tiene un CT de 1.75 in de mayor longitud para instalar.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Figura 31. Perfil de velocidad para un sistema de SV con flujo por CT y flujo por anular (CT – Tubing).



Fuente: Ecopetrol 2020.

7.1.2.1. Pronóstico de producción:

El pronóstico de producción se realizó con las siguientes premisas.

Se inicia con producción por Anular (2.58 Mmscfd) y una vez se alcanza la velocidad de resbamiento (2.31 Mmscfd), se pone a producción por el CT (0.94 Mmscfd). La expectativa es que el pozo fluyendo por CT termine por alcanzar nuevamente el umbral de resbamiento con una producción de 0.54 Mmscfd.

El estimado de los diferentes casos se basan en la declinación de gas que podría tener el pozo con base en la reciente historia de producción del pozo. Caso base: 5.5%; Caso bajo: 7%, Caso alto: 4.5%.

El beneficio total de producción estimada es entre 77 – 124 Kboe (escenario medio 0.95 Kboe). Este beneficio considera la producción de crudo, ventas de gas y productos blancos asociados a la producción de gas. En la Tabla 30 se presenta el

**ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA**

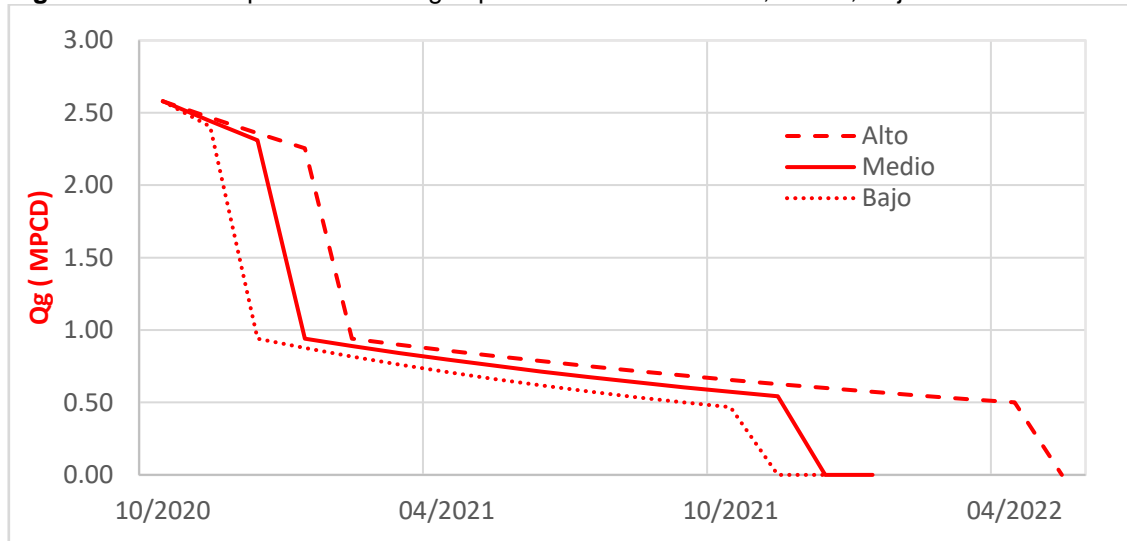
acumulado de producción esperado por producto y en la Figura 32, se presenta el perfil de producción de gas para los diferentes escenarios.

Tabla 30. Acumulado de producción esperado por producto.

Tipo producto	P10	P50	P90
	(Alto)	(Medio)	(Bajo)
Ventas de gas (GPC)	0.493	0.374	0.305
NGL (MBLS)	0.004	0.003	0.002
LPG (MBLS)	0.014	0.011	0.008
OIL (MBLS)	0.020	0.016	0.013

Fuente: Ecopetrol 2020.

Figura 32. Perfil de producción del gas para los escenarios Alto, Medio, Bajo.



Fuente: Ecopetrol 2020.

Tabla 31. Acumulado de producción esperado por producto.

Servicio de Coiled Tubing	\$ 310,000
Costo de herramientas de reacondicionamiento	\$ 65,000
Costos de Completamiento	\$ 580,000
Carrete de Coiled Tubing	\$ 452,000
Costo Total Estimado	\$ 1,407,000

Fuente: Ecopetrol 2020.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

7.1.2.2. Análisis económico S.V.

Para el análisis financiero se construyó un modelo probabilístico en la que se sensibilizaron las siguientes variables:

- Costo de la operación: Función triangular con valor Min- 540 KUSD, más probable 600 KUSD, Max – 720 KUSD. El escenario más probable fue fijado según el costo estimado de la operación.
- Perfil de producción: Función beta PERT con los escenarios P10, P50 y P90.
- Probabilidad de éxito: Función beta PERT con P90 – 60%, Mas Prob – 70% y P10 – 83% (percentiles de éxito estimados para nuevas tecnologías)

Tabla 32. Estadísticos de la corrida económica.

	P10%	P50%	P90%	Risk Factor
EFI	-1.00	0.52	0.93	0.29
VPN	-635,291	321,444	568,889	0.29

Fuente: Ecopetrol 2020.

