

**PROPUESTA DE UN SISTEMA ALTERNO PARA LA TOMA DE PLT EN POZOS
CON BOMBEO MECÁNICO DEL CAMPO X DE ECOPETROL S.A.**

**DAVID MOSQUERA MUÑOZ
JOSE MARIO PEDRAZA MONTENEGRO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

**PROPUESTA DE UN SISTEMA ALTERNO PARA LA TOMA DE PLT EN POZOS
CON BOMBEO MECÁNICO DEL CAMPO X DE ECOPETROL S.A.**

**DAVID MOSQUERA MUÑOZ
JOSE MARIO PEDRAZA MONTENEGRO**

**Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
JOSÉ DARIO REYES HOYOS
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCIA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectoría Académica y de Posgrados (E)

Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN

Secretaría General

Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

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

DEDICATORIA

Este trabajo va dedicado a todos aquellos familiares que me apoyaron todo el tiempo para llegar hasta este punto de mi vida, a mi madre, Emily, a mi padre, Jose, por estar allí y darme su apoyo incondicional haciéndome crecer cada día.

Agradecimientos especiales a nuestro director, José Darío Reyes por su formidable apoyo, consejo y la entrega de su tiempo en aquellos sábados para sacar adelante este proyecto.

Gracias a mi compañero de trabajo, David Mosquera, por su constante esfuerzo durante todo el desarrollo del proyecto de inicio a fin y por nunca desvanecer en las dificultades.

Gracias a todos aquellos compañeros que hicieron de esta etapa de mi vida un tiempo de aprendizaje lleno de buenos momentos y alegría.

Jose Mario Pedraza Montenegro

Este trabajo va dedicado a todos aquellos familiares que me apoyaron todo el tiempo para llegar hasta este punto en mi vida, a mi padre Gabriel, a mi madre Consuelo, a mis hermanos Tomas y Sebastián, gracias por estar siempre a mi lado y apoyarme en todas mis decisiones.

Agradecimientos a nuestro director de tesis Jose Darío Reyes por su constante apoyo, por todos los consejos dados, por tomarse el tiempo de solucionar todas aquellas dudas que tuviéramos estuvieran o no relacionadas con nuestro proyecto de grado.

Gracias a mi compañero de trabajo, Jose Mario Pedraza, por su constante esfuerzo durante todo el desarrollo del proyecto de inicio a fin y por nunca desvanecer en las dificultades.

Gracias a todos aquellos compañeros que hicieron de esta etapa de mi vida un tiempo de aprendizaje lleno de buenos momentos y alegría.

David Mosquera Muñoz.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. MARCO TEÓRICO	22
1.1 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL CAMPO X	22
1.2 REGISTROS DE PRODUCCIÓN (PLT)	23
1.2.1 Medidor de flujo (Flow Meter)	23
1.2.2 Gradiomanómetro (Flow ID)	23
1.2.3 Termómetro	24
1.2.4 Manómetro	24
1.2.5 Calibrador (Through Tubing Caliper)	24
1.2.6 Localizador de cuellos (CCL)	24
1.2.7 Gamma Ray	24
1.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	26
1.4 BOMBEO MECÁNICO:	26
1.4.1 Componentes	26
1.5 SISTEMAS ALTERNOS PARA LA TOMA DE REGISTROS DE PRODUCCIÓN EN POZOS CON BOMBEO MECÁNICO	28
1.5.1 Cabezal Dual como herramienta para tomar PLT	28
1.5.1.1 Componentes del sistema	28
1.5.1.2 Procedimiento de instalación	29
1.5.1.3 Ventajas	29
1.5.1.4 Desventajas	29
1.5.2 Inyección de Nitrógeno a través de Coiled Tubing	30
1.5.2.1 Componentes del sistema	31
1.5.2.2 Procedimiento de instalación	32
1.5.2.3 Ventajas	32
1.5.2.4 Desventajas	32
1.5.3 Arreglo de Sarta de Registros con Jet Pump	32
1.5.3.1 Componentes del sistema	33
1.5.3.2 Procedimiento de instalación	33
1.5.3.3 Ventajas	33
1.5.3.4 Desventajas	34
2. METODOLOGÍA	35
2.2 ETAPA 1: SELECCIÓN DE POZOS ESTUDIO	35
2.2.1 Población	35
2.2.1 Muestra	36
2.3 ETAPA 2: DEFINICIÓN DE PARÁMETROS Y CONDICIONES PARA LA TOMA DE PLT	36
2.3.1 Sistema por cabezal dual	37
2.3.2 Sistema por inyección de nitrógeno a través de coiled tubing	37
2.3.3 Sistema con arreglo de sarta de registros y Jet Pump	38

2.4 ETAPA 3: MATRIZ Y CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS ALTERNOS PARA TOMAR REGISTROS DE PRODUCCIÓN	39
2.4.1 Diseño de la matriz de selección	40
2.4.1.1 Parámetros a considerar en la matriz de selección	40
2.4.1.2 Estructura de la matriz de selección	40
2.4.2 Diligenciamiento de la matriz de selección	43
2.4.3 Interpretación de los resultados de la matriz	43
2.5 ETAPA 4: SIMULACIÓN DE LOS SISTEMAS ALTERNOS SELECCIONADOS PARA TOMAR REGISTROS DE PRODUCCIÓN	43
2.5.1 Metodología para diseño manual de Jet Pump	44
2.5.1.1 Ecuaciones del modelo	44
2.5.1.2 Resultados obtenidos mediante la metodología	47
2.5.2 Proceso de simulación en PipeSim para sistema de cabezal dual e inyección de nitrógeno	47
2.5.2.1 Introducción de datos del pozo en el simulador PipeSim	47
2.5.2.2 Simulando sistema de inyección de nitrógeno mediante coiled tubing	50
2.6 ETAPA 5: ANÁLISIS COSTO - BENEFICIO DE LOS SISTEMAS ALTERNOS SELECCIONADOS PARA TOMAR REGISTROS DE PRODUCCIÓN	50
2.6.1 Análisis costo - beneficio	51
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	53
3.1 SELECCIÓN DE POZOS	53
3.2 RESULTADOS DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN	53
3.3 SIMULACIÓN DE LOS SISTEMAS ALTERNOS EN POZOS ESTUDIO	57
3.3.1 Simulación realizada en PipeSim	57
3.3.2 Simulación de Jet Pump en los diferentes pozos estudio	64
3.3.3 Análisis de resultados	66
3.4 ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE LOS SISTEMAS ALTERNOS PARA LA TOMA DE PLT PROPUESTOS	72
4. CONCLUSIONES	77
5. RECOMENDACIONES	79
BIBLIOGRAFÍA	80
ANEXOS	82

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Sarta para la toma de registros de producción	25
Figura 2. Componentes del bombeo mecánico	27
Figura 3. Cabezal dual para la toma de registros de producción	30
Figura 4. Partes de un coiled tubing con puertos para la inyección de Nitrógeno	31
Figura 5. Arreglo de coiled tubing concéntrico, sarta de registros y bomba hidráulica en fondo	34
Figura 6. Etapas de la investigación	37
Figura 7. Fuentes teóricas con Cabezal Dual.	38
Figura 8. Fuentes teóricas sistema por inyección de nitrógeno a través de Coiled Tubing	38
Figura 9. Fuentes teóricas Sistema con arreglo de sarta de registros y jet pump.	38
Figura 10. Configuración de las secciones de una Jet Pump.	45
Figura 11. Ecuaciones para el diseño de Jet Pump	45
Figura 12. Secciones del simulador PipeSim	47
Figura 13. Análisis nodal	49
Figura 14. Pozo con Gas Lift	50
Figura 15. Árbol de decisiones	52
Figura 16. Punto óptimo de operación caso base determinado por análisis nodal para el pozo A	58
Figura 17. Punto óptimo de operación inyección de nitrógeno determinado por análisis nodal para el pozo A	58
Figura 18. Simulación en PipeSim del caso base para pozo B.	59
Figura 19. Simulación en PipeSim de inyección de nitrógeno para pozo B.	59
Figura 20. Simulación en PipeSim de inyección de nitrógeno para pozo C.	60
Figura 21. Simulación en PipeSim del caso base para pozo D.	61
Figura 22. Simulación en PipeSim de inyección de nitrógeno para pozo D.	61
Figura 23. Simulación en PipeSim del caso base para pozo E.	62
Figura 24. Simulación en PipeSim de inyección de nitrógeno para pozo E.	62
Figura 25. Comportamiento de la presión y el caudal producido con respecto a la cantidad de gas inyectada.	62
Figura 26. Caudal producido estimado por cada sistema alterno simulado en el pozo A.	67
Figura 27. Presión de fondo estimada por cada sistema alterno simulado en el pozo A.	67
Figura 28. Caudal producido estimado por cada sistema alterno simulado en el pozo B.	68
Figura 29. Presión de fondo estimada por cada sistema alterno simulado en el pozo B.	68

Figura 30. Caudal producido estimado por cada sistema alterno simulado en el pozo C.	69
Figura 31. Presión de fondo estimada por cada sistema alterno simulado en el pozo C.	69
Figura 32. Caudal producido estimado por cada sistema alterno simulado en el pozo D.	70
Figura 33. Presión de fondo estimada por cada sistema alterno simulado en el pozo D.	70
Figura 34. Caudal producido estimado por cada sistema alterno simulado en el pozo E.	71
Figura 35. Presión de fondo estimada por cada sistema alterno simulado en el pozo E.	71
Figura 36. Árbol de decisiones con escenarios definidos.	73

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Pozos del campo según sistema de levantamiento	36
Tabla 2. Datos del pozo a la entrada de la matriz	40
Tabla 3. Parámetros de las herramientas de fondo	41
Tabla 4. Parámetros relacionados a la longitud de la sarta de registros y al sistema de inyección de nitrógeno mediante coiled tubing	42
Tabla 5. Parámetros de salida de la matriz de selección	42
Tabla 6. Características de los pozos del campo X	53
Tabla 7. Datos del pozo representativo a la entrada de la matriz	54
Tabla 8. Parámetros de las herramientas de fondo para pozo representativo	55
Tabla 9. Parámetros relacionados a la longitud de la sarta de registros y al sistema de inyección de nitrógeno mediante coiled tubing para pozo representativo	56
Tabla 10. Parámetros de salida de la matriz de selección para pozo Representativo	56
Tabla 11. Resultados de la matriz de selección para la totalidad de pozos estudio	57
Tabla 12. Comportamiento de la presión y la temperatura con respecto a la cantidad de gas inyectado.	63
Tabla 13. Resultados Jet Pump pozo A	64
Tabla 14. Resultados Jet Pump para pozo B	65
Tabla 15. Resultados Jet Pump para pozo C	65
Tabla 16. Resultados Jet Pump para pozo D	66
Tabla 17. Resultados Jet Pump para pozo E	66
Tabla 18. Tabla resumen de caudales según sistema alterno simulado en los distintos pozos estudio	72
Tabla 19. Tabla resumen de presiones según sistema alterno simulado en los distintos pozos estudio	72
Tabla 20. Análisis Costo-Beneficio para el sistema de cabezal dual	74
Tabla 21. Análisis Costo-Beneficio para el sistema de inyección de nitrógeno mediante Coiled Tubing	74
Tabla 22. Análisis Costo-Beneficio para el sistema de arreglo de sarta de registros de producción con Jet Pump.	74
Tabla 23. Sensibilidad para relaciones costo-beneficio	76

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Tasa de inyección de fluido de potencia.	45
Ecuación 2. Pérdidas por fricción en la tubería de inyección.	45
Ecuación 3. Presión de Entrada a la Bomba Jet.	45
Ecuación 4. Tasa de descarga de la Bomba.	45
Ecuación 5. Pérdidas por fricción en el anular.	45
Ecuación 6. Presión de descarga de la bomba.	46
Ecuación 7. Presión de succión de la bomba.	46
Ecuación 8. Relación de cabezas.	46
Ecuación 9. Eficiencia de la relación de bombeo.	46
Ecuación 10. Área de la boquilla.	46
Ecuación 11. Área de la garganta.	46
Ecuación 12. Factor de corrección para tamaño de toberas.	46
Ecuación 13. Presión de entrada a la bomba Jet corregida.	46
Ecuación 14. Relación de flujo límite para cavitación.	46
Ecuación 15. Potencia de la bomba en superficie.	46
Ecuación 16. Relación Beneficio total - Costo total operacional.	50

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A: Gráficas necesarias para el desarrollo de la metodología de Jet Pump.	83
Anexo B: Diligenciamiento de matriz de selección para los pozos estudio (B, C, D y E)	91

LISTA DE ABREVIATURAS

A_j:	Área de la tobera, in ² .
A_T:	Área de la garganta, in ² .
BFPD:	Barriles de fluido por día
BOPD:	Barriles de petróleo por día
BPD:	Barriles por día
d_{et}:	Diámetro externo del tubing, in.
d_{ic}:	Diámetro interno del casing, in.
d_{it}:	Diámetro Interno del Tubing, in.
e:	Eficiencia de la relación de bombeo, %.
F₁:	Pérdidas por Fricción en la Tubería de Inyección, psi.
F₂:	Pérdidas por fricción en el anular, psi.
G₁:	Gradiente del fluido de potencia, psi/ft.
G₂:	Gradiente del fluido (Fluido de potencia + Fluido del pozo), psi/ft.
G_{eo}:	Gravedad específica del fluido de potencia.
H:	Relación de cabezas, adimensional.
HP_{sup}:	Potencia de la bomba en superficie, Hp.
in:	Pulgada
IP:	Índice de productividad del pozo, bpd/psi.
M:	Relación adimensional de flujo, aprox= 0,5.
M_c:	Relación de flujo límite para cavitación, adimensional.
MSCF:	Miles de pies cúbicos.
MMSCF:	Millones de pies cúbicos
P₁:	Presión de Entrada a la Tobera, psi.
P₂:	Presión de descarga en el anular, psi.
P₃:	Presión de succión de la bomba, psi.
Prf bomba:	Profundidad de la Bomba, ft.
P_s:	Presión de operación del fluido de potencia, psi.
P_{static}:	Presión estática del pozo, psi.
P_{wh}:	Presión en cabeza del pozo, psi.
q₁:	Tasa de inyección de fluido de potencia, bpd.
q₂:	Tasa de descarga de la bomba a través del anular, bpd.
q_{deseado}:	Tasa de fluido a producir, bpd.
Relación:	Valor de las relaciones A, B, C, D o E.
V₁:	Viscosidad del fluido de potencia, centi-stokes.

GLOSARIO

CABEZAL DE POZO: hace referencia a la terminación de un pozo en la superficie provista de medios para la instalación de los colgadores de la tubería de revestimiento, contando también con un medio para colgar la tubería de producción e instalar el árbol de navidad y las instalaciones de control de flujo de superficie.

COILED TUBING: el término en español referente es “tubería flexible”, generalmente se refiere una sección larga y continua de tubería enrollada en un tambor, esta tiene la capacidad de enderezarse para entrar al pozo y ser enrollada nuevamente para su posterior transporte.

CONDICIONES DE POZO ESTABLES: presión (del cabezal del pozo o del fondo del pozo) y tasa de flujo constantes y simultáneos.

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD: indicador de la capacidad de un yacimiento para suministrar fluidos al pozo, este es generalmente expresado en unidades de volumen producido por unidad de tiempo, por cada psi que se redujo en el paso del fluido por la formación (bbl/d/psi).

PLT: sigla usada para referirse a “Production Logging Tool”, la cual se refiere directamente al registro de producción en sí.

PRESIÓN ESTÁTICA: este término hace referencia a la presión de un pozo que ha estado cerrado por un tiempo determinado, si llega a ser un pozo nuevo, esta es aproximada a la presión inicial del yacimiento, por otro lado, si es un pozo en un campo maduro, el término es aproximado a la presión promedio del yacimiento.

REGISTROS DE PRODUCCIÓN: registro que describe la naturaleza y el comportamiento de los fluidos mientras el pozo está en una operación de producción (Inyección).

SISTEMA ALTERNO: arreglo de herramientas que permite la toma del registro de producción de una manera diferente a la convencional.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA): sistema que agrega energía a la columna de fluido del pozo cuando este ha perdido presión y no es capaz de producir naturalmente, se instalan con el objetivo de iniciar y mejorar la producción del pozo.

SISTEMA PETROLÍFERO: son los componentes necesarios para generar y almacenar hidrocarburos; estos incluyen roca generadora, trayecto de migración, una trampa y una roca sello.

SUAVEAR: reducir la presión en un pozo mediante el movimiento de la tubería, con el fin de disminuir la presión en el pozo lo suficiente como para que los fluidos puedan fluir al interior del pozo y a la superficie.

WORKOVER: reparación de un pozo productor con el propósito de restaurar, prolongar o mejorar la producción de hidrocarburos.

ZONA LADRONA: zona en la cual se pierden fluidos del pozo tanto en la etapa de perforación, como en la etapa de producción de un pozo.¹

¹ SCHLUMBERGER, Oilfield Glossary, (Sitio web). 2019.

RESUMEN

Los registros de producción juegan un papel importante a la hora de identificar problemas asociados a la producción de un pozo, mediante la ubicación de una sarta de registros en fondo se reúne información que detalla el comportamiento de los fluidos producidos, desde caudales en intervalos productores hasta identificación de las fases en las corrientes de fluidos producidos.

Debido a que estos registros son tomados en pozos que se encuentran produciendo, la ubicación de una sarta en el fondo de aquellos que fluyen de forma natural se da sin problema alguno, a diferencia de los pozos en los que existe un sistema de levantamiento artificial, particularmente el sistema de bombeo mecánico, donde la toma de registros se ve obstaculizada por la disposición de las herramientas que están presentes tanto en la superficie como en el fondo del pozo.

El objeto de esta investigación consiste en la búsqueda de sistemas alternativos que permitan la toma de registros de producción en los pozos que posean un sistema de bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial en el campo X, de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Colombia). Para conseguirlo, antes que nada se realizó una recopilación de la información concerniente a los sistemas alternativos mencionados anteriormente, de los cuales se verificó la ausencia de restricciones mecánicas para tomar PLT en cada pozo estudio mediante la elaboración de una matriz con los parámetros necesarios para tomar un registro de producción, posteriormente, la simulación de cada uno de ellos (Mediante el software PipeSim y el método analítico de Petrie et al) permitió establecer desde el punto de vista técnico aquellos pozos donde pueden llegar a ser implementados los sistemas propuestos, seguido de un análisis costo - beneficio que permitió tener en cuenta los costos necesarios para la implementación de un sistema alterno y definir el más adecuado para tomar PLT en el campo X.

Palabras clave: Sistema alterno, registros producción, plt, bombeo mecánico.

ABSTRACT

Production Logging plays an important role when it comes to identifying problems associated with the well production, information about the behaviour of the produced fluids is gathered by placing a logging string at the bottom hole, data such as flow at producer intervals and phase identification in the produced fluid streams.

It is a well-known fact that this logs are conveyed in wells that are producing and placing a string at the bottom hole of a naturally flowing well is done without any kind of problems, on the other hand, when the well is pumped by an artificial lift system, specifically rod pumped wells, conveying the logging string to the bottom hole becomes a challenge as a result of the arrangement of the tools that are present both at the surface and at the bottom of the well.

The purpose of this research is to look for alternative systems that allow production logging conveyance in rod pumped wells in field X, located on the Upper Magdalena Valley Basin (Colombia). To achieve this, first of all, a compilation of the information concerning the alternative systems mentioned previously, then, the absence of mechanical restrictions to convey a PLT in each study well was verified by developing a matrix with the necessary parameters to run a production log, subsequently, the simulation of each of this systems (by means of PipeSim software and the analytical method of Petrie et al) allowed to establish from the technical point of view those wells where the proposed systems may or may not be implemented, followed by the respective cost-benefit analysis to consider the necessary costs for the implementation of any alternative system and defining the most appropriate to convey PLT in field X.

Key Words: Alternative System, production logging, plt, rod pump.

INTRODUCCIÓN

Los registros de producción (específicamente los registros PLT) son importantes para la vida productiva de un pozo, debido a que estos tienen aplicaciones que van desde la medida de la tasa del caudal hasta la identificación del tipo de fluidos y el comportamiento de estos en el pozo, así pues la implementación de estos es de suma importancia bajo la presencia de un sistema de levantamiento artificial, debido a que la evaluación de distintos factores propios del fondo del pozo, se torna útil para la detección de problemas que se puedan llegar a presentar a lo largo de la vida productiva.

Estos registros se pueden tomar en los diferentes sistemas de levantamiento artificial (bombeo Mecánico, bombeo electrosumergible, bombeo por cavidades progresivas, gas lift, exceptuando el bombeo hidráulico donde se ve imposibilitada la toma de registros) por medio de diferentes técnicas, como lo puede ser el uso de una Y-tool (en el caso del bombeo electrosumergible) o el uso de Coiled Tubing en pozos con sistema de Gas Lift. Aunque no en todos los sistemas de levantamiento artificial se pueden tomar registros de producción de una forma relativamente sencilla, de ahí que en un sistema de Bombeo Mecánico se tenga una variedad de factores o circunstancias que dificulten la toma del registro en el mismo, esencialmente la dificultad en el acceso a la zona de interés, en donde la toma de registros se encuentra limitada por la disposición de las herramientas que están presentes tanto en la superficie como en el fondo del pozo.

A mediados del siglo XX, las operaciones de toma de estos registros de producción en presencia de un sistema de bombeo mecánico se realizaban de manera ineficaz, lo cual lo hacía en algunos casos inviable, puesto que surgía la necesidad de remover por completo el sistema de levantamiento, para posteriormente proceder con una operación de suaveo con lo cual se intentaba simular las condiciones estables de un pozo para una correcta toma de registros. Pero esto, aparte de ser un proceso costoso (tanto en tiempo como en dinero), no lograba igualar las condiciones estables que tanto se buscaban, haciendo que los resultados arrojados por el registro no fueran representativos del pozo, generando problemas a la hora de interpretar estos mismos².

² HAMMACK et al.. "Production logging through the annulus of rod-pumped wells to obtain flow profiles". Jan 1, 1976.

En este trabajo se describirán las características geológicas del área de estudio, así como los sistemas alternos para la toma de registros de producción con bombeo mecánico mediante la elaboración de un marco teórico, asimismo se describirán las herramientas de ingeniería de las que se dispondrá (como lo son la matriz de selección de sistemas alternativos para tomar registros de producción, el simulador PipeSim y aquellos cálculos que no se incluyan dentro de estos simuladores pero que de igual forma lleguen a ser requeridos en la investigación) mediante la elaboración de una metodología de investigación, posteriormente se verán plasmados a manera de conclusión aquellos sistemas que muestren viabilidad en los pozos del campo X y su respectivo análisis con lecciones aprendidas en el último tramo del documento, de esta forma proponer un sistema alternativo para la toma de PLT en pozos con bombeo mecánico del Campo X de Ecopetrol S.A.

Los objetivos específicos a desarrollar en este proyecto son los siguientes:

- Describir las características geológicas del Campo X.
- Definir los parámetros y condiciones para la toma de PLT en pozos con Bombeo Mecánico.
- Seleccionar los pozos candidatos con Bombeo Mecánico del Campo X.
- Elaborar una matriz que muestre el sistema alternativo adecuado para la toma de PLT en los pozos candidatos.
- Simular los sistemas alternos seleccionados de acuerdo a los parámetros y condiciones para la toma de PLT en los pozos candidatos.
- Realizar un análisis costo-beneficio de los sistemas alternos seleccionados.

1. MARCO TEÓRICO

Para la debida comprensión de la situación problema se requiere tener en cuenta la comprensión de conceptos clave como: registros de producción (PLT), sistema de bombeo mecánico y las características geológicas más importantes del campo estudio.

1.1 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL CAMPO X

El Campo X fue descubierto en el año 1987, ese mismo año fue puesto a producir en profundidades que promedian los 3000 pies (914 metros), en la cuenca del valle superior del Magdalena, más específicamente de la formación Caballos. Está localizado en la jurisdicción del municipio de Palermo, entre el río Bache y el río Magdalena, a 10 kilómetros de la ciudad de Neiva (departamento del Huila, Colombia).

Las rocas reservorio del campo son en general las areniscas de las formaciones Caballos (de la cual produce el Campo X, y con porosidades de 10% al 18% y permeabilidad entre 100 y 500 mD), Guaduala y Monserrate (con porosidades de 18% y permeabilidad de 100 mD)³.

La estructura del área donde se encuentra el campo X coincide con la forma de “anticlinal asimétrico elongado”, el cual posee un ancho de 2.7 Km, 5.5 Km de largo, un eje con dirección principal norte-sur y de igual forma un cabeceo que coincide en dirección norte y sur. Por otra parte, el anticlinal posee un cierre máximo de 244 metros (800 pies), se encuentra limitado hacia el occidente por una falla inversa y hacia el oriente por un cierre propio, respecto a los buzamientos presentes en la estructura, se que en la parte occidente se observan buzamientos de hasta 70°, a diferencia de la parte oriental en donde se llegan a observar buzamientos de hasta 80⁰⁴.

Con respecto a los mecanismos de producción del campo X, se considera que el campo produce por medio de empuje por gas en solución y acuífero activo, y cuenta con una producción de aceite de 767 BOPD con un acumulado de 14,530 Bls, una producción de agua de 6327 BWPD con un acumulado de 31.24 MBls, una producción de gas de 402.9 KPCD con un acumulado de 7.09 GPC, relación gas-aceite de 525 CF/Bl y corte de agua de 89.2%.

³ LOZANO, E. NADEZHDA, Z. "ANEXO O COMPILACIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA". 2014.

⁴ ECOPETROL, Plan de Desarrollo Integrado. 2017.

1.2 REGISTROS DE PRODUCCIÓN (PLT)

Operación realizada en el pozo que tiene la exclusiva finalidad de recolectar información sobre la naturaleza y el comportamiento de los fluidos que existen en este y en las zonas cercanas que puedan llegar a inmiscuirse en su vida productiva.

Este tipo de información llega a ser importante a la hora de su interpretación debido a que puede revelar problemas en el pozo en diferentes áreas de este mismo, como: el estado de la integridad del pozo, zonas que pueden aportar caudales significativos de agua o gas, zonas no productoras, “zonas ladronas” que merman el caudal del pozo, estado actual de equipo en fondo como el empaquetamiento de grava o empaques hinchables, entre otras.

