

ANÁLISIS TÉCNICO Y FINANCIERO DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA
DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET APLICADO A
POZOS DE UN CAMPO COLOMBIANO MEDIANTE UNA HERRAMIENTA
SOFTWARE DE DISEÑO.

SANTIAGO JOSÉ FORERO RINCÓN
SEBASTIAN ORTIZ PRINCE

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2019

ANÁLISIS TÉCNICO Y FINANCIERO DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA
DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET APLICADO A
POZOS DE UN CAMPO COLOMBIANO MEDIANTE UNA HERRAMIENTA
SOFTWARE DE DISEÑO.

SANTIAGO JOSÉ FORERO RINCÓN
SEBASTIAN ORTIZ PRINCE

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

Director:

Erik Giovanny Montes Páez
MSc. Ingeniero de Petróleos

Co-director:

Félix Andrés Cepeda Gómez
MSc. Ingeniero de Petróleos

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

2019

DEDICATORIA

Al ser supremo por permitirme llegar hasta este punto de mi desarrollo como persona, en los tropiezos, disgustos y momentos difíciles no me has dejado solo.

Al primer y más sincero amor de mis días, mi Madre, lo que soy es gracias a ti, no hay palabras para agradecer todos tus consejos y paciencia a lo largo de estos años de Universidad y aún más de vida juntos. Ser tu orgullo es el más grande de los premios a mis esfuerzos día a día, TE AMO.

A mi Toby, compañera de mil caminos y aún más batallas que siempre tiene la valentía de poner mis pies en la tierra, mi parcerá y la otra mitad de mi corazón. Gracias por protegerme y estar dispuesta a todo por defenderme, al final seremos solo tú y yo, TE AMO.

Al resto de mi familia: gracias Abuelita por tus alcahueterías y cariños, a mi Tía Tati que es la segunda mamá que me dio la vida gracias por tus preocupaciones y atenciones, mis Tíos Chiqui, Rolo y Augusto gracias por ser esos padres de los que aprendo y a los que a veces enseño, mis primos desde el mayor hasta la más chiquita que de una u otra forma se las arreglan para fortalecer el legado que nos dejaron los de antes y por ultimo pero no menos importante a mi abuelo Fernel, de ti aprendí a valorar los placeres de la vida y sentirme orgulloso de mi logros.

A la familia que me dio el camino, mis amigos de trasnochos por buenas y no tan buenas razones, gracias por la compañía y camaradería desde el inicio de este camino tan largo. De cada uno aprendí y supe aceptar las diferencias que nos hicieron al final un grupo de socios para la vida.

Al grupo de investigación en Tomografía, GIT, por recibirme como miembro importante del equipo de trabajo, al ingeniero Nicolás Santos por la oportunidad, a Elizabeth Méndez por la paciencia y la confianza, a Catalina por el acompañamiento y aliento, a las ingenieras Silvia, Alba, Jimena, Kathy y Natalie por su aceptación y por último a los ingenieros Milton y Giobany por ser excelentes compañeros de trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander, mi segunda casa y el lugar en donde aprendí la ciencia que tanto me apasiona, gracias por la oportunidad de recibir la educación que me terminó de formar como hombre y ser lugar de gratos recuerdos y angustias pasajeras que construyeron el ingeniero de petróleos que espero ser.

Santiago José Forero Rincón

DEDICATORIA

Este logro es dedicado a Dios, por darme la oportunidad de la vida y ganas de luchar por cada sueño que trazo, por ser el guía de mi camino y la mano para levantarme.

A mi Madre, por su apoyo constante en cada paso a dar, por ser la mujer más luchadora y valiente, por ser el ejemplo de mi vida, porque la palabra grande es lo suficientemente pequeña, por vos soy quien soy y seré, por darme la suficiente educación y nunca dudar de mí, esta meta es más tuya que mía, TE AMO.

A mi Padre, Por la gran confianza y orgullo que sintió siempre al tenerme a su lado, por ser un guía y un consejero, por recordarme que siempre tenía un amigo, porque nunca dudo de mis capacidades, por ser quien me recalco de valores. Y por darme el regalo más valioso.

A toda mi familia, hermanos, tíos, primos, abuela, Yaya y Geovanny que me brindaron todo su apoyo, por acompañarme en cada etapa de mi vida y por estar siempre cuando los necesite.

A Lina Paola, una gran bendición, una fortuna que encontré en mi camino, por acompañarme en esta etapa, por su confianza y amor, por apoyarme y superar los malos momentos y celebrar los buenos, por su tiempo y por regalarme felicidad.

A todos mis amigos que hicieron parte de este triunfo por los buenos momentos, consejos y apoyo constante.

A Fernán y Breidy, Por demostrarme que los hermanos no solo son de sangre, por apoyarme en los momentos más difíciles y compartir mis triunfos y derrotas.

Gracias a DIOS y a todos.

Sebastián Ortiz Prince

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander y a la escuela de ingeniería de petróleos por hacer posible la realización de nuestro sueño y otorgarnos la oportunidad de seguir soñando, formándonos como personas íntegras profesional y personalmente.

A los profesores por ser nuestros guías en este proceso, enseñarnos sus conocimientos, dedicarnos su tiempo, por su paciencia y gran trabajo en la construcción de profesionales y personas éticas.

A nuestro director de tesis el ingeniero Erick Montes por llevarnos de su mano en la realización de este proyecto, por confiar en nosotros y transmitirnos sus conocimientos en cada etapa de este plan de trabajo.

A nuestro Codirector el ingeniero Félix Cepeda por su guía constante, por su acompañamiento en el desarrollo y la realización de esta tesis.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. OBJETIVOS	21
1.1 OBJETIVO GENERAL	21
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	21
2. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS	23
2.1 LOCALIZACIÓN	23
2.2 HISTORIA DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS	25
2.3 GEOLOGÍA CAMPO LA CIRA-INFANTAS	29
2.3.1 Columna estratigráfica LCI	31
2.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE LOS FLUIDOS EN EL CAMPO LCI ..	33
3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	35
3.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ...	35
3.2 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES	37
3.2.1 Gas lift	37
3.2.2 Bombeo mecánico	40
3.2.3 Bombeo electro sumergible	43
3.2.4 Bombeo por cavidades progresivas	46
3.2.5 Bombeo hidráulico tipo pistón	48
4. BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	51
4.1 RESEÑA HISTÓRICA BOMBEO JET	51
4.2 GENERALIDADES BOMBEO JET	52
4.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	53
4.4 FUNCIONAMIENTO DEL BOMBEO HIDRÁULICO JET	55
4.5 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET ..	56

4.5.1 Elementos de superficie del sistema de bombeo hidráulico jet.....	56
4.5.2 Equipo de fondo de pozo del bombeo hidráulico jet	57
4.5.2.1 Sistema de inyección del fluido motriz o de potencia.....	58
4.5.2.2 Completamiento de pozos con bombeo jet.....	60
4.6 SCREENING DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	63
5. ANÁLISIS TÉCNICO DEL SISTEMA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL CAMPO LCI ..	68
5.1 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS EN EL CAMPO LCI A APARTIR DE LOS RANGOS DE APLICACIÓN DEL SCREENING DEL BOMBEO JET	68
5.2 MÓDULOS Y SELECCIÓN DE MUESTRA DE CÁLCULO	70
5.2 PROCESO DE CARGA DE DATOS EN SNAP	71
5.2.1 Modulo general	72
5.2.2 Módulo PVT	73
5.2.3 Módulo inflow	74
5.2.4 Módulo flowline	75
5.2.5 Modulo jet pump	76
5.2.6 Módulo wellbore.....	81
5.3 DESARROLLO ANÁLISIS TÉCNICO BOMBEO JET CAMPO LCI.....	83
6. ANÁLISIS FINANCIERO DEL SISTEMA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL CAMPO LCI	92
6.1 VARIABLES TÉCNICO-ECONÓMICAS QUE INCIDEN EN UN ESTUDIO DE VIABILIDAD FINANCIERA	93
6.1.1 Declinación	94
6.1.2 Regalías.....	94
6.1.3 Precio del barril	96
6.1.4 Costo de levantamiento	97
6.1.5 Tiempo medio de falla.....	97
6.1.6 Inversión inicial	98
6.1.7 Producción diferida	99

6.1.8 Impuesto de renta	99
6.2 DESARROLLO ANÁLISIS ECONÓMICO	100
6.3 RESULTADOS ANÁLISIS FINANCIERO	104
6.4 REPRESENTACIÓN GRAFICA DE LOS RESULTADOS DEL ANÁLISIS FINANCIERO	107
6.5 ANÁLISIS FINANCIERO MACRO DEL PROYECTO	112
6.6 RESULTADOS ANÁLISIS MACRO	113
7. CONCLUSIONES	118
8. RECOMENDACIONES	120
BIBLIOGRAFÍA.....	121
ANEXOS	124

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización Campo LCI	23
Figura 2. Distribución de bloques campo la Cira.....	25
Figura 3. Historial de producción	28
Figura 4. Cuencas sedimentarias de Colombia	30
Figura 5. Distribución de fallas campo LCI	31
Figura 6. Columna estratigráfica LCI	32
Figura 7. Clasificación de los sistemas de levantamiento artificial convencionales	36
Figura 8. Sistemas de gas lift continuo y de gas lift intermitente	38
Figura 9. Sistema típico de bombeo mecánico	41
Figura 10. Componentes del Sistema de Bombeo Electro sumergible	44
Figura 11. Esquema general de una instalación de Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP)	46
Figura 12. Sistema típico de Bombeo Hidráulico tipo Pistón o Jet.....	49
Figura 13. Diseño de una bomba jet	53
Figura 14. Configuración de una bomba jet	56
Figura 15. Sistema de superficie bombeo jet	57
Figura 16. Equipo de fondo del bombeo jet	58
Figura 17. Equipo de superficie, sistema de fluido motriz cerrado.....	59
Figura 18. Equipo de superficie, sistema de fluido motriz abierto	60
Figura 19. Ciclo de la Bomba Libre.....	61
Figura 20. Instalación de la Bomba Fija.....	62
Figura 21. Diagrama de flujo sistema casing	80
Figura 22. Estado mecánico pozo UIS-4	82
Figura 23. Gráfica modelo índice de productividad pozo UIS-4.....	84

Figura 24. Modelo IPR con SLA jet instalado en pozo bomba oilmaster	86
Figura 25. Modelo IPR con el SLA jet instalado en pozo bomba national.....	86
Figura 26. Modelo IPR con el SLA jet instalado en pozo bomba kobe	87
Figura 27. Consolidado reporte oilmaster muestra	88
Figura 28. Consolidado reporte national muestra	89
Figura 29. Consolidado reporte kobe muestra	89
Figura 30. Producción Básica e incremental en LCI	96
Figura 31. Precio de barril BRENT	97
Figura 32. Mapa del proceso evaluación económica de proyectos.....	100
Figura 33. VPN vs TIR	108
Figura 34 VPN vs BOPD.....	109
Figura 35. RBC vs BOPD	110
Figura 36. PAYBACK vs BOPD	111

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Informe mensual de producción campo LCI.....	29
Tabla 2. Propiedades de los fluidos campo LCI.....	33
Tabla 3. Propiedades petrofísicas campo LCI	34
Tabla 4. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Hidráulico Tipo Jet.....	65
Tabla 5. Características de las propiedades de los fluidos para Bombeo Hidráulico Tipo Jet.....	66
Tabla 6. Características de las facilidades de superficie para Bombeo Hidráulico Tipo Jet.....	67
Tabla 7. Revisión de parámetros pozos candidatos a la implementación del bombeo JET.....	69
Tabla 8. Pozos precandidatos proyecto bombeo jet	71
Tabla 9. Módulo general	72
Tabla 10. Módulo PVT	73
Tabla 11. Rango de aplicación de correlaciones PVT. Modificado de (Bergman y Sutton, 2019; Moradi, et al 2010).....	73
Tabla 12. Módulo inflow	75
Tabla 13. Módulo Flowline	75
Tabla 14. Módulo jet pump	76
Tabla 15. Módulo wellbore.....	81
Tabla 16. Resultados análisis técnicos por pozos.	91
Tabla 17. Porcentaje de regalías	95
Tabla 18. Análisis financiero muestra de cálculo Pozo UIS-4.....	106
Tabla 19. Resumen análisis financiero por pozo	107
Tabla 20. Análisis financiero pozo macro.	114

Tabla 21. Resultados parámetros financieros pozo macro	115
Tabla 22. Análisis financiero pozo macro con sensibilización en el tiempo	116
Tabla 23. Resultados parámetros financieros pozo macro con sensibilización en el tiempo	116
Tabla 24. Comparación resultados variables financieras sensibilizadas	117

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Resultado análisis técnico pozo UIS-1	124
Anexo B. Resultado análisis técnico pozo UIS-2	125
Anexo C. Resultado análisis técnico pozo UIS-3	126
Anexo D. Resultado análisis técnico pozo UIS-5	127
Anexo E. Resultado análisis técnico pozo UIS-6	128
Anexo F. Resultado análisis técnico pozo UIS-7	129
Anexo G. Resultado análisis técnico pozo UIS-8	130
Anexo H. Resultado análisis técnico pozo UIS-9	131
Anexo I. Resultado análisis financiero pozo UIS-1	132
Anexo J. Resultado análisis financiero pozo UIS-2	133
Anexo K. Resultado análisis financiero pozo UIS-3	134
Anexo L. Resultado análisis financiero pozo UIS-5	135
Anexo M. Resultado análisis financiero pozo UIS-6	136
Anexo N. Resultado análisis financiero pozo UIS-7	137
Anexo O. Resultado análisis financiero pozo UIS-8	138
Anexo P. Resultado análisis financiero pozo UIS-9	139

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS TÉCNICO Y FINANCIERO DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET APLICADO A POZOS DE UN CAMPO COLOMBIANO MEDIANTE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE DE DISEÑO.*

AUTORES: SANTIAGO JOSÉ FORERO RINCÓN
SEBASTIAN ORTIZ PRINCE**

PALABRAS CLAVES: Bombeo Hidráulico tipo Jet, Análisis Técnico-Financiero, Herramienta de Diseño, Campo petrolero colombiano.

DESCRIPCIÓN

Un campo productor maduro requiere agentes externos para su óptimo funcionamiento operativo y viabilidad financiera, los equipos y sistemas ajenos a los pozos son sistemas de levantamiento artificial (SLA). Una vez seleccionado un SLA para un campo, existe la posibilidad que, con el propósito de incrementar la producción y por tanto la ganancia económica del proyecto, se evalúe la instalación de sistemas de levantamiento distintos más efectivos a los que inicialmente se tienen funcionando en locación.

Uno de los SLA que son instalados como proyectos piloto es el bombeo hidráulico tipo Jet, cuyo principio de acción obedece al traslado de energía de un fluido a otro mediante el empuje ejercido por la presión y velocidad impartidas desde superficie. El análisis del bombeo Jet debe ser realizado desde los puntos de vista técnico revisando la operatividad bajo condiciones dadas, y financiero proyectando costos y ganancias por periodo para a calcular parámetros económicos del proyecto.

La respuesta del bombeo Jet debe soportarse con su representación en una herramienta computacional que facilite la simulación de la implementación del SLA. La herramienta SNAP cuenta con la codificación necesaria para replicar el uso de la tecnología Jet mediante el tratamiento de datos del diseño del SLA a instalar y valores de parámetros de yacimiento que describan las interacciones fluido-fluido y fluido-roca.

El estudio económico constituye otra parte del análisis de un SLA. El manejo adecuado de fórmulas y teorías permiten la estimación de variables financieras cuyo valor numérico da un indicio de la rentabilidad de la inversión en un proyecto a gran escala. Valores de VPN, TIR, RBC y Payback categorizarán la viabilidad financiera del SLA mientras que la producción, presiones de fluidos y consumo energético calculados por SNAP valorarán la viabilidad técnica de la implementación del Bombeo tipo Jet.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovanny Montes Páez, MSc. Ingeniero de Petróleos. Co-Director: Félix Andrés Cepeda Gómez, MSc. Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL-FINANCIAL ANALYSIS OF THE BEHAVIOR OF THE HYDRAULIC PUMPING SYSTEM BY JET TYPE APPLIED TO THE WELLS OF A COLOMBIAN FIELD THROUGH A DESIGN SOFTWARE TOOL.*

AUTHORS: SANTIAGO JOSE FORERO RINCON
SEBASTIAN ORTIZ PRINCE**

KEY WORDS: Hydraulic Pumping System by Jet type, Technical-financial analysis, Design software tool, Colombian petroleum field.

DESCRIPTION

A mature petroleum producer field requires external agents for its optimal operational functioning and financial viability, the external equipment and systems unrelated to the wells are artificial lifting systems (ALS). Once an ALS is selected for a field, there is a chance that, with the purpose of increasing the production and therefore the economic profit of the project, the installation of different more effective lifting systems than the ones that are working initially in the location is evaluated.

One of the ALS that are installed as pilot projects is the hydraulic pumping system by jet type, which principle of action obeys to the transfer of energy from one fluid to another by the thrust exerted by the pressure and speed imparted from surface. The analysis of the jet pumping must be realized from the technical point of view, reviewing the operation under given conditions, and financial projecting costs and profits by period to calculate economic parameters of the project.

The jet pump answer must be supported with its representation in a computational tool that facilitates the simulation of the ALS implementation. The SNAP tool has the necessary coding to replicate the use of Jet technology by treating data corresponding to the technical specifications of the ALS to be installed and reservoir parameters values that describe the fluid-fluid and fluid-rock interactions.

The economic study is another part of the analysis of an ALS. The proper management of formulas and theories allows to estimate financial variables whose numerical value gives an indication of the rentability of the investment in a large-scale project. Values of NPV, IRR, PCR and Payback will categorize the financial viability of the ALS while the production, fluid pressures and energy consumption calculated by SNAP will assess the technical feasibility of the implementation of Jet type pumping.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovanny Montes Páez, MSc. Ingeniero de Petróleos. Co-Director: Félix Andrés Cepeda Gómez, MSc. Ingeniero de Petróleos.

INTRODUCCIÓN

En la evaluación del rendimiento general de proyectos dentro de la industria de la ingeniería de petróleos se califican un gran número de variables tanto técnicas como económicas que influyen en los resultados de estos. De todos los factores a evaluar, existen dos que determinan el éxito y prolongación de la vida útil de un campo, la producción diaria de fluido, considerada una variable técnica, y su equivalente en el análisis financiero de un proyecto: los ingresos netos obtenidos por periodo de tiempo. Es sobre estos dos parámetros sobre los cuales se enfoca principalmente un análisis técnico-financiero de un proyecto específico.

El análisis planteado tiene como lugar de estudio el campo La Cira-Infantas (LCI), uno de los emblemas de la industria colombiana del petróleo dado su historia, evolución y desempeño a lo largo de los años. El campo LCI, ubicado en el departamento de Santander, es actualmente operado en conjunto por las empresas ECOPETROL-OXY en un acuerdo de cooperación para la mejora del factor de recobro, basado en la implementación de tecnología de punta en forma de equipos, personal y procesos.

Dada la depleción en el campo LCI, uno de los pilares de la tecnología de punta implementada por las empresas participantes de la explotación del campo son los sistemas de levantamiento artificial (SLA), agentes externos cuya función principal es el suplemento de energía adicional al yacimiento con el propósito de conseguir un incremento en la cantidad de crudo producido y comercializado. Cada uno de los SLA diseñados presenta principios de acción y equipos distintos cuya instalación dependerá del cumplimiento de ciertos parámetros operativos definidos para cada uno de los sistemas.

Uno de los SLA conocidos a nivel mundial es el bombeo hidráulico tipo JET, cuyo principio básico de funcionamiento es la inyección de un fluido motriz a altas presiones para transferir energía a una bomba dispuesta en pozo cuya operación óptima genera un empuje del fluido producido por las formaciones de interés hacia superficie basado en las altas velocidades de desplazamiento. El bombeo JET presenta ventajas como la no existencia de piezas móviles en su diseño interno y por ende la disminución del riesgo de sufrir corrosión en los equipos y también la posibilidad de diseñar la bomba de fondo de acuerdo a dimensiones optimas de garganta y boquilla.

Con el propósito de soportar los conceptos teóricos con cálculos numéricos y resultados gráficos, la utilización de una herramienta de diseño permite representar el desempeño del bombeo JET bajo determinadas condiciones operativas de una forma completa. El programa SNAP, de la compañía Ryder Scott, contempla un variado conjunto de módulos cuyos datos de entrada abarcan información general del pozo, informes PVT experimentales, línea de flujo en superficie, modelamiento de la productividad, estado mecánico y completamiento del pozo, entre otros. Son los resultados de la corrida en el programa lo que determina el éxito en la interacción entre el pozo-yacimiento-SLA y por lo tanto sentencia la viabilidad técnica de un proyecto.

La terminación de un análisis completo del desempeño del bombeo JET requiere una proyección financiera del comportamiento del proyecto, para esto se usan los valores de ganancias brutas, impuestos, regalías, costos de operación e inversiones con el propósito de representar el estudio en valores de flujo de caja libre por periodo de tiempo (FCL). Los FCL son la base para el cálculo de variables financieras representativas de la viabilidad de una inversión, como lo son el valor presente neto, tasa interna de retorno, relación beneficio-costos, entre otros.

Tomando los resultados del análisis técnico y financiero del proyecto, se logran establecer aseveraciones sobre la viabilidad del estudio planteado, como el planteamiento de un pozo macro representante del proyecto a partir de la normalización de la producción, cuyos valores indican la viabilidad financiera a partir de una tasa de retorno mayor al 25%, un VPN cercano a los 4.700.000 USD y una relación beneficio-costos mayor a 2. Además de establecer que de los nueve pozos considerados como precandidatos, el 33% presenta valores atractivos financieramente, con un valor presente neto individual mayor a 570.000 USD y un payback estimado en tres (3) meses después de iniciado el proyecto.

Habiendo finalizado el análisis planteado se recomienda que, en la continuación del proyecto, o planes de inversión diferentes; se realice un estudio de riesgo e incertidumbre a los resultados económicos a partir del planteamiento de escenarios distintos en el tiempo, se recomienda también realizar estudios análogos entre otros simuladores para optimizar producción mediante análisis nodal y establecer diferencias y similitudes con los resultados obtenidos en el proyecto presentado.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar el análisis técnico y financiero del comportamiento del sistema de levantamiento por bombeo hidráulico tipo jet aplicado a pozos de un campo colombiano mediante una herramienta software de diseño.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las características adecuadas para el funcionamiento del sistema de levantamiento artificial bombeo hidráulico tipo jet, en base a conceptos previamente establecidos en la literatura que se obtendrán a partir de revisión bibliográfica.
- Seleccionar los pozos candidatos de un campo colombiano a la implementación del sistema de levantamiento artificial bombeo hidráulico tipo jet, a partir del análisis de datos de producción y cumplimiento de requerimientos técnicos para el uso de esta tecnología.
- Diseñar el sistema de levantamiento artificial bombeo hidráulico tipo jet para los pozos seleccionados de un campo colombiano, mediante el uso de la herramienta software de diseño y análisis de producción SNAP, de la empresa Ryder Scott.

- Realizar el análisis financiero de la implementación del sistema de levantamiento artificial bombeo hidráulico tipo jet a partir de los resultados de la herramienta de diseño SNAP, valorando parámetros financieros para cada uno de los pozos y representando el proyecto de forma global.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS

2.1 LOCALIZACIÓN

El campo La Cira-Infantas (LCI), el primer campo productor de petróleo en Colombia está ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM); limitando por el este con la cordillera oriental y el río Magdalena, por el oeste con la cordillera central y al sur con el río Sogamoso y algunos corregimientos del departamento del Tolima. Geográficamente se encuentra ubicado en la parte ecuatorial de la antigua concesión de Mares, perteneciendo actualmente al municipio de El Centro, departamento de Santander; a una distancia estimada de 22 Km Sureste de la ciudad de Barrancabermeja y de 250 Km Noroeste de la capital del país, Bogotá D.C. El campo alcanza una extensión de alrededor de 160 Km².

Figura 1. Localización Campo LCI



Fuente: PRIETO, María Elizabeth, OWENS, Brian Keith, LOBO, Adriano, FERNANDEZ, Fabian. Redevelopment Progress for Colombia's La Cira-Infantas Field. Colombia. 2009.

A nivel geológico el campo LCI está ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), siendo tope de depósitos sedimentarios provenientes del periodo Terciario que fueron erosionados y posteriormente transportados por el cauce del río Magdalena, sedimentos que a su vez tienen como base material del Cretácico de un predominante ambiente marino.

La cuenca VMM, a la cual pertenece LCI contempla los departamentos de Boyacá, Cesar, Antioquia, pequeñas zonas de Caldas y Cundinamarca y como base principal de la producción de Hidrocarburos tiene al departamento de Santander.

El campo está compuesto por dos zonas representativas, La Cira cuyo descubrimiento data de inicios del siglo XX e Infantas descubierto unas décadas después; geológicamente para ambas zonas se han encontrado los mismos paquetes de rocas sedimentarias cuyas formaciones productoras son las mismas, razón que soporta la teoría inicial bajo la cual tanto Infantas como La Cira fueron inicialmente considerados como campos independientes pero contiguos; sin embargo, en el transcurso de los años se ha evidenciado que Infantas ha sufrido un levantamiento y una erosión mucho más significativos y notorios que la zona La Cira.

En la actualidad, el campo LCI se encuentra sectorizado en 6 bloques, como se detalla a continuación.

Figura 2. Distribución de bloques campo la Cira



Fuente: ECOPETROL. Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira Infantas. División de Yacimientos GCO. Informe técnico, 2005.

2.2 HISTORIA DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS

El desarrollo productivo del campo La Cira-Infantas tuvo sus inicios en las primeras décadas del siglo XX, remontándose más específicamente a los inicios de la concesión de Mares establecida entre el gobierno de la república de Colombia y el ciudadano Roberto de Mares.

Durante los primeros años del siglo pasado, y bajo el modelo de concesión con personas naturales, el señor Roberto de Mares logra la adjudicación de uno de los contratos para la explotación de hidrocarburos en el departamento de Santander. El área de dicha concesión contractual era alrededor de 5120 Km². Debido a la falta de capacitación y disponibilidad para llevar a buen puerto las exploraciones en la zona, la concesión pasa a manos de la empresa estadounidense Tropical Oil

Company, cuya trayectoria en la industria soportaba la administración de recursos en el prospecto de campo petrolero.

Exactamente en el año de 1917, se inicia la perforación de los dos primeros pozos del campo LCI, denominados Infantas-I e Infantas-II, respectivamente; este último, al cual se le considera como pozo descubridor del Cira-Infantas, fue perforado el 12 de diciembre de 1917 y completado el 27 de abril del año siguiente en la zona de interés denominada como C, a una profundidad estimada de 1580 ft y con una producción de entre 800 y 1000 bpd.

En los primeros días del mes de febrero de 1925, se inicia la perforación del pozo LC58, cuyo completamiento en la zona A comprobaría la existencia de una estructura geológica correspondiente a un anticlinal denominado “de la Cira”. Para finales de 1926, y con la tubería de transporte para el crudo ya terminada, se tenían perforados y en producción 171 pozos. Cerca de 20 años después, en el año de 1947 y con la concesión próxima a ser reversada al gobierno colombiano, se suspende la perforación en la estructura de La Cira, teniendo un total de 857 pozos perforados y un espaciamiento promedio entre los mismos de alrededor de 14 acres.

La reversión de la concesión de Mares ha sido uno de los momentos más significativos e importantes para el desarrollo industrial de Colombia, pues después de posponer en varias ocasiones la fecha de entrega pactada para 30 años después de los primeros trabajos de extracción, el 25 de agosto de 1951 en el municipio de El Centro, Santander se firmaba la reversión del tratado con presencia de representantes de la empresa estadounidense, el gobierno colombiano y demás sectores de la industria.

Tanto en La Cira como en Infantas, el método de producción implementado al inicio fue el flujo natural para la mayoría de los pozos, al momento de ser

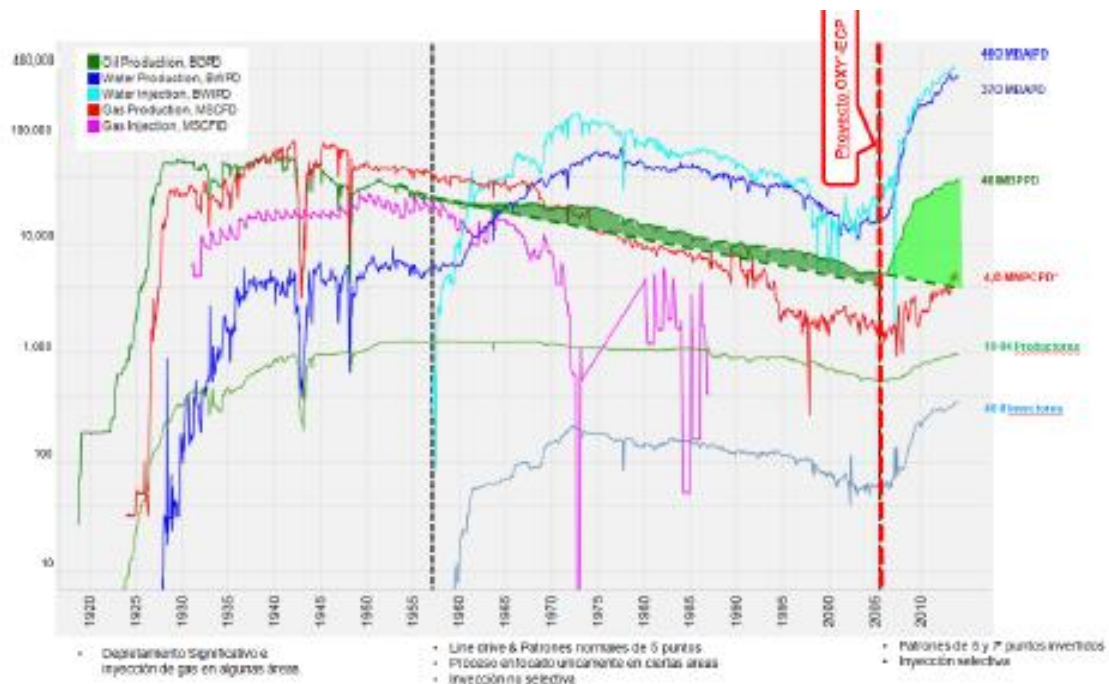
necesaria la instalación de sistemas de levantamiento artificial se implementó como método primario el Gas Lift¹ que fue desmontado en 1935 para dar paso al Bombeo Mecánico que se utiliza en la actualidad. La inyección de vapor en Infantas inicia en 1928, siendo suspendida en 1970; en el caso de La Cira, la inyección inicia en 1930 manteniendo tasas variables hasta la recuperación secundaria.

El campo LCI tiene como zonas productoras principales las denominadas A y B de la Cira, la B y C de Infantas y la C de un sector específico de la parte alta de la estructura geológica de La Cira. Como zonas alternas de producción se han establecido el resto de la zona C de La Cira y algunos pozos en Infantas Norte.

En el año 2003, algo más de un decalustro después de la reversión de la concesión al país, Ecopetrol como representante del gobierno colombiano decide invertir nuevamente en el campo con miras a lograr un aumento en el factor de recobro que hasta el momento se tenía en el campo; por esto son invitadas ocho de las más grandes empresas de la industria a nivel mundial para participar por la suscripción de un acuerdo de intención con el objetivo único de analizar la viabilidad comercial y técnica de un proyecto para aplicación de tecnología de punta e incremento en el factor de recobro. La empresa seleccionada fue Occidental de Colombia y al cabo de realizarse el estudio se decidió que el proyecto si era viable, razón por la cual se firmó un tratado entre Ecopetrol y Oxy para el desarrollo y mejora del campo La Cira-Infantas.

¹ ADAIR, Paul. Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003

Figura 3. Historial de producción



Fuente: ECOPETROL. Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira Infantas. División de Yacimientos GCO. Informe técnico, 2005.

Al inicio de la alianza Ecopetrol-Oxy el factor de recobro era cercano al 17%, con el desarrollo del tratado de colaboración entre las empresas se ha logrado materializar la meta de un 35% gracias a la inyección de agua. La producción, por su parte, ha pasado de ser de 5 mil barriles por día en 2005 a lograr un histórico de 41 mil barriles diarios a principios de 2015.

En el informe operacional referente a pozos entregado por Ecopetrol y Oxy el 30 de junio de 2013, se presentó como conclusión del balance efectuado por las empresas que el campo LCI cuenta con 2634 pozos terminados, 1252 pozos activos de los cuales 344 son inyectoras y 908 son productores, 1252 pozos inactivos y 778 pozos en estado de abandono.