Los resultados de la corrida económica permitieron obtener el perfil de distribución de VPN y EFI presentados. El análisis de los estadísticos presentados en la siguiente tabla muestra que el proyecto tiene un factor de riesgo de 29% con un P50 del VPN de 321 KUSD y un P50 del EFI de 0.52. A través de estos indicadores se concluye que el proyecto de instalación de sarta de velocidad para el pozo P3, tiene una probabilidad Media/Alta de generar rentabilidad.

7.2 Coiled Tubing Gas Lift - CTGL.

El diseño combina dos tecnologías diferentes, las cuales se complementan. La primera, son las sargas de velocidad, aplicación común en la industria petrolera, donde la tubería se cuelga dentro de los tubulares existentes para reducir las áreas de flujo transversal y aprovechar el aumento de la velocidad ascensional que permite que los pozos fluyan con más facilidad, especialmente donde la presión de fondo comienza a declinar. La segunda es utilizar el principio básico de la tecnología de “gas lift”

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

convencional, modificándolo o adaptándolo a un sistema con “CT”, es decir sin válvulas de descarga, solo con el orificio en fondo de pozo.

Para confirmar que esto fuera posible, se tuvo en cuenta los diferentes trabajos de levantamiento con Nitrógeno realizados por el equipo de intervenciones de pozo. En estos se ubica la punta de la tubería entre 10000 y 12000 pies de profundidad y se bombea Nitrógeno, con la limitante que solo es posible alcanzar 1 MMscfd, aun así, esto nos permite levantar pozos muertos bien sea por bloqueo de fluidos durante las estimulaciones químicas, por baja relación gas líquido o por baja presión de fondo fluyendo. A continuación, se ilustra sistema de levantamiento por Coiled Tubing Gas lift.

Figura 33. Esquemático de Coiled Tubing Gas lift en superficie y en fondo.



Fuente: Equión Energía.

Este sistema provee una solución para los pozos con bajo potencial. Pero presenta un inconveniente de seguridad, el sistema inhabilita el sistema de control del pozo a nivel de subsuelo. Según el estudio se determinó un pozo candidato el cual

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

llamaremos P2 el cual cuenta dentro de la locación un pozo Inyector de gas cercanos el cual provee del gas necesario para el sistema de levantamiento.

Para su instalación no necesita de un equipo Rig, puede realizarse con Coiled Tubing, presenta pocos cambios a nivel de superficie, como se muestran a continuación:

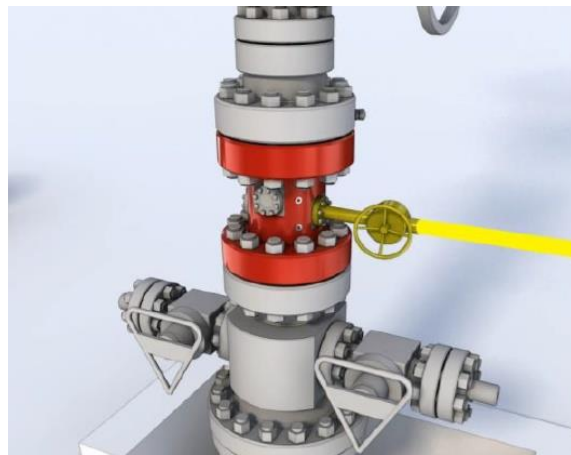
7.2.1. Diseño sistema de levantamiento.

De acuerdo con las condiciones de seguridad de estos campos se especifica de qué pozo deba cumplir con la condición de doble aseguramiento antes un evento. Este sistema ofrece un conjunto de elementos que permiten operar el pozo sin la utilización de la válvula de subsuelo convencional.

7.2.1.1. Sección de superficie.

Spool Intermedio con puerto de inyección: Se instala abajo del árbol y sus funciones son: 1) servir de puerto de inyección y 2) contener el *Concentric Hanger*.

Figura 34. Spool intermedio con puerto de inyección

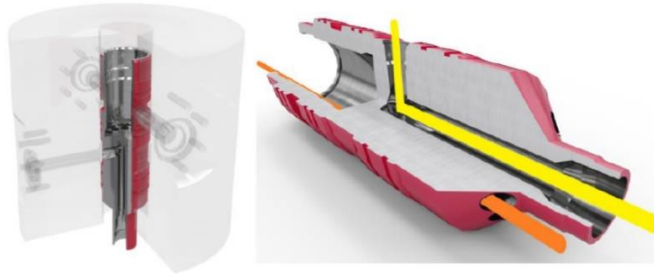


Fuente: Ecopetrol. 2020

Concentric Hanger: Se ubica dentro del spool intermedio y sus funciones son: 1) soportar el peso de la sección de superficie, 2) Permitir/Direccionar el fluido de Inyección y el fluido de producción.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

Figura 35. Concentric Hanger



Fuente: Ecopetrol 2020.