Dependiendo de las necesidades o problemas que se hayan identificado en el pozo, se usará para el registro una sarta con determinadas herramientas de diferentes características cada una, estas son:

1.2.1 Medidor de flujo (Flow Meter). Herramienta que debe ser correrse de manera centralizada, generalmente cuenta con una hélice dependiendo de su tipo, es usada para “medir las tasas relativas de flujo con las cuales contribuye cada una de las zonas abiertas a producción que se encuentran en el pozo” (Mottola, F. 2015) mediante la cuenta de las revoluciones por segundo que muestra la hélice respondiendo al movimiento de la sarta y a la corriente de fluido de producción. Con los datos arrojados por esta herramienta, se realiza lo que se conoce como un perfil de flujo, el cual muestra el caudal específico por cada zona perforada y permite realizar la respectiva comparación con el caudal total que posee el pozo⁵.

1.2.2 Gradiomanómetro (Flow ID). Herramienta usada para identificar el tipo de fluido que se tiene a una profundidad determinada mediante el cálculo de su densidad, esta a su vez, es obtenida a través de la medición de la diferencia en la presión de dos sensores ubicados a dos pies de distancia entre sí.

Entre sus aplicaciones se puede encontrar la identificación de zonas con alta producción de agua o gas, permite saber el gradiente de presión existente de cada fase de la corriente de fluido que posee el pozo, asimismo en situaciones que presenten un flujo de tipo bifásico esta herramienta provee data suficiente para el cálculo de los caudales de cada fase. Existen diferentes tipos de identificadores de flujo, que poseen principios de funcionamiento distintos, exclusivos para el tipo de fluido que se busca medir, debido a que en el caso de que las gravedades específicas de los fluidos sean parecidas, se puede llegar a malinterpretar los datos recibidos por parte de la herramienta.

⁵ MOTTOLA, F. “INTERPRETACIÓN DE PERFILES DE PRODUCCIÓN”. 2015.

1.2.3 Termómetro. Herramienta usada para la medición de temperatura en fondo, generalmente compuesto por un detector de temperatura resistivo (RTD) como sensor principal, este posee un filamento de platino el cual varía su resistencia con el cambio de temperatura causado por el contacto directo con los fluidos de fondo. La información de temperatura permite generar perfiles de temperatura, con los cuales una vez que el pozo alcance su estabilidad, es posible hallar el gradiente geotérmico en sitio, se evidencian las entradas de gas, agua y petróleo al pozo, adicionalmente se pueden llegar a visualizar aspectos críticos como indicios de fallas en la integridad del pozo por canalización o movimiento de fluidos detrás de la tubería de producción.

1.2.4 Manómetro. Herramienta que me permite la medición de presiones en fondo y gradientes de presión con respecto a la profundidad y el tiempo, el principio de funcionamiento puede llegar a variar, debido a la amplia gama de sensores que existen actualmente en el mercado. Los más usados son los manómetros de cuarzo y de medida por esfuerzo. Los datos arrojados por esta herramienta permite aplicaciones en correlaciones como la gráfica de Horner o MDH para hallar Presión estática, permeabilidad o el factor de daño en el pozo.

1.2.5 Calibrador (Through Tubing Caliper). Herramienta que “dispone de tres brazos en forma de ballesta, cuyos movimientos quedan registrados por medio de un potenciómetro lineal ubicado en la parte inferior de la sonda”. Permite constatar el diámetro del hueco por el que se está corriendo la sarta de registros, puede ser tomado como un índice de integridad tanto del hueco abierto como revestido, los cambios de este diámetro generan al mismo tiempo variaciones en el caudal, tenerlos en cuenta será útil para la correcta interpretación de los perfiles de flujo mencionados anteriormente.

1.2.6 Localizador de cuellos (CCL). Herramienta magnética que muestra una respuesta sensible ante la presencia de las partes de mayor diámetro de las tuberías de revestimiento llamadas “cuellos”, refleja la profundidad a la que se encuentran estos resaltos en la tubería, esta información permite realizar la respectiva correlación de los datos obtenidos por las otras herramientas y la profundidad a la que se encuentran⁶.

1.2.7 Gamma Ray. Herramienta que muestra una respuesta ante la presencia de rayos gamma emitidos por elementos radioactivos presentes en la formación, estos elementos generalmente son Potasio, Uranio y Torio. Se toma en hueco revestido debido a que el revestimiento no es un gran obstáculo para los rayos gamma provenientes de la formación, adicionalmente los elementos que producen esta radiación no muestran degradación en un corto plazo.

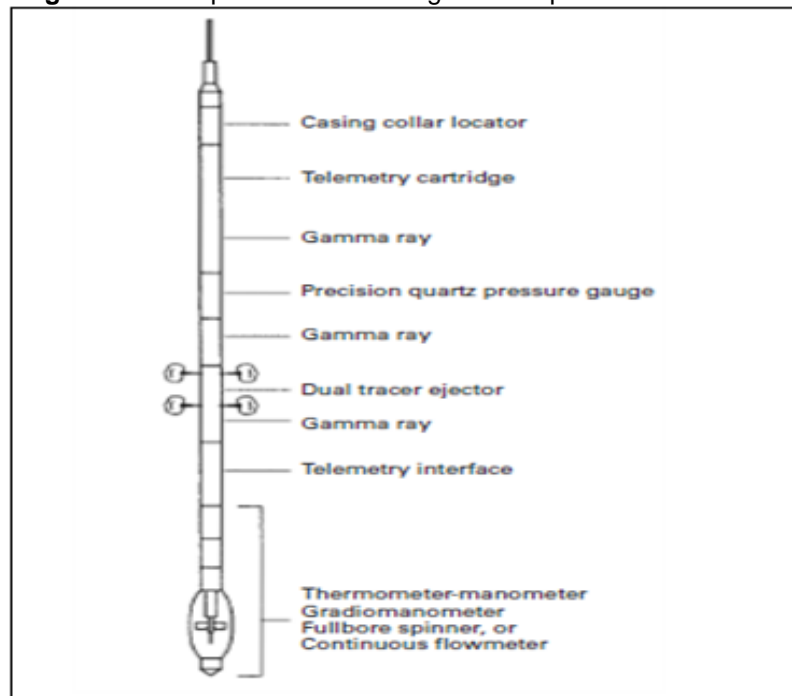
⁶ SMOLEN, J.J. “Cased hole and production log evaluation”. 1996.

Esto permite que estos registros sean usados para la correlación de los datos con la profundidad para que sean así representativos del pozo⁷.

El principio de funcionamiento de la herramienta consiste en un detector de centelleo, el cual responde al contacto con radiación ionizante emitiendo destellos de luz, estos destellos pasan por un fotomultiplicador, el cual se encarga de ampliar esta señal para luego mediante un transductor ser transformada en impulsos eléctricos, los cuales una vez contados, son la respuesta que se ve plasmada en el registro⁸.

A este conjunto de herramientas unidas en una sarta es a lo que se le llama Production Logging Tool (PLT), debido a que cada una tiene un principio de funcionamiento específico y emite una información diferente es importante para la contextualización conocer cada una de ellas (Ver **Figura 1**).

Figura 1. Sarta para la toma de registros de producción.



Fuente: CHOLET, Henri. "Cased-Hole Logging and Imaging". 2008.

⁷ CHOLET, H. "Cased-Hole Logging and Imaging". 2008.

⁸ SMOLEN, J.J. 1996. Op.cit. p.16.

1.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Cualquier sistema que agregue energía a la columna de fluidos del pozo con el objetivo de mejorar la producción del mismo. Estos son instalados cuando la presión no es suficiente para elevar los fluidos a superficie, lo cual nos llevaría a tener un pozo poco rentable en lo que respecta a producción y economía⁹.

Estos están conformados por equipos de subsuelo y de superficie diseñados de acuerdo a las condiciones de cada pozo, dependiendo especialmente de las características de los fluidos presentes en un yacimiento.

Existen diferentes sistemas de levantamiento artificial, donde cada uno tiene su propio funcionamiento, costo, especificaciones, estos pueden ser: Bombeo Mecánico, Bombeo Electrosumergible, Bombeo de Cavidades Progresivas, Bombeo Hidráulico, Levantamiento por gas.

Este caso se va a centrar en el bombeo mecánico, debido a que presenta una especial dificultad a la hora de tomar registros PLT en el mismo. El sistema de levantamiento será explicado a continuación:

1.4 BOMBEO MECÁNICO

Es un sistema de levantamiento artificial en el cual se produce la succión de fluidos de fondo a superficie, mediante el movimiento recíprocante que se promueve a través de una sarta de varillas y se ve reflejado entre la unidad de bombeo de superficie y la bomba de succión de fondo¹⁰. La bomba de subsuelo permite la entrada de fluido a la sarta de producción y está compuesta por: el barril, pistón, válvula viajera y válvula fija.

1.4.1 Componentes. Los componentes de un sistema de Bombeo Mecánico se pueden dividir en dos, equipos de subsuelo y equipos de superficie; para empezar los equipos de subsuelo son:

- Sarta de varillas
- Bomba de subsuelo
- Ancla de Tubing
- Separadores de Gas en Fondo

Los equipos correspondientes a la parte que se encuentra en superficie de la bomba son:

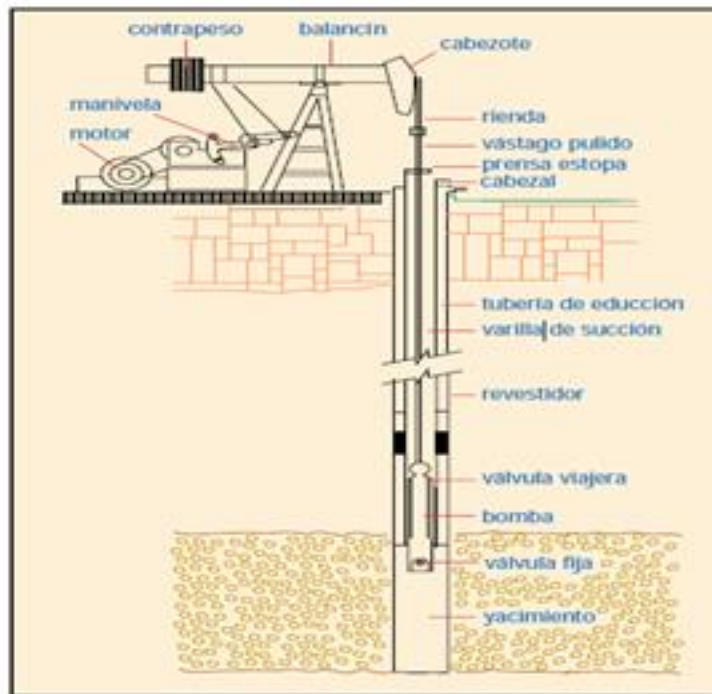
⁹ SCHLUMBERGER, Oilfield Glossary. (Sitio web). 2019.

¹⁰ LEA, J.; ROBINSON, C; HALLIBURTON. "Artificial-Lift Completions".

- **Equipo de Cabeza de Pozo:** contiene equipos como el prensaestopas (Stuffing box) el cual sella sobre la barra lisa y la Te de superficie para hacer que los fluidos lleguen a la línea de flujo.
- **Barra Lisa**
- **Caja reductora:** convierte movimiento rotatorio de alta velocidad (Altos RPM) y bajo torque en un movimiento de baja velocidad (Bajos RPM) y torque alto, ya que la unidad de bombeo funciona a bajos RPM (Revoluciones por minuto).
- **Unidad de Contrapesos:** por medio del uso de estos el tamaño de la caja reductora es minimizado, ayudan a la caja reductora en la carrera ascendente. Cuando desciende, la caja reductora levanta los contrapesos con ayuda de la sarta de varillas.
- **Motor:** proporciona la potencia de impulsión al sistema, este puede ser eléctrico o de combustión interna.
- **Unidad de bombeo:** acople mecánico que transforma el movimiento de rotación de la caja reductora en un movimiento oscilante que es requerido para operar la bomba de fondo¹¹.

En la **Figura 2**, presentada a continuación se muestran los diferentes equipos tanto de superficie como de subsuelo que presenta un bombeo mecánico:

Figura 2. Componentes del bombeo mecánico.



Fuente: BARBERI; Efraín E. "El Pozo Ilustrado"
Pag. 154. 1998.

¹¹ RODRÍGUEZ, G. et. al. "HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS Y DISEÑO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES". 2010.

1.5 SISTEMAS ALTERNOS PARA LA TOMA DE REGISTROS DE PRODUCCIÓN EN POZOS CON BOMBEO MECÁNICO

Como se ha mencionado anteriormente, la necesidad de obtener información directamente desde el fondo de aquellos pozos en producción que funcionan con un sistema de levantamiento artificial se encuentra siempre latente y la búsqueda de los sistemas alternos para poder tomar los registros de producción de una manera más sencilla en un bombeo mecánico continúa al día de hoy, entre estos tenemos:

1.5.1 Cabezal Dual como herramienta para tomar PLT. El cabezal dual es una herramienta usada para reemplazar al cabezal de pozo convencional, con una diferencia principal la cual añade valor económico y diversas funciones a este, tener un orificio adicional para la entrada directa al anular entre tubería de producción y revestimiento.

El orificio adicional ya mencionado permite realizar operaciones de workover como lo son el trabajo de limpieza de arenas (Sand Clean) y Water Shut Off para mejorar el corte de agua del pozo en cuestión¹².

1.5.1.1 Componentes del sistema. El cabezal dual es una herramienta compuesta por los mismos elementos de un cabezal convencional, con la diferencia de que estos requieren su debida modificación en el diseño para permitir el paso de dos sargas y cumplir la función de cabezal de pozo, estos elementos son generalmente¹³:

- Casing Head
- Casing Spool
- Casing Hangers
- Brida de salida (PackOff Flange)
- Tubing Head
- Adaptadores
- Árbol de Navidad
- Válvulas de compuerta
- Coiled Tubing Hanger
- Alimentación de cabeza de pozo
- Equipo de venteo de revestimiento a superficie
- Stuffing Box

¹² SIKAITI, Salim, et al. "New Completion Design Facilitates Well and Reservoir Surveillance in Beam Pumped Wells in South Oman". International Petroleum Technology Conference, 2007.

¹³ ENERGY SAFETY CANADA. "IRP 5 : Minimum Wellhead Requirements. An Industry Recommended Practice (IRP) for the Canadian Oil and Gas Industry". Canadá: 2018.

1.5.1.2 Procedimiento de instalación.

- Llevar taladro de reacondicionamiento (Workover rig) a locación.
- Detener flujo del pozo.
- Remoción del árbol de completamiento convencional, incluyendo sarta de varillas del bombeo mecánico.
- Instalar el cabezal dual y doble sarta.
- Introducir la sarta de registros.
- Realizar la operación de toma de registros.

1.5.1.3 Ventajas.

- Permite toma de registros sin retirar partes del sistema de levantamiento artificial activo.
- Previene alteraciones de las condiciones estables del pozo.
- Permite llevar a cabo actividades de intervención como Water Shut Off o Sand Clean a través del espacio adicional.

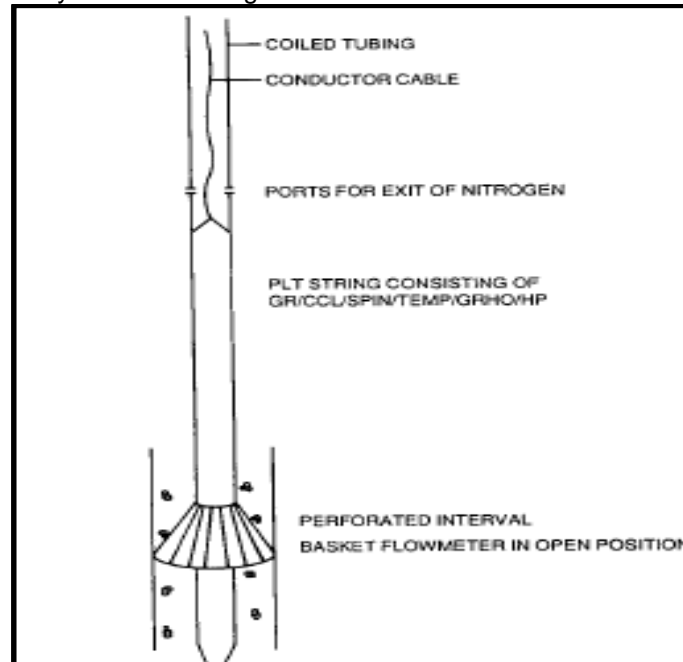
1.5.1.4 Desventajas.

- Costo inicial alto debido al recompletamiento de pozos y costos indirectos por la pérdida momentánea de producción.
- Posibilidad de enredos entre wireline y tubería de producción.
- No hay posibilidad de instalación en revestimientos de diámetro pequeño, ya que dos sarta en un diámetro de pozo tan pequeño como 7 in se convierte en un gran reto¹⁴.

El esquema de un cabezal dual junto con la disposición en fondo de una sarta de registros de producción PLT se puede apreciar en la **Figura 3**:

¹⁴ STURGEON, T.; SHOTE, A. and ABABOU, M. "Real Time Logging of Sub-Hydrostatic Wells Using Concentric Coiled Tubing Technology". Offshore Technology Conference, 2014.

Figura 4. Partes de un coiled tubing con puertos para la inyección de nitrógeno



Fuente: MASON, D.L. "Production Logging in a Rod-Pumped Well Using Coiled-Tubing-Conveyed Tools and Nitrogen Gas Lift", 1992.

1.5.2.1 Componentes del sistema.

- **Coiled tubing:** la pieza que permite la toma de registros con inyección de nitrógeno simultánea.
- **Cable conductor o wireline:** se encarga de transferir la energía a la sarta de registros.
- **Unidad de inyección de nitrógeno:** ensamblaje encargado de la inyección de Nitrógeno mediante compresores.
- **Puertos de salida de nitrógeno:** puertos ubicados en el coiled tubing, cuya función es darle salida al nitrógeno hacia la tubería de producción
- **Sarta de registros PLT**

1.5.2.2 Procedimiento de instalación.

- Detener el flujo en el pozo.
- Retirar sarta de varillas y bomba de fondo.
- Instalar válvula de contrapresión.
- Instalar el coiled tubing y la cabeza inyectora en superficie.
- Bajar el coiled tubing y circular para retirar residuos.
- Iniciar la inyección de nitrógeno y correr el registro de producción con las herramientas necesarias para obtener los datos que se desean.¹⁵

1.5.2.3 Ventajas.

- Permite toma de registro mediante una operación de intervención.
- Previene alteraciones de las condiciones estables del pozo.
- Disminución del consumo de nitrógeno si se instala un compresor de chorro líquido.¹⁶

1.5.2.4 Desventajas.

- Costo inicial alto, debido a unidades de inyección de Nitrógeno.
- Se requiere retirar las varillas, bomba de subsuelo y balancín.

1.5.3 Arreglo de Sarta de Registros con Jet Pump. Este método ve sus inicios a mediados de 1990, iniciando con operaciones como lo son la limpieza de arenas¹⁷, para el caso de registros de producción, fue una solución propuesta por el departamento de Resource & Development de la empresa Petroleum Development Oman, los cuales operaban en el país de Omán varios campos que venían presentando problemas en el corte de agua, este se encontraba en constante aumento y ya alcanzaba el 95% en promedio, lo cual conlleva a cerrar varios pozos por sobrecargas en las instalaciones de tratamiento y costos adicionales que los hacen económicamente inviables.

Mediante la implementación de registros de producción en el campo, se detectaron las entradas de agua, pero inicialmente estos se habían corrido mediante el método que usa un cabezal dual, al darse cuenta de ciertas falencias que posee este método, decidieron desarrollar uno que tomara un menor tiempo de trabajo y menor costo.

¹⁵ MASON, D.L. "Production Logging in a Rod-Pumped Well Using Coiled-Tubing-Conveyed Tools and Nitrogen Gas Lift". 1992.

¹⁶ STEWART, D. et al. "Combining a Liquid Jet Compressor with Nitrogen Lifting Through Coiled Tubing for Logging a Low Pressure Horizontal Well". 2017.

¹⁷ PINEDA, R. et al. A Chronological Review of Concentric Coiled Tubing Vacuum Technology: Past, Present and Future. SPE 163937. 2013.

La solución desarrollada consiste en una sarta compuesta por dos Coiled Tubing de distinto tamaño, uno dentro del otro respectivamente (1 in y 2 in), el espacio anular entre estos dos está dado para que un fluido de potencia (agua y reductores de fricción) llegue a fondo y propulse a la bomba hidráulica que también viene siendo parte de la sarta, esta bomba llevará los fluidos producidos a superficie simulando las condiciones de producción del pozo estables permitiendo a la sarta de PLT tomar sus datos de manera normal¹⁸.

1.5.3.1 Componentes del sistema.

- **Coiled tubing concéntrico (1 in y 2 in):** provee el entorno para el paso del fluido de potencia hacia el fondo del pozo (a través del interior de la tubería de 1 in) y el paso de los fluidos producidos de fondo a superficie (mediante el anular entre la tubería de 1 in y 2 in), los diámetros pueden estar sujetos a cambios que dependan de las condiciones que presente el pozo.
- **Cable de potencia:** lleva la energía eléctrica a fondo y permite tener la data en tiempo real.
- **Bomba hidráulica:** también llamada Jet Pump en inglés, genera el diferencial de presión necesario para llevar los fluidos producidos a superficie mediante el uso de un fluido de potencia (generalmente es agua mezclada con reductores de fricción).
- **Sarta de registros PLT:** compuesta por las herramientas que dependen del tipo de datos que se desee observar.

1.5.3.2 Procedimiento de instalación.

- Llevar taladro de reacondicionamiento (Workover rig) a locación.
- Detener flujo del pozo.
- Retirar sistema de bombeo mecánico (sarta de varillas y arreglo de bomba de fondo).
- Insertar arreglo de Jet Pump con sarta de registros.
- Tomar el registro de producción

1.5.3.3 Ventajas.

- Su instalación es posible en pozos con diámetros pequeños, así sean menores a 9 5/8 in (7 o 4 1/2 in).
- Es posible su uso en sistemas de levantamiento artificial distintos del bombeo mecánico, como lo son Bombeo por cavidades progresivas y Bombeo Electrosumergible.

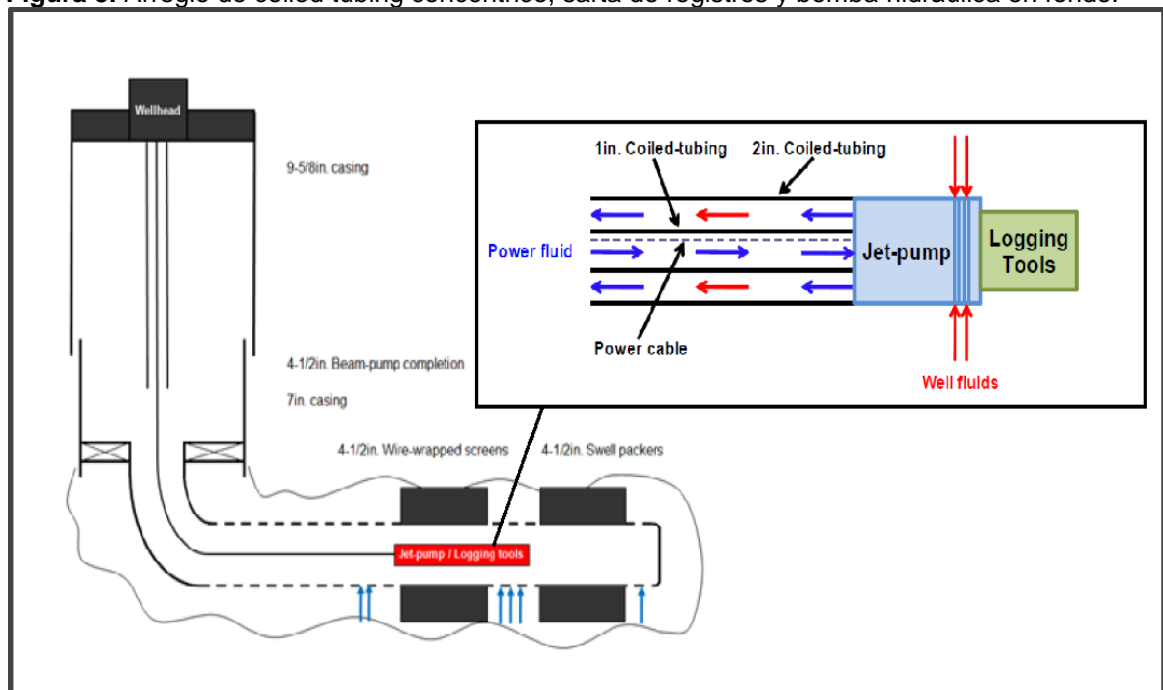
¹⁸ ZREIK, Bassam, et al. "Novel Surveillance Technique for Beam-pumped Wells to Minimize Intervention and Optimize Production, South of Oman". 2013.

1.5.3.4 Desventajas.

- Debido a que el sistema utiliza una Jet Pump para llevar los fluidos producidos a superficie, este requiere del uso de fluido de potencia para el correcto funcionamiento de la bomba, adicionalmente se requerirán instalaciones para la inyección de este mismo.
- Tratamiento adicional de fluidos producidos en superficie para retirar el fluido de potencia de estos, puede llegar a tener costos adicionales¹⁹.

El esquema de un arreglo de Jet Pump para la toma de registros de producción se puede apreciar en la **Figura 5**:

Figura 5. Arreglo de coiled tubing concéntrico, sarta de registros y bomba hidráulica en fondo.