Tabla 1. Informe mensual de producción campo LCI

Sección	Producc. Bbl Netos	Pozos Terminados	Pozos Abandonados	Pozos Inactivos	Pozos Activos	Pozos Productores	Pozos Inyectores
Infantas	275252	787	349	162	276	189	87
Cira	825145	1837	484	366	987	721	255
Total	1100397	2624	833	528	1263	910	342

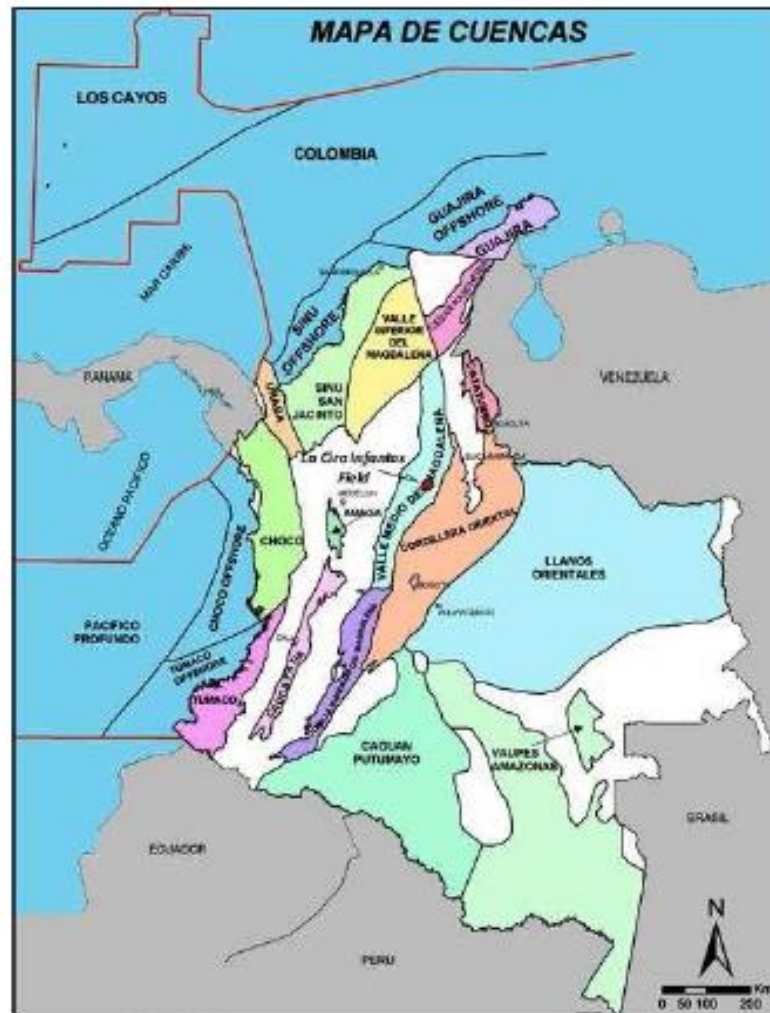
Fuente: ECOPETROL. Informe Mensual sobre producción y Estado de los pozos al final del mes, gerencia centro Oriente-Operaciones LCI. Cuadro 7. MES: Junio, 2013.

2.3 GEOLOGÍA CAMPO LA CIRA-INFANTAS

Dado que la cuenca VMM a la cual pertenece el campo está plenamente identificada y estudiada, la historia geológica de la Cira-Infantas se infiere directamente del conocimiento que gracias al desarrollo de esta cuenca a lo largo de los años. Es importante resaltar que la cuenca del VMM es considerada como la más importante del país debido a que ha representado un aproximado del 65% del histórico de producción de crudos de la República de Colombia.

La extensión del Valle Medio del Magdalena está valorada aproximadamente en 30000 Km², teniendo como ancho máximo una magnitud de 80 km y como longitud una distancia aproximada de 500 Km. El VMM presenta zonas limítrofes con otros sistemas de fallas de la geología nacional; al oeste se encuentra el complejo sistema de fallas perteneciente a la cordillera central, en el este se tiene la Falla de la Salina mientras que en el norte su límite se extiende hasta el corregimiento de El Banco (Magdalena) en coordenadas 9° 20' N, de igual forma se tiene que el limite hacia el sur corresponde con la falla de Ibagué.

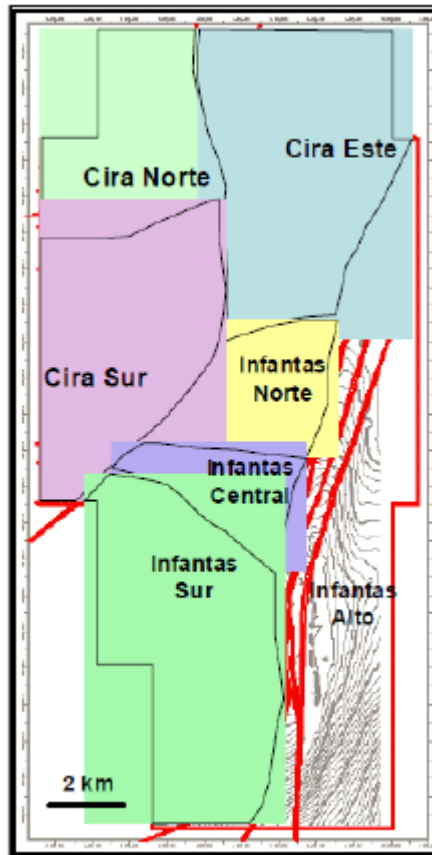
Figura 4. Cuencas sedimentarias de Colombia



Fuente: PRIETO, María Elizabeth, OWENS, Brian Keith, LOBO, Adriano, FERNANDEZ, Fabian. Redevelopment Progress for Colombia's La Cira-Infantas Field. Colombia. 2009.

Además de los límites ya descritos se tienen otros puntos de referencia que ayudan a ubicar con más precisión el campo LCI en su geología; por ejemplo, al noreste se tiene el sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta y al sureste se encuentran las fallas de Bituima. A nivel estructural las zonas del campo tienen características distintas, Infantas se reconoce como un anticlinal fallado y La Cira a su vez, como un domo fallado al Noreste de Infantas.

Figura 5. Distribución de fallas campo LCI



Fuente: PRIETO, María Elizabeth, OWENS, Brian Keith, LOBO, Adriano, FERNANDEZ, Fabian. Redevelopment Progress for Colombia's La Cira-Infantas Field. Colombia. 2009.

2.3.1 Columna estratigráfica LCI. Las rocas generadoras en el VMM corresponden a calizas y lutitas de las formaciones Tablazo, La Luna y Simití; actualmente el proyecto de producción de hidrocarburos en LCI tiene como objetivo operacional la explotación de dos formaciones productoras pertenecientes al grupo Chuspas de la secuencia de la cuenca VMM, estas formaciones han sido divididas gerencialmente en arenas operacionales para facilitar su identificación y tratamiento; es así como la formación Colorado que pertenece al Oligoceno, comprende las arenas operaciones A mientras que la formación Mugrosa del periodo Eoceno-Oligoceno contiene las arenas operaciones B y C.

Figura 6. Columna estratigráfica LCI

PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA
CUATERN.	PLEISTOCENO	MESA	
	PLIOCENO		
T E R C I A R I O		REAL	
	MIOCENO	COLORADO	
	OLIGOCENO	MUGROSA	
	EOCENO	ESMERALDAS	
		LA PAZ	
		DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO	
	PALEOCENO	LISAMA	
	MAESTRICHTIANO	UMIR	
	CAMPANIANO		
C R E T A C I O	SANTONIANO	LA LUJAN A	GALEMO
	CONIACIANO		PUJAMANA
	TURONIANO		
	CENOMANIANO		SALADA
	ALBIANO		SIMITI
	APTIANO		TABLAZO
	BARREMIANO		PAJA
			ROSABLANCA
	VALANGINIANO		TAMBOR
JURASICO		GIRON	
PREMESOZOICO		BASAMENTO	

Fuente: ECOPELROL. Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira Infantas. División de Yacimientos GCO. Informe técnico, 2005.

Las zonas B y C, son intercalaciones de arenas finas y areniscas de grado medio, respectivamente, cuyo contenido mineralógico es principalmente la caolinita como material arcilloso y la montmorillonita en menor proporción. ²La zona A esta compuesta de areniscas de grano muy fino con presencia de algunas rocas del mismo carácter arenoso, pero de grano medio, con una composición que va desde la arcosa lítica hasta la subarcosa.

² SOLANO DIAZ, Álvaro Andrés. Análisis de información obtenida de registros de pozos y del modelo petrofísico y su integración con la geología del yacimiento para soportar el plan de desarrollo del campo la cira infantas. Tesis de pregrado, mención en Geologo. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2011, p. 29.

Como nota aclaratoria debe mencionarse que las arenas que sirvieron como origen para el desarrollo del campo fueron depósitos en un sistema fluvial con presencia de meandros en toda la extensión del cauce del río, cuyos canales fueron superpuestos unos sobre otros generando una continuidad lateral importante para el reservorio; y cuya presencia en medio de Shales considerables dieron origen al sello del sistema petrolífero que atraparía el crudo que se extrae de las arenas productivas del campo.

2.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE LOS FLUIDOS EN EL CAMPO LCI

Teniendo como muestra el crudo obtenido a lo largo de los años de explotación en el campo LCI, se han realizado pruebas y estudios con el propósito de cuantificar y cualificar las condiciones y características propias del hidrocarburo extraído del campo La Cira-Infantas y del yacimiento del cual proviene. De esta forma se han establecido valores para las propiedades petrofísicas de las principales formaciones productoras del pozo, mugrosas y coloradas, además de definir valores experimentales para las propiedades del fluido producido.

Tabla 2. Propiedades de los fluidos campo LCI

Propiedad	La Cira			Infantas	
	A	B	C	B	C
Temperatura de Yacimiento (°F)	92	98	105	85	95
Presión de Saturación (psi)	640	715	1570	50	945
Factor volumetrico a Ps y Py (RB/STB)	1067	1075	1.08	- -	1
Rs (SCF/STB)	70	93	181	3	200
Gravedad API	18-24	20-27	16-25	25	24-28
Viscosidad (Cp)	58 @ 100°F	114 @ 98°F y 650 psi	19 @ 98°F y 650 psi	11.4@ 98°F y 650 psi	5.5
Salinidad (ppm NaCl)	10000-15000	15000-25000	25000-40000	15000-25000	20000-40000
Tipo de Crudo	Nafténico			Nafténico - Parafínico	

Fuente: ECOPETROL. La Cira Field Incremental Production. Bogotá. 1999, p.9.

Tabla 3. Propiedades petrofísicas campo LCI

Parámetros de la zona	La Cira			Infantas	
	A	B	C	B	C
Área (acres)	1492	3444	7438	1171	2778
Tope (ft)	820	1600	3070	900	2390
Espesor Neto (Ft)	227	257	290	257	290
Porosidad Promedio (%)	24	21	22	21	22

Fuente: ECOPETROL. La Cira Field Incremental Production. Bogotá. 1999, p.9.

3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

Al momento que un campo entra en fase de producción, la primera etapa de esta corresponde al periodo de tiempo durante el cual se logra la obtención de crudo gracias al diferencial de presión existente entre el reservorio y el fondo fluyendo del pozo. Debido a un proceso natural la energía del pozo para producir por sí mismo disminuye conforme avanza el tiempo, es por esto por lo que eventualmente es necesario la implementación de una fuente externa de energía que supla la ausencia de esta en el pozo productor, este mecanismo externo de energía corresponde a un Sistema de Levantamiento Artificial (SLA) ³ cuya labor principal es la adición de energía en forma de presión al pozo para que este sea capaz de levantar el fluido desde fondo de pozo y disponer de él en superficie a determinadas condiciones operativas.

Los SLA corresponden a la primera herramienta de la cual se hace uso cuando se desea obtener una producción incremental en un campo, bien sea aumentando la tasa de producción de los pozos activos o buscando la reactivación de pozos en estado de abandono. Su forma de interacción con el yacimiento varía en base a su principio de acción, algunos sistemas presentan un aporte adicional al empuje realizado sobre los fluidos provenientes de pozo mientras que otros modifican algunas de las propiedades de estas sustancias obtenidas de subsuelo.

3.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

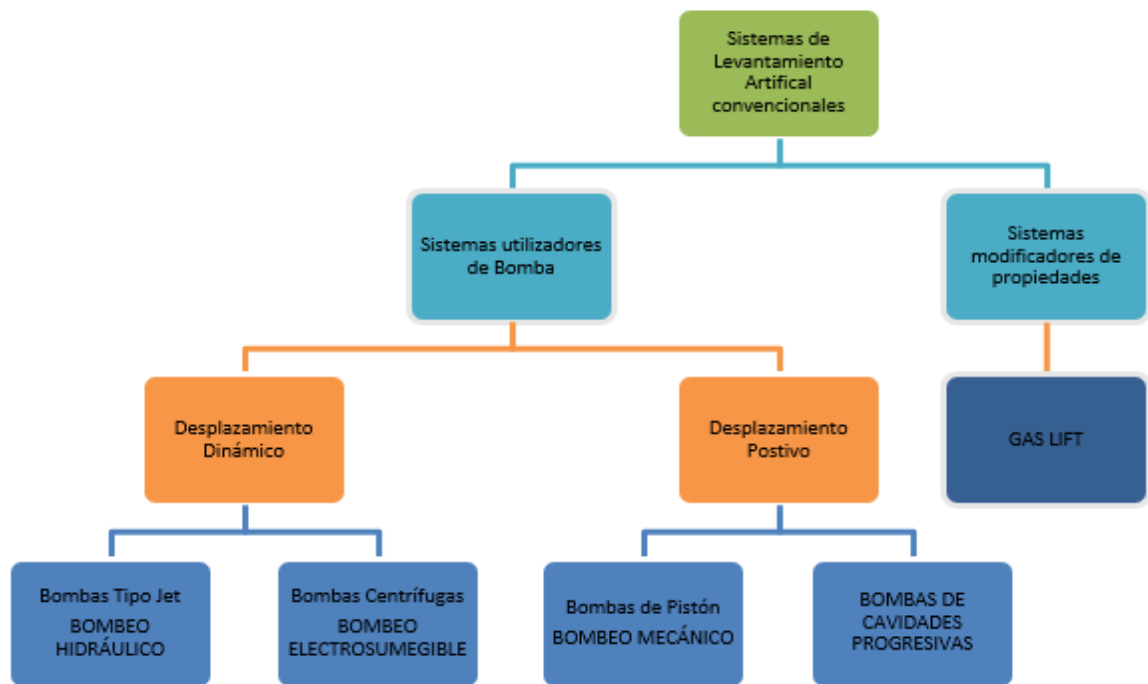
Siguiendo la premisa detallada anteriormente, los SLA pueden ser categorizados en las siguientes dos divisiones:

³ADAIR, Op. cit.

- Sistemas suministradores de energía externa al sistema mediante el funcionamiento de una bomba cuyo tipo de desplazamiento puede variar.
- Sistemas modificadores de las propiedades físicas de los fluidos provenientes de pozo.

Aquellos que utilizan una bomba como elemento principal del sistema de levantamiento deben ser a su vez subdivididos de acuerdo con el tipo de desplazamiento que presente la misma herramienta. Cabe resaltar que la energía para el funcionamiento de estas bombas puede ser dirigida a fondo de pozo mediante varillas de transmisión rotativas, un fluido hidráulico a alta presión o mediante cables eléctricos.

Figura 7. Clasificación de los sistemas de levantamiento artificial convencionales



Fuente: GOLAN, Michael y CURTIS, Whitson. Well Performance. Tromdheim, Norway: Norwegian University of Science and Technology. 2 ed. Prentice Hall. p.472

3.2 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES

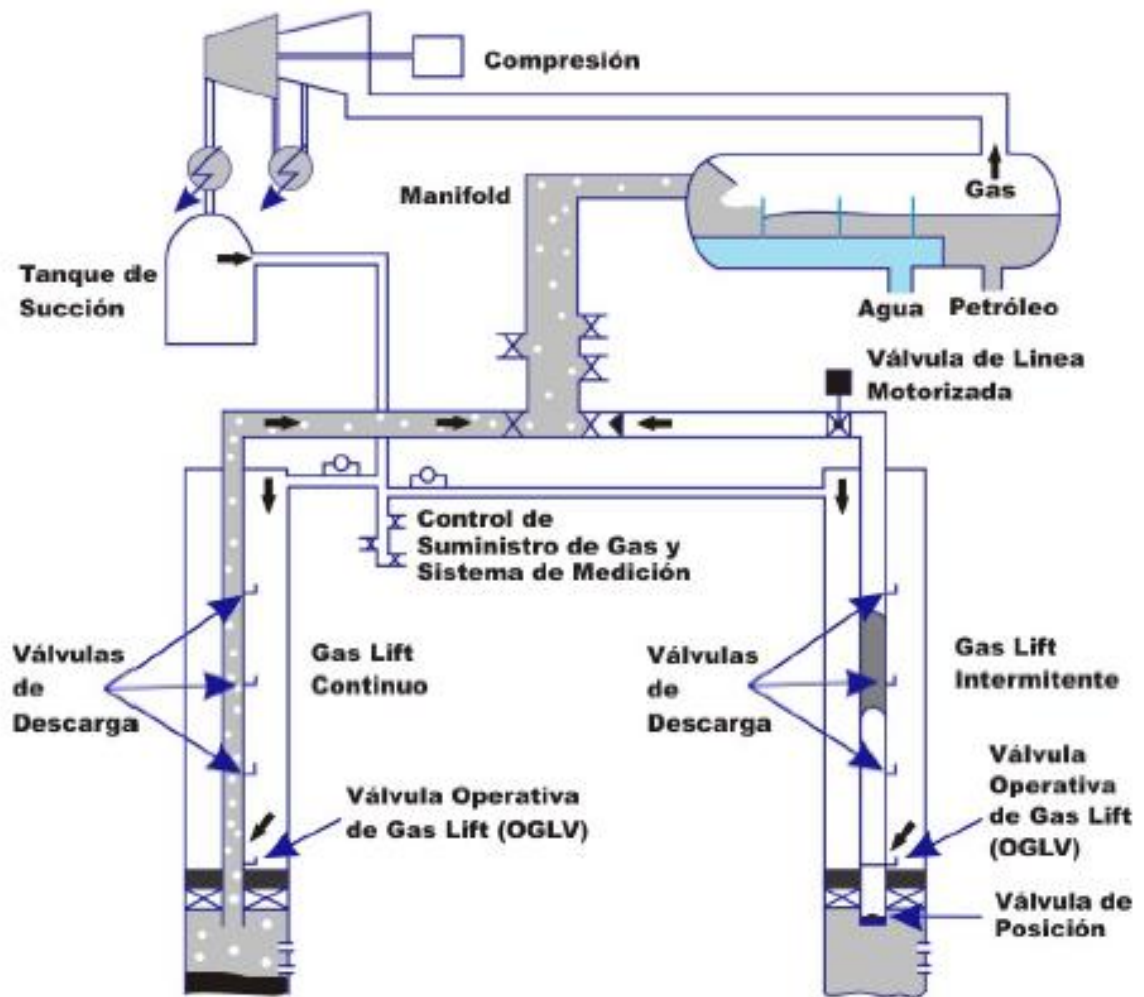
Debido a la variedad de SLA que existen en la industria y gracias a que cada uno de ellos cuenta con principios de acción diferentes, los distintos sistemas poseen características específicas que limitan su uso, así como también intervalos de aplicación que los hacen efectivos para un tipo especial de campo.

La identificación y diferenciación de los SLA juegan un papel clave en el éxito de la etapa de producción secundaria de un campo, es por esto por lo que a continuación se reseñan de forma general los diferentes sistemas de levantamiento junto a sus principios de acción, equipos y tanto ventajas como desventajas que presentan.

3.2.1 Gas lift. Un sistema de Gas Lift ⁴ completa el flujo natural de un pozo mediante la adición de gas al fluido producido, proceso que tiene como efecto la reducción en la densidad del fluido y por ende de la presión hidrostática de la columna a disponer en superficie. En la mayoría de las ocasiones se utiliza el gas del separador previamente secado, Re comprimido y devuelto al pozo mediante un sistema cíclico cerrado.

⁴ Ibíd.

Figura 8. Sistemas de gas lift continuo y de gas lift intermitente



Fuente: MUÑOZ RODRIGUEZ, Álvaro Fabian y TORRES TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección Tesis de pregrado, mención en Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2007.

Los equipos necesarios para el óptimo funcionamiento del sistema Gas Lift son los siguientes:

- I. Equipo de superficie
 - a. Choque (flujo continuo)

- b. Compresores
- c. Separador
- d. Choque con control para ciclo de tiempo (flujo intermitente)
- e. Ensamblaje de la cabeza de pozo

II. Equipo de subsuelo

- a. Válvulas de gas lift
- b. Empaque de subsuelo
- c. Mandriles de gas lift

Adicionalmente, se requieren algunos componentes y materiales externos al propio sistema de levantamiento en sí. Los requerimientos adicionales incluyen:

- Acceso para WireLine o Coiled Tubing en miras de la instalación y mantenimiento de las GLVs (válvulas de descarga periódica)
- Tubería de producción (tubing) con mandriles de gas lift
- Protección contra los reventones en el anular
- Tratamiento del gas, facilidades de medición, control de flujo, suministro del gas y compresión.

A la hora de escoger un SLA resulta clave la identificación de sus fortalezas y debilidades, es por esto por lo que algunos de los pros y contras del gas lift se detallan a continuación:

Ventajas

- Manejo de altas tasas de fluido producido
- Seguridad a la hora de la operación
- Posibilidad de trabajo en pozos desviados
- Reacondicionamiento disponible mediante el uso de wireline
- Alta tolerancia a los solidos

- Requiere poco espacio para acondicionamiento de facilidades
- Posibilidad de acceso a las válvulas de descarga a través del tubing
- Tolerancia a los pozos con empuje de gas
- Gradientes de profundidad y presiones accesibles
- Tolerante a la corrosión

Desventajas

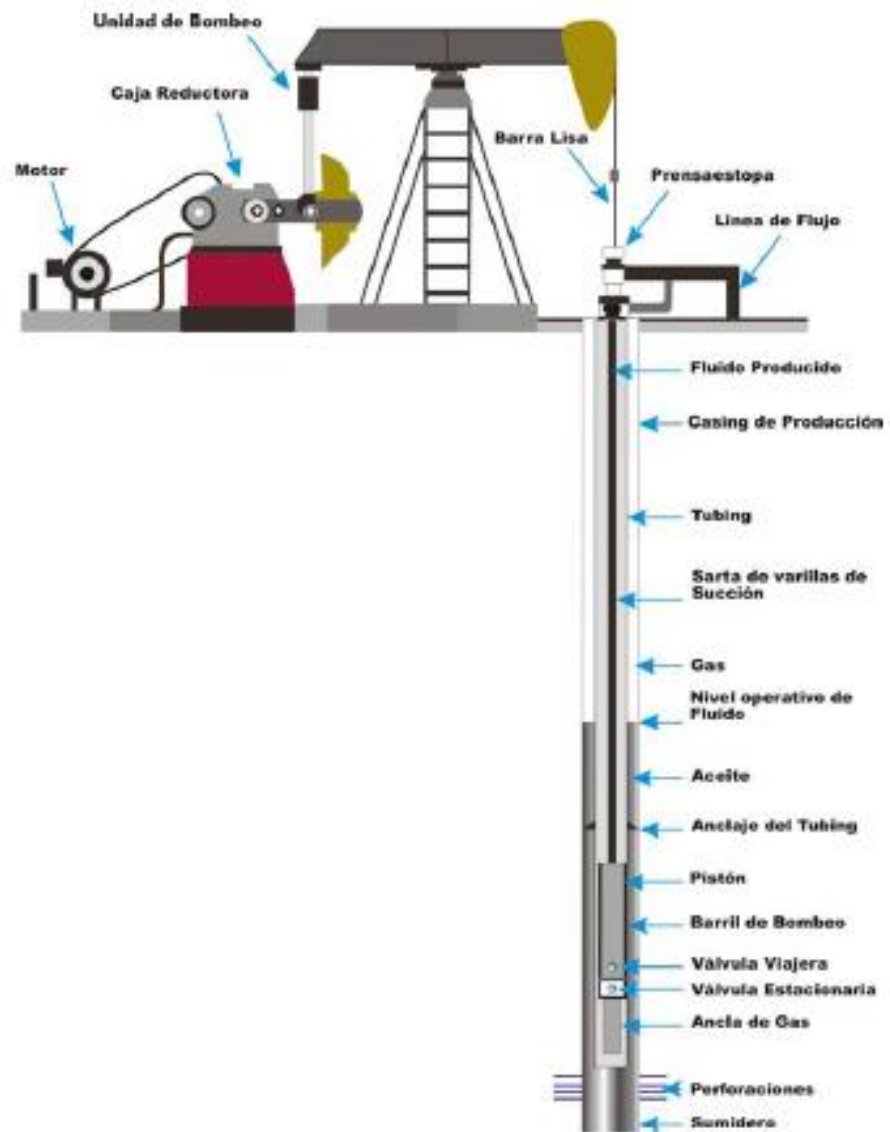
- Inviabile económicamente con bajas tasas de producción debido a costos de tratamiento y compresión del gas
- Posible formación de hidratos en las GLVs o facilidades de superficie
- Dificultades en el manejo de crudos emulsionados y pesados
- Suciedad en líneas de superficie
- Necesita un gas de arranque cuyo volumen puede no estar disponible siempre
- Presiones de gas muy altas que pueden generar inseguridad

3.2.2 Bombeo mecánico. El sistema más usado a nivel mundial corresponde al bombeo mecánico⁵, identificable a simple vista gracias a la robustez de los equipos utilizados y su apariencia única cuya forma se ha convertido en el emblema mundial para la industria del petróleo.

La forma en la que este SLA levanta el crudo es posible gracias a la acción de bombas de subsuelo, quienes reciben la potencia generada en superficie y la transmiten por varillas a fondo de pozo; las bombas son en esencia un pistón posicionado al interior de un barril protector con válvulas de entrada y salida de fluido que pueden permitir un funcionamiento de acción simple o acción doble. Estas bombas de acción simple se combinan con empuje mecánico mientras que las de acción doble se combinan con el empuje hidráulico.

⁵ Ibíd.

Figura 9. Sistema típico de bombeo mecánico



Fuente: MUÑOZ RODRIGUEZ, Álvaro Fabian y TORRES TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección Tesis de pregrado, mención en Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2007.

Los componentes de este SLA incluyen:

- I. Equipo de superficie
 - a. Convertidor de potencia
 - b. Barra Lisa
 - c. Generador de potencia
 - d. Balancín
 - e. Base de la unidad
 - f. Unidad de contrabalanceo
 - g. Equipo de cabeza de pozo
 - h. Instalador de la barra lisa
- II. Equipo de subsuelo
 - a. Ancla de gas (opcional)
 - b. Varillas de Bombeo
 - c. Bomba de subsuelo, equipo que consta de barril, pistón, válvula fija y válvula viajera

Algunas de las ventajas y desventajas del Bombeo Mecánico se enuncian a continuación:

Ventajas

- Ajuste de la tasa a producir en superficie
- Opciones para la elección de la fuente de poder
- Poca necesidad de mantenimiento y servicio confiable
- Se consigue un máximo diferencial de presión en el yacimiento
- Trabaja a temperaturas considerablemente altas
- Equipo canjeable entre pozos
- Fácil operación y reparación
- Producción de crudo viscoso

- Sencillo tratamiento contra la formación de escamas y corrosión
- Variedad de tamaños y referencias de unidades disponibles

Desventajas

- Desgaste debido a desviación de los pozos en la sarta de varillas usada
- Intolerancia a la producción de sólidos
- Voluminoso en cuanto a requerimiento se refiere en superficie
- Caudales de crudo a producir son bajos
- Presenta condicionamiento relacionado a la profundidad
- Tiende a generar parafinas.
- Escasa resistencia al ácido sulfúrico
- Presenta una disminuida eficiencia volumétrica en pozos con considerable producción de gas

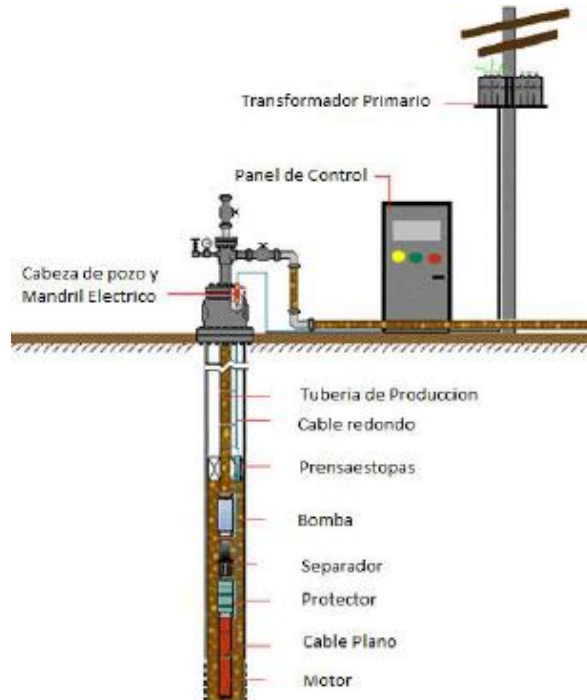
3.2.3 Bombeo electro sumergible. Siendo un SLA catalogado en la división de suministro de energía externa al pozo, el componente principal del este método de levantamiento son las bombas electro sumergibles ⁶ (ESP por sus siglas en inglés) cuyo diseño permite categorizarlas como bombas centrifugas con múltiples etapas apiladas, dentro de las cuales existe un difusor estacionario y un impulsor giratorio. Este último componente consta de una serie de alabes cuya función es la generación de energía cinética al fluido mientras que el difusor corresponde a una serie de cámaras cuya diferencia de área permite la transformación de energía cinética en presión de empuje.

El flujo de corriente es transmitido desde superficie hasta un motor instalado en subsuelo que genera la potencia necesaria para el funcionamiento del sistema, mediante cables anclados al tubing. El impulsor mediante movimientos tangenciales y radiales genera un empuje al fluido que es a su vez recibido por el

⁶ Ibid.

difusor de la etapa cuyo trabajo reduciendo un poco la velocidad del material permite el transporte del fluido al impulsor de la siguiente etapa. Esta energía cinética al convertirse en presión genera una eficiencia de entre 50 y 80 % para las bombas de subsuelo.

Figura 10. Componentes del Sistema de Bombeo Electro sumergible



Fuente: AMAO, Matthew. Electrical Submersible Pumping (ESP) Systems. [En línea]. 2014. Disponible en: <https://fac.ksu.edu.sa/sites/default/files/4-electricalsubmersiblepumps.pdf>

Un sistema completo para la implementación del ESP se encuentra conformado por:

- I. Equipo de superficie
 - a. Panel de controles
 - b. Cable eléctrico
 - c. Transformador
 - d. Caja de empalme
 - e. Ensamblaje de cabeza de pozo

- f. Variador de frecuencia
- II. Equipo de subsuelo
 - a. Motor eléctrico
 - b. Camisas de la bomba
 - c. Unidad sellante protectora del motor
 - d. Unidad de bombeo centrífugo
 - e. Separador de gas (opcional)
 - f. Herramienta de monitoreo de fondo (opcional)

Al igual que todos los SLA, el bombeo electro sumergible presenta falencias y condiciones favorables para su utilización, estas son:

Ventajas

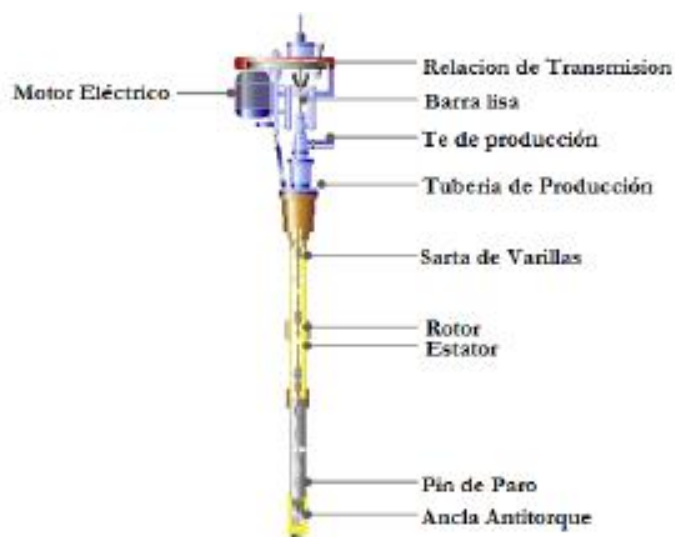
- Alta eficiencia en el funcionamiento (70%)
- Tasas de producción elevadas y a bajo costo
- Posibilidad de trabajo en pozos desviados
- Alto aporte de energía al fluido
- Sencillos métodos de control para el sistema
- Simple montaje en superficie y aplicabilidad en costa afuera
- Aplicabilidad de tratamiento contra la corrosión en inhibidores de scales
- Variedad de configuraciones y tamaños en las bombas

Desventajas

- Se requiere equipo pesado en caso de falla del sistema
- Poca tolerancia a la arena, sólidos y altas temperaturas
- Fallas recurrentes relacionadas al cable eléctrico
- Dificultades para el manejo de altas tasas GOR
- Exclusividad de uso en presencia de corriente eléctrica (requerimiento de altos voltajes)
- Unidades costosas por reemplazo de material en el sistema

3.2.4 Bombeo por cavidades progresivas. El eje principal de este sistema de levantamiento son las bombas de cavidades progresivas ⁷ (PCP por siglas en inglés), cuyo diseño incluye un rotor, nombre con el cual se designó lo que es de forma general una varilla gruesa con forma helicoidal que gira dentro de una matriz de elastómero con doble línea helicoidal conocido como estator. Cuando el rotor gira dentro del estator, se forman pequeños espacios cerrados que transportan el fluido desde el extremo de entrada hasta el extremo de descarga mediante un desplazamiento positivo proporcional a la velocidad de rotación. El rotor gira gracias a la acción de un motor mientras que el estator se encuentra sujeto al tubing del pozo.

Figura 11. Esquema general de una instalación de Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP)



Fuente: RODRÍGUEZ PAEZ, William Giovanny y ROBLES PEÑA, Carlos Alberto. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. Tesis de pregrado, mención en Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2010.

⁷ Ibíd.