7.2.1.2. Sección de fondo

Locking Mechanism: Es el encargado de anclarse a la tubería y soportar todo el peso de la sección de fondo. Hay dos tipos de mecanismos 1) Dual Flow Hanger (DFH), 2) Suspension Hanger. El Suspensión Hanger es utilizado cuando el NoGo de la SSV está dañado.

Figura 36. Locking mechanism a. Dual Flow Hanger (DFH), b. Suspension Hanger



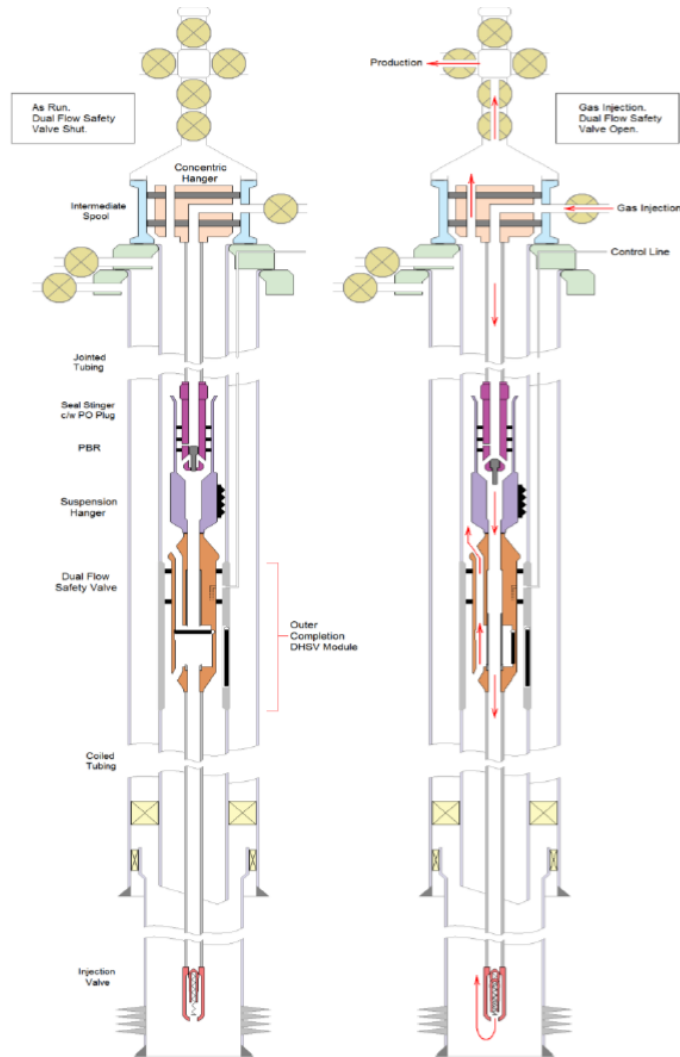
Fuente: Ecopetrol 2020.

Adicional, se presenta un sistema Dual Flow Safety Valve (DFSV): La DFSV se utiliza como sistema de control de subsuelo y se sienta sobre el perfil existente de la SSV. Durante la apertura del sistema, los tubos de flujo son empujados hacia abajo,

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

abriendo la flapper y conectando los puertos de flujo de tubing y anular. Durante el cierre del sistema, los tubos de flujo se retraen y la flapper se cierra. Como lo determina la siguiente figura:

Figura 37. Diagrama general del completamiento del pozo con el sistema Renaissance IGLS Systems, con a. DFSV cerrada y b. DFSV abierta



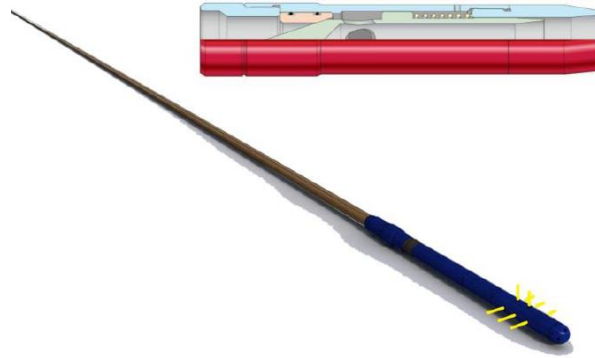
Fuente: Ecopetrol 2020.

- Tubería de flujo: Conecta el DFSV con la Gas Injection Valve.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

- Gas Injection Valve: Es la punta del coiled tubing y actúa como válvula cheque, la cual permite la inyección de gas cuando el pozo está operativo, mientras que no permite el ingreso de fluidos al CT cuando se corre la sarta en el pozo.

Figura 38. Gas Injection Valve



Fuente: Ecopetrol 2020.

Se realizó un ajuste al modelo nodal del pozo, ajustando las variables a las condiciones de la última prueba de producción, se realizaron los ajustes de presiones de yacimiento para el modelo, se introdujo la sección de CT hasta 14000 ft de profundidad la cual es la máxima profundidad posible del sistema, se adicionaron los accesorios en el modelo nodal se realizaron diferentes.