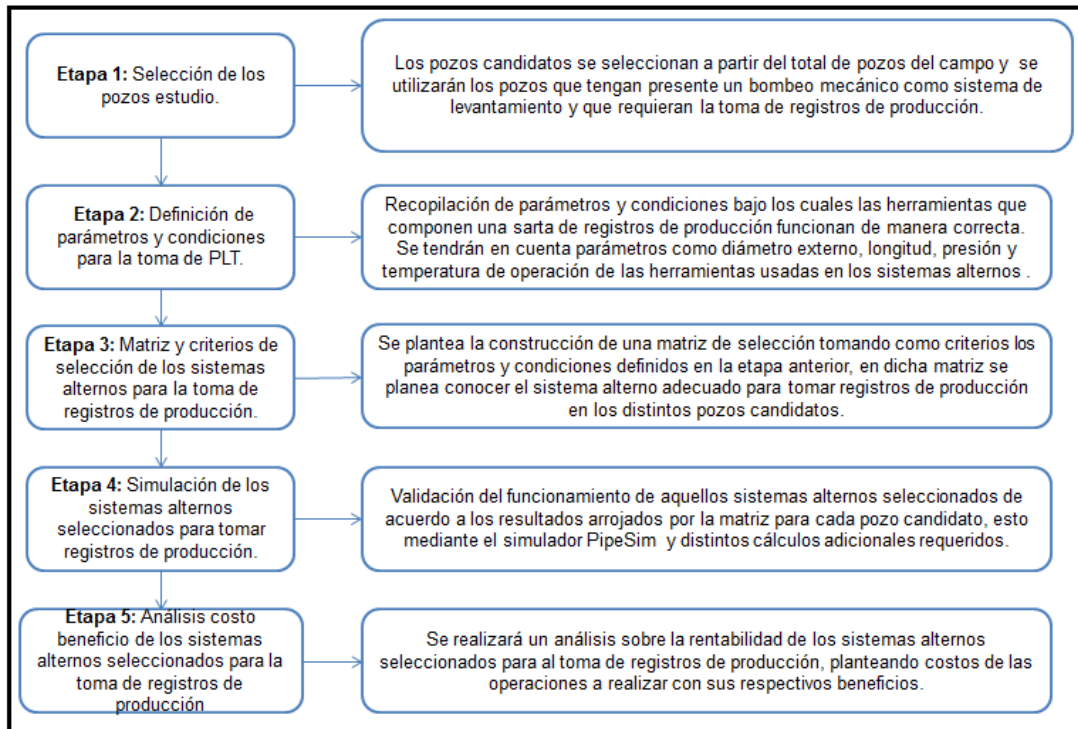
Fuente: elaboración propia, con base en: ZREIK, B. et al. "Novel Surveillance Technique for Beam-pumped Wells to Minimize Intervention and Optimize Production, South of Oman". (2013).

¹⁹ STURGEON, T. et al. "Real Time Logging of Sub-Hydrostatic Wells Using Concentric Coiled Tubing Technology". 2014.

2. METODOLOGÍA

En este capítulo se describe la metodología a seguir para el desarrollo del presente proyecto de investigación, el cual está dividido en las etapas que se visualizan en la **Figura 6**.

Figura 6. Etapas de la investigación.



Fuente: elaboración propia.

2.2 ETAPA 1: SELECCIÓN DE POZOS ESTUDIO

En esta etapa se realizará la selección de los pozos en los cuales se realizará el desarrollo del presente proyecto. La selección es realizada a partir de la totalidad de pozos del campo y se escogerán los pozos que produzcan a partir del bombeo mecánico como sistema de levantamiento y que presenten la necesidad de tomar registros de producción.

2.2.1 Población. La población de este proyecto son los pozos productores del Campo X, los cuales representan un total de 16 pozos, de los cuales ocho (8) funcionan con bombeo por cavidades progresivas, seis (6) funcionan con bombeo mecánico, uno (1) funciona con bomba electrosumergible y un (1) pozo monitor de presión.

2.2.1 Muestra. La muestra en la que se desarrollará la totalidad del proyecto (tanto aplicación de la matriz para la selección del sistema como la simulación de dichos sistemas alternos, si aplican) corresponde a los seis (6) pozos que producen mediante bombeo mecánico y presentan la necesidad de correr un registro de producción PLT.

El listado de pozos del campo según sistema de levantamiento se encuentra en la **Tabla 1:**

Tabla 1. Pozos del campo según sistema de levantamiento

Nombre del pozo	Sistema de levantamiento
A	Bombeo Mecánico
B	Bombeo Mecánico
C	Bombeo Mecánico
D	Bombeo Mecánico
E	Bombeo Mecánico
F	Bombeo Mecánico
G	Bombeo por Cavidades Progresivas
H	Bombeo por Cavidades Progresivas
I	Bombeo por Cavidades Progresivas
J	Bombeo por Cavidades Progresivas
K	Bombeo por Cavidades Progresivas
L	Bombeo por Cavidades Progresivas
M	Bombeo por Cavidades Progresivas
N	Bombeo por Cavidades Progresivas
O	Bombeo Electrosumergible
P	Pozo Observador

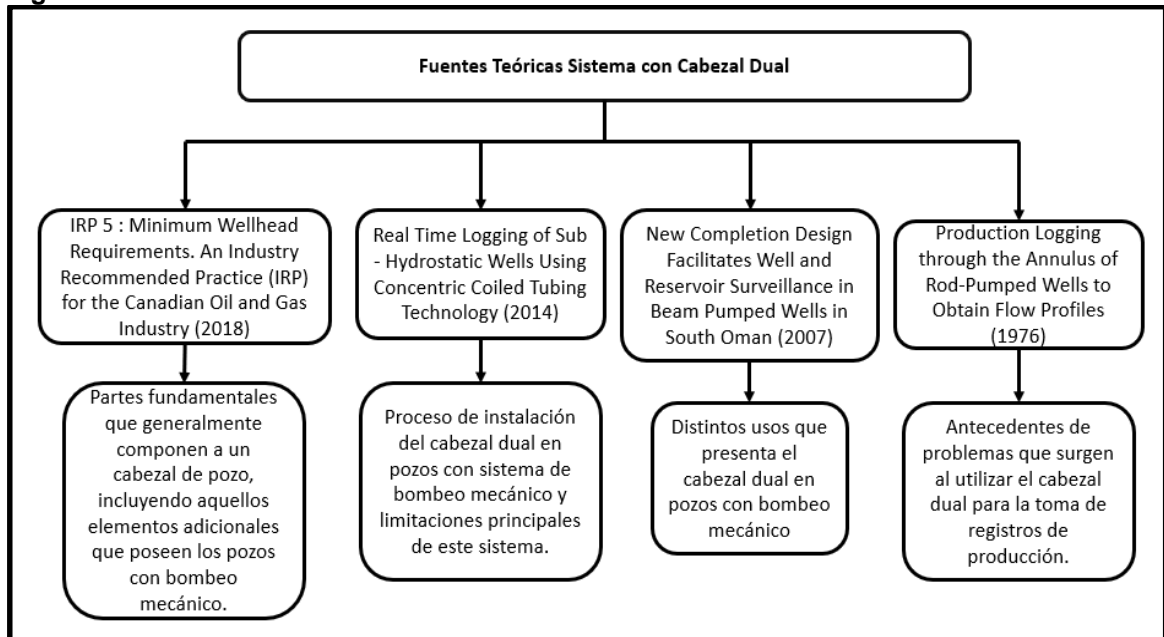
Fuente: elaboración propia

2.3 ETAPA 2: DEFINICIÓN DE PARÁMETROS Y CONDICIONES PARA LA TOMA DE PLT

La información necesaria para el desarrollo de esta etapa del proyecto se presenta en las siguientes figuras (**Figuras 7, 8 y 9**), se organizará respecto a cada sistema alterno disponible para tomar registros de producción y los parámetros de las distintas herramientas utilizadas en la toma de registros de producción:

2.3.1 Sistema por cabezal dual. En la **Figura 7** se muestran los distintos estudios que se han realizado con base a la toma de registros de producción mediante cabezal dual y las fuentes teóricas de donde se han extraído los diferentes parámetros relacionados con el sistema:

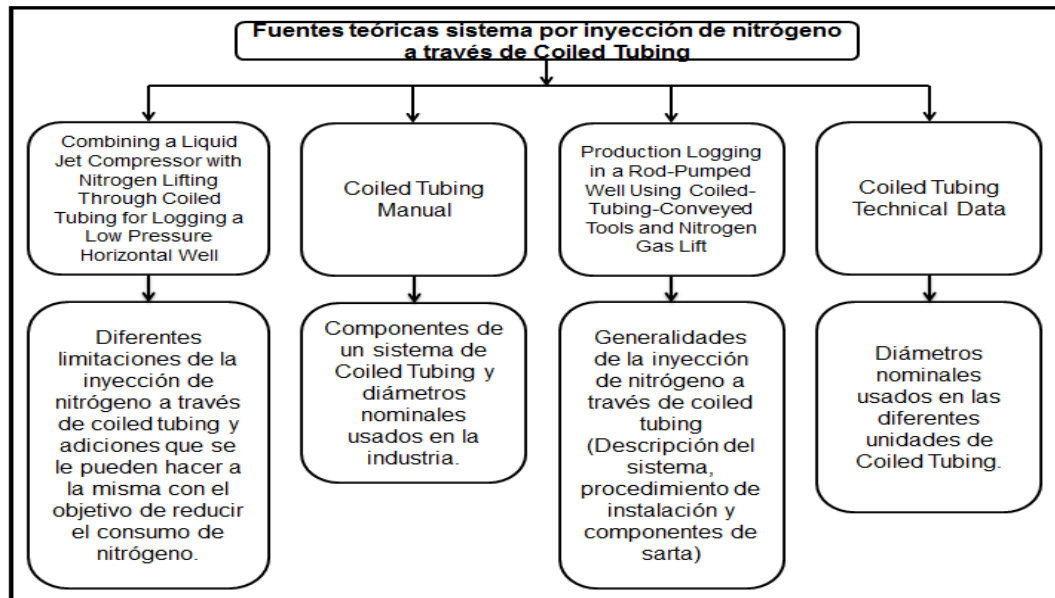
Figura 7. Fuentes teóricas con Cabezal Dual.



Fuente: elaboración propia.

2.3.2 Sistema por inyección de nitrógeno a través de coiled tubing. En la **Figura 8** se muestran los distintos estudios que se han realizado con base a la toma de registros de producción mediante la inyección de nitrógeno a través de coiled tubing y las fuentes teóricas de donde se han extraído los diferentes parámetros relacionados con el sistema:

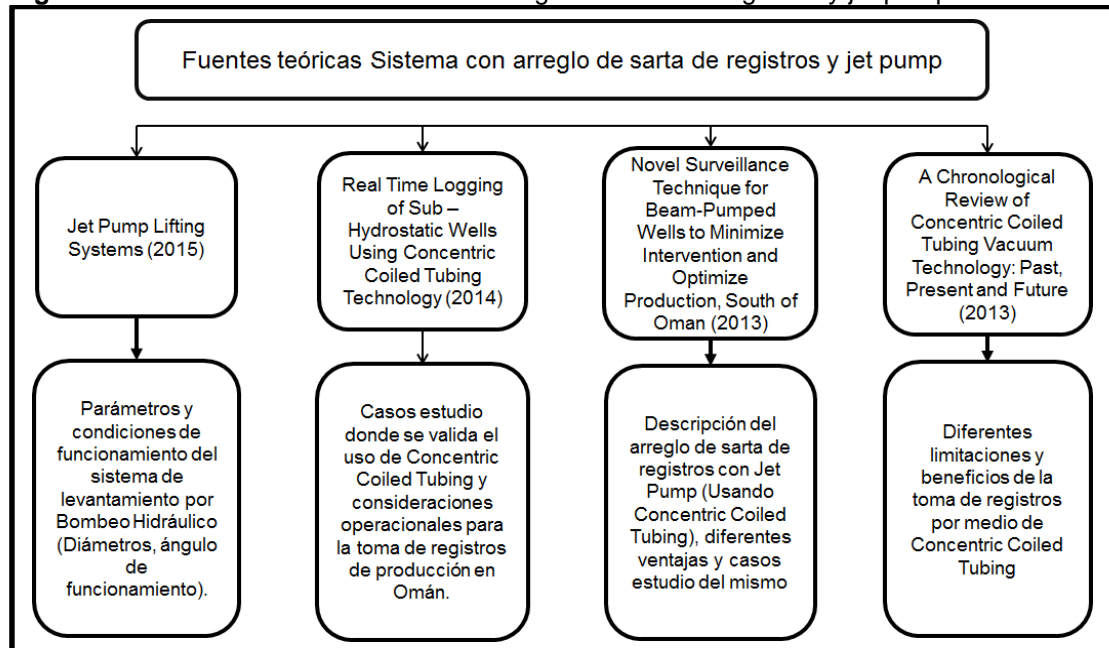
Figura 8. Fuentes teóricas sistema por inyección de nitrógeno a través de Coiled Tubing



Fuente: elaboración propia.

2.3.3 Sistema con arreglo de sarta de registros y Jet Pump. En la **Figura 9** se muestran los distintos estudios que se han realizado con base a la toma de registros de producción mediante un arreglo con Jet Pump y las fuentes teóricas de donde se han extraído los diferentes parámetros relacionados con el sistema:

Figura 9. Fuentes teóricas Sistema con arreglo de sarta de registros y jet pump.



Fuente: elaboración propia.

Los parámetros para la toma de registros de producción (PLT) se muestran a continuación se seleccionaron de acuerdo a los artículos y bibliografía revisada anteriormente (Véase **Figura 7, 8 y 9**), teniendo en cuenta las variables que podrían generar problemas a la hora de instalar uno de los sistemas alternos anteriormente descritos así como afectar el funcionamiento de las herramientas en fondo.

- Diámetros externos (in)
- Temperaturas máximas de operación (°F)
- Presiones máximas de operación (psi)
- Longitud
- Rangos de casing (in)
- Disponibilidad de nitrógeno para inyección
- Caudales

De estos parámetros, la disponibilidad del nitrógeno es la única variable de tipo cualitativa que se tiene en cuenta en esta etapa, debido a que resulta ser indispensable a la hora de tener en cuenta una inyección temporal de nitrógeno para tomar registros de producción, en caso de que no haya nitrógeno disponible, no se podrá usar este sistema alterno para dicho fin.

La variable de tipo de fluido a analizar, se había propuesto en un inicio con la finalidad de delimitar el tipo de medidor de densidad a utilizar, pero dejó de ser significativa debido a que es un problema que no se busca resolver mediante esta investigación. Así mismo, la variable de precipitación de contaminantes, es controlada directamente por la administración del yacimiento y no compete con el objetivo principal de la investigación. Por otra parte, las variables resolución, alcance y exactitud dejaron de tener peso a la hora de delimitar las condiciones operacionales de cada herramienta, se observó que mediante el uso de las variables diámetro externo de herramienta, temperatura y presión máxima de operación se posee el suficiente criterio para la selección de las herramientas que componen el sistema alterno para tomar registros de producción (incluyendo sarta de registros y arreglos adicionales necesarios).

2.4 ETAPA 3: MATRIZ Y CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS ALTERNOS PARA TOMAR REGISTROS DE PRODUCCIÓN

En esta etapa se describe la matriz a utilizar en el proyecto, así como los parámetros de los pozos que junto con los parámetros de la herramienta sirven como variables para llegar a la selección de los sistemas alternos más adecuados para tomar registros de producción en un pozo (Cabezal dual, inyección de nitrógeno, arreglo de sarta de registros con jet pump).

2.4.1 Diseño de la matriz de selección. En el diseño de la matriz de selección se realizará la descripción de los parámetros utilizados en esta, la manera como se encuentra estructurada, cómo se diligencia y finalmente la interpretación de los resultados finales.

2.4.1.1 Parámetros a considerar en la matriz de selección. En la etapa 2 del proyecto se definieron algunos de dichos parámetros, los cuales conciernen a las herramientas utilizadas en fondo y van unidas entre sí formando un ensamblaje que permite la corrida de los registros de producción en el pozo estudio.

Adicionalmente, se tendrán en cuenta en la matriz los parámetros concernientes al pozo, los cuales son los que plantean las condiciones iniciales para tomar un registro y servirán como respectivos datos de entrada. Estos son:

- Diámetros del estado mecánico (in)
- Caudal total (BFPD)
- Presiones (psi)
- Ángulo de desviación del pozo

2.4.1.2 Estructura de la matriz de selección. En esta sección se describe la estructura de la matriz, la cual está dividida en valores de entrada y salida. La entrada comprende los datos del pozo, así como los parámetros de las herramientas de fondo mencionados en la Etapa 2 del proyecto y otros parámetros relacionados a los diferentes sistemas alternos, tal como se puede ver en las **Tabla 2, 3, 4 y 5** presentadas a continuación:

Tabla 2. Datos del pozo a la entrada de la matriz

Variables del Pozo	Unidades	Valor
Diámetro mínimo del estado mecánico	Pulgadas (in)	
Diámetro máximo del estado mecánico	Pulgadas (in)	
Temperatura	°F	
Presión	Libra por pulgada cuadrada (PSI)	
Ángulo de desviación del pozo	Grados	

Fuente: elaboración propia.

Tabla 3. Parámetros de las herramientas de fondo

Herramienta	Referencia	Diámetro externo (in)	Temperatura máxima de operación (°F)	Presión máxima de operación (PSI)	Longitud (Ft)	Rango de Casing /Tubing Mínimo	Rango de Casing /Tubing Máximo
Medidor de flujo (Flow Meter)	Continuous FlowMeter Spinner	1.6875	350	15000	0.667	1.875	-
Flow ID	Fluid Density	1.437	375	18000	3.26	1.875	-
Termómetro	Temperature Logging Tool	1.437	375	18000	1.92	1.875	-
Manómetro	Compensated Quartz Pressure Tool	1.687	375	16000	4.25	2	-
Localizador de cuellos	Hostile Gamma Neutron CCL	1.687	500	20000	8.82	2	-
Gamma Ray	Hostile Gamma Neutron CCL	1.687	500	20000	8.82	2	-
Coiled Tubing	-	2	-	-	-	-	-
Jet Pump	-	2	500	-	-	1.25	4.5

Fuente: elaboración propia.

Tabla 4. Parámetros relacionados a la longitud de la sarta de registros y al sistema de inyección de nitrógeno mediante coiled tubing.

Otras Variables	Valor
Disponibilidad de Nitrógeno (Si/No)	
Longitud de Sarta (ft)	
Bolsillo - Rat Hole (ft)	

Fuente: elaboración propia.

La salida de la matriz vista en la **Tabla 5** comprende los resultados de la matriz para cada uno de los sistemas alternos, además de mencionar los factores que son indispensables a la hora de implementar cualquiera de estos. Es preciso decir que la matriz coteja entre las variables de entrada que hacen parte de las herramientas de fondo y las variables de entrada del pozo, con la finalidad de evitar incongruencias entre estas, asegurando que no se presenten restricciones en el medio hacia la zona de interés para la toma del registro de producción. Las variables de “Longitud de Sarta” y “Bolsillo” están presentes para comprobar que todos los instrumentos de la sarta de registro lograrán tomar sus mediciones en cada intervalo productor del pozo, en caso de que la longitud de la sarta exceda el tamaño del bolsillo, se sabe que algunas herramientas no lograrán realizar las mediciones deseadas en la zona de interés.

Tabla 5. Parámetros de salida de la matriz de selección

SISTEMAS ALTERNOS PARA TOMAR PLT ADECUADOS PARA EL POZO	
CABEZAL DUAL	Visto Bueno
Diámetro del pozo (in)	
INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN COILED TUBING	Visto Bueno
Disponibilidad de Nitrógeno para inyección (Si/No)	
Diámetro Coiled Tubing (in)	
ARREGLO DE JET PUMP EN CCT	Visto Bueno
Diámetro Externo de Jet Pump (in)	
Ángulo de desviación (°)	
Diámetro Concentric Coiled Tubing (in)	
Temperatura de Operación (°F)	

Tabla 5. (Continuación).

PROBLEMAS EN DISEÑO DE SARTA	Visto Bueno
Medidor de flujo (Flow Meter)	
Gradiomanómetro (Flow ID)	
Termómetro	
Manómetro	
Localizador de cuellos	
Gamma Ray	
Longitud de Sarta (ft)	

Fuente: elaboración propia.

2.4.2 Diligenciamiento de la matriz de selección. De primera mano, tendrá que ser diligenciado el apartado de variables de entrada para el pozo (**Tabla 2**), ubicando su diámetro mínimo el cual es observado en el estado mecánico, cabe aclarar que el drift de una tubería es el diámetro corregido por imperfecciones mediante el cual se puede pasar una herramienta, siendo este el que debe ser utilizado en esta zona. Deben ubicarse posteriormente las variables de diámetro máximo (debe tomarse el diámetro externo de mayor magnitud en el pozo), temperatura del pozo (En grados Fahrenheit), presión representativa del fondo (en psi) y el ángulo de desviación del pozo (preferiblemente el ángulo en la zona donde está asentada la bomba). Seguidamente, se realiza la elección de diámetros de Coiled Tubing y de Jet Pump que vayan acorde con las necesidades que se presenten en el pozo; así como debe conocerse la disponibilidad de nitrógeno para inyección.

2.4.3 Interpretación de los resultados de la matriz. En la zona de salidas de la matriz (**Tabla 5**) un “Si” en la casilla de “Visto Bueno” de cada una de las variables que pertenezcan a un sistema alternativo, nos dirá que este es adecuado para ser implementado en el pozo estudio. Por otro lado, si se visualiza al menos un “No” en una de las casillas de “Visto Bueno” para las variables, mostrará que esta se encuentra teniendo un problema de cotejo y que el sistema no es el más adecuado para el pozo estudio.

2.5 ETAPA 4: SIMULACIÓN DE LOS SISTEMAS ALTERNOS SELECCIONADOS PARA TOMAR REGISTROS DE PRODUCCIÓN

En esta etapa se validan los resultados obtenidos en la matriz a través de la simulación de los sistemas alternos seleccionados en los pozos candidatos, esto mediante la representación de una Jet Pump en los pozos a través de la metodología de Petrie et al y en el caso del sistema de cabezal dual e inyección de nitrógeno se hará uso del simulador PipeSim (uso de análisis nodal).

2.5.1 Metodología para diseño manual de Jet Pump. El modelo elegido para realizar el diseño manual de la jet pump es el publicado por Hal Petrie en “The Technology of Artificial Lift Methods”, en donde presenta la secuencia de cálculos y ecuaciones específicas basadas en el trabajo realizado por Gosline y O’Brien (1933), los cuales presentaron las primeras ecuaciones que podían ser usadas en jet pumps de diferentes tamaños²⁰.

El proceso que propone el modelo plantea encontrar la tasa de fluido de potencia a condiciones superficiales, la bomba adecuada para el pozos estudio y la potencia con la que debe funcionar la bomba en superficie²¹.

Para la aplicación de este modelo es necesario contar con los siguientes datos:

- Profundidad del pozo
- Profundidad de asentamiento de la bomba
- Fluido de potencia (selección)
- Diámetros interno y externo de la tubería de producción
- Diámetro interno de la tubería de revestimiento
- Presión en la cabeza del pozo
- Presión estática del pozo al nivel de referencia
- Presión de operación en superficie
- Temperatura en fondo
- Viscosidad del aceite producido
- Gravedad API del aceite
- Gravedad específica del agua y del fluido de potencia
- Relación Gas - Aceite
- Corte de Agua
- Tasa de fluido a producir

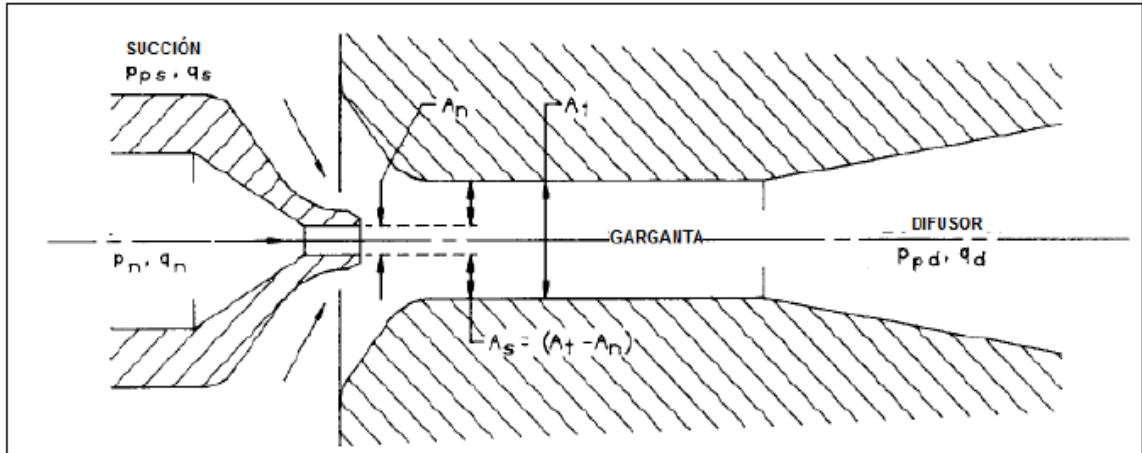
Este modelo se aplicará con el fin de dar cumplimiento al objetivo de simular los sistemas alternos seleccionados, más específicamente el sistema de arreglo de sarta de registros con Jet Pump, debido a que no se cuenta con un simulador con la capacidad de hacer dicha simulación.

2.5.1.1 Ecuaciones del modelo. Una jet pump que posea la configuración básica de la **Figura 10**, y considere las ecuaciones de energía y momento para la tobera, la succión, la garganta y el difusor, tendrá en cuenta las siguientes ecuaciones:

²⁰ BROWN, K. “The Technology of Artificial Lift Methods”, Vol. 2b. Capítulo 6: Jet Pumping. 1980. p. 454.

²¹ RODRÍGUEZ, W. et al. “HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS Y DISEÑO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES”. UIS. 2010.

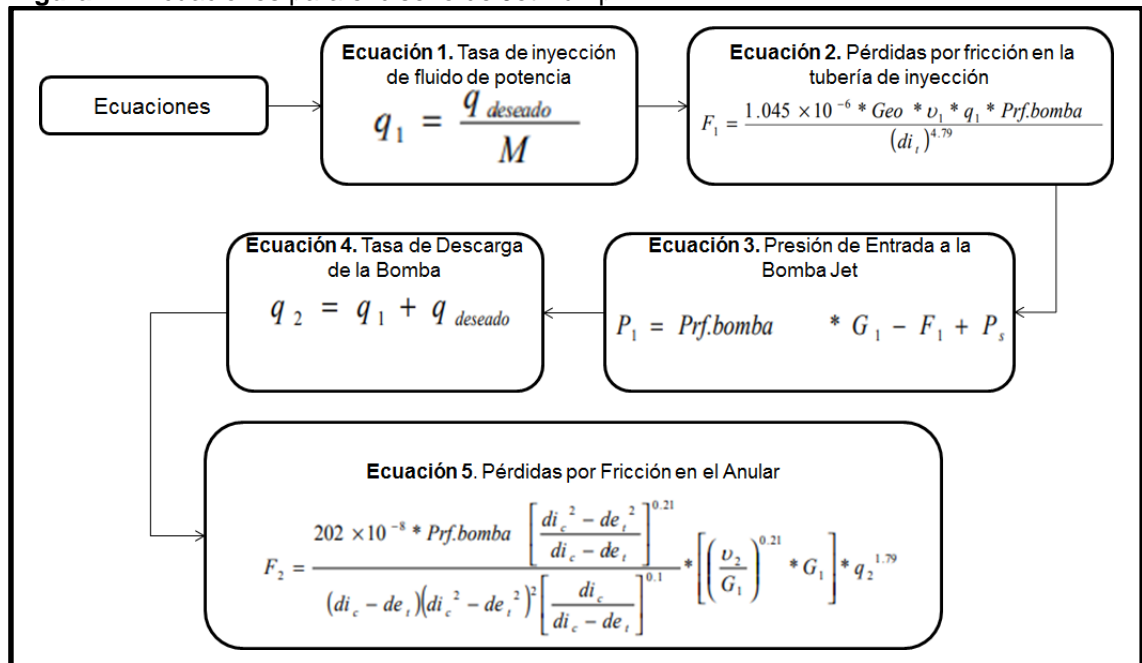
Figura 10. Configuración de las secciones de una Jet Pump.