El ensamblaje del equipo PCP convencional incluye:

- I. Equipo de superficie
 - a. Caja de empaques
 - b. Motor eléctrico
 - c. Cabezal de pozo
 - d. Caja reductora de velocidades
- II. Equipo de subsuelo
 - a. Varillas de succión
 - b. Bomba (rotor y estator)

Los puntos a favor y en contra de este SLA son expuestos a continuación:

Ventajas

- Bajos costos operativos y de inversión
- Poco voluminoso en superficie
- Eficiencia en el manejo de sólidos
- Recomendado manejo de fluidos viscosos y con altas relaciones gas-liquido
- Considerable eficiencia energética
- No posee trampas de gas ni válvulas internas
- Instalación sencilla a corto plazo y operación silenciosa del equipo

Desventajas

- Intolerable a fluidos de tipo ácido incluido el dióxido de carbono
- Baja tolerancia a altas temperaturas
- Tasa limitada de producción.
- Unidad de workover necesaria para la reparación en subsuelo
- El elastómero es sensible a diversos productos químicos

3.2.5 Bombeo hidráulico tipo pistón. El bombeo hidráulico tipo pistón ⁸(HPP por sus siglas en inglés) corresponde a una variante del bombeo mecánico, cuyo distintivo corresponde al uso de un fluido/medio hidráulico como mecanismo de activación de la bomba situada en subsuelo.

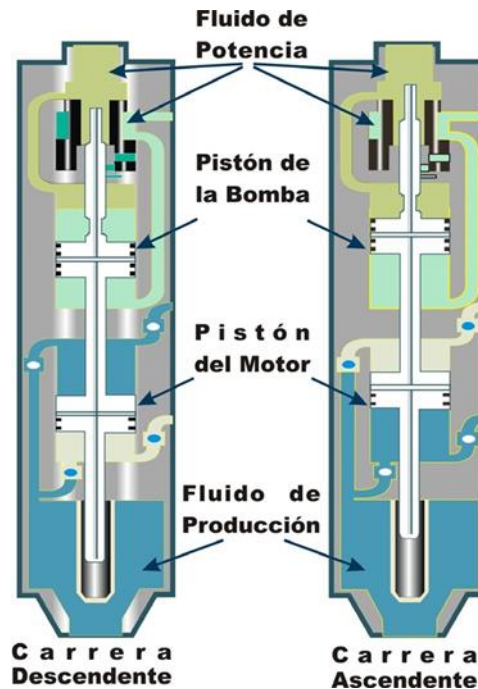
El fluido motriz, bien sea petróleo o agua, es entregado con una presión considerable a una bomba en superficie y en base al tipo de circulación que se tenga puede llegar o no a tener contacto con el fluido a producir, siendo nombrado sistema abierto en caso de darse una mezcla entre los dos fluidos o sistema cerrado en caso de no tener contacto los fluidos participantes del sistema. Al momento de diseñar el sistema HPP, es el fluido motriz el que activa el motor para luego lograr el movimiento de la bomba.

Al lograr succionar y expulsar fluido de forma alterna, el bombo tipo pistón se denomina sistema reciprocante, cuyo funcionamiento se da gracias a la acción de cilindros y pistones. El ensamblaje del sistema une el pistón del motor con una varilla que lo conecta directamente con el pistón de la bomba, además de una serie de válvulas cheque y puente que controlan la dirección del movimiento de los pistones, y a su vez facilitan el desplazamiento del fluido bombeado.

Existen bombas de acción tanto simple como doble, sin embargo, son estas últimas las más usadas a nivel mundial pues proporcionan una eficiencia mucho mayor debido a que los dos pistones (uno en el motor y otro en la bomba) intercambian roles al pasar de una carrera a otra, permitiendo que el fluido de producción sea bombeado tanto descendente como ascendentemente y la energía suministrada desde superficie sea aprovechada al máximo.

⁸ Ibíd.

Figura 12. Sistema típico de Bombeo Hidráulico tipo Pistón o Jet



Fuente: MUÑOZ RODRIGUEZ, Álvaro Fabian y TORRES TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección Tesis de pregrado, mención en Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2007.

Los equipos necesarios para el correcto desarrollo del HPP son:

I. Equipos de superficie

- a. Facilidades de tratamiento y bombeo del fluido motriz en superficie
- b. Conductos separados para el transporte del fluido motriz y fluido producido

II. Equipos de subsuelo

- a. Bomba hidráulica tipo pistón.

Como cualquier otro SLA, el bombeo hidráulico tipo pistón tiene ventajas y desventajas de las cuales algunas se nombran a continuación:

Ventajas

- No requiere de energía ni conexiones eléctricas
- Es plenamente funcional en pozos tanto desviados como profundos
- Es posible obtener muy bajas presiones de fondo
- Una eficiencia volumétrica considerable es obtenida
- Caudal por producir que es ajustable de acuerdo con la declinación del pozo
- No presenta elementos robustos en superficie
- Posibilidad de tener una fuente de poder eléctrica o a gas
- Aplicable a altas temperaturas
- Anticorrosivo en sistemas cerrados y reductor de viscosidad mediante fluidos calientes en sistemas abiertos
- Aplicable a grandes profundidades

Desventajas

- Sensible a la presencia de sólidos en todos los fluidos participantes del sistema
- Costos de operación potencialmente altos
- Inflamable cuando se usa aceite como fluido motriz y explosivo con altas presiones utilizadas
- Sensible a desgaste y fractura de las partes móviles
- Incapacidad de manejar gas de una forma convencional por lo que requiere una tubería extra para dicho fin
- Presenta fallas poco detectables en la bomba y efectividad baja en pruebas de pozo
- Requiere de facilidades para tratamiento de agua si es esta el fluido motriz, así como también una línea de tubería por cada fluido involucrado en el proceso.

4. BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

4.1 RESEÑA HISTÓRICA BOMBEO JET

La primera bomba hidráulica conocida fue descrita por Arquímedes y se conoció como tornillo de Arquímedes, descrito en el siglo III a. C; aunque este sistema había sido utilizado anteriormente por Senaquerib, rey de Asiria en el siglo VII a. C.⁹ En el siglo XII D.C, el ingeniero e inventor islámico Al Jazarí, considerado el inventor de la ingeniería hidráulica, describió e ilustró diferentes tipos de bombas, incluyendo bombas reversibles, bombas de doble acción, bombas de vacío, bombas de agua y bombas de desplazamiento positivo.¹⁰

Los primeros usos de las bombas Jet se remontan a mediados del siglo XIX en Inglaterra, cuando James Thomson las utilizó para bombear agua. No fue hasta 1933 que Gosline y O'Brien publicaron una representación matemática consistente que incluía sugerencias para bombear pozos de aceite, discusión teórica y pruebas de laboratorio que soportaban las aseveraciones expuestas en su tratado.¹¹

El principio operativo principal del bombeo hidráulico, y de todos los sistemas hidráulicos se basa en la Ley de Pascal: “Si se ejerce una presión sobre una superficie de un fluido contenido en un recipiente, ésta se transmite a todas las superficies del fluido con igual intensidad”; soportado en el principio de Bernoulli, el cual enuncia que “Sobre un plano constante, la suma de las energías cinéticas y potencial de un fluido es constante; por lo tanto, si su velocidad aumenta, su

⁹ DALLEY, Stephanie, y OLESON, John Peter. Sennacherib, Archimedes, and the Water Screw: The Context of Invention in the Ancient World, Technology and Culture. 2003, p.1.

¹⁰ SOLLA PRICE, Derek. Review of Ibn al-Razzaz al-Jazari, The Book of Knowledge of Ingenious Mechanical Devices. Technology and Culture. Vol. 16, No. 1, 1975, p. 81.

¹¹ BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Method. Capítulo 6: Jet Pumping. En H. L. Petrie. Volumen 2b. 1980, p. 454.

presión disminuye y viceversa”. La comprensión del principio de Pascal llevó a la idea de su aplicación en el bombeo de pozos de petróleo, haciendo posible transmitir potencia desde un punto central a cualquier número de pozos, y hacia abajo hasta la bomba de subsuelo, sin ningún dispositivo mecánico, utilizando sólo tubería (flowline) y tubing.

La implementación y aceptación de las bombas hidráulicas tipo jet en los pozos productores de petróleo habiendo extrapolado el principio del bombeo a la realidad, data de la década de 1970, consecuencia de nuevas tecnologías que facilitaban el correcto diseño de dichas bombas y la eliminación de partes móviles en su configuración mecánica.

Otro factor importante que inclinó la balanza en favor del uso del bombeo Jet fue la demostración que las pérdidas de potencia en los sistemas hidráulicos son muchos menores que en los sistemas mecánicos, por lo tanto, el sistema hidráulico de bombeo de pozos de petróleo tendría mayor eficiencia que cualquier otro método de extracción ya desarrollado.

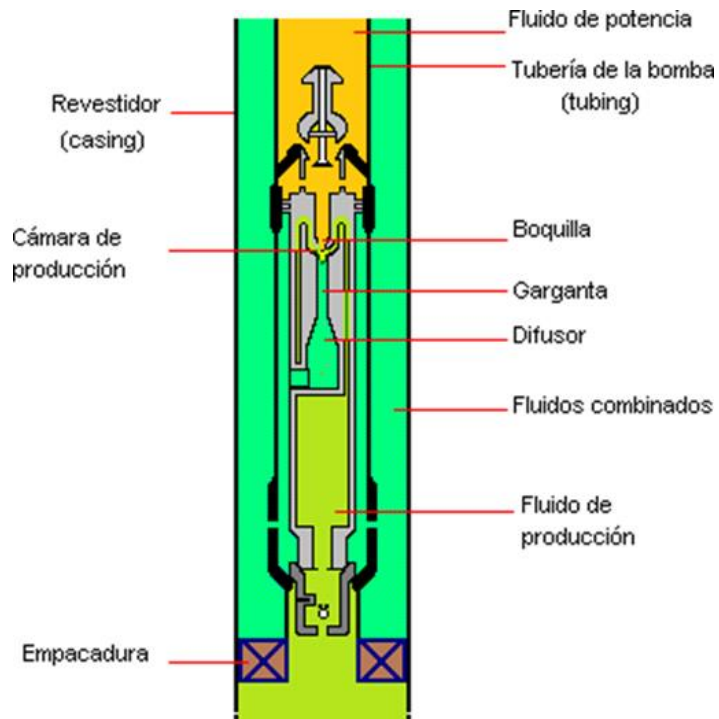
4.2 GENERALIDADES BOMBEO JET

La bomba hidráulica tipo jet¹², técnicamente, es el método más sencillo de todos los sistemas de levantamiento artificial. El sistema consta de una bomba tipo Venturi¹³, la cual está formada de una boquilla, una garanta y un difusor. Esta bomba puede ser instalada de forma temporal o permanente en el completamiento del pozo.

¹² Ibid., pp.462 - 479

¹³ MELO, Vinicio. Optimización de la geometría de la bomba hidráulica jet. [En línea]. Bombas Jet. Quito, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial. 2010, p.1. Disponible en: <http://ingenieria.ute.edu.ec/enfoqueute/index.php/revista/article/view/14/13>

Figura 13. Diseño de una bomba jet



Fuente: RODRÍGUEZ PAEZ, William Giovanny y ROBLES PEÑA, Carlos Alberto. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. Tesis de pregrado, mención en Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2010.

4.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

Como toda invención de la industria, el bombeo hidráulico tipo Jet como SLA para un campo determinado presenta condiciones favorables y negativas a su implementación en locación. El establecimiento y comprensión de estos parámetros permiten la toma de decisiones frente a la instalación del equipo para el desarrollo de un proyecto específico.

Ventajas

- Unas de las grandes ventajas del bombeo hidráulico que diferencia a los otros sistemas de levantamiento artificial es que no tienen partes móviles por tal razón requiere de bajos mantenimientos y una fácil reparación.
- La bomba puede ser recuperada con wireline o circulación inversa y no se requiere retirar la tubería, además es tolerante a los sólidos, fluidos corrosivos y altos GOR.
- Puede operarse en pozos desviados, profundos y offshore, adicional a esto el sistema es adecuado para pozos con alta viscosidad, alto contenido de parafinas y arenas.
- Puede instalarse en áreas reducidas y es aceptable para distintos arreglos de fondo disponible, puede manejar gas libre y altas tasas de volumen.
- El fluido motriz puede ser obtenido, bien sea, de una fuente conveniente de alta presión, tal como un sistema de inyección de agua o de una unidad de bombeo en superficie destinada exclusivamente a este fin, además permite la adición de aditivos e inhibidores al fluido de potencia.

Desventajas

- Para una buena eficiencia de la bomba se requiere una sumergencia en aproximadamente 15% del nivel dinámico.
- Las facilidades de superficie manejan altas presiones y caballos de fuerza para que el fluido motriz pueda vencer la presión de la columna hidrostática de retorno lo que puede plantear un peligro en los equipos de superficie.
- Los sistemas centralizados requieren equipos grandes de tratamiento.

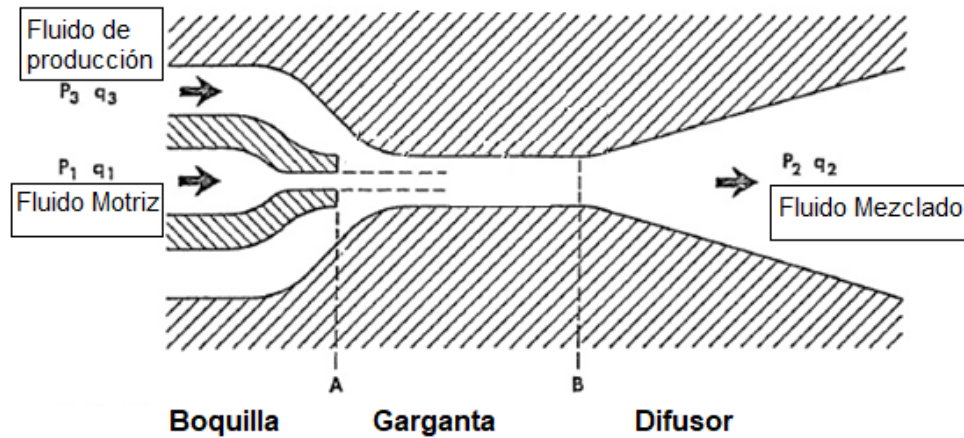
- Riesgo a la cavitación cuando hay una baja presión de entrada a la bomba por lo tanto es necesario controlar los parámetros de presión de inyección y presión de descarga en la bomba y definir la relación de áreas de boquilla y garganta.

4.4 FUNCIONAMIENTO DEL BOMBEO HIDRÁULICO JET

El fluido motriz entra a la bomba Jet por la parte superior de la misma, siendo inyectado por el "tubing" o tubería que contiene el equipo; luego el fluido motriz pasa a través de la boquilla, creando un efecto de succión que conduce el fluido de producción a través de la bomba además de convertir toda la presión del fluido de energía potencial a energía cinética, permitiendo entonces que el fluido motriz entre en contacto con el fluido del pozo en la garganta a una gran velocidad que se transmite en forma de energía cinética a la mezcla de los fluidos.

La mezcla que sale de la garganta tiene suficiente potencial como para fluir contra el gradiente de la columna del fluido de producción. Mucho de este potencial permanece en forma de energía cinética, y es por esta razón, que la mezcla se hace pasar a través de una sección final de operación denominada difusor, que proporciona un área de expansión para tratar la energía cinética incremental y convertir la carga de velocidad en presión. Este intercambio energético permite que el fluido de producción mezclado llegue a superficie a través del conducto de retorno seleccionado en el diseño del sistema.

Figura 14. Configuración de una bomba jet



Fuente: BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Method. Volumen 2b. Capítulo 6: Jet Pumping. Pennwell Publishing Company. 1980, p.455. [Modificado por los Autores].

4.5 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

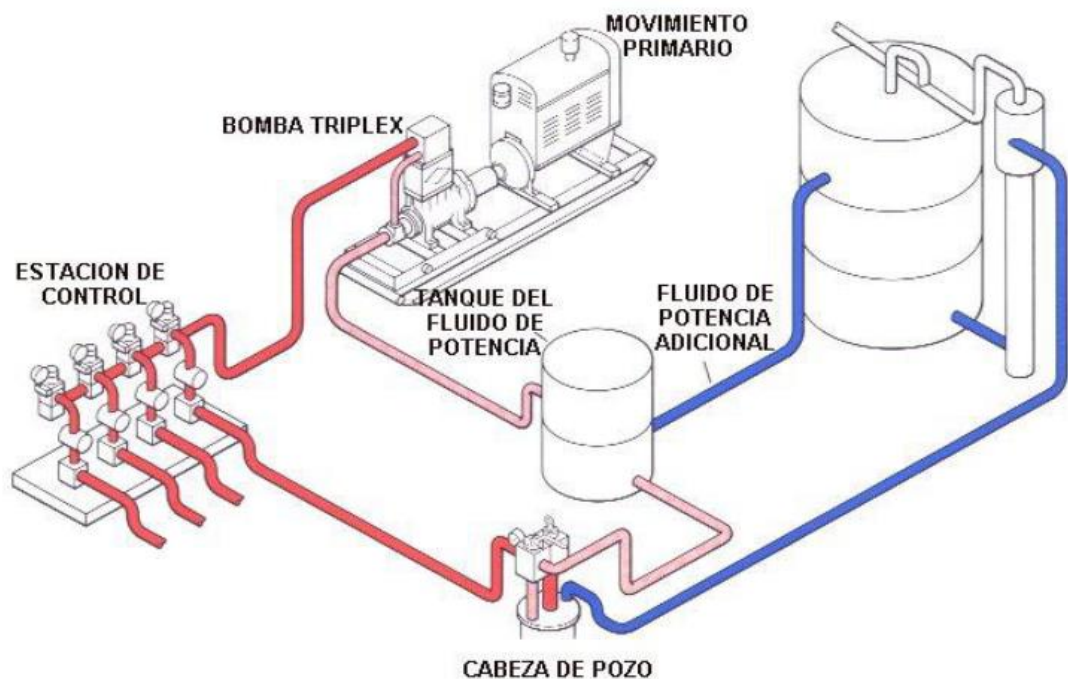
Los componentes de un sistema de bombeo hidráulico Jet convencional pueden ser elementos de superficie o equipos de fondo de pozo

4.5.1 Elementos de superficie del sistema de bombeo hidráulico jet.

- Tanque de almacenamiento del fluido motriz o de potencia: Sistema de tanque al cual retorna el fluido motriz mezclado con el de producción.
- Unidad de bombeo: Puede ser una bomba triplex o multiplex de alta presión, diseñada para manejar altos caballos de fuerza.
- Estación de control: Reguladores para control individual de presión y caudal

- Cabezal de pozo: Ayuda a dirigir los fluidos hacia el fondo y realizar las funciones necesarias para remover la bomba del pozo y operarla.
- Líneas de conducción: Diseñadas para soportar altas presiones y temperaturas de operación.

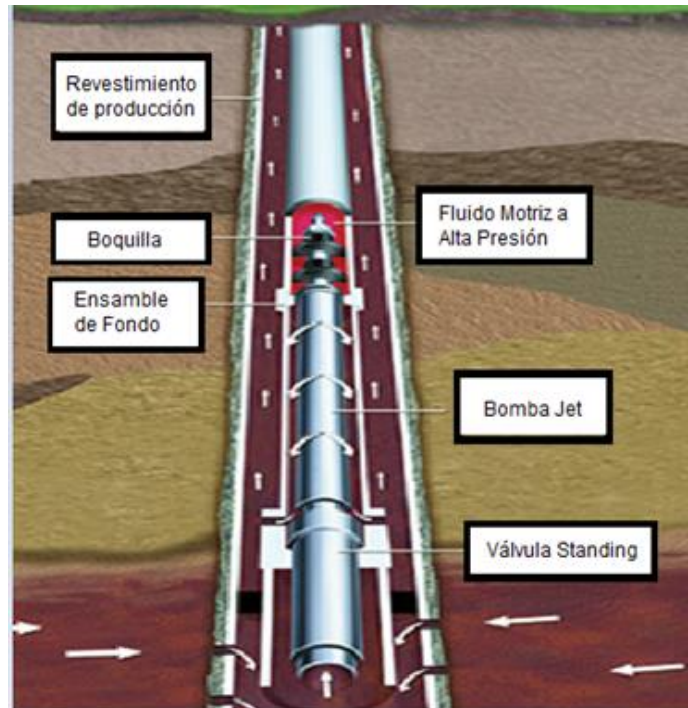
Figura 15. Sistema de superficie bombeo jet



Fuente: LAMBERTH, Christopher y JJ TECH. New generation of hydraulic jet pumps. [En línea]. Disponible: <http://j-jtech.com/products/hydraulic-jet-pumps/>. [modificada por los Autores]

4.5.2 Equipo de fondo de pozo del bombeo hidráulico jet. El sistema hidráulico tipo Jet presenta su mayor complejidad de diseño e ingeniería en fondo, pues es en subsuelo donde se acciona y desempeña la bomba para el tratamiento de los fluidos producidos. Algunos componentes del sistema en fondo presentan posibles variaciones dependiendo su forma de interacción con los fluidos y funcionamiento mecánico, a continuación, se detallan componentes de fondo y sus clasificaciones.

Figura 16. Equipo de fondo del bombeo jet



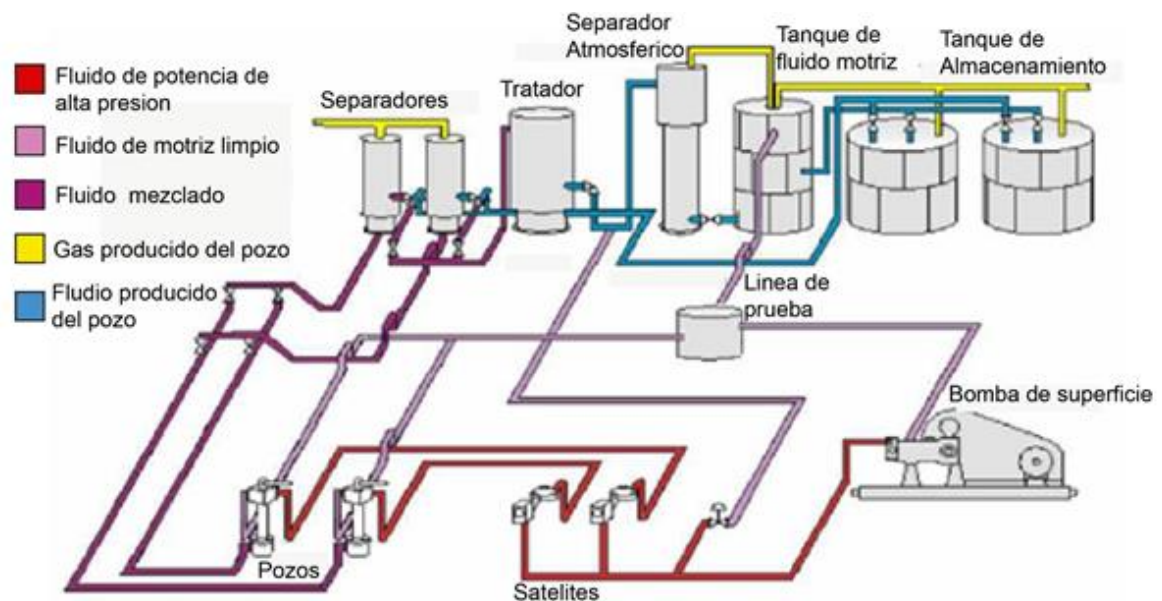
Fuente: ROTATING RIGHT. Artificial Lift Systems. 2012. [En línea]. Disponible en: <https://www.rotatingright.com/artificial-systems.htm>. [modificado por los Autores]

4.5.2.1 Sistema de inyección del fluido motriz o de potencia. De acuerdo a las condiciones técnicas y operativas del campo y pozos, el fluido de potencia del sistema puede ser petróleo o agua. Es este fluido motriz el encargado de transferir la energía hasta la bomba del subsuelo, y a la vez, protege y lubrica todas las partes del sistema de un desgaste excesivo. Dado su importancia durante el proceso, es uno de los parámetros más importantes a tener en cuenta en el diseño del sistema de levantamiento.

El fluido motriz es transportado por medio de un sistema de tuberías junto con el fluido producido por la formación, y en base a la mezcla o no de estos dos líquidos se clasifican los sistemas como de fluido cerrado o de fluido abierto.

- Sistema de fluido motriz cerrado: Este sistema no permite que los fluidos de producción se mezclen con el fluido motriz de operación en ninguna parte del sistema, por lo cual es necesario el uso de tres tuberías en el fondo de pozo: una para inyectar el fluido motriz, una de retorno del mismo y el otro del fluido de producción; debido a esta segregación desde la fuente de los fluidos, no se requieren facilidades de superficie para el tratamiento y separación de mezclas de fluidos.

Figura 17. Equipo de superficie, sistema de fluido motriz cerrado

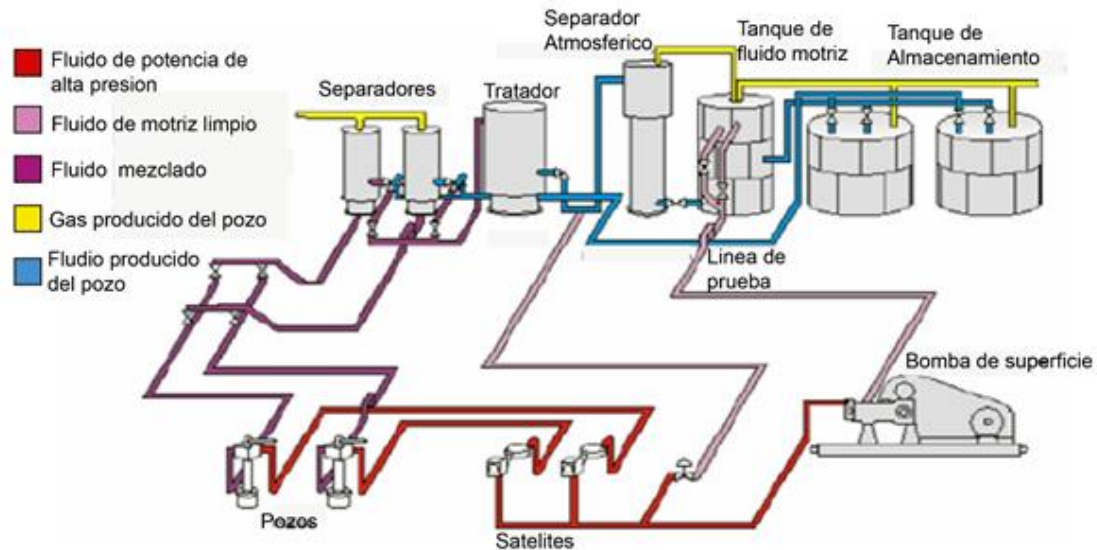


Fuente: MIRANDA GRIJALVA, Erick Leonardo. Producción de petróleo con bombeo hidráulico tipo jet, utilizando como fluido motriz el agua del sistema de reinyección, en un campo del oriente ecuatoriano. Tesis de pregrado, mención en Ingeniero en Petróleos. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, 2015. [Editado por Autores]

- Sistema de fluido motriz abierto: Este sistema facilita la interacción del fluido motriz con el fluido producido por el pozo, regresando ambos a superficie como una mezcla. Dado la existencia generalizada de separadores y tratadores en campos petroleros, este sistema es el más frecuentemente usado en la industria debido a que no hace necesario el tratamiento individual de los fluidos

ni limita la operación a la existencia de sistemas de circulación para cada componente involucrado en el proceso.

Figura 18. Equipo de superficie, sistema de fluido motriz abierto



Fuente: MIRANDA GRIJALVA, Erick Leonardo. Producción de petróleo con bombeo hidráulico tipo jet, utilizando como fluido motriz el agua del sistema de reinyección, en un campo del oriente ecuatoriano. Tesis de pregrado, mención en Ingeniero en Petróleos. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, 2015, p.42. [Editado por Autores]

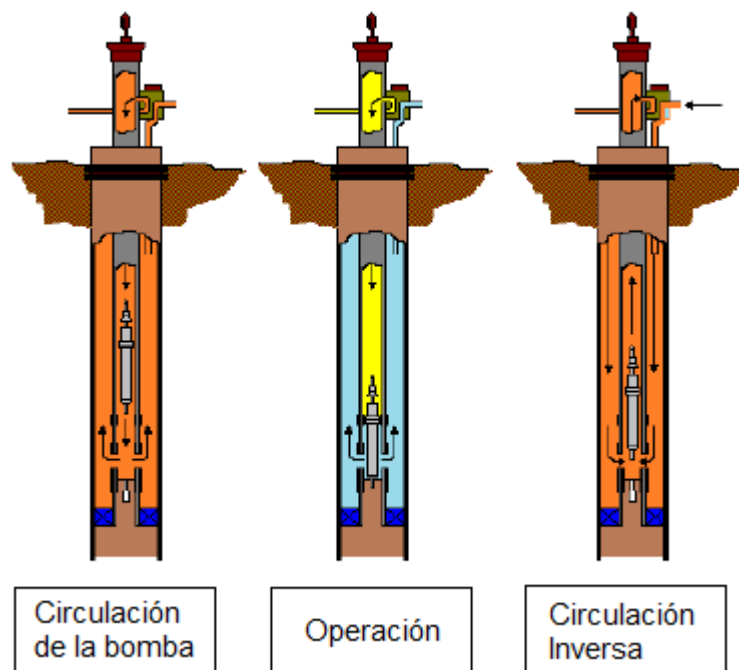
4.5.2.2 Completamiento de pozos con bombeo jet. La bomba del sistema hidráulico puede ser instalada de varias maneras de acuerdo con las características del pozo y fluido a producir. A continuación, se presentan los principales tipos de completamiento que se usan actualmente.

- **Bomba libre:** Este tipo de completamiento es uno de los rasgos más distintivos de un sistema ya que permite circular la bomba hacia el fondo del pozo, asentarla en profundidad, producir fluidos y recuperar la bomba por medio de circulación inversa cuando se requiere realizar trabajos de reparación y cambios de la misma. El arreglo de bomba libre cuenta con un diseño especial de pozo

que consta de una zapata de asientos y unos sellos resistentes a la corrosión que actúan como receptores para la bomba.

Para instalar la bomba en este tipo de completamiento, primero se baja una válvula standing hasta la zapata de asiento, posterior a esto se baja la bomba a través de la tubería del fluido motriz circulando en sentido normal, para que de esta manera se logre bajar la bomba hasta el fondo. Una vez llegue la bomba hasta el fondo, esta entra a los sellos e inicia su funcionamiento abriendo la válvula standing y permitiendo el inicio del bombeo. En caso de reparación o mantenimiento de la bomba, deberá ser retirada del pozo mediante un redireccionamiento de las válvulas y cierre de la válvula standing, para de esta manera poner en circulación inversa el fluido y empujar a superficie el equipo.

Figura 19. Ciclo de la Bomba Libre.

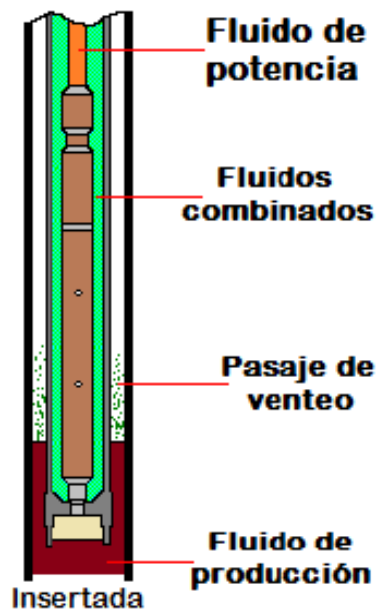


Fuente: RODRÍGUEZ PAEZ, William Giovanni y ROBLES PEÑA, Carlos Alberto. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. Tesis de

pregrado, mención en Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2010. [Modificada por Autores]

- **Bomba fija:** En este tipo de completamiento la bomba termina siendo parte integral de la sarta de producción, lo que significa que cuando se requiera sacar la bomba para cambio o mantenimiento, se necesita de equipos de workover para sacar todo el aparejo de producción como un solo elemento. La bomba es alojada en una zapata de asiento puesta anteriormente dentro la tubería de producción y sujeta por medio de una cámara de fondo, de allí que ya la bomba queda fija a la tubería y logra entrar en funcionamiento una vez empieza el bombeo del fluido motriz. Este arreglo es usado en pozos que producen por debajo del punto de burbuja, por lo que se utiliza una tubería paralela para poder ventear el gas libre producido, sin afectar la eficiencia del sistema.

Figura 20. Instalación de la Bomba Fija.



Fuente: RODRÍGUEZ PAEZ, William Giovanni y ROBLES PEÑA, Carlos Alberto. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. Tesis de pregrado, mención en Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2010.

4.6 SCREENING DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

Un screening es una recopilación de datos, donde se muestra de forma explícita el rango para el cual se deberá aplicar una propiedad o se cumplirá una determinada condición. Para el presente caso, representa la jerarquización de las variables bajo las cuales se analizará el bombeo hidráulico tipo jet y los rangos de aplicación para este.

A continuación, se presenta el screening realizado durante esta investigación para el sistema de levantamiento artificial bombeo tipo jet, el cual será empleado más adelante en el desarrollo de la metodología de selección de pozos candidatos.

Para realizar este proceso se seleccionaron una serie de variables y características técnicas para el sistema de levantamiento, las cuales fueron sometidas a un proceso de refinamiento a partir de información consultada en textos de referencia, artículos técnicos y trabajos de grado dedicados al área del levantamiento artificial, y validadas finalmente a través de la comparación y semejanza entre todos los datos recopilados.

El screening realizado para cada método partió del agrupamiento de variables en tres grandes conjuntos. Estos grupos son:

- Características de yacimiento, producción y pozo.
- Características de los fluidos producidos.
- Características de las facilidades de superficie.