7.2.2. Evaluación del análisis nodal

Para la evaluación del potencial esperado con la instalación del sistema *Renaissance IGLS Systems*, se utilizó la siguiente metodología: 1) Construcción y ajuste del modelo base, 2) Ajuste del factor L para representar muerte del pozo, 3) Simulación con sistema CTGL y factor L ajustado. A continuación, se describe en detalle cada uno de estos pasos.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

7.2.2.1. Construcción y ajuste del modelo base

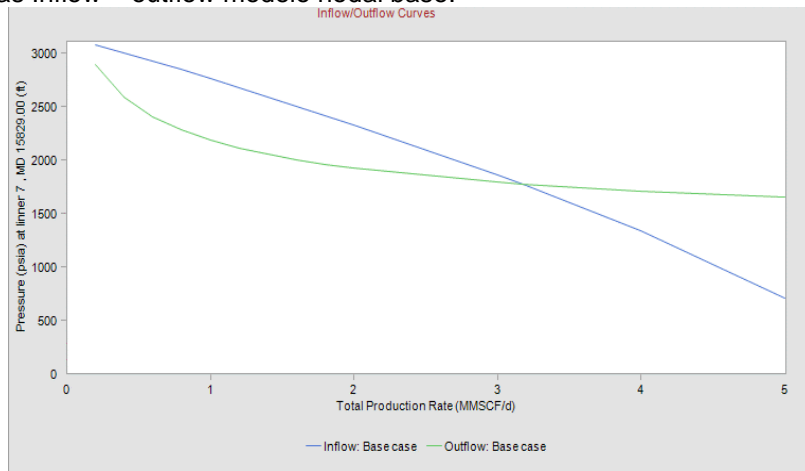
- Se utilizó la información de petrofísica de las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe, las cuales son las mismas utilizadas históricamente en la elaboración del modelo nodal y utilizado en la realización de las curvas IPR de los pozos.
- Para las propiedades del fluido se complementó con la cromatografía más reciente y los valores de Gravedad API y Densidad específica del gas, registrados durante la última prueba de Well Testing.
- Survey y estado Mecánico Actual del pozo.

Adicionalmente, se utilizó la correlación de Gray para simular el flujo en el tubing y la caída de presión en el pozo. Esta correlación se caracteriza por ser ampliamente recomendada para sistemas gas y gas/condensado donde la fase dominante es gas (líquido viajando en gotas dispersas). La correlación para calcular la carga líquida con la que se alcanza el flujo crítico (Critical flow for liquid Loading), es la de Coleman, que se caracteriza por tener un mejor ajuste para presiones de cabeza por debajo de 1000 psi. Por último, el valor del factor L utilizado para calibrar la caída de presión en el pozo, se fija inicialmente en 1.00, asumiendo que la correlación de Gray ajusta perfectamente con el perfil de presión observado en el pozo (No se tiene medición real para realizar una comparativa).

El ajuste de la IPR (simulada a través de parámetros de yacimiento), se realizó a través del daño total de formación (no se simula daño por flujo no Darcy). Para esto se buscó que el valor de producción calculado por el análisis nodal coincidiera con el valor reportado en la prueba de producción (se simulan las condiciones en cabeza reportadas en la última prueba de Welltesting). Una vez se alcanzó esta condición, se dio por entendido que el modelo está ajustado y validado a las condiciones del pozo. En la siguiente figura se presenta la IPR resultante del proceso descrito anteriormente (modelo base).

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMUNTE LLANERO DE COLOMBIA

Figura 39. Curvas Inflow – outflow modelo nodal base.

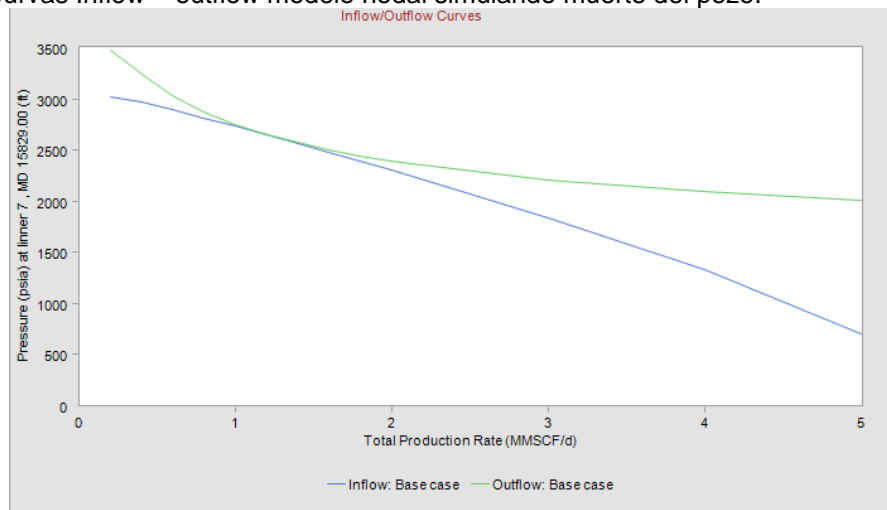


Fuente: Ecopetrol 2020.