Fuente: PÉREZ, J.C. "ALTERNATIVAS EN EL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS". 2013.

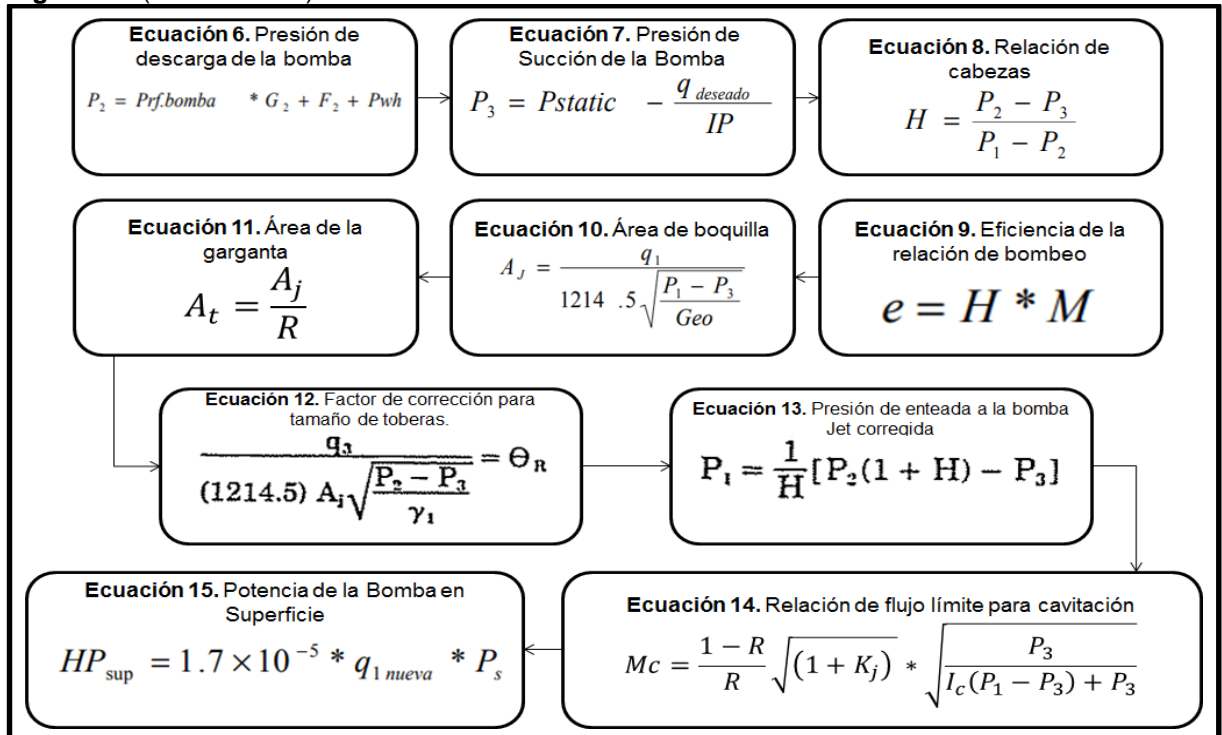
Cabe recalcar que para la **Ecuación 2** la viscosidad del fluido será hallada mediante el uso del **Anexo A Gráfica 1**.

Figura 11. Ecuaciones para el diseño de Jet Pump



Fuente: elaboración propia.

Figura 11. (Continuación).



Fuente: elaboración propia.

Una vez calculada la presión de succión de la bomba con la **Ecuación 7**, se procederá a determinar la geometría de la bomba a utilizar, mediante el **Anexo A Gráfica 2** se determinarán las relaciones de bombeo que presentan la mayor eficiencia, las diferentes relaciones A, B, C, D y E se ven graficadas como función de la relación de cabezas “H” y relación de flujo “M”, se halla el “M” de operación para cada relación (entrando por el eje vertical con la relación de cabezas “H” y encontrando la primera intersección con las curvas de la relación analizada) y luego con aquel “M” de operación se podrá encontrar la eficiencia máxima de la geometría de la bomba (para su respectiva relación A, B, C, D o E).

Luego de proceder con los cálculos de las áreas de la tobera (boquilla) y de la garganta se procede a elegir la combinación de tobera y garganta existente en el mercado, estas pueden encontrarse en el **Anexo A Gráfica 3**. Para corregir las diferencias entre las áreas de la tobera seleccionada y la calculada originalmente, se calcula el factor de corrección θ_R y mediante el **Anexo A (Gráficas 4, 5, 6, 7 y 8)**, se halla una relación de flujo “M” corregida y una nueva relación de cabeza “H” corregida. Con estas magnitudes corregidas va seguido el cálculo de la nueva presión de entrada a la bomba “P₁” y un nuevo caudal de inyección “q₁”.

Posteriormente se comprueba que la relación de flujo “M” sea menor que la relación de flujo límite para cavitación “M_c”, si esto se da, se puede realizar el cálculo posterior de potencia de la bomba sin problema alguno, en caso de que la relación de flujo exceda a la relación “M_c” habrá cavitación y deberán evaluarse cambios en diferentes parámetros (Relaciones de geometría A, B, C, D o E, caudales deseados de producción y las presiones usadas en la metodología).

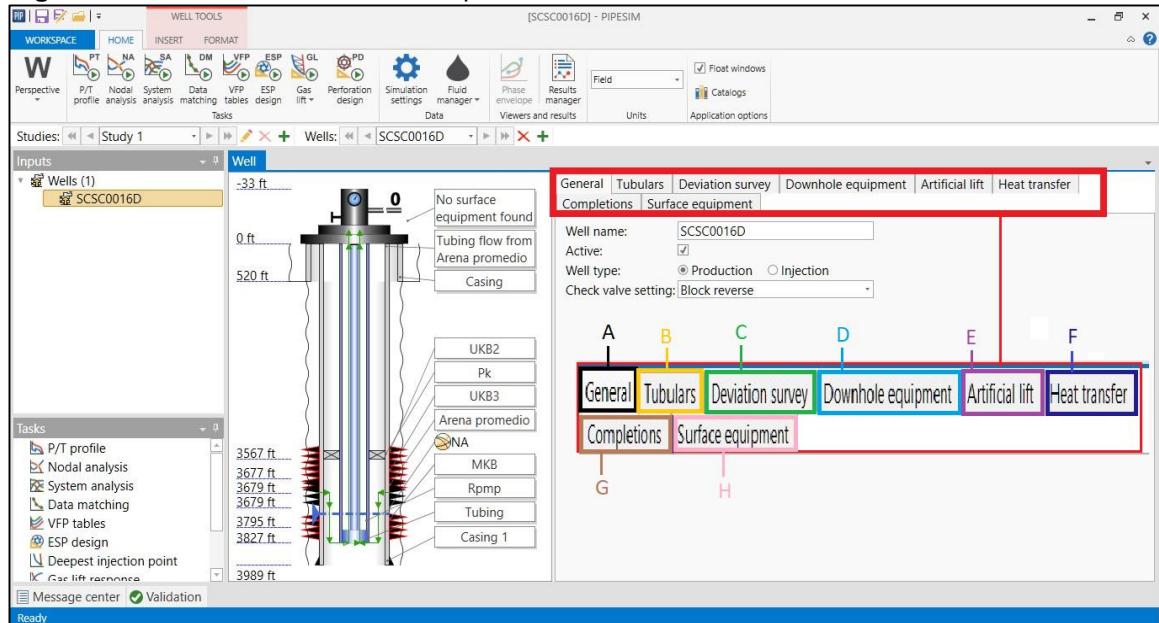
2.5.1.2 Resultados obtenidos mediante la metodología. Los resultados obtenidos mediante la aplicación de este modelo para diseñar una Jet Pump en los diferentes pozos estudio son los siguientes:

- Caudal de diseño.
- Presión de operación.
- Presión de succión.
- Presión de descarga.
- Bomba seleccionada (Área tobera y garganta).
- Tasa de descarga de fluidos.
- Tasa de inyección de fluidos.
- Potencia requerida por la bomba.

2.5.2 Proceso de simulación en PipeSim para sistema de cabezal dual e inyección de nitrógeno. El proceso de simulación se divide en dos, en primer lugar se diligencian las diferentes pestañas del simulador con las condiciones a las que se encuentra el pozo junto con su respectivo bombeo mecánico, posteriormente se cambia dicho sistema de levantamiento por el sistema de inyección de nitrógeno a través de coiled tubing representado en este caso como un gas lift en el simulador.

2.5.2.1 Introducción de datos del pozo en el simulador PipeSim. En esta parte se introduce la data de los diferentes pozos, la cual se diligencia de la siguiente manera:

Figura 12. Secciones del simulador PipeSim.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software PIPESIM Steady-State Multiphase Flow Simulator v. 2015.

- A. General:** en esta sección se diligencia el nombre del pozo, si está activo o no, que tipo de pozo es (Productor o inyector) y la configuración de las válvula cheque que pudieran estar presentes en el estado mecánico del pozo.
- B. Tuberías (Tubulars):** en esta sección se introducen las dimensiones de tuberías de revestimiento, tuberías de producción (Diámetro, longitud y el intervalo donde están ubicadas) y la presencia de material en el anular (Tope de cemento, densidad del mismo, entre otros).
- C. Trayectoria del pozo (Deviation survey):** en esta sección se introduce la información de desviación del pozo, es decir, información de la True Vertical Depth (TVD) y Measured Depth (MD), así como el tipo de Survey (Vertical, 2D o 3d).
- D. Equipo de pozo (Downhole Equipment):** en esta sección se introducen diferentes herramientas que puede tener el pozo (como empaques, camisas, entre otros) y en la misma aparecen los análisis nodales que se podrían llegar a realizar en el pozo.
- E. Sistema de Levantamiento Artificial (Artificial Lift):** en esta sección se elige el tipo de levantamiento artificial que va a utilizar el pozo (Bombeo Mecánico, electrosumergible o por inyección de gas), así como el caudal a producir, el tipo de bomba, la cantidad de gas a inyectar, entre otros.

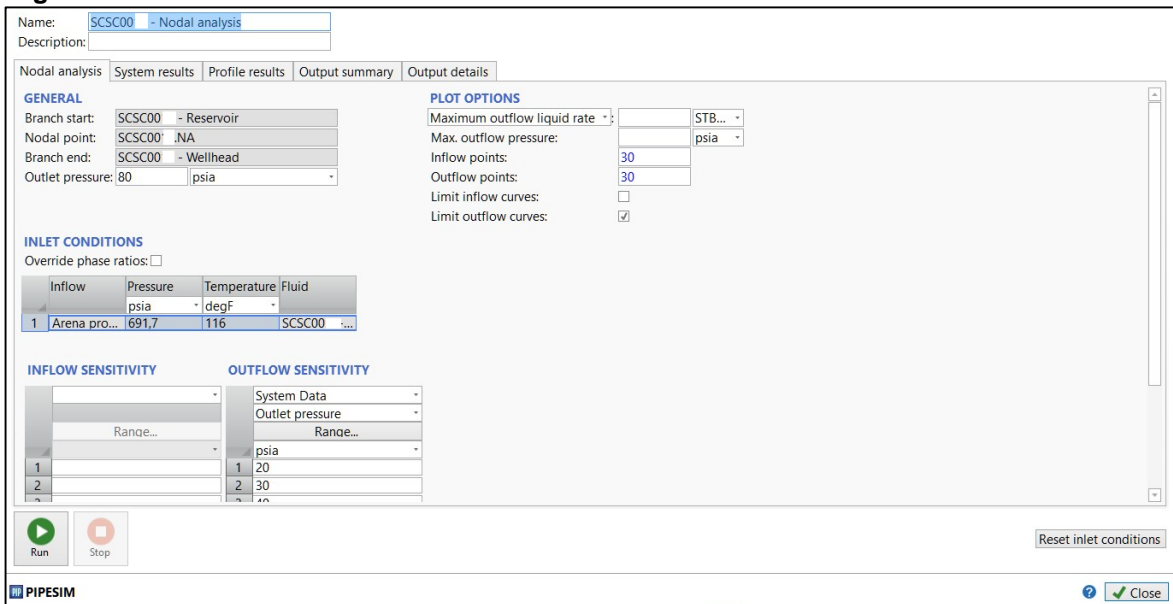
F. Transferencia de calor (Heat transfer): en esta sección se especifica el coeficiente de transferencia de calor y la temperatura en la cabeza del pozo, esto con el fin de obtener un gradiente de temperatura desde el fondo del pozo hasta superficie.

G. Completamiento (Completions): en esta sección se agrega la profundidad de perforados, datos como el tipo de modelo para la construcción de la IPR, presión y temperatura de yacimiento, índice de productividad (si se tiene), si se utiliza el modelo de Vogel por debajo del punto de burbuja, entre otros. Además también se agrega el modelo de fluido presente en el yacimiento y el daño del pozo.

H. Equipo de superficie (Surface Equipment): sección en donde se agregan equipos como el choke manifold, separadores, bombas, líneas de flujo y diferentes conexiones, también se puede conectar un pozo con otro.

Después de cargar los datos al simulador se realiza el análisis nodal a la altura de los perforados y se corre el programa, esto con el fin de saber el comportamiento de los pozos con bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial.

Figura 13. Análisis nodal.



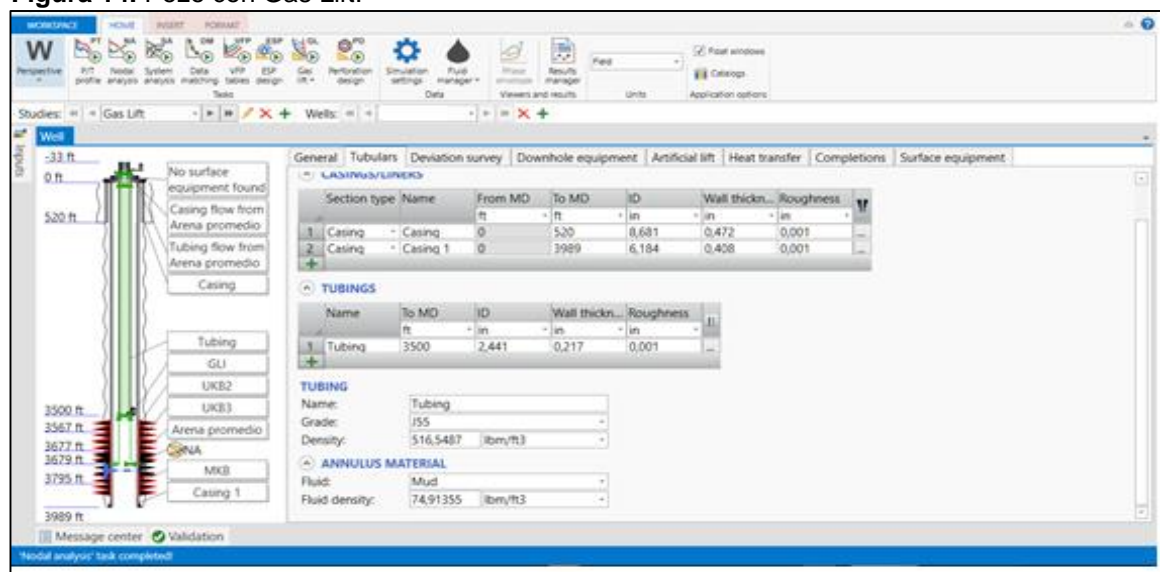
Fuente: software PIPESIM Steady-State Multiphase Flow Simulator v. 2015.

2.5.2.2 Simulando sistema de inyección de nitrógeno mediante coiled tubing.

Posterior al cargado de los datos en el simulador y a la corrida de los mismos, se procede a retirar el bombeo mecánico como sistema de levantamiento en el simulador y se agregan válvulas de gas lift, además de retirar los empaques (los cuales se ubican para que el simulador interprete que solo se produce por medio de la tubería de producción) logrando que se produzca por medio de la tubería de revestimiento también. Esto permite simular un comportamiento similar al de la producción por medio de coiled tubing, donde se inyecta gas a través de la tubería flexible y se produce por el anular entre esta y el revestimiento.

Esto se puede ver representado en la siguiente figura:

Figura 14. Pozo con Gas Lift.



Fuente: software PIPESIM Steady-State Multiphase Flow Simulator v. 2015.

2.6 ETAPA 5: ANÁLISIS COSTO - BENEFICIO DE LOS SISTEMAS ALTERNOS SELECCIONADOS PARA TOMAR REGISTROS DE PRODUCCIÓN

En esta etapa se analizan desde el punto de vista económico las alternativas más adecuadas para la toma de registros de producción en los pozos estudio, se hará principalmente un análisis costo - beneficio, el cual se ve representado mediante la Ecuación 16:

Ecuación 16. Relación Beneficio Total - Costo total operacional

$$\text{Relación Beneficio Costo} = \frac{\text{Beneficio total}}{\text{Costo total operacional}}$$

Fuente: elaboración propia.

2.6.1 Análisis costo - beneficio: Se planea evaluar los costos de las operaciones que se lleven a cabo para la instalación provisional de un sistema alternativo que permita la toma de un registro de producción, incluyendo las operaciones para su desinstalación y restauración al sistema de bombeo mecánico, una vez terminada la operación de vigilancia.

De igual manera, se evaluarán los beneficios tangibles e intangibles que vengan por realizar las operaciones anteriormente mencionadas, así como el escenario en donde no se llevan a cabo, para finalmente plantear una conclusión sobre el cotejo entre estos escenarios²².

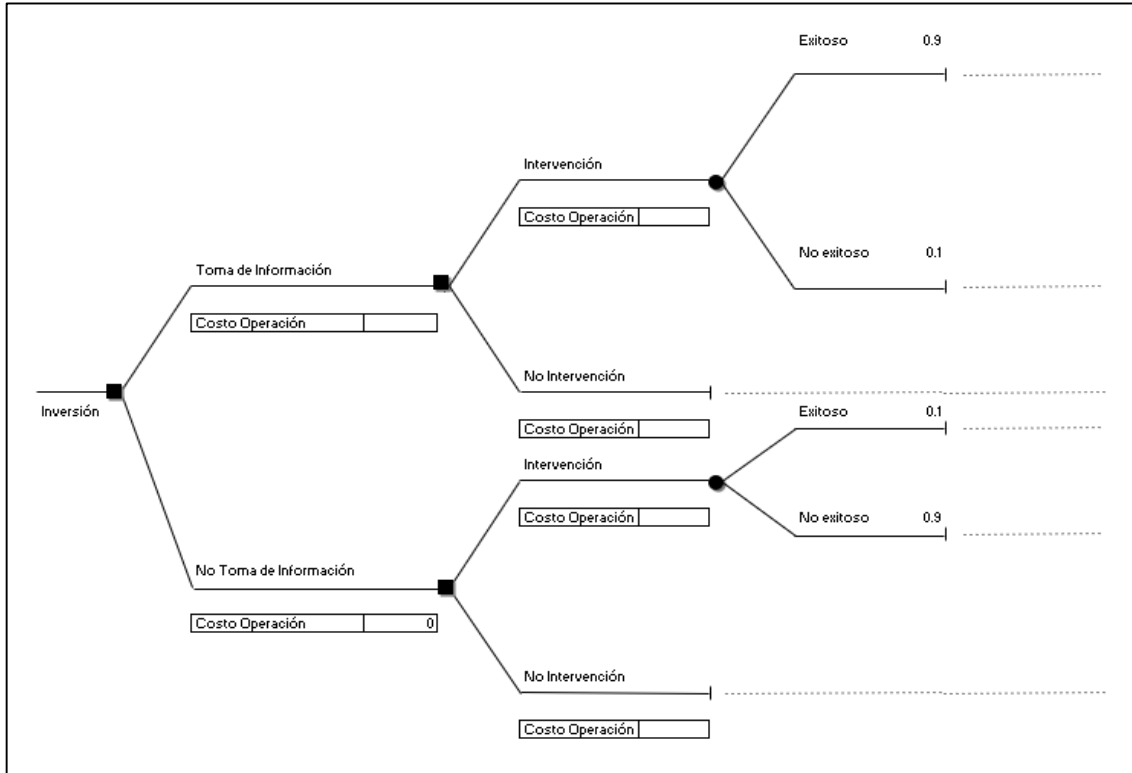
Para lograr esto, se deben tener en cuenta las necesidades que se deben satisfacer y las limitaciones que se lleguen a tener, asimismo la posición desde la cual se analizarán los costos y beneficios, que manifiestamente es la de contratista que busca la manera de realizar operaciones exitosas de vigilancia de pozos bajo el menor costo posible. Se deben listar las operaciones y equipos, y los costos estimados de cada una de estos, la sumatoria de estos costos se debe tener presente a la hora de relacionarla con el beneficio neto traído por una operación en específico.

La cifra de dinero asignada a los beneficios será calculada por medio de un árbol de decisiones (mostrado en la **Figura 15**), donde se obtendrá el valor de la información a partir del porcentaje de éxito que puede llegar a tener una operación de water shut-off cuando se cuenta o no con la información de un registro de producción, con costo de la operación adquirido según costos del tiempo que será utilizado el equipo, historia de estimulaciones del campo y producción de arena que se puede dar en la operación. Adicionalmente se tendrá en cuenta el precio de levantamiento del barril de aceite, el precio del barril de aceite (sin regalías, lifting costs y calidad y transporte). Siendo el valor de los beneficios el obtenido de una operación exitosa debido a la toma de la información.

Es preciso señalar que el escenario planteado para el beneficio a calcular, se hace tomando en cuenta a los cinco pozos estudio y un aumento de magnitud equivalente en la producción de cada uno de ellos, debido a esto no será necesario un análisis pozo a pozo.

²² TCA SOFTWARE SOLUTIONS. "Guía para realizar un buen análisis costo - beneficio - riesgo para un proyecto de ERP empresarial".

Figura 15. Árbol de decisiones.



Fuente: elaboración propia.

Al realizar el cociente entre los beneficios obtenidos por medio del árbol de decisiones y los costos totales para cada lista de operaciones que se tenga para cada uno los sistemas alternos seleccionados mediante la simulación realizada en la etapa anterior del proyecto, se van a comparar entre sí, concluyendo sobre el cociente que sea mayor entre los sistemas alternos, debido a que representa la mejor elección posible.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se muestran los resultados arrojados por la matriz al introducir la información de los diferentes pozos estudio, la simulación de los sistemas alternos seleccionados para cada pozo y el análisis costo - beneficio de los mismos.

3.1 SELECCIÓN DE POZOS

A continuación en la **Tabla 6**, se presentan los pozos que fueron seleccionados para el desarrollo del proyecto:

Tabla 6. Características de los pozos seleccionados.

Nombre de Pozo	Caudal (BFPD)	BS&W (%)	Diámetro mínimo del EM (in)	Diámetro máximo del EM (in)	Presión (psi)	Ángulo de Desviación (°)	Relación Gas Petróleo (MSCF/Bls)
A	558	86.76	2.867	9.625	59.23	2	0.04
B	76.4	73.88	2.347	13.375	331.35	3,5	0.36
C	-	-	2.347	9.625	300	33,24	-
D	322.26	94.9	2.347	9.625	245	68,3	0.51
E	208.6	83.4	2.867	9.625	123	62,4	0.88

Fuente: elaboración propia.

Cabe resaltar que de los pozos que funcionan con bombeo mecánico como sistema de levantamiento, el pozo F no se seleccionó como parte de la muestra debido a que no tiene el suficiente potencial para realizar en el mismo un registro de producción, es decir, es un pozo que no ha estado en producción por alrededor de cinco (5) años y que contaba con una producción aproximada de 18 barriles de fluido por día (de los cuales 3 Bls eran de crudo).

3.2 RESULTADOS DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN

La matriz de selección diligenciada para el pozo A, el cual se toma como procedimiento guía para el diligenciamiento de la matriz en otros pozos, se visualiza en las **Tablas 7, 8 y 9**. Los resultados de la parte de la matriz para los 5 pozos estudio restantes, se verán desarrollados en el **Anexo B (Tablas 1, 2, 3 y 4)**.

Tabla 7. Datos del pozo A a la entrada de la matriz.

Variables del Pozo	Unidades	Valor
Diámetro mínimo del estado mecánico	Pulgadas (in)	2.867
Diámetro máximo del estado mecánico	Pulgadas (in)	9.625
Temperatura	°F	116
Presión	Libra por pulgada cuadrada (PSI)	59.23
Ángulo de desviación del pozo	Grados	2

Fuente: elaboración propia.

Tabla 8. Parámetros de las herramientas de fondo para pozo A.

Herramienta	Referencia	Diámetro externo (in)	Temperatura máxima de operación (°F)	Presión máxima de operación (PSI)	Longitud (Ft)	Rango de Casing /Tubing Mínimo	Rango de Casing /Tubing Máximo
Medidor de flujo (Flow Meter)	Continuous FlowMeter Spinner	1.6875	350	15000	0.667	1.875	-
Flow ID	Fluid Density	1.437	375	18000	3.26	1.875	-
Termómetro	Temperature Logging Tool	1.437	375	18000	1.92	1.875	-
Manómetro	Compensated Quartz Pressure Tool	1.687	375	16000	4.25	2	-
Localizador de cuellos	Hostile Gamma Neutron CCL	1.687	500	20000	8.82	2	-
Gamma Ray	Hostile Gamma Neutron CCL	1.687	500	20000	8.82	2	-
Coiled Tubing	-	2.375	-	-	-	-	-
Jet Pump	-	2.5	500	-	-	1.25	4.5

Fuente: elaboración propia.

Tabla 9. Parámetros relacionados a la longitud de la sarta de registros y al sistema de inyección de nitrógeno mediante coiled tubing para pozo A.

Otras Variables	Valor
Disponibilidad de Nitrógeno (Si/No)	Si
Longitud de Sarta (ft)	27.737
Bolsillo - Rat Hole (ft)	121

Fuente: elaboración propia

Tabla 10. Parámetros de salida de la matriz de selección para pozo A.