Para cuantificar el grado de aplicación del bombeo jet bajo determinadas condiciones, se estipuló una catalogación cualitativa a partir de los rangos en que

mejor se desempeñan cada uno de estos métodos. Esta denominación se describe a continuación:

- No Aplicable: Bajo ninguna circunstancia se debe utilizar el método de levantamiento dentro de este rango, dado que el sistema no está diseñado para dichas condiciones, por lo tanto, el sistema no funcionaría o tendría una vida útil excesivamente corta.
- Limitado: Dentro de este rango el sistema puede operar, pero presentaría una serie de restricciones, que podrían llevar a la necesidad de un diseño especial del sistema para adaptarlo a las condiciones solicitadas.
- Aceptable: El sistema funciona dentro de este rango sin mayores modificaciones en su diseño, pero presenta una baja eficiencia de operación.
- Bueno: El sistema es altamente aplicable dentro de este rango y presenta una mayor eficiencia de operación que las obtenidas en los rangos descritos anteriormente.
- Excelente: Además de presentar un alto grado de aplicabilidad del sistema y por lo tanto, un periodo prolongado de vida útil dentro de este rango, el sistema en cuestión presentará una alta eficiencia de operación.
- Óptimo: Es rango en el cual el sistema de levantamiento artificial presenta su mejor funcionamiento, tanto en su eficiencia de operación, como en su periodo de vida útil y por lo tanto es el rango más aconsejado para su implementación.

Tabla 4. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Hidráulico Tipo Jet

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Número de Pozos	--	--	1	--	2	>2
Tasa de Producción (BPD)	>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 de casing (In ID)	>9 5/8	9 5/8	7	5 1/2	4 1/2	2 3/8
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)	--	--	21 a 90	--	11 a 20	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/100ft)	>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 RODRIGUEZ, Álvaro Fabian y TORRES TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Tesis de pregrado, mención en Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2007.

Tabla 5. Características de las propiedades de los fluidos para Bombeo Hidráulico Tipo Jet

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	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 RODRIGUEZ, Álvaro Fabian y TORRES TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección Tesis de pregrado, mención en Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2007.

Tabla 6. Características de las facilidades de superficie para Bombeo Hidráulico Tipo Jet

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo de Locación	--	--	Offshore y Remotos	--	--	Onshore
Energía Eléctrica	--	--	--	Comprada Generada	--	--
Espacio	--	--	Reducido	--	Amplio	Standard

Fuente: MUÑOZ RODRIGUEZ, Álvaro Fabian y TORRES TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección Tesis de pregrado, mención en Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2007.

5. ANÁLISIS TÉCNICO DEL SISTEMA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL CAMPO LCI

5.1 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS EN EL CAMPO LCI A PARTIR DE LOS RANGOS DE APLICACIÓN DEL SCREENING DEL BOMBEO JET

La realización del análisis técnico para el proyecto planteado requirió como medida inicial establecer la viabilidad operativa de poner en funcionamiento el SLA bombeo Jet en el campo, para esto fue necesario comparar la información de los parámetros estándar del sistema reseñados en el screening anteriormente detallado con los datos y valores reales del campo La Cira- Infantas para cada una de las variables influyentes en el éxito de la puesta en producción del equipo. Esta revisión de datos permitió garantizar la posibilidad teórica de instalar el sistema deseado en la locación de interés.

Además de la verificación de la operatividad del sistema, fue también necesario seleccionar pozos precandidatos del campo que habrían de ser objetos de los análisis planteados en el trabajo. Los factores importantes al momento de establecer estos pozos fueron el plan de adición al anillo de inyección de agua actualmente usado en campo como suministro de energía y fluido motriz, y que por monitoreo y control es más exitoso el uso del SLA por bombeo Jet en un conjunto de pozos pertenecientes a la misma zona o arena de interés.

Dado la necesidad de cumplir con los dos parámetros enunciados, se seleccionó el bloque La Cira-Sur como zona de estudio pues es en este sector donde se encuentra la mayoría de los pozos inyectoros de agua del campo, y a su vez se estableció una lista de nueve (9) pozos pertenecientes a la arena “B” del campo

con coordenadas cercanas que facilitarían la revisión y mantenimiento de equipos. Los pozos precandidatos serán ahora listados con los nombres UIS-1, UIS-2, UIS-3, UIS-4, UIS-5, UIS-6, UIS-7, UIS-8 y UIS-9.

Los resultados de las pruebas efectuadas al yacimiento, sus fluidos y a los pozos precandidatos fueron calificados de acuerdo con el rango de aplicación al que sus valores correspondían en el screening del SLA, y en base a este proceso de categorización se logró detallar en la tabla siguiente la cualificación del funcionamiento proyectado de los equipos para cada parámetro operativo.

Tabla 7. Revisión de parámetros pozos candidatos a la implementación del bombeo JET

Parametros	Rango de datos pozos candidatos	Rango de aplicación Bombeo Jet
Numero de pozos	9	OPTIMO
Tasa de produccion (BPD)	8-391	ACEPTABLE - OPTIMO
Profundidad del pozo (ft)	2500-3500	LIMITADO
Tamaño de casing (in ID)	7 – 5 ½	ACEPTABLE - BUENO
Grado de inclinacion con respecto a la vertical (°)	0-20	EXCELENTE - BUENO
Temperature(°F)	90	OPTIMO
Presion de fondo fluyendo Pwf (psi)	50-150	ACEPTABLE - BUENO
Tipo de recobro	primario	EXCELENTE
BSW	50-70	ACEPTABLE - LIMITADO
Viscosidad del fluido producido (cp)	114	EXCELENTE
GOR (scf/stb)	120	EXCELENTE
Tipo de locación	Onshore	OPTIMO
Energía Eléctrica	Comprada/Generada	BUENO
Espacio	Estándar	OPTIMO

En esta sección se presentan los diseños realizados para la implementación del sistema de bombeo hidráulico tipo Jet en el campo LCI mediante la herramienta de diseño SNAP (Simplified Nodal Analysis Program), software de la compañía Ryder

Scott que provee herramientas para la optimización de tasas de producción de pozos, estimación de las variables del yacimiento y predicción de la producción del pozo.

Para el caso estudio se diseñaron 9 pozos a los cuales se realizará un análisis técnico, estudiando la manera de cargar y ajustar la data de la corrida en SNAP, los métodos para modelar las curvas de respuesta tanto del pozo como del sistema de levantamiento, eficiencia del SLA, resultados y reportes obtenidos del simulador y el análisis que se le puede dar a estos.

5.2 MÓDULOS Y SELECCIÓN DE MUESTRA DE CÁLCULO

Para el proyecto de investigación desarrollado se utilizaron seis módulos integrantes de la herramienta de diseño SNAP, cada una de las ventanas tiene una función en el diseño y resultados de la situación problema siendo la diferencia entre una y otra la información que cada una de ellas requiera; la utilidad de esta variedad de módulos radica en la sencillez para el usuario en el ingreso de datos y procesos de sensibilización por determinadas variables.

Los módulos que se usaron en SNAP son:

- General
- PVT (Presión, Volumen, Temperatura)
- Inflow
- Flowline
- Jet Pump
- WellBore

Para una mejor comprensión del desarrollo del estudio se escogió un pozo precandidato como muestra de cálculo para la explicación detallada de cada uno de los aspectos técnico-financieros; la elección de este pozo radicó en el prospecto de éxito que el proyecto tenga en el mismo, siendo la cantidad de fluido producido la variable que dictaminó el margen de ganancia que pueda tenerse a partir del cambio de SLA en el campo LCI. En la tabla 4 se presenta la información de los pozos y su producción estimada.

Tabla 8. Pozos precandidatos proyecto bombeo jet

Pozo	Q Producido (BFPD)
UIS 1	38
UIS 2	141
UIS 3	20
UIS 4	391
UIS 5	25
UIS 6	99
UIS 7	8
UIS 8	67
UIS 9	16

Comparando las tasas de producción de los 9 pozos se hace evidente ver que el pozo (UIS 4) es el más sobresaliente en este aspecto, con un caudal producido de alrededor 391 BFPD. Teniendo en cuenta que la ganancia de este proyecto radica en la cantidad de barriles vendidos, el pozo con mayor producción es aquel con mayor valor económico y por lo tanto el seleccionado para ilustrar el desarrollo del trabajo siendo muestra de cálculo de este.

5.2 PROCESO DE CARGA DE DATOS EN SNAP

A continuación, se detallará la información usada y su respectivo módulo de ingreso para el adecuado modelamiento del pozo seleccionado como muestra de cálculo.

5.2.1 Modulo general.

Tabla 9. Módulo general

Ítem	Dato
Title/Título	(UIS 4)
Well Type/ Tipo de pozo	Oil Well
IPR Type/ Tipo de IPR	Vogel: With Two Prod. Tests
Wellhead Temperature/ Temperatura cabeza de pozo (°F)	90
Flowline Pressure/ Presión línea de flujo (Psia)	23
Flowline Temperature / Temperatura línea de flujo (°F)	90

Dado que el campo LCI se cataloga como un campo maduro, la información sobre datos de producción es considerable por lo que el modelo de IPR que se utiliza en locación debe incluir los valores más representativos de las pruebas de producción realizadas a los pozos. Teniendo en consideración la existencia de las pruebas, se modela el IPR ajustándolo a Vogel y soportando el ajuste con los resultados válidos de pruebas de producción.

En este módulo se tiene la opción de incluir un sistema de levantamiento determinado y además tomar en consideración la existencia de una línea de flujo desde cabeza de pozo hasta separador. El SLA seleccionado es Jet Pump, mientras que la flowline se incluye tomando en consideración que para el caso de estudio se asumió la sustitución del separador por una serpentina general (Recolector de los 9 pozos precandidatos) a 1000 ft de cada cabezal.

5.2.2 Módulo PVT.

Tabla 10. Módulo PVT

Ítem	Dato
Reservoir Temperature / Temperatura de Reservorio (°F)	115
Gas Specific Gravity / Gravedad específica	0.65
Impurezas- CO ₂ , H ₂ S, N ₂ (%)	0.1 – 0.1 – 0.1
Formation Producing GOR / GOR Formación productora (SCF/STB)	120
Oil API Gravity / Gravedad API	24.0
Water Specific Gravity / Gravedad específica del agua	1.016
TDS / Total de sólidos disueltos (ppm)	21828
Solution Gas-Oil Ratio / Relación Gas-Aceite	Vasquez and Beggs
Oil formation Volume / Volumen de aceite de formación	Vasquez and Beggs
Oil viscosity / Viscosidad del aceite	Beggs and Robison

El valor de Sólidos disueltos totales se obtuvo de pruebas realizadas en campo, cuyo promedio aritmético fue el utilizado como valor representativo para el ingreso a SNAP, y a partir de este dato es el mismo programa el que calcula la gravedad específica del agua que se utiliza en la corrida del sistema.

La selección de las correlaciones utilizadas en el módulo PVT se basó en un rango de aplicación de correlaciones PVT detallado a continuación:

Tabla 11. Rango de aplicación de correlaciones PVT. Modificado de (Bergman y Sutton, 2019; Moradi, et al 2010)

Modelo PVT	Rango de aplicación						
	Pb (Psi)	Rs (SCF/STB)	Bo (bbl/stb)	API	T (°F)	g	Viscosidad Aceite Muerto (cp)
Standing	130-7000	20-1425	1-0240-2.150	16.5-63.8	100-258	0.59-0.95	0.865-1550
Vazquez - Beggs	15-6055	0-2199	1.028-2.226	15.3-59.3	75-294	0.65-1.28	-
Glazo	165-7142	90-2637	1.032-2.588	22.3-48.1	80-280	0.65-1.276	-
Al – Marhoun	130-3573	26-1602	1.032-1997	19.4-44.6	74-240	0.75-1.367	-
Petrosky – Farshad	1574-6528	217-1406	1.118-1.623	25.4-46.1	114-288	0.58-0.85	0.725-10.25
De Ghetto et al.	107.33-	8.61-3298.66	1.034-2.887	6-56.8	81-342	0.0624-	0.46-1386.9

Modelo PVT	Rango de aplicación						
	Pb (Psi)	Rs (SCF/STB)	Bo (bbl/stb)	API	T (°F)	g	Viscosidad Aceite Muerto (cp)
	6613.82					1.789	
Kartoatmodjo	24.7-4746.7	0-2890	1.007-2.747	14.5-59	80-320	0.4824-1.1668	0.506-682
Chew y Conally	132-5645	51-3544	-	-	72-292	-	0.377-50
Elsharkawy	-	10-3600	-	12.3-22.1	-	-	0.005-20.8
Hossian	22-1458	19-493		15-21	51-93.3	-	3.6-360
Lasater	48-5780	3-12905	-	17.9-51.1	82-272	0.574-1.223	-

Fuente: VALLE TAMAYO, Gustavo Andrés, ROMERO CONSUEGRA, Felipe y CABARCAS SIMANCAS, Manuel Enrique. Predicción de flujo multifásico en sistemas de recolección de crudo. Revista Fuentes: El Reventón Energético, Vol. 15 N° 1. 2017. Disponible en: <https://doi.org/10.18273/revfue.v15n1-2017008>

La Correlación de Vásquez and Beggs, fue desarrollada de tal forma que fuera una correlación más general y su aplicación estuviera relacionada con todos los parámetros que determinan un modelo PVT, por lo que fue seleccionada para los parámetros de Solution Gas-Oil Ratio / Relación Gas-Aceite y Oil formation Volume / Volumen de aceite de formación.

La viscosidad de crudo muerto es requerida como línea base para calcular las propiedades in-Situ en SNAP, por lo tanto, se seleccionó la correlación Beggs and Robison dado que corresponde a la correlación más general para modelar el parámetro de viscosidad.

5.2.3 Módulo inflow. La interfaz del modelo inflow es dependiente del modelo del IPR seleccionado en el módulo general, por tanto al seleccionar la opción Vogel: 2 Pruebas de producción, se genera un espacio para el detalle de cada uno de los test realizados al pozo; incluyendo un parámetro para el corte de agua del mismo.

Tabla 12. Módulo inflow

Ítem	Dato
Rate Test #1 / Caudal Prueba #1 (stbpd)	450
Bottom Hole Pressure Test #1/ Presión fondo de pozo Prueba #1 (Psia)	56.9
Rate Test #2 / Caudal Prueba #2 (stbpd)	274.5
Bottom Hole Pressure Test #2/ Presión fondo de pozo Prueba #2 (Psia)	85.8
Water Cut / Corta de agua	0.628

5.2.4 Módulo flowline.

Tabla 13. Módulo Flowline

Ítem	Dato
Correlation / Correlación	BeggsBrill
Roughness / Rugosidad (in)	0.0018
Temperature / Temperatura (°F)	Separator&WH (No input here)
Flowline ID / Diámetro interno línea (in)	2.441
ML / Longitud media (ft)	1000
Elevation / Elevación (ft)	0.0

La elección de la correlación para la línea de flujo tomó como base el análisis de los modelos para flujo horizontal multifásico conocidas y desarrolladas en la industria. De acuerdo con la literatura, es la correlación de Beggs&Brill la que modela de mejor forma el comportamiento de un flujo con las características que se asumió tendría la flowline del diseño por lo que se seleccionó como la opción indicada para el desarrollo del trabajo.

Esta teoría matemática para flujo horizontal fue desarrollada mediante el estudio de un flujo bifásico en una tubería horizontal, la base de la correlación correspondió a un mapa de régimen de flujo en base a la dirección del mismo, corregido por ángulo para luego comprobar experimentalmente sus resultados mediante el flujo en dos tuberías de 90 ft cada una con elevaciones en el centro cuyo valor variaba de 0-90°.

A lo largo de los años se ha revisado la teoría teniendo en cuenta el coeficiente de fricción, la elevación extra proveniente del terreno y caídas de presión; gracias a

estas correcciones y comparando con otras correlaciones se ha concluido que la correlación Beggs&Brill es la que presenta mayor precisión, menor error porcentual y desviación estándar. Por estas razones se seleccionó Beggs&Brill como correlación para flujo horizontal.

Otro parámetro relevante es la rugosidad absoluta, usada para el cálculo del coeficiente de fricción. Tomando como referencia la “Guía para grúas”¹⁴ se obtiene el valor de rugosidad para tuberías de campo tubulares fabricadas en acero, cuya magnitud $e = 0.0018$ in se aplica a la muestra de cálculo.

Por último, los valores de temperatura para la línea de flujo son tomados de los datos ingresados para el separador y la cabeza de pozo. Además, se asume que el número de pozos alimentando cada línea de flujo es uno, y la longitud de esta hasta la serpentina es en promedio 1000 ft horizontales sin elevación.

5.2.5 Modulo jet pump.

Tabla 14. Módulo jet pump

Ítem	Dato
Pump Manufacture / Fabricante de bomba	Oilmaster – Kobe – National
Power Fluid Type / Tipo de fluido motriz	Agua
Power Fluid Pressure / Presión del fluido motriz (Psia)	500-650
General WellBore and Description Parameters / Generalidad del pozo y Descripción de parámetros	Casing = Casing Annulus Production, Tubing ID Power Fluid / Producción en Casing, Fluido motriz en ID Tubing
Power Fluid Tubing ID / ID Tubing del fluido motriz (in)	2.992
Pump Depth / Profundidad de la bomba (ft-TVD)	1732
Perforation depth / Profundidad de los Perforados (ft-TVD)	1722
Desired Production Rate / Caudal producción deseado (blpd)	391

La bomba Jet corresponde al factor principal del SLA estudiado, por lo que su adecuada selección y diseño presenta un papel de suma importancia en el éxito

¹⁴ DICKIE. Crane Handbook. Toronto: Construction Safety Association of Ontario. 1975

de un proyecto productivo. Dada la importancia de esta etapa del proceso, se exponen los parámetros técnicos que inciden en el comportamiento efectivo de la bomba en fondo de pozo.

Como primera etapa del diseño de la bomba se debe seleccionar una casa matriz para la manufactura de la bomba, para la elección de los fabricantes se tuvo en cuenta las empresas más representativas y comercialmente exitosas en la implementación y manutención de sistemas hidráulicos tipo jet, por lo tanto, se seleccionaron Kobe, National y Oilmaster como marcas de bomba para la sensibilización por este parámetro en el caso estudio.

El factor clave para la elección de una bomba es el desempeño de la combinación boquilla-garganta, cuya eficiencia está relacionada principalmente con el tamaño de la boquilla y el área anular entre la garganta y la corriente de fluido motriz que pasa por la boquilla. Para cada uno de los fabricantes de bomba, el área de flujo de tanto garganta como boquilla es representable mediante una relación matemática:

- KOBE incrementa su área de flujo de garganta y boquillas como una progresión geométrica de $101/9$, siendo así el área de flujo un constante múltiplo de $101/9$ del área de la pieza anterior en tamaño.
- OILMASTER y NATIONAL aumentan su área de flujo de garganta y boquilla como una progresión geométrica de $4/\pi$, siendo así el área de flujo un constante múltiplo de $4/\pi$ del área de la pieza anterior en tamaño.

Uno de los factores técnicos limitantes para el correcto funcionamiento de las bombas jet es la cavitación, efecto que se produce cuando se crean cavidades de vapor dentro del agua o cualquier otro fluido en estado líquido, cuyo valor y límites son calculados para cada presión de succión de la bomba. El interés en los límites

de cavitación corresponde a la relación existente entre la cercanía al valor crítico y el flujo máximo posible, por lo que se intenta la operación del sistema en los valores cercanos al límite de cavitación, teniendo en cuenta que esta práctica puede generar riesgo de daño del equipo por erosión por cavitación de la garganta y subsecuentemente una disminución en el desempeño de la bomba.

Otro factor técnico corresponde al tamaño de boquilla pues es este la mayor limitante del sistema de potencia representado en los caballos de fuerza presentes en el motor, por lo que encontrar un tamaño de boquilla óptimo permitirá determinar el tamaño de garganta que maximice la relación de área y por lo tanto incremente la producción a una presión de fluido y succión de la bomba predeterminadas.

En orden de maximizar la eficiencia de un sistema tipo jet se recomienda usar el tamaño de boquilla más pequeño que prevenga la cavitación mientras a su vez permita la operación a la mayor presión de fluido motriz posible. El objetivo es minimizar la cantidad de fluido motriz circulante mientras se usa la relación garganta-boquilla más eficiente.

El dato de presión del fluido motriz que debe detallarse en el módulo JET de SNAP corresponde a la presión medida en superficie a la que es inyectado al pozo el fluido de empuje, esto debido a la facilidad con la que puede ser controlada. El rango en el cual debe operarse dicha presión debe establecerse con valores inferiores al límite de cavitación y a su vez lo suficientemente altos para garantizar que las pérdidas de presión por fricción no afecten la presión de descarga y succión de la bomba y por tanto el valor esperado de fluido producido.

La forma en la que es inyectado el fluido motriz al pozo determina también el arreglo del sistema de producción Jet y la forma en la cual se extraerá el fluido del subsuelo, a nivel mundial se tienen 3 tipos de sistemas de producción para el

bombeo tipo jet, cuya diferencia radica en el diseño de la bomba y mecanismo de flujo de fluidos desde y hacia superficie; estos tres sistemas se conocen como: Sistema paralelo, flujo inverso y sistema casing.

De manera general, el sistema paralelo incluye dos sarta de tubería, una que conduce el fluido motriz hacia la bomba y el ensamblaje de fondo y otra que retorna los fluidos producidos de yacimiento junto con el fluido motriz necesario para disponerlos en superficie. El sistema por flujo inverso dispone del fluido motriz en subsuelo mediante su flujo a través del anular entre el casing y el tubing, mientras que el fluido tanto producido como de potencia se sitúa en superficie siendo transportados mediante la tubería de producción convencional.

Dada la complejidad que representan los dos sistemas anteriormente expuestos, por las facilidades necesarias para su desarrollo y por el sistema de inyección de fluido al pozo, en el proyecto se seleccionó el sistema casing debido a que presenta menos dificultades para instalación de equipos en fondo y superficie y a su vez permite producir un caudal de fluido considerablemente mayor a los otros sistemas.

El sistema Casing incluye un tubing y un revestimiento convencional al igual que el sistema de flujo inverso, siendo distinto de este por el hecho que es la sarta de producción el canal por el cual se inyecta el fluido motriz hacia el fondo de pozo y por el anular entre revestimiento y tubería que retorna los fluidos tanto producidos como de potencia. Para el modelamiento de este sistema se hace necesario el conocimiento de los valores de diámetro interno (ID) del casing y diámetros externo e interno (OD-ID) de la tubería de producción.

Figura 21. Diagrama de flujo sistema casing^(*)



Otro de los factores referenciados en este módulo es la profundidad de los perforados, obtenida para el pozo muestra a partir del promedio entre el tope y base de la arena interés; partiendo de este dato y dado que una de las condiciones operativas de aplicación del bombeo Jet es la garantía que la profundidad de la bomba debe estar por debajo de la profundidad de los perforados, para el caso de estudio la bomba fue sumergida un aproximado de 10 ft por debajo del nivel de fluido de producción que aporta el yacimiento.

Como parámetros adicionales requeridos en el módulo Jet se contempla el caudal de producción deseado y la presión de fondo fluyendo, siendo ambas variables correlacionadas por el modelo de productividad del pozo. En la herramienta SNAP la dependencia de una variable con la otra permite la inferencia de valores para las mismas, por lo que en caso de proporcionar el usuario un caudal de producción el programa automáticamente calculara la Pwf con base al modelo de índice de productividad seleccionado y de forma análoga en caso de suministrar un valor de Pwf el programa calculara el caudal de producción.

^(*) Elaborado en el Software SNAP, Simplified Nodal Analysis Program. Ryder Scott.

5.2.6 Módulo wellbore.

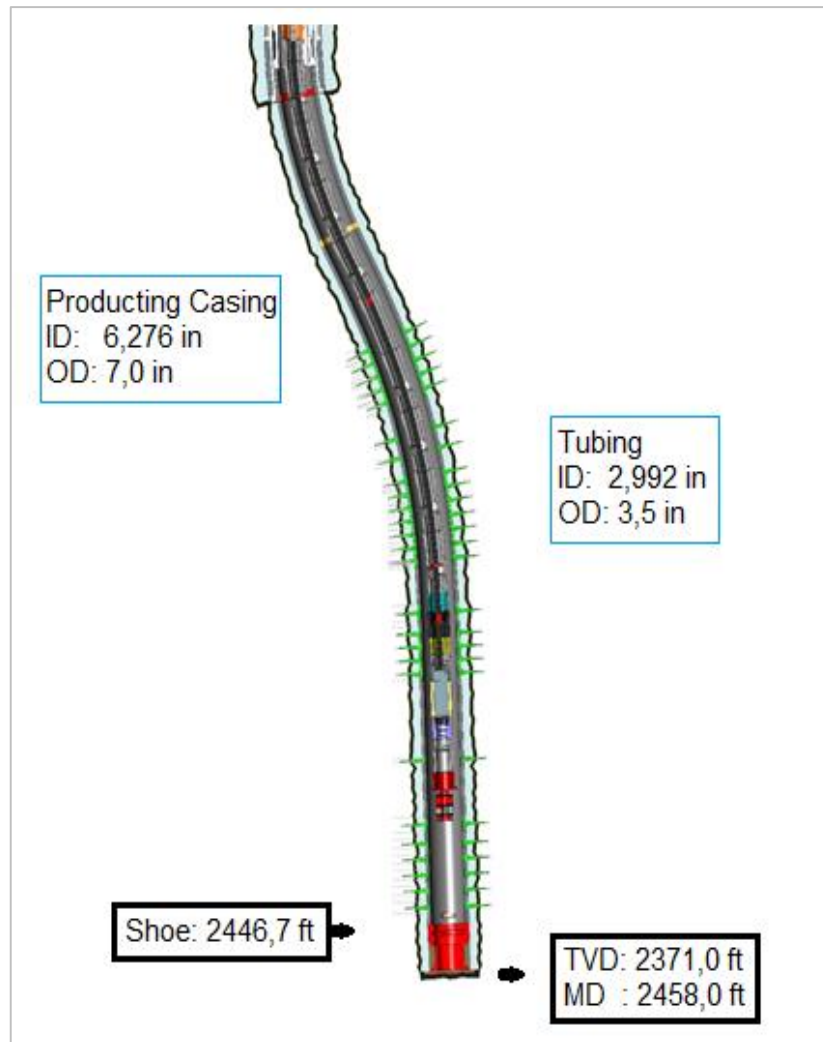
Tabla 15. Módulo wellbore

Ítem	Datos
Variable	MD vs TVD
Hydraulic Model / Modelo hidráulico	HagedomBrown
Temperature / Temperatura (°F)	WH & Reservoir
WH Temperature / Temperatura fondo de pozo (°F)	90
Reservoir Temperature / Temperatura del reservorio (°F)	115
Roughness / Rugosidad (in)	0.0018

Para la selección de la correlación del flujo vertical se realizó una comparación entre las teorías existentes y se tuvo en cuenta el desempeño de cada una de ellas de acuerdo con cinco variables pre-establecidas: diámetro de tubería, GOR en producción, API, Velocidad de mezcla y RAP en producción. Teniendo en cuenta los resultados se estableció por medio del error porcentual promedio que la correlación Hagedom & Brown presenta los mejores resultados y precisión.

La correlación Hagedom & Brown fue desarrollada durante un estudio experimental de gradientes de presión del flujo bifásico en conductos verticales de diámetro pequeño, se usaron tuberías de 1-1.5" en un pozo experimental de 1500 ft con variaciones en las tasas, GOR y viscosidades del líquido.

Figura 22. Estado mecánico pozo UIS-4



Fuente: ECOPETROL. Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira Infantas. División de Yacimientos GCO. Informe técnico, 2005. [Editado por Autores]

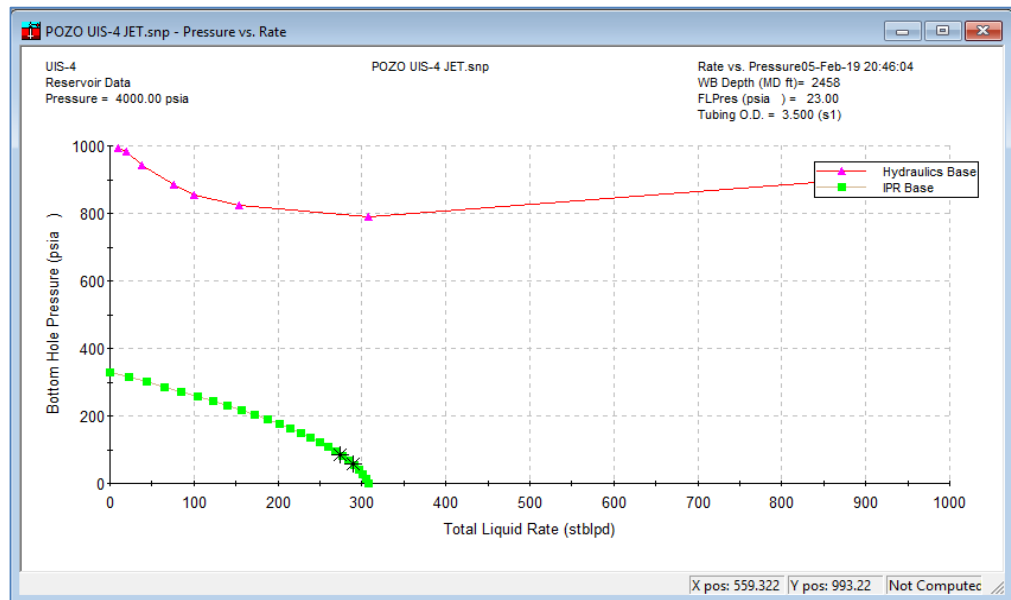
Para este módulo es necesario la representación gráfica del estado mecánico del pozo para a partir de este obtener valores de: Tubing OD (in), Casind ID (in), MD (ft) y TVD (ft). Estos valores son necesarios para la construcción mediante tablas de la trayectoria del pozo para que su grado de inclinación y profundidad, entre otros factores, sean contemplados durante la corrida de la herramienta.

5.3 DESARROLLO ANÁLISIS TÉCNICO BOMBEO JET CAMPO LCI

El análisis técnico de la implementación del bombeo tipo Jet en el campo LCI esta soportado en el estudio y comprensión de los resultados que logren obtenerse de la representación en la herramienta de diseño de la idea planteada como premisa de esta investigación.

Para estudiar el efecto de la instalación de un SLA en un pozo utilizando un modelo de índice de productividad es necesario construir una gráfica de presión en función del caudal producido y a partir de la misma elaborar dos sucesiones de puntos que construyan las líneas base Inflow y Outflow. Dado que la herramienta SNAP en su análisis nodal considera el fondo del pozo como el nodo para su estudio, la línea de inflow corresponde a la respuesta del yacimiento por lo que teóricamente respondería también como la curva de IPR del mismo y a su vez el outflow estará representado con la línea base hidráulica generada a partir del pozo.

Figura 23. Gráfica modelo índice de productividad pozo UIS-4^(*)



La gráfica anterior reseña que al no haber un cruce entre las dos líneas construidas a partir de la información del pozo se hace necesaria la participación externa y alteración de las condiciones naturales de flujo para lograr establecer un caudal de producción extraído del pozo a partir del suministro de energía al yacimiento o la instalación de un sistema de levantamiento artificial. En el caso de estudio planteado se tomará la segunda opción mediante la implementación del bombeo Jet como SLA.

Replicando en SNAP la instalación del sistema de empuje mencionado es posible representar gráficamente el comportamiento del modelo de índice de productividad y a partir de esto analizar cambios en el comportamiento del pozo y predecir datos de producción futuros.

La estructura de la gráfica, puntos críticos y límites operativos se encuentran directamente relacionados con la sensibilización que se aplique al proyecto en sus diversas etapas, por lo que en el caso del bombeo Jet planteado y sus

^(*) Elaborado en el Software SNAP, Simplified Nodal Analysis Program. Ryder Scott.

sensibilizaciones a la marca de la bomba instalada y presión del fluido motriz en superficie, es de esperar que se obtengan gráficas distintas y únicas para cada uno de los casos en que se cambie una característica del diseño.

Para la muestra de cálculo se corrió el diseño con los tipos de bomba Oilmaster, Kobe y National para un rango de presión del fluido motriz estimado por posibles pérdidas por fricción y carga hidrostática. Para los tres tipos de bomba la curva de Inflow se mantiene constante pues no se le suministra energía al yacimiento ni se incrementa su tasa de declinación, por lo que el ajuste al modelo de productividad se da gracias a que cada una de las opciones de bomba genera iteraciones por presión dentro del rango establecido, que a su vez permiten la construcción de líneas de Outflow cuyo cruce con el IPR establecen el caudal a producir en cada uno de los escenarios planteados.

La relación boquilla-garganta establecida como óptima para cada caso es seleccionada debido al cálculo que realiza la herramienta SNAP del área anular de la garganta y la relación de áreas anulares presentes en la bomba, dicha estimación hace posible para el programa definir un límite para la cavitación y por ende deducir que combinaciones de boquillas y gargantas cumplen los parámetros operativos para poder así dar al usuario una guía para el óptimo diseño de su sistema Jet.