7.2.2.2. Ajuste del factor L para representar la muerte del pozo

Para representar la muerte del pozo por acumulación de líquidos en fondo, se incrementó el factor L hasta que no haya punto de corte entre las curvas inflow y la outflow; el valor de L a partir del cual no se presentó corte es de 1.33. En la siguiente figura se presenta el comportamiento de las curvas inflow – outflow simulando la muerte del pozo.

Figura 40. Curvas Inflow – outflow modelo nodal simulando muerte del pozo.



Fuente: Ecopetrol 2020.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

7.2.2.3. Simulación con CTGL y factor L ajustado

Para la simulación del CTGL, se parte del modelo que representa la muerte del pozo y se le incorpora las siguientes variantes:

- Se pasó a un modelo de levantamiento Artificial “*Continuous Gas Lift*” con una inyección de gas por tubería y un flujo de producción por anular.
- Se adicionó dos secciones de CT la primera de 34 – 2000 ft de ID 1.732” (OD – 2”), la segunda de 2000 – 14000 ft de ID 1.75” (OD – 2”). Esta información fue tomada del catálogo del CT suministrado por el proveedor (Tenaris).
- El nivel de líquido a 9640 ft MD (Según echometer de Jun2019) y punta del CTGL a 14000 ft.
- Se ingresó cada elemento del sistema *Renaissance IGLS Systems*, poniendo las áreas de flujo presentadas en la siguiente tabla (Sistema de 7 X 5.950), información tomada del catálogo oficial.
- Se simuló con una inyección de 4 Mmscfd a una presión de inyección de 4000 psi en Cabeza.

Tabla 33. Áreas de flujo para el sistema de subsuelo del CTGL (Sistema de 7 X 5.950).
Injection Flow Areas

Size (Tubing x Nipple)	4-1/2 x 3.813	5-1/2 x 4.313	5-1/2 x 4.562	7 x 5.750	7 x 5.950
Spool Injection Port	1.350 in ²	1.350 in ²	1.350 in ²	1.350 in ²	1.350 in ²
Concentric Hanger	1.350 in ²	1.350 in ²	1.350 in ²	1.350 in ²	1.350 in ²
Seal Stinger	1.343 in ²	1.343 in ²	1.343 in ²	1.343 in ²	1.343 in ²
Anchor Latch	1.343 in ²	1.343 in ²	1.343 in ²	1.343 in ²	1.343 in ²
Suspension Hanger ID	1.343 in ²	1.343 in ²	1.343 in ²	1.343 in ²	1.343 in ²
DFSV ID	1.326 in ²	1.326 in ²	1.326 in ²	1.326 in ²	1.326 in ²

Production Flow Areas

Size (Tubing x Nipple)	4-1/2 x 3.813	5-1/2 x 4.313	5-1/2 x 4.562	7 x 5.750	7 x 5.950
DFSV – Outer Flow Tube	2.625 in ²	2.946 in ²	3.693 in ²	7.700 in ²	7.762 in ²
DFSV – Seal Sub	1.750 in ² (11 ports)	2.856 in ² (11 ports)	2.856 in ² (11 ports)	6.22 in ² (9 ports)	6.020 in ² (9 ports)
Suspension Hanger Slips	1.027 in ² (<8 inches length)	2.012 in ² (<8 inches length)	2.350 in ² (<8 inches length)	3.500 in ² (<7 inches length)	3.512 in ² (<7 inches length)
Suspension Hanger Body	2.110 in ²	3.707 in ²	3.877 in ²	6.27 in ²	6.276 in ²
PBR Centralisers	2.170 in ²	4.169 in ²	4.236 in ²	8.61 in ² / 7.73 in ²	7.046 in ²
Concentric Hanger	2.138 in ² (9 ports)	5.107 in ² (9 ports)	5.107 in ² (9 ports)	TBA	5.595 in ² (10 ports)

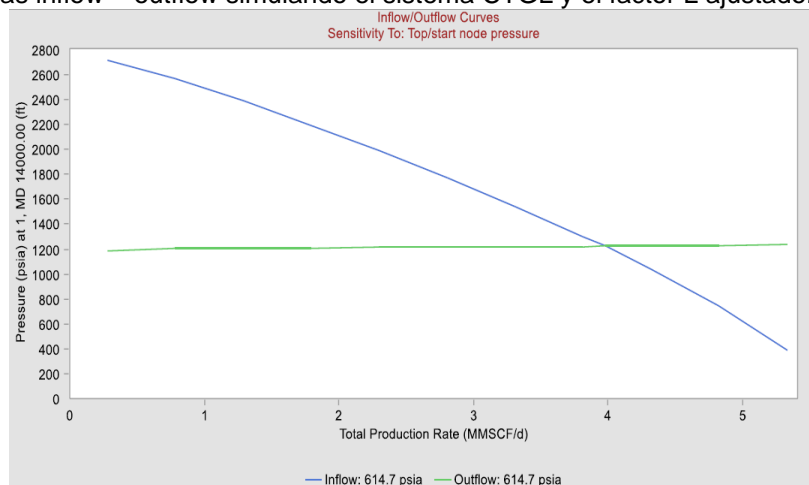
Fuente: Ecopetrol 2020.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMORTE LLANERO DE COLOMBIA