SISTEMAS ALTERNOS PARA TOMAR PLT ADECUADOS PARA EL POZO	
CABEZAL DUAL	
	Visto Bueno
Diámetro del pozo (in)	Si
INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN COILED TUBING	
	Visto Bueno
Disponibilidad de Nitrógeno para inyección (Si/No)	Si
Diámetro Coiled Tubing (in)	Si
ARREGLO DE JET PUMP EN CCT	
	Visto Bueno
Diámetro Externo de Jet Pump (in)	Si
Ángulo de desviación (°)	Si
Diámetro Concentric Coiled Tubing (in)	Si
Temperatura de Operación (°F)	Si
PROBLEMAS EN DISEÑO DE SARTA	
	Visto Bueno
Medidor de flujo (Flow Meter)	Si
Gradiomanómetro (Flow ID)	Si
Termómetro	Si
Manómetro	Si
Localizador de cuellos	Si
Gamma Ray	Si
Longitud de Sarta (ft)	Si

Fuente: elaboración propia.

Los resultados de la matriz tras introducir la información de todos los pozos estudio se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 11. Resultados de la matriz de selección para la totalidad de pozos estudio.

Sistema Alterno para tomar PLT			
Pozo	Cabezal Dual	Iny Nitrógeno CT	Jet Pump en CT
A	Si	Si	Si
B	Si	Si	Si
C	Si	Si	Si
D	Si	Si	Si
E	Si	Si	Si

Fuente: elaboración propia.

Como puede ser visto en los resultados de la **Tabla 11**, todos los sistemas alternos estudiados durante el proyecto son aptos para ser instalados en el cualquiera de los pozos estudio, esto tomando en cuenta que la matriz evalúa si las herramientas para la toma de registros tienen acceso a la zona de interés, soportan las condiciones de presión y temperatura del pozo, que el diámetro del pozo permita tanto la instalación de un cabezal dual como el funcionamiento del arreglo de Jet pump y la corrida de la tubería flexible (Coiled tubing).

De este modo, la selección de un sistema en concreto para cada pozo sería dado por su comportamiento a la hora de efectuar la simulación (caudal que puede llegar a producir y la presión de fondo a la que operan) y el análisis económico de dichos sistemas alternos.

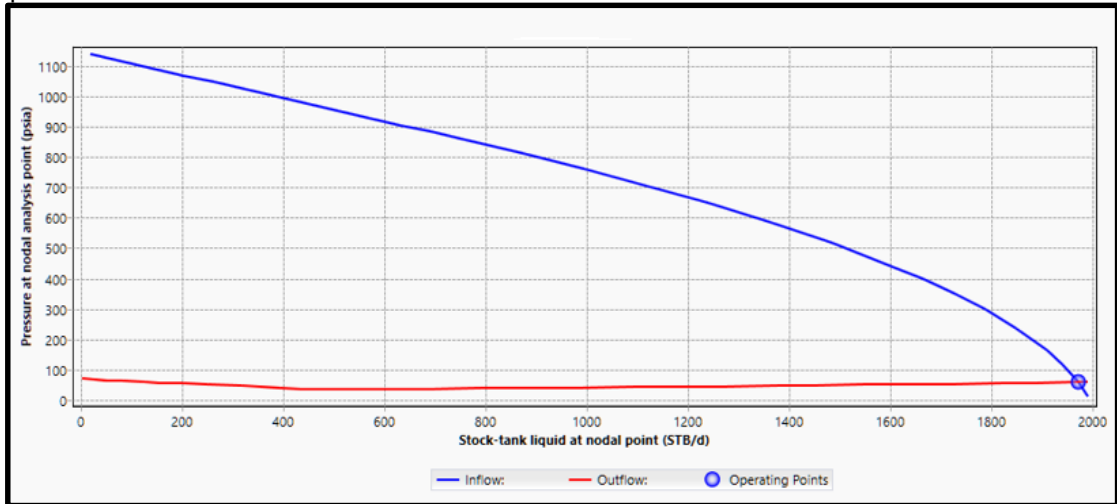
3.3 SIMULACIÓN DE LOS SISTEMAS ALTERNOS EN POZOS ESTUDIO

En la presente sección se observan los resultados obtenidos mediante las simulaciones, tanto en PipeSim (para sistema de cabezal dual e inyección de nitrógeno) como por metodología de Petrie et al (para sistema de Jet pump).

3.3.1 Simulación realizada en PipeSim. A continuación se presentan los resultados arrojados por la simulación realizada en el software PipeSim, en el cual se tomó en cuenta un caso base de funcionamiento con bombeo mecánico para permitir comparaciones posteriores y luego se realizó el cambio de sistema de levantamiento a gas lift para simular una inyección de nitrógeno en los pozos estudio.

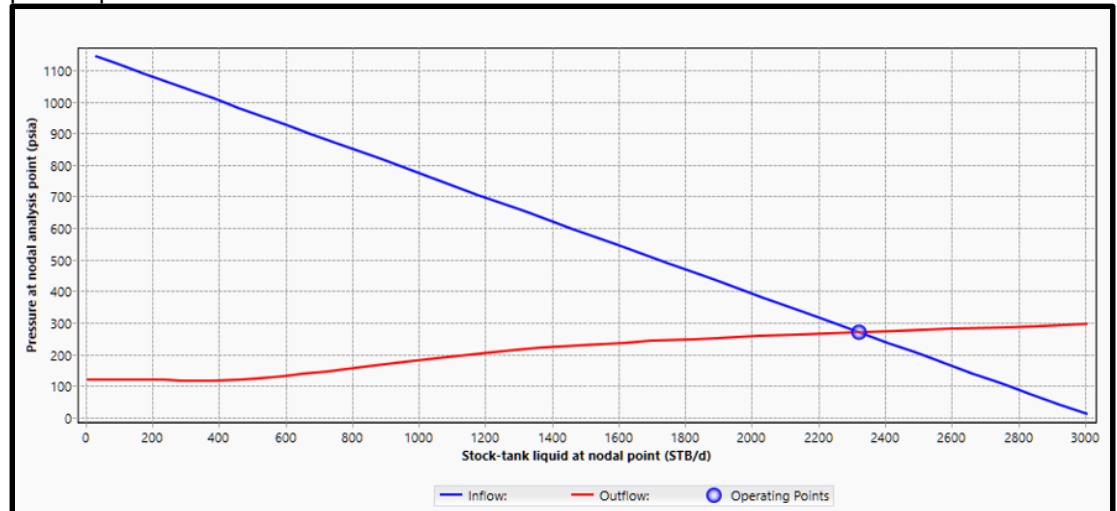
- **Pozo A:** la simulación del caso base y de la inyección de nitrógeno realizada para el pozo A se visualiza en las **Figuras 16 y 17**.

Figura 16. Punto óptimo de operación caso base determinado por análisis nodal para el pozo A.



Fuente: elaboración propia, con base en: software PIPESIM Steady-State Multiphase Flow Simulator v. 2015.

Figura 17. Punto óptimo de operación inyección de nitrógeno determinado por análisis nodal para el pozo A.

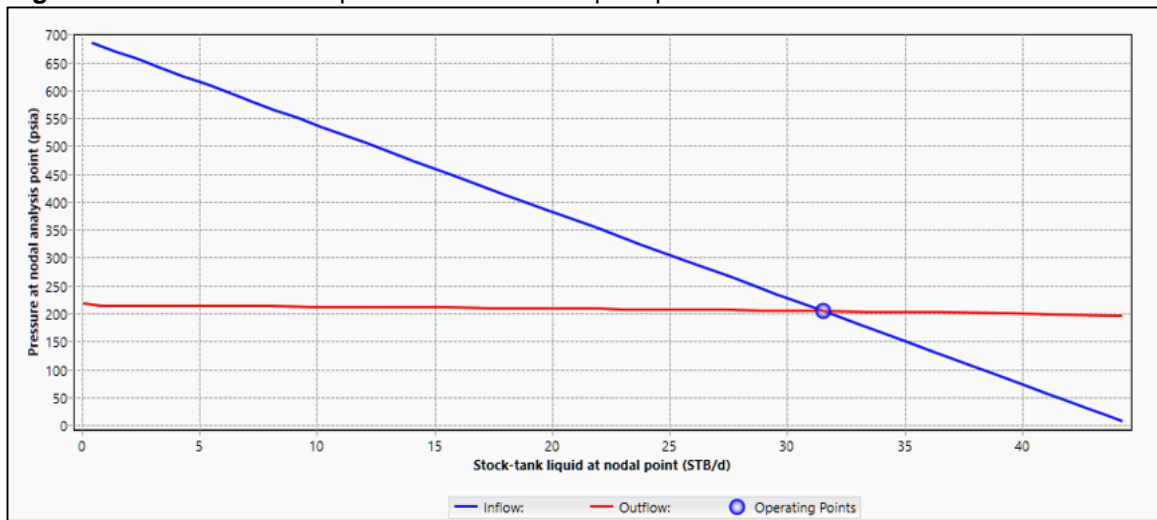


Fuente: elaboración propia, con base en: software PIPESIM Steady-State Multiphase Flow Simulator v. 2015.

Como puede ser observado en las **Figuras 16 y 17**, el pozo A posee un caudal alto respecto a los caudales observados en los distintos pozos estudio, tras una revisión de la data ingresada en el simulador para este pozo, no se observó ningún aspecto inadecuado en ella. En vista de que el pozo muestra un mejor comportamiento cuando se usa otro sistema de levantamiento artificial, se sabe que este posee un mayor potencial, el cual está siendo restringido por el sistema de levantamiento actual (bombeo mecánico).

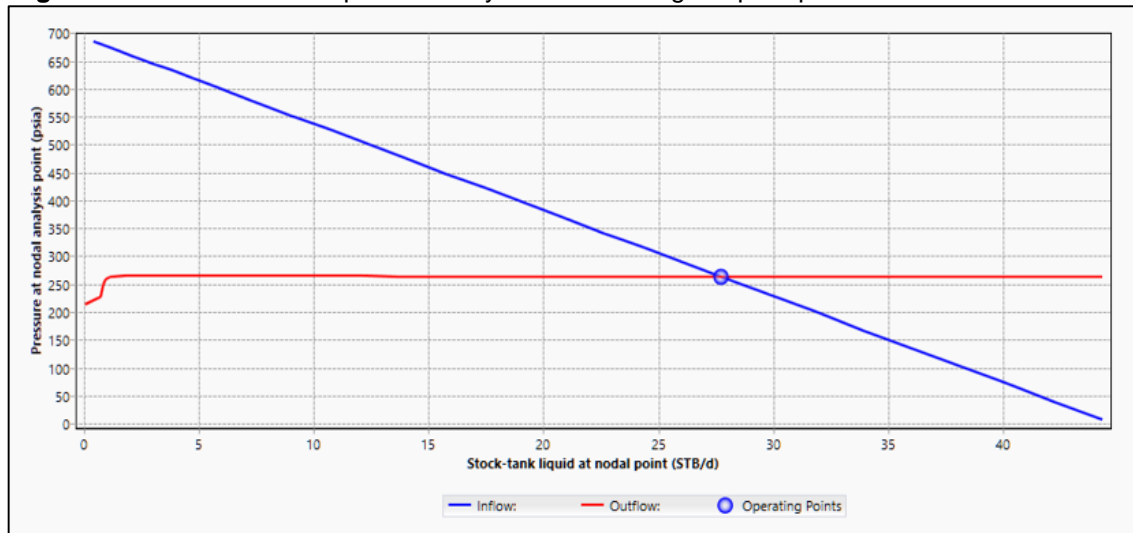
- **Pozo B:** la simulación del caso base y de la inyección de nitrógeno realizada para el pozo B se visualiza en las **Figuras 18 y 19**.

Figura 18. Simulación en PipeSim del caso base para pozo B.



Fuente: elaboración propia, con base en: software PIPESIM Steady-State Multiphase Flow Simulator v. 2015.

Figura 19. Simulación en PipeSim de inyección de nitrógeno para pozo B.

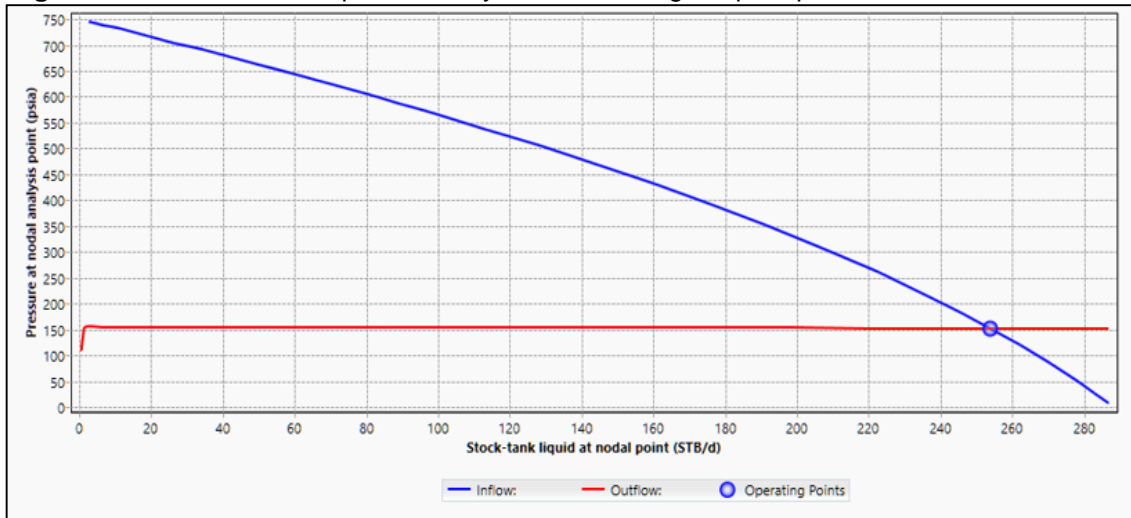


Fuente: elaboración propia, con base en: software PIPESIM Steady-State Multiphase Flow Simulator v. 2015.

Durante la simulación del caso base e inyección de nitrógeno para el pozo B, se observó que el modelo convencional de IPR que estaba siendo utilizado no mostraba un buen ajuste, por lo que se decidió usar una mayor presión inicial de entrada, lo cual permitió advertir el efecto de una campaña de inyección de agua que viene afectando a este pozo. En las **Figuras 18 y 19** pueden ser observados los puntos óptimos operativos del pozo en la simulación (tanto de cabezal dual como para inyección de nitrógeno), una vez realizada el ajuste de la presión.

- **Pozo C:** la simulación de la inyección de nitrógeno realizada para el pozo C se visualiza en la **Figura 20:**

Figura 20. Simulación en PipeSim de inyección de nitrógeno para pozo C.

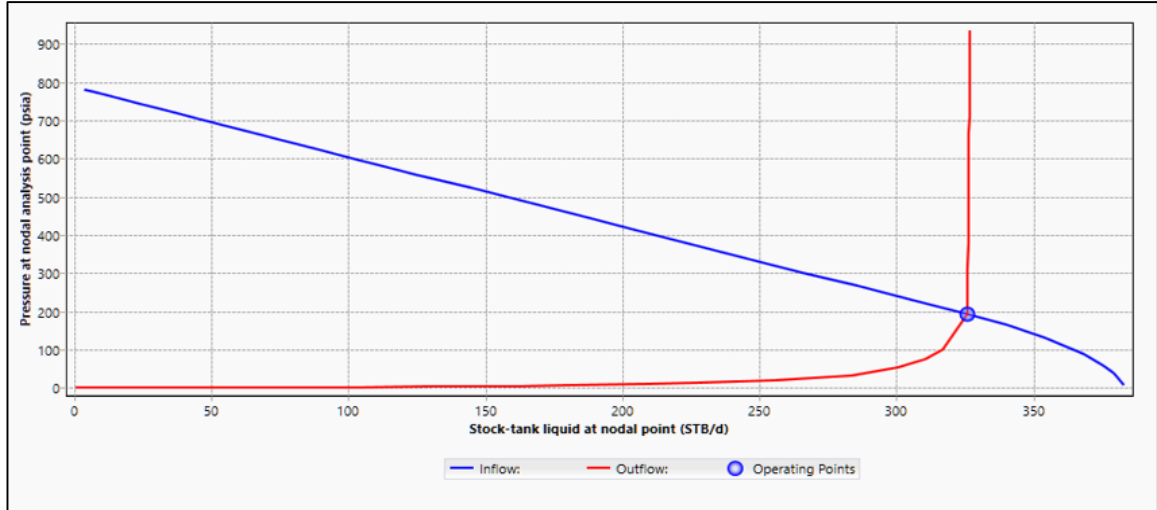


Fuente: elaboración propia, con base en: software PIPESIM Steady-State Multiphase Flow Simulator v. 2015.

En este caso, la información de producción para el pozo C se vio afectada por el cierre del mismo hace 5 años, se supuso una tendencia promedio para las variables de presión de fondo fluyente (P_{wf}) y corte de agua (BS&W), con la finalidad de permitir la simulación de la inyección de nitrógeno. Se detectó que la información petrofísica disponible para este pozo, tenía demasiada incertidumbre en el valor de permeabilidad de la formación productora y debido a esto se decidió realizar el ajuste al modelo de IPR mediante información histórica del pozo.

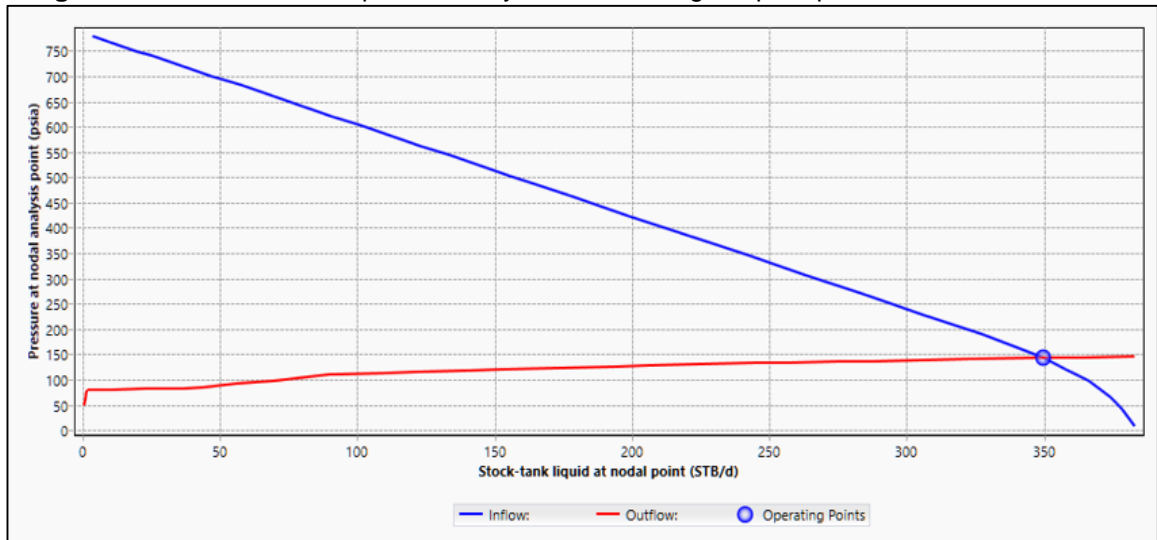
- **Pozo D:** la simulación del caso base y de la inyección de nitrógeno realizada para el pozo D se visualiza en las **Figuras 21 y 22**.

Figura 21. Simulación en PipeSim del caso base para pozo D.



Fuente: elaboración propia, con base en: software PIPESIM Steady-State Multiphase Flow Simulator v. 2015.

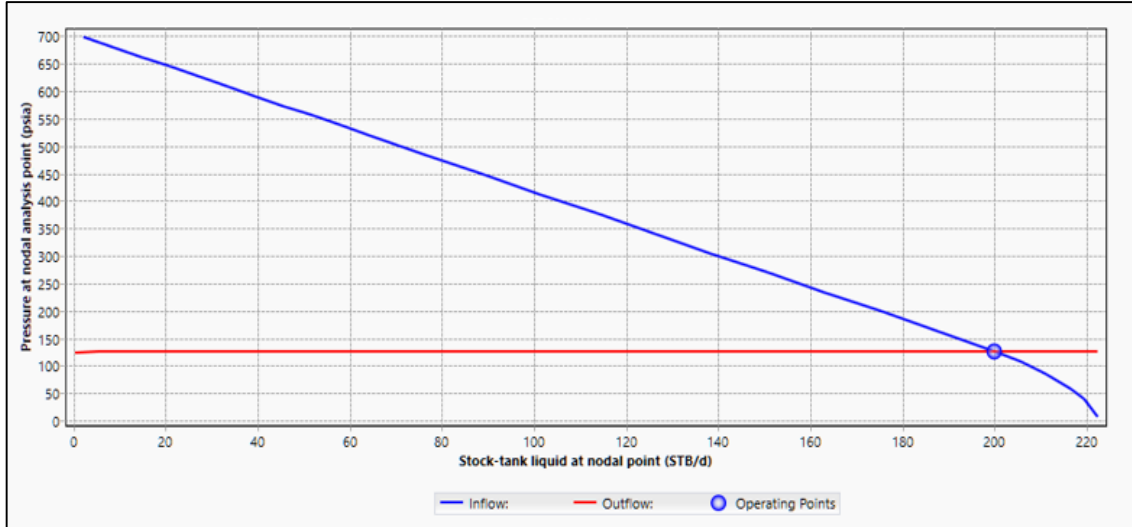
Figura 22. Simulación en PipeSim de inyección de nitrógeno para pozo D.



Fuente: elaboración propia, con base en: software PIPESIM Steady-State Multiphase Flow Simulator v. 2015.

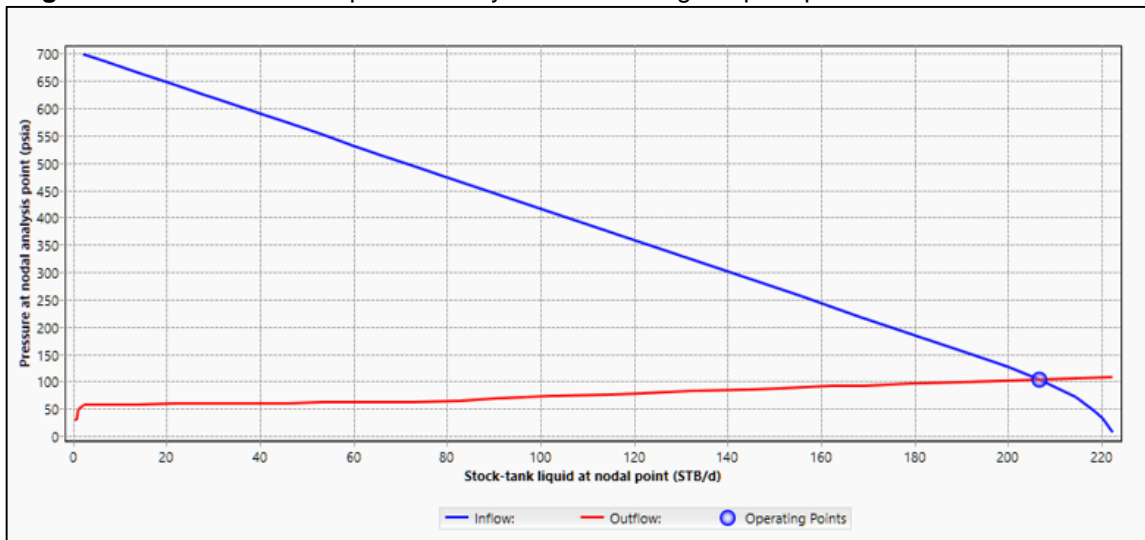
- **Pozo E:** la simulación del caso base y de la inyección de nitrógeno realizada para el pozo E se visualiza en las **Figuras 23 y 24.**

Figura 23. Simulación en PipeSim del caso base para pozo E.



Fuente: elaboración propia, con base en: software PIPESIM Steady-State Multiphase Flow Simulator v. 2015.

Figura 24. Simulación en PipeSim de inyección de nitrógeno para pozo E.



Fuente: elaboración propia, con base en: software PIPESIM Steady-State Multiphase Flow Simulator v. 2015.

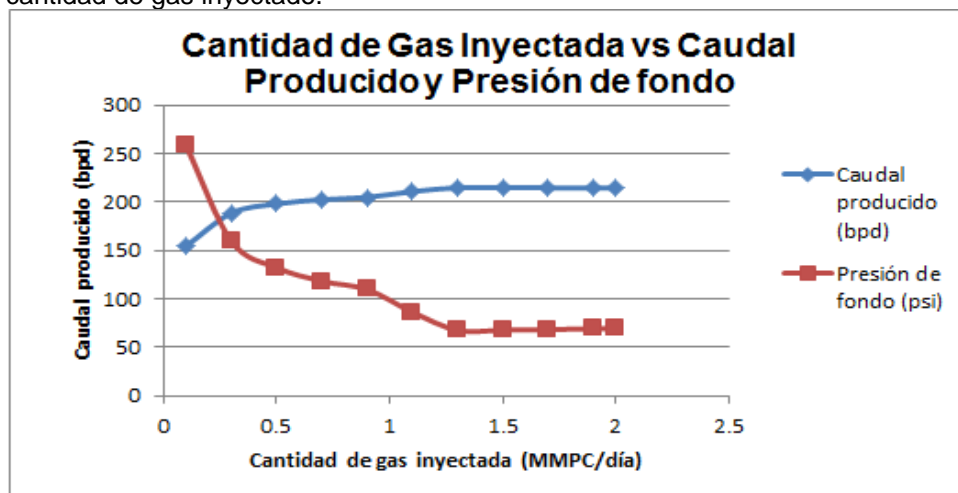
Cabe aclarar que se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidades para la tasa de inyección de gas en el pozo E visto en la **Figura 25** y **Tabla 12**, las cuales muestran la tasa de inyección óptima de gas respecto al caudal de producción y la presión en los perforados. Se determinó a partir de las diferencias del caudal producido entre cada tasa de inyección evaluada, teniendo especial atención en el punto donde estas se hicieran poco considerables respecto al aumento de caudal de inyección, con esto dicho, el caudal de inyección óptimo de gas en los pozos estudio se determinó en 500 MSCFD, pero por motivos prácticos se decidió evaluar la inyección de nitrógeno en los distintos pozos, con 1 MMSCFD como caudal de inyección y así tener en cuenta un panorama pesimista.

Tabla 12. Comportamiento de la presión de fondo y el caudal producido con respecto a la cantidad de gas inyectado.

Inyección de nitrógeno		
Cantidad inyectada (MMSCF/día)	Caudal producido (bpd)	Presión en fondo (psi)
0.1	154.59	258.18
0.3	188.64	159.75
0.5	198.09	132.32
0.7	202.49	118.4
0.9	204.97	109.87
1.1	210.93	86.57
1.3	214.87	67.7
1.5	214.82	68.03
1.7	214.71	68.61
1.9	214.55	69.41
2	214.47	69.84

Fuente: elaboración propia.