Figura 24. Modelo IPR con SLA jet instalado en pozo bomba oilmaster^(*)

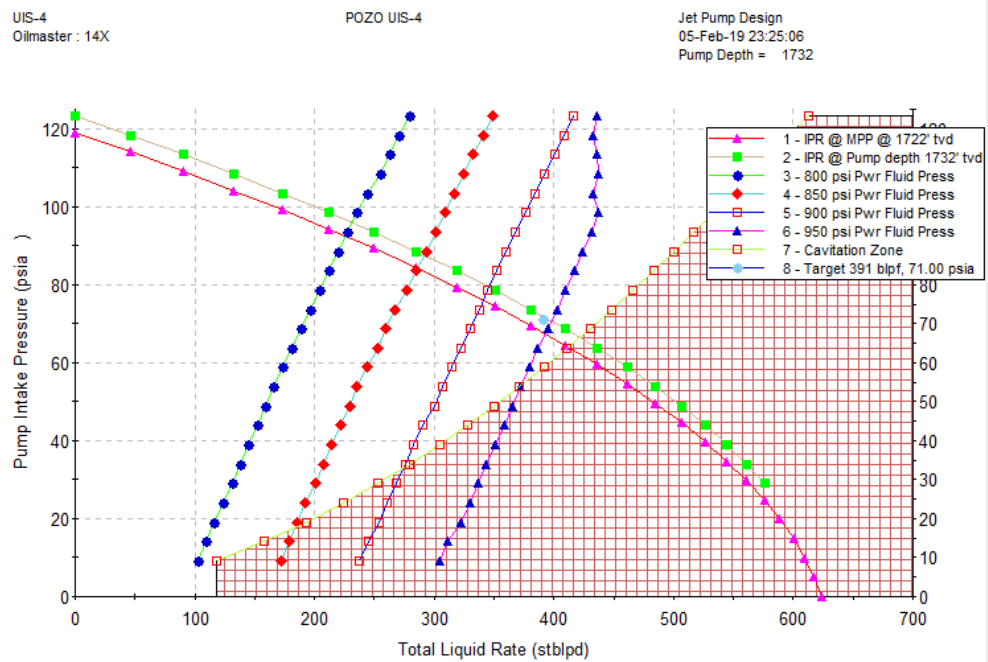
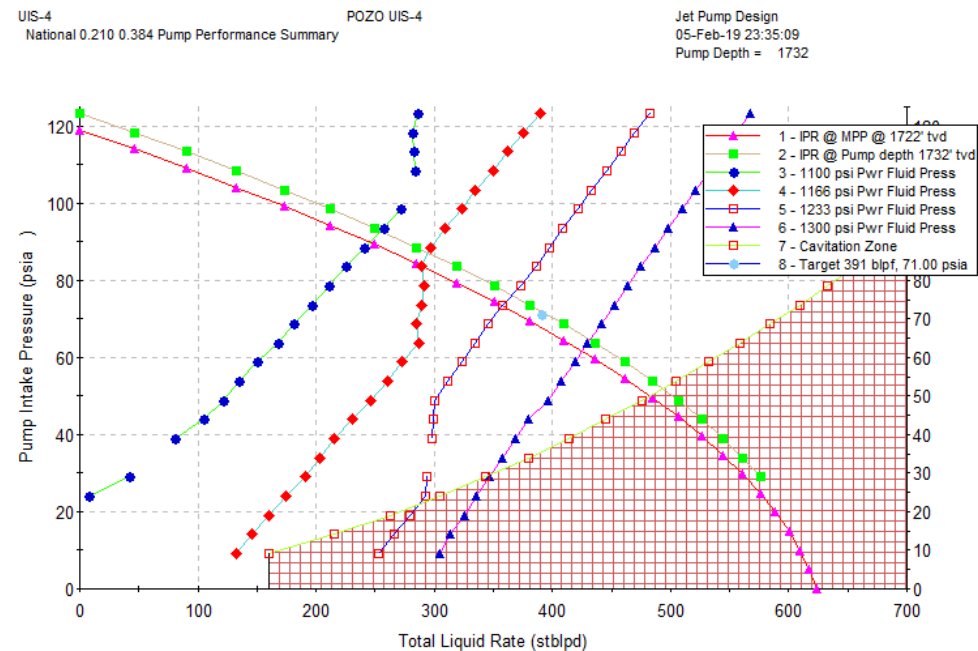


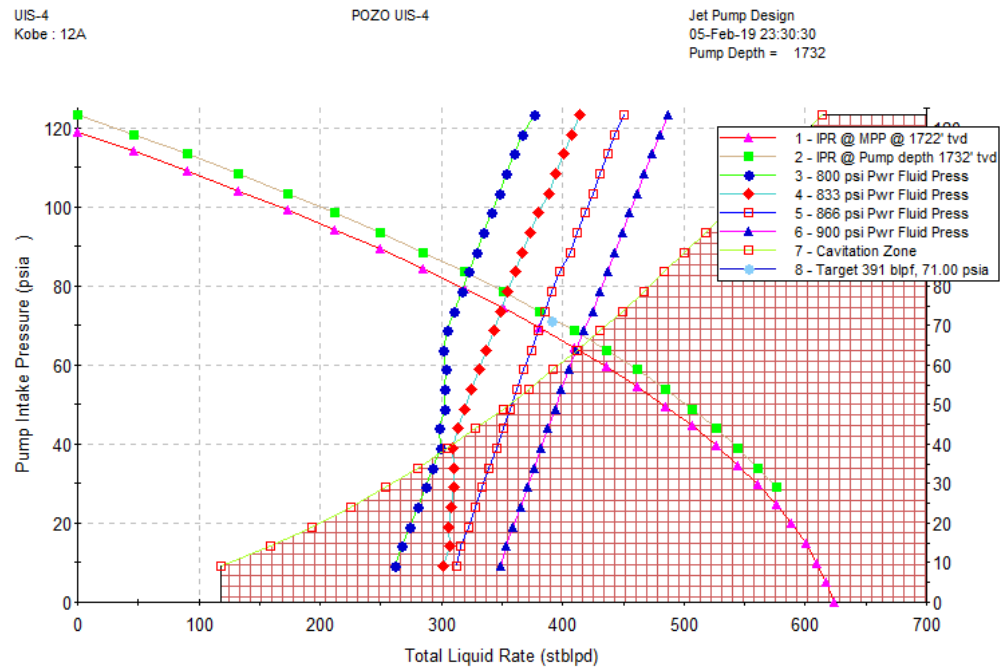
Figura 25. Modelo IPR con el SLA jet instalado en pozo bomba national^(**)



(*) Elaborado en el Software SNAP, Simplified Nodal Analysis Program. Ryder Scott.

(**) Elaborado en el Software SNAP, Simplified Nodal Analysis Program. Ryder Scott.

Figura 26. Modelo IPR con el SLA jet instalado en pozo bomba kobe^(*)



Las gráficas anteriormente expuestas tienen factores en común que permiten la comparación entre una y otra:

- La presencia de una zona de cavitación donde la bomba presentaría fallas en su funcionamiento, reseñada con una cuadrícula roja, cuya dimensión es función de la presión del fluido motriz que se seleccione.
- Una cantidad igual de iteraciones (4) que representan el cambio en la presión en superficie del fluido motriz, donde cada uno de los cambios en este parámetro significa una nueva curva outflow y por ende un nuevo caudal a producir estimado.

^(*) Elaborado en el Software SNAP, Simplified Nodal Analysis Program. Ryder Scott.

- Detalle de la marca de la bomba y también de la relación boquilla-garganta utilizada durante el escenario en la esquina superior izquierda, haciendo sencilla la identificación y réplica del diseño.

La herramienta SNAP soporta sus resultados gráficos con reportes alfanuméricos que detallan cada una de las variables contempladas en el diseño y simulación de este, estos informes técnicos son generalmente extensos pues detallan paso a paso las iteraciones, resultados parciales y codificación de validez de los valores obtenidos por la matriz de la herramienta.

Es posible, sin embargo, presentar un resumen de este informe con los valores de los parámetros técnicos más importantes para el bombeo Jet como lo son presiones en superficie de fluido motriz, presiones de descarga y succión de la bomba, tasa de inyección en superficie del fluido de poder o motriz, presión del fluido de poder a profundidad de la bomba o presión de boquilla y por último el presumible requerimiento energético expresado en caballos de potencia (HP) para el funcionamiento de todo el equipo.

Las figuras presentas a continuación corresponden al consolidado del reporte de cada escenario por tipo de bomba tomado directamente de la herramienta SNAP.

Figura 27. Consolidado reporte OILMASTER muestra^(*)

Oilmaster 14X Pump Performance Summary	
Target Production Rate :	391 BLPD @pump intake pressure : 71 psia
Predicted Surface Power Fluid Injection Pressure =	943 psia
Predicted Surface Power Fluid Injection Rate =	2856 bpf/d
Predicted Pump Intake Pressure =	72 psi
Predicted Pump Discharge Pressure =	905 psia
Predicted Power Fluid Pressure at Pump depth =	1672 psia
Predicted Horsepower requirement =	47 HP

(*) Elaborado en el Software SNAP, Simplified Nodal Analysis Program. Ryder Scott.

Figura 28. Consolidado reporte NATIONAL muestra^(*)

National 0.210 0.384 Pump Performance Summary	
Target Production Rate :	391 BLPD @pump intake pressure : 71 psia
Predicted Surface Power Fluid Injection Pressure =	1259 psia
Predicted Surface Power Fluid Injection Rate =	1930 bpf/d
Predicted Pump Intake Pressure =	72 psi
Predicted Pump Discharge Pressure =	842 psia
Predicted Power Fluid Pressure at Pump depth =	2003 psia
Predicted Horsepower requirement =	42 HP

Figura 29. Consolidado reporte KOBE muestra^(**)

Kobe 12A Pump Performance Summary	
Target Production Rate :	391 BLPD @pump intake pressure : 71 psia
Predicted Surface Power Fluid Injection Pressure =	873 psia
Predicted Surface Power Fluid Injection Rate =	1999 bpf/d
Predicted Pump Intake Pressure =	72 psi
Predicted Pump Discharge Pressure =	848 psia
Predicted Power Fluid Pressure at Pump depth =	1615 psia
Predicted Horsepower requirement =	30 HP

Como es evidenciable en las figuras y reportes presentados, todo escenario que plantee el uso de una bomba con una relación boquilla-garganta eficiente presentará una producción estimada de fluido proveniente del pozo, es por esto por lo que se hace importante en este punto analizar parámetros técnicos para afrontar la toma de decisiones frente a que marca de bomba utilizar en locación.

Entre los parámetros técnicos que pueden definir la marca y modelo de bomba a utilizar se encuentran: producción máxima obtenida a la presión más cercana al límite de cavitación, disponibilidad de compra o alquiler de equipos en base a condiciones geográficas y comerciales, consumo energético representado en la presión de inyección en superficie del fluido motriz y reconocimiento en la industria por eficiencia y desempeño operacional.

(*) Elaborado en el Software SNAP, Simplified Nodal Analysis Program. Ryder Scott.

(**) Elaborado en el Software SNAP, Simplified Nodal Analysis Program. Ryder Scott.

De acuerdo con las gráficas y reportes reseñados la producción en los tres casos se estima en un aproximado de 391 bbl/d por lo que la equidad en este parámetro no permite una toma de decisión frente a la selección del fabricante de la bomba con argumentos, la existencia en locación o cercanías es limitada pues la obtención de las tres bombas debe hacerse por encargo al ser productos importados con aranceles altos de ingreso al país siendo así la facilidad de obtención un parámetro nulo en la selección de equipo, el factor de consumo energético representa un punto de comparación entre las tres bombas pues los valores de caballos de fuerza requeridos distan uno de otro siendo evidente que la marca KOBE sugiere un consumo menor de energía (30 HP) con una diferencia cercana al 36% de su contraparte más distante y como valor adicional es conocido en el mercado consumidor de estas bombas que la marca KOBE es garante de seguridad y tranquilidad en el funcionamiento y resultados esperados en proyectos de inversión considerables.

En la tabla 16 se reseñan los resultados obtenidos para el restante de los pozos habiendo replicado el procedimiento realizado al pozo UIS-4, detallando para cada uno de los pozos los datos más relevantes en el diseño del SLA bombeo hidráulico tipo Jet utilizando la herramienta de diseño SNAP.

Los datos establecidos como referente para los resultados del estudio técnico del proyecto incluyen: tasa de producción proyectada, combinación Boquilla-Garganta, presiones de succión y descarga en la bomba, de inyección y en fondo para el fluido motriz, requerimiento energético para el funcionamiento del sistema y tasas tanto de inyección de fluido motriz como de fluido producido estimado en superficie.

Esta relación de datos se desarrolló para presentar de forma más resumida y concreta los resultados arrojados por la herramienta SNAP durante el desarrollo del proyecto de investigación.

Tabla 16. Resultados análisis técnicos por pozos.

POZO	Boquilla/ Garganta	Tasa Objetivo (blpd)	Presión Inyección Fluido Motriz (psia)	Tasa Inyección Fluido Motriz (bpf/d)	Presión Succión Bomba (psi)	Presión Descarga Bomba (psia)	Presión Fluido Motriz Fondo (psia)	Energía Sistema (HP)
UIS-1	3B	38	662	176	84	613	1341	2
UIS-2	10A	141	395	902	191	671	1111	6
UIS-3	7B	20	679	505	76	717	1413	6
UIS-4	12A	391	873	1999	72	848	1615	30
UIS-5	5B	25	588	281	155	693	1309	3
UIS-6	10B	99	703	1085	139	694	1469	13
UIS-7	4A	8	437	209	131	740	1192	2
UIS-8	7C	67	1010	567	152	464	1834	10
UIS-9	5A	16	370	247	185	427	1078	2

Dado lo expuesto, se asume que el proyecto es viable técnicamente pues cumple los requisitos de aplicabilidad de la tecnología y al momento de representar su funcionamiento en una herramienta electrónica no presenta error de simulación; debido a esto se asume la continuidad del estudio técnico-financiero utilizando la marca KOBE como referencia de bomba para todos los pozos precandidatos, tanto para su diseño y representación de resultados en la herramienta de diseño SNAP como para la valoración y análisis financiero.

Habiendo detallado los resultados para el pozo UIS-4 como muestra de cálculo, se presentarán en forma de anexos las gráficas y reportes para los otros ocho pozos precandidatos haciendo la salvedad que habiendo seleccionado ya un tipo de bomba se reseñarán exclusivamente las gráficas y reportes que detallen el funcionamiento de la bomba KOBE en cada uno de los casos faltantes.

6. ANÁLISIS FINANCIERO DEL SISTEMA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL CAMPO LCI

El fin primordial de una operación de explotación y producción de hidrocarburos es la obtención de ganancias económicas considerables para la empresa operadora y por ende para todos sus accionistas y trabajadores. La fuente principal de dicho margen favorable de dinero es la venta del crudo obtenido del subsuelo, cuya extracción de allí acarrea costos e inversiones de magnitudes importantes para la misma empresa encargada de su puesta y venta en superficie.

Debido a la importancia de tener un balance económico positivo para una empresa, resulta de suma relevancia contar con profesionales preparados y conscientes de que la máxima eficiencia económica de un proyecto se logra recuperando la mayor cantidad de crudo posible de fondo a cambio de un mínimo de inversión y gasto corporativo.

El crudo obtenido en pozo tiene un valor económico dependiendo de múltiples factores, su pureza, origen, valor de referencia y localización son solo algunos de ellos; el precio recibido por venta en campo de un barril es conocido como Valor Bruto del Aceite, su expresión se da en dólares por barril (USD/Bbl) y este representa la posible ganancia o ingresos de una empresa gracias a la explotación. Esta operación acarrea también gastos o egresos que deben considerarse en base a si corresponden a costos variables con relación directa a la producción de un barril o si a su vez responden a costos fijos sin dependencia a la producción de un campo o pozo específicos.

Teniendo como base estos factores económicos, la producción de cada pozo candidato será clave para la valoración de la capacidad económica del mismo

,dicha evaluación comprenderá la inversión inicial del sistema (CAPEX), el tiempo estimado para una recuperación de la inversión (PAYBACK), la posible suma de dinero que representaría la ganancia (RENTABILIDAD) a un plazo de tiempo estimado de 60 meses gracias a posibles cambios organizacionales, sociales o políticos a diferentes niveles que afectan la evaluación económica de un proyecto empresarial.

El cambio de SLA en el campo LCI, específicamente en lo referente a la implementación del bombeo hidráulico tipo JET, debe ser analizado como un proyecto y por ende su análisis financiero-económico resulta tan importante; algunas de las variables que permiten definir la viabilidad de esta idea son: la tasa interna de retorno (TIR) que corresponde a un promedio geométrico de los rendimientos esperados a futuro de la inversión, la relación costo/beneficio (RBC) que facilita la comparación entre los resultados obtenidos y el esfuerzo invertido para lograrlos, el estimado de tiempo para la recuperación total del dinero invertido al inicio del proyecto (PAYBACK) y por supuesto el valor presente neto (VPN) que corresponde al cálculo de los flujos de caja futuros generados gracias a la inversión y su valor representado en condiciones actuales.

6.1 VARIABLES TÉCNICO-ECONÓMICAS QUE INCIDEN EN UN ESTUDIO DE VIABILIDAD FINANCIERA

El análisis económico de una inversión o proyecto en la industria del petróleo lleva inmerso una serie de parámetros que influyen en los resultados finales y toma de decisiones sobre la viabilidad o no de una investigación. Estas variables incluyen factores técnicos, legales y financieros que serán expuestos a continuación:

6.1.1 Declinación. Todo yacimiento posee un potencial de energía cuya representación ingenieril corresponde a la presión; al momento que se inicia la producción de un pozo de forma natural se asume que será el yacimiento quien suministre la energía suficiente para que el fluido logre ser puesto en superficie y acorde este proceso se va desarrollando es lógico pensar que la energía del yacimiento vaya disminuyendo y por ende su capacidad de producción de petróleo decaiga proporcionalmente en periodos de tiempo fijos.

Existen distintos tipos de declinación y a su vez para cada uno es posible representar la manera en la que la tasa de producción es disminuida conforme avanza el tiempo; siendo expresables de forma matemática la cuantificación de reservas recuperables y vida promedio de un pozo. En el caso específico de este proyecto de bombeo hidráulico tipo JET como SLA en el campo La Cira-Infantas; se tomó el tipo de declinación actual que posee el campo en mención y a su vez se trabajaron de forma real las variables inmersas en la fórmula de declinación usada, que corresponde a la Declinación Hiperbólica con exponente de 0,3 y tasa de decaimiento anual del 11%.

$$Q = Q_i * (1 + D * t * n)^{\left(-\frac{1}{n}\right)} \quad \text{(Ecuación 1)}$$

Donde

Q_i = Producción Inicial

D = Tasa de declinación

t = Periodo de tiempo

n = Exponente de declinación

6.1.2 Regalías. Según la ley constitucional colombiana, el subsuelo y todo lo que en él se encuentre son propiedad única y exclusivamente del Estado, razón por la cual la explotación de recursos naturales no renovables a cargo de terceros debe ser recompensada mediante el pago de las empresas petroleras al gobierno

nacional de un determinado monto proporcional a la cantidad de recursos extraídos en un periodo de tiempo específico.

De acuerdo con lo profesado en el artículo 16 de la ley 756 de 2002, que enuncia lo referente al monto de regalías “Establece como regalía por la explotación de recursos naturales no renovables de propiedad nacional, sobre el valor de la producción en boca o borde de mina o pozo...”

La producción de hidrocarburos en boca de pozo recibe como tarifas reguladoras de las regalías la aplicación del porcentaje que corresponda de aplicar por producción promedio según la tabla siguiente respecto a la producción incremental

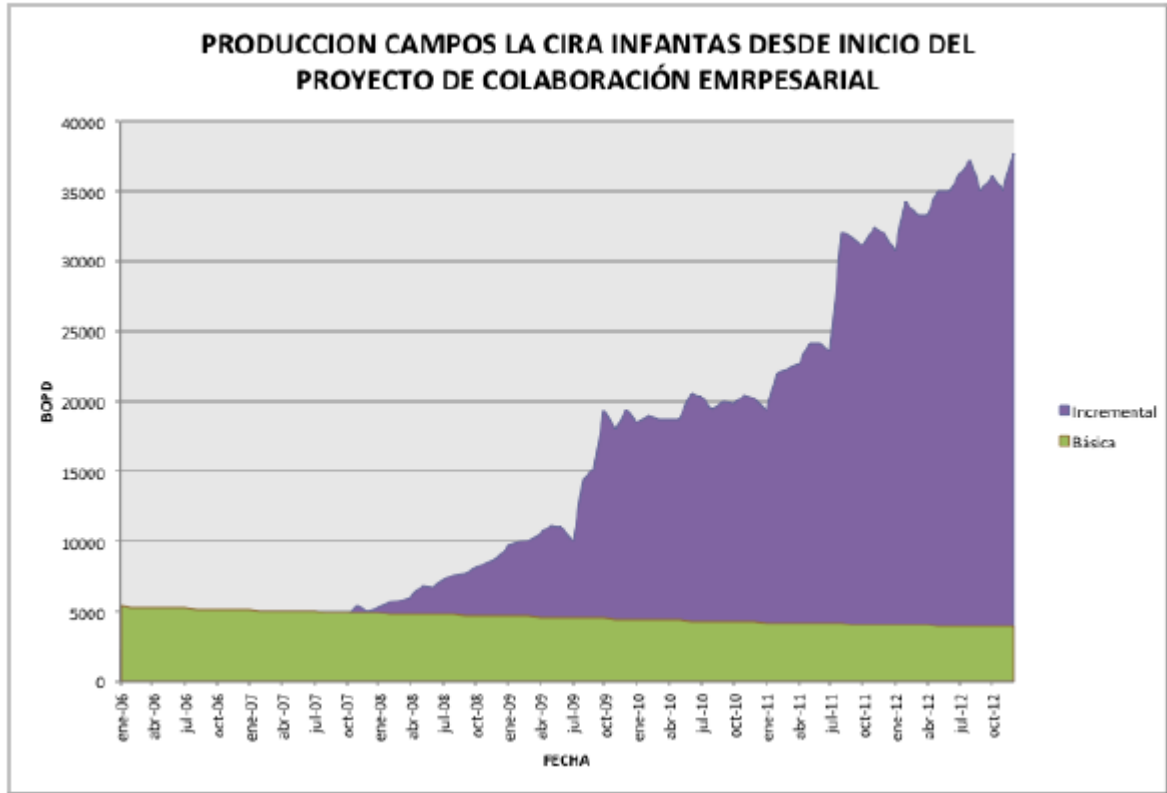
Tabla 17. Porcentaje de regalías

Producción Promedio del Mes	Porcentaje de regalías
<= 5000	8%
5000-125000	$8\% + (\text{Producción Promedio Mes, KOPD} - 5) \cdot (0,1)$
125000-400000	20%
400000-600000	$20\% + (\text{Producción Promedio Mes, KOPD} - 400) \cdot (0,025)$
>600000	25%

Fuente: ECOPETROL. La Cira Field Incremental Production. Bogotá. 1999, p.9.

En el caso específico del campo LCI, el valor de las regalías es ajustado mediante dos curvas de producción: Incremental y básica. Esta última corresponde a la que se evalúa para cada declinación de pozo al inicio del acuerdo de colaboración con Occidental Andina, de la cual al estado se le asignó el 20% más el 8% variable de la diferencia en entre la básica e incremental debido a la adición de la producción de pozos perforados después del 2006, por lo que el valor que al final es totalizado como regalías en el campo corresponde a un 12% de la producción neta de aceite.

Figura 30. Producción Básica e incremental en LCI



Fuente: ECOPETROL. Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira Infantas. División de Yacimientos GCO. Informe técnico, 2005.

6.1.3 Precio del barril. Pese a que el crudo referencia para el mercado colombiano, desde el 2012, corresponde al crudo tipo Brent, se hace más sencillo estimar el precio de venta del crudo LCI con respecto al crudo WTI transado en la bolsa de Nueva York. Gracias a esto, como valor aproximado de venta se hace posible acordar un valor cercano al 80% del total de venta del crudo texano que de acuerdo con datos de la Agencia Internacional de Energía (EIA) se ha tasado en promedio a 60 USD/Bbl durante los últimos años. Siguiendo lo pactado, el valor por barril de crudo producido bajo el cual se realizó el análisis financiero corresponde a 48 USD/Bbl y se mantiene el mismo durante la totalidad del estudio de viabilidad del proyecto (60 meses).

Figura 31. Precio de barril BRENT



Fuente: ECOPETROL. La Cira Field Incremental Production. Bogotá. 1999, p.9.

6.1.4 Costo de levantamiento. El levantamiento de un barril de crudo desde fondo de pozo hasta superficie trae inmersos costos adicionales que deben ser valorados y cuantificados, algunos de los valores que se incluyen en el Lifting Cost corresponden a tratamientos químicos, transporte del crudo, consumo de energía durante la operación, intervenciones y mantenimientos realizados tanto al equipo de superficie como al pozo en sí mismo.

Actualmente el Lifting Cost en el campo La Cira-Infantas se ha estimado en 13 USD/Bbl, valor que se ha obtenido en base a la producción del fluido y/o aceite del sistema de levantamiento que actualmente se usa, utilizando promedios aritméticos de todos los valores estimados en cada uno de los bloques a la hora de calcular los costos de operación.

6.1.5 Tiempo medio de falla. El promedio de tiempo en el cual un equipo puede presentar fallas en su funcionamiento representa un punto crítico para la toma de decisiones respecto a la selección entre varios ofertantes de servicios; en los

sistemas de levantamiento artificial específicamente, el Run Life depende del conjunto superficie, subsuelo, bomba entre otros. Para la estimación del run life del bombeo hidráulico tipo Jet se tomaron datos de artículos publicados en revistas indexadas, que estiman el promedio de cambio de bomba cada 15 meses y un mantenimiento del sistema en general cada 6 meses.

6.1.6 Inversión inicial. Todo inicio de un proyecto trae consigo la necesidad de comprar maquinaria, unidades y su instalación respectiva para el inicio de su funcionamiento; en el caso específico del bombeo Jet se tienen componentes como: la bomba Jet, empaques y cácher, facilidades de superficie que incluyen al separador, tanque, motor, bombas tríplex y tubería, entre otros.

El proyecto de implementación del bombeo Jet en el campo La Cira-Infantas tiene como ventaja que gracias a que el campo es ya un campo maduro, tiene a disposición en locación algunos de los elementos necesarios para la implementación del SLA que por ende no deben ser adquiridos nuevamente para el desarrollo del plan. Los elementos que ya se encuentran en campo permiten un significativo ahorro en lo que respecta a la inversión inicial (CAPEX) y conllevan a que pueda llegar a tener una mayor viabilidad económica-financiera.

Los equipos e instrumentos que no son tenidos en cuenta en la CAPEX son: Tubería de producción (tubing), motor o fuente de energía debido a que se plantea la adición del bombeo Jet al anillo de inyección del campo, tanques de almacenamiento de fluidos tanto motriz como producido y la serie de separadores encargados de tratar los fluidos mezclados y utilizados durante el funcionamiento del sistema. La inversión inicial de un proyecto que no cuenta con instrumentos ya en campo está estimada en alrededor de 350000 USD mientras que la CAPEX del proyecto en el campo LCI se ha logrado calcular en un valor cercano a 64000 USD.

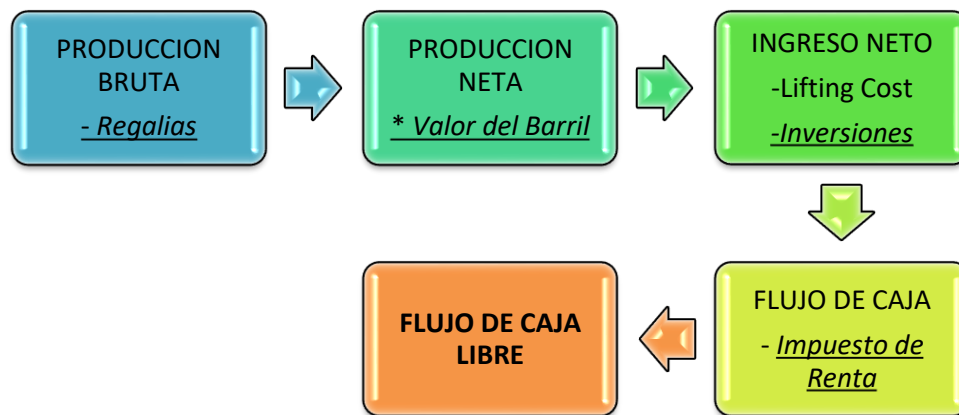
6.1.7 Producción diferida. El funcionamiento de un SLA no es perfecto, y como real que es presenta una eficiencia algo lejano del 100% en lo que se esperaría produjera el pozo usando el equipo. La producción que se pierde debido a mantenimientos, intervenciones, cortes de energía o problemas operacionales es aquella a la que se le conoce como Producción Diferida.

El cálculo de esta pérdida de producción se hace bajo diferentes escenarios, de los cuales el más importante es aquel donde el pozo es intervenido generando así una para de aproximadamente una semana mientras se interviene y se estabiliza plenamente el pozo para poder recuperar la producción. Para el caso de estudio del proyecto, se asumió que la bomba Jet es reemplazada a únicamente a los 15 meses y este paro de algunas horas es el único que se presenta durante la operación, siendo esto motivo de considerar que la perdida de producción no es representativa en el estudio.

6.1.8 Impuesto de renta. Toda operación que genere ingresos netos positivos para una empresa está sujeta al cobro del impuesto de renta, el cual es un impuesto en porcentaje que grava las ganancias obtenidas por un proyecto o plan. De acuerdo con la normatividad colombiana, en la Ley 1607 del 2012(reforma tributaria) se establece el valor del impuesto de renta en un 36% de la totalidad de los ingresos obtenidos en un periodo de tiempo.

La empresa colombiana de petróleo, Ecopetrol S.A, mediante su vicepresidencia de Producción estableció el “Formato de Evaluación Económica de Intervenciones a Pozos Productores de Crudo” a través del cual se es posible realizar el estudio financiero de un proyecto de acuerdo con lo establecido a continuación.

Figura 32. Mapa del proceso evaluación económica de proyectos



Fuente: ECOPETROL. Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira Infantas. División de Yacimientos GCO. Informe técnico, 2005.

6.2 DESARROLLO ANÁLISIS ECONÓMICO

A partir de las variables técnico-financieras expuestas previamente se logró, gracias al estudio financiero, la evaluación de la posible ganancia o rentabilidad que generaría el cambio de SLA en el campo La Cira-Infantas tomando como referentes los costos generados por la compra, mantenimiento, consumo energético, instalación e intervenciones en un periodo de estudio para el caso base de 60 meses (5 años).

Dado que el objetivo del proyecto es la implementación del bombeo hidráulico tipo Jet en una zona específica de arenas del campo LCI (Arenas C), se dispuso de una lista de nueve pozos que pertenecen a dicha sección productiva del campo; los pozos candidatos fueron tabulados junto a sus características principales como el corte de agua y sedimentos (BSW) cuyo valor representa el porcentaje de barriles que corresponden a crudo neto de la totalidad de fluido extraído de

subsuelo, y también el valor de barriles de fluido producidos por día (BFPD) para cada uno de los pozos seleccionados. Teniendo en cuenta estas características propias de cada pozo, fue posible evaluar y calcular de forma individual los cuatro parámetros importantes desde el punto de vista financiero como los son el VPN, RBC, TIR y Payback a partir de una tasa de oportunidad oficial de Ecopetrol del 12% anual.

Además del estudio individualizado para cada pozo, se estudió también la viabilidad financiera del proyecto como una inversión macro que incluyera a la totalidad de los pozos involucrados, de tal forma que se obtuviera una valorización financiera general del estudio realizado; la unificación de los pozos se logró a partir de la suma aritmética de tanto los ingresos como los egresos netos para cada uno los candidatos durante la totalidad de los 60 meses a los cuales se programó el análisis.

Teniendo valores totalizados mensuales de gastos y ganancias, fue posible obtener un flujo de caja mensual que permitiera a su vez el establecimiento de un impuesto de renta en caso de que por regulación fuera aplicable su deducción, llegando así al cálculo definitivo de los flujos de caja libre (FCL) por periodo de tiempo que son usados para la deducción del valor presente neto, tasa interna de retorno, relación costo-beneficio y payback para el proyecto en general.

De los nueve pozos candidatos, el denominado como UIS-4 es aquel que presenta un mayor potencial dado que de él se logran obtener 391 BFPD por lo que fue seleccionado como el pozo a utilizar para la muestra de cálculo (ver Tabla 13. Análisis financiero muestra de cálculo Pozo UIS-4). Para el restante de los pozos precandidatos se presentará el resumen de lo obtenido durante el cálculo de los parámetros financieros a estimar en el proceso. (Ver tabla 14 Resumen análisis financiero por pozo).

Las cuatro variables financieras a estudiar serán calculadas a través de la herramienta de office EXCEL; es necesario aclarar que para la estimación del VPN y TIR serán utilizadas las fórmulas ya programadas en la herramienta (VNA y TIR respectivamente que se presentan en las ecuaciones 1 y 2. En lo referente al payback y la relación RBC, este primer ítem corresponderá al periodo de tiempo en el cual el flujo de caja libre (FCL) del mismo resulte ser cero o positivo mientras que el RBC resulta del cociente entre los VPN de los ingresos netos y costos netos obtenidos durante la totalidad del estudio.

$$VNA = \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+tasa)^i} \quad (\text{Ecuación 2})$$

$$TIR = \frac{-I + \sum_{i=1}^n F_i}{\sum_{i=1}^n (i)(F_i)} \quad (\text{Ecuación 3})$$

Dónde:

n = Cantidad de periodos

Fi = Flujo de caja libre en el periodo i

Tasa = tasa de oportunidad del inversionista

I = inversión inicial

Para la muestra de cálculo y para los otros pozos precandidatos se realizó un proceso lógico que a su vez permitió la obtención de los resultados mostrados en este estudio, a continuación, se detalla el paso a paso de este:

- a) Se toma la producción inicial de fluido (BFPD) al inicio del estudio (mes cero) y se le aplica la fórmula de declinación hiperbólica con un exponente de 0,3 y el porcentaje de declinación cercano al 11% anual durante los 60 meses de estudio.