El resultado de este nuevo modelo muestra que:

- Con la instalación del Sistema *Renaissance IGLS Systems*, a un caudal de inyección de 4 Mmscfd, se podría tener una producción de 179 Bopd, 84 Bwpd y 3.13 Mmscfd de formación Mirador. A estas condiciones se estima una presión de fondo fluyente de 1776 psi, referenciada al tope de la formación Mirador 15829 ft MD.
- Se puede alcanzar una menor presión de fondo fluyendo (Pwf); aproximadamente de 1.500 psi al tope de la formación Mirador (15,829 ft MD), para alcanzar este escenario es necesario un caudal de inyección aproximado de 5 MPCD.
- La figura muestra el comportamiento de las curvas Inflow – Outflow del sistema CTGL, se observa que las mejores condiciones para el sistema se presentan con una inyección de gas de 4 Mmscfd, obteniéndose una producción de oil 178 bopd, 3.13 Mmscfd de Gas y 83.9 bwpd.

Figura 41. Curvas inflow – outflow simulando el sistema CTGL y el factor L ajustado.



Fuente: Ecopetrol 2020.

Tabla 34. Producción esperada el sistema CTGL a 4 Mmscfd de Inyección (4000 psi en cabeza).

Operating Pressure	Formation Gas Rate	Injection Gas Rate	Condensate Rate	Water Rate	WGR	Produced CGR
(psia)	(MMSCF/d)	(MMSCF/d)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/MMSCF)	(STB/MMSCF)
1776.29	3.13	4.00	178.70	83.90	26.80	25.06

Fuente: Ecopetrol 2020.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMUNTE LLANERO DE COLOMBIA

7.2.2.4. Sensibilización del sistema CTGL.

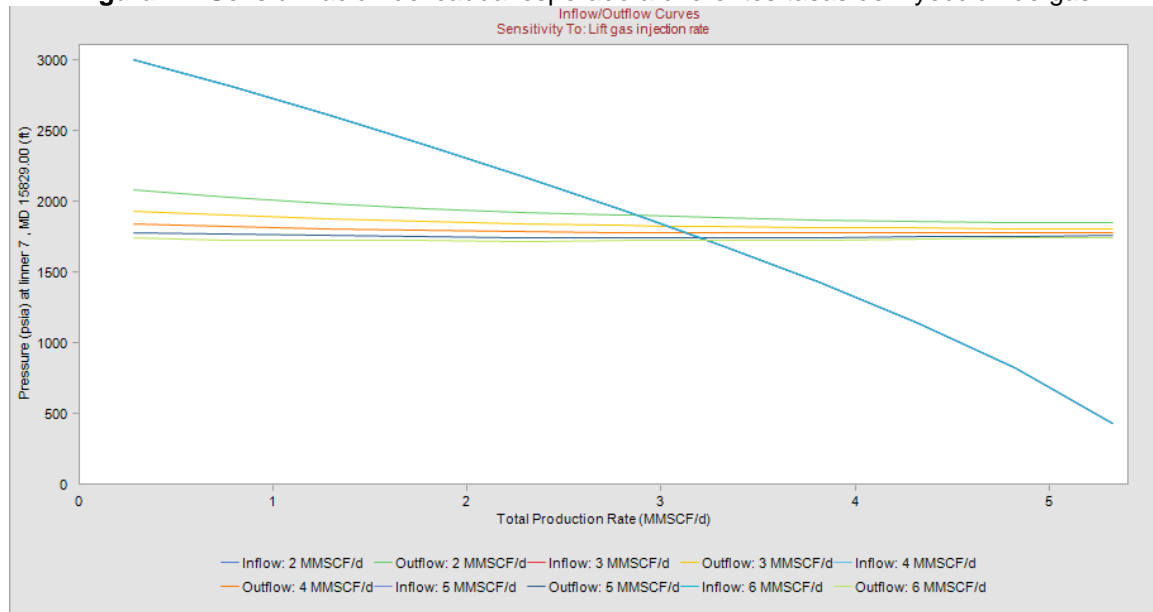
En la siguiente tabla y figura se presenta la sensibilización con el caudal de inyección. En esta se observa que los mejores caudales de producción se obtienen con mayores volúmenes de inyección, sin embargo, la diferencia que hay con respecto a la tasa propuesta de 4 Mmscfd es menor a 20 Bopd.

Tabla 35. Caudal esperado a diferentes tasas de inyección de gas.

Operating Pressure (psia)	Formation Gas Rate (MMSCF/d)	Injection Gas Rate (MMSCF/d)	Condensate Rate (STB/d)	Water Rate (STB/d)	WGR (STB/MMSCF)	Produced CGR (STB/MMSCF)	Injection MD (ft)	Sens 1:Lift gas injection rate (MMSCF/d)
1898.62	2.88	2.00	164.40	77.00	26.75	33.68	N/A	2.00
1824.17	3.03	3.00	173.10	81.20	26.78	28.70	N/A	3.00
1776.29	3.13	4.00	178.70	83.90	26.80	25.06	N/A	4.00
1744.22	3.20	5.00	182.40	85.70	26.81	22.25	N/A	5.00
1722.66	3.24	6.00	184.90	86.90	26.82	20.01	N/A	6.00

Fuente: Ecopetrol 2020.