Figura 25. Comportamiento de la presión y el caudal producido con respecto a la cantidad de gas inyectado.



Fuente: elaboración propia.

3.3.2 Simulación de Jet Pump en los diferentes pozos estudio. En esta sección se presentan los resultados obtenidos de la metodología empleada para comprobar el funcionamiento de la Jet Pump en los pozos estudio, en donde tras definir como fluido de potencia un crudo con características similares al fluido producido en el campo y reunir las demás variables necesarias para el desarrollo de la metodología se dio paso al diseño de la Jet Pump.

Los resultados de la metodología para los pozos estudio se muestran a continuación:

Tabla 13. Resultados Jet Pump pozo A.

Caudal de Diseño (BPD)	1970.97
Presión de Operación (psi)	1800
Presión de Descarga (psi)	1175.90
Presión de Succión de la Bomba (psi)	454.84
Área de Tobera (in ²)	0.05393
Área de Garganta (in ²)	0.01767
Tasa de Descarga (BPD)	5255.93
Tasa de Inyección de Fluidos (BPD)	3284.96
Potencia de la bomba en superficie (hp)	100.52

Fuente: elaboración propia.

Tabla 14. Resultados Jet Pump para pozo B

Caudal de Diseño (BPD)	31.51
Presión de Operación (psi)	1800
Presión de Descarga (psi)	1144.51
Presión de Succión de la Bomba (psi)	710.66
Área de Tobera (in ²)	0.00371
Área de Garganta (in ²)	0.01414
Tasa de Descarga (BPD)	190.65
Tasa de Inyección de Fluidos (BPD)	159.14
Potencia de la Bomba en Superficie (HP)	4.87

Fuente: elaboración propia.

Tabla 15. Resultados Jet Pump para pozo C

Caudal de Diseño (BPD)	253.96
Presión de Operación (psi)	1800
Presión de Descarga (psi)	1067.02
Presión de Succión de la Bomba (psi)	595.54
Área de Tobera (in ²)	0.00463
Área de Garganta (in ²)	0.01767
Tasa de Descarga (BPD)	524.13
Tasa de Inyección de Fluidos (BPD)	270.17
Potencia de la Bomba en Superficie (HP)	8.27

Fuente: elaboración propia.

Tabla 16. Resultados Jet Pump para pozo D

Caudal de Diseño (BPD)	325.95
Presión de Operación (psi)	1800
Presión de Descarga (psi)	1169.99
Presión de Succión de la Bomba (psi)	649.04
Área de Tobera (in ²)	0.00579
Área de Garganta (in ²)	0.02209
Tasa de Descarga (BPD)	676.42
Tasa de Inyección de Fluidos (BPD)	350.48
Potencia de la Bomba en Superficie (HP)	10.72

Fuente: elaboración propia.

Tabla 17. Resultados Jet Pump para pozo E

Caudal de Diseño (BPD)	208.60
Presión de Operación (psi)	1800
Presión de Descarga (psi)	1155.85
Presión de Succión de la Bomba (psi)	514.07
Área de Tobera (in ²)	0.00463
Área de Garganta (in ²)	0.01414
Tasa de Descarga (BPD)	506.60
Tasa de Inyección de Fluidos (BPD)	298.00
Potencia de la Bomba en Superficie (HP)	9.12

Fuente: elaboración propia.

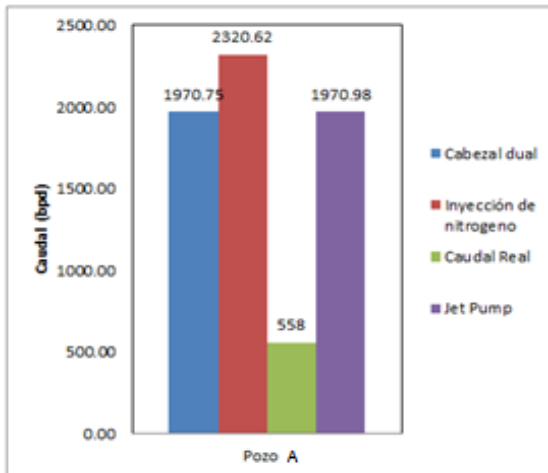
3.3.3 Análisis de resultados. A continuación se presentan los resultados de las simulaciones de los distintos sistemas alternos para los diferentes pozos estudio a manera de resumen, a través de gráficas de caudal y presión vistas para cada sistema alternativo simulado.

- **Pozo A:** para el pozo A pueden ser observadas las variables de caudal y presión en las **Figuras 26 y 27**, a partir de estas se nota que este pozo muestra un mejor comportamiento cuando usa gas lift (inyección de nitrógeno) como sistema de levantamiento principal, se sabe de primera mano que los tres sistemas alternos propuestos pueden llegar a implementarse en el pozo, debido a que muestran igual o mejor desempeño que el sistema instalado actualmente.

De acuerdo a la **Tabla 6**, se observa que el pozo A posee una relación gas petróleo de 0.04 MSCF/Bls, la cual según Kermit E. Brown (1980) se encuentra por debajo del límite que afecta de manera considerable a la eficiencia de una Jet Pump (0.3 MSCF/Bls), lo cual es un aspecto importante a considerar para el correcto funcionamiento de este equipo. Aún así siendo una relación gas petróleo baja, el sistema de inyección de nitrógeno se comporta de manera notable.

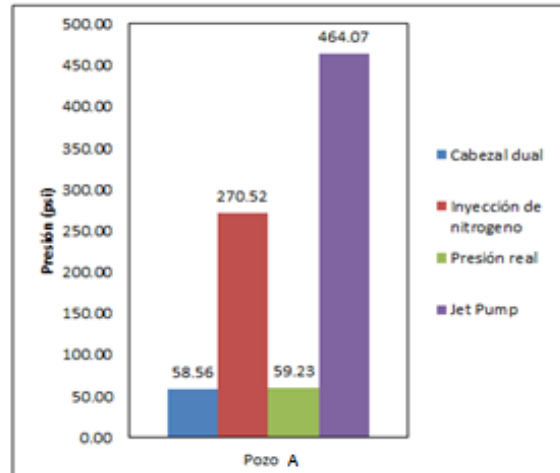
Es preciso mencionar que debido al caudal alto que se puede llegar a producir en este pozo, la potencia requerida en la bomba en superficie será de aproximadamente 100 hp para trabajar con una presión de operación en superficie de 1800 psi, la cual fue seleccionada a partir de un análisis de los límites de presión de las herramientas presentes en el pozo (tubería de revestimiento, tubería de producción, cabezal del pozo, entre otros) y con un margen de seguridad de trabajo del 60% con respecto a dichas presiones. De acuerdo a la **Tabla 12** se tiene que la tasa de inyección de fluido para el uso de Jet Pump en este pozo sería de aproximadamente 3285 BPD, debido a que el fluido de potencia es el crudo producido del mismo campo, se necesitan varios días con el campo cerrado para reunir dicha cantidad, lo cual lo hace inviable, descartando así el uso del arreglo de sarta de registros con Jet Pump para el pozo A.

Figura 26. Caudal producido estimado por cada sistema alterno simulado en el pozo A.



Fuente: elaboración propia.

Figura 27. Presión de fondo estimada por cada sistema alterno simulado en el pozo A.



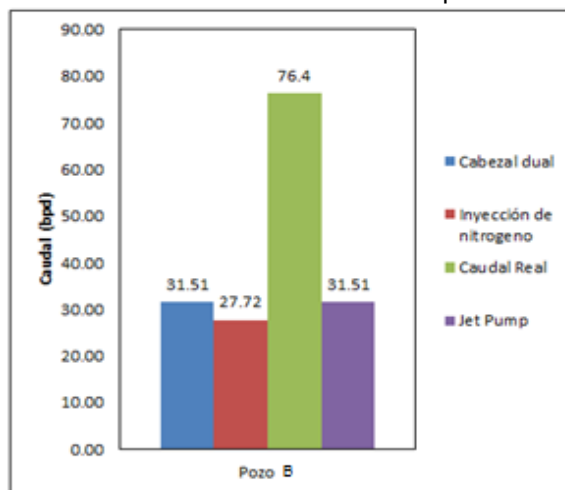
Fuente: elaboración propia.

- Pozo B:** las variables de caudal y presión para el pozo B pueden ser visualizadas en las **Figuras 28 y 29**, a partir de estas se nota que el pozo está teniendo una producción de fluidos real mayor a los caudales óptimos para los distintos sistemas alternos propuestos, esto es debido al efecto causado por la campaña de inyección de agua que afecta al presente pozo, se sabe que tanto caudal como presión de yacimiento tendrían un hipotético aumento en caso de que el frente de inyección alcance alguno de los pozos en la zona. Este efecto no ha sido corregido del todo con el aumento que se ha propuesto en la variable de presión de yacimiento, advirtiendo un valor de presión de yacimiento real mayor al esperado.

La **Tabla 6** muestra que este pozo posee una relación gas petróleo de 0.36 MSCF/Bls la cual según el límite establecido por Kermit E. Brown (0.3 MSCF/Bls) es considerada alta, de acuerdo a esto se sabrá que la Jet Pump puede mostrar una eficiencia reducida respecto a la calculada en la presente metodología. Cabe resaltar que este pozo requiere de una bomba de aproximadamente 5 hp para producir a un caudal de 31.51 bpd (sin tener en cuenta lo adicional producido por efecto de la inyección del fluido de potencia), siendo esta potencia 20 veces menor a la potencia requerida en el pozo A a la misma presión de operación de 1800 psi (véase **Tabla 14**).

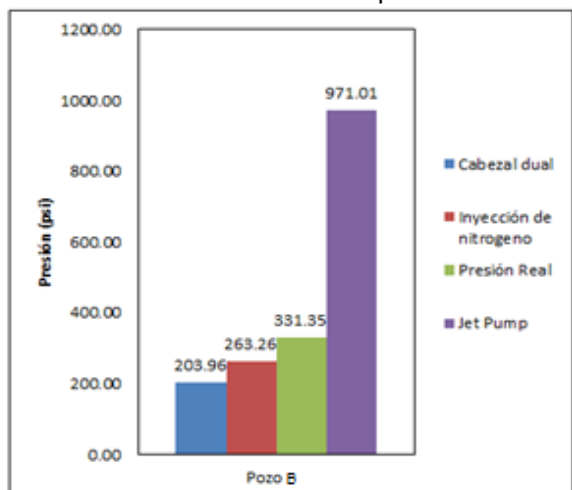
Con esto se puede saber que los tres sistemas alternos propuestos pueden llegar a ser implementados, siempre y cuando se haga el ajuste necesario de la medida de la presión de yacimiento.

Figura 28. Caudal producido estimado por cada sistema alternativo simulado en el pozo B.



Fuente: elaboración propia.

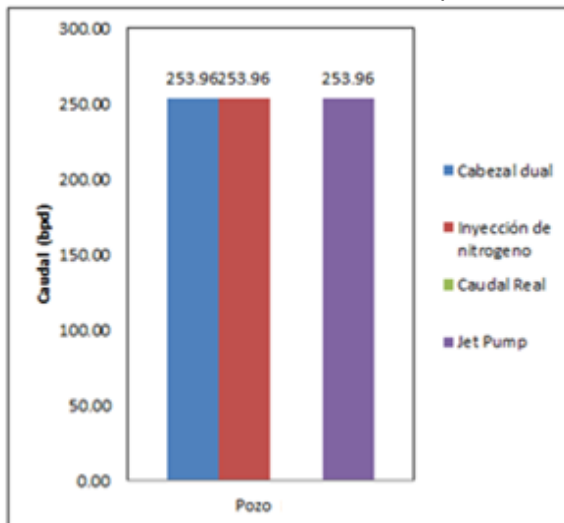
Figura 29. Presión de fondo estimada por cada sistema alternativo simulado en el pozo B.



Fuente: elaboración propia.

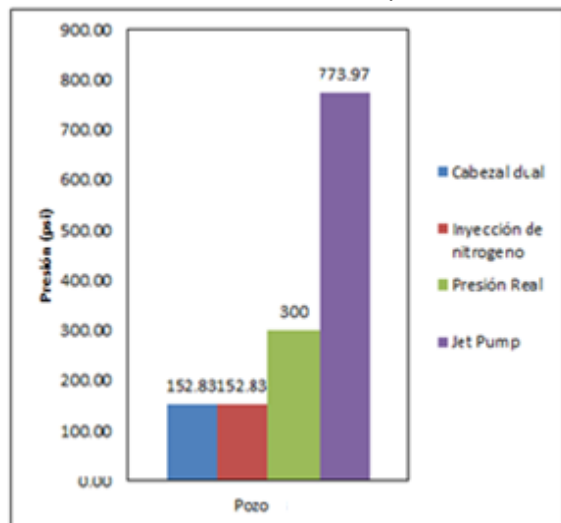
- Pozo C:** las variables de caudal y presión para el pozo C pueden ser visualizadas en las **Figuras 30** y **31**, a partir de estas se denota que este pozo se encuentra actualmente cerrado debido a que su caudal real es 0 BPD, en vista de que su punto operacional óptimo es en un caudal de 253.96 BPD cuando se simulan los diferentes sistemas de levantamiento artificial, se sabe que cualquiera de estos tres sistemas propuestos puede ser implementado para tomar registros de producción teniendo en cuenta que esto significaría una reactivación del pozo. Adicionalmente, en caso de que el pozo muestre una relación gas petróleo mayor a 0.3 MSCF/Bls la Jet Pump puede llegar a disminuir su eficiencia y tener un rendimiento menor al esperado. Es conveniente resaltar que la potencia requerida para levantar el caudal de producción de 253.96 BPD es de aproximadamente 9 hp (siendo hasta 10 veces menor que la requerida en el pozo A), con una tasa de inyección de fluido de potencia de aproximadamente 270 BPD (véase **Tabla 15**).

Figura 30. Caudal producido estimado por cada sistema alternativo simulado en el pozo C.



Fuente: elaboración propia.

Figura 31. Presión de fondo estimada por cada sistema alternativo simulado en el pozo C.



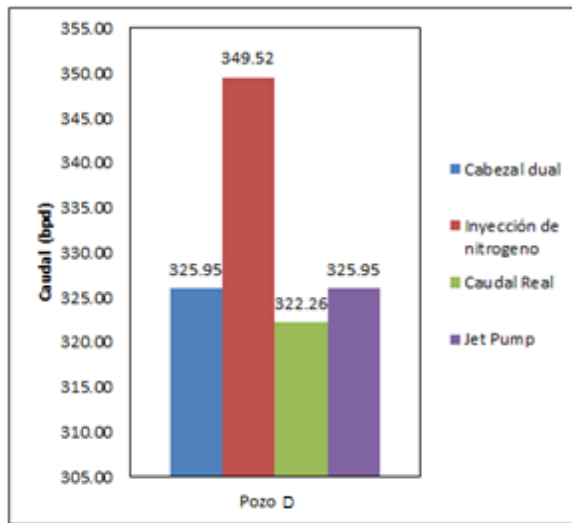
Fuente: elaboración propia.

- Pozo D:** las variables de caudal y presión para el pozo D pueden ser visualizadas en las **Figuras 32** y **33**, a partir de estas se observa que el pozo tiene una mayor afinidad por el sistema de levantamiento artificial gas lift (por inyección de nitrógeno) ya que el caudal esperado de producción con este sistema supera en cierta medida a los demás, adicionalmente la relación gas petróleo parece tener cierto impacto en esta mejora de caudal, ya que según la **Tabla 6** esta es equivalente a 0.51 MSCF/Bls, lo cual puede ser considerado como alto según Kermit E. Brown.

Cabe recalcar que con esta relación gas petróleo el sistema de Jet Pump puede llegar a tener un rendimiento menor al esperado, disminuyendo su eficiencia por la presencia del gas. De esta forma, se tiene que la potencia requerida para levantar un caudal de producción de 325.95 BPD es necesaria una bomba con aproximadamente 11 hp de potencia (casi 10 veces menor al del pozo A), con un caudal de inyección de fluido de potencia de cerca de 350 BPD.

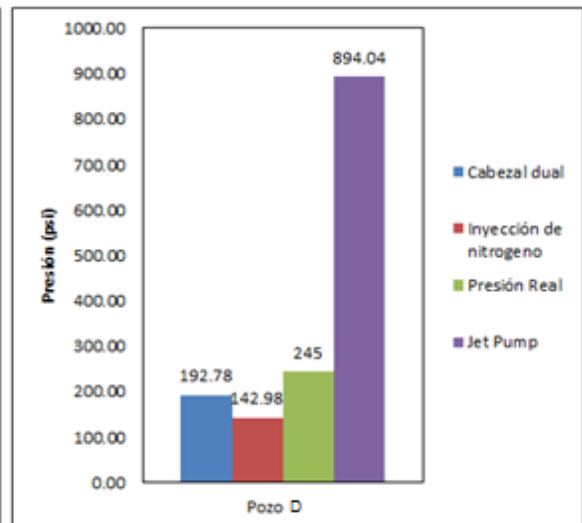
Teniendo esto en cuenta, cualquiera de los tres sistemas alternos propuestos para tomar registros de producción puede llegar a ser implementado en este pozo estudio.

Figura 32. Caudal producido estimado por cada sistema alternativo simulado en el pozo D.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 33. Presión de fondo estimada por cada sistema alternativo simulado en el pozo D.



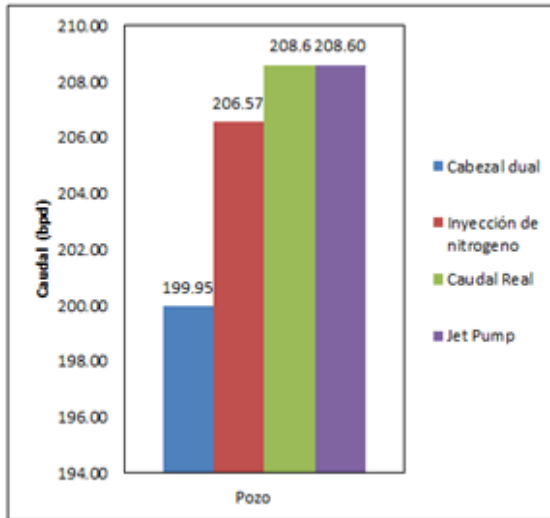
Fuente. Elaboración propia.

- Pozo E:** Para el pozo E, las variables de caudal y presión pueden visualizarse en las **Figuras 34 y 35**, a partir de estas se sabe que el pozo muestra una mayor afinidad por los sistemas alternos de inyección de nitrógeno y arreglo de sarta con Jet Pump debido a que su caudal de trabajo logra equiparar o aproximarse al caudal real actual del pozo. Esto se debe a que no requiere mantener cerrado el campo para obtener el caudal necesario de inyección de fluido de potencia (298 BOPD) y a una relación gas petróleo alta, la cual según la **Tabla 6**, en este pozo alcanza el valor de 0.88 MSCF/Bls, que según Kermit E. Brown es alta debido a que se encuentra por encima de 0.3 MSCF/Bls.

En vista de que el sistema alternativo de cabezal dual tiene un menor desempeño que el caudal real actual, debe considerarse en mayor medida la aplicación de un sistema por inyección de nitrógeno (teniendo en cuenta que dos barriles por debajo no llega a ser suficientemente representativo para descartar el sistema en el criterio) o arreglo de sarta de registros con jet pump debido a que me permiten igualar las condiciones de fondo del pozo para la toma de registros de producción.

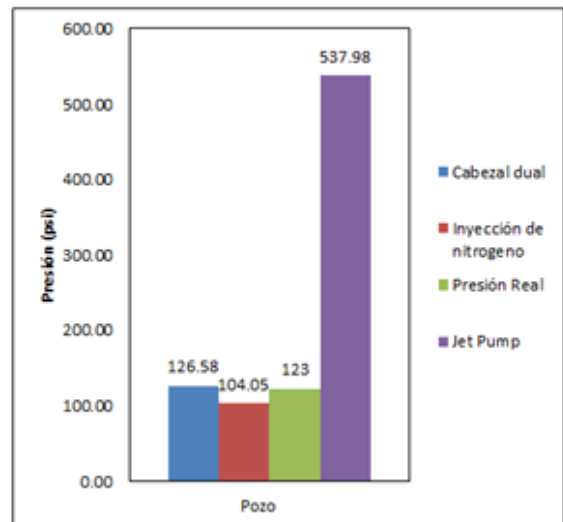
Cabe recalcar que en este pozo de igual forma se observa el efecto de una campaña de inyección cercana (en el ajuste irregular de la curva IPR) y que debe ser realizado el ajuste al dato de presión inicial de yacimiento mediante una prueba de presión en el pozo con la finalidad de disminuir la incertidumbre en el modelo.

Figura 34. Caudal producido estimado por cada sistema alternativo simulado en el pozo E.



Fuente: elaboración propia.

Figura 35. Presión de fondo estimada por cada sistema alternativo simulado en el pozo E.



Fuente: elaboración propia.

En las **Tablas 18 y 19** se presenta a manera de resumen de la información obtenida a través de las metodologías de simulación aplicadas:

Tabla 18. Tabla resumen de caudales según sistema alterno simulado en los distintos pozos estudio.

Sistema alterno según caudal obtenido (bpd)				
Pozo	Cabezal dual (bpd)	Inyección de nitrógeno (bpd)	Jet pump (bpd)	Caudal Real (bpd)
A	1970.75	2320.62	1970.98	558
B	31.51	27.72	31.51	76.4
C	-	253.96	253.96	-
D	325.95	349.52	325.95	322.26
E	199.95	206.57	208.60	208.6

Fuente: elaboración propia.

Tabla 19. Tabla resumen de presiones según sistema alterno simulado en los distintos pozos estudio.

Sistema alterno según presión de fondo fluvente obtenida (psi)				Presión Real (psi)
Pozo	Cabezal dual	Inyección de nitrógeno	Jet pump	
A	58.56	270.52	464.07	59.23
B	203.96	263.26	971.01	331.35
C	-	152.83	773.97	300
D	192.78	142.98	894.04	245
E	126.58	104.05	537.98	123

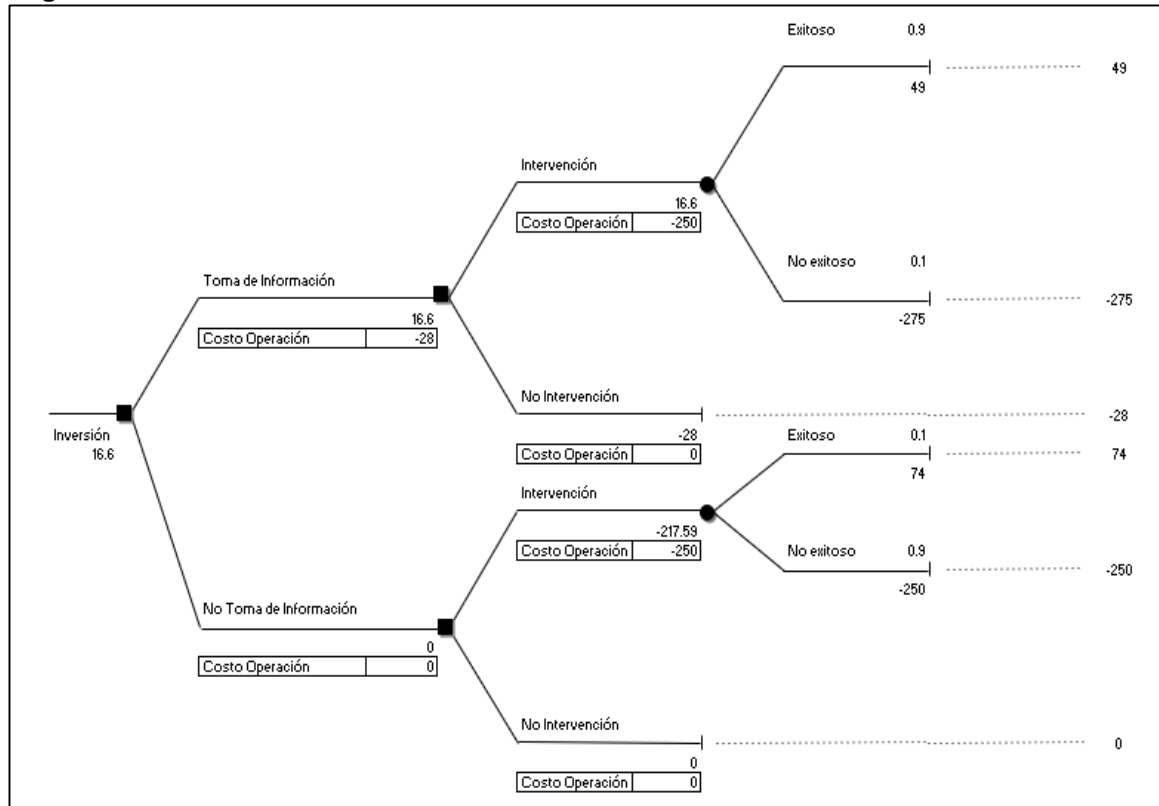
Fuente: elaboración propia.

3.4 ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE LOS SISTEMAS ALTERNOS PARA LA TOMA DE PLT PROPUESTOS

Se llevó a cabo el procedimiento descrito anteriormente en la metodología para el análisis costo beneficio, en donde los costos se calcularon a través de las operaciones que se llevarían a cabo en caso de una posible implementación de cualquiera de los tres sistemas alternos propuestos para tomar un registro de producción y el beneficio aproximado fue hallado a partir de un árbol de decisiones.

De acuerdo a la **Figura 36** se tiene que la toma del registro de producción elevará las probabilidades de éxito al realizar una operación de intervención (hasta un 90%), proporcionando protección al capital de inversión y una mejora en el comportamiento del pozo en el futuro, ya sea produciendo una menor cantidad de agua o una mayor cantidad de hidrocarburo.

Figura 36. Árbol de decisiones con escenarios definidos.



Fuente: elaboración propia

Entre las operaciones listadas puede observarse como se especifica el costo de los diferentes equipos que serán instalados de manera permanente en caso de un cabezal dual o temporal en caso del Coiled Tubing o Jet Pump. De la misma forma se observa que se posee el costo aproximado que tienen las operaciones de corrida de registros de producción y equipo de workover (que incluye las operaciones de Running in y Pulling out de sarta de producción, Running in y Pulling out del Sistema Alternativo para tomar PLT, Running in y Pulling out de herramientas de registro).