- b) Tomando como constante el porcentaje de agua y sedimentos (BSW), para cada mes se estima la producción bruta de crudo sabiendo que el BSW representa la cantidad de fluido que no corresponde a material hidrocarburo.
- c) Se calcula el representativo de las regalías en forma de barriles de crudo que han de ser descontados de la producción bruta por concepto de pago de impuestos y tarifas estatales, el valor porcentual de las regalías se estimó en el 12% sobre la producción de aceite parcial.
- d) El resultante obtenido de la resta entre la producción bruta y las regalías estimadas se representa como la producción Neta que es aquella por la que se recibe el ingreso económico al multiplicar la cantidad de crudo neto producido cada mes por el estimado del precio del barril Brent (48 USD/Bbl).
- e) El costo de operación se obtiene al momento de multiplicar la producción neta acumulada de cada mes por el Lifting Cost estimado a lo largo del proyecto (13 USD/Bbl), este valor representa uno de los gastos a considerar para la viabilidad financiera del estudio.
- f) Otros de los gastos corresponden a las inversiones iniciales y periódicas del proyecto, la primera corresponde a un estimado de 64000 USD (mes cero) mientras que cada 6 meses se estima un mantenimiento al sistema por valor de 2500 USD y una intervención cada 15 meses por reemplazo a la bomba que cuesta 20000 USD.
- g) El costo Neto mensual para cada pozo proviene de realizar una sumatoria del costo de operación y las inversiones tanto iniciales como periódicas cuando correspondan.

- h) Estimando valores de Ingresos Netos y Costo Neto es posible el cálculo del flujo de caja (FC) mediante una resta entre los dos valores obtenidos por mes (IN-CN).
- i) En los meses en los cuales se obtenga un FC con valor positivo será aplicable el impuesto de renta establecido por la ley, que corresponde al 36% del flujo de caja en el periodo de tiempo a gravar.
- j) Contando con valores de flujo de caja e impuesto de renta, donde exista, se puede estimar el valor final representativo económicamente para cada periodo de tiempo, el flujo de caja libre (FCL) mediante el cual se puede estudiar la viabilidad de un proyecto.
- k) Como valores extra, se puede obtener el FCL acumulado, cuyo valor positivo hace posible obtener el periodo de tiempo en el cual la inversión se paga a si misma (Payback).

6.3 RESULTADOS ANÁLISIS FINANCIERO

Las tablas siguientes representan los resultados del análisis financiero realizado para el proyecto en el campo LCI desde el punto de vista individual para los nueve pozos preseleccionados; la tabla 13 muestra el compendio de los principales periodos de tiempo y resultados obtenidos para el pozo seleccionado como muestra de cálculo pozo UIS-4, reseñando los resultados de los parámetros para los primeros 15 meses de implementación del sistema, momento en el cual se hace el primer cambio completo del equipo, y de ahí en adelante comprendiendo los resultados para el siguiente cambio de equipo y los años completos

proyectados en el estudio (24,36,48,60 meses) de uso del bombeo hidráulico tipo Jet como SLA en el campo.

La tabla 13 comprende el resumen de los resultados obtenidos para las variables involucradas en el estudio económico del proyecto por pozos, incluyendo el VPN, TIR, PAYBACK y RBC como principales factores decisivos para la evaluación de la viabilidad financiera del plan de inversión que representa la investigación desarrollada. Utilizando esta tabla se puede evidenciar que los pozos más interesantes desde el punto de vista macroeconómico son aquellos que para los parámetros principales presentan el mayor valor presente neto, así como también un valor para la tasa interna de retorno lo más cercano a la unidad posible; y estudiando los parámetros secundarios se debe considerar un payback en el futuro lo más cercano posible, así como también una relación beneficio-costos con el valor lo más alto que pueda presentarse.

Es importante aclarar que el periodo de tiempo que se ha planteado como límite para el proyecto es de 60 meses, una cantidad determinada de años (5) que se presta para que el estudio presente un posible sesgo de incertidumbre en lo referente a la constancia en los valores de los parámetros financieros establecidos (precio del barril, inversión inicial, impuestos y demás). El posible cambio en estos parámetros llevaría por ende a un reajuste en la evaluación financiera del proyecto, razón por la cual es recomendable un planteamiento de diferentes escenarios que permitan a los encargados de tomar la decisión optar por uno con estimación financiera más acorde a la realidad y más cercanía en tiempo dentro de un futuro cercano.

Tabla 18. Análisis financiero muestra de cálculo Pozo UIS-4

	PROD DIARIA	BSW	PRODUCCIÓN BRUTA		REGALÍAS		PRODUCCIÓN NETA		VENTA (USD)		COSTO OPERACIÓN	INVERSIÓN USD	COSTO NETO	FLUJO CAJA	I.RENTA	FCL	FCL ACUMULAD	PAY BACK
MES	BFPD	%	BOPD	MES	BOPD	MES	BOPD	MES	PRE	GANAN	USD		USD	USD	USD	USD	USD	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	48	0	0	64,000	64,000	-64,000	--	-64,000	-64,000	GO
1	391.0	80	86.0	2,580.6	10.3	309.7	75.7	2,270.9	48	109,005	29,522		29,522	79,482	28,614	50,869	-13,131	GO
2	384.0	80	84.5	2,534.5	10.1	304.1	74.3	2,230.3	48	107,056	28,994		28,994	78,062	28,102	49,960	36,828	STOP
3	380.6	80	83.7	2,511.8	10.0	301.4	73.7	2,210.4	48	106,099	28,735		28,735	77,364	27,851	49,513	86,341	STOP
4	377.2	80	83.0	2,489.4	10.0	298.7	73.0	2,190.7	48	105,153	28,479		28,479	76,674	27,603	49,072	135,413	STOP
5	373.8	80	82.2	2,467.3	9.9	296.1	72.4	2,171.2	48	104,218	28,226		28,226	75,993	27,357	48,635	184,048	STOP
6	370.5	80	81.5	2,445.4	9.8	293.4	71.7	2,152.0	48	103,294	27,975	2,500	30,475	72,819	26,215	46,604	230,652	STOP
7	367.2	80	80.8	2,423.8	9.7	290.9	71.1	2,132.9	48	102,380	27,728		27,728	74,652	26,875	47,778	278,430	STOP
8	364.0	80	80.1	2,402.4	9.6	288.3	70.5	2,114.1	48	101,477	27,483		27,483	73,994	26,638	47,356	325,786	STOP
9	360.8	80	79.4	2,381.3	9.5	285.8	69.9	2,095.5	48	100,584	27,242		27,242	73,343	26,403	46,939	372,725	STOP
10	357.6	80	78.7	2,360.4	9.4	283.2	69.2	2,077.1	48	99,702	27,003		27,003	72,699	26,172	46,527	419,253	STOP
11	354.5	80	78.0	2,339.7	9.4	280.8	68.6	2,058.9	48	98,829	26,766		26,766	72,063	25,943	46,120	465,373	STOP
12	351.4	80	77.3	2,319.3	9.3	278.3	68.0	2,041.0	48	97,966	26,533	2,500	29,033	68,934	24,816	44,118	509,490	STOP
13	348.3	80	76.6	2,299.1	9.2	275.9	67.4	2,023.2	48	97,113	26,302		26,302	70,812	25,492	45,320	554,810	STOP
14	345.3	80	76.0	2,279.1	9.1	273.5	66.9	2,005.6	48	96,270	26,073		26,073	70,197	25,271	44,926	599,736	STOP
15	342.3	80	75.3	2,259.4	9.0	271.1	66.3	1,988.3	48	95,436	25,847	20,000	45,847	49,589	17,852	31,737	631,473	STOP
24	316.9	80	69.7	2,091.3	8.4	251.0	61.3	1,840.4	48	88,338	23,925	2,500	26,425	61,913	22,289	39,625	1'012,297	STOP
30	301.3	80	66.3	1,988.3	8.0	238.6	58.3	1,749.7	48	83,984	22,746	22,500	45,246	38,738	13,946	24,793	1'238,068	STOP
36	286.6	80	63.1	1,891.7	7.6	227.0	55.5	1,664.7	48	79,905	21,641	2,500	24,141	55,764	20,075	35,689	1'464,900	STOP
48	260.0	80	57.2	1,716.1	6.9	205.9	50.3	1,510.2	48	72,489	19,632	2,500	22,132	50,356	18,128	32,228	1'873,437	STOP
60	236.5	80	52.0	1,561.2	6.2	187.3	45.8	1,373.8	48	65,943	17,860	22,500	40,360	25,584	9,210	16,373	2'243,146	STOP

Tabla 19. Resumen análisis financiero por pozo

POZO	BFPD	%BSW	BAPD	VPN (USD)	RBC	PAYBACK (MES)	TIR
UIS-1	38	14	32.68	574,711	2.03	4	0.29
UIS-2	141	42	81.78	1'606,036	2.78	2	0.74
UIS-3	20	45	11	107,054	1.07	11	0.08
UIS-4	391	78	86.02	1'695,024	2.81	2	0.78
UIS-5	25	26	18.5	269,635	1.51	7	0.15
UIS-6	99	81	18.81	276,355	1.52	7	0.16
UIS-7	8	62	3.04	-66,117	0.38	0	0
UIS-8	67	81	12.73	144,556	1.19	10	0.09
UIS-9	16	58	6.72	14,275	0.74	25	0.02

De esta forma, ordenando los nueve pozos de forma descendente de acuerdo con lo interesante y beneficioso de la inversión económica planteada se tienen el siguiente ranking para los pozos precandidatos:

1. Pozo UIS-4
2. Pozo UIS-2
3. Pozo UIS-1
4. Pozo UIS-6
5. Pozo UIS-5
6. Pozo UIS-8
7. Pozo UIS-3
8. Pozo UIS-9
9. Pozo UIS-7

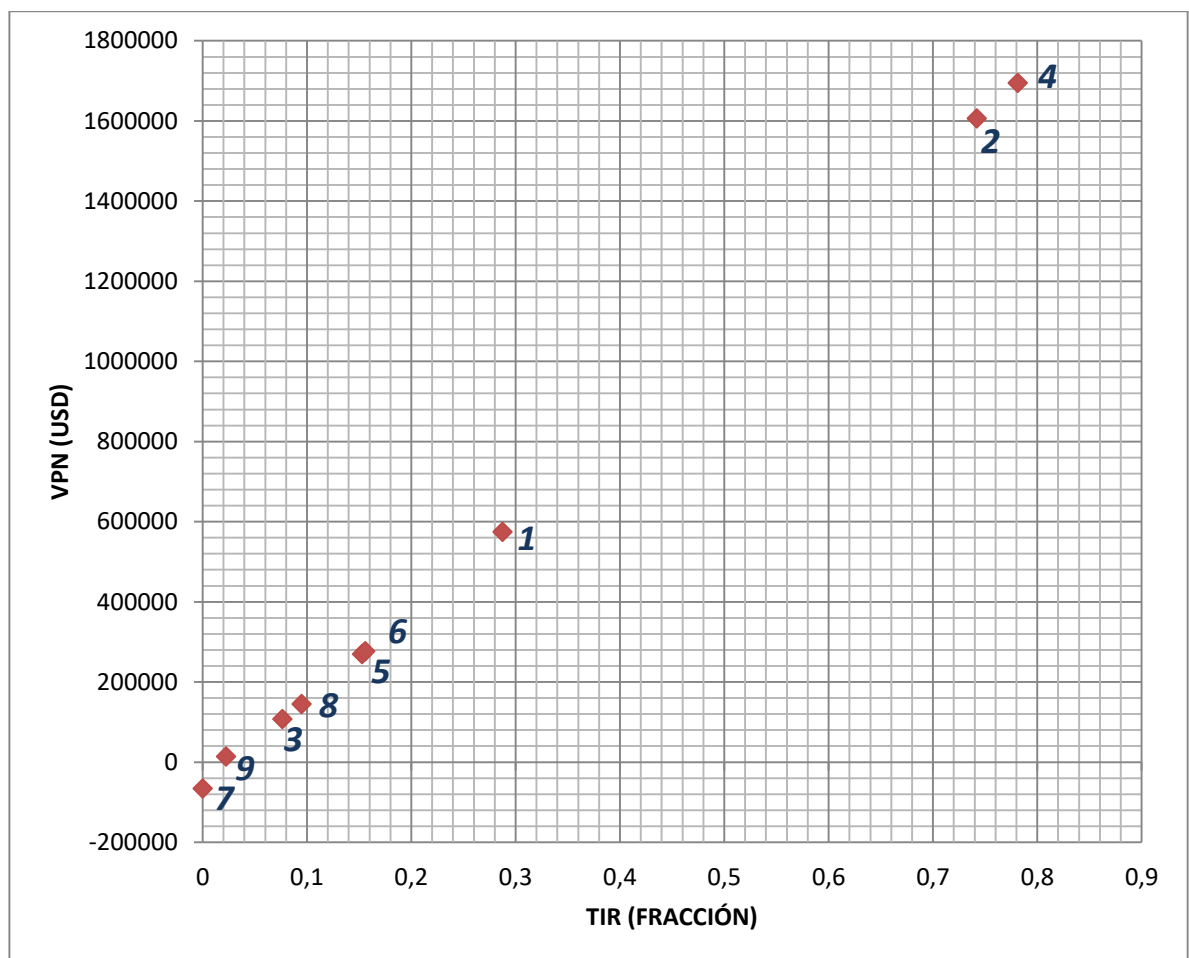
6.4 REPRESENTACIÓN GRAFICA DE LOS RESULTADOS DEL ANÁLISIS FINANCIERO

Para conseguir un mejor análisis de los resultados obtenidos en el estudio financiero-económico del proyecto, se hace necesario representar de forma gráfica las variables y sus valores para cada uno de los pozos mediante diagramas de dispersión donde se analice el total de los precandidatos y se logre visualizar la

tendencia que siguen los resultados de acuerdo con las características técnicas de cada pozo. A continuación, se presentarán y explicarán de forma sencilla algunas de las gráficas más representativas de las variables financieras estudiadas en el proyecto, representando a cada pozo con un punto en los diagramas de dispersión ilustrados.

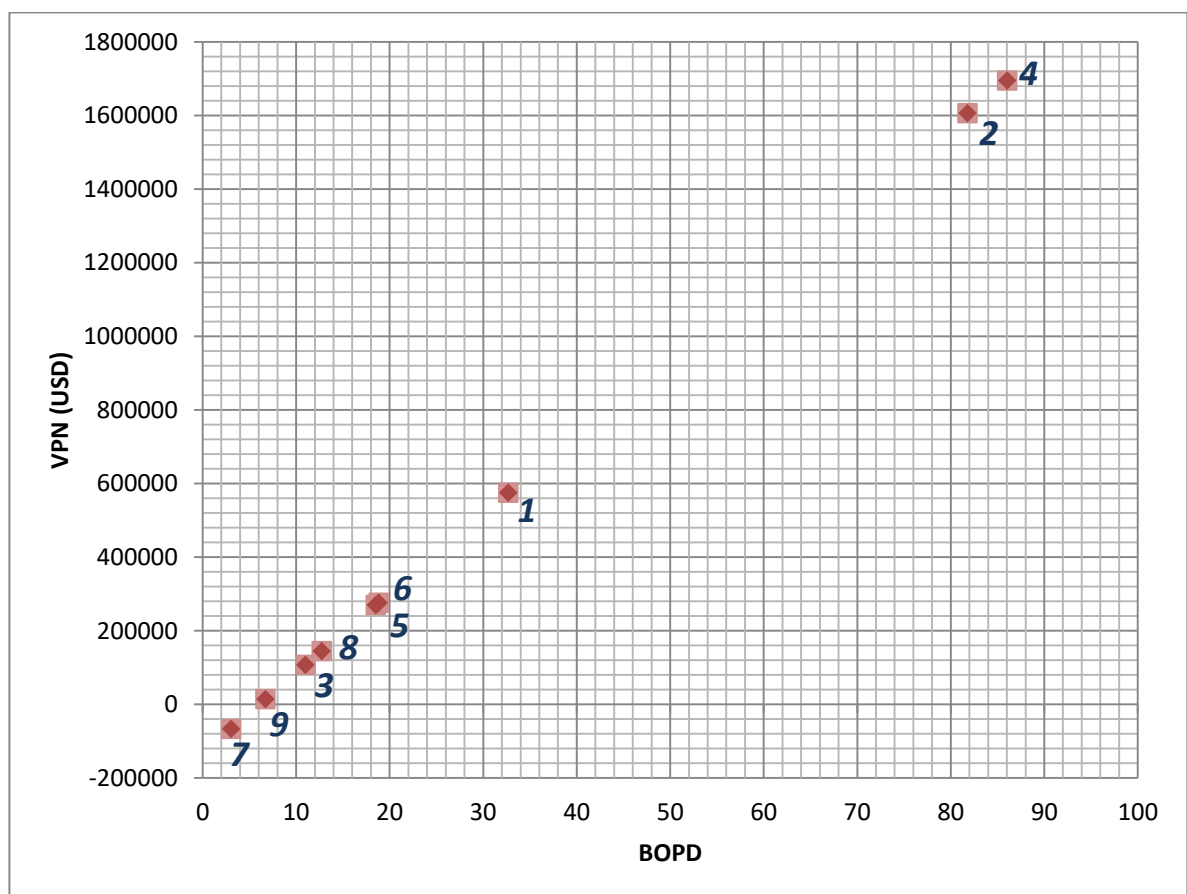
Para cada una de las gráficas se asumirá que un pozo precandidato no será viable por parámetro si presenta un valor negativo en el mismo a la hora de representar la función entre variables financieras y técnicas.

Figura 33. VPN vs TIR



La figura 33 representa el comportamiento del valor presente neto (VPN) en función de la tasa interna de retorno (TIR), cuya representación gráfica ilustra una tendencia lineal y permite identificar claramente los pozos con la más alta rentabilidad, UIS-4 y UIS-2, con 86.02 y 81.78 BOPD respectivamente mientras que únicamente uno de los pozos presenta un VPN negativo o inviable por este parámetro, siendo este el pozo UIS-7 con 3.04 BOPD.

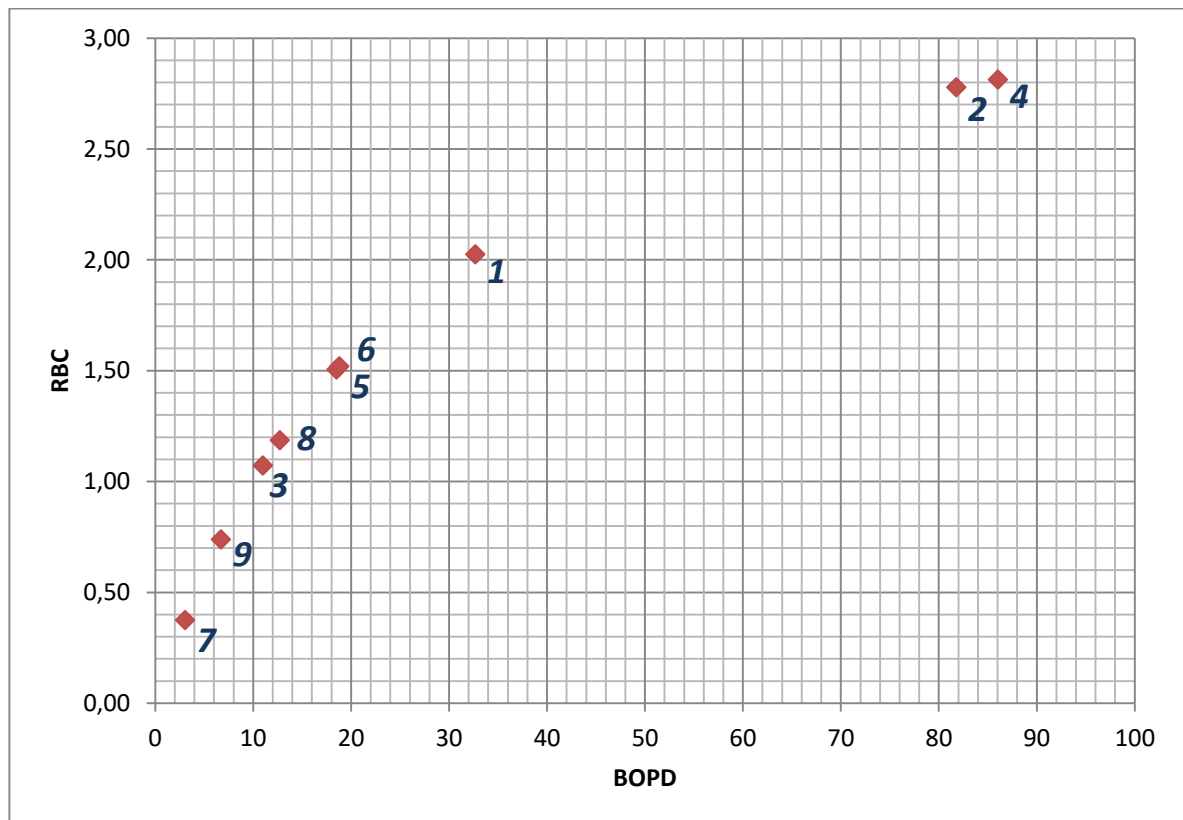
Figura 34 VPN vs BOPD



La figura 34 presenta el comportamiento del VPN como variable dependiente de la cantidad de crudo neto (BOPD) producido por cada pozo y nuevamente se ilustra como la mayor rentabilidad del proyecto recae sobre los pozos UIS-4 y UIS-2.

Es también posible establecer una cantidad de crudo mínima por pozo para que se tenga un VPN positivo y por ende sea viable la inversión en el proyecto, logrando ilustrar que para una producción menor de 5 bbl/d el resultado del valor presente neto corresponderá a un valor negativo y por ende no será viable la implementación del proyecto en pozos con dicha cualidad técnica. Para este caso específico únicamente uno de los pozos es inviable económicamente por baja producción UIS-7.

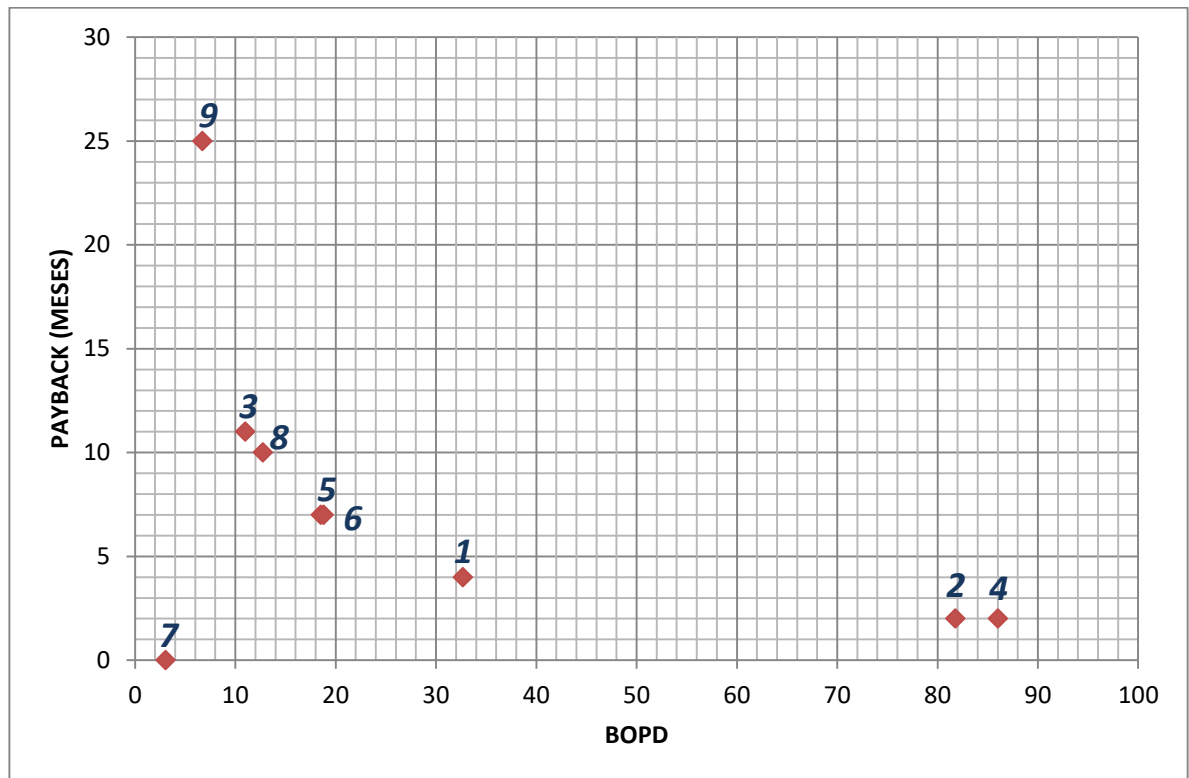
Figura 35. RBC vs BOPD



La figura 35 ilustra el desarrollo de la relación entre la relación beneficio-costo (RBC) como función del crudo neto producido por pozo (BOPD) y tomando como referencia únicamente estos parámetros se puede evidenciar que la totalidad de los pozos sería viable bajo estas dos variables incluso llegando a tener valores negativos en otros aspectos financieros. Sin embargo, los dos pozos cuyo RBC

que sobrepasan las 2.5 unidades son aquellos que de forma general presentan los mejores prospectos para la implementación de la idea general de este proyecto.

Figura 36. PAYBACK vs BOPD



La figura 36 permite analizar en la variable tiempo que tan viable es la inversión, por lo que el éxito de este proyecto representado mediante las variables payback y BOPD se refleja con puntos dispersos en la parte inferior derecha que traduciendo su significado indica que a mayor cantidad de crudo neto producido por un pozo se espera que el momento en el que se recupere la inversión total llegue mucho más rápido de lo que lo haría en caso de tener una producción considerablemente menor.

El límite de payback para este proyecto en específico se establece en aproximadamente un periodo de tiempo menor a 5 meses con una cantidad de

crudo producido mayor o igual a 30 bbl/d para lograr mantener la tendencia de viabilidad financiera en caso de cumplir ambos factores representados en la gráfica.

6.5 ANÁLISIS FINANCIERO MACRO DEL PROYECTO

Además de un análisis individual por pozos, un proyecto de tal envergadura y dimensión debe también ser analizado de forma global, pues el análisis de resultados del estudio debe presentarse de tal forma que se cuantifique en valores exactos y representativos el total de los pozos como una sola fuente tanto de ingresos como egresos para el desarrollo de los parámetros financieros. De esta forma se erigió un estudio económico global, cuya premisa principal es la unión de los nueve pozos prospecto en un pozo ejemplo macro que hiciera más fácil la ejecución del análisis financiero siendo conservador en la cantidad de datos y en la forma de tratar los mismos.

La forma en la que se realizó el compendio de información de los pozos precandidatos en una sola tabla de contenido financiero fue basada en la Normalización de la Producción, proceso durante el cual se partió de la hipótesis que los nueve pozos origen tenían como fecha de inicio para su producción el mismo día por lo que su tasa de declinación y periodos de tiempo contable serían los mismos.

Siguiendo esta suposición se logró realizar la sumatoria de tanto los ingresos como los egresos mensuales de cada pozo, permitiendo establecer un único valor de ganancias y gastos para cada uno de los 60 meses en los que se planteó la investigación. El establecimiento de valores mensuales resultantes de las sumatorias por periodo de tiempo permite generar un paralelismo con el

procedimiento que se siguió para los pozos en su estudio individualizado por lo que se logró replicar el paso a paso del análisis financiero detallado anteriormente.

El procedimiento seguido para el estudio global fue entonces utilizar los ingresos y egresos netos por mes para el cálculo de un flujo de caja mensual durante los cinco años hipotéticos de evaluación, en base al resultado deducir un impuesto de renta en los casos donde fuera aplicable para posteriormente obtener datos de flujo de caja libre y aplicando fórmulas de Excel sobre el FCL por periodo de tiempo calcular valores para el VPN, TIR, RBC y PAYBACK para el proyecto de visualizado de forma general.

6.6 RESULTADOS ANÁLISIS MACRO

En la tabla 20 se representan los resultados obtenidos para el pozo macro representante del proyecto reseñando los valores de los parámetros financieros para los mismos periodos de tiempo que se resumieron en la tabla 15 debido a que se entiende que la normalización de la producción permite ajustar todos los meses representativos en la misma línea de tiempo.

Es necesario aclarar que la variable de caudal producido no es operable ni conmutable por lo que en la tabla no se reseñan las columnas correspondientes a producción diaria, BSW, producción bruta, regalías, producción neta y precio del barril debido a que sus correspondientes valores y operatividad ya se encuentran incluidos en el resultado obtenido de ingresos netos. De forma análoga las variables de inversión y costo operacional no son incluidas pues están contempladas en la columna de costos netos.

Tabla 20. Análisis financiero pozo macro.

MES	INGRESOS NETOS (USD)	COSTOS NETOS (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	IMPUESTO DE RENTA (USD)	FLUJO DE CALA LIBRE (USD)	FCL. ACUMULADO (USD)	PAYBACK (MES)
0	0	576,000	-576,000	--	-576,000	-576,000	GO
1	343,766	93,103	250,663	90,239	160,424	-415,576	GO
2	337,622	91,439	246,183	88,626	157,557	-258,019	GO
3	334,604	90,622	243,982	87,834	156,149	-101,870	GO
4	331,621	89,814	241,807	87,050	154,756	52,886	STOP
5	328,672	89,015	239,656	86,276	153,380	206,266	STOP
6	325,757	110,726	215,031	77,411	137,620	343,886	STOP
7	322,876	87,445	235,430	84,755	150,675	494,561	STOP
8	320,027	86,674	233,353	84,007	149,346	643,907	STOP
9	317,211	85,911	231,300	83,268	148,032	791,939	STOP
10	314,428	85,158	229,270	82,537	146,733	938,672	STOP
11	311,676	84,412	227,264	81,815	145,449	1'084,121	STOP
12	308,955	106,175	202,780	73,001	129,779	1'213,900	STOP
13	306,265	82,947	223,318	80,395	142,924	1'356,824	STOP
14	303,606	82,227	221,379	79,697	141,683	1'498,507	STOP
15	300,976	261,514	39,462	14,206	25,256	1'523,762	STOP
24	278,591	97,952	180,639	65,030	115,609	2'706,053	STOP
30	264,859	274,233	-9,373	--	-9,373	3'330,500	STOP
36	251,995	90,749	161,246	58,049	103,198	251,995	STOP
48	228,607	84,414	144,192	51,909	92,283	5'228,033	STOP
60	207,964	258,824	-50,860	--	-50,860	6'282,128	STOP

Utilizando los valores reseñados en la tabla anterior y aplicando las fórmulas de la herramienta Excel se pueden calcular los parámetros financieros representativos para la toma de decisiones frente a la viabilidad económica de una inversión a gran escala. Siguiendo este precepto a continuación se detallan los valores para VPN, TIR, RBC y PAYBACK del proyecto analizando los nueve pozos como un macro global. Los parámetros calculados se obtuvieron utilizando las mismas fórmulas que se aplicaron a los pozos individuales expuestos anteriormente.

Tabla 21. Resultados parámetros financieros pozo macro

VPN	4'685,949 USD
TIR	26%
RBC	2.69
PAYBACK	4 MES

A partir de los resultados obtenidos en la tabla anterior se considera la inversión como un proyecto rentable debido a que genera aproximadamente 5 millones de dólares de ganancia luego de gastos, esto basado principalmente en los pozos con alto caudal de producción y la existencia en especie de algunos equipos y elementos a usar en el sistema de bombeo hidráulico tipo Jet.

Estudiando la totalidad del proyecto como un pozo macro, y tomando en cuenta la aseveración señalada inicialmente donde se esclarece que el lapso de tiempo planteado para el análisis (60 meses) se puede considerar poco preciso dado la susceptibilidad de las variables al paso del tiempo, se desarrolla también la sensibilización del análisis financiero a partir de la duración del estudio reflejada en el número de meses representativos en el cálculo del VPN, TIR, RBC y payback.

Para el desarrollo de esta sensibilidad en el tiempo se analizó el pozo macro durante 30 meses, cantidad específica de periodos de tiempo seleccionada debido la frecuencia con la que se realiza el cambio de la bomba en el sistema JET (15 meses). Teniendo en cuenta dos procesos de reemplazo del equipo se puede asegurar una representatividad más cercana a la realidad de lo que puede llegar a suceder en caso de un problema inesperado que involucre una sustitución prematura de la bomba.

A continuación, se presentan los resultados del pozo macro estudiado por 30 meses y además los resultados de las variables financieras representativas para el proyecto.

Tabla 22. Análisis financiero pozo macro con sensibilización en el tiempo

MES	INGRESOS NETOS (USD)	COSTOS NETOS (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	IMPUESTO DE RENTA (USD)	FLUJO DE CALA LIBRE (USD)	FCL. ACUMULADO (USD)	PAYBACK (MES)
0	0	576,000	-576,000	--	-576,000	-576,000	GO
1	343,766	93,103	250,663	90,239	160,424	-415,576	GO
2	337,622	91,439	246,183	88,626	157,557	-258,019	GO
3	334,604	90,622	243,982	87,834	156,149	-101,870	GO
4	331,621	89,814	241,807	87,050	154,756	52,886	STOP
5	328,672	89,015	239,656	86,276	153,380	206,266	STOP
6	325,757	110,726	215,031	77,411	137,620	343,886	STOP
7	322,876	87,445	235,430	84,755	150,675	494,561	STOP
8	320,027	86,674	233,353	84,007	149,346	643,907	STOP
9	317,211	85,911	231,300	83,268	148,032	791,939	STOP
10	314,428	85,158	229,270	82,537	146,733	938,672	STOP
11	311,676	84,412	227,264	81,815	145,449	1'084,121	STOP
12	308,955	106,175	202,780	73,001	129,779	1'213,900	STOP
13	306,265	82,947	223,318	80,395	142,924	1'356,824	STOP
14	303,606	82,227	221,379	79,697	141,683	1'498,507	STOP
15	300,976	261,514	39,462	14,206	25,256	1'523,762	STOP
24	278,591	97,952	180,639	65,030	115,609	2'706,053	STOP
30	264,859	274,233	-9,373	--	-9,373	3'330,500	STOP

Como se puede apreciar en los resultados obtenidos en la tabla 22, los valores para los flujos de caja libre no cambian con la sensibilización del tiempo dado que cada uno de los cálculos por mes se realizó de forma independiente a partir de los resultados mensuales obtenidos en los periodos de tiempo inmediatamente anteriores.