Figura 42. Sensibilización del caudal esperado a diferentes tasas de inyección de gas.



Fuente: Ecopetrol 2020.

En la siguiente tabla y figura se presenta la sensibilización a diferente presión de yacimiento. En esta se observa que con cada 100 Psi que pierde el yacimiento, se dejan de recuperar 4 Bopd.

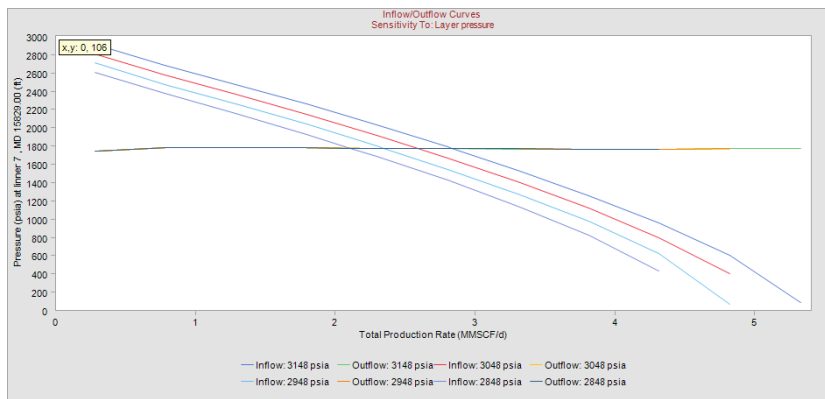
ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN CAMPO DEL PIEDEMUNTE LLANERO DE COLOMBIA

Tabla 36. Caudal esperado a diferentes presiones de yacimiento (Qiny – 4 Mmscfd).

Operating Pressure	Formation Gas Rate	Injection Gas Rate	Condensate Rate	Water Rate	WGR	Produced CGR	Injection MD	Status	Sens 1: Layer pressure
(psia)	(MMSCF/d)	(MMSCF/d)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/MMSCF)	(STB/MMSCF)	(ft)		(psia)
1777.01	2.11	4.00	121.50	49.80	23.63	19.89	N/A	Stable	2848.00
1774.15	2.35	4.00	135.40	56.10	23.85	21.32	N/A	Stable	2948.00
1771.72	2.60	4.00	149.40	62.30	24.02	22.65	N/A	Stable	3048.00
1769.72	2.84	4.00	163.40	68.60	24.15	23.89	N/A	Stable	3148.00

Fuente: Ecopetrol 2020.

Figura 43. Sensibilización del caudal esperado a diferentes presiones de Yacimiento (Qiny – 4 Mmscfd)

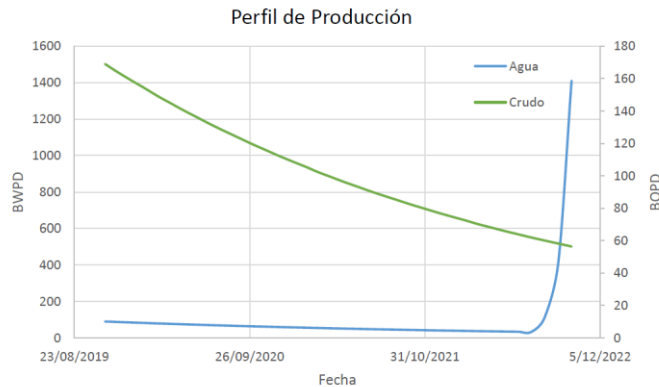


Fuente: Ecopetrol 2020.

7.2.2.5. Pronóstico de producción.

Con la instalación del sistema *Renaissance IGLS Systems*, se espera tener en el escenario medio el siguiente perfil de producción.

Figura 44. Curvas de producción esperada con la instalación del sistema Renaissance IGLS Systems, en el escenario medio.



Fuente: Ecopetrol 2020.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

7.2.2.6. Análisis económico

El AFE asumido para la evaluación fue de 1.3 MUSD. Los resultados de la evaluación económica se presentan a continuación.

Tabla 37. Resultados de la evaluación Económica.