Los resultados pueden ser visualizados en las **Tablas 20, 21 y 22.**

Tabla 20. Análisis Costo-Beneficio para el sistema de cabezal dual

OPERACIÓN	COSTO (USD)
Equipo de Workover	29250
Equipo Cabezal Dual	30000
Registros PLT	25000
COSTOS TOTALES (USD)	84250
BENEFICIO TOTAL (USD)	49069.6
RELACIÓN BENEFICIO - COSTO (Adim)	0.5824

Fuente: elaboración propia.

Tabla 21. Análisis Costo-Beneficio para el sistema de inyección de nitrógeno mediante Coiled Tubing

OPERACIÓN	COSTO (USD)
Equipo de Workover	29250
Coiled Tubing	28000
Registros PLT	25000
COSTOS TOTALES (USD)	82250
BENEFICIO TOTAL (USD)	49069.6
RELACIÓN BENEFICIO - COSTO (Adim)	0.5966

Fuente: elaboración propia.

Tabla 22. Análisis Costo-Beneficio para el sistema de arreglo de sarta de registros de producción con Jet Pump.

OPERACIÓN	COSTO (USD)
Equipo de Workover	29250
Jet Pump	18667
Coiled Tubing	28000
Registros PLT	25000
COSTOS TOTALES (USD)	100917
BENEFICIO TOTAL (USD)	49069.6
RELACIÓN BENEFICIO - COSTO (Adim)	0.4862

Fuente: elaboración propia.

El presente análisis fue realizado teniendo en cuenta un valor de la información de 15 BOPD adicionales en la producción actual de los pozos estudio, se observa que esto traído a valores presentes y tomando en cuenta un período de 5 años, produce un beneficio total de 49069.6 USD. Respecto a las tablas anteriormente mostradas (**Tablas 20, 21 y 22**) se tiene que el sistema alternativo para tomar registros de producción que más costos presenta es el sistema que utiliza Jet Pump, el cual cuenta con una inversión inicial de 100917 USD, este deberá tenerse en cuenta en aquellos escenarios donde los demás sistemas alternos no puedan aplicarse.

Cabe recalcar que a pesar de que el cabezal dual tenga un costo inicial más alto que el del sistema que usa inyección de nitrógeno, las operaciones de registros de producción adicionales que se lleven a cabo en el futuro con este sistema tendrán un costo más bajo debido a que sólo se tendría en cuenta el costo de la corrida del registro de producción como tal y no habría necesidad de operaciones de workover adicionales para la instalación de otros sistemas alternos. Esto significa que en campañas de caracterización de la producción de los pozos a largo plazo, un cabezal dual traería el menor número de costos.

Se observa también que el sistema alternativo para tomar registros de producción que posee la mayor relación beneficio - costo es el sistema de inyección de nitrógeno a través de coiled tubing, la cual tiene un valor de 0.5966. A partir de esto se sabe que es el método más adecuado y el más rentable para tomar registros de producción en el campo estudio, ya que trae consigo una menor cantidad de costos respecto a los demás sistemas alternos propuestos. Es preciso señalar que la relación beneficio - costo más alta se encuentra por debajo de la unidad (1), debiéndose esto a que los costos superan al beneficio neto en el escenario actual evaluado. Debido a esto se realizó un análisis de sensibilidad visto en la **Tabla 23**, en la que se observa el cambio de la relación beneficio - costo cuando la producción de BOPD adicionales es incrementada en una unidad.

Tabla 23. Sensibilidad para relaciones costo-beneficio.

Caudal Adicional de Producción (BOPD)	BENEFICIO NETO (USD)	RBC CABEZAL DUAL	RBC INYECCIÓN NITRÓGENO	RBC JET PUMP
10	-58953.6	-	-	-
11	-37348.9	-	-	-
12	-15744.3	-	-	-
13	5860.3	0.0696	0.0713	0.0581
14	27465.0	0.3260	0.3339	0.2722
15	49069.6	0.5824	0.5966	0.4862
16	70674.3	0.8389	0.8593	0.7003
17	92278.9	1.0953	1.1219	0.9144
18	113883.6	1.3517	1.3846	1.1285
19	135488.2	1.6082	1.6473	1.3426
20	157092.8	1.8646	1.9099	1.5567

Fuente: elaboración propia.

Se puede apreciar en la **Tabla 23**, que la relación beneficio - costo de los sistemas empieza a ser uno (1) en el momento en que se estima el beneficio en 17 BOPD adicionales, siendo el sistema de inyección de nitrógeno a través de coiled tubing el más rentable cuando se considera una sola operación de registros en el futuro. También se advierte que en los beneficios netos se ve un incremento de 21604.6 USD por cada barril de producción adicional que se ha dado por las intervenciones realizadas en el pozo luego de haber tomado el respectivo registro de producción.

4. CONCLUSIONES

- De acuerdo a la revisión bibliográfica realizada durante el desarrollo de este proyecto, se observó que en el mercado actual no existe una herramienta que permita tomar registros de producción en un pozo con bombeo mecánico sin necesidad de retirar gran parte del sistema de levantamiento artificial, esto teniendo en cuenta que los pozos estudio no tengan instalado un sistema de cabezal dual.
- El proceso de simulación de la inyección de nitrógeno mediante coiled tubing para la toma de registros de producción, permitió establecer mediante un análisis de sensibilidades realizado en el pozo E, que la tasa óptima de inyección es de 500 MSCFD, pero con motivos de evaluar un escenario pesimista se decidió usar una tasa límite de 1 MMSCFD ya que sobrepasar esta misma sería inviable para el campo estudio.
- El proceso de simulación de los sistemas alternos en el pozo A a través del simulador PipeSim permitió observar que el pozo está siendo restringido por el sistema de levantamiento actual, debido a que el potencial está siendo de 1970.5 BFPD y el caudal actual de 558 BFPD, teniendo una diferencia de aproximadamente 1412.5 BFPD.
- Tras la aplicación de la metodología para el diseño de una Jet Pump para el pozo A, se llegó a la conclusión de que debido a que la tasa de inyección de fluido de potencia requerida (3284.96 BOPD) excede la tasa de producción diaria del campo (Aprox. 760 BOPD), requiriendo mantenerlo cerrado por aproximadamente 4 días, hace que este sistema alternativo sea inviable para la toma de registros de producción en este pozo específico, dejando como opciones más adecuadas a los sistemas de cabezal dual e inyección de nitrógeno mediante coiled tubing.
- El ajuste en la presión inicial de yacimiento realizado durante la simulación de los casos base y de inyección de nitrógeno no fue suficiente en los pozos B y E (de 690 psi a 750 psi), generando incertidumbre y llevando al caudal real de los pozos a superar los puntos óptimos de operación encontrados mediante la simulación de los sistemas alternos. Con esto en mente la elección de un sistema alternativo para tomar registros queda sujeta a la actualización de la información de presión inicial del yacimiento por medio de una prueba de presión.

- Tras la simulación de los distintos sistemas alternos para la toma de registros de producción en los pozos C y D se concluyó que los tres sistemas alternos propuestos pueden llegar a ser implementados en dichos pozos, en vista de que sus puntos operacionales equiparan o superan la producción real de los pozos (siendo 253.96 BFPD y 322.26 BFPD para los pozos C y D respectivamente).
- Se estableció mediante un análisis de sensibilidades que 17 BOPD adicionales a la producción del pozo es el punto de equilibrio para las intervenciones que aporten producción adicional o recuperación de producción, de la misma forma, este muestra el mínimo de barriles adicionales para que la implementación de alguno de los sistemas alternos empiece a ser viable.
- En vista de que el beneficio calculado tras implementar cualquiera de los tres sistemas alternos propuestos y su respectiva operación de workover para la remediación de un alto corte de agua es constante, se tiene que la relación beneficio - costo estará en función de los costos totales que acarree la implementación del sistema alternativo. El sistema alternativo para tomar registros de producción con la relación beneficio costo más baja es el sistema de arreglo de sarta de registros con Jet Pump (RBC = 0.4862) y siendo la más alta la del sistema de inyección de nitrógeno a través de coiled tubing (RBC = 0.5966), haciéndolo más atractivo desde el punto de vista económico.
- A pesar de que la relación beneficio - costo del sistema de cabezal dual no sea el mayor valor (RBC = 0.5824), debe tenerse en cuenta que este sistema a la hora de la selección que este sistema quedará instalado de manera permanente y traerá menores costos en las operaciones de adecuación que lleguen a ser necesarias a lo largo de la vida productiva del campo, como lo son corridas de registros de producción adicionales, operaciones de desarenamiento, estimulación o water shut off (WSO).
- Por cada barril adicional de crudo que se produzca debido a la operación de intervención realizada con la ayuda de la información obtenida mediante registros de producción se obtendrá un beneficio neto de aproximadamente 21600 USD, teniendo en cuenta un escenario de análisis con un precio de barril de crudo constante y un período de 5 años, considerado esto como el valor de la información obtenida.

5. RECOMENDACIONES

- En caso de implementar alguno de los sistemas alternos propuestos para tomar registros de producción, se deben tener en cuenta las variables que afecten a sistemas específicos tales como lo son pandeo en el coiled tubing, fricción entre sarta de registros y tuberías en el estado mecánico, las transferencias de calor en el nitrógeno inyectado y la presencia de flujo multifásico a través de la Jet Pump.
- Se debe tener en cuenta las referencias de las distintas herramientas seleccionadas para la sarta de registros de producción, debido a que no todas las herramientas disponibles en el mercado poseen los mismos rangos de operación ni las dimensiones empleadas en el presente trabajo.
- Realizar el ajuste requerido de la información petrofísica disponible en el campo para los diferentes pozos, puesto que a la hora de simular los distintos sistemas alternos para tomar registros de producción pueden llegar a presentarse errores en la detección del punto óptimo de operación.
- Mediante pruebas de pozo estáticas encontrar y actualizar el dato actual de la presión inicial del yacimiento, con la finalidad de disminuir la incertidumbre presente en los modelos de índice de productividad.

BIBLIOGRAFÍA

- AL-NABHAN, Abdul Razzaq, et al. Using E-Coiled Tubing for Production Logging While N₂ Lifting in Horizontal/Deviated Exploratory Well. SPE, 2016.
- BARBERII; Efraín E. El Pozo Ilustrado. 4ta edición. P. 154. 1998.
- BROWN, Kermit E. et al. THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS. Vol 2b ed. Oklahoma: Petroleum Publishing Co., 1980.
- CHASE, Richard; STRATTON, Robert and SCHALLER, Herman E. Case Histories of Production Logging. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Feb.vol. 22, no. 2, p. 207-213
- CHOLET Henri. W. Cased-Hole Logging and Imaging. En: Well Production Practical Handbook. New Edition Expanded ed. Editions Technip, 2008. 1-46 p.
- CTES and LP. COILED TUBING MANUAL.
- ECOPETROL. PLAN DE DESARROLLO INTEGRADO (PDI) – CAMPO X. 2017.
- ENERGY SAFETY CANADA. IRP 5 : Minimum Wellhead Requirements. An Industry Recommended Practice (IRP) for the Canadian Oil and Gas Industry. Canadá: 2018.
- HALLIBURTON. Coiled Tubing Technical Data.
- HAMMACK,G. W.; MYERS,B. D. and BARCENAS,G. H. Production logging through the annulus of rod-pumped wells to obtain flow profiles. Jan 1, 1976.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto; 2018. ISBN 9789588585673 153 p.
- LEA, J.; Robinson, C. Halliburton. Artificial-Lift Completions.
- LOZANO, Edinson and NADEZHDA, Zamora. ANEXO O COMPILACIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA. Bogotá D.C., Colombia.: 2014.
- MAC'EWEN, H., Nowsco Well Service (U.K.) Ltd. Coiled-Tubing-Conveyed Logging Systems. SPE, 1988.
- MASON, D. L. Production Logging in a Rod-Pumped Well Using Coiled-Tubing-Conveyed Tools and Nitrogen Gas Lift. SPE, 1992.
- MOTTOLA, Fabiola. INTERPRETACIÓN DE PERFILES DE PRODUCCIÓN. Venezuela. 2015.

PÉREZ GARCIA; Juan Carlos. ALTERNATIVAS EN EL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México, 2013.

PINEDA, R. et al. A Chronological Review of Concentric Coiled Tubing Vacuum Technology: Past, Present and Future. SPE 163937. 2013.

RODRIGUEZ, Giovanni et al. HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS Y DISEÑO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES. 2010a. 31 p.

SCHLUMBERGER Limited. Oilfield Glossary. [0]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com>

SIKAITI, Salim, et al. New Completion Design Facilitates Well and Reservoir Surveillance in Beam Pumped Wells in South Oman. International Petroleum Technology Conference, 2007.

SMOLEN, J.J. Cased hole and production log evaluation. 1st ed. ed. Tulsa: PennWell Corporation, 1996. ISBN 087814465X

STEWART, D., et al. Combining a Liquid Jet Compressor with Nitrogen Lifting Through Coiled Tubing for Logging a Low Pressure Horizontal Well. SPE, 2017.

STURGEON, T.; SHOTE,A. and ABABOU, M. Real Time Logging of Sub-Hydrostatic Wells Using Concentric Coiled Tubing Technology. Offshore Technology Conference, 2014.

TCA SOFTWARE SOLUTIONS. Guía para realizar un buen análisis; costo - beneficio - riesgo para un proyecto de erp empresarial.

WEATHERFORD. Jet Pump Lifting Systems. 2015. p. 7.

ZHANG, Shuying, et al. The Logging Technology for Determining Production Profiles Through Casing/Tubing Annulus in Pumping Wells. En: SPE ADVANCED TECHNOLOGY SERIES. 1997,.vol. 5, no. 1, p. 100-105.

ZREIK, Bassam, et al. Novel Surveillance Technique for Beam-pumped Wells to Minimize Intervention and Optimize Production, South of Oman. SPE, 2013.

ANEXOS

ANEXO A
GRÁFICAS NECESARIAS PARA EL DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA
DE JET PUMP

Figura 1: Viscosidad cinemática del crudo respecto a la temperatura y gravedad API.

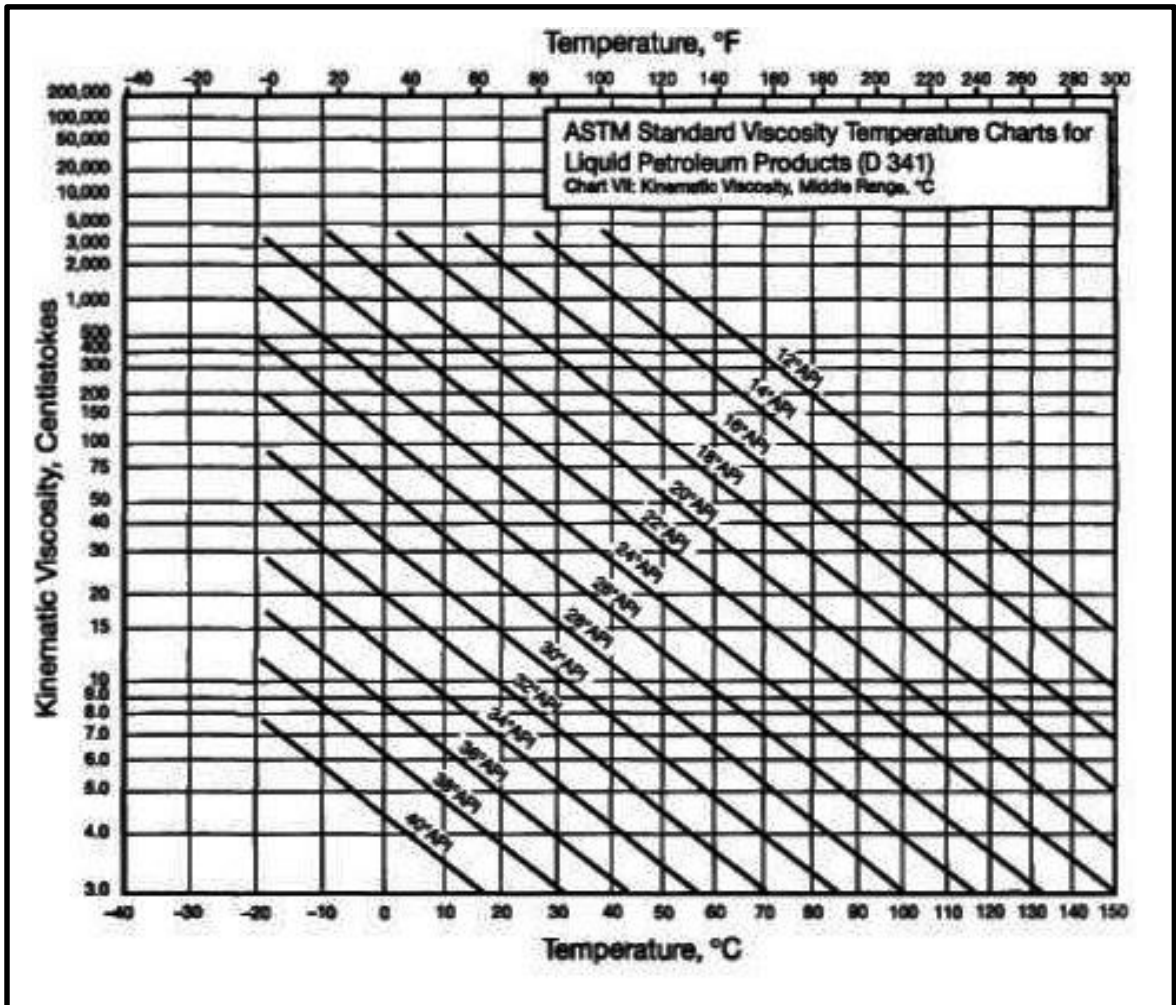


Figura 2: Relaciones de bombeo respecto a eficiencias de operación.

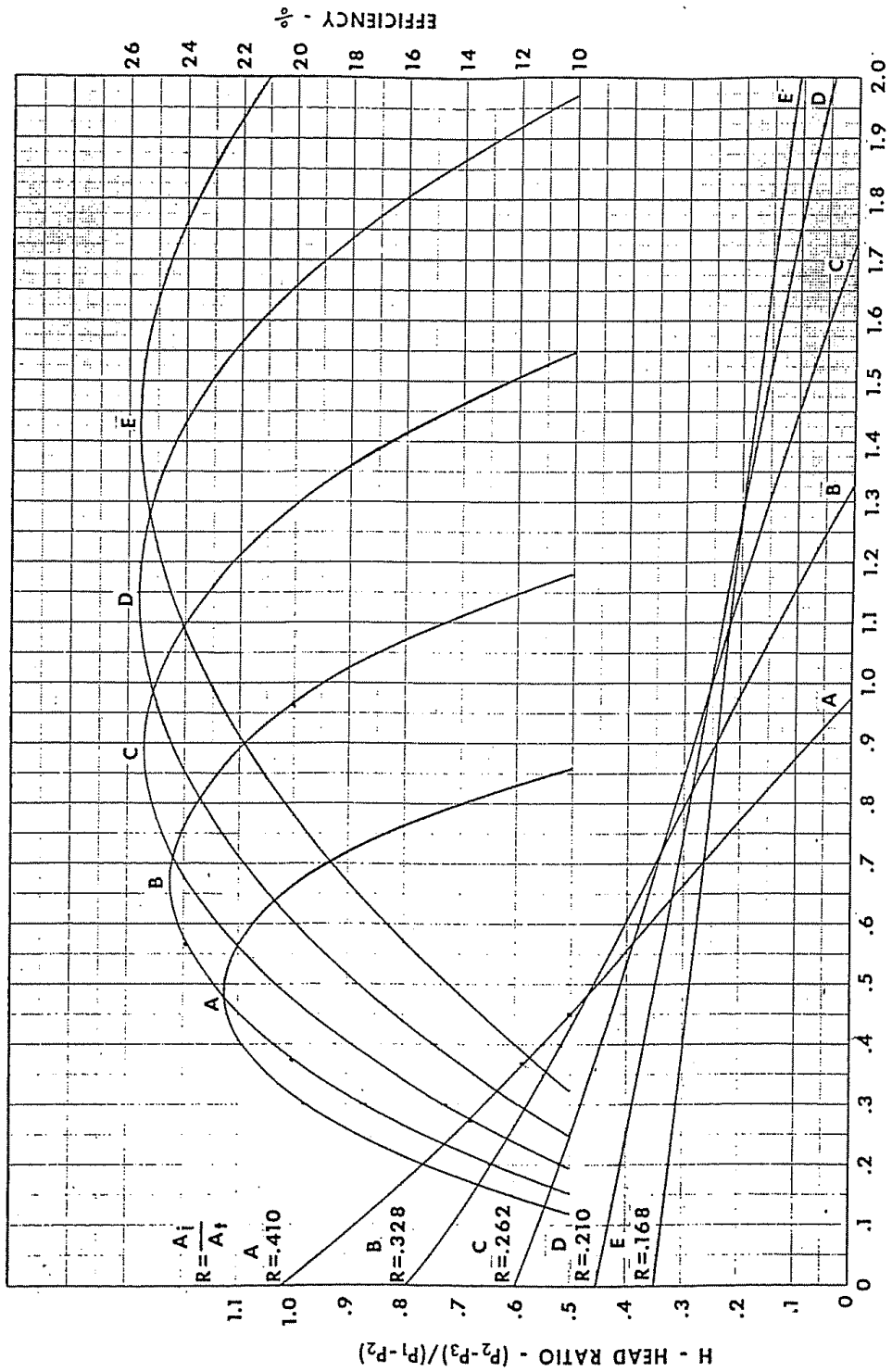


Figura 3: Listado de toberas y gargantas disponibles en el mercado.

TABLE 6.1
NOZZLE AND THROAT DIAMETERS AND AREAS

Nozzles			Throats		
No.	Area	Dia.	No.	Area	Dia.
1	0.00371	0.06869	1	0.00905	0.10733
2	0.00463	0.07680	2	0.01131	0.12000
3	0.00579	0.08587	3	0.01414	0.13416
4	0.00724	0.09600	4	0.01767	0.15000
5	0.00905	0.10733	5	0.02209	0.16771
6	0.01131	0.12000	6	0.02761	0.18750
7	0.01414	0.13416	7	0.03451	0.20963
8	0.01767	0.15000	8	0.04314	0.23438
9	0.02209	0.16771	9	0.05393	0.26204
10	0.02761	0.18750	10	0.06741	0.29297
11	0.03451	0.20933	11	0.08426	0.32755
12	0.04314	0.23438	12	0.10533	0.36621
13	0.05393	0.26204	13	0.13166	0.40944
14	0.06741	0.29297	14	0.16458	0.45776
15	0.08426	0.32755	15	0.20572	0.51180
16	0.10533	0.36621	16	0.25715	0.57220
17	0.13166	0.40944	17	0.32144	0.64974
18	0.16458	0.45776	18	0.40180	0.71526
19	0.20572	0.51180	19	0.50225	0.79968
20	0.25715	0.57220	20	0.62782	0.89407
			21	0.78477	0.99960
			22	0.98096	1.11759
			23	1.22620	1.24950
			24	1.53275	1.39698

Figura 4: Factor de corrección θ_R para relación A.

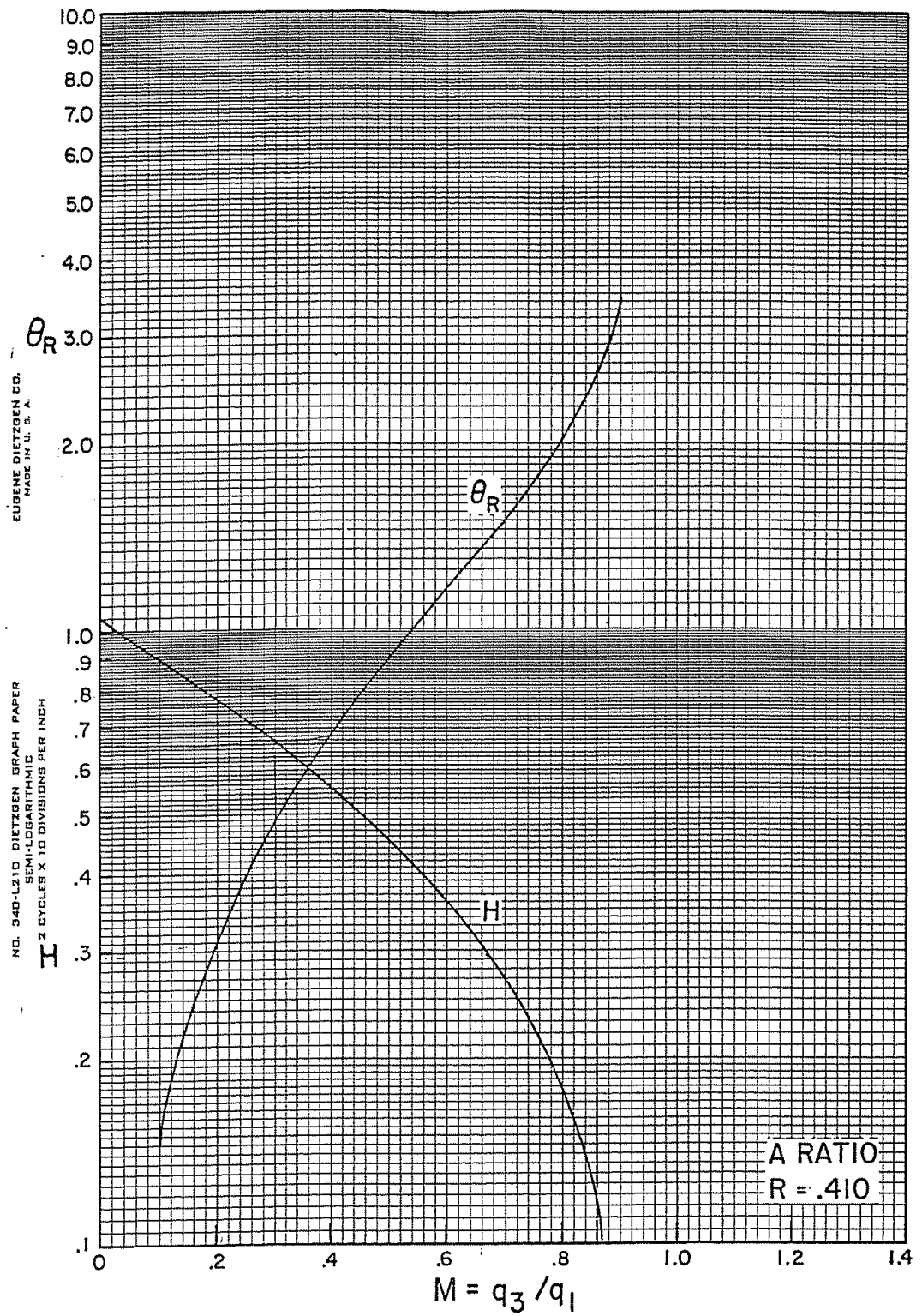


Figura 5: Factor de corrección θ_R para relación B.