Tabla 23. Resultados parámetros financieros pozo macro con sensibilización en el tiempo

VPN	2'795,690 USD
TIR	26%
RBC	2.54
PAYBACK	4 MES

A continuación, se muestran los resultados obtenidos con la sensibilización efectuada al análisis de forma que logre ser evidenciable la diferencia (en caso de existir) entre los valores del valor presente neto, tasa interna de retorno, relación beneficio-coste y payback.

Tabla 24. Comparación resultados variables financieras sensibilizadas

VARIABLE	60 MESES	30 MESES
VPN	4'685,949 USD	2'795,690 USD
TIR	26%	26%
RBC	2.69	2.54
PAYBACK	4 MES	4 MES

A partir de la comparación de los resultados obtenidos para ambos escenarios de tiempo planteados puede evidenciarse que teniendo un ajuste en el tiempo durante el cual se realizará el análisis, los valores de VPN y RBC presentan un cambio dado que el acercamiento en el tiempo del estudio conlleva a una representación más exacta del comportamiento de la inversión en la realidad.

7. CONCLUSIONES

- La selección de pozos candidatos para la implementación del bombeo hidráulico tipo Jet debe ser integral, analizando propiedades de fluido, características del yacimiento, condiciones actuales de producción y parámetros operacionales del sistema. Una evaluación lo más precisa y exacta posible facilitará la obtención de resultados exactos en el diseño del sistema.
- De los nueve pozos considerados como precandidatos, el 33% presenta valores atractivos financieramente, con un valor presente neto individual mayor a 570,000 USD y un payback estimado en tres (3) meses después de iniciado el proyecto.
- La herramienta de diseño SNAP constituye una fuente de información y apoyo para el usuario ya que su implementación permite un acercamiento a las posibles respuestas obtenidas de un sistema de levantamiento artificial, sin embargo, sus resultados no deben considerarse definitivos debido a la flexibilidad del software con el manejo de la información obtenida de campo.
- La normalización de la producción resulta un proceso definitivo para hacer posible el estudio conjunto de los nueve pozos seleccionados, pues la conversión de ingresos y egresos parciales en datos generalizados facilita el cálculo de parámetros financieros para el estudio de la viabilidad del sistema de levantamiento por bombeo hidráulico tipo jet en el campo LCI.
- El estudio de las variables financieras permite la delimitación mediante valores de la viabilidad del proyecto, tomando la producción como eje transversal del estudio se tiene que pozos con una producción superior a 30 BOPD se recuperará la inversión en un estimado de 5 meses.

- El pozo macro, representante del proyecto, presenta valores que indican la viabilidad financiera y lo soportan como prospecto interesante de inversión al obtener una tasa de retorno mayor al 25%, un VPN cercano a los 4'700,000 USD y una relación beneficio-costos mayor a 2.

8. RECOMENDACIONES

- Aumentar el número de pozos candidatos a la implementación del proyecto con el propósito de contar con una base de datos más amplia para calcular parámetros financieros y generar tendencias más marcadas en las gráficas de los mismos.
- Validar y reajustar de forma individual para cada pozo la información, enfocándose en la revaluación de las tasas de declinación para hacer más aproximada la estimación de reservas y el potencial de producción de la zona de interés.
- Se recomienda realizar estudios análogos entre otros simuladores para optimizar producción mediante análisis nodal y establecer diferencias y similitudes con los resultados obtenidos en el proyecto presentado.
- Efectuar un estudio de riesgo e incertidumbre a los resultados económicos de tal manera que se tengan escenarios (P10, P50 y P90) que permitan a los tomadores de decisión optar por una opción con una estimación financiera más cercana a la realidad.

BIBLIOGRAFÍA

ADAIR, Paul. Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003

AMAO, Matthew. Electrical Submersible Pumping (ESP) Systems. [En línea]. 2014. Disponible en: <https://fac.ksu.edu.sa/sites/default/files/4-electricalsubmersiblepumps.pdf>

BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Method. Capitulo 6: Jet Pumping. En H. L. Petrie. Volumen 2b. 1980, pp.462 - 479

DALLEY, Stephanie, y OLESON, John Peter. Sennacherib, Archimedes, and the Water Screw: The Context of Invention in the Ancient World, Technology and Culture. 2003, p.1.

DICKIE. Crane Handbook. Toronto: Construction Safety Association of Ontario. 1975.

ECOPETROL. Informe Mensual sobre producción y Estado de los pozos al final del mes, gerencia centro Oriente-Operaciones LCI. Cuadro 7. MES: Junio, 2013.

_____. La Cira Field Incremental Production. Bogotá. 1999, p.9.

_____. Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira Infantas. División de Yacimientos GCO. Informe técnico, 2005.

GOLAN, Michael y CURTIS, Whitson. Well Performance. Tromdheim, Norway: Norwegian University of Science and Technology. 2 ed. Prentice Hall. p.472

LAMBERTH, Christopher y JJ TECH. New generation of hydraulic jet pumps, Disponible: <http://j-jtech.com/products/hydraulic-jet-pumps/>.

MELO, Vinicio. Optimización de la geometría de la bomba hidráulica jet. [En línea]. Bombas Jet. Quito, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial. 2010, p.1. Disponible en: <http://ingenieria.ute.edu.ec/enfoqueute/index.php/revista/article/view/14/13>

MUÑOZ RODRIGUEZ, Álvaro Fabian y TORRES TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Tesis de pregrado, mención en Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2007.

OBREGON VASQUEZ, Cristian Camilo. Estudio financiero del bombeo hidráulico tipo jet pump para la extracción en pozos productores del campo La Cira Infantas. Tesis de pregrado, mención en Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2013

MIRANDA GRIJALVA, Erick Leonardo. Producción de petróleo con bombeo hidráulico tipo jet, utilizando como fluido motriz el agua del sistema de reinyección, en un campo del oriente ecuatoriano. Tesis de pregrado, mención en Ingeniero en Petróleos. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, 2015.

PRIETO, María Elizabeth, OWENS, Brian Keith, LOBO, Adriano, FERNANDEZ, Fabian. Redevelopment Progress for Colombia's La Cira-Infantas Field. Colombia. 2009.

RODRÍGUEZ PAEZ, William Giovanni y ROBLES PEÑA, Carlos Alberto. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. Tesis de pregrado, mención en Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2010.

ROTATING RIGHT. Artificial Lift Systems. 2012. [En línea]. Disponible en: <https://www.rotatingright.com/artificial-systems.htm>

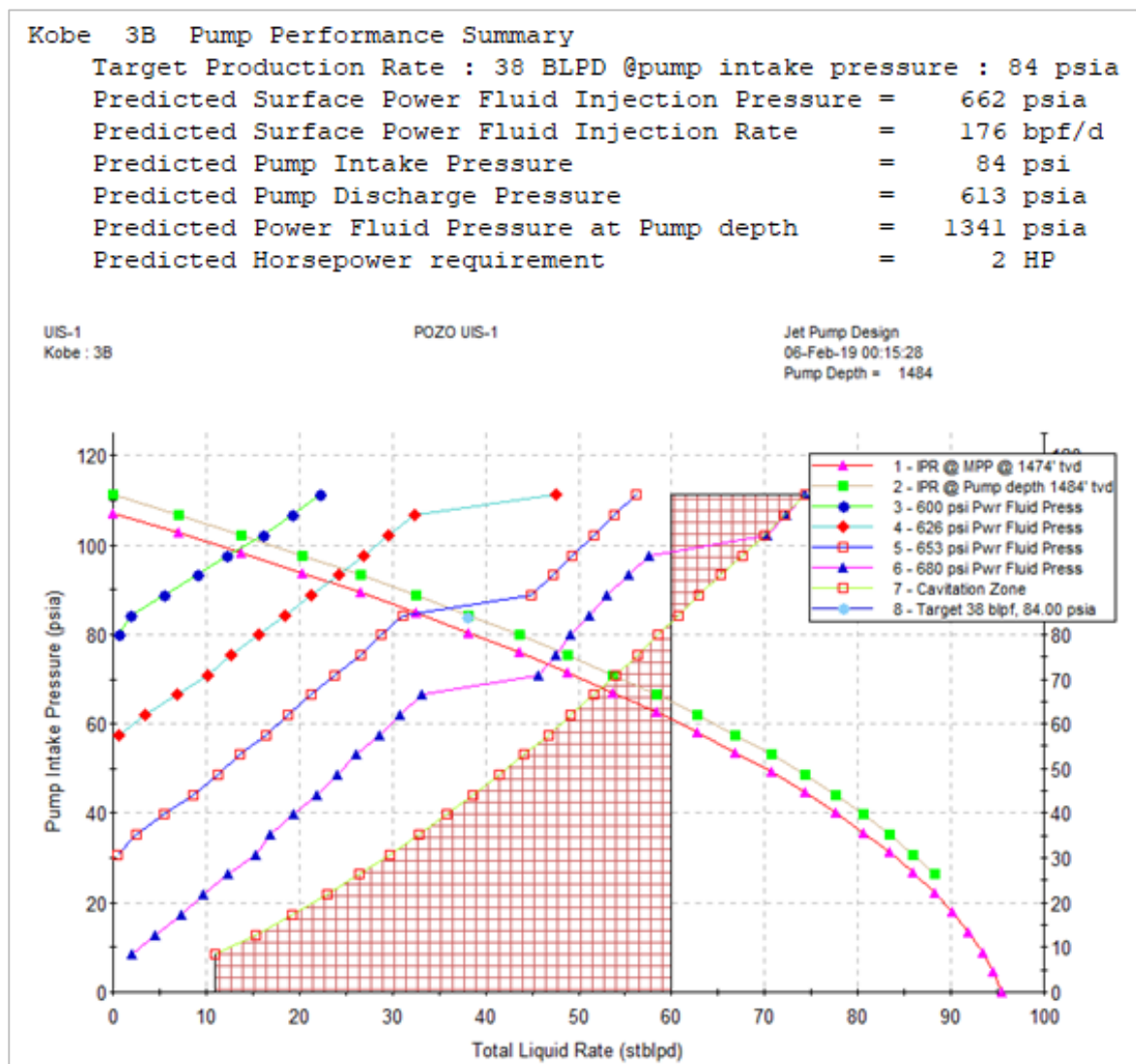
SOLANO DIAZ, Álvaro Andrés. Análisis de información obtenida de registros de pozos y del modelo petrofísico y su integración con la geología del yacimiento para soportar el plan de desarrollo del campo la cira infantas. Tesis de pregrado, mención en Geólogo. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2011, p. 29.

SOLLA PRICE, Derek. Review of Ibn al-Razzaz al-Jazari, The Book of Knowledge of Ingenious Mechanical Devices. Technology and Culture. Vol. 16, No. 1, 1975, p. 81

VALLE TAMAYO, Gustavo Andrés, ROMERO CONSUEGRA, Felipe y CABARCAS SIMANCAS, Manuel Enrique. Predicción de flujo multifásico en sistemas de recolección de crudo. Revista Fuentes: El Reventón Energético, Vol. 15 N° 1. 2017. Disponible en: <https://doi.org/10.18273/revfue.v15n1-2017008>

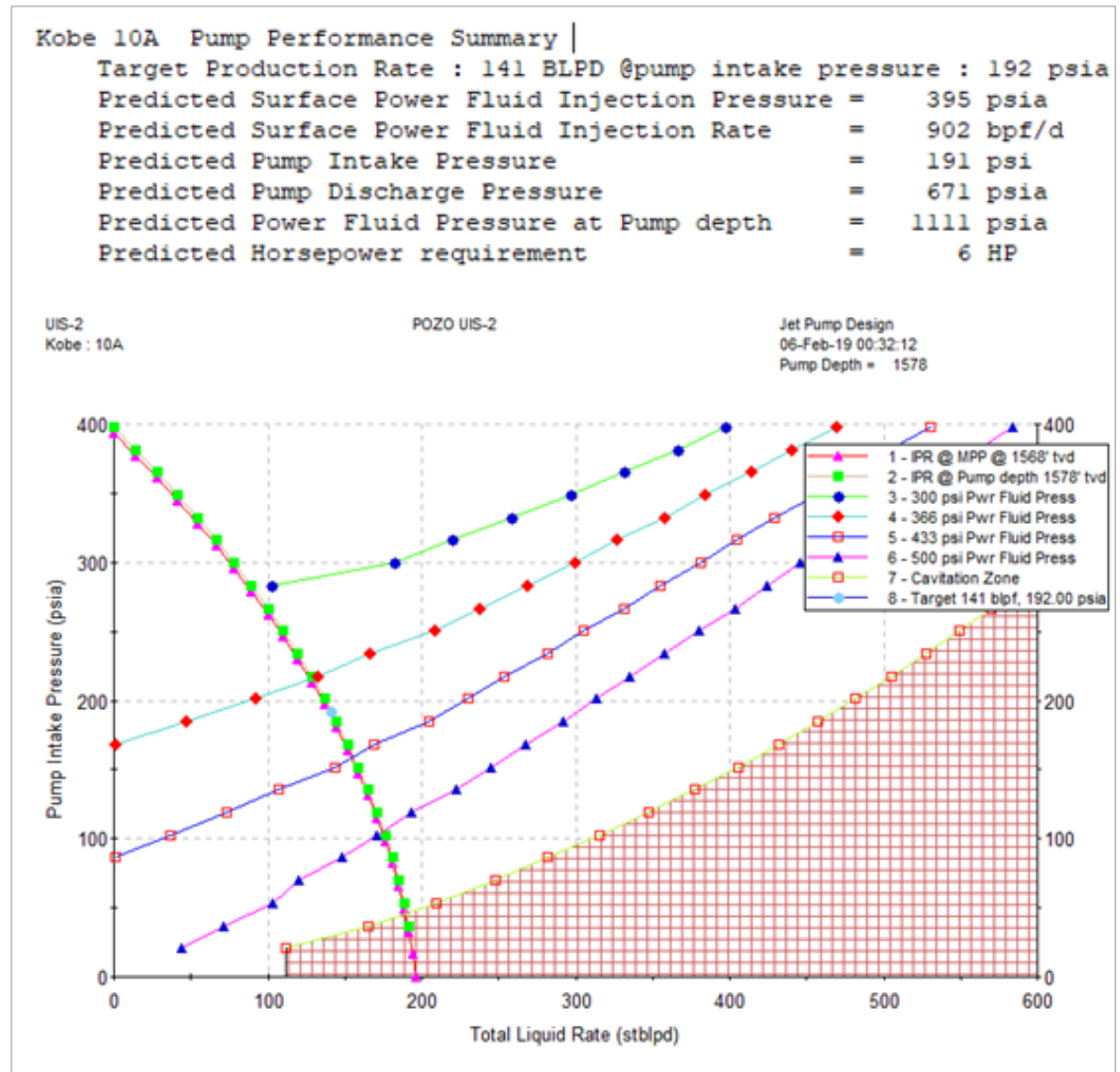
ANEXOS

Anexo A. Resultado análisis técnico pozo UIS-1^(*)



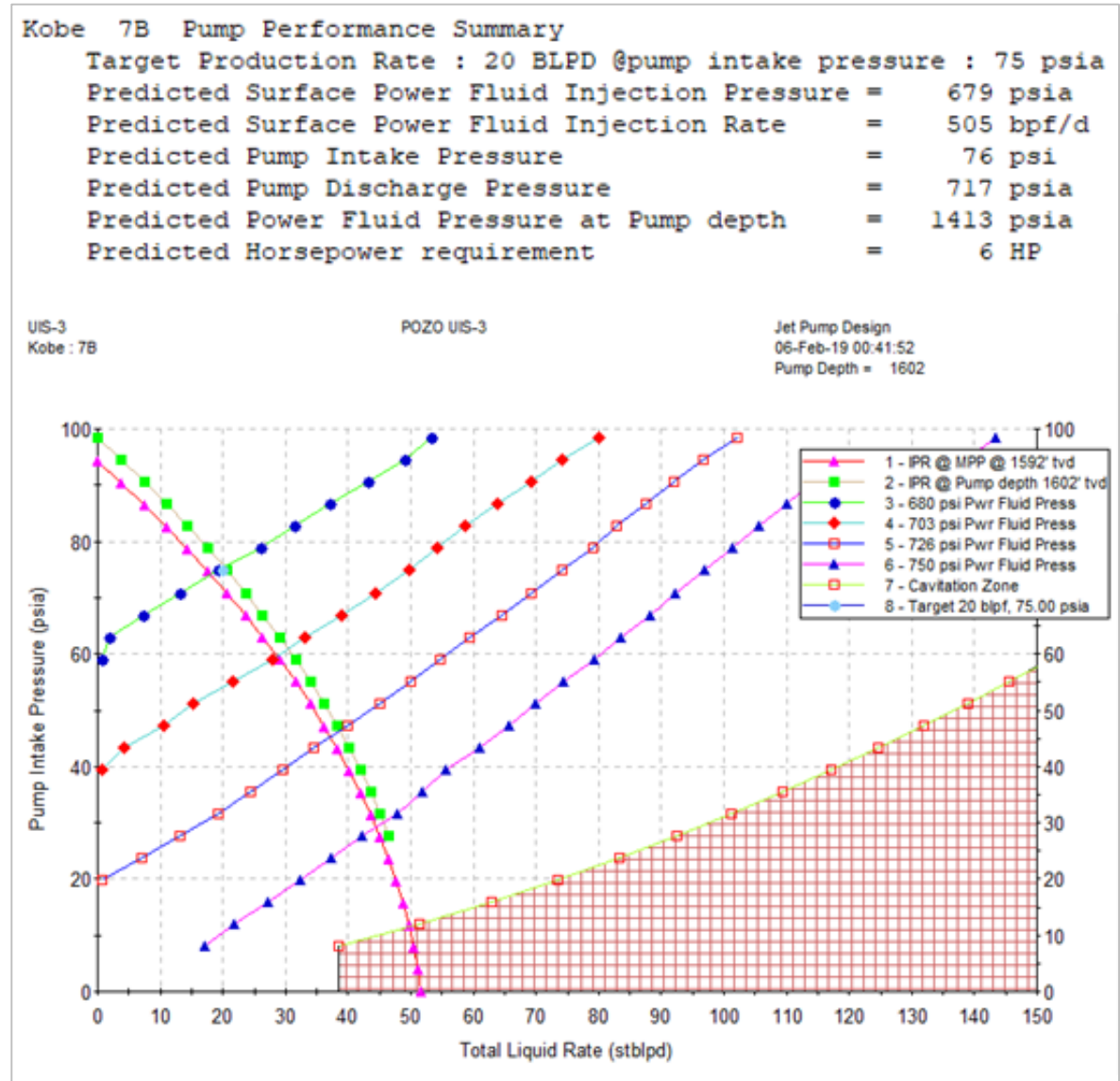
(*) Elaborado en el Software SNAP, Simplified Nodal Analysis Program. Ryder Scott.

Anexo B. Resultado análisis técnico pozo UIS-2^(*)



^(*) Elaborado en el Software SNAP, Simplified Nodal Analysis Program. Ryder Scott.

Anexo C. Resultado análisis técnico pozo UIS-3^(*)



^(*) Elaborado en el Software SNAP, Simplified Nodal Analysis Program. Ryder Scott.

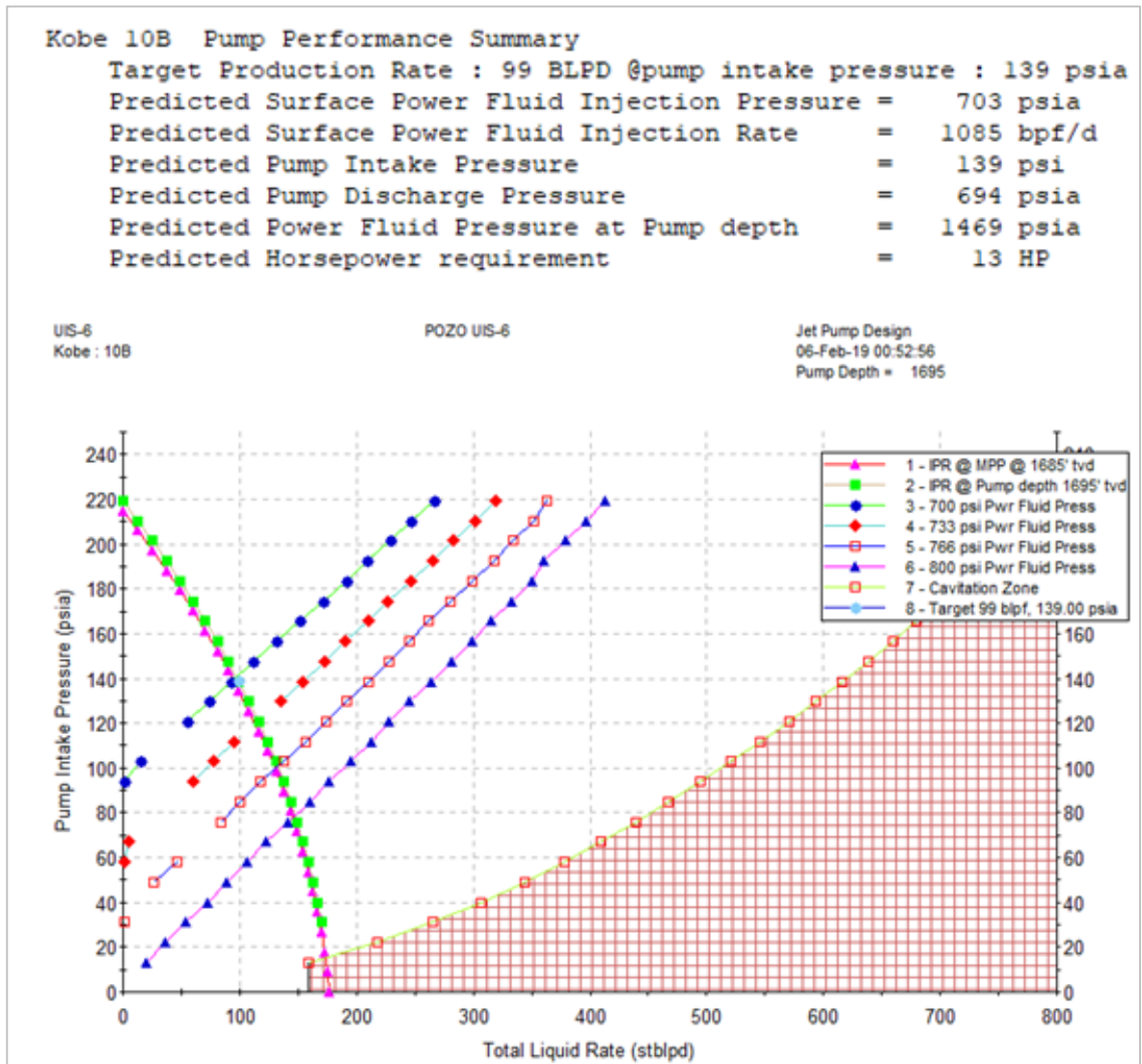
Kobe 5B Pump Performance Summary

Target Production Rate : 25 BLPD @pump intake pressure : 154 psia
 Predicted Surface Power Fluid Injection Pressure = 588 psia
 Predicted Surface Power Fluid Injection Rate = 281 bpf/d
 Predicted Pump Intake Pressure = 155 psi
 Predicted Pump Discharge Pressure = 693 psia
 Predicted Power Fluid Pressure at Pump depth = 1309 psia
 Predicted Horsepower requirement = 3 HP

UIS-5 POZO UIS-5 Jet Pump Design
 Kobe : 5B 06-Feb-19 00:45:54
 Pump Depth = 1574

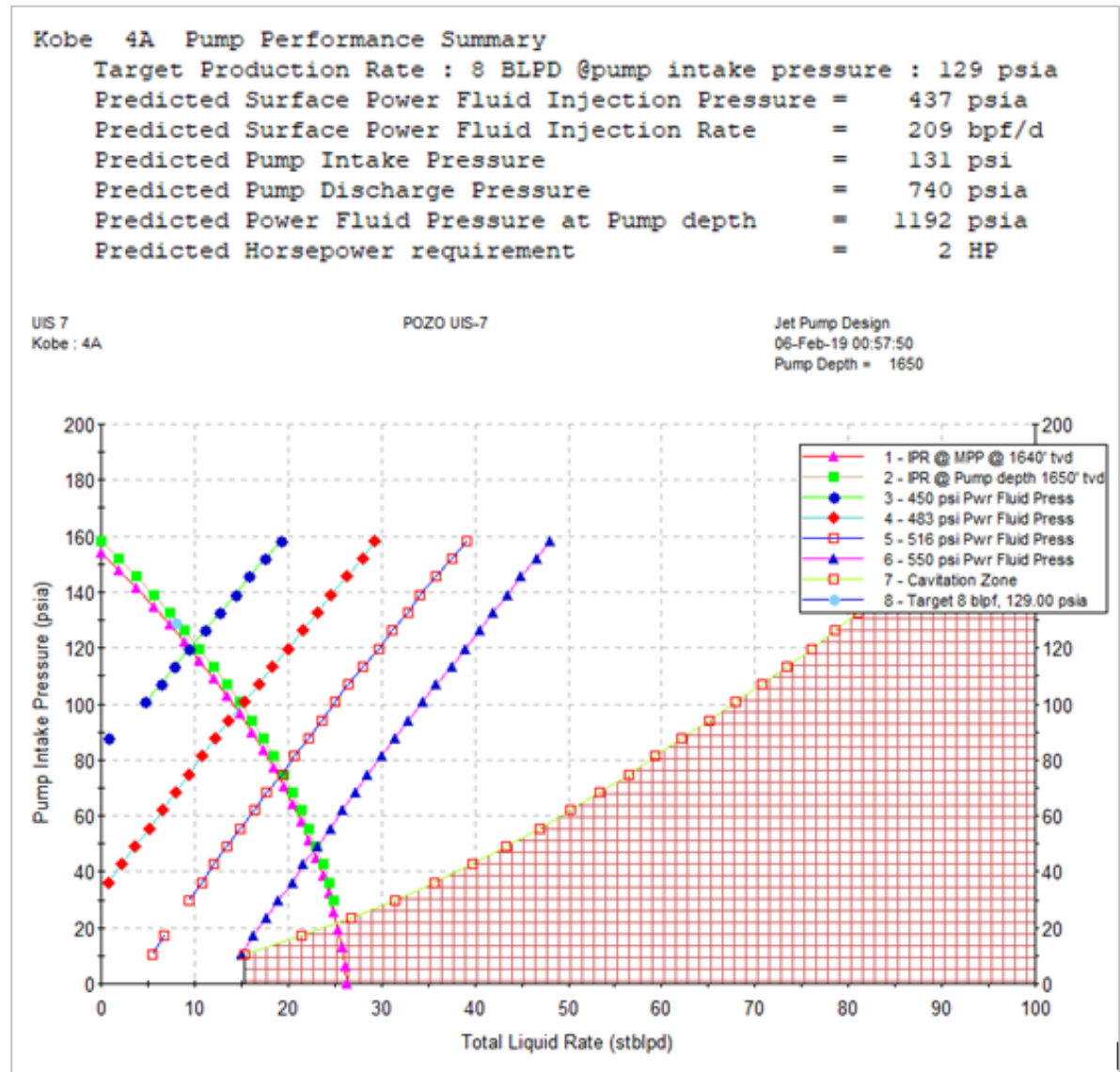
127

Anexo E. Resultado análisis técnico pozo UIS-6^(*)



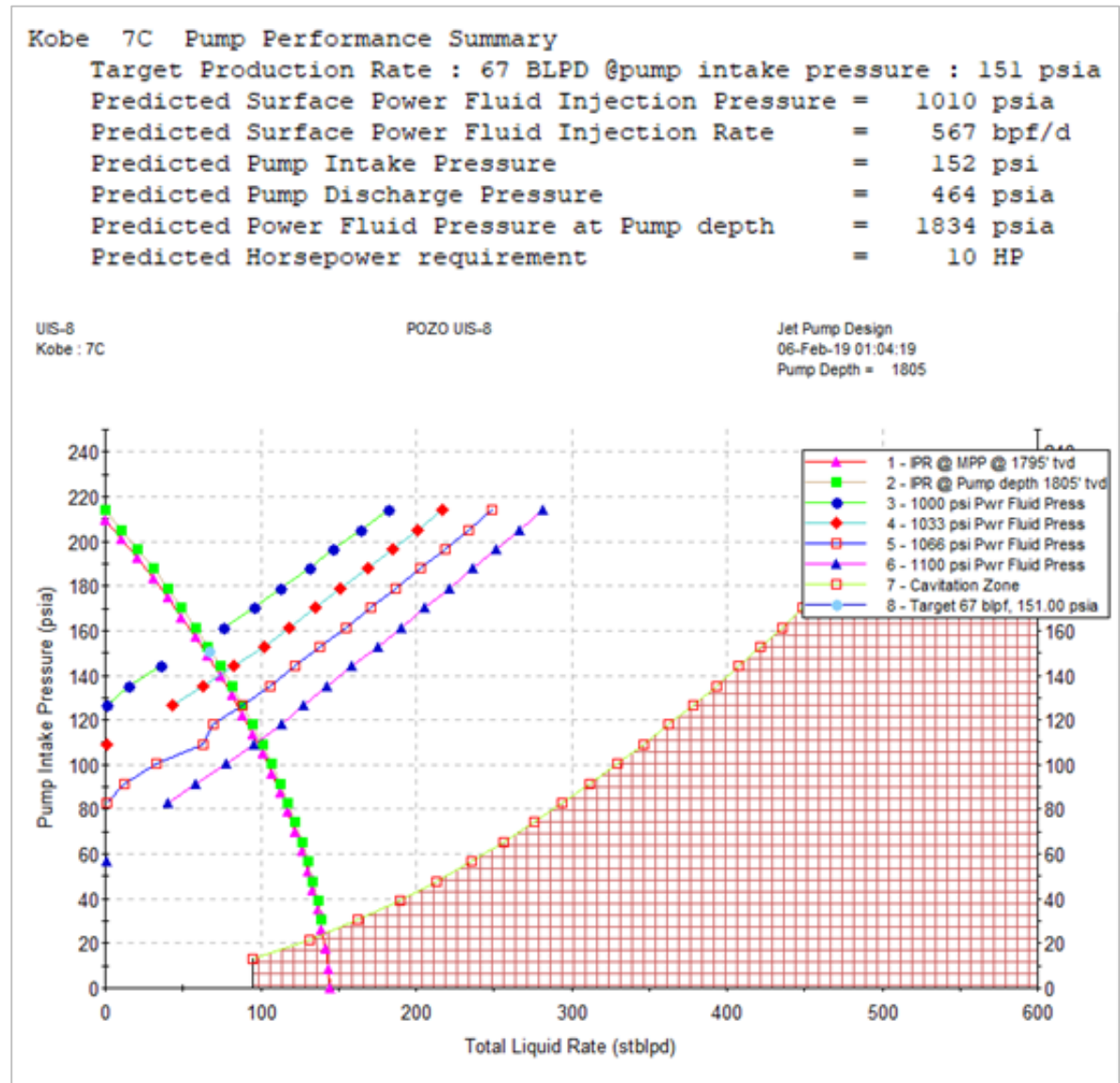
(*) Elaborado en el Software SNAP, Simplified Nodal Analysis Program. Ryder Scott.

Anexo F. Resultado análisis técnico pozo UIS-7^(*)



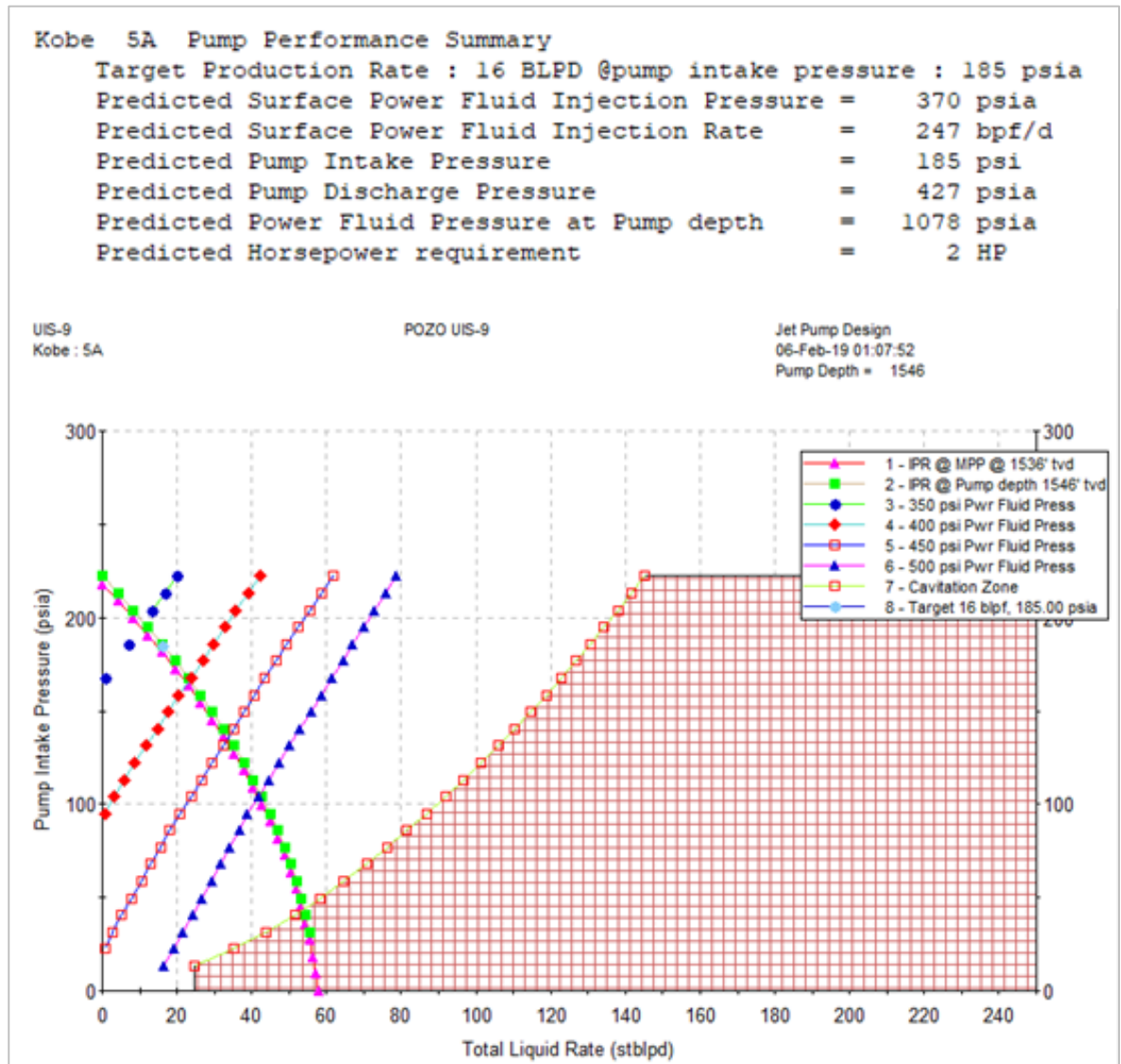
(*) Elaborado en el Software SNAP, Simplified Nodal Analysis Program. Ryder Scott.

Anexo G. Resultado análisis técnico pozo UIS-8(*)



(*) Elaborado en el Software SNAP, Simplified Nodal Analysis Program. Ryder Scott.

Anexo H. Resultado análisis técnico pozo UIS-9^(*)



^(*) Elaborado en el Software SNAP, Simplified Nodal Analysis Program. Ryder Scott.

Anexo I. Resultado análisis financiero pozo UIS-1

	PROD DIARIA	BSW	PROD BRUTA		REGALÍAS		PROD NETA		VENTA (\$)		COSTO OPERACIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	COSTO NETO (\$)	FLUJO CAJA (\$)	I.RENTA (\$)	FCL (\$)	FCL. ACUM (\$)	PAYBACK
MES	BFPD	%	BOPD	MES	BOPD	MES	BOPD	MES	PREC	GANAN								
0	0	0	0	0	0	0	0	0	48	0	0	64,000	64000	64,000	-64,000	-64,000	-64,000	GO
1	38.0	14	32.7	980.4	3.9	117.6	28.8	862.8	48	41,412	11,216		11,216	30,196	10,871	19,326	-44,674	GO
2	37.3	14	32.1	962.9	3.9	115.5	28.2	847.3	48	40,672	11,015		11,015	29,657	10,676	18,980	-25,694	GO
3	37.0	14	31.8	954.3	3.8	114.5	28.0	839.8	48	40,308	10,917		10,917	29,392	10,581	18,811	-6,884	GO
4	36.7	14	31.5	945.8	3.8	113.5	27.7	832.3	48	39,949	10,820		10,819	29,129	10,487	18,643	11,759	GO
5	36.3	14	31.2	937.4	3.7	112.5	27.5	824.9	48	39,594	10,723		10,723	28,870	10,393	18,477	30,236	GO
6	36.0	14	31.0	929.0	3.7	111.5	27.3	817.6	48	39,243	10,628	2,500	13,128	26,114	9,401	16,713	46,950	GO
7	35.7	14	30.7	920.8	3.7	110.5	27.0	810.3	48	38,896	10,534		10,534	28,361	10,210	18,151	65,101	GO
8	35.4	14	30.4	912.7	3.7	109.5	26.8	803.2	48	38,552	10,441		10,441	28,111	10,120	17,991	83,092	GO
9	35.1	14	30.2	904.7	3.6	108.6	26.5	796.1	48	38,213	10,349		10,349	27,864	10,031	17,833	100,925	GO
10	34.8	14	29.9	896.7	3.6	107.6	26.3	789.1	48	37,878	10,259		10,258	27,619	9,943	17,676	118,601	GO
11	34.5	14	29.6	888.9	3.6	106.7	26.1	782.2	48	37,546	10,169		10,168	27,378	9,856	17,522	136,123	GO
12	34.2	14	29.4	881.1	3.5	105.7	25.8	775.4	48	37,219	10,080	2,500	12,580	24,639	8,870	15,769	151,891	GO
13	33.9	14	29.1	873.5	3.5	104.8	25.6	768.6	48	36,895	9,992		9,992	26,902	9,685	17,217	169,109	GO
14	33.6	14	28.9	865.9	3.5	103.9	25.4	762.0	48	36,574	9,905		9,905	26,669	9,601	17,068	186,177	GO
15	33.3	14	28.6	858.4	3.4	103.0	25.2	755.4	48	36,257	9,820	20,000	29,819	64,38	2,318	4,120	190,297	GO
24	30.8	14	26.5	794.5	3.2	95.3	23.3	699.2	48	33,561	9,089	2,500	11,589	21,971	7,910	14,062	332,992	GO
30	29.3	14	25.2	755.4	3.0	90.6	22.2	664.7	48	31,907	8,641	22,500	31,141	765	275	490	409,836	GO
36	27.9	14	24.0	718.7	2.9	86.2	21.1	632.4	48	30,357	8,222	2,500	10,721	19,635	7,069	12,566	495,020	STOP
48	25.3	14	21.7	652.0	2.6	78.2	19.1	573.7	48	27,539	7,459	2,500	9,958	17,581	6,329	11,252	640,306	STOP
60	23.0	14	19.8	593.1	2.4	71.2	17.4	521.9	48	25,053	6,785	22,500	29,285	-4,233	--	-4,233	769,318	STOP

Anexo J. Resultado análisis financiero pozo UIS-2

	PROD DIARIA	BSW	PROD BRUTA		REGALÍAS		PROD NETA		VENTA (\$)		COSTO OPERACIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	COSTO NETO (\$)	FLUJO CAJA (\$)	I.RENTA (\$)	FCL (\$)	FCL. ACUM (\$)	PAYBACK
MES	BFPD	%	BOPD	MES	BOPD	MES	BOPD	MES	PREC	GANAN								
0	0	0	0	0	0	0	0	0	48	0	0	64,000	64,000	-64,000	--	-64,000	-64,000	GO
1	141.0	42	81.8	2453.4	9.8	294.4	72.0	2,159.0	48	103,632	28,067		28,067	75,565	27,203	48,361	-15,639	GO
2	138.5	42	80.3	2,409.6	9.6	289.1	70.7	2,120.4	48	101,780	27,565		27,565	74,214	26,717	47,497	31,859	STOP
3	137.2	42	79.6	2,388.0	9.6	286.6	70.0	2,101.5	48	100,870	27,319		27,319	73,551	26,478	47,072	78,931	STOP
4	136.0	42	78.9	2,366.7	9.5	284.0	69.4	2,082.7	48	99,970	27,075		27,075	72,895	26,242	46,653	125,584	STOP
5	134.8	42	78.2	2,345.7	9.4	281.5	68.8	2,064.2	48	99,081	26,835		26,835	72,247	26,009	46,238	171,822	STOP
6	133.6	42	77.5	2,324.9	9.3	279.0	68.2	2,045.9	48	98,203	26,597	2,500	29,097	69,106	24,878	44,228	21,6,050	STOP
7	132.4	42	76.8	2,304.3	9.2	276.5	67.6	2,027.8	48	97,334	26,361		26,361	70,973	25,550	45,423	261,472	STOP
8	131.3	42	76.1	2,284.0	9.1	274.1	67.0	2,009.9	48	96,475	26,129		26,129	70,347	25,325	45,022	306,494	STOP
9	130.1	42	75.5	2,263.9	9.1	271.7	66.4	1,992.2	48	95,626	25,899		25,899	69,728	25,102	44,626	351,120	STOP
10	129.0	42	74.8	2,244.0	9.0	269.3	65.8	1,974.7	48	94,787	25,672		25,672	69,116	24,882	44,234	395,354	STOP
11	127.8	42	74.1	2,224.4	8.9	266.9	65.2	1,957.5	48	93,958	25,447		25,447	68,511	24,664	43,847	439,201	STOP
12	126.7	42	73.5	2,205.0	8.8	264.6	64.7	1,940.4	48	93,138	25,225	2,500	27,725	65,413	23,549	41,864	481,065	STOP
13	125.6	42	72.9	2,185.8	8.7	262.3	64.1	1,923.5	48	92,327	25,005		25,005	67,322	24,236	43,086	524,151	STOP
14	124.5	42	72.2	2,166.8	8.7	260.0	63.6	1,906.8	48	91,525	24,788		24,788	66,737	24,025	42,712	566,862	STOP
15	123.4	42	71.6	2,148.0	8.6	257.8	63.0	1,890.3	48	90,732	24,573	20,000	44,573	46,159	16,617	29,542	596,404	STOP
24	114.3	42	66.3	1,988.3	8.0	238.6	58.3	1,749.7	48	83,984	22,746	2,500	25,246	58,738	21,146	37,593	958,299	STOP
30	108.6	42	63.0	1,890.3	7.6	226.8	55.4	1,663.4	48	79,844	21,625	22,500	44,125	35,720	12,859	22,861	1'172,231	STOP
36	103.4	42	59.9	1,798.4	7.2	215.8	52.8	1,582.6	48	75,966	20,574	2,500	23,074	52,892	19,041	33,851	1'387,804	STOP
48	93.8	42	54.4	1,631.5	6.5	195.8	47.9	1,435.7	48	68,916	18,665	2,500	21,165	47,751	17,190	30,561	1'775,415	STOP
60	85.3	42	49.5	1,484.2	5.9	178.1	43.5	1,306.1	48	62,693	16,979	22,500	39,479	23,213	8,357	14,857	2'126,112	STOP

Anexo K. Resultado análisis financiero pozo UIS-3

	PROD DIARIA	BSW	PROD BRUTA		REGALÍAS		PROD NETA		VENTA (\$)		COSTO OPERACIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	COSTO NETO (\$)	FLUJO CAJA (\$)	I.RENTA (\$)	FCL (\$)	FCL. ACUM (\$)	PAYBACK
MES	BFPD	%	BOPD	MES	BOPD	MES	BOPD	MES	PREC	GANAN								
0	0	0	0	0	0	0	0	0	48	0	0	64,000	64,000	-64000	--	-64,000	-64,000	GO
1	20.0	45	11.0	330.0	1.3	39.6	9.7	290.4	48	13,939	3,775		3,775	10,164	3,659	6,505	-57,495	GO
2	19.6	45	10.8	324.1	1.3	38.9	9.5	285.2	48	13,690	3,708		3,708	9,982	3,594	6,389	-51,106	GO
3	19.5	45	10.7	321.2	1.3	38.5	9.4	282.7	48	13,568	3,675		3,675	9,893	3,562	6,332	-44,775	GO
4	19.3	45	10.6	318.3	1.3	38.2	9.3	280.1	48	13,447	3,642		3,642	9,805	3,530	6,275	-38,500	GO
5	19.1	45	10.5	315.5	1.3	37.9	9.3	277.6	48	13,327	3,609		3,609	9,718	3,498	6,219	-32,280	GO
6	19.0	45	10.4	312.7	1.3	37.5	9.2	275.2	48	13,209	3,577	2,500	6,077	7,132	2,567	4,564	-27,716	GO
7	18.8	45	10.3	309.9	1.2	37.2	9.1	272.8	48	13,092	3,546		3,546	9,546	3,437	6,110	-21,606	GO
8	18.6	45	10.2	307.2	1.2	36.9	9.0	270.3	48	12,977	3,515		3,515	9,462	3,406	6,056	-15,551	GO
9	18.5	45	10.2	304.5	1.2	36.5	8.9	268.0	48	12,862	3,484		3,484	9,379	3,376	6,002	-9,548	GO
10	18.3	45	10.1	301.8	1.2	36.2	8.9	265.6	48	12,750	3,453		3,453	9,297	3,347	5,950	-3,598	GO
11	18.1	45	10.0	299.2	1.2	35.9	8.8	263.3	48	12,638	3,423		3,423	9,215	3,317	5,898	2,299	STOP
12	18.0	45	9.9	296.6	1.2	35.6	8.7	261.0	48	12,528	3,393	2,500	5,893	6,635	2,389	4,246	6,546	STOP
13	17.8	45	9.8	294.0	1.2	35.3	8.6	258.7	48	12,419	3,363		3,363	9,055	3,260	5,795	12,341	STOP
14	17.7	45	9.7	291.4	1.2	35.0	8.5	256.5	48	12,311	3,334		3,334	8,977	3,232	5,745	18,086	STOP
15	17.5	45	9.6	288.9	1.2	34.7	8.5	254.3	48	12,204	3,305	20,000	23,305	-11,101	--	-11,101	6,985	STOP
24	16.2	45	8.9	267.4	1.1	32.1	7.8	235.3	48	11,296	3,059	2,500	5,559	5,737	2,065	3,672	52,893	STOP
30	15.4	45	8.5	254.3	1.0	30.5	7.5	223.7	48	10,740	2,909	22,500	25,409	-14,669	--	-14,669	63,924	STOP
36	14.7	45	8.1	241.9	1.0	29.0	7.1	212.9	48	10,218	2,767	2,500	5,267	4,951	1,782	3,168	91,536	STOP
48	13.3	45	7.3	219.5	0.9	26.3	6.4	193.1	48	9,270	2,511	2,500	5,011	4,259	1,533	2,726	125,117	STOP
60	12.1	45	6.7	199.6	0.8	24.0	5.9	175.7	48	8,433	2,284	22,500	24,784	16,351	--	16,351	152,554	STOP

Anexo L. Resultado análisis financiero pozo UIS-5

	PROD DIARIA	BSW	PROD BRUTA		REGALÍAS		PROD NETA		VENTA (\$)		COSTO OPERACIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	COSTO NETO (\$)	FLUJO CAJA (\$)	I.RENTA (\$)	FCL (\$)	FCL. ACUM (\$)	PAYBACK
MES	BFPD	%	BOPD	MES	BOPD	MES	BOPD	MES	PREC	GANAN								
0	0	0	0	0	0	0	0	0	48	0	0	64,000	64,000	-64,000	--	-64,000	-64,000	GO
1	25.0	26	18.5	555.0	2.2	66.6	16.3	488.4	48	23,443	6,349		6,349	17,094	6,154	10,940	-53,060	GO
2	24.6	26	18.2	545.1	2.2	65.4	16.0	479.7	48	23,024	6,236		6,236	16,789	6,044	10,745	-42,315	GO
3	24.3	26	18.0	540.2	2.2	64.8	15.8	475.4	48	22,818	6,180		6,180	16,638	5,990	10,649	-31,667	GO
4	24.1	26	17.8	535.4	2.1	64.2	15.7	471.1	48	22,615	6,125		6,125	16,490	5,936	10,554	-21,113	GO
5	23.9	26	17.7	530.6	2.1	63.7	15.6	467.0	48	22,414	6,070		6,070	16,343	5,884	10,460	-10,653	GO
6	23.7	26	17.5	525.9	2.1	63.1	15.4	462.8	48	22,215	6,017	2,500	8,517	13,698	4,931	8,767	-1,886	GO
7	23.5	26	17.4	521.3	2.1	62.6	15.3	458.7	48	22,019	5,963		5,963	16,055	5,780	10,275	8,389	STOP
8	23.3	26	17.2	516.7	2.1	62.0	15.2	454.7	48	21,824	5,911		5,911	15,914	5,729	10,185	18,574	STOP
9	23.1	26	17.1	512.1	2.0	61.5	15.0	450.7	48	21,632	5,859		5,859	15,774	5,678	10,095	28,669	STOP
10	22.9	26	16.9	507.6	2.0	60.9	14.9	446.7	48	21,442	5,807		5,807	15,635	5,629	10,006	38,675	STOP
11	22.7	26	16.8	503.2	2.0	60.4	14.8	442.8	48	21,255	5,757		5,757	15,498	5,579	9,919	48,594	STOP
12	22.5	26	16.6	498.8	2.0	59.9	14.6	438.9	48	21,069	5,706	2,500	8,206	12,863	4,631	8,232	56,827	STOP
13	22.3	26	16.5	494.5	2.0	59.3	14.5	435.1	48	20,886	5,657		5,657	15,229	5,483	9,747	66,573	STOP
14	22.1	26	16.3	490.2	2.0	58.8	14.4	431.3	48	20,704	5,607		5,607	15,097	5,435	9,662	76,235	STOP
15	21.9	26	16.2	485.9	1.9	58.3	14.3	427.6	48	20,525	5,559	20,000	25,559	-5,034	--	-5,034	71,202	STOP
24	20.3	26	15.0	449.8	1.8	54.0	13.2	395.8	48	18,999	5,145	2,500	7,645	11,353	4,087	7,266	150,592	STOP
30	19.3	26	14.3	427.6	1.7	51.3	12.5	376.3	48	18,062	4,892	22,500	27,392	-9,330	--	-9,330	184,486	STOP
36	18.3	26	13.6	406.8	1.6	48.8	11.9	358.0	48	17,185	4,654	2,500	7,154	10,031	3,611	6,420	232,014	STOP
48	16.6	26	12.3	369.1	1.5	44.3	10.8	324.8	48	15,590	4,222	2,500	6,722	8,868	3,192	5,675	304,310	STOP
60	15.1	26	11.2	335.8	1.3	40.3	9.8	295.5	48	14,182	3,841	22,500	26,341	-12,159	--	-12,159	366,886	STOP

Anexo M. Resultado análisis financiero pozo UIS-6

M E S	PROD DIARI A	BS W	PROD BRUTA		REGALÍAS		PROD NETA		VENTA (\$)		COSTO OPERA CIÓN (\$)	INVERS IÓN (\$)	COST O NETO (\$)	FLUJO CAJA (\$)	I.RENT A (\$)	FCL (\$)	FCL. ACUM (\$)	PAYB ACK
	BFPD	%	BOPD	MES	BOPD	MES	BOPD	MES	PREC	GANAN								
0	0	0	0	0	0	0	0	0	48	0	0	64.000	64,000	-64,000	--	-64,000	-64,000	GO
1	99.0	81	18.8	564.3	2.3	67.7	16.6	496.6	48	23,836	6,456		6,456	17,380	6,257	11,123	-52,877	GO
2	97.2	81	18.5	554.2	2.2	66.5	16.3	487.7	48	23,410	6,340		6,340	17,070	6,145	10,925	-41,952	GO
3	96.4	81	18.3	549.3	2.2	65.9	16.1	483.3	48	23,201	6,284		6,284	16,917	6,090	10,827	-31,125	GO
4	95.5	81	18.1	544.4	2.2	65.3	16.0	479.0	48	22,994	6,228		6,228	16,766	6,036	10,730	-20,394	GO
5	94.7	81	18.0	539.5	2.2	64.7	15.8	474.8	48	22,789	6,172		6,172	16,617	5,982	10,635	-9,759	GO
6	93.8	81	17.8	534.7	2.1	64.2	15.7	470.6	48	22,587	6,117	2,500	8,617	13,970	5,029	8,941	-819	GO
7	93.0	81	17.7	530.0	2.1	63.6	15.5	466.4	48	22,388	6,063		6,063	16,324	5,877	10,448	9,629	STOP
8	92.2	81	17.5	525.3	2.1	63.0	15.4	462.3	48	22,190	6,010		6,010	16,180	5,825	10,355	19,984	STOP
9	91.4	81	17.4	520.7	2.1	62.5	15.3	458.2	48	21,995	5,957		5,957	16,038	5,774	10,264	30,249	STOP
10	90.6	81	17.2	516.1	2.1	61.9	15.1	454.2	48	21,802	5,905		5,905	15,897	5,723	10,174	40,423	STOP
11	89.8	81	17.1	511.6	2.0	61.4	15.0	450.2	48	21,611	5,853		5,853	15,758	5,673	10,085	50,508	STOP
12	89.0	81	16.9	507.2	2.0	60.9	14.9	446.3	48	21,422	5,802	2,500	8,302	13,120	4,723	8,397	58,905	STOP
13	88.2	81	16.8	502.7	2.0	60.3	14.7	442.4	48	21,236	5,751		5,751	15,484	5,574	9,910	68,815	STOP
14	87.4	81	16.6	498.4	2.0	59.8	14.6	438.6	48	21,051	5,701		5,701	15,350	5,526	9,824	78,639	STOP
15	86.7	81	16.5	494.1	2.0	59.3	14.5	434.8	48	20,869	5,652	20,000	25,652	-4,783	--	-4,783	73,856	STOP
24	80.2	81	15.2	457.3	1.8	54.9	13.4	402.4	48	19,317	5,232	2,500	7,732	11,585	4,171	7,415	154,631	STOP
30	76.3	81	14.5	434.8	1.7	52.2	12.8	382.6	48	18,365	4,974	22,500	27,474	-9,109	--	-9,109	189,469	STOP
36	72.6	81	13.8	413.7	1.7	49.6	12.1	364.0	48	17,473	4,732	2,500	7,232	10,241	3,687	6,554	237,821	STOP
48	65.8	81	12.5	375.3	1.5	45.0	11.0	330.2	48	15,851	4,293	2,500	6,793	9,058	3,261	5,797	311,717	STOP
60	59.9	81	11.4	341.4	1.4	41.0	10.0	300.4	48	14,420	3,905	22,500	26,405	-11,986	--	-11,986	375,745	STOP

Anexo N. Resultado análisis financiero pozo UIS-7

MES	PROD DIARIA	BSW	PROD BRUTA		REGALÍAS		PROD NETA		VENTA (\$)		COSTO OPERACIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	COSTO NETO (\$)	FLUJO CAJA (\$)	I.RENTA (\$)	FCL (\$)	FCL. ACUM (\$)	PAYBACK
	BFPD	%	BOPD	MES	BOPD	MES	BOPD	MES	PREC	GANAN								
0	0	0	0	0	0	0	0	0	48	0	0	64,000	64,000	-64,000	--	-64000	-64,000	GO
1	8.0	62	3.0	91.2	0.4	10.9	2.7	80.3	48	3,852	1,043		1,043	2,809	1,011	1,798	-62,202	GO
2	7.9	62	3.0	89.6	0.4	10.7	2.6	78.8	48	3,783	1,025		1,025	2,759	993	1,766	-60,437	GO
3	7.8	62	3.0	88.8	0.4	10.7	2.6	78.1	48	3,750	1,016		1,016	2,734	984	1,750	-58,687	GO
4	7.7	62	2.9	88.0	0.4	10.6	2.6	77.4	48	3,716	1,006		1,006	2,710	975	1,734	-56,953	GO
5	7.6	62	2.9	87.2	0.3	10.5	2.6	76.7	48	3,683	998		998	2,686	967	1,719	-55,234	GO
6	7.6	62	2.9	86.4	0.3	10.4	2.5	76.1	48	3,650	989	2,500	3,489	162	58	104	-55,130	GO
7	7.5	62	2.9	85.7	0.3	10.3	2.5	75.4	48	3,618	980		980	2,638	950	1,688	-53,442	GO
8	7.4	62	2.8	84.9	0.3	10.2	2.5	74.7	48	3,586	971		971	2,615	941	1,674	-51,768	GO
9	7.4	62	2.8	84.2	0.3	10.1	2.5	74.1	48	3,555	963		963	2,592	933	1,659	-50,109	GO
10	7.3	62	2.8	83.4	0.3	10.0	2.4	73.4	48	3,524	954		954	2,569	925	1,644	-48,465	GO
11	7.3	62	2.8	82.7	0.3	9.9	2.4	72.8	48	3,493	946		946	2,547	917	1,630	-46,835	GO
12	7.2	62	2.7	82.0	0.3	9.8	2.4	72.1	48	3,462	938	2,500	3,438	25	9	16	-46,819	GO
13	7.1	62	2.7	81.3	0.3	9.8	2.4	71.5	48	3,432	930		930	2,503	901	1,602	-45,218	GO
14	7.1	62	2.7	80.5	0.3	9.7	2.4	70.9	48	3,402	921		921	2,481	893	1,588	-43,630	GO
15	7.0	62	2.7	79.8	0.3	9.6	2.3	70.3	48	3,373	913	20,000	20,913	-17,541	--	-17,541	-61,171	GO
24	6.5	62	2.5	73.9	0.3	8.9	2.2	65.0	48	3,122	846	2,500	3,346	-224	--	-224	-50,917	GO
30	6.2	62	2.3	70.3	0.3	8.4	2.1	61.8	48	2,968	804	22,500	23,304	-20,336	--	-20,336	-64,150	GO
36	5.9	62	2.2	66.9	0.3	8.0	2.0	58.8	48	2,824	765	2,500	3,265	-441	--	-441	-57,836	GO
48	5.3	62	2.0	60.6	0.2	7.3	1.8	53.4	48	2,562	694	2,500	3,194	-632	--	-632	-65,765	GO
60	4.8	62	1.8	55.2	0.2	6.6	1.6	48.6	48	2,330	631	22,500	23,131	-20,801	--	-20,801	-75,881	GO

Anexo O. Resultado análisis financiero pozo UIS-8

	PROD DIARIA	BSW	PROD BRUTA		REGALÍAS		PROD NETA		VENTA (\$)		COSTO OPERACIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	COSTO NETO (\$)	FLUJO CAJA (\$)	I.RENTA (\$)	FCL (\$)	FCL. ACUM (\$)	PAYBACK
MES	BFPD	%	BOPD	MES	BOPD	MES	BOPD	MES	PREC	GANAN								
0	0	0	0	0	0	0	0	0	48	0	0	64,000	64,000	-64,000	--	-64,000	-64,000	GO
1	67.0	81	12.7	381.9	1.5	45.8	11.2	336.1	48	16,131	4,369		4,369	11,763	4,235	7,528	-56,472	GO
2	65.8	81	12.5	375.1	1.5	45.0	11.0	330.1	48	15,843	4,291		4,291	11,552	4,159	7,393	-49,079	GO
3	65.2	81	12.4	371.7	1.5	44.6	10.9	327.1	48	15,702	4,252		4,252	11,449	4,122	7,327	-41,751	GO
4	64.6	81	12.3	368.4	1.5	44.2	10.8	324.2	48	15,562	4,215		4,215	11,347	4,085	7,262	-34,489	GO
5	64.1	81	12.2	365.1	1.5	43.8	10.7	321.3	48	15,423	4,177		4,177	11,246	4,049	7,197	-27,292	GO
6	63.5	81	12.1	361.9	1.4	43.4	10.6	318.5	48	15,286	4,140	2,500	6,640	8,646	3,113	5,534	-21,758	GO
7	62.9	81	12.0	358.7	1.4	43.0	10.5	315.6	48	15,151	4,103		4,103	11,048	3,977	7,071	-14,687	GO
8	62.4	81	11.9	355.5	1.4	42.7	10.4	312.9	48	15,017	4,067		4,067	10,950	3,942	7,008	-7,679	GO
9	61.8	81	11.7	352.4	1.4	42.3	10.3	310.1	48	14,885	4,031		4,031	10,854	3,907	6,947	-733	GO
10	61.3	81	11.6	349.3	1.4	41.9	10.2	307.4	48	14,755	3,996		3,996	10,759	3,873	6,886	6,153	STOP
11	60.7	81	11.5	346.3	1.4	41.6	10.2	304.7	48	14,626	3,961		3,961	10,665	3,839	6,825	12,978	STOP
12	60.2	81	11.4	343.2	1.4	41.2	10.1	302.0	48	14,498	3,927	2,500	6,427	8,071	2,906	5,166	18,144	STOP
13	59.7	81	11.3	340.2	1.4	40.8	10.0	299.4	48	14,372	3,892		3,892	10,479	3,773	6,707	24,851	STOP
14	59.2	81	11.2	337.3	1.3	40.5	9.9	296.8	48	14,247	3,859		3,859	10,388	3,740	6,649	31,499	STOP
15	58.7	81	11.1	334.4	1.3	40.1	9.8	294.2	48	14,124	3,825	20,000	23,825	-9,702	--	-9,702	21,798	STOP
24	54.3	81	10.3	309.5	1.2	37.1	9.1	272.4	48	13,073	3,541	2,500	6,041	7,032	2,532	4,501	75,429	STOP
30	51.6	81	9.8	294.2	1.2	35.3	8.6	258.9	48	12,429	3,366	22,500	25,866	-13,437	--	-13,437	91,734	STOP
36	49.1	81	9.3	279.9	1.1	33.6	8.2	246.4	48	11,825	3,203	2,500	5,703	6,122	2,204	3,918	123,939	STOP
48	44.6	81	8.5	254.0	1.0	30.5	7.4	223.5	48	10,728	2,905	2,500	5,405	5,322	1,916	3,406	166,451	STOP
60	40.5	81	7.7	231.0	0.9	27.7	6.8	203.3	48	9,759	2,643	22,500	25,143	-	--	-	201,993	STOP
														15,384		15,384		

Anexo P. Resultado análisis financiero pozo UIS-9

MES	PROD DIARIA	BSW	PROD BRUTA		REGALÍAS		PROD NETA		VENTA (\$)		COSTO OPERACIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	COSTO NETO (\$)	FLUJO CAJA (\$)	I.RENTA (\$)	FCL (\$)	FCL. ACUM (\$)	PAYBACK
	BFPD	%	BOPD	MES	BOPD	MES	BOPD	MES	PRECIO DOLAR	GANANCIA								
0	0	0	0	0	0	0	0	0	48	0	0	64,000	64,000	-64,000	--	-64,000	-64,000	GO
1	16.0	60	6.7	201.6	0.8	24.2	5.9	177.4	48.0	8,516	2,306		2,306	6,209	2,235	3,974	-60,026	GO
2	15.7	60	6.6	198.0	0.8	23.8	5.8	174.2	48.0	8,363	2,265		2,265	6,098	2,195	3,903	-56,123	GO
3	15.6	60	6.5	196.2	0.8	23.5	5.8	172.7	48.0	8,289	2,245		2,245	6,044	2,176	3,868	-52,255	GO
4	15.4	60	6.5	194.5	0.8	23.3	5.7	171.1	48.0	8,215	2,225		2,225	5,990	2,156	3,834	-48,422	GO
5	15.3	60	6.4	192.7	0.8	23.1	5.7	169.6	48.0	8,142	2,205		2,205	5,937	2,137	3,799	-44,622	GO
6	15.2	60	6.4	191.0	0.8	22.9	5.6	168.1	48.0	8,069	2,185	2,500	4,685	3,384	1,218	2,166	-42,456	GO
7	15.0	60	6.3	189.3	0.8	22.7	5.6	166.6	48.0	7,998	2,166		2,166	5,832	2,100	3,732	-38,724	GO
8	14.9	60	6.3	187.7	0.8	22.5	5.5	165.2	48.0	7,928	2,147		2,147	5,780	2,081	3,700	-35,024	GO
9	14.8	60	6.2	186.0	0.7	22.3	5.5	163.7	48.0	7,858	2,128		2,128	5,730	2,063	3,667	-31,357	GO
10	14.6	60	6.1	184.4	0.7	22.1	5.4	162.3	48.0	7,789	2,109		2,109	5,679	2,045	3,635	-27,723	GO
11	14.5	60	6.1	182.8	0.7	21.9	5.4	160.8	48.0	7,721	2,091		2,091	5,630	2,027	3,603	-24,120	GO
12	14.4	60	6.0	181.2	0.7	21.7	5.3	159.4	48.0	7,653	2,073	2,500	4,573	3,081	1,109	1,972	-22,148	GO
13	14.3	60	6.0	179.6	0.7	21.6	5.3	158.1	48.0	7,587	2,055		2,055	5,532	1,991	3,540	-18,608	GO
14	14.1	60	5.9	178.0	0.7	21.4	5.2	156.7	48.0	7,521	2,037		2,037	5,484	1,974	3,510	-15,098	GO
15	14.0	60	5.9	176.5	0.7	21.2	5.2	155.3	48.0	7,456	2,019	20,000	22,019	-14,564	--	-14,564	-29,662	GO
24	13.0	60	5.4	163.4	0.7	19.6	4.8	143.8	48.0	6,901	1,869	2,500	4,369	2,532	912	1,621	-2,861	GO
30	12.3	60	5.2	155.3	0.6	18.6	4.6	136.7	48.0	6,561	1,777	22,500	24,277	-17,716	--	-17,716	-4,876	GO
36	11.7	60	4.9	147.8	0.6	17.7	4.3	130.0	48.0	6,242	1,691	2,500	4,191	2,052	739	1,313	11,369	STOP
48	10.6	60	4.5	134.1	0.5	16.1	3.9	118.0	48.0	5,663	1,534	2,500	4,034	1,629	587	1,043	22,857	STOP
60	9.7	60	4.1	122.0	0.5	14.6	3.6	107.3	48.0	5,152	1,395	22,500	23,895	-18,744	--	-18,744	30,242	STOP