Cash Flow Breakdown				Reserves and Investments						
	(\$)	(%)	(\$/BOE)	(\$/Bbl)		Project	Contr	NOC Net	State	NOC WI
Net Revenue	5,595,201.00	100.00	53.93		Oil (Bbl)	112,767.00		0.00	103,745.00	112,767.00
Less:					Gas (MSCF)	0.00		0.00	0.00	0.00
Bonuses & Fees	0.00	0.00	0.00		NGL (Bbl)	0.00		0.00	0.00	0.00
Operating Costs	35,069.00	0.63	0.31		Tax (Bbl)	0.00		0.00	0.00	0.00
Tariffs	0.00	0.00	0.00		Total (BOE)	112,767.00		0.00	103,745.00	112,767.00
Production Taxes	0.00	0.00	0.00							
Capital Costs	1,300,000.00	23.23	10.99			Project	Contr	NOC	Company	
Plus: Other Income/Expense	0.00	0.00	0.00		Acquisition (\$)	0.00		0.00	0.00	0.00
					Exploration (\$)	0.00		0.00	0.00	0.00
Before Tax Cash Flow	4,260,132.00	76.14	41.06		Development (\$)	1,300,000.00		0.00	1,300,000.00	0.00
Less Income Tax	1,405,844.00	25.13	13.55		Abandonment (\$)	0.00		0.00	0.00	0.00
After Tax Cash Flow	2,854,289.00	51.01	27.51		Total (\$)	1,300,000.00		0.00	1,300,000.00	0.00

VPN (MUSD)	2.19
PRODUCCIÓN MBbl Gross	0.113
PRODUCCIÓN MBbl Net	0.104
REGALIAS prom. %	8%
RESERVAS (MBLS EQ.)	0.113
CAPEX (MUSD)	1.30
OPEX (MUSD)	0.035
LIMITE ECONOMICO	2022/10
PAYOUT (MESES)	1.42

Fuente: Ecopetrol 2020.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTTE LLANERO DE COLOMBIA

8. CONCLUSIONES.

El actual estudio permitió establecer que el área transversal de flujo de los pozos es influyente en la acumulación de líquidos en los pozos de piedemonte. Los diseños de los completamientos (OD), representan una problemática para la acumulación de líquidos en los pozos debido a las condiciones actuales de depletamiento de los campos. El 53% del total de pozos estudiados presentan problemas de resbalamiento y acumulación de líquidos dentro del pozo. Del total de pozos estudiados que presentan problemas de resbalamiento de fluidos dentro del pozo, el 55% cuentan con tubing de producción de 7" OD, 30% están completados con Linner de 5 ½" OD y 15% cuenta con tubing de 4 ½" OD.

Los sistemas convencionales presentan limitaciones en tecnología para poder ser utilizados con las propiedades de los fluidos, condiciones físicas de los pozos a nivel de subsuelo y superficie.

Los SLA que necesiten un equipo RIG o Workover para la instalación y/o mantenimiento, limita económicamente la implementación, debido a los altos costos operacionales por la capacidad de caballaje necesario para llegar a la profundidad de estos campos y la logística necesaria para su llegar a locación. Además, los altos FR de los campos hacen que las producciones asociadas a estos trabajos no sean tan elevadas, haciendo que no sea rentable la utilización de estos equipos en piedemonte.

El sistemas de levantamiento artificial (SLA) más viable técnico y económicamente en los pozos profundos de gas condensado del piedemonte llanero de Colombia es el Coiled Tubing Gas Lift (CTGL).

Las Sartas de velocidad (SV) o reducción de área transversal del flujo mediante la instalación de CT, hace que también sea una opción técnico y económicamente

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

atractiva para mantener los pozos en flujo natural, permitiendo alargar la vida útil de los pozos.

La implementación e instalación de un sistema u otro dependerá de las facilidades en superficie, condiciones locativas, disponibilidad de gas de inyección tanto en el campo como cerca del Pad.

Ambas soluciones son económicamente atractivas ya que para su implementación o mantenimiento se utilizan equipos Rigless o Coiled Tubing, los cuales son más económicos versus los altos costos asociados a la utilización de un equipo RIG o Workover en el área Piedemonte.

Este estudio permitirá desarrollar y madurar estas tecnologías para la aplicación en pozos que presenten pérdida de capacidad de levantamiento en estos campos del tren Piedemonte, alargando la vida útil de los mismos y mejorando aún mas los Factores de recobro de los campos.

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UNA TECNOLOGÍA DE SLA
Y/O COMPLETAMIENTO DE POZOS PROFUNDOS DE GAS CONDENSADO DE UN
CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO DE COLOMBIA

9. RECOMENDACIONES

En recientes estudios y operaciones se ha logrado identificar que, en las operaciones de intervención a los pozos, al momento de realizar el control del pozo para realizar la instalación de alguno de los sistemas se presenta un daño a la formación, reduciendo la expectativa de producción y no obteniendo los resultados esperados. Con el nuevo sistema de BHA para la sarta de velocidad es posible realizar la instalación del conjunto sin tener la necesidad de hacer un control del pozo, manteniendo la seguridad de procesos. Se recomienda en lo posible seguir utilizando ese sistema y evitar daños en formación obteniendo así mejores resultados.

En los pozos donde es posible la implementación del SLA Coiled Tubing Gas Lift (CTGL) y estos se encuentren en zonas con problemas de alteraciones al orden público (posibles atentados a las instalaciones en superficie), se recomienda la implementación del sistema Rennassences para poder contar con la doble barrera y evitar posibles comunicaciones no controladas a la superficie en caso de no contar con la integridad en el cabezal del pozo.