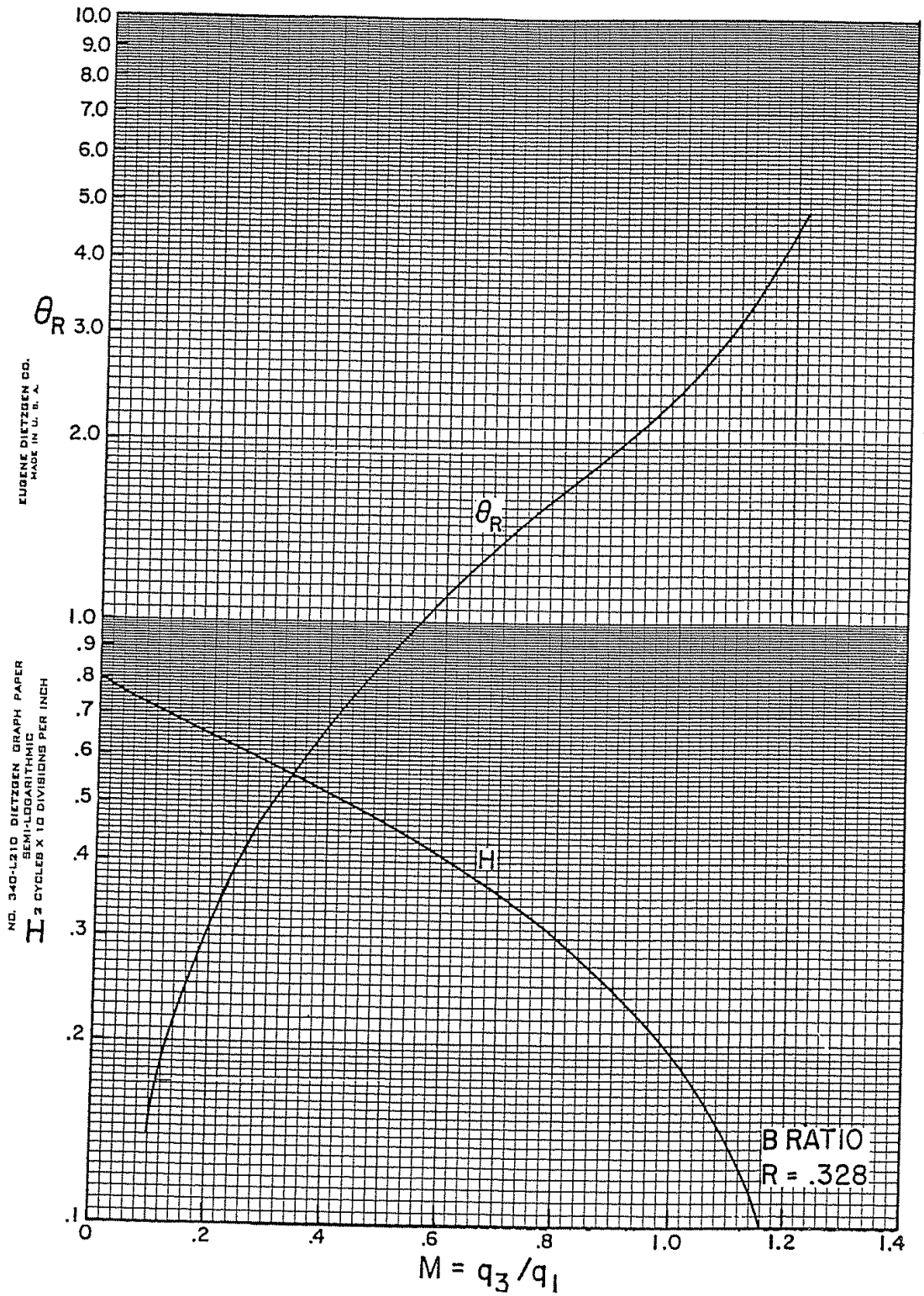


Figura 6: Factor de corrección θ_R para relación C.

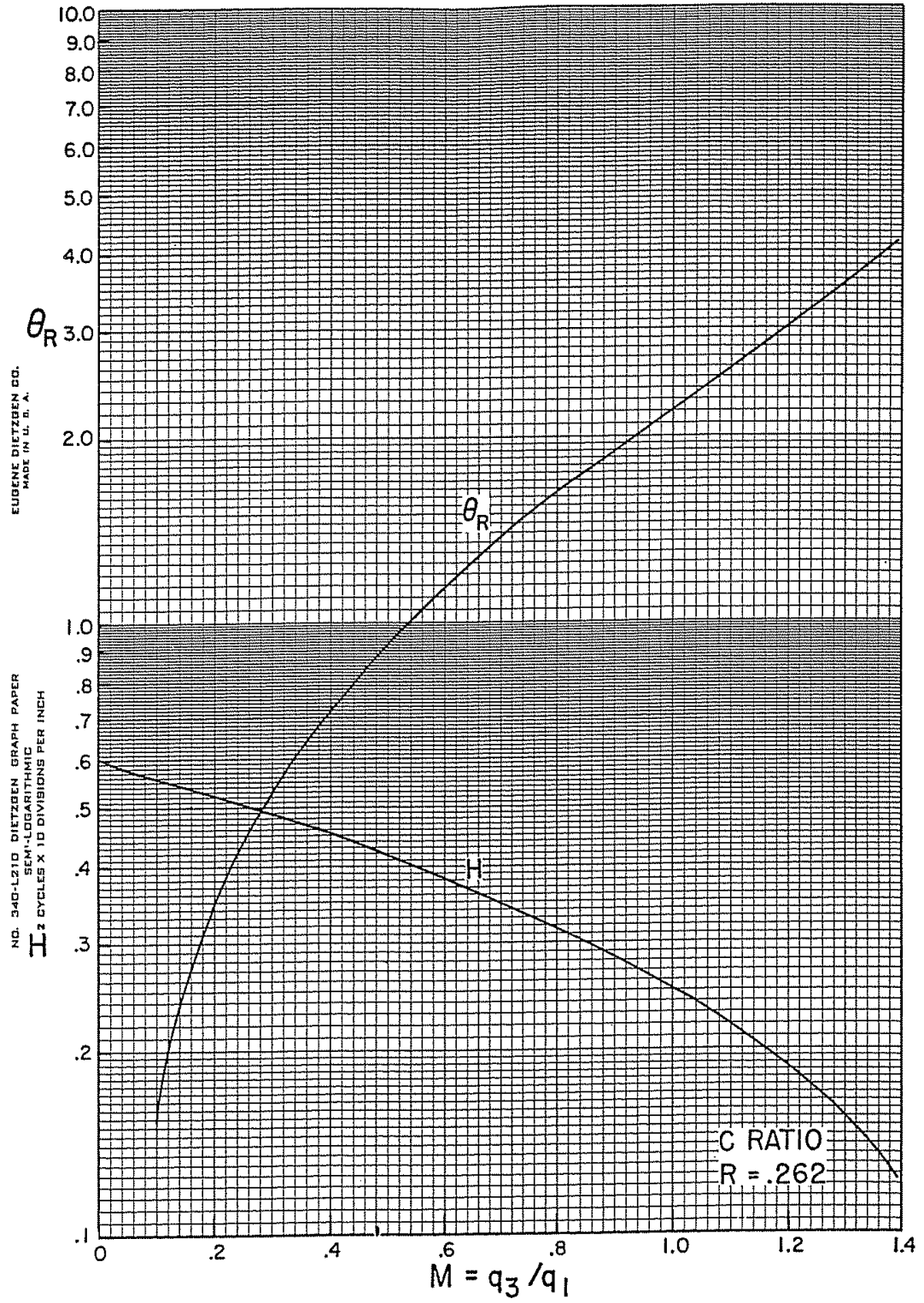


Figura 7: Factor de corrección θ_R para relación D.

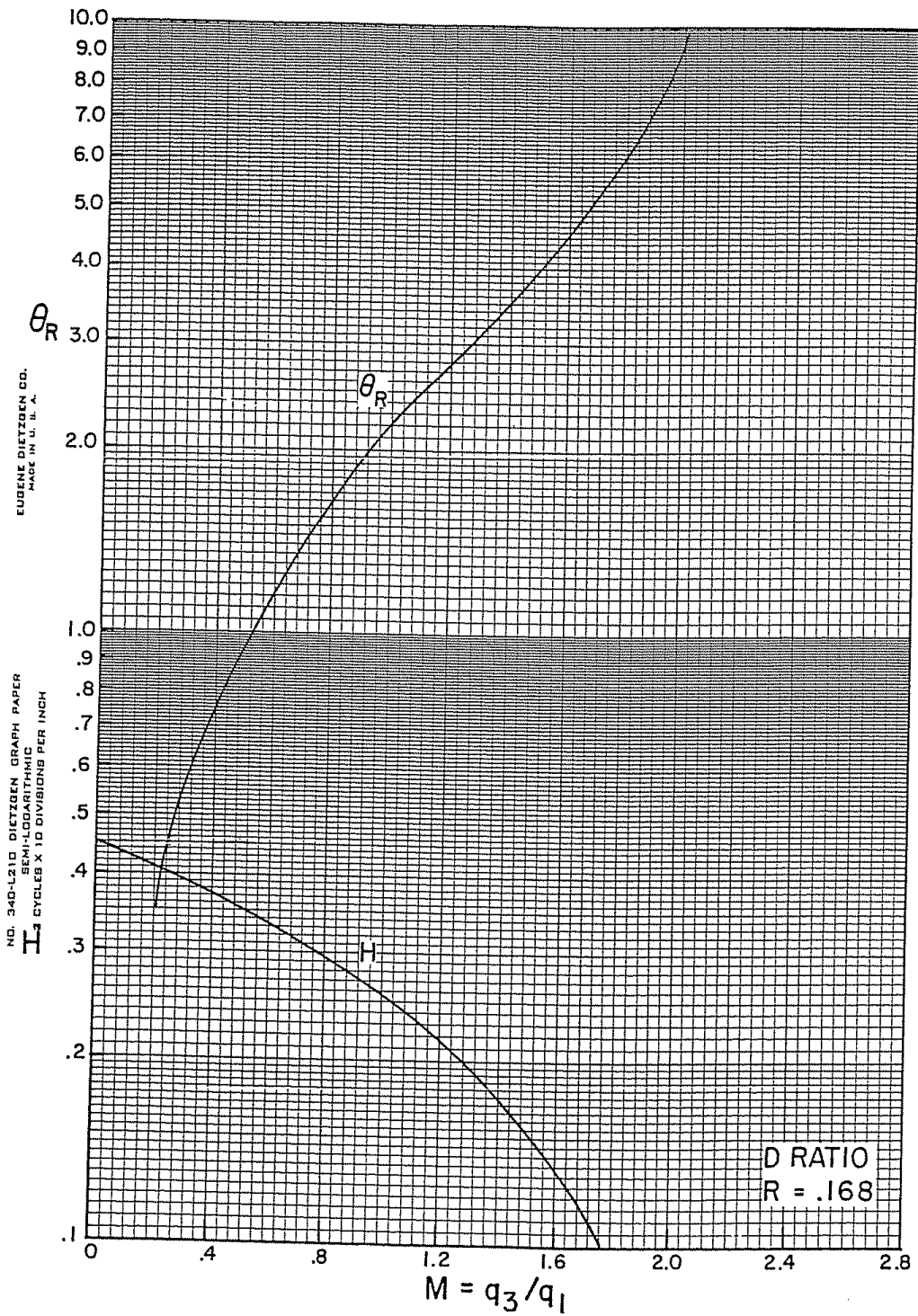
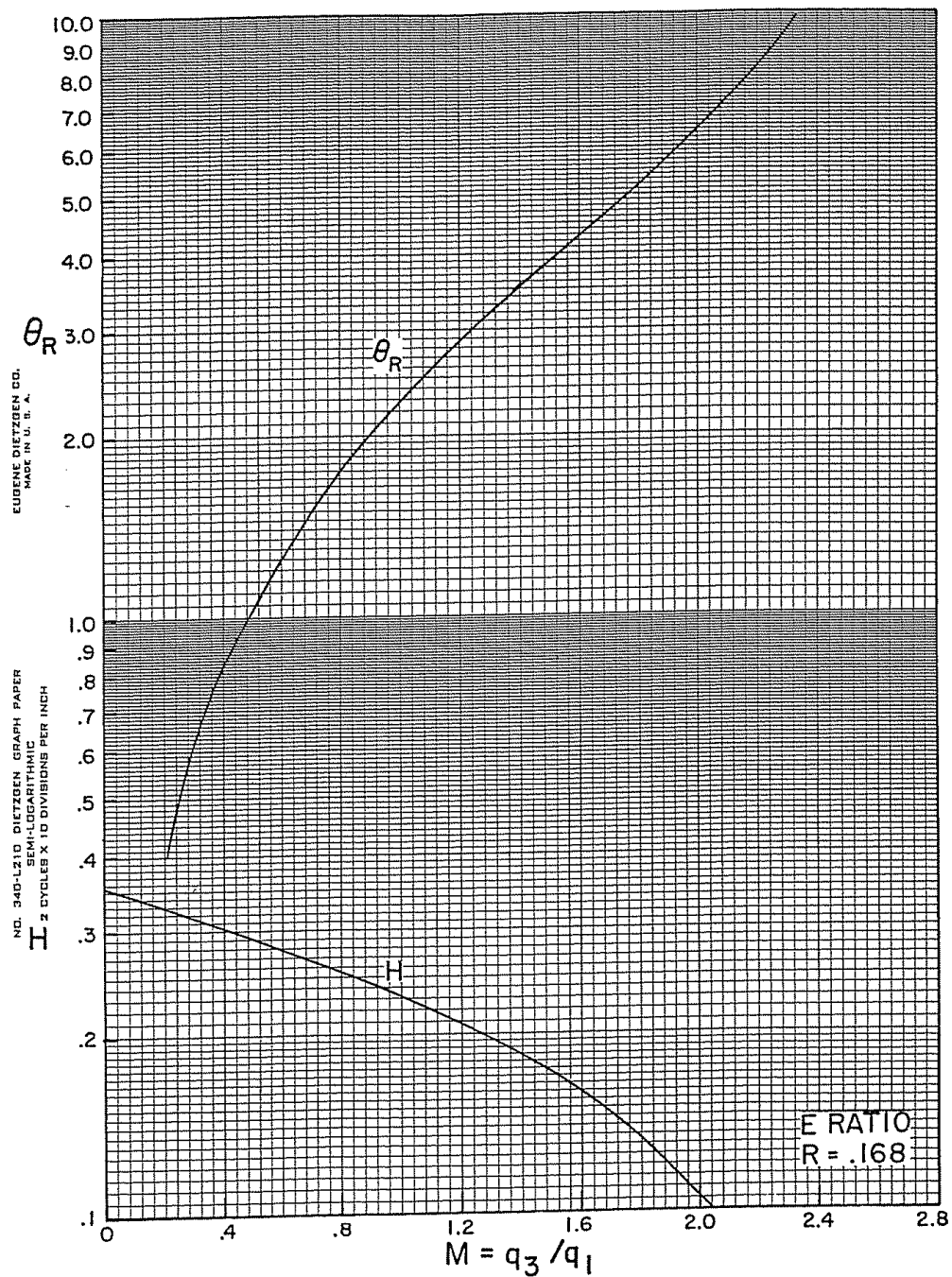


Figura 8: Factor de corrección θ_R para relación E.



Anexo B
DILIGENCIAMIENTO DE MATRIZ DE SELECCIÓN PARA LOS POZOS
ESTUDIO (B, C, D Y E).

Tabla 1: Diligenciamiento de matriz de selección para el pozo B.

Datos del pozo a la entrada de la matriz.

Variables del Pozo	Unidades	Valor
Diámetro mínimo del estado mecánico	Pulgadas (in)	2.347
Diámetro máximo del estado mecánico	Pulgadas (in)	13.375
Temperatura	°F	116
Presión	Libra por pulgada cuadrada (PSI)	59.23
Ángulo de desviación del pozo	Grados	3.5

Parámetros de las herramientas de fondo.

Herramienta	Referencia	Diámetro externo (in)	Temperatura máxima de operación (°F)	Presión máxima de operación (PSI)	Longitud (Ft)	Rango de Casing /Tubing Mínimo	Rango de Casing /Tubing Máximo
Medidor de flujo (Flow Meter)	Continuous FlowMeter Spinner	1.6875	350	15000	0.667	1.875	-
Flow ID	Fluid Density	1.437	375	18000	3.26	1.875	-
Termómetro	Temperature Logging Tool	1.437	375	18000	1.92	1.875	-
Manómetro	Compensated Quartz Pressure Tool	1.687	375	16000	4.25	2	-
Localizador de cuellos	Hostile Gamma Neutron CCL	1.687	500	20000	8.82	2	-
Gamma Ray	Hostile Gamma Neutron CCL	1.687	500	20000	8.82	2	-
Coiled Tubing	-	2	-	-	-	-	-
Jet Pump	-	2	500	-	-	1.25	4.5

Parámetros relacionados a la longitud de la sarta de registros y al sistema de inyección de nitrógeno mediante coiled tubing.

Otras Variables	Valor
Disponibilidad de Nitrógeno (Si/No)	Si
Longitud de Sarta (ft)	27.737
Bolsillo - Rat Hole (ft)	402

Parámetros de salida de la matriz de selección.

SISTEMAS ALTERNOS PARA TOMAR PLT ADECUADOS PARA EL POZO

CABEZAL DUAL	Visto Bueno
Diámetro del pozo (in)	Si

INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN COILED TUBING	Visto Bueno
Disponibilidad de Nitrógeno para inyección (Si/No)	Si
Diámetro Coiled Tubing (in)	Si

ARREGLO DE JET PUMP EN CCT	Visto Bueno
Diámetro Externo de Jet Pump (in)	Si
Ángulo de desviación (°)	Si
Diámetro Concentric Coiled Tubing (in)	Si
Temperatura de Operación (°F)	Si

PROBLEMAS EN DISEÑO DE SARTA	Visto Bueno
Medidor de flujo (Flow Meter)	Si
Gradiomanómetro (Flow ID)	Si
Termómetro	Si
Manómetro	Si
Localizador de cuellos	Si
Gamma Ray	Si
Longitud de Sarta (ft)	Si

Tabla 2: Diligenciamiento de matriz de selección para el pozo C.

Datos del pozo a la entrada de la matriz.

Variables del Pozo	Unidades	Valor
Diámetro mínimo del estado mecánico	Pulgadas (in)	2.347
Diámetro máximo del estado mecánico	Pulgadas (in)	9.625
Temperatura	°F	116
Presión	Libra por pulgada cuadrada (PSI)	300
Ángulo de desviación del pozo	Grados	33.24

Parámetros de las herramientas de fondo.

Herramienta	Referencia	Diámetro externo (in)	Temperatura máxima de operación (°F)	Presión máxima de operación (PSI)	Longitud (Ft)	Rango de Casing /Tubing Mínimo	Rango de Casing /Tubing Máximo
Medidor de flujo (Flow Meter)	Continuous FlowMeter Spinner	1.6875	350	15000	0.667	1.875	-
Flow ID	Fluid Density	1.437	375	18000	3.26	1.875	-
Termómetro	Temperature Logging Tool	1.437	375	18000	1.92	1.875	-
Manómetro	Compensated Quartz Pressure Tool	1.687	375	16000	4.25	2	-
Localizador de cuellos	Hostile Gamma Neutron CCL	1.687	500	20000	8.82	2	-
Gamma Ray	Hostile Gamma Neutron CCL	1.687	500	20000	8.82	2	-
Coiled Tubing	-	2.375	-	-	-	-	-
Jet Pump	-	2.5	500	-	-	1.25	4.5

Parámetros relacionados a la longitud de la sarta de registros y al sistema de inyección de nitrógeno mediante coiled tubing.

Otras Variables	Valor
Disponibilidad de Nitrógeno (Si/No)	Si
Longitud de Sarta (ft)	27.737
Bolsillo - Rat Hole (ft)	307

Parámetros de salida de la matriz de selección.

SISTEMAS ALTERNOS PARA TOMAR PLT ADECUADOS PARA EL POZO

CABEZAL DUAL	Visto Bueno
Diámetro del pozo (in)	Si

INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN COILED TUBING	Visto Bueno
Disponibilidad de Nitrógeno para inyección (Si/No)	Si
Diámetro Coiled Tubing (in)	Si

ARREGLO DE JET PUMP EN CCT	Visto Bueno
Diámetro Externo de Jet Pump (in)	Si
Ángulo de desviación (°)	Si
Diámetro Concentric Coiled Tubing (in)	Si
Temperatura de Operación (°F)	Si

PROBLEMAS EN DISEÑO DE SARTA	Visto Bueno
Medidor de flujo (Flow Meter)	Si
Gradiomanómetro (Flow ID)	Si
Termómetro	Si
Manómetro	Si
Localizador de cuellos	Si
Gamma Ray	Si
Longitud de Sarta (ft)	Si

Tabla 3: Diligenciamiento de matriz de selección para el pozo D.

Datos del pozo a la entrada de la matriz.

Variables del Pozo	Unidades	Valor
Diámetro mínimo del estado mecánico	Pulgadas (in)	2.347
Diámetro máximo del estado mecánico	Pulgadas (in)	9.625
Temperatura	°F	116
Presión	Libra por pulgada cuadrada (PSI)	245
Ángulo de desviación del pozo	Grados	68.3

Parámetros de las herramientas de fondo.

Herramienta	Referencia	Diámetro externo (in)	Temperatura máxima de operación (°F)	Presión máxima de operación (PSI)	Longitud (Ft)	Rango de Casing /Tubing Mínimo	Rango de Casing /Tubing Máximo
Medidor de flujo (Flow Meter)	Continuous FlowMeter Spinner	1.6875	350	15000	0.667	1.875	-
Flow ID	Fluid Density	1.437	375	18000	3.26	1.875	-
Termómetro	Temperature Logging Tool	1.437	375	18000	1.92	1.875	-
Manómetro	Compensated Quartz Pressure Tool	1.687	375	16000	4.25	2	-
Localizador de cuellos	Hostile Gamma Neutron CCL	1.687	500	20000	8.82	2	-
Gamma Ray	Hostile Gamma Neutron CCL	1.687	500	20000	8.82	2	-
Coiled Tubing	-	2	-	-	-	-	-
Jet Pump	-	2	500	-	-	1.25	4.5

Parámetros relacionados a la longitud de la sarta de registros y al sistema de inyección de nitrógeno mediante coiled tubing.

Otras Variables	Valor
Disponibilidad de Nitrógeno (Si/No)	Si
Longitud de Sarta (ft)	27.737
Bolsillo - Rat Hole (ft)	172.5

Parámetros de salida de la matriz de selección.

SISTEMAS ALTERNOS PARA TOMAR PLT ADECUADOS PARA EL POZO

CABEZAL DUAL	Visto Bueno
Diámetro del pozo (in)	Si

INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN COILED TUBING	Visto Bueno
Disponibilidad de Nitrógeno para inyección (Si/No)	Si
Diámetro Coiled Tubing (in)	Si

ARREGLO DE JET PUMP EN CCT	Visto Bueno
Diámetro Externo de Jet Pump (in)	Si
Ángulo de desviación (°)	Si
Diámetro Concentric Coiled Tubing (in)	Si
Temperatura de Operación (°F)	Si

PROBLEMAS EN DISEÑO DE SARTA	Visto Bueno
Medidor de flujo (Flow Meter)	Si
Gradiomanómetro (Flow ID)	Si
Termómetro	Si
Manómetro	Si
Localizador de cuellos	Si
Gamma Ray	Si
Longitud de Sarta (ft)	Si

Tabla 4: Diligenciamiento de matriz de selección para el pozo E.

Datos del pozo a la entrada de la matriz.

Variables del Pozo	Unidades	Valor
Diámetro mínimo del estado mecánico	Pulgadas (in)	2.867
Diámetro máximo del estado mecánico	Pulgadas (in)	9.625
Temperatura	°F	116
Presión	Libra por pulgada cuadrada (PSI)	123
Ángulo de desviación del pozo	Grados	62.4

Parámetros de las herramientas de fondo.

Herramienta	Referencia	Diámetro externo (in)	Temperatura máxima de operación (°F)	Presión máxima de operación (PSI)	Longitud (Ft)	Rango de Casing /Tubing Mínimo	Rango de Casing /Tubing Máximo
Medidor de flujo (Flow Meter)	Continuous FlowMeter Spinner	1.6875	350	15000	0.667	1.875	-
Flow ID	Fluid Density	1.437	375	18000	3.26	1.875	-
Termómetro	Temperature Logging Tool	1.437	375	18000	1.92	1.875	-
Manómetro	Compensated Quartz Pressure Tool	1.687	375	16000	4.25	2	-
Localizador de cuellos	Hostile Gamma Neutron CCL	1.687	500	20000	8.82	2	-
Gamma Ray	Hostile Gamma Neutron CCL	1.687	500	20000	8.82	2	-
Coiled Tubing	-	2.375	-	-	-	-	-
Jet Pump	-	2.5	500	-	-	1.25	4.5

Parámetros relacionados a la longitud de la sarta de registros y al sistema de inyección de nitrógeno mediante coiled tubing.

Otras Variables	Valor
Disponibilidad de Nitrógeno (Si/No)	Si
Longitud de Sarta (ft)	27.737
Bolsillo - Rat Hole (ft)	176.5

Parámetros de salida de la matriz de selección.

SISTEMAS ALTERNOS PARA TOMAR PLT ADECUADOS PARA EL POZO

CABEZAL DUAL	Visto Bueno
Diámetro del pozo (in)	Si

INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN COILED TUBING	Visto Bueno
Disponibilidad de Nitrógeno para inyección (Si/No)	Si
Diámetro Coiled Tubing (in)	Si

ARREGLO DE JET PUMP EN CCT	Visto Bueno
Diámetro Externo de Jet Pump (in)	Si
Ángulo de desviación (°)	Si
Diámetro Concentric Coiled Tubing (in)	Si
Temperatura de Operación (°F)	Si

PROBLEMAS EN DISEÑO DE SARTA	Visto Bueno
Medidor de flujo (Flow Meter)	Si
Gradiomanómetro (Flow ID)	Si
Termómetro	Si
Manómetro	Si
Localizador de cuellos	Si
Gamma Ray	Si
Longitud de Sarta (ft)	